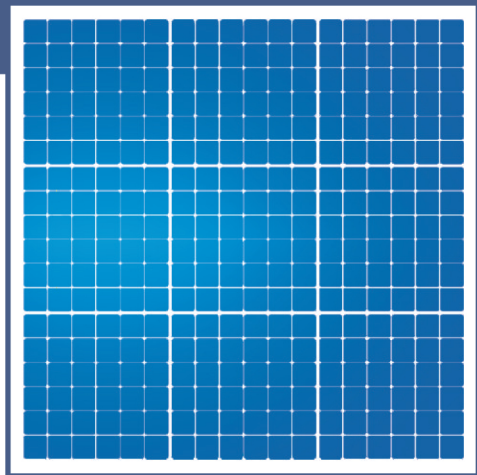




REGIONAL IMPACTS OF DIFFERENT PHOTOVOLTAIC SYSTEMS

UTJECAJ FOTONAPONSKIH SUSTAVA NA REGIJU

KÜLÖNBÖZŐ FOTOVILLAMOS RENDSZEREK REGIONÁLIS HATÁSAI

Urednici/Editors/Szerkesztők:

**Pelin, Denis
Šljivac, Damir
Topić, Danijel
Varjú Viktor**

Regional impacts of different photovoltaic systems

Utjecaj fotonaponskih sustava na regiju

Különböző fotovillamos rendszerek regionális hatásai

Recenzent/peer reviewer/lektor:

Németh Kornél (PhD) – energeticist, environmental expert
Rejtő János – electrical engineer, electric energetic planner

Urednici/Editors/Szerkesztők:

Pelin, Denis; Šljivac, Damir; Topić, Danijel; Varjú Viktor



Projekt sufinancira Europska unija u sklopu IPA prekograničnog programa
Mađarska–Hrvatska



The project is co-financed by the European Union through the Hungary–
Croatia IPA Cross-border Co-operation Programme



A projekt a Magyarország–Horvátország IPA Határon Átnyúló
Együttműködési Programban, az Európai Unió társfinanszírozásával valósul
meg

Autori/Authors/Szerzők: Hartung Katalin (12.3, 12.4); Horeczki Réka (12.5, 13.1); Klaić, Zvonimir (6.1); Kovács Sándor Zsolt (9); Pallós Balázs (12.2), Pelin, Denis (2, 7, 5.2, 13); Primorac, Mario (5, 6.2, 8) Póla Péter (11); Šljivac, Damir (3, 13.3, 5.2, 13.4); Suvák Andrea (9); Szabó Tamás (4.3, 12.1); Topić, Danijel (3, 4.1, 4.2, 5.2, 8); Varjú Viktor (1, 2, 10., 12.1, 13.2)

Autori/Authors/Szerzők

HARTUNG Katalin – PhD student PTE KTK, Pécs
HORECZKI Réka – junior research fellow MTA KRTK RKI DTO, Pécs
KLAJĆ, Zvonimir – PhD, assistant professor ETFOS, Osijek
KOVÁCS Sándor Zsolt – junior research fellow MTA KRTK RKI DTO, Pécs
PALLÓS Balázs – architect, manager, BASE-Invest, Pécs
PELIN, Denis – PhD, associate professor ETFOS, Osijek
PRIMORAC, Mario – teaching associate, ETFOS, Osijek
PÓLA Péter – PhD, research fellow MTA KRTK RKI DTO, Pécs
ŠLJIVAC, Damir – PhD, full professor ETFOS, Osijek
SUVÁK Andrea – junior research fellow MTA KRTK RKI DTO, Pécs
SZABÓ Tamás – BA student, PTE TTK Institute of Geography, Pécs
TOPIĆ, Danijel – PhD, – junior researcher ETFOS, Osijek
VARJÚ Viktor – PhD, research fellow MTA KRTK RKI DTO, Pécs

Editing of figures: FONYÓDI Valéria

© Authors / Szerzők, 2014

ISBN: 978-615-5457-22-7

Kiadta / Published by: IDRResearch Kft. / Publikon Kiadó, Pécs, 2014

Ova publikacija izrađena je uz finansijsku pomoć Europske unije. Sadržaj ove publikacije isključiva je odgovornost Sveučilište Josipa Jurja Strossmayera u Osijeku Elektrotehnički fakultet Osijek i Mađarske akademije znanosti Centar za regionalna istraživanja i ni na koji način ne može se smatrati da odražava gledišta Europske unije i /ili Upravljačkog tijela.

This publication has been produced with the financial assistance of the European Union. The content of the publication is the sole responsibility of Josip Juraj Strossmayer University of Osijek Faculty of Electrical Engineering Osijek and MTA KRTK (RKI DTO) and can under no circumstances be regarded as reflecting the position of the European Union and/or the Managing Authority.”

Jelen könyv az Európai Unió társfinanszírozásával valósult meg. Jelen dokumentum az Európai Unió társfinanszírozásával valósult meg. A dokumentum tartalmáért kizárólag az MTA KRTK (RKI DTO), mint projekt partner, valamint az ETFOS, mint vezető kedvezményezett felelős, és az semmilyen körülmények között nem tükrözi az Európai Unió vagy az Irányító Hatóság véleményét.

CONTENT/ SADRŽAJ/TARTALOM

EN_1. Preface	8
EN_2. Introduction	8
EN_3. Introduction to sun energy and PV systems basic	10
EN_3.1. Sun radiation energy	10
EN_3.2. Photovoltaic cell, module and array	12
EN_3.2.1. Types of PV modules	15
EN_3.2.1.1. Monocrystalline silicon photovoltaic modules	15
EN_3.2.1.2. Polycrystalline silicon photovoltaic modules	16
EN_3.2.1.3. Thin-film photovoltaic modules	17
EN_3.2.2. Module parameters	18
EN_3.2.3. Comparison of the efficiency of different types of photovoltaic modules	19
EN_3.3. Photovoltaic systems	20
EN_3.3.1. Grid connected PV systems	20
EN_3.3.2. Stand-alone PV systems	21
EN_4. Meteorological measurement	22
EN_4.1. Description of measuring instruments	22
EN_4.2. Methodology	23
EN_4.3. Solar calculation with relief	24
EN_5. Measurement on DC side	26
EN_5.1. Introduction	26
EN_5.2. Characteristics for different module technologies	26
EN_5.2.1. Monocrystalline photovoltaic module BISOL BMO 250	27
EN_5.2.2. Thin film photovoltaic module SOLAR FRONTIER SF-150	27
EN_5.2.3. Thin film photovoltaic module MASDAR MPV-100S	27
EN_5.2.4. High efficient monocrystalline module PANASONIC VBHN2450SE10	28
EN_5.2.5. Polycrystalline photovoltaic module BISOL BMU 250	28
EN_5.3. Measuring method	28
EN_5.3.1. Outdoor measurements on modules of different technologies	29
EN_5.3.2. Indoor laboratory measurements on modules of different technologies	35
EN_5.3.3. Measurements on module arrays	37
EN_6. Measurements on AC side	42
EN_6. 1. Power quality measurements	42
EN_6.2. Measurements from KACO 12.0TL3 inverter	46
EN_7. Measurements on a photovoltaic emulator	50
EN_8. Database	57
EN_8.1. Measurement Results of Individual Modules Using Different Technologies	57
EN_9. Model and evaluation of the panels	59
EN_9.1. Dimensions of the model	59

EN_9.2. Data, data sources	60
EN_9.3. Evaluation methodology	62
EN_9.4. Evaluation of the basic model	63
EN_9.5. Possibilities of Model Modifications – Scenarios	68
EN_10. Social impacts	70
EN_11. Effects of photovoltaic systems on region – Rural development perspective	74
EN_12. Environmental impacts	78
EN_12.1. Potential impacts on land use	79
EN_12.2. Potential impact of PV installation on the roof of buildings	80
EN_12.3. Effects of visual pollution on the environment	81
EN_12.4. Solar power for carbon-dioxide emission avoidance	81
EN_12.5. End of life-cycle for solar photovoltaic (PV) energy production – The issues of disassembly and recycling	83
EN_13.1. Comparison of renewable energy systems	88
EN_13.2 Summary of social conditions	91
EN_13.3. Module comparison based on standard test conditions (STC) and PVGIS	93
EN_13.4. Comparison of modules based on measurement results	99
 HR_1. Predgovor	 105
HR_2. Uvod	105
HR_3. Uvod u sunčevu energiju i osnove o fotonaponskim sustavima	107
HR_3.1. Energija sunčevog zračenja	107
HR_3.2. Fotonaponska ćelija, modul, niz modula	109
HR_3.2.1. Tipovi fotonaponskih modula	113
HR_3.2.1.1. Monokristalni silicijski fotonaponski moduli	113
HR_3.2.1.2. Polikristalni silicijski fotonaponski moduli	113
HR_3.2.1.3. Tankoslojni fotonaponski moduli	114
HR_3.2.2. Parametri modula	116
HR_3.2.3. Usporedba učinkovitosti različitih tipova fotonaponskih modula	116
HR_3.3. Fotonaponski sustavi	117
HR_3.3.1. Mrežni FN sustavi	118
HR_3.3.2. Samostojeći FN sustavi	119
HR_4. Meteorološka mjerenja	119
HR_4.1. Opis mjernih instrumenata	119
HR_4.2. Metodologija	121
HR_4.3. Dodatak meteorološkim mjerenjima	122
HR_5. Mjerenja na istosmjernoj strani (DC strana)	123
HR_5.1. Uvod	123
HR_5.2. Karakteristike modula različitih tehnologija	124
HR_5.2.1. Monokristalni modul BISOL BMO 250	124
HR_5.2.2. Tankoslojni modul SOLAR FRONTIER SF-150	125

HR_5.2.3. Tankoslojni modul MASDAR MPV-100S	125
HR_5.2.4. Visokoučinkoviti modul PANASONIC VBHN2450SE10	125
HR_5.2.5. Monokristalni modul BISOL BMU 250	126
HR_5.3. Metoda mjerenja	126
HR_5.3.1. Mjerenja na modulima u vanjskom dijelu laboratorija	127
HR_5.3.2. Mjerenja na modulima u unutrašnjem dijelu laboratorija	133
HR_5.3.3. Mjerenja na fotonaponskim nizovima	135
HR_6. Mjerenja na izmjeničnoj strani	140
HR_6.1. Mjerenja kvalitete električne energije	140
HR_6.2. Mjerenja kvalitete električne energije	142
HR_7. Mjerenja na fotonaponskom emulatoru	149
HR_8. Baza podataka	155
HR_8.1. Rezultati mjerenja pojedinačnih modula različitih tehnologija	155
HR_9. Model i evaluacija fotonaponskih sustava	157
HR_9.1. Dimenzije sustava	157
HR_9.2. Podaci i izvori podataka	157
HR_9.3. Evaluacijska metodologija	160
HR_9.4. Evaluacija osnovnog modela	161
HR_9.5. Mogućnosti promjena modela – scenariji	166
HR_10. Socijalni učinci	168
HR_11. Utjecaj fotonaponskih sustava na mikroregiju, ruralni razvoj	172
HR_12. Utjecaj na okoliš	176
HR_12.1. Potencijal zemljišta za izgradnju fotonaponskih sustava	176
HR_12.2. Potencijalni utjecaj instaliranja fotonaponskih sustava na građevine	177
HR_12.3. Utjecaj vizualnog onečišćenja na okoliš	178
HR_12.4. FN proizvodnja el. energije u svrhu smanjenja emisije ugljičnog dioksida	179
HR_12.5. Kraj životnog vijeka energetskog iskorištavanja fotonaponskih sustava – demontriranje i recikliranje	181
HR_13. Zaključak – Evaluacija znanstvenih istraživanja i odabir optimalnog fotonaponskog sustava	186
HR_13.1. Usporedba obnovljivih izvora za proizvodnju el.energije	186
HR_13.2. Pregled društvenih uvjeta	190
HR_13.3. Usporedba modula na temelju standardnih testnih uvjeta, PVGIS-a i ekološkog pristupa	191
HR_13.4. Usporedba modula na temelju rezultata mjerenja	196
 HU_1. Előszó	 201
HU_2. Bevezetés	201
HU_3. A napenergia és a napelemes rendszerek alapjai	203
HU_3.1. A Nap sugárzási energiája	203
HU_3.2. PV cella, modul és napelem csoport elrendezés	205
HU_3.2.1. PV modulok típusai	208

HU_3.2.1.1. Monokristályos szilícium PV modul	209
HU_3.2.1.2. Polikristályos szilícium PV modul	209
HU_3.2.1.3. Vékony-film PV modulok	210
HU_3.2.2. Modul paraméterek	212
HU_3.2.3. Különböző típusú PV modulok hatásfokának összehasonlítása.	212
HU_3.3. Fotovoltaikus rendszerek	213
HU_3.3.1. Hálózatra kapcsolt PV rendszerek	214
HU_3.3.2. Szigetüzemű PV rendszerek.	215
HU_4. Meteorológiai mérések	216
HU_4.1. Meteorológiai mérőműszerek leírása	216
HU_4.2. Módszertan	217
HU_4.3. Besugárzási számítások domborzat figyelembe vételével	218
HU_5. DC oldali mérések	219
HU_5.1. Bevezetés	219
HU_5.2. Különböző modul technológiák jellemzői	220
HU_5.2.1. Monokristályos fotovoltaikus modul BISOL BMO	220
HU_5.2.2. Vékony-réteg fotovoltaikus modul SOLAR FRONTIER SF 150	221
HU_5.2.3. Vékony-réteg fotovoltaikus modul MASDAR MPV-100S	221
HU_5.2.4. Magas hatékonyságú monokristályos modul PANASONIC VBHN2450SE10	222
HU_5.2.5. Polikristályos fotovoltaikus modul BISOL BMU 250	222
HU_5.3. Mérési módszer	222
HU_5.3.1. Különböző technológiájú modulok kültéri mérései	223
HU_5.3.2. Különböző technológiájú modulok beltéri laboratóriumi mérései	229
HU_5.3.3. Modulcsoportokon (PV paneleken) végzett mérések	231
HU_6. Mérések váltóáramú (AC) oldalon –	236
HU_6.1. A villamosenergia minőségének mérései	236
HU_6.2. AC oldali mérések – Mérések a KACO 12.0TL3 inverteren	241
HU_7. Fotovoltaikus emulátoron végzett mérések	245
HU_8. Adatbázis 1	252
HU_8.1. Különböző technológiájú egyedi modulok mérési eredményei	252
HU_9. A vizsgált panelek gazdaságossági modellezése, értékelése	254
HU_9.1. A modell dimenziói	254
HU_9.2. Adatok, adatforrások	255
HU_9.3. Az értékelés módszertana	257
HU_9.4. Az alapmodell értékelése	259
HU_9.5. Modellváltoztatási lehetőségek – scenáriók	263
HU_10. Társadalmi hatások	265
HU_11. A fotovoltaikus energiarendszerek kistérségi, vidékfejlesztési hatásai	269
HU_12. Környezeti hatások	273
HU_12.1. Potenciális területhasználati hatások	273
HU_12.2. A napelemek telepítésének tartószerkezeti vonatkozásai	275
HU_12.3. Vizuális környezetszennyezés	275

HU_12.4. A napelemek széndioxid megtakarítása	276
HU_12.5. A napelemes energiatermelés életciklusának vége – A leszerelési költségek, a hulladék elhelyezés és az újrahasznosíthatóság kérdései	277
HU_13. Konklúzió – A kutatási eredmények értékelése és az optimális PV rendszer kiválasztása	281
HU_13.1. Alternatív energiatermelő rendszerek összehasonlítása	282
HU_13.2. Társadalmi kondíciók	285
HU_13.3. A modulok összehasonlítása standard teszt feltételek mellett és a PVGIS segítségével	286
HU_13.4. Modulok összehasonlítása mérési eredmények alapján	292
Literature/Literatura/Irodalomjegyzék	297
Contributors	301

EN_1. PREFACE

At present we are experiencing explosive development in photovoltaic energy production. During the past one or two years the number of installed photovoltaic energy-generating modules has started to increase both in the developed and underdeveloped world and capacity installation projects indicate a continuation of the dynamic growth. Costs incurred by the production of solar modules decrease year on year and the reliability and efficiency of inverters are also constantly improving. Research and development (R&D) gives rise to an ever-increasing number of different types of solar panels, where, in addition to efficiency, focus must be placed also on the life-cycle of the materials used and on the reintegration of such materials into the recycling chain. From the point of view of energy management at the macro level, photovoltaic energy generation also has the advantage that a PV system makes electricity available when it is typically needed (during daytime, in the summer season when air conditioning puts transmission networks under increasing load). Possibilities for energy storage are also available (e.g. underground water storage, hydrogen storage by water-splitting). Research and development relating to electric vehicles is likely to affect the development of new and more efficient types of accumulators in the future. Although technological development promotes the spread of energy storage, political and social will play an even more significant role in this process.

The above facts may provide encouragement for the future since the surging growth rate of renewable energy exerts positive impact on our environment and provides assistance in our combating climate change, however, all this should be accompanied by a complex impact analysis of the dynamic increase in renewable energy sources. Photovoltaic energy production implies not only technical-technological prerequisites and effects but also social, economic and environmental factors and effects which are at least just as important as the former ones, consequently it is inevitable to carry out interdisciplinary research in this field. The book introduces the synopsis of the joint work performed by two research workshops of different profiles, where we address the most significant parameters relating to the social, economic, environmental and regional impacts of photovoltaic systems. The present, trilingual volume demonstrates the first findings that have emerged from complex, joint interdisciplinary research and represents a continuation of our volume entitled “*Napenergia és Környezet*” (“Photovoltaic Energy and Environment”) (Varjú (ed.) 2014), in which we analysed the conditions for photovoltaic energy generation. In view of the initial successes and research findings giving a reason for confidence, we intend to continue working after completing our EU-funded project.

EN_2. INTRODUCTION

The European Union has recognised the enormous potential for development in the area of energy efficiency and renewable energy sources. Photovoltaic systems, as a whole, are a new technology, which generates the need to research them further. Members of the Croatian project team from the Faculty of Electrical Engineering Osijek have had the opportunity – through study visits to Barcelona, as part of the ERASMUS programme – to contact scientists working in the areas of renewable energy sources and energy electronics at the Centre for Technology Research and Development, Polytechnic University of Catalonia. They were introduced to technical achievements in various fields, whereby special emphasis was placed on photovoltaic systems. The project with the acronym REG-PHOSYS is based

precisely on those kinds of experiences and research done by the project team members in the field of photovoltaic systems and energy electronics. The Institute for Regional Studies from Pécs, CERS of the Hungarian Academy of Sciences is – due to its activities in the fields of economics and environmental protection – a competent partner for the research of the social, technological and economic impacts of photovoltaic systems on the cross-border region.

The overall objective of the project is to develop an optimal photovoltaic system configuration for the climate conditions of the cross-border region. Within the scope of the project, the impact of photovoltaic systems on the electrical power supply system, economy and environment will be investigated. A common knowledge database about characteristic features significant for the application of photovoltaic systems will be developed and cross-border innovation network of research teams for development of photovoltaic systems will be established. Furthermore, the photovoltaic system will be optimized for the climate conditions of the project impact area in terms of selecting a photovoltaic module build technology. Co-operation between scientific institutions and actors of the economy on both sides of the border interested in application of photovoltaic systems will be enhanced. Location of the project in terms of research and development will be Osijek and Pécs. Location of project impact will be Eastern Croatia and Southern Hungary. The research team from the Faculty of Electrical Engineering Osijek will use innovative methods in measuring and testing photovoltaic systems, so that academic community members active in the field of PV systems, as well as PV system designers, will be able get valuable data for PV system optimisation. Also, teams will be established for innovation research, as well as for future PV system development.

An additional operational goal of the project is to set up and furnish a Laboratory for Renewable Energy Sources at the Faculty of Electrical Engineering Osijek. The direct target groups are undergraduate and graduate students of electrical engineering, who will, through laboratory and construction exercises, gain practical knowledge of photovoltaic systems. An indirect target group is members of scientific communities in the field of renewable energy sources, photovoltaic systems and PV system design in particular. Also, additional indirect target groups are businesses and potential private investors who might be motivated to invest in PV equipment development based on the PV system measurements and optimization.

The book unifies and presents project research results in all of the three research segments: technical, economic and social. An introduction to solar energy, explaining the basic concepts required for the understanding of photovoltaic system operation, is followed by the measurement results, through which the technical characteristics of photovoltaic systems with regard to the climate elements of the cross-border region are presented. An analysis of PV systems was carried out with regard to different manufacturing technologies of the photovoltaic cells, i.e. photovoltaic modules. Measurements were performed for 5 different photovoltaic modules of crystalline and thin-film structure. According to PV system structure, measurements were done on the side of the supply grid connection, i.e. AC side, and on the side of the photovoltaic modules, i.e. DC side. Based on the DC side measurements, a database was created for the purpose of evaluating the electrical power produced by the photovoltaic systems using different technologies. For the purpose of estimating the power production, a photovoltaic emulator was used.

A cost-benefit analysis shows the costs and benefits for different photovoltaic systems in the cross-border region. The cost-benefit analysis is indispensable in terms of determining the developmental priorities of photovoltaic systems, both for Croatia and Hungary. Supported

by the research of the environmental impact of photovoltaic systems, as well as of their social and economic impact on the region, guidelines have been provided for selecting an optimal photovoltaic system for the cross-border region.

The book identifies potential social impacts which can be generated from several factors, such as the advance of solar energy, more particularly, solar energy-related investments, the manner in which such investments are communicated and the interaction of individual actors involved. Furthermore, the book examines the impact of the aforementioned factors on the diffusion of innovations and the influence of this process on specific groups of people as well as on their renewable/solar energy -related decisions.

When reviewing environmental impacts, we also advert to the issues of land use and carbon-dioxide emission. While making a survey of the photovoltaic life-cycle, we also take into account the waste resulting from PV panels and the recycling solutions applicable to photovoltaic modules.

Finally, we present a brief overview of where PV energy production is situated in the order of rankings relative to other renewable energy-generating solutions and also give an insight into possible advantages and disadvantages attributed to PV systems.

EN_3. INTRODUCTION TO SUN ENERGY AND PV SYSTEMS BASIC

EN_3.1. Sun radiation energy

The Sun energy is coming continuously to the Earth that is moving around it's axes and around the Sun, therefore with daily and seasonal changes in Sun radiation on the Earth surface. Sun radiation energy E_0 coming to the other edge of Earth atmosphere depending on the Sun-Earth distance equals between 1307-1399 W/m² on an optimal angle surface (vertical to Sun radiation direction). An average value is called solar constant: $E_{0sr}=1367.7$ W/m². For different Sun-Earth distances we can calculate it from (Požar, 1973):

$$E_o = E_{0r} \left(\frac{r}{R} \right)^2$$

where:

- r – average Sun-Earth distance
- R - real Sun-Earth distance (regarded constant in a day).

Due to the mild eccentricity of Earth rotation around the Sun the solar constant variants approx. $\pm 3,4\%$ annually, which for a certain day in the year in [W/m²] can be calculated from (Požar, 1973):

$$E_o(n) = \varepsilon_0(n) E_{0r} = \left(1 + 0.034 \cos \frac{360^\circ n}{365^\circ} \right) E_{0r}$$

where:

- ε – ellipse eccentricity
- n – day in a year

Total daily energy in [J/m^2] by irradiation of horizontal surface is (Požar, 1973):

$$W_o(n, \phi, \delta, \omega_s) = \frac{86400}{\Pi} E_{0r} \left(1 + 0.034 \cos \frac{360^\circ n}{365^\circ} \right) \left(\frac{2\Pi}{360} \omega_s \sin \phi \sin \delta + \sin \omega_s \cos \phi \cos \delta \right)$$

Where:

- ω_s – hour angle of the Sun (12 h=0°, 13 h=15°, 15 h=45°)
- ϕ – geographical width of the regarded microlocation
- δ – Sun declination (angle between lines passing centre of the Earth, Equator and Centre of the Sun).

Figure 1 shows the declination and the annual motion of the Earth.

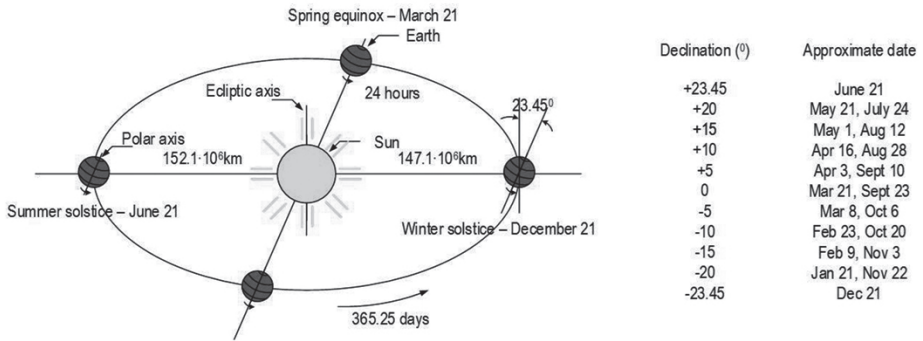


Figure 1: Annual motion of the Earth about the sun

Source: Kalogirou, (2009).

On it's way to the Earth surface approximately 30% of Sun radiation is being directly reflected back to the space (6% from the atmosphere, 20% from clouds and 4% from the Earth), approximately 19% being absorbed in the atmosphere (clouds 3%, upper atmosphere 16%). The rest is being absorbed by land, seas and oceans but returning back by air heating 7%, water evaporation 23% and infrared radiation 21%.

Sun radiation intensity depends significantly on the atmospheric conditions and cloudiness, but roughly, we can assume in average approximately 200 W/m^2 (Twidell and Weir, 2006) on the Earth surface during the entire year resulting in approximately one billion TWh of available Sun Energy each year which is enormous.

There are however big problems in direct Sun radiation usage in electricity production using photovoltaic system. Small density of energy flow, oscillation in radiation intensity during the day, month and the season, dependence on the climate conditions on one side combined with peak radiation intensity (summer at noon) not coincident to peak electricity consumption (winter at evening) with very expensive storage batteries resulted initially in high specific investment costs of photovoltaic systems compared to conventional (fossil, nuclear, big hydro) or even non-conventional (wind, biomass, geothermal) energy technologies. Combined with small efficiency and power factor this resulted in high electricity costs.

However, high incentives in over hundred countries resulted in fast technology development, the fastest usage increase with over 130 GW_e of installed PV capacities world-wide in 2013¹ and with significant investment costs decrease particularly in last several years².

In Figure 2 world's energy consumption in comparison to all fossil resources and its annual solar energy potential is shown. The Sun's irradiation on Earth's is 14000 times higher than the World's energy consumption. Accumulated over one year, the energy of solar irradiance on Earth is much higher than all known fossil fuel resources (Krauter, 2006).

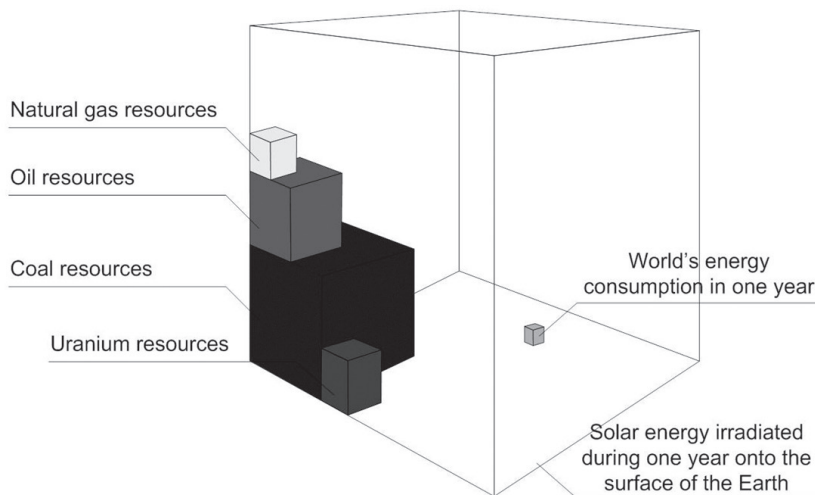


Figure 2: World's energy consumption in comparison to all fossil resources and its annual solar energy potential

Source: Krauter (2006).

EN_3.2. Photovoltaic cell, module and array

Photovoltaic effect (PV) means the direct conversion of short-wave solar irradiance (sun light) into electricity. Sun light consists of photons (particles containing different amounts of energy related to different wave lengths of solar spectrum. When photons hit the PV cells, initially and still dominantly a p-n layer of semiconductor based on crystalline silicon they can be reflected, pass directly through the cell or be absorbed in the cell. Only those photons absorbed results in energy needed to free the electrons and hence produce electricity which is called the photovoltaic effect.

Special preparation of n-layer surface of the PV cell results in electrons (negative charges) moving there naturally. By leaving their position in the p-layer the holes are being created as positive charges. Imbalance of negative charges of n-layer surface and positive charges

¹ Renewables 2013 Global Status Report, <http://www.ren21.net> (December 2013)

² European Commission, DG Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport, Renewable Energy Unit: PV Status Report 2013, Ispra, Italy, September 2013

of p-layer surface results in voltage (potential). When connected with outer circuit (through load) free electrons start to flow (current).

Figure 3 presents an equivalent circuit of PV cell that includes some parallel leakage resistance R_p and series resistance.

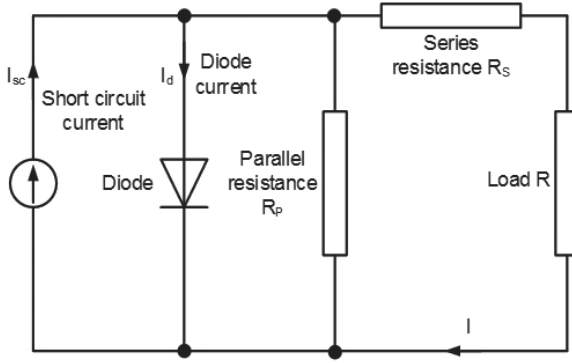


Figure 3: A PV equivalent circuit with series and parallel resistance

According to the Figure 3. equation for resulting PV cell current can be written as:

$$I = I_{sc} - I_d - I_p = I_{sc} - I_0 \left[e^{\frac{e(V+R_s)}{kT}} - 1 \right] - \frac{V}{R_p}$$

Where:

- I – equivalent circuit current
- I_{sc} – short circuit current
- I_d – diode current
- I_p – current through the parallel resistance
- V – voltage
- R_p – parallel resistance of the PV cell
- I_0 – reverse saturation current
- e – electron charge, $e=1,602176462 \cdot 10^{-19}$ As
- R_s – series resistance of the PV cell
- k – Boltzmann's constant $k=1,3806 \cdot 10^{-23}$ J/K
- T – absolute temperature.

Figure 4 presents the typical current-voltage ($I - V$) characteristics of the PV cell.

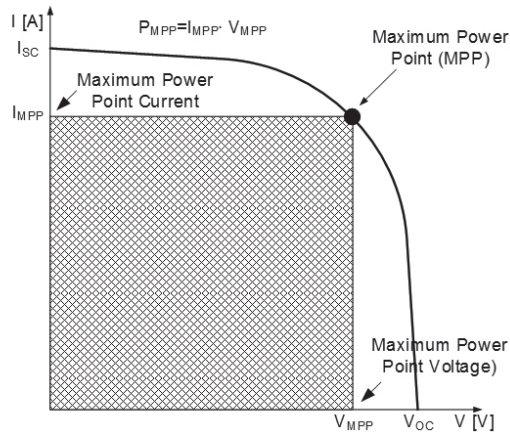


Figure 4: Current-voltage characteristics of the PV cell

Using current-voltage characteristic on Figure 4 we can calculate the efficiency η of the cell from manufacturers data on short circuit current (also called the photo or light current) I_{sc} , open circuit voltage V_{oc} and the so-called filling factor F as:

$$\eta = \frac{P_{MPP}}{P_{Sun}} = \frac{V_{MPP} \cdot I_{MPP}}{E \cdot A} = F \cdot \frac{V_{oc} \cdot I_{sc}}{E \cdot A}$$

Where:

- F – filling factor $F = (U_m \cdot I_m) / (U_{oc} \cdot I_{sc})$
- A – area of the PV cell
- E – Sun radiation.

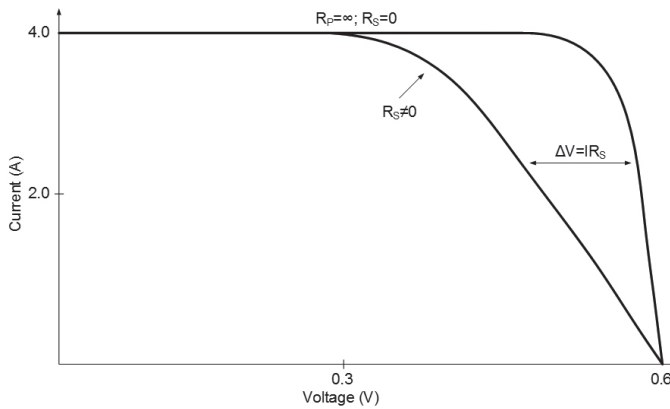


Figure 5: Current-voltage characteristics with influence of serial and parallel resistance

Theoretical efficiency of photovoltaic effect is 33% maximum due to losses resulting from semiconductor characteristics of PV cell (23%), PV cell response to the sun light (31%), limitation of cell voltage up to 0.8 V (12%) and thermodynamic losses (3%).

Since an individual cell produces only about 0.5 V, it is a rare application for which just a single cell is of any use (Nelson, 2011). Instead, the basic building block for PV applications is a module consisting of a number of pre-wired cells in series. Multiple modules, in turn, can be wired in series to increase voltage and in parallel to increase current, the product of which is power. An important element in PV system design is deciding how many modules should be connected in series and how many in parallel to deliver whatever energy is needed. Such combinations of modules are referred to as an array. Figure 6 shows this distinction between cells, modules, and arrays (Nelson, 2011).

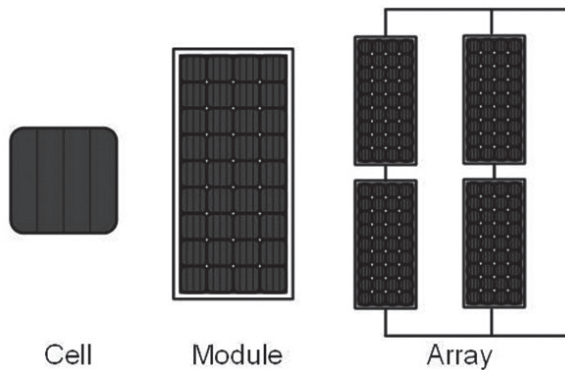


Figure 6: Photovoltaic cells, modules, and arrays

EN_3.2.1. Types of PV modules

Photovoltaic modules can be made of different types of semiconductor materials, which can be arranged in different structures in order to achieve better efficiency of energy conversion of solar radiation into electricity. There can distinguish four basic technology of photovoltaic modules:

- monocrystalline modules (silicon)
- polycrystalline modules (silicon)
- thin-film modules.

EN_3.2.1.1. Monocrystalline silicon photovoltaic modules

Monocrystalline silicon photovoltaic modules are made of high-purity silicon. Monocrystalline silicon atoms are linked together by covalent bonds in the face centred cubic lattice. Monocrystalline silicon is black, opaque, extremely brilliant, tough and poorly conducts electricity, while by adding dopant can be a good conductor. Width of the forbidden zone of monocrystalline silicon changes with temperature changes. The main advantage of monocrystalline modules in which efficiency is 13-19%³ as well as long-term retention

³ NREL National Center for Photovoltaics, <http://www.nrel.gov/ncpv/>, December 2013

and preservation of the technical characteristics over time⁴. Figure 7 shows an example of monocrystalline silicon modules.

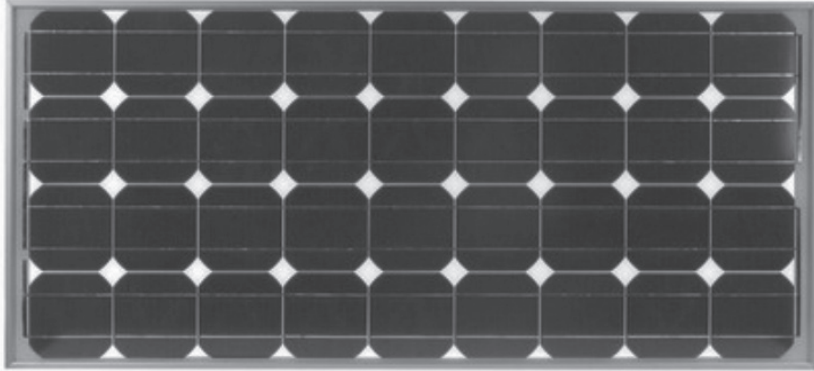


Figure 7: Monocrystalline photovoltaic module⁵

EN_3.2.1.2. Polycrystalline silicon photovoltaic modules

Contrary to monocrystalline silicon cells, polycrystalline silicon cells are made of multiple small crystals, which can lead to the appearance the boundaries. The boundaries impede the flow of electrons, and encourage them to recombining with holes resulting in decreased power output of such cells. The manufacturing process of photovoltaic cells made of polycrystalline silicon is much cheaper than the production process of monocrystalline cells, but photovoltaic polycrystalline cells have lower efficiency of monocrystalline silicon cells (Karlović, 2008). The efficiency of polycrystalline photovoltaic modules is 11-15%⁶. Figure 8 shows an example of one polycrystalline photovoltaic module.



Figure 8: Polycrystalline photovoltaic module⁷

⁴ Technical Application Papers No.10 – Photovoltaic system, ABB, www.abb.com , 2013

⁵ <http://www.solaconnections.com.au/> January 2014

⁶ NREL National Center for Photovoltaics, <http://www.nrel.gov/ncpv/> , December 2013

⁷ <http://www.solarpanelking.com/> January 2014

EN_3.2.1.3. Thin-film photovoltaic modules

The term “thin”, namely “thin-film” refers to the technology of depositing the film, not the film thickness (layer), since the thin-film photovoltaic cells are deposited in an extremely thin, successive layers of atoms, molecules or ions. Photovoltaic cells made of thin film (Figure 9) technology have a lot of advantages compared to cells produced by classical methods, such as (Karlović, 2008):

- in the preparation of thin film photovoltaic cells there is much less used materials, for example the thickness of the cell varies from 1 to 10 microns, while the standard silicon cell thickness from 100 to 300 microns
- thin-film photovoltaic cells are produced automated, non-disruptive processes that can be laid on cheap substrates (glass, stainless steel, plastic, etc.)
- because of the flexibility of production technology depositing layers of thin film cells with standard dimensions (125 mm x 125 mm) and the module made as one large cell (75cm x 150cm) can be produced by the same apparatus
- photovoltaic cells made of thin film technology does not require metal mesh upper contact (such as monocrystalline photovoltaic cells), but use a thin layer of transparent conductive oxides
- layers of thin film are deposited on a selected surface including anti-reflection layer and a transparent conductive oxide layer, thereby shortening the production process.

Since the cost per unit of output is greatly determined by the competitiveness photovoltaic modules, thin layer photovoltaic modules could dominate the market of photovoltaic systems because they have the potential for far the lowest production costs.

Thin-film photovoltaic modules can be divided into the following types:

- thin-film photovoltaic modules from amorphous silicon
- copper indium gallium diselenide thin-film modules (Copper Indium Gallium diselenide – CIGS)
- Cadmium Tellurium thin – film photovoltaic modules (CdTe)
- Copper indium selenide thin – film modules (Copper Indium selenide – CIS). (Copper Indium Gallium DiSelenide – CIGS).



Figure 9: Thin-film photovoltaic module⁸

⁸ http://www.diytrade.com/china/pd/6560765/Thin_Film_Solar_Panel_100W.html January 2014

Efficiency of thin – film module ranges between 8 - 11% for CIS and CdTe thin – film modules, while the amorphous silicon module in the range of 6 - 8% (Lynn, 2010).

Amorphous Silicon (a-Si) films consist typically of 1m-thick amorphous silicon (good light absorption, but low electron flow) deposited on very large substrates (5-6 m²), with low manufacturing costs but also low efficiency (4-8%). The best laboratory efficiencies are currently in the range of 9.5 - 10%. Among TF technologies, a-Si TF is perhaps the most challenged by the current low-cost c-Si. Its future is rather uncertain. Some producers have recently retired part of manufacturing capacity⁹.

Cadmium-telluride (CdTe) films are chemically stable and offer relatively high module efficiencies (i.e. up to 11%). They are easily manufactured at low costs via a variety of deposition techniques. The highest efficiencies (i.e. up to 16.5%) have been obtained from high temperature (600°C) deposition on alkali-free glass. The theoretical efficiency limit is around 25%¹⁰.

Copper-indium-[gallium]-[di]selenide-[di]sulphide film (CI[G]S) has the highest efficiency among TF technologies (i.e. 20.1% lab efficiency; 13-14% for prototype modules and 7-12% for commercial modules). The manufacturing process is more complex and costly than the other TF technologies. Replacing indium with lower-cost materials or reducing indium use could help reduce costs (indium is used in liquid crystal displays as well). Cost reduction and module efficiencies of up to 15% can be achieved using better basic processes (e.g. interface and grain boundary chemistry, thin-fi lm growth on substrates), novel materials (e.g. new chalcopyrites, wide band-gap materials for tandem cells), material band-gap engineering (e.g. spectrum conversion, quantum effects), non-vacuum deposition techniques, electro-deposition, nano-particle printing and low-cost substrates and packaging.

EN_3.2.2. Module parameters

Basic parameters of photovoltaic modules are defined for the standard test conditions. To standard test conditions and the range of effectiveness of certain types of photovoltaic modules were described earlier. The main technical parameters are given for individual photovoltaic modules as follows:

- Nominal power $P (W_p)$ - defined as the product of current and voltage at the maximum power point (MPP);
- Voltage $U_{OC} (V)$ - is defined as the output voltage of the photovoltaic modules for standard test conditions when the module terminals are open;
- Short-circuit current $I_{SC} (A)$ - is defined as the current of PV modules for standard test conditions at the short-circuit;
- Voltage at maximum power $U_{MPP} (V)$ - is defined as the voltage of the photovoltaic modules at the point of maximum power;
- Current at maximum power $I_{MPP} (A)$ - is defined as the current photovoltaic modules at the point of maximum power;
- Nominal operating cell temperature $NOCT (^\circ C)$ - is defined as the temperature

⁹ "Solar Photovoltaics – Technology Brief" International Renewable Energy Agency, IEA – Energy Technology Systems Analysis Programme, www.irena.org/Publications, February 2014

¹⁰ "Solar Photovoltaics – Technology Brief" International Renewable Energy Agency, IEA – Energy Technology Systems Analysis Programme, www.irena.org/Publications, February 2014

¹¹ "Solar Photovoltaics – Technology Brief" International Renewable Energy Agency, IEA – Energy Technology Systems Analysis Programme, www.irena.org/Publications, February 2014

of a photovoltaic module that is achieved when the terminals are opened for the following conditions: irradiation of 800 W/m^2 , ambient temperature of 20°C , a wind speed of 1 m/s and the rear module opened;

- A reduction in power by changing the temperature of $^\circ\text{C}$ with in relation to the nominal operating cell temperature (%);
- Reduce the voltage at $^\circ\text{C}$ with temperature change relative to the nominal operating cell temperature (%);
- Length (mm) - defined as the frame length of photovoltaic modules;
- Width (mm) - defined as the width of the frame photovoltaic modules;
- Weight (kg) - is defined as the mass of the entire photovoltaic modules
- efficiency (%).

EN_3.2.3. Comparison of the efficiency of different types of photovoltaic modules

Today's market is dominated by semiconductor solar cells on the basis of mono- and polycrystalline silicon, but new technologies based on plastics, organic materials or thin film cells with diverse semiconductor combinations are increasingly achieving marketability. In commercial application monocrystalline PV cells efficiency range between 13-19%, polycrystalline from 11-15% and different thin film technologies with efficiency usually less than 10%¹¹ in so-called standard test conditions (STC).

Standard test conditions include the following¹²:

- 1 kW/m^2 insolation perpendicular to the panels
- 25°C temperature in the cells
- Air mass (AM) equal to 1.5.

The air mass influences the PV energy production since it represents an index of the trend of the power spectral density of solar radiation. As a matter of fact the latter has a spectrum with a characteristic $\text{W/m}^2 - \text{wavelength}$ which varies also as a function of the air density.

New production technologies are aimed at improving poor efficiency of PV cells and/or keeping production costs very low. The investments into research focus on accomplishing more efficient transformation of sunbeams into electricity while retaining cheap materials and maintain low production costs. Figure 10 presents the current best research cell efficiency chart from US NREL National Laboratory Center for Photovoltaics.¹³

¹¹ NREL National Center for Photovoltaics, <http://www.nrel.gov/ncpv/>, December 2013

¹² Technical Application Papers No.10 – Photovoltaic system, ABB, www.abb.com, 2013

¹³ NREL National Center for Photovoltaics, <http://www.nrel.gov/ncpv/>, 2013

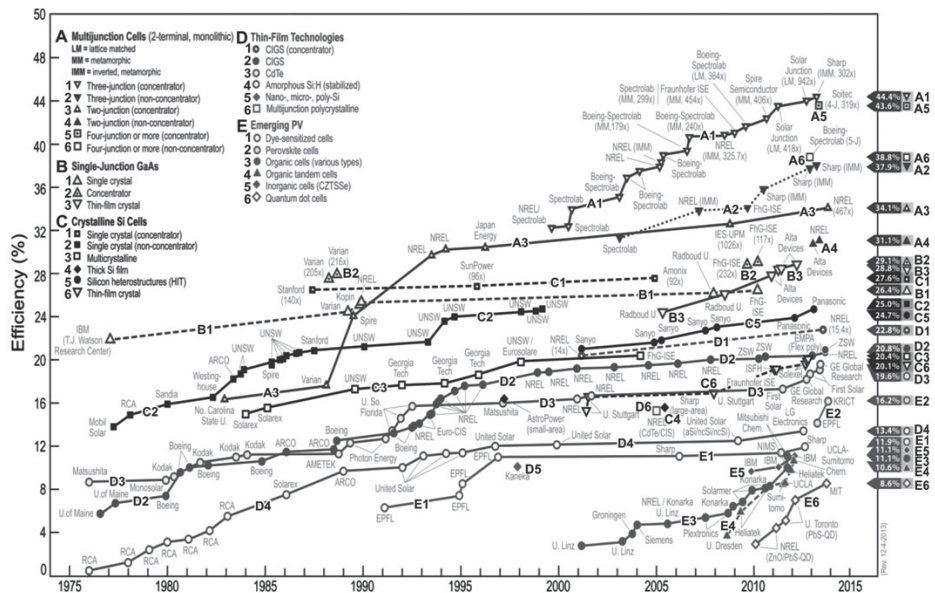


Figure 10: NREL best research PV cell efficiency

Source: NREL National Center for Photovoltaics, <http://www.nrel.gov/ncpv/>, 2013

EN_3.3. Photovoltaic systems

All PV systems are in fact integrated sets of PV modules and other components, such as structure for installation (on the ground or roof), maximal power point tracker and other devices for regulation, eventual storage components (batteries, chargers etc.), DC/AC converters (inverters), cables, connectors, enabling the optimal supply of the electricity being produced from the PV modules (arrays, strings) to the network, AC or DC consumers.

Two most commonly encountered configurations of PV systems are (Figure 11):

- Systems that feed power directly into the utility grid or through network connection installation such as lines and transformers (on-grid/grid-connected PV system)
- Stand-alone systems with and without energy storage (batteries and chargers) (off-grid PV system), sometimes with generator back-up (hybrid PV system).

EN_3.3.1. Grid connected PV systems

The on-grid PV systems system deliver DC power to a power conditioning unit (PCU) that converts DC to AC (inverter) and sends power to the building. If the PVs supply less than the immediate demand of the building, the PCU draws supplementary power from the utility grid, so demand is always satisfied. If, at any moment, the PVs supply more power than is needed, the excess is sent back onto the grid, potentially spinning the electric meter backwards. The system is relatively simple since failure-prone batteries are not needed for back-up power, although sometimes they may be included if utility outages are problematic (Nelson, 2011).

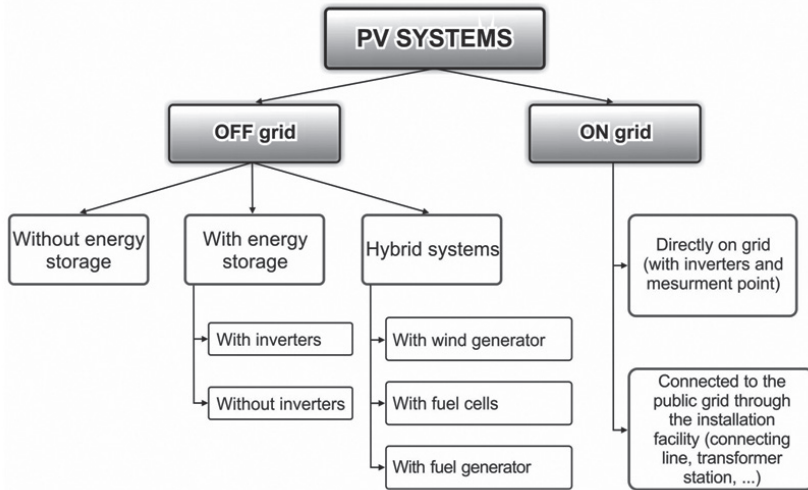


Figure 11: Typical configurations of PV systems

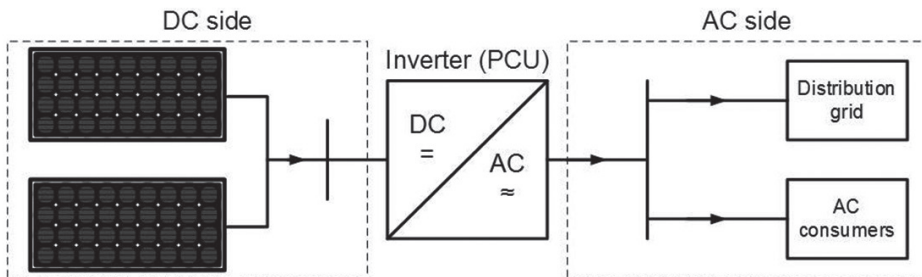


Figure 12: Typical on-grid PV system (Masters, 2004)

EN_3.3.2. Stand-alone PV systems

The off-grid PV systems (Figure 13) can be very cost effective in remote locations where the only alternatives may be noisy, high-maintenance generators burning relatively expensive fuel, or extending the existing utility grid to the site, which can cost thousands of Euros per kilometre. These systems suffer from several inefficiencies, however, including battery losses and the fact that the PVs usually operate well off of their most efficient operating point (Nelson 2011).

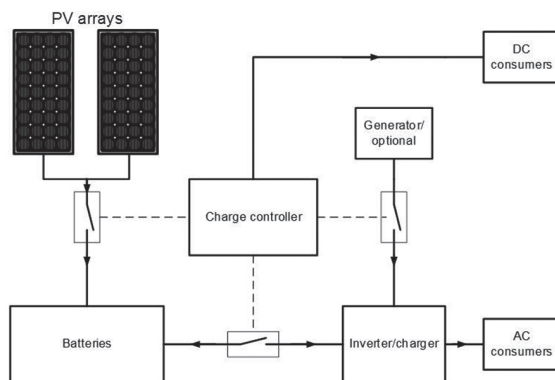


Figure 13: Typical off-grid PV system (Masters, 2004)

Sometimes the off-grid system type has PV directly coupled to their loads, without any storage batteries or major power conditioning equipment. The most common example is PV water pumping in which the wires from the array are connected directly to the motor running a pump. When the sun shines, water is pumped. There is no electric energy storage, but potential energy may be stored in a tank of water up the hill for use whenever it is needed. These systems are the ultimate in simplicity and reliability and are the least costly as well. But they need to be carefully designed to be efficient (Twidell and Weir 2006).

EN_4. METEOROLOGICAL MEASUREMENT

EN_4.1. Description of measuring instruments

Meteorological measurements are made using a wireless weather station Conrad W232P. In figure 14 wireless weather station Conrad W232P is shown.



Figure 14: Wireless weather station Conrad W232P¹⁴

¹⁴ Wireless Weather station – User manuals www.conrad.com , May 2014

Using this weather station following variable were measured:

- outdoor temperature [$^{\circ}\text{C}$]
- outdoor humidity [%]
- outdoor air pressure [hPa]
- wind speed [m/s].

Solar irradiance measurements in W/m^2 are made using a METREL PV Remote Unit A1378 and SEAWORD Solar Survey 100/200R. The METREL PV Remote unit is a professional hand-held accessory intended to perform temperature and solar irradiance measurements SEAWORD Solar Survey 100/200R units measure irradiance and also have a built-in inclinometer to measure roof pitch, compass to measure roof orientation and thermometer to measure ambient air and module temperature. In Figure 15 METREL PV Remote Unit A1378 and SEAWORD Solar Survey 100/200R are shown.



Figure 15: METREL PV Remote Unit A1378 and SEAWORD Solar Survey 100/200R¹⁵

EN_4.2. Methodology

Meteorological measurements are made on daily basis every hour, from 7:00 h to 19:00 h. For every hour following variable is measured: indoor temperature in $^{\circ}\text{C}$, outdoor humidity in %, wind speed in m/s, outdoor air pressure in hPa and solar irradiance in W/m^2 . Solar irradiance is measured for angle of inclination of PV panels. Simultaneously with those measured meteorological data, electrical parameters of PV panels for five different technologies are measured.

For most commercial application it is sufficient to use analytic data from available measurements data bases. Examples of such databases are: European Centre for Medium Range Weather Forecast and NASA Surface Meteorology and Solar Energy (1983-1993). However, the most comprehensive and recent database is coming from the Joint Research Centre (IET) of EU called Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) with 1-2

¹⁵ METREL PV Remote Unit A1378 – User manuals (www.metrel.si May 2014); SEAWORD Solar Survey 100/200R – User manuals (<http://www.seaward-groupusa.com/> May 2014)

km resolution, public and available on website¹⁶. The PVGIS is more than sufficient for basic preliminary analysis and Sun radiation potentials calculations.

In Figure 16 Solar energy potential for Croatia and Hungary based on PVGIS is shown. More detailed data is usually available, e.g. for Croatia from Energy Institute Hrvoje Požar in (Matić 2007).

Meteorological measurements will be used for analysis of different PV module technologies. Based on analysis, optimal PV configuration for a region will be obtained.

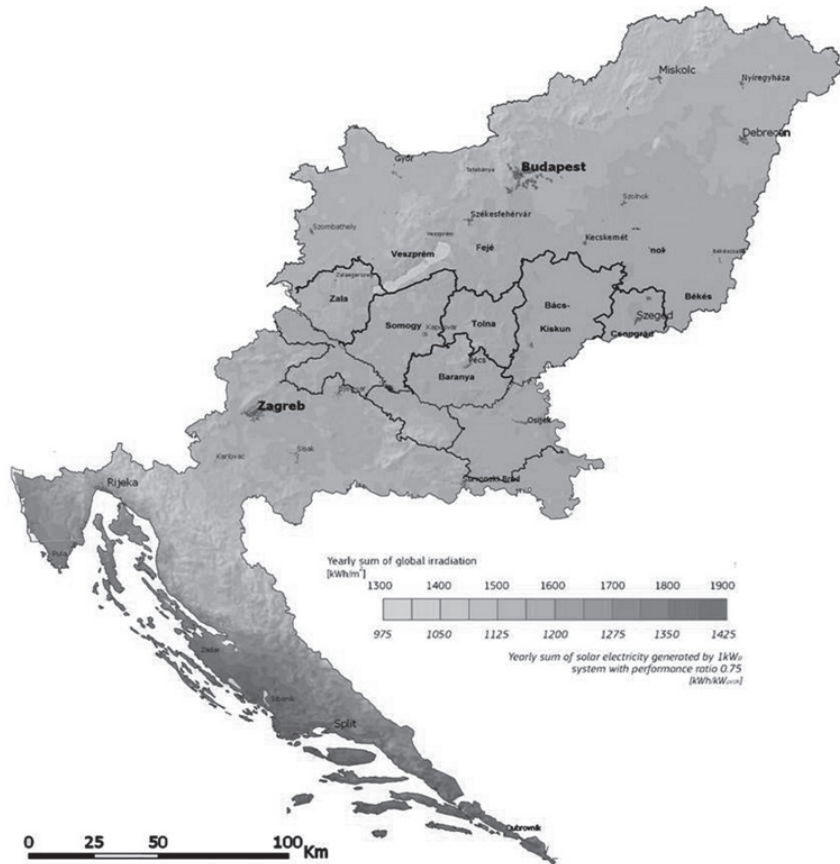


Figure 16: Solar radiation for Croatia and Hungary according to PV GIS

*Source: Photovoltaic Geographical Information System (PV GIS)
<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>*

EN_4.3. Solar calculation with relief

Calculation of solar energy taking into account relief peculiarities is also important. Figure 17 depicts our calculations of the amount of solar radiation on the basis of own modelling

¹⁶ Photovoltaic Geographical Information System (PV GIS) <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

application. Among others, the ArcGIS software is an excellent tool for the calculation of solar radiation received on a given surface area during a given time and performed with regard to the Sun's annual path and to topography, however these calculations were conducted by GRASS.

Radiant energy investigations are conducted in two counties. On the Hungarian side this is Baranya county and the other one is its neighbouring region, the county of Osijek-Baranja in the eastern part of Croatia. Preparation of the model requires the building of a topographic model as well as the slope angle and exposure maps derived from it. Vector raster conversion was followed by a cut-out of SRTM data. The dataset of Shuttle Radar Topography Mission (SRTM¹⁷) is suitable for the development of a digital topographic model. This DEM covers the Earth's surface between the points of 60° north latitude and 57° south latitude. As a topographic model, SRTM is available in arc seconds of resolution. These data are open to the public (<http://seamless.usgs.gov> (Ehsani- Quiel, 2009). and made available in the topographic model of the two counties. This is followed by the preparation of slope angle and exposure maps. Radiation has been given in light of the above and taking into consideration the Sun's annual path, we succeeded in running the model for all the 365 days of the year by the assistance of the script written by Paolo Zatelli. The consolidated map (Figure 17) shows the daily average of radiant energy for the two counties in light of the annual radiation data.

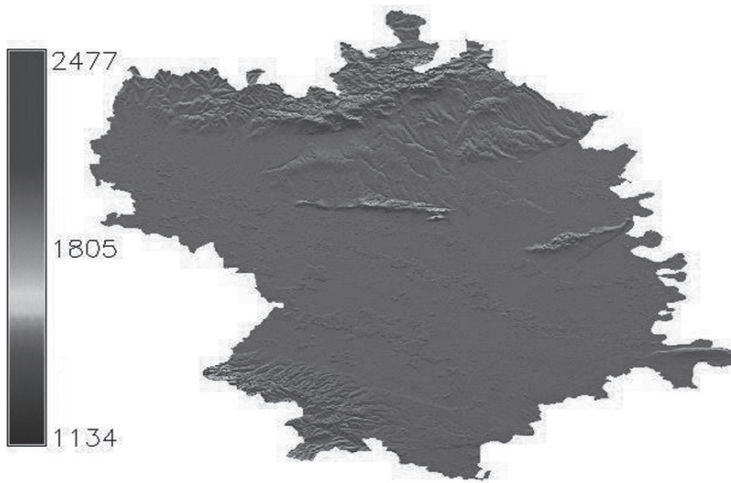


Figure 17: Solar radiation for Baranya and in Osijek-Baranja counties based on GIS calculation (Wh/m²)

Source: Own edition

¹⁷ The Shuttle Radar Topography Mission (SRTM) collected data for creating a digital elevation model (DEM). This DEM covers all landmasses on Earth between 60°N and 57°S. As an altitude database the SRTM project was available with resolution level of 3 arc sec. These data are publicly available at <http://seamless.usgs.gov> (Ehsani and Quiel 2009).

EN_5. MEASUREMENT ON DC SIDE

EN_5.1. Introduction

Measurements on the DC side were performed at the Faculty of Electrical Engineering Osijek at the Laboratory for Renewable Energy Sources. The Laboratory is composed of two units – indoor and outdoor. **The indoor lab unit** (Figure 18) consists of five modules using different technologies, halogen light source and measuring equipment, while the **outdoor lab unit** (Figure 18), consists of two arrays of photovoltaic panels, 20 modules each, that form a photovoltaic power plant, and five modules of different technologies. Along with the modules, equipment for measuring solar radiation and weather conditions (local temperature, relative humidity and wind speed) was set up on the Faculty building's roof. The modules using different technologies are identical in both sections of the laboratory. The measurement results addressed in this chapter refer to all of the modules, fifty of them to be exact.

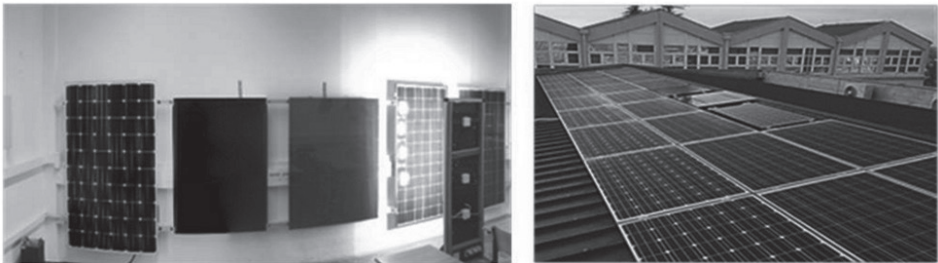
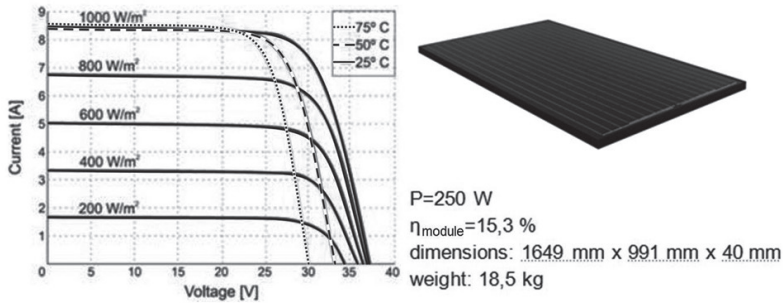


Figure 18: Laboratory for Renewable Energy Sources – indoor and outdoor units

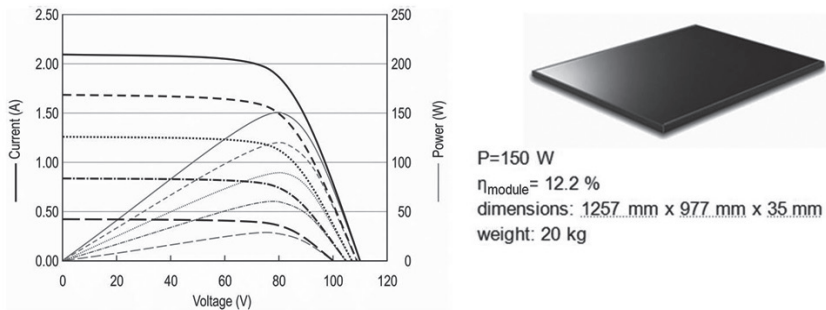
EN_5.2. Characteristics for different module technologies

In REGPHOSYS project photovoltaic modules of five different technologies are purchased. Modules of the following technologies are purchased: mono crystalline, polycrystalline, amorphous silicon thin film, CIS thin film and high efficient mono crystalline. Modules of five different technologies were used for testing in order to find the optimal photovoltaic system for the Drava region. In this chapter, also will be described technical characteristics of modules of different technologies.

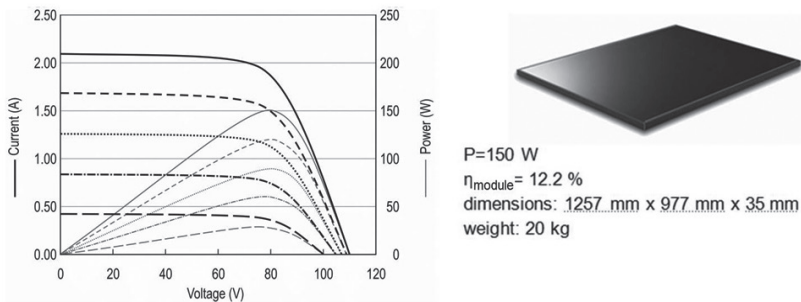
EN_5.2.1. MONOCRYSTALLINE PHOTOVOLTAIC MODULE BISOL BMO 250

Figure 19: Technical characteristic according STC conditions for BMO 250¹⁸

EN_5.2.2. Thin film photovoltaic module SOLAR FRONTIER SF-150

Figure 20: Technical characteristic according STC conditions for SF-150¹⁹

EN_5.2.3. Thin film photovoltaic module MASDAR MPV-100S

Figure 21: Technical characteristic according STC conditions for MPV-100S²⁰¹⁸ http://www.bisol.com/images/Datasheets/EN/BISOL%20Product%20Specification%20BMO_EN.pdf¹⁹ http://www.ikaros-solar.eu/media/170558/solar_frontier_product_flyer_s_series_eng.pdf²⁰ http://www.belectric.com/fileadmin/DE/en/pdf/datasheet/DA_SQSPEN_1.4.pdf

EN_5.2.4. High efficient monocrystalline module PANASONIC VBHN2450SE10

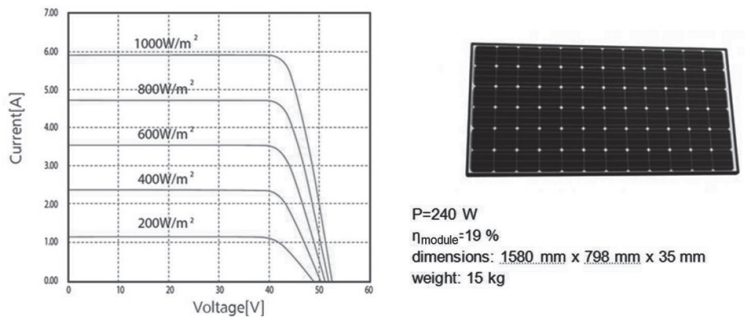


Figure 22: Technical characteristic according STC conditions for VBHN2450SE10²⁰

EN_5.2.5. Polycrystalline photovoltaic module BISOL BMU 250

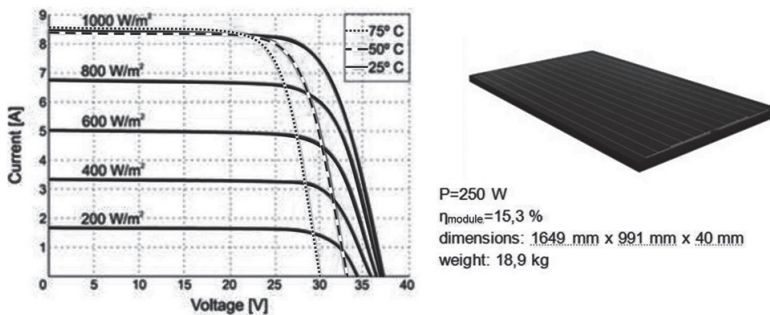


Figure 23: Technical characteristic according STC conditions for BMU 250²¹

EN_5.3. Measuring method

The laboratory with its indoor and outdoor units requires different measuring methods. The outdoor unit provides real and actual measurements, while the indoor unit provides laboratory measurements. In both cases, modules using the following technologies were tested: monocrystalline module of 250 Wp (BISOL BMO 250), thin-film CIS module of 150 Wp (SOLAR FRONTIER SF-150), thin-film amorphous silicon module of 100 Wp (MASDAR MPV-100S), high-efficiency monocrystalline module of 240 Wp (PANASONIC VBHN240SE10) and polycrystalline module of 250 Wp (BISOL BMU 250).

The measured quantities were:

- Solar irradiance (G , W/m^2),
- Short-circuit current (I_{SC} , A),
- Open-circuit voltage (V_{OC} , V),
- Maximum power point current (I_{MPPT} , A),
- Maximum power point voltage (V_{MPPT} , V),
- Maximum power.

²¹ http://www.bisol.com/images/Datasheets/CRO/BISOL_Premium_BMU_HR.pdf

The photovoltaic modules in all of the measurements were loaded by a combination of wire-wound resistors (four types of wire-wound resistors – 10 Ω / 5.7 A, 100 Ω / 2.5 A, 1000 Ω / 0.8 A and 3300 Ω / 0.44 A), depending on irradiated solar energy. Changing the connected resistance leads to the maximum power point, which is then ready by a wattmeter (Wattmeter, 3 phase, METRIX PX 120).

Likewise, other measuring quantities (I_{SC} , V_{OC} , I_{MPPT} , U_{MPPT}), with the exception of solar irradiance, are determined using the same wattmeter. Solar irradiance (G) is determined via a solar irradiation measuring instrument (*Solar Irradiation Meter, SEAWARD 200R* and *METREL AI378 PV Remote Unit*).

EN_5.3.1. Outdoor measurements on modules of different technologies

The measurements on the modules using five different technologies were carried out on a daily basis during April and May 2014, every hour from 7:00 a.m. until 7:00 p.m. This part of the analysis deals with the results obtained for April 2014. The measuring method starts by measuring insolation, i.e. solar irradiance. Total mean hourly solar irradiance value for April 2014 is shown in Table 1.

Table 1: Mean solar irradiance values for April 2014

t [h]	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
G_m [W/m ²]	54.4	163	327	377.4	521.8	470	531.5	452	421	293	146.2	79.7	16.7

A graphic representation of the total mean hourly solar irradiance value for April 2014 is shown in Figure 24.

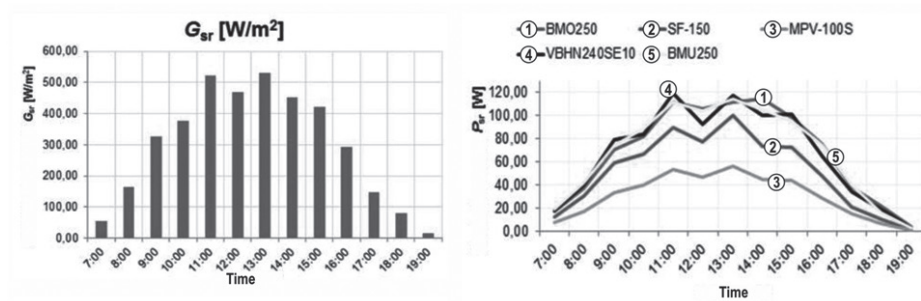


Figure 24: Mean hourly values of solar irradiance and mean hourly power values for the modules using different technologies, April 2014

In parallel with solar irradiance, the output power of the modules also increases. Naturally, module power over the course of a day grows in proportion to the change in solar irradiance. This is supported by Table 2 and Figure 25 showing the mean hourly changes in output power for all five technologies in April 2014.

Figure 25 shows the dependency of output power on the strength of solar radiation. Unfortunately, the characteristics of all the individual technologies do not overlap, which leads to the conclusion that the output power values of the different technologies are not identical. Due to differing output power values of the individual technologies, it is necessary

to determine the mean hourly percentage production for the individual technologies. Such representation provides data on the quality of each technology, as well as on the weather conditions that the observed technology was subject to during observation. Figure 25 with the accompanying table shows the mean hourly percentage power produced by each technology in April 2014.

Table 2: Mean hourly power values for the modules using five different technologies, April 2014

t [h]	P _{SR} BMO250	P _{SR} SF-150	P _{SR} MPV-100S	P _{SR} VBHN240SE10	P _{SR} BMU250
7:00	17.48	12.24	8.18	18.12	19.01
08:00	37.68	30.70	17.85	40.38	41.74
09:00	71.10	59.55	34.07	79.42	74.82
10:00	82.29	66.48	39.81	84.39	89.14
11:00	111.90	89.81	53.26	118.81	111.51
12:00	105.73	77.67	47.05	92.54	103.86
13:00	111.80	100.49	56.54	117.18	114.82
14:00	114.47	73.62	44.57	100.10	104.94
15:00	98.44	73.05	43.73	101.46	95.51
16:00	75.33	47.66	28.50	65.32	74.55
17:00	38.50	21.28	15.06	35.01	40.06
18:00	21.81	10.45	7.03	19.32	16.58
19:00	3.82	1.46	1.17	2.98	3.55

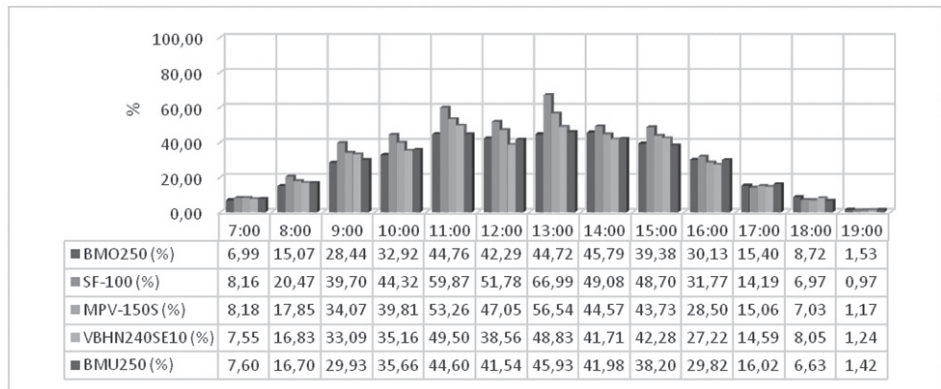


Figure 25: Mean hourly percentage power produced by different technologies, April 2014

Each technology, aside from its defined power, also has a certain efficiency level (η). The efficiency value changes over the course of a day, and, depending on the technology, a significant change occurs with a change in weather conditions. Figure 26 shows the hourly efficiency levels of the modules using the five different technologies on a prevalently sunny day, 3 April 2014 to be exact, while Figure 26 shows the hourly efficiency levels (25 April 2014) for the same technologies, but on a cloudy day (all measurements and charts are available on the web page <http://www.regphosys.eu/hr/node/90/1912>). The reference

efficiency value was obtained at standard test conditions (STC), and it was taken from the module manufacturer's data.

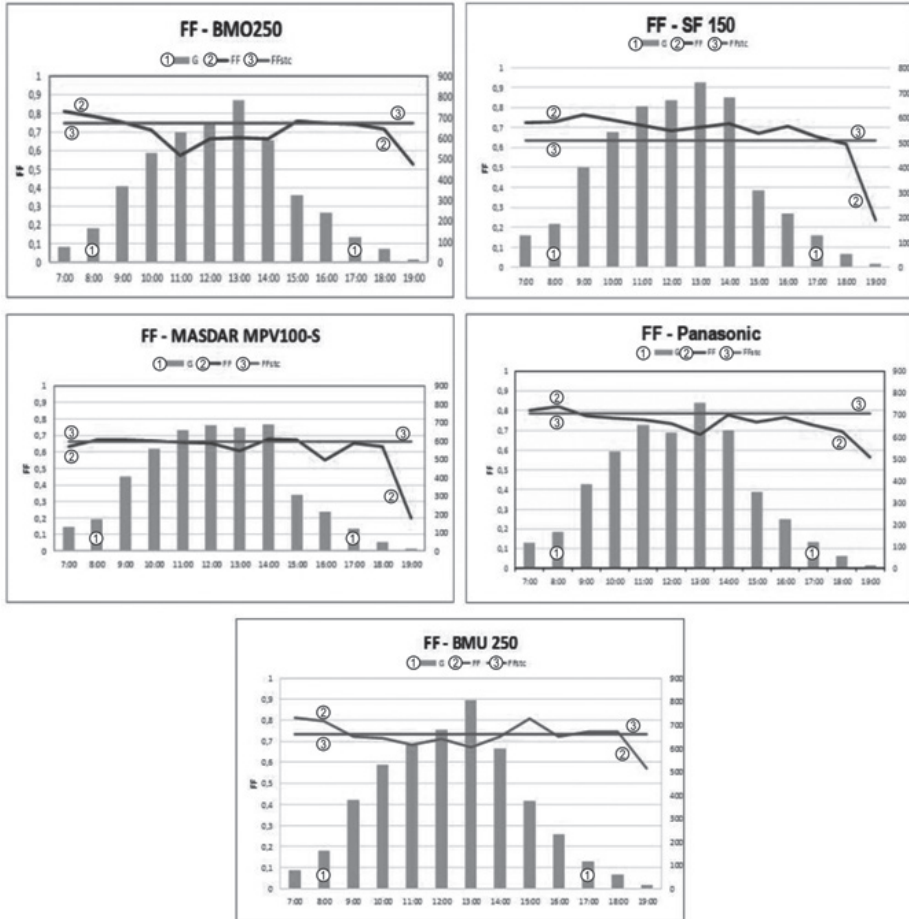


Figure 26: Hourly efficiency levels for the modules using five different technologies on a prevalently sunny day

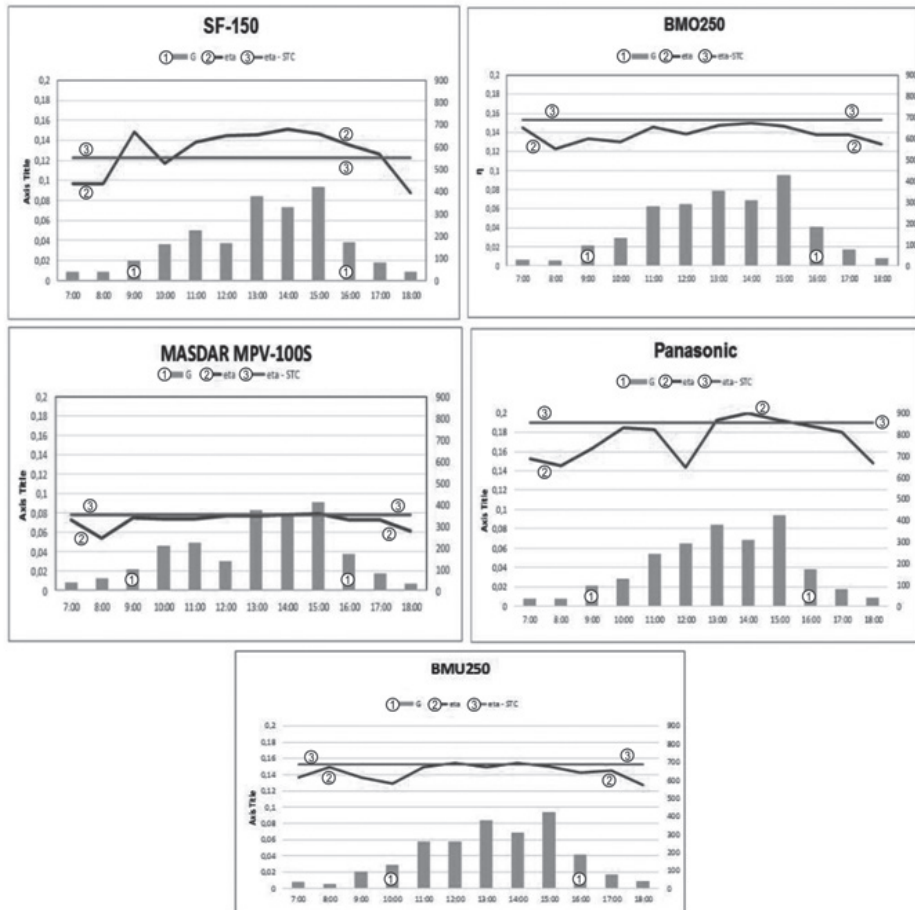


Figure 27: Hourly efficiency levels for the modules using five different technologies on a cloudy day

Along with solar irradiance measurement and efficiency calculation, it is the I - V characteristics that provide the majority of data required for a better analysis of the individual technologies. Figure 28 shows comparisons of I - V characteristics under standard testing conditions (STC) and the measured I - V characteristics for all five technologies.

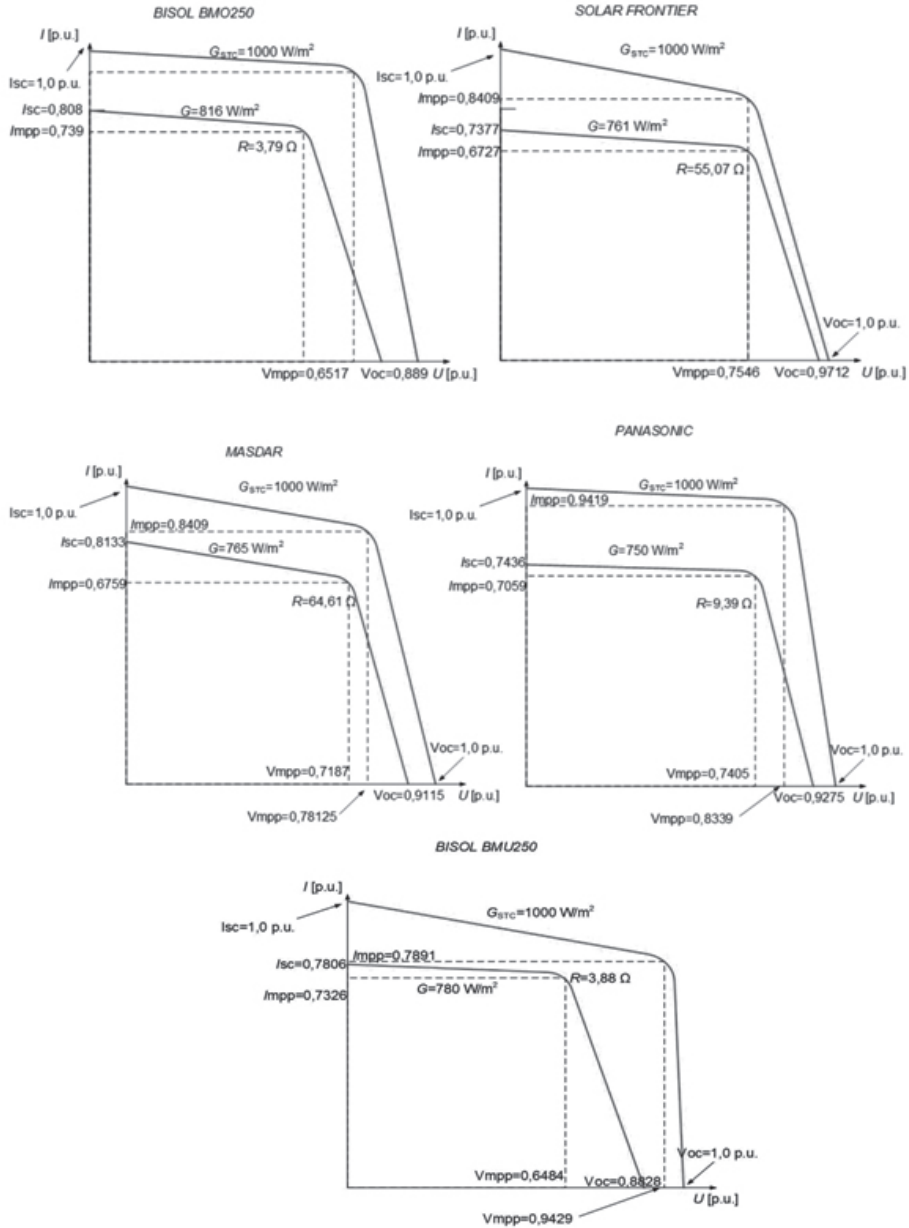


Figure 28: Comparison of I-V characteristics under standard testing conditions (STC) and the measured I-V characteristics for all five technologies.

Short-circuit current I_{sc} and open-circuit voltage V_{oc} are the maximum current and voltage values that a photovoltaic module can produce. However, at those points, i.e. I_{sc} and V_{oc} , power equals zero.

The factor determining the maximum power of a PV module at those points is called *fill factor (FF)* (Masters, 2004), and its definition using rectangle surfaces is shown in Figure 29²².

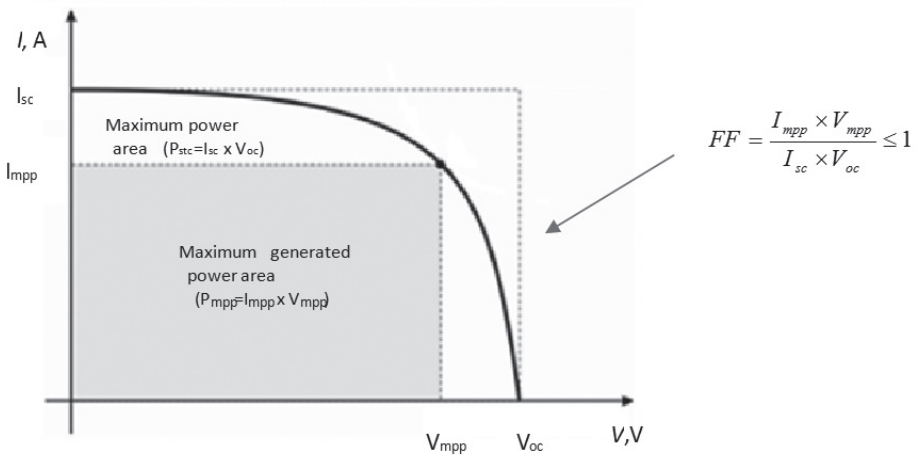


Figure 29: Graphic representation of fill factor (FF) definition

Source: <http://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/fill-factor> (2013)

Based on the I - V characteristics shown in Figure 29 fill factors (FF) were calculated for each technology, as well as their deviation from standard test conditions (STC). Table 3 presents a comparison between the mean fill factor value for April 2014 and the fill factor according to STC.

Table 3: Mean fill factor values of different technologies for April 2014 and fill factor according to STC

Module	BMO250	SF-150	MPV-100S	VBHN240SE10	BMU250
Mean fill factor	0.742	0.654	0.682	0.747	0.725
Fill factor according to STC	0.75	0.63	0.663	0.785	0.733

Figure 30 shows the average hourly fill factor value of different technologies on a prevalently sunny day (3 April 2014) and fill factor deviation from standard test conditions.

²² <http://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/fill-factor> , 2013.

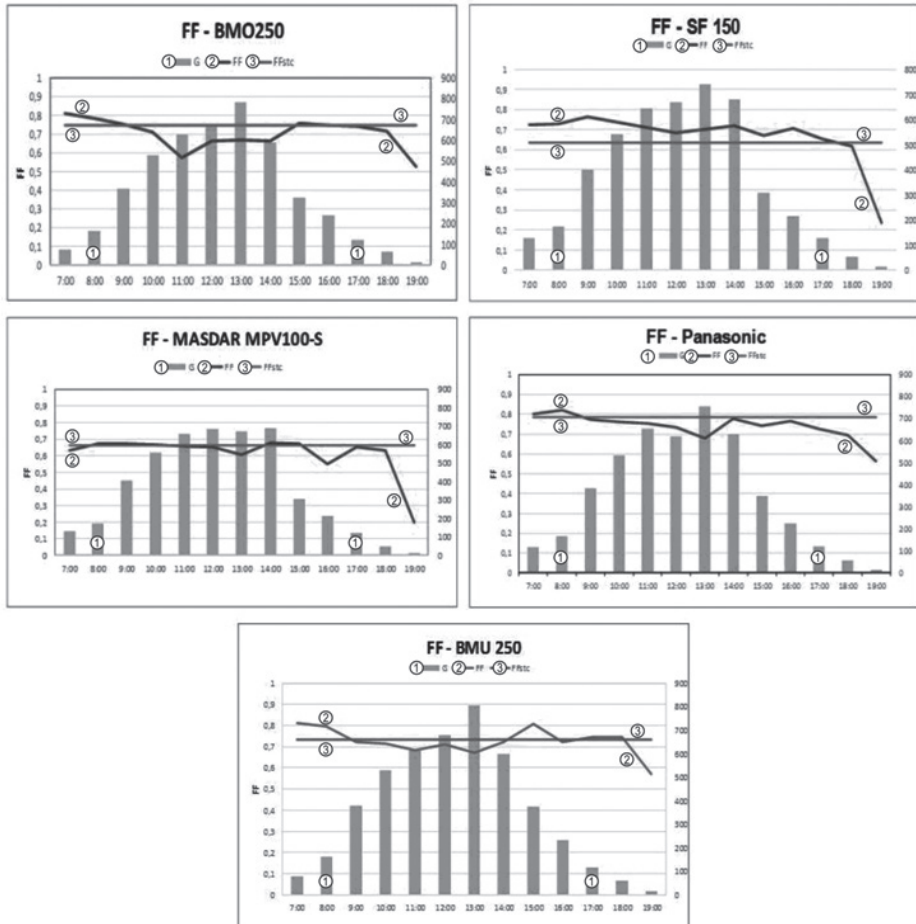


Figure 30: Fill factor of different technologies on a prevalently sunny day

EN_5.3.2. Indoor laboratory measurements on modules of different technologies

Measuring under laboratory conditions requires an artificial source of light. The Laboratory for Renewable Energy Sources has a light source composed of series of halogen lamps. Halogen lamps were chosen as the substitute for the Sun because halogen lighting wavelength is closest to the Sun's wavelength.

Laboratory measurements were performed at two different distances of the light source from the modules. The reason for this is the infra-red component of the halogen lighting which heats the module and thus directly affects the appearance of the I - V characteristic.

The first distance is at 1.04 m, where artificial light source radiation is not evenly distributed across the surface of the module, while the other distance of 1.88 m has a more evenly distributed light across the surface of the module. Figure 31 shows the distribution of irradiance on the module BISOL BMO250 for light source distances of 1.04 m and 1.88 m.

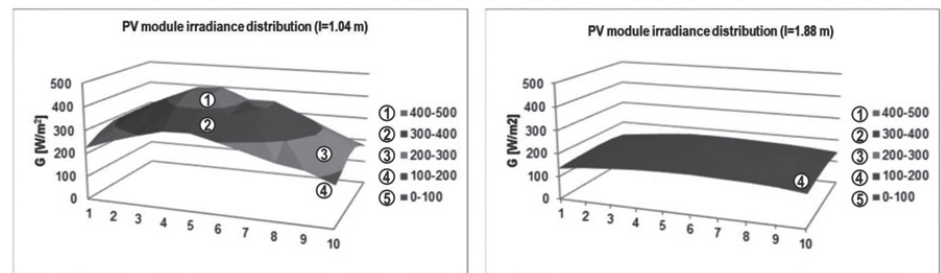


Figure 31: Distribution of irradiance on the BISOL BMO250 module at light source distances of 1.04 m and 1.88 m.

I - V characteristic of the BISOL BMO250 monocrystalline module in Figure 32 shows how irradiance distribution affects the I - V characteristic if the module is unevenly lit (full line) and when irradiance is evenly distributed across the module's surface (broken line).

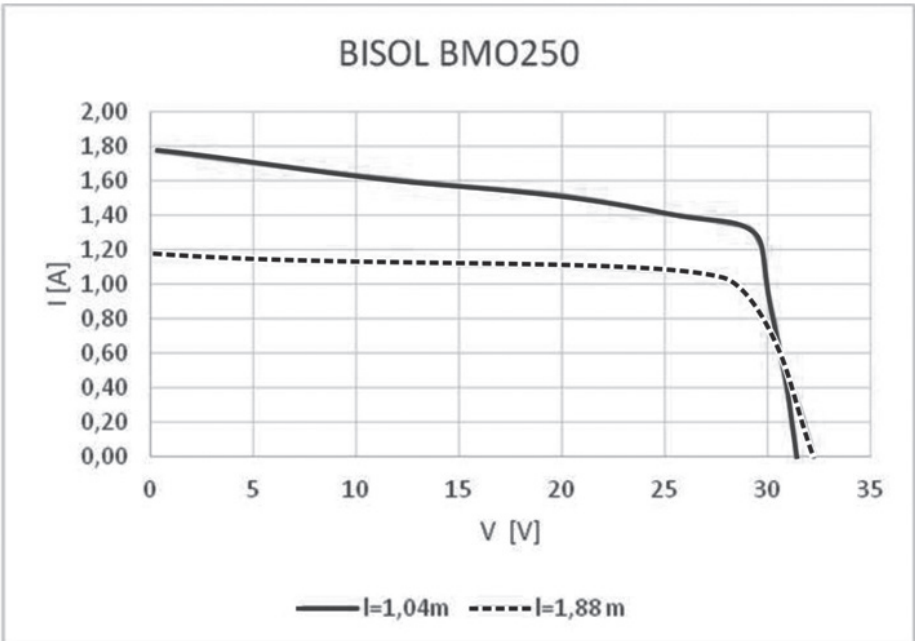


Figure 32: I - V characteristic of monocrystalline module BISOL BMO250 for irradiance distribution according to Figure 25

The same measurement method was used on the modules using other technologies as well. Figure 33 shows the I - V characteristics for the modules of all five technologies for irradiance distribution at the distance of 1.88 m.

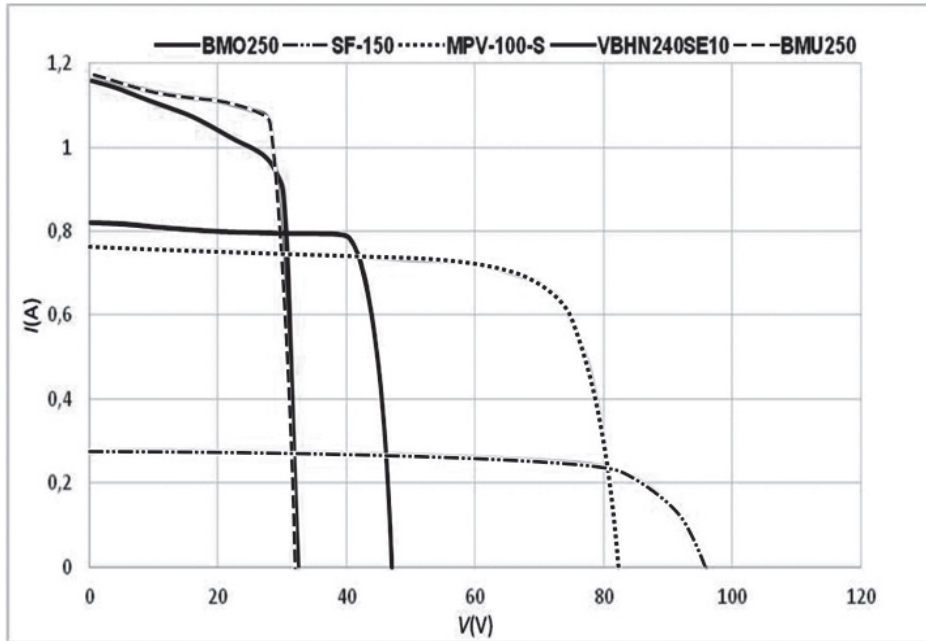


Figure 33: I–V characteristic for the modules of all five technologies for irradiance distribution according to Figure 26.

EN_5.3.3. Measurements on module arrays

The outdoor lab unit, aside from the mentioned technologies, also has a photovoltaic power plant consisting of two arrays of modules. Each array was built using a different technology. The first array uses the BISOL BMO250 monocrystalline technology, while the second array uses the BISOL BMU250 polycrystalline technology. The reason for setting up two arrays is obtaining a coefficient to multiply an individual module with, in order to make its I – V characteristic equal to the I – V characteristic of a 20-module array.

Tables 4. and 5. show the measurement results for a monocrystalline photovoltaic module of nominal power 250W, i.e. for an array of 20 monocrystalline PV modules of nominal power 250W.

Table 4: Measurement results for monocrystalline PV module of nominal power 250W.

BISOL BMO 250								
Meas. no.	Time	G[W/m ²]	I_{SC} [A]	V_{OC} [V]	I_{MPPT} [A]	U_{MPPT} [V]	P_{MPPT} [W]	R_{MPPT} [Ω]
1	5.4 18:25	67.00	/	/	0.54	28.70	15.50	53.00
2	9.4 13:29	140.00	/	/	1.83	30.20	55.40	16.00
3	9.4 18:45	40.00	/	/	0.33	28.70	9.50	87.00
4	11.4 18:27	40.00	/	/	0.34	28.40	9.70	83.00
5	12.4 16:42	120.00	/	/	1.12	29.30	32.90	26.00
6	12.4 17:35	84.00	/	/	0.68	28.90	19.70	42.00
7	12.4 18:30	42.00	/	/	0.35	27.20	9.50	79.00
8	17.4 12:32	89.00	/	/	0.70	29.70	20.70	43.00
9	17.4 16:46	65.00	/	34.80	0.49	29.90	14.30	61.00
10	18.4 16:19	45.00	0.41	32.50	0.41	27.60	11.20	68.00
11	18.4 17:07	43.00	0.39	33.50	0.35	27.10	9.40	78.00
12	18.4 17:55	75.00	0.72	34.40	0.59	29.00	17.20	49.00
13	18.4 18:28	28.00	0.25	32.60	0.25	27.00	6.10	108.00

Table 5: Measurement results for an array of monocrystalline PV modules of nominal power 5000W.

Array (string) BISOL BMO 250								
Meas. no.	Time	G[W/m ²]	ISC[A]	UOC [V]	ISC[A]	UMPPT [V]	PMPPT [W]	RMPPT [Ω]
1	5.4 18:25	70.00	/	701.00	0.57	568.00	320.00	1005.00
2	9.4 13:29	144.00	/	711.00	1.89	576.00	1095.00	305.00
3	9.4 18:45	40.00	/	678.00	0.32	583.00	189.00	1800.00
4	11.4 18:27	40.00	/	/	0.33	636.00	212.00	1915.00
5	12.4 16:42	120.00	/	688.00	1.13	587.00	656.00	519.00
6	12.4 17:35	84.00	/	685.00	0.68	594.00	402.00	879.00
7	12.4 18:30	42.00	/	657.00	0.35	550.00	192.00	1571.00
8	17.4 12:32	88.00	/	714.00	0.70	567.00	396.00	813.00
9	17.4 16:46	65.00	/	695.00	0.49	591.00	291.00	1200.00
10	18.4 16:19	45.00	0.39	651.00	0.42	541.00	229.00	1279.00
11	18.4 17:07	43.00	0.39	670.00	0.35	555.00	193.00	1600.00
12	18.4 17:55	75.00	0.74	701.00	0.54	573.00	311.00	1061.00
13	18.4 18:28	28.00	0.24	652.00	0.23	545.00	125.00	2370.00

It is necessary to compare the maximum power (P_{MPPT}) for all 13 measurements, in such way to compare the maximum array power (Table 5) and maximum PV module power (Table 4) multiplied by 20. The coefficient of 20 is used because an array has 20 modules. Namely, if those two power values are equal for each measurement, it can be concluded that the characteristic of an array of PV modules is linearly dependent on the number of modules connected into a series. The result will be shown in tabular (Table 6) and graphic (Figure 28) form.

Table 6: Comparison of maximum array power (P_{MPPT}) and maximum PV module power multiplied by 20.

Meas. no.	P_{MPPT} [W]	P_{MPPT} [W] * 20	$P_{MPPT\ STRING}$ [W]
1	15.50	310.00	320.00
2	55.40	1108.00	1095.00
3	9.50	190.00	189.00
4	9.70	194.00	212.00
5	32.90	658.00	656.00
6	19.70	394.00	402.00
7	9.50	190.00	192.00
8	20.70	414.00	396.00
9	14.30	286.00	291.00
10	11.20	224.00	229.00
11	9.40	188.00	193.00
12	17.20	344.00	311.00
13	6.10	122.00	125.00

Tables 7 and 8 show the measurement results for a polycrystalline photovoltaic module of nominal power 250W, i.e. for an array of 20 polycrystalline PV modules of nominal power 250W.

Table 7: Measurement results for polycrystalline PV module of nominal power 250W.

BISOL BMU 250								
Meas. no.	Time	$G[W/m^2]$	I_{SC} [A]	U_{OC} [V]	I_{MPPT} [A]	U_{MPPT} [V]	P_{MPPT} [W]	R_{MPPT} [Ω]
1	5.4 18:30	67.00	/	/	0.55	28.40	15.70	52.00
2	9.4 13:45	175.00	/	35.90	2.20	29.60	65.10	13.00
3	9.4 18:43	40.00	/	/	0.32	28.90	9.10	92.00
4	11.4 18:29	38.00	/	/	0.33	28.90	9.50	88.00
5	12.4 16:25	126.00	1.13	34.70	1.03	29.40	30.20	29.00

6	12.4 17:40	87.00	/	/	0.70	29.50	20.70	42.00
7	12.4 18:35	36.00	/	/	0.28	28.50	8.10	100.00
8	17.4 12:47	110.00	/	36.10	1.01	30.40	30.70	30.00
9	17.4 16:55	80.00	/	35.50	0.63	30.30	19.60	48.00
10	18.4 16:29	44.00	0.40	32.90	0.36	27.40	9.90	76.00
11	18.4 17:11	46.00	0.42	33.90	0.37	28.90	10.60	79.00
12	18.4 17:59	92.00	0.83	34.90	0.76	29.20	22.10	39.00
13	18.4 18:30	31.00	0.29	33.20	0.27	27.10	7.20	101.00

Table 8: Measurement results for an array of polycrystalline PV modules of nominal power 5000W.

Array (string) BISOL BMU 250								
Meas. no.	Time	$G[W/m^2]$	$I_{sc} [A]$	$U_{oc} [V]$	$I_{MPPT} [A]$	$U_{MPPT} [V]$	$P_{MPPT} [W]$	$R_{MPPT} [\Omega]$
1	5.4 18:27	67.00	/	701.00	0.54	573.00	311.00	1061.00
2	9.4 13:45	175.00	/	715.00	2.14	606.00	1295.00	283.00
3	9.4 18:43	40.00	/	675.00	0.31	603.00	191.00	1926.00
4	11.4 18:29	38.00	/	/	0.32	606.00	192.00	1918.00
5	12.4 16:25	126.00	/	692.00	1.03	581.00	598.00	564.00
6	12.4 17:40	87.00	/	689.00	0.71	578.00	410.00	816.00
7	12.4 18:35	36.00	/	661.00	0.30	536.00	160.00	1804.00
8	17.4 12:47	110.00	/	724.00	1.00	613.00	610.00	616.00
9	17.4 16:55	80.00	/	709.00	0.63	602.00	377.00	962.00
10	18.4 16:29	44.00	0.39	657.00	0.35	563.00	195.00	1632.00
11	18.4 17:11	46.00	0.43	677.00	0.38	569.00	210.00	1517.00
12	18.4 17:59	92.00	0.89	699.00	0.76	573.00	434.00	757.00
13	18.4 18:30	31.00	0.27	659.00	0.26	553.00	145.00	2119.00

As with monocrystalline modules, it is necessary to compare the maximum power (P_{MPPT}) for all 13 measurements, in such way to compare the maximum array power (Table 8) and maximum PV module power (Table 7) multiplied by 20. The coefficient of 20 is used because an array has 20 modules. Namely, if those two power values are equal for each measurement, it can be concluded that the characteristic of an array of PV modules is linearly dependent on the number of modules connected into a series. The result will be shown in tabular (Table 9) and graphic (Figure 34) form.

Table 9: Comparison of maximum array power (P_{MPPT}) and maximum PV module power multiplied by 20.

Meas. no.	P_{MPPT} [W]	P_{MPPT} [W] * 20	$P_{MPPT\ STRING}$ [W]
1	15.70	314.00	311.00
2	65.10	1302.00	1295.00
3	9.10	182.00	191.00
4	9.50	190.00	192.00
5	30.20	604.00	598.00
6	20.70	414.00	410.00
7	8.10	162.00	160.00
8	30.70	614.00	610.00
9	19.60	392.00	377.00
10	9.90	198.00	195.00
11	10.60	212.00	210.00
12	22.10	442.00	434.00
13	7.20	144.00	145.00

Graphic representation of measurements on arrays of different technologies multiplied by the factor of 20 is shown in Figure 34.

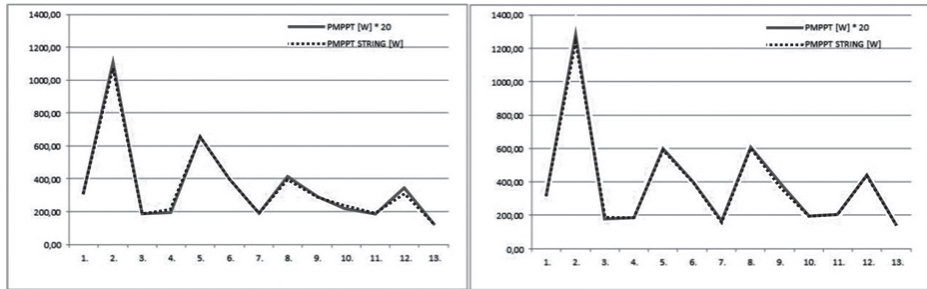


Figure 34: Comparison of maximum array power (P_{MPPT}) and maximum PV module power multiplied by 20.

DC power is daily measured in a five-minute interval. Measurements are stored in the Kaco Powador 12.0TL3 inverter. Figure 35 shows output DC power on a prevalently sunny day (6 May 2014) and on a cloudy day (16 May 2014).

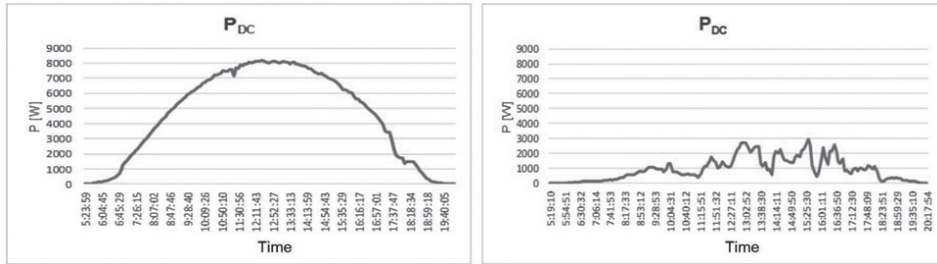


Figure 35: DC power P_{dc} for the sunny and cloudy day

EN_6. MEASUREMENTS ON AC SIDE

EN_6.1. Power quality measurements

Power quality

Liberalization of energy market establishes new rules in the relationship between customers and utility companies. Customers can now choose a utility company, so power quality objectives are now of great importance to all power system operators in modern liberalized energy markets (Klaić et al. 2013).

In a traditionally designed electric power system, a large content of power is transported from the generation units, through the transmission and distribution networks, to the power consumers. Distribution systems are traditionally passive and designed to operate with only one-way energy flow – which means that electric power always flows from the transformers in the substations to the end of feeders. In case of distributed generation, the distribution system becomes an active system with both energy generation and consumption (Baggini 2008).

Distributed generation (DG) is a concept of installing and operating small electricity generators connected directly to the distribution network or at the customer side, with a rated power typically less than 10 MW (Baggini 2008).

DG may have a significant impact on the power quality experienced by customers and electricity suppliers. This impact can be either positive or negative, and it depends on the various distribution system characteristics.

Photovoltaic power plants belong to a group of renewable-based DG, so it is necessary to estimate the impact of Photovoltaic on distribution power network. The best way to estimate the impact of a power plant on the power quality of the distribution network is to perform power quality measurements.

Measurement of PQ usually involves characterizing low frequency conducted electromagnetic disturbances (including transient overvoltage and transmission of signals).

The types of disturbances can be placed in four categories, affecting the magnitude, waveform, frequency and symmetry of the voltage. Disturbances can also be classified according to their permanent, semi-permanent or random nature (lightning, short-circuit, switching operations, etc.) (Nikolovski et al. 2004).

The Impact of photovoltaic power plants on distribution system

As photovoltaic power plants generate DC power, they have inverters as the interface to the distribution system. Because of the use of power inverters and variable power flow of the PV system, harmonics are presented in the output PV current. The size of most residential PV systems is very small and the effect of the single PV plant operation is almost negligible (Papaioannou et al. 2008). But, the number of the PV systems connected to the same local grid is increasing. So the question is: will the increasing number of PVs affect the distribution grid voltage harmonics?

The contributions of PV power plants to utility grid harmonics are discussed in literature by Grady – Santoso (2001), Batrinu et al. (2006), Papaioannou et al. (2008), Schlabbach (2008). The level of harmonic distortion caused by grid-connected PV systems is the subject of several international standards (IEEE 1547 2003, EN 50160:2010). The European standard EN50160 provides a limit for the total voltage harmonic distortion (THD) equal to 8% of nominal voltage, including up to the 40th harmonics. In Croatia, harmonic limits are given by considering only the THD factor, and when connecting the PV plants to the public distribution network, the Croatian Grid Code must be considered. The maximum voltage THD factor that is caused by individual power generation must not exceed 2.5%.

The harmonic behaviour regarding PV plant generation is examined in a paper by Fekete et al. (2012). Measurement results indicate that the correlation between voltage harmonics and PV plant generation cannot be found, but also show that THD_1 – Total Current Harmonic Distortion, is strongly dependent on generating conditions. High value of harmonic distortion of the PV current in the early morning and evening hours is due to the so-called shading effect. The shading effect occurs when a PV array (or part of it) is not reached by direct solar irradiation as it should be according to the available solar irradiation, due to the effect of an obstacle (Batrinu et al. 2006).

Based on the measured data, a computer model of the PV plant and local distribution network was made, as shown in Figure 36. The model is used to simulate several scenarios of residential PV plant expansion (Fekete et al. 2012).

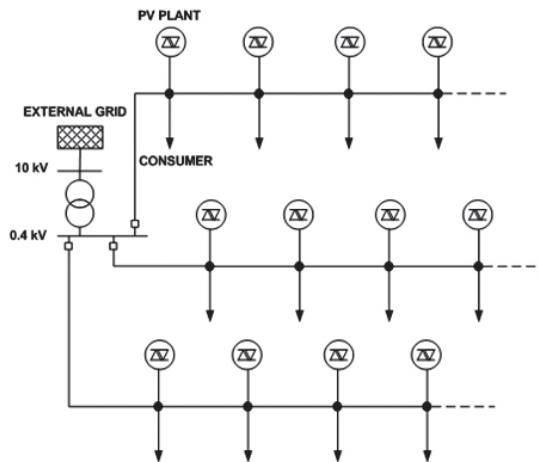


Figure 36: Part of the modelled distribution network

The most extreme scenario assumes that every household connected to the local distribution grid will install a 10 kWp PV plant, and also considers the already presented harmonic sources in the distribution network. Even this scenario shows that THD_U at PCC (Point of Common Coupling) is 3.66%, which is a lower value than the harmonic limit of EN 50160 ($THD_U < 8\%$). Therefore, the simulation results show that the harmonic limit of EN 50160 is not violated in any of the simulated scenarios and variants.

Power quality measurements

Power quality measurements were performed according to IEC 61000-4-30 and EN 50160 standards. Power quality indices were measured by power network analysers, accuracy class A, supported by powerful mathematical software. Figure 37 represents the summarized results of power quality measurement on Photovoltaic power plant ETFOS 1. The power plant was installed during the project Photovoltaic Systems as Actuators of Regional Development.

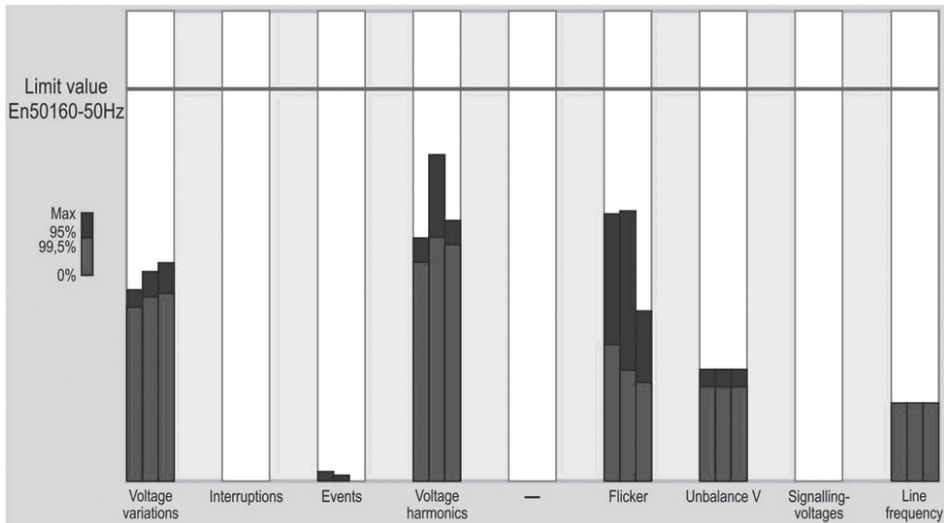


Figure 37: Summarized measurement results according to EN 50160.

The results of power quality measurements were analysed separately, according to EN 50160 and according to the Croatian Grid Code.

The European Standard EN 50160 provides the main features of the voltage characteristics, supplied by the public distribution system, at the customer's supply terminals. According to this standard, each measurement lasts seven days.

Measurement and analysis of power quality according to EN 50160 include these indices:

- voltage dips and interruptions,
- harmonics and interharmonics,
- temporary overvoltages,
- swells,
- transient overvoltages,
- voltage fluctuations,
- voltage unbalance,

- power-frequency variations,
- DC in AC networks,
- signalling voltages.

Analysis of power quality measurements according to the **Croatian Grid Code** also includes limits for voltage fluctuations and frequency variations, and their limits are similar to those in EN 50160. But there are other different demands for some power quality indices. The Croatian Grid Code prescribes limits for the allowed contribution of a power plant to the distribution network. There are such limits for:

- THD_U (Total Harmonic Distortions),
- flickers and
- voltage imbalance.

These requirements are the main reason for the analysis of power quality measurements **before and after** the connection of PV to the distribution grid.

Below are presented some results of power quality measurements. Measurements were performed in order to test the impact of the 12 kWp photovoltaic power plant ETFOS 1 on the distribution system's power quality. There were two periods of measurements – seven days before and seven days after the connection of the photovoltaic power plant to the distribution grid.

Figures 38 and 39 represent a part of the power quality measurement results. Figure 38 shows total harmonic distortion, $THD_U (\% U_n)$, before the connection of PV and Figure 39 after the connection of PV to the distribution grid. THD values after and before are very similar, and THD values after the connection are even mildly lower than the values before. Therefore, it is clear that there is no bad influence of harmonics from the PV power plant ETFOS 1.

Figure 40 presents the actual power delivered from the PV power plant to the distribution network. The measurements were performed during 7-day test operation of the photovoltaic power plant.

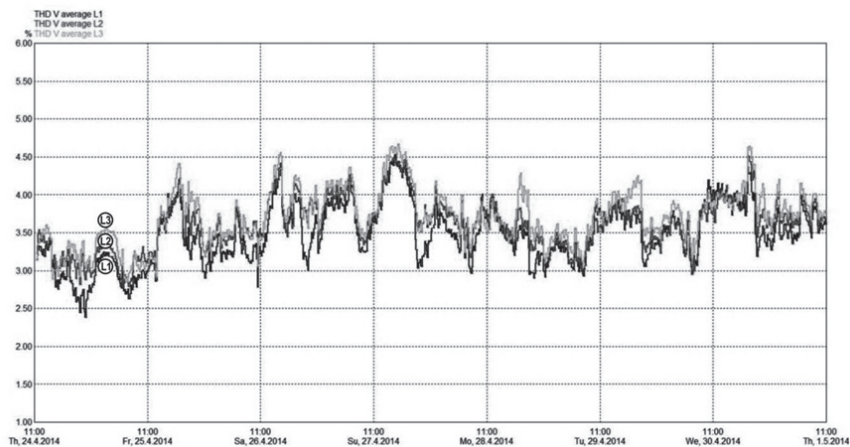


Figure 38: Total harmonic distortion, $THD_U (\% U_n)$, before the connection of power plant ETFOS 1.

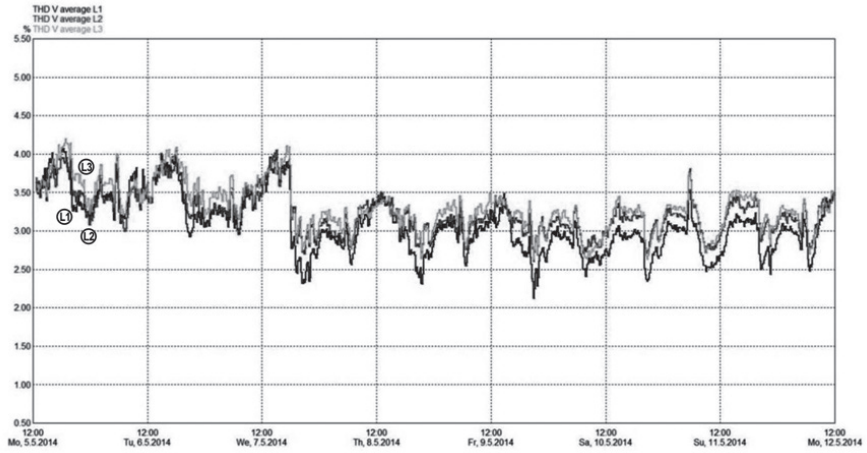


Figure 39: Total harmonic distortion, $THD_U(\% U_n)$, after the connection of power plant ETFOS 1.

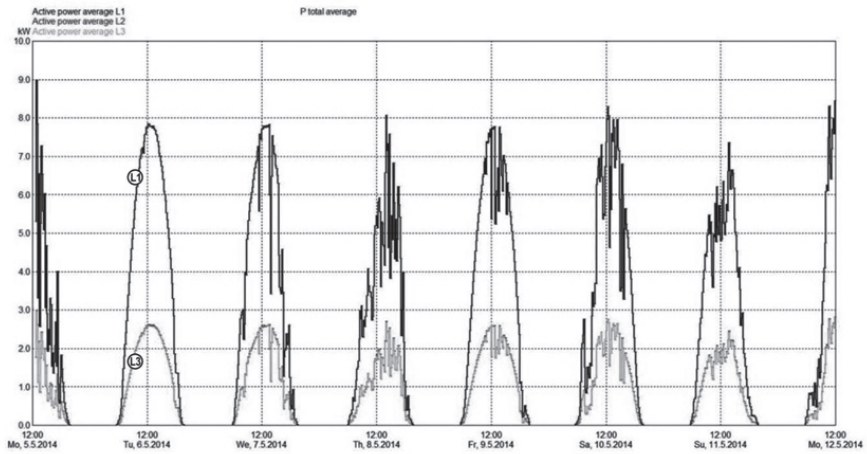


Figure 40: The actual power delivered to the distribution grid from the PV power plant – during 7-day test operation of PV.

EN_6.2. Measurements from KACO 12.0TL3 inverter

Measurements on the AC side are related to the measured output quantities of the photovoltaic power plant. The measured quantities are:

- Output current values by phases L_1 - L_3 (I [A])
- Voltage (mean effective values, maximum and minimum voltage deviation)
- Frequency (f [Hz])
- Efficiency (η)

The measured quantities are recorded in Table 10, which shows the limits set in the norm HRN EN 50160. The values of each represented indicator show that all of the quantities, without exception, are within the limits set by the norm HRN EN 50160.

Table 10: Maximum and 95% values of all indicators of the PV power plant supply voltage

Parameter			Maximum value			95% - value		
	Unit	En50160-50Hz gwd	L1	L2	L3	L1	L2	L3
Voltage variations		230V						
Maximum 100%/95%	% [Vn]	+10.00/+10.00	4.86	5.33	5.54	4.41	4.69	4.77
Minimum 100%/95%	% [Vn]	-15.00/-10.00	1.31	1.78	1.85	1.31	1.78	1.85
Interruptions <1%	Number of	100	0	0	0	-		
Events	Number of	100	2	1	0	-		
Voltage harmonics								
5. Harm.	% [Vn]	6.00	3.72	0.42	3.99	3.34	0.31	3.63
15. Harm.	% [Vn]	0.50						
Current harmonics	A		No					
Flicker Plt.	Plt.	1.000	0.682	0.688	0.433	0.348	0.282	0.251
Unbalance V	%	200	057			047		
Signalling voltages	% [Vn]		No			99% - value		
Frequency		50 Hz				99.5% - value		
Maximum 100%/99.5%	%	+4/+1	020			020		
Minimum 100%/99.5%	%	-6/-1	-020			-020		

Tables 10 and 11 contain all parameters for the analysis of the AC side of the ETFOS1 photovoltaic power plant. The measurement results were obtained by a three-phase network analyser.

Table 11: Maximum and 95% values of all indicators, after connecting the PV power plant

Parameter			Measurement value			Deviation for limit value		
	Unit		L1	L2	L3	L1	L2	L3
Voltage variations	V	230.00 +/- 10.00%						
Within tolerance	%	95	10000	10000	10000	500	500	500
Max	V	25300	24119	24226	24274	-	-	-
Min	V	20700	23302	23409	23425	-	-	-
Voltage variations	V	230.00 +10.00/- 15.00%						

REGIONAL IMPACTS OF DIFFERENT PHOTOVOLTAIC SYSTEMS

Within tolerance	%	95	10000	10000	10000	000	000	000
Max	V	25300	24119	24226	24274	-	-	-
Min	V	19550	23302	23409	23425	-	-	-
Short interruptions	Number/ Meas.p.	<1% of V n < 3 min.						
	Number/ Meas.p	100	0	0	0	100	100	100
Long interruptions	Number/ Meas.p	<1% of V n >=3 min.						
	Number/ Meas.p	100	0	0	0	100	100	100
Events	Number/ Meas.p	>Vn +10% or < Vn-10% >1% V n						
	Number/ Meas.p	100	2	1	0	98	99	100
3.Harmonic	% [Vn]	500						
Within tolerance	%	95	100	100	100	500	100	500
Max	%[Vn]		160	125	077	340	375	423
5.Harmonic	% [Vn]	600						
Within tolerance	%	95	100	100	100	500	100	500
Max	%[Vn]		372	372	399	228	228	201
7.Harmonic	% [Vn]	500						
Within tolerance	%	95	100	100	100	500	100	500
Max	%[Vn]		212	203	210	288	297	290
9.Harmonic	% [Vn]	150						
Within tolerance	%	95	100	100	100	500	100	500
Max	%[Vn]		113	098	103	037	052	047
THD V	%	800						
Within tolerance	%	95	100	100	100	500	100	500
Max	%		408	405	420	392	395	380
Flicker	Plt	1.000						
Within tolerance	%	95	100	100	100	500	100	500
Max	Plt		0.682	0.688	0.433	0.318	0.312	0.567
Unbalance V	%	200						
Within tolerance	%	95	100			500		
Max	%		057			143		
Frequency 99.5%	Hz	50Hz +/-1%						
Within tolerance	%	995	100			050		
Max	Hz	5050	5010			-		
Min	Hz	4950	4990			-		
Frequency 100%	Hz	50Hz +4/-6%						
Within tolerance	%	100	100			000		
Max	Hz	5200				-		
Min	Hz	4700				-		

A graphic representation of mean effective voltage values for ETFOS 1 PV power plant is shown in Figure 41.

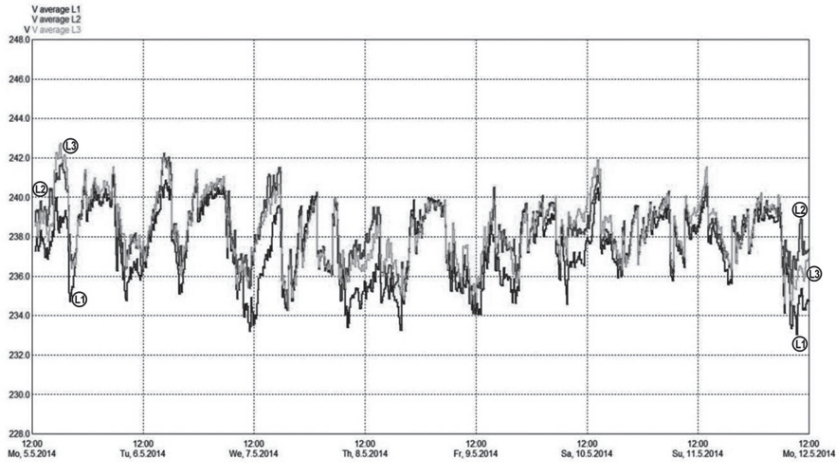


Figure 41: Mean 10-minute effective voltage values of PV power plant

The measured quantities are stored every 5 minutes, 7 days a week in the KACO 12.0TL3 converter. Graphic representations of output quantities (U_{AC} , I_{AC} , P_{AC} and η) for a sunny and cloudy day are given in Figures 42 and 43.

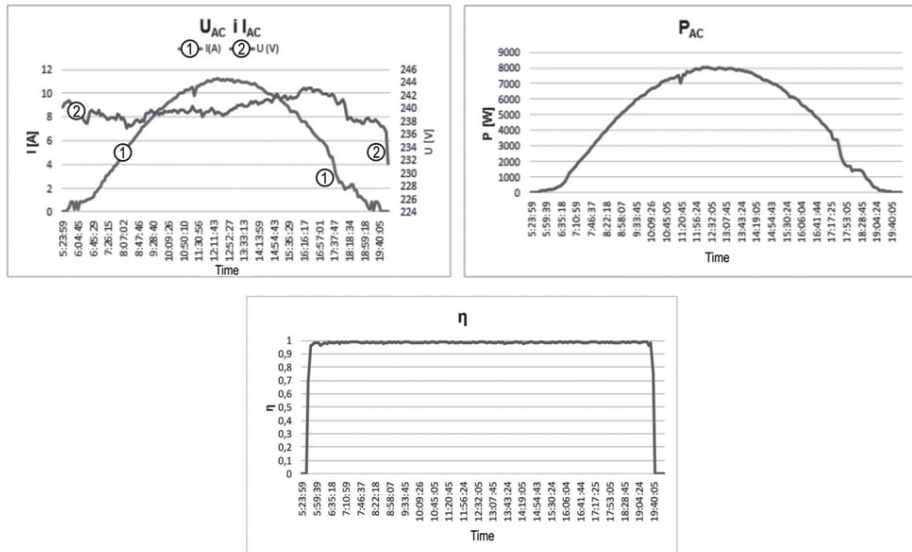


Figure 42: Graphic representation of output voltage, current, power and efficiency for a sunny day (6 May 2014)

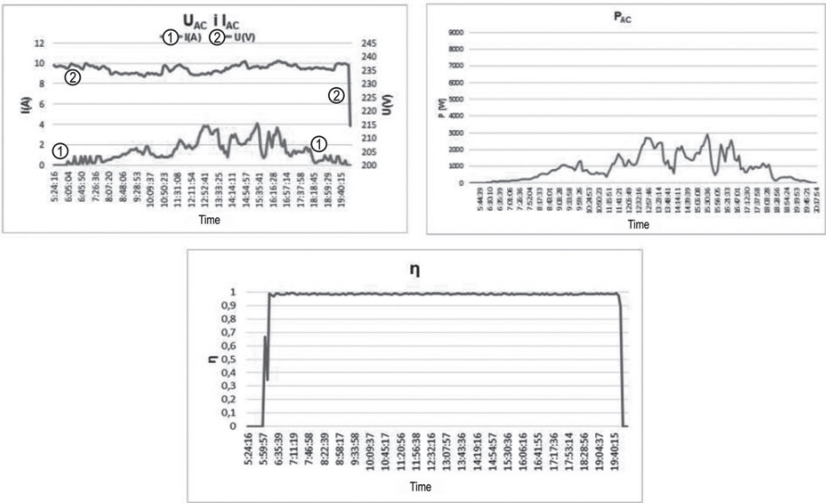


Figure 43: Graphic representation of output voltage, current, power and efficiency for a cloudy day (16 May 2014).

EN_7. MEASUREMENTS ON A PHOTOVOLTAIC EMULATOR

Increasing interest in and demand for photovoltaic systems have set new requirements for PV equipment manufacturers. It was necessary to find more sophisticated ways of testing photovoltaic equipment, primarily with regard to inverters and maximum power point track (MPPT) systems. The output power of photovoltaic modules is influenced by two factors (Kumari and Babu, 2012): solar radiation (insolation) and temperature of a PV cell, i.e. PV module. The previous generation of PV electronic equipment was tested under real weather conditions, as the first generation systems were less powerful. However, testing under real operating conditions on modern PV systems of 100 kW or more is often difficult to carry out, due to the issues of space, price and dependence on weather conditions, the latter becoming the dominant factors when testing such equipment. These are the very reasons for the emergence of the need to use programmable DC sources emulating the characteristics of PV modules, which gave them their name – photovoltaic module emulators. Such sources are used to further test and develop electronic equipment built into photovoltaic systems, such as inverters and MPPT systems. Currently there are several types of programmable DC sources on the market that can emulate photovoltaic modules, with power outputs ranging from several kW up to 2,000 kW. Some of the established manufacturers are Magna-Power Electronics, Energy Systems Group, Newdollar Enterprises LLC, Chroma-System, ET SYSTEM etc.

Once inverters and MPPT systems have been tested in this manner, conditions are created for a more important task – an evaluation of electrical power produced by a selected photovoltaic system. An electronic system used for the evaluation of electrical power generated by photovoltaic modules is called a photovoltaic emulator. There are several different concepts of PV emulator realization. One of those is aimed at simulation, where

PV emulator modelling is used in special software, such as e.g. MATLAB (Can, 2013). It is typical for this approach that physical quantities – currents and voltages – are scaled to amounts that are safe for handling and accessible for measurements (Belmili et al. 2010). One such system is Tayphoon HIL, which supports this simulation-based approach with its HIL emulator series. For the purposes of the REG-PHOSYS project, the project team has opted for another, energy-based approach, where instead of scaling currents and voltages, real voltage and current values would be obtained by measuring. This type of a system will be used for evaluating the production generated by less powerful PV systems (up to 10 kW) taking into account different PV module technologies, as well as different characteristics of climate elements, the Sun's radiation in particular.

A photovoltaic emulator, according to Figure 43, consists of:

- a, 2 programmable DC sources LAB/HP 101000, manufactured by ET SYSTEM,
- b, Powador 12.0 TL3 INT inverter, manufactured by KACO,
- c, Built-in cabinet with overcurrent and overvoltage protection,
- d, Appropriate metal frame serving as equipment rack.



An advantage of this kind of a photovoltaic emulator in assessing the production of electrical power from systems based on different PV module technologies is reflected in the following:

- a, Photovoltaic emulator requires much less space,
- b, Independence of any sun irradiance, i.e. time of day,
- c, Possibility to emulate PV systems of various technologies,
- d, Built-in protection for measurements, protecting the equipment, as well as the operator,
- e, Calibration of other devices.

Basic technical characteristics of the system:

1. Maximum voltage of programmable sources amounts to 1,000 V,
2. Maximum current of programmable sources amounts to 10 A,
3. Three-phase AC grid connection,
4. Inverter has 2 MPPT inlets, 2 inlets each,
5. Maximum system power amounts to 10 kW,

Figure 44: Photovoltaic emulator

Additionally, the programmable sources have the possibility to operate in parallel and series mode, which enables the emulation of an array of PV modules of 20 A nominal current in parallel mode or a 2000 V array in series mode. Further, the programmable DC sources can work in the so-called master-slave option, where controlling one source controls the other one as well.

The evaluation of electrical power generated by systems up to 10 kW, using different PV module technologies has been carried out through several steps, according to Figure 45.

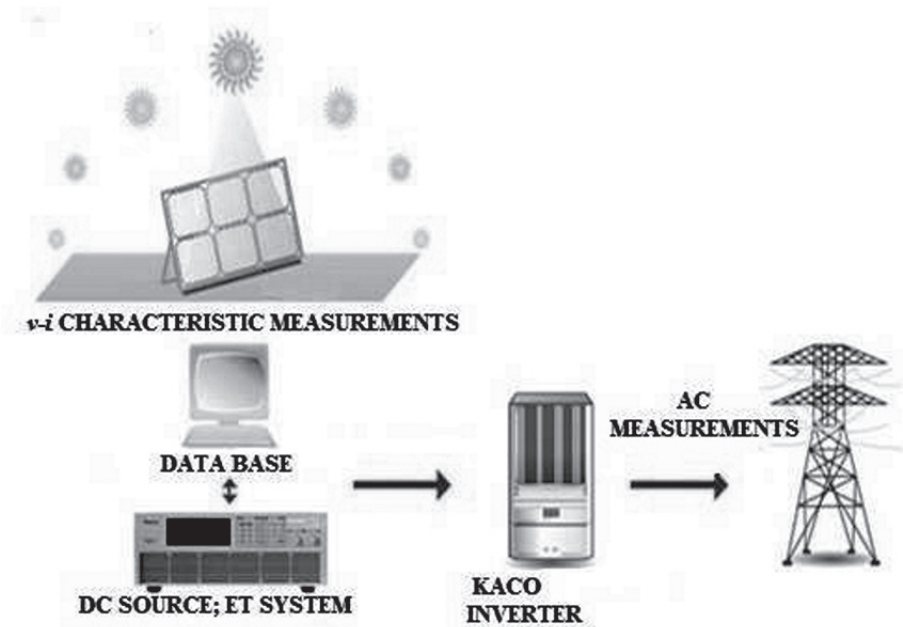


Figure 45: Method of power generation evaluation using a photovoltaic emulator

Steps in the evaluation of electrical power production are:

1. Step: Measurement of I - V characteristics of PV modules of selected technologies,
2. Step: Creation of a database on the typical values of I - V characteristics (sun irradiance, short circuit current, open circuit voltage, maximum power point current and voltage values),
3. Step: Programming DC sources to emulate different module technologies,
4. Step: Collecting inverter data on the alternate current side (AC side).

During the measurements of I - V characteristics in April, some typical days were observed in the database:

- *Cloudy day*; where sun irradiance was reduced (below $400\text{W}/\text{m}^2$),
- *Prevalently sunny day*, increased sun irradiance (exceeding $400\text{W}/\text{m}^2$).

A simulation of operation of a PV system consisting of 5 PV modules with different technologies for April and May was created. The following photovoltaic modules were used:

1. BISOL, BMO250, 250W,
2. BISOL, BMU250, 250W,
3. SOLAR FRONTIER, SF-150, 150W,
4. MASDAR MPV100-S, 100W,
5. PANASONIC, VBHN2450SE10, 245W.

Due to programmable sources' technical limitations (voltage and current limitation) and varying nominal power values of the modules, a 12 kW PV system was selected for each technology. Such PV system consists of 48 modules for the first and second technology, 80 modules for the third, 120 modules for the fourth one and 50 modules for the fifth technology.

A measurement for one day was made, and this was followed by a production estimate for each day of the month based on the measured $I-V$ characteristics of the PV modules, taking into account that the average inverted efficiency level was 98.4% (KACO, Technical Handbook, 2013). The results of measurements for the so-called cloudy day for the BISOL BMU250 technology are shown in Figure 45 in the form of a daily column chart of AC power. The data were taken and processed from the inverter. For a comparison, the columns show power readings from the inverter (P_{AC}) and analytically calculated power with regard to the measured $I-V$ characteristics and inverter efficiency (P_{CAL}).

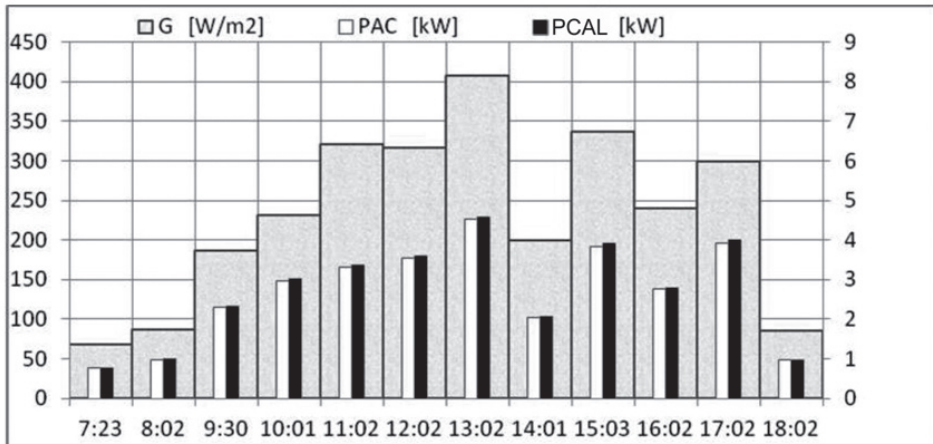


Figure 46: Daily power column chart (5 April) for the BMU250 module

For the daily column chart in Figure 47, it is analytically possible to estimate the electrical power production of a photovoltaic system for that day with sufficient technical accuracy ($\gg 3\%$). Therefore, further analysis was carried out in that manner for all 5 technologies. Table 12 shows the data for the rainy day of 5 April, while Table 13 shows the data for the prevalently sunny day of 8 April. Figure 47 indicates power in kW for all five technologies for the two selected days: cloudy and prevalently sunny.

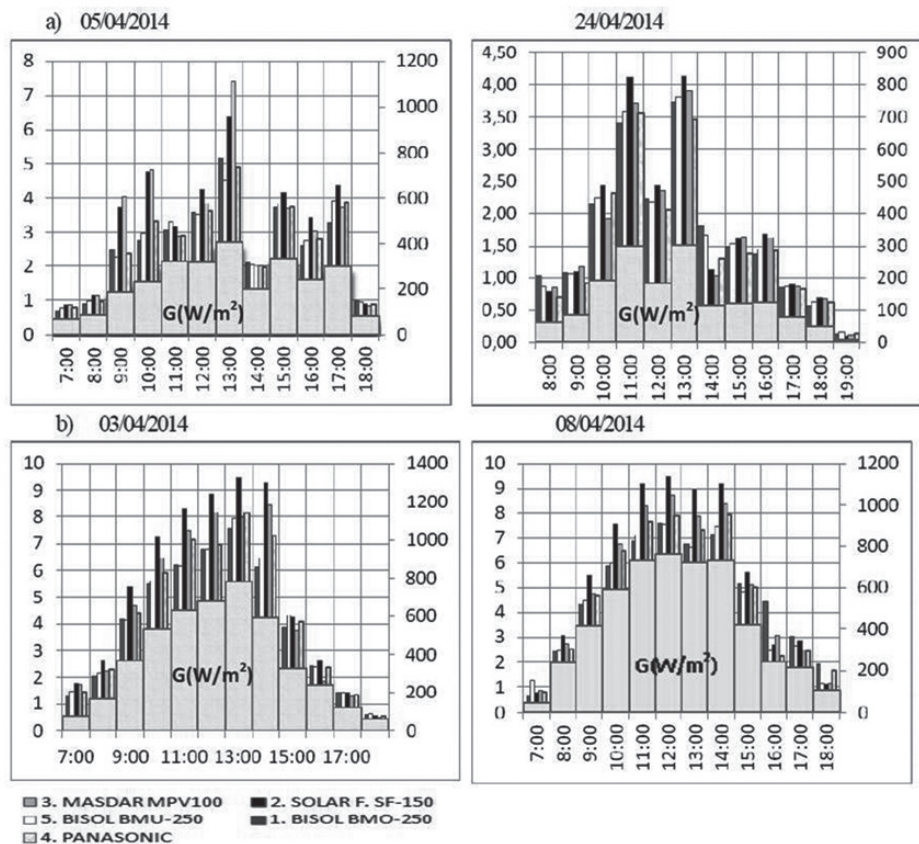


Figure 47: a) Power(kW) of different technologies by hours for two cloudy days; 5 and 24 April.

b) Power (kW) of different technologies by hours for two sunny days; 3 and 8 April.

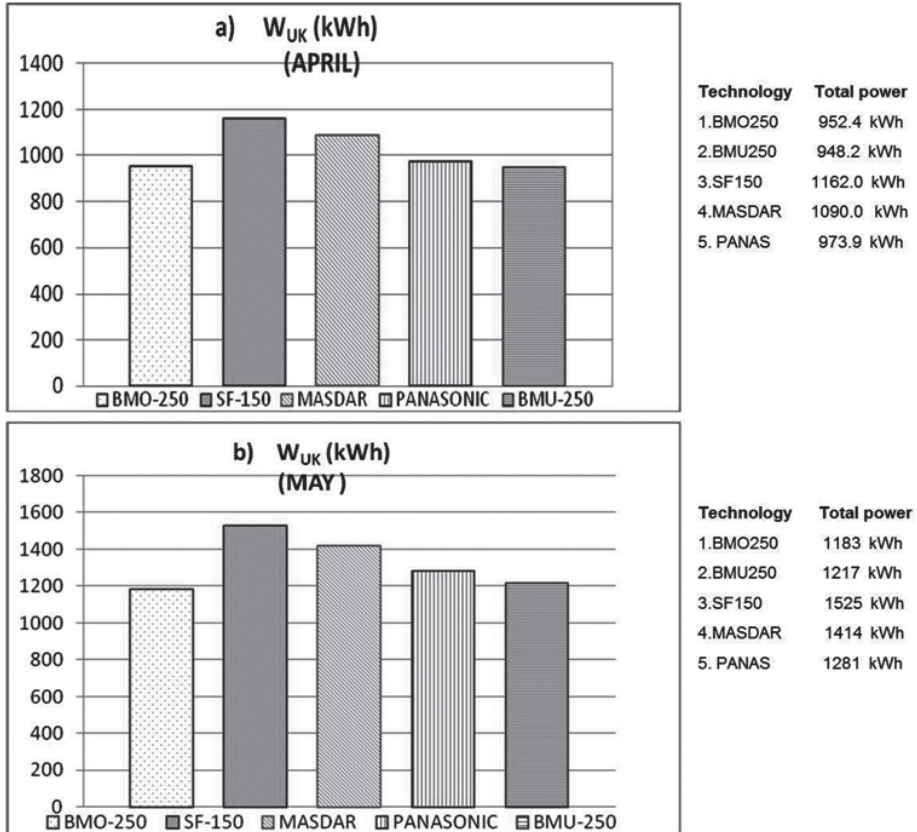
Table 12: Total produced electrical power of all five technologies for the cloudy day of 5 April.

Time (h)	G (W/m ²)	1,P _{AC,BMO} (kW)	2,P _{AC,BMU} (kW)	3,P _{AC,SOL} (kW)	4,P _{AC,MAS} (kW) 2,P _{AC,BMU} (kW)	5,P _{AC,PAN} (kW)
7:00	68	0.67	0.77	0.88	0.88	0.76
08:00	87	0.91	0.98	1.15	1.13	0.98
09:00	187	2.46	2.29	3.73	4.02	2.39
10:00	231	2.76	2.97	4.76	4.79	3.32
11:00	321	3.07	3.31	3.18	2.89	2.92
12:00	317	3.59	3.54	4.24	3.83	3.62
13:00	408	5.17	4.52	6.38	7.41	4.92
14:00	200	2.08	2.03	0.58	2.01	1.97
15:00	337	3.74	3.85	4.15	3.69	3.73
16:00	240	2.62	2.75	3.42	3.03	2.80
17:00	300	3.29	3.93	4.37	3.73	3.88
18:00	85	0.97	0.96	0.90	0.83	0.88
Total (kWh)		31.33	31.90	37.74	38.26	32.17

Table 13: Total produced electrical power of all five technologies for the sunny day of 8 April.

Time (h)	G (W/m ²)	1,P _{AC,BMO} (kW)	2,P _{AC,BMU} (kW)	3,P _{AC,SOL} (kW)	4,P _{AC,MAS} (kW) 2,P _{AC,BMU} (kW)	5,P _{AC,PAN} (kW)
7:00	48	0.64	1.28	0.76	0.82	0.78
08:00	239	2.44	2.44	3.06	2.72	2.53
09:00	415	4.36	4.48	5.48	4.71	4.65
10:00	593	5.87	5.98	7.58	6.74	6.46
11:00	730	6.88	7.11	9.17	8.29	7.68
12:00	761	7.60	7.54	9.50	8.70	7.91
13:00	720	6.74	6.61	8.95	7.87	7.33
14:00	730	7.15	7.44	9.17	8.39	7.92
15:00	421	5.16	4.84	5.61	5.11	5.00
16:00	240	4.46	2.45	2.68	3.08	2.23
17:00	216	3.04	2.66	2.82	2.49	2.42
18:00	104	1.90	1.13	1.11	1.14	1.69
Total (kWh)		56.22	53.96	65.90	60.07	56.60

Figure 48 shows the technology for 12 kW photovoltaic systems of the 5 different technologies for two months: April and May.



**Figure 48: a) Total electrical power produced by PV systems for April.
b) Total electrical power produced by PV systems for May.**

One must not disregard that the roof surface area needed for the installation of the analysed PV systems should be included when considering the technical characteristics of PV modules. This is why Figure 49 shows the required roof surface areas as percentages in relation to the maximum surface area necessary for the PV system built using the MASDAR PV modules (171.6 m²).

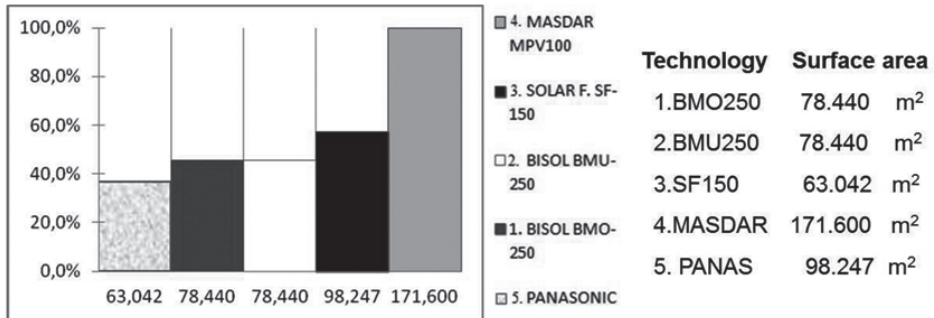


Figure 49: Surface areas of the PV modules using different technologies

The measurements on the PV emulator have shown that, considering sun irradiance in April and May, a photovoltaic system with thin-film technologies would produce more power than a PV system with panels using crystal technology installed in it for the same installed power. Production increase amounts to approximately 15%-20%. However, irrespective of technical characteristics, the key contribution in determining an optimal photovoltaic system for the climate elements of the Drava region is provided by the economic characteristics of photovoltaic technologies. Typical roof surface areas in the region should also be taken into account when discussing small, integrated photovoltaic systems up to 10 kW.

EN_8. DATABASE

The database is available on the website www.regphosys.eu in the “Measurements” section. The data contained there are related to the measurements carried out during April and May 2014 in the Laboratory for Renewable Energy Sources at the Faculty of Electrical Engineering Osijek.

EN_8.1. Measurement Results of Individual Modules Using Different Technologies

The database for the individual technologies contains the measurement results obtained for the five different photovoltaic module technologies (BISOL BMO 250, SOLAR FRONTIER SF 150, MASDAR MPV – 100S, PANASONIC VBHN240E10 and BISOL BMU 250). The measurements were carried out continuously at each full hour, six days in a week during April and May 2014. The processed data are represented analytically and graphically. The measured quantities are:

- Solar irradiance (G, W/m²),
- Short-circuit current (ISC, A),
- Open-circuit voltage (VOC, V),
- Maximum power point current (IMPPT, A),
- Maximum power point voltage (VMPPT, V),
- Maximum power (PMPPT, W).
- Air pressure [hPa]
- Local temperature J[°C]
- Wind speed (v [m/s])
- Humidity [%]

Table 14 provides a tabular representation of measurement results obtained on 3 April 2014. Aside from the above mentioned measured quantities, the tabular representation also includes the calculated value of efficiency for the individual technologies (η_{module}) and efficiency under standard test conditions (η_{STC}) taken from the manufacturer's data.

Table 14: Measurement results

Date	t [h]	Time	θ [°C]	v [m/s]		humid- ity [%]	G [W/ m ²]	I_{sc} [A]	V_{oc} [V]	P [W]	U_{MM} [V]	I_{MM} [A]	η_{module}	η_{STC}
03.04.2014.	7:30	partly sunny	14,3	0	999	66	75	0,97	36,00	28,6	29,9	0,95	0,23	0,153
	8:00	partly sunny	18,7	0,2	999	50	163	1,52	36,20	43,1	30,1	1,44	0,16	0,153
	9:00	partly sunny	21,5	0,4	1000	41	370	3,28	35,50	87,5	29	3,03	0,14	0,153
	10:00	partly sunny	26,0	0,4	1000	31	530	4,66	34,90	116,2	27,4	4,24	0,13	0,153
	11:00	partly sunny	26,4	0,4	999	26	630	6,70	34,00	130	26,3	5,00	0,13	0,153
	12:00	partly sunny	26,0	0,8	998	25	679	6,32	34,00	142,1	26	5,51	0,13	0,153
	13:00	slightly cloudy, sunny	26,4	0,4	998	24	785	7,08	33,80	159,8	24,5	6,53	0,12	0,153
	14:00	slightly cloudy, sunny	25,9	0,6	997	26	590	5,69	34,30	133	25,3	5,15	0,14	0,153
	15:00	slightly cloudy, sunny	25,4	0,6	997	25	327	3,12	34,50	80,9	27,9	2,93	0,15	0,153
	16:00	Cloudy	23,8	1	996	27	240	2,01	34,40	52,1	27,1	1,91	0,13	0,153
	17:00	Cloudy	22,3	0,6	996	30	122	1,21	34,10	30,9	28,6	1,08	0,16	0,153
	18:00	Cloudy	21,2	0	996	34	63	0,54	33,20	13	27,8	0,47	0,13	0,153
	19:00	Cloudy	19,0	0	996	43	13	0,11	30,40	1,8	25,9	0,07	0,08	0,153

The graphic representation of the measurement results is also a component of the database. Graphic representations for the individual technologies (Figure 50) are provided on a weekly basis, simultaneously for all of the technologies.

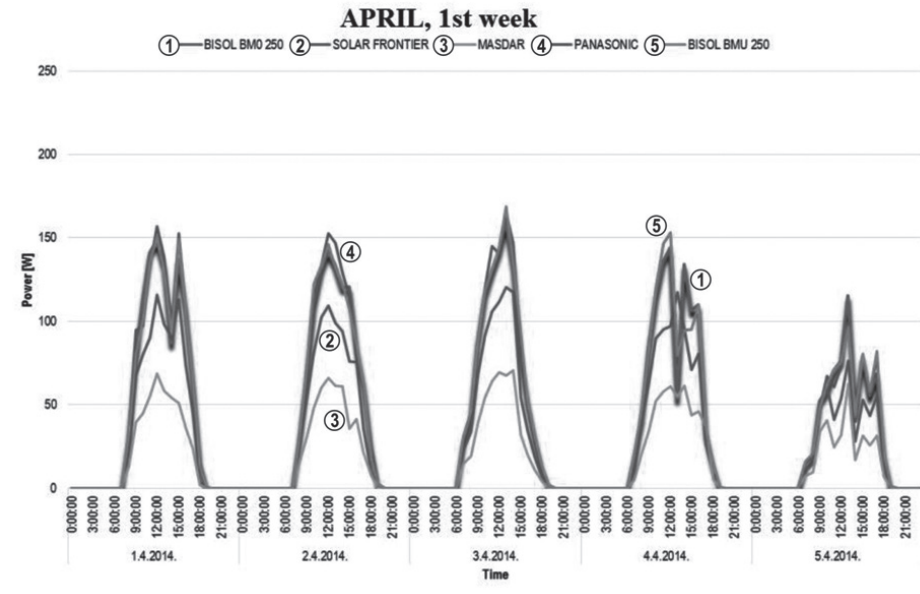


Figure 50: Graphic representation of measurement results.

EN_9. MODEL AND EVALUATION OF THE PANELS

EN_9.1. Dimensions of the model

The aim of the present chapter is to evaluate photovoltaic systems of different sizes and types. Our investigation is based on a two-dimensional model, which, on one hand operates by the application of panels of varying sizes and types and, on the other hand, also investigates a range of diverse application techniques. In the first dimension, we continued our work with the formerly described five panels and we distinguished two types of user categories.

- **solar home system users:** In this case, solar panels are installed on the roof structure of houses (mini home power plants), by which the complete photovoltaic system attains capacity of the order of 4 kW. In this category of users, regulations set forth the stipulation that only surplus generated over energy demand can be fed into the central network in Hungary²³.
- **energy investors:** This category involves big business enterprises which establish large-scale PV parks and feed electric energy produced by them into the central mains system. Power plants operated by such enterprises have an output of several hundred kilowatts, whereas, Hungarian regulations set forth 500 kW as maximum installed capacity. Since in Croatia the upper limit to solar power plant capacity is 300 kW²⁴, calculations for both countries were performed with 300 kW.

²³ In the case of Croatia we were calculation with overflow feed-in, however we also analysed the case of full selling situation.

²⁴ http://files.hrote.hr/files/PDFen/Incentive%20prices/ENG_OIE_SE_2014_v1.pdf

Our objective is to enable the economically most appropriate technology to be selected from among possible alternatives along the two dimensions. This is the reason why we calculated net present value and carried out cost-benefit analysis to support choices of technology.

EN_9.2. Data, data sources

In order to perform cost-effectiveness calculations, we needed a considerable number of data that we listed into two categories: in view of both dimensions, we had to work with technical data and technical parameters and, on the other hand, we were also to consider the relevant prices in the process of our work. Our calculations were partly based on the measurement results and experience produced by the Croatian partner institution (capacity, life-cycle), and on the other, on the data (costs) provided by the business undertakings executing the construction of photovoltaic systems, as well as on the set of data supplied by energy authorities. The summary of the model's dataset, which is the result of a wide range of data collection, is presented by Table 15.

Table 15: Dataset of the Model

Denomination of data	Applied Source
<i>Technical data, parameters</i>	
Average annual energy production	Measurement results by the University of Osijek, ETFOS
PV panel capacity	Technical specifications
PV panel unit price	Price offers
Inverter unit price	Based on the Photon GmbH dataset
Panel life-cycle, capacity reduction	Based on the study by Jordan and Kurtz (2013)
Inverter lifetime	Based on technical parameters 12.5 years
System installation costs	Practical experience
Cost charged for central network connection	Price fixed in Croatia (1.400 EUR) while no such cost exists in Hungary
Internal system, cost of system construction	Experience-based determination (by business undertakings executing construction) of 20% of the cost incurred for the complete system
Annual maintenance costs	Experience-based determination (by business undertakings executing construction) of 20% of annual revenue
<i>Price-type data</i>	
Retail price of electricity	Electricity price trends, regulations
Electricity transmission rates	National legal regulations, directives
<i>Other data</i>	
Annual inflation rate	Complying with the European Union expectations: 3
Whole investigation period	According to long-term vision 25 years

Source: Own edition

Major performance data of systems with different panels

As has been pointed out in the previous chapter, in our present research we modelled cost-effectiveness with 5 panel types, more specifically, monocrystalline, polycrystalline, CIS and amorphous silicon panels as well as the black-frame monocrystalline panel. Depending on the type of panel, regarding individual panels, performance and efficiency reduction factors show larger and smaller deviations; therefore we have summarized such factors in Table 16.

Table 16: Principal performance parameters for particular panels

	performance of panel 1 (W)	Annual efficiency reduction (%)	Panel price (EUR)
Monocrystalline panel	250	0.23	200
Polycrystalline panel	250	0.59	207
CIS panel	150	0.02	142
Amorphous silicon panel	100	0.95	83
Black-frame monocrystalline panel	240	0.23	258

Source: Own edition

Regarding annual capacities, for an average family house, self-consumption from the energy generated is defined in 4.430 kWh²⁵, whereas, for energy investors, the whole amount of electricity produced is fed into the mains network.

Along with the above data, inverter price should also be taken into account, which we have defined on the basis of the public data provided by Photon GmbH and included in Figure 51 by applying the EUR/kW measurement unit, we calculated the average unit price for inverters produced by different manufacturers with a value of 262,21 EUR/kW for systems with a capacity of 4 kW, while we computed 143.7 EUR/kW for power plants having a capacity of 300 kW.

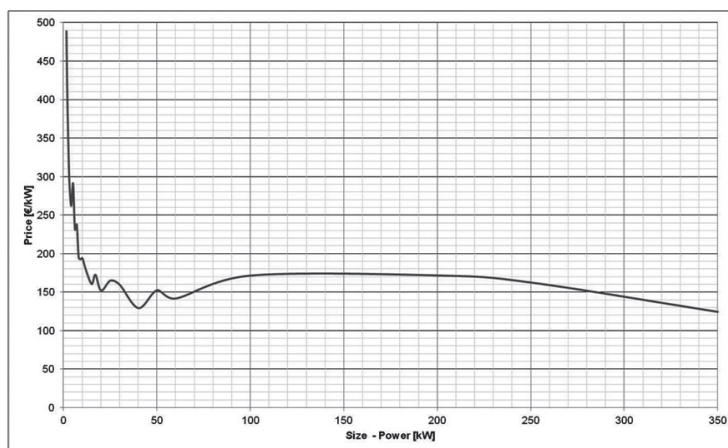


Figure 51: Trends in inverter prices in the light of the capacity of the whole photovoltaic system

Source: Danijel Topic, based on Photon GMBH, www.photon.info

²⁵ http://www.energiapersely.hu/Haztartasi_eszkozok_energiafogyasztsa_Fogyasztasi_tablázat

In addition to statistics-based price-setting, we also considered the legal regulations of the two countries as well as the data provided by energy authorities. Thus, for solar home system users and energy investors, we determined Hungarian energy prices (subsequent to the reduction in overhead costs) in 13 and 15 euro cents/kWh respectively, while in Croatia the price is 14 euro cents in respect of both categories. In Hungary the costs of energy transmission into the mains network amount to 11 euro cents²⁶ in both user categories, while in Croatia, the relevant prices are 25 and 20 cents in the respective categories.

This is the point where there is a sharp boundary between the Croatian and the Hungarian relations. In Croatia solar electricity transmission prices are considerably higher than electricity consumer prices, consequently, it is more profitable to sell as much solar electricity as possible at the incentive prices – because in Croatia there is a possibility to sell all the produced energy. As opposed to this, in Hungary feed-in-tariff, which is lower than consumer price (85% of the latter), discourage investments, therefore, in terms of returns, the conditions created are worse than in Croatia, which provides incentive for the installation of hybrid systems or rather the construction of systems carrying out production for own use (otherwise, also legal regulations stipulate that only surplus remaining after the use of own consumption can be fed into the system). Preferably, it is worth installing these systems by using capacities with reasonable approximation to average energy consumption. Naturally, there is no guarantee that transmission prices for renewable energy kept high by the present, incentive systems will remain at the same high level; therefore, we made calculations considering other scenarios where the transmission price of generated energy decreases while the price of energy purchased from the mains electricity network increases.

Continuous technology development on the market may exert positive impact on the construction of domestic solar power stations while at the same time, such development gradually increases the efficiency of power plants, and on the other hand, results in falling investment costs (asset prices) attributed both to wider market participation and price competition.

EN_9.3. Evaluation methodology

In the interpretation of the described set of data, our model allows for the performance of several economic calculations, out of which hereby we use four indicators to enable us to evaluate the panel-choice alternatives for electricity producers.

1) **Real profit:** reveals the difference between total revenue and total expenses for a given year.

$$\Pi_t = TR_t - TC_t$$

$$\text{Cumulated form: } T\Pi = \sum_{t=1}^n \Pi_t T\Pi = \sum_{t=1}^n \Pi_t$$

where:

Π_t - total profit

TR_t - Total income for the year

TC_t - Total expenditure for the year

p - Acceptance price

Q_t - Generated electrical energy surplus, amount fed in the mains network

c_t - Annual energy demand

P - Consumer electricity price

t - Number of years (1-25)

²⁶ The exact data: 11,4 euro cent at household consumers; 10,8 cent at energy producer investors.

The definition of the indicator's value may assist the evaluation of different alternatives in certain years but the problem posed by such evaluation method is that it assumes zero inflation in the event of long-term investigations.

2) **Inflation-adjusted profit:** It eliminates the drawback implied by the above indicator, more specifically, it is suitable for long-term investigations and its calculation allows for the comparison of not only specific years but also a period of several years.

$$\Pi_t^D = \frac{\Pi_t}{(1+i)^t} \Pi_t^D = \frac{\Pi_t}{(1+i)^t} \quad \text{Cumulated form: } T\Pi^D = \sum_{t=1}^n \Pi_t^D T\Pi^D = \sum_{t=1}^n \Pi_t^D$$

where:

i – inflation rate

3) **Net Present Values (NPV):** It indicates the value of a given investment in year “t”. We can talk about return on investment if it results in 0 NPV. This indicator extends the previous indicator by the mathematical operation of deducting the sum invested in year 0 from the inflation-adjusted profit.

$$NPV = PV_0 - C_0$$

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{\Pi_t}{(1+r)^t} - C_0$$

where:

PV₀ – Present Value

C₀ – Investment value

r- Real interest rate

4) **Unit cost indicator** (IRENA, 2012): It indicates the ratio of total expenses and income/savings in a longer time period. Therefore, it can be interpreted as a type of cost-effectiveness, cost-benefit indicator.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + O_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t + S_t}{(1+r)^t}}$$

where:

LCOE – Levelised Cost of Electricity Generation

I_t – Investment cost

M_t – maintenance cost

O_t – Other costs

E_t – income from feed into network

S_t – Cost benefits generating from self-supply

EN_9.4. Evaluation of the basic model

Before adverting to the distinct analysis of the two user-categories, a piece of evidence, which resulted from the data applied, should be specified. The more serious and intense support measurably present on the Croatian side (i.e. feed-in tariff is bigger than consumer price), generates indicator results better on income side than those of the Hungarian counterpart.

However, the connection cost to the grid is higher in Croatia, therefore there is not as major difference in profit indicator as is in the cumulative indicator of costs and benefits.

Category of solar home system users

As has been previously shown, discrepancies between profit indicators are constituted only by inflation-adjusted corrections, consequently, hereby we present merely inflation-adjusted calculations.

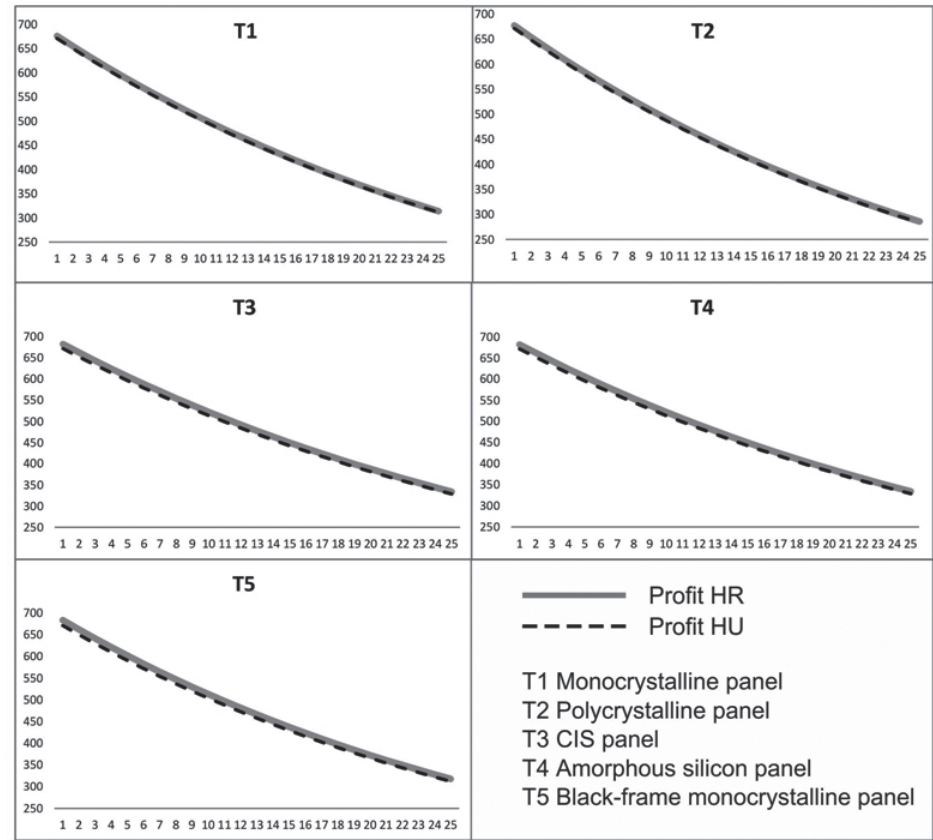


Figure 52: The development of annual inflation-adjusted profit in the context of the five technologies with regard to solar home system users

Source: Own edition

Figure 52 reveals that at the end of the 25-year period the highest value of the yearly profit is attributed to the CIS panel. This is not surprising if we consider that the level of annual efficiency reduction for this type is as low as 0.02%. As has been indicated earlier, relying simply on annual profit data in terms investments does not seem to be an appropriate approach mainly because the type producing the best profit results is considered to be one of the most expensive investments.

Therefore, if, we look at the net present value and the rate of return at the point of intersection on the horizontal axis included in Figure 53, we will certainly come to a different conclusion.

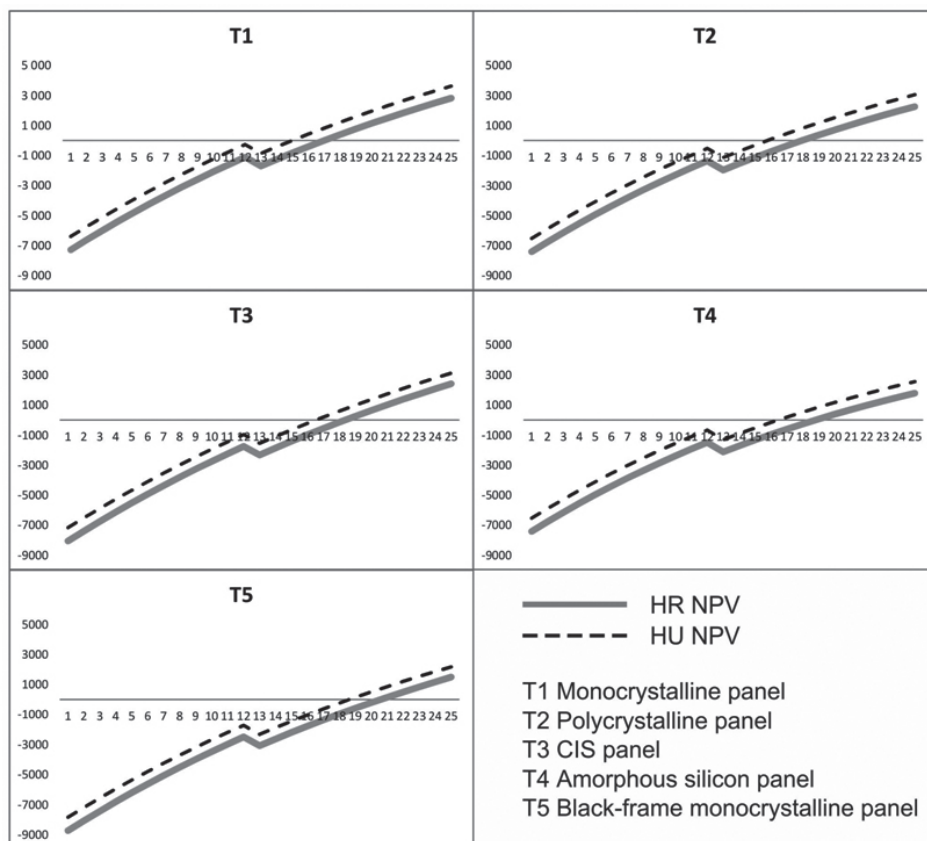


Figure 53: The development of net present value with regard to solar home system users

Source: Own edition

The shortest payback time can be attributed to monocrystalline panels (Figure 53) where the net present value measured after 25 years is 3 582 Euros in Croatia and this value is 3 297 Euros in Hungary. In Hungary the smallest net present value is ascribed to black-frame monocrystalline panels (1 880 Euros), whereas in Croatia the smallest net present value is attributed to amorphous silicon panels (2 349 Euros).

In terms of the unit cost indicator, it is also the first technology that is considered to be the most appropriate investment in both countries. On the Croatian side, in a timeframe of 25 years, all the cost factors related to this technology account for 68,7% of the income, while, due to lower-level revenue opportunities, this percentage value reaches 65,7% in Hungary. In contrast, black-frame panels (T5) amount to as much as 77,2% of revenues and have cost factors constituting 78.0% of the income. In relation to polycrystalline and amorphous silicon

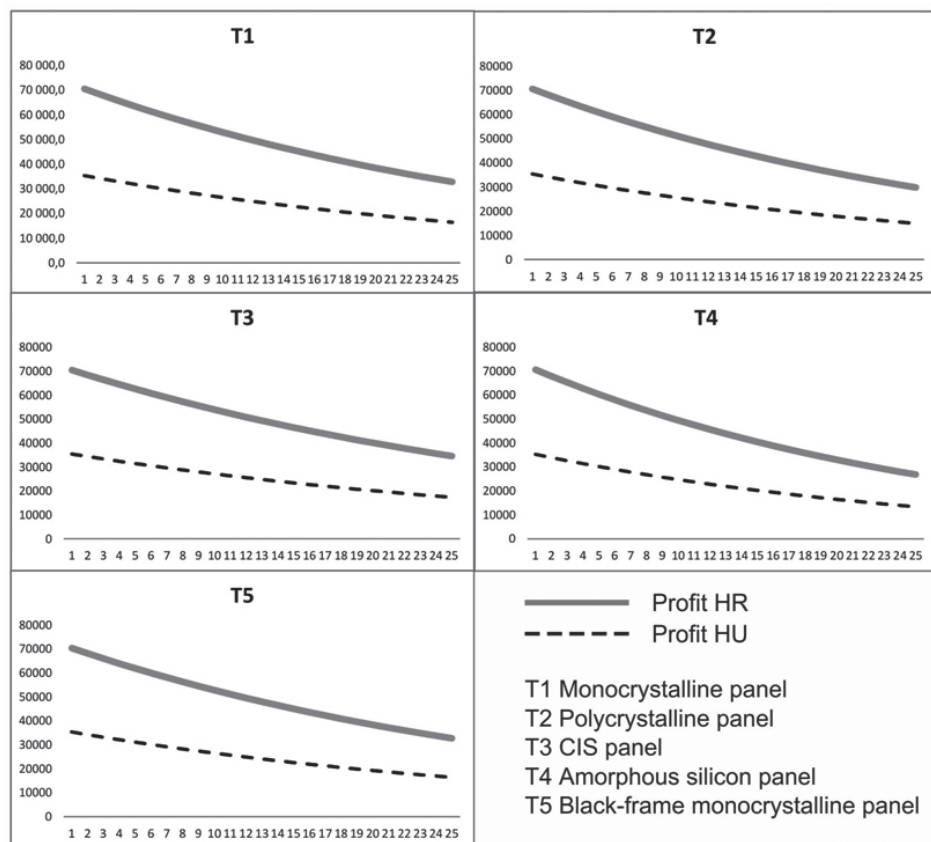
panels, the order of priorities also shows a discrepancy between the two countries. In Croatia the first type and in Hungary the latter one was ranked the second place (Table 17).

Table 17: The development of unit price indicators regarding solar home system users

$LCOE_{T1,HR}$	0.687	1	$LCOE_{T1,HU}$	0.657	1
$LCOE_{T2,HR}$	0.696	2	$LCOE_{T2,HU}$	0.668	3
$LCOE_{T3,HR}$	0.737	4	$LCOE_{T3,HU}$	0.718	4
$LCOE_{T4,HR}$	0.697	3	$LCOE_{T4,HU}$	0.669	2
$LCOE_{T5,HR}$	0.780	5	$LCOE_{T5,HU}$	0.772	5

Source: Own edition

We can say that in the case of household users, taking into account the costs and benefits in a 25 year timeline, the suggested technology is the monocrystallin based technology.



Source: Own edition

Energy producer investors

In the case of energy producer investors profit indicators – although with significant differences – show the same ranking, namely CIS panels with the highest costs and with the lowest amortisation are the most favourable, and the amorphous one is the least profitable (Figure 54).

Considering net present values, no significant difference between user dimensions can be demonstrated (Figure 55). Similarly, for solar energy production-based power stations, the shortest payback time and the highest net present value are ascribed to monocrystalline panels. However, in view of this indicator, rankings are exactly the same in both countries; which appears in the sequence of T1, T3, T2, T4, T5.

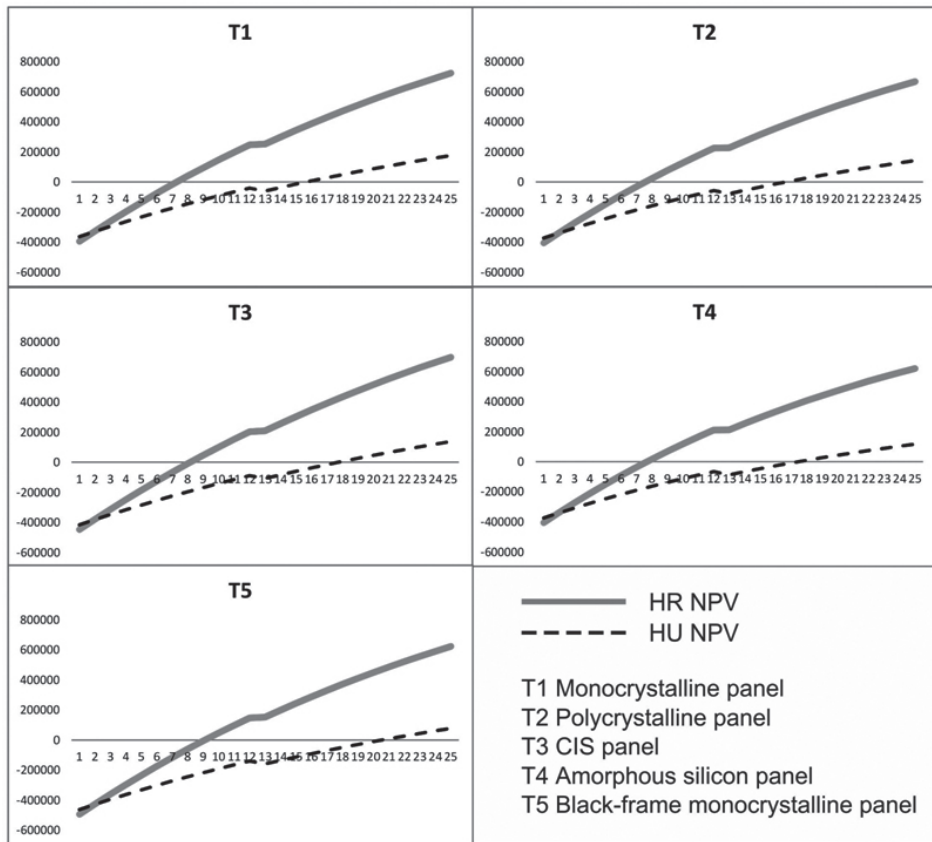


Figure 55: The development of net present values for energy investors

Source: Own edition

Unit cost calculations produced relatively more interesting results since the order of rankings show (Table 18) differences both in terms of countries and in user dimensions. In Croatia, regarding energy generating and investment-focused installations, the smallest unit

cost is ascribed to monocrystalline panels (56.8%), whereas in Hungary the smallest unit cost (75.4%) is attached to amorphous silicon panels. However, in Hungary the order of rankings is blurred inasmuch as the difference between the best and the worst values does not reach 0.5%.

Table 18: Unit cost indicators

LCOE _{T1,HR}	56.7968%	1	LCOE_{T1,HU}	75.9220%	5
LCOE _{T2,HR}	57.3892%	2	LCOE _{T2,HU}	75.4203%	2
LCOE _{T3,HR}	59.9494%	4	LCOE _{T3,HU}	75.4251%	3
LCOE _{T4,HR}	57.4281%	3	LCOE_{T4,HU}	75.4199%	1
LCOE_{T5,HR}	62.7225%	5	LCOE _{T5,HU}	75.4302%	4

Source: Own edition

On the basis of all the above, for energy investors in Croatia it is the installation of monocrystalline panels that proves to be the best alternative, as a contrast, in this respect such unambiguous statement cannot be made in Hungary.

EN_9.5. Possibilities of Model Modifications – Scenarios

As has been indicated before, within the framework of the model we investigated an array of possibilities for reasonable economic and efficiency modifications to be made, through which the rating of systems deemed most applicable could be changed.

Ceteris paribus we examined the increase in the consumer prices of energy, the decrease in transmission prices and the impact of technological development. Taking into consideration the trends of the past years, we defined a 5% increase in energy prices while, based on the modifications occurring in the assistance schemes, we calculated with a 15% decrease in transmission prices. The impact of technological development can be gauged by the fact that maintenance costs and other yearly expenses are declining relative to the volume of investments and, on the other hand and that solar panels display signs of downturn in annual power output.

Our investigations demonstrated that in the order of rankings outlined above in relation to the basic model, no changes can be observed in any of the scenarios. As a contrast, trends in payback time show considerable changes. Technological development and the increase in consumer prices exert positive influence by making payback time decrease since technological progress results in the reduction of annual costs and the increase in consumer prices entails savings generated from self-consumption (Table 19). As opposed to this, the decline in transmission prices induces lower levels of annual revenues, i.e. it results in prolonged payback time.

Table 19: Impact of different variables on returns (year)

Panel type	Croatia		Hungary	
	Home system production	Low-scale power plant	Home system production	Low-scale power plant
Increase in consumer price (+5%)				
T1	-1.0	0	-1.8	0
T2	-1.0	0	-1.2	0
T3	-0.8	0	-2.0	0
T4	-1.0	0	-3.0	0
T5	-1.1	0	-2.5	0
Transmission price reduction (-15%)				
T1	0.7	1.9	2.4	4.3
T2	0.9	2.2	2.7	5.2
T3	0.8	3.3	2.7	4.3
T4	1.0	4.1	3.2	5.5
T5	0.8	3.7	2.4	4.2
Technological development				
T1	-0.5	-1.2	-1.7	-2.4
T2	-0.6	-1.3	-2.0	-2.9
T3	-0.6	-1.2	-1.8	-3.4
T4	-0.6	-1.0	-2.3	-3.5
T5	-0.7	-1.4	-2.2	-2.7

Source: Own edition

It appears from the data that the model is sensitive to each of the three changes investigated. The increase in consumer prices does not affect the production of power plants since in this case the entire production output is transferred to the mains system, thus it produces no savings. The decrease in transmission prices has significant implications for power plants due to the relatively lower prices inherent to them. Technological progress provides for greater savings, as a consequence of which, returns relative to those of home system production decrease more significantly.

In relation to modifications, the issue of rates should be addressed at three points, provided we are strict about the 25-year investigation period. This is because in Hungary the investment is unlikely to be realized in this period of time if home systems are equipped with Panasonic-type panels or if in small-scale power plants amorphous silicon panels or Panasonic panels are installed. In this case, the transmission price reduction acceptable for home systems is 10.5% (viz. a minimum of 10.2 cents/kW). The investment will bring returns in the last year of the investigated period (25 years) provided in power plant installations

amorphous silicon panels – 9.4 cents (13.4% reduction) – and Panasonic panels – 10.16 cents (6.2% reduction) – are applied.

Since the return on investment and price regulation (with special regard to Hungary) encourages capacity installations aimed primarily at satisfying energy needed for self-consumption, we performed calculations also for bit higher capacity (5 kW) home system investments (which, naturally, entail smaller investment costs but also result in smaller revenues). According to our calculations, all this does not affect the selected and/or recommended technology in view of profit, net present value or specific cost indicators. Although real profit analysis ranks T3 (CIS) panels the first place in both countries, payback time, net present value and the LCOE indicator constitute a clear argument for the installation of monocrystalline panels. At the same time, with regard to all the technologies applied, calculating with 10 kW (which is quite common in Croatia as it is the up limit of the highest incentives) in Hungary the installation of a relatively small capacity causes a decrease in average payback period whereas such installation in Croatia entails an increase in average payback period, viz. the gap depicted by figure 3 is narrowing. In Croatia, due to a uniform tariff of 1.400 EUR charged for network connection, the unit cost will become higher than it is in Hungary. Naturally, tariff levels are dependent on the location relative to the geographical and network infrastructure of the energy producer but on average, we can use this value as the basis for our calculations. Given a capacity of 10 kW, the expected average payback period of 10-12 years increases to 14-16 years obtained by halving capacity, whereas in Hungary the installation of a relatively large capacity results in an expected average payback period of 18-23 years, a period which, if 5 kW capacity is applied, is expected to decrease to 16-19 years. In Croatia, installed capacities being halved drives down unit costs which, in the case of monocrystalline systems representing the most widely recommended technology, produce a cost ratio of 61%.

EN_10. SOCIAL IMPACTS

When considering the impacts of solar energy utilization, it becomes inevitable to also pay substantive attention to the assessment of its social impacts. More particularly, it is essential to examine investments in renewable or solar energy, to assess how their communication affects a given social group and in what ways such communication affects renewable/solar energy-related decisions made by that given group²⁷.

As has been formulated by Csizmadia (2008), “The existence, lack, number, composition, applicability and value of social relationships exert a fundamental influence on the every-day life of an individual or that of a community” (Csizmadia 2008, p.27), by which these factors have important implications for the spread of environmentally conscious patterns including also the advance of renewable/solar energy investments (in addition to the economic and other framework conditions (Varjú (szerk.) 2014). Consequently, where there are intense social relationships (e.g. typically the interaction between small groups or between small communities), solar energy investments by individual actors more significantly affect other actors’ decisions.

Change in the intensity of social publicity can be brought in parallel with the expansion of public infrastructure as well as with the professionalisation of and structural change in such

²⁷ Social framework conditions for solar energy investments have been delineated in an earlier piece of work (Varjú (szerk.) 2014

expansion. All these processes have become even more intense by the increased use of mass communication devices (Habermas 1999). Publicity plays a significant role in strengthening the above impacts and in raising public awareness. Publicity along with interactions based on social relationships plays a role of impact intensification although to a lesser extent. Olson wrote in his enquiries that “relatively small” – “privileged” or “medium-sized” – groups are more efficient than larger ones (Olson 1997, p. 72).

Although, Olson’s experience is primarily based on groups of 5-8 members, our participant observations can also give evidence to the efficiency of privileged groups especially when this is associated with economic rationale and individual interests within the group while not being exposed to conflicts of interest or competitive situation. A typical group like this is represented by BNI (Business Network International) which organizes market actors of different profiles into one group including one actor from each sector. Actors present in the action arena use their own network and offer it to members of the group in a way that they do not derive direct profit. Members of the networking group develop business relations which facilitate them to use other members’ network without having to pay commission fees. Therefore, network capital in itself is considered fully convertible and non-sectoral in character. Acting as observers participating in a group like this, we can see no challenges that would practically hold back the advance of small-scale PV investments. Confidence (matched with economic deliberations) vested in the institution, group and in the members of the group has its impact felt without showing any fluctuations. The content of the conversion with the distributor²⁸ of PV systems shows that, the aforementioned impact is underpinned also by the Hungarian regulation system since this system means an advantage for the Hungarian population. In relatively big categories or in countries where feed-in tariffs are typical also at retail level (e.g. Croatia), the system is in favour of owners and investors. Regarding small-scale power plants, the owner and investor can be the same person but this is not always the case. In this aspect, Hungarian small-scale consumer system excludes speculative capital and shifts priority to considerations related to retail consumption. Another factor influencing spillover impacts is that in Hungary permit procedure (of Eon) is faster than that in Croatia even if sometimes it can reach 143 days, while private investors do not need to wait for quotas to be released (which is the case in Croatia) but after authorization they can launch energy production to satisfy their own needs of energy consumption.

Positive effects of investment incentives, which are created in association with the above mentioned relationship networking, enhance not only the advance of PV systems but also the spread of democracy, i.e. the so-called energy democracy (Béres, 2014), as a consequence of which “fundamental decisions are taken not by energy supply companies but by end-consumers who gain this predominance because they themselves satisfy their energy needs by the application of low-capacity energy-generating equipment purchased by them” (Béres, 2014, p. 205).

We explored motivations earlier in our investigations into the relationship between local governments. Here what we would like to know is how individual organizations influence each other through the dissemination and exchange of their good practices. The main trait of the aforementioned relationships is its ad hoc nature. In case any news comes into the possession of local governments, they may decide to make inquiries about it, local governments in charge of implementation provide information but here active/relationship networking effects, which are present in the above referred business sphere, cannot be identified.

²⁸ -Ex verb: (András Petre, 23.05.2014)

However, local governments have a relatively significant effect on inhabitants. The development of a settlement is highly dependent on the personal competence of decision-makers, settlement leaders or on the interest-based network of local actors. "In relatively large settlements, there is always a complex organizational base present in the background of personal dominant influence" (Pálné Kovács 2008: p. 93). "The smaller a village is, the more dependent its success is on a given local government, on the capabilities of the mayor and his/her ambitions" (Faludi 1995: p. 380). "The lower the level of development, the more decisive the role of the individual is" (Varjú 2014). Interviews made with the mayors within the framework of the project reveal that settlement leaders exert effect on the population and that people also take efforts to follow good examples (renewable energy investments) (e.g. Bóly, Szentlőrinc, Orahovica, where 43 households invested in home system-scale photovoltaic system) consequently, social relationships affect every-day life, which is especially true of relatively small settlements. All that has been said by settlement leaders may have some relevance, still questionnaire brings to light further details concerning the present subject.

In questionnaire survey of population we were interested in whether a PV park, which is established by a local government/private company, exerts any effects on the inhabitants. To this end, we conducted public questionnaire both in Sellye and Orahovica. In the past one or two years a PV park of 500 kW has been put into operation in each of the two settlements. At both locations, investments were made by external investors in co-operation with the given local government by their using a relatively long time frame for preparation in Croatia and a shorter one in Hungary.

Questionnaire was performed through random sampling by selecting a sample of 120 individuals in Sellye and 120 in Orahovica. Questions, on one hand, explored the public's environmental awareness and, on the other hand, they were trying to disclose the impact exerted by the PV park investment. Unfortunately, the project did not imply the possibility of control groups to be asked, consequently we adopted some questions from an EUROBAROMETER²⁹ research, which we used in our information retrieval also enabling us to make comparisons in terms of the key findings from national research.

Regarding questions eliciting responses concerning approach to the purchase of environmentally-friendly products, in Hungary, according to data from 2012, compared to the EU average (24%), a higher proportion of individuals questioned (31%) said that they frequently purchased eco-friendly products. In both settlements, the figures relating to the responses are much lower than the EU average (Hungary: 11.7%; Croatia: 10.8%), which probably arises from the specific socio-economic circumstances of the given territories and from the comparatively higher proportion of traditional product use. In reference to the two aforementioned settlements, it is obvious that the inhabitants of Orahovica consider themselves more environmentally conscious in terms of purchasing prospective environmentally-friendly products.

Although both power plants have been in operation since 2012, compared with those questioned in Orahovica, a substantially higher proportion of individuals questioned in Sellye have heard about the power plant operating in their settlement. In particular it may be due to the fact that Orahovica is a larger settlement having approximately twice as many inhabitants as Sellye, albeit the PV park in Orahovica is located on the major traffic road passing adjacent the settlement but in Sellye it is in the industrial park which is a less frequented area. However, in Sellye several conferences have been held, with each also

²⁹ Flash Eurobarometer 367 (2012)

touching on the subject of the power plant, which means that the news has also become more easily available for the inhabitants. This is also shown by the fact that 24% of the respondents in Sellye have already seen the power plant and among others, this is how it became known to them whereas in Orahovica there was no mention of the kind in this context. Twenty per cent of the Sellye respondents have heard of the investment from the mayor or from local government representatives while the relevant proportion in Orahovica is only 10%.

In Sellye 35% of the respondents answered in the positive to the enquiry about whether they use any type of renewable energy sources while the relevant percentage is only 18% in Orahovica. In reply to questions enquiring about the reason, in the majority of cases, they noted the use of wood as a possible renewable energy source which they considered as the most favorable of such energy sources, which can be attributed both to traditional reasons and to easy availability. In Sellye 35% of the respondents use wood, as a contrast, the relevant ratio does not even reach 6% in Orahovica. On the Croatian side, cost-savings were cited as a factor constituting the most common reason. Nevertheless, in Croatia random sampling showed that out of 43 households 28 samples indicated the use of photovoltaic equipment for energy generation. In Sellye there were 5 such respondents.

It appears from the preliminary assessment of questionnaire that, although in Sellye the PV park is known to relatively more inhabitants who at the same time consider themselves more environmentally-conscious, still the power plant of the settlement hitherto has not had any influence on the prevalence of the use of PV cell, while a part of the population say they are planning to adopt renewable energy in the future but only 5 of them have declared that they intend to apply photovoltaic cells. On the Croatian side the number of those who have heard of their solar power station is lower than in Hungary, yet the overall rate of solar equipment usage is high and in view of renewable energy investment plans to be implemented within one or two years (38.3%), 28 respondents think in terms solar panels. In this context it appears that the local photovoltaic investment has no real impact either in Sellye or in Orahovica. Investment incentive in Orahovica is not likely to be influenced by local investment par excellence but rather by a more effective national incentive scheme and faster-than-anticipated returns (see detailed in earlier chapters).

Cross-border investigations give evidence for the fact that the IPA-HUHR program gave fresh impetus to cross-border personal and institutional relations. There are already initiatives relating to renewable energy, however the number of these cases is very small and their multiplying and growth-generating impacts are hardly perceptible. By reviewing the three calls for projects by IPA-HUHR in the period of 2007-13, we can see that existing co-operations continue their mutual work and successful co-operations of this type create the bases of further photovoltaic projects (e.g. SMART WWTP projects). Beyond considerations for the physical environmental and economic points of view, sustainability assessments are also concerned with the issue of human resources. In their ongoing research, Pálvölgyi et al. (2014) carry out assessment studies on the complex sustainability of renewable energy sources (among others also photovoltaic energy production not published as yet). If we go through the set of criteria established by them (Pálvölgyi et al. 2014 p.191), based on our previous experience of and research into photovoltaic energy, we can assess the social impacts as follows:

Table: 20: Potential effects of PV use on the society.

<i>Designation of social indicator</i>	<i>Expected effect</i>
Human health	Minimal effects (see detailed in life-cycle analysis)
Quality of life	Due to the sense of independence for the supply system, no or minimal effect
Education, qualification, knowledge	Positive effect, involvement of students into research tasks for the purpose disseminating results
Public awareness, approach, presenting good examples	Positive:
Mitigation of social disparities	Negative impact: Access to PV systems is possible mainly for wealthy people and savings resulting from the use of such systems also contribute to their cost-benefits, thus creating possibility for a further increase in social disparities
Enhancement of co-operation between social actors, strengthening cohesion	Positive impact: see e.g. outputs of current IPA
Prevention of migration (job creation)	Exerting no impact: job-creation effect of PV systems does not appear in a given region (see detailed in the chapter about regional impacts)
Energy poverty alleviation	Positive impact: renewable energy not exploited as yet becomes incorporated in the energy system

Source: Own edition based on indicators by Pálvölgyi et.al. (2014)

As we can see the potential social impacts in the Table 20, it is various. We can find factors where PV use has not or negative influence on the society, especially in the mitigation of social inequality, however it can positively effect on cooperation. In a widely social sense the use of PV combining a good cooperation among actors can become a good-examples, effecting on the settlement marketing.

EN_11. EFFECTS OF PHOTOVOLTAIC SYSTEMS ON REGION – RURAL DEVELOPMENT PERSPECTIVE

No matter whether they supply households and/or business undertakings with energy complementary in nature or, by being in possession of business firms (PV farms), they produce energy for sale, photovoltaic systems are seen as important local energy sources and as such they can exert positive impact on the development of a specific region. Deployment of such systems and/or PV farm investments can take place in urban regions (in the form of investments in brown-field developments in degrading industrial regions and in the area of opencast mines but also in industrial parks located in developing agglomerates or in the form of green-field investments) alongside motorways and in underdeveloped, peripheral rural regions.

Although, the commissioning of such systems also in urban regions (and in developed rural regions or in areas having the potential to develop) can be justified, in certain aspects, innovative developments in economically backward rural areas have relatively higher marginal utility. In resource-deficient rural regions, any (sustainable) developments,

with special regard to investments of innovative nature, are of utmost significance, even though their job-creation capabilities are negligible. On the basis of urbanity and rurality, no difference can be revealed with regard to the currently available amounts of alternative energy including that of solar energy. Rural development must focus on the development of self-sufficiency in rural regions, an essential component of which is to accentuate the role of alternative energy production. There is a strong correlation between rural development and decentralized energy production. Decentralized energy production implies the use of local raw materials, local labour force and local investments and according to many, building a (green) country starts with villages.

In terms of energy utilization efficiency, the worst situation is to be found particularly in rural regions. It is an issue of great importance to supersede the approach to thinking solely in the context of large-scale supply systems. Instead, it is essential to create balance between small-scale power plants and large-scale supply systems. One aspect of the above balance is represented by the commissioning of PV systems, i.e. the emergence of local power stations in rural areas. Energy rationalization, while safeguarding environmental sustainability, also ensures sustainable economic development, therefore PV systems can certainly be regarded as developments congruent with community interests.

An outstandingly important aspect to be taken into account in relation with rural developments is to ensure that the deployment of PV systems should not result in land-use restrictions. In this context, a favourable situation is created by the fact that photovoltaic energy production can be combined with several other production methods (soil strength reinforcement, recultivation, pasturing, apiculture, vine-culture, horticulture, etc.). The demand for land brought into use by investments may as well reach high levels but owing to the aforementioned particularity, such high demand does not pose any barriers to investments and in view of the rapid pace of innovations, the future is likely to see a significant decrease in specific land-use demand. It may be important to place special emphasis on the conscious design of PV parks where secondary land-use is also taken into account. A concrete example of this is the Sellyei Solar Power Plant where PV panels of a sunflower design have been located high enough for agricultural machines to pass under them. In their exploratory investigation into the possibilities of secondary land-use, they decided on pasturing (pasturing sheep).

The local social-economic benefits of the installation and spread of solar PV systems are generated, on the one hand, from economic processes giving rise to the relevant projects and from the capability of such processes to justify the existence of these projects and, on the other hand, the above benefits may be created by social needs (if there any at all). These systems exert their effects typically through the diversification of a specific region's economic activity while they can also enhance its prestige and offer further opportunities, such as:

- the emergence of renewable energy production locally, its development,
- partial or total replacement of local energy sources (energy consumption of business enterprises and residential energy consumption) with renewable energy,
- effective communication avenues to reach out to a given region's environmental consciousness and commitment to sustainability,
- involvement of local entrepreneurs in community developments based on local energy production,
- possibilities of setting up exhibition sites for events dedicated to renewable energy sources,
- modernization of energy utilization in a region, strengthening self-sufficiency,

- contribution to the demonstration of environmental education in a specific region and enhancing the efficiency of such education.

A solar PV system established in a region is likely to offer opportunities to local businesses: an innovative environment may promote developments, ideally, synergy effects and positive externalities occur, entrepreneurial mindsets and entrepreneurial culture may develop in the neighbourhood of a successful and innovative business undertaking, and by all this, it indirectly creates potential for labour market recovery. The Sellye case sets an example for these processes, where the national news coverage of the solar power plant commissioned in the industrial park conveyed the message that fostering developments in the Ormánság is certainly worth the effort. As a consequence, a new company has been set up in the Sellye industrial park, which, even if at a low rate, has created job opportunities and generated tax revenues for the local government.

Local residents may need to consider providing support to solar energy utilization/production by offering special funds for this purpose. As a result, they could realize additional income (or more money is left in their pocket), which, in turn, will boost the region's internal demand. By the promotion of the local multiplication of the aforementioned case (equipped with a complex system of development tools), the revenue remaining with the region may increase. In this respect, small-scale, decentralized electricity production deserves special attention or, perhaps special assistance. Support may take the form of preferential rates made available by a PV farm to local business undertakings, local governments and to residents (thus, local energy producer's local market conditions improve). Due to the solar investment assistance provided by residents and by the local government, sales conditions of the local energy farm deteriorate, however, the appearance of solar PV cells becomes more accentuated, commitment to alternative energy sources gains broader perspective and market opportunities for solar PV cell producers/distributors become more enhanced. This is the reason why endeavours to develop a regional PV park should also incorporate the creation of related production capacities as well as the establishment of small-scale electricity generating plants and/or electricity production plants. However, the aforementioned endeavours cannot possibly stand a realistic chance in the worldwide solar cell production trends.

Introduction to best-practices in solar PV parks may significantly enhance their spread and social acceptance and encourage both investors and governments providing space for installation to carry out partly similar developments. Unpredictable energy policy poses an increasingly serious obstacle to the expansion of photovoltaic parks in spite of all the positive examples of such developments throughout Europe.

In parallel with opportunities, there are a number of problems to work on. Economic sustainability of local governments seems to be unstable, while at the same time settlements pay particular attention to local economic development (Mezei, 2008). Elements of sustainability do not carry equal weight in the task-orientation concepts of local governments. In the context of regional development, energy production-related projects may typically become successful if they are viewed as elements constituting a part of a well-designed complex system of development and if no short-term high returns are expected. In view of the technology-intensity of innovative industries, also solar PV systems require only a low level of labour force participation while at the same time both the local governments and the

government's development policy often gives preference to the support produced by major employers.

The spread of renewable energy sources, including also the expansion of photovoltaic systems, depends predominantly on the changes in the pattern of fossil fuel energy markets, therefore, the success of a PV park and its impact on a region pose serious external risks in the short to medium-term. The success of investments, their financial returns and regional benefits are difficult to convert into HUF while such developments can undoubtedly be listed among the break-through points for peripheral regions. It is primarily the indirect economic influence of projects that may carry great significance.

Successfully operating systems are capable of changing a region's energy consumption patterns and trends, furthermore, they may serve as models for neighbouring communities and regions.³⁰

Another issue of concern is that members of local communities do not seem to be ready for the adoption of alternative and innovative solutions, thus, it is not only the shaping of public perception of PV systems but also the development of assistance schemes may become necessary. After the use of energy generated by PV systems has become common among local governments, entrepreneurs and local residents, at the time of constructions, business undertakings engaged in the execution of the relevant work processes will see a temporary upswing. Another problem is that the aforementioned businesses are not necessarily (typically not) local undertakings either.

The SWOT analysis below describes a collection of the most important factors which are considered relevant with regard to the impacts of PV systems on micro-regions.

³⁰ In one of the rural regions of France, a project has got the name "village-power plant", where the basis of energy production is formed by a PV system. An important element of the project is represented by the residents' active participation in it. They have recognized that the basis for economic development is formed by the expansion of renewable energy sources including also photovoltaic systems.

SWOT Analysis of Impacts Exerted by PV systems on Micro-Regions

Strengths • Multi-actor development, positive contribution by the majority of potential actors • The presence of innovative economic actor in the region, potential spin-off • Company mobilizing the capacities of R&D possesses broad relationship network. landscape (positive) • Future can be based only on local, small-scale, autonomous energy production and supply solutions as well as on renewable energy sources and energy-saving lifestyle. • The prerequisite for the long-term sustainable operation of rural local governments is represented by the use (exploration) of innovative solutions. • Cheaper local energy (savings on electricity bills).	Opportunities • Supply capacity development • Developments at local level, innovation incubation • Strengthening interest-articulation capabilities • Dynamically developing sector (Innovations happen at a fast pace.) • Favourable market opportunities provide development for businesses, which can exert positive influence on regions in a multiplicative manner. • Deployment of joint – usage generator plants in regions • Objectives of EU development policy • (Transitional) Development of the special segments of local construction industry • Diversification of the training structure in the broader region. • Creating the foundations of energy industry and that of broader regional vision • Setting up alternative-energy exhibition sites in the sector
Weaknesses • In fact, no plants or business undertakings, including potential suppliers, which are capable of joining the value chain, are present in the region. • Both international and domestic visibility is at a low level. • Cooperation and competition are weak. • R&D space and capacity are insufficient. • Impact on landscape (negative). • Covered market, nobody but suppliers operate in the region (spare part production). • Pending solution to energy storage • Barriers to E-on network connection.	Threats • Energy policy uncertainty • The power of European and Asian competitors may question the long-term success of regional developments. • There is no substantive receptiveness, which may be caused by insufficient income prevalent in regions or which may be attributed to lack of information and also to improper attitude to innovations. • Dynamically developing sector (Innovations happen at a fast pace) – very intensive price competition (small chance of acquiring competitive advantage).

EN_12. ENVIRONMENTAL IMPACTS

The aim of the present chapter is to provide a brief review of the potential environmental impacts of PV system applications. In this chapter, within the framework of environmental impacts and environmental protection effects, we consider the issues relating to land use, the effects exerted on building structures, furthermore, we take into account the implications of visual pollution on the environment, the reduction of carbon-dioxide emissions and also address the issue of photovoltaic materials and their integration into the waste chain.

EN_12.1. Potential impacts on land use

PV system installations can basically be divided into two major types. These are the ground-mounted systems and those mounted on roof structures. Static loading effects of roof-mounted systems are covered in the next chapter and subsequently the issues of visual impacts are discussed. In the present section we intend to present the locations offering opportunity for the installation of solar photovoltaic systems, furthermore, we also assess the nature of their potential future effects and the extent of territorial impacts exerted by these systems.

Based on the land cover dataset of CORINE 2006 available free of charge, for a start we selected land cover types which could be considered with a view to photovoltaic installations. In our query we excluded lands designated as special areas of conservation under particular international or national directives (e.g. NATURA 2000). We performed calculations and mapping for Baranya county, Hungary and for the county of Baranja-Osijek in Croatia.

According to the query, on the examined territory, the following areas were classified as eligible lands: continuous urban fabrics (27, 179 ha.), commercial and transport units (3,152 ha.). In Figure 56 the white/light spots indicate potential areas under consideration.

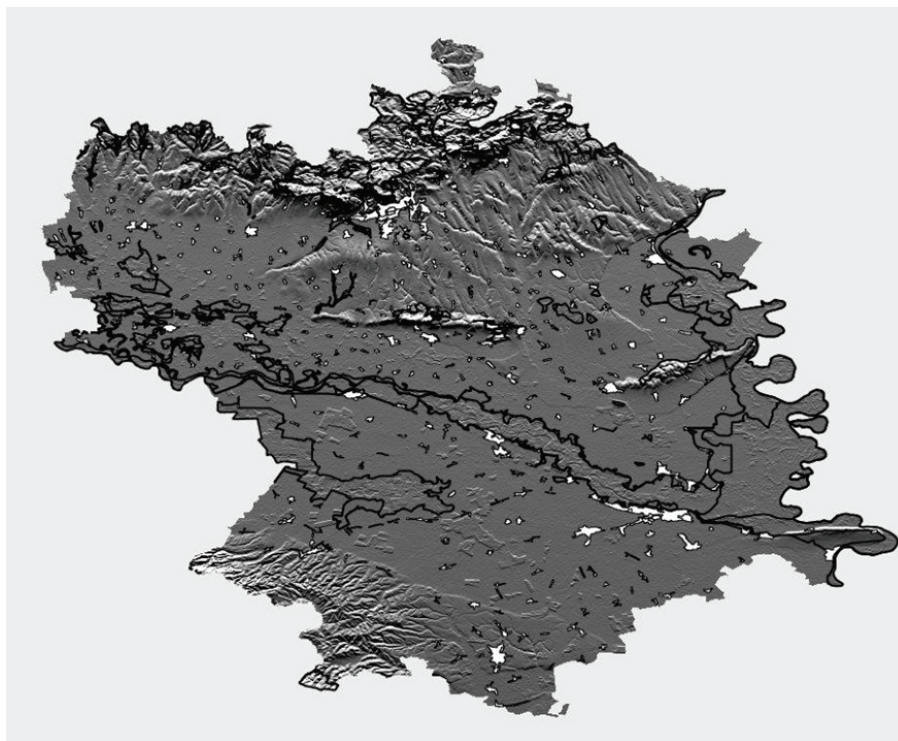


Figure 56: Potential built-up areas identified as suitable for the application of photovoltaic modules

Source: own edition

Map legend: White area: urban fabrics and commercial/transport units; thick, black frame: Natura 2000 areas.

Calculations by Kassai-Szoó (2014) reveal that energy absorbers can be installed in 2% of the urban fabric of Debrecen (also taking into consideration effects of shadowing on photovoltaic module performance). In the same way as in Debrecen, the type of thorough evaluation of roof surfaces can also be conducted in Pécs or in the county, which, at same time, is a process defining directions in future research. Provided we calculate with the above 2% for the meantime, in respect of the two built-up area types, we potentially arrive at 607 hectares in the region. Given the high-performance polycrystalline panels of BISOL 250 applied in the project, this means an installed capacity of 153 W per 1 m², which, on the basis of the above model calculations, leads us to the conclusion that this unit is capable of producing 201,566 kWh of energy per 1 m² every year – a value amounting to 1, 223,505 62 MWh on annual basis. In 2010 the electricity consumption by Baranya county (Hungary) was 444,745 MWh, while according to data provided by Croatia, demand does not exceed 300,000 MWh (Hartung K. 2014). Thus, it is obvious that the available area, considering only the surface, is sufficiently large to satisfy the total electricity demand of the region.

EN_12.2. Potential impact of PV installation on the roof of buildings

In general, mounting solar PV systems on an already existing construction also means undertaking support structure-related tasks. In terms of design, the conformity of the structure pursuant to the standards currently in effect is to be verified. The following describes usual situations from different aspects.

Aspect 1: Solar panels are mounted on an already existing structure or on a new freestanding structure. In case solar panels are planned to be installed on a new freestanding structure, as appropriate, the design and implementation costs of such structure also constitute the financial responsibility of the given investment. As a contrast, if solar panels are installed on an already existing structure, in the design-control phase it may also become apparent whether there is a need for structural reinforcement and the extent to which the structure is to be reinforced is also to be determined. For one square meter of surface area, the unladen weight of the solar panels tested is between 12 and 21 kg, which, by being installed on a roof structure, may result in an increase of 10-130% relative to the unladen weight of the roof structure. Such great variations may be explained by the fact that there are many different types of roof structures including also the numerous types of shell roof structures in particular.

Aspect 2: What sort of roof geometry is involved? Traditional pitched roof or flat-roof structure? In case it is a flat-roof structure, panels to be adjusted at a fixed tilt require separate supports of their own, which adjust the panels in the right tilt angle while such supports may be omitted if the roof is parallel with the angle of inclination.

Aspect 3: refers to the orientation of the inclined roof since, in the event of inappropriate roof tilt, the application of separated panel supports is to be considered again or the option of a freestanding installation may be used, though this may take up valuable surface areas.

Aspect 4: refers to the condition of the existing frame intended to be used as a support structure. Experience shows that the year when the building was constructed and the purpose of the original builder represent are issues of great significance. As an example of this we can mention numerous old residential buildings which survived for well over 100 years in the city center of Pécs, where the elaboration, quality and condition of the roof structure (roof truss) are at a level much higher than those of roof structures aged 30-40 years or even younger, aged 5-15 years.

It needs to be recognized that any device or equipment is installed on the roof, whether a solar panel, solar collector or air-conditioning system, such device or equipment will be mounted on that particular structural unit of the building which has the least reserve capacity. This implies that even the seemingly inconsiderable weight increase of 12kg per square meter may result in the depletion of load-bearing reserve capacity when there is no option left but to reinforce the structure.

EN_12.3. Effects of visual pollution on the environment

The design of a PV park requires special emphasis to be placed on specific factors, such as the selection of the appropriate land used for the construction, the assessment of environmental impacts, e.g., landscape effects, visibility in terms of the local landscape and natural heritage, furthermore it becomes necessary to ensure that the local community can formulate its views on the installation of the intended power plant. In case there are nature conservation areas in the neighbourhood, landscape effect and the impact of visual pollution become of paramount importance in the development of a PV park. A PV park located in the vicinity of landscape or natural heritage areas is likely to be detrimental to landscape enjoyment. The solar park must be prevented from becoming a feature overpowering the landscape.

For property protection purposes a fence is installed around the boundary of the plot of land, which also has an impact on the environment, consequently attention should be paid to the height and tightness of the fence. Application of bright colours is unfeasible.

In the connection to the network it is reasonable to take into account the visibility of high-voltage power lines and that of high-voltage poles.

Environmental impacts of visual pollution are highly dependent on the type of PV park to be installed, the selection of the site and on the environment of the power plant. Investigations into the visual pollution of landscapes and that of the environment lead us to the conclusion that, as a result of preliminary studies, visibility may be put at a value close to zero (NSC, 2013; BLM, 2013; Tsoutsos et al., 2005; LUC, 2013; Gracia-Garrido E et al., 2009).

EN_12.4. Solar power for carbon-dioxide emission avoidance

Atmospheric concentration of carbon dioxide is rapidly increasing with an annual growth rate amounting to 2 ppm (parts per million). In August, 2013 a concentration value of 395.15 ppm was measured in the atmosphere (SIO, 2013; NOAA, 2013). We may face severe consequences unless such growth rate of atmospheric carbon dioxide is considerably reduced or virtually stopped. In technical literature several studies provide detailed analyses of this process (Hansen et al., 2008; Pachauri – Reisinger, 2007).

In fact, there is evidence that the growth rate of atmospheric carbon dioxide is equal to the growth rate related to the burning and use of fossil fuels, which has reached high levels ever since industrialization. Due to the large-scale rainforest deforestation started in 1970, atmospheric carbon dioxide concentration continues to rise to a great extent (Canadell et al., 2007, Le Quéré et al., 2009). In the use of renewable energy, minimal or no carbon dioxide emissions can be expected. The wide-spread use of these technologies may mitigate escalation tendencies in carbon emissions.

Consumption of a settlement and its CO₂ emission depend on several factor. They are especially the climate, the type of buildings, the used energy carriers, the structure of economy, the population, the modes of transport, the leadership of the decision making of the

settlement and the behaviour of citizens. We can influence the factors on short time, however most of them can be influenced on a longer term (Németh et al. 2013).

According to the database of the International Energy Office, in 2009 carbon dioxide emissions in Hungary amounted to 48 million tons, 38% of which was represented by electricity generation and heat production. In this context, on the basis of the data by MAVIR, in 2010 the aggregated amount of CO₂ emissions by Hungarian power plants reached 11.1 million tons, which is predicted to rise to 12.2 million tons in 2015 (Szűnyog, 2012; Rácz, 2013).

The rate of carbon dioxide emissions produced during the production, assembly, reuse and operation of solar cells constitutes the subject of many research studies. In terms solar cells, emissions are generated only through production and installation processes. During the remaining life of solar cells (20-30 years), no CO₂ emissions are expected. In contrast, fossil fuels cause a continuous release of hazardous substances also in their operational phase. In this context, the actual impact of PV systems can be interpreted in terms of net carbon dioxide emissions savings. In 2006 and in 2011 the Netherlands Energy Research Foundation (ECN) conducted research into carbon dioxide emissions incurred during solar cell manufacturing. According to the findings, on a life-cycle basis, solar panels imply a carbon dioxide footprint of 20-30g per 1 kWh of electricity produced. At this point, the whole process of measuring carbon footprint is taken into account, which ranges from manufacturing raw materials to waste management. (Life-Cycle Assessment Study). Compared to photovoltaic panels, gas has a footprint of 500g, while the relevant figure for fossil substances is 1000g (ECN, 2006). Thus, we can declare that photovoltaic systems act as net emitters of carbon dioxide in most part of their lifetime.

Calculation methods

CO_{2e} avoidance is an indicator which expresses approach to climate protection. In case, our electricity demand is satisfied by renewable energy, no carbon dioxide will be released during energy production and/or energy consumption. However, since pollutant levels of fuels differ from each other, with regard to solar cells, the rate of carbon dioxide substitution depends on the type of fuel used in the process of production (gas, coal, oil) in a given country. As a consequence, the establishment of this value varies from country to country.

CO_{2e} emission factor (measuring unit: kg/kWh) indicates the amount of carbon dioxide created during the production of one kWh in a given country. The CO_{2e} emission factor may vary in the function of technology and efficiency at different energy supply companies. (SMA, 2014).

Calculation of CO_{2e} avoidance

In most cases, the use of published emission factors proves to be sufficient for providing overall assessment of an emission factor. In case, more accurate and more locality-specific assessment becomes necessary, emission factors can be computed on the basis of results obtained from equipment manufacturers, engineering calculations or from research studies (Wilde, 2003). In his study (2003), Wilde applies an emission factor of 0.603 kg/MWh – the USA average – as the basis for his calculations. At the time of the establishment of the 40 kW – performance PV park in Hódmezővásárhely, an emission factor of 0.56 kg/kWh was used as calculation basis. In his lecture (2010), Bódi refers to a value of 0.57 kg/kWh. On the website of the Hungarian PV and Solar Collector Association, Rácz specifies some relevant

figures as domestic data, according to which production of 1 kWh of electricity leads to approximately 0.35 kg of CO₂ emission and 1 kWh of electricity consumption releases 0.375 kg of CO₂ emission. SMA (2014) applies an emission factor of 0.6 kg/kWh as calculation basis, which is a value typically used in the territory of Germany. According to another hypothesis, in Europe, at present each single kWh of electric energy produced in electricity generating plants induces approximately 0.62 kg of carbon dioxide emission, while another European summary review gives references to 0.5 kg/kWh. Hungarian technical literature defines values ranging from 0.35 and 0.603 kg/kWh, whereas by European assessments, these figures vary between 0.5 and 0.62 kg/kWh. Measurement results (not covering the whole year as yet) of the present project indicate that CO₂ avoidance by the photovoltaic system deployed in Croatia amounts to 0.558 kg/kWh. Thus, in compliance with the EMVA (2014) emission factor specification, our further calculations will be based on 0.5 kg/kWh.

Territorial aspect

The Sellye solar plant generates an annual average of 800 000 kWh of electricity in Hungary, which, if multiplied by the 0.56 kg/kWh emission factor, (see the equation above), results in annual carbon dioxide avoidance of 448 000 kg, i.e. 448 tons of savings. In case, we compare it with the CO_{2e} emission by a car, we come to the conclusion that these savings enable us to travel 2 986 667 km in our car, while the amount of CO₂ savings by PV is returned into the atmosphere (calculating with 150g/km CO_{2e} emission by the car) (SMA, 2014).

In Orahovica, Croatia, a PV park of 0,5 MW was established, which, in the same way as the Sellye PV park, generates 800 000 kWh on annual basis, as a consequence, the amount of carbon dioxide emission reaches 448 tons. In 2009 the number of inhabitants in Sellye was 2 873 (KSH, 2011). The study by Patocskai (2013) reveals that in 2009 one single Hungarian resident's annual electricity consumption resulted in an amount of 1 461,1 kg of CO_{2e} emission. The product obtained from the multiplication of the two factors leads us to the conclusion that the CO_{2e} emission by the settlement is 4 197 740 kg/CO_{2e}/ per year. If CO₂ savings by the Sellye PV park are deducted from the afore-mentioned quantity, the result thus obtained is 3 749 740 kg. Similarly, the impact of carbon dioxide abatement by the PV park in Orahovica (5304 inhabitants) (DZS, 2011) can also be calculated. By using the calculation figures related to CO₂ emissions per head in Hungary, we receive 7 749 674 kg/CO₂/year. By deducting the amount of carbon dioxide saved during the installation of the PV park, we receive the expected yearly emission amounting to 7 301 674 kg of CO₂.

Calculations show that in terms of electricity consumption by the residents of a small settlement, one single small-scale solar plant is capable of creating CO₂ savings even as much as 11%. This PV plant meets approximately 1/5 of the electricity demand by Sellye (considering only household consumption).

EN_12.5. End of life-cycle for solar photovoltaic (PV) energy production – The issues of disassembly and recycling

Long lifetime and the use of only a negligible quantity of hazardous substances are considered to be the most notable arguments from among the ones raised in favour of the application of solar PV systems. Some studies³¹ (e.g. Demeter, 2010) are reluctant to use the attribute

³¹ www.nkek.hu

“negligible” since in the process of solar panel production, rare earth metals are employed, e.g. mercury. Therefore, end-of-life Photovoltaic components can be regarded as hazardous wastes just in the same way as accumulators or electronics. It should be justified to ask what happens to hazardous materials when Photovoltaic systems reach the end of their useful life.

Life-cycle can be subdivided into three major phases: production, use and end-of-life (Shibasaki et al. 2006). The lifetime of Photovoltaics can be considered finite, they wear out over a period of 25-30 years and certain binder attachments degrade due to fatigue. The most frequently occurring Photovoltaic module failures are glass fracture, delamination, electrical failures and unsatisfactory construction technology (Figure 57). Nevertheless, due to the process of continuous improvement, the present systems are replaced with modules having relatively more enhanced efficiency parameters. As a consequence, distributors disassemble solar panels and return them for repairs to the manufacturers or by recycling raw materials, they reuse them in the production process.

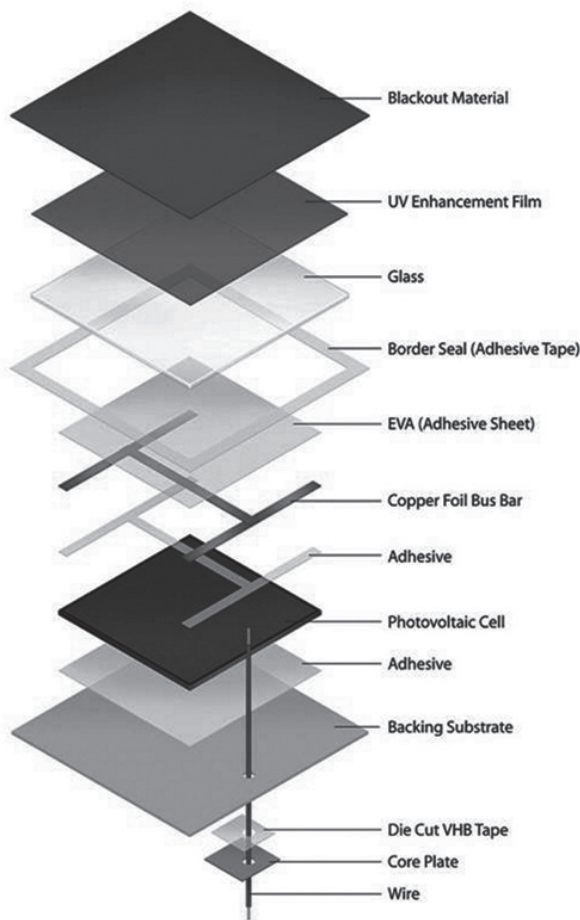


Figure 57: Exploded view of solar Photovoltaic components

Source: Weadock, 2011

Repairs to a solar PV system can present a number of problems. Within the framework of warranty repairs, manufacturers reinstall defective and worn-out PV components but consumers are provided with new ones. Since the majority of solar panels are produced in China, the above practice is extremely uneconomical and hazardous to the environment. At present no repair services for defective panels are available in Hungary, therefore, in the future a PV collection and recycle organization may be necessary to be established. Such organization could implement the coordination of the collection, disassembly and the sorting of panels and solar cells as well as their recycle into the manufacturing process. In case solar panels prove to be unrepairable, the issue related to the reintegration of parts dismantled into their component elements in the manufacturing process must be resolved. In accordance with the calculations displayed by website alternativenergia.hu (alternativenergia.hu), by the utilization of recycled materials in the manufacturing process, 80%-90% of the energy used for the production of Photovoltaic materials can be saved. Similar percentage rates can be calculated also with regard to carbon-dioxide emissions. According to Ecker's (2012) calculations, during the utilization of recycled materials, vacuum tubes must be subject to separate collection since they contain alkali metal oxide, whose low melting temperature allows for the reduction of energy inputs as well as for the decrease in carbon-dioxide emissions in the process of new glass production. Photoelectric devices contain numerous valuable and rare materials (e.g. lead, chrome, silicon, fire retardants) whose recovery is considered a real "treasure trove". In his study, Fthenakis (2000) gives a detailed review of the afterlife of solar PV system components and modules which he deems recyclable. Figure 58 may as well be considered as a summary of the chapter since it offers an overview of the complete final course of action.

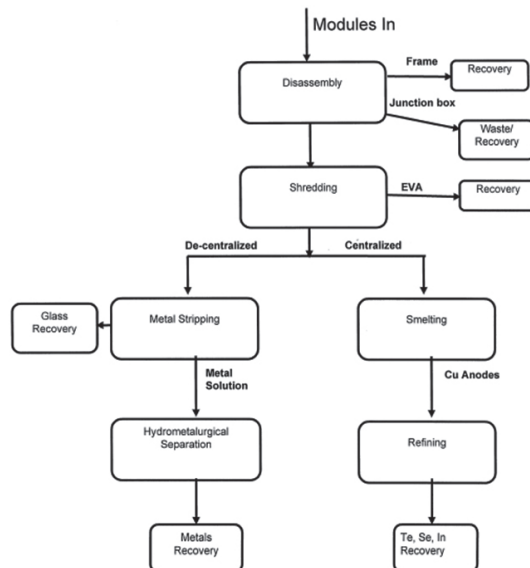


Figure 58: Application potentials of solar PV system components and those of modules

Source: Fthenakis, 2000 1056. p.

With regard to waste solar panel management, the majority of studies fails to make differentiation, however, in terms of waste management, three different types of systems are to be distinguished. Considering the most frequently applied production technologies, solar PV components can be listed in three different types: monocrystalline, polycrystalline and amorphous modules. Compared with crystalline modules, amorphous modules have lower efficiency and shorter lifetime, therefore, issues of waste management come up more often than with other module types.

Polycrystalline panels have become more wide-spread and their production costs have significantly decreased for the past three or five years. According to the accounts given by website elolanc.hu, contrary to other modules, the previously mentioned type does not contain toxic materials. In the recycling process, first, modules are disassembled and broken down, which is followed by the removal and separation of glass and metal frames whose waste materials are recycled and released as reprocessable components. The recovery of silicon located between the plastic foils “sandwiched” in the cells is implemented through thermal process. The laminate is placed into fluidized sand bed at 450 °C, the plastic layers (ethylene vinyl acetate) are burned off and the coatings are etched off the silicon wafers. The burning of the plastic layers causes toxic gases to be released. The thus purified and separated silicon feedstock is transmitted for the production of other panels. According to this procedure, plastic foils are not recycled but reused in the material content of other components. Crystal-silicon modules remain operative even after the end of their useful life since weather conditions exert degrading effects primarily on insulants, the front and back covers of the module, electrical contacts and on cables (2012).

With regard to thin film modules, reusable feedstock can be reclaimed by a simpler technique. The main constituents of such modules are glass and synthetics, therefore, amorphous silicon can be directly burned and glass can be recovered. With respect to other thin film technologies (CdTe or CIS), the mere presence of the chemically bound heavy metals in them necessitates an increased control of the entire life-cycle as well as a relatively more regulated waste management.

In regard to Photovoltaic modules, a recycle ratio of 96% can be achieved. The world’s first recycling plant for crystalline silicon Photovoltaics, which is engaged in the burning of plastic materials contained in the module, was established in Freiburg and has been in operation since 2004. Residual glass, metals and metal debris are forwarded by the plant to waste-recycling facilities. The remaining solar cells are subjected to further chemical procedures where purified silicon is recycled into the production of further cells. Involvement of lead, cadmium and argent in manufacturing solar cells may present problems during the reutilization process. Due to high logistic and recycling costs, the plant is unable to realize substantial profits as yet but ecological results show undoubted improvement.

Assays have been conducted by Solar World about the volumes of waste pending recycling, the findings of which was elaborated by Zimler in his study (2010). Between 2009 and 2012 the amount of weekly PV module demand exceeded 100 000 modules. Some 0.5-1% of this quantity can be deemed to be production scrap and/or found to have suffered damage during shipment or assembly. In terms of solar PV modules, the largest consumer and waste-producer is Europe (Figure 59). Relevant values in the USA are similar to those prevalent in Germany.

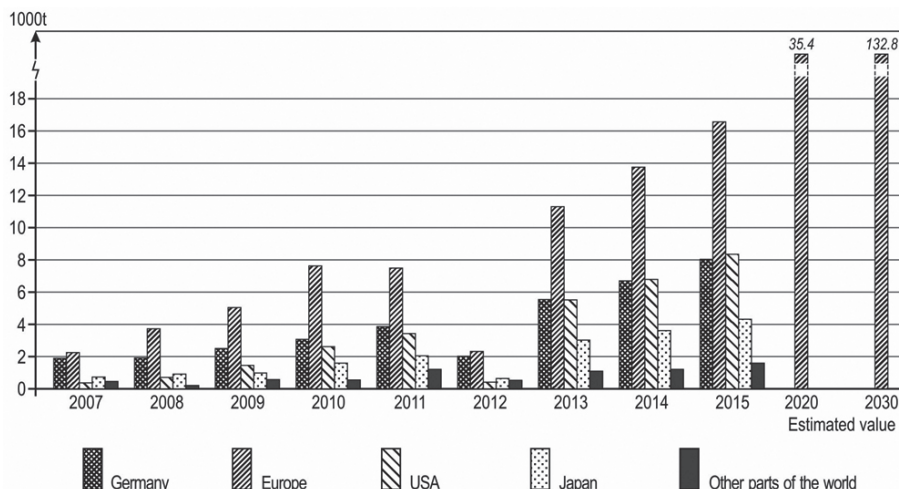


Figure 59: Prospective trends in the volume of solar PV wastes (per thousand tons)

Source: Hulladéksors, 2010.06 pp. 38-39.

With the ever-expanding scope of solar PV systems, in addition to the regulation of their deployment, the subject of waste management has also become a matter of great concern. In the European context, it is the International Conference on PV Module Recycling staged in Berlin in 2010 that may be regarded as the first important step taken in this field. Since that year the EPIA (European Photovoltaic Industry Association) has supervised and controlled the compliance of the EU Member States with the legal regulations on the Europe's electronic waste. The WEEE directive (Waste Electrical and Electronic Equipment Directive) relies on the Producer Responsibility Principle also in respect of Photovoltaic modules. The measures taken are not all that unambiguous in certain cases since regulations on the shipment of materials which are hazardous to both health and the environment still leave room for improvement.¹³ Conclusion – Evaluation of scientific research and choosing optimal PV system

This inclusive chapter starts with comparison of life-cost of different renewable energy plants in order to highlight potentials of solar energy. According to the interviewees from both cross-border sides the summary of social conditions was carried out. In order to obtain optimal photovoltaic system (PV system) for cross-border region three different approaches were used. The technical approach was firstly, which is based on technical characteristics of 5 different, chosen photovoltaic modules. The module comparison was based on standard test conditions and PVGIS data as well as with data from database which was obtained in Laboratory of Renewable Energy Sources at Faculty of Electrical Engineering Osijek by measurements. The economical approach is next approach which was used. The cost-benefit analysis has been conducted on typical examples of photovoltaic systems: small (installed power up to 10 kW) and large (installed power up to 300 kW). The indicators from this analysis are important for potential investors, because they always need to know for which time the investment will be pay back. The last but not the less important was environmental

approach. End-of life cycle of photovoltaic modules becomes more and more important in analysis of long-lifetime of the photovoltaic systems. It was shown that this approach should be taken in consideration for choosing the optimal photovoltaic system also.

EN_13.1. Comparison of renewable energy systems

Due to energy price increases and uncertainties in natural gas supply and in price trends, furthermore, in many cases, as a result of outdated and inefficient energy solutions, a great number of municipal governments, companies and households seek new ways of satisfying their energy needs. We have a number of examples to support the fact that a carefully planned and well-considered renewable energy utilization strategy would contribute to offering renewable energy as an alternative to conventional energy sources.

According to the National Energy Strategy, solar energy use has promising potentials but the actual realizable energy production is not in line with the high costs and fluctuating availability of devices. The accuracy of the aforementioned statement was investigated by Dióssy and Tóth (2011) who made a comparison between several alternative power plants in terms of performance and investment costs (Table 21). The authors determined life-cycle performance for a period of 25 years for large-scale power plants without having regard to the utilization of the heat generated. With respect to biomass power plants, they calculated with 200,000 MWh, while in the cases of wind plants and photovoltaic plants, these figures were 38,858 MWh and 27,940 MWh, respectively. The study is also concerned with the comparison of fuel oil or gas power stations and nuclear power stations in terms of performance and cost price.

Table 21: Comparison of life-cycle cost of different renewable energy plants.

Type of Power plant	Investment	Generation life-cycle cost			Total input	Unit cost of 1 kWh of energy
		Type of fuel	Employee remuneration	Maintenance		(euro)
	one thousand euros/MW					
Wind power plant	1440	0	185	458	2083	0.0501
Biomass power plant	1812	7260	643	1700	11415	0.0571
Photovoltaic power plant	1831	0	63	120	2014	0.0723

Source: Dióssy-Tóth (2011) p. 16.

With regard to the costs incurred, it is important to note that in photovoltaic systems total direct costs account for 90% of the costs incurred by the investment. This means that profitability may increase with inflation and the decrease in the price of photovoltaic modules may also constitute an argument for investment. During their useful life, photovoltaic modules or photovoltaic systems do not require fuel or lubricant in the conventional sense. Maintenance implies the activity of keeping the area in the proper condition, furthermore, it may also involve the replacement of any damaged component parts. Manufacturers provide a 10-12-year manufacturer's warranty and a 25-year performance warranty whereby

maintenance costs are only minimally integrated into investment costs. Costs for employee compensation imply only a minimal amount to be paid for any administrative work necessary for operating the plant and for the guarding of the power plant site. Maintenance costs incurred by large power stations (especially cycle power plants) are higher than those of small-scale household power plants.

Considering national-level data, from among renewable energy sources, it is wind power that is considered to be the most economical alternative. However in Hungary, the uncertainty of availability and regulatory environment represent issues of concern.

In the case of biomass power plants, conversion of combustible biomass into energy proves to be favourable, although, the proportion of biomass-related costs is higher than those incurred by wind and photovoltaic plants. Transportation needs of basic materials, low transportation efficiency and basic material supply risks all raise doubts about large-scale power plant installations. Investments costs attached to small-capacity power plants (below 5 MW) are high and during their useful life these plants allow only limited access to exploitable profits.

In terms of cost per unit of energy produced, the highest electricity generation cost is assigned to photovoltaic power plants (0,0723 euros), even though solar plants operate more efficiently than power plants run on coal, gas or oil fuel. Converted to HUF (calculating with the exchange rate as of December, 2011), the unit cost of 1kWh of electricity generated by a coal-fired power station is 25.23 HUF while this value is 25.74 HUF per unit/1kWh for gas-fuelled power plants and oil fuel-fired plants generate 1kWh/ 31.96 HUF per unit cost. Unit electricity cost for nuclear plants is merely half of the unit cost for the cheapest alternative energy, however the latter has a higher level of public acceptance.

In the Southern Transdanubian Region, based on the natural resources present in the region, several industrial plants were established which utilize energy from geothermic, biomass and solar energy for their operation. The use of thermal water for the purpose of heating is prevalent in Szigetvár, Szentlőrinc and in Bóly, while solar energy is typically used in Sellye, biogas production takes place in Kaposvár, Kaposszeckcső, Bicsérd and in Bonyhád. Utilization of renewable energy sources was investigated by Buday-Sántha (2013) primarily through methods of economic analysis.

Table 22: A comparison of industrial plants in the Southern Transdanubian Region with regard to alternative energy utilization.

	Kaposzsekcső	Bóly	Szigetvár	Sellye
Equity capital	178,042	237,470	894,061	182,514
Financial resource for the project (in thousand forints)	640,953	389,536	400,000	273,771
<i>Total investment cost (in thousand forints)</i>	<i>1,186,951</i>	<i>627,006</i>	<i>1,294,061</i>	<i>456,285</i>
Operational costs (in thousand forints)	270,291	25,129	173,339	20,496
Operating revenue (in thousand forints)	165,015	68,500	177,909	24,842
Output (in thousand forints)	- 105,276	43,370	4,570	4,346
Revenue-based proportional income (%)	-	63.3	2.6	17.0

Source: Based on p.52. of the economic analysis by Buday-Sántha, (2013)

The biogas plant in Kaposzsekcső was inaugurated in spring, 2013. Generation of biogas takes place in an area of 1.7 ha. by using containers, each having a volume of 2500 m³. The energy generating capacity of the industrial plant is 0.83 MW, which is transmitted to E.ON. According to the calculations of the biogas plants, 1m³ biogas generates 1.8 kWh of marketable electricity and 5,5 MJ of thermal energy.

In Szigetvár and Bóly the municipal governments have been long concerned about the issue of geothermal energy utilization. Due to EU assistance funds, implementation work has already been started. The total cost of the Bóly thermal project is 50% of the operating costs of the Szigetvár plant. In Szigetvár a number of concerns are raised by system operation but town leaders spoke out in favour of giving support to the utilization of thermal water.

Investment analysis performed from a financial aspect reveals that it is the solar power plant (Sellye) that proves to be the least capital-intensive investment. Table 22 shows that the availability of the financial resources offered by the project is an essential factor of implementation since almost half (in Szigetvár one third) of the total investment cost was derived from these funds. In Kaposzsekcső it was necessary to obtain bank loans but repayment obligation contributed to a major deterioration in output. On the basis of efficiency, the estimated rate of return for investments: 10.6 years in Bóly, 84.6 years in Szigetvár and 25.3 years in Sellye. If we look at the projected useful life of investments, we can conclude

that solar PV parks generally see their return within their 25-year useful life, which is also true for thermal water utilization. As for Bóly, we can calculate on a 40-year life-cycle and in the 11th year the power plant will be capable of generating a significant revenue.

Dombi (et al. 2012) investigated the sustainability of projects relying on renewable energy sources. In their model they considered air pollution-related values, land use requirements, the positive impacts of job vacancies and those of local income-generating capacity. They analyzed solar energy utilization for six different types of technologies, in the categories of solar modules, large-scale PV system, mirror and focusing technology; PV module for the supply of institutions; green-field solar installation and solar collectors. Land requirement by solar projects is 0.01 – 1.29 ha/GWh while values for carbon-dioxide emission range between 252.9 – 2857.2 t/GWh depending on the type of system applied. In the rank order of relevant technologies depicted by the study, projects targeting solar energy utilization are given great prominence: ranked in the 3rd, 7th, (and 11th, 16th, 20th,) places from among the 23 technologies analysed.

The most favourable sustainability value was ascribed to the Greenfield solar system (of 2200 modules): 0.241, which means a capacity of 0.5 MW and 0.62 MWh of generated energy at investment costs amounting to 330 million HUF.

The above investigations confirm the statements by Németh (2012) who points out that arenas for competition are constituted not only by the rivalry between the types of fossil and renewable energy utilization but also by the solutions to utilizing individual renewable energy sources (such as pellet burning, contemporary-style wood heating, heat pumps, solar-impulse landing gear - solar panels, wind generators and wind power plants etc.). Choice from among the alternatives and decisions made by consumers or investors are influenced by several factors relating to specific solutions: the measure of incidentally necessary investment, the trends in annual costs incurred, level of convenience associated with devices and availability of support schemes. In addition to all the above, investments are affected by several other factors which cannot be or can hardly be quantified.

In his study, Németh (2011) draws attention to the fact that for the purpose of managing resources more efficiently and in an economically more feasible manner, it is reasonable to adopt a complex systems approach to energy investments or carry out their implementation (preferably) in a number stages. The issue of energy saving implies a number of steps to be taken towards observing some factors, such as free arrangements, attention to the close environment (e.g. attention to the reasonable use of light sources, decreasing heating temperature by some degrees without causing any change in the sense of comfort, attention to reasonably reducing the number of events for opening windows). On grounds of expedience, energy efficiency measures are expected to precede modernization of installation technology. PV installation used as a replacement for the electricity supply of individual constructions is feasible to be combined with internal lighting upgrades as, in this way, the electricity requirement of certain constructions - in line with the necessary solar capacity requirement - may considerably become modified.

EN_13.2 Summary of social conditions

Preference for renewable energy sources is important not only because of the growing demand for energy but also because, according to the total life-cycle analysis of energy-producing installations, the environmental burden of the burning of fossil fuels is much heavier (air

pollution, acid rain, thereby indirectly causing the pollution of waters, high levels of carbon-dioxide emission, which lead to the increase of green-house effects and to global warming) than that posed by renewable energy sources.

The previously mentioned region is in a historically peripheral situation on both sides of the border and characterized by weak economic performance. Geopolitical events taking place in the 20th century did not create ideal conditions for the socio-economic growth of the region. Similarly, per capita GDP values also reflect the disadvantaged situation of the investigated region. According to the data provided by national statistical institutes, in these areas the ratio of GDP per capita relative to the national average is 73% in Croatia while in Hungary it is 71% (2011) (Varjú et al. 2013, KSH 2011, DZS 2011).

The Hungarian side of the region includes small village-type communities and the patterns in population distribution are uneven. The settlements are characterized by ageing demographic structures, population decreases dramatically and the level of education also shows a downward tendency (as a result of migration) thus diminishing adaptive capabilities. The high proportion of the Roma population, their distinct life-style and culture, high rates of unemployment, furthermore, gradually disappearing casual work opportunities all contribute to creating an even more vulnerable and disadvantaged situation in the region (Hajdú 2003, Virág 2010). The impacts of the EU 2007-2013 programming period is hardly measurable, the great majority of EU subsidies are concentrated in urban regions, and moreover, the ratio and the total volume of per capita subsidies at national level are among the lowest in Europe (Finta 2013). Similarly, towns play a more important role also in Croatia. In this region a major problem lies in the migration of (chiefly) young population.

With regard to environmental policy and the efficient utilization of renewable energy, a necessary but not sufficient condition is constituted by the existence of regulatory and legal framework. Efficient environmental policy requires a decision-making mechanism which may be framed in terms of a suitable system of methods and procedures, an extensive pool of knowledge, and mutual consultation. The facts concerning occasional delays in strategic planning, the unpredictable nature of opportunities opened for the submission of project applications and uncertainties about how long such opportunities are kept open or delayed approval of production permits indicate that in Hungary, for the past few years no real improvements have been made either in the field of environmental policy planning or in renewable energy planning (Varjú 2013).

It is a statement of fundamental fact that the development of a settlement substantially depends on the personal competence of decision-makers, settlement leaders and that of the actors present in social networks. "In relatively large settlements, there is always a complex organizational base present in the background of personal dominant influence." (Pálné Kovács, 2008, p.93). "The smaller a village, the more dependent its success is on the local government, the capabilities of the mayor and his/her ambitions." (Faludi, 1995, p. 380). The lower the level of development, the more decisive the role of the individual is. Consequently, from an environmental policy point of view, taking active and effective actions is regarded as an unavoidable responsibility to be assumed by local actors.

Within the framework of the research project we conducted interviews with settlement leaders for a study about settlements where investments into renewable energy took place. The interview questions were aimed at eliciting answers that reflected the types of motivation promoting these investments. The mayors of the investigated settlements are considered to have been key actors in municipal renewable energy investments since they succeeded in

getting municipal board representatives to accept the new trend. However, it can also be noted that decisions were guided by economic rationale and only little, if any consideration was given to the issue of environmental protection in decision-making which was based on merely competencies and the opinion of specific individuals. At a later stage, environmental issues were used as marketing tools. Nevertheless, we do not think that this a reprehensible approach since, in addition to economic rationale, also the factor related to the awareness-raising and educating function of environmental promotion manifesting itself in the form of a spin-off effect can be utilized.

The research has made it apparent that, in the majority of cases, investments are of an incidental nature and settlements have no renewable energy strategic plans which could provide the basis both for such investments moving towards renewable energy utilization and increasing the rate of energy efficiency. According to the interviewees, transparency level in terms of renewable energy is low while the institutional system seems to be rather politicized on both sides. There is only limited presence of objectivity and expert knowledge, which leaves a lot to be desired in this area. The public survey also concluded that factors underlying motivations to use renewable energy have their basis in conventions (especially on the Hungarian side) and in economic considerations. In the region the level of environmental awareness is lower than the EU or national average. Local photovoltaic investments hardly influence renewable energy utilization of a given community, for the time being such investments have no measurable impact on the population's environmental awareness. Public survey highlighted the socio-economic differences between the two settlements investigated. By relying on tourism (eco-type tourism) and on diversified industrial activities, Orahovica is capable of paying more attention to renewable energy investments and its population has started to move towards the development of small-scale solar power plants for home use, as a contrast, Sellye, a more disadvantaged settlement in the region of Ormánság, can be characterized rather by the use of conventional energy resources. However, it should be noted that in Hungary small-scale solar energy production for households is potentially more advantageous than conventional power generation.

EN_13.3. Module comparison based on standard test conditions (STC) and PVGIS

Table 23 presents the comparison of technical characteristics of modules at standard test conditions (STC) by which, as explained in chapter 3.2.3. sun radiation intensity of $G=1000 \text{ W/m}^2$, with temperature on the cell surface of 25°C is assumed. Manufacturers technical characteristics has described in chapter 5 has been used as well as the estimation of annual electricity production from photovoltaic (PV) systems with different technologies according to PVGIS which were used also in related techno-economical cost-benefit calculation whose specific investments and profit per kW of installed power were determined from calculations in the model described in a chapter 9 and represented in table 24.

Table 23: Comparison of module technical characteristics at standard test conditions (STC) i with electricity production estimation according to PVGIS

Module technical characteristics	Mono Si Bisol BMO250	CIS Solar Frontier SF-150	Amorph Si Masdar MPV-100S	High-eff mono Si Panasonic	Poly Si Bisol BMU250
Power at STC* [W]	250	150	100	240	250
Efficiency at STC* (overall) [p.u.]	0,153	0,122	0,08	0,19	0,153
Fill factor at STC* (electric efficiency) [p.u.]	0,750	0,635	0,663	0,785	0,744
Specific starting expected electricity production** [kWh/kW _{peak} god]	1317	1322	1318	1325	1318
Minimal specific mounting area * (directly on the roof) [m ² /kW _{peak}]	6,54	8,19	14,30	5,25	6,54

* According to technical characteristic at STC described in chapter 3.2.3. Data base.

** According to electricity production estimation in PVGIS.

Legend:



Bad



Medium



Good



The best

Technically most acceptable is the photovoltaic system with high efficient mono-crystalline modules considering:

- the best (highest) overall efficiency of photovoltaic transformation of sun energy into electricity of even 19% at STC
- the best (highest) fill factor that can be described as inner electrical efficiency or quality of u-I characteristic of photovoltaic module at STC
- the best (highest) expected annual electricity production according to PVGIS estimations based on constant efficiency of PV transformation at STC (which is an assumption that the measurement results deny, more in following). At this calculation the optimal conditions has been assumed on the roof of the Faculty of Electrical Engineering in Osijek building facing south as in the real case but with the optimal angle of 35°. In real case, considering limited surface and finances for mounting the PV modules the angle was same as the roof angle of 7°.
- the best (lowest) minimal necessary surface for mounting in case of direct surface

mounting, which is for the maximum annual production optimal only for a surface facing south under optimal angle which is for the region 35° , while for mounting the modules towards south in optimal angles in all other cases the larger area is needed or we can expect somewhat lower electricity production when mounting directly on the surface. Due to the highest efficiency high efficient mono-crystalline modules demand the lowest specific minimal surface area of $5,25 \text{ m}^2/\text{kW}$ of installed power, whilst $6,54 \text{ m}^2/\text{kW}$ for regarded crystalline silicon modules, over $8,19 \text{ m}^2/\text{kW}$ for medium efficient CIS technology up to even $14,30 \text{ m}^2/\text{kW}$ for the most inefficient amorphous silicon technology.

- On technical characteristics as the worst we could determine the amorphous silicon technology, with lowest efficiency and of course largest necessary specific surface roof needed, followed by multilayer CIS technology with worst fill factor, while technically significantly better and significantly cheaper (related to wide market availability) standard used technology of mono-crystalline and poly-crystalline silicon.

Cost-benefit analysis presented in Table 24 has been conducted on two typical examples of photovoltaic systems: small (installed power up to 10 kW) typically related to investments in households and large (installed power up to 300 kW) typically related to entrepreneurs as explained in chapter 9.

Cost-benefit analysis presumes the price of five different module technologies from the purchasing procedure within REGPHOSYS project, real installation, connection and maintenance costs in Croatia and Hungary as well as the official incentive prices according to the tariff systems in Croatia and Hungary in 2014 as described in techno-economical model and cost-benefit analysis in chapter 9, where the limit of small system up to 4 kW and large up to 300 kW of installed power is taken from Croatian tariff system for incentivizing the electricity production from RES and cogeneration considering that the Hungarian legislation does not recognize such divisions (in favour of specifically more expensive smaller systems).

Table 24: Comparison of techno-economical characteristics of photovoltaic systems consisting of different module technologies

PV system economic characteristics	Mono Si Bisol BMO250	CIS Solar Frontier SF-150	Amorph Si Masdar MPV-100S	High-eff mono Si Panasonic	Poly Si Bisol BMU250
Specific investments* (4 kW on-grid systems in HU) [€/kW _{peak}]	1767	1951	1803	2112	1800
Specific investments* (4 kW on-grid systems in HR) [€/kW _{peak}]	1990	2174	2026	2345	2023
Specific investments* (300 kW on-grid systems in HU) [€/kW _{peak}]	1330	1506	1366	1660	1364
Specific investments* (300 kW on-grid systems in HR) [€/kW _{peak}]	1553	1729	1589	1883	1587
Specific profit in 25 years* (4 kW on-grid systems in HU) [€/kW _{peak}]	2 933	3 003	2 704	2 936	2 823
Specific profit in 25 years* (4 kW on-grid systems in HR) [€/kW _{peak}]	2 956	3 051	2 734	2 991	2 848
Specific profit in 25 years* (300 kW on-grid systems in HU) [€/kW _{peak}]	2 059	2 108	1 897	2 061	1 981
Specific profit in 25 years* (300 kW on-grid systems in HR) [€/kW _{peak}]	4 109	4 201	3 798	4 103	3 955

* According to the cost-benefit model described in Chapter 9

 *Bad*
 *Medium*
 *Good*
 *The best*

Chosen specific parameters of cost-benefit analysis per kW of installed power (in order to enable comparison of system of different sizes) indicates the following:

- Photovoltaic system with technically the best high efficient mono-crystalline modules are indeed those with highest and therefore the worst specific investments regardless to the system size. For example, for more frequently usage with small systems (e.g. 4 kW) those investments reach around 2110 €/kW in Hungary which had somewhat lower installation and connection cost, in comparison to around 2340 €/kW in Croatia, which is the most probable reason of small household investors giving up on their usage and selecting **conventional mono-crystalline or poly-**

crystalline modules with significantly lower investments of around 1770 €/kW in Hungary and 1990 €/kW in Croatia, respectively. With already described advantage of smallest needed specific mounting surface, because of the high efficiency usage of this modules should, in theory, result in overall one of the largest overall specific profits (with reserves related to the measurement results).

- It is interesting that the **system with multilayer Copper-Indium-Selenium (CIS) modules** which have medium specific investments and medium efficiency of tested technologies due to the **highest expected electricity production** as a result of use of different materials and better usage of sun radiation spectrum (confirmed additionally with measurement) as well as by far the lowest expected annual capacity loss results with long-term highest expected specific profit during life cycle of photovoltaic system of 25 years (duration of module warranty). Thus based on the techno-economic cost-benefit analysis the recommendation would go to this technology.
- Additionally, amorphous silicon is the technology that due to the smaller efficiency should result in smaller specific investments but the smaller market availability results in similar specific investments as for technologies with crystalline silicon. Because of the significantly higher expected capacity loss during lifecycle results in the smallest expected (deflated) profit.
- Cost-benefit analysis also on expected **lower investment cost for larger systems** (up to 300 kW) but due to the respecting **lower incentives** (in Croatia) compared to the small systems (in average around 4 kW up to 10 kW due to incentive scheme) still results in **lower expected specific profit**.

Qualitative environmental impacts of photovoltaic modules of different technologies are presented in Table 25.

Table 25: Qualitative comparison of ecological characteristics of photovoltaic modules of different technologies

Module ecological characteristics	Mono Si Bisol BMO250	CIS Solar Frontier SF-150	Amorph Si Masdar MPV-100S	High-eff mono Si Panasonic VBHN240SE10	Poly Si Bisol BMU250
Waste disposal (direct environmental impact)	High efficiency = less waste materials	Medium efficiency = more waste materials	Smallest eff, shorter lifetime = the most waste, but low cell production temp results in smaller material use	Even higher efficiency = even less waste materials	Similar efficiency as with mono Si
Energy consumption and CO ₂ equivalent	High energy consumption = longer EBTP and CO ₂ equivalent	Short EBTP and low CO ₂ equivalent	Low cell production temp = smaller energy consumption	Short EBTP and high CO ₂ equivalent	Shorter EBTP than mono Si, lower CO ₂ eq, do not contain toxic matter

Legend:



Bad



Medium



Good



The best

Considering the impact on the environment presented in table 26 we can conclude, in general, the following:

- None of the technologies have particularly positive or negative impact on the environment, because multilayer and amorphous technologies have lower energy consumption (shorter energy amortization time or Energy Break Trough Point, EBTP) and material usage in cell (module) production, but also more waste due to lower efficiency.
- CIS technology of medium efficiency results in more waste materials compared to crystal silicon technologies which should be kept in mind during selection and in this term crystal silicon technologies with higher efficiency have advantage.
- In the same time, CIS technology is less energy intensive so the overall expected CO₂ equivalent emission in [g/kWh_e], which comes almost exclusively from cell production phase, is expected lower while the crystalline silicon technologies in that term or much more unfavourable, particularly the mono-crystalline technologies.
- Amorphous silicon technology, although with lowest efficiency is favourable in both terms due to the temperature during photovoltaic cell (module) production resulting in lower specific material and energy consumption and by that with lower CO₂ equivalent in [g/kWh_e].

Conclusion: based on evaluation of the results presented in tables 23 and 24 it is possible to conclude that, in principal, technical characteristics of particular technologies of photovoltaic module and techno-economical cost-benefit analysis of photovoltaic system that apply those technologies indicates **the selection of two significantly different technologies as optimal:**

- **High efficient mono-crystalline silicon as technologically the most advanced and**
- **Multilayer CIS technology as long-term economically most profitable.**

Both technologies, on the other hand, due to the higher specific investments i.e. limited investment possibilities of mainly small private households as investors in the region as well as to **the smaller market availability** compared to standard technologies of mono-crystalline and poly-crystalline silicon modules, with satisfyingly small needed mounting surface, are **generally not being installed at all.**

EN_13.4. Comparison of modules based on measurement results

Table 26 presents the comparison of modules based on the measurement results for April and May 2014 respecting the real variable sun radiation intensity and cells temperatures that are particularly dependable on regional climate conditions compared to standard test (laboratory) conditions.

The goal is to indicate how can regional climate conditions influence on real electricity production compared to theoretical calculations, using now the real measured technical characteristics explained in details in chapter of Measurements on DC side (particularly measured output power, efficiency and fill factor) thus making comparison with technical characteristics of equipment manufacturers in standard test conditions (STC).

The same has been done in Table 27 in which for photovoltaic systems using different technologies of photovoltaic module the comparison of estimation of expected electricity production in PV emulator has been made not taking into consideration the days for which the measurements have not been made (Sundays and holidays) with the theoretical estimation of expected electricity production according to PVGIS as well as the comparison of two selected days with different climate conditions – cloudy and mostly sunny day according to the consideration in previous chapter, measurement on photovoltaic emulator. Herewith, all the date on electricity production have been specified as specific annual or daily related to other installed power [$\text{kWh/kW}_{\text{peak}}$] in order to enable comparison of the results of analysis of systems with different sizes.

Table 26: Comparison of technical characteristics of modules based on the measurement in respect to standard test conditions (STC)

Module technical characteristics	Mono Si Bisol BMO250	CIS Solar Frontier SF-150	Amorph Si Masdar MPV-100S	High-eff mono Si Panasonic VBHN240SE10	Poly Si Bisol BMU250
Average measured power in April and May * [W]	78,3	59,49	36,12	80,16	79,15
Average measured power* compared to STC* [p.u.]	0,313	0,396	0,361	0,334	0,317
Average measured efficiency* (overall) [p.u.]	0,134	0,1305	0,073	0,180	0,138
Average measured efficiency* compared to STC [p.u.]	0,873	1,067	0,927	0,945	0,901
Average means fill factor* (electric efficiency) [p.u.]	0,733	0,681	0,671	0,745	0,719
Average means fill factor* compared to STC [p.u.]	0,983	1,081	1,012	0,949	0,981

* According to technical characteristic at STC described in previous chapter Data base.

 *Bad*
 *Medium*
 *Good*
 *The best*

The comparison of measurement results indicated the following:

- real average measured power depends on real climate conditions during the observed measurement period,
- although, based on the data on absolute measured average output power, efficiency and fill factor of each module, we could conclude on the advantage of crystal silicon technologies which for similar module dimensions due to the higher efficiency have larger installed and measured average power, **relative comparison of measured output power of five different technologies of photovoltaic modules exposed to exact regional conditions to power at standard test conditions gives additional advantage to primarily CIS technology and the amorphous silicon technology.**
- This is additionally confirmed by analysis of average measured overall efficiency and average measured fill factor which **additionally confirm the advantages of multilayer**

CIS technology for which we can expect larger electricity production in real regional climate conditions for same installed power.

- It should be noted that the **relative ratio of average measured efficiency to that at STC is larger than 1 only for CIS technology despite the fact that the measurements were conducted in the conditions of lower sun radiation intensity and dominantly cloudy weather, which indicates better response of multilayer photovoltaic cells to wide spectrum of solar radiation.**

Table 27: Comparison of electricity production estimation from photovoltaic systems of different module technologies based on photovoltaic emulator compared to PVGIS

PV system energy characteristics	Mono Si Bisol BMO250	CIS Solar Frontier SF-150	Amorph Si Masdar MPV-100S	High-eff mono Si Panasonic VBHN240SE10	Poly Si Bisol BMU250
Average measured Sun radiation in April and May* [W/m ²]	376,90	376,90	376,90	376,90	376,90
Average measured Sun radiation in April and May* compared to PVGIS** [p.u.]	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937
Specific emulated electricity production in April and May* [kWh/kW _{peak}]	231,54	268,67	208,71	225,52	216,49
Specific emulated electricity production in April and May* compared to PVGIS** [p.u.]	0,834	1,037	-	0,881	0,846
Specific daily emulated electricity production for cloudy day* [kWh/kW _{peak}]	2,61	3,14	3,19	2,68	2,66
Specific daily emulated electricity production for cloudy day * [kWh/kW _{peak}]	4,68	5,50	5,01	4,72	4,50

* According to the estimation of electricity production from PV emulator described in chapter 7. Measurement on photovoltaic emulator.

** According to electricity production estimation in PVGIS.



Bad



Medium



Good



The best

Considering relatively short availability of measurements of only two months (April and May) due to limited duration of the REGPHOSYS project the comparison of the measured

average electricity production as well as the estimation of electricity production using PV emulator to estimation of the electricity production based on PVGIS have been made.

The results of the electricity production estimation from photovoltaic systems with different module technologies indicate following:

- Although the measurement started with under average (extremely rainy) April, it ended with over average sunny May compared to average data on Sun radiation intensity for months of April and May in PVGIS, which results in overall 93,7% of average Sun radiation predicted by precise climate model in PVGIS.
- For this data, based on measurement of I-V characteristics of individual modules, estimation of electricity production for photovoltaic system with installed power of 12 kW in photovoltaic emulator described in chapter 7 and the specific values per kW of installed power for this two months have been presented in table 28.
- Relative comparison with the estimation of electricity production using PVGIS indicates strong correlation to product of average measured Sun radiation compared to PVGIS and average measured efficiency of different module technologies, by which **the accuracy of measurement have been confirmed**.
- Additionally, in order to confirm the response of photovoltaic system on short-term weather conditions, relative comparison of two typical days: cloudy and (mostly) sunny have been made. Comparison indicates significant advantage of thin-layer technologies to crystalline silicon in both cases, but CIS technology is more efficient in electricity production in sunnier weather with 5.50 [kWh/kW_p, day] while amorphous silicon technology is more efficient at cloudy weather [3.19 kWh_p, day]. The reason for this lay in different responses of I-V characteristics of different technologies of PV systems to changes in Sun radiation intensity and cell temperature.

In conclusion, this comparison clearly indicates that **in case of using the multilayer CIS technology we can, in general, expect higher relative efficiency of photovoltaic transformation compared to other technologies, and by that for same installed power probably also higher electricity production compared to silicon technologies.**

However, considering the short measurement period limited by project duration, for long-term techno-economic evaluation cost-benefit analysis in the model described in chapter x. estimation has been conducted using PVGIS. **After at least a year of measurements or even more if necessary, we would be able to confirm, with certainty, the assumptions related to expected higher electricity production from CIS technologies to those estimated by PVGIS.**

If this assumption proves right that would not alter but only additionally point out the CUS multilayer technology as the economical most viable solution in cross-border region of Croatia and Hungary, which although has initially larger specific investment costs and requires larger mounting area, with higher electricity production in our regional climate conditions, but also important with retaining the incentives schemes that has been incorporated in cost-benefit calculations and which follows the fluctuations of levelised cost of electricity (LCOE), i.e. investment, operation and maintenance, external (emission) and decommission costs of photovoltaic systems.

HR_1. PREDGOVOR

Trenutno prolazimo kroz razdoblje rapidnog razvoja proizvodnje električne energije iz fotonaponskih sustava. U proteklih godinu ili dvije, broj instaliranih fotonaponskih modula za proizvodnju energije porastao je kako u razvijenom svijetu tako i u zemljama u razvoju, a projekti izgradnje novih sustava ukazuju na nastavak započetog trenda rasta. Troškovi proizvodnje fotonaponskih modula smanjuju se iz godine u godinu, a pouzdanost i učinkovitost izmjenjivača stalno se poboljšava. Kroz istraživanje i razvoj neprestano se povećava broj različitih vrsta fotonaponskih modula, pri čemu se najveća pažnja pored učinkovitosti usmjerava na životni vijek korištenih materijala i reintegraciju tih materijala u reciklažni proces. S gledišta gospodarenja energijom na makro razini, prednost je proizvodnje energije iz fotonaponskih sustava to što fotonaponski sustav čini električnu energiju dostupnom onda kada je najviše potrebna (tijekom ljetnih dana kad klimatizacija povećano opterećuje distribucijsku mrežu). Moguće je i skladištenje proizvedene električne energije (npr. elektroliza za dobivanje vodika). Za vjerovati je da će istraživanja i razvoj vezani uz električna vozila utjecati na razvoj novih i učinkovitijih vrsta elektromotora u budućnosti. Iako tehnološki razvoj promiče širenje skladištenja energije, politička i društvena volja igrat će značajniju ulogu u tom procesu.

Spomenute činjenice daju ohrabrenje za budućnost jer ubrzana stopa rasta proizvedene električne energije iz obnovljivih izvora energije pozitivno utječe na okoliš i pomaže u borbi protiv klimatskih promjena. Sve bi trebalo biti popraćeno složenom analizom utjecaja dinamičkog rasta proizvedene električne energije iz obnovljivih izvora energije. Proizvodnja električne energije iz fotonaponskih sustava podrazumijeva ne samo tehničko-tehnološke preduvjete i učinke, nego i socijalne, ekonomske i ekološke čimbenike koji su barem jednako važni. Stoga je neizostavna provedba istraživanja u međudisciplinarnim područjima. Ova knjiga predstavlja sinopsis zajedničkog rada dvaju istraživačkih timova različitih profila u kojem se obrađuju najznačajniji parametri u vezi društvenih, ekonomskih, ekoloških i regionalnih učinaka fotonaponskih sustava. Njeno trojezično izdanje prikaz je početnih rezultata složenog, zajedničkog međudisciplinarnog znanstveno-istraživačkog rada te predstavlja nastavak zajedničke publikacije naslova „Napenergia és Környezet” („Fotonaponska energija i okoliš”) u kojoj su analizirani uvjeti za proizvodnju električne energije iz fotonaponskih sustava. S obzirom na to da početni uspjesi i rezultati daju razloga za optimizam, namjera je nastaviti s zajedničkim radom i nakon završetka projekta kojeg financira EU.

HR_2. UVOD

Europska unija je prepoznala ogroman potencijal za razvoj na području energetske učinkovitosti i obnovljivih izvora energije. Fotonaponski sustavi u cjelini su nova tehnologija te se javlja potreba za njihovim daljnjim istraživanjem. Članovi hrvatskog projektnog tima s Elektrotehničkog fakulteta Osijek imali su priliku kroz studentska putovanja u Barceloni, u sklopu ERASMUS programa, kontaktirati znanstvenike iz područja obnovljivih izvora energije i energetske elektronike iz Centra za tehnologijska istraživanja i razvoj, Tehničkog sveučilišta Katalonije. Predstavljena su im tehnička dostignuća iz raznih područja, pri čemu je posebna pažnja posvećena fotonaponskim sustavima. Projekt akronima REG-PHOSYS upravo se temelji na takvim iskustvima i istraživanjima članova projektnog tima u području fotonaponskih sustava i energetske elektronike. Centar za regionalna istraživanja iz Pečuha,

Mađarske akademije znanosti, svojim aktivnostima na području ekonomije i zaštite okoliša kompetentan je partner za istraživanje socio-tehno-ekonomskog utjecaja fotonaponskih sustava na prekograničnu regiju.

Opći cilj projekta je razvoj konfiguracije optimalnog fotonaponskog sustava za klimatske uvjete prekograničnog područja. Istražit će se utjecaj fotonaponskih sustava na elektroenergetski sustav, ekonomiju i okoliš. Razvit će se zajednička baza znanja o karakterističnim obilježjima značajnim za primjenu fotonaponskih sustava i bit će uspostavljena prekogranična inovacijska mreža istraživačkih timova za razvoj fotonaponskih sustava. Nadalje, fotonaponski sustav će biti optimiziran za klimatske uvjete prekograničnog područja koje zahvaća u smislu odabira fotonaponskih modula različitih tehnologija izrade. Biti će poboljšana suradnja između znanstvenih institucija i gospodarskih aktera s obje strane granice vezano uz utjecaj fotonaponskih sustava na regiju. Lokacije projekta u smislu istraživanja i razvoja su Osijek i Pečuha, a lokacija utjecaja projekta je istočna Hrvatska i južna Mađarska. Istraživački tim s Elektrotehničkog fakulteta Osijek koristiti će inovativne metode u mjerenju i ispitivanju fotonaponskih sustava, kako bi članovi akademske zajednice na području fotonaponskih sustava, ali i projektanti fotonaponskih sustava dobili vrijedne podatke za optimiranje fotonaponskih sustava. Također, osnovati će se timovi za inovacijsko istraživanje, kao i za razvoj fotonaponskih sustava u budućnosti.

Dodatni operativni cilj projekta je osnivanje i opremanje Laboratorija za obnovljive izvore energije na Elektrotehničkom fakultetu Osijek. Izravna ciljana skupina su studenti preddiplomskog i diplomskog studija Elektroenergetike koji će kroz laboratorijske i konstrukcijske vježbe dobiti praktična znanja o fotonaponskim sustavima. Neizravna ciljana skupina su članovi znanstvenih zajednica u području obnovljivih izvora energije, posebno fotonaponskih sustava i projektiranja fotonaponskih sustava. Također, neizravne ciljane skupine su gospodarstvenici i potencijalni privatni investitori koji bi mogli biti motivirani da na osnovu mjerenja i optimiranja fotonaponskih sustava ulažu u razvoj fotonaponske opreme.

Monografija objedinjuje i predstavlja rezultate istraživanja na projektu u sva tri segmenta istraživanja: tehničkom, ekonomskom i socijalnom. Nakon uvoda o sunčevoj energiji pri čemu se pojašnjavaju osnovni pojmovi potrebni za razumijevanje rada fotonaponskih sustava sljede rezultati mjerenja kroz koje su predložene tehničke značajke fotonaponskih sustava s obzirom na elemente klime prekogranične regije. Analiza fotonaponskih sustava provedena je s obzirom na različite tehnologije proizvodnje fotonaponskih ćelija, tj. fotonaponskih modula. Mjerenja su obavljena za pet različitih fotonaponskih modula kristalične i tankoslojne strukture. Prema strukturi fotonaponskog sustava, mjerenja su obavljena na strani priključka na pojnu mrežu, tzv. izmjenična strana, te na strani fotonaponskih panela, tzv. istosmjerna strana. Na osnovu mjerenja na istosmjernoj strani stvorena je baza podataka koja služi za procjenu proizvodnje električne energije fotonaponskih sustava različitih tehnologiju. Za procjenu proizvodnje električne energije korišten je fotonaponski emulator.

Analiza koristi i troškova (eng. cost-benefit) pokazuje koliki su troškovi i dobiti za različite fotonaponske sustave u prekograničnoj regiji. „Cost.benefit” analiza je nezamjenjiva pri utvrđivanju razvojnih prioriteta fotonaponskih sustava kako za Hrvatsku, tako i za Mađarsku. S pomoću istraživanja utjecaja fotonaponskih sustava na okoliš, te socijalnog i ekonomskog utjecaja fotonaponskih sustava na regiju, dane su smjernice za izbor optimalnog fotonaponskog sustava za područje prekogranične regije.

U knjizi su identificirani potencijalni socijalni utjecaji do kojih se može doći uslijed nekoliko čimbenika, kao što su: promicanje proizvodnje električne energije iz fotonaponskih

sustava, odnosno poticanje investicija vezanih uz instaliranje fotonaponskih sustava, način na koji su te investicije predstavljene u okruženju i interakcije pojedinačnih sudionika s fotonaponskim sustavima. Nadalje, ispitani su utjecaji spomenutih čimbenika u pogledu širenja inovacija i utjecaj tog procesa na određene skupine kao i na njihove odluke koje se odnose na proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora, prije svega iz energije Sunca.

Pri razmatranju utjecaja na okoliš, skrenuta je pažnja i na pitanja korištenja zemljišta i emisija ugljičnog dioksida. U dijelu u kojem se istražuje životni vijek fotonaponskih modula uzet je u obzir i otpad koji nastaje upotrebom takvih modula te su prikazana rješenja za reciklažu koja se mogu primijeniti na fotonaponske module.

Na kraju, predstavljen je i kratak prikaz proizvodnje električne energije iz fotonaponskih sustava u odnosu na druga rješenja za proizvodnju električne enrgije iz obnovljivih izvora energije te je dan uvid u moguće prednosti i nedostatke koji su karakteristični za proizvedenu električnu energiju iz fotonaponskih sustava.

HR_3. UVOD U SUNČEVU ENERGIJU I OSNOVE O FOTONAPONSKIM SUSTAVIMA

HR_3.1. Energija sunčevog zračenja

Sunčeva energija kontinuirano dolazi na Zemlju koja se vrti oko svoje osi i oko Sunca. Sunčevo zračenje na zemljinu površinu je promjenjivo promatrajući ga na dnevnoj i sezonskoj bazi. Energija sunčevog zračenja E_0 koja dolazi na rub zemljine atmosfere, ovisno o udaljenosti između Sunca i Zemlje, iznosi između 1307-1399 W/m² pri optimalnom kutu ozračenja površine (vertikalno u odnosu na smjer zračenja Sunca). Srednja vrijednost zvana solarna konstanta iznosi: $E_{0sr}=1367.7$ W/m². Za različite udaljenosti između Sunca i Zemlje solarnu konstantu računamo po formuli (Požar, 1973.):

$$E_o = E_{0r} \left(\frac{r}{R} \right)^2$$

gdje su:

- r – prosječna udaljenost Zemlje od Sunca
- R – realna udaljenost Zemlje od Sunca (uzimajući u obzir konstantu za određeni dan).

Zbog blage ekscentričnosti rotacije Zemlje oko Sunca solarna konstanta oscilira cca. $\pm 3,4$ % na godišnjoj razini, što se za određeni dan u godini u [W/m²] može izračunati iz (Požar, 1973):

$$E_o(n) = \varepsilon_0(n)E_{0r} = \left(1 + 0.034 \cos \frac{360^\circ n}{365^\circ} \right) E_{0r}$$

gdje su:

- ε – ekscentričnost elipse
- n – dan u godini.

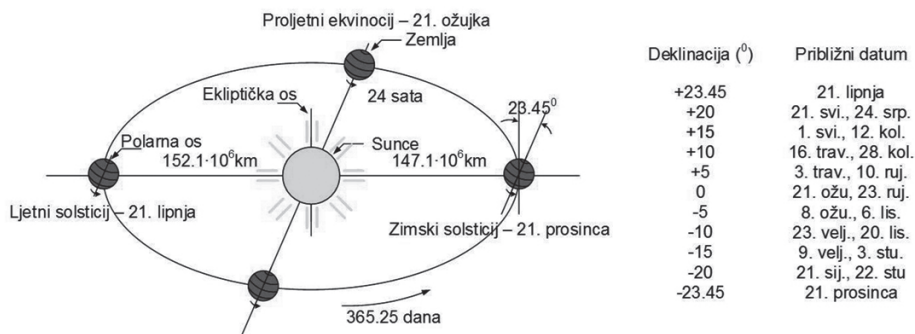
Ukupna dnevna energija u $[J/m^2]$ zračenjem na horizontalnu površinu iznosi (Požar, 1973):

$$W_o(n, \phi, \delta, \omega_s) = \frac{86400}{\Pi} E_{0r} \left(1 + 0.034 \cos \frac{360^\circ n}{365^\circ} \right) \left(\frac{2\Pi}{360} \omega_s \sin \phi \sin \delta + \sin \omega_s \cos \phi \cos \delta \right)$$

gdje su:

- ω_s – kut Sunca u određenom satu (12 h=00, 13 h=150, 15 h=450)
- Φ – geografska širina promatrane mikrolokacije
- δ – Sunčeva deklinacija (kut između linija koje prolaze centrom Zemlje, ekvatorom, i centrom Sunca).

Na slici 1 prikazan je godišnji hod Zemlje oko Sunca..



Slika 1: Godišnji hod Zemlje oko Sunca

Izvor: (Kalogirou, 2009).

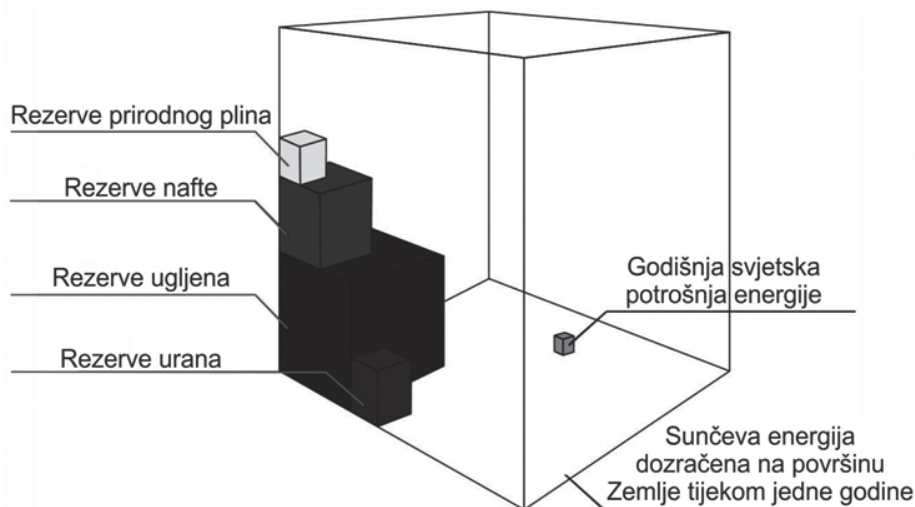
Na svom putu prema zemljinoj površini oko 30% sunčevog zračenja je izravno reflektirano natrag u svemir (6% od atmosfere, 20% od oblaka, 4% od same Zemlje), a ostatak apsorbiraju tlo, mora i oceani dok se 7% vraća na zagrijavanje zraka, 23% na isparavanje vode i 21% infracrveno zračenje.

Intenzitet sunčevog zračenja značajno ovisi atmosferskim uvjetima i oblacima, ali ugrubo intenzitet sunčevog zračenja na zemljinu površinu se može procijeniti na $200 W/m^2$ (Twidell and Weir, 2006) kroz cijelu godinu, što približno daje milijardu TWh raspoložive sunčeve energije koja padne na zemljinu površinu svake godine.

Postoje, međutim, veliki problemi u izravnom korištenju sunčevog zračenja u proizvodnji električne energije pomoću fotonaponskih sustava. Mala gustoća toka energije, oscilacije intenziteta zračenja tijekom dana, mjeseca i sezone, ovisnosti o klimatskim uvjetima na jednoj strani u kombinaciji s najjačim intenzitetom zračenja (ljetno u podne) nisu odgovarajuće vrhuncu potrošnje električne energije (zimi navečer) uzimajući u obzir vrlo skupe baterije za pohranu energije, što rezultirala vrlo visokim početnim investicijskim troškovima izgradnje fotonaponskih sustava u odnosu na konvencionalne elektrane (elektrane na fosilna goriva, nuklearne elektrane, velike hidroelektrane) ili čak nekonvencionalne (vjetar, biomasa, geotermalna energija). Svi ti faktori u kombinaciji s malom učinkovitosti i faktorom snage rezultiraju visokim troškovima električne energije.

Međutim, visoki poticaji u više od stotinu zemalja rezultirali su brzim razvojem tehnologije, najbrži porast uporabe, s preko 130 GW_e instaliranih fotonaponskih kapaciteta širom svijeta, zabilježen je u 2013¹. Godini i značajno se smanjuju troškovi ulaganja osobito u posljednjih nekoliko godina².

Na slici 2 prikazana je svjetska potrošnja energije u odnosu na sve rezerve fosilnih goriva i svoj potencijalnu godišnju sunčevu energiju. Sunčevo zračenje na zemljinu površinu je 14 000 puta viša od svjetske potrošnje energije. Akumulirana tijekom jedne godine, energija sunčevog zračenja na zemljinu površinu je puno veća od svih poznatih izvora fosilnih goriva (Krauter, 2006).



Slika 2: Svjetska potrošnja energije uspoređena sa svim rezervama fosilnih goriva i potencijalnom godišnjom sunčevom energijom

Izvor: (Krauter 2006).

HR_3.2. Fotonaponska ćelija, modul, niz modula

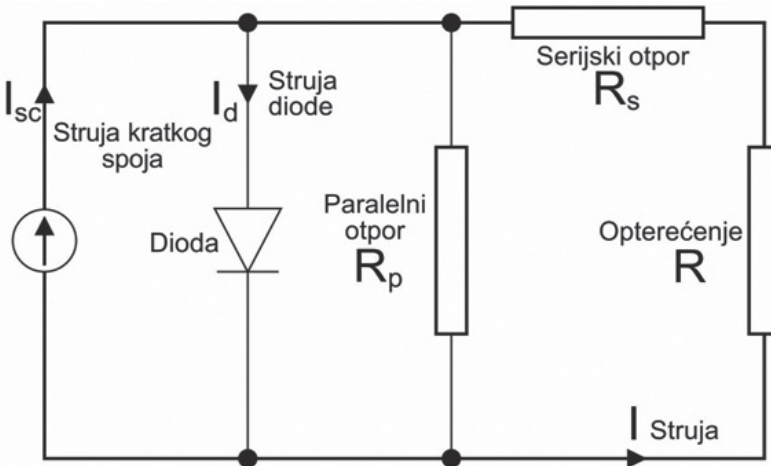
Fotonaponski efekt (FN) predstavlja izravnu pretvorbu kratkovalne solarne iradijacije (sunčeve svjetlosti) u električnu energiju. Sunčeva svjetlost se sastoji od fotona (čestice koje sadrže različite količine energije ovisno o valnim duljinama solarnog spektra). Kada fotoni dođu u dodir s FN ćelijom, na samom početku mogu biti reflektirani od dominantnog p – n poluvodiča baziranog na kristalnom siliciju, ostatak prolazi izravno kroz ćeliju ili je apsorbiran u ćeliji. Samo oni fotoni koji su apsorbirani u ćeliji daju energiju koja je potrebna da se oslobode elektroni, a time i proizvode električnu energiju. Ta se pojava naziva fotonaponski efekt.

¹ Renewables 2013 Global Status Report, <http://www.ren21.net> (December 2013)

² European Commission, DG Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport, Renewable Energy Unit: PV Status Report 2013, Ispra, Italy, September 2013

Posebna priprema n – sloja poluvodiča FN ćelije omogućuje da se elektroni (negativni naboji) prirodno kreću prema toj površini. Napuštajući svoja mjesta u p – sloju poluvodiča stvaraju šupljine kao pozitivne naboje. Neravnoteža negativnih naboja u n – sloju poluvodiča i pozitivnih naboja p – sloju poluvodiča stvara razliku potencijala (napon). Kada je taj sustav spojen na strujni krug (spojen na teret) slobodni elektroni počinju gibati (struja).

Slika 3 predstavlja ekvivalentni strujni krug FN ćelije koji sadrži paralelni otpor otjecanja R_p i serijski otpor R_s .



Slika 3: Ekvivalentni strujni krug FN ćelije s paralelnim i serijskim otporima

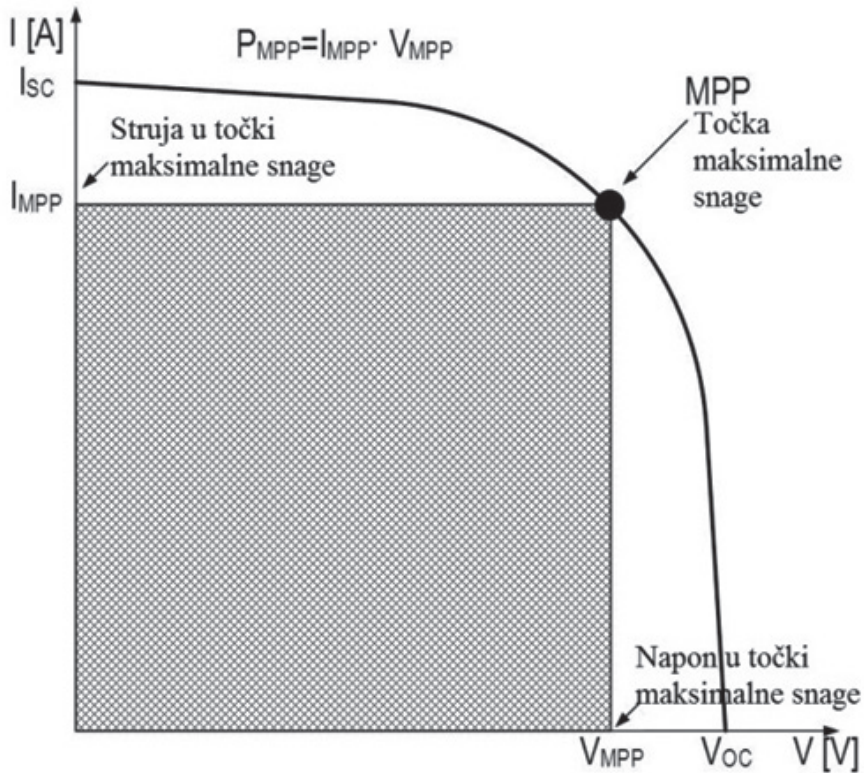
Prema slici 3 jednažba za istu FN ćeliju može se napisati kao:

$$I = I_{sc} - I_d - I_p = I_{sc} - I_0 \left[e^{\frac{e(V+R_s)}{kT}} - 1 \right] - \frac{V}{R_p}$$

Gdje su:

- I – ekvivalentna struja strujnog kruga
- I_{sc} – struja kratkog spoja
- I_d – struja kroz diodu
- I_p – struja kroz paralelni otpor
- U – napon
- R_p – paralelni otpor FN ćelije
- I_0 – reverzna struja zasićenja
- e – naboj elektrona, $e=1,602176462 \cdot 10^{-19}$ As
- R_s – serijski otpor FN ćelije
- k – Boltzmanova konstanta $k=1,3806 \cdot 10^{-23}$ J/K
- T – apsolutna temperatura.

Slika 4 predstavlja tipičnu strujno – naponsku karakteristiku ($I - V$) FN ćelije.



Slika 4: Strujno – naponska karakteristika FN ćelije

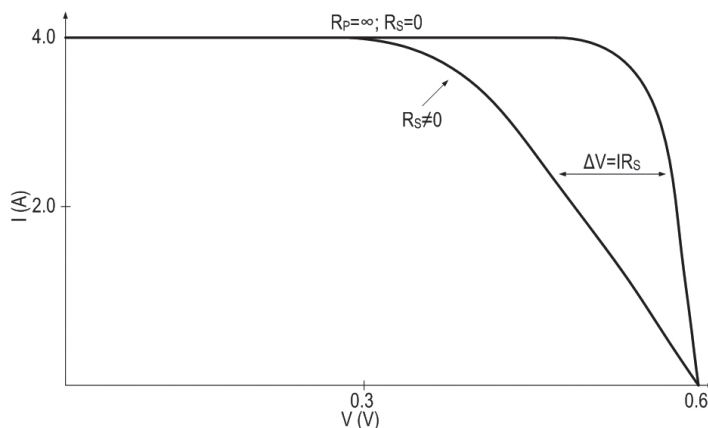
Legenda: I_{sc} – struja kratkog spoja, I_{MPP} – struja u točki maksimalne snage, MPP – točka maksimalne snage, V_{MPP} – napon u točki maksimalne snage, V_{OC} – napon praznog hoda, P_{MPP} – snaga u u točki maksimalne snage.

Gledajući strujno – naponsku karakteristiku na slici 2.4 može se izračunati učinkovitost η FN ćelije prema proizvođačevim podacima za struju kratkog spoja I_{sc} , napon praznog hoda V_{OC} i takozvani faktor ispune F , prema formuli:

$$\eta = \frac{P_{MPP}}{P_{Sun}} = \frac{V_{MPP} \cdot I_{MPP}}{E \cdot A} = F \cdot \frac{V_{OC} \cdot I_{sc}}{E \cdot A}$$

Gdje su:

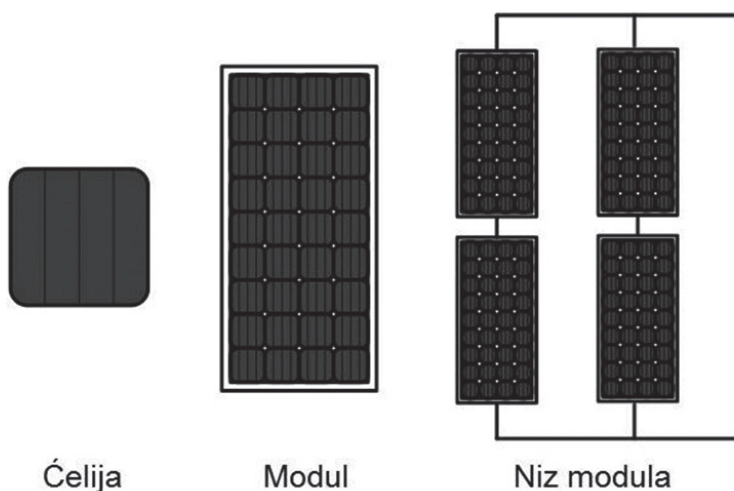
- F – faktor ispune $F = (U_m \cdot I_m) / (U_{oc} \cdot I_{sc})$
- A – površina FN ćelije
- E – sunčevo zračenje.



Slika 5: Strujno – naponska karakteristika FN ćelije s utjecajem paralelnog i serijskog otpora

Teoretska učinkovitost FN efekta iznosi najviše 33% zbog gubitaka koji proizlaze iz poluvodičke karakteristike FN ćelije (23%), odziv FN ćelije na sunčevu svjetlost (31%), ograničenost napona FN ćelije do 0,8 V (12 %) i zbog termodinamičkih gubitaka (3%).

Budući da svaka individualna ćelija proizvodi samo oko 0,5 V, rijetko se koristi samo jedna ćelija, gotovo nikad. Umjesto toga, osnovni blok za FN sustave je modul koji se sastoji od niza u seriju povezanih ćelija. Više modula, pak, može biti spojeno u seriju da se poveća napon i paralelno za povećanje struje. Krajnji produkt je snaga. Važan element u dizajnu FN sustava je odluka koliko modula treba spojiti u seriju, a koliko paralelno da bi se proizvela potrebna električna energija. Takve kombinacije modula nazivaju se nizovi (stringovi). Slika 6 pokazuje usporedbu ćelije, modula i niza (Nelson, 2011).



Slika 6: FN ćelija, modul i niz modula

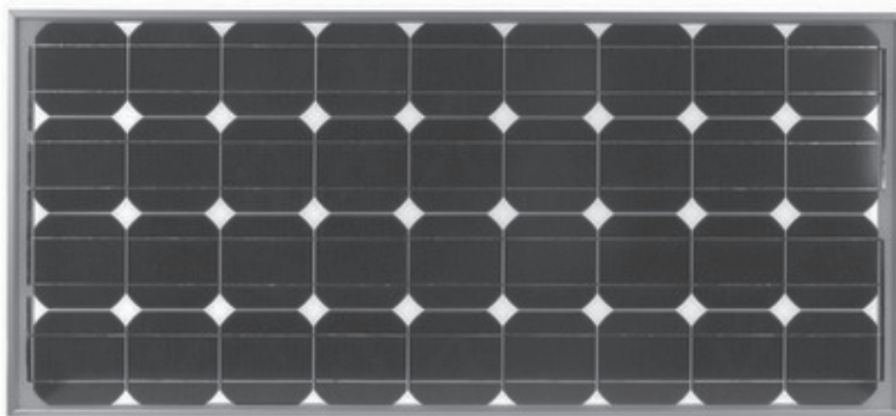
HR_3.2.1. Tipovi fotonaponskih modula

Fotonaponski moduli mogu biti izrađeni od različitih tipova poluvodičkih materijala, koji mogu biti složeni u različite strukture s ciljem postizanja što bolje učinkovitosti pretvorbe energije Sunčevog zračenja u električnu energiju. Mogu se razlikovati tri osnovne tehnologije fotonaponskih modula:

- monokristalni moduli (silicijski)
- polikristalni moduli (silicijski)
- tankoslojni moduli.

HR_3.2.1.1. Monokristalni silicijski fotonaponski moduli

Monokristalni silicijski fotonaponski moduli izrađeni su od silicija visoke čistoće. Monokristalni silicij je crne boje, neproziran, izuzetno sjajan, tvrd, te slabo vodi električnu struju dok dodavanjem primjese može postati dobar vodič. Širina zabranjene zone monokristalnog silicija se mijenja s promijenom temperature. Glavna prednost monokristalnih modula je u učinkovitosti koja iznosi 13 do 19%³ kao i dugotrajno zadržavanje i očuvanje tehničkih karakteristika tijekom vremena⁴. Na slici 7 prikazan je primjer monokristalnog silicijskog modula.



Slika 7: Monokristalni silicijski fotonaponski moduli⁵

HR_3.2.1.2. Polikristalni silicijski fotonaponski moduli

Suprotno monokristalnim silicijskim ćelijama, polikristalne silicijske ćelije napravljene su od više malih kristala, zbog čega dolazi do pojave granica. Granice priječe tok elektronima te ih potiču na rekombiniranje sa šupljinama što rezultira smanjenjem izlazne snage takvih ćelija.

Proces proizvodnje fotonaponskih ćelija od polikristalnog silicija je znatno jeftiniji od procesa proizvodnje monokristalnih ćelija, ali polikristalne fotonaponske ćelije imaju

³ NREL National Center for Photovoltaics, <http://www.nrel.gov/ncpv/>, December 2013

⁴ Technical Application Papers No.10 – Photovoltaic system, ABB, www.abb.com, 2013

⁵ <http://www.solaconnections.com.au/> January 2014

manju učinkovitost od monokristalnih silicijskih ćelija (Karlović, 2008). Učinkovitost polikristalnih fotonaponskih modula iznosi od 11 – 15 %⁶. Na slici 8 prikazan je primjer jednog polikristalnog fotonaponskog modula.



Slika 8: Polikristalni fotonaponski modul⁷

HR_3.2.1.3. Tankoslojni fotonaponski moduli

Termin „tankoslojni”, točnije „tanki film” odnosi se na tehnologiju polaganja filma, a ne na debljinu filma (sloja), budući da se tankoslojne fotonaponske ćelije polažu u izrazito tankim, uzastopnim slojevima atoma, molekula ili iona. Fotonaponske ćelije izrađene tehnologijom tankog filma imaju puno prednosti naspram ćelija izrađenih klasičnim metodama, primjerice (Karlović, 2008):

- pri izradi tankoslojnih fotonaponskih ćelija koristi se puno manje materijala budući da debljina takvih ćelija varira od 1 do 10 μm , dok su klasične silicijske ćelije debljine od 100 do 300 μm
- tankoslojne fotonaponske ćelije proizvode se automatiziranim, besprekidnim procesima te se mogu polagati na jeftine podloge (staklo, nehrđajući čelik, plastika i sl.)
- zbog fleksibilnosti proizvodne tehnologije polaganja slojeva tankog filma, ćelija standardnih dimenzija (125 mm x 125 mm) te modul sačinjen kao jedna velika ćelija (75cm x 150cm) mogu se proizvesti istom aparaturom
- fotonaponskim ćelijama izrađenim tehnologijom tankog filma nije potrebna metalna mreža za gornji kontakt (kao kod monokristalnih fotonaponskih ćelija), već koriste tanki sloj transparentnog vodljivog oksida
- slojevi tankog filma polažu se na odabranu podlogu uključujući antirefleksijski sloj te transparentni vodljivi sloj oksida, čime se skraćuje proces proizvodnje.

⁶ NREL National Center for Photovoltaics, <http://www.nrel.gov/ncpv/> , December 2013

⁷ <http://www.solarpanelking.com/> January 2014

Budući da cijena po jedinice izlazne snage uvelike određuje konkurentnost fotonaponskog modula, tankoslojni fotonaponski moduli mogli bi dominirati tržištem fotonaponskih sustava budući da imaju potencijal za daleko najniže troškove proizvodnje.

Tankoslojni fotonaponski moduli mogu se podijeliti na sljedeće tipove:

- tankoslojni fotonaponski moduli od amornog silicija
- bakar indij galij dislenidni tankoslojni moduli (Copper Indium Gallium DiSelenide – CIGS)
- Kadmij telurij tankoslojni fotonaponski moduli (CdTe)
- Bakar indij selenid tankoslojni moduli (Copper Indium Selenide – CIS).



Slika 9: Tankoslojni fotonaponski modul⁸

Učinkovitost tankoslojnih modula kreće se od 8–11% za CIS i CdTe tankoslojne module, dok se za amorfne silicijske module kreće u rasponu od 6–8% (Lynn, 2010).

Slojevi od amornog silicija (a – Si) se obično sastoje od 1 mm debelog sloja amornog silicija (dobra svojstva apsorpiranja svjetlosti, ali slab protok elektrona) nataloženog na veliku površinu (5–6 m²), niskog su proizvodnog troška, ali i niske učinkovitosti (4–8%). Najbolje učinkovitosti koje su ostvarene u laboratorijskim uvjetima iznose od 9,5 do 10%. Među svim tankoslojnim tehnologijama, za ćelije od amornog silicija budućnost je najnesigurnija. Neki proizvođači su čak prestali s proizvodnjom⁹.

Slojevi od kadmijevog telurida (CdTe) su kemijski stabilni i pružaju relativno visoke učinkovitosti modula (do 11%). Jednostavno se proizvode po niskim cijenama pomoću raznih tehnologija. Najviše učinkovitosti (do 16.5%) postignute su taloženjem na bez – alkalno staklo pri temperaturi od 600 °C. Teoretska granica učinkovitosti iznosi oko 25 %¹⁰.

⁸ http://www.diytrade.com/china/pd/6560765/Thin_Film_Solar_Panel_100W.html January 2014

⁹ “Solar Photovoltaics - Technology Brief” International Renewable Energy Agency, IEA - Energy Technology Systems Analysis Programme, www.irena.org/Publications, February 2014

¹⁰ “Solar Photovoltaics - Technology Brief” International Renewable Energy Agency, IEA - Energy Technology Systems Analysis Programme, www.irena.org/Publications, February 2014

Slojevi od bakar – indij – [galij] – [di] selenid – [di] sulfata (Cl[G]S) imaju najvišu učinkovitost među svim tankoslojnim tehnologijama (20,1 % u laboratorijskim uvjetima, 13–14% prototip modula, 7–12% komercijalni moduli). Proizvodni proces je puno kompliciraniji i skuplji u usporedbi s ostalim tankoslojnim tehnologijama. Zamjenom indija s nekim drugim elementima koji su jeftiniji ili smanjenjem korištenja indija bi se pripomoglo smanjenju troškova (indij se također koristi u zaslonima od tekućeg kristala). Smanjenje troškova i povećanje učinkovitosti do 15% bi se postiglo korištenjem boljih osnovnih procesa.

HR_3.2.2. Parametri modula

Osnovni parametri fotonaponskih modula definiraju se za standardne testne uvjete. Standardni testni uvjeti i raspon učinkovitosti pojedinih tipova fotonaponskih modula opisani su ranije. Osnovni tehnički parametri koji se daju za pojedine fotonaponske module su sljedeći:

- nominalna snaga $P(W_p)$ – definira se kao umnožak struje i napona u točki maksimalne snage (MPP)
- napon praznog hoda $U_{OC}(V)$ – definira se kao izlazni napon fotonaponskog modula za standardne testne uvjete kada su stezaljke modula otvorene
- struja kratkog spoja $I_{SC}(A)$ – definira se kao struja fotonaponskog modula za standardne testne uvjete pri kratko spojenim stezaljkama modula
- napon pri maksimalnoj snazi $U_{MPP}(V)$ – definira se kao napon fotonaponskog modula u točki maksimalne snage.
- struja pri maksimalnoj snazi $I_{MPP}(A)$ – definira se kao struja fotonaponskog modula u točki maksimalne snage.
- nominalna radna temperatura ćelije $NOCT(^{\circ}C)$ – definira se kao temperatura koju fotonaponski modul postiže pri otvorenim stezaljkama za sljedeće uvjete: ozračenost od 800 W/m^2 , temperaturu zraka od $20^{\circ}C$, brzinu vjetra od 1 m/s te da je stražnja strana modula otvorena.
- smanjenje snage po $^{\circ}C$ s promjenom temperature u odnosu na nominalnu radnu temperaturu ćelije (%)
- smanjenje napona po $^{\circ}C$ s promjenom temperature u odnosu na nominalnu radnu temperaturu ćelije (%)
- duljina (mm) – definira se kao duljina okvira fotonaponskog modula
- širina (mm) – definira se kao širina okvira fotonaponskog modula
- masa (kg) – definira se kao masa cjelokupnog fotonaponskog modula.
- učinkovitost (%)

HR_3.2.3. Usporedba učinkovitosti različitih tipova fotonaponskih modula

Na današnjem tržištu prevladavaju monokristalne i polikristalne solarne ćelije, ali nove tehnologije temeljene na plastici, organskim materijalima ili tankoslojnim tehnologijama u raznim kombinacijama, postaju sve više zastupljene na tržištu. U komercijalnim primjenama, monokristalne ćelije imaju učinkovitost između 13–19 %, polikristalne između 11–15 % i razne tankoslojne tehnologije s učinkovitošću manjom od 10 %¹¹ u takozvanim standardnim testnim uvjetima (STC).

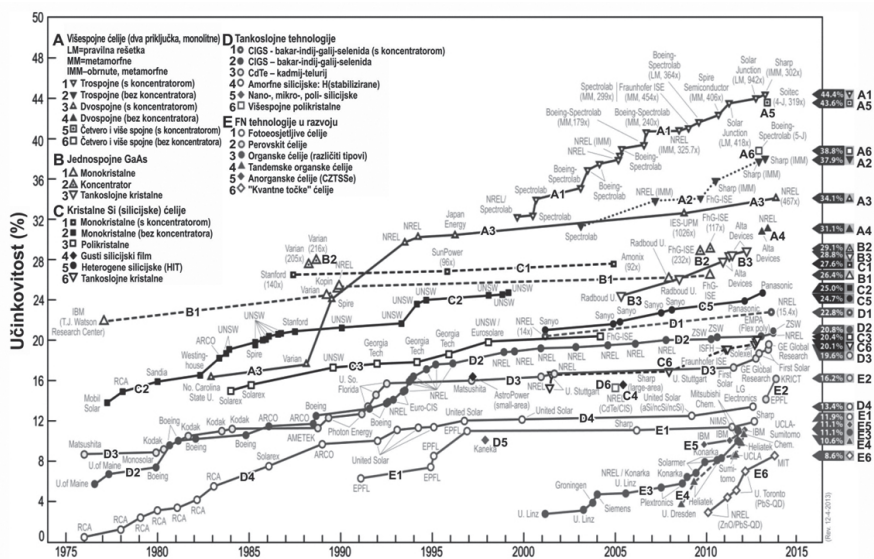
¹¹ NREL National Center for Photovoltaics, <http://www.nrel.gov/ncpv/>, December 2013

Standardni testni uvjeti uključuju sljedeće¹²:

- 1 kW/m² insolacija okomito na ploču
- 25°C temperature čelije
- Zračna masa (AM) koja iznosi 1,5.

Zračna masa utječe na proizvodnju fotonaponskih sustava budući da predstavlja indeks trenda spektralne gustoće snage sunčevog zračenja¹³.

Nove proizvodne tehnologije imaju cilj povećati slabu učinkovitost FN čelija, a istovremeno zadržati niske troškove proizvodnje. Investicije u istraživanja usredotočuju se na učinkovitiju transformaciju sunčevog zračenja u električnu energiju bez da se koriste skuplji materijali i da se ne povećavaju troškovi proizvodnje. Slika 10 prikazuje najbolju znanstveno ostvarenu učinkovitost u US NREL National Laboratory Center for Photovoltaics (EPIA, 2010).



Slika 10: Najbolje vrijednosti učinkovitosti FN čelija

Izvor: NREL National Center for Photovoltaics, <http://www.nrel.gov/ncpv/>, 2013 [9]

HR_3.3. Fotonaponski sustavi

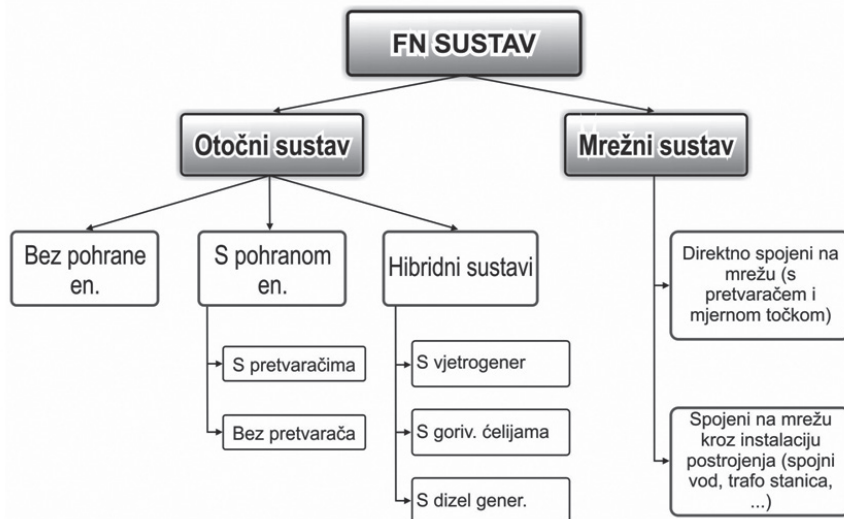
Svi FN sustavi su ustvari integrirani sklopovi FN modula i drugih komponenti, kao strukture za instalaciju (na zemlji ili krovu), praćenje točke maksimalne snage i ostalih uređaja za regulaciju, eventualnih komponenata za pohranu energije (baterije, punjači...), DC/AC pretvarači (izmjenjivači), kabeli, konektori, omogućujući najpovoljniju opskrbu električnom energijom proizvedenom iz FN modula (nizovi, stringovi) u mrežu, AC ili DC potrošače.

¹² Technical Application Papers No.10 – Photovoltaic system, ABB, www.abb.com, 2013

¹³ Technical Application Papers No.10 – Photovoltaic system, ABB, www.abb.com, 2013

Dvije najčešće konfiguracije FN sustava koje susrećemo su (slika 11) :

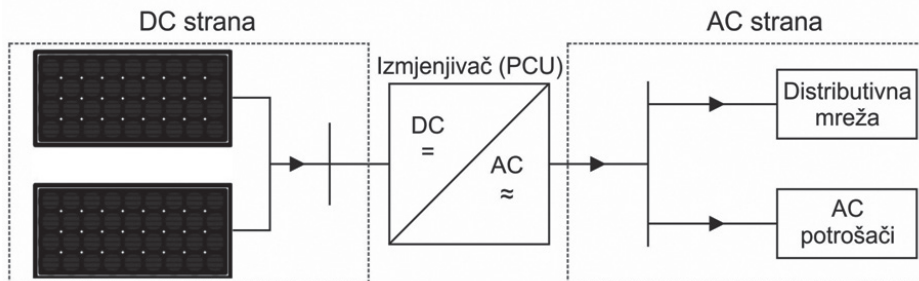
- sustavi koji daju energiju direktno u mrežu (mrežni FN sustav)
- samostojeći sustavi s i bez pohrane energije (baterije i punjači) (off grid FN sustav) ponekad s pričuvnim generatorom (hibridni FN sustav).



Slika 11: Tipične konfiguracije fotonaponskih sustava

HR_3.3.1. Mrežni FN sustavi

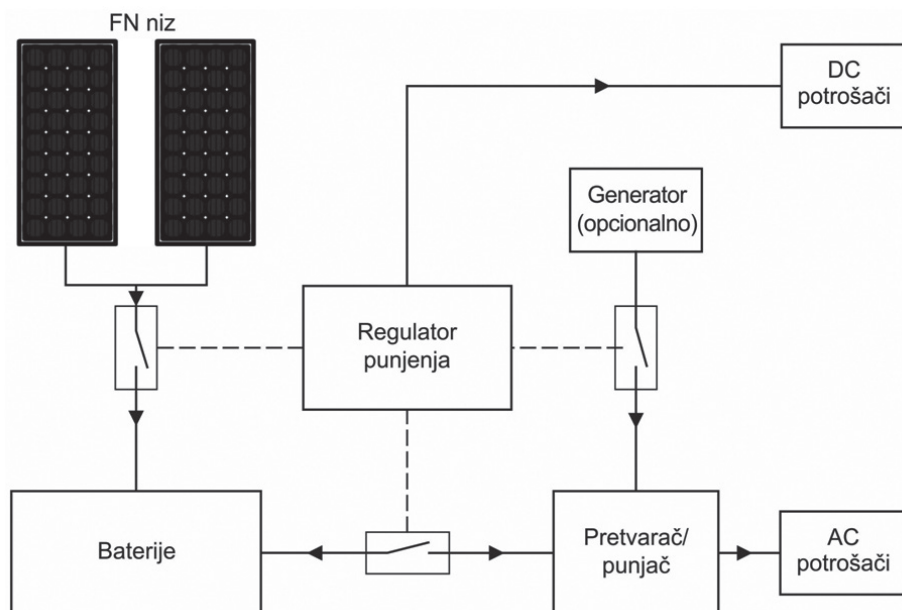
Mrežni FN sustavi daju istosmjernu električnu struju izmjenjivaču koji pretvara istosmjernu struju u izmjeničnu koji dalje energiju daje u mrežu. Ukoliko je napajanje iz FN sustava manje od trenutne potrošnje, potrošači se napajaju iz mreže tako da je potražnja uvijek zadovoljena. Ukoliko je u nekom trenutku proizvodnja FN sustava veća od potražnje, višak proizvedene energije se daje u mrežu. Sustav je relativno siguran jer baterije u slučaju kvara nisu potrebne, iako su ponekad uključene u sustav (Nelson, 2011).



Slika 12: Tipična shema sustava priključenog na mrežu (Masters, 2004)

HR_3.3.2. Samostojeći FN sustavi

Samostojeći FN sustavi mogu biti vrlo efektivni s obzirom na cijenu na udaljenim lokacijama gdje bi ostale alternative bile previše bučne (generatori skupog održavanja i skupog goriva) ili je proširenje postojeće elektroenergetske mreže preskupo (može koštati tisuće eura po kilometru). Ovakvi sustavi ipak pate od nekoliko vrsta neučinkovitosti, između ostalog uključujući gubitke u baterijama i činjenicu da FN sustavi većinu vremena ne rade svojom punom učinkovitošću (Nelson, 2011).



Slika 13: Tipična shema samostojećeg FN sustava (Masters, 2004)

Ponekad je samostojeći FN sustav direktno vezan sa svojim potrošačem bez dodatnih baterija ili sustava za upravljanje potrošnje električne energije. Najbolji primjer je napajanje vodene crpke gdje su FN moduli spojeni izravno na crpku. Takvi sustavi su najbolji po jednostavnosti i pouzdanosti te su i najjeftiniji, ali treba ih se pažljivo projektirati da bi se postigla željena učinkovitost (Twidell and Weir 2006).

HR_4. METEOROLOŠKA MJERENJA

HR_4.1. Opis mjernih instrumenata

Meteorološka mjerenja su provedena pomoću bežične meteorološke stanice Conrad W232P. Na slici 14 prikazana je bežična meteorološka stanica Conrad W232P.



Slika 14: Bežična meteorološka stanica Conrad W232P¹⁴

Pomoću navedene meteorološke stanice mjerene su sljedeće mjerne veličine:

- vanjska temperatura zraka [°C]
- vanjska vlažnost zraka [%]
- vanjski tlak zraka [hPa]
- brzina vjetra [m/s].



Slika 15: METREL PV Remote Unit A1378 i SEAWARD Solar Survey 100/200R¹⁵

¹⁴ Wireless Weather station – User manuals www.conrad.com , May 2014

¹⁵ METREL PV Remote Unit A1378 – User manuals (www.metrel.si May 2014); SEAWARD Solar Survey 100/200R – User manuals (<http://www.seaward-groupusa.com/> May 2014)

Mjerenja snage sunčevog zračenja provodena su pomoću mjernih instrumenata METREL PV Remote Unit A1378 i SEAWORD Solar Survey 100/200R. The METREL PV Remote Unit je profesionalni ručni mjerni instrument za provođenje mjerenja sunčevog zračenja i temperature. SEAWORD Solar Survey 100/200R mjerni instrument mjeri sunčevo zračenje i također u sebi sadrži inklinometar za mjerenje nagiba krova, kompas za mjerenje orijentacije krova i termometar za mjerenje temperature zraka i temperature modula. Na slici 15 prikazani su METREL PV Remote Unit A1378 i SEAWORD Solar Survey 100/200R.

HR_4.2. Metodologija

Meteorološka mjerenja su provodena na dnevnoj bazi svakih sat vremena od 7:00 sati do 19:00 sati. Za svaki sat mjerene su sljedeće veličine: vanjska temperatura zraka u $^{\circ}\text{C}$, vlažnost vanjskog zraka u %, vanjski tlak zraka u hPa i sunčevo zračenje u W/m^2 . Sunčevo zračenje je mjereno za kut nagiba koji odgovara kutu nagiba postavljenih fotonaponskih modula. Istovremeno s mjerenjima meteoroloških podataka, mjereni su električni parametri za module pet različitih tehnologija.

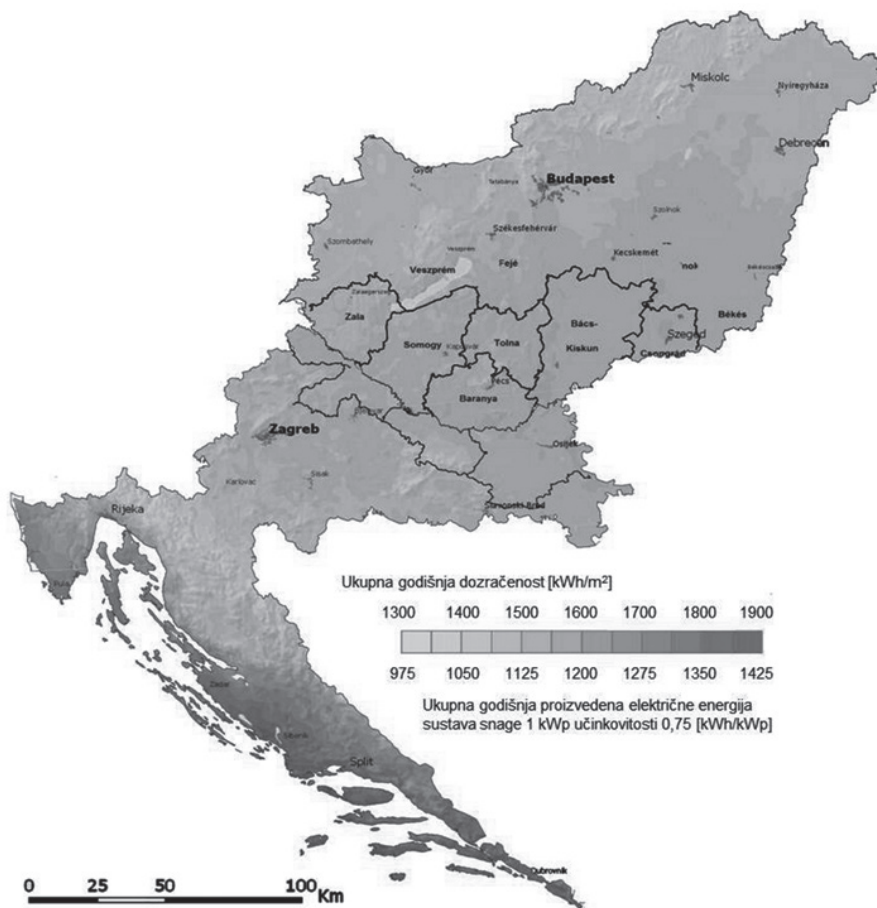
Za većinu komercijalnih primjena dovoljno je korištenje analitičkih podataka mjerenja iz dostupnih baza podataka. Primjeri takvih baza podataka su: European Centre for Medium Range Weather Forecast and NASA Surface Meteorology and Solar Energy (1983-1993). Međutim, najopsežnija i najnovija baza podataka dolazi iz Zajedničkog istraživačkog centra EU (IET) pod nazivom Fotonaponski geografski informacijski sustav (PVGIS) s 1 do 2 km rezolucije. Ti podaci su javni i dostupni na web stranici: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>¹⁶.

PVGIS je više nego dovoljan za osnovne preliminarne analize sunčevog zračenja i potencijalne izračune.

Na slici 16 prikazan je potencijal sunčeve energija za Hrvatsku i Mađarsku bazirano na PVGIS bazi podataka. Više detalja je inače dostupno na Energetskom Institutu Hrvoje Požar (Matić, 2007).

Mjerenja meteoroloških podataka biti će korištena za analizu fotonaponskih modula različitih tehnologija. Na temelju analize bazirane na ovim i ostalim mjerenjima odabrat će se optimalno rješenje za regiju.

¹⁶ Photovoltaic Geographical Information System (PV GIS) <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>



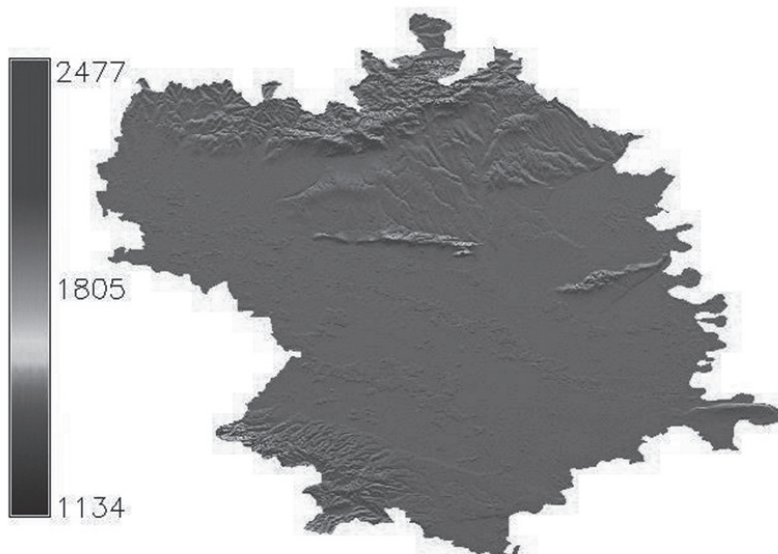
Slika 16: Solarna ozračenost za Hrvatsku i Mađarsku prema PVGIS-u

HR_4.3. Dodatak meteorološkim mjerenjima

Slika 17 prikazuje izračune količine sunčevog zračenja na temelju vlastite aplikacije za modeliranje. Između ostalog, softver ArcGIS je odličan alat za izračune sunčevog zračenja koje neka zemljina površina primi tijekom određenog razdoblja, a koji se vrši s obzirom na Sunčevu godišnju putanju i topografske podatke.

Istraživanja sunčevog zračenja provedena su u dvije županije. Na mađarskoj strani radi se o županiji Baranya, dok je s druge strane susjedna regija, Osječko-baranjska županija u istočnom dijelu Hrvatske. Priprema modela zahtijeva izradu topografskog modela, kao i kuta nagiba i karti ekspozicije izvedenih iz istog. Rasterizacija je popraćena uzimanjem uzorka podataka misije SRTM (Shuttle Radar Topography Mission). SRTM podaci prikladni su za izradu digitalnog topografskog modela. Ovaj digitalni model reljefa obuhvaća površinu Zemlje između 60. stupnja sjeverne geografske dužine i 57. stupnja južne geografske dužine.

Kao topografski model, SRTM je dostupan u lučnim sekundama razlučivosti. Navedeni su podaci javne prirode (<http://seamless.usgs.gov>) (Ehsani-Quiel, 2009) te su dostupni u topografskom modelu dviju županija. Nakon toga je uslijedilo izvođenje kuta nagiba i izrada karti ekspozicije. Zračenje je utvrđeno u svjetlu prethodno navedenih čimbenika, a s obzirom na Sunčevu godišnju putanju, model je uspješno funkcionirao za svih 365 dana u godini uz pomoć skripte koju je napisao Paolo Zatelli. Konsolidirana karta (slika 17) prikazuje dnevni prosjek sunčevog zračenja za dvije županije u ovisnosti o podacima godišnjeg zračenja.



Slika 17: Solarna ozračenost u županiji Baranya i Osječko-baranjskoj županiji (Wh/m^2).

Izvor: podaci autora.

HR_5. MJERENJA NA ISTOSMJERNOJ STRANI (DC STRANA)

HR_5.1. Uvod

Mjerenja na DC strani izvršena su na Elektrotehničkom fakultetu Osijek u Laboratoriju za obnovljive izvore energije. Laboratorij je koncipiran od dva dijela, unutarnjeg i vanjskog.

Unutarnji dio laboratorija (slika 18) sastoji se od pet modula različitih tehnologija, halogenog izvora svjetlosti i mjerne opreme, dok se **vanjski dio laboratorija** (slika 18), sastoji od dva fotonaponska niza sa po 20 modula, koji formiraju fotonaponsku elektranu te od pet modula različitih tehnologija. Uz module na krovu fakulteta postavljena je i oprema za mjerenje snage sunčevog zračenja i vremenskih prilika (temperatura okoline, relativna vlažnost i brzina vjetera). Moduli različitih tehnologija identični su u oba dijela laboratorija. Rezultati mjerenja koji su obrađeni u ovom poglavlju odnose se na sve module (50 modula).

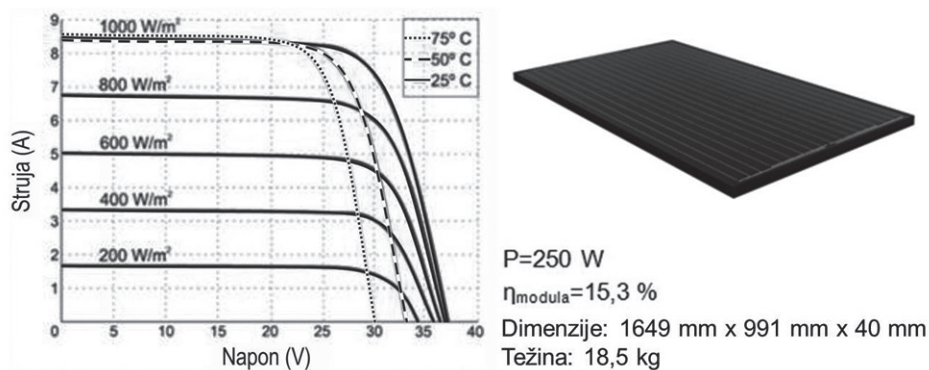


Slika 18: Laboratorij za obnovljive izvore energije- unutarnji i vanjski dio

HR_5.2. Karakteristike modula različitih tehnologija

Kroz postupak javne nabave projekta REGPHOSYS kupljeni su fotonaponski moduli pet različitih tehnologija proizvodnje. Nabavljeni su moduli sljedećih tehnologija: monokristalna, polikristalna, tankoslojna od amornog silicija, taknoslojna CIS tehnologija i visokoučinkovita monokristalna tehnologija. Fotonaponski moduli pet različitih tehnologija proizvodnje testirani su u svrhu pronalaženja optimalnog fotonaponskog sustava za prekograničnu regiju. U ovom poglavlju također su opisane tehničke karakteristike kupljenih modula.

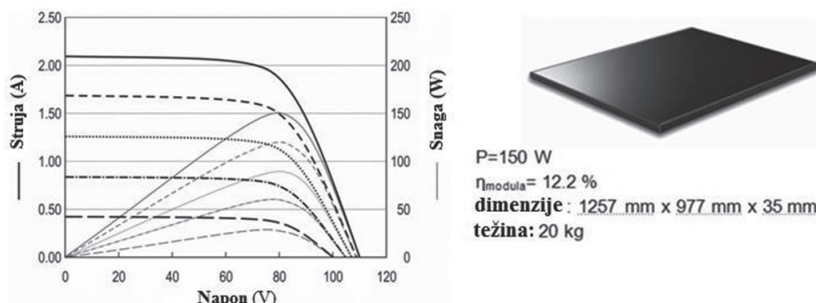
HR_5.2.1. Monokristalni modul BISOL BMO 250



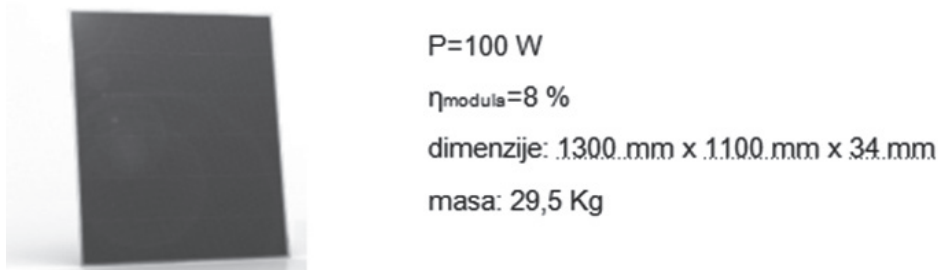
Slika 19: Tehničke karakteristike prema STC-u za BMO 250¹⁷

¹⁷ Izvor: http://www.bisol.com/images/Datasheets/EN/BISOL%20Product%20Specification%20BMO_EN.pdf

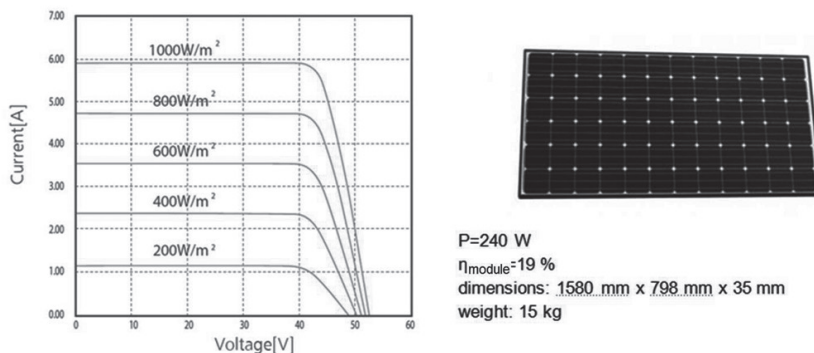
HR_5.2.2. Tankoslojni modul SOLAR FRONTIER SF-150


 Slika 20.: Tehničke karakteristike prema STC-u za SF 150¹⁸

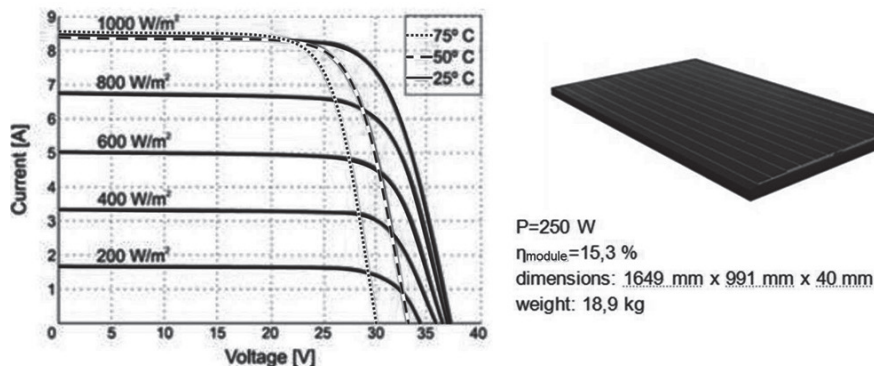
HR_5.2.3. Tankoslojni modul MASDAR MPV-100S


 Slika 21: Tehničke karakteristike prema STC-u za MPV-100S¹⁹

HR_5.2.4. Visokoučinkoviti modul PANASONIC VBHN2450SE10


 Slika 22: Tehničke karakteristike prema STC-u za VBHN240SE10²⁰
¹⁸ Izvor: http://www.ikaros-solar.eu/media/170558/solar_frontier_product_flyer_s_series_eng.pdf
¹⁹ http://www.belectric.com/fileadmin/DE/en/pdf/datasheet/DA_SQSPEN_1.4.pdf
²⁰ Izvor: http://de.krannich-solar.com/fileadmin/content/data_sheets/solar_modules/Panasonic_N235-240_VBHN2xxSE10_EN.pdf

HR_5.2.5. Monokristalni modul BISOL BMU 250

Slika 23: Tehničke karakteristike prema STC-u za BMU 250²¹

HR_5.3. Metoda mjerenja

Vanjski i unutrašnji dio laboratorija služe za različite vrste mjerenja. Vanjska dio služi za mjerenja pri stvarnim uvjetima dok unutarnji dio služi za laboratorijska mjerenja. U oba slučaja ispitivani su moduli sljedećih tehnologija: monokristalni modul snage 250 W_p (BISOL BMO 250), tankoslojni CIS modul snage 150 W_p (SOLAR FRONTIER SF-150), tankoslojni amorfni silicijski modul snage 100 W_p (MASDAR MPV-100S), visokoučinkoviti monokristalni modul snage 240 W_p (PANASONIC VBHN240SE10) i polikristalni modul snage 250 W_p (BISOL BMU 250).

Mjerene su sljedeće veličine:

- snaga sunčeva zračenja (G , W/m^2),
- struja kratkog spoja (I_{SC} , A),
- napon praznog hoda (V_{OC} , V),
- struja u točki maksimalne snage (I_{MPPT} , A),
- napon u točki maksimalne snage (V_{MPPT} , V),
- maksimalna snaga (P_{MPPT} , W).

Fotonaponski moduli u svim mjerenjima opterećeni su kombinacijom žičnih otpornika (četiri vrste žičnih otpornika – $10 \Omega / 5,7 \text{ A}$, $100 \Omega / 2,5 \text{ A}$, $1000 \Omega / 0,8 \text{ A}$ i $3300 \Omega / 0,44 \text{ A}$) ovisno o snazi sunčevog zračenja. Promjenom priključenog otpora dolazi se do točke maksimalne snage koja se tada očitava vatmetrom (Wattmeter, 3 – phase, METRIX PX 120). Također, i ostale mjerne veličine (I_{SC} , V_{OC} , I_{MPPT} , U_{MPPT}), osim snage sunčeva zračenja, mjere se pomoću istog vatmetra. Snaga sunčeva zračenja (G) mjeri s pomoću instrumenta za mjerenje sunčeva zračenja (Solar Irradiation Meter, SEAWARD 200R i METREL A1378 PV Remote Unit).

²¹ Izvor: http://www.bisol.com/images/Datasheets/CRO/BISOL_Premium_BMU_HR.pdf

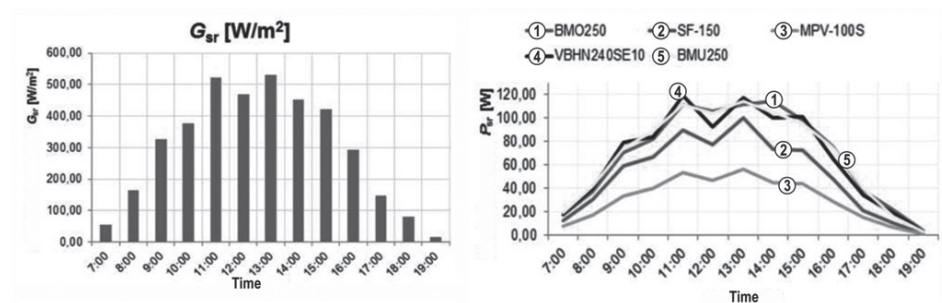
HR_5.3.1. Mjerenja na modulima u vanjskom dijelu laboratorija

Mjerenja na modulima pet različitih tehnologija vršila su se svakodnevno tijekom mjeseca travnja i svibnja 2014. godine svakih sat vremena od 7:00 do 19:00h. U ovom djelu analize obrađeni su rezultati za mjesec travanj 2014. Mjerna metoda započinje mjerenjem snage sunčevog zračenja. Ukupna srednja satna vrijednost snage sunčevog zračenja za mjesec travanj 2014. prikazana je u tablici 1.

Tablica 1: Srednje vrijednosti snage sunčevog zračenja za mjesec travanj 2014.

t [h]	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
$G_m [W/m^2]$	54.4	163	327	377.4	521.8	470	531.5	452	421	293	146.2	79.7	16.7

Grafički prikaz srednje satne vrijednosti snage sunčevog zračenja za mjesec travanj 2014. vidljiv je na slici 24.



Slika 24.: Srednje satne vrijednosti snage sunčevog zračenja i srednje satne snage modula različitih tehnologija za mjesec travanj 2014.

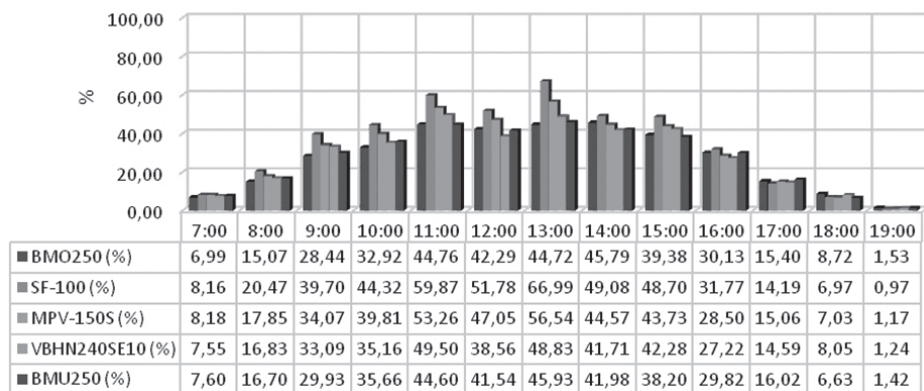
Izvor: podaci autora

Paralelno sa snagom sunčeva zračenja povećava se i izlazna snaga modula. Naravno, snaga modula tijekom dana trebala bi rasti proporcionalno promjeni snage sunčevog zračenja. Dokaz tome je tablica 2, odnosno slika 25 koja prikazuju srednje satne promjene izlazne snage modula svih pet tehnologija za mjesec travanj 2014. godine.

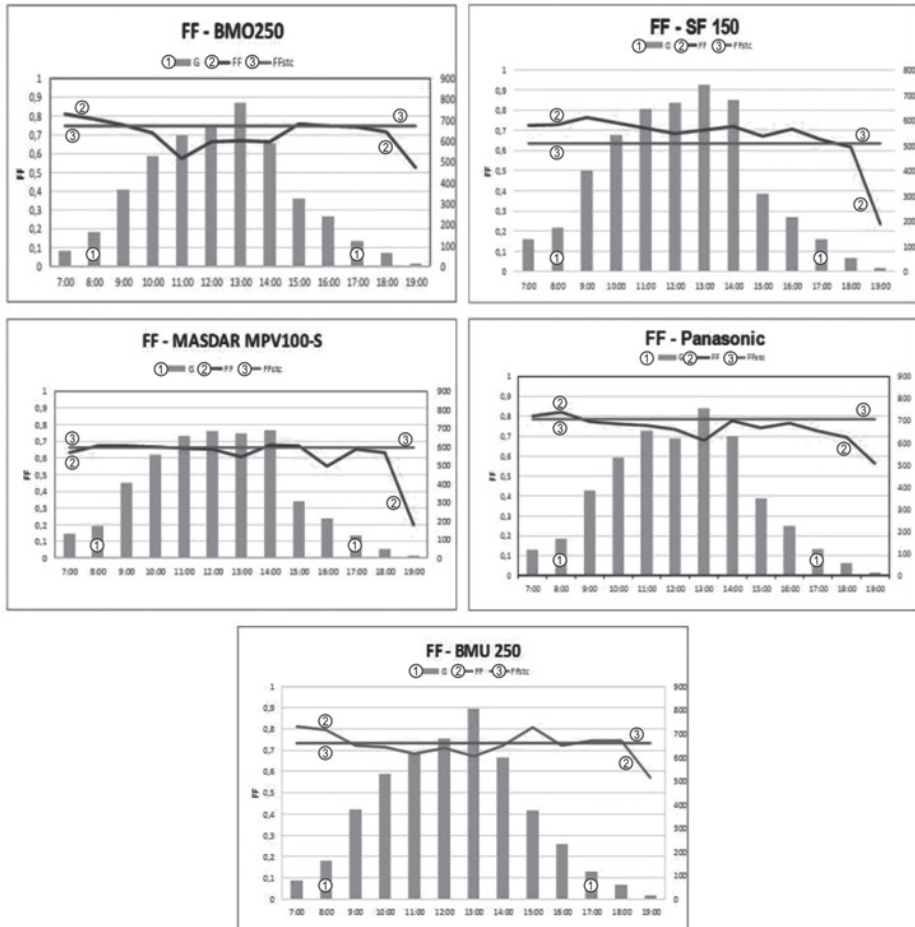
Slika 25 prikazuje ovisnost izlazne snage o snazi sunčevog zračenja. Zbog različitih izlaznih snaga modula pojedinih tehnologija, potrebno je odrediti srednju satnu proizvodnju modula pojedinih tehnologija. Takav prikaz daje podatak o kvaliteti pojedine tehnologije, a i o vremenskim uvjetima u kojima se je promatrana tehnologija nalazila tijekom mjerenja. Slika 26 s pripadajućom tablicom prikazuje srednju satnu postotnu proizvedenu snagu modula pojedinih tehnologija za mjesec travanj 2014. g.

Tablica 2: Srednje satne snage modula pet različitih tehnologija za mjesec travanj 2014.

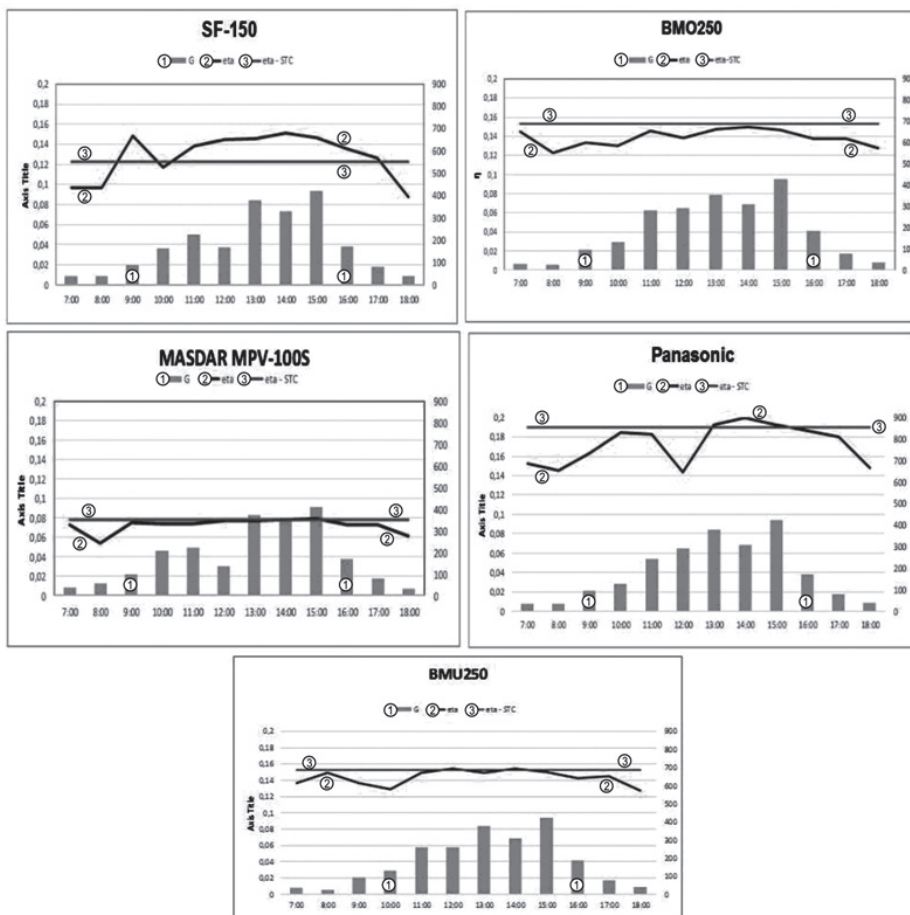
t(h)	P _{SR_BMO250}	P _{SR_SF-150}	P _{SR_MPV-100S}	P _{SR_VBHN240SE10}	P _{SR_BMU250}
7:00	17,48	12,24	8,18	18,12	19,01
8:00	37,68	30,70	17,85	40,38	41,74
9:00	71,10	59,55	34,07	79,42	74,82
10:00	82,29	66,48	39,81	84,39	89,14
11:00	111,90	89,81	53,26	118,81	111,51
12:00	105,73	77,67	47,05	92,54	103,86
13:00	111,80	100,49	56,54	117,18	114,82
14:00	114,47	73,62	44,57	100,10	104,94
15:00	98,44	73,05	43,73	101,46	95,51
16:00	75,33	47,66	28,50	65,32	74,55
17:00	38,50	21,28	15,06	35,01	40,06
18:00	21,81	10,45	7,03	19,32	16,58
19:00	3,82	1,46	1,17	2,98	3,55

**Slika 25: Srednja satna postotna snaga modula različitih tehnologija za mjesec travanj 2014.**

Fotonaponski modul svake pojedine tehnologije, osim definirane snage, također ima određeni stupanj djelovanja (η). Vrijednost stupnja djelovanja mijenja se tijekom dana, a ovisno o tehnologiji, znatna promjena je promjenom vremenskih prilika. Slika 26 prikazuje satni stupanj djelovanja modula pet različitih tehnologija za pretežno sunčan dan, točnije 03.04.2014.g., dok slika 27 prikazuje stupanj djelovanja (25.04.2014.g.) za iste module, ali za oblačan dan (sva mjerenja i svi grafikoni vidljivi su na web stranici <http://www.regphosys.eu/hr/node/90/1912>). Referentna vrijednost stupanja djelovanja dobivena je pri (STC) standardnim tehničkim uvjetima, a preuzeta je od proizvođača modula.

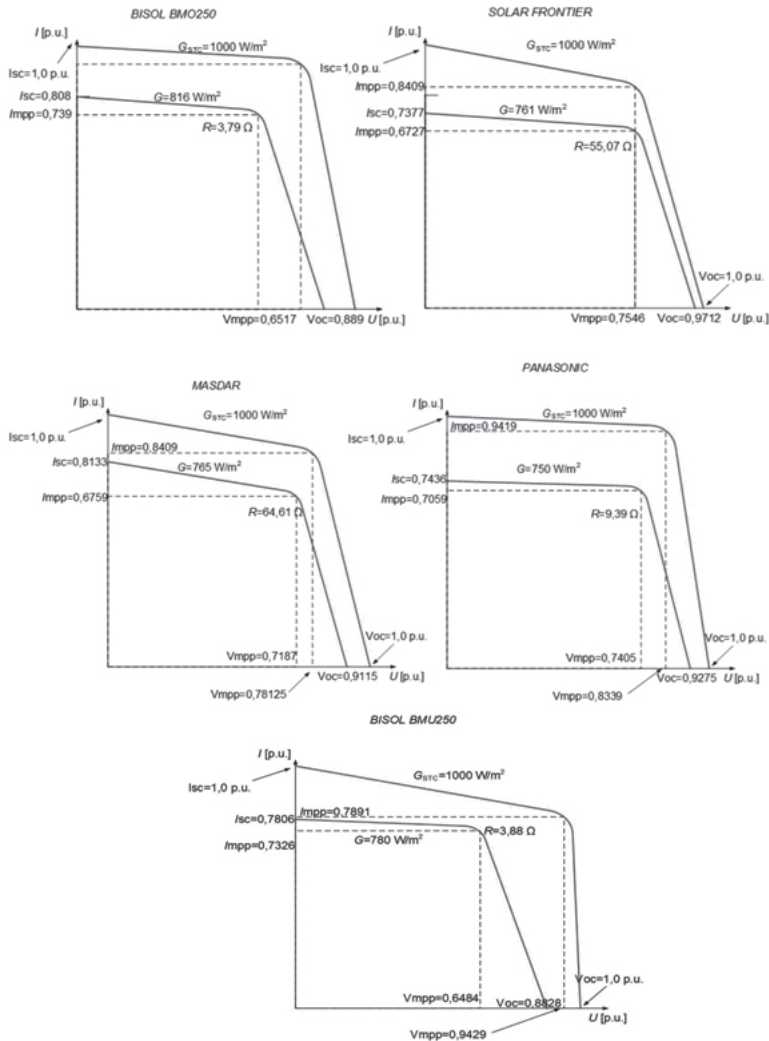


Slika 26: Promjena stupnjeva djelovanja modula pet različitih tehnologija za pretežno sunčan dan



Slika 27: Promjena stupnja djelovanja modula pet različitih tehnologija za oblačan dan

Uz mjerenje snage sunčevog zračenja i proračuna stupnja djelovanja, I – V karakteristike daju najviše potrebnih podataka za kvalitetniju analizu pojedinih tehnologija. Na slici 28 prikazane su usporedbe I – V karakteristika pri standardnim testnim uvjetima (STC) i mjerene I – V karakteristike za module svih pet tehnologija.

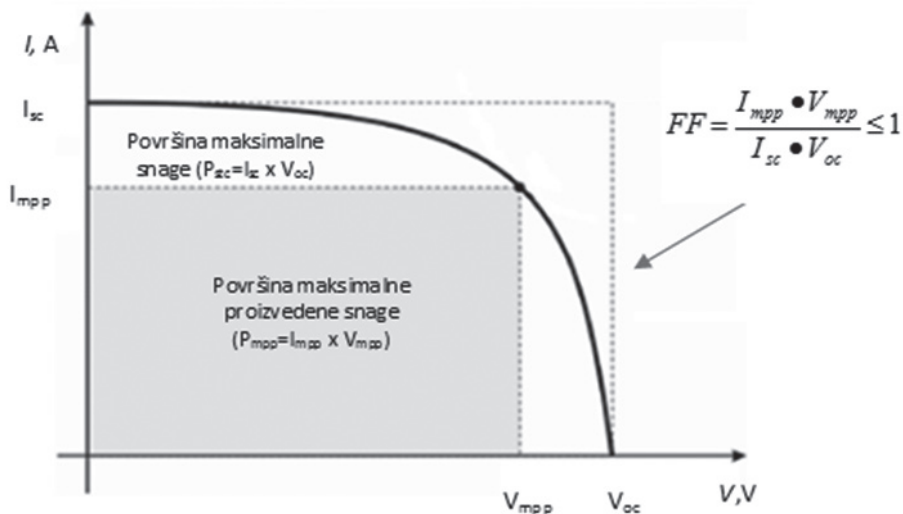


Slika 28: Usporedba I – V karakteristika pri standardnim testnim uvjetima (STC) i mjenjenih I – V karakteristike za module svih pet tehnologija

Struja kratkog spoja I_{sc} i napon praznog hoda V_{oc} maksimalne su vrijednosti struje i napona koju fotonaponski modul može proizvesti. Međutim u tim točkama, I_{sc} i V_{oc} snaga je jednaka nuli.

Faktor koji određuje maksimalnu snagu fotonaponskog modula u navedenim točkama naziva se faktor ispune (FF), a njegova definicija pomoću površina pravokutnika prikazana je na slici 29.²²

²² <http://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/fill-factor>



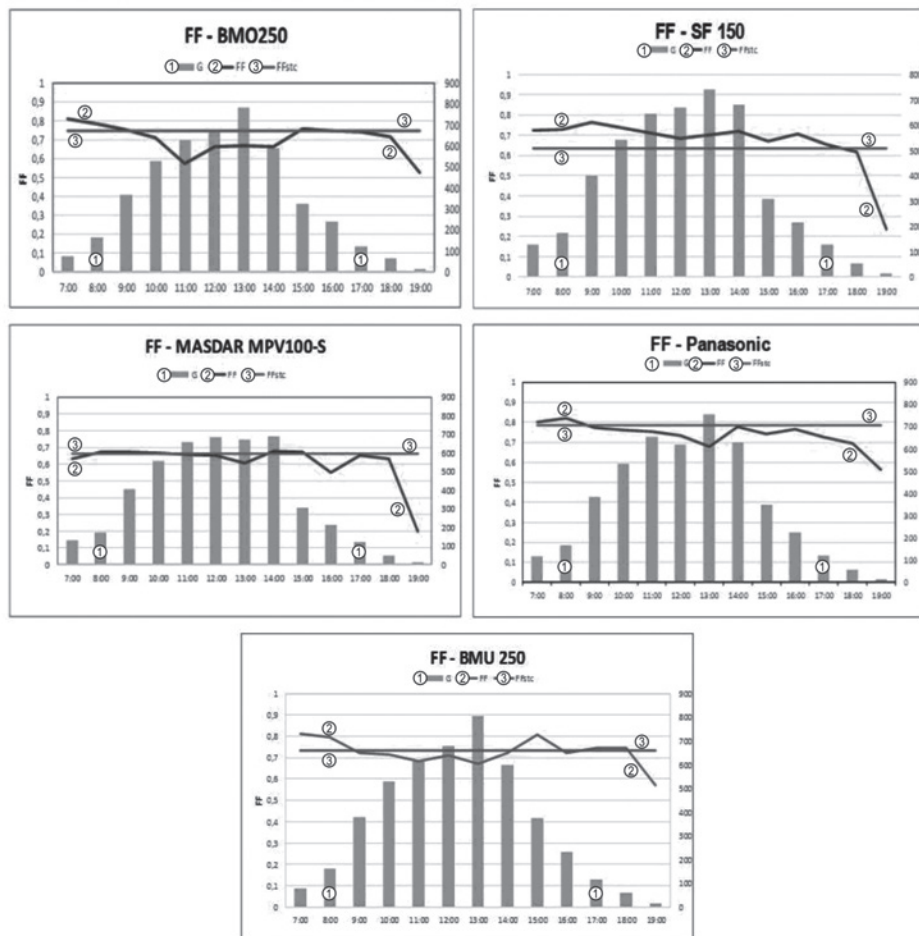
Slika 29: Grafički prikaz definiranja faktora ispune (FF)

Na osnovu $I - V$ karakteristika sa slike 28 izračunati su faktori ispune (FF) za svaku pojedinu tehnologiju, kao i njihovo odstupanje od standardnih testnih uvjeta (STC). Tablica 3 prikazuje usporedbu srednje vrijednosti faktora ispune za mjesec travanj 2014. i faktora ispune prema STC-u.

Tablica 3: Srednja vrijednost faktora ispune modula različitih tehnologija za mjesec travanj 2014.g. i faktora ispune prema STC-u

Modul	BMO250	SF-150	MPV-100S	VBHN240SE10	BMU250
Srednji faktor ispune	0,742	0,654	0,682	0,747	0,725
Faktor ispune prema STC-u	0,75	0,63	0,663	0,785	0,733

Slika 30. prikazuje prosječnu satnu vrijednost faktora ispune različitih tehnologija za pretežno sunčan dan (03.04.2014.) i odstupanje faktora ispune od standardnih testnih uvjeta.



Slika 30: Faktori ispunje modula različitih tehnologija za pretežno sunčan dan

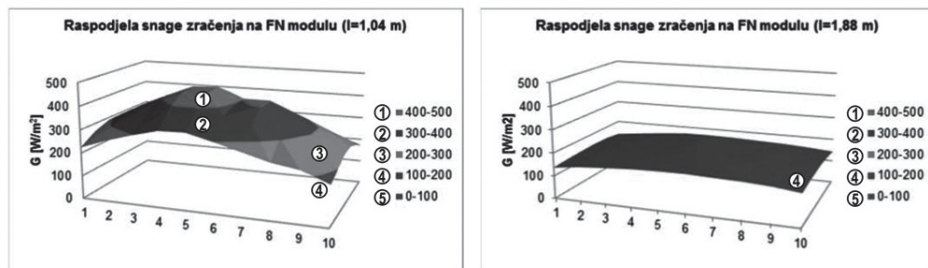
HR_5.3.2. Mjerenja na modulima u unutrašnjem dijelu laboratorija

Mjerenje u laboratorijskim uvjetima zahtjeva umjetni izvor svjetlosti. Laboratorij za obnovljive izvore energije posjeduje izvor svjetlosti sastavljen od nizova halogenih žarulja. Odabir halogenih žarulja, kao umjetnog izvora svjetlosti, je iz razloga što spektar zračenja halogene rasvjete najbliže spektru zračenja sunčeve svjetlosti.

Laboratorijska mjerenja su izvršena na dvije različite udaljenosti izvora svjetlosti od modula. Razlog tome je infracrvena komponente halogene rasvjete koja zagrijava modul i na taj način direktno utječe na izgled I – V karakteristike.

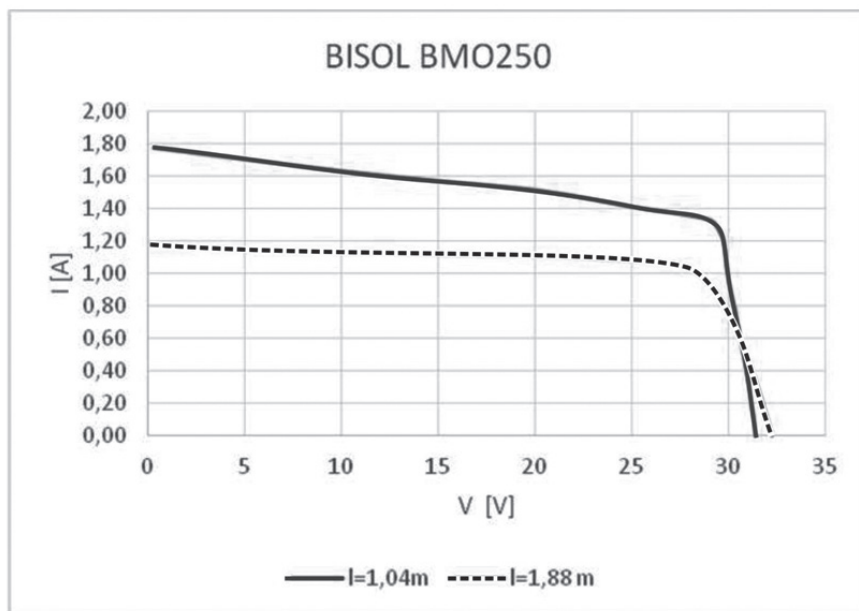
Prva udaljenost je 1,04 m, pri kojoj zračenje umjetnog izvora svjetlosti nije ravnomjerno raspodijeljeno po površini modula, dok druga udaljenost od 1,88 m ima ravnomjernije

raspoređenu svjetlost po površini modula. Na slici 31 prikazana je raspodjela snage zračenja na modulu BISOL BMO250 za udaljenost izvora svjetlosti od 1,04 m odnosno 1,88 m.



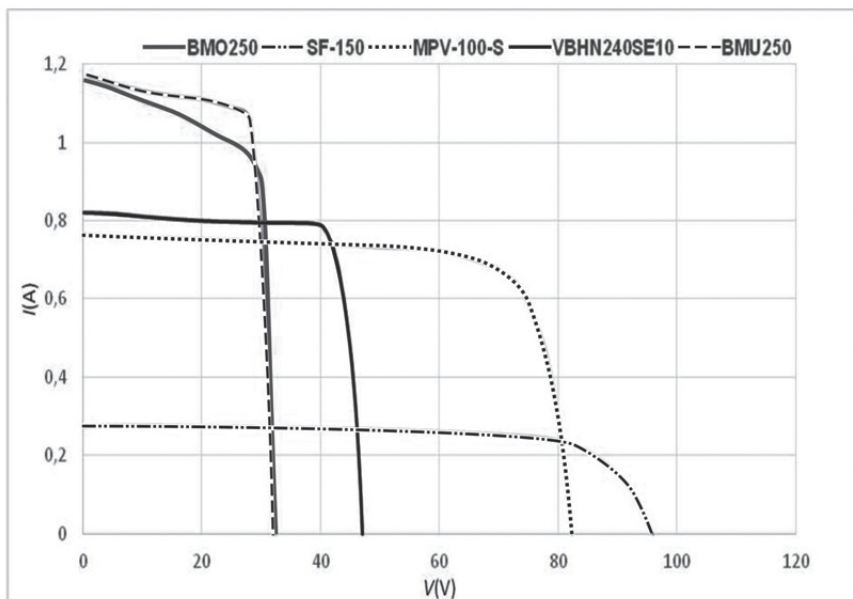
Slika 31: Raspodjela snage zračenja na modulu BISOL BMO250 za udaljenost izvora svjetlosti od 1,04 m i 1,88 m.

I–V karakteristika monokristalnog modula BISOL BMO250 na slici 32 prikazuje kako raspodjela snage zračenja utječe na I–V karakteristiku ako se modul neravnomjerno osvjetli (crvena karakteristika), odnosno, ako je raspodjela snage zračenja ravnomjerno raspoređena po površini modula (plava karakteristika).



Slika 32: I–V karakteristika monokristalnog modula BISOL BMO250 za raspodjelu snage zračenja prema slici 31

Na modulima ostalih tehnologija također je provedena ista metoda mjerenja. Slika 33 prikazuje I–V karakteristike modula svih pet tehnologija za raspodjelu snage zračenja na udaljenosti od 1,88 m.



Slika 33: I-V karakteristike modula svih pet tehnologija za raspodjelu snage zračenja za udaljenost $l=1,88$

HR_5.3.3. Mjerenja na fotonaponskim nizovima

U vanjskom dijelu laboratorija, osim modula navedenih tehnologija nalazi se i fotonaponska elektrana od dva fotonaponska niza. Svaki fotonaponski niz sastoji se od modula različitih tehnologija. Prvi niz sastoji se od modula monokristalne tehnologije BISOL BMO250, dok se drugi niz sastoji od modula polikristalne tehnologije BISOL BMU250.

U tablicama 4 i 5 prikazani su rezultati mjerenja za monokristalni fotonaponski modul nazivne snage 250 W, odnosno za niz od 20 monokristalnih fotonaponskih modula nazivne snage 250 W.

Potrebno je usporediti maksimalnu snagu (P_{MPPT}) za svih 13 mjerenja i to tako da se usporedi maksimalna snaga niza (tablica 5) i maksimalna snaga fotonaponskog modula (tablica 4) pomnožena s 20. Koeficijent 20 uzet je iz razloga što se u nizu nalazi 20 modula. Naime, ako su te dvije snage jednake za svako mjerenje, može se zaključiti da je karakteristika niza fotonaponskih modula linearno ovisna o broju modula spojenih u niz. Rezultat je prikazan tablično (tablica 6) i grafički (slika 34.).

Tablica 4: Rezultati mjerenja za monokristalni fotonaponski modul nazivne snage 250 W

BISOL BMO 250								
Br. mj.	Vrijeme	G[W/m ²]	I _{SC} [A]	V _{OC} [V]	I _{MPPT} [A]	U _{MPPT} [V]	P _{MPPT} [W]	R _{MPPT} [Ω]
1.	5.4. 18:25	67,00	/	/	0,54	28,70	15,50	53,00
2.	9.4. 13:29	140,00	/	/	1,83	30,20	55,40	16,00
3.	9.4. 18:45	40,00	/	/	0,33	28,70	9,50	87,00
4.	11.4. 18:27	40,00	/	/	0,34	28,40	9,70	83,00
5.	12.4. 16:42	120,00	/	/	1,12	29,30	32,90	26,00
6.	12.4. 17:35	84,00	/	/	0,68	28,90	19,70	42,00
7.	12.4. 18:30	42,00	/	/	0,35	27,20	9,50	79,00
8.	17.4. 12:32	89,00	/	/	0,70	29,70	20,70	43,00
9.	17.4. 16:46	65,00	/	34,80	0,49	29,90	14,30	61,00
10.	18.4. 16:19	45,00	0,41	32,50	0,41	27,60	11,20	68,00
11.	18.4. 17:07	43,00	0,39	33,50	0,35	27,10	9,40	78,00
12.	18.4. 17:55	75,00	0,72	34,40	0,59	29,00	17,20	49,00
13.	18.4. 18:28	28,00	0,25	32,60	0,25	27,00	6,10	108,00

Tablica 5: Rezultati mjerenja za niz monokristalnih fotonaponskih modula nazivne snage 5000W.

Niz (string) BISOL BMO 250								
Br. mj.	Vrijeme	G[W/m ²]	ISC[A]	UOC [V]	IMPPT [A]	UMPPT [V]	PMPPT [W]	RMPPT [Ω]
1.	5.4. 18:25	70,00	/	701,00	0,57	568,00	320,00	1005,00
2.	9.4. 13:29	144,00	/	711,00	1,89	576,00	1095,00	305,00
3.	9.4. 18:45	40,00	/	678,00	0,32	583,00	189,00	1800,00
4.	11.4. 18:27	40,00	/	/	0,33	636,00	212,00	1915,00
5.	12.4. 16:42	120,00	/	688,00	1,13	587,00	656,00	519,00
6.	12.4. 17:35	84,00	/	685,00	0,68	594,00	402,00	879,00
7.	12.4. 18:30	42,00	/	657,00	0,35	550,00	192,00	1571,00
8.	17.4. 12:32	88,00	/	714,00	0,70	567,00	396,00	813,00
9.	17.4. 16:46	65,00	/	695,00	0,49	591,00	291,00	1200,00
10.	18.4. 16:19	45,00	0,39	651,00	0,42	541,00	229,00	1279,00
11.	18.4. 17:07	43,00	0,39	670,00	0,35	555,00	193,00	1600,00
12.	18.4. 17:55	75,00	0,74	701,00	0,54	573,00	311,00	1061,00
13.	18.4. 18:28	28,00	0,24	652,00	0,23	545,00	125,00	2370,00

Tablica 6: Usporedba maksimalne snage (P_{MPPT}) niza i maksimalne snage fotonaponskog modula pomnožene s 20

Br. mj.	P_{MPPT} [W]	P_{MPPT} [W] * 20	$P_{MPPT\ STRING}$ [W]
1.	15,50	310,00	320,00
2.	55,40	1108,00	1095,00
3.	9,50	190,00	189,00
4.	9,70	194,00	212,00
5.	32,90	658,00	656,00
6.	19,70	394,00	402,00
7.	9,50	190,00	192,00
8.	20,70	414,00	396,00
9.	14,30	286,00	291,00
10.	11,20	224,00	229,00
11.	9,40	188,00	193,00
12.	17,20	344,00	311,00
13.	6,10	122,00	125,00

U tablicama 7 i 8 prikazani su rezultati mjerenja za polikristalni fotonaponski modul nazivne snage 250 W, odnosno za niz od 20 polikristalnih fotonaponskih modula nazivne snage 250 W.

Tablica 7: Rezultati mjerenja za polikristalni fotonaponski modul nazivne snage 250 W.

BISOL BMU 250								
Br. mj.	Vrijeme	G[W/m ²]	I_{SC} [A]	U_{OC} [V]	I_{MPPT} [A]	U_{MPPT} [V]	P_{MPPT} [W]	R_{MPPT} [Ω]
1.	5.4. 18:30	67,00	/	/	0,55	28,40	15,70	52,00
2.	9.4. 13:45	175,00	/	35,90	2,20	29,60	65,10	13,00
3.	9.4. 18:43	40,00	/	/	0,32	28,90	9,10	92,00
4.	11.4. 18:29	38,00	/	/	0,33	28,90	9,50	88,00
5.	12.4. 16:25	126,00	1,13	34,70	1,03	29,40	30,20	29,00
6.	12.4. 17:40	87,00	/	/	0,70	29,50	20,70	42,00
7.	12.4. 18:35	36,00	/	/	0,28	28,50	8,10	100,00
8.	17.4. 12:47	110,00	/	36,10	1,01	30,40	30,70	30,00

9.	17.4. 16:55	80,00	/	35,50	0,63	30,30	19,60	48,00
10.	18.4. 16:29	44,00	0,40	32,90	0,36	27,40	9,90	76,00
11.	18.4. 17:11	46,00	0,42	33,90	0,37	28,90	10,60	79,00
12.	18.4. 17:59	92,00	0,83	34,90	0,76	29,20	22,10	39,00
13.	18.4. 18:30	31,00	0,29	33,20	0,27	27,10	7,20	101,00

Tablica 8.: Rezultati mjerenja za niz polikristalnih fotonaponskih modula nazivne snage 250 W

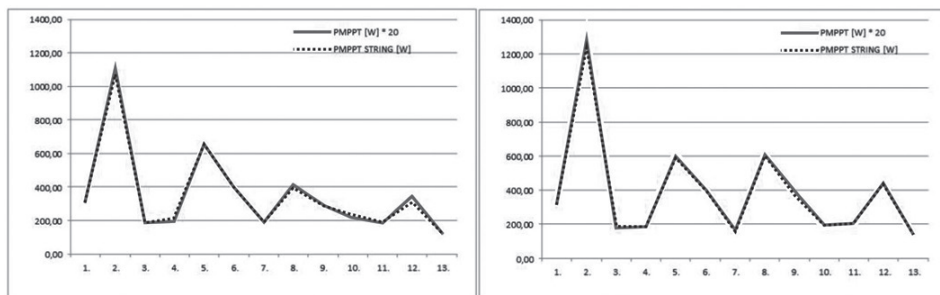
Niz (string) BISOL BMU 250								
Br. mj.	Vrijeme	G[W/m ²]	I _{SC} [A]	U _{OC} [V]	I _{MPPT} [A]	U _{MPPT} [V]	P _{MPPT} [W]	R _{MPPT} [Ω]
1.	5.4. 18:27	67,00	/	701,00	0,54	573,00	311,00	1061,00
2.	9.4. 13:45	175,00	/	715,00	2,14	606,00	1295,00	283,00
3.	9.4. 18:43	40,00	/	675,00	0,31	603,00	191,00	1926,00
4.	11.4. 18:29	38,00	/	/	0,32	606,00	192,00	1918,00
5.	12.4. 16:25	126,00	/	692,00	1,03	581,00	598,00	564,00
6.	12.4. 17:40	87,00	/	689,00	0,71	578,00	410,00	816,00
7.	12.4. 18:35	36,00	/	661,00	0,30	536,00	160,00	1804,00
8.	17.4. 12:47	110,00	/	724,00	1,00	613,00	610,00	616,00
9.	17.4. 16:55	80,00	/	709,00	0,63	602,00	377,00	962,00
10.	18.4. 16:29	44,00	0,39	657,00	0,35	563,00	195,00	1632,00
11.	18.4. 17:11	46,00	0,43	677,00	0,38	569,00	210,00	1517,00
12.	18.4. 17:59	92,00	0,89	699,00	0,76	573,00	434,00	757,00
13.	18.4. 18:30	31,00	0,27	659,00	0,26	553,00	145,00	2119,00

Kao i kod monokristalnih modula, potrebno je usporediti maksimalnu snagu (P_{MPPT}) za svih 13 mjerenja i to tako da se usporedi maksimalna snaga niza (Tablica 8.) i maksimalna snaga fotonaponskog modula (Tablica 7) pomnožena s 20. Koeficijent 20 uzet je iz razloga što se u nizu nalazi 20 modula. Naime, ako su te dvije snage jednake za svako mjerenje, može se zaključiti da je karakteristika niza fotonaponskih modula linearno ovisna o broju modula spojenih u niz. Rezultat je prikazan tablično (tablica 9) i grafički (slika 34).

Tablica 9: Usporedba maksimalne snage (P_{MPPT}) niza i maksimalne snage fotonaponskog modula pomnožene s 20.

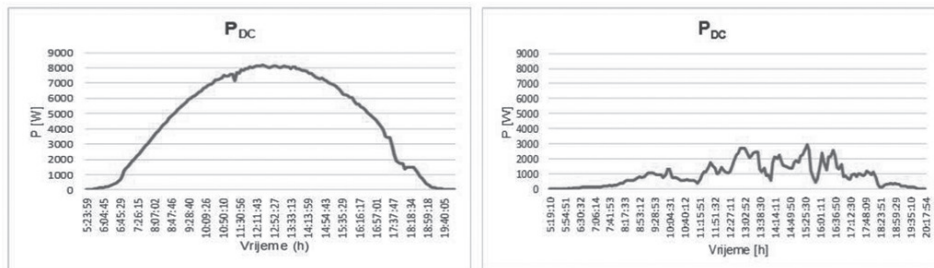
Br. mj.	P_{MPPT} [W]	P_{MPPT} [W] * 20	$P_{MPPT\ STRING}$ [W]
1.	15,70	314,00	311,00
2.	65,10	1302,00	1295,00
3.	9,10	182,00	191,00
4.	9,50	190,00	192,00
5.	30,20	604,00	598,00
6.	20,70	414,00	410,00
7.	8,10	162,00	160,00
8.	30,70	614,00	610,00
9.	19,60	392,00	377,00
10.	9,90	198,00	195,00
11.	10,60	212,00	210,00
12.	22,10	442,00	434,00
13.	7,20	144,00	145,00

Grafički prikaz mjerenja nizova različitih tehnologija prikazan je na slici 34.



Slika 34: Usporedba maksimalne snage (P_{MPPT}) niza i maksimalne snage fotonaponskog modula pomnožene s 20.

Istosmjerna snaga string tj. niza fotonaponskih modula (DC snaga) mjerena je u intervalima od po 5 minuta. Mjerni podaci pohranjeni su u izmjenjivaču Kaco Powador 12.0TL3. Slika 35 prikazuje istosmjernu snagu za pretežno sunčani dan (6. svibanj 2014.) kao i za oblačni dan (16. svibanj 2014.).

Slika 35: Istosmjerna P_{DC} FN nizova za sunčan i oblačan dan

HR_6. MJERENJA NA IZMJENIČNOJ STRANI

HR_6.1. Mjerenja kvalitete električne energije

Kvaliteta električne energije

Liberalizacijom tržišta električne energije uspostavljaju se novi odnosi između kupaca i opskrbljivača. Kupci sada mogu birati opskrbljivača pa time ciljevi kvalitete električne energije dobivaju veliku važnost kod svih operatora sustava na suvremenim tržištima električne energije, (Klaić et al. 2013).

U tradicionalnim elektroenergetskim sustavima, velika količina energije se prenosi od proizvodnje (elektrana), putem prijenosnih i distribucijskih mreža, sve do kupaca električne energije. Distribucijski sustavi su tradicionalno pasivni, a projektirani su na način da energija teče isključivo u jednom smjeru – od transformatora u transformatorskim stanicama do kraja izvoda. U slučaju distribuirane proizvodnje, distribucijski sustav postaje aktivan, gdje se energija i proizvodi i troši (Baggini 2008).

Distribuirana proizvodnja (DG) je koncept koji podrazumijeva instaliranje i trajni pogon malih električnih generatora koji se spajaju izravno na distribucijsku mrežu ili na strani kupca. Nazivna snaga takvih generatora je uobičajeno niža od 10 MW, (Baggini 2008).

Distribuirana proizvodnja može imati značajan utjecaj na kvalitetu električne energije, što podrazumijeva utjecaj i na kupce i na opskrbljivače. Spomenuti utjecaj može biti pozitivan ili negativan, a to ovisi i o brojnim obilježjima distribucijskog sustava. Fotonaponske elektrane pripadaju grupi obnovljivih distribuiranih izvora, što znači da je neophodno procjenjivati utjecaj fotonaponskih elektrana na distribucijsku elektroenergetsku mrežu. Mjerenje kvalitete električne energije uobičajeno podrazumijeva određivanje svojstava niskofrekvencijskih elektromagnetskih poremećaja (uključujući prijelazne prenapone i prijenos signala). Vrste poremećaja moguće je rasporediti u četiri kategorije: poremećaji koje utječu na amplitudu, na valni oblik, na frekvenciju te na simetriju napona. Također, poremećaji se mogu klasificirati prema prirodi nastanka: trajni (stalni) djelomično trajni ili slučajni (posljedica munje, kratkog spoja, sklapanja itd.), (Nikolovski et al. 2004).

Utjecaj fotonaponskih elektrana na distribucijski sustav

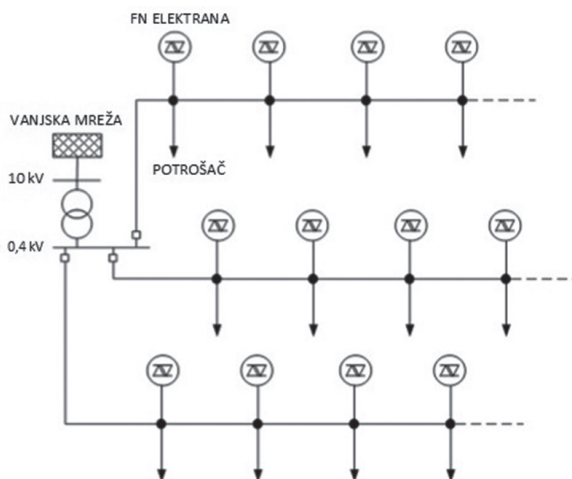
S obzirom da fotonaponske elektrane proizvode istosmjernu struju, potrebni su im pretvarači (izmjenjivači) kao sučelje prema distribucijskoj mreži. Zbog upotrebe spomenutih

izmjenjivača te zbog promjenjivog toka snage fotonaponskog sustava, u izlaznoj struji fotonaponske elektrane prisutni su harmonici. Fotonaponski sustavi u stambenim naseljima većinom su vrlo mali, a posljedice rada pojedine fotonaponske elektrane su gotovo zanemarive (Papaioannou et al. 2008). Međutim, broj fotonaponskih sustava koji su spojeni na istu područnu mrežu stalno raste. Zbog toga se postavlja pitanje hoće li sve veći broj fotonaponskih sustava utjecati na napone viših harmonika u distribucijskoj mreži.

Doprinos fotonaponskih elektrana harmonicima opskrbe mreže razmatra se u sljedećoj literaturi: (Grady – Santoso 2001), (Batrinu et al. 2006), (Papaioannou et al. 2008), (Schlabach 2008). Razine harmoničkih poremećaja koje su posljedica PV sustava spojenih na mrežu, tema su nekoliko međunarodnih standarda (IEEE 1547 2003), (EN 50160:2010). Europski standard EN 50160 daje ograničenje za ukupno harmoničko izobličenje napona (THD) od 8 % nazivnog napona, što uključuje sve do 40 harmonika. U Hrvatskoj su ograničenja harmonika dana isključivo kroz koeficijent THD. Pri spajanju fotonaponskih elektrana na distribucijsku mrežu, moraju se poštivati Mrežna pravila elektroenergetskog sustava. Vrijednost faktora ukupnoga harmonijskog izobličenja (THD) napona uzrokovanog priključenjem proizvođača na mjestu predaje može iznositi (na razini napona 0,4 kV) najviše 2,5 %.

Ponašanje harmonika s obzirom na proizvodnju fotonaponskih elektrana istražuje se u radu (Fekete et al. 2012). Rezultati mjerenja pokazuju da ne postoji korelacija između naponskih harmonika i proizvodnje fotonaponske elektrane, ali također se vidi da je THD_1 – ukupno harmoničko izobličenje struje (engl. Total Current Harmonic Distortion) snažno ovisno o uvjetima proizvodnje. Visoke vrijednosti harmoničkog izobličenja struje fotonaponskih elektrana u ranim jutarnjim i večernjim satima, posljedica su tzv. efekta zasjenjenja. Efekt zasjenjenja pojavljuje se kada fotonaponske ploče elektrane (ili dio njih), zbog prepreka nisu zahvaćene izravnim sunčevim zračenjem, kao što bi trebale biti u skladu s raspoloživim sunčevim zračenjem (Batrinu et al. 2006).

Na temelju mjernih podataka izrađen je računalni model fotonaponske elektrane i područne distribucijske mreže, slika 36. Pomoću modela simulirano je nekoliko scenarija raširenosti fotonaponskih elektrana (Fekete et al. 2012).

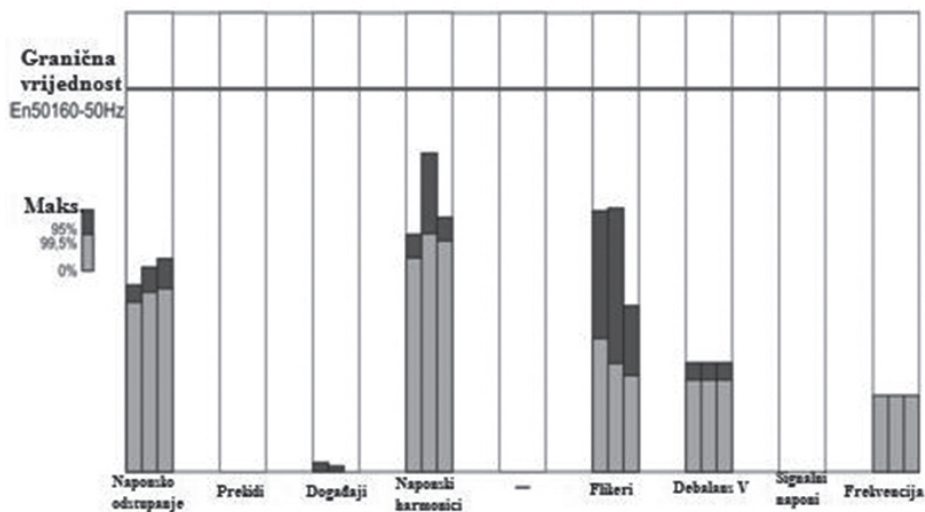


Slika 36: Dio modelirane distribucijske mreže

Najekstremniji scenarij pretpostavlja da će svako kućanstvo spojeno na područnu distribucijsku mrežu instalirati fotonaponsku elektranu snage 10 kW_p, a scenarij također uzima u obzir i već prisutne izvore harmonika u distribucijskoj mreži. Čak i ovakav scenarij pokazuje da je THD_U na zajedničkoj priključnoj točki – PCC (engl. Point of Common Coupling) 3.66 %, što je vrijednost niža od ograničenja za harmonike u EN 50160 (THD_U < 8 %). Stoga, rezultati simulacija pokazuju da ograničenja za harmonike u EN 50160 nisu prekoračena ni u jednom od simuliranih scenarija i varijanti.

HR_6.2. Mjerenja kvalitete električne energije

Mjerenja kvalitete električne energije izvode se prema standardima IEC 61000-4-30 i EN 50160. Pokazatelji kvalitete električne energije mjere se pomoću mrežnih analizatora klase točnosti A, koje podržava snažan matematički softver. Slika 37 prikazuje sumirane rezultate mjerenja kvalitete električne energije na fotonaponskoj elektrani ETFOS 1. Elektrana je instalirana u okviru i tijekom Projekta Fotonaponski sustavi kao pokretači regionalnog razvoja.



Slika 37: Sumirani rezultati mjerenja prema EN 50160.

Rezultati mjerenja kvalitete električne energije analiziraju se odvojeno, prema normi EN 50160 i prema Mrežnim pravilima elektroenergetskog sustava.

Europski standard EN 50160 daje glavna obilježja opskrbnog napona u javnom distribucijskom sustavu, na mjestu predaje potrošaču. Prema ovom standardu, svako mjerenje traje 7 dana.

Mjerenje i analiza kvalitete električne energije obuhvaća sljedeće osobine napona, (Feracci 2001):

- naponski propadi i prekidi,
- naponska kolebanja,
- harmonici i međuharmonici,
- prijelazni prenaponi,
- valovitost,

- tranzijentni prenaponi,
- naponska nesimetrija,
- promjene osnovne frekvencije mreže,
- prisutnost istosmjernog napona u izmjeničnom te
- prisutnost signalnih napona.

Analiza mjerenja kvalitete električne energije prema Mrežnim pravilima također uključuje i ograničenja za naponska kolebanja i promjene frekvencije i ova ograničenja su slična onima u EN 60160. Ali postoje i drugačiji zahtjevi za neke od pokazatelja kvalitete električne energije. Naime, Mrežna pravila daju ograničenja za dozvoljeni doprinos elektrane na distribucijsku mrežu. Takva pravila postoje za:

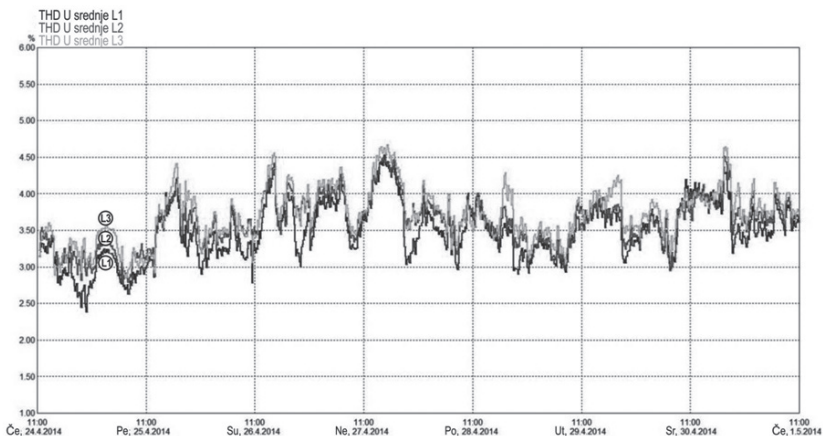
- THD_U (ukupno harmoničko izobličenje napona),
- flikere (naponsko treperenje) te
- naponsku nesimetriju.

Ovi zahtjevi su glavni razlog za analizu mjerenja kvalitete električne energije **prije i nakon** priključenja fotonapona na distribucijsku mrežu.

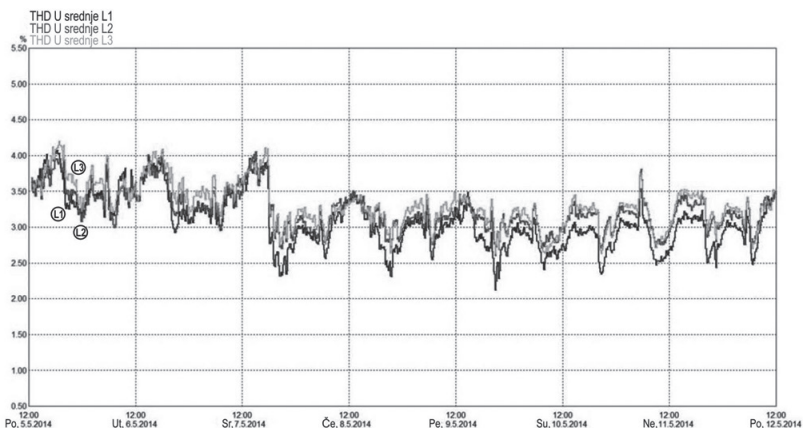
U nastavku su prikazani neki od rezultata mjerenja kvalitete električne energije. Mjerenja su izvedena kako bi se utvrdio utjecaj fotonaponske elektrane ETFOS 1, snage 12 kWp, na kvalitetu električne energije distribucijskog sustava. Mjereno je u dva mjerna razdoblja – sedam dana prije i sedam dana nakon priključenja fotonaponske elektrane na distribucijsku mrežu.

Slike 38 i 39 prikazuju dio rezultata mjerenja kvalitete električne energije. Slika 38 prikazuje ukupno harmoničko izobličenje, THD_U (% U_n), prije priključenja elektrane, a slika 39 nakon priključenja elektrane na distribucijsku mrežu. Vrijednosti THD -a nakon i prije priključenja su vrlo slične, a vrijednosti nakon priključenja su čak nešto niže nego one prije priključenja. Stoga je jasno da nije zabilježen loš utjecaj harmonika s fotonaponske elektrane ETFOS 1.

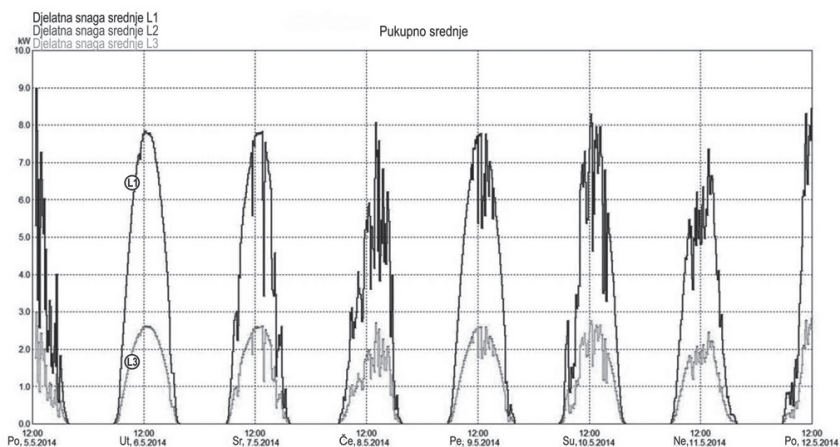
Slika 40 prikazuje predanu djelatnu snagu s fotonaponske elektrane na distribucijsku mrežu. Mjerenja su izvedena tijekom sedmodnevnog probnog rada fotonaponske elektrane.



Slika 38: Ukupno harmoničko izobličenje, THD_U (% U_n), prije priključenja elektrane ETFOS 1.



Slika 39: Ukupno harmoničko izobličenje, $THD_U (\% U_n)$, nakon priključenja elektrane ETFOS 1.



Slika 40: Djelatna snaga predana na distribucijsku mrežu s fotonaponske elektrane – tijekom sedmodnevnog probnog rada.

HR_6.2. Mjerenja na izmjenjivaču KACO 12.0TL3

Mjerenja na izmjeničnoj strani odnose se na izlazne mjerene veličine fotonaponske elektrane. Mjerene veličine su:

- vrijednosti izlaznih struja po fazama L_1-L_3 (I [A])
- napon (srednja, maksimalna i minimalna vrijednost)
- frekvencija (f [Hz])
- stupanj korisnog djelovanja (η)

Mjerene veličine pohranjene su u tablici 10 koja prikazuje ograničenja koja su zadana u normi HRN EN 50160. Vrijednosti svakog prikazanog pokazatelja prikazuje da su redom sve veličine unutar zadanih ograničenja norme HRN EN 50160.

Tablica 10: Maksimalne i 95% vrijednosti svih pokazatelja opskrbnog napona FN elektrane.

Parametar			Maksimalni iznos			95% - iznosa		
	Unit	En50160-50Hz gwd	L1	L2	L3	L1	L2	L3
Naponsko odstupanje		230V						
Maksimum 100%/95%	% [Vn]	+10.00/+10.00	4.86	5.33	5.54	4.41	4.69	4.77
Minimum 100%/95%	% [Vn]	-15.00/-10.00	1.31	1.78	1.85	1.31	1.78	1.85
Prekid <1%	Number of	100	0	0	0	-		
Događaji	Number of	100	2	1	0	-		
Naponski harmonici								
5. Harm.	% [Vn]	6.00	3.72		3.99	3.34		3.63
15. Harm.	% [Vn]	0.50		0.42			0.31	
Strujni harmonici	A		No					
Propad Plt.	Plt.	1.000	0.682	0.688	0.433	0.348	0.282	0.251
Odstupanje V	%	2.00	0.57			0.47		
Signalizacija napona	% [Vn]		No			99% - value		
Frekvencija		50 Hz				99.5% - value		
Maksimum 100%/99.5%	%	+4/+1	0.20			0.20		
Minimum 100%/99.5%	%	-6/-1	-0.20			-0.20		

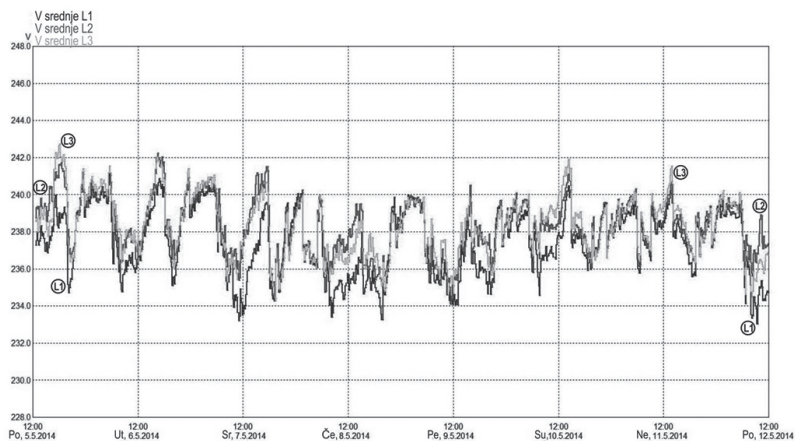
U tablici 10 i 11 nalaze se svi parametri za analizu izmjenične strane fotonaponske elektrane ETFOS1. Rezultati mjerenja dobiveni su putem trofaznog mrežnog analizatora.

Tablica 11: Maksimalne i 95 % vrijednosti svih pokazatelja, nakon priključenja FN elektrane

Parametar			Mjerene veličine			Odstupanje za granične vrijednosti		
	Unit		L1	L2	L3	L1	L2	L3
Naponsko odstupanje	V	230.00 +/- 10.00%						
U okviru tolerancije	%	95	100.00	100.00	100.00	5.00	5.00	5.00
Max	V	253.00	241.19	242.26	242.74	-	-	-
Min	V	207.00	233.02	234.1	234.25	-	-	-
Naponska variranje	V	230.00 +10.00/- 15.00%						
U okviru tolerancije	%	95	100.00	100.00	100.00	0.00	0.00	0.00
Max	V	253.00	241.19	242.26	242.74	-	-	-
Min	V	195.50	233.02	234.09	234.25	-	-	-
Kraći prekidi	Number/	<1% of V n < 3 min.						
	Number/	100	0	0	0	100	100	100
Dugi prekidi	Number/	<1% of V n ≥ 3 min.						
	Number/	100	0	0	0	100	100	100
Događaji	Number/	>Vn +10% or < Vn-10% >1% Vn						
	Number/	100	2	1	0	98	99	100
3.Harmonik	% [Vn]	5.00						
U okviru tolerancije	%	95	100	100	100	5.00	100	5.00
Max	%[Vn]		1.60	1.25	0.77	3.40	3.75	4.23
5.Harmonik	% [Vn]	6.00						
U okviru tolerancije	%	95	100	100	100	5.00	100	5.00
Max	%[Vn]		3.72	3.72	3.99	2.28	2.28	2.01
7.Harmonik	% [Vn]	5.00						
U okviru tolerancije	%	95	100	100	100	5.00	100	5.00
Max	%[Vn]		2.12	2.03	2.10	2.88	2.97	2.90
9.Harmonik	% [Vn]	1.50						
U okviru tolerancije	%	95	100	100	100	5.00	100	5.00
Max	%[Vn]		1.13	0.98	1.03	0.37	0.52	0.47
THD V	%	8.00						

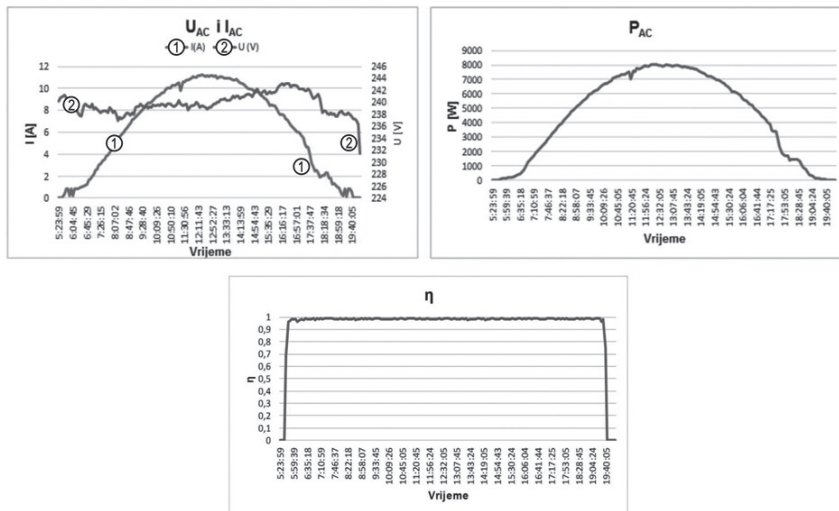
U okviru tolerancije Max	% %	95	100 4.08	100 4.05	100 4.20	5.00 3.92	100 3.95	5.00 3.80
Propad	Plt	1.000						
U okviru tolerancije Max	% Plt	95	100 0.682	100 0.69	100 0.433	5.00 0.318	100 0.312	5.00 0.567
Neuravnoteženi V	%	2.00						
U okviru tolerancije Max	% %	95	100 0.57			5.00 1.43		
Frekvencija 99.5%	Hz	50Hz +/-1%						
U okviru tolerancije Max	% Hz	99.5	100			0.50		
Min	Hz	50.50	50.10			-		
Frekvencija 100%	Hz	50Hz +4/-6%						
U okviru tolerancije Max	% Hz	100	100			0.00		
Min	Hz	52.00				-		
	Hz	47.00				-		

Grafički prikaz srednjih efektivnih vrijednosti napona fotonaponske elektrane ETFOS 1 vidljiv je na slici 41

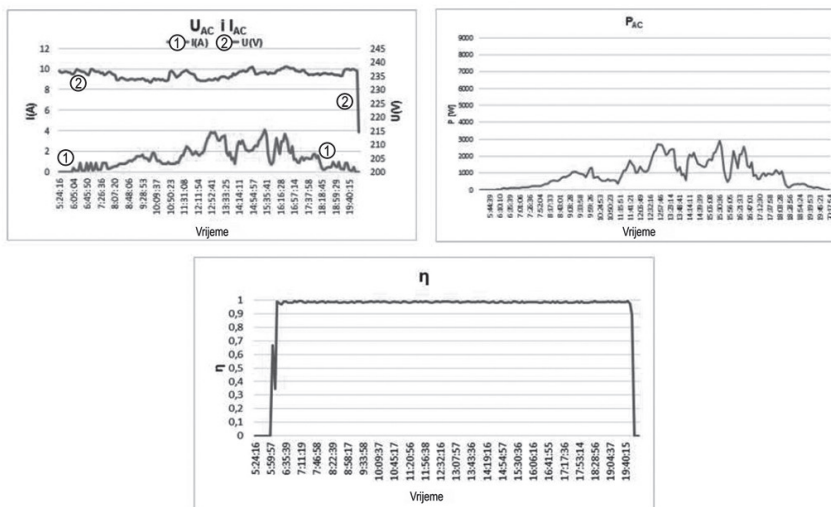


Slika 41: Srednje 10-minutne efektivne vrijednosti napona FN elektrane.

Mjerene izmjenične pohranjuju se svakih 5 minuta, 7 dana u tjednu u pretvaraču KACO 12.0TL3. Grafički prikaz izlaznih veličina (U_{AC} , I_{AC} , P_{AC} i η) za sunčan odnosno za oblačan dan dani su na slikama 42. i 43.



Slika 42: Grafički prikaz izlaznog napona, struje, snage i stupnja korisnog djelovanja za sunčani dan (06.05.2014.)



Slika 43: Grafički prikaz izlaznog napona, struje, snage i stupnja korisnog djelovanja za oblačan dan (16.05.2014.)

HR_7. MJERENJA NA FOTONAPONSKOM EMULATORU

Povećana potražnja i interes za fotonaponskim sustavima proizvođačima fotonaponske opreme postavila je nove zahtjeve. Potrebno je bilo pronaći sofisticiranije načine ispitivanja fotonaponske opreme, pri čemu se to prije svega odnosilo na izmjenjivače i sustave za praćenja maksimalne snage fotonaponskog modula (MPPT). Izlazna snaga fotonaponskih modula je pod utjecajem dvaju faktora (Kumari and Babu, 2012): sunčevog zračenja (insolacije) i temperature fotonaponske ćelije, tj. fotonaponskog modula. Ispitivanja starije generacije fotonaponske, elektroničke opreme su se izvodila u realnim vremenskim uvjetima, jer su sustavi prve generacije bili manje snage. Međutim, ispitivanja u realnim uvjetima rada na modernim fotonaponskim sustavima od 100 kilovata (kW) i na više često su teško izvediva, zbog prostora, cijene i ovisnosti o vremenskim uvjetima koji postaju dominantnim faktorima u ispitivanju takve opreme. Upravo se iz ovih razloga pojavljuje potreba za korištenjem programibilnih istosmjernih izvora, koji oponašaju karakteristike fotonaponskih modula pa su zbog toga dobili naziv; emulatori fotonaponskih modula. S takvim izvorima se dalje ispituje i razvija elektronička oprema ugrađena u fotonaponske sustave kao što su izmjenjivači i sustavi za praćenje MPPT-a. Na tržištu se trenutno nalazi nekoliko izvedbi programabilnih istosmjernih izvora koji mogu oponašati fotonaponske module, od nekoliko kW snage do čak 2000 kW. Neki od renomiranih proizvođača su Magna – Power Electronics, Energy Systems Group, Newdollar Enterprises LLC, Chroma-System. ET SYSTEM i ostali.

Nakon što su na ovaj način ispitani izmjenjivači kao i sustavi za praćenje MPPT-a stvoreni su uvjeti za važniju zadaću, procjenu proizvodnje električne energije nekog, odabranog fotonaponskog sustava. Elektronički sustav koji služi za procjenu proizvodnje električne energije iz fotonaponskih panela naziva se fotonaponski emulator. Postoji nekoliko različitih koncepcija realizacije fotonaponskih emulatora. Jedan ide ka simulaciji, pri čemu se koristi modeliranje fotonaponskog emulatora u posebnim programima kao što je npr. MATLAB (Can, 2013.). Za ovaj pristup je karakteristično da se fizikalne veličine; struje i naponi skaliraju na iznose koji su sigurni za rukovanje i pristupačni za mjerenja (Dolan i drugi 2010.). Takav je i sustav Typhoon HIL koji za svoje HIL serije emulatora upravo podržava simulacijski pristup (Typhoon HIL, 2012). Za potrebe projekta REG-PHOSYS projektni tim se odlučilo za drugi, energetske pristup, pri čemu se struje i naponi neće skalirati već će se mjerenjima dobivati stvarne vrijednosti struje i napona. Takav sustav će se koristiti za procjenu proizvodnje fotonaponskih sustava manje snage (do 10 kW) s obzirom na fotonaponske module različitih tehnologija kao i s obzirom na različite karakteristike elemenata klime, prije svega sunčevog zračenja.

Fotonaponski emulator se prema slici 44 sastoji od:

- a, 2 programabilna istosmjerna izvora LAB/HP 101000 proizvođača ET SYSTEM,
- b, izmjenjivača Powador 12.0 TL3 INT, proizvođača KACO,
- c, ugradbenog ormarića s prekostrujnom i prenaponskom zaštitom,
- d, odgovarajuće metalne konstrukcije koja služi kao nosač opreme.



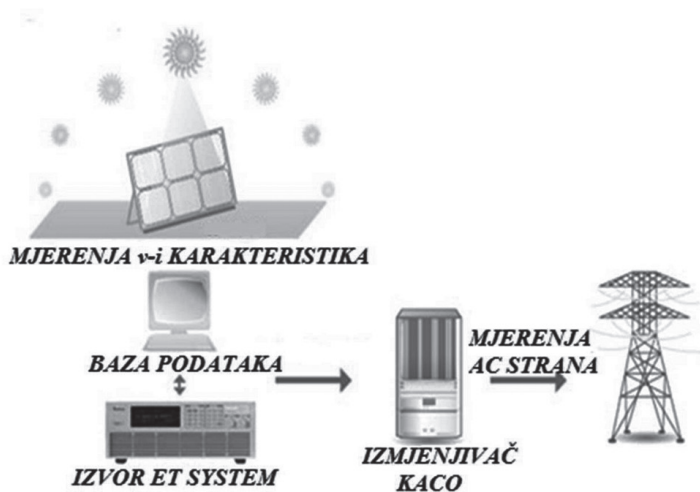
Prednost ovakvog fotonaponskog emulatora pri procjeni proizvodnje električne energije iz fotonaponskih sustava različitih tehnologija se ogleda u sljedećem:

- a, fotonaponski emulator zahtjeva neusporedivo manji prostor,
- b, neovisnost o sunčevom zračenju,
- tj. o dobu dana,
- c, moguće je oponašati fotonaponske sustave različitih tehnologija,
- d, ugrađena zaštita pri izvođenju mjerenja štiti opremu, ali i mjeritelja,
- e, kalibriranje drugih uređaja.

Osnovne tehničke karakteristike sustava:

1. maksimalni napon programabilnih izvora je 1000 V,
2. maksimalna struja programabilnih izvora je 10 A,
3. spoj na izmjeničnu mrežu je trofazan,
4. izmjenjivač ima 2 MPPT ulaza, svaki s po 2 ulaza ,
5. maksimalna snaga sustava je 10 kW,

Slika 44: Fotonaponski emulator



Slika 45: Način procjene proizvodnje pomoću fotonaponskog emulatora

Dodatno, programabilni izvori imaju mogućnost rada u paralelnom i serijskom načinu rada čime se može oponašati niz fotonaponskih modula nazivne struje 20 A u paralelnom, odnosno napona od 2000 V u serijskom načinu rada. Nadalje programabilni istosmjerni izvori imaju mogućnost radu u tzv. master-slave opciji čime se upravljanjem jednog izvora upravlja i s drugim izvorom.

Procjena proizvodnje električne energije iz sustava snaga do 10 kW i fotonaponskih modula različitih tehnologija obavljena je kroz nekoliko koraka prema slici 45.

Koraci u procjena proizvodnje električne energije su:

1. korak: Mjerenje i-v karakteristika fotonaponskih modula odabranih tehnologija,
2. korak: Stvaranje baze podataka o karakterističnim vrijednostima i-v karakteristika (sunčeva ozračenost, struja kratkog spoja, napon praznog hoda, struja i napon pri proizvodnji maksimalne snage),
3. korak: Programiranje istosmjernih izvora tako da oponašaju module različitih tehnologija,
4. korak: Prikupljanje podataka s izmjenjivača na izmjeničnoj strani (AC strana).

Za vrijeme mjerenja i-v karakteristika u mjesecu travnju u bazi podataka primijećeni su neki karakteristični dani:

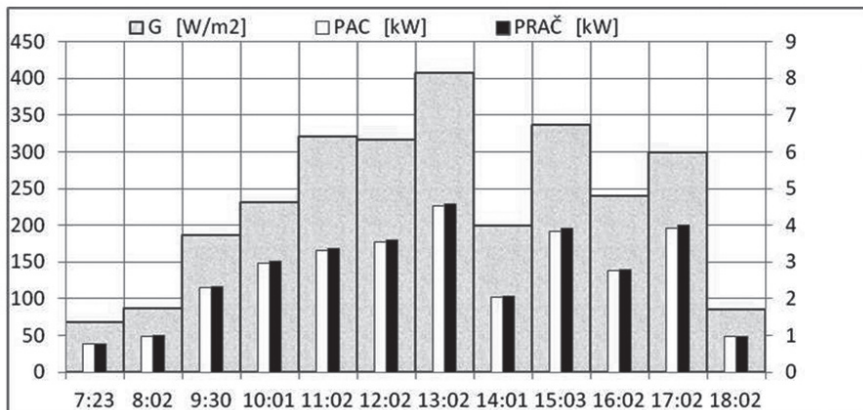
- oblačni dan; gdje je sunčeva ozračenost smanjena (ispod 400 W/m^2),
- pretežno sunčani dan, povećana sunčeva ozračenost (iznad 400 W/m^2).

Napravljena je simulacija rada fotonaponskih sustava koji se sastoje od pet fotonaponskih modula različitih tehnologija za mjesec travanj i svibanj. Korišteni su sljedeći fotonaponski moduli:

1. BISOL, BMO250, snage 250 W,
2. BISOL, BMU250, snage 250 W,
3. SOLAR FRONTIER, SF-150, snage 150 W,
4. MASDAR MPV100-S, snage 100 W,
5. PANASONIC, VBHN2450SE10, snage 245 W.

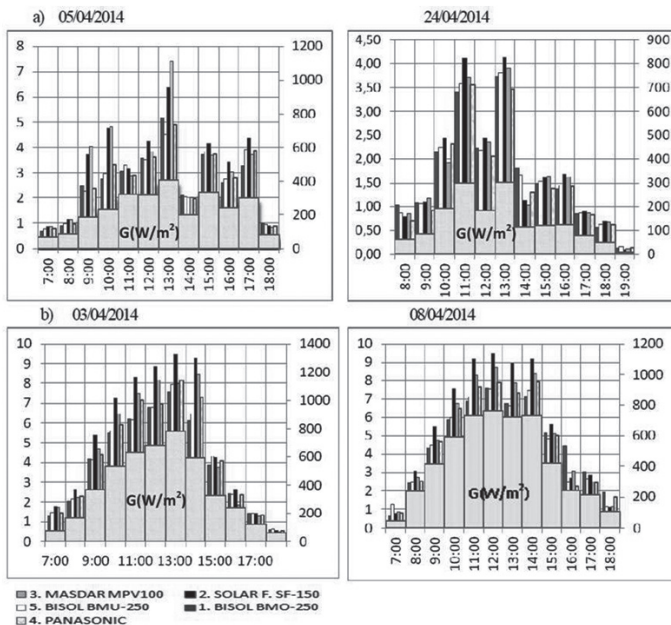
Zbog tehničkih ograničenja programabilnih izvora (naponsko i strujno ograničenje) te različitih nazivnih snaga modula odabran je fotonaponski sustav od 12 kW za svaku tehnologiju. Takav se fotonaponski sustav sastoji od 48 modula za monokristalnu i polikristalnu, 80 modula za CIS, 120 modula za tankoslojnu amorfnu silicijsku i 50 modula za visokoučinkovitu monokristalnu tehnologiju.

Napravljeno je mjerenje za jedan dan, a nakon toga je data procjena proizvodnje za svaki dan u mjesecu na temelju mjerenih i-v karakteristika fotonaponskih modula kada se u obzir uzme da je prosječni stupanj djelovanja izmjenjivača 98,4% (KACO, Technical handbook, 2013). Rezultati mjerenja za tzv. oblačni dan (05.04) za polikristalni modul BISOL BMU250 prikazani su na slici 46 u obliku dnevnog stupčastog dijagrama snage na izmjeničnoj strani. Podaci su preuzeti i obrađeni s izmjenjivača. Za usporedbu je stupcima prikazana očitana snaga s izmjenjivača (P_{AC}) i analitički izračunata snaga s obzirom na izmjerene i-v karakteristike i stupanj djelovanja izmjenjivača (P_{RAC}).



Slika 46: Stupčasti dnevni dijagram snage (05.04.) za modul BMU250

Za dnevni stupčasti dijagram sa slike 46 analitički je moguće procijeniti proizvodnju električne energije fotonaponskog sustava za taj dan s dovoljnom tehničkom točnošću (3%). Stoga je daljnja analiza provedena na taj način za fotonaponske sustave svih pet tehnologija. U tablici 12 prikazani su podaci za kišni dan 05.04., a u tablici 13 za pretežno sunčani dan 08.04. Na slici 47 je prikazana snaga u kilovatima za fotonaponske sustave svih pet tehnologija za dva odabrana dana: oblačni i pretežno sunčani.



Slika 47: a) Snaga(kW) FN sustava po satima za dva oblačna dana; 05. i 24.04.
b) Snaga (kW) FN sustava po satima za dva sunčana dana; 03. i 08.04.

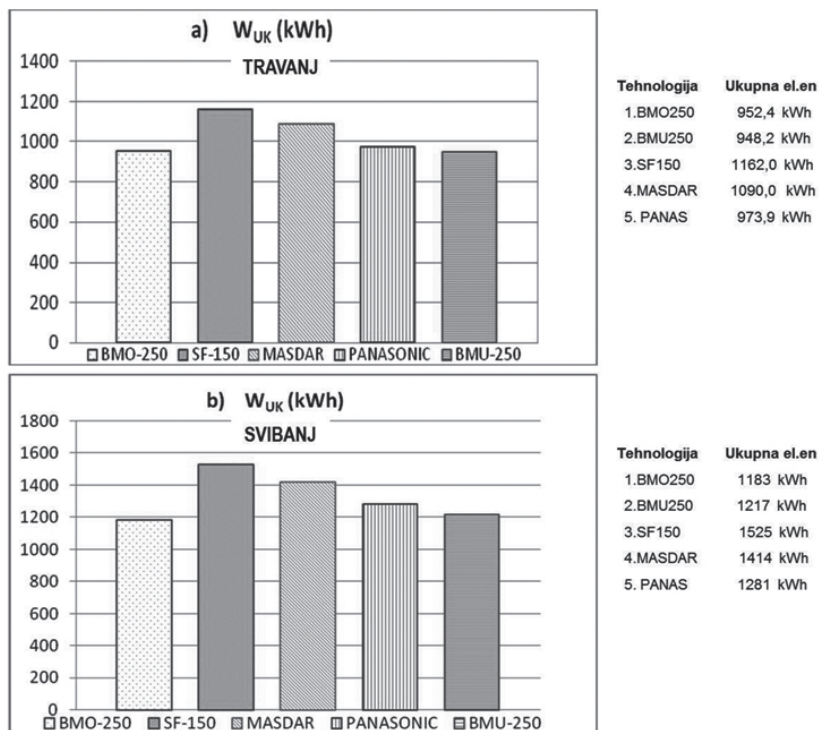
Tablica 12: Proizvedena el. energija FN sustava svih pet tehnologija za oblačni dan 05.04.

Vrijeme (h)	G (W/m ²)	1.P _{AC,BMO} (kW)	2.P _{AC,BMU} (kW)	3.P _{AC,SOL} (kW)	4.P _{AC,MAS} (kW)	5.P _{AC,PAN} (kW)
7:00	68	0,67	0,77	0,88	0,88	0,76
8:00	87	0,91	0,98	1,15	1,13	0,98
9:00	187	2,46	2,29	3,73	4,02	2,39
10:00	231	2,76	2,97	4,76	4,79	3,32
11:00	321	3,07	3,31	3,18	2,89	2,92
12:00	317	3,59	3,54	4,24	3,83	3,62
13:00	408	5,17	4,52	6,38	7,41	4,92
14:00	200	2,08	2,03	0,58	2,01	1,97
15:00	337	3,74	3,85	4,15	3,69	3,73
16:00	240	2,62	2,75	3,42	3,03	2,80
17:00	300	3,29	3,93	4,37	3,73	3,88
18:00	85	0,97	0,96	0,90	0,83	0,88
Total (kWh)		31,33	31,90	37,74	38,26	32,17

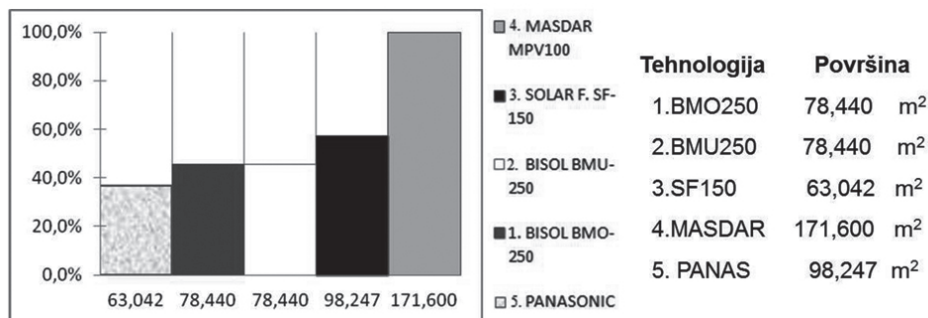
Tablica 13: Proizvedena el. energija FN sustava pet tehnologija za sunčani dan 08.04.

Vrijeme (h)	G (W/m ²)	1.P _{AC,BMO} (kW)	2.P _{AC,BMU} (kW)	3.P _{AC,SOL} (kW)	4.P _{AC,MAS} (kW)	5.P _{AC,PAN} (kW)
7:00	48	0,64	1,28	0,76	0,82	0,78
8:00	239	2,44	2,44	3,06	2,72	2,53
9:00	415	4,36	4,48	5,48	4,71	4,65
10:00	593	5,87	5,98	7,58	6,74	6,46
11:00	730	6,88	7,11	9,17	8,29	7,68
12:00	761	7,60	7,54	9,50	8,70	7,91
13:00	720	6,74	6,61	8,95	7,87	7,33
14:00	730	7,15	7,44	9,17	8,39	7,92
15:00	421	5,16	4,84	5,61	5,11	5,00
16:00	240	4,46	2,45	2,68	3,08	2,23
17:00	216	3,04	2,66	2,82	2,49	2,42
18:00	104	1,90	1,13	1,11	1,14	1,69
Total (kWh)		56,22	53,96	65,90	60,07	56,60

Na slici 48 prikazana je proizvodnja za 12 kW fotonaponske sustave pet različitih tehnologija za dva mjeseca: travanj i svibanj.



Slika 48 :a) Ukupna proizvedena električna energija fotonaponskih sustava za travanj.
b) Ukupna proizvedena električna energija fotonaponskih sustava za svibanj.



Slika 49: Potrebna površina fotonaponskih modula različitih tehnologija

Ne smije se zaboraviti da od tehničkih karakteristika fotonaponskih modula u obzir treba još uzeti i površinu krova koja je potrebna za instalaciju analiziranih fotonaponskih sustava. Zato su na slici 49 prikazane potrebne površine krova u postotnom izrazu u odnosu na najveću površinu (površinu potrebnu za fotonaponski sustav realiziran fotonaponskim modulima MASDAR -171,6m²).

Mjerenja na fotonaponskom emulatoru pokazala su, s obzirom na sunčevu dozračenost u travnju i svibnju, da bi fotonaponski sustav s tankoslojnim tehnologijama proizveo više električne energije od fotonaponskog sustava s instaliranim modulima kristalične tehnologije za istu instaliranu snagu. Povećanje proizvodnje je otprilike oko 15-20%. No, bez obzira na tehničke karakteristike, u odabiru optimalnog sustava za elemente klime Dravske regije, ključni doprinos u određivanju optimalnog fotonaponskog sustava daju ekonomske karakteristike fotonaponskih tehnologija. Također u obzir treba uzeti i površine tipičnih krovova u regiji kad se radi o malim, integriranim fotonaponskim sustavima snage do 10 kW.

HR_8. BAZA PODATAKA

Baza podataka nalazi se na internet stranici www.regphosys.eu u direktoriju mjerenja. Podaci koji se nalaze u njoj odnose se na mjerenja koja su se provodila tijekom mjeseca travnja i svibnja 2014.g. u Laboratoriju za obnovljive izvore energije na Elektrotehničkom fakultetu Osijek.

HR_8.1. Rezultati mjerenja pojedinačnih modula različitih tehnologija

Baza podataka sadrži rezultate mjerenja na FN modulima pet različitih tehnologija (BISOL BMO 250, SOLAR FRONTIER SF 150, MASDAR MPV – 100S, PANASONIC VBHN240E10 i BISOL BMU 250). Mjerenja su provedena kontinuirano svaki puni sat, šest dana u tjednu u mjesecu travnju i svibnju 2014.g. Obradeni podaci prikazani su analitički i grafički. Mjerene veličine su:

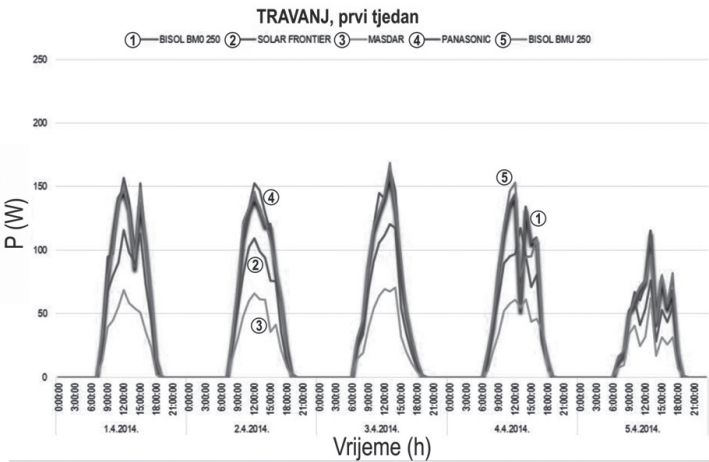
- snaga sunčeva zračenja (G , W/m^2),
- struja kratkog spoja (I_{SC} , A),
- napon praznog hoda (V_{OC} , V),
- struja u točki maksimalne snage (I_{MPPT} , A),
- napon u točki maksimalne snage (V_{MPPT} , V),
- maksimalna snaga (P_{MPPT} , W).
- Tlak zraka [hPa]
- Temperaturate okoline θ [$^{\circ}C$]
- Brzina vjetra v [m/s]
- Vlažnost [%]

Tablica 14 prikazuje tablični prikaz rezultata mjerenja na dan 03.04.2014.g. Osim gore navedenih mjerenih veličina u tabličnom prikazu nalaze se i izračunata vrijednost stupnja djelovanja pojedine tehnologije (η_{modula}) i stupanj djelovanja prema standardnim tehničkim uvjetima (η_{STC}) koji je preuzet od proizvođača.

Tablica 14: Rezultati mjerenja

Date	t [h]	Time	9 [°C]	v [m/s]	[hPa]	humidity [%]	G [W/m ²]	I _{sc} [A]	V _{oc} [V]	P [W]	U _{MM} [V]	I _{MM} [A]	η _{module}	η _{STC}
03.04.2014.	7:30	partly sunny	14,3	0	999	66	75	0,97	36,00	28,6	29,9	0,95	0,23	0,153
	8:00	partly sunny	18,7	0,2	999	50	163	1,52	36,20	43,1	30,1	1,44	0,16	0,153
	9:00	partly sunny	21,5	0,4	1000	41	370	3,28	35,50	87,5	29	3,03	0,14	0,153
	10:00	partly sunny	26,0	0,4	1000	31	530	4,66	34,90	116,2	27,4	4,24	0,13	0,153
	11:00	partly sunny	26,4	0,4	999	26	630	6,70	34,00	130	26,3	5,00	0,13	0,153
	12:00	partly sunny	26,0	0,8	998	25	679	6,32	34,00	142,1	26	5,51	0,13	0,153
	13:00	slightly cloudy, sunny	26,4	0,4	998	24	785	7,08	33,80	159,8	24,5	6,53	0,12	0,153
	14:00	slightly cloudy, sunny	25,9	0,6	997	26	590	5,69	34,30	133	25,3	5,15	0,14	0,153
	15:00	slightly cloudy, sunny	25,4	0,6	997	25	327	3,12	34,50	80,9	27,9	2,93	0,15	0,153
	16:00	Cloudy	23,8	1	996	27	240	2,01	34,40	52,1	27,1	1,91	0,13	0,153
	17:00	Cloudy	22,3	0,6	996	30	122	1,21	34,10	30,9	28,6	1,08	0,16	0,153
	18:00	Cloudy	21,2	0	996	34	63	0,54	33,20	13	27,8	0,47	0,13	0,153
	19:00	Cloudy	19,0	0	996	43	13	0,11	30,40	1,8	25,9	0,07	0,08	0,153

Grafički prikaz rezultata mjerenja, također je sastavni dio baze podataka. Grafički prikazi rezultata mjerenja na modulima pojedinih tehnologija (slika 7.3.) dani su na tjednoj bazi, istovremeno za sve tehnologije.



Slika 50: Grafički prikaz rezultata mjerenja

HR_9. MODEL I EVALUACIJA FOTONAPONSKIH SUSTAVA

HR_9.1. Dimenzije sustava

U ovom poglavlju su procijenjeni fotonaponski sustavi različitih veličina i vrsta. Istraživanje se temelji na dvodimenzionalnom modelu u kojem se primjenjuju fotonaponski moduli različitih snaga i tehnologija s jedne strane i istražuje niz različitih načina primjene s druge strane. Nastavljeno je istraživanje pet izabranih fotonaponskih modula različitih tehnologija i utvrđene su dvije kategorije korisnika:

- **korisnici fotonaponskih sustava ugrađenih na stambene objekte(kućanstva):** U ovoj kategoriji fotonaponski moduli se ugrađuju na krovnu konstrukciju kuća (kućne mini-elektreane), pri čemu cjelokupan fotonaponski sustav postiže snagu od 4 kW. Prema mađarskim propisima, isključivo višak proizvedene energije iznad potreba korisnika može se prodavati u elektroenergetsku mrežu²³.
- **investitori u energetici (poduzetnici):** Ova kategorija uključuje velika poduzeća koja grade FN elektrane većih razmjera i opskrbljuju pojnu mrežu električnom energijom. Elektrane kojima upravljaju takva poduzeća snage su od nekoliko stotina kilovata, pri čemu je najveća instalirana snaga propisana u Mađarskoj 500 kW. Budući da je u Hrvatskoj gornja granica za instaliranu snagu fotonaponskih sustava 300 kW²⁴, u izračunima za obje zemlje promatrane su fotonaponske elektrane instalirane snage 300 kW.

Cilj je odabrati ekonomski najpovoljnije tehnologije i rješenja fotonaponskih sustava između nekoliko mogućnosti s obzirom na dva parametra: tehnologiju izrade fotonaponskih modula i vrstu, tj. veličinu fotonaponskog sustava. Iz tog razloga je korištena neto sadašnja vrijednost i izvršena je analiza troškova i koristi kako bi se potkrijepio odabir fotonaponskih modula pojedine tehnologije izrade.

HR_9.2. Podaci i izvori podataka

Za izračune ukupnih troškovna bilo je potrebno poznavati podatke koji su svrstani u dvije kategorije. Za oba parametra bilo je nužno poznavati tehničke podatke te je za analizu troškova bilo potrebno razmotriti i relevantne cijene. Izračuni se djelomično temelje na rezultatima mjerenja i iskustvu tima Elektrotehničkog fakulteta Osijek (tehničke karakteristike, životni vijek) te podacima (troškovi) ustupljenima od strane poduzeća koja se bave izgradnjom fotonaponskih sustava, kao i na skupu podataka koje daju državna tijela nadležna za propise priključivanja fotonaponskih sustava na elektroenergetsku mrežu. Sažetak skupa podataka o modelu, kao rezultat prikupljenih podataka, nalazi se u tablici 15.

²³ U hrvatskom slučaju analiza je provedena na osnovu viška proizvedene energije, ali je analizirana i situacija prodaje cjelokupne količine proizvedene energije.

²⁴ http://files.hrote.hr/files/PDFen/Incentive%20prices/ENG_OIE_SE_2014_v1.pdf

Tablica 15: Podaci o modelu

Vrsta podatka	Izvor:
Tehnički podaci, parametri	
Prosječna godišnja proizvodnja energije	Rezultati mjerenja tima Elektrotehničkog fakulteta Osijek
Snaga FN modula	Tehničke specifikacije
Jedinična cijena FN modula	Ponude cijena
Jedinična cijena izmjenjivača	Na temelju podataka tvrtke Photon GmbH
Životni vijek modula, tj. smanjenje snage	Na temelju studije Jordana i Kurtza (2013)
Životni vijek izmjenjivača	Na temelju tehničkih parametara 12,5 godina
Troškovi izgradnje sustava	Iskustvo u praksi
Troškovi priključka na elektroenergetsku mrežu	Fiksna cijena u Hrvatskoj (1.400 eura za kućanstva), u Mađarskoj nema tog troška
Interni sustav, trošak izgradnje sustava	Procjena na temelju iskustva (izvođača sustava) od 20% troškova kompletnog sustava
Godišnji troškovi održavanja	Procjena na temelju iskustva (izvođača sustava) od 20% godišnjeg prihoda
Podaci o cijenama	
Maloprodajna cijena el. energije	Kretanja cijena el. energije, propisi
Cijene prijenosa el. energije	Državni propisi, direktive
Ostali podaci	
Godišnja stopa inflacije	Sukladno očekivanjima EU: 3
Ukupno promatrano razdoblje	Prema dugoročnoj viziji 25 godina

Izvor: Podaci autora.

Glavni podaci o učinkovitosti sustava s fotonaponskim modulima različitih tehnologija

Kao što je istaknuto u prethodnom poglavlju, u ovom istraživanju analizirani su troškovi modela za 5 različitih vrsta fotonaponskih modula, tj. monokristalni, polikristalni, tankoslojni CIS, amorfno-silicijski i visokoučinkoviti monokristalni modul. Ovisno o vrsti fotonaponskog modula, za pojedine module nazivna snaga i smanjenje stupnja djelovanja pokazuju veća ili manja odstupanja. Stoga su glavni parametri sažeto navedeni u Tablici 16.

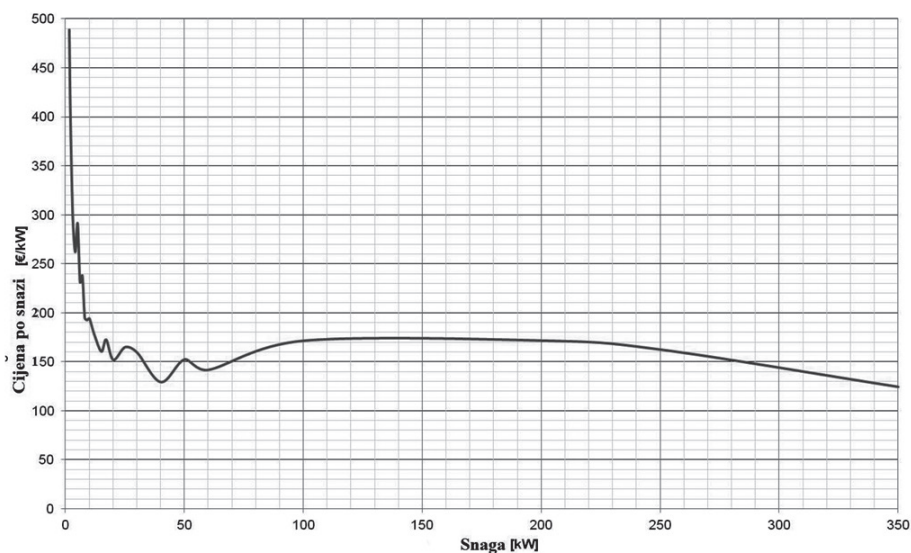
Tablica 16: Glavni parametri za pojedine module

	Snaga modula (W)	Godišnje smanjenje stupnja djelovanja (%)	Cijena modula (EUR)
Monokristalni modul	250	0,23	200
Polikristalni modul	250	0,59	207
Tankoslojni CIS modul	150	0,02	142
Amorfno silicijski modul	100	0,95	83
Visokoučinkoviti monokristalni modul	240	0,23	258

Izvor: Podaci autora

Što se tiče godišnjih kapaciteta, vlastita potrošnja proizvedene električne energije koju ostvaruje prosječna obiteljska kuća iznosi 4.430 kWh²⁵, dok poduzetnici sve količine proizvedene el. energije daju u distribucijsku mrežu.

Uz gore navedene podatke potrebno je uzeti u obzir i cijenu izmjenjivača, koja je definirana na temelju javno dostupnih podataka tvrtke Photon GmbH i uključena u sliku 51. Primjenom mjerne jedinice EUR/kW izračunata je prosječnu jedinična cijena izmjenjivača različitih proizvođača koja iznosi 262,21 EUR/kW za fotonaponske sustave snage 4 kW, odnosno 143,7 EUR/kW za fotonaponske sustave snage 300 kW.



Slika 51: Kretanja cijena izmjenjivača u odnosu na snagu fotonaponskog sustava

Izvor: Danijel Topić, na temelju podataka tvrtke Photon GmbH, www.photon.info.

Uz utvrđivanje cijena na temelju statistike, razmotreni su i zakonski propisi dviju država, kao i podaci ustupljeni od strane državnih tijela nadležnih za propise priključivanja fotonaponskih sustava na elektroenergetsku mrežu. Na taj način je utvrđeno da cijena potrošene energije u Mađarskoj iznosi 13 eurocenta/kWh za kućanstva i 15 eurocenta/kWh za poduzetnike, dok u Hrvatskoj cijena potrošene energije iznosi 14 eurocenta/kWh za obje kategorije. U Mađarskoj cijena ostvarena prodajom el. energije u el. mrežu iznosi 11 eurocenta/kWh²⁶ u obje kategorije korisnika, dok ista cijena u Hrvatskoj iznosi 25 eurocenta/kWh, odnosno 20 eurocenta/kWh u navedenim kategorijama.

Ovdje se vidi značajna razlika između situacije u Mađarskoj i Hrvatskoj. U Hrvatskoj su cijene za prodanu električnu energiju iz fotonaponskih sustava znatno više od cijena potrošnje el. energije, zbog čega je isplativije prodati što više proizvedene el. energije iz fotonaponskih sustava po poticajnim cijenama – jer u Hrvatskoj postoji mogućnost prodaje cjelokupne količine proizvedene energije. Nasuprot tome, zajamčena (tzv. „feed-in”) tarifa

²⁵ http://www.energiapersely.hu/Haztartasi_eszkozok_energiafogyasztsa_Fogyasztsai_tablazat

²⁶ Točni podaci: 11,4 eurocenta za kućne potrošače; 10,8 eurocenta za investitore u energetici.

u Mađarskoj, je niža od potrošačke cijene (85% iste) i nije poticajna za investicije te su stoga uvjeti lošiji nego u Hrvatskoj, u kojoj država daje poticaje za ugradnju hibridnih sustava, odnosno proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora energije (uz to, zakonodavstvo Mađarske propisuje da se samo višak koji preostane nakon potrošnje za vlastite potrebe može prodati sustavu). Takve sustave poželjno je i isplativo ugrađivati uz odabir snage koja je približno jednaka prosječnoj potrošnji. Dakako, nema jamstva da će cijene proizvedene električne energije iz obnovljivih izvora energije koje su zahvaljujući sadašnjim sustavima poticaja visoke i ostati takve; stoga su napravljeni izračuni uzevši u obzir i druge scenarije, po kojima se cijena proizvedene el. energije smanjuje dok se cijena el.energije kupljene iz elektroenergetske mreže povećava.

Kontinuirani tehnološki razvoj na tržištu može pozitivno utjecati na izgradnju domaćih fotonaponskih sustava, dok istodobno takav razvoj postupno povećava njihovu učinkovitost, a s druge strane dovodi do smanjenja investicijskih troškova (cijene imovine) uslijed većeg tržišnog sudjelovanja i cjenovne konkurencije.

HR_9.3. Evaluacijska metodologija

Prilikom interpretacije opisanog skupa podataka model omogućuje izvođenje nekoliko ekonomskih izračuna, od kojih su korištena četiri pokazatelja koja omogućuju ocjenu fotonaponskih sustava pri proizvodnji el. energije.

1) **Stvarna dobit:** otkriva razliku između ukupnih prihoda i izdataka za određenu godinu.

$$\Pi_t = TR_t - TC_t$$

$$\text{Kumulativni oblik: } T\Pi = \sum_{t=1}^n \Pi_t T\Pi = \sum_{t=1}^n \Pi_t$$

gdje je:

Π_t – ukupna dobit

TR_t – ukupni prihodi za godinu

TC_t – ukupni izdaci za godinu

p – cijena prihvaćanja

Q_t – višak proizvedene el. energije, količina koja se prodaje u mrežu

c_t – godišnje potrebe za el. energijom

P – potrošačka cijena

t – broj godina (1-25)

Definiranje pokazatelja pomaže prilikom ocjenjivanja različitih sustava u određenim godinama, ali problem je takve evaluacije to što podrazumijeva nultu stopu inflacije u dugoročnim analizama.

2) **Dobit uz uračunatu inflaciju:** ovaj pokazatelj eliminira nedostatak gornjeg pokazatelja, odnosno prikladan je za dugoročne analize, a njegov izračun omogućuje usporedbu ne samo određenih godina nego i razdoblja od nekoliko godina.

$$\frac{\Pi_t^D}{(1+i)^t} = \frac{\Pi_t}{(1+i)^t}$$

$$T\Pi^D = \sum_{t=1}^n \Pi_t^D$$

Kumulativni oblik: $T\Pi^D = \sum_{t=1}^n \Pi_t^D$

gdje je:

i – stopa inflacije

3) **Neto sadašnja vrijednost (NSV)**: pokazuje vrijednost investicije u godini „t“. O povratu ulaganja može se govoriti ako je rezultat NPV = 0. NPV se nadovezuje na prethodni pokazatelj matematičkom operacijom oduzimanja iznosa uloženog u nultoj godini od dobiti s uračunatom inflacijom.

$$NPV = PV_0 - C_0$$

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{\Pi_t}{(1+r)^t} - C_0$$

gdje je:

PV₀ – sadašnja vrijednost

C₀ – vrijednost investicije

r – realna kamatna stopa

4) **Pokazatelj jediničnog troška (IRENA, 2012)**: pokazuje odnos ukupnih izdataka i prihoda/ušteda kroz dulje vremensko razdoblje. Stoga se može interpretirati kao pokazatelj troškovne učinkovitosti, tj. troška i koristi.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + O_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t + S_t}{(1+r)^t}}$$

gdje je:

LCOE – trošak proizvodnje el. energije u životnom vijeku (eng. Levelised Cost of Electricity Generation)

I_t – trošak investicije

M_t – troškovi održavanja

O_t – ostali troškovi

E_t – prihod od prodaje el. energije

S_t – troškovne koristi od samoopskrbe

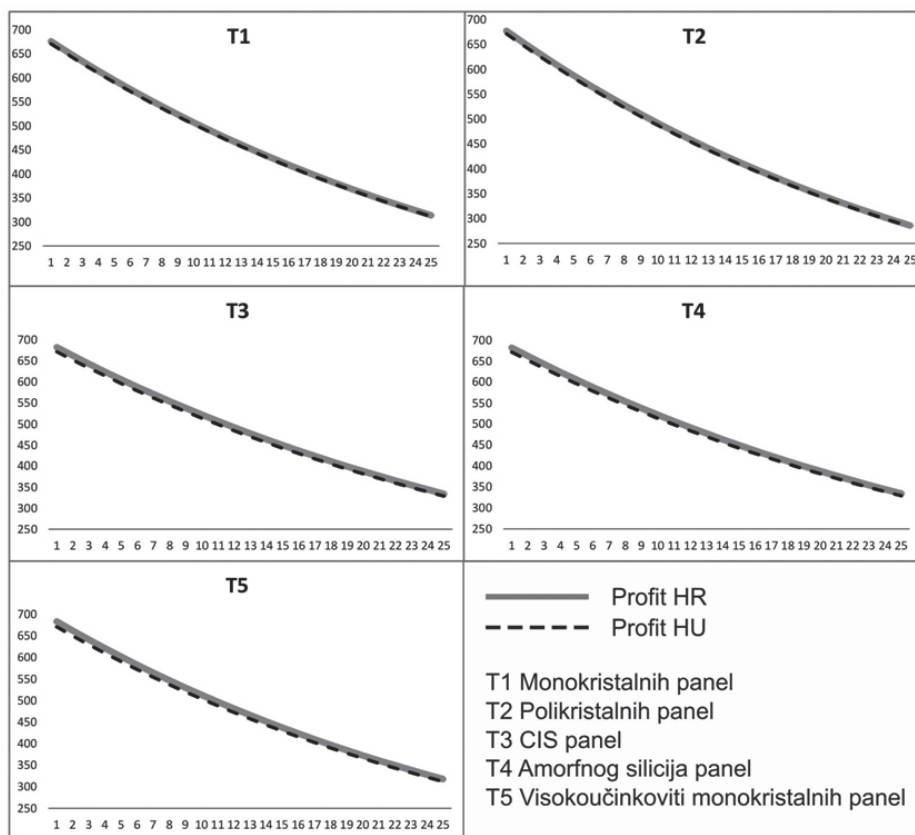
HR_9.4. Evaluacija osnovnog modela

Prije konkretne analize dviju kategorija korisnika potrebno je skrenuti pažnju na jednu činjenicu koja proizlazi iz primijenjenih podataka. Ozbiljnija i intenzivnija potpora koja je prisutna na hrvatskoj strani (tj. zajamčena tarifa veća je od potrošačke cijene) razlog je boljim

rezultatima prihodovnih pokazatelja nego na mađarskoj strani. Međutim, trošak priključka na mrežu veći je u Hrvatskoj, stoga nema tako značajne razlike u pokazatelju dobiti kao u kumulativnom pokazatelju troškova i dobiti.

Kategorija kućnih fotonaponskih sustava (kućanstva):

Kao što je prethodno spomenuto, razlike između pokazatelja dobiti moguće je dobiti jedino uključivanjem inflacije u izračune. Zbog toga su navedeni isključivo izračuni s uračunatom inflacijom.



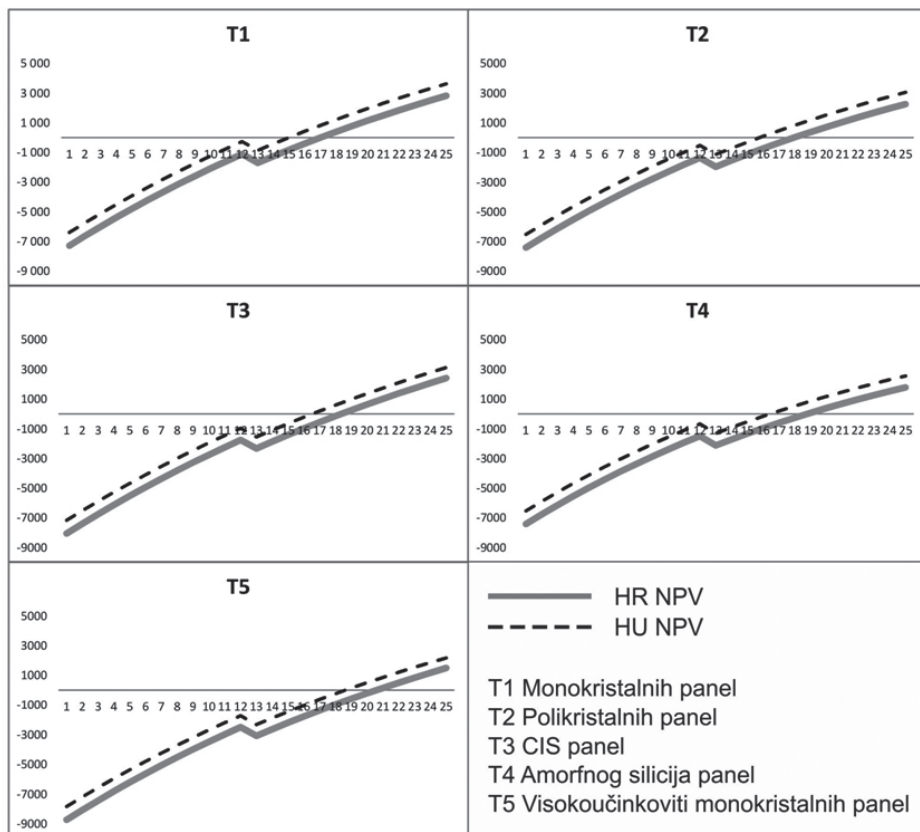
Slika 52: Kretanje godišnje dobiti s uračunatom inflacijom u kontekstu pet različitih tehnologija za kućanstva

Izvor: Podaci autora

Slika 52 pokazuje da je najveća vrijednost godišnje dobiti na kraju 25-godišnjeg razdoblja pripisana tankoslojnoj CIS tehnologiji. To nije iznenađujuće ako se uzme u obzir da godišnje smanjenje stupnja djelovanja za ovu vrstu modula iznosi samo 0,02%. Kao što je već spomenuto, oslanjanje isključivo na podatke o godišnjoj dobiti pri analizi investicija nije odgovarajući

pristup, ponajviše zbog toga što je vrsta modula koja daje najbolje rezultate u pogledu dobiti (tankoslojnoj CIS tehnologiji) jedna od najskupljih investicija gledajući cijenu modula.

Dakle, ako se promatra neto sadašnja vrijednost i brzina povrata ulaganja u točki presijecanja vremenske osi na slici 3, dolazi se do drukčijeg zaključka.



Slika 53: Kretanje neto sadašnje vrijednosti za kućanstva

Izvor: Podaci autora

Najkraće razdoblje povrata može se pripisati fotonaponskim sustavima s monokristalnim modulima (slika 53), pri čemu neto sadašnja vrijednost izračunata nakon 25 godina iznosi 3 582 eura u Hrvatskoj, odnosno 3 297 eura u Mađarskoj. Najnižu neto sadašnju vrijednost u Mađarskoj daju fotonaponski sustavi s visokoučinkovitim monokristalnim modulima (1 880 eura), dok je u Hrvatskoj najniža neto sadašnja vrijednost utvrđena za fotonaponske sustave koji koriste amorfno-silicijske module (2 349 eura).

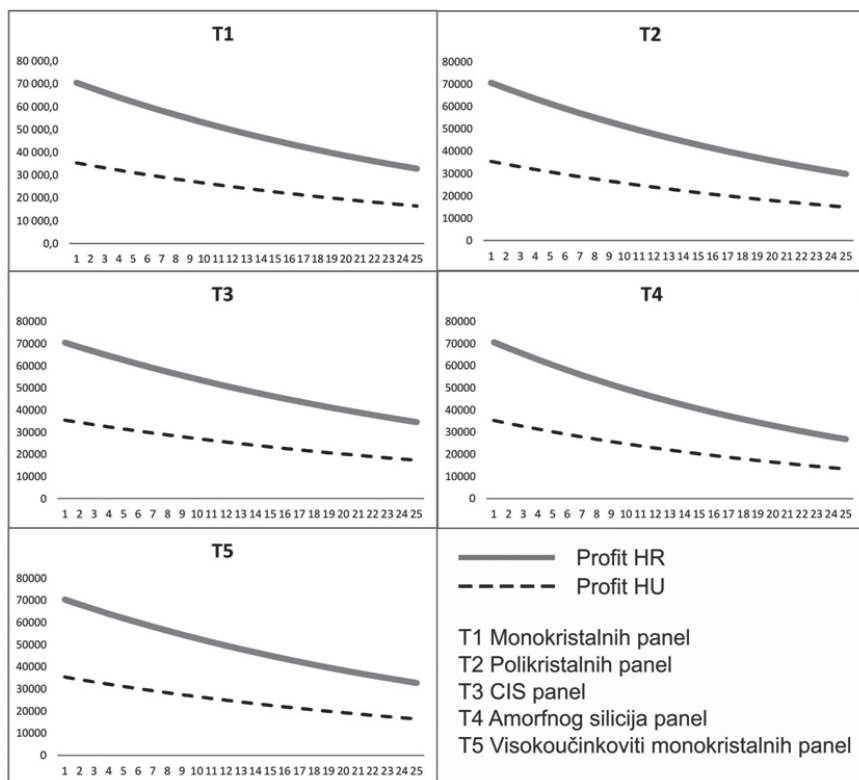
Tehnologija monokristalnih modula smatra se, dakle najprikladnijom investicijom u obje zemlje i s obzirom na pokazatelj jediničnog troška. Na hrvatskoj strani, za vremenski period od 25 godina svi čimbenici troškova vezani uz navedenu tehnologiju iznose 68,7% prihoda, dok zahvaljujući mogućnostima ostvarivanja prihoda niže razine ta postotna

vrijednost doseže 65,7% u Mađarskoj. Nasuprot tome, čimbenici troškova visokoučinkovitih monokristalnih modula u Mađarskoj (T5) iznose čak 77,2% prihoda, dok u Hrvatskoj zauzimaju 78,0% prihoda. U pogledu polikristalnih i amorfno-silicijskih modula, redoslijed prioriteta također pokazuje nerazmjer između dvije zemlje. Polikristalni moduli zauzimaju drugo mjesto u Hrvatskoj, dok isto mjesto u Mađarskoj zauzimaju amorfno-silicijski moduli.

Tablica 17: Kretanje pokazatelja jedinične cijene za kućanstva

$LCOE_{T1,HR}$	0,687	1	$LCOE_{T1,HU}$	0,657	1
$LCOE_{T2,HR}$	0,696	2	$LCOE_{T2,HU}$	0,668	3
$LCOE_{T3,HR}$	0,737	4	$LCOE_{T3,HU}$	0,718	4
$LCOE_{T4,HR}$	0,697	3	$LCOE_{T4,HU}$	0,669	2
$LCOE_{T5,HR}$	0,780	5	$LCOE_{T5,HU}$	0,772	5

Izvor: Podaci autora



Slika 54: Kretanje godišnje dobiti s uračunatom inflacijom u kontekstu pet različitih tehnologija za poduzetnike

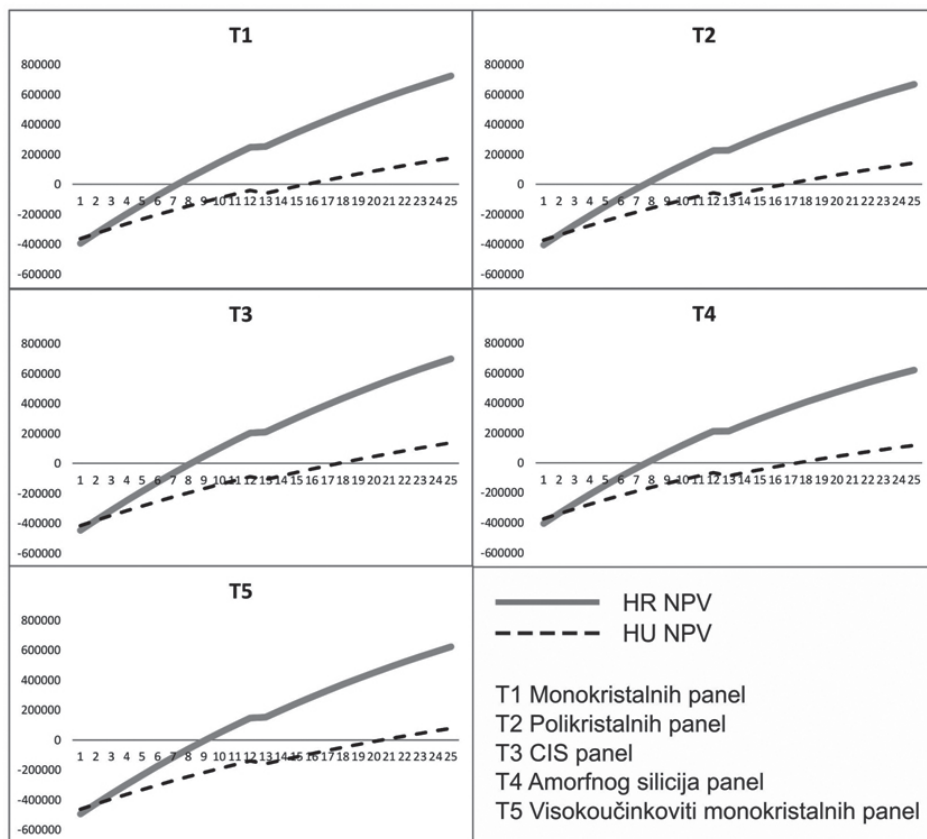
Izvor: Podaci autora

U kategoriji kućanstava, uzimajući u obzir troškove i dobit kroz razdoblje od 25 godina, preporučuje se tehnologija monokristalnih modula.

Poduzetnici

U kategoriji poduzetnika, pokazatelji dobiti – iako uz značajne razlike – daju isti poredak tehnologija. Naime, tankoslojni CIS moduli – za koje su troškovi najveći, a amortizacija najniža – su najpovoljniji, dok su amorfno-silicijski moduli najmanje profitabilni.

S obzirom na neto sadašnje vrijednosti, između različitih sustava se ne uočava značajna razlika. Slično tome, fotonaponski sustavi koje se temelje na proizvodnji električne energije najkraći rok povrata ulaganja i najveća neto sadašnja vrijednost uočava se za monokristalne module. Poredak je potpuno isti u obje zemlje, kao što se vidi iz slijeda T1, T3, T2, T4, T5.



Slika 55: Kretanje neto sadašnje vrijednosti za poduzetnike

Izvor: Podaci autora

Izračuni jediničnih troškova daju relativno zanimljivije rezultate jer poredak pokazuje razlike kako između dviju država tako i između različitih tehnologija. U Hrvatskoj je u

pogledu fotonaponskih sustava usmjerenih na investicije najniži jedinični trošak utvrđen za monokristalne module (56,8%), dok je najniži jedinični trošak u Mađarskoj (75,4%) utvrđen za amorfno-silicijske module. Međutim, poredak tehnologija u Mađarskoj nije toliko važan budući da razlika između najboljih i najgorih vrijednosti nije veća od 0,5%.

Tablica 18: Pokazatelji jediničnog troška

LCOE _{T1,HR}	56,7968%	1	LCOE _{T1,HU}	75,9220%	5
LCOE _{T2,HR}	57,3892%	2	LCOE _{T2,HU}	75,4203%	2
LCOE _{T3,HR}	59,9494%	4	LCOE _{T3,HU}	75,4251%	3
LCOE _{T4,HR}	57,4281%	3	LCOE _{T4,HU}	75,4199%	1
LCOE _{T5,HR}	62,7225%	5	LCOE _{T5,HU}	75,4302%	4

Izvor: Podaci autora

Na temelju svega navedenoga, pokazuje se da je najpovoljnija mogućnost za investitore u Hrvatskoj instaliranje fotonaponskih sustava s monokristalnim modulima. Nasuprot tome, nedvojbena izbor, zbog malih odstupanja, nije moguć za investitore u Mađarskoj.

HR_9.5. Mogućnosti promjena modela – scenariji

Kao što je već istaknuto, u okviru modela koji je istraživana postoje široke mogućnosti promjena u pogledu ekonomske isplativosti i učinkovitosti, uslijed kojih se i ocjene o tome koji se fotonaponski sustavi smatraju najprihvatljivijima mogu promijeniti.

Uz pretpostavku ceteris paribus, ispitano je povećanje potrošačkih cijena energije, smanjenje cijena prodaje i utjecaj tehničkih karakteristika fotonaponskih modula. Uzevši u obzir kretanja tijekom posljednjih godina, definirano je povećanje cijena energije od 5%, dok je na temelju izmjena u sustavima državne potpore uračunato smanjenje cijena prodaje od 15%. Utjecaj tehničkih karakteristika može se predložiti činjenicom da se troškovi održavanja i drugi godišnji izdaci smanjuju u ovisnosti o opsegu ulaganja, kao i da kod fotonaponskih modula dolazi do pada godišnje proizvodnje električne energije.

Istraživanja su pokazala da se u odnosu na osnovni model ne mogu zamijetiti promjene prethodno opisanog poretka tehnologija ni u jednom od scenarija. Nasuprot tome, kretanja u pogledu roka povrata ulaganja ukazuju na značajne promjene. Tehničke karakteristike fotonaponskih modula i povećanje cijene energije imaju pozitivan utjecaj kroz skraćivanje roka povrata ulaganja jer tehnološki napredak dovodi do smanjenja godišnjih troškova, a rast potrošačkih cijena povlači za sobom uštede koje nastaju vlastitom potrošnjom. Za razliku od toga, pad cijena prodaje električne energije dovodi do nižih godišnjih prihoda, tj. duljeg roka povrata ulaganja.

Tablica 19: Utjecaj različitih varijabli na povrate (godišnje)

Vrsta modula	Hrvatska		Mađarska	
	Kućna proizvodnja	Elektrana manjih razmjera	Kućna proizvodnja	Elektrana manjih razmjera
Povećanje potrošačke cijene (+5%)				
T1	-1,0	0	-1,8	0
T2	-1,0	0	-1,2	0
T3	-0,8	0	-2,0	0
T4	-1,0	0	-3,0	0
T5	-1,1	0	-2,5	0
Smanjenje cijene prodaje (-15%)				
T1	0,7	1,9	2,4	4,3
T2	0,9	2,2	2,7	5,2
T3	0,8	3,3	2,7	4,3
T4	1,0	4,1	3,2	5,5
T5	0,8	3,7	2,4	4,2
Tehničke karakteristike				
T1	-0,5	-1,2	-1,7	-2,4
T2	-0,6	-1,3	-2,0	-2,9
T3	-0,6	-1,2	-1,8	-3,4
T4	-0,6	-1,0	-2,3	-3,5
T5	-0,7	-1,4	-2,2	-2,7

Izvor: Podaci autora

Iz navedenih podataka proizlazi da je model osjetljiv na svaku od tri ispitane promjene. Rast cijena električne energije pri potrošnji ne utječe na proizvodnju fotonaponskih sustava jer se u ovom slučaju cjelokupna proizvedena električna energija prodaje u mrežu te stoga ne donosi uštede. Smanjenje cijena prodaje ima značajne implikacije za dobit fotonaponskih sustava zbog njima svojstvenih relativno nižih cijena. Tehničke karakteristike fotonaponskih modula osiguravaju veće uštede, što za posljedicu ima značajnije smanjenje povrata koji se odnose na proizvodnju kućnih sustava.

S obzirom na promjene, pitanjem cijena potrebno se pozabaviti s tri aspekta, pod uvjetom da se strogo drži razdoblja eksploatacije fotonaponskog sustava u trajanju od 25 godina. Razlog tome je mala vjerojatnost da će se u Mađarskoj investirati u tom razdoblju ako su kućni fotonaponski sustavi realizirani s visokoučinkovitim monokristalnim modulima tipa Panasonic, odnosno ako su u malim fotonaponskim sustavima ugrađeni amorfnno-silicijski moduli ili moduli tipa Panasonic. U tom slučaju, prihvatljivo smanjenje cijene prodaje za

kućne sustave iznosi 10,5% (tj. najmanje 10,2 eurocenta/kWh). Ulaganje će donijeti povrate u posljednjoj godini ispitivanog razdoblja (25 godina) za elektrane s amorfnno-silicijskim panelima – 9,4 eurocenta/kWh (smanjenje od 13,4%) – i Panasonicovim panelima – 10,16 eurocenta/kWh (smanjenje od 6,2%).

Budući da povrat ulaganja i regulacija cijena (što se posebno odnosi na Mađarsku) potiču instalacije sustava usmjerenih prije svega na zadovoljavanje energetske potreba za vlastitu potrošnju, izvršeni su izračuni i za investicije u kućne sustave (koji, dakako, uključuju niže troškove ulaganja, ali i ostvaruju manje prihode) nešto veće snage (5 kW). Prema izračunima, sve to ne utječe na odabranu, odnosno preporučenu tehnologiju u smislu dobiti, neto sadašnje vrijednosti ili specifičnih pokazatelja troškova. Iako analiza stvarne dobiti svrstava tankoslojne CIS module (T3) na prvo mjesto u obje zemlje, pokazatelji roka povrata, neto sadašnje vrijednosti i LCOE jasni su argumenti u korist ugradnje monokristalnih modula. Istodobno, u pogledu svih ispitivanih tehnologija, izračun s 10 kW (uobičajenih u Hrvatskoj jer se radi o gornjoj granici instalirane snage za najveće poticaje) u Mađarskoj za instalaciju sustava relativno male snage uzrokuje skraćanje prosječnog roka povrata, što je vidljivo iz sužavanja razmaka između dviju karakteristika za pojedine tehnologije sa slike 53. U Hrvatskoj će, zbog jedinstvene tarife od 1.400 eura za priključak na mrežu kućnih fotonaponskih sustava, jedinični trošak biti viši nego u Mađarskoj. Naravno, iznosi tarifa ovise o lokaciji, vezano uz geografsku i mrežnu infrastrukturu distributera električne energije, ali se prosjeku može koristiti ovu vrijednost kao temelj za sve izračune. Očekivani prosječni rok povrata ulaganja od 10-12 godina za sustave snage od 10 kW povećava se na 14-16 godina uz upola manju snagu fotonaponskog sustava, dok u Mađarskoj instalacija sustava relativno velike snage rezultira očekivanim prosječnim rokom povrata od 18-23 godine, a procjenjuje se da bi to razdoblje skratilo na 16-19 godina smanjenjem snage sustava na 5 kW. U Hrvatskoj upola manja snaga sustava snižava jedinične troškove, koji u slučaju fotonaponskih sustava s monokristalnim modulima kao preporučene tehnologije, stvaraju troškove u iznosu od 61%.

HR_10. SOCIJALNI UČINCI

Pri razmatranju učinaka iskorištavanja sunčeve energije nezaobilazno je obratiti značajnu pozornost na procjenu socijalnih učinaka. Posebice je ključno ispitati investicije u obnovljivu ili sunčevu energiju, procijeniti kako vijesti o njima utječu na određenu društvenu skupinu i na koje načine takva komunikacija utječe na odluke u pogledu obnovljive ili sunčeve energije koje donose određene skupine. (Okvirni društveni uvjeti za ulaganja u solarnu energiju opisani su u ranijem radu pod naslovom „Napenergia és környezet” (Varjú (szerk.) 2014), (Solarna energija i okoliš).

Csizmadia (2008) zaključuje da „postojanje, nepostojanje, broj, sastav, primjenjivost i vrijednost društvenih odnosa vrše temeljan utjecaj na svakodnevni život pojedinca i zajednice” (Csizmadia 2008, str. 27), a shodno tome navedeni čimbenici imaju važne implikacije za širenje ekološki svjesnih obrazaca, uključujući i jačanje ulaganja u obnovljivu, odnosno sunčevu energiju (uz ekonomske i druge okvirne uvjete (Varjú (szerk.) 2014). Posljedično, tamo gdje postoje intenzivni društveni odnosi (npr. često je to interakcija između malih skupina ili zajednica), ulaganja pojedinih aktera u solarnu energiju značajnije utječu na odluke drugih aktera.

Promjena u intenzitetu socijalnog publiciteta može se dovesti u paralelan odnos sa širenjem javne infrastrukture, kao i sa profesionalizacijom tog širenja i strukturnom promjenom u njoj. Svi ti procesi intenziviraju se povećanom upotrebom uređaja za masovnu komunikaciju (Habermas, J. 1999). Publicitet igra značajnu ulogu u jačanju navedenih učinaka i širenju javne svijesti. Publicitet, zajedno s interakcijama koje se temelje na društvenim odnosima, igra ulogu intenzifikacije učinaka, iako u manjoj mjeri. Olson u svojim istraživanjima piše da su „relativno male – „privilegirane” ili „srednje velike” – skupine učinkovitije od velikih (Olson 1997, p. 72).

Iako se Olsonovo iskustvo prije svega temelji na skupinama od 5-8 članova, naša promatranja sudionika također mogu pružiti dokaze o učinkovitosti privilegiranih skupina, posebice kad je to vezano uz ekonomsku logiku i pojedinačne interese unutar skupine, dok ista nije izložena sukobima interesa ili kompetitivnoj situaciji. Tipičnu takvu skupinu predstavlja BNI (Business Network International), koja organizira tržišne aktere različitih profila u jednu skupinu, uključujući po jednog aktera iz svakog sektora. Akteri prisutni u određenom području djelovanja koriste vlastitu mrežu i nude je članovima skupine, pri tome ne ostvarujući izravnu dobit. Članovi umrežene skupine razvijaju poslovne odnose koji im olakšavaju korištenje mreže ostalih članova bez plaćanja provizije. Dakle, mrežni se kapital sam po sebi smatra potpuno konvertibilnim i nesektorskim po svom karakteru. U svojstvu promatrača koji sudjeluje u ovakvoj skupini, ne vidimo izazove koji bi praktično zaustavili širenje ulaganja u fotonaponske sustave manjih razmjera. Učinak povjerenja (usklađen s ekonomskim čimbenicima) u instituciju, skupinu i članove skupine osjeća se bez ikakvih znakova kolebanja. Sadržaj konverzije s distributerom FN sustava pokazuje (András Petre, 23.05.2014.) da spomenuti učinak podupire i mađarski regulacijski sustav jer predstavlja prednost za mađarsko stanovništvo. U relativno velikim kategorijama ili u zemljama gdje su feed-in tarife obično također na razini maloprodaje, sustav je u korist vlasnika i investitora. Kod elektrana malih razmjera, vlasnik i investitor može biti jedna te ista osoba, ali to nije uvijek slučaj. U tom aspektu, mađarski sustav malih potrošača isključuje špekulativni kapital i daje prioritet malim potrošačima. Drugi faktor koji utječe na učinke prelijevanja jest (Eon-ova) procedura ishođenja dozvola, koja je brža nego Hrvatskoj, iako ponekad može potrajati i 143 dana, dok privatni investitori ne moraju čekati postavljanje kvote (što je slučaj u Hrvatskoj), već po odobrenju mogu odmah pokrenuti proizvodnju energije za vlastitu potrošnju.

Pozitivni učinci poticanja ulaganja, stvoreni u kombinaciji sa spomenutim umrežavanjem odnosa, jačaju širenje ne samo FN sustava nego i demokracije, odnosno tzv. energetske demokracije (Béres, 2014), a posljedica toga je da „temeljne odluke ne donose opskrbljivači energijom, već krajnji potrošači, koji stječu ovu nadmoć jer sami ispunjavaju vlastite energetske potrebe korištenjem opreme za proizvodnju energije manjih snaga kupljene u vlastitom aranžmanu” (Béres, 2014, str. 205).

O motivacijama već je bilo riječi u prethodnim poglavljima, u sklopu istraživanja odnosa između lokalnih vlasti. Ovdje je cilj saznati kako pojedinačne organizacije utječu jedna na drugu kroz diseminaciju i razmjenu dobrih praksi. Glavna značajka spomenutih odnosa je njihova ad hoc priroda. U slučaju da neka jedinica lokalne samouprave sazna određenu novost, postoji mogućnost da će se raspitati o tome, jedinice lokalne samouprave zadužene za implementaciju pružaju informacije, ali ovdje se aktivni učinci, odnosno učinci umrežavanja odnosa, ne mogu identificirati.

Međutim, lokalne vlasti imaju relativno značajan utjecaj na stanovništvo. Razvoj određenog mjesta uvelike ovisi o osobnoj sposobnosti donositelja odluka, lidera u tom mjestu ili o mreži lokalnih aktera temeljenoj na interesima. „U relativno velikim mjestima uvijek postoji složena organizacijska baza prisutna u pozadini osobnog dominantnog utjecaja.” „Što je mjesto manje, tim više njegov uspjeh ovisi o lokalnoj vlasti, o sposobnostima gradonačelnika i njegovim ili njenim ambicijama.” „Što je niža razina razvoja, tim presudnija je uloga pojedinca.” (Varjú, 2014). Razgovori vođeni s gradonačelnicima u okviru projekta otkrivaju da mjesni lideri vrše utjecaj na stanovništvo i da se ljudi isto tako trude slijediti dobre primjere (ulaganja u obnovljivu energiju) (npr. Bóly, Szentlőrinc, Orahovica, gdje su 43 kućanstva uložila u kućni fotonaponski sustav); posljedično, društveni odnosi utječu na svakodnevni život, što posebice vrijedi za relativno mala mjesta. Sve što su mjesni lideri izjavili može biti u određenoj mjeri relevantno, no anketa upućuje na još neke pojedinosti u vezi trenutnog projekta.

U anketi provedenoj među stanovništvom zanimalo nas je ima li FN elektrana, koju je osnovala jedinica lokalne samouprave/privatno društvo, ikakav utjecaj na stanovništvo. U tu svrhu proveli smo anketu o javnom mišljenju u Sellyeu i Orahovici. U proteklih dvije godine u oba mjesta puštena je u rad FN elektrana snage 500 kW. Na obje lokacije radi se o ulaganjima vanjskih investitora u suradnji s jedinicama lokalne samouprave, pri čemu je rok za pripremu u Hrvatskoj bio relativno dug u odnosu na isti u Mađarskoj.

Anketa je provedena slučajnim odabirom ispitanika na uzorku od 120 pojedinaca. Pitanja su se s jedne strane odnosila na ekološku svijest javnosti, a s druge strane se pokušao utvrditi utjecaj ulaganja u FN elektranu. Nažalost, projekt nije podrazumijevao mogućnost ispitivanja kontrolnih skupina, stoga su neka pitanja preuzeta iz istraživanja EUROBAROMETRA²⁷ te iskorištena za prikupljanje informacija, što je omogućilo i usporedbe u smislu ključnih rezultata nacionalnog istraživanja.

U pogledu pitanja o pristupu kupovini ekološki prihvatljivih proizvoda, prema podacima iz 2012. godine, u Mađarskoj je veći postotak ispitanika odgovorio da često kupuje eko-proizvode (31%) u odnosu na prosjek EU (24%). U oba mjesta, rezultati odgovora na navedena pitanja znatno su slabiji od prosjeka EU (Mađarska: 11,7%; Hrvatska: 10,8%), što je vjerojatno posljedica specifičnih socioekonomskih okolnosti predmetnih područja i komparativno većeg udjela upotrebe tradicionalnih proizvoda. Rezultati ankete za dva promatrana mjesta jasno pokazuju da stanovnici Orahovice nisu dovoljno ekološki osviješteni u smislu kupovine potencijalno ekološki prihvatljivih proizvoda.

Iako su obje elektrane puštene u rad 2012. godine, znatno veći broj ispitanika čuo je za elektranu u svom mjestu u Sellyeu nego u Orahovici. To se posebice može pripisati činjenici da je Orahovica veće mjesto, s oko dvostruko više stanovnika od Sellyea, iako je FN elektrana u Orahovici smještena na glavnoj prometnici u blizini grada, dok se u Sellyeu nalazi u industrijskom parku koji je manje prometna lokacija. Međutim, u Sellyeu je održano nekoliko konferencija, od kojih se svaka bavila i temom elektrane, što znači da novosti lakše dolaze do stanovnika. To pokazuje i činjenica da je 24% ispitanika već vidjelo elektranu u Sellyeu, i da su, između ostalog, i tako saznali za nju, dok u Orahovici nije bio takav slučaj u tom kontekstu. Dvadeset posto ispitanika u Sellyeu čulo je za investiciju od gradonačelnika ili predstavnika lokalne samouprave, dok je odgovarajući rezultat u Orahovici svega 10%.

U Sellyeu, 35% ispitanika odgovorilo je pozitivno na pitanje o tome koriste li obnovljive izvore energije, dok je odgovarajući rezultat u Orahovici svega 18%. Odgovarajući na pitanja

²⁷ Flash Eurobarometer 367 (2012)

o razlogu, u većini slučajeva ispitanici su istaknuli upotrebu drva kao mogućeg izvora obnovljive energije koji su smatrali najpovoljnijim od takvih izvora energije, što se može pripisati kako tradicionalnim razlozima tako i lakoj dostupnosti. 35% ispitanika u Sellyeu koristi drvo; nasuprot tome, u Orahovici taj udio ne doseže niti 6%. Na hrvatskoj strani, ušteda troškova navodi se kao čimbenik koji predstavlja najčešći razlog. Ipak, slučajni uzorak u Hrvatskoj pokazao je da 28 od 43 kućanstva koristi fotonaponsku opremu za proizvodnju energije. U Sellyeu je bilo pet takvih ispitanika.

Iz preliminarne procjene ankete proizlazi da, iako u Sellyeu relativno više stanovnika zna za FN elektranu i istodobno se smatra ekološki osvještenijima, sama elektrana još uvijek do danas nema nikakav utjecaj na zastupljenost i korištenje FN sustava. Dok većina stanovnika ističe da planira koristiti obnovljivu energiju u budućnosti, svega 5 ih je izjavilo da namjerava koristiti fotonaponske sustave. Na hrvatskoj strani, broj osoba koje su čule za svoju solarnu elektranu manji je nego u Mađarskoj, no ukupan je udio korištenja solarne opreme veći, a u pogledu planiranih ulaganja u obnovljivu energiju u sljedećih godinu ili dvije (38,3%), 28 ispitanika odlučilo se za solarne panele. U tom kontekstu čini se da lokalna investicija u FN elektranu nema stvarnog utjecaja ni u Sellyeu niti u Orahovici. Nije izgledno da će na poticanje ulaganja u Orahovici pozitivno djelovati lokalna investicija par excellence, već prije svega djelotvorniji nacionalni program poticaja i brži povrati ulaganja od očekivanih (o tome se više govori u prethodnim poglavljima).

Prekogranična istraživanja pružaju dokaze za činjenicu da je IPA program Hrvatska-Mađarska dao novi zamah prekograničnim osobnim i institucionalnim odnosima. Već postoje inicijative koje se odnose na obnovljive izvore energije, no broj takvih slučajeva je vrlo mali, a njihovi multiplikacijski učinci i učinci stvaranja rasta jedva su primjetni. Uvidom u tri poziva na dostavu prijedloga projekata u sklopu programa IPA-HUHR u razdoblju 2007.-2013., možemo vidjeti da se ostvarene suradnje nastavljaju, a uspješne suradnje te vrste stvaraju temelje za nove projekte na području solarne energije (npr. projekti SMART WWTP). Osim razmatranja s prostornog, ekološkog i ekonomskog gledišta, procjene u pogledu održivosti bave se i pitanjem ljudskih resursa. U svom tekucem istraživanju, Pálvölgyi i sur. (2014) provode studije procjene o kompleksnoj održivosti obnovljivih izvora energije (između ostalog i proizvodnje električne energije iz fotonaponskih sustava, što zasad nije objavljeno). Prema skupu kriterija koje su autori utvrdili (Pálvölgyi i sur. 2014, str. 191), na temelju prethodnog iskustva i istraživanja solarne energije, socijalne učinke moguće je ocijeniti kako slijedi:

Tablica 21: Potencijalni učinci primjene FN sustava u proizvodnji el. energije po društvo

Socijalni pokazatelj	Očekivani učinak
Ljudsko zdravlje	Minimalni učinci (vidi detaljnije u analizi životnog vijeka)
Kvaliteta života	Usljed osjećaja neovisnosti o opskrbi sustavu, nikakav ili minimalan učinak
Obrazovanje, kvalifikacije, znanja	Pozitivan učinak, sudjelovanje studenata u istraživačkim aktivnostima u svrhu diseminacije rezultata
Javna svijest, pristup, predstavljanje dobrih primjera	Pozitivan učinak:
Ublažavanje socijalnih razlika	Negativan učinak: pristup FN sustavima moguć je uglavnom bogatijim pojedincima, a uštede koje nastaju upotrebom takvih sustava doprinose i njihovim troškovnim koristima, što stvara mogućnost dodatnog povećanja socijalnih razlika
Poboljšanje suradnje između socijalnih aktera, jačanje kohezije	Pozitivan učinak, vidi npr. rezultate IPA programa
Prevenција migracija (stvaranje radnih mjesta)	Nema učinka: FN sustavi ne dovode do učinka stvaranja radnih mjesta u regiji (više o tome u poglavlju o regionalnim učincima)
Smanjenje energetske siromaštva	Pozitivan učinak: obnovljiva energija koja još uvijek nije iskorištena uključuje se u energetski sustav

Izvor: Podaci autora na temelju pokazatelja Pálvölgyja i sur. 2014)

Prema tablici 21 potencijalan učinak primjene FN sustava u proizvodnji el. energije je mnogostruk. Postoje pokazatelji gdje FN sustavi nemaju negativan utjecaj na društvo, posebno na ublažavanje socijalnih nejednakosti. Ipak, FN sustavi mogu pozitivno utjecati na suradnju. U velikom djelu socijalne osjetljivosti korištenje FN sustava spaja različite slojeve i postaje dobar primjer utjecaja na sređivanje tržišta el. energije.

HR_11. UTJECAJ FOTONAPONSKIH SUSTAVA NA MIKROREGIJU, RURALNI RAZVOJ

Bilo da opskrbljuju kućanstva i/ili poduzetnike dodatnom energijom ili u sklopu poslovnih subjekata (fotonaponske elektrane) proizvode energiju za prodaju, fotonaponski se sustavi smatraju važnim lokalnim izvorima energije te kao takvi mogu izvršiti pozitivan utjecaj na razvoj određene regije. Izgradnja takvih sustava i ulaganja u fotonaponske sustave mogući su ne samo u urbanim područjima (u obliku ulaganja u tzv. brownfield projekte u propadajućim industrijskim zonama), nego i u industrijskim parkovima koji se nalaze u rastućim aglomeracijama, odnosno u obliku tzv. greenfield investicija duž autocesta te u slabije razvijenim, perifernim ruralnim područjima.

Iako izgradnja tih sustava može biti opravdana i u urbanim područjima (kao i u razvijenim ruralnim područjima ili u područjima s potencijalom za razvoj), u određenim aspektima inovativni projekti u gospodarski slabije razvijenim ruralnim područjima imaju veću regionalnu korisnost. U siromašnim ruralnim regijama, bilo kakvi projekti (održivog)

razvoja, što se posebice odnosi na investicije inovativne prirode, od iznimnog su značaja, iako su njihovi potencijali za stvaranje radnih mjesta zanemarivi. Nije moguće otkriti nikakvu razliku između područja urbanog i ruralnog karaktera u pogledu trenutno dostupnih količina alternativne energije, uključujući i energiju dobivenu iz fotonaponskih sustava. Ruralni razvoj mora biti usmjeren na razvoj samoodrživosti u ruralnim područjima, a ključna je komponenta naglašavanje uloge proizvodnje **dodatne energije**. Između ruralnog razvoja i decentralizirane proizvodnje energije postoji snažna korelacija. Decentralizirana **proizvodnja energije** podrazumijeva korištenje lokalnih sirovina, lokalne radne snage i lokalnih investicija, dok, prema mnogima, izgradnja (zelene) države počinje od sela.

U pogledu učinkovitijeg iskorištavanja energije, najgora situacija može se uočiti upravo u ruralnim regijama. Od iznimne je važnosti pitanje promjene pristupa u kojem se isključivo razmišlja u kontekstu opskrbnih sustava velikih razmjera. Umjesto toga, ključno je stvoriti ravnotežu između manjih elektrana i velikih opskrbnih sustava. Jedan od vidova te ravnoteže odražava se u izgradnji fotonaponskih sustava, odnosno pojavi lokalnih fotonaponskih elektrana u ruralnim područjima. Racionalizacija energije uz očuvanje ekološke održivosti također osigurava održiv gospodarski razvoj, stoga se projekti fotonaponskih sustava svakako mogu smatrati sukladnima interesima društva.

Izvanredno važan aspekt koji je potrebno uzeti u obzir kad se govori o ruralnom razvoju jest osiguravanje da izgradnja fotonaponskih sustava ne dovodi do ograničenja u smislu namjene zemljišta. U tom kontekstu, povoljnu situaciju stvara činjenica da se fotonaponska proizvodnja energije može kombinirati s nekoliko drugih djelatnosti (ojačanje tla, rekultivacija, ispaša, pčelarstvo, vinogradarstvo, hortikultura itd.). Potražnja za zemljištem stavljenim u upotrebu kroz investicije može dosegnuti visoku razinu, no uslijed prethodno spomenutih djelatnosti, velika potražnja za zemljištem ne predstavlja nikakvu prepreku ulaganjima, a u svjetlu rapidnog razvoja inovacija, u budućnosti se može očekivati značajan pad potražnje za namjenskim zemljištem. Važno je posebice naglasiti potrebu za svrsishodnim projektiranjem fotonaponskih parkova, pri čemu se u obzir uzima i sekundarna namjena zemljišta. Konkretni primjer toga je fotonaponska elektrana Sellyei, gdje su fotonaponski moduli u obliku suncokreta postavljeni dovoljno visoko kako bi poljoprivredni strojevi mogli prolaziti ispod njih. Pri projektiranju te fotonaponske elektrane istražene su mogućnosti sekundarne namjene zemljišta te je odabrana ispaša ovaca.

Lokalne socioekonomske koristi izgradnje i širenja FN sustava proizlaze, s jedne strane, iz ekonomskih procesa koji dovode do relevantnih projekata te sposobnosti takvih procesa da opravdaju postojanje tih projekata, dok s druge strane, navedene koristi mogu proizlaziti iz socijalnih potreba (ako ih ima). Spomenuti sustavi utječu uglavnom kroz diversifikaciju gospodarskih djelatnosti u određenoj regiji, pri čemu također mogu proizvesti dodatne prilike, kao što su:

- pojava i razvoj proizvodnje iz obnovljivih izvora energije na lokalnoj razini,
- djelomična ili potpuna zamjena lokalnih energetske izvora (potrošnja energije od strane poduzetnika i kućanstava) energijom dobivenom iz obnovljivih izvora,
- dodatni komunikacijski kanali kojima se utječe na ekološku svijest i posvećenost održivosti određene regije,
- sudjelovanje lokalnih poduzetnika u razvoju zajednice temeljenoj na proizvodnji energije iz obnovljivih izvora energije,
- mogućnosti reprezentiranja događaja posvećenih proizvodnji energije iz obnovljivih izvora,
- modernizacija proizvodnje električne energije u regiji kojom se jača samoodrživost,
- doprinos ekološkoj osviještenosti u određenoj regiji.

Može se očekivati da će izgradnja fotonaponskih sustava u određenoj regiji stvoriti prilike za lokalne poduzetnike: inovativno okruženje može potaknuti razvoj, a u idealnom slučaju i stvoriti sinergijske učinke i pozitivni utjecaj izvana, poduzetnički mentalitet i poduzetnička kultura mogu se razvijati uslijed uspješnog i inovativnog poslovnog pothvata, a sve navedeno stvara potencijal za oporavak tržišta rada. Slučaj fotonaponske elektrane Sellye primjer je spomenutih procesa, u kojem je sudjelovanje u izgradnji fotonaponske elektrane u industrijskom parku utjecalo na prenošenje poruke da je poticanje razvojnih projekata u Ormánságu uistinu vrijedno truda. Kao posljedica toga, osnovana je nova tvrtka u industrijskom parku Sellye, što je, iako u manjoj mjeri, stvorilo nova radna mjesta i porezne prihode za lokalnu samoupravu.

Lokalno stanovništvo, odnosno lokalna samouprava, može dati potporu proizvodnji i dobivanju električne energije iz fotonaponskih sustava kroz dodjelu posebnih sredstava za tu svrhu. Zauzvrat mogu se ostvariti dodatni prihodi (ili uštede), što potom povećava potražnju u regiji. Lokalna ekspanzija takvih postrojenja može povećati prihode koji ostaju na korištenje lokalnoj zajednici. U tom pogledu, decentralizirana proizvodnja električne energije u malim razmjerima zaslužuje posebnu pozornost ili, može se reći, posebnu potporu. Potpore mogu dovesti do povoljnijih cijena električne energije koje bi fotonaponska elektrana proizvodila za lokalne poduzetnike, lokalnu samoupravu i stanovništvo (na taj način lokalni proizvođači električne energije poboljšavaju uvjete lokalnog tržišta). Zahvaljujući potpori stanovništvu i lokalnoj samoupravi, ulaganje u fotonaponske elektrane postaje izraženije, a uvjeti prodaje lokalne energije povoljniji. Primjena fotonaponskih modula time dobiva na važnosti, posvećenost alternativnoj energiji dobiva širu perspektivu, a tržišne se prilike za proizvođače i distributere fotonaponskih modula povećavaju. Iz tog razloga izgradnja velikih regionalnih fotonaponskih elektrana treba uključivati povezivanje proizvodnih kapaciteta kao i izgradnju manjih fotonaponskih elektrana, odnosno postrojenja za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora energije. Međutim, izgradnja velikih sustava neće bitno utjecati na proizvodnju fotonaponskih ćelija tj. fotonaponskih modula.

Upoznavanje s najboljim primjerima fotonaponskih parkova može značajno potaknuti njihovo širenje i prihvaćanje u društvu te također potaknuti investitore i državna tijela koja osiguravaju građevni prostor na provedbu sličnih projekata. Nepredvidiva energetska politika predstavlja sve ozbiljniju prepreku širenju fotonaponskih parkova unatoč svim pozitivnim primjerima takvih projekata diljem Europe.

Uz prilike postoji i niz problema na kojima je potrebno raditi. Ekonomska održivost jedinica lokalne samouprave čini se nestabilnom, dok istodobno jedinice lokalne samouprave posvećuju posebnu pažnju lokalnom gospodarskom razvoju (Mezei, 2008). Elementi održivosti nemaju istu težinu u konceptima jedinica lokalne samouprave koji su usmjereni na zadatke. U kontekstu regionalnog razvoja, projekti proizvodnje fotonaponske energije uglavnom mogu uspjeti ako ih se promatra kao elemente razvoja i ako se ne očekuju kratkoročni veliki povrati. S obzirom na tehnološki napredak inovativnih industrija, fotonaponski sustavi zahtijevaju vrlo nisku razinu sudjelovanja radne snage, dok istodobno jedinice lokalne samouprave i razvojne politike vlada prednost daju poslodavcima koji mogu pokrenuti zapošljavanja.

Širenje obnovljivih izvora energije, uključujući i fotonaponske sustave, prije svega ovisi o promjenama uvjeta tržišta energije fosilnih goriva, stoga je uspjeh fotonaponskih elektrana i utjecaj na regiju nepredvidljiv pri kratkoročnoj do srednjoročnoj perspektivi. Uspjeh ulaganja, njihove financijske povrate i regionalne koristi teško je pretvoriti u novčani iznos, dočim se

takvi projekti nesumnjivo mogu svrstati među prijelomne točke u razvoju perifernih regija. Upravo je neizravan ekonomski utjecaj projekata ono što može nositi veliki značaj.

Uspješni sustavi sposobni su promijeniti obrasce potrošnje i kretanja u regiji te, štoviše, mogu poslužiti kao uzori susjednim zajednicama i regijama.²⁸

Dodatni problem je to što članovi lokalnih zajednica nisu spremni prihvatiti alternativna i inovativna rješenja, stoga je potrebno ne samo oblikovati javno mišljenje o fotonaponskim sustavima nego i razvijati program širenja fotonaponskih sustava u regiji. Nakon što korištenje energije koju proizvode fotonaponski sustavi postane uobičajena pojava za jedinice lokalne samouprave, poduzetnici i lokalno stanovništvo te poduzeća koja tijekom izgradnje budu angažirana na izvođenju relevantnih radova privremeno će imati povećan opseg poslovanja. Drugi problem je to što spomenuta poduzeća nisu nužno (tj. obično nisu) i lokalna poduzeća.

SWOT analiza u nastavku opisuje skup najvažnijih faktora koji se smatraju relevantnima u pogledu utjecaja fotonaponskih sustava na mikroregije.

SWOT analiza utjecaja gotonaponskih sustava na mikroregiju

Potencijal	Mogućnosti
• Razvoj uz sudjelovanje više aktera, pozitivan doprinos od strane većine potencijalnih sudionika • Prisutnost inovativnih tehnologija u regiji, potencijalni spin-off projekti • Tvrtka koja mobilizira kapacitete ima široku mrežu poslovnih odnosa. • Utjecaj na krajobraz (pozitivan) • Budućnost se može temeljiti samo na lokalnoj, autonomnoj proizvodnji energije i opskrbnih rješenja malih razmjera, kao i na obnovljivim izvorima energije i načinu življenja kojim se štedi energija. • Preduvjet za dugoročno održivo djelovanje ruralnih lokalnih jedinica samouprave jest korištenje (istraživanje) inovativnih rješenja. • Jeftinija lokalna električna energija (manji računi za el.energiju).	• Razvoj opskrbnih kapaciteta • Projekti na lokalnoj razini, pokretanje inovacija • Jačanje sposobnosti artikuliranja interesa • Dinamički razvoj sektora (inovacije se ubrzano odvijaju) • Povoljne tržišne prilike razvijaju poduzetništvo, što može imati pozitivan utjecaj na regije u smislu povećavanja i porasta stanovništva. • Izgradnja zajedničkih elektrana u regijama • Ciljevi razvojne politike EU • (Tranzicijski) razvoj posebnih segmenata lokalne građevinske industrije • Diversifikacija strukture obrazovanja u široj regiji. • Stvaranje temelja energetske industrije i šire regionalne vizije. • Postavljanje izložbenih prostora za alternativne izvore energije u sektoru

²⁸ U jednom od ruralnih područja Francuske, projekt je nazvan „seoskom elektranom”, a osnovu za proizvodnju energije čini fotonaponski sustav. Važan element projekta predstavlja aktivno sudjelovanje stanovništva u njemu. Ono je prepoznalo da osnovu za gospodarski razvoj predstavlja širenje obnovljivih izvora energije, što uključuje i fotonaponske sustave.

Slabosti	Prijetnje
• U regiji nisu prisutne tvornice ili poduzeća, uključujući i potencijalne dobavljače, koji su sposobni uključiti se u sustav. • Međunarodna i domaća vidljivost je na niskoj razini. • Suradnja i konkurencija su slabe. • Prostor i kapaciteti su nedostatni. • Utjecaj na krajobraz (negativan). • Pokriveno tržište, u regiji posluju isključivo dobavljači (proizvodnja rezervnih dijelova). • Rješavanje skladištenja energije u tijeku • Prepreke povezivanju na električnu mrežu.	• Nesigurna energetska politika • Snaga europske i azijske konkurencije može dovesti u pitanje dugoročni uspjeh regionalnih projekata. • Nema značajne receptivnosti, što može biti uzrokovano nedovoljnim prihodima u regijama ili se može pripisati manjku informacija te također nepravilnom odnosu prema inovacijama. • Dinamički razvoj sektora (inovacije se ubrzano odvijaju) – vrlo intenzivno natjecanje cijenama (slaba prilika za stjecanje konkurentske prednosti).

HR_12. UTJECAJ NA OKOLIŠ

Cilj ovog poglavlja je dati kratak pregled potencijalnog utjecaja primjene fotonaponskih sustava na okoliš. U ovom poglavlju, u okviru utjecaja na okoliš i učinaka zaštite okoliša razmatraju se pitanja vezana uz iskorištavanje zemljišta, utjecaja na građevinske objekte, zatim implikacije vizualnog onečišćenja za okoliš, smanjenje emisija ugljičnog dioksida te pitanje fotonaponskih materijala i njihove integracije u lanac gospodarenja otpadom.

HR_12.1. Potencijal zemljišta za izgradnju fotonaponskih sustava

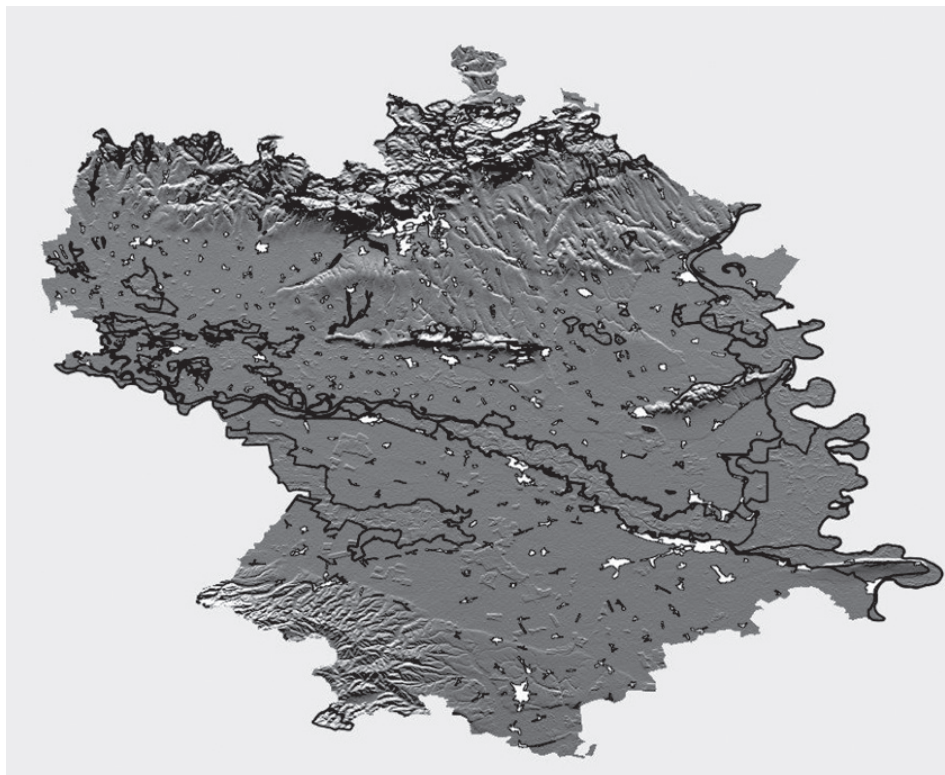
Fotonaponski sustavi u osnovi se mogu podijeliti na dvije glavne skupine: sustave koji se montiraju na tlu i sustave koji se montiraju na krovnim konstrukcijama. O učincima statičkog opterećenja krovnih sustava govori se u sljedećem poglavlju, nakon čega slijedi razmatranje vizualnih učinaka. Cilj ovog odjeljka je predstaviti lokacije koje nude mogućnosti za izgradnju fotonaponskih sustava te procijeniti prirodu njihovih potencijalnih budućih učinaka kao i razmjere teritorijalnih učinaka tih sustava.

Na temelju besplatne baze podataka o pokrovu zemljišta CORINE 2006, za početak smo odabrali vrste pokrova zemljišta koje se mogu uzeti u obzir za izgradnju fotonaponskih elektrana. Iz istraživanja su isključena zemljišta označena kao posebna zaštićena područja prema međunarodnim i nacionalnim propisima (npr. NATURA 2000). Izračuni i mapiranja izvršeni su za županiju Baranya u Mađarskoj i Osječko-baranjsku županiju u Hrvatskoj.

Istraživanje je pokazalo da se kao prihvatljiva zemljišta na promatranom području mogu kategorizirati kontinuirana urbana područja (27.179 ha) te komercijalne i prometne površine (3.152 ha). Na slici 56 bijela/svijetla područja prikazuju potencijalna područja za razmatranje.

Izračuni Kassai-Szoó (2014) otkrivaju da proizvođači el. energije mogu zauzeti 2% urbanih površina Debrecena (uzimajući u obzir i utjecaj zasjenjenja na rad fotonaponskih panela). Ista vrsta temeljite evaluacije krovnih površina kao i u Debrecenu može se provesti u Pečuhu ili u čitavoj županiji, što je istodobno i proces kojim se definiraju smjerovi budućih istraživanja. Ako se u međuvremenu računa s navedenih 2% za spomenute dvije vrste izgrađenih površina, potencijalni rezultat je površina od 607 hektara, tj. 6.070.000 m² u regiji. S obzirom na visokoučinkovite polikristalne module BISOL 250 korištene u ovom

projektu, to znači instaliranu snagu od 153 W/m^2 , što na temelju izračuna iz gornjeg modela dovodi do zaključka da se na navedenoj površini može proizvesti 201.566 kWh energije po kvadratnom metru godišnje, tj. ukupno 1.223.505,62 MWh godišnje. Potrošnja električne energije u županiji Baranya (Mađarska) za 2010. godinu iznosila je 444.745 MWh, dok prema podacima za Hrvatsku potražnja ne prelazi 300 000 MWh (Hartung K. 2014). Dakle, raspoloživo područje je uzimajući u obzir samo navedenu površinu očito dovoljno veliko da zadovolji ukupne potrebe regije za električnom energijom.



Slika 56: Potencijalna područja prikladna za primjenu fotonaponskih sustava

Legenda: Bijelo područje: urbana područja i komercijalne/prometne površine; crno uokvirena područja: područja u sklopu mreže Natura 2000.

Izvor: podaci autora

HR_12.2. Potencijalni utjecaj instaliranja fotonaponskih sustava na građevine

Instaliranje fotonaponskih sustava na postojeće građevine u pravilu podrazumijeva i poslove u vezi prilagodbe nosive konstrukcije. Potrebno je provjeriti sukladnost građevine važećim građevinskim standardima. U nastavku se opisuju najčešće situacije s različitih aspekata.

Aspekt 1: fotonaponski moduli se montiraju na postojeću građevinu ili novu samostojeću građevinu. Ako se planira ugradnja fotonaponskih modula na novu samostojeću građevinu, troškovi projektiranja i izgradnje takve građevine također predstavljaju financijsko opterećenje date investicije. Za razliku od toga, ako se fotonaponski moduli ugrađuju na postojeću građevinu, u fazi kontrole projekta može se pokazati ima li potrebe za strukturnim ojačanjem te je potrebno utvrditi razmjere u kojima je takvo ojačanje potrebno. Neopterećena težina ispitivanih fotonaponskih modula iznosi 12, odnosno 21 kg po kvadratnom metru površine, uslijed čega ugradnja na krovnu konstrukciju može dovesti do povećanja od 10% do 130% u odnosu na neopterećenu težinu krovne konstrukcije. Takve značajne razlike mogu se objasniti činjenicom da postoje brojne različite vrste krovnih konstrukcija, uključujući posebice i brojne vrste ljuskastih krovnih konstrukcija.

Aspekt 2: O kojoj vrsti geometrije krova se radi? Tradicionalni kosi krov ili ravna krovna konstrukcija? U slučaju da se radi o ravnoj krovnoj konstrukciji, paneli koji se postavljaju uz fiksni nagib trebaju vlastite nosače pomoću kojih se dobiva potreban kut nagiba, dok takvi nosači nisu potrebni ako se radi o kosom krovu zadovoljavajućeg nagiba.

Aspekt 3: odnosi se na orijentaciju kosog krova jer je u slučaju neprikladnog nagiba krova ipak potrebno razmotriti primjenu posebnih nosača ili mogućnost samostojeće ugradnje, iako se time zauzimaju vrijedne površine.

Aspekt 4: odnosi se na stanje postojeće konstrukcije koju se namjerava koristiti kao nosivu. Iskustva pokazuju da su godina gradnje objekta i namjera izvornog graditelja vrlo značajni čimbenici. Kao primjer toga možemo spomenuti brojne stare stambene zgrade koje su starije od 100 godina u gradskom centru Pečuha, gdje su razrađenost, kvaliteta i stanje krovnih konstrukcija (krovišta) na daleko višoj razini od krovnih konstrukcija starosti 30-40 godina, pa čak i mladih, izgrađenih prije 5-15 godina.

Potrebno je uvidjeti da će svaki uređaj ili oprema koji se ugrađuju na krov, bilo da se radi o fotonaponskom modulu, sunčevom kolektoru ili klimatizacijskom sustavu, opteretiti onu strukturnu jedinicu građevine koja ima najmanji rezervni kapacitet nosivosti. To znači da čak i prividno beznačajno povećanje težine za 12 kg po kvadratnom metru može rezultirati premašiti rezervni kapacitet nosivosti, pri čemu ne preostaje druga mogućnost nego strukturno ojačati građevinsku konstrukciju.

HR_12.3. Utjecaj vizualnog onečišćenja na okoliš

Pri projektiranju FN elektrane poseban naglasak potrebno je staviti na specifične faktore, kao što je izbor odgovarajućeg građevinskog zemljišta, studija utjecaja na okoliš, npr. utjecaj na krajobraz, vidljivost u smislu lokalnog krajobraza i prirodne baštine. Nadalje, postaje nužno omogućiti lokalnoj zajednici formuliranje vlastitih stajališta o izgradnji elektrane. U slučaju da u blizini postoje zaštićena područja, utjecaj na krajobraz i utjecaj vizualnog onečišćenja postaju pitanja od iznimnog značaja pri projektiranju FN elektrane. Za očekivati je da će FN elektrana smještena u blizini određenog krajobraza ili područja prirodne baštine imati negativan utjecaj na krajobraz. FN elektrana ne smije postati dominantno obilježje krajobraza.

U svrhu zaštite imovine oko granica zemljišta postavlja se ograda, što također utječe na okoliš. Stoga je potrebno obratiti pažnju na visinu i čvrstoću ograde. Primjena jarkih boja nije isplativa.

U pogledu priključka na mrežu logično je uzeti u obzir vidljivost visokonaponskih vodova i stupova.

Utjecaj vizualnog onečišćenja na okoliš uvelike ovisi o vrsti elektrane koju se namjerava graditi, odabiru lokacije i okolišu elektrane. Istraživanja vizualnog onečišćenja krajobrazu i okoliša navode na zaključak da se, kao rezultat preliminarnih studija, vizualnom onečišćenju može pripisati vrijednost u blizini ničice. (NSC, 2013; BLM, 2013; Tsoutsos i sur., 2005, LUC, 2013, Gracia-Garrido E i sur., 2009).

HR_12.4. FN proizvodnja el. energije u svrhu smanjenja emisije ugljičnog dioksida

Atmosferska koncentracija ugljičnog dioksida (CO_2) ubrzano se povećava uz godišnju stopu rasta od 2 ppm (dijelova na milijun). U kolovozu 2013. godine izmjerena je vrijednost atmosferske koncentracije CO_2 od 395,15 ppm (SIO, 2013; NOA, 2013). Mogli bismo se suočiti s teškim posljedicama ako se stopa rasta sadržaja ugljičnog dioksida u atmosferi značajno ne smanji, odnosno ako se taj rast ne zaustavi. U tehničkoj literaturi, nekoliko studija pruža detaljne analize tog procesa (Hansen i sur., 2008; Pachauri – Reisinger, 2007).

Postoje dokazi da je stopa rasta atmosferskog ugljičnog dioksida jednaka stopi rasta koja se odnosi na izgaranje i korištenje fosilnih goriva, koje doseže visoke razine još od razdoblja industrijalizacije. Uslijed masovnih eksploatacija prašuma, koja su počela 1970. godine, koncentracija ugljičnog dioksida u atmosferi nastavlja rasti u velikim razmjerima (Canadell i sur., 2007, Le Quéré i sur., 2009). Pri korištenju obnovljivih izvora energije mogu se očekivati minimalne ili nikakve emisije ugljičnog dioksida. Široka upotreba ovih tehnologija može ublažiti tendencije eskalacije u pogledu emisije ugljičnog dioksida.

Prema bazi podataka Svjetske energetske agencije, u 2009. godini emisija ugljičnog dioksida u Mađarskoj iznosile su 48 milijuna tona, od čega se 38% odnosilo na proizvodnju električne i toplinske energije. U tom kontekstu, na temelju podataka tvrtke MAVIR, godine 2010. ukupna količina emisija CO_2 koju su proizvele mađarske elektrane dosegla je 11,1 milijun tona, a predviđa se porast tog iznosa na 12,2 milijuna tona do 2015. godine.

Stopa emisije ugljičnog dioksida nastalih tijekom proizvodnje, montaže, upotrebe i rada fotonaponskih modula predmet je brojnih znanstvenih studija. Emisije koje se odnose na fotonaponske module stvaraju se isključivo kroz procese proizvodnje i izgradnje fotonaponskih modula. Tijekom preostalog životnog vijeka od fotonaponskih modula (20-30 godina) ne očekuju se emisija CO_2 . Nasuprot tome, fosilna goriva uzrokuju kontinuirano ispuštanje opasnih tvari i u operativnoj fazi. U tom kontekstu, stvarni učinak fotonaponskog sustava može se protumačiti u smislu neto ušteda emisije ugljičnog dioksida. Godine 2006. i 2011. Nizozemska fondacija za istraživanje energije (ECN) provela je istraživanje emisija ugljičnog dioksida koje nastaju tijekom proizvodnje fotonaponskih ćelija. Prema rezultatima istraživanja temeljenima na ukupnom životnom ciklusu, fotonaponski moduli stvaraju količinu ugljičnog dioksida od 20-30 g po 1 kWh proizvedene el. energije. Pri tome se u obzir uzima čitav proces nastajanja ugljičnog dioksida – od proizvodnje sirovina do gospodarenja otpadom (Studija procjene životnog ciklusa). Pri usporedbi fotonaponskih modula s fosilnim gorivima, količina ugljičnog dioksida iznosi 500 g za fotonaponske module standardne snage, dok odgovarajuća brojka za fosilna goriva iznosi 1000 g (ECN, 2006). Dakle, možemo reći da fotonaponski sustavi djeluju kao neto emiteri ugljičnog dioksida tijekom većeg dijela svog životnog vijeka.

Metoda izračuna

Izbjegavanje emisije ugljičnog dioksida (CO_{2e}) pokazatelj je koji izražava pristup zaštiti klime. Budu li naše potrebe za el. energijom zadovoljene iz obnovljivih izvora energije, tijekom proizvodnje i/ili potrošnje energije neće biti ispuštanja ugljičnog dioksida u atmosferu. Međutim, budući da se goriva međusobno razlikuju po razinama onečišćivača, kada se govori o fotonaponskim modulima stopa smanjenja ugljičnog dioksida ovisi o vrsti goriva koje se koristi u procesu proizvodnje iz fosilnih goriva (plin, ugljen, nafta) u određenoj državi. Posljedica toga je da se navedena vrijednost utvrđuje različito ovisno o kojoj državi se radi.

Faktor emisije CO_{2e} (mjerna jedinica kg/kWh) pokazuje količinu ugljičnog dioksida koja se stvara za proizvodnju 1 kWh u određenoj državi. Faktor emisije CO_{2e} definira se u ovisnosti o tehnologiji proizvodnje i učinkovitosti tehnologije pri opskrbi potrošača energijom. (SMA, 2014).

Izračun izbjegnute emisije CO_{2e}

$$CO_{2e}(\text{kg}) = \text{proizvedena energija (kWh)} \times \text{faktor emisije } CO_{2e} \left(\frac{\text{kg}}{\text{kWh}} \right)$$

U većini slučajeva, korištenje objavljenih faktora emisije dovoljno je da bi se dala opća procjena faktora emisije. Ako je potrebna preciznija i lokacijski određenija procjena, faktori emisije mogu se izračunati na temelju rezultata pribavljenih od proizvođača opreme, inženjerskih izračuna ili znanstvenih studija (Wilde, 2003). U svojoj studiji (2003), Wilde primjenjuje faktor emisije koji iznosi 0,603 g/kWh – prosjek za SAD – kao temelj za svoje izračune. U vrijeme osnivanja fotonaponskog parka snage 40 kW u Hódmezővásárhelyju, kao osnova za izračune korišten je faktor emisije od 0,56 kg/kWh. U svom predavanju (2010), Bódi se poziva na vrijednost od 0,57 kg/kWh. Na internetskim stranicama mađarskog Udruženja za fotonaponske sustave i solarne kolektore, g. Rácz navodi neke relevantne domaće podatke prema kojima proizvodnja 1 kWh el. energije stvara približno 0,35 kg emisije CO₂, dok 1 kWh potrošene el. energije ispušta 0,375 kg emisije CO₂. SMA (2014) primjenjuje faktor emisije od 0,6 kg/kWh kao osnovu za izračun, što je vrijednost koja se uobičajeno koristi na području Njemačke. Prema još jednoj hipotezi, danas u Europi svaki kWh električne energije proizvedene u elektranama stvara približno 0,62 kg emisije ugljičnog dioksida, dok se u drugom sažetom pregledu podataka navodi referentna vrijednost od 0,5 kg/kWh. U mađarskoj tehničkoj literaturi definirane su vrijednosti u rasponu od 0,35 i 0,603 kg/kWh, dok se prema europskim procjenama ove brojke kreću između 0,5 i 0,62 kg/kWh. Rezultati mjerenja (koji se zasad ne odnose na čitavu godinu) provedenih u sklopu projekta REG-PHOSYS pokazuju da vrijednost izbjegnutih emisija CO₂ koju ostvaruje fotonaponski sustav na Elektrotehničkom fakultetu Osijek, Hrvatska, iznosi 0,558 kg/kWh. Dakle, u skladu sa specifikacijom faktora emisija EMVA (2014), naši će se daljnji proračuni temeljiti na vrijednosti od 0,5 kg/kWh.

Teritorijalni aspekt

Fotonaponska elektrana Sellye godišnje u prosjeku proizvodi 800 000 kWh el. energije u Mađarskoj, što pomnoženo s faktorom emisije od 0,56 kg/kWh (vidi jednadžbu gore), rezultira izbjegnutom emisijom ugljičnog dioksida u količini od 448 000 kg, odnosno smanjenjem od

448 tona. Ako to usporedimo s emisijama CO_{2e} koje proizvedu automobili, dolazimo do zaključka da nam navedene uštede omogućuju vožnju automobilom u duljini od 2 986 667 km, pri čemu se količina CO_2 koju uštedi fotonaponska elektrana vraća u atmosferu (za izračun emisija CO_{2e} koje ispušta automobil koristi se vrijednost od 150 g/km) (SMA, 2014).

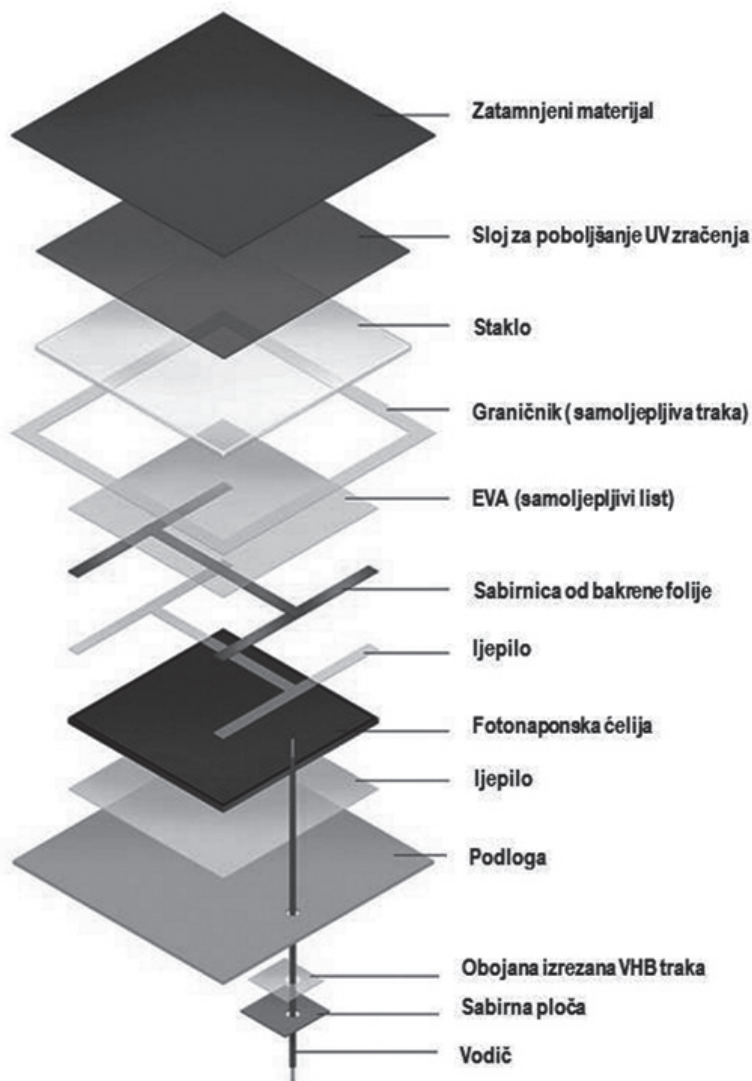
U Orahovici (Hrvatska) je izgrađena fotonaponska elektrana snage 500 kW, koji, kao i fotonaponska elektrana Sellye, proizvodi 800 000 kWh godišnje, a kao posljedica toga, iznos emisija ugljičnog dioksida doseže 448 tona. Godine 2009. mjesto Sellye je imalo 2 873 stanovnika (KSHI - Državni zavod za statistiku, 2011). Studija koju je proveo Patocska (2013) otkriva da je 2009. godine potrošnja el. energije po stanovniku u Mađarskoj rezultirala količinom od 1461,1 kg emisija CO_{2e} . Produkt koji se dobije množenjem dva faktora vodi do zaključka da godišnja emisija CO_2 mjesta Sellye iznosi 4 197 740 kg/ CO_{2e} . Ako se od navedene količine odbiju uštede CO_2 koju donosi fotonaponski park Sellye, dobiveni rezultat iznosi 3 749 740 kg. Na sličan način može se izračunati i učinak smanjenja emisija ugljičnog dioksida koje proizvodi fotonaponski park u Orahovici (5 304 stanovnika) (DZS, 2011). Primjenom izračunatih vrijednosti vezanih uz emisije CO_2 po glavi stanovnika u Mađarskoj, dobivamo količinu od 7 749 674 kg/ CO_2 godišnje. Oduzimanjem količine ugljičnog dioksida uštedene izgradnjom FN elektrane, dobivamo očekivanu godišnju emisiju koja iznosi 7 301 674 kg CO_2 .

Izračuni pokazuju da je u pogledu potrošnje el. energije koju ostvaruju stanovnici manjeg mjesta samo jedna mala solarna elektrana sposobna smanjiti emisije CO_2 za čak do 11%. Navedena fotonaponska elektrana ispunjava približno 1/5 potreba za električnom energijom mjesta Sellye (uzimajući u obzir samo potrošnju kućanstava).

HR_12.5. Kraj životnog vijeka energetskog iskorištavanja fotonaponskih sustava – demontiranje i recikliranje

Dugovječnost i korištenje zanemarive količine opasnih tvari smatraju se najvažnijim argumentima u korist primjene solarnih fotonaponskih sustava. U nekim studijama²⁹ (npr. Demeter, 2010) izbjegava se korištenje pridjeva „zanemariv” jer se u postupku proizvodnje fotonaponskih modula primjenjuju rijetki i opasni metali, npr. živa. Stoga se fotonaponski moduli kojima je istekao rok trajanja mogu smatrati opasnim otpadom isto kao i akumulatori ili elektronika. Opravdano je pitati se što se događa s opasnim materijalima kad fotonaponski moduli dođu do kraja svog korisnog životnog vijeka.

²⁹ www.nkek.hu

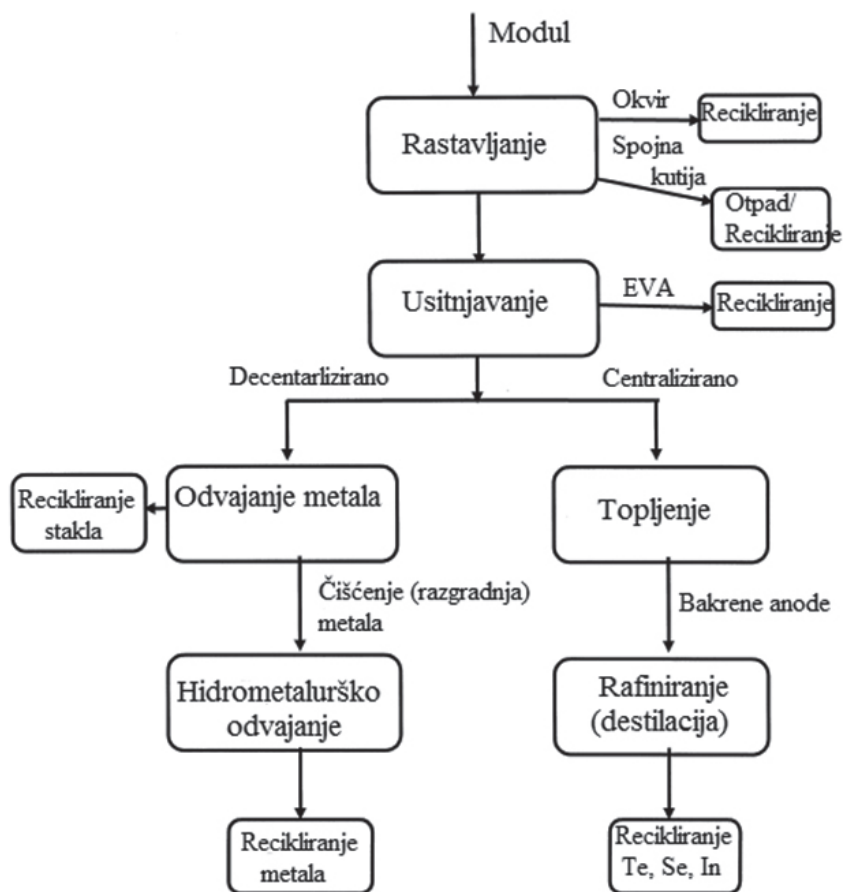


Slika 57: Slojeviti prikaz fotonaponskog modula

Izvor: Weadock, 2011

Životni se vijek može podijeliti na tri glavne faze: proizvodnja, uporaba i kraj životnog vijeka (Shibasaki i sur., 2006). Životni vijek fotonaponskih modula može se smatrati ograničenim – oni se istroše tijekom razdoblja od 25 do 30 godina, a određeni vezni elementi propadaju zbog zamora materijala. Najčešći su kvarovi na fotonaponskim modulima lom stakla, delaminacija, električni kvarovi i neadekvatna konstrukcijska tehnologija. Međutim,

zbog procesa trajnog poboljšavanja, postojeći sustavi zamjenjuju se modulima čiji su parametri relativno učinkovitiji. Posljedica toga je da distributeri demontiraju fotonaponske module i vraćaju ih proizvođačima na popravak ili recikliranje sirovina koje se potom ponovno iskorištavaju u proizvodnom procesu.



Slika 58: Slijed recikliranja fotonaponskih modula

Izvor: Fthenakis, 2000 1056. p.

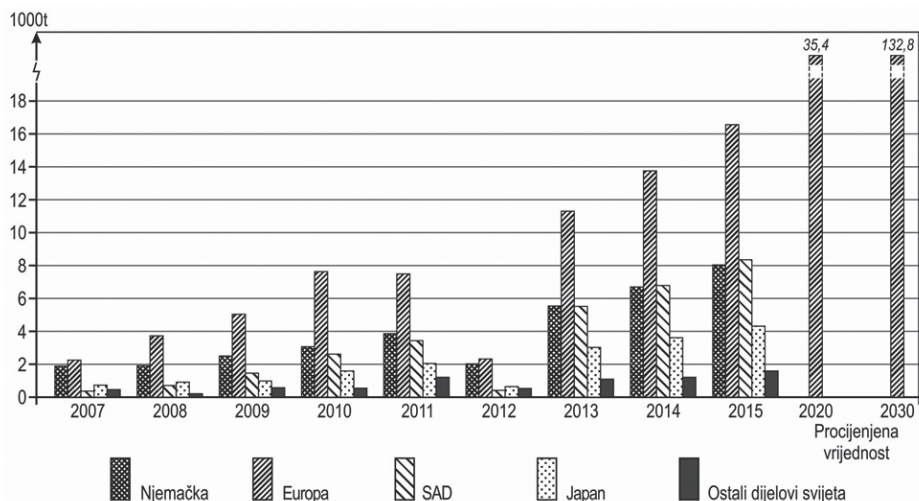
Popravak solarnog fotonaponskog sustava može uključivati niz problema. U okviru popravaka obuhvaćenih jamstvom proizvođači reinstaliraju neispravne i istrošene fotonaponske module i potrošači dobivaju nove. Budući da se većina fotonaponskih modula proizvodi u Kini, navedena praksa je izrazito neekonomična i opasna po okoliš. U Mađarskoj trenutno ne postoje servisi za popravak neispravnih fotonaponskih modula, stoga je moguće da će u budućnosti biti potrebno osnovati organizaciju za prikupljanje i reciklažu fotonaponskih modula. Takva organizacija mogla bi provoditi koordinaciju prikupljanja, demontaže i sortiranja modula i fotonaponskih ćelija kao i njihove reciklaže

u proizvodnom procesu. Za fotonaponske module koje nije moguće popraviti potrebno je riješiti pitanje reintegracije dijelova rastavljenih na sastavne elemente u proizvodni proces. U skladu s izračunima objavljenima na internetskim stranicama alternativenergija.hu (alternatieveenergy.hu), uporabom recikliranih materijala u proizvodnom procesu može se uštedjeti 80-90% energije korištene za proizvodnju fotonaponskih modula. Slični postoci mogu se izračunati i u pogledu emisija ekvivalenta ugljičnog dioksida. Prema Eckerovim (2012) izračunima, prilikom korištenja recikliranih materijala, dio materijala se mora prikupljati odvojeno jer sadrži okside alkalnog metala, čija niska temperatura topljenja omogućuje recikliranje s prihvatljivom utrošenom energijom, pri čemu se smanjuje emisija ugljičnog dioksida u procesu proizvodnje novog stakla. Fotonaponski moduli sadrže brojne vrijedne i rijetke materijale (npr. olovo, krom, silicij, retardanti za sprječavanje plamena) čije se recikliranje smatra pravim „skrivenim blagom”. U svojoj studiji Fthenakis (2000) daje podroban prikaz komponenti modula fotonaponskog sustava za koje smatra da se mogu reciklirati nakon isteka životnog vijeka. Slika 58 može se smatrati sažetkom studije jer daje pregled slijeda recikliranja.

U pogledu gospodarenja otpadnim fotonaponskim modulima u većini studija nema diferencijacije, no u smislu gospodarenja otpadom potrebno je razlikovati tri vrste sustava. S obzirom na najviše korištene proizvodne tehnologije, fotonaponski moduli mogu se podijeliti u tri različita tipa: monokristalni, polikristalni i tankoslojni moduli. U odnosu na kristalne module tankoslojni moduli manje su učinkoviti i kraće traju, stoga se kod njih problemi u pogledu gospodarenja otpadom pojavljuju češće nego kod drugih vrsta modula.

Uporaba polikristalnih modula sve je raširenija, a njihovi troškovi proizvodnje značajno su pali u posljednjih tri do pet godina. Prema izvješćima stranice elolanc.hu, nasuprot drugih modula, spomenuti tip modula ne sadrži toksične materijale. U reciklažnom procesu moduli se najprije rastavljaju i usitnjavaju, nakon čega slijedi uklanjanje i odvajanje stakla i metalnih okvira čiji otpadni materijali se recikliraju i vraćaju u proizvodnju kao ponovno obradive komponente. Uporaba silicija koji se nalazi u „sendviču” između plastičnih folija u ćelijama provodi se termičkim procesom. Laminat se stavlja u fluidizirani sloj pijeska pri 450 °C, plastični se slojevi (etilen vinil acetat) skidaju spaljivanjem, a premazi se stružu sa silicijskih pločica. Spaljivanjem plastičnih slojeva dolazi do ispuštanja otrovnih plinova. Tako pročišćene i odvojene sirovine vraćaju se u proces proizvodnje drugih modula. Prema ovom postupku, plastične folije se ne recikliraju, već se ponovno koriste u sadržaju materijala drugih komponenti. Moduli kristalne tehnologija ostaju funkcionalni čak i nakon kraja svog korisnog životnog vijeka jer vremenske prilike štetno djeluju prije svega na izolatore, prednji i stražnji dio modula, električne kontakte i kabele (2012).

U pogledu tankoslojnih modula, ponovno iskoristive sirovine mogu se reciklirati jednostavnijom tehnikom. Glavne sastavnice takvih modula su staklo i sintetika, pa se tako amorfni silicij može izravno spaliti, a staklo naknadno iskoristiti. Što se tiče drugih tankoslojnih tehnologija (CdTe ili CIS), sama prisutnost kemijski vezanih teških metala u njima iziskuje povećan nadzor nad cjelokupnim životnim vijekom, kao i relativno bolje regulirano gospodarenje otpadom.



Slika 59: Projekcija kretanja količina otpadnih fotonaponskih modula (po 1000 tona)

Izvor: Hulladéksors, XI. évf. 2010. jún. 38-39. old.

U pogledu fotonaponskih modula može se ostvariti stopa recikliranja od 96%. Prvo svjetsko postrojenje za recikliranje fotonaponskih modula od kristalnog silicija, koje se bavi spaljivanjem plastičnih materijala izgrađeno je u Freiburgu i pušteno u pogon 2004. godine. Preostalo staklo, metali i metalni otpad prosljeđuju se postrojenjima za recikliranje otpada. Preostale fotonaponske ćelije podvrgavaju se dodatnim kemijskim postupcima u kojima se pročišćeni silicij reciklira za proizvodnju novih ćelija. Primjena olova, kadmija i srebra u proizvodnji solarnih ćelija može biti problematična tijekom procesa uporabe. Zbog visokih troškova logistike i recikliranja, postrojenje još uvijek nije u mogućnosti ostvarivati značajniju dobit, ali ekološki rezultati pokazuju neosporna poboljšanja.

Solar World je proveo ispitivanja o količinama otpada koji čeka na reciklažu, a rezultate tih ispitivanja obradio Zimler u svojoj studiji (2010). U razdoblju od 2009. do 2012. godine količina tjedne potražnje fotonaponskih modula premašivala je 100 000 modula. Može se smatrati da otprilike 0,5-1% od te količine otpada na ostatke iz proizvodnje i/ili modula za koje su ustanovljena oštećenja nastala tijekom transporta ili sklapanja. Što se tiče fotonaponskih modula, najveći potrošač i proizvođač otpada jest Europa. Relevantne vrijednosti u SAD-u slične su onima koje prevladavaju u Njemačkoj.

Uz sve širi opseg primjene fotonaponskih sustava, uz kontrolu njihove primjene kao iznimno značajno pitanje postavlja se i gospodarenje otpadom. U europskom kontekstu, prvim važnim korakom poduzetom na tom polju može se smatrati Međunarodna konferencija o recikliranju fotonaponskih modula održana u Berlinu 2010. godine. Od te godine EPIA (Europsko udruženje fotonaponske industrije) nadzire i kontrolira pridržavanje europske pravne regulative o elektroničkom otpadu od strane država članica EU. Direktiva o otpadnoj električnoj i elektroničkoj opremi (WEEE) temelji se na načelu odgovornosti proizvođača i u pogledu fotonaponskih modula. Poduzete mjere nisu dovoljno jasne u određenim slučajevima jer propisi o prijevozu materijala koji su opasni po zdravlje i okoliš još uvijek ostavljaju prostora za poboljšanja.

HR_13. ZAKLJUČAK – EVALUACIJA ZNANSTVENIH ISTRAŽIVANJA I ODABIR OPTIMALNOG FOTONAPONSKOG SUSTAVA

Završno poglavlje započinje usporedbom troškova proizvodnje za vrijeme eksploatacije različitih obnovljivih izvora energije kako bi se istaknuo potencijale sunčeve energije. Prema provedenim intervjuima s obje strane granice iznesen je pregled društvenih uvjeta. Za odabir optimalnog fotonaponskog sustava za preko-granično područje korištena su tri različita pristupa. Prvo se koristio tehnički pristup koji je utemeljen na tehničkim karakteristikama pet različitih, ali odabranih fotonaponskih modula. Usporedba fotonaponskih modula data je na osnovu standardnih testnih uvjeta i podataka preuzetih iz baze PVGIS ali i podataka preuzetih iz baze podataka koja je dobivena mjerenjima u Laboratoriju za obnovljive izvore energije, Elektrotehničkog fakulteta Osijek. U postupku evaluacije fotonaponskog sustava nadalje je korišten i ekonomski pristup. Provedena je tzv. cost-benefit analiza za tipične fotonaponske sustave: male (instalirane snage do 10 kW) i velike (instalirane snage sve do 300 kW). Pokazatelji analize su važni za potencijalne investiture, posebno zato što se uvijek prije investicije treba znati vrijeme otplate investicije. Zadnji pristup, ali nimalo manje važan je pristup s obzirom na zaštitu okoliša. Pokazano je da ovaj pristup, također treba biti uzet u obzir pri odabiru optimalnog fotonaponskog sustava.

HR_13.1. Usporedba obnovljivih izvora za proizvodnju el.energije

Zbog rasta cijena električne energije i nesigurnosti u pogledu opskrbe prirodnim plinom i kretanjem cijena, u brojnim slučajevima kao rezultat zastarjelih i neučinkovitih energetske rješenja jedinice lokalne samouprave, tvrtke i kućanstva traže nove načine za zadovoljavanje svojih energetske potreba. Postoji niz primjera koji potvrđuju činjenicu da bi pažljivo planirana i kvalitetno promišljena strategija iskorištavanja obnovljivih izvora energije doprinijela boljoj ponudi obnovljive energije kao alternative za konvencionalne izvore energije.

Prema Nacionalnoj energetske strategiji, korištenje sunčeve energije pokazuje obećavajuće potencijale, ali realno ostvarivu proizvodnju energije koče visoki troškovi i nedostupnost opreme. Istinitost prethodne izjave ispitali su Dióssy and Tóth (2011), koji su usporedili nekoliko alternativnih elektrana u pogledu učinka i investicijske troškova. Autori su odredili životni vijek rada od 25 godina za velike elektrane ne uzimajući u obzir iskorištavanje proizvedene topline. U pogledu elektrana na biomasu, računali su s 200.000 MWh, dok su u slučajevima vjetroelektrana i fotonaponske elektrane te brojke iznosile 38.858 MWh, odnosno 27.940 MWh. Studija se bavi i usporedbom elektrana na loživo ulje ili plin te nuklearnih elektrana po pitanjima učinka i troškova.

Tablica 22.: Usporedba troškova proizvodnje tijekom životnog vijeka za elektrane različitih obnovljivih izvora

Vrsta elektrane	Investicija	Trošak proizvodnje tijekom životnog vijeka			Ukupni trošak	Jedinični trošak 1 kWh energije
		Gorivo	Troškovi zaposlenika	Održavanje		(eura)
	tisuća eura/MW					
Vjetroelektrana	1440	0	185	458	2083	0,0501
Elektrana na biomasu	1812	7260	643	1700	11415	0,0571
Fotonaponska elektrana	1831	0	63	120	2014	0,0723

Izvor: Dióssy-Tóth (2011) str. 16

S obzirom na troškove, važno je napomenuti da u fotonaponskim sustavima ukupni izravni troškovi čine 90% troškova investicije. To znači da se profitabilnost može povećati uslijed inflacije, dok smanjenje cijena fotonaponskih modula također može biti argument u korist investicije. Tijekom korisnog životnog vijeka, fotonaponski moduli ili sustavi ne zahtijevaju gorivo ili mazivo u konvencionalnom smislu. Održavanje podrazumijeva aktivnost održavanja površina u ispravnom stanju te može uključivati zamjenu oštećenih dijelova. Proizvođači daju jamstva proizvođača u trajanju od 10 do 12 godina te jamstvo za rad uređaja u trajanju od 25 godina, pri čemu troškovi održavanja čine samo mali dio investicijskih troškova. Troškovi zaposlenika podrazumijevaju minimalne iznose kao naknade za administrativne poslove nužne za rad elektrane te za osiguranje lokacije elektrane. Troškovi održavanja koje stvaraju velike elektrane (osobito ciklusne elektrane) veći su od troškova kućnih elektrana malih razmjera.

S obzirom na podatke na nacionalnoj razini, električna energija dobivena iskorištavanjem vjetra smatra se najekonomičnijom alternativom među obnovljivim izvorima energije. Međutim, u Mađarskoj pitanja nesigurnosti u pogledu dostupnosti i regulatornog okruženja predstavljaju prepreku.

U slučaju elektrana na biomasu, pretvaranje zapaljive biomase u energiju pokazuje se povoljnim, no troškovi ovog rješenja veći su nego za vjetroelektrane i fotonaponske elektrane. Potrebe za prijevozom sirovina, slaba prometna učinkovitost i rizici opskrbe sirovinama dovode do sumnji u vezi ulaganja u velike elektrane te vrste. Investicijski su troškovi elektrana manjih snaga (ispod 5 MW) visoki, a tijekom svog korisnog životnog vijeka ove elektrane osiguravaju vrlo ograničen pristup iskoristivim dobitima.

U pogledu troškova po jedinici proizvedene energije, najveći trošak proizvodnje energije pripisuje se fotonaponskim elektranama (0,0723 eura), iako fotonaponske elektrane rade učinkovitije od elektrana na ugljen, plin ili loživo ulje. Pretvoren u mađarske forinte (prema tečaju iz prosinca 2011.), jedinični trošak 1 kWh električne energije proizvedene u elektrani na ugljen iznosi 25,23 forinte, za plinske elektrane ta vrijednost iznosi 25,74 forinti/kWh, odnosno 31,96 forinti/kWh za elektrane na loživo ulje. Jedinični trošak el. energije

za nuklearne elektrane iznosi svega polovicu jediničnog troška proizvodnje najjeftinije alternativne energije, no potonja je bolje prihvaćena u javnosti.

U Južnoj transdunavskoj regiji, na temelju prirodnih resursa te regije izgrađeno je nekoliko industrijskih elektrana koje iskorištavaju geotermalnu, biomasenu i sunčevu energiju za svoj rad. Termalna voda iskorištava se za potrebe grijanja u Szeged, Szentlőrincu i Bolyju, sunčeva energija u najvećoj se mjeri iskorištava u Sellye, dok se proizvodnja plina odvija u gradovima i mjestima Kaposvár, Kaposzecskeő, Bicsérd i Bonyhád. Iskorištavanje obnovljivih izvora energije istražio je Buday-Sántha (2013), poglavito koristeći metode ekonomske analize. Tablica 23 sadrži pregled rezultata tih istraživanja.

Tablica 23: Usporedba industrijskih elektrana u Južnoj transdunavskoj regiji u pogledu iskorištavanja obnovljivih izvora energije

	Kaposzecskeő	Boly	Szeged	Sellye
Temeljni kapital	178.042	237.470	894.061	182.514
Financijski resursi za projekt (u tisućama forinti)	640.953	389.536	400.000	273.771
Ukupan trošak investicije (u tisućama forinti)	1.186.951	627.006	1.294.061	456.285
Operativni troškovi (u tisućama forinti)	270.291	25.129	173.339	20.496
Operativni prihodi (u tisućama forinti)	165.015	68.500	177.909	24.842
Učink (output) (u tisućama forinti)	- 105.276	43.370	4.570	4.346
Povrat na prodaju (%)	-	63,3	2,6	17,0

Izvor: Na temelju ekonomske analize Buday-Sántha, str. 52 (2013)

Bioplinaska elektrana u mjestu Kaposzecskeő otvorena je u proljeće 2013. godine. Proizvodnja bioplina odvija se na površini od 1,7 ha pomoću kontejnera pojedinačne zapremnine 2.500 m³. Kapacitet za proizvodnju energije u industrijskoj elektrani iznosi 0,83 MW, a proizvedena energija prenosi se u sustav tvrtke E.ON. Prema izračunima za bioplinaske elektrane 1m³ bioplina stvara 1,8 kWh el. energije za prodaju i 5,5 MJ toplinske energije.

Lokalne vlasti u Szegedu and Bolyju već se dugo bave pitanjem iskorištavanja geotermalne energije. Zahvaljujući financijskoj pomoći EU, rad na implementaciji već je započet. Ukupan trošak projekta u Bolyju iznosi 50% operativnih troškova elektrane u Szegedu. U vezi rada elektrane u Szegedu postoji niz otvorenih pitanja, no gradski lideri izrazili su podršku iskorištavanju termalne vode.

Investicijska analiza provedena s financijskog aspekta pokazuje da je fotonaponska elektrana (Sellye) kapitalno najmanje intenzivna investicija. Tablica 23 pokazuje da je dostupnost financijskih resursa u projektu ključan faktor za implementaciju jer se gotovo polovica (jedna trećina u Szegedu) ukupnih investicijskih troškova namiruje iz tih izvora. U mjestu Kaposzecskeő bilo je nužno ishoditi kredite, ali obveza otplaćivanja tih kredita

uvelike je doprinijela slabijem rezultatu (output). Procjena roka povrata ulaganja na temelju učinkovitosti: 10,6 godina za Bóly, 84,6 godina za Szigetvár i 25,3 za Sellye. S obzirom na projektirani korisni životni vijek investicija, može se zaključiti da fotonaponske elektrane u pravilu dočekaju povrat ulaganja unutar svog korisnog životnog vijeka od 25 godina, a isto vrijedi i za iskorištavanje termalne vode. Što se tiče elektrane u Bólyju, može se računati na 40-godišnji životni vijek, a u 11. godini elektrana će biti sposobna ostvarivati značajne prihode.

Dombi i sur. (2012) istražili su održivost projekata temeljenih na obnovljivim izvorima energije. U svom modelu razmotrili su vrijednosti onečišćenja okoliša, uvjete u pogledu korištenja zemljišta, pozitivne učinke stvaranja novih radnih mjesta i lokalnih kapaciteta za ostvarivanje prihoda. Analizirali su iskorištavanje sunčeve energije za šest različitih vrsta tehnologije, i to u kategorijama fotonaponskih modula, velikih FN sustava, tehnologije zrcala i fokusiranja, FN sustava za opskrbu institucija, sustava GreenField Solar te sunčevih kolektora. Potrebna površina zemljišta za fotonaponske projekte iznosi 0,01-1,29 ha/GWh, dok se vrijednosti emisija ugljičnog dioksida kreću između 252,9 i 2857,2 t/GWh, ovisno o korištenoj vrsti sustava. U poretku relevantnih tehnologija opisanih u studiji, projekti iskorištavanja sunčeve energije ističu se rezultatima te zauzimaju 3. i 7. (kao i 11., 16., 20.) mjesto među 23 analizirane tehnologije.

Najpovoljnija vrijednost održivosti pripisana je sustavu GreenField Solar (od 2200 modula): 0,241, što podrazumijeva snagu od 0,5 MW te 0,62 MWh proizvedene energije uz iznos investicijskih troškova od 330 milijuna forinti.

Prethodno navedena istraživanja potkrijepljena su tvrdnjama Németha (2012), koji ističe da područje natjecanja nije samo rivalstvo između fosilnih i obnovljivih izvora energije nego i između rješenja za iskorištavanje pojedinih obnovljivih izvora energije (kao što su peleti, suvremeni načini grijanja na drva, toplinske pumpe, oprema za primanje sunčeve energije – fotonaponski moduli, vjetrogeneratori i vjetroelektrane itd.) Na izbor između dostupnih mogućnosti i odluke potrošača ili investitora utječe nekoliko čimbenika vezanih uz specifična rješenja: razmjer potrebne investicije, kretanja godišnjih troškova, razina praktičnosti koja se pripisuje uređajima i dostupnost programa potpore. Uz sve navedeno, na investicije utječe i nekoliko drugih čimbenika koji se teško mogu ili uopće ne mogu kvantificirati.

U svojoj studiji Németh (2011) ukazuje na činjenicu da je u svrhu učinkovitijeg i ekonomski isplativijeg upravljanja resursima uputno usvojiti pristup složenih sustava energetske investicijama ili iste po mogućnosti implementirati u više faza. Pitanje uštede energije podrazumijeva niz koraka koje je potrebno poduzeti s obzirom na određene čimbenike kao što su slobodan raspored, pridavanje pozornosti neposrednoj okolini (npr. razumno korištenje izvora svjetlosti, smanjenje temperature grijanja za nekoliko stupnjeva bez promjene osjećaja ugodnosti, razumno smanjenje situacija u kojima se otvaraju prozori). Na temelju svrsishodnosti, očekuje se da mjere energetske učinkovitosti imaju prednost u odnosu na modernizaciju tehnologije instalacija. Ugradnju FN sustava kao alternative u opskrbi pojedinačnih objekata električnom energijom isplati se kombinirati s poboljšanjima unutarnje rasvjete jer se na taj način zahtjevi određenih građevina za električnom energijom – u skladu s potrebnim kapacitetom solarnog sustava – mogu značajno prilagoditi.

HR_13.2. Pregled društvenih uvjeta

Prelazak na obnovljive izvore energije važan je ne samo zbog porasta potražnje za energijom nego i zbog toga što je prema analizi ukupnog životnog vijeka energetske postrojenja ekološki utjecaj uslijed izgaranja fosilnih goriva daleko veći (onečišćenje zraka, kisele kiše, posljedično onečišćenje voda, visoke razine emisija ugljičnog dioksida koje dovode do učinka staklenika i globalnog zagrijavanja) u odnosu na ekološki utjecaj postrojenja koji koriste obnovljive izvore energije.

S povijesnog gledišta, spomenuta regija je u perifernoj situaciji na obje strane granice i karakteriziraju je slabi ekonomski pokazatelji. Geopolitički događaji u 20. stoljeću nisu stvorili idealne uvjete za socioekonomski rast regije. Isto tako, vrijednosti BDP-a po glavi stanovnika odražavaju nepovoljnu situaciju u promatranoj regiji. Prema podacima državnih zavoda za statistiku, u tim područjima BDP po stanovniku iznosi 73% državnog prosjeka u Hrvatskoj, dok u Mađarskoj iznosi 71% (2011) (Varjú i sur. 2013, KSH 2011, DZS 2011).

Mađarski dio regije obilježavaju male zajednice seoskog tipa, a distribucija populacije je neujednačena. Naselja karakteriziraju stare demografske strukture, dramatičan pad broja stanovništva, a razina obrazovanja također pokazuje silaznu tendenciju (kao rezultat migracije), što smanjuje sposobnosti prilagodbe na nove trendove. Visok udio romskog stanovništva, njihov poseban način života i kultura, visoke stope nezaposlenosti te postupno nestajanje prilika za privremeno zapošljavanje zajednički doprinose stvaranju još neizvjesnije i nepovoljnije situacije u regiji (Hajdú.2003, Virág 2010). Utjecaj programskog razdoblja EU 2007.-2013. je skoro neprimjetan, a velika većina subvencija EU koncentrirana je u urbanim područjima; štoviše, udio i ukupan iznos subvencija po stanovniku na nacionalnoj razini među najnižima su u Europi (Finta 2013). Slično kao i u Mađarskoj, gradovi imaju značajniju ulogu i u Hrvatskoj. U ovoj regiji glavni problem leži u migraciji (uglavnom) mlađe populacije.

U pogledu politike zaštite okoliša i djelotvornog iskorištavanja obnovljive energije, nužan, ali nedostatan uvjet predstavlja postojanje regulatornog i pravnog okvira. Učinkovita politika zaštite okoliša zahtijeva mehanizam odlučivanja koji treba uključivati prikladan sustav metoda i procedura, široku bazu znanja i međusobne konzultacije aktera. Činjenice koje se tiču povremenih kašnjenja u strateškom planiranju, nepredvidive mogućnosti koje se otvaraju za prijave projekata te nesigurnosti oko trajanja dostupnosti takvih prilika kao i kasnog izdavanja dozvola za proizvodnju pokazuju da u posljednjih nekoliko godina u Mađarskoj nisu postignuta stvarna poboljšanja ni na polju planiranja politike zaštite okoliša niti u planiranju obnovljive energije (Varjú 2013).

Temeljna je činjenica da razvoj nekog mjesta uvelike ovisi o osobnoj sposobnosti donositelja odluka, lidera i aktera prisutnih u socijalnim mrežama. „U relativno velikim mjestima iza dominantnog osobnog utjecaja uvijek stoji složena organizacijska baza.” (Pálné Kovács, 2008, str.93) „Što je mjesto manje, tim više njegov uspjeh ovisi o lokalnoj samoupravi, sposobnostima gradonačelnika i njegovim ili njenim ambicijama.” (Faludi, 1995, 380). Što je niža razina razvoja, tim je presudnija uloga pojedinca. Posljedično, sa stajališta politike zaštite okoliša, poduzimanje aktivnih i djelotvornih mjera smatra se nezaobilaznom odgovornošću koju moraju preuzeti lokalni akteri.

U okviru istraživačkog projekta obavljani su razgovori s mjesnim liderima u svrhu pisanja studije o mjestima u kojima su provedene investicije u obnovljive izvore energije, tj. fotonaponske sustave. Pitanjima su se nastojali dobiti odgovori u pogledu motiva za promicanje takvih investicija. Smatra se da su gradonačelnici promatranih gradova ključni

akteri u pogledu mjesnih ulaganja u obnovljivu energiju jer su uspjeli uvjeriti predstavnike u gradskim upravama da prihvate novi trend. Međutim, uočljivo je da je na odluke utjecala ekonomska logika, dok je vrlo malo pažnje posvećeno pitanju zaštite okoliša pri donošenju odluka koje se temeljilo samo na kompetencijama i mišljenjima određenih pojedinaca. U kasnijoj su fazi pitanja zaštite okoliša korištena kao marketinški alati. Bez obzira na to, ne smatramo da se radi o pristupu koji bi trebalo osuditi jer je on, uz ekonomsku logiku, ima i funkciju širenja svijesti i obrazovanja kroz promicanje zaštite okoliša, što se manifestira u obliku spin-off učinka koji se može iskoristiti.

Istraživanje je pokazalo da su investicije u većini slučajeva pojedinačne prirode te da gradovi nemaju strateške planove za građenje postrojenja za proizvodnju el.energije iz obnovljivih izvora koji bi mogli pružiti osnovu za usmjeravanje takvih investicija prema povećavanju energetske učinkovitosti. Prema izjavama sugovornika, razina transparentnosti u pogledu obnovljive energije je niska, dok institucionalni sustav odaje dojam ispolitiziranosti na obje strane. Objektivnost i stručno znanje prisutni su u vrlo ograničenoj mjeri, što pokazuje velike nedostatke u ovom području. Rezultati ankete javnog mišljenja pokazuju i da se čimbenici koji stoje iza motivacija za proizvodnju el.energije iz obnovljivih izvora temelje na konvencijama (posebice na mađarskoj strani) i ekonomskim razmatranjima. Razina ekološke svijesti u regiji niža je od europskog i nacionalnih prosjeka. Lokalne investicije u fotonaponske sustave vrlo malo utječu na iskorištavanje obnovljivih izvora energije u zajednici i trenutno nemaju mjerljivih učinaka u pogledu ekološke svijesti stanovništva. Anketa javnog mišljenja oslikava socioekonomske razlike između dva promatrana grada. Oslanjajući se na turizam (ekološkog tipa) i diversificirane industrijske djelatnosti, Orahovica može posvetiti više pažnje ulaganjima u proizvodnju el.energije iz obnovljivih izvora, a njeno stanovništvo okreće se razvoju malih fotonaponskih elektrana za kućnu upotrebu. Nasuprot tome, Sellye, siromašniji grad u području Ormánság, obilježava korištenje konvencionalnih izvora energije. Međutim, potrebno je napomenuti da u Mađarskoj proizvodnja el. energije iz fotonaponskih sustava malih razmjera za kućanstva potencijalno nudi više prednosti od konvencionalne proizvodnje energije.

HR_13.3. Usporedba modula na temelju standardnih testnih uvjeta, PVGIS-a i ekološkog pristupa

U tablici 24 prikazana je usporedba tehničkih karakteristika modula pri standardnim testnim uvjetima kratice STC od engleskog naziva Standard Test Conditions, pri kojima se kako je objašnjeno u 3.2.3 poglavlju pretpostavlja jakost sunčevog zračenja od $G=1000 \text{ W/m}^2$, uz temperaturu na površini ćelije od 25°C . Korištene su proizvođačke tehničke karakteristike opisane u 5 poglavlju kao i procjena proizvodnje godišnje električne energije fotonaponskih sustava različitih tehnologiju prema PVGIS koji su korišteni i u pripadajućih tehn-ekonomskim proračunima isplativosti čije su specifične investicije i profit po kW instalirane snage određeni iz proračuna u modelu opisanom u 9 poglavlju i prikazani u tablici 25.

Tablica 24: Usporedba tehničkih karakteristika modula pri standardnim testnim uvjetima (STC) i uz procjenu proizvodnje električne energije prema PVGIS

Tehničke karakteristike modula	Monokr. Si Bisol BMO250	CIS Solar Frontier SF-150	Amorni Si Masdar MPV- 100S	Visokouč. monok. Si Panasonic	Polikr. Si Bisol BMU250
Snaga pri STC* [W]	250	150	100	240	250
Stupanj djelovanja STC* (ukupni) [p.u.]	0,153	0,122	0,08	0,19	0,153
Faktor ispune pri STC* (el. stupanj djelovanja) [p.u.]	0,750	0,635	0,663	0,785	0,744
Specifična početna oček. proizvodnja el. energije** [kWh/kW _{peak} · god]	1317	1322	1318	1325	1318
Minimalna specif. površina postavljanja* (izravno na krov) [m ² /kW _{peak}]	6,54	8,19	14,30	5,25	6,54

* Prema tehničkim specifikacijama pri STC opisanim u 5. poglavlju

** Prema procjeni proizvodnje električne energije u PVGIS-u

Legenda:



Loše



Osrednje



Dobro



Najbolje

Tehnički najprihvatljiviji je fotonaponski sustav s visokoučinkovitim monokristalnim modulima s obzirom na:

- najbolji (najveći) ukupni stupanj djelovanja fotonaponske pretvorbe sunčeve u električnu energiju od čak 19% pri STC
- najbolji (najveći) faktor ispune koji se može opisati kao unutarnji električnom stupnju djelovanja, odnosno kvaliteta I – V karakteristike fotonaponskog modula pri STC
- najbolju (najveću) očekivanu godišnju proizvodnju prema PVGIS procjenama koja se temelji na konstantnom stupnju djelovanja pretvorbe pri STC (što je pretpostavka koju rezultati mjerenja demantiraju, o čemu više u nastavku). Pri ovom proračunu pretpostavljeni su optimalni uvjeti na krovu zgrade Elektrotehničkog fakulteta u Osijeku okrenutog prema jugu kao u stvarnosti ali s optimalnim kutom od 35°. U stvarnom slučaju, s obzirom na ograničenu površinu i sredstva za postavljanje FN modula kut je isti kao i kut krova od 7°.
- najbolju (najmanju) minimalnu potrebnu površinu za slučaj postavljanja izravno na podlogu, što je za maksimalnu godišnju proizvodnju optimalno samo za podlogu usmjerenu prema jugu pod optimalnim kutom koji u regiji iznosi 35°, dok je za postavljanje modula prema jugu pod optimalnim kutom u svim ostalim slučajevima

potrebna veća površina ili se pri izravnom postavljanju na površinu pri drugom kutu može očekivati nešto manja količina proizvedene električne energije. Zbog najvećeg stupnja djelovanja visokoučinkoviti monokristalni moduli zahtijevati najmanju specifičnu minimalnu površinu za postavljanje od 5,25 m²/kW instalirane snage, dok je to 6,54 m²/kW za promatrane kristalne silicijske module, preko 8,19 m²/kW za srednje učinkovitu CIS tehnologiju do čak 14,30 m²/kW za najneučinkovitiju tehnologiju amorfne silicija.

- Po tehničkim karakteristikama kao najlošiji izdvojili bi sustav s tehnologijom amorfne silicija, s najmanjom učinkovitošću i naravno najvećom potrebnom specifičnom površinom krova, slijedi višeslojna CIS tehnologiju s najlošijim faktorom ispunje, a tehnički su bitno bolje od znatno jeftinije (s obzirom na široku dostupnost na tržištu) standardno korištene tehnologije monokristalnog i polikristalnog silicija.

Analiza isplativosti prikazana u tablici 25 izvršena je na dva tipična primjera fotonaponskih sustava: malih (instalirane snage do 10 kW) tipično vezanih uz investicije u kućanstvima i velikih (instalirane snage do 300 kW) tipično vezanih uz poduzetništvo kako je objašnjeno u 9 poglavlju.

Analiza isplativosti pretpostavlja cijenu pet različitih tehnologija modula iz postupka nabavke ove opreme u okviru projekta REGPHOSYS, stvarne troškove instalacije, priključka i održavanja koji su vrijedili u Hrvatskoj i Mađarskoj te službene poticajne cijene prema tarifnim sustavima Hrvatske i Mađarske u 2014. godini kako je opisano u tehnokoekonomskom modelu i analizi isplativosti u 9 poglavlju, gdje se kao granica malih do 10 kW i velikih do 300 kW instalirane snage preuzima ih hrvatskog tarifnog sustava za poticanje proizvodnje električne energije iz OIE i kogeneracije s obzirom da mađarska regulativa ne poznaje ovakve podjele (u korist specifično skupljih malih sustava).

Tablica 25: Usporedba tehnokoekonomskih karakteristika fotonaponskih sustava sastavljenih od modula različitih tehnologija

Ekonomske karakteristike FN sustava	Monokr. Si Bisol BMO250	CIS Solar Frontier SF-150	Amorni Si Masdar MPV-100S	Visokouč. monokr. Si Panasonic	Polikr. Si Bisol BMU250
Specifične investicije* (4 kW mrežni sustavi u HU) [€/kW _{peak}]	1767	1951	1803	2112	1800
Specifične investicije* (4 kW mrežni sustavi u HR) [€/kW _{peak}]	1990	2174	2026	2345	2023
Specifične investicije* (300 kW mrežni sustavi u HU) [€/kW _{peak}]	1330	1506	1366	1660	1364
Specifične investicije* (300 kW mrežni sustavi u HR) [€/kW _{peak}]	1553	1729	1589	1883	1587

Specifični profit u 25 god* (4 kW mrežni sustavi u HU) [€/kW _{peak}]	2 933	3 003	2 704	2 936	2 823
Specifični profit u 25 god* (4 kW mrežni sustavi u HR) [€/kW _{peak}]	2 956	3 051	2 734	2 991	2 848
Specifični profit u 25 god* (300 kW mrežni sustavi u HU) [€/kW _{peak}]	2 059	2 108	1 897	2 061	1 981
Specifični profit u 25 god* (300 kW mrežni sustavi u HR) [€/kW _{peak}]	4 109	4 201	3 798	4 103	3 955

* Prema modelu isplativosti opisanom u 9. poglavlju.

Legenda:



Loše



Osrednje



Dobro



Najbolje

Odabrani specifični parametri analiza isplativosti po kW instalirane snage (radi omogućavanja usporedivosti sustava različitih veličina) pokazuju slijedeće:

- Fotonaponski sustavi s tehnički najboljim visokoučinitivim monokristalnim modulima upravo su oni s najvećim a time i najlošijim specifičnim investicijama bez obzira na veličinu sustava. Na primjer, za češće primjene kod malih sustave (npr. 4 kW) te investicije iznose oko 2110 €/kW u Mađarskoj koja ima nešto niže troškove instalacija i priključka, u usporedbi s oko 2340 €/kW u Hrvatskoj što je najvjerojatniji razlog odustajanja malih investitora u kućanstvima od njihove primjene te **odabir konvencionalnih monokristalnih ili polikristalnih modula bitno nižih investicija** od oko 1770 €/kW u Mađarskoj, odnosno oko 1990 €/kW u Hrvatskoj. Uz već opisanu prednost najmanje potrebne specifične površine za postavljanje, zbog velikog stupnja djelovanja korištenje ovih modula teorijski bi trebali rezultirati ukupno jednim od najvećih ukupnih profita (uz ograde vezana uz rezultate mjerenja).
- Zanimljivo je da **sustavi s višeslojnim bakar-indij-selen** (engl. Copper-Indium-Selenide, CIS) **modulima** koji imaju srednje velike specifične investicije i srednji stupanj djelovanja ispitanih tehnologija zbog **najveće očekivane proizvodnje električne energije** kao rezultat korištenja više različitih materijala i boljeg iskorištenja

sunčevog spektra zračenja (a što potvrđuju dodatno i mjerenja) kao i ubjedljivo najmanjeg očekivanog godišnjeg smanjena izlazne snage rezultiraju s dugoročno najvećim očekivanim specifičnim profitom tijekom životnog vijeka fotonaponskog sustava od 25 godina (koliko traje i garancija na fotonaponske module). Time bi sa stajališta tehnno-ekonomske analize isplativosti preporuka išla upravo k ovoj tehnologiji.

- Dodatno, amorfni silicij je tehnologija koja bi zbog manje učinkovitosti trebala rezultirati nižim specifičnim investicijama ali upravo manja tržišna dostupnost rezultira sličnim specifičnim investicijama kao i za tehnologije s kristalnim silicijem. Zbog znatno većeg očekivanog smanjenja izlazne snage tijekom životnog vijeka rezultira najmanjim očekivanim diskontiranim profitom.

Analiza isplativosti također ukazuje i na očekivano **manje specifične investicije za veće sustave** (do 300 kW) ali zbog odgovarajućih **manjih poticaja** (u Hrvatskoj) u odnosu na manje sustave (prosječno 4 kW pa do 10 kW zbog sheme poticaja) ipak rezultiraju s **manjim očekivanim specifičnim diskontiranim profitom**.

Kvalitativni utjecaj na okoliš fotonaponskih modula različitih tehnologija prikazani su u tablici 26.

Tablica 26: Kvalitativna usporedba ekoloških karakteristika fotonaponskih modula različitih tehnologija

Ekološke karakteristike modula	Monokr. Si Bisol BMO250	CIS Solar Frontier SF-150	Amorni Si Masdar MPV-100S	Visokouč. monok. Si Panasonic	Polikr. Si Bisol BMU250
Zbrinjavanje otpada (neposredni utjecaj na okoliš)	Velika učinkovitost = manje otpadnog materijala	Srednja učinkovitost = više otpadnog materijala	Najmanja učink., kraćeg životn. vijeka = najviše otpada, no zbog niske temp. pri proizv. ćelija manja potroš. materijala	Još veća učinkovitost = još manje otpadnog materijala	Slična učinkovitost kao kod monokrist. Si
Potrošnja energije i CO ₂ ekvivalent	Visoka potr. energije = dulje trajanje energetske amortizacije i CO ₂ ekvival.	Najniža potrošnja energije i emisije CO ₂ ekvivalenta	Niska temp. pri proizvodnji ćelija = manja potrošnja energije	Veća učinkovitost, ali i dalje visoka potr. energije i CO ₂ ekvivalenta	Kraća en. amortizacija od monikrist. Si, manje emisije CO ₂ ekv. ne sadrži toksične tvari

Legenda:



Loše



Osrednje



Dobro



Najbolje

Uzimajući u obzir utjecaje na okoliš prikazane u tablici 26 možemo načelno zaključiti sljedeće:

- Niti jedna tehnologija nema izrazito povoljan ili nepovoljan utjecaj na okoliš, jer višeslojne i amorfne tehnologije imaju manju potrošnju energije i materijala u proizvodnji ćelija (modula), ali i više otpada zbog manje učinkovitosti.
- CIS tehnologija srednje učinkovitosti rezultira s više otpadnog materijala u odnosu na tehnologije kristalnog silicija što treba imati na umu prilikom odabira i u tom smislu prednost imaju tehnologije kristalnog silicija s većom učinkovitošću.
- Istovremeno, CIS tehnologija je energetska znatno manje intenzivna pa je i ukupna očekivana emisija CO₂ ekvivalenta u [g/kWh_e], koja dolazi gotovo isključivo iz faze proizvodnje ćelija, očekivano manja dok su tehnologije kristalnog silicija u tom smislu znatno nepovoljnije, osobito tehnologije monokristalnog silicija.
- Tehnologija amornog silicija, iako najmanje učinkovitosti povoljna je u oba slučaja zbog niske temperature prilikom proizvodnje fotonaponskih modula što rezultira manjom specifičnom potrošnjom materijala i energije, a s time i manjim CO₂ ekvivalentom u [g/kWh_e]

Zaključak: na temelju evaluacije rezultata prikazanih u tablicama 24 i 25 moguće je zaključiti da, načelno, tehničke karakteristike pojedinih tehnologija fotonaponskih modula odnosno tehnološko-ekonomske analize isplativosti fotonaponskih sustava koje primjenjuju te tehnologije ukazuju na **odabir dvije bitno različite tehnologije kao optimalnih:**

- **visokoučinkoviti monokristalni silicij kao tehnološki najnapredniji odnosno**
- **višeslojnu CIS tehnologiju kao dugoročno ekonomski najprofitabilniju**

Obje se tehnologije pak zbog nešto većih specifičnih investicija tj. ograničenih mogućnosti ulaganja uglavnom manjih privatnih kućanstava kao investitora u regiji kao i manje tržišne dostupnosti u odnosu na standardne tehnologije monokristalnih i polikristalnih silicijskih modula, zadovoljavajuće male potrebne površine postavljanja, najčešće niti ne instaliraju!

HR_13.4. Usporedba modula na temelju rezultata mjerenja

U tablici 27 prikazana je usporedba modula na temelju rezultata mjerenja za travanj i svibanj 2014. uvažavajući pri tome stvarnu promjenjivu jakost sunčevog zračenja i temperature ćelija koje su izrazito ovisne o regionalnim klimatskim utjecajima u odnosu na standardne testne (laboratorijske) uvjete.

Cilj je pokazati kako regionalni klimatski utjecaji mogu utjecati na stvarnu proizvodnju električne energije u usporedbi s teorijskim proračunom, koristeći sada stvarne mjerene tehničke karakteristike opisane detaljno u poglavlju 5 Mjerenja na DC strani (osobito mjerenu izlaznu snagu, učinkovitost i faktor ispune) vršeći pri tome usporedbu sa tehničkim karakteristikama proizvođača opreme u standardnim testnim uvjetima (STC).

Isto je urađeno i u tablici 28 u kojoj se za fotonaponske sustave koji koriste različite tehnologije fotonaponskih modula vrši usporedba procjene očekivane proizvodnje električne energije u PV emulátoru ne uključujući dane za koje nisu vršena mjerenja (nedjelje i blagdani) sa teorijskim procjenama očekivane proizvodnje električne energije prema PVGIS-u, kao

i usporedba dva odabrana dana različitih klimatskih uvjeta – oblačni i sunčani dan prema razmatranjima u 7. poglavlju Mjerenja na fotonaponskom emulatoru. Pri tome su svi podaci o proizvodnji električne energije prikazani kao specifični godišnji ili dnevni u odnosu na instaliranu snagu [$\text{kWh/kW}_{\text{peak}}$], radi usporedivosti rezultata analize sustava različitih veličina.

Tablica 27: Usporedba tehničkih karakteristika modula na temelju mjerenja u odnosu na standardne testne uvjete (STC)

Tehničke karakteristike modula	Monokr. Si Bisol BMO250	CIS Solar Frontier SF-150	Amorni Si Masdar MPV-100S	Visokouč. monok. Si Panasonic	Polikr. Si Bisol BMU250
Srednja mjerena snaga u travnju i svibnju* [W]	78,3	59,49	36,12	80,16	79,15
Srednja mjerena snaga u odnosu na STC* [p.u.]	0,313	0,396	0,361	0,334	0,317
Srednji mjereni stupanj djelovanja* (ukupni) [p.u.]	0,134	0,1305	0,073	0,180	0,138
Srednji mjereni stupanj djelovanja* u odnosu na STC [p.u.]	0,873	1,067	0,927	0,945	0,901
Srednji mjer. faktor ispunje* (el. stupanj djelovanja) [p.u.]	0,733	0,681	0,671	0,745	0,719
Srednji mjer. faktor ispunje* u odnosu na STC [p.u.]	0,983	1,081	1,012	0,949	0,981

* Prema mjerenim tehničkim specifikacijama opisanim u 8. poglavlju Baza podataka

Legenda:



Usporedba rezultata mjerenja pokazuju slijedeće:

- stvarna srednja mjerena snaga ovisi o stvarnim klimatskim uvjetima tijekom promatranog razdoblja mjerenja
- iako bi se na temelju podataka o apsolutnim mjerenim izlaznim srednjim snagama, stupnju djelovanja i faktoru ispunje svakog modula moglo doći do zaključka o prednosti tehnologiju kristalnog silicija koje za sličnih dimenzija modula zbog veće učinkovitosti imaju veću instaliranu i mjerenu srednju snagu, **relativna usporedba mjerenih izlaznih snaga pet različitih tehnologiju fotonaponskih modula izloženih istovjetnim regionalnim klimatskim uvjetima u odnosu na**

snage pri standardnim testnim uvjetima daje dodatnu prednost ponajprije CIS tehnologiji, a potom i tehnologiji amornog silicija.

- To se dodatno potvrđuje i analizom srednjeg mjerenog ukupnog stupnja djelovanja i srednjeg mjerenog faktora ispunje koji **dodatno potvrđuju prednost višeslojne CIS tehnologije kod koje je moguće očekivati veću proizvodnju električne energije u stvarnim regionalnim klimatskim uvjetima za istu instaliranu snagu.**
- Valja istaknuti da je **relativni odnos srednjeg mjerenog stupnja djelovanja u odnosu na onaj pri STC veći od 1 jedino za CIS tehnologiju usprkos činjenici da su mjerenja vršena u uvjetima manjeg intenziteta sunčevog zračenja i dominantno oblačnijeg vremena, što pokazuje bolji odziv višeslojnih fotonaponskih ćelija na širok spektar sunčevog zračenja.**

Tablica 28: Usporedba procjene proizvodnje električne energije iz fotonaponskih sustava različitih tehnologija modula na temelju fotonaponskog emulatora u odnosu na PVGIS

Energetske karakteristike fotonaponskog sustava	Monokr. Si Bisol BMO250	CIS Solar Frontier SF-150	Amorni Si Masdar MPV-100S	Visokouč. monok. Si Panasonic	Polikr. Si Bisol BMU250
Srednja mjerena jakost sunčevog zračenja u travnju i svibnju* [W/m ²]	376,90	376,90	376,90	376,90	376,90
Srednja mjerena jakost sunčevog zračenja u travnju i svibnju u odnosu na PVGIS** [p.u.]	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937
Specifična emulirana proizvodnja el. energije u travnju i svibnju* [kWh/kW _{peak}]	231,54	268,67	208,71	225,52	216,49
Specifična emulirana proizvodnja el. energije u travnju i svibnju u odnosu na PVGIS** [p.u.]	0,834	1,037	-	0,881	0,846
Specifična dnevna emulirana proizvodnja el. energije za oblačni dan* [kWh/kW _{peak}]	2,61	3,14	3,19	2,68	2,66
Specifična dnevna emulirana proizvodnja el. energije za sunčani dan* [kWh/kW _{peak}]	4,68	5,50	5,01	4,72	4,50

* Prema procjeni proizvodnje električne energije u FN emulatoru opisanim u 7. poglavlju
Mjerenja na fotonaponskom emulatoru

** Prema procjeni proizvodnje električne energije u PVGIS

Legenda:



Loše



Osrednje



Dobro



Najbolje

S obzirom na relativno kratku dostupnost mjerenja za samo dva mjeseca (travanj i svibanj) zbog ograničenog trajanja projekta REGPHOSYS izvršena je usporedba mjerenja srednje proizvodnje električne energije kao i procjena proizvodnje električne energije pomoću FN emulatora s procjenama proizvodnje električne energije na temelju PVGIS-a.

Rezultati procjene proizvodnje električne energije iz fotonaponskih sustava s različitim tehnologijama modula ukazuju na slijedeće:

- Iako je mjerenje počelo s ispodprosječnim (iznimno kišnim) travnjem, završilo je s nadprosječno sunčanim svibnjem u odnosu na srednje podatke o jakosti sunčevog zračenja za mjesece travanj i svibanj u PVGIS-u, što je rezultiralo s ukupno 93,7% prosječnog sunčevog zračenja koje predviđa precizni klimatski model u PVGIS-u.
- Za ove podatke emulirana je, na temelju mjerenja I–V karakteristika pojedinačnih modula, procjena proizvodnje električne energije za fotonaponski sustav instalirane snage 12 kW u fotonaponskom emulatoru opisanom u 7. poglavlju, čije su specifične vrijednosti po kW instalirane snage za ova dva mjeseca prikazani u tablici 28.
- Relativna usporedba s procjenom očekivane vrijednosti proizvedene električne energije pomoću PVGIS pokazuje snažnu korelaciju s umnoškom relativnog srednjeg mjerenog sunčevog zračenja u odnosu na PVGIS-u i srednjeg mjerenog stupnja djelovanja različitih tehnologiju modula, čime je **potvrđena točnost rezultata mjerenja**
- Dodatno, radi potvrđivanja odziva fotonaponskih sustava na kratkoročne vremenske prilike izvršena je relativna usporedba dva tipična dana: oblačni i (pretežito) sunčani dan. Usporedba pokazuje bitnu prednost tankoslojnih tehnologija nad tehnologijama kristalnog silicija u oba slučaja, s tim da je CIS tehnologija najučinkovitija u proizvodnji električne energije pri sunčanijem vremenu sa 5.50 [kWh/kW_p, dan] dok je tehnologija amorfne silicija učinkovitija pri oblačnom danu [3.19 kWh_p, dan]. Uzorci ovoga leže u različitim odzivima I–V karakteristika različitih tehnologiju FN sustava na promjenu jakosti sunčevog zračenja i temperature na površini ćelije.

Zaključno, ova usporedba jasno pokazuje, da u slučaju korištenja fotonaponskih sustava s višeslojnom CIS tehnologijom možemo očekivati veći relativni stupanj djelovanja fotonaponske pretvorbe u odnosu na ostale tehnologije, a time i za istu instaliranu snagu vjerojatno i veću očekivanu proizvodnju u odnosu na tehnologije sa sličijem.

Ipak, s obzirom na kratko razdoblje mjerenja ograničeno trajanjem projekta, za dugoročne tehnološko-ekonomske analize isplativosti u modelu opisanom u 5. poglavlju procjena proizvedene električne energije ipak je izvršena korištenjem PVGIS-a. **Nakon najmanje godinu dana mjerenja, a po potrebi i dulje, moći ćemo sa sigurnošću pretpostavke vezane uz očekivano veću proizvodnju električne energije iz CIS tehnologije u odnosu na one procijenjene pomoću PVGIS-a.**

Ako se ova pretpostavka potvrdi to neće promijeniti već samo dodatno kao najisplativije rješenje istaknuti CIS višeslojnu tehnologiju u prekograničnoj regiji Hrvatske i Mađarske, koja iako ima početno veće specifične investicijske troškove i zahtjeva veću površinu za postavljanje uz veću proizvodnju u našim regionalnim klimatskim uvjetima ali, važno, i uz zadržavanje sustava poticaja koji su ugrađeni u proračunima isplativosti a koji prate kretanje aktualizirane cijene proizvodnje električne energije (engl. Levelized Cost of Electricity, LCOE), tj. investicijskih, troškova pogona i održavanja i vanjskih (emisijskih) i dekomisijskih troškova fotonaponskih sustava.

HU_1. ELŐSZÓ

Ma a fotovillamos energiatermelés robbanásszerű fejlődésének lehetünk szemtanúi. Az elmúlt egy-két évben a beépített napelemes energiatermelő egységek száma exponenciális növekedésnek indult mind a fejlett, mind a fejletlen világban és a kapacitás-építési tervek e dinamikus növekedés továbbvitelét jelzik. A napelemek gyártásának költségei évről évre csökkennek, az inverterek megbízhatósága és hatékonysága is folyamatosan javul. A kutatás-fejlesztés újabb és újabb napelempanel-típusokat eredményez, ahol már nem csak a hatékonyság számít, hanem fontos a felhasznált anyagok életciklusának figyelembevétele, az újrafeldolgozási áramba való minél nagyobb arányú visszakapcsolódás is (pl. amorf panelek). Makro szintű energiagazdálkodási szempontból a napelemes villamosenergia-termelésnek ráadásul megvan az az előnye, hogy akkor termeli a villamos energiát, amikor arra jellemzően szükség van (nappali időszakban, nyári időszakban, amikor a légkondicionálók terhelik az energiahálózatot). Az energiatárolási lehetőségek is rendelkezésre állnak (pl. víztározós rendszerek, hidrogén tárolás vízbontási eljárással). Az elektromos gépjárművekhez kapcsolódó kutatás-fejlesztés újabb, hatékonyabb akkumulátortípusok létrejöttét fogja eredményezni a közeli jövőben. A tárolás elterjedésében a technológiai fejlődés mellett azonban nagyobb szerepe van a politikai, társadalmi akaratnak.

A fenti tények egyrészt bizakodásra adhatnak okot, hiszen a megújuló energia aránynövekedése pozitív hatással van környezetünkre, segítség a klímaváltozás elleni harcban, azonban ennek a dinamikus növekedésnek a komplex hatáselemzése szükséges. A fotovoltaiikus energiatermelésnek nem csak műszaki-technológiai feltételei és hatásai vannak, hanem legalább ennyire fontosak a társadalmi, gazdasági és környezeti tényezők, valamint hatások, ezért az interdiszciplináris kutatások a témában elengedhetetlenek. A könyv két eltérő profilú kutatóműhely közös munkájának egy összefoglaló szeletét mutatja be, ahol a különböző fotovoltaiikus rendszerek társadalmi, gazdasági, környezeti, műszaki és regionális hatásainak legfontosabb paramétereit járjuk körül. Jelen háromnyelvű kötet egy komplex, közös, interdiszciplináris kutatás első eredményeit vonultatja fel, folytatása a „Napenergia és környezet” című kötetünknek, ahol a fotovoltaiikus energiatermelés feltételeit jártuk körül. A kezdeti sikerek és bizakodásra okot adó kutatási eredmények miatt az uniós finanszírozású projektünk lezárását követően a munkát folytatni kívánjuk.

HU_2. BEVEZETÉS

Az Európai Unió az energiahatékonyság és a megújuló energiaforrások területén folyó fejlesztésben rejlő hatalmas lehetőséget. A fotovoltaiikus rendszerek egészükben olyan új technológiát képeznek, amely további kutatása iránti igényt gerjeszt. Az Eszéki Villamosmérnöki Tanszék horvát projektcsoportjának tagjainak lehetősége nyílt – az ERASMUS program részeként Barcelonába tett tanulmányutakon keresztül – kapcsolatba kerülni a megújuló energiaforrások és az energiaipari elektronika területén a Katalóniai Műszaki Egyetem Technológiakutatási és Fejlesztési Központjában dolgozó tudósokkal. Bemutattak nekik különféle területeken elért műszaki eredményeket, melyek között különös hangsúlyt kaptak a fotovoltaiikus rendszerek. A REG-PHOSYS betűszóval azonosított projekt pontosan az olyan fajtájú tapasztalatokon és kutatásokon alapszik, amelyeket a projektcsoport tagjai a fotovoltaiikus rendszerek és az energiaipari elektronika területén nyertek és végeztek. A MTA KRTK – a közgazdaságtan és környezetvédelem területén folytatott tevékenység-

geinek tulajdoníthatóan – kompetens partner a fotovoltaikus rendszerek határon átnyúló régióban kifejtett társadalmi, technológiai és gazdasági hatásainak kutatásában.

A projekt általános célja a határon túlnyúló régió időjárás viszonyaihoz optimális fotovoltaikus rendszerkonfiguráció kidolgozása. A projekt keretében a résztvevők a fotovoltaikus rendszerek által az elektromos áramellátó hálózatra, a gazdaságra és a környezetre gyakorolt hatásokat fogják vizsgálni. Közös ismereti adatbázist dolgoznak ki a fotovoltaikus rendszerek alkalmazásához lényeges jellemző tulajdonságokról és kutatócsoportok határon túlnyúló innovációs hálózata lesz felállítva a fotovoltaikus rendszerek fejlesztéséhez. Továbbá optimalizálják a fotovoltaikus rendszert a projekt kihatási területének időjárás viszonyaihoz fotovoltaikus modulépítési technológia kiválasztása tekintetében. Fokozni fogják az együttműködést a határ mindkét oldalán a tudományos intézmények és a fotovoltaikus rendszerek alkalmazásában érdekelt gazdasági szereplők között. A projekt helyszíne kutatás és fejlesztés tekintetében Eszék és Pécs lesz. A projekt hatáskörzete Kelet-Horvátország és Dél-Magyarország lesz. Az eszéki Villamosmérnöki Tanszék kutatócsoportja innovatív módszereket használ majd a fotovoltaikus (FV) rendszerek méréséhez és teszteléséhez olyan módon, hogy az akadémiai közösség FV rendszerek területén aktív tagjai, valamint FV rendszertervezők értékes adatokhoz juthassanak hozzá FV rendszeroptimalizáláshoz. Továbbá csoportok alapulnak innovációs kutatáshoz, valamint jövőbeni FV rendszerek kifejlesztéséhez.

A projekt kiegészítő operatív célja megújuló energiaforrásokat vizsgáló laboratórium felállítása és felszerelése az eszéki Villamosmérnöki Tanszéken. A közvetlen célcsoportokat a villamosmérnöki tanulmányaikat már befejezett és még folytató egyetemi hallgatók lesznek, akik laboratóriumi és kivitelezési gyakorlatokon keresztül gyakorlati ismereteket szereznek a fotovoltaikus rendszerekről. Közvetett célcsoport a megújuló energiaforrásokkal, fotovoltaikus rendszerekkel és különösen FV rendszertervezéssel foglalkozó tudományos közösségek tagjaiból fog állni. Ezen kívül további közvetett célcsoportokat az FV rendszerek mérései és optimalizálása alapján az FV készülékek fejlesztésére irányuló beruházás iránt esetleg motivált vállalkozások és potenciális magánbefektetők képeznek majd.

A monográfia egységesíti és mutatja be a projekt kutatási eredményeit a három – technikai, gazdasági és társadalmi – szegmensének mindegyikében. A fotovoltaikus rendszer működésének megértéséhez szükséges alapelveket kifejtő „bevezető a napenergiába” című részt mérési eredmények követnek, melyek segítségével a fotovoltaikus rendszernek a határon túlnyúló régió időjárás feltételeihez viszonyított műszaki jellemzői kerülnek bemutatásra. Elvégzésre került az FV rendszerek kielemezése a fotovoltaikus celláknak, vagyis napelemeknek a különböző gyártástechnológiák szempontjából. Mérések történtek ötféle különböző, kristályos, illetve vékonyréteges szerkezetű fotovoltaikus modulon. Az FV rendszer szerkezete szerint mérések történtek mind a táphálózati csatlakozás oldalán, vagyis a váltóáramú (AC) oldalon, mind a fotovoltaikus modulok oldalán, vagyis az egyenáramú (DC) oldalon. A DC oldali mérések alapján adatbázis lett létrehozva a különböző technológiákat alkalmazó fotovoltaikus rendszerek által termelt villamos energia kiértékelés céljából. Az áramtermelés megbecsülése céljából fotovoltaikus emulátor került felhasználásra.

Költség-haszon elemzés mutatja ki a határon túlnyúló régióban telepítendő különböző fotovoltaikus rendszerek költségeit és hasznait. A költség-haszon elemzés nélkülözhetetlen a fotovoltaikus rendszerek mind horvátországi, mind magyarországi fejlesztési prioritásainak meghatározása szempontjából. A fotovoltaikus rendszerek által a régióban kifejtett környe-

zeti, valamint társadalmi és gazdasági hatásaira irányuló kutatás támogatásával irányelvek születtek a határon túlnyúló régió számára optimális fotovoltaiuk rendszer kiválasztásához.

A könyv azonosítja azokat a potenciális társadalmi hatásokat, amelyek a napenergia terjedéséből, azaz, a megújuló vagy napenergiával kapcsolatos beruházásokból, annak kommunikációjából, az egyes szereplők interakciójából eredeztethető és hatással van az innováció terjedésére, fókuszálva arra, hogy milyen hatással lehet egy adott társadalmi csoportra, annak megújuló/napenergiával kapcsolatos beruházási döntéseire.

A környezeti hatások számbavételénél kitérünk a potenciális területhasználat kérdésére és a szén-dioxid kibocsátásra is. Áttekintve a napelemek életciklusát számba vesszük a napelemek hulladékkeletkezésére való hatását, az újrahasznosítás lehetőségét.

A hatások tekintetében végül egy rövid áttekintést adunk arról, hogy a PV energiatermelés hol áll a többi megújuló energiatermelő megoldásokhoz képest, hol vannak előnyök, illetve hátrányok.

HU_3. A NAPENERGIA ÉS A NAPELEMES RENDSZEREK ALAPJAI

HU_3.1. A Nap sugárzási energiája

A nap sugárzási energiája (E_0) a Föld atmoszféráján keresztül érkezik a Föld felszínére. Mivel a Föld saját tengelye körül forog, valamint kering a Nap körül, ezért a Föld felszínére érkező besugárzás szezonális ingadozást mutat. A beérkező energia az aktuális Nap-Föld távolságtól is függ. Ez $E_0 = 1307\text{--}1399 \text{ W/m}^2$ közötti érték optimális (függőleges) beesési szög esetén. Az átlagos értéket szolár-állandónak hívjuk, melynek értéke: $E_{0sr} = 1367.7 \text{ W/m}^2$. A különböző Nap-Föld távolságokban a sugárzási energia az alábbi módon számítható (Požar, 1973):

$$E_o = E_{0sr} \left(\frac{r}{R} \right)^2$$

ahol, „r” az átlagos Nap-Föld távolság, míg „R” a valós Nap-Föld távolság (egy napon belüli állandóságot feltételezve).

A Föld Nap körüli keringésének enyhe excentricitása következtében a szoláris állandó $\pm 3,4\%$ -os ingadozást mutat évente. ennek megfelelően a besugárzás az alábbiak szerint kalkulálható (W/m^2) (Požar, 1973):

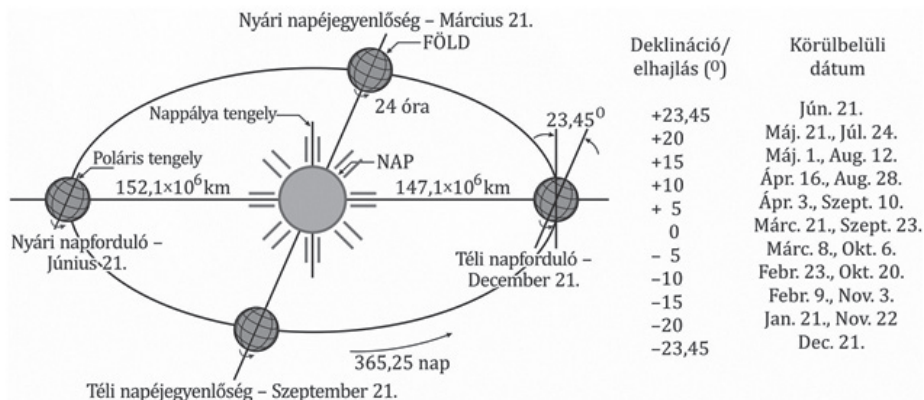
$$E_o(n) = \varepsilon_0(n) E_{0sr} = \left(1 + 0.034 \cos \frac{360^\circ n}{365^\circ} \right) E_{0sr}$$

ahol, ε az ellipszis excentricitás, n a napok száma egy évben.

A vízszintes felszínre érkező besugárzás teljes napi energiája (J/m^2) (Požar, 1973):

$$W_s(n, \phi, \delta, \omega_s) = \frac{86400}{\pi} E_{0sr} \left(1 + 0.034 \cos \frac{360^\circ n}{365^\circ} \right) \left(\frac{2\pi}{360} \omega_s \sin \phi \sin \delta + \sin \omega_s \cos \phi \cos \delta \right)$$

- ahol, ω_s a Nap óraszöge, (12 h = 0° , 13 h = 15° , 15 h = 45°), ϕ a földrajzi szélesség a mikrolokációra tekintettel, δ pedig a Nap deklinációja (1. ábra).



1. ábra: A nap deklinációjának (elhajlásának) alakulása az év folyamán

Forrás: Kalogirou, S.A. (2009) nyomán.

A Nap besugárzási energiájának nagyságát több tényező befolyásolja (2. ábra). A földre érkező napsugárzás 30%-a visszaverődik az űrbe (6%-a az atmoszféráról, 20%-a a felhőkről és 4%-a a földfelszínről), körülbelül 19%-át nyeli el az atmoszféra (felhők 3%, felső atmoszféra 16%). A maradékot elnyeli a talaj, a tengerek és az óceánok; ez az energia visszaverődve fűti a levegőt, valamint vizet párologtat. A besugárzás intenzitása függ az atmoszféra állapotától, vagyis attól, hogy tiszta vagy felhős az égbolt, milyen a légszennyezés (porszennyezés) mértéke, függ továbbá az ózon állapotától, a párásságtól, a tengerszint feletti magasságtól (vagyis a levegő adott magasságban lévő sűrűségétől). Mindezek mellett átlagosan a földfelszínre érkező energia nagysága 200 W/m²-re becsülhető éves szinten (Twiddel-Weir 2006), amely körülbelül egy milliárd TWh napenergiát jelent egy év alatt!

Az alapvető probléma azonban az, hogy ezt az elképesztő mennyiségű energiát jelen pillanatban (az elektromos energiatermelésben) alig tudjuk használni. Ennek számos oka van:

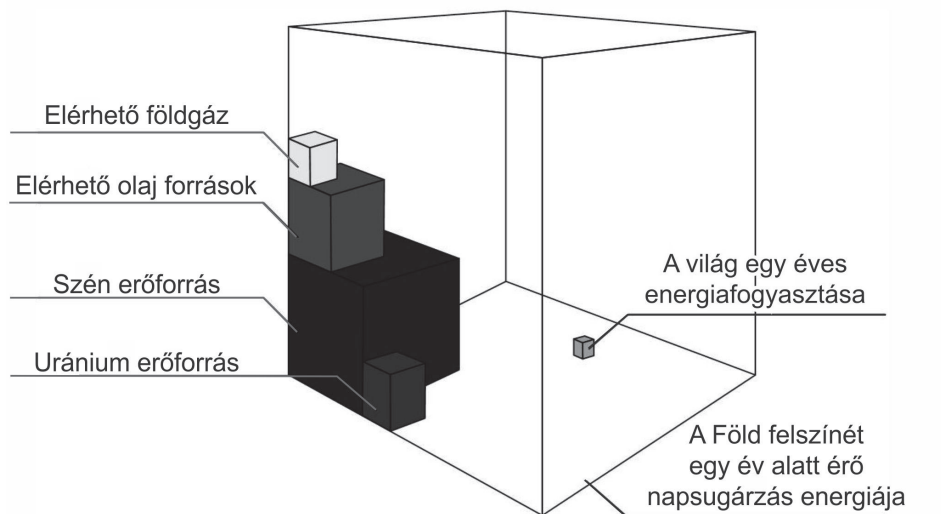
- kicsi az energiaáram sűrűsége;
- napi és szezonális oszcillációk vannak a besugárzás intenzitásában;
- a klímafeltételek nem állandóak; a (nappali) besugárzás intenzitás nem esik egybe az elektromos energia felhasználással, az elektromos energia tárolása problematikus;
- magasak a fotovoltaiikus (PV) energiatermelés fajlagos beruházási költségei, különösen a hagyományos, fosszilis energiatermeléshez viszonyítva, de igaz ez más megújuló energiákkal kapcsolatban is (szél, biomassa, geotermális).

Mindazonáltal, az ösztönzési rendszerek több száz országban gyors technológiai fejlődést eredményeztek, amely növekedés világszinten több mint 130 GWp beépített kapacitás elérését eredményezte 2013¹ végére és a beruházási költségek szignifikáns csökkenését eredményezték az elmúlt években².

¹ Renewables 2013 Global Status Report, <http://www.ren21.net> (December 2013)

² European Commission, DG Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport, Renewable Energy Unit: PV Status Report 2013, Ispra, Italy, September 2013

A 2. ábra a világ energiafogyasztását mutatja összehasonlítva az összes fosszilis erőforrással és éves napenergia potenciállal. Nap Földre érkező sugárzási energiája 14000-szer nagyobb a világ energiafogyasztásánál fogyasztásnál. Egy év alatt a Földre érkező kumulatív besugárzott napenergia sokkal nagyobb mint az összes ismert fosszilis energiaforrás (Krauter, 2006).



2. ábra: A világ energia fogyasztása, összehasonlítva az összes fosszilis erőforrással, és az éves napenergia potenciállal

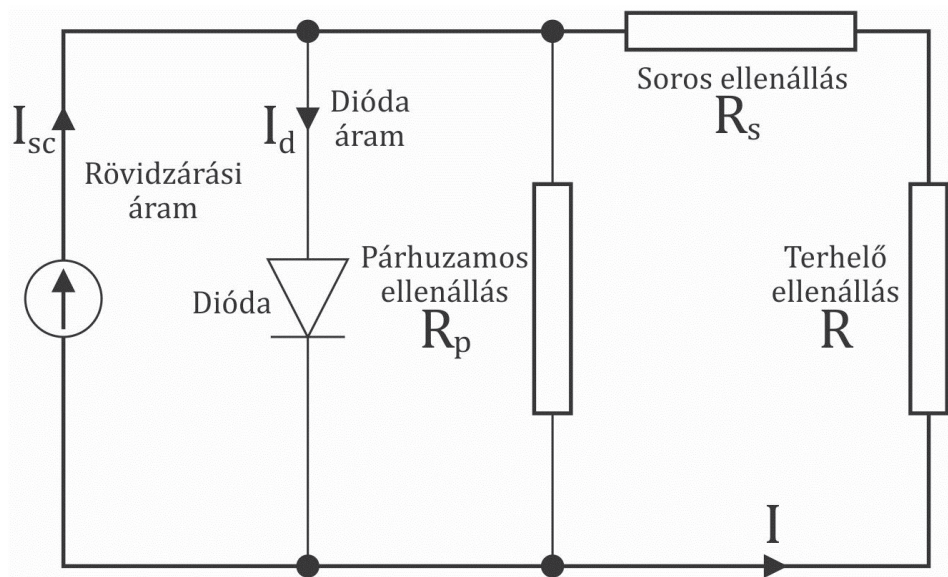
Forrás: Krauter 2006.

HU_3.2. PV cella, modul és napelem csoport elrendezés

A fényelektromos hatás a rövidhullámú szoláris sugárzás (napfény) villamos energiává történő közvetlen átalakítását jelenti. A napfény fotonokat tartalmaz, ahol a különböző részecskék különböző mennyiségű energiát tartalmaznak a szoláris spektrum különböző hullámhosszaitól függően. Amikor a fotonok eléri a PV cellákat, egy p-n átmenetű szilícium kristály alapú félvezető réteget érnek el, amelyen vagy visszaverődnek, vagy közvetlenül áthatolnak, vagy elnyelődik a cellában. Csak azok a fotonok nyelődnek el és termelnek energiát, hozzák létre a fotovoltaiikus jelenséget, amelyek szabad elektronjaikat leadják.

A PV cella speciálisan kiképzett n-layer rétege természetes elektron (negatív töltés) áramlást idéz elő. Azáltal, hogy helyükön a p-rétegben lyukak jönnek létre, mint pozitív töltések, ezért amikor azt külső áramkörhöz kapcsoljuk, a szabad elektronok elkezdenek áramlani.

A 3. ábra egy PV cella helyettesítő áramkörét mutatja, amely tartalmaz párhuzamos belső ellenállást R_p és soros ellenállást.



3. ábra: PV cella helyettesítő áramköre soros és párhuzamos ellenállással

Forrás: saját szerkesztés.

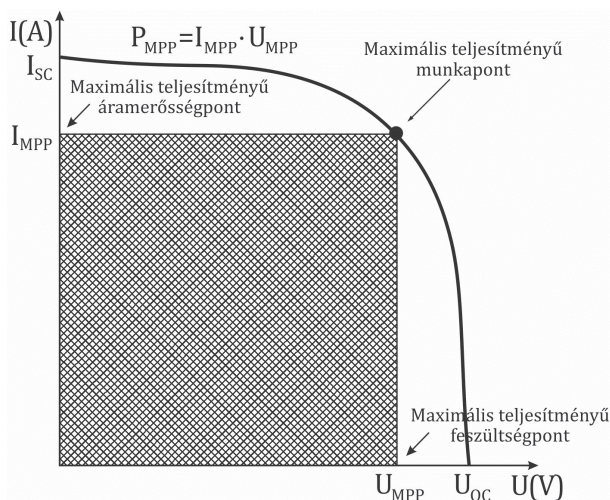
A 3.ábra szerint, a PV cella áramerősségének képlete:

$$I = I_{sc} - I_d - I_p = I_{sc} - I_0 \left[e^{\frac{e(V+R_s I)}{kT}} - 1 \right] - \frac{V}{R_p}$$

ahol

- I helyettesítő áramkör R_s –
- I_{sc} rövidzárási áramerősség
- I_d dióda áram
- I_p – áramerősség párhuzamos ellenálláson
- V – feszültség
- R_p – PV cella párhuzamos ellenállása
- I_0 – fordított telítettségű áram
- R_s – PV cella soros ellenállása
- e – elektron töltés $e=1,602176462 \cdot 10^{-19}$ As
- R_s – PV cella soros ellenállása
- k – Boltzmann állandó $k=1,3806 \cdot 10^{-23}$ J/K
- T abszolút hőmérséklet

A 4. ábra a PV cella tipikus áramerősség-feszültség karakterisztikáját mutatja be.



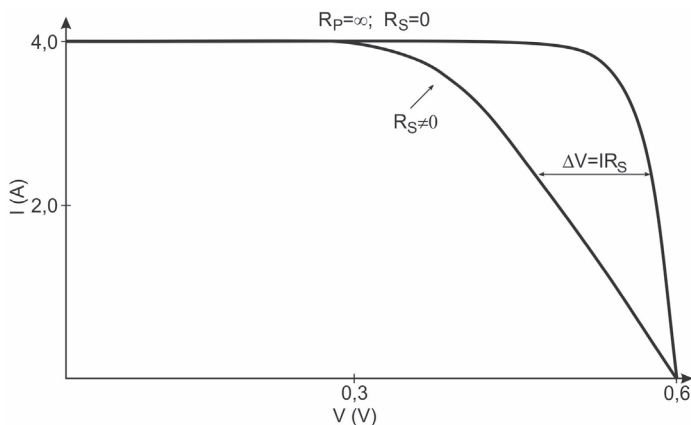
4. ábra: PV cella áramerősség-feszültség karakterisztikája

Az áramerősség-feszültség karakterisztikát alkalmazva (4. ábra) kiszámolhatjuk a cella $(\eta)c$ hatásfokát, a gyártó által megadott adatokból, rövidzárási áramerősségen (foto, vagy fény-áramerősségnek is nevezik) I_{sc} , kapocs feszültségen V_{oc} és az úgynevezett kitöltési tényezőn F , vagyis:

$$\eta = \frac{P_{MPP}}{P_{Sun}} = \frac{V_{MPP} \cdot I_{MPP}}{E \cdot A} = F \cdot \frac{V_{oc} \cdot I_{sc}}{E \cdot A}$$

ahol:

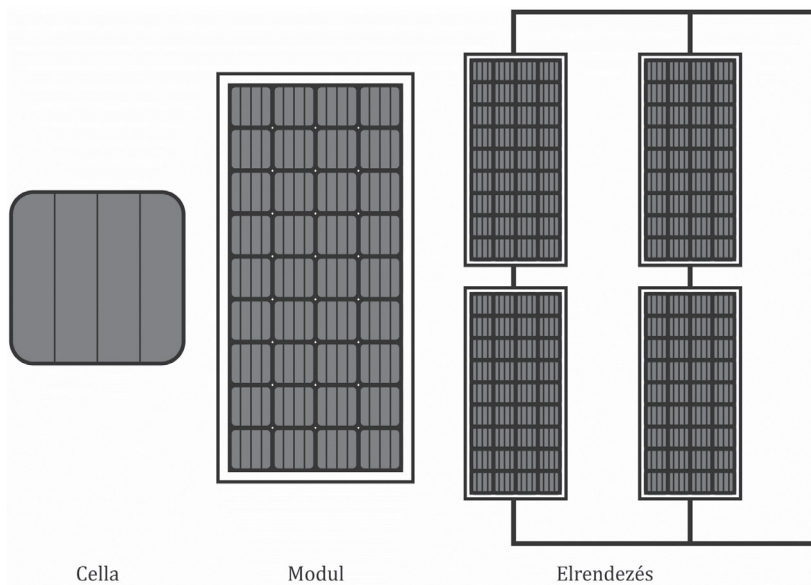
- F – kitöltési tényező $F = (U_m \cdot I_m) / (U_{oc} \cdot I_{sc})$
- A – napelem területe
- E – napsugárzási energia



5 ábra: Áramerősség-feszültség jellemzők soros, és párhuzamos ellenállás hatásaira

A fotovillamos teljesítmény elméleti hatásfoka maximum 33%, ahol a veszteségek a PV cella félvezető karakterisztikájából (21%), a PV cella napfény visszaveréséből (31%)³, a 0,8 Voltos maximális cellafeszültség korlátjából (12%) és termodinamikai veszteségből (3%) adódnak.

Mivel egy önálló cella csak körülbelül 0,5 Volt feszültségre képes, ezért ritka az olyan alkalmazás, amikor egyetlen cellát használnak (Nelson 2011). Ehelyett alapvető építőköve a PV alkalmazásnak egy modul, amely előre sorba kapcsolt cellákat (modulsort) tartalmaz. Az összetett modulok pedig sorba kapcsoltak, hogy növeljék a feszültséget, és párhuzamosan kapcsoltak, hogy növeljék az áramerősséget. Egy fontos kérdése a PV rendszerek tervezésének, hogy hány modul legyen sorba, illetve párhuzamos kapcsolással összekötve annak érdekében, hogy a kívánt energia termelődjön. A modulok ezt a fajta kombinálását hívjuk elrendezésnek. A 6. ábra a cellák, modulok és elrendezések közti különbséget mutatja (Nelson 2011).



6. ábra: Fotovoltaikus cella, modul és elrendezés/csoport (array)

HU_3.2.1. PV modulok típusai

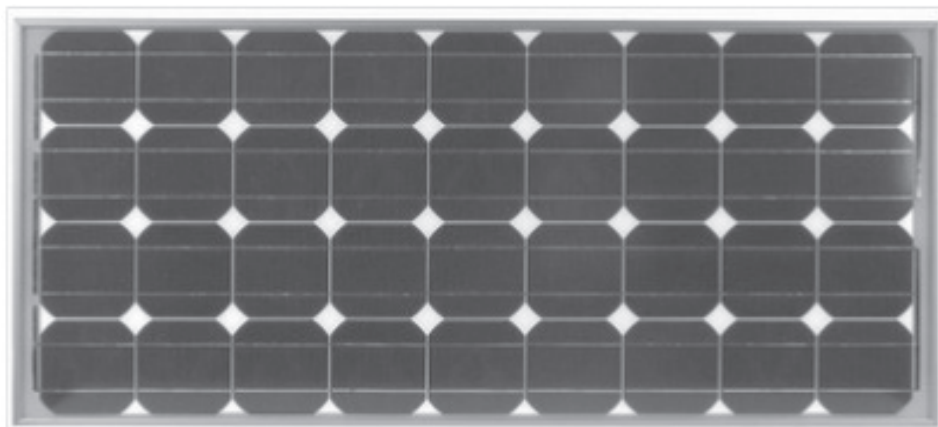
A PV modulok különböző félvezető anyagokból épülhetnek, melyek különböző struktúrákba rendezhetők, a napsugárzás jobb hatásfokú elektromos energiává alakítása érdekében. Három különböző alap technológiájú PV modult különböztetünk meg:

- monokristály modulok (szilícium)
- polikristály modulok (szilícium)
- vékony film modulok.

³ A napfény hullámhossza (frekvenciából) és energiája nem teljesen kompatibilis azzal az energiával, amely elnyeléséből PV teljesítmény nyerhető, így ezen hullámhossztartományok nem hasznosulnak.

HU_3.2.1.1. Monokristályos szilícium PV modul

A monokristályos szilícium PV modulok nagy tisztaságú szilíciumból készülnek. A monokristályos szilícium atomok kovalens kötéssel kapcsolódnak egymáshoz, a lapcentrált négyzet rácson. A monokristályos szilícium fekete, átlátszó, nagyon fényes, és rosszul vezeti az elektromosságot, azonban adalék hozzáadásával, jó vezetővé válhat. Átmérője, tiltott hőmérsékleti zónában, a hőmérséklet változásával együtt változik. A 13-19%⁴ hatékonyságú mono kristály modulok nagy előnye, hogy hosszú távon megtartják, illetve megőrzik jó műszaki jellemzőiket⁵. A 7. ábra egy monokristályos szilícium modult mutat be.



7. ábra: Monokristályos PV modul⁶

HU_3.2.1.2. Polikristályos szilícium PV modul

Ellentétben a monokristályos szilícium elemekkel, a polikristályos szilícium elemek kicsi, különböző kristályokból állnak, melyek határokat hoznak létre. Ezek a határok akadályozzák az elektronok áramlását, és támogatják azok újraegyesülését, így az ilyen cellák csökkentett teljesítményt eredményeznek. A polikristályos szilíciumból készült cellák gyártási technológiája sokkal olcsóbb mint a monokristályosoké, de a polikristályos elemek alacsonyabb hatásfokkal rendelkeznek mint a monokristályos cellák (Karlović, 2008). A polikristályos PV modulok teljesítménye 11-15%-os. A 8. ábra egy polikristályos PV modult mutat be.

⁴ NREL National Center for Photovoltaics, <http://www.nrel.gov/ncpv/> , December 2013

⁵ Technical Application Papers No.10 – Photovoltaic system, ABB, www.abb.com , 2013

⁶ <http://www.solaconnections.com.au/> January 2014



8. ábra: Polikristályos PV modul⁷

HU_3.2.1.3.Vékony-film PV modulok

A „vékony-film” elnevezés a film réteg lecsapatásos technológiára utal, nem pedig a film vastagságára, ugyanis a „vékony-film” rétegek lerakódnak (lecsapódnak) egy rendkívül vékony, atomokból, molekulákból és ionokból álló egymást követő rétegben. A vékony-film technológiával előállított PV celláknak sok előnyük van, összehasonlítva a hagyományosan gyártottakkal. Például: (Karlović, 2008):

- A PV vékony-film cellák előállításához lényegesen kevesebb anyagot használnak: az elem vastagsága 1-től 10 mikronig terjed, amíg a szabványos szilícium cella mérete 100-300 mikron
- A PV vékony-film cellák előállítása automatizált, (nem ártalmas, olcsó hordozó anyagokkal, üveg, rozsdamentes acél, műanyag stb).
- Az előállítási technológia flexibilitása miatt, a vékony-film elemek rácsapatott rétege, szabványos terjedelemben (125mmx125mm) is legyártható a cella ugyanazzal a technológiával, akárcsak a modul (75c.x150cm)
- A vékony-film technológiával gyártott napelemek nem igényelnek fémhálós felső kapcsolót (mint a monokristályos napelemek), helyette vékony rétegű, átlátszó oxid vezetőket használnak.

A vékony film rétegek lerakódnak a kiválasztott felületre, beleértve az antireflexiós réteget, az átlátszó, konduktív oxid réteget is, ezáltal lerövidül a gyártási folyamat. Mivel az egységnyi teljesítmény költségei nagyban meghatározzák a PV modulok versenyképességét, a vékony-film napelemek domináns szerepet játszhatnak a napelem rendszerek piacán, mivel ezek dicsekedhetnek a legalacsonyabb előállítási költséggel.

A vékony-film PV modulok a következő típusokra oszthatók:

- Vékony-film PV modulok amorf szilikonból
- Réz-Indium-Gallium-Dislenid vékony-film modulok (CIGS)
- Kadmium Tellurium vékony-film PV modulok (CdTe)
- Réz-Indium-Szelén vékony-film modulok (CIS).

⁷ NREL National Center for Photovoltaics, <http://www.nrel.gov/ncpv/>, December 2013.



9. ábra: Vékony-film PV modul⁸

A vékony-film modulok teljesítménye 8-11% közötti a CIS és CdTe vékony-filmek esetében, amíg az amorf szilikon modulok 6-8%-os tartományba esnek.

Amorf Szilícium (a-Si) filmek általában 1 mikron vastag amorf szilíciumot tartalmaznak, (jó fény, jó felszívódás, de alacsony elektron áramlás) nagy hordozófelületre (5-6m²) felhordva, alacsony gyártási költséggel, alacsony hatékonysággal (4-8%). A legjobb laboratóriumi teljesítmények jelenleg, 9,5-10% körül vannak. A vékonyfilm technológiák között talán a-Si vékonyfilm a legingatagabb, az alacsony gyártási költségű c-Si versenytársaként. Jövője eléggé bizonytalan. Egyes gyártók kivonultak a gyártásból⁹.

Kadmium tellurid (CdTe) filmek kémiaiilag stabilak és relatíve jó modul teljesítménnyel bíztatnak. Könnyen gyárthatóak, alacsony költséggel, különböző lecsapatásos (depozíciós) technikákon keresztül. A legmagasabb hatékonyság 16,5%, amit magas hőmérsékletű alkáli mentes üvegen történő lecsapatással (600°C) nyertek. Az elméleti hatásfok határa 25% körül van¹⁰.

A Réz-indium-[gallium] [di] szelenid-[di] szulfid film (CI [G] S) – Ez rendelkezik a legmagasabb hatásfokkal a vékony-film technológiák között, a prototípus modulok laboratóriumi hatásfoka 21,1%, a kereskedelmi modulok hatásfoka 7-12%. A gyártási folyamat összetettebb, költségesebb, mint más vékony-film technológiáké. Az indium alacsonyabb költségű anyagra való cseréje, vagy csökkentése, segíthet a költségek csökkentésében (az indiumot folyékony kijelzőkben is használják). Mintegy 15%-os költségcsökkenés, és modul hatékonyság érhető el jobb alap gyártási technológiával, (felület és szemcse-határ kémiával, vékonyfilm növelés a hordozóanyagokon) újszerű anyagok használatával (új, kalporitek szé-

⁸ http://www.diytrade.com/china/pd/6560765/Thin_Film_Solar_Panel_100W.html January 2014.

⁹ "Solar Photovoltaics - Technology Brief" International Renewable Energy Agency, IEA - Energy Technology Systems Analysis Programme, www.irena.org/Publications, February 2014.

¹⁰ "Solar Photovoltaics - Technology Brief" International Renewable Energy Agency, IEA - Energy Technology Systems Analysis Programme, www.irena.org/Publications, February 2014.

lessávú részanyagok a tandem cellákhoz), szélessávú anyag gépészettel (spektrum átalakítás, kvantum hatások) vákuum mentes kémiai rácsapattós technikkal, részecske nyomtatással, alacsony költségű hordozó anyagokkal, csomagolással¹¹.

HU_3.2.2. Modul paraméterek

A PV modulok alap paraméterei nemzetközi szabvány szerint vannak meghatározva. A vonatkozó szabályok értelmében, egyes PV modulok, és azok hatékonysági tartományai már ismertetésre kerültek korábban. Egyes PV modulok főbb műszaki paraméterei a következők:

- Névleges teljesítmény $P [W_p]$ – kimeneti-feszültség maximális teljesítménynél (MPP)
- Kapocs feszültség $U_{oc} [V]$ – a PV modulok szabványoknak megfelelő kimenő feszültsége, mikor a modul terminálok nyitottak.
- Rövidzárási áramerősség $I_{SC} [A]$ – a PV modulok szabványos áramerőssége, rövidzárási áramerősségnél
- Feszültség max. teljesítménynél $U_{MPP} [V]$ – azaz, a PV modulok feszültsége, maximum teljesítménynél
- Feszültség max. teljesítménynél $U_{MPP} [V]$ – azaz, a PV modulok feszültsége, maximum teljesítménynél
- Áramerősség max. teljesítménynél $I_{MPP} [A]$ – azaz, a PV modulok áramerőssége maximális teljesítménynél
- Névleges üzemeltetési cella hőmérséklet. $NOCT [^{\circ}C]$ - azaz, a PV modulok elért hőmérséklete, mikor a terminálok nyitottak a következő feltételekre: 800 W/m² besugárzás, 20°C külső hőmérséklet, 1 m / s szélesség, és a hátsó modul nyitott.
- Teljesítmény redukció a hőmérséklet ($^{\circ}C$) változásának függvényében a névleges cellaüzemeltetési hőmérséklettel [%]
- Feszültség csökkentés a hőmérséklet változtatásával relációban a névleges cellaüzemeltetési hőmérséklettel [%]
- hosszúság [mm] – a PV modul keret hossza
- szélesség – a PV modul keret szélessége
- súly(kg) – a PV modul teljes tömege
- elektromos hatékonyság [%] – továbbiakban leírt.

HU_3.2.3. Különböző típusú PV modulok hatásfokának összehasonlítása.

Napjainkban a piacot a félvezető polikristályos szilikon rendszerű napelemek uralják, de az új technológiákra alapuló műanyag, organikus anyagok, vékony-film cellák, különböző félvezető kombinációkkal, egyre több piacot hódítanak meg. Kereskedelmi alkalmazásban a monokristályos PV cellák hatékonysága 13-19% között mozog, a polikristályosoké 11-15%. A különböző vékony-film technológiák rendszerint kevesebb mint 10%¹² hatásfokkal működnek, a nemzetközi szabvány szerint (STC). A szabvány követelményei:

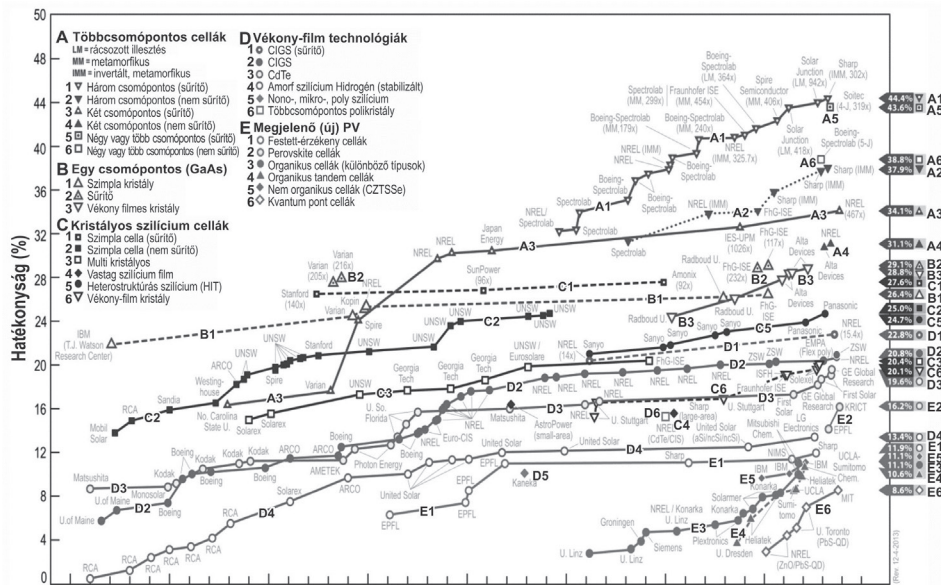
- 1 kW/m² besugárzás merőlegesen a panelekre
- 25°C a cellákban
- Légtömeg (AM) egyenlő 1.5.

¹¹ "Solar Photovoltaics - Technology Brief" International Renewable Energy Agency, IEA - Energy Technology Systems Analysis Programme, www.irena.org/Publications, February 2014

¹² NREL National Center for Photovoltaics, <http://www.nrel.gov/ncpv/>, December 2013

A légtömegnek hatása van a PV energia termelésére, mivel ez mutatja a nap sugárzás teljesítményének spektrális sűrűségét. Tulajdonképpen az utóbbinak van egy spektruma, W/m^2 – hullámhossz jellemzővel, amely szintén változik a levegő sűrűségének függvényében.

Az új termelési technológiák célja a PC cellák gyenge teljesítményének javítása, és, vagy, a termelési költségek nagyon alacsonyan tartása. A kutatásokra fordított befektetés fő célja, a napsugárzás villamos energiává alakítása egy még hatékonyabb módszerrel, valamint, az olcsó anyagok megtartása, az alacsony előállítási ár fenntartása. A 10. ábra a jelenlegi eddig elért legjobb cellák-hatásfokait mutatja be.¹³



10. ábra: Az NREL kutatásai alapján a PV cellák hatékonysága

Source: NREL National Center for Photovoltaics, <http://www.nrel.gov/ncpv/>, 2013.

HU_3.3. Fotovoltaikus rendszerek

Minden PV rendszer valójában PV modulok integrált elrendezéséből és más komponensekből áll, mint a tartó szerkezet (a földön vagy a tetőn), MPPT szabályozó¹⁴ rendszerek és más szabályozó eszközök, tároló elemek (pl. akkumulátorok, töltők), DC/AC konverterek (inverterek)¹⁵, kábelek, csatlakozók, lehetőséget teremtve az optimális villamos energia

¹³ NREL National Center for Photovoltaics, <http://www.nrel.gov/ncpv/>, 2013

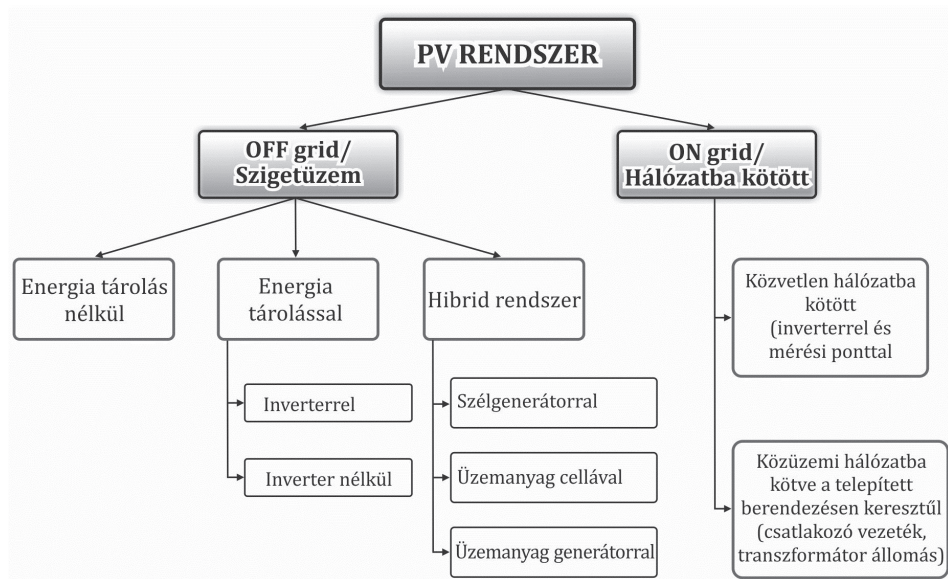
¹⁴ MPPT (Maximum Power Point Tracking): Lehetővé teszi azt, hogy egy mikroprocesszor-vezérelt napelemes szabályozó a rendelkezésre álló lehető legtöbb energiát vegye ki egy napelemből és továbbítsa azt tárolásra az akkumulátor felé nagyon kicsi veszteséggel – forrás: http://www.panelectron.hu/MPPT_napelemes_toltesvezeklo.html

¹⁵ Egyenfeszültségből váltófeszültséget átalakító berendezés.

termelésre, a PV modulok, (panelek, modulsorok) egyen, vagy (inverteren keresztül) váltóáramú fogyasztói hálózatra történő táplálásra.

A két leggyakrabban előforduló PV konfiguráció (11. ábra):

- Azok a rendszerek, amelyek közvetlenül táplálják az energiát a közüzemi hálózatra, csatlakoztatott kapcsolaton (vezetéken és transzformátoron) keresztül termelnek a hálózatra (on-grid, hálózattal együttműködő PV rendszerek);
- Sziget üzemű (off-grid) rendszer energiatároló egységgel (akkumulátorok, töltők) vagy anélkül, esetenként generátoros támogatással (hibrid PV rendszer).



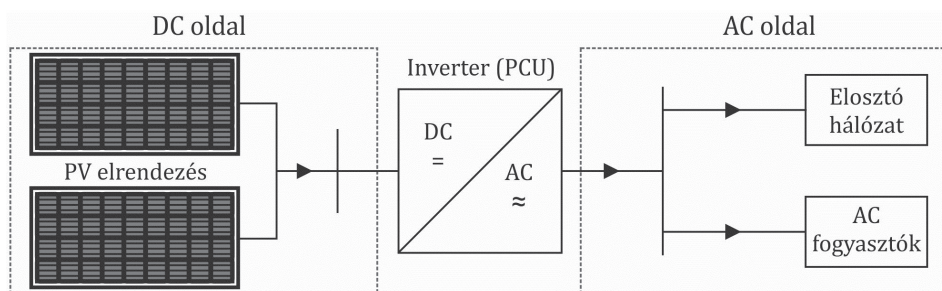
11. ábra: PV rendszerek jellemző kialakításai

Forrás: saját szerkesztés

HU_3.3.1. Hálózatra kapcsolt PV rendszerek

A hálózatra kötött PV rendszerek egyenáram feszültségét (DC) egy teljesítményszabályozó egységhez (PCU)¹⁶ vezetik, amely egyenáramú feszültségből váltófeszültséget állít elő (inverter; DC-ből AC-t, egyenáramból váltóáramot), majd ezt továbbítja az épületbe. Ha a fotovillamos termelés kisebb, mint a ház éppen aktuális igénye, a PCU segítségével kiegészítő energiát vételez a létesítmény a közmű hálózatról, így az igények mindig teljesülnek. Ha, bármely pillanatban a fotovillamos termelés nagyobb, mint a szükséglet, a felesleg villamos energiát betáplálja a közmű hálózatra, visszafelé pörgetve a fogyasztásmérőt. A rendszer relatíve egyszerű, mivel akkumulátorok nem szükségesek háttértárolásra, azonban időnként mégis használnak ilyet, ha a közműszolgáltatás problematikus (Nelson 2011). Tipikus hálózatra kapcsolt rendszer-sémát ábrázol a 12. ábra.

¹⁶ PCU – Power conditioning unit

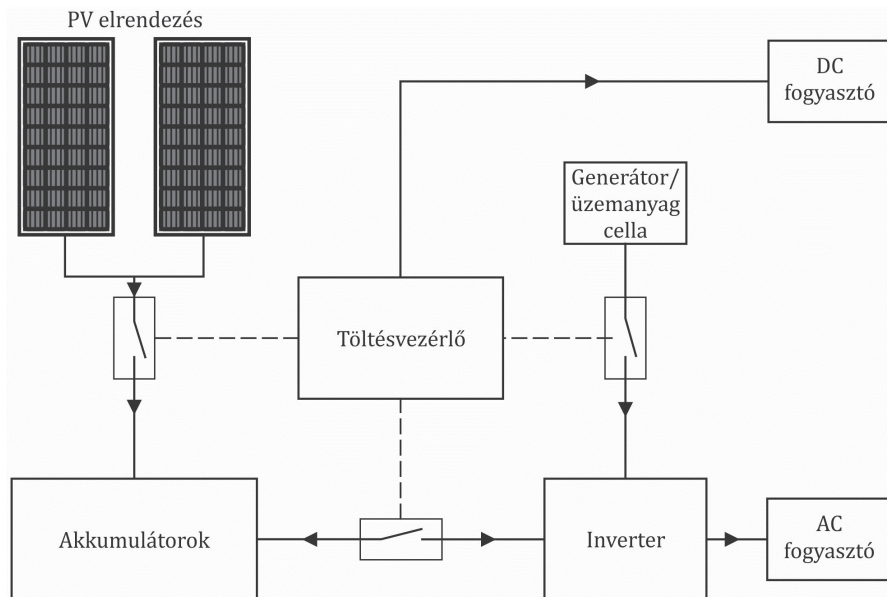


12. ábra: Jellemző hálózatra kötött PV rendszert

Forrás: Masters (2004) alapján

HU_3.3.2. Szigetüzemű PV rendszerek

A szigetüzemű PV rendszerek (13. ábra) nagyon költséghatékonyak olyan távoli helyeken, ahol más alternatívák nagy zajjal járnak, ahol a magas fenntartási igényű generátorok relatíve drága üzemanyaggal működnek, avagy a létező villamos közmű hálózatról történő leágazás kiépítése több ezer EUR/km költséget jelentene. Ezen rendszereknek számos nem hatékony eleme van, azonban, az akkumulátorok energiavesztesége mellett is tény, hogy ezek a PV rendszerek nagyszerűen működnek, és ez esetben a leghatékonyabb egységek (Nelson 2011).



13. ábra: Egy tipikus sziget-üzemű PV rendszer

Forrás: Masters (2004) alapján

Előfordul, hogy a sziget-üzemű rendszereknek van közvetlen kapcsolódásuk van a fogyasztóhoz, anélkül, hogy lenne tároló akkumulátoruk vagy nagyobb teljesítményszabályozó eszközük. A legelterjedtebb példa erre a PV vízszivattyú, amelyben a modul elrendezés kábeleit közvetlenül kapcsolódnak a szivattyút meghajtó motorhoz. Amikor süt a nap, a vízszivattyú elindul. Nincs elektromos energiátárolás, de a potenciális energia egy víztartályban tárolódik (egy dombtetőn), és akkor használják fel (hajtják meg a víz esési energiájával turbinákat), amikor szükség van rá. Az ilyen rendszerek alapvetően egyszerűek és megbízhatóak és kevésbé költségesek. De nagy odafigyelést igényel a tervezésük, annak érdekében, hogy hatékonyan működjenek (Twiddel & Wier 2006).

HU_4. METEOROLÓGIAI MÉRÉSEK

HU_4.1. Meteorológiai mérőműszerek leírása

A Meteorológiai mérések vezeték nélküli meteorológiai állomás segítségével történnek. A 14. ábrán egy ilyen Conrad W232P típusú vezeték nélküli meteorológiai állomás látható.



14. ábra: Vezeték nélküli meteorológia állomás Conrad W232P¹⁷

Ezt az állomást használva, a következő különböző mérések történtek:

- külső hőmérséklet [°C]
- külső nedvesség tartalom [%]
- külső légnyomás [hPa]
- szélsébség [m/s].

¹⁷ Vezeték Nélküli Meteorológiai Állomás – User manuals www.conrad.com , May 2014

A nap sugárzásának mérése (W/m^2 -ben), METREL PV Remote Unit A1378 and SEAWORD Solar Survey 100/200R.-ok használatával történt. A METREL PV Remote egység egy professzionális kézi műszer, hőmérséklet, és napsugárzás mérésre tervezték. A SEAWORD Solar Survey 100/200R (15. ábra) egységek a sugárzás mérésére szolgálnak, de beépített inklinométer, tetőhajlásszög-mérő, tetőtájéoló, környező levegőmérő termométer is van benne, a környező levegő, és a modul hőmérséklet mérésére.



15. ábra: METREL PV Remote Unit A1378 és SEAWORD Solar Survey 100/200R¹⁸

HU_4.2 Módszertan

A meteorológiai mérések napi rendszerességgel, minden órában 7:00-19:00 óra között történik. Az óránkénti különféle mérések a következők: kinti hőmérséklet $^{\circ}\text{C}$ -on, külső nedvesség tartalom %-ban, szélesebbesség m/s-ban, kinti légnyomás hPa-ban, besugárzás W/m^2 -ben. A napsugárzást a napelemek szögelhajlásával kapcsolatban mérik. Egy időben ezekkel a meteorológiai mérési adatokkal, öt különböző technológiájú PV panel elektromos paramétereit is mérik.

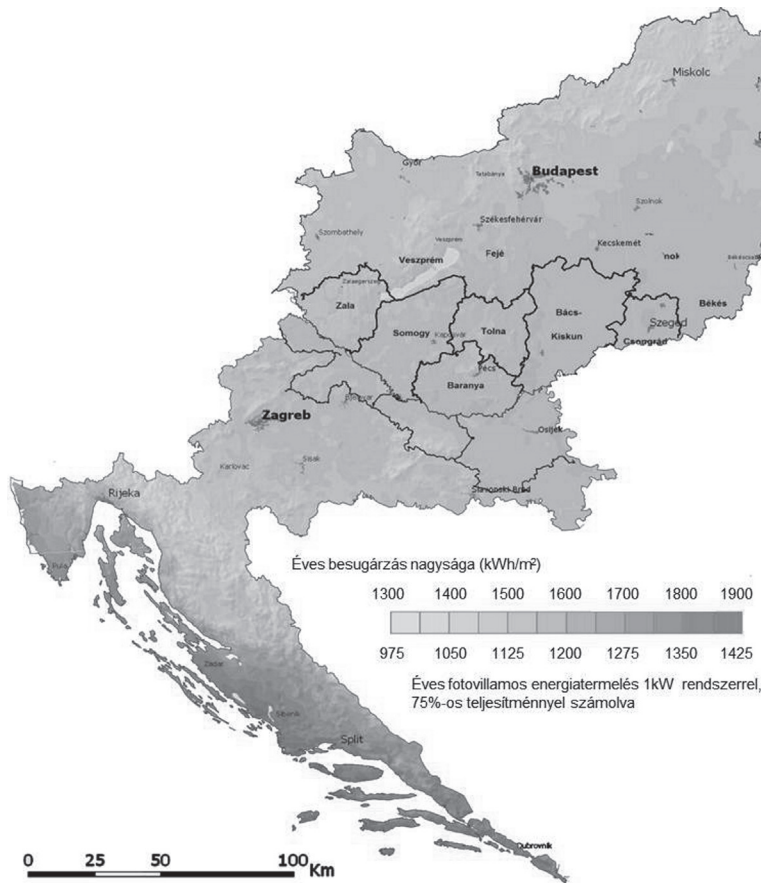
A legtöbb kereskedelmi felhasználásnál érdemes alkalmazni ezeket az analitikus adatokat a rendelkezésre álló mérési adatbázisból (W/m^2). Ilyen adatbázisok: European Centre for Medium Range Weather Forecast and NASA Surface Meteorology and Solar Energy (1983-1993). Azonban a legátfogóbb, naprakész adatbázis: az EU Joint Research Centre (IET) amelyet úgy hívnak, hogy Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) 1-2 km-es felbontással dolgozik, nyilvános interneten keresztül elérhető¹⁹. A PVGIS több mint kielégítő egy alap, előzetes analízishez, és potenciális sugárzás számításához.

¹⁸ METREL PV Remote Unit A1378 – User manuals (www.metrel.si May 2014); SEAWORD Solar Survey 100/200R – User manuals (<http://www.seaward-groupusa.com/> May 2014)

¹⁹ Photovoltaic Geographical Information System (PV GIS) <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

A 16. ábrán Horvátország és Magyarország energia potenciáljai láthatóak (HVGIS). Részletesebb Hovátországi adatok rendszeresen elérhetőek: Energy Institute Hrvoje Požar (Matić 2007).

A meteorológiai méréseket különböző PV technológiájú modulok elemzéseiben használjuk. Az elemzések bázisán a régióra vonatkozó regionális optimális napelem konfigurációkat azonosítunk.



16. ábra: Besugárzás nagysága Horvátországban és Magyarországon a PVGIS alapján

Forrás: Source: Photovoltaic Geographical Information System (PV GIS)

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

HU_4.3. Besugárzási számítások domborzat figyelembe vételével

Saját modellezést használva is kiszámoltuk a besugárzás nagyságát. Többek között az ArcGIS szoftver kiválóan alkalmas arra, hogy a napsugárzási energiát a napnak az éves

járását és a domborzatot figyelembe véve kiszámoljuk egy adott területre vonatkozóan, jelen számításához a GRASS rendszert használtuk.

A besugárzási energia vizsgálatára két megyében került sor. Ezek Magyarországon Baranya megye, valamint a vele szomszédos kelet-horvátországi Osijek-Baranja megye. A modell elkészítéséhez szükséges egy domborzati modell, valamint az abból származtatott lejtőszög és kitettség térkép. Vektor-raszter konverzió után kivágásra került az SRTM²⁰ domborzati modellből a két megye területe. Ezután következik a lejtőszög és kitettség térkép létrehozása. A besugárzási energia megadása a fentiek figyelembevételével történt, majd ezt követően, figyelembe véve a nap éves járását a Paolo Zatelli által írt script segítségével az év 365 napjára le lehetett futtatni a modellt. Az összesített térkép (17. ábra) az éves besugárzás adatainak figyelembe vételével ábrázolja a két megyére vonatkozóan a besugárzási energia napi átlagát.



17. ábra: Egy napra jutó besugárzási energia Baranya és Osijek-Baranja megyékben egy év átlagában (Wh/m^2).

Forrás: Saját szerkesztés

HU_5. DC OLDALI MÉRÉSEK

HU_5.1. Bevezetés

A DC oldali méréseket a Villamosmérnöki Kar Eszék – Megújuló Energiaforrások Laboratóriuma végezte. A laboratórium két – egy beltéri és egy kültéri – egységből áll. **A beltéri laboregység** (18. ábra) különböző technológiákat, halogén fényforrást és mérőeszközöket

²⁰ A Shuttle Radar Topography Mission (SRTM) adatgyűjteménye digitális domborzatmodell (DEM) létrehozására alkalmas. Ez a DEM lefedi az É.sz. 60° és a D.sz. 57° között a Földet. Mint domborzatmodell az SRTM 3 arc sec felbontásban érhető el. Ezek az adatok publikusak, elérhetőek: <http://seamless.usgs.gov> (Ehsani–Quiel 2009).

használó 5 db modulból áll, míg a **kültéri laboregység** (18. ábra) fotovoltaikus erőművet képező, egyenként 20 modult tartalmazó fotovoltaikus panelek két csoportjából és különböző technológiájú 5 db modulból áll. A modulokkal együtt a napfénybesugárzás és az időjárási feltételek (helyi hőmérséklet, relatív páratartalom és szélsébség) mérésére szolgáló műszereket is telepítettek a tanszéki épület tetejére. A különböző technológiákat használó modulok megegyezők a laboratórium mindkét részében. A jelen fejezetben ismertetett mérési eredmények vonatkoznak az összes, egészen pontosan ötven darab modulra.

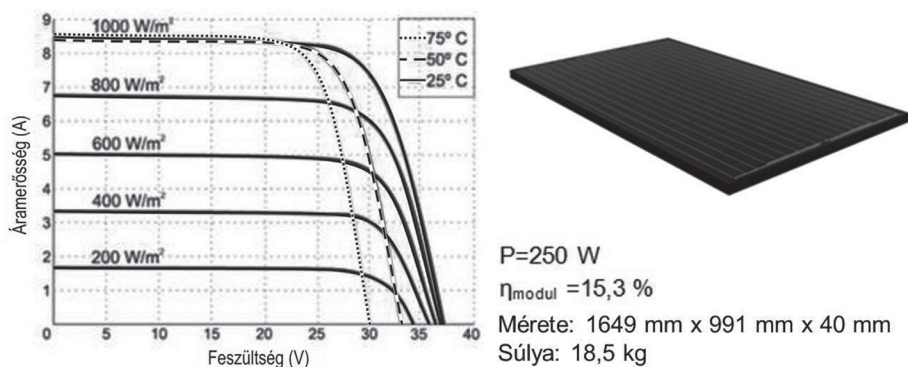


18. ábra: Megújuló energiaforrások laboratóriuma – beltéri és kültéri egységek

HU_5.2. Különböző modul technológiák jellemzői

A REPHOSYS projekt keretében öt különféle modul került beszerzésre. Az alábbi modulok kerültek megvásárlásra: monokristályos, polikristályos, amorf szilikon vékony-film, CIS vékony-film és nagy teljesítményű monokristályos modul. Az öt különféle technológia szolgált a Dráva-régióra vonatkozó optimális fotovoltaikus rendszer meghatározásához. Ebben a fejezetben az öt különféle modul alap jellemzőit mutatjuk be.

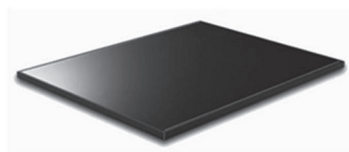
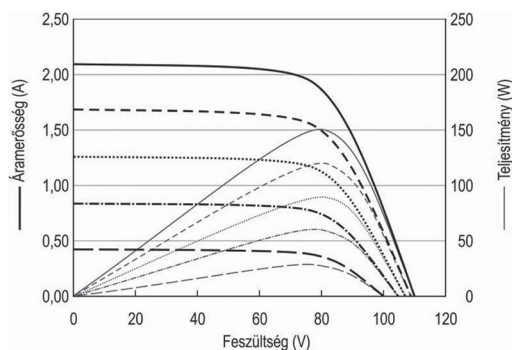
5.2.1. Monokristályos fotovoltaikus modul BISOL BMO 250



19: ábra: A BMO 250 modul technikai jellemzői a standard tesztkörülményekre (STC) tekintettel

Forrás: http://www.bisol.com/images/Datasheets/EN/BISOL%20Product%20Specification%20BMO_EN.pdf

HU_5.2.2. Vékony-réteg fotovoltaiikus modul SOLAR FRONTIER SF 150

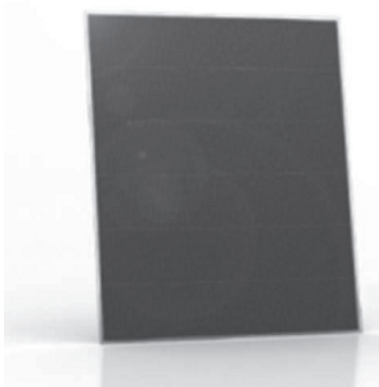


P=150 W
 $\eta_{\text{modul}} = 12,2 \%$
 Mérete: 1257 mm x 977 mm x 35 mm
 Súly: 20 kg

20. ábra: A SF-150 modul technikai jellemzői a standard tesztkörülmenyekre (STC) tekintettel

Forrás: http://www.ikaros-solar.eu/media/170558/solar_frontier_product_flyer_s_series_eng.pdf

HU_5.2.3. Vékony-réteg fotovoltaiikus modul MASDAR MPV-100S



P=100 W

$\eta_{\text{modul}} = 8 \%$

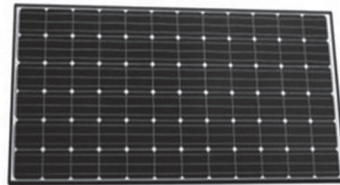
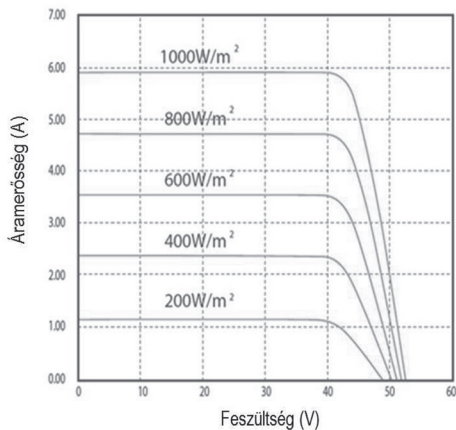
Mérete: 1300 mm x 1100 mm x 34 mm

Súly: 29,5 kg

21. ábra: A MPV-100S modul technikai jellemzői a standard tesztkörülmenyekre (STC) tekintettel

Forrás: http://www.belectric.com/fileadmin/DE/en/pdf/datasheet/DA_SQSPEN_1.4.pdf

HU_5.2.4. Magas hatékonyságú monokristályos modul PANASONIC VBHN2450SE10



P=240 W

$\eta_{\text{modul}} = 19 \%$

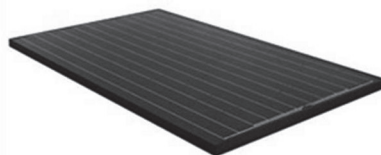
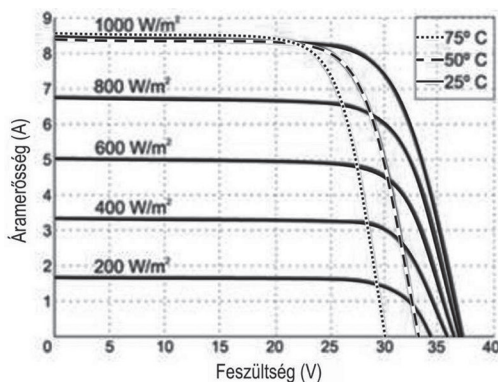
Mérete: 1580 mm x 798 mm x 35 mm

Súlya: 15 kg

22. ábra: A VBHN2450SE10 modul technikai jellemzői a standard tesztkörülményekre (STC) tekintettel

Forrás: http://www.belectric.com/fileadmin/DE/en/pdf/datasheet/DA_SQSPEN_1.4.pdf

HU_5.2.5. Polikristályos fotovoltaiikus modul BISOL BMU 250



P=250 W

$\eta_{\text{modul}} = 15,3 \%$

Mérete: 1649 mm x 991 mm x 40 mm

Súlya: 18,9 kg

23. ábra: A BMU 250 modul technikai jellemzői a standard tesztkörülményekre (STC) tekintettel

Forrás: http://www.bisol.com/images/Datasheets/CRO/BISOL_Premium_BMU_HR.pdf

HU_5.3. Mérési módszer

A laboratórium beltéri és kültéri egységei eltérő mérési módszereket igényelnek. A kültéri egység valós és aktuális (pillanatnyi) méréseket biztosít, a beltéri egység pedig laboratóriumi méréseket. Mindkét esetben a következő technológiákat alkalmazó modulokat tesztelték:

250 Wp csúcsteljesítményű monokristályos modul (BISOL BMO 250), 150 Wp csúcsteljesítményű vékonyréteg CIS (réz-indium-szelenid) modul (SOLAR FRONTIER SF-150), 100 Wp csúcsteljesítményű vékonyréteg amorf szilícium modul (MASDAR MPV-100S), 240 Wp csúcsteljesítményű nagy hatásfokú monokristályos modul (PANASONIC VBHN240SE10) és 250 Wp csúcsteljesítményű polikristályos modul (BISOL BMU 250). A mért mennyiségek az alábbiak voltak:

- Napfénybesugárzás (G , W/m²),
- Rövidzárlati áramerősség (I_{SC} , A),
- Üresjárási feszültség (V_{OC} , V),
- Maximum teljesítményponthi áramerősség (I_{MPTT} , A),
- Maximum teljesítményponthi feszültség (V_{MPTT} , V),
- Maximum teljesítmény

A fotovoltaiikus modulokat az összes mérésben huzaltekerceselésű ellenállások (a huzaltekerceselésű ellenállások négy – 10 Ω / 5.7 A, 100 Ω / 2.5 A, 1000 Ω / 0.8 A és 3300 Ω / 0.44 A értékű – típusának) kombinációival terhelték a napfénybesugárzás értékétől függően. A csatlakoztatás változtatása vezet a maximum teljesítményponthoz, amit azután wattmérő (METRIX PX 120) olvas le. Hasonló módon – a napfénybesugárzás kivételével – mért mennyiségek (I_{SC} , V_{OC} , I_{MPTT} , U_{MPTT}) meghatározására is ugyanaz a wattmérő szolgált. A (G) napfénybesugárzás értékét napfénybesugárzás mérésére szolgáló (*Solar Irradiation Meter*, *SEAWARD 200R* és *METREL A1378 PV Remote Unit*) műszerrel határozták meg.

HU_5.3.1. Különböző technológiájú modulok kültéri mérései

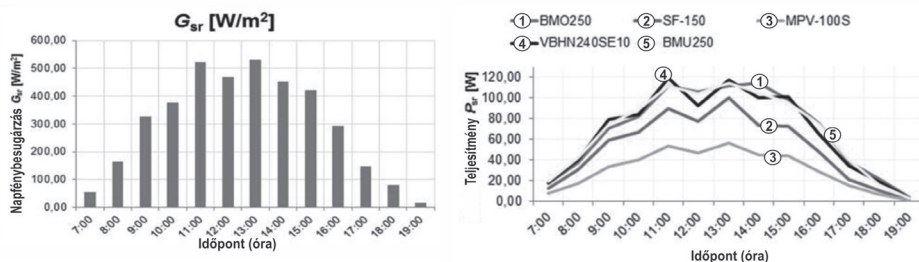
Az ötféle különböző technológiájú modulok méréseit naponta végezték 2014. április és május havában reggel 7:00 órától este 7:00 óráig óránként. Az elemzésnek ez a része a 2014 áprilisában kapott eredményekkel foglalkozik.

A mérési módszer az inszoláció, vagyis napfénybesugárzás mérésével kezdődik. Az 1. táblázat adja meg a 2014. áprilisi óránként mért havi átlagos napfénybesugárzás értékeket.

1 táblázat: 2014. áprilisi óránként mért havi átlagos napfénybesugárzás (G_m) értékek

Időpont [h]	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
G_m [W/ m ²]	54.4	163	327	377.4	521.8	470	531.5	452	421	293	146.2	79.7	16.7

Az 24. ábra adja meg grafikusan a 2014. áprilisi óránként mért havi átlagos napfénybesugárzás értékeket.



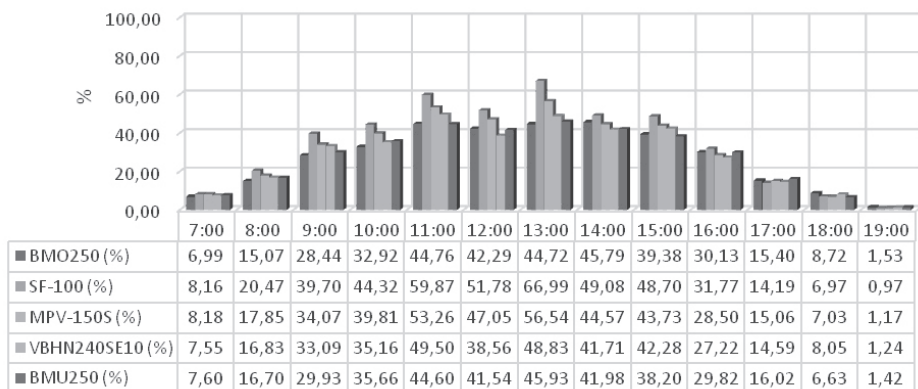
24. ábra: Napfénybesugárzás óránkénti átlagértékei és különböző technológiájú modulok átlagos óránkénti teljesítményei, 2014. április

A napfénybesugárzással párhuzamosan a modulok leadott teljesítménye is növekszik. A modul teljesítménye a nap során természetesen a napfénybesugárzással arányosan növekszik. Ezt alátámasztja a mind az öt technológia által 2014 áprilisában leadott teljesítmény átlagos óránkénti változásait bemutató 2. táblázat és 25. ábra.

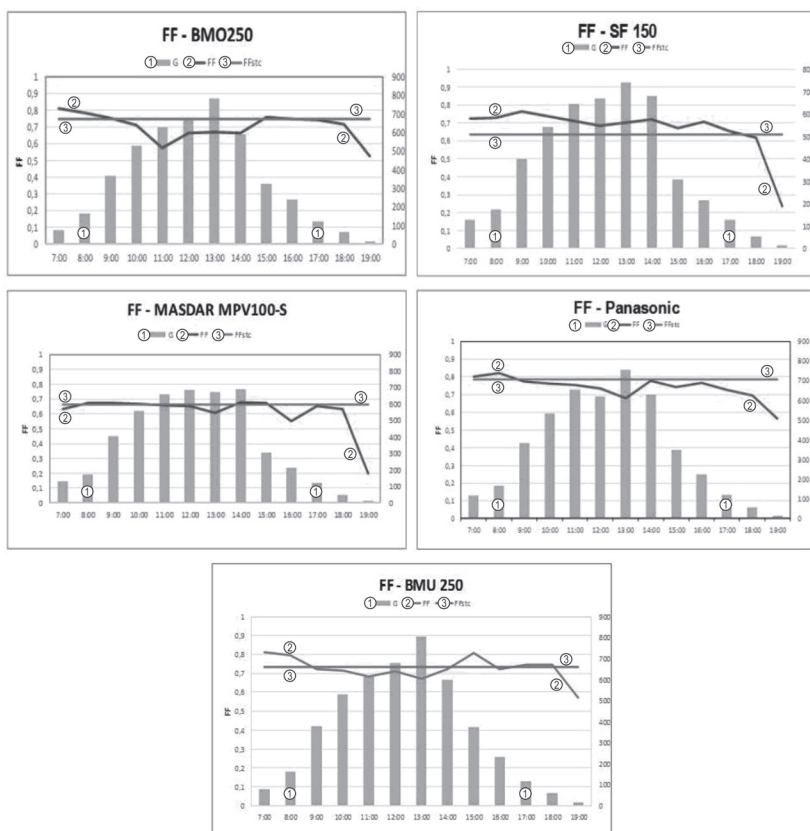
A 25. ábra szemlélteti a kimenő teljesítmény függőségét a napsugárzás erősségétől. Az egyes technológiák karakterisztikái sajnos nem fedik egymást, ami arra enged következtetni, hogy a különböző technológiák kimenő teljesítményértékei nem azonosak. Az egyes technológiák eltérő kimenő teljesítményértékei miatt az egyes technológiák százalékos óránkénti átlagtermelését szükséges meghatározni. Az ilyen megjelenítés adatokat nyújt az egyes technológiák minőségéről, valamint azokról az időjárási viszonyokról, amelyeknek a megfigyelt technológia ki volt téve megfigyelése alatt. A 25. ábra adja meg a kapcsolódó táblázattal együtt az egyes technológiák által 2014 áprilisában leadott teljesítmény óránkénti százalékos átlagértékét.

2. táblázat: Az öt különböző technológiájú modul óránkénti átlagos teljesítményértékei 2014 áprilisában

t [h]	P_{SR_BMO250}	P_{SR_SF-150}	$P_{SR_MPV-100S}$	$P_{SR_VBHN240SE10}$	P_{SR_BMU250}
7:00	17.48	12.24	8.18	18.12	19.01
08:00	37.68	30.70	17.85	40.38	41.74
09:00	71.10	59.55	34.07	79.42	74.82
10:00	82.29	66.48	39.81	84.39	89.14
11:00	111.90	89.81	53.26	118.81	111.51
12:00	105.73	77.67	47.05	92.54	103.86
13:00	111.80	100.49	56.54	117.18	114.82
14:00	114.47	73.62	44.57	100.10	104.94
15:00	98.44	73.05	43.73	101.46	95.51
16:00	75.33	47.66	28.50	65.32	74.55
17:00	38.50	21.28	15.06	35.01	40.06
18:00	21.81	10.45	7.03	19.32	16.58
19:00	3.82	1.46	1.17	2.98	3.55

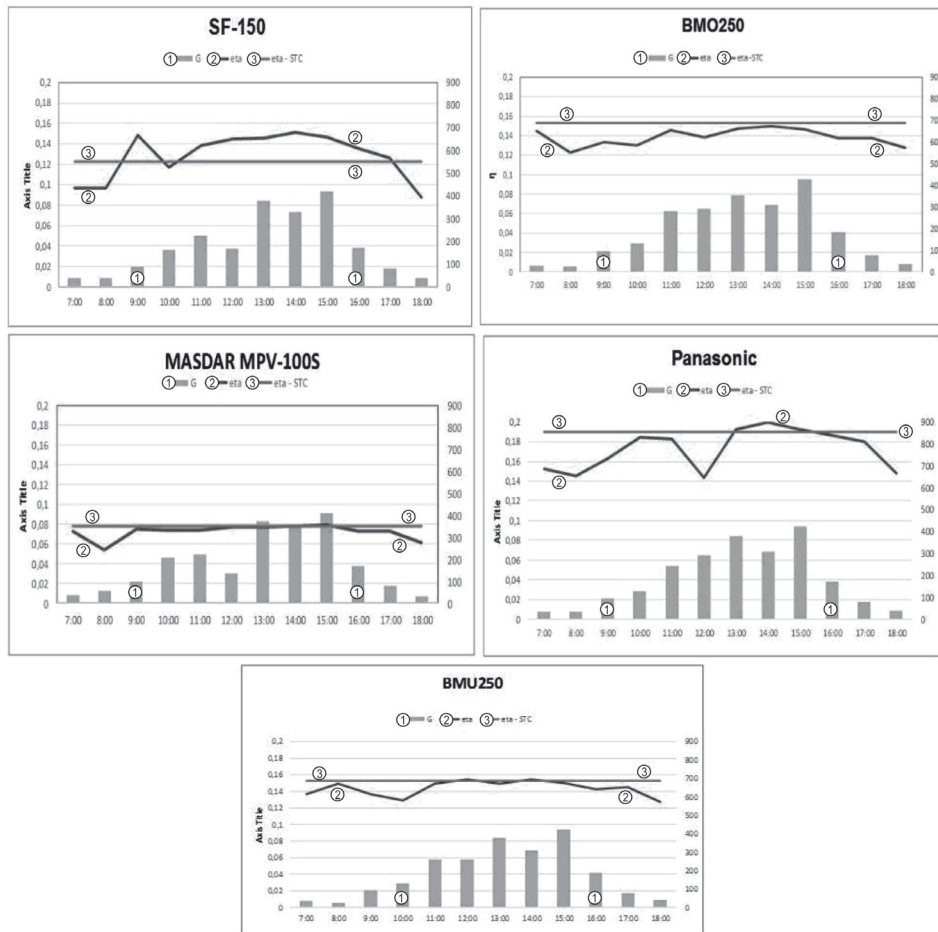


25. ábra: A különböző technológiák által 2014 áprilisában leadott óránkénti átlagteljesítmény százalékos értékei



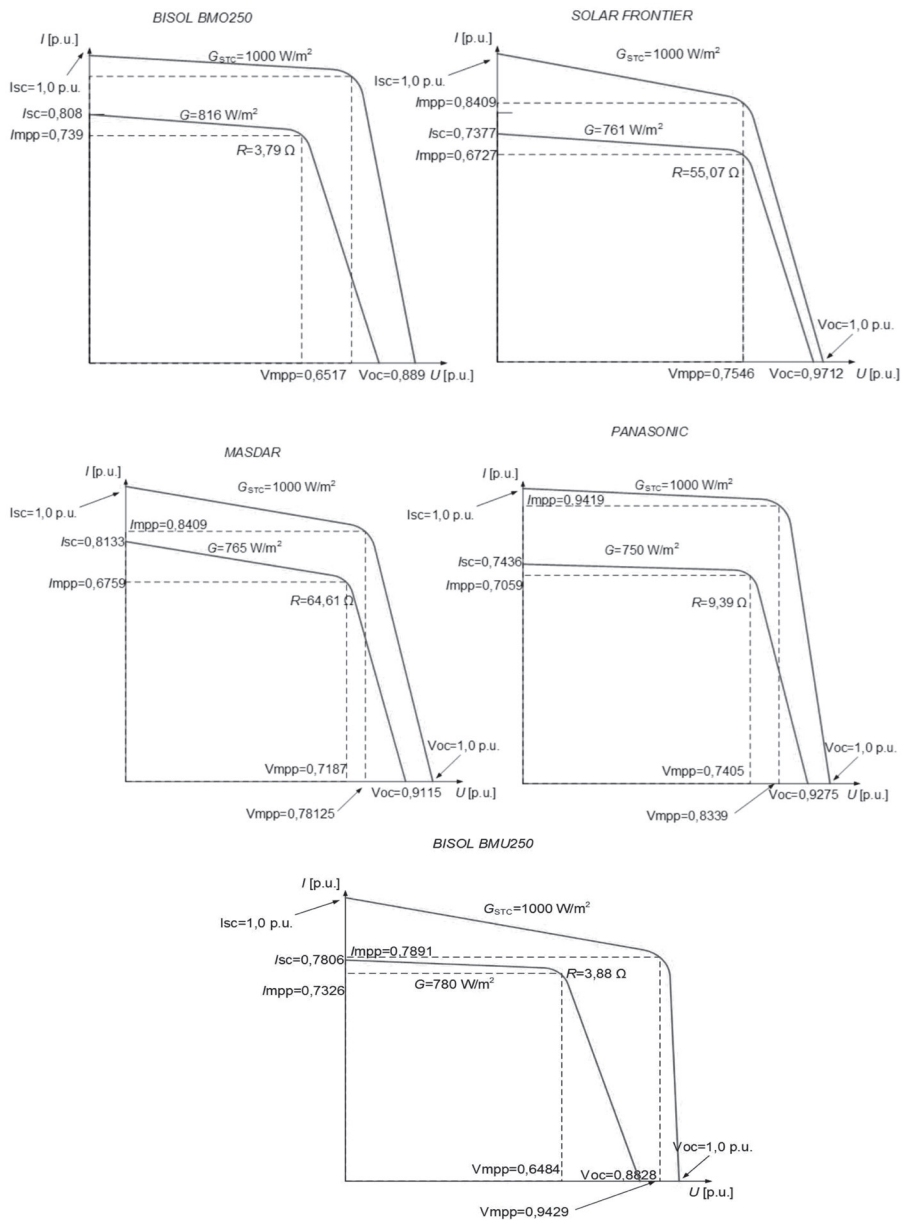
26. ábra: Az öt különböző technológiájú modul óránkénti hatásfok értéke túlnyomóan napos napon

Megadott teljesítményén kívül minden egyes technológiának bizonyos (η) hatásfoka is van. A hatásfok értéke változik a nap során és a technológiától függően, és jelentős változással jár együtt az időjárási viszonyok megváltozásával. Az 26. ábra mutatja az öt különböző technológiájú modul óránkénti hatásfok értékeit túlnyomóan napos napon, pontosabban 2014. április 3-án, a 27. ábra pedig ugyanezeknek a technológiáknak az óránkénti hatásfok értékeit, de felhős napon (2014. április 25-én) mérve (az összes mérési adat és diagram elérhető a <http://www.regphosys.eu/hr/node/90/1912> weblapon). A hatásfokok referenciaértékét (STC) standard vizsgálati feltételek között határozták meg és a modulgyártók adatlapjai tartalmazzák.



27. ábra: Az öt különböző technológiájú modul óránkénti hatásfok értéke felhős napon

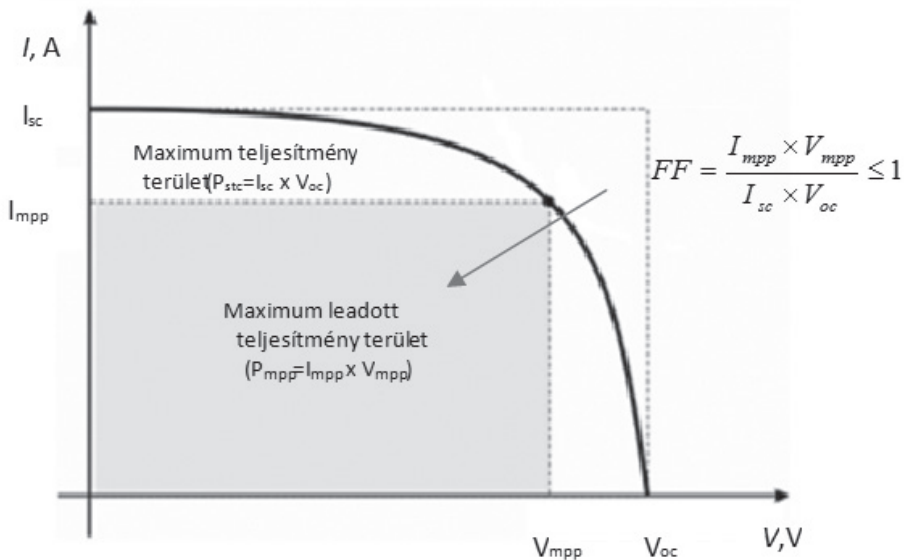
A napfénybesugárzás mérése és a hatásfok számítása mellett $I-V$ karakterisztika nyújtja az egyes technológiák jobb kielemezéséhez szükséges adatok többségét. Az 28. ábra mutatja be mind az öt technológia esetére a standard (STC) vizsgálati feltételek között meghatározott $I-V$ karakterisztikák és a kimért $I-V$ karakterisztikák összehasonlítását.



28. ábra: A standard (STC) vizsgálati feltételek között meghatározott I–V karakterisztikák és a kimért I–V karakterisztikák összehasonlítása mind az öt technológia esetére

Az I_{sc} rövidzárlati áramerősség és a V_{oc} üresjárási feszültség jelenti azt a maximális áramerősséget és feszültséget, amit egy fotovoltaiikus modul képes elérni. Ezeknél az értékeknél, – vagyis az I_{sc} és V_{oc} – pontoknál a teljesítmény azonban zérusértékű.

A PV modul azon pontoknál elért, ahol a maximum teljesítményt meghatározó tényezőt kitöltési faktornak (FF) (Masters, 2004) nevezik, négyszögletű területekkel történő definiálásának módját a 29. ábra szemlélteti²¹.



29. ábra: Az (FF) kitöltési tényező definiálásának grafikus szemléltetése

Forrás: <http://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/fill-factor> (2013)

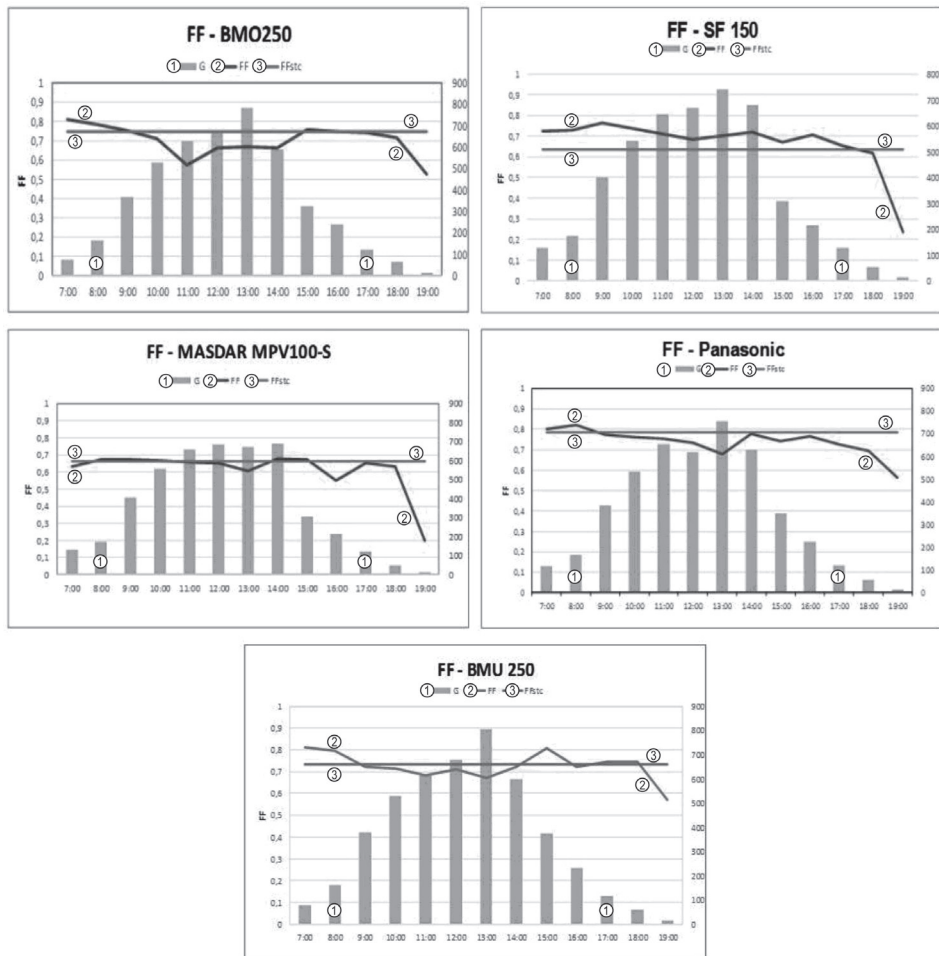
A 30. ábrán látható I - V karakterisztikák alapján kiszámítottuk az (FF) kitöltési tényezőt minden egyes technológia esetére, valamint ezek eltérését az (STC) standard vizsgálati feltételek között meghatározottaktól. A 3. táblázat adja meg a 2014. április havi számított átlagos kitöltési tényezők és az STC szerinti kitöltési tényezők összehasonlítását.

3. táblázat: Különböző technológiák 2014. április havi átlagos kitöltési tényezőjének számított értékei és STC szerinti értékei

Modul	BMO250	SF-150	MPV-100S	VBHN240SE10	BMU250
Átlagos kitöltési tényező	0.742	0.654	0.682	0.747	0.725
STC szerinti kitöltési tényező	0.75	0.63	0.663	0.785	0.733

²¹ <http://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/fill-factor> , 2013.

A 30. ábra mutatja a különböző technológiák túlnyomóan napos napon (2014. április 3-án) számított átlagos óránkénti kitöltési tényezőjének értékeit és ezek eltéréseit a standard vizsgálati körülmények között.



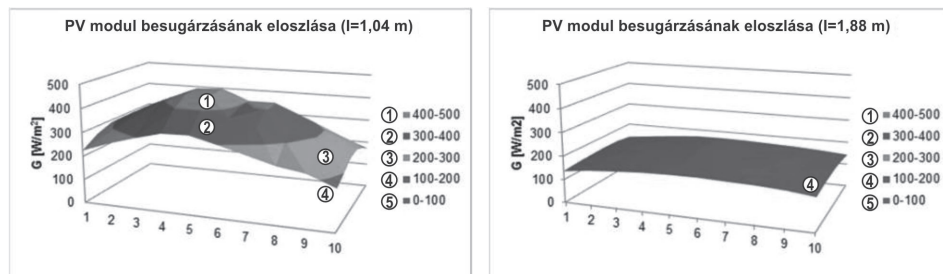
30. ábra: Különböző technológiák kitöltési tényezője túlnyomóan napos napon

HU_5.3.2. Különböző technológiájú modulok beltéri laboratóriumi mérései

A laboratóriumi feltételek közötti mérés mesterséges fényforrást igényel. A megújuló energiaforrások laboratóriumában halogénlámpák csoportjából álló fényforrás van. Azért választottak halogénlámpákat a nap helyettesítéséhez, mert a halogénlámpák fényének hullámhossza van legközelebb a napfény hullámhosszához.

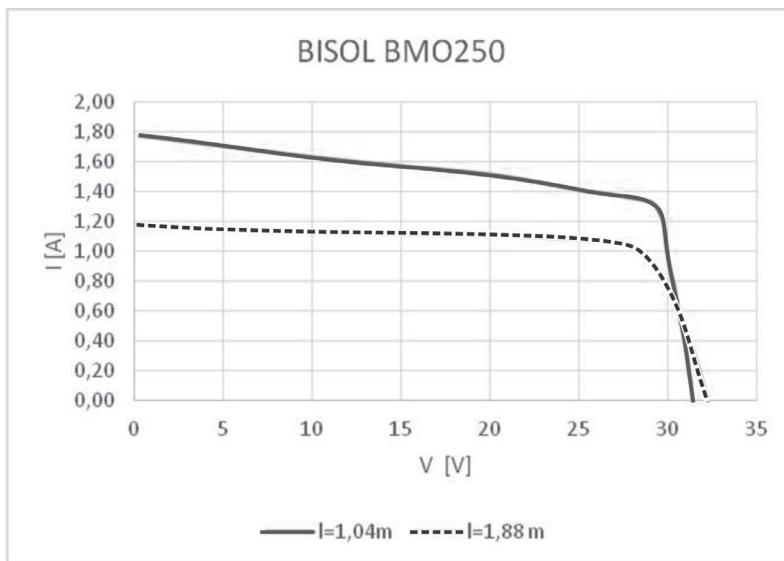
A laboratóriumi méréseket a fényforrás és a modulok közötti (l) távolság két különböző értékénél végezték el. Ennek oka a halogénlámpák fényének infravörös komponense, ami felfelemelegíti a modult és ezáltal közvetlenül kihat a I - V karakterisztika megjelenésére.

Az első távolság 1,04 m, melynél a mesterséges fényforrás sugárzása nem oszlik el egyenletesen a modul felszínén, a másik 1,88 m távolság esetében pedig egyenletesebben oszlik el a fény a modul felszínén. Az 31. ábra mutatja a besugárzás eloszlását BISOL BMO250 modulon 1,04 m és 1,88 m fényforrás távolságnál.



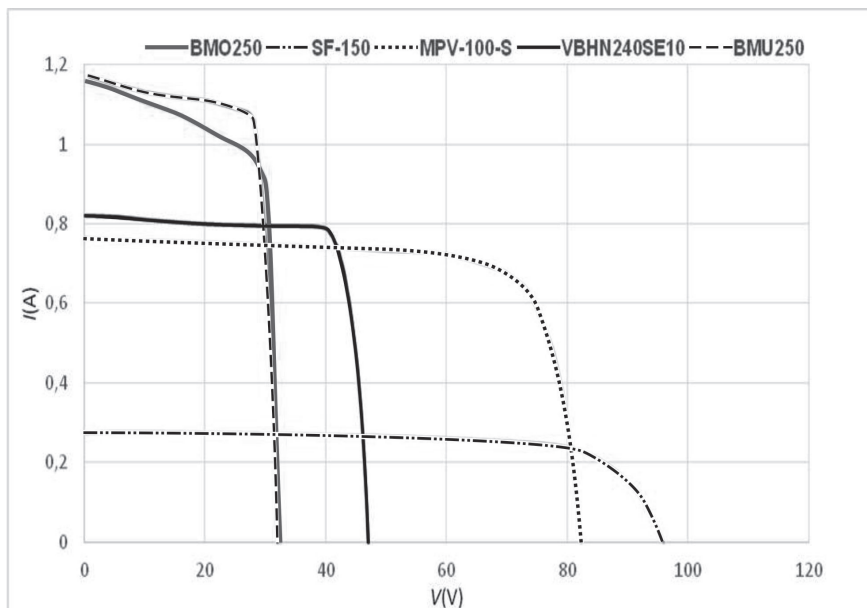
31. ábra: Besugárzás eloszlása BISOL BMO250 modulon 1,04 m és 1,88 m fényforrás távolságnál

A BISOL BMO250 monokristályos modul 32 ábrán látható I - V karakterisztikája szemlélteti, hogyan befolyásolja a besugárzás eloszlása az I - V karakterisztikát, ha a modul egyenlőtlenül van megvilágítva (piros színű karakterisztika), illetve milyen, amikor a besugárzás egyenletesen oszlik el a modul felszínén (kékszerű karakterisztika).



32. ábra: BISOL BMO250 monokristályos modul I - V karakterisztikái az 5.9 ábra szerinti besugárzás eloszlásoknál

Ugyanezt a mérési módszert alkalmazták a másféle technológiájú moduloknál is. A 33. ábra mutatja mind az ötféle technológiájú modulok I - V karakterisztikáját 1,88 m távolságú fényforrás besugárzási eloszlásának esetében.



33. ábra: Mind az ötféle technológiájú modul I - V karakterisztikái az 5.9 ábra szerinti besugárzás eloszlásánál

HU_5.3.3. Modulcsoportokon (PV paneleken) végzett mérések

A kültéri laboregységben az említett technológiákon kívül a modulok két csoportjából álló fotovoltaikus erőmű is van. Minkét csoport egy-egy eltérő technológia felhasználásával épült. Az első csoport a BISOL BMO250 monokristályos technológiát használja, a második csoport pedig a BISOL BMU250 polikristályost. Két csoport felállításának indoka az, hogy a rendelkezésre álló együtthatóval megszorozva az egyedi modul jellemzőit, az I - V karakterisztikája megegyezzen a 20-modulos csoport I - V karakterisztikájával.

Az 4. és 5. táblázat adja meg 250W névleges teljesítményű monokristályos fotovoltaikus modul, illetve 250W névleges teljesítményű, 20 db monokristályos PV modulból álló csoport mérési eredményeit.

4. táblázat: 250W névleges teljesítményű monokristályos PV modul mérési eredményei

BISOL BMO 250 modul								
Mérés sorszáma	Időpont	$G[W/m^2]$	$I_{SC} [A]$	$V_{OC} [V]$	$I_{MPPT} [A]$	$U_{MPPT} [V]$	$P_{MPPT} [W]$	$R_{MPPT} [\Omega]$
1.	5.4 18:25	67.00	/	/	0.54	28.70	15.50	53.00
2.	9.4 13:29	140.00	/	/	1.83	30.20	55.40	16.00
3.	9.4 18:45	40.00	/	/	0.33	28.70	9.50	87.00
4.	11.4 18:27	40.00	/	/	0.34	28.40	9.70	83.00
5.	12.4 16:42	120.00	/	/	1.12	29.30	32.90	26.00
6.	12.4 17:35	84.00	/	/	0.68	28.90	19.70	42.00
7.	12.4 18:30	42.00	/	/	0.35	27.20	9.50	79.00
8.	17.4 12:32	89.00	/	/	0.70	29.70	20.70	43.00
9.	17.4 16:46	65.00	/	34.80	0.49	29.90	14.30	61.00
10.	18.4 16:19	45.00	0.41	32.50	0.41	27.60	11.20	68.00
11.	18.4 17:07	43.00	0.39	33.50	0.35	27.10	9.40	78.00
12.	18.4 17:55	75.00	0.72	34.40	0.59	29.00	17.20	49.00
13.	18.4 18:28	28.00	0.25	32.60	0.25	27.00	6.10	108.00

5. táblázat: 5000W névleges teljesítményű monokristályos PV modulcsoport mérési eredményei.

BISOL BMO 250 modulcsoport (sorozat)								
Mérés sorszáma	Időpont	$G[W/m^2]$	$ISC[A]$	$UOC [V]$	$ISC[A]$	$UMPPT [V]$	$PMPPT [W]$	$RMPPT [\Omega]$
1.	5.4 18:25	70.00	/	701.00	0.57	568.00	320.00	1005.00
2.	9.4 13:29	144.00	/	711.00	1.89	576.00	1095.00	305.00
3.	9.4 18:45	40.00	/	678.00	0.32	583.00	189.00	1800.00
4.	11.4 18:27	40.00	/	/	0.33	636.00	212.00	1915.00
5.	12.4 16:42	120.00	/	688.00	1.13	587.00	656.00	519.00
6.	12.4 17:35	84.00	/	685.00	0.68	594.00	402.00	879.00
7.	12.4 18:30	42.00	/	657.00	0.35	550.00	192.00	1571.00
8.	17.4 12:32	88.00	/	714.00	0.70	567.00	396.00	813.00
9.	17.4 16:46	65.00	/	695.00	0.49	591.00	291.00	1200.00
10.	18.4 16:19	45.00	0.39	651.00	0.42	541.00	229.00	1279.00
11.	18.4 17:07	43.00	0.39	670.00	0.35	555.00	193.00	1600.00
12.	18.4 17:55	75.00	0.74	701.00	0.54	573.00	311.00	1061.00
13.	18.4 18:28	28.00	0.24	652.00	0.23	545.00	125.00	2370.00

Szükséges összehasonlítani az összes 13 mérésben kapott (P_{MPPT}) maximális teljesítményt olyan módon, hogy az (5. táblázat szerinti) maximális csoportteljesítmény egyetlen PV modul (4. táblázat szerinti) maximális teljesítményének 20-szorosával legyen összehasonlítva. A szorzótényező azért 20, mivel a cellacsoport 20 db modult tartalmaz. Ugyanis ha ez a két teljesítményérték megegyezik minden egyes mérésnél, akkor arra lehet következtetni, hogy PV modulok csoportjának karakterisztikája lineáris függvénye a sorosan kapcsolt modulok darabszámának. Az eredményeket mind táblázatos (6. táblázat), mind grafikus (28. ábra) formában bemutatjuk.

6. táblázat: Maximális modulcsoport teljesítmény (P_{MPPT}) és egyetlen PV modul maximális teljesítménye 20-szorosának összehasonlítása.

Mérés sorszáma	P_{MPPT} [W]	P_{MPPT} [W] * 20	$P_{\text{MPPT STRING}}$ [W]
1.	15.50	310.00	320.00
2.	55.40	1108.00	1095.00
3.	9.50	190.00	189.00
4.	9.70	194.00	212.00
5.	32.90	658.00	656.00
6.	19.70	394.00	402.00
7.	9.50	190.00	192.00
8.	20.70	414.00	396.00
9.	14.30	286.00	291.00
10.	11.20	224.00	229.00
11.	9.40	188.00	193.00
12.	17.20	344.00	311.00
13.	6.10	122.00	125.00

A 7. és 8. táblázat adja meg 250W névleges teljesítményű polikristályos fotovoltaiukus modul, illetve 250W névleges teljesítményű, 20 db polikristályos PV modulból álló csoport mérési eredményeit.

7. táblázat: 250W névleges teljesítményű polikristályos PV modul mérési eredményei

BISOL BMU 250 modul								
Mérés sorszáma	Időpont	G [W/m ²]	I_{SC} [A]	U_{OC} [V]	I_{MPPT} [A]	U_{MPPT} [V]	P_{MPPT} [W]	R_{MPPT} [Ω]
1.	5.4 18:30	67.00	/	/	0.55	28.40	15.70	52.00
2.	9.4 13:45	175.00	/	35.90	2.20	29.60	65.10	13.00
3.	9.4 18:43	40.00	/	/	0.32	28.90	9.10	92.00
4.	11.4 18:29	38.00	/	/	0.33	28.90	9.50	88.00

5.	12.4 16:25	126.00	1.13	34.70	1.03	29.40	30.20	29.00
6.	12.4 17:40	87.00	/	/	0.70	29.50	20.70	42.00
7.	12.4 18:35	36.00	/	/	0.28	28.50	8.10	100.00
8.	17.4 12:47	110.00	/	36.10	1.01	30.40	30.70	30.00
9.	17.4 16:55	80.00	/	35.50	0.63	30.30	19.60	48.00
10.	18.4 16:29	44.00	0.40	32.90	0.36	27.40	9.90	76.00
11.	18.4 17:11	46.00	0.42	33.90	0.37	28.90	10.60	79.00
12.	18.4 17:59	92.00	0.83	34.90	0.76	29.20	22.10	39.00
13.	18.4 18:30	31.00	0.29	33.20	0.27	27.10	7.20	101.00

8. táblázat: 5000W névleges teljesítményű polikristályos PV modulcsoport mérési eredményei

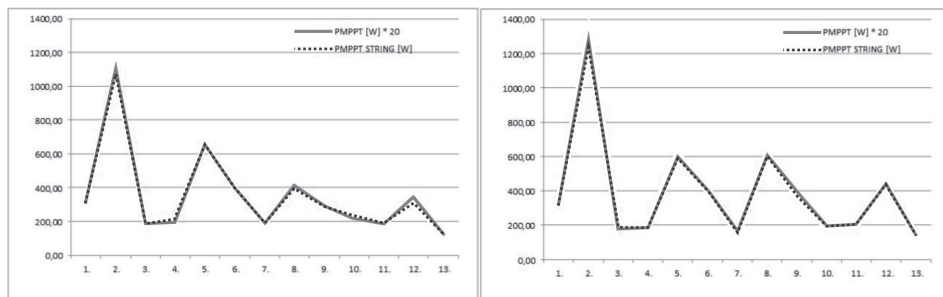
BISOL BMU 250 modulcsoport (sorozat)								
Mérés sorszáma	Időpont	$G[W/m^2]$	$I_{SC} [A]$	$U_{OC} [V]$	$I_{MPPT} [A]$	$U_{MPPT} [V]$	$P_{MPPT} [W]$	$R_{MPPT} [\Omega]$
1.	5.4 18:27	67.00	/	701.00	0.54	573.00	311.00	1061.00
2.	9.4 13:45	175.00	/	715.00	2.14	606.00	1295.00	283.00
3.	9.4 18:43	40.00	/	675.00	0.31	603.00	191.00	1926.00
4.	11.4 18:29	38.00	/	/	0.32	606.00	192.00	1918.00
5.	12.4 16:25	126.00	/	692.00	1.03	581.00	598.00	564.00
6.	12.4 17:40	87.00	/	689.00	0.71	578.00	410.00	816.00
7.	12.4 18:35	36.00	/	661.00	0.30	536.00	160.00	1804.00
8.	17.4 12:47	110.00	/	724.00	1.00	613.00	610.00	616.00
9.	17.4 16:55	80.00	/	709.00	0.63	602.00	377.00	962.00
10.	18.4 16:29	44.00	0.39	657.00	0.35	563.00	195.00	1632.00
11.	18.4 17:11	46.00	0.43	677.00	0.38	569.00	210.00	1517.00
12.	18.4 17:59	92.00	0.89	699.00	0.76	573.00	434.00	757.00
13.	18.4 18:30	31.00	0.27	659.00	0.26	553.00	145.00	2119.00

A monokristályos modulokhoz hasonlóan itt is szükséges összehasonlítani az összes 13 mérésben kapott (P_{MPPT}) maximális teljesítményt olyan módon, hogy az (8. táblázat szerinti) maximális csoportteljesítmény egyetlen PV modul (7. táblázat szerinti) maximális teljesítményének 20-szorosával legyen összehasonlítva. A szorzótényező azért 20, mivel a cellacsoport 20 db modult tartalmaz. Ugyanis ha ez a két teljesítményérték megegyezik minden egyes mérésnél, akkor arra lehet következtetni, hogy PV modulok csoportjának karakterisztikája lineáris függvénye a sorosan kapcsolt modulok darabszámának. Az eredményeket mind táblázatos (9. táblázat), mind grafikus (34. ábra) formában bemutatjuk.

9. táblázat: Maximális modulcsoport teljesítmény (P_{MPPT}) és egyetlen PV modul maximális teljesítménye 20-szorosának összehasonlítása

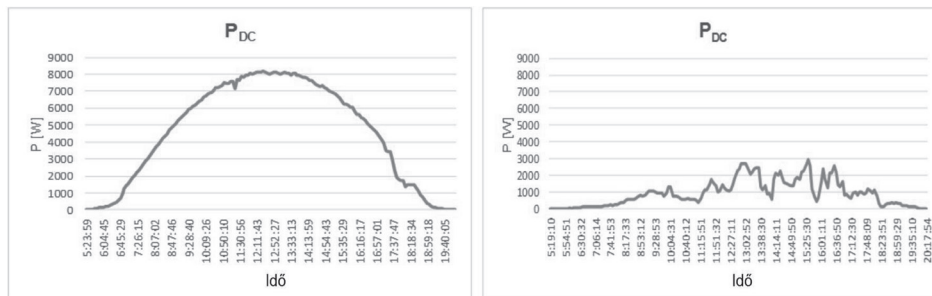
Mérés sorszáma	P_{MPPT} [W]	P_{MPPT} [W] * 20	$P_{MPPT\ STRING}$ [W]
1.	15.70	314.00	311.00
2.	65.10	1302.00	1295.00
3.	9.10	182.00	191.00
4.	9.50	190.00	192.00
5.	30.20	604.00	598.00
6.	20.70	414.00	410.00
7.	8.10	162.00	160.00
8.	30.70	614.00	610.00
9.	19.60	392.00	377.00
10.	9.90	198.00	195.00
11.	10.60	212.00	210.00
12.	22.10	442.00	434.00
13.	7.20	144.00	145.00

Az 34. ábra szemlélteti grafikusan a különböző technológiájú modulok csoportjainak és egyedi modulok 20-szal szorzott mérési eredményeit.



34. ábra: Maximális modulcsoport teljesítmény (P_{MPPT}) és egyetlen PV modul maximális teljesítménye 20-szorosának összehasonlítása

A DC teljesítményt naponta mérték ötperces időközökben. Az eredményeket a Kaco Powador 12.0TL3 inverter tárolja. A 35. ábra mutatja a túlnyomóan napos napon (2014. május 6-án), illetve felhős napon (2014. május 16-án) mért kimeneti DC (egyenáramú) teljesítményt.



35. ábra: P_{DC} egyenáramú teljesítmény napsütéses és felhős napon

HU_6. MÉRÉSEK VÁLTÓÁRAMÚ (AC) OLDALON

HU_6.1. A villamosenergia minőségének mérései

Energiaminőség

Az energiapiac liberalizálása új szabályokat vezet be a fogyasztók és az áramszolgáltató vállalatok viszonyában. A fogyasztók most már megválaszthatnak közüzemi (áramszolgáltató) vállalatot, így az energiaminőségi célok ma nagy jelentőséggel bírnak az energiarendszer minden üzemeltetője számára a modern liberalizált energiapiacokon (Klaić et al. 2013).

Hagyományosan tervezett villamos energia elosztó rendszerben az energia nagy részét az erőművekből szállítják az erőátviteli és elosztó hálózatokon keresztül az áramfogyasztókhoz. Az elosztórendszerek hagyományosan passzívak és csupán egyirányú működésre tervezettek – ami azt jelenti, hogy az áram mindenkor az alállomási transzformátoroktól az elosztóvezetékek végéig áramlik. Elosztott energiatermelés esetében az elosztóhálózat aktív rendszerré válik, melyben mind a villamos energiatermelés, mind fogyasztás végbemegy (Baggini 2008).

Az elosztott energiatermelés (Distributed generation, DG) olyan koncepció, mely közvetlenül az elosztóhálózathoz vagy a fogyasztói oldalhoz csatlakozó, kisteljesítményű, jellemzően 10 MW alatti névleges kapacitású kiserőművek kiépítését és üzemeltetését jelenti. (Baggini 2008).

Az elosztott energiatermelés (DG) jelentős hatást gyakorol az energia minőségére a fogyasztók és az áramszolgáltatók vonatkozásában egyaránt. Ez a hatás lehet pozitív vagy negatív, a különböző elosztó rendszerek jellemzőitől függ.

A fotovoltaiikus erőművek a megújuló energián alapuló elosztott energiatermelés csoportjába tartoznak, tehát szükségeszerű megbecsülni a fotovoltaiikus erőművek által az elosztó hálózatra gyakorolt hatást. Az erőmű által az elosztóhálózat energiaminőségére gyakorolt hatás megbecslésének legjobb módja az, ha energiaminőségi méréseket végzünk.

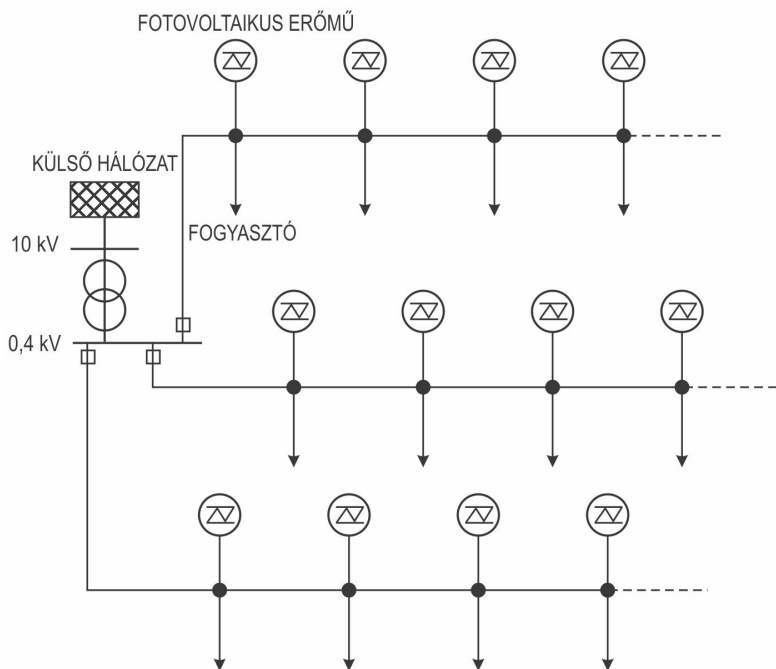
Az energiaminőség (Power Quality, PQ) mérése rendszerint az átvitt kisméretű elektromágneses zavarok (köztük a tranziens túlfeszültség és jelátvitel) jellemzését öleli fel.

A zavartípusok négy kategóriába sorolhatók, melyek a feszültség nagyságát, hullám-alakját, frekvenciáját és szimmetriáját befolyásolják. A zavarok permanens, félig permanens

vagy véletlenszerű jellegük szerint is minősíthetők (villámcsapás, rövidzárlat, kapcsolási műveletek stb.) (Nikolovski et al. 2004).

Fotovoltaikus erőművek hatása az elosztórendszerre

Mivel a fotovoltaikus erőművek egyenáramot állítanak elő, áramátalakítókat (invertereket) alkalmaznak az elosztórendszeri illesztéshez. Az inverterek használata és a fotovoltaikus erőmű változó energiatermelése miatt felharmonikusok jelennek meg a kimenő fotovoltaikus áramban. A legtöbb lakossági fotovoltaikus rendszer mérete igen kicsi és egyetlen fotovoltaikus erőmű működésének hatása szinte elhanyagolható (Papaioannou et al. 2008). Növekszik azonban az ugyanahhoz a helyi hálózathoz csatlakozó fotovoltaikus rendszerek száma. Tehát a kérdés az, hogy befolyásolja-e a fotovoltaikus erőművek növekvő száma az elosztóhálózati feszültség felharmonikusait?



36. ábra: A modellezett elosztóhálózat részlete

A fotovoltaikus erőművek hozzájárulását a közüzemi hálózati felharmonikusokhoz Grady – Santoso (2001), Batrinu et al. (2006), Papaioannou et al. (2008) és Schlabbach (2008) tárgyalja a szakirodalomban. A hálózathoz csatlakozó fotovoltaikus rendszerek által okozott felharmonikus torzítás szintjét több nemzetközi szabvány (IEEE 1547 2003, EN 50160:2010) tárgya. Az EN 50160 számú európai szabvány a névleges feszültség 8%-ával egyenlő határértéket ír elő a feszültség teljes (THD) felharmonikus torzítására a 40. felharmonikusig kiterjedően. Horvátországban a felharmonikus határértékeket csak a THD tényező figyelembevételével írják elő és a fotovoltaikus erőművek közüzemi elosztóhálózathoz csat-

lakoztatásakor a Horvát Hálózati Szabályzatot kell figyelembe venni. Az egyes kiserőművek által a feszültségben okozott maximális THD tényező nem lehet nagyobb 2,5%-nál.

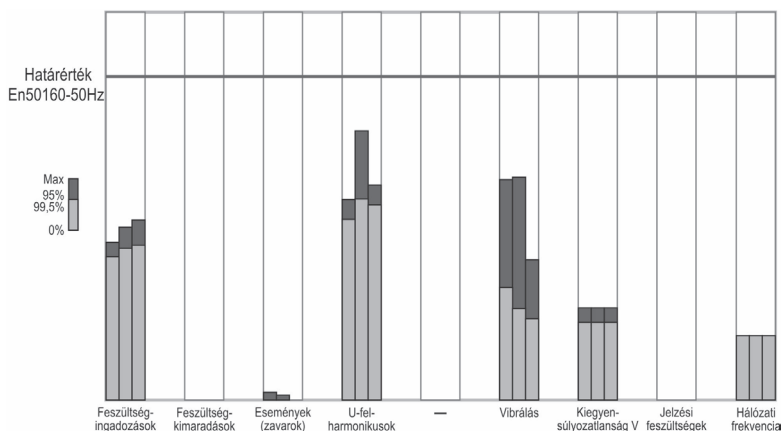
A fotovoltaikus kiserőmű felharmonikus termelés viselkedését Fekete et al. (2012) tanulmánya vizsgálja. A mérési eredmények azt mutatják, hogy nem található korreláció a feszültség felharmonikusok és a fotovoltaikus erőművi energiatermelés között, de azt is mutatják, hogy a THD_I (Total Current Harmonic Distortion) érték – az áramerősség teljes felharmonikus torzítása – erősen függ az áramtermelési feltételektől. A fotovoltaikus áram felharmonikus torzításának korareggeli és esti órákban tapasztalható magas értéke az úgynevezett árnyékolóhatásnak tulajdonítható. Az árnyékolóhatás akkor lép fel, amikor a fotovoltaikus cellasort (vagy egy részét) nem éri közvetlen napsugárzás, és valamilyen akadály hatása miatt így nem kap akkora energiát, amekkorát kapnia kellene a rendelkezésre álló napsugárzás szerint (Batrinu et al. 2006).

A mért adatok alapján a 36. ábra szerinti számítógépes modell készült a fotovoltaikus erőműről és a helyi elosztóhálózatról. A modellt lakossági fotovoltaikus erőmű többféle bővítési scenáriójának szimulációjához használják (Fekete et al. 2012).

A legszélsőségesebb scenárió azt feltételezi, hogy a helyi elosztóhálózathoz csatlakozó összes háztartás beépít 10 kWp teljesítményű fotovoltaikus erőművet, továbbá figyelembe veszi az elosztóhálózatban már jelenlévő felharmonikus forrásokat is. Még ez a scenárió is azt mutatja, hogy a THD_U teljes felharmonikus feszültségtorzítás a PCC közös kapcsolódási ponton 3,66%, ami alacsonyabb érték, mint az EN 50160 szabvány szerinti felharmonikus határérték ($THDU < 8\%$). Tehát a szimulációs eredmények azt mutatják, hogy az EN 50160 szerinti felharmonikus határértéket a szimulált scenáriók és változatok egyike sem lépi túl.

Energiaminőség mérések

Az energiaminőségi mérések az IEC 61000-4-30 és az EN 50160 szabványok szerint kerültek elvégzésre. Az energiaminőségi mutatók mérése hatékony matematikai szoftverrel támogatott, „A” pontossági osztályú hálózati analízátorokkal történt. Az ETFOS 1 fotovoltaikus erőmű energiaminőségi mérésének összesített eredményeit a 37. ábra szemlélteti. Az erőmű a „Fotovoltaikus rendszerek, mint regionális fejlesztés mozgatórugói” című projekt keretében épült.



37. ábra: EN 50160 szerinti mérések összesített eredményei

Az energiaminőség mérések külön-külön lettek kielemezve az EN 50160 szabvány, illetve a Horvát Hálózati Szabályzat szerint.

Az Európai Szabvány az EN 50160 szabvány az áramszolgáltatói hálózaton és a fogyasztói csatlakozási pontokon rendelkezésre álló feszültség jellemzőinek főbb értékeit írja elő. E szabvány szerint minden egyes mérés hét napig tart.

Az EN 50160 szerinti energiaminőség mérése és elemzése az alábbi mutatókra terjed ki:

- Feszültségletörések és kimaradások,
- Felharmonikusok és közbenső harmonikusok,
- Átmeneti hálózati túlfeszültségek,
- Feszültség vagy áramerősség hullámozása (villogás, flicker),
- Tranziens túlfeszültség,
- Feszültségingadozások,
- Feszültség-aszimmetria,
- A tápfeszültség frekvenciája,
- Egyenáram jelenléte váltóáramú hálózatban,
- Hálózati jelfeszültségek.

A **Horvát Hálózati Szabályzat** szerinti energiaminőség mérések elemzése kiterjed a feszültség- és frekvenciaingadozások határértékeire is és ezek határértékei hasonlóak az EN 50160 szabványban szereplőkhöz. De vannak más eltérő követelmények is egyes energiaminőségi mutatókra vonatkozóan. A Horvát Hálózati Szabályzat határértékeket ír elő arra vonatkozóan, hogy mekkora lehet egy erőmű hozzájárulása az elosztóhálózathoz. Az alábbiak tekintetében léteznek ilyen határértékek:

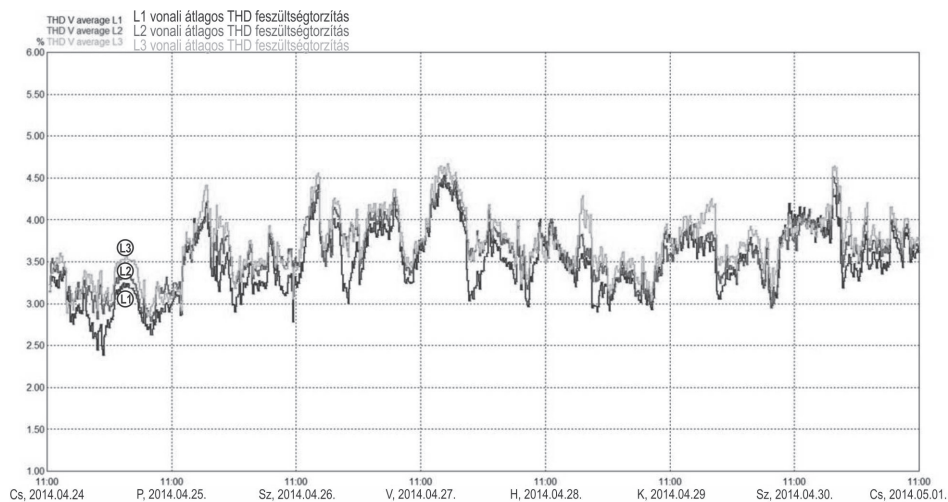
- THD_U (feszültség teljes harmonikus torzítása),
- Villogásmérték (flicker), valamint
- Feszültség aszimmetria.

Ezek a követelmények képezik a fő okát annak, hogy az energiaminőség mérések elemzését el kell végezni mind a fotovoltaiikus erőművek elosztóhálózathoz csatlakoztatása **előtt**, mind **utána**.

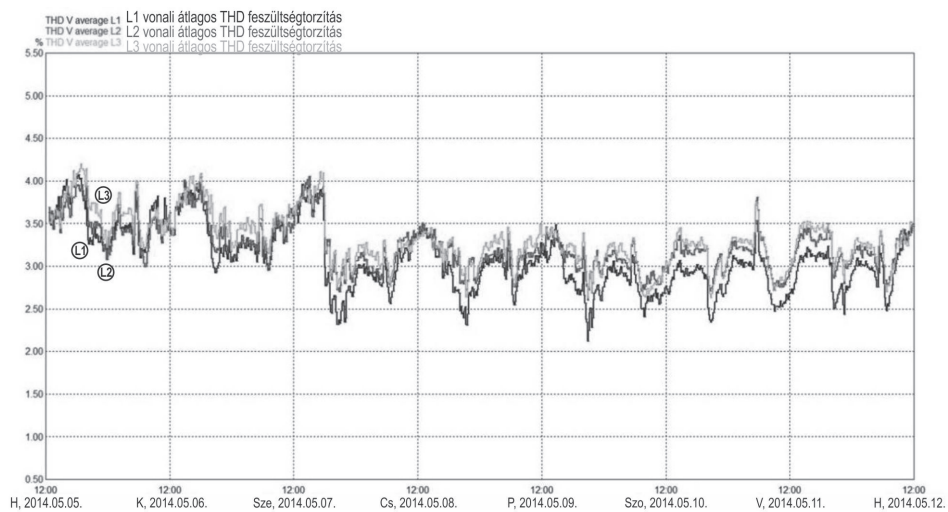
Alább láthatóak az energiaminőség mérések egyes eredményei. A méréseket azzal a céllal végezték el, hogy megvizsgálják a 12 kWp teljesítményű ETFOS 1 fotovoltaiikus erőmű által az elosztóhálózat energiaminőségére gyakorolt hatást. Két mérési periódus volt – hét nap a fotovoltaiikus erőmű elosztóhálózatra csatlakoztatása előtt és hét nap azt követően.

A 38. és 39. ábra mutatja az energiaminőség mérési eredmények egy részét. A 38. ábrán a feszültségnek a fotovoltaiikus erőmű csatlakoztatása előtti THD_U teljes felharmonikus torzítása látható (az U_n névleges feszültség %-ában), a 39. ábrán pedig a fotovoltaiikus erőműnek az elosztóhálózathoz csatlakoztatása utáni. A csatlakoztatás előtti és utáni THD értékek nagyon hasonlóak, sőt a csatlakoztatás utáni THD értékek még kissé alacsonyabbak is, mint az előttié. Tehát világos, hogy az ETFOS 1 fotovoltaiikus erőműtől érkező felharmonikusoknak nincs káros hatása.

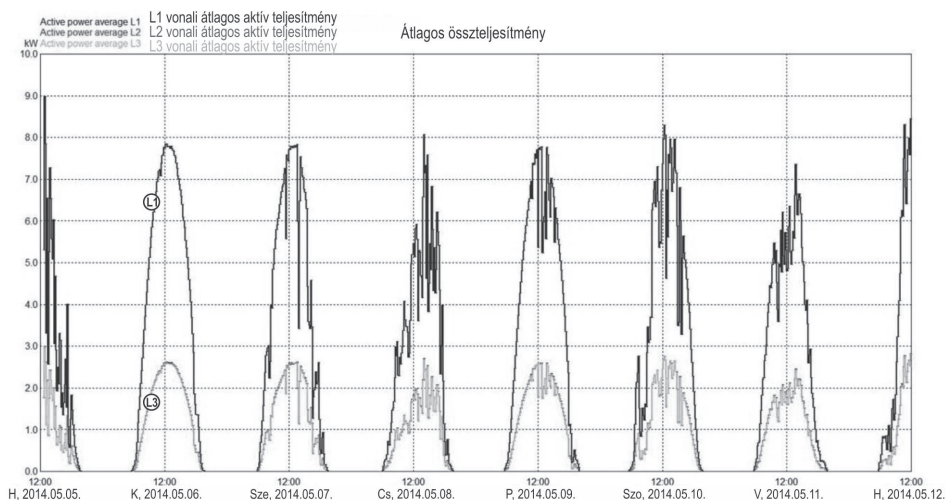
A 40. ábra a fotovoltaiikus erőmű által az elosztóhálózatnak leadott tényleges villamos energiát mutatja. A méréseket a fotovoltaiikus erőmű 7 napos próbaüzeme alatt végezték el.



38. ábra: THD_U teljes felharmonikus torzítás (az U_N névleges feszültség %-ában) az ETFOS 1 erőmű csatlakoztatása előtt



39. ábra: THD_U teljes felharmonikus torzítás (az U_N névleges feszültség %-ában) az ETFOS 1 erőmű csatlakoztatása után



40. ábra: Az elosztóhálózatnak a fotovoltaikus erőműből a fotovoltaikus erőmű 7 napos próbaüzeme alatt átadott tényleges teljesítmény

HU_6.2. AC oldali mérések – Mérések a KACO 12.0TL3 inverteren

A váltóáram oldali (AC) mérések a fotovoltaikus erőmű mért kimeneti mennyiségeihez kapcsolódnak. A mért mennyiségek az alábbiak:

- L_1 - L_3 fázisonkénti kimeneti áramerősség értékek (I [A])
- Feszültség (effektív középértékek, maximum és minimum feszültségeltérés)
- Frekvencia (f [Hz])
- Hatásfok (η)

A mért mennyiségeket a 10. táblázat rögzíti, amely megadja a HRN EN 50160 szabványban előírt határértékeket is. Minden egyes megjelenített mért érték azt mutatja, hogy az összes mennyiség kivétel nélkül a HRN EN 50160 szerinti határértékeken belül vannak.

10. táblázat: PV erőmű összes tápfeszültség indikátorának maximum és 95%-os értékei

Paraméter			Maximumérték			95%-os érték		
	Mértékegység	En50160-50Hz szerint	L1	L2	L3	L1	L2	L3
Feszültségeltérések		230V						
Maximum 100%/95%	% [Vn]	+10,00/+10,00	4,86	5,33	5,54	4,41	4,69	4,77
Minimum 100%/95%	% [Vn]	-15,00/-10,00	1,31	1,78	1,85	1,31	1,78	1,85
Feszültségkimaradások <1%	Darabszám	100	0	0	0	-		
Események	Darabszám	100	2	1	0	-		
Feszültség felharmonikusok								

5. felharmonikus 15. felharmonikus	% [Vn] % [Vn]	6,00 0,50	3,72	0,42	3,99	3,34	0,31	3,63
Áramerősség felharmonikusok	A		Nincs					
Villogás (flicker)	Plt.	1,000	0,682	0,688	0,433	0,348	0,282	0,251
Feszültség aszimmetria	%	200	057			047		
Jelfeszültségek	% [Vn]		Nincs			99%-os érték		
Frekvencia		50 Hz				99,5%-os érték		
Maximum 100%/99.5%	%	+4/+1	020			020		
Minimum 100%/99.5%	%	-6/-1	-020			-020		

A 10. és 11. táblázat tartalmazza az ETFOS1 fotovoltaiikus erőmű váltóáramú oldalának elemzéséhez szükséges összes paramétert. A mérési eredményeket háromfázisú hálózat elemzőműszerével olvasták le.

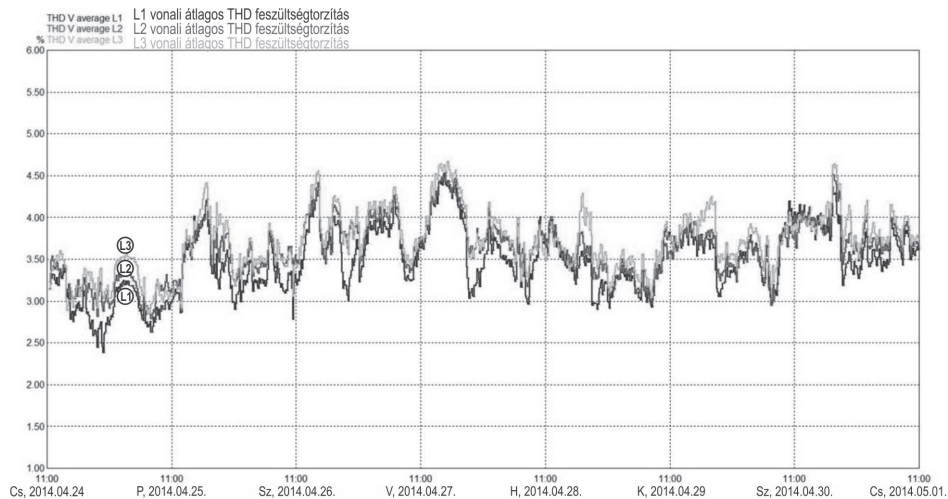
11. táblázat: Összes mutató maximum és 95%-os értékei, a PV erőmű csatlakoztatása után

Paraméter			Mért érték			Megengedett eltérés határértéktől		
	Mérték- egység		L1	L2	L3	L1	L2	L3
Feszültségeltérések	V	230.00 +/- 10.00%						
Tűrően belül	%	95	10000	10000	10000	500	500	500
Max	V	25300	24119	24226	24274	-	-	-
Min	V	20700	23302	23409	23425	-	-	-
Feszültségingado- zások	V	230.00 +10.00/- 15.00%						
Tűrően belül	%	95	10000	10000	10000	000	000	000
Max	V	25300	24119	24226	24274	-	-	-
Min	V	19550	23302	23409	23425	-	-	-
Rövid feszültségle- törések	Darab- szám/ Méréspon.	<1% of V n < 3 min.						
	Darab- szám/ Méréspon.	100	0	0	0	100	100	100
Hosszú feszültségki- esések	Darab- szám/ Méréspon.	<1% of V n >=3 min.						
	Darab- szám/ Méréspon.	100	0	0	0	100	100	100
Események	Darab- szám/ Méréspon.	>Vn +10% or < Vn-10% >1% V n						

KÜLÖNBÖZŐ FOTOVILLAMOS RENDSZEREK REGIONÁLIS HATÁSAI

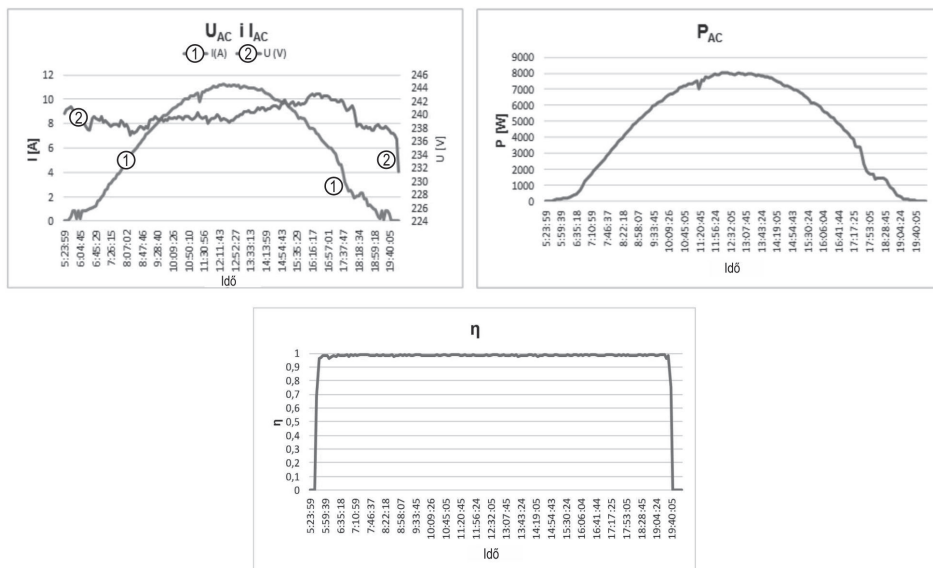
	Darab- szám/ Méréspon.	100	2	1	0	98	99	100
3. felharmonikus	% [Vn]	500						
Tűrően belül	%	95	100	100	100	500	100	500
Max	%[Vn]		160	125	077	340	375	423
5. felharmonikus	% [Vn]	600						
Tűrően belül	%	95	100	100	100	500	100	500
Max	%[Vn]		372	372	399	228	228	201
7. felharmonikus	% [Vn]	500						
Tűrően belül	%	95	100	100	100	500	100	500
Max	%[Vn]		212	203	210	288	297	290
9. felharmonikus	% [Vn]	150						
Tűrően belül	%	95	100	100	100	500	100	500
Max	%[Vn]		113	098	103	037	052	047
Feszültség THD összes harmonikus torzítása	%	800						
Tűrően belül	%	95	100	100	100	500	100	500
Max	%		408	405	420	392	395	380
Flicker	Plt	1.000						
Tűrően belül	%	95	100	100	100	500	100	500
Max	Plt		0.682	0.688	0.433	0.318	0.312	0.567
Feszültség aszim- metria	%	200						
Tűrően belül	%	95		100			500	
Max	%			057			143	
Frekvencia 99.5%	Hz	50Hz +/-1%						
Tűrően belül	%	995		100			050	
Max	Hz	5050		5010			-	
Min	Hz	4950		4990			-	
Frekvencia 100%	Hz	50Hz +/-6%						
Tűrően belül	%	100					000	
Max	Hz	5200		100			-	
Min	Hz	4700					-	

Az ETFOS 1 PV erőmű effektív középfeszültség értékeit a 41. ábra adja meg grafikusan.

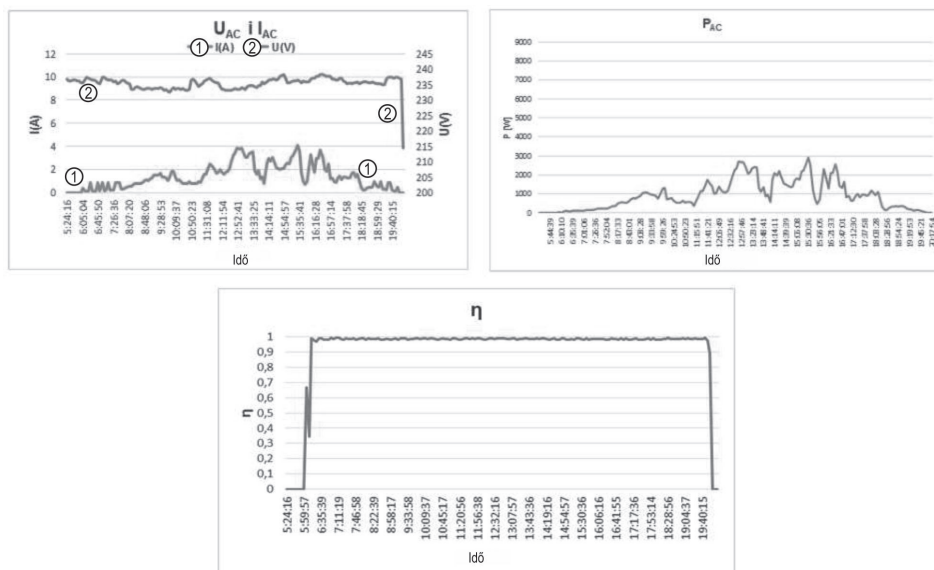


41. ábra: PV erőmű 10-perces effektív középfeszültségei

A mért mennyiségeket 5 percenként, heti 7 napon tárolja a KACO 12.0TL3 inverter. A kimeneti mennyiségek (U_{AC} , I_{AC} , P_{AC} és η) napos és felhős napi diagramjait a 6.7, illetve 42. ábra tünteti fel.



42. ábra: Kimeneti feszültség, áramerősség, teljesítmény és hatásfok egy napsütéses napon (2014. május 6-án) rögzített értékeinek grafikus szemléltetése



43. ábra: Kimeneti feszültség, áramerősség, teljesítmény és hatásfok felhős napon (2014. május 16-án) rögzített értékeinek grafikus szemléltetése

HU_7. FOTOVOLTAIKUS EMULÁTORON VÉGZETT MÉRÉSEK

A fotovoltaiikus rendszerek iránti növekvő érdeklődés és igény új követelményeket támasztott a fotovoltaiikus (napelemes) készülékek gyártóival szemben. Szükség lett fejlettebb tesztelési módokat nyújtó készülékek bevezetésére elsősorban az inverterek és a maximum teljesítménypont követő (maximum power point track, MPPT) rendszerek tekintetében. A fotovoltaiikus modulok kimenő teljesítményét két tényező befolyásolja (Kumari and Babu, 2012): a napfénybesugárzás (inszoláció) és a fotovoltaiikus cella, vagyis napelem hőmérséklete. A fotovoltaiikus elektronikai készülékek előző generációját valós időjárás körülmények között tesztelték, mivel az első generációs rendszerek teljesítménye kisebb volt. A modern, 100 kW vagy nagyobb teljesítményű fotovoltaiikus rendszerek valós működési feltételek közötti tesztelése azonban gyakran nehezen hajtható végre olyan problémák miatt, mint a helyigény, költség és az időjárás viszonyoktól való függés, ahol ez utóbbiak válnak domináns tényezőkké az ilyen készülékek tesztelése során. Ezek az igazi okai annak, hogy felmerült az igény a fotovoltaiikus modulok jellemzőit emuláló, programozható egyenáramforrások alkalmazása iránt, ami az ilyen áramforrások elnevezését – fotovoltaiikus modul emulátorok – is megadta. Ilyen áramforrások használatosak a fotovoltaiikus rendszerekbe épített elektronikus készülékek, mint inverterek és MPPT rendszerek további teszteléséhez és továbbfejlesztéséhez. Jelenleg több típusa áll rendelkezésre a piacon olyan programozható egyenáramú forrásoknak, melyek képesek fotovoltaiikus modulokat emulálni néhány kW-tól akár 2.000 kW-ig terjedő kimenő teljesítményekkel. A jó hírű gyártók közé a Magna-Power Elektronikus, Energy Rendszerek Group, Newdollar Enterprises LLC, Chroma-Rendszer, ET RENDSZER, stb. tartoznak.

Az inverterek és MPPT rendszerek ilyen módon végzett tesztelését követően feltételeket teremtenek egy fontosabb feladathoz – a kiválasztott fotovoltaiikus rendszer által termelt villamos energia kiértékeléséhez. A fotovoltaiikus modulok által termelt villamos energia kiértékeléséhez használt elektronikus rendszert nevezik fotovoltaiikus emulátornak. Többféle különböző koncepció létezik fotovoltaiikus emulátorok megvalósítását illetően. Az egyik ilyen szimulációra irányul, ahol fotovoltaiikus emulátor modellezése kerül alkalmazásra speciális szoftverben: ilyen például a MATLAB (Can, 2013). Az ilyen megoldásra az jellemző, hogy fizikai mennyiségeket – áramerősségeket és feszültségeket – állítanak be arányosan olyan értékekre, melyek biztonságosan kezelhetők és hozzáférhetők mérések elvégzéséhez (Belmili et al. 2010). Az egyik ilyen rendszer a Tayphoon HIL, amely HIL emulátor sorozatával támogatja ezt a szimuláción alapuló megoldást. A REG-PHOSYS projekt céljaiból a projekt team másik, energiaalapú megoldás mellett döntött, ahol az áramerősségek és feszültségek arányos módosítása helyett valós feszültség és áramerősség értékeket határoznának meg mérésrel. Az ilyen típusú rendszer kisebb (max. 10 kW) teljesítményű fotovoltaiikus rendszerek által termelt villamos energia kiértékeléséhez kerül felhasználásra különféle fotovoltaiikus modultechnológiák, valamint a klimatikus elemek, különösen a napsugárzás különböző jellemzőinek számításba vétele mellett.

A 44. ábra szerinti fotovoltaiikus emulátor az alábbi elemekből áll:

- a, 2 db ET SYSTEM gyártmányú LAB/HP 101000 programozható DC áramforrás,
- b, KACO gyártmányú Powador 12.0 TL3 INT inverter,
- c, beépített elektromos szekrény túláram és túlfeszültség védelemmel,
- d, a készülékek tartóállványaként szolgáló megfelelő fémváz.



44. ábra: Fotovoltaiikus emulátor

Az ilyen jellegű fotovoltaiikus emulátor egyik előnyét a különféle fotovoltaiikus modultechnológiákon alapuló rendszerek által termelt villamos energia értékelésében az alábbiak tükrözik:

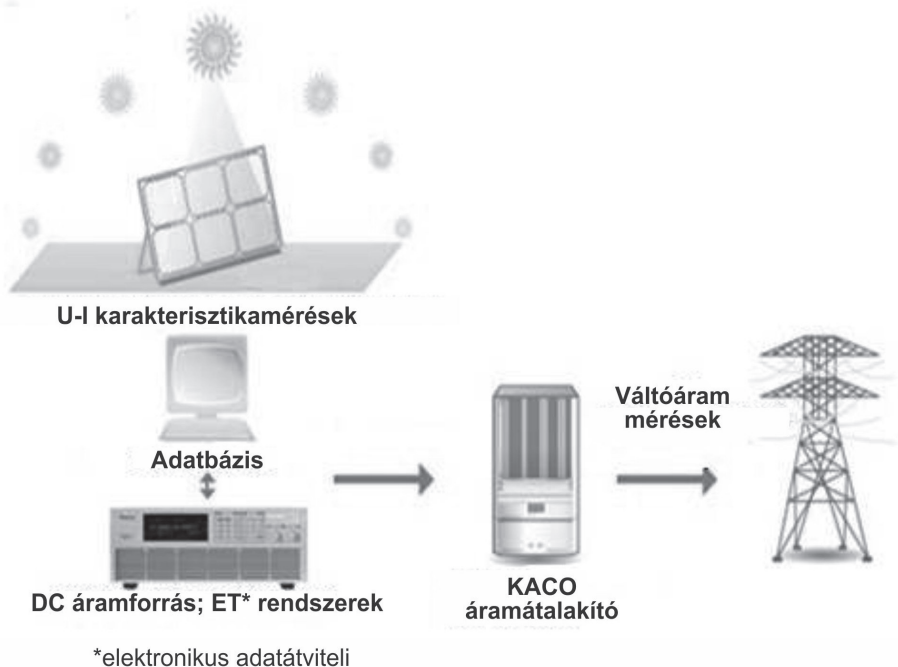
- Sokkal kisebb a fotovoltaiikus emulátor helyigénye,
- Függetlenség bármiféle napfénybesugárzástól, vagyis a napszaktól,
- Lehetőség különféle technológiájú fotovoltaiikus rendszerek emulálására,
- Beépített védelmek a mérésekhez a készülék, valamint a kezelő biztonsága érdekében,
- Alkalmasság más készülékek kalibrálására.

A rendszer alapvető műszaki jellemzői:

- A programozható áramforrások maximális feszültsége 1.000 V lehet,
- A programozható áramforrások maximális áramerőssége 10 A lehet,
- Csatlakoztathatóság háromfázisú váltóáramú hálózathoz,
- Az inverter 2 db MPPT bemenettel rendelkezik, mindkét rendszerhez 2 db bemenet tartozik,
- A rendszer maximális teljesítménye 10 kW.

Ezen kívül a programozható áramforrások képesek párhuzamos és soros kapcsolásban működni, ami lehetővé teszi 20 A névleges áramerősségű fotovoltaikus modulok sorának emulálását párhuzamos kapcsolásban, illetve egy 2000 V feszültségű cellasorét soros kapcsolásban. Továbbá a programozható DC áramforrások képesek úgynevezett mester-szolga elrendezésben működni, ahol az egyik áramforrás vezérlése a másikat is szabályozza.

A különféle fotovoltaikus modultechnológiákat használó, maximum 10 kW teljesítményű rendszerek által termelt villamos energia kiértékelése több lépésben történt a 45. ábra szerint.



45. ábra: Energiatermelés értékelési módszere fotovoltaikus emulátor használatával

A villamos energiatermelés értékelési lépései a következők:

1. Lépés: Kiválasztott technológiájú fotovoltaikus modulok I - V karakterisztikájának kimérése,
2. Lépés: I - V karakterisztika (napfénybesugárzás, rövidzárlati áramerősség, üresjárási feszültség, maximális teljesítményponthi áramerősségi és feszültségi értékek) adatbázisának létrehozása,
3. Lépés: DC áramforrások programozása különféle modultechnológiák emulálásához,
4. Lépés: Inverter adatok gyűjtése a váltóáramú (AC) oldalon.

Az I - V karakterisztika áprilisi kimérése során egyes jellemző napokat lehetett megfigyelni az adatbázisban:

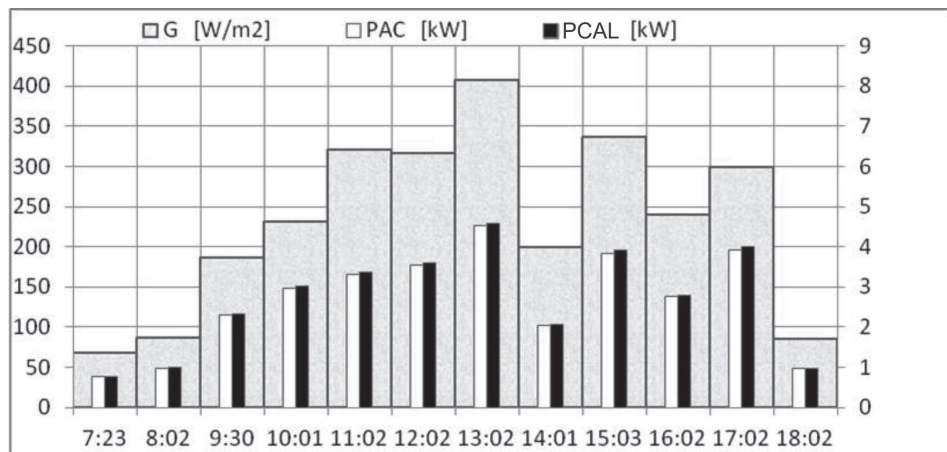
- *Borús nap*: amikor a napfénybesugárzás lecsökkent ($400\text{W}/\text{m}^2$ alá),
- *Túlnyomóan napos nap*: megnövekedett ($400\text{W}/\text{m}^2$ feletti) napfénybesugárzás.

Különböző technológiájú 5-5 db fotovoltaikus modulból álló fotovoltaikus rendszerek működésének szimulációjára került sor. Az alábbi fotovoltaikus modulok kerültek felhasználásra:

1. BISOL, BMO250, 250W,
2. BISOL, BMU250, 250W,
3. SOLAR FRONTIER, SF-150, 150W,
4. MASDAR MPV100-S, 100W,
5. PANASONIC, VBHN2450SE10, 245W.

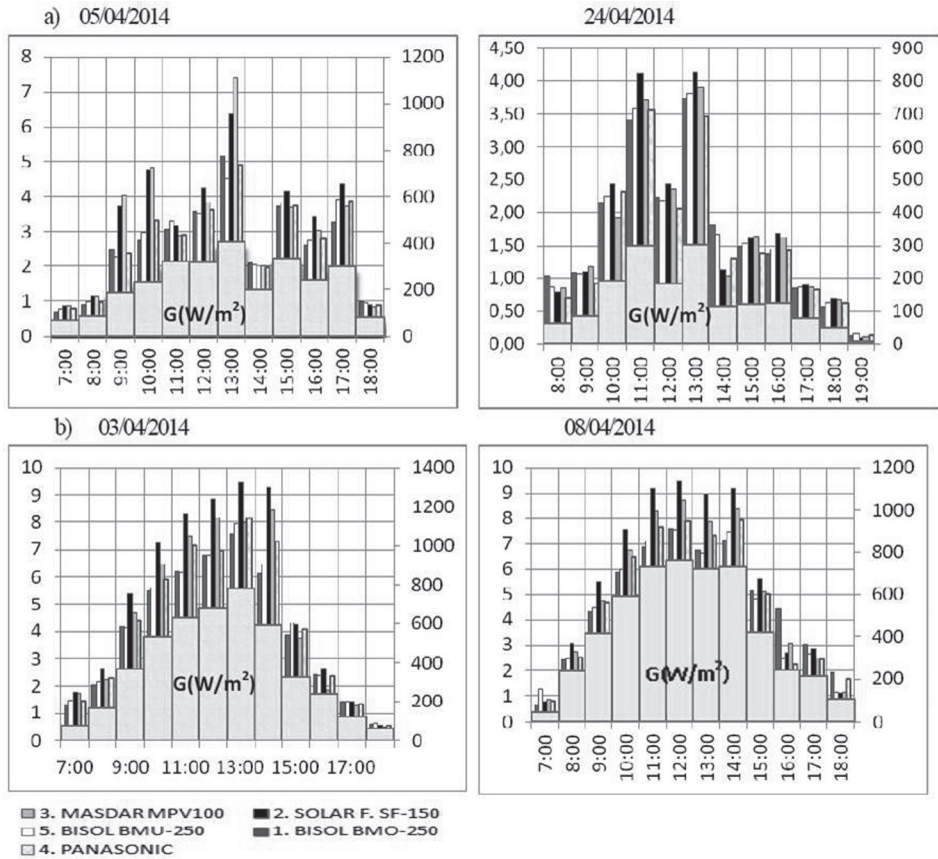
A programozható DC áramforrások technikai korlátai (feszültség és áramerősség korlátok) és a modulok eltérő névleges teljesítményértékei miatt egy-egy 12 kW-os fotovoltaikus rendszer lett kiválasztva minden egyes technológia esetében. Ezek a fotovoltaikus rendszerek 48 db modulból állnak az első és második technológia esetében, 80 modulból a harmadik, 120 modulból a negyedik és 50 modulból az ötödik technológia esetében.

Egy napi kimérés történt és ezt termelésbecslés követte a hónap minden egyes napját illetően a fotovoltaikus modulok kimért I - V karakterisztikái alapján annak számításba vételével, hogy az áramátalakítás átlagos hatásfoka 98,4% (KACO, Technical Handbook, 2013). A BISOL BMU250 technológia úgynevezett borús napi mérési eredményeit a 46. ábra adja meg a váltóáramú teljesítmény napi oszlopdiagramja formájában. Összehasonlítás céljából az oszlopok feltüntetik mind az áramátalakító mért (P_{AC}) teljesítményértékeit, mind a kimért I - V karakterisztika és az áramátalakító hatásfoka alapján analitikai úton kiszámított (P_{CAL}) teljesítményt.



46. ábra: BMU250 modul egy napi (április 5-i) teljesítményértékeinek oszlopdiagramja

A 47. ábrán látható egy napi oszlopdiagram esetében elegendő (3%) műszaki pontossággal analitikailag meg lehet becsülni egy fotovoltaikus rendszer aznapi villamos energiatermelését. Ezért ilyen módon tovább elemzést végeztünk mind az öt technológia esetében. A 12. táblázat az április 5-i esős nap adatait adja meg, a 13. táblázat pedig az április 8-i túlnyomóan napos napét. A 47. ábra feltünteteti mind az öt technológia teljesítményértékeit kW-ban a két kiválasztott – borús és túlnyomóan napos – nap vonatkozásában.



47. ábra: a) A különböző technológiák óránkénti (kW) teljesítménye két borús napon: április 5-én és 24-én.

b) A különböző technológiák óránkénti (kW) teljesítménye két napos napon: április 3-án és 8-án.

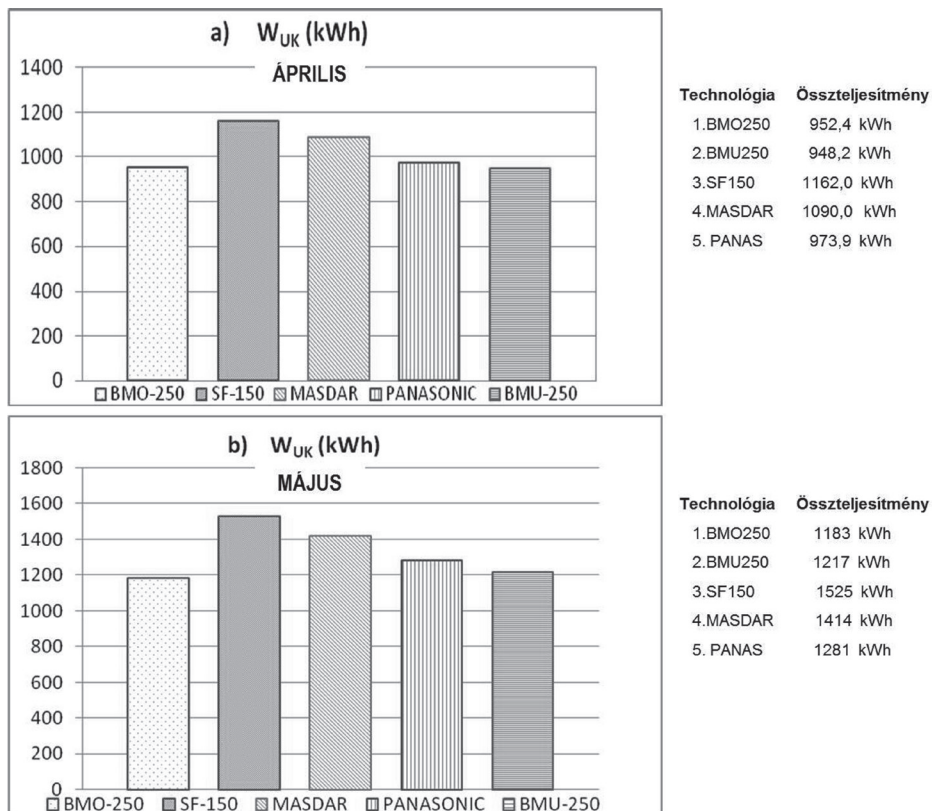
12. táblázat: Az április 5-i borús napon a mind az öt technológia által termelt összes villamos energia

Időpont (h)	G (W/m ²)	1,P _{AC,BMO} (kW)	2,P _{AC,BMU} (kW)	3,P _{AC,SOL} (kW)	4,P _{AC,MAS} (kW) 2,P _{AC,BMU} (kW)	5,P _{AC,PAN} (kW)
7:00	68	0.67	0.77	0.88	0.88	0.76
08:00	87	0.91	0.98	1.15	1.13	0.98
09:00	187	2.46	2.29	3.73	4.02	2.39
10:00	231	2.76	2.97	4.76	4.79	3.32
11:00	321	3.07	3.31	3.18	2.89	2.92
12:00	317	3.59	3.54	4.24	3.83	3.62
13:00	408	5.17	4.52	6.38	7.41	4.92
14:00	200	2.08	2.03	0.58	2.01	1.97
15:00	337	3.74	3.85	4.15	3.69	3.73
16:00	240	2.62	2.75	3.42	3.03	2.80
17:00	300	3.29	3.93	4.37	3.73	3.88
18:00	85	0.97	0.96	0.90	0.83	0.88
Összes (kWh)		31.33	31.90	37.74	38.26	32.17

13. táblázat: Az április 8-i napos napon a mind az öt technológia által termelt összes villamos energia

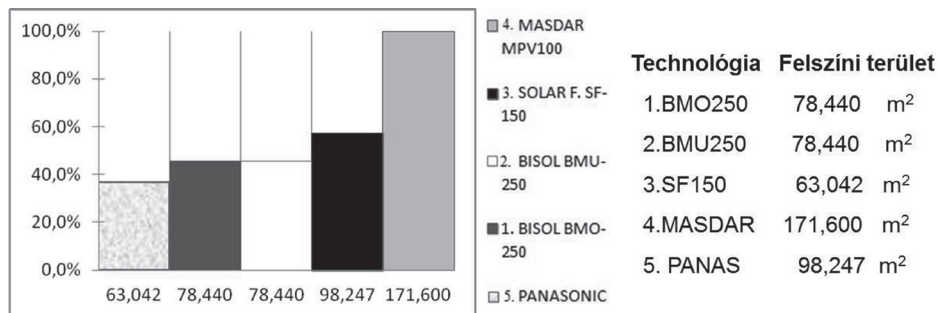
Időpont (h)	G (W/m ²)	1,P _{AC,BMO} (kW)	2,P _{AC,BMU} (kW)	3,P _{AC,SOL} (kW)	4,P _{AC,MAS} (kW) 2,P _{AC,BMU} (kW)	5,P _{AC,PAN} (kW)
7:00	48	0.64	1.28	0.76	0.82	0.78
08:00	239	2.44	2.44	3.06	2.72	2.53
09:00	415	4.36	4.48	5.48	4.71	4.65
10:00	593	5.87	5.98	7.58	6.74	6.46
11:00	730	6.88	7.11	9.17	8.29	7.68
12:00	761	7.60	7.54	9.50	8.70	7.91
13:00	720	6.74	6.61	8.95	7.87	7.33
14:00	730	7.15	7.44	9.17	8.39	7.92
15:00	421	5.16	4.84	5.61	5.11	5.00
16:00	240	4.46	2.45	2.68	3.08	2.23
17:00	216	3.04	2.66	2.82	2.49	2.42
18:00	104	1.90	1.13	1.11	1.14	1.69
Összes (kWh)		56.22	53.96	65.90	60.07	56.60

A 48. ábra az öt különböző technológiájú 12 kW-os fotovoltaikus rendszer kéthavi – áprilisi és májusi teljesítményét mutatja be.



48. ábra: a) A fotovoltaikus rendszerek által áprilisban termelt összes villamos energia
b) A fotovoltaikus rendszerek által májusban termelt összes villamos energia

Nem szabad figyelmen kívül hagyni, hogy az elemzett fotovoltaikus rendszerek beépítéséhez szükséges felszíni tetőterületet is számításba kell venni a fotovoltaikus modulok műszaki jellemzőinek vizsgálatakor. Ezért mutatja be a 49. ábra a szükséges felszíni tetőterületeket a MASDAR napelemeket használatával épített fotovoltaikus rendszer számára szükséges maximális (171,6 m²) felszíni területhez viszonyított százalékokban.



49. ábra: A különböző technológiájú fotovoltaikus modulok felszíni területei

A fotovoltaikus emulátoron végzett mérések azt mutatták ki, hogy – az április és május havi napfénybesugárzást figyelembe véve – a vékonyréteg-technikát használó fotovoltaikus rendszer több áramot termelne, mint a beépített kristálytechnológiájú paneleket alkalmazó fotovoltaikus rendszer ugyanakkora beépített teljesítménynél. A termelésnövekedés körülbelül 15-20%-ot tesz ki. Azonban függetlenül a műszaki jellemzőktől a legfőbb szempontot az optimális fotovoltaikus rendszer meghatározásához a Dráva folyó körzetében uralkodó időjárási viszonyok esetében a fotovoltaikus technológiák gazdasági tényezői jelentik. A régióban jellemző felszíni tetőterületeket is számításba kell venni maximum 10 kW-os, kisméretű, integrált fotovoltaikus rendszerek alkalmazhatóságának kivizsgálásakor.

HU_8. ADATBÁZIS

Az adatbázis a www.regphosys.eu weboldalon (8.1 ábra) érhető el a „Mérések” fejezetben. A benne foglalt adatok 2014. április és május havában az eszéki Villamosmérnöki Kar Megújuló Energiaforrások Laboratóriumában elvégzett mérésekhez kapcsolódnak.

HU_8.1. Különböző technológiájú egyedi modulok mérési eredményei

Az egyes technológiákra vonatkozó adatbázis az öt különböző modultechnológia (BISOL BMO 250, SOLAR FRONTIER SF 150, MASDAR MPV – 100S, PANASONIC VBHN240E10 és BISOL BMU 250) esetében kapott mérési eredményeket tartalmazza. A méréseket folyamatosan végezték minden egész órában heti hat napon 2014. április és május havában. A feldolgozott adatok analitikus (táblázatos) és grafikus formában jelennek meg. A mért mennyiségek az alábbiak:

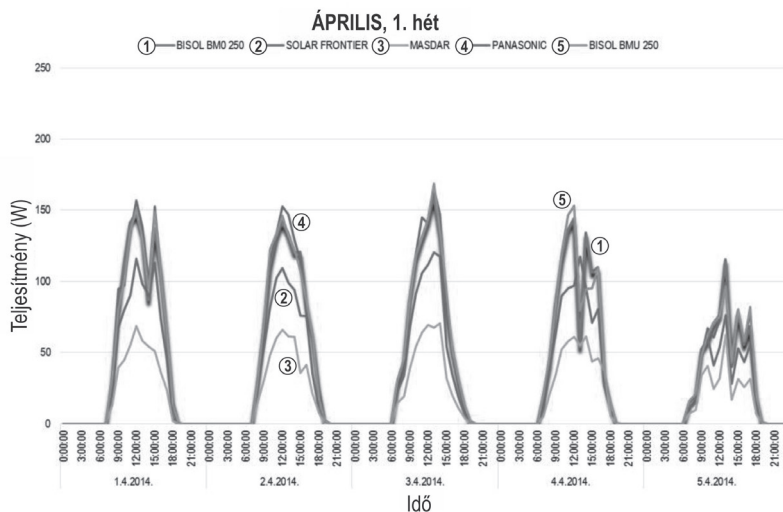
- Napfénybesugárzás (G , W/m²),
- Rövidzárlati áramerősség (I_{SC} , A),
- Üresjárási feszültség (V_{OC} , V),
- Maximum teljesítményponthi áramerősség (I_{MPPT} , A),
- Maximum teljesítményponthi feszültség (V_{MPPT} , V),
- Maximum teljesítmény (P_{MPPT} , W).
- Légnyomás [hPa]
- Helyi hőmérséklet J[°C]
- Szélsebesség (v [m/s])
- Páratartalom [%]

A 14. táblázat a 2014. április 3-án kapott mérési eredményeket adja meg táblázatos formában. A fent említett mért mennyiségek mellett a táblázat tartalmazza az egyes technológiák hatásfokának számított (η_{modul}) értékét, valamint a standard vizsgálati feltételek között meghatározott, a gyártó által megadott (η_{STC}) hatásfokot is.

14. táblázat: Mérési eredmények

Dátum	t [h]	Idő	ϑ [°C]	v [m/s]	[hPa]	pára-tartalom [%]	G [W/m ²]	I_{sc} [A]	V_{oc} [V]	P [W]	U_{MM} [V]	I_{MM} [A]	η_{module}	η_{STC}
03.04.2014.	7:30	Részben napsütés	14,3	0	999	66	75	0,97	36,00	28,6	29,9	0,95	0,23	0,153
	8:00	Részben napsütés	18,7	0,2	999	50	163	1,52	36,20	43,1	30,1	1,44	0,16	0,153
	9:00	Részben napsütés	21,5	0,4	1000	41	370	3,28	35,50	87,5	29	3,03	0,14	0,153
	10:00	Részben napsütés	26,0	0,4	1000	31	530	4,66	34,90	116,2	27,4	4,24	0,13	0,153
	11:00	Részben napsütés	26,4	0,4	999	26	630	6,70	34,00	130	26,3	5,00	0,13	0,153
	12:00	Részben napsütés	26,0	0,8	998	25	679	6,32	34,00	142,1	26	5,51	0,13	0,153
	13:00	Fátyolfelhő, napsütés	26,4	0,4	998	24	785	7,08	33,80	159,8	24,5	6,53	0,12	0,153
	14:00	Fátyolfelhő, napsütés	25,9	0,6	997	26	590	5,69	34,30	133	25,3	5,15	0,14	0,153
	15:00	Fátyolfelhő, napsütés	25,4	0,6	997	25	327	3,12	34,50	80,9	27,9	2,93	0,15	0,153
	16:00	Felhős	23,8	1	996	27	240	2,01	34,40	52,1	27,1	1,91	0,13	0,153
	17:00	Felhős	22,3	0,6	996	30	122	1,21	34,10	30,9	28,6	1,08	0,16	0,153
	18:00	Felhős	21,2	0	996	34	63	0,54	33,20	13	27,8	0,47	0,13	0,153
	19:00	Felhős	19,0	0	996	43	13	0,11	30,40	1,8	25,9	0,07	0,08	0,153

A mérési eredmények grafikus megjelenítése szintén része az adatbázisnak. Az egyes technológiák mérési eredményeinek diagramja (50. ábra) hetenként készült egyidejűleg az összes technológia vonatkozásában.



50. ábra: Mérési eredmények grafikus diagramja

HU_9. A VIZSGÁLT PANELEK GAZDASÁGOSSÁGI MODELLEZÉSE, ÉRTÉKELÉSE

HU_9.1. A modell dimenziói

Jelen fejezet célja, hogy gazdasági szempontból értékelje a különböző méretű és típusú fotovoltaiikus rendszereket. Vizsgálatainkhoz kétdimenziós modellt használtunk, amely egyrésztől különböző típusú panelekkel operál, másrésztől eltérő felhasználási módokat is vizsgál. Az első dimenzióban a korábban már leírt ötféle panellel dolgoztunk tovább, míg felhasználói körként két típust különböztettünk meg:

- **családi felhasználó:** ez esetben a családi házak tetőszerkezetére telepített panelekről van szó, melyekkel a teljes fotovoltaiikus rendszer nagyságrendileg a 4kW-os kapacitást éri el. E körben a szabályozás azzal a kitételrel él Magyarországon, hogy csak a saját energiaszükséglet felett megtermelt többlet lehet a központi hálózatba táplálni²², míg Horvátországban a teljes megtermelt mennyiség hálózatba táplálása után szükséges a saját felhasználás megvásárlása.
- **energiatermelő beruházó:** ez a kategória a nagy napenergia parkokat kiépítő vállalkozókat tömöríti, akik a központi rendszerre töltik fel az általuk megtermelt villamos energiát. Az általuk üzemeltetett erőművel néhány száz, de a jelenlegi szabályozás szerint Magyarországon maximum 500 kW teljesítménnyel bírnak (ez a kategória még a kiserőművek szabályozása alá esik). Mivel Horvátországban ez a felső határ 300 kW²³, ezért egységesen 300 kW teljesítménnyel számoltunk mindkét vizsgált országra vonatkozóan.

²² A magyar szabályozás mentén alapesetben Horvátországban is úgy kalkuláltunk, hogy csak a felesleg kerül betáplálásra, de megvizsgáltuk a kizárólag hálózatba termelés esetét is.

²³ http://files.hrote.hr/files/PDFen/Incentive%20prices/ENG_OIE_SE_2014_v1.pdf

Modellünk célja, hogy a két dimenzió mentén a lehetséges alternatívák közül kiválasztható legyen a gazdaságossági szempontból legmegfelelőbb technológia. Éppen ezért megtérülést, nettó jelenérték számítást és költség-haszon elemzést végeztünk a technológiasválasztás támogatására.

HU_9.2. Adatok, adatforrások

A felsorolt gazdaságossági számításokhoz jelentős számú adatra is szükségünk volt, melyeket két kategóriába soroltunk be: egyrészt műszaki adatokkal, paraméterekkel, másrészt árakkal kellett dolgoznunk mindkét dimenzió esetében. Ezek egy részét a horvát partnerintézmény mérési eredményeire, gyakorlati tapasztalataira (kapacitás, élettartam), a fotovoltaikus rendszerek kiépítést végző vállalkozások adataira (költségek), valamint az energiahivatalok adatsoraira (árak, támogatások) alapoztuk. E széleskörű gyűjtés eredményeképp modellünk adatállományát az 15. táblázat összegzi.

15. táblázat: A modell adatállománya

Adat megnevezése	Felhasznált forrás
<i>Műszaki adatok, paraméterek</i>	
Éves átlagos energiatermelés	Eszéki Egyetem mérési eredményei
PV panelek teljesítménye	Technikai specifikációk
PV panelek egységára	Árajánlatok
Inverterek egységára	Photon GmbH adatbázisa alapján
Panel élettartam, teljesítménycsökkenés	Jordan és Kurtz (2013) tanulmánya alapján
Inverter élettartama	Technikai paraméterek alapján 12,5 év
Rendszerkiépítés költsége	Gyakorlati tapasztalatok
Központi hálózatra kötés költsége	Horvátországban rögzített érték (223 EUR/kW ¹), míg Magyarországon nincs ilyen költség
Belső rendszer, hálózat kiépítésének költsége	Tapasztalatokon (a kiépítést végző vállalkozások) nyugvó meghatározással a teljes rendszer költségének 20%-a
Éves fenntartási költségek	Tapasztalatokon (a kiépítést végző vállalkozások, felhasználók) nyugvó meghatározással az éves árbevétel 15%-a erőműveknél, míg családi felhasználás esetén nem merül fel ilyen költség.
<i>Ár jellegű adatok</i>	
Villamos energia fogyasztói ára	Villamos energia ár trendek, szabályozások
Megtermelt energia átvételi ára	Nemzeti jogszabályok, irányelvek
<i>Egyéb adatok</i>	
Éves infláció	Az európai uniós elvárásokhoz igazodva: 3%
Teljes vizsgálati periódus	Hosszú távú szemlélet szerint 25 év

Forrás: Saját szerkesztés

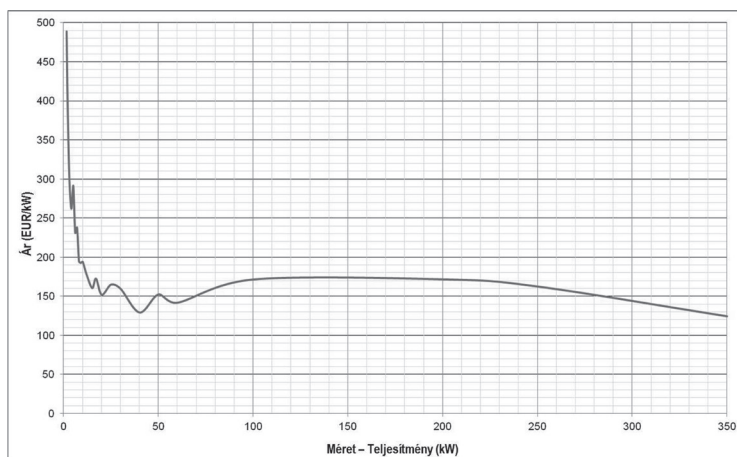
A különböző panellel rendelkező rendszerek főbb teljesítmény adatai

Mint a korábbi fejezet is bemutatta, jelen kutatásban 5 típusú panellel modelleztük a gazdaságosságot, melyek a monokristályos, a polikristályos, a CIS, az amorf szilikon és a Panasonic márkájú monokristályos panel. A panel típusától függően kisebb nagyobb eltérések tapasztalhatók egy-egy panel teljesítményében, valamint éves hatékonyságcsökkenésében, ezért a 16. táblázatban röviden összegezzük ezeket.

16. táblázat: Az egyes panelek főbb teljesítmény mutatói

	1 panel teljesítménye (W)	Éves hatékonyságcsökkenés (%)	Panel ára (EUR)
Monokristályos panel (T1)	250	0,23	200
Polikristályos panel (T2)	250	0,59	207
CIS panel (T3)	150	0,02	142
Amorf szilikon panel (T4)	100	0,95	83
Panasonic monokristályos panel (T5)	240	0,23	258

Forrás: Saját szerkesztés

51. ábra: Inverter árak alakulása a teljes fotovoltaikus rendszer teljesítményének

függvényében

Forrás: Photon GmbH, www.photon.info alapján Danijel Topic

Az éves kapacitásokat tekintve a megtermelt mennyiségből a saját fogyasztást átlagos családi ház esetében 4.430 kWh-ban határoztuk meg²⁴, míg az energiatermelő beruházó esetében a teljes termelés a hálózatra táplálódik.

²⁴ http://www.energiapersely.hu/Haztartasi_eszkozok_energiafogyasztasa_Fogyasztasi_tablazat

A fenti adatok mellett szükséges továbbá a beépített inverterek ára is, melyet a Photon GmbH nyilvános adataira alapozva határoztunk meg az 1. ábra segítségével. A különböző gyártók invertereinek átlagos egységárát EUR/kW mértékegységben meghatározva a 4kW teljesítményű rendszereknél 262,21 EUR/kW, míg a 300kW teljesítményű erőműveknél 143,7 EUR/kW értékkel számoltunk.

A statisztikákon alapuló ármeghatározás mellett figyelembe vettük a két ország jogszabályi előírásait és az energiaszolgáltatók adatszolgáltatásait. Így a magyar energiaárakat (rezsicsökkentést követően) 13 és 15 eurócent/kWh egységárban határoztuk meg a családi fogyasztók és a termelők esetében, míg a horvát oldalon mindkét kategóriában 14 eurócent az ár. A hálózatba termelés átvételi árai Magyarországon mindkét felhasználó kategóriában 11 centet²⁵, Horvátországban 25 és 20 centet tesznek ki kWh-nként.

Modellünkben itt válik el élesen egymástól a horvát és a magyar reláció. Horvátországban a napenergiából nyert villamos energia átvételi ára jelentősen magasabb az elektromos energia fogyasztói árainál, így sokkal inkább megéri a lehető legnagyobb megtermelt mennyiséget az ösztönző árakon eladni – és erre van is lehetőség, hiszen Horvátországban nem kötelező a háztartások által elfogyasztott energiamennyiség kiváltása a megtermelt energiával. Magyarországon – ezzel szemben – nem támogatja a befektetéseket a fogyasztói árnál alacsonyabb (annak 85%-a) átvételi ár, így megtérülési szempontból kifejezetten rosszabbak a kondíciók, mint Horvátországban, ami inkább a kombinált, de leginkább a saját felhasználásra termelő rendszerek kiépítését ösztönzi (egyébként jogszabályi előírás szerint is csak a saját fogyasztás után fennmaradó felesleg táplálható a rendszerbe). Ezeket a rendszereket pedig úgy célszerű telepíteni, hogy az átlagos energiafelhasználást jól közelítő kapacitásra készüljenek. Hosszú távon természetesen nem garantált, hogy a megújuló energiák átvételi ára a jelenlegi, ösztönző rendszerek által magasán tartott szinten marad, így a gazdaságossági számításokat olyan scenáriókra is elvégeztük, ahol a megtermelt energia átvételi ára csökken, a hálózatról vásárolt energia ára pedig nő.

Pozitívan hathat a hazai naperőművek kiépítésére is a piacon folyamatosan tapasztalható technológiai fejlődés, ami egyrészt az erőművek hatékonyságát fokról-fokra növeli, másrészt a piaci szereplők bővülésével, az árverseny következtében egyre csökkenő beruházási költségeket (eszközarakat) eredményez.

HU_9.3. Az értékelés módszertana

Modellünk a leírt adathalmazon értelmezve több gazdasági számítás elvégzését teszi lehetővé, ezek közül mi négy mutatószám segítségével értékeljük a villamosenergia-termelők panelválasztási alternatíváit.

1) **Reál profit:** az adott évre mutatja meg a teljes bevétel és a teljes kiadás különbségét.

$$\Pi_t = TR_t - TC_t$$

$$\Pi_t = p * Q_t - c_t * P \quad \Pi_t = p * Q_t - c_t * P$$

$$T\Pi = \sum_{t=1}^n \Pi_t \quad T\Pi = \sum_{t=1}^n \Pi_t$$

Kumulált forma:

²⁵ A pontos adat háztartási fogyasztóknál 11,4 cent, energia termelő beruházóknál 10,8 cent.

ahol:

Π_t – Teljes profit

TR_t – Teljes éves bevétel

TC_t – Teljes éves kiadás

p – Átvételi ár

Q_t – Megtermelt villamos energia felesleg, hálózatba táplált mennyiség

c_t – Éves energiaszükséglet

P – Fogyasztói energiaár

t – Évek száma ($1 - 25$)

A mutató értékének meghatározása egy-egy évben segítheti a különböző alternatívák értékelését, azonban hosszabb periódusok vizsgálata esetén problémája, hogy zero inflációt feltételez.

2) **Inflációval korrigált profit:** az előbbi mutató hátrányát küszöböli ki, vagyis a hosszabb periódusok vizsgálatára is alkalmas, kiszámítása révén összehasonlíthatóvá válik nem csak egy-egy adott év, hanem egy több évből álló periódus is.

$$\Pi_t^D = \frac{\Pi_t}{(1+i)^t} \quad \text{Kumulált forma:} \quad T\Pi^D = \sum_{t=1}^n \Pi_t^D$$

$$T\Pi^D = \sum_{t=1}^n \Pi_t^D$$

ahol:

i – inflációs ráta

3) **Nettó jelenérték (NPV):** egy adott beruházás értékét mutatja meg a t -edik évben. Beruházási megtérülésről akkor beszélhetünk, ha értéke eléri a 0 pontot. E mutató az előbbit annyival viszi tovább, hogy a 0. évben történt beruházási összeget vonja le az inflációval korrigált profitból.

$$NPV = PV_0 - C_0$$

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{\Pi_t}{(1+r)^t} - C_0$$

ahol:

PV_0 – Jelenérték

C_0 – Beruházási érték

r – Reál kamatláb

4) **Fajlagos költség mutató (LCOE)** (IRENA, 2012): a teljes kiadás és bevétel / megtakarítás arányát mutatja hosszabb periódus alatt. Így egyféle költséghatékonyságként, cost-benefit mutatóként is értelmezhetjük.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + O_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t + S_t}{(1+r)^t}}$$

ahol:

LCOE – Levelised Cost of Electricity Generation

I_t – Beruházási költség

M_t – Fenntartási költség

O_t – Egyéb költség

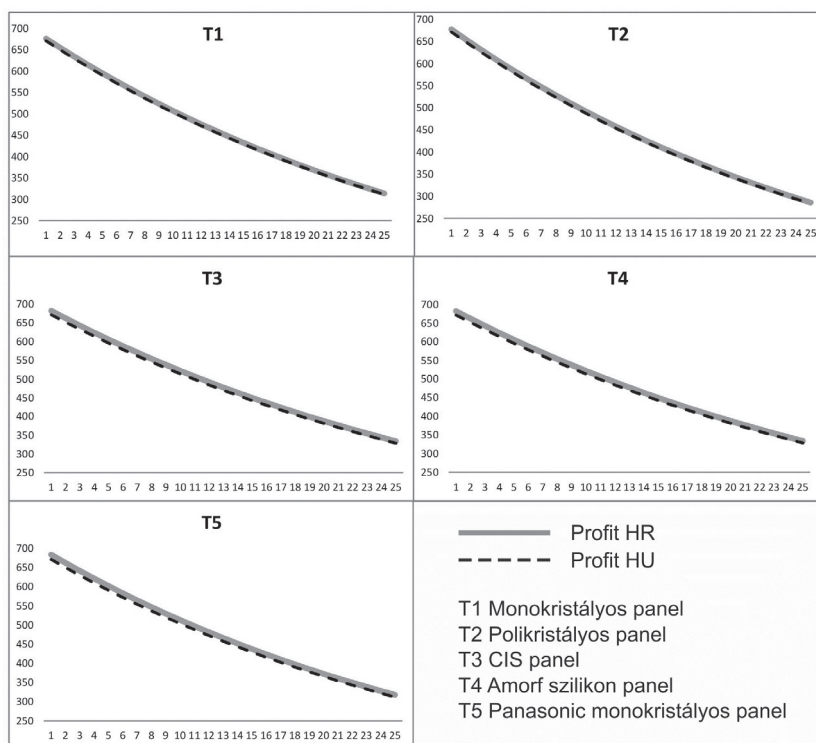
E_t – Hálózatba táplálásból származó bevétel

S_t – Önellátásból fakadó költségelőny

HU_9.4. Az alapmodell értékelése

Családi felhasználó kategória

A profit mutatók közötti különbség, mint azt jeleztük, mindösszesen az inflációval való korrekció módszeréből adódik, így itt csak az inflációval korrigált számításokat mutatjuk be, illetve megjegyezzük a profit számításának különbségét a két ország tekintetében. Magyarországon a profit egy eladási és egy megtakarítási faktor összege, vagyis a felesleg eladási árának és a saját fogyasztás előállításának kumulációja. Ezzel szemben Horvátországban a teljes betáplált mennyiség után érkező bevételből kell levonni a saját fogyasztás piaci áron számolt értékét. Így a nyereség értékei a családi méretnél kis különbségeket mutatnak csak (52. ábra).

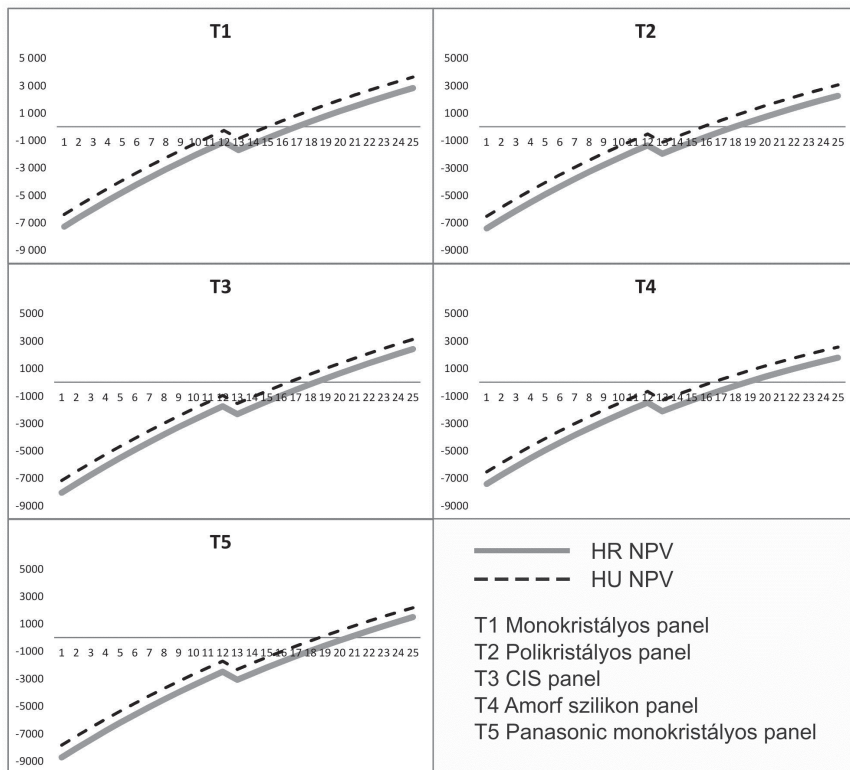


52. ábra: Inflációval korrigált éves profit alakulása az öt technológia szerint családi felhasználók esetén

Forrás: Saját szerkesztés

Az 52. ábrán (a 4 kW-os rendszerre tekintettel) látható, hogy a 25 éves periódus végén az éves profit értéke a CIS panel esetén a legmagasabb. Ez nem meglepő, ha figyelembe vesszük, hogy ennél a típusnál az éves hatékonyság-csökkenés mindössze 0,02%. Mint korábban említettük természetesen pusztán az éves profitadatokra alapozni a beruházást nem megfelelő nézőpont, főként azért, mert a legjobb profit eredményeket adó típus egyben a negyedik legdrágább beruházás is.

Ezért, ha az 53. ábrán megnézzük a nettó jelenértéket, illetve a vízszintes tengely met-
széspontján található megtérülési pontot, merőben más következtetésre jutunk.



53. ábra: Nettó jelenérték alakulása az öt paneltípus szerint családi felhasználók esetén

Forrás: Saját szerkesztés

A megtérülési idő a monokristályos paneleket tartalmazó rendszereknél a legkisebb, itt a 25 év után mért nettó jelenérték 2.816 euró Horvátországban és 3.618 euró Magyarországon. Magyarországon (2.173 euró) és Horvátországban (1.490 euró) is a Panasonic márkájú monokristályos panelek érik el a legkisebb nettó jelenértéket.

A fajlagos költségmutató tekintetében szintén az első technológia a legmegfelelőbb beruházási döntés mindkét országban, a horvát oldalon 25 éves időtávban ennél a technológiánál az összes költségtenyező a bevételi oldal 69,7%-át teszi ki, míg Magyarországon 63,0%-át. A Panasonic panel (T5) ezzel szemben már a bevételek 80,4%-át, illetve 74,7%-át kitevő

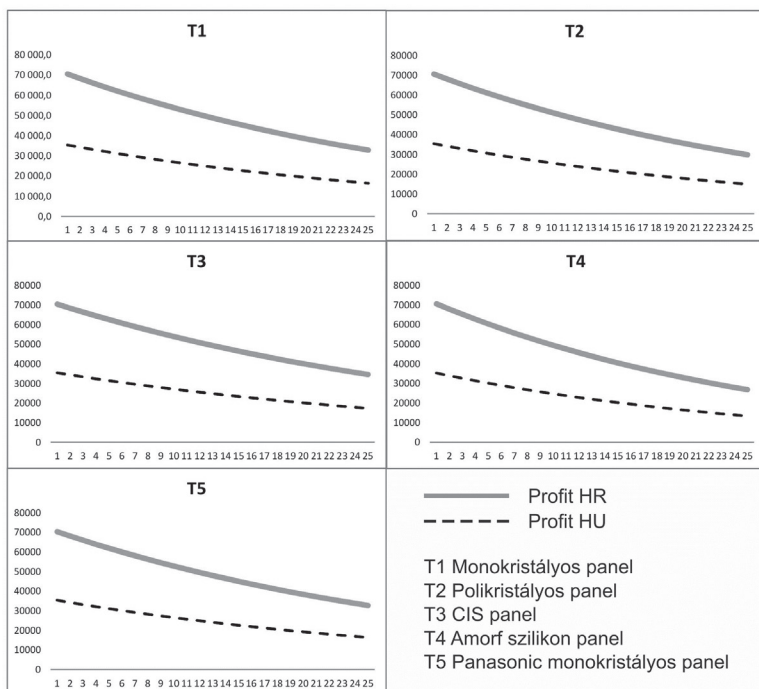
költségtényezőkkel bír. Rangsorolás tekintetében itt is egy eltérés tapasztalható a két ország között, a polikristályos és az amorf szilícium panelek kapcsán. Előbbi Horvátországban, utóbbi Magyarországon került a rangsor 2. helyére (17. táblázat).

17. táblázat: A fajlagos költségmutató alakulása családi felhasználók esetén

$LCOE_{T1,HR}$	0,697	1.	$LCOE_{T1,HU}$	0,630	1.
$LCOE_{T2,HR}$	0,706	2.	$LCOE_{T2,HU}$	0,640	3.
$LCOE_{T3,HR}$	0,753	4.	$LCOE_{T3,HU}$	0,692	4.
$LCOE_{T4,HR}$	0,706	3.	$LCOE_{T4,HU}$	0,642	2.
$LCOE_{T5,HR}$	0,804	5.	$LCOE_{T5,HU}$	0,747	5.

Forrás: Saját szerkesztés

Összességében azt mondhatjuk, hogy családi felhasználók esetén a bevételek és a szükséges kiadások figyelembe vételével 25 éves futamidőt feltételezve a leginkább ajánlott fotovoltaikus technológia mindenképpen a monokristályos paneleken alapul.



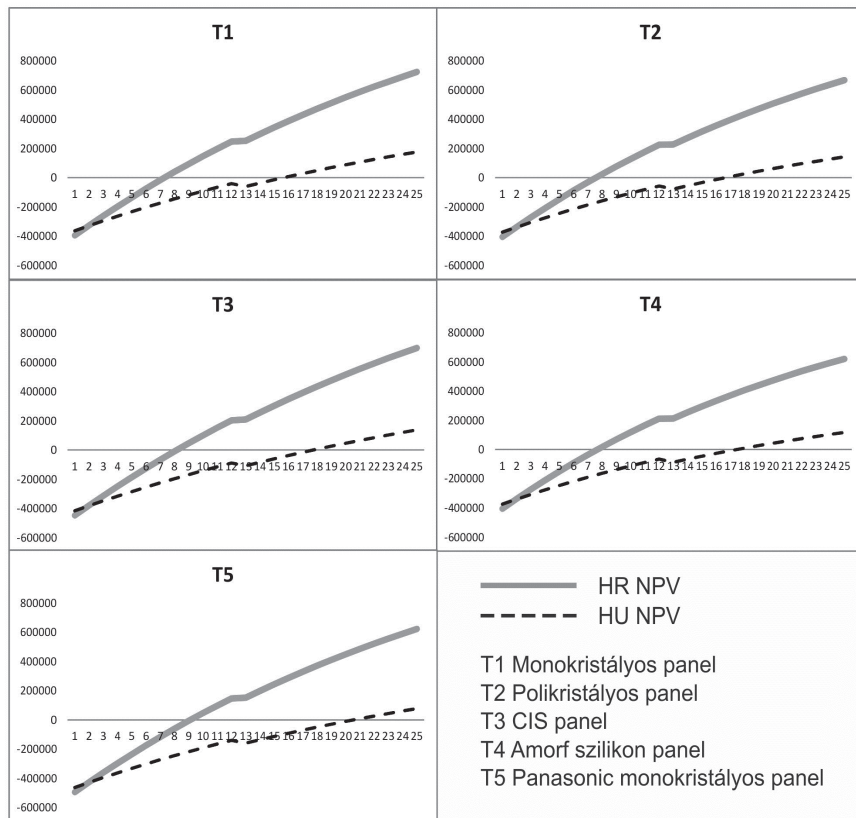
54. ábra: Inflációval korrigált éves profit alakulása az öt paneltípus szerint energiatermelő beruházók esetén

Forrás: Saját szerkesztés

Energiatermelő beruházó kategória

Energiatermelő beruházó esetén a profit adatok – bár jelentős abszolút különbségekkel – de ugyanazt a rangsort adják a paneltípusok között, mint a családi felhasználók esetében, vagyis a legkisebb amortizációs rátával bíró, ám magas költségű CIS panelekből álló rendszer a legkedvezőbb és az amorf szilícium a legkevésbé profittermelő.

Jelentős különbség a felhasználói dimenziók között a nettó jelenérték kapcsán sem mutatható ki, energiatermelésre alapozott erőműveknél is a monokristályos panelek megtérülési ideje a legkisebb, illetve jelenértéke a legnagyobb. A rangsor azonban e mutató tekintetében teljesen azonos a két ország relációjában, az T1, T2, T4, T3, T5 sorban jelentkezik.



55. ábra: Nettó jelenérték alakulása az öt paneltípus szerint energiatermelő beruházók esetén

Forrás: Saját szerkesztés

Sokkal érdekesebb eredmények születtek a fajlagos költség számítása esetén, mivel itt az országok között és a felhasználók dimenziójában is eltér a sorrend. Energiatermelő, beruházási célú telepítésnél Horvátországban a monokristályos (43,2%), míg Magyarországon az amorf szilícium (70,4%) panelek fajlagos költsége a legkisebb. A magyar oldalon azonban a

rangsor annyiban árnyalt, hogy a legjobb és a legrosszabb érték közötti különbség nem éri el a 0,5 százalékpontot (18. táblázat).

18. táblázat: A fajlagos költségmutató alakulása energiatermelő beruházók esetén

LCOE _{T1,HR}	0,432	1	LCOE _{T1,HU}	0,710	5
LCOE _{T2,HR}	0,438	2	LCOE _{T2,HU}	0,704	4
LCOE _{T3,HR}	0,469	4	LCOE _{T3,HU}	0,704	1
LCOE _{T4,HR}	0,439	3	LCOE _{T4,HU}	0,704	3
LCOE _{T5,HR}	0,502	5	LCOE _{T5,HU}	0,704	2

Forrás: Saját szerkesztés

Mindezek alapján energiatermelő beruházók esetén Horvátországban szintén a monokristályos panelek telepítése a legjobb alternatíva, míg Magyarországon ilyen egyértelmű kijelentést nem tehetünk.

HU_9.5. Modellváltoztatási lehetőségek – scenáriók

Amint azt korábban jeleztük, megvizsgáltuk a modellben annak lehetőségét, hogy milyen ésszerűnek nevezhető gazdasági, hatékonysági változások esetén módosulna a leginkább alkalmazható rendszerek rangsora.

Ceteris paribus vizsgáltuk a fogyasztói energia árak növekedését, az átvételi árak csökkenését és a technológiai fejlődés hatását. Az energiaárak tekintetében az elmúlt évek trendjeit figyelembe véve 5%-os áremelkedést határoztunk meg, míg az átvételi árakban a támogatási rendszerek átalakulásából kiindulva 15%-os csökkenést vettünk figyelembe. A technológia fejlődésének hatását abban tudjuk mérni, hogy azzal csökken a karbantartási és egyéb éves szintű kiadások beruházáshoz mért aránya, illetve az éves teljesítmény csökkenése a panelek esetében.

Vizsgálataink kimutatták, hogy a fent már vázolt, alapmodell kapcsán kapott rangsorokban nem történik változás egyik scenárióban sem. Ezzel szemben jelentős változások tapasztalhatók a megtérülési idő tekintetében. A technológiai fejlődés, valamint a fogyasztói ár növekedése pozitívan hat, vagyis csökkenti a megtérülési időt, hiszen előbbi esetben az éves kiadások csökkennek, utóbbiban növekszenek a saját felhasználásból fakadó megtakarítások²⁶. Ezzel szemben az átvételi árak csökkenése kisebb éves bevételeket indukál, azaz elhúzódozó megtérülést okoz.

²⁶ A különböző változások hatásainak vizsgálatánál a horvát vizsgálatok abból indultak ki, hogy a saját fogyasztás a megtermelt mennyiségből fedeződik.

19. táblázat: Különböző változók hatása a megtérülésre (év)

Paneltípus	Horvátország		Magyarország	
	Családi termelés	Kiserőmű	Családi termelés	Kiserőmű
Fogyasztói ár növekedése (+5%)				
T1	-1,0	0	-1,8	0
T2	-1,0	0	-1,2	0
T3	-0,8	0	-2,0	0
T4	-1,0	0	-3,0	0
T5	-1,1	0	-2,5	0
Átvételi ár csökkenése (-15%)				
T1	0,7	1,9	2,4	4,3
T2	0,9	2,2	2,7	5,2
T3	0,8	3,3	2,7	4,3
T4	1,0	4,1	3,2	5,5
T5	0,8	3,7	2,4	4,2
Technológia fejlődése				
T1	-0,5	-1,2	-1,7	-2,4
T2	-0,6	-1,3	-2,0	-2,9
T3	-0,6	-1,2	-1,8	-3,4
T4	-0,5	-1,0	-2,3	-3,5
T5	-0,7	-1,4	-2,2	-2,7

Forrás: Saját szerkesztés

Az adatokból látható, hogy a vizsgált három változás mindegyikére érzékeny a modell. A fogyasztói árak csökkenése nincs hatással az erőművi termelésre, mivel ebben az esetben a termelés teljes egészében a központi rendszerbe kerül, így nem indukál megtakarításokat. Az átvételi árak csökkenése szignifikánsabban érinti az erőműveket a rájuk jellemző alacsonyabb átvételi árak miatt. A technológiai fejlődés hatására nagyobb megtakarításokat tudnak eszközölni, aminek hatására a megtérülés a családi termeléshez képest jobban csökken.

A változtatások kapcsán három helyen kell kiemelni a mérték kérdését abban az esetben, ha szigorúan vesszük a 25 éves vizsgálati időtartamot. Magyarországon ugyanis a beruházás nem valósul meg ebben a periódusban akkor, ha családi rendszert Panasonic típusú panelekkel építenek ki, vagy ha kiserőművet amorf szilícium, illetve Panasonic panelekkel. Családi méretű rendszernél ekkor maximálisan 10,5%-os átvételi árcsökkenés (vagyis minimum 10,2 cent/kW) fogadható el. Erőműveknél amorf szilícium panel esetében 9,4 cent (13,4%-os csökkenés), Panasonic panel használatakor 10,16 cent (6,2%-os csökkenés) szükséges minimum a 25 éven belüli megtérüléshez.

Mivel a beruházás megtérülés és az árszabályozás (főként a magyar oldalon) elsősorban a saját energiaszükségletre tervezett kapacitások kiépítését ösztönzi, így kalkulációkat végeztünk kisebb kapacitású eggyel nagyobb, 5 kW-os teljesítményű családi beruházásokra is. Számításaink szerint mindez nem befolyásolja a kiválasztott, ajánlott technológiát sem a profit, sem a nettó jelenérték sem a fajlagos költségmutatók oldaláról közelítve. Míg a reálprofit vizsgálat a T3 (CIS) paneleket hozza ki első helyre mindkét országban, addig a megtérülési idő, a nettó jelenérték és a LCOE mutató a monokristályos panelek telepítése mellett szól. A kisebb kapacitás kiépítése ugyanakkor Magyarországon lecsökkenti, Horvátországban viszont felemeli az átlagos megtérülési időt valamennyi technológia esetében ha 10 kW-os rendszerekkel számolunk (amely Horvátországban elterjedt kategória, mivel ez az a határ, ahol még a legmagasabb támogatás elérhető az ösztönzési árak tekintetében). A fajlagos költség Horvátországban az egységesen 1.400 EUR költségvonzattal járó hálózati csatlakozási díj miatt lesz magasabb, mint a magyar esetben, amelynek nagysága természetesen függ az energiatermelő földrajzi és hálózati infrastruktúrákhoz képesti elhelyezkedésétől, de átlagosan ezzel az értékkel számolhatunk. A 10 kW-os kapacitás esetében Horvátországban várható átlagos 10–12 év körüli megtérülési idő, a kapacitás elfelezésével 14–16 évre nő, míg Magyarország esetében a nagyobb kapacitás telepítésekor 18–23 év a várható megtérülési idő, 5 kW-os beruházás esetében azonban ez 16–19 évre csökken. A telepített kapacitások elfelezése a horvát oldalon megemeli, a magyar oldalon pedig lefaragja a fajlagos költséget, így az a leginkább ajánlott, monokristályos technológia esetében a költséghányad 61% (HR) és 64% (HU) körül alakul.

HU_10. TÁRSADALMI HATÁSOK

A napenergia felhasználás hatásainak figyelembevételénél megkerülhetetlen a széles értelemben vett társadalmi hatások becslése. Azaz, a megújuló vagy napenergiával kapcsolatos beruházás, annak kommunikációja milyen hatással lehet egy adott társadalmi csoportra, annak megújuló/napenergiával kapcsolatos beruházási döntéseire²⁷.

Ahogyan Csizmadia (2008) is fogalmaz, „A társadalmi kapcsolatok léte vagy hiánya, száma, összetétele, használhatósága és értéke alapvető hatást gyakorol az egyén és a közösség mindennapi életére” (Csizmadia 2008, p.27.), így hatással van a környezettudatos minták terjedésére, beleértve a megújuló/napenergetikai beruházások terjedésére is (túl a közgazdasági és egyéb már említett keretfeltételek (Varjú (szerk.) 2014) mellett. Ott, ahol tehát a társadalmi kapcsolatok intenzívek (pl. kis csoportok, kis közösségek interakciója jellemző), az egyes szereplők napenergia beruházásai számottevőbb hatással lehetnek más aktorok döntéseire.

A társadalmi nyilvánosság intenzitásának változása párhuzamba állítható a nyilvánosság infrastruktúrájának kibővülésével, professzionalizálódásával és szerkezetváltozásával. Mindez még jobban felfokozódott az elektronikus tömegkommunikációs eszközök elterjedésével (Habermas, J. 1999). A nyilvánosság ebben a hatáserősítésben, tudatformálásban ma már alapvető fontosságú. A társadalmi kapcsolatokon alapuló interakciók mellett a nyilvánosságnak is hatásnövelő szerepe van, de erőssége kisebb

Olson (1997) a döntéshozással kapcsolatos vizsgálódásainak eredményeként azt írja, hogy „a viszonylag kicsiny – „privilegizált” vagy „közepes nagyságú” – csoportok hatéko-

²⁷ A napenergia beruházásokkal kapcsolatos társadalmi keretfeltételeket korábbi, „Napenergia és környezet” (Varjú (szerk.) 2014) című munkánkban már felvázoltuk.

nyabbak, mint a nagyok (Olson 1997, p. 72). Bár Olson elsősorban az 5-8 fős csoportoknál tapasztalta ezt, a privilegizált csoportok hatékonyságát résztvevő megfigyeléseink is alátámasztják, különösen akkor, ha az egy erőteljes közgazdasági racionalitással, a csoporton belüli olyan egyéni érdekekkel párosul, amely nem párosul érdekellentéttel, versenyhelyzettel. Ilyen tipikus csoportforma a BNI (Business Network International), amely eltérő profilú piaci szereplőket szervez egy csoportba, szigorúan minden szektorból egy szereplőt, és a cselekvési arénában megjelenő aktorok úgy használják, kínálják saját hálózatukat a csoport tagjai számára, hogy abból közvetlen hasznuk nem származik, és úgy szereznek üzleti kapcsolatokat a csoporton belül, használva mások hálózatát, hogy azért külön jutalékot nem fizetnek. A kapcsolati tőke tehát önmagában teljes mértékben konvertibilis, ágazattól független. Egy ilyen csoportban résztvevő megfigyelőként azt tapasztalhatjuk, hogy a kisléptékű PV beruházások elterjedése gyakorlatilag akadálytalanul működik. Az intézménybe, a csoportba és a csoport tagjaiba vetett bizalom (párosulva a közgazdaságtani megfontolással) hullámkeltés nélkül hat. Ahogy a napelemes rendszerek forgalmazójával készült beszélgetés mutatja²⁸ a magyar szabályozási rendszer is erősíti a fent említett hatást, ugyanis a magyar rendszer a lakosságnak kedvez. A nagyobb kategóriában, illetve azokban az országokban, ahol a feed-in tarifák jellemzőek lakossági szinten is (pl. Horvátország) megtalálhatóak, ott a rendszer a tulajdonosokat, a befektetőket támogatja. Ez a kisméretű erőműveknél lehet azonos a lakossal, de ez egyáltalán nincs így minden esetben. A magyar kisfogyasztói rendszer ebben a tekintetben kizárja a spekulációs tőkét, és tisztán a lakossági megfontolást helyezi előtérbe. Ami a hatások tovagyűrűzésének még befolyásoló tényezője az az, hogy Magyarországon az (Eonos) engedélyeztetési folyamat még úgy is gyorsabb (a horvátnál), hogy elérheti a 143 napot, ugyanakkor a magánberuházóknak nem kell kvótára várniuk (mint Horvátországban), hanem az engedélyezést követően elindíthatja a (meghatározóan) saját energiafogyasztását ellátó termelést.

A fentebb említett kapcsolati hálózat mentén rendeződő pozitív beruházásösztönző hatások nem csak a PV rendszerek terjedését segítik elő, hanem hozzájárulnak a demokrácia, az úgynevezett energiademokrácia (Béres 2014) terjedéséhez, hiszen „az alapvető döntéseket nem az energiaszolgáltató vállalatok, hanem a végfogyasztók... hozzák azáltal, hogy kisteljesítményű energiatermelő berendezések megvásárlásával maguk válnak saját energiaigényük kielégítőivé...” (Béres 2014, p. 205).

Megvizsgálva az önkormányzatok egymás közötti kapcsolatát a motivációkat már korábban feltártuk. Most arra voltunk kíváncsiak, hogy az egyes szervezetek jó gyakorlataik terjesztésében hogyan hatnak egymásra. Az ilyen, intézmények közötti kapcsolatokban inkább az esetlegesség a jellemző. Ha valahol valamelyik önkormányzat hall valamit, akkor esetleg érdeklődik, a megvalósító önkormányzatok tájékoztatnak, de olyan aktív szervezeti/kapcsolathálózati hatás nincs, mint a fent említett üzleti szférában.

Az önkormányzatoknak azonban nagyobb hatásuk van a lakosságra. egy település fejlődése lényegesen függ a döntéshozók, településvezetők, helyi szereplők érdekhálózatától, személyi kompetenciájától. „A személyes befolyásrendszerek mögött a nagyobb településeken mindig bonyolult szervezeti bázis húzódik” (Pálné Kovács 2008: 93.). „Minél kisebb egy falu, boldogulása annál szorosabb függésben van az önkormányzattól, a polgármester képességeitől, személyes ambícióitól” (Faludi 1995: 380.). Minél alacsonyabb szintre megyünk, az individuum, az egyéniség szerepe annál markánsabb (Varjú 2014). A projekt keretében a polgármesterekkel készült interjúk azt mutatják, hogy a települési vezetőknek hatásuk

²⁸ Ex-verb: Petre András, 2014.05.23.

van a lakosságra, és hogy a jó példákat (megújuló energetikai beruházásokat) a lakosság is törekszik követni (pl. Bóly, Szentlőrinc, Orahovica, ahol a településen 43 háztartás ruházott be háztartási méretű fotovoltaikus rendszerbe) így a társadalmi kapcsolatoknak hatása van a mindennapi életre, különösen igaz ez tehát a kisebb településekre. Bár a települési vezetők által elmondottaknak is lehet relevanciája, többet mutat a lakossági megkérdezése a témában, amely szintén a kutatás része volt.

A lakossági lekérdezésnél kíváncsiak voltunk arra, hogy ha egy önkormányzat/magáncég nap elemparkot telepít egy településre, akkor annak lehet-e hatása a lakosságra. Ennek érdekében mind Sellyén, mind pedig Orahovicán lakossági lekérdezést végeztettünk. Mindkét településen az elmúlt 1-2 évben egy 500 kW-os napelem park került üzembe helyezésre. Mindkét helyen külső befektetők, az önkormányzattal együttműködve ruháztak be, Horvátországban több, Magyarországon kevesebb időbeni előkészítéssel.

A lakossági lekérdezés véletlenszerű mintavétellel zajlott, mindkét településen 120 fős mintán. A kérdések egyrészt a lakosok környezettudatosságát szondázták, másrészt megpróbálták feltárni a napelempark beruházásának hatását. Sajnálatos módon a projektben nem volt lehetőség kontrollcsoport lekérdezésére, így néhány kérdést egy 2012-es EUROBAROMETER²⁹ kutatásból vettünk át, amelyet itt is lekérdeztünk, így legalább összehasonlítást tudtunk az országos eredmények tekintetében.

A környezetbarát termékek vásárlásához való hozzáállást firtató kérdésre 2012-ben Magyarországon az EU átlagához képest (26%) magasabb arányban válaszolták a megkérdezettek (31%), hogy gyakran vásárolnak környezetbarát termékeket, míg Horvátországban ez az arány alacsonyabb (24%). Ezekről az átlagokról mindkét településen lényegesen elmaradtak a válaszadók (HU:11,7%; HR: 10,8), amely vélhetőleg a sajátos társadalmi-gazdasági helyzetből, a tradicionális termékek nagyobb arányú használatából adódik. Az is látható a két település esetében, hogy a jövőre vonatkozó környezetbarát termékek vásárlása tekintetében az orahovicei lakosok önmagukat környezettudatosabbnak állítják be.

Bár mindkét naperőmű 2012 óta működik a településen, a Sellyén megkérdezettek lényegesen nagyobb arányban hallottak településük naperőművéről (87,5%), mint Orahovicán (56,7%). Ez adódhat abból is, hogy Orahovica nagyobb település, közel kétszer annyian laknak ott, mint Sellyén, azonban Orahovicán a település mellett elhaladó főúton van a napelempark, Sellyén pedig az ipari parkban, amely kevésbé frekvenciált terület. Sellyén azonban több konferencia témája is volt az erőmű, így a lakosokhoz is könnyebben eljuthatott a hír. Ezeket támasztja alá az is, hogy a sellyei válaszadók 24%-a látta az erőművet, többek között onnan is szerzett tudomást az erőmű létezéséről, míg Orahovicán ilyen említés nem történt. A sellyei válaszadók 20%-a a polgármestertől, vagy önkormányzati képviselőktől hallott a beruházásról, míg az orahoviciaiaknál ez az arány csak 10%.

Arra a kérdésre, hogy használnak-e valamilyen megújuló energiaforrást, a sellyei válaszadók 35%-a válaszolt igennel, míg az orahoviciaiak csak 18%-a. Az okokat firtató kérdésre a sellyeiek legnagyobb részt a fát, mint megújuló forrást jelölték meg. Egyrészt tradicionális okok miatt, másrészt az elérhetőség miatt tartották ezt a legkedvezőbbnek. Sellyén a válaszadók 35%-a használja a fát, míg a horvát oldalon ez az arány nem éri el a 6%-ot. A horvát oldalon jellemzően a takarékoság, mint ok jelent meg. Ugyanakkor ott a véletlenszerű mintavételben a 43 háztartás közül 28 olyan került a mintába, ahol napelemet áramtermelő berendezésként használnak. Sellyén 5 ilyen válaszadó volt.

²⁹ Flash Erobarometer 367

A lakossági lekérdezés előzetes értékeléséből az tűnik ki, hogy bár a Sellyén többen ismerik a nap elemparkot, a lakosság környezettudatosabbnak gondolja magát, a napelemek használatára eddig nem volt hatással a település naperőműve, noha a lakosok egy része (45%) azt mondja, hogy tervezi megújuló energia használatát, de közülük csak 5 nyilatkozott úgy, hogy napelemben gondolkodik. A horvát oldalon kevesebben hallottak a település naperőművéről, mégis a napelemek használati aránya nagy, és az 1-2 éven belül megvalósítandó megújuló beruházási tervek (38,3%) közül 28 válaszadó napelemben gondolkodik. Az érzékelhető tehát, hogy a helyi naperőmű beruházásnak sem Sellyén, sem Orahovicán nincs számottevő hatása. Az orahovicei beruházási kedvet vélhetőleg nem a helyi beruházás példaértéke befolyásolja, hanem a nemzeti magasabb ösztönzési rendszer és várható gyorsabb megtérülés (lásd részletesen a korábbi fejezetekben).

A határon átvelő hatást vizsgálva érzékelhető, hogy az IPA HUHR program új lendületet adott a határon átnyúló személyes és intézményi kapcsolatoknak. Vannak már kezdeményezések megújuló energiával kapcsolatosan, arányuk azonban nagyon kicsi, és ezeknek tovaterjedő, generáló hatása nem nagyon látszik. Az IPA HUHR 2007-13-as időszak három felhívásának a projektjeit áttekintve az látható, hogy a korábban már kialakult együttműködések futnak tovább, és ott az ilyen jellegű sikeres együttműködésekre építik a további napelemes projekteket (pl. SMART WWTP projekt³⁰), az ilyen jellegű kapcsolati tőke (Csizmadia 2008) erősödése bár szigetszerű, de a projektleírásokat figyelembe véve hatással van a napenergetikai fejlesztésekre.

A fenntarthatósági értékelések a természeti környezet és a gazdasági szempontok figyelembevétele mellett a társadalmi szempontokat, benne a humán erőforrást is tekintetbe veszik. Pálvölgyi et al. (2014) jelenleg zajló kutatásaikban az egyes megújuló energiaforrások komplex fenntarthatósági értékelését végzik (többek között a még nem publikált napelemes energiatermelését is). Ha végig vesszük az általuk kialakított szempontrendszert (Pálvölgyi et al. 2014 p.191), akkor eddigi tapasztalataink és kutatásaink alapján a napenergiával kapcsolatban az alábbi társadalmi hatásokat értékelhetjük:

20. táblázat: A PV rendszerek lehetséges társadalmi hatásai

<i>Társadalmi indikátor megnevezése</i>	<i>Várható hatás</i>
Emberi egészség	Minimális hatás (lásd. életciklus elemzésben részletesen)
Életminőség	Nincs vagy minimális hatás van, elsősorban az ellátórendszertől való függetlenség érzése miatt
Oktatás, képzettség, ismeretek	Pozitív hatás, kutatási feladatokba hallgatók bevonása, eredmények disszeminációja miatt (lásd. jelen programban ETFOS hatása)
Tudatosság, szemlélet, jó példák megjelenítése	Pozitív

³⁰ <http://www.hu-hr-ipa.com/>

Társadalmi különbségek mérséklése	Negatív hatás: A napelemes rendszerek elérhetősége elsősorban a jómódúaknak áll rendelkezésre, használatával történő megtakarítás is az ő hasznukat növeli, így a társadalmi különbségek további növelésére is nagy az esély
Társadalmi szereplők együttműködésének javítása, kohézió erősítése	Pozitív hatás: lásd pl. jelen IPA projekt outputjait
Elvándorlás megakadályozása (munkahelyteremtés)	Nincs hatással: a napelemes rendszerek munkahelyteremtő hatása nem a térségben jelenik meg (lásd bővebben a regionális hatások fejezetben)
Energiaszegénység mérséklése	Pozitív hatás; eddig fel nem használt, megújuló energia kerül be az energia rendszerbe

Forrás: Pálvölgyi et al. (2014) indikátorai alapján saját szerkesztés.

Ahogy a 20. táblázatból látható, a várható hatások változatosak. Találhatunk olyan indikátorokat, ahol a várható hatás nulla, vagy negatív, különös tekintettel a társadalmi egyenlőtlenségek csökkenésére, és találhatunk pozitív hatást is az együttműködések terén. Széles értelemben vett társadalmi hatásként megemlítendő a kooperáció a szereplők között, ahol lehetővé válik a jogyakorlatok és tapasztalatok kicserélése, amely végső soron a település imázsára is hatással van.

HU_11. A FOTOVOLTAIKUS ENERGIARENDSZEREK KISTÉRSÉGI, VIDÉKFEJLESZTÉSI HATÁSAI

A fotovoltaikus rendszerek, akár – kiegészítő jelleggel – egy háztartás vagy vállalkozás számára, akár vállalkozás formában értékesítési céllal (napelem farm) termelnek energiát, fontos helyi erőforrásnak tekinthetők, s mint ilyen pozitív hatással lehetnek egy térség fejlődésére. A rendszerek telepítése, „napelem farm” beruházás történhet urbánus térségekben (barna mezős beruházások formájában válság sújtotta, leépülő iparvidékeken, felhagyott külszíni fejtések területén, de fejlődő agglomerációk ipari parkjaiban zöldmezős beruházások formájában egyaránt), autópályák mentén, és elmaradott periférikus rurális térségekben is.

Bár az urbánus (és a fejlett vagy fejlődőképes vidéki) térségekben is van létjogosultsága ilyen rendszerek telepítésének, bizonyos megközelítésben a gazdaságilag elmaradott vidéki térségekben az innovatív fejlesztések „határhaszna” nagyobb. Az erőforrás hiányos vidék számára minden (fenntartható) fejlesztés, de különösen az innovatív jellegű beruházások komoly jelentőséggel bírnak még akkor is, ha *közvetlen* munkahely teremtő képessége elhanyagolható. Az alternatív energiák, köztük a napenergia rendelkezésre álló mennyisége szempontjából az urbánitás-rurálitás alapján nincs különbség. A vidékfejlesztésben a vidék önfenntartó képességének növelése kell, hogy a középontba kerüljön, ennek pedig lényegi eleme az alternatív energiatermelés szerepének a növelése. A vidékfejlesztés és a decentralizált energiatermelés kölcsönhatása rendkívül erős. A decentralizált energiatermelés helyi nyersanyagot, helyi munkaerőt és helyi beruházást feltételez, sokak szerint a („zöld”) ország építése a falvaknál kezdődik.

Az energiafelhasználás hatékonysága tekintetében a legrosszabb helyzetben éppen a vidék van. Fontos, hogy azt a szemléletmódot, amely csak nagy ellátórendszerekben volt képes gondolkodni, meg kell haladni. Ehelyett együttműködést és egyensúlyt kell teremteni a kis erőművek és a nagy ellátó rendszerek között. Ennek egyik területét éppen a PV-rendszerek telepítése a lokális minierőművek vidéki megjelenése jelentheti. Az energia-racionalizálás lehetővé teszi a környezeti fenntarthatóság mellett a gazdasági fenntarthatóság biztosítását is, e tekintetben a közösség érdekeivel is egybevághó fejlesztéseknek tekinthetjük a PV-rendszerek telepítését.

Vidéki térségekben a fejlesztések kiemelten fontos szempontja, hogy a napelemek telepítései lehetőleg ne korlátozzák a földhasználatot. E tekintetben kedvező, hogy a fotovoltaiikus energiatermelés jól kombinálható számos egyéb termelési móddal (talajerő helyreállítás, rekultiváció, legeltetés, méhészet, szőlészet, kertészet stb.). A beruházások területigénye akár jelentős is lehet, de a fenti jellegzetesség miatt ez nem jelent igazi korlátot, s ha figyelembe vesszük a szektorban az innováció gyorsaságát, valószínűsíthető, hogy a fajlagos területigény jelentősen csökkenhet is a jövőben. Kiemelten fontos lehet a napelem parkok tudatos tervezése, ahol a másodlagos hasznosítást is figyelembe veszik. Erre konkrét példa a Sellyei Naperőmű, ahol a napraforgó rendszerű napelem paneleket eleve olyan magasra helyezték, hogy alatta mezőgazdasági gép is el tudjon közlekedni. A másodlagos hasznosítás lehetőségeket vizsgálva a befektetők végül a legeltetés (birkatenyésztés) mellett döntöttek.

A PV-rendszerek telepítésének, elterjedésének lokális társadalmi-gazdasági haszna a projekteket életre keltő, azokat egyben indokolni is képes gazdasági folyamatokból és társadalmi igényből (ha van) eredeztethető. A vidéki helyi társadalom számára ezek a rendszerek jellemzően a térség gazdasági tevékenységének diverzifikálásán keresztül fejthetik ki hatásvukukat, növelhetik a térség presztízsét, de további lehetőségeket is kínálnak:

- helyi megújuló energia termelés megjelenése, fejlődése;
- a helyi (vállalati/lakossági) energiafogyasztás megújuló energiával való kiváltása
- a térség környezettudatossága, fenntarthatóság iránti elkötelezettsége jól kommunikálható (pl. információs táblák az erőművek mellett)
- helyi vállalkozók bevonásának lehetősége a lokális energiatermelésre épülő helyi fejlesztésekbe,
- alternatív energia bemutatóhelyek kialakításának lehetősége³¹,
- a térségi energiafelhasználás korszerűsítése, önellátás erősítése,
- a térség iskoláiban a környezeti nevelés szemléltetését segíti, hatékonyságát növeli.

A helyi vállalkozások számára is lehetőséget jelenthet a térségben létesített PV-rendszer: a innovatív környezet segítheti a fejlesztéseket, jó esetben szinergia hatások, pozitív externáliák léphetnek fel, a vállalkozói készség, kultúra fejlődhet egy sikeres és innovatív vállalkozás szomszédságában, mindez áttételesen a helyi munkaerőpiacon hozhat élénkülést. Erre lehet példa szintén Sellye esete, ahol az ipari parkba telepített naperőmű országos hírekben való megjelenése azt az üzenetet hordozta, hogy érdemes fejleszteni az Ormánságban.

³¹ Pozitív példaként említhető a környezetvédelem és a környezettudatos szemlélet kialakításának érdekében létrejött, a megújuló energiák hasznosítási lehetőségeinek bemutatását célzó Nemzetközi megújuló energia út hálózat. Osztrák környezetvédő szakemberek 2003-ban hozták létre az első bemutató helyeket. A Zala Megyei Vállalkozásfejlesztési Alapítvány 2007 tavaszán, szlovéniai partnerével együttműködésben hat magyarországi bemutatóhellyel, összesen harminc meglátogatható állomásra bővítette a hálózatot, melynek állomásai mindenki által látogatható, valamilyen megújuló energiát felhasználó létesítmények. A projekt tevékenységeinek közvetlen célcsoportjai: önkormányzati döntéshozók, kistérségi menedzserek, településvezetők, vállalkozások (Németh–Cseke 2008).

Ennek következtében egy újabb cég települt a sellyei ipari parkba, amely ha kismértékben is, de munkalehetőséget, és az önkormányzatnak adóbevételi lehetőséget generált.

A helyi lakosság számára megfontolandó lehet speciális támogatásokkal segíteni a napenergia felhasználást/termelést. Ezáltal pótlólagos jövedelemhez juthatnak (vagy több jövedelem marad a zsebükben), amely a térség belső keresletét növeli. Ennek helyi multiplikálását elősegítve (tehát feltétlenül komplex fejlesztési eszközrendszerrel) növekedhet a térségben maradó jövedelem. E tekintetben különösen a kisléptékű, decentralizált villamosenergia-termelés érdemel figyelmet, esetleges támogatást. Megfelelő jogi keretek mellett a támogatások formái megjelenhetnek úgy is, hogy a napelem farmtól igénybe vett energiát kedvezményesen vehetik igénybe a helyi vállalkozások, az önkormányzatok és a lakosság (ezzel a helyi energiatermelő helyi piaci feltételei javulnak). A lakossági, önkormányzati napelem beruházások támogatásával a helyi energia farm értékesítési feltételei romlanak, a térség imázsában azonban határozottabban jelenik meg a napelem, az alternatív energia iránti elkötelezettség, s a napelem gyártó/értékesítő cégek piaci lehetőségei javulnak. Éppen ezért lenne fontos törekvés, hogy egy térségi napelem park mellett megjelenjenek a kapcsolódó gyártó kapacitások, kis fejlesztő és/vagy termelő üzemek is. Ennek azonban a realitása a napelem gyártás világpiaci trendjében elenyésző.

A napelem parkok elterjedését, társadalmi elfogadottságát (támogatását) a jó gyakorlatok megismertetése jelentősen segítheti, részben hasonló fejlesztésekhez adhat bátorítást befektetőnek és helyszínt biztosító önkormányzatnak (kistérségnek) egyaránt. A kiszámíthatatlan energiapolitika a fotovoltaikus ipar elterjedését jelenleg még inkább gátolja, bár pozitív példák Európa-szerte megtalálhatóak.

A lehetőségek mellett számos probléma is megemlíthető. Az önkormányzatok gazdasági fenntarthatósága ingatag lábakon áll, ugyanakkor a települések a helyi gazdaságfejlesztésre alapvetően aktív figyelmet fordítanak (Mezei, 2008). A fenntarthatóság elemei nem egyforma súllyal jelennek meg az önkormányzatok feladat-orientáltságában. A területfejlesztésben az alternatív energiatermeléshez kapcsolódó projektek jellemzően akkor lehetnek eredményesek, ha egy jól megtervezett komplex fejlesztési rendszer egy elemeként értékeljük, s nem rövid távon várunk kiemelkedő hozadékot. Az innovatív iparágak technológiaiigényessége miatt egy PV-rendszer működése is csak minimális munkaerőt igényel, miközben az önkormányzatok és az állami fejlesztéspolitika is gyakran a nagy foglalkoztatók támogatását preferálja.

A megújuló energiaforrások, így a fotovoltaikus rendszerek elterjedése meghatározó mértékben függ a fosszilis energiahordozók piacán tapasztalt változásoktól, így egy napelem park sikeressége, s annak területi hatása rövid és közép-távon is komoly külső kockázatokra rejt. A befektetés sikere, pénzügyi hozadéka és térségi haszna a területi tervezés során nehezen forintosítható, ugyanakkor a gazdaságilag leszakadó, periférikus térségek számára feltétlenül a kitorési pontok közé lehet sorolni az ilyen jellegű fejlesztéseket. A projekteknek elsősorban a közvetett gazdasági hatása lehet jelentős.

Sikeresen működő rendszerek a térségi energiafogyasztás szokásait, trendjeit képesek megváltoztatni, mintául szolgálhatnak szomszédos települések, térségek számára is.³²

Probléma lehet elmaradott vidéki térségekben az is, hogy a helyi társadalom nem kész alternatív és innovatív megoldások befogadására, s a rendszer lokális kihasználásához nem csupán tudatformálás, de támogatási konstrukciók kidolgozása is szükséges lehet. Ahogy az

³² Egy francia vidéki térségben egy projekt a „falu-erőmű” nevet kapta, ahol az energiatermelés bázisa a PV-rendszer. Nagyon fontos eleme a projektnek a helyi lakosság érdemi részvétele. Felismerték, hogy a helyi gazdaság fejlődésének alapja a megújuló energiaforrások, köztük a fotovoltaikus rendszerek elterjedése.

önkormányzatok, a vállalkozók és a helyi lakosság körében elterjed a PV-rendszerek által termelt energia használata, a kiépítések idejére átmenetileg lendületet adhat a kivitelezéssel foglalkozó vállalkozásoknak. Szintén a problémák között említhető, hogy még ezek a speciális részmunkákat ellátó vállalkozások jellemzően nem helyiek.

Az alábbi SWOT analízis összefoglalja azokat a legfontosabb tényezőket, amelyek a PV rendszerek kistérségi hatásai szempontjából relevánsak.

A PV-rendszerek kistérségi hatásainak SWOT-analízise

ERŐSSÉGEK • Sokszereplős fejlesztés, a potenciális szereplők többségének érintettsége pozitív • Innovatív gazdasági szereplő jelenléte a térségben, potenciális spin-off. • A K+F kapacitásait mozgósító vállalkozás széles kapcsolatrendszerrel rendelkezik tájkép (pozitív). • A jövőt csak helyi, térségi, kisléptékű autonóm energiatermelési és -ellátási megoldásokra, megújuló energiaforrásokra és az energiatakarékos életmódra alapozható. • A vidéki önkormányzatok hosszú távú fenntartható működésének feltétele az típusú innovatív megoldások használata/(keresése) • Olcsóbb helyi energia (megtakarítás az áramszámlán).	LEHETŐSÉGEK • Beszállítói kapacitások erősödése • Helyi szintű fejlesztések, innovációk inkubálása • Helyi érdekartikulációs képesség erősödése • Dinamikusan fejlődő szektor (nagyon gyors az innováció) • Jó piaci lehetőségek fejlődést hoznak a vállalkozásnak, ami multiplikatív módon gyakorolhat kedvező hatást a térségben is. • Közös fejlesztő üzem telepítése a térségbe • Uniós fejlesztéspolitika célkitűzései • Helyi építőipar speciális szegmensének (átmeneti) fejlődése • Képzési struktúra diverzifikálódása a tágabb régióban. • Az energiaipar és a térség tágabb víziójának megalapozása • Alternatív energia bemutatóhelyek létesítése a szektorban
GYENGESÉGEK • Lényegében nincs jelen a térségben az értéklánchoz kapcsolódni képes üzem, vállalkozás, beleértve potenciális beszállítókat. • Alacsony nemcsak a nemzetközi, de a hazai láthatóság is. • Gyenge a kooperáció és a verseny. • Jelenleg elégtelen a K+F hely és kapacitás. • Tájképi hatás (negatív). • Piac lefedett, a régióban legfeljebb beszállítók működnek (alkatrészgyártás). • Energiatárolás megoldatlansága. • E-on hálózatra csatlakozás korlátai.	VESZÉLYEK • Energiapolitikai támogatottság bizonytalan. • Európai és ázsiai versenytársak ereje megkérdőjelezheti a térségben a fejlesztések hosszú távú sikereit. • Nincs érdemi fogadóképesség, amelyet az elégtelen térségi jövedelmi helyzet és az információhiány, az innovációkhoz fűződő viszony is okozhat. • Dinamikusan fejlődő szektor (nagyon gyors az innováció) - erősödő árverseny (versenyelőny megszerzésének lehetősége csekély).

A sikeresen működő rendszerek a térségi energiafogyasztás szokásait, trendjeit képesek megváltoztatni, mintául szolgálhatnak szomszédos települések, térségek számára is. A területfejlesztésben az alternatív energiatermeléshez kapcsolódó projektek jellemzően akkor lehetnek eredményesek, ha egy jól megtervezett komplex fejlesztési rendszer egy elemeként értékeljük, s nem rövid távon várunk kiemelkedő hozadékat.

HU_12. KÖRNYEZETI HATÁSOK

Jelen fejezet célja, hogy rövid áttekintést nyújtson a PV rendszerek használatának potenciális környezeti hatásaival. A környezeti-, környezetvédelmi hatások alatt jelen fejezetben kitérünk a területhasználatra, az épületszerkezetre gyakorolt hatásokra, számba vesszük a vizuális környezetszennyezést, tekintettel leszünk a szén-dioxid kibocsátás csökkentésre figyelmet fordítunk a napelemek anyag-, illetve hulladékáramba történő bekapcsolódására.

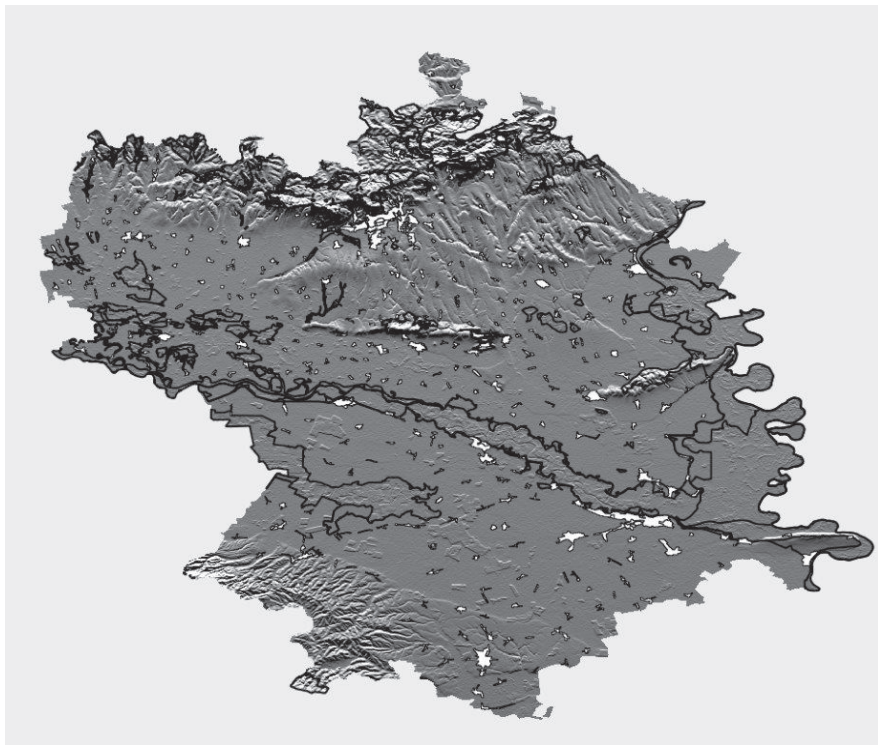
HU_12.1. Potenciális területhasználati hatások

A PV rendszerek telepítésének alapvetően két fő típusa van. A földre telepített rendszerek, valamint a háztetőre telepítettek. A háztetőre telepített rendszerek statikai hatásairól a következő fejezetben lesz szó, míg a vizuális hatásokról azt követően. Jelen részben azt kívánjuk bemutatni, hogy a napelemek telepítésére hol van lehetőség, és az vélhetőleg milyen, mekkora területi hatással jár.

Felhasználva a CORINE 2006 ingyenesen elérhető területhasználati adatbázisát első körben kiválogattuk azokat területhasználat-típusokat, amelyek számba vehetőek napelem-telepítés szempontjából. A leválogatásnál kizártuk azokat a területeket, amelyek valamilyen nemzetközi (pl. NATURA 2000) illetve hazai (pl. természetvédelmi terület stb.) védetség alatt állnak. A számításokat és a térképezést a magyar Baranya és a horvát Baranja-Osijek megyékre (807 294 ha) végeztük el³³.

A leválogatás során az alábbi területek jöttek számításba, amelyek a vizsgált területen megtalálhatóak: folyamatos városi szövetek (27 179 ha), valamint kereskedelmi és közlekedési egységek (3 152 ha), mind kül-, mind belterületen. Az 56. ábrán fehér/világos foltokkal láthatóak azok a potenciális területek, amik szóba jöhetnek. Nem vettük figyelembe a mezőgazdasági területeket, azokra továbbra is mezőgazdasági területként tekintünk.

³³ A térinformatikai műveletekhez kiválóan alkalmazható az ArcGIS szoftver, azonban jelen számításokat az ingyenesen hozzáférhető GRASS (*Geographic Resources Analysis Support System*) szoftverrel végeztük, amely nagyobb hozzáértés és időt igényelt.



Jelmagyarázat: Fehér terület: városi szövet és kereskedelmi/közlekedési egységek; vastag fekete keret: Natura 2000 területek.

56. ábra: Baranya és Baranja-Osijek megyék beépített, napelemek használatára potenciálisan alkalmas területei és Nature 2000 területek

Forrás: saját szerkesztés

Kassai-Szoó (2014) számításaiból tudjuk, hogy Debrecen városi szövetének 2%-án helyezhető el energia-abszorber (figyelembe véve az árnyékolásokat is). A Debrecenben alkalmazott részletes tetőfelület-vizsgálat ugyanúgy elvégezhető Pécsen, valamint a megyében is, amely egyben a kutatás további irányait is kijelöli. Ha addig is a térségre vonatkozóan nagyságrendileg ezzel a 2%-kal kalkulálunk, akkor azt kapjuk, hogy a két beépített területtípus esetében a térségben potenciálisan 607 hektárt, azaz 6 070 000 m²-t jelent. A projektben használt BISOL 250 nagy teljesítményű polikristályos panel esetében ez 1 m²-re 153 W beépített kapacitást jelent, amely a fent bemutatott modellszámításokat használva azt jelenti, hogy ezzel az egységgel évente 201,566 kWh energia termelhető 1 m²-en, amely mindösszesen 1 223 505,62 MWh évente. A magyarországi Baranya megye villamosenergia-felhasználása 2010-ben 444 745 MWh volt, míg Horvátország adatait használva az igény nem haladja meg a 300 ezer MWh-t (Hartung K. 2014). Így látható, hogy a rendelkezésre álló terület potenciálisan, csak a felületet nézve bőségesen elegendő a térség teljes elektromos energia igényének előállítására.

HU_12.2. A napelemek telepítésének tartószerkezeti vonatkozásai

Általánosságban elmondható, hogy a napelemes rendszerek telepítése egy meglévő épületre minden esetben tartószerkezetet érintő feladatot is jelent. Tervezési oldalról igazolni kell az alátámasztó szerkezet megfelelőségét az aktuális érvényben lévő szabványok figyelembevételével. A következőkben különböző szempontok szerint ismertetjük a jellemző szituációkat.

1. szempont: meglévő szerkezetre, vagy új szabadon álló szerkezetre telepítjük a napelemeket. Amennyiben új szabadon álló szerkezetre tervezünk napelemeket telepíteni, akkor értelemszerűen a szerkezet tervezési és építési költsége is terheli a beruházást. Ellenben ha meglévő szerkezetre kerül a napelemes panel, akkor a tervezési-ellenőrzési fázisban kiderülhet, hogy szükség van-e szerkezeti megerősítésre és az milyen mértékben. A vizsgált panelek súlya egy négyzetméterre vetítve 12-21kg közötti, ami a tetőre telepítve egy meglévő tetőszerkezet önsúlyához képest 10-130%-os gyarapodást eredményez. Ez a nagy szórás annak az eredménye, hogy rendkívül sokfajta tetőszerkezet és azon belül is számos héjazat típus (köznyelven: cserép, pala, stb.) létezik.

2. szempont: a meglévő tartószerkezet geometriája milyen? Hajlásban lévő hagyományos tetőszerkezet, vagy lapostető? Ha lapostető, akkor a napelemek lejtésbe állításához szükség van egy saját tartóra, amely lejtésbe állítja a paneleket, míg ha lejtésben áll a tető akkor ezek a kiegészítő tartók elhagyhatók.

3. szempont: a hajlásban lévő tető tájoltsága, hiszen ha nem megfelelő irányban lejt a tető, akkor megfontolandó ismét a saját tartószerkezet alkalmazása, vagy a szabadon álló telepítés, ami viszont értékes felületeket foglalhat le.

4. szempont: az alátámasztásként felhasználni kívánt meglévő tartószerkezet állapota. Az a tapasztalat, hogy sokat számít az épület építésének éve, és az eredeti építető szándéka. Példaként lehet említeni számos pécsi belvárosi régi polgári lakóépületet melyek kora már akár 100 évnél is magasabb, ahol a tetőszerkezet (fedélszék) kidolgozottsága, minősége, állapota sokkal jobb, mint számos 30-40 éves, de akár 5-15 éves tetőszerkezeté.

Tudomásul kell vennünk azt, hogy amennyiben a tetőre telepítünk bármilyen eszközt, vagy berendezést, legyen az napelem, napkollektor, légkondicionáló, akkor az az épület legkevesebb tartálékkal rendelkező szerkezetére kerül. Ez azt jelentheti, hogy a csekélynek tűnő 12 kg súlytöbblet négyzetméterenként is akár már kimeríti a teherbírási tartalékot és akkor nincs más megoldás, mint a szerkezeti megerősítés.

HU_12.3. Vizuális környezetszennyezés

Egy nappark tervezésekor különös hangsúlyt kell fektetni a megfelelő terület kiválasztására, a telepítéskori környezeti hatások felmérésére, mint például a tájképi hatásra, a láthatóságra a helyi természeti és táji örökségek figyelembevételével, valamint lehetőséget kell teremteni a helyi közösség számára, hogy véleményt alkothasson a megvalósítani kívánt erőműről. Ha természetvédelmi területek is találhatók a szomszédságban, akkor a táj és vizuális szennyezés hatása kiemelten fontos tényezővé válik a nappark fejlesztésekor. Egy természeti vagy táji örökség közelében elhelyezett nappark rombolni fogja a táj élvezeti értékét. El kell kerülni, hogy a nappark kiugró eleme legyen a tájnak.

A vagyonvédelem érdekében általában kerítést húznak fel a telek körül, mely szintén hatással van környezetére, így figyelmet kell fordítani a kerítés magasságára és tömörségére. Nem célszerű élénk színeket alkalmazni.

Hálózatra való csatlakozáskor is célszerű figyelembe venni a nagyfeszültségű vezetékek, oszlopok láthatóságot.

A vizuális környezetszennyezés nagymértékben függ a nappark típusától, a terület kiválasztásától és az erőmű környezetétől. Táj és vizuális környezetszennyezés vizsgálatok kijelenthetjük, hogy megfelelő előtanulmányok elvégzése után a láthatóság közel nullára tehető (NSC, 2013; BLM, 2013; Tsoutsos et al., 2005, LUC, 2013, Gracia-Garrido E et al., 2009).

HU_12.4. A napelemek széndioxid megtakarítása

A légköri széndioxid koncentráció gyors ütemben növekszik, éves szinten a növekedés mértéke 2 ppm/év (parts per million). 2013 augusztusában 395,15 ppm széndioxid szintet mértek a levegőben (SIO, 2013; NOA, 2013). Súlyos következményekkel számolhatunk, ha a légköri karbon növekedés ütemét nem szüntetjük meg és csökkentjük jelentősen. Erről számos szakirodalom részletes elemzést ad (Hansen et al., 2008; Pachauri & Reisinger, 2007). Az éghajlatváltozással kapcsolatban számos –gyakran egymásnak ellentmondó – nézet látott napvilágot, de bizonyított, hogy a légköri karbon növekedési üteme azonos a fosszilis energiák égetésével és használatával, mely az iparosítás kezdetétől fogva számottevő. Az 1970-ben megkezdett nagymértékű erdőirtással jelentős mértékben tovább növekedett a légköri karbon koncentráció (Canadell et al., 2007; Le Quéré et al., 2009). A megújuló energia használata során egyáltalán nincs, vagy minimális széndioxid kibocsátás várható. Ezen technológiák széleskörű elterjedése enyhítheti az eszkalálódó folyamatot.

A települési energiafogyasztás és CO₂-kibocsátás több tényező függvénye, elsősorban az éghajlat, az épületállomány tulajdonságai, a felhasznált energiahordozók, a gazdaság szerkezete, a népesség, a közlekedési módok használata, a településvezetés és a lakosság hozzáállása befolyásolja. Egy-egy tényező rövidtávon is megváltoztatható, de legtovább csak közép- vagy hosszú távon gyakorolhatunk hatást (Németh et al., 2013).

Az Nemzetközi Energia Hivatal adatbázisa szerint 2009-ben Magyarországon 48 millió tonna széndioxid kibocsátás volt, aminek a 38%-át az áram- és a hőtermelés tette ki. Ezen belül a MAVIR adatai szerint a magyarországi villamos erőművek összesített CO₂e³⁴ kibocsátása 11,1 millió tonna volt 2010-ben, ami várhatóan 12,2 millió tonna lesz 2015-ben (Szúnyog, 2012; Rácz, 2013).

A napelemek gyártása, szerelése, újrahasznosítása és működése során kibocsátott széndioxid mértékét sok tanulmány vizsgálja. Napelem szempontjából kibocsátás csak gyártás, felszerelés során keletkezik vagy az élettartam lejártát követő megsemmisítés során keletkezhet károsanyag-kibocsátás. A PV rendszerek tényleges hatását a nettó széndioxid megtakarítással szokták magyarázni (Kreuter&Ruther, 2004). A holland ECN Intézet 2006-ban és 2011-ben végzett kutatása alapján megállapíthatjuk, hogy a napelemes rendszer élettartamának nagyobb részében nettó széndioxid kiváltó.

Számítási metódusok

A CO_{2e} megtakarítás (CO_{2e} avoidance) egy olyan indikátor, mely kifejezi a klímavédelemhez való hozzájárulást. Ha megújuló energiával váltjuk ki elektromos áram igényünket, akkor nem termelődik széndioxid az energia előállítás és fogyasztás során. Azonban a CO_{2e} kiváltás mértéke napelem esetében függ attól, hogy milyen üzemanyagot használunk fel gyártás

³⁴ A CO₂ egyenérték

során (gáz, köszén, olaj) az adott országban, hiszen annak szennyező mértéke eltérő (SMA, 2014). Ezért ennek az értéknek a meghatározása országonként eltér.

A CO_{2e} emissziós faktor (mértékegysége: kg/kWh) megmutatja, mennyi széndioxid keletkezik egy kilowatt óra elektromos áram termelésekor egy adott országban. A technológia és hatékonyság függvényében a CO_{2e} faktor változhat a különböző energiaszolgáltató cégeknél (SMA, 2014).

CO₂ megtakarítás számítása:

Az emissziós faktor általános becsléséhez a publikált emissziós faktorok használata többnyire elegendő. Ha pontosabb, hely specifikus értékelésre van szükség, a berendezés gyártótól, mérnöki számításokból, vizsgálati eredményekből lehet emissziós faktort számolni (Wilde, 2003). A hazai irodalom tehát 0,35 és 0,603 kg/kWh (EMVA, 2014; Bódi, 2010) közötti értékeket határoz meg, míg az európai becslések 0,5 és 0,62 kg/kWh (Wilde, 2003; SMA, 2014; Energia a napból, 2014; MTA, 2008) között szóródnak. Jelen projekt első (még nem teljes évet lefedő) mérési eredményei azt mutatják, hogy a horvát oldalon felszerelt napelemrendszer CO_{2e} megtakarítása 0,558 kg/kWh. Így a további számításoknál, összhangban az EMVA (2014) által használt emissziós faktort 0,56 kg/kWh-t vesszünk alapul.

Területi vonatkozás

A Sellyei naperőmű éves szinten 800 000 kWh elektromos áramot termel Magyarországon, melyet, ha beszorzunk 0,56 kg/kWh emissziós faktorról (lásd a fent említett képletet), megkapjuk, hogy 448 000 kg, azaz 448 t széndioxidot takarítunk meg évente.

Orahovica településén Horvátországban telepítettek egy 0,5 MW-os napelem parkot, mely hasonlóan 800 000 kWh-t termel évente, mint a Sellyei nappark. Következésképp évi 448 tonna szén-dioxidot. Sellye lakossága 2009-ben 2 873 fő volt (KSH, 2011). Patocska (2013) tanulmányából megtudhatjuk, hogy Magyarországon egy lakos 2009-ben 1 461,1 kg CO_{2e} kibocsátáshoz járul hozzá áramfogyasztásával évente. A kettő szorzataként azt kapjuk, hogy a település CO_{2e} kibocsátása 4 197 740 kg/ CO_{2e} /év. Ha ebből kivonjuk a sellyei nappark üzemelése során megtakarított széndioxid mennyiséget, akkor 3 749 740 kg-ot kapunk. Hasonlóképpen kiszámíthatjuk az Orahovica (5304 fő) (DZS, 2011) nappark széndioxid csökkentő hatását. A magyar 1 főre jutó CO_{2e} kibocsátással számolva 7 749 674 kg/ CO_{2e} /év-et kapunk. Kivonjuk a nappark telepítése során megtakarított széndioxid mennyiséget, a településen összesen 7 301 674 kg CO_{2e} kibocsátás várható évente.

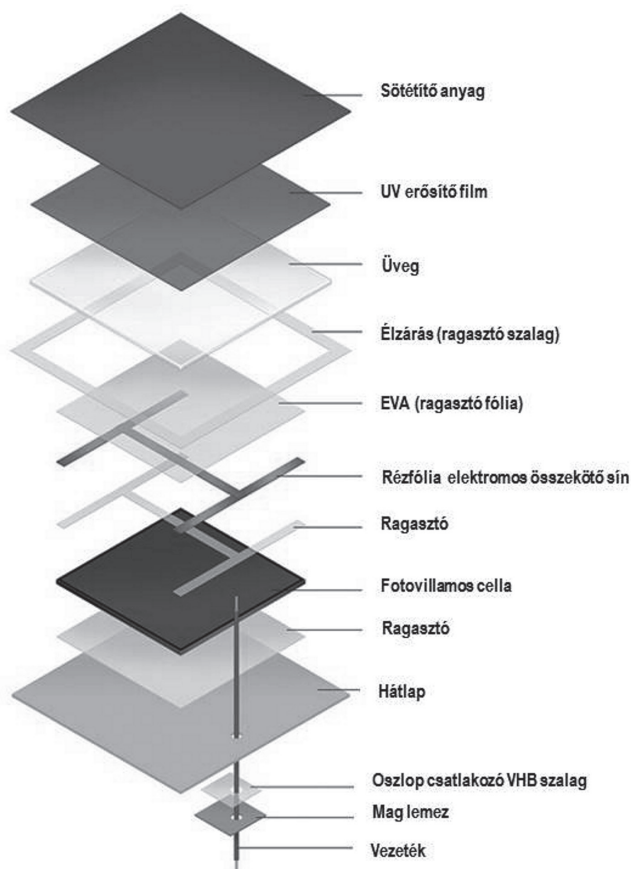
A számításokból az látszik, hogy egy kistelepülésen a lakossági villamosenergia fogyasztás tekintetében egyetlen kistelepülés méretű naperőművel akár 11%-os CO_{2e} kibocsátás is megtakarítható. Ez a naperőmű Sellye közel 1/5-ének a villamosenergia igényét elégíti ki (csak a háztartási fogyasztást figyelembe véve).

HU_12.5. A napelemes energiatermelés életciklusának vége – A leszerelési költségek, a hulladék elhelyezés és az újrahasznosíthatóság kérdései

Az alternatív energiák közül a legelterjedtebb és legkönnyebben hasznosítható a nap energiája. A napkollektorok, napelemes rendszerek használata mellett számos érv támasztható, melyek közül a legfontosabbnak tekinthető a hosszú élettartam és a csekély veszélyes anyag felhasználása (arzen, ólom, kadmium) az elkészítésüknél. Néhány cikk (pl. www.nkek.

hu-n vagy www.mnnsz.hu-n találhatóak) a csekély jelzőt nem szívesen használja, hiszen a napelem-táblák előállításánál ritka fémek kerülnek felhasználásra, mint pl. az előbb felsoroltakon kívül a higany. Ezért az elhasznált napelem éppúgy veszélyes hulladéknak tekinthető, mint az akkumulátorok. De veszélyes hulladéknak tekinthető az elektronika és az esetlegesen felhasznált akkumulátorok is. Jogosnak tekinthető a kérdés, hogy ezen veszélyes anyagokkal mégis mi történik, mikor a napelemes rendszer eléri élettartama végét?

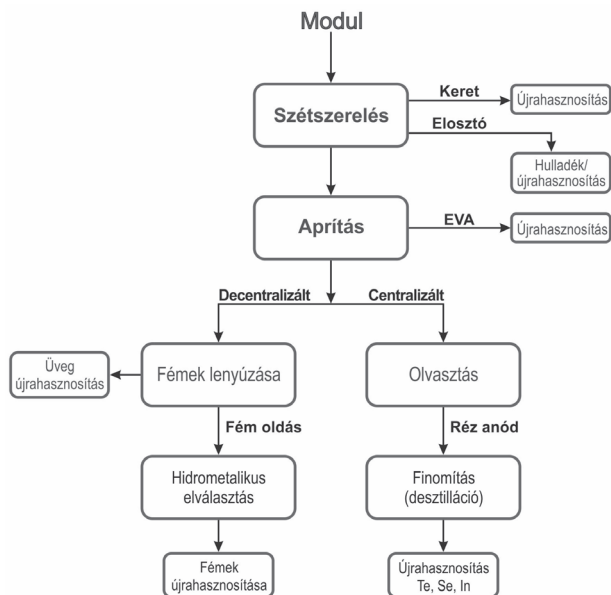
A napelemes rendszerek élettartama három nagyobb részre bontható: termelés fázisa, használat fázisa és az élettartam vége (Shibasaki et al., 2006). A napelemek élettartama végesnek tekinthető, egyrészt 25-30 év után „elkopnak” az egyes összetartó elemek. A leggyakoribb modulhibák: üvegtörés, hibás laminálás, elektromos hibák, veszteséges beépítés, rossz építési technológia (57. ábra). Másrészt a folyamatos továbbfejlesztés következtében lecserélik a jelenlegi rendszereket jobb hatásfokú és jobb hőhasznosítási paraméterekkel rendelkező elemekre. Emiatt a forgalmazó leszereli a napelemeket; visszakerülnek a gyárakba javításra vagy a nyersanyagok visszaforgatásával újrahasznosítják őket.



57. ábra: A napelemek kibontott nézete

Forrás: Weadock, 2011 1. ábra

A napelemes rendszerek javításával kapcsolatban számos probléma jelentkezhet. A gyártó a garanciális javítások keretében visszaszállítatja a rossz, elhasznált napelemeket; de mivel a legtöbb panelt Kínában gyártják, ez a módszer rendkívül gazdaságtalan és környezetkímélő (Müller et al, 2006). Ebből kifolyólag a javítás során a fogyasztó új elemeket kap és hulladék keletkezik a leromlott napelemes panelekből. Hazánkban nem foglalkoznak jelenleg a hibás panelek javításával, ezért szükséges lehet a jövőben egy begyűjtő szervezet. Ez a szervezet koordinálhatná a panelek, napelemek begyűjtését, szétszerelését, a hulladékok szelektálását, a termelésbe való visszaforgatást. De a gazdaságossági szempontokat szem előtt kell tartani, hiszen piacgazdaságban élünk, ezért ha egy panel nem javítható, akkor megoldottnak kell lennie az elemeire bontott részeknek a termelésbe való újonnan bekapcsolásának. Az alternativenergia.hu számításai alapján az újrahasznosított anyagokból való termeléssel a napelemek anyagainak gyártására fordított energia 80-90 %-a megtakarítható. A vízfelhasználás és a szén-dioxid kibocsátás vonatkozásában is hasonló arányokkal kalkulálhatunk. Ecker (2012) számításai alapján az újrahasznosított anyagok felhasználása során a vákuumcsövek szelektív gyűjtése nagyon fontos, hiszen alkálifém-oxidot tartalmaznak, amelynek jóval alacsonyabb az olvasztási hőmérséklete; így kevesebb energia befektetéssel és széndioxid-kibocsátással lehet új üvegeket készíteni. Így az üvegyárák technológiai folyamataiban tovább csökken a környezetterhelés. Valamint ezek a fotelektromos eszközök számos értékes, ritka anyagot is tartalmaznak (pl. ólom, króm, szilícium, tűzgátló anyagok), amelyek visszanyerése, valóságos „kincsesbányának” tekinthető (Zimler, 2010). A 2000-es évek elején, még csak mint távoli lehetőség jelentkezett a PV modulok, mint hulladékok hasznosításának, újrahasznosításának esélye. Fthenakis (2000) tanulmányában részletesen ismerteti a PV részek és modulok általa újrahasznosíthatónak vélt elemeinek utóéletét. Az 58. ábra a fejezet összefoglalásának is tekinthető, hiszen a teljes végfolyamatot foglalja keretbe.



58. ábra: A PV elemek és modulok újrahasznosításának lehetősége

Forrás: Fthenakis, 2000 1056. p.

A napelemek hulladékkezelésével kapcsolatban a cikkek, tanulmányok többsége nem tesz különbséget, mégis a hulladék keletkezése szempontjából el kell különítenünk három csoportot. A napelemek előállítási technológiájuk szempontjából lehetnek: monokristályos, polikristályos és amorf modulok. Az amorf modulok hatásfoka és élettartama kisebb, mint a kristályos moduloké. A gyári garancia ezekben az esetekben 10 év, a hasznos élettartamuk 15 év. A mono- és a polikristályos modulok hatásfoka 13-18%, az átlagos élettartama 20-25 év. Az eltérő élettartamból adódó különbségek elsősorban a megtérülés vizsgálatakor fontosak, hiszen a hulladékgazdálkodás során az amorf panelek esetében más megtérülési rátával szokás számolni, a kockázati tényezők szerepeltetése is gyakoribb. Az amorf panelek előnyének számít pénzügyi szempontból, hogy a kristályos panelek ára és költsége másfélszer magasabb, mint az amorfé.

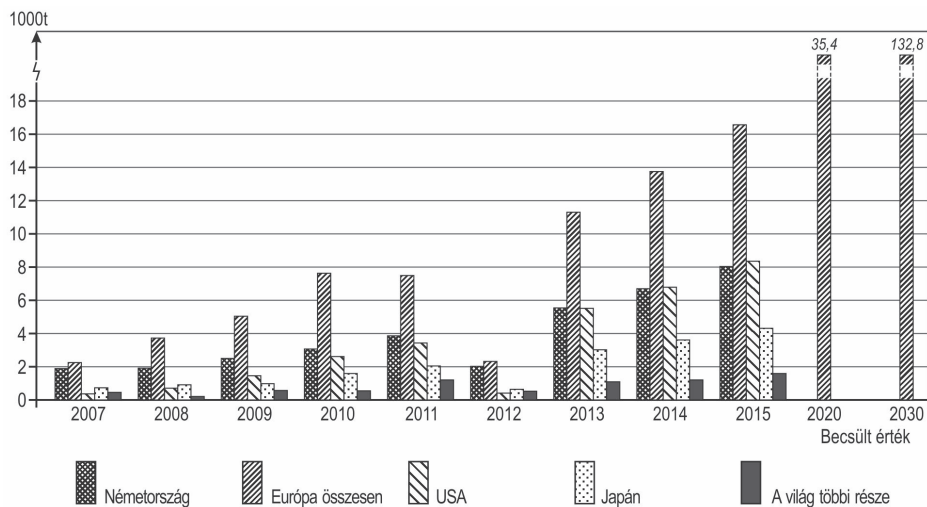
A polikristályos panelek is igen népszerűek és elterjedtek, köszönhetően annak, hogy a gyártási költségük az elmúlt három-öt évben jelentősen csökkent. Az elolanc.hu ismertetésében úgy szerepel, hogy ezek a modulok már nem tartalmaznak mérgező anyagokat. Az újrahasznosítás ebből kifolyólag a következő módon zajlik: elsőként magukat a modulokat szerelik, bontják szét, majd eltávolítják, szelektálják az üvegeket és a fém kereteket. Ezek az anyagok anyagukban újra-feldolgozhatóként kerülnek ki. A cellákban mintegy „szendvicsszerűen” elhelyezkedő műanyag fóliák között lévő szilícium kinyerése termikus eljárás keretében valósul meg. A laminátumot egy 450 fokos, folyékony halmazállapotú homokágyba helyezik, elégetik a műanyag rétegeket (az etilén-vinil-acetát-ot) és lemaratják a szilícium ostyákról a bevonati rétegeket. A műanyag rétegek elégetése során mérgező gázok keletkeznek³⁵. A cellákban lévő szilícium alapanyagot így már megtisztulva és elkülönítve adják tovább az újabb panelek gyártásához. Ezen eljárás alapján a műanyag fóliák nem kerülnek újrahasznosításra, a többi elem anyagában kerül a további gyártás során felhasználásra.

A napelemek közül a szilícium kristályos modulok élettartamuk lejártá után is üzemképesek maradnak, hiszen az időjárási körülmények miatt elsőként a szigetelőanyagok, a modul elő- és hátlapja, az elektromos érintkezők és a kábelek használdódnak el, tudjuk meg Szalontai (2012) válaszaiból. A napelemből vagy az előbb említett módon vagy a vékony-réteg modulok esetében egy egyszerűbb eljárással nyerhetők ki az újrahasznosítható alapanyagok. Ezen modulok fő összetevői az üveg és a műanyag, ezért az amorf szilícium közvetlenül elégethető és az üveg visszanyerhető. Más vékonyréteges technológiák esetében (CdTe vagy CIS modulok) már a bennük lévő, kémiaiilag kötött nehézfémek miatt egy ellenőrzöttebb életpálya és hulladékkezelési folyamat szükséges.

Újrahasznosítás (recycling) egy fotovoltaikus modul tekintetében 96%-ban megvalósulhat. 2004 óta Freiburgban működik a világ első szilíciumkristályos napelemek újrahazsnosító üze me, amely a modulban lévő műanyagok elégetésével foglalkozik. A visszamaradó üveget, fém et, fém törmelék et újrahasznosító üzemeknek adja tovább. A megmaradó szolár cellákat további kémiai eljárásnak vetik alá, ahol a letisztított szilíciumot további cellák előállítására használják.

A feldolgozásra váró hulladék mennyiségéről a Solar World készített kimutatásokat, melyeket Zimler (2010) dolgozott fel tanulmányában. 2009 és 2012 között a PV modulok iránti heti kereslet meghaladta a 100 000 modult. Ezen mennyiség 0,5-1%-a gyártási selejtn ek tekinthető és/vagy a szállítás, szerelés során szenved sérülést. Évente a legnagyobb felhasználó és hulladék-termelő ebből a szempontból Európa (59. ábra). Az Egyesült Államok hasonló értékekkel rendelkezik, mint Németország.

³⁵ A mérgező gázokkal kapcsolatos kezelési módokra vonatkozó adatokat nem találtam.



59. ábra: A napelem hulladék mennyiségének várható alakulása (ezer tonna)

Forrás: Hulladéksors, XI. évf. 2010. jún. 38-39. old.

A napelemes rendszerek egyre szélesebb terjedésével fontossá vált nemcsak a telepítés – beszerelés – használat szabályozása, hanem a hulladékgazdálkodás kérdésköre is. Európai viszonylatban az első fontos lépésnek a 2010-ben összehívásra kerülő nemzetközi PV modul újrahasznosítás konferencia volt, Berlinben. Az eseményen a napelemek újrahasznosításával és környezetbarát megsemmisítésével foglalkoztak. Az EPIA (European Photovoltaic Industry Association) ettől az évtől kezdve felügyelte és irányította az EU-tagállamok esetében az európai elektronikai hulladékok jogszabályainak betartását. 2012-től alkalmazható a WEEE-jogszabály (Waste Electrical and Electronic Equipment Directive), azaz az elromlott, kiöregedett napelemes modulok átvétele a gyártók felelőssége. Az intézkedések nem minden esetben egyértelműek, az egészségre és a környezetre egyaránt káros anyagok szállítására vonatkozó szabályozások nem megfelelőek.

HU_13. KONKLÚZIÓ – A KUTATÁSI EREDMÉNYEK ÉRTÉKELÉSE ÉS AZ OPTIMÁLIS PV RENDSZER KIVÁLASZTÁSA

Jelen fejezet egy összehasonlítóval kezdődik, amely a különböző megújuló energiatermelő erőműveket hasonlítja össze, elhelyezve a napelemes energiatermelést a többi között. Ezt követően a kutatás során készített interjúk alapján összefoglalást adunk a társadalmi feltételekről a határ két oldalán. Annak érdekében, hogy azonosítani tudjuk az optimális fotovoltaikus rendszert, adaptálva a régió sajátosságaihoz, három megközelítéssel kell figyelembe vennünk. Elsőként a technikai megközelítést, amely öt különböző technológia sajátosságait veszi figyelembe. A modulok összehasonlítását a standard teszt feltételek, valamint a PVGIS adatainak figyelembe vételével történt, amely összevetésre került az Eszéki Műszaki Kar Megújuló Energetikai Laboratóriumának mérési adataival. A második megközelítés a közgazdasági szempontokat veszi figyelembe. A költség-haszon elemzés két tipikus

fotovoltaikus rendszerre lett elvégezve, egy kisméretű, háztartási, és egy nagyobb, erőművi (300 kWp) kapacitásúra. Az elemzés indikátorai a jövőbeni befektetőknek lehet érdekes, hiszen számolniuk kell azzal, hogy melyik rendszer mennyi idő alatt térül meg. A harmadik, nem kevésbé fontos megközelítés a környezeti érdekek figyelembe vétele. A fotovoltaikus modulok életciklusának végén a modulok további sorsával is foglalkozni kell. Az összefoglalásban kiderül, hogy az optimális modul kiválasztásakor ezzel is számot vetettünk.

HU_13.1. Alternatív energiatermelő rendszerek összehasonlítása

Az energiaár-emelések, a földgáz-ellátás bizonytalanságai és áralakulása, a sok esetben elavult és pazarló energetikai megoldások miatt számos önkormányzat, vállalat és háztartás keresi az új lehetőségeket energiaigényének fedezésére. Számos példa alátámasztja, hogy a jól megtervezett, megfelelően átgondolt megújuló energia hasznosítás a hagyományos energiahordozók alternatívájaként kínálkozik.

A Nemzeti Energiastratégia szerint a napenergia hasznosításának jók a lehetőségei, de a ténylegesen realizálható energiatermelés nincs összhangban a berendezések magas költségeivel és a változó rendelkezésre állással. Ezen kijelentés valóságtartalmát vizsgálta Dióssy és Tóth (2011) több alternatív erőmű teljesítményét és beruházási költségeit vetve össze (21. táblázat). Az életteltjesítményt a szerzők 25 évre vonatkoztatva, a keletkező hő hasznosítását figyelmen kívül hagyva állapították meg, nagyerőművekre vonatkoztatva. A biomassza-erőművek esetén 200 000 ezer kWh-s, míg a szél-erőmű esetén 39 858 ezer kWh, a fotovoltaikus erőműnél 27 940 ezer kWh életteltjesítménnyel számoltak³⁶. A tanulmány összehasonlítóképpen megemlíti az olajtüzelésű, földgáz-, szén- és atomerőművek teljesítményét és önköltségét is.

21. táblázat: Az alternatív energiatermelés önköltségének alakulása életteltjesítményre vonatkoztatva

Erőműtípus	Beruházás	Élettartam alatt összesen			Ráfordítás összesen	1 kWh áram önköltsége
		Fűtőanyag	Munkabér	Karbantartás		(euró)
		ezer euró/MW				
Szél-erőmű	1440	0	185	458	2083	0,0501
Biomassza-erőmű	1812	7260	643	1700	11415	0,0571
Fotovoltaikus erőmű	1831	0	63	120	2014	0,0723

Forrás: Dióssy-Tóth (2011) p. 16.

A költségek figyelembevételénél fontos szempont, hogy a fotovoltaikus rendszereknél az összes közvetlen költség 90 %-át a beruházási költségek jelentik. Ez azt jelenti, hogy a jövedelmezőség az inflációval növekedhet, illetve a fotovoltaikus elemek árának csökkenése is a beruházás mellett szólhat. A hasznos élettartamuk alatt a napelemek, illetve a napelem-rendszerek nem igényelnek – hagyományos értelemben vett – üzemanyagot, kenőanyagot. A karbantartás a terület rendben tartását, illetve az esetlegesen károsodott elemek cseréjét

³⁶ Lásd részletebben: Dióssy-Tóth, (2011)

jelentheti. A gyártók 10-12 éves gyári garanciát, illetve 25 év teljesítmény garanciát vállalnak termékeikre, aminek értelmében a karbantartás költségei minimális szinten épülnek be a beruházási költségekbe. A munkabérszükséglet minimális mértékben a működtetéshez szükséges adminisztrációt, valamint az őrzést jelenti. A nagyerműveknél az éves karbantartási költségek (különösen a forgatórendszeres erőműveknél) magasabbak a háztartási kiserőművekhez képest.

A megújuló energiák közül – általános, országos adatokat figyelembe véve – leggazdaságosabbnak a szélerőmű tekinthető. De Magyarországon gondot okoz a rendelkezésre állás kiszámíthatatlansága és a szabályozási háttere is.

A biomassza-erőművek esetében a tüzelhető biomassza energiává történő átalakítása kedvezőnek mutatkozik, de a hozzá kapcsolódó költségek hányada a szél- és fotovoltaiikus erőművekhez képest magas. Az alapanyagok szállítási igénye, alacsonyabb hatásfoka és az alapanyagok létének kockázata a nagyobb erőművek telepítését kérdésessé teszi. A kisebb – 5 MW alatti – teljesítményű erőművek beruházási költségei magasak, hasznos élettartamuk alatt nehezen kitermelhető jövedelmezőséget biztosítanak.

A fotovoltaiikus erőművek fajlagosan a legmagasabb költséggel termelik az áramot (0,0723 euró), de a szén-, földgáz-, olajtüzelésű erőműveknél még így is gazdaságosabban termelnek. Forintra átszámítva (2011. decemberi árfolyamot használva³⁷) a szénerőmű 25,23 Ft, földgáz-erőmű 25,74 Ft, olajtüzelésű erőmű 31,96 Ft önköltséggel állít elő 1kWh áramot. Az atomerőművek önköltségi ára (2011-ben) a legalacsonyabb alternatív energia önköltségi árának is csupán fele; viszont a társadalmi elfogadottságuk jóval magasabb szintű, mint az atomenergiáé (Dióssy-Tóth, 2011, pp.18-20).

A dél-dunántúli régióban a természeti erőforrásokra alapozva több geotermikus energiát, biomasszát illetve napenergiát hasznosító üzem létesült. A termálvíz fűtési hasznosítása Szigetváron, Szentlőrincen és Bólyban, a napenergia hasznosítása Sellyén, biogáz-termelés Kaposváron, Kaposszekcsőn, Bicséren és Bonyhádon történik. Buday-Sántha (2013) főként gazdasági elemzési módszerekkel vizsgálta a megújuló energiaforrások hasznosulását. A 22. táblázat ezen vizsgálatok eredményeit foglalja össze.

22. táblázat: A dél-dunántúli alternatív energiát hasznosító üzemek összehasonlítása

	Kaposszekcső	Bóly	Szigetvár	Sellye
Saját tőke (e Ft)	178 042	237 470	894 061	182 514
Pályázati forrás (e Ft)	640 953	389 536	400 000	273 771
Beruházási összköltség (e Ft)	1 186 951	627 006	1 294 061	456 285
Működési költség (e Ft)	270 291	25 129	173 339	20 496
Működési árbevétel (e Ft)	165 015	68 500	177 909	24 842
Eredmény (e Ft)	- 105 276	43 370	4 570	4 346
Árbevétel-arányos nyereség (%)	-	63,3	2,6	17,0

Forrás: Buday-Sántha, (2013) p. 502. old. alapján

³⁷ 2011. decemberi árfolyamon 1 euró= 303,81 forint. Forrás: https://www.mkb.hu/friss_informaciok/arfolyamok/mnb_kozeparfolyamok/index.html

Kaposszekcsői biogáz üzem 2010 tavaszán került átadásra. Az 1,7 hektáros területen három, egyenként 2500 m³-es tartályban állítanak elő biogázt. Az áramtermelő kapacitása az üzemnek 0,83 MW, amelyet az E.ON vesz át³⁸. A biogáz-üzemek számításai alapján 1 m³ biogáz előállít 1,8 kWh értékesíthető villamos energiát és 5,5 MJ hőenergiát.

Szigetváron és Bólyban a geotermikus energia hasznosítása régóta foglalkoztatta a városvezetést. Az Európai Uniók források segítségével elkezdtek a megvalósítási munkákat. Bóly esetében a termálprojekt összköltsége fele a Szigetvári üzem működéséhez szükséges költségeknek. Szigetváron számos probléma mutatkozik a rendszer üzemeltetésével kapcsolatosan, de a város vezetői a termálvíz hasznosításában rejlő lehetőségek kihasználása mellett tették le a voksukat³⁹.

A beruházásokat a pénzügyi szempontok alapján elemezve látható, hogy legkevésbé tökeigényesnek a naperőmű (Sellye) mutatkozik. Az is látható a 15.2. táblázatból, hogy a megvalósításokhoz elengedhetetlen a pályázati forrás megléte, hiszen a beruházási összköltségek közel fele (Szigetvár esetében harmada) származott ebből a forrásból. Kaposszekcső esetében banki hitel felvétele is szükséges volt, amelynek visszafizetési kötelezettsége jelentősen rontotta az eredményt. Az eredményesség alapján a beruházások becsült megtérülése: 10,6 év Bóly esetén, 84,6 év Szigetváron és 25,3 év Sellyén. Ha megvizsgáljuk az egyes beruházások tervezett hasznos élettartamát is, akkor tapasztalható, hogy a naperőmű parkok 25 éves hasznos élettartamuk alatt általában megtérülnek; ez igaz a termálvíz hasznosítására is. Bóly esetén 40 éves hasznos élettartammal számolhatunk, és a 11. évben már jelentős árbevételt is termelhet az erőmű.

Dombi (et al. 2012) a megújuló energiaforrásokra alapozott projektek fenntarthatóságát vizsgálták. Modelljükben figyelembe vették a légszennyezés értékeit, területigényt, a keletkező új munkahelyek pozitív hatásait, a helyi jövedelemtermelő képességet. A napenergia hasznosítását elemezték hatféle technológia megléte esetén napelem; nagy napelemes, napkövető rendszer; napelem egy intézmény ellátására; zöldmezős napelemes rendszer; illetve napkollektorok – lokális hőhasznosítás kategóriákban. A napenergia-projektek területigénye 0,01 – 1,29 ha/GWh között, míg a széndioxid kibocsátás 252,9 – 2857,2 t/GWh értékek között mozog az alkalmazott rendszerektől függően (Dombi et al. 2012. p.422). Az alkalmazott technológiákat rangsorolva a tanulmányban a napenergia hasznosítását célzó projektek előkelő helyen szerepelnek: 3., 7., (és 11., 16., 20.) helyen a vizsgált 23 technológia között.

A legkedvezőbb fenntarthatósági értékkel a zöldmezős (2200 modulos) napelemes rendszer szerepelt: 0,241, amely 0,5 MW teljesítményt, és 0,62 MWh megtermelt energiát jelent 330 millió forintos beruházási költségek mellett.

Fenti vizsgálatok is megerősítik Németh (2012) azon megállapításait, mely szerint verseny ma már nemcsak a fosszilis és megújuló energia-hasznosítás között van jelen, hanem az egyes megújuló energiaforrásokat hasznosító megoldások között (pl.: pellet tüzelés, korszerű fatüzelés, hőszivattyú, fűtőművek – napelem, szélgenerátorok, szélerőművek stb.) is. Az alternatívák közti választást, a fogyasztói, beruházói döntéseket egy-egy megoldás esetén több tényező befolyásolja: felmerülő szükséges beruházás mértéke, az éves költség alakulása, a berendezések komfortfokozata, rendelkezésre álló támogatási lehetőségek. Mindemellett számos egyéb nem, vagy csak nagyon nehezen számszerűsíthető tényező van jelen egy-egy beruházás esetén.

³⁸ <http://www.biogazunio.hu/projektek/kaposszekcso/>

³⁹ <http://www.szigetvarigyogyfurdo.hu/>

Németh (2011) tanulmányában felhívja a figyelmet arra, hogy az erőforrásokkal való jobb gazdálkodás érdekében és gazdaságossági szempontból célszerű az energetikai beruházásokat komplexen kezelni, vagy (lehetőség szerint) több lépcsőben megvalósítani. Az energiatakarékosság fontos lépései lehetnek az úgynevezett költségmentes intézkedések, a közvetlen környezetünkre való odafigyelés (pl.: belső világítási rendszerek indokolt használatára történő odafigyelés, fűtési hőmérséklet csökkentése néhány fokkal a komfortérzet változása nélkül, ablaknyitás racionális mértékű csökkentése). Célszerű, ha az energiahatékonysági intézkedések megelőzik az épületgépészet korszerűsítését. Épületek villamos energia ellátásának kiváltására szolgáló napelem telepítést célszerű belső világításkorszerűsítéssel kombinálni, hiszen ezen beavatkozásokkal egy-egy épület villamos energia szükséglete, és így a szükséges napelem teljesítmény igény- jelentősen változhat.

HU_13.2. Társadalmi kondíciók

A megújuló energiaforrások preferálása nem csak az energiaszükséglet növekedése miatt fontos, hanem azért is, mert az energiatermelő berendezések teljes életciklus-vizsgálata szerint a fosszilis tüzelőanyagok elégetése lényegesen nagyobb környezetterhelést jelent (pl. levegőszennyezést, savas esőt, így közvetett módon a vizek elszennyeződését, magas szén-dioxid kibocsátást, amely az üvegházhatás növekedéséhez és globális felmelegedéshez vezet), mint a megújuló energiaforrások használata (Everett–Boyle 2012).

Az említett térség a határ mindkét oldalán történetileg periferikus helyzetű, azt gyenge gazdasági teljesítmény jellemzi. A 20. század geopolitikai szituációi nem kedveztek a térség szociális-gazdasági helyzetének. A vizsgált terület egy főre jutó GDP értékei hasonlatosan hátrányos helyzetet mutatnak. A nemzeti statisztikai hivatalok adatai alapján az országos átlagokhoz képest Horvátországban 73% (2011), Magyarországon 71% (2011) az egy főre jutó GDP aránya ezeken a területeken (Varjú et al. 2013, KSH 2011, DZS 2011).

A térség magyar oldala aprófalvas, a népesség eloszlása is egyenetlen. A településeket előregedő demográfiai struktúra jellemzi, a népesség drasztikusan csökken, de csökken a lakosság képzettségi szintje is (az elvándorlások következtében), amely az adaptációs lehetőségeket csorbítja. A roma lakosság nagy aránya, életmódbeli és kulturális különbsége, valamint a számottevő munkanélküliség, továbbá a bevételek, alkalmi munkák gyérülése a térséget még hátrányosabb helyzetbe taszítja (Hajdú. 2003, Virág 2010). Az EU 2007-13-as tervezési periódusának hatása alig mérhető, a támogatások nagy része a városi térségekbe koncentrálódik, emellett országos szinten a támogatások egy főre vetített aránya, és összvolumene az egyik legalacsonyabb (Finta 2013). A horvát részen szintén a városoknak van jelentősebb szerepe. Ebben a térségben a (elsősorban) fiatal lakosság elvándorlása számottevő, Zágráb elszívó hatása jelentős.

A környezetpolitikában és a megújuló energia hatékony felhasználásában szükséges, de nem elégséges feltétel a szabályozás és a jogszabályi keretek megléte. A hatékony környezetpolitikához megfelelő szisztémájú és megfelelő tudáshalmazzal rendelkező érdekegyeztető, döntési mechanizmus szükséges. A stratégiai tervezés időnkénti megkésettisége, a pályázati lehetőségek nem kiszámítható megnyitása és nyitva tartása, avagy a termelési jogosítványok kiosztásának elhúzódása mind arra utal, hogy a magyarországi környezetpolitikával és a megújuló energetikával kapcsolatos tervezés az elmúlt néhány évben sem javult (Varjú 2013).

Alapvető megállapításként kezelhető az, hogy egy település fejlődése lényegesen függ a döntéshozók, településvezetők, helyi szereplők érdekhálózatától, személyi kompetenciá-

jától. „A személyes befolyásrendszerek mögött a nagyobb településeken mindig bonyolult szervezeti bázis húzódik” (Pálné Kovács 2008, p. 93). „Minél kisebb egy falu, boldogulása annál szorosabb függésben van az önkormányzattól, a polgármester képességeitől, személyes ambícióitól” (Faludi 1995, p. 380). Minél alacsonyabb szintre megyünk, az individuum, az egyéniség szerepe annál meghatározóbb. Így környezetpolitikai szempontból a helyi szint aktív, cselekvő szerepe megkerülhetetlen.

A kutatás során interjúkat készítettünk települési vezetőkkel olyan településeken, ahol megújuló energetikai beruházások történtek. Az interjúkban arra kerestük a választ, hogy milyen motivációk mozdították elő ezeket a beruházásokat. A vizsgált települések polgármesterei az önkormányzati megújuló energetikai beruházások meghatározó szereplői voltak, képviselő-testületükkel el tudták fogadtatni az új irányt. Az is azonban elmondható, hogy a döntéseket a gazdasági racionalitás vezérelte, a környezetvédelmi megfontolás a döntésekben nem, vagy csak alig jelent meg, a döntésekben egy-egy személy kompetenciája, meggyőződése volt a meghatározó. A későbbiekben a környezetvédelmi szempontot, mint marketing eszközt alkalmazták. Véleményünk szerint ez azonban nem elítélendő, hiszen a gazdasági racionalitás mellett a környezetvédelem propagálása spin-off hatásként való megjelenésének oktató, nevelő funkciója kihasználható.

A kutatás azt is felszínre hozta, hogy a beruházások jórészt esetlegesek, a településeknek nincsenek megújuló energetikai stratégiai terveik, amelyre alapozva elindulhatnának a megújuló energiahasználat és energiahatékonyság arányának növelése irányába⁴⁰. Az interjúalanyok elmondása szerint a megújuló energetikával kapcsolatos transzparencia szintje alacsony, ugyanakkor az intézményi rendszer meglehetősen átpolitizált mindkét országban. Az objektivitás, valamint a szakértői tudás megjelenése korlátozott, kívánni valót hagy maga után. A lakossági kérdőíves lekérdezésből az is kiderült, hogy a megújuló energiák használatának motivációja tradíciókon (különösen a magyar oldalon), valamint gazdasági megfontolásokon alapul. A környezettudatosság a térségben alacsonyabb, mint az uniós és országos átlag. A helyi megújuló energiák használatát nem a helyi napenergetikai beruházások befolyásolják, azok hatása nem érzékelhető egyelőre a lakossági környezettudatosságban. A lakossági lekérdezésből kijött a két vizsgált település társadalmi-gazdasági helyzetének különbsége. Míg Orahovica az (öko jellegű) turizmusra, újjáélesztett, több lábon álló ipari tevékenységre építve több figyelmet tud fordítani az új típusú megújuló energetikai beruházásokra, a lakosság is elindult a napelemez háztartási kiserőművel fejlesztése felé, a hátrányosabb helyzetben lévő ormánsági települést, Sellyét a tradicionális energiafelhasználás jellemzi. Holott, ahogy jelen kötet is rávilágít, a háztartási kiserőművi napelemez energiatermelés Magyarországon gazdaságilag előnyösebb, mint Horvátországban!

HU_13.3. A modulok összehasonlítása standard teszt feltételek mellett és a PVGIS segítségével

Az 23. táblázat adja meg standard (STC) vizsgálati feltételeknél mért műszaki jellemzőinek összehasonlítását, mely feltételek alatt – az 3.2.3. fejezetben kifejtettek szerint – $G=1000 \text{ W/m}^2$, napsugárzási intenzitás és 25°C cellafelszín hőmérséklet feltételezett. A gyártók 5. fejezetben ismertetett műszaki jellemzői kerültek felhasználásra, valamint a különféle technológiájú fotovoltaikus (PV) rendszerek éves villamos energia termelései azzal a PVGIS módszerrel becslülve, amit felhasználtak kapcsolódó műszaki-gazdasági költség-hasznon

⁴⁰ Ennek javítására tett kísérletet a MANERGY projekt – www.manergyproject.eu

számításokban is, melyek a beépített teljesítmény 1 wattjára vonatkoztatott specifikus befektetéseket és nyereségeket határozták meg a 9. fejezetben ismertetett modellel végzett számításokkal, ahogyan a 24 táblázatban látható.

23. táblázat: Modulok standard (STC) vizsgálati feltételeknél mért műszaki jellemzőinek összehasonlítása PVGIS módszer szerint becsült villamos energia termelésével

Modul műszaki jellemzői	Mono Si Bisol BMO250	CIS Solar Frontier SF-150	Amorph Si Masdar MPV-100S	Nagy teljesít- ményű mono Si Panasonic VBHN240SE10	Poly Si Bisol BMU250
Teljesítmény STC* feltételeknél [W]	250	150	100	240	250
Hatásfok STC* feltételeknél (overall) [energiaegység]	0,153	0,122	0,08	0,19	0,153
Kitöltési tényező STC* feltételeknél (elektromos hatásfok) [energiaegység]	0,750	0,635	0,663	0,785	0,744
Indításkor várt specifikus villamosenergia termelés** [kWh/kW _{csúcs}]	1317	1322	1318	1325	1318
Minimum specifikus telepítési terület * (közvetlenül a tetőn) [m ² /kW _{csúcs}]	6,54	8,19	14,30	5,25	6,54

* Az STC feltételekkel meghatározott műszaki jellemzők szerint

** PVGIS módszerrel becsült villamosenergia termelés szerint.

Jelölések:



Rossz



Közepes



Jó



Legjobb

Az alábbiak figyelembevételével a nagy hatékonyságú monokristályos modulokkal készült fotovoltaikus rendszer a műszakilag legmegfelelőbb:

- A legjobb (legnagyobb) az általános hatásfoka a napenergia villanyárammá történő fotovoltaikus átalakításának STC feltételeknél.
- A legjobb (legnagyobb) a fotovoltaikus modul belső elektromos hatásfokként vagy az U-I karakterisztika minőségéként leírható kitöltési tényező STC feltételeknél.
- A legjobb (legnagyobb) a PVGIS becslések szerint PV transzformáció konstans hatásfoka (ami olyan feltételezés, melyet a mérési eredmények megcáfolnak, bővebben erről a következőkben) alapján várható éves villanyáram termelés. Ennél a számításnál az optimális feltételek lettek feltételezve a Villamosmérnöki Tanszék északi épületének déli tájolású tetején a valósággal megegyezően, de az optimális 35° lejtési szöggel. A – a PV modulok telepítéséhez rendelkezésre álló korlátozott felszíni terület és finanszírozási források miatt – a valóságban a lejtésszög ugyanaz volt, mint a tetőé, vagyis 7°.

- A legjobb (legkisebb) minimálisan szükséges felület a telepítéshez közvetlen felszíni felszerelés esetében, ami csak optimális lejtésszögű, a régió esetében 35°-os, déli tájolású felület esetében optimális a maximum éves termeléshez, míg a modulok optimális lejtésszögű déli tájolású telepítéséhez az összes többi esetben nagyobb felület szükséges, illetve valamivel kisebb villamosenergia termelés várható közvetlenül a felszínre telepítés esetében. A nagyobb határfoknak tulajdoníthatón a nagy hatékonyságú monokristályos modulok igénylik a beépített teljesítmény legkisebb, 5,25 m²/kW fajlagos minimális felszíni területét, míg a figyelembe vett kristályos szilícium modulok esetében ez az érték 6,54 m²/kW, 8,19 m²/kW feletti a közepes hatékonyságú CIS technológia esetében és akár 14,30 m²/kW nagyságú is lehet a legrosszabb hatékonyságú amorf szilícium technológia esetében.
- A műszaki jellemzők alapján legrosszabbként a legalacsonyabb határfokú és természetesen a legnagyobb fajlagos tetőfelületet igénylő amorf szilícium technológiát lehetett meghatározni, ezt a legrosszabb kitöltési tényezőjű, többrétegű CIS technológia követte, miközben a műszakilag jelentősen jobbak és lényegesen olcsóbbak (széleskörű piaci beszerezhetőséghez kapcsolódóan) az általánosan használt monokristályos és polikristályos szilícium technológia.

Az 24. táblázatban bemutatott költség-haszon elemzés a fotovoltaikus rendszerek két tipikus példája esetében lett elvégezve: jellemzően háztartási beruházásokhoz kapcsolódó kisméretű (maximum 10 kW beépített teljesítményű) modulok és jellemzően vállalkozókhoz kapcsolódó nagyméretű (akár 300 kW beépített teljesítményű) modulok esetében, ahogyan az 9. fejezet kifejti.

A költség-haszon analízis öt különböző modultechnológia árát tételezi fel a REGPHOSYS projekten belüli beszerzési eljárás, valódi megvalósítás, a horvátországi (HR) és magyarországi (HU) bekötési és karbantartási költségek, valamint a 2014 évi horvát és magyar tarifarendszerek szerinti hivatalos ösztönző árak alapján, ahogyan a műszaki-gazdasági modell és a költség-haszon analízis ismerteti az 9. fejezetben, ahol a max. 4 kW-os kisméretű és max. 300 kW beépített teljesítményű kisméretű rendszerek határárainak alapja a megújuló energiákat hasznosító (RES) és kogenerációs rendszerekkel történő energiatermelésre ösztönző horvát tarifarendszer, annak figyelembevételével, hogy a magyar törvényhozás nem ismer el ilyen megosztást (a fajlagosan nagyobb költségű kisebb rendszereket részesíti előnyben).

24. táblázat: Különböző modultechnológiájú fotovoltaikus rendszerek műszaki-gazdasági jellemzőinek összehasonlítása

PV rendszer gazdasági jellemzői	Mono Si Bisol BMO250	CIS Solar Frontier SF-150	Amorph Si Masdar MPV-100S	Nagy hatékonyságú mono Si Panasonic VBHN240SE10	Poly Si Bisol BMU250
Fajlagos beruházás*(4 kW-os, hálózatra kötött HU rendszerek) [€/kW _{csúcs}]	1767	1951	1803	2112	1800
Fajlagos beruházás* (4 kW-os, hálózatra kötött HR rendszerek) [€/kW _{csúcs}]	1990	2174	2026	2345	2023
Fajlagos beruházás* (300 kW-os, hálózatra kötött HU rendszerek) [€/kW _{csúcs}]	1330	1506	1366	1660	1364
Fajlagos beruházás* (300 kW-os, hálózatra kötött HR rendszerek) [€/kW _{csúcs}]	1553	1729	1589	1883	1587
Fajlagos nyereség 25 év alatt * (4 kW-os, hálózatra kötött HU rendszerek) [€/kW _{csúcs}]	2 933	3 003	2 704	2 936	2 823
Fajlagos nyereség 25 év alatt * (4 kW-os, hálózatra kötött HR rendszerek) [€/kW _{csúcs}]	2 956	3 051	2 734	2 991	2 848
Fajlagos nyereség 25 év alatt * (300 kW-os, hálózatra kötött HU rendszerek) [€/kW _{csúcs}]	2 059	2 108	1 897	2 061	1 981
Fajlagos nyereség 25 év alatt* (300 kW on-grid rendszerek in HR kW-os, hálózatra kötött HU rendszerek) [€/kW _{csúcs}]	4 109	4 201	3 798	4 103	3 955

* Az 9. fejezetben ismertetett költség-haszon modell szerint.

Jelölések:



Rossz



Közepes



Jó



Legjobb

A különböző nagyságú rendszerek összehasonlíthatósága érdekében a beépített teljesítmény 1 kW-jára vonatkoztatott költség-haszon analízis kiválasztott specifikus paraméterek a következőket mutatja:

- A műszakilag legjobb, nagy hatékonyságú monokristályos modulokat használó fotovoltaikus rendszerek valójában a legnagyobb és ezért a legrosszabb fajlagos befektetés igényű a rendszer nagyságától függetlenül. Például a kisméretű (pl. 4kW-os) rendszerek gyakoribb alkalmazása esetén az ilyen beruházási költségek 2110 €/kW körüli értéket érnek el Magyarországon, ami valamivel kisebb beruházási és bekötési költség a horvátországi 2340 €/kW körüli értékhez viszonyítva és ez a legvalószínűbb oka annak, hogy a háztartási kisbefektetők feladják ezek használatát és **jelentősen kisebb**, Magyarországon 1770 €/kW körüli, Horvátországban pedig 1990 €/kW körüli **beruházási költségű, hagyományos monokristályos és polikristályos modulokat** választanak. Az ilyen modulok nagy hatékonyságának tulajdonítható, legkisebb szükséges fajlagos telepítési felületének már ismertetett előnye elméletileg általánosan a legnagyobb fajlagos nyereséget kellene eredményeznie (a mérési eredményekhez kapcsolódó fenntartásokkal).
- Érdekes, hogy a **többrétegű réz-indium-szelén (CIS) modulokat használó rendszer**, mely a vizsgált technológiák között középen helyezkedik el a fajlagos beruházási költségek és a hatékonyság szempontjából, a különböző anyagok alkalmazásának és a napsugárzási spektrum (kiegészítő méréssel megerősített) jobb hasznosításának eredményeként **legnagyobb várható villamosenergia termelés** miatt, valamint azért, mert messze a legkisebb várható éves kapacitáscsökkenés miatt hosszabb távon a legnagyobb várható fajlagos nyereséget eredményezi a fotovoltaikus rendszer 25 éves életciklusa (a modul garanciaideje) alatt. Tehát a műszaki-gazdasági költség-haszon analízis alapján ez a technológia lenne javasolt.
- Ezen kívül az amorf szilíciumos technológia az, amelynek kisebb hatékonysága miatt alacsonyabb fajlagos beruházási költséget kellene eredményeznie, de kisebb mértékű piaci beszerezhetősége hasonló fajlagos beruházási költséget eredményez, mint a kristályos szilíciumos technológiák. Az életciklus alatt várható lényegesen nagyobb kapacitáscsökkenés a legkisebb várható (deflált) nyereséget eredményezi.
- A költség-haszon analízis szerint **alacsonyabb befektetési költség várható nagyobb** (max. 300 kW-os) **rendszerek** esetében is, de a kisebb (átlagosan 4-10 kW körüli kapacitású) rendszerek ösztönzési szisztémájához viszonyítva **kisebb mértékű** (horvátországi) **ösztönzése** miatt mégis **alacsonyabb várható fajlagos nyereséget** eredményez.

A 25. táblázat mutatja be a különféle technológiájú fotovoltaikus modulok kvalitatív környezeti hatásait.

25. táblázat: különböző technológiájú fotovoltaikus modulok ökológia jellemzőinek kvalitatív összehasonlítása

Modulok ökológiai jellemzői	Mono Si Bisol BMO250	CIS Solar Frontier SF-150	Amorph Si Masdar MPV-100S	Nagy teljesítményű mono Si Panasonic VBHN240SE10	Poly Si Bisol BMU250
Hulladékkezelés (közvetlen környezeti hatás)	Nagy hatékonyság = kevesebb hulladékganyag	Közepes hatékonyság = több hulladékganyag	Legkisebb hatékonyság és rövid élettartam = a legtöbb hulladék, de a cella alacsony áramfejlesztési hőmérséklete kisebb anyagfelhasználást eredményez	Még nagyobb hatékonyság = még kevesebb hulladék-anyag	Hasonló hatékonyság, mint a mono-kristályos Si
Energiafogyasztás és CO ₂ egyenérték	Nagy energiafogyasztás = hosszabb EBTP és nagyobb CO ₂ egyenérték	Rövid EBTP és alacsony CO ₂ egyenérték	Cella alacsony áramfejlesztési hőmérséklete = kisebb energiafogyasztás	Rövid EBTP és magas CO ₂ egyenérték	Rövidebb EBTP, mint a mono Si esetében, alacsonyabb CO ₂ egyenérték, nem tartalmaz mérgező anyagot

Jelölések:



Rossz



Közepes



Jó



Legjobb

A 25. táblázatban bemutatott környezeti hatások figyelembevételével az alábbi következtetések vonhatók le általánosságban:

- Egyik technológiának sincs különösebben pozitív vagy negatív hatása a környezetre mivel a többrétegű és amorf technológiák energiafogyasztása kisebb (rövidebb a befektetett energia megtérülési ideje, illetve az EBTP energia kiegyenlítődési pont elérése) és kisebb a cella (modul) előállításához felhasznált anyagmennyiség, de több hulladék is keletkezik a kisebb hatékonyság miatt.
- A közepes hatékonyságú CIS technológia több hulladékot eredményez a kristályos szilícium technológiákhoz képest, amit szem előtt kell tartani a kiválasztás során és ebből a szempontból a nagyobb hatékonyságú kristályos szilícium technológiák előnyösebbek.
- Ugyanakkor a CIS technológia kevésbé energiaigényes, így a csaknem kizárólag a cella gyártási fázisából származó általános, g/kWh_c-ben megadott, CO₂ egyenértékben kifejezett emisszió kisebbnek várható, míg ebből a szempontból a kristályos szilícium technológiák sokkal kedvezőtlenebbek, különösen a monokristályos technológiák.

- Az amorf szilíciumos technológia, habár a legalacsonyabb hatékonyságú, mégis előnyös, mivel a fotovoltaikus cella (modul) előállítása alatti hőmérséklet kisebb fajlagos anyag- és energiafogyasztást eredményez, s ennek következtében kisebb a g/kWh_e-ben kifejezett CO₂ egyenérték.

A 23. és 24. táblázatban bemutatott eredmények kiértékelése alapján az a következtetés vonható le elvileg, hogy a fotovoltaikus modulok egyes technológiáinak műszaki jellemzői és a fotovoltaikus rendszer az adott technológiákra vonatkozó műszaki- gazdasági költség-haszon analízise két jelentősen eltérő **technológia kiválasztását mutatja optimálisnak:**

- **A nagy hatékonyságú monokristályos szilíciumosat, mint technológiailag a legfejlettebbet, valamint**
- **A többretegű CIS technológiát, mint gazdaságilag a legnyereségesebbet hosszabb távon.**

Másrészt viszont általában egyáltalán nem telepítik egyik technológiát sem a **magasabb fajlagos beruházási költségek miatt**, vagyis azért, mert korlátozottak a főleg kisméretű privát háztartások beruházási lehetőségei befektetőkként ebben a régióban, valamint a monokristályos és polikristályos szilícium modulok standard technológiáihoz viszonyítva **kisebb mértékű piaci beszerezhetősége miatt.**

HU_13.4. Modulok összehasonlítása mérési eredmények alapján

A 26. táblázat mutatja be a modulok 2014. áprilisi és májusi, a napsugárzás intenzitásának és a cellák hőmérsékletének különösen a régió időjárási feltételeitől függő, valódi ingadozásait figyelembe vevő mérési eredményein alapuló összehasonlítását a standard vizsgálati (laboratóriumi) feltételek között kapottakkal.

A cél annak bemutatása, hogyan befolyásolhatják a regionális időjárási viszonyok a valódi villamosenergia termelést az elméleti számításokhoz képest, most a részletesen a korábbi fejezetben kifejtett, valóságban mért műszaki jellemzőket használva. Az egyenáramú oldali mérések (különösen a mért kimenő teljesítmény, hatásfok és kitöltési tényező) adnak így lehetőséget összehasonlításra a készülékgyártók által standard vizsgálati (STC) feltételek között meghatározott műszaki jellemzőkkel.

Ugyanez lett elvégezve az 27. táblázathoz, melyben a különböző technológiájú fotovoltaikus modulok vannak összehasonlítva a PV emulátor szerint várható becsült villamosenergia termeléssel, azokat a napokat (vasár- és ünnepnapokat) figyelmen kívül hagyva, amelyeken nem történtek mérések, a PVGIS szerint várható villamosenergia termelés elméletileg becsült értékével, valamint két kiválasztott, eltérő időjárási viszonyú – a „Fotovoltaikus emulátorral végzett mérések” fejezet megfontolásai szerint felhős és túlnyomóan napos – napoké van összehasonlítva. Ezt követően a villamosenergia termelés összes adata specifikus éves vagy napi értéként lett megadva a beépített teljesítmény [kWh/kW_{csúcs}] értékéhez viszonyítva annak érdekében, hogy lehetővé tegye különböző nagyságú rendszerek elemzési eredményeinek összehasonlítását.

26. táblázat: Modulok műszaki jellemzőinek összehasonlítása a tényleges mérések standard vizsgálati (STC) feltételekhez viszonyítása alapján

Modul műszaki jellemzői	Mono Si Bisol BMO250	CIS Solar Frontier SF-150	Amorph Si Masdar MPV- 100S	Nagy hatékonyságú mono Si Panasonic VBHN240SE10	Poly Si Bisol BMU250
Áprilisban és májusban mért átlagteljesítmény* [W]	78,3	59,49	36,12	80,16	79,15
Mért átlagteljesítmény* STC eredményekhez viszonyítva* [energiaegység]	0,313	0,396	0,361	0,334	0,317
Mért átlagos hatásfok* (általános) [energiaegység]	0,134	0,1305	0,073	0,180	0,138
Mért átlagos hatásfok* STC eredményekhez viszonyítva [energiaegység]	0,873	1,067	0,927	0,945	0,901
Mért átlagos kitöltési tényező* (elektromos hatásfok) [energiaegység]	0,733	0,681	0,671	0,745	0,719
Mért átlagos kitöltési tényező* STC eredményekhez viszonyítva [energiaegység]	0,983	1,081	1,012	0,949	0,981

* * Az STC feltételekkel meghatározott műszaki jellemzők szerint, lásd a korábbi fejezetben ismertetett adatbázist.

Jelölések:



Rossz



Közepes



Jó



Legjobb

A mérési eredmények összehasonlítása a következőket mutatta ki:

- A valódi mért átlagteljesítmény a valódi időjárási viszonyoktól függött a megfigyelt mérési időszak alatt.
- Habár az egyes modulok abszolút mért átlagos kimenő teljesítmény, hatásfok és kitöltési tényező adatai alapján a kristályos szilícium technológiák előnyösségére lehetett következtetni, amelyek a nagyobb hatékonyság miatt hasonló modulméreteknél nagyobb beépített és átlagteljesítménnyel rendelkeznek, a tényleges időjárási feltételeknek kitett öt különböző technológiájú fotovoltaikus modul mért kimenő teljesítményének összehasonlítása a standard vizsgálati feltételek közötti teljesítménnyel további előnyt igazol elsősorban a CIS technológia és az amorf szilícium technológia javára.

- Ezt még inkább megerősíti az átlagos mért általános teljesítmény és átlagos kitöltési tényező elemzése, **ami tovább igazolja a többrétegű CIS technológia előnyeit, melynél nagyobb villamosenergia termelés várható valódi regionális időjárási viszonyok között azonos beépített teljesítmény mellett.**
- Megjegyzendő, hogy az átlagos mért hatásfok STC feltételek között kapotthoz viszonyított aránya csak a CIS technológia esetében nagyobb 1-nél annak a ténynek az ellenére, hogy a mérésekre kisebb napsugárzás intenzitási körülmények között és túlnyomóan felhős időben került sor, ami a többrétegű fotovoltaikus cellák jobb reagálását mutatja a napsugárzás széles spektrumára.

27. táblázat: A villamosenergia termelés összehasonlítás a különböző modultechnológiák alapján, összehasonlítva a fotovoltaikus emulátort a PVGIS-el

PV rendszer energetikai jellemzői	Mono Si Bisol BMO250	CIS Solar Frontier SF-150	Amorph Si Masdar MPV-100S	Magas hatékonyságú mono Si Panasonic VBHN240SE10	Poly Si Bisol BMU250
Átlagos mért napfény-besugárzás áprilisban és májusban* [W/m ²]	376,90	376,90	376,90	376,90	376,90
Átlagos mért napfény-besugárzás áprilisban és májusban PVGIS becsléshez viszonyítva** [energiaegység]	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937
Fajlagos emulált villamosenergia termelés áprilisban és májusban* [kWh/kW _{csúcs}]	231,54	268,67	208,71	225,52	216,49
Fajlagos emulált villamosenergia termelés áprilisban és májusban PVGIS becsléshez viszonyítva** [energiaegység]	0,834	1,037	-	0,881	0,846
Fajlagos emulált villamosenergia termelés felhős napon* [kWh/kW _{csúcs}]	2,61	3,14	3,19	2,68	2,66
Fajlagos emulált villamosenergia termelés napsütéses napon* [kWh/kW _{csúcs}]	4,68	5,50	5,01	4,72	4,50

* A villamosenergia termelés PV emulátorral becsült, 7. fejezetben ismertetett becslése szerint. Fotovoltaikus emulátoron végzett mérés.

** Villamosenergia termelés PVGIS becslése szerint.

Jelölések:



Rossz



Közepes



Jó



Legjobb

A méréseknek a REGPHOSYS projekt korlátozott időtartama miatt csupán két hónapi (áprilisi és májusi) viszonylag rövid idejű rendelkezésre állását figyelembe véve a mért átlagos villamosenergia termelés, valamint a villamosenergia termelés PV emulátor használatával becsült értéke lett összehasonlítva a villamosenergia termelés PVGIS módszeren alapuló becsült értékével.

A különböző modultechnológiájú fotovoltaikus rendszerek villamosenergia termelési eredményei a következőket mutatják:

- Habár a mérés a PVGIS szerinti átlagos áprilisi és májusi napsugárzási intenzitáshoz képest átlagon aluli (rendkívül esős) áprilisban kezdődött és átlagon felül napos májusban fejeződött be, az eredmények általánosan megfelelnek a pontod PVGIS klímamoddellel jósolt átlagos napsugárzás 93,7%-ának.
- Ezeket az adatokat az egyes modulok u-i karakterisztikájának mérése, a 12 kW beépített teljesítményű fotovoltaikus rendszer 7. fejezetben ismertetett, fotovoltaikus emulátorral becsült villamosenergia termelése és az említett két hónap alatti kW-ra vonatkozó fajlagos értékek alapján az 27. táblázat mutatja be.
- A villamosenergia termelés PVGIS használatával becsült értékeihez viszonyított összehasonlítás erős korrelációt mutat a mért átlagos napfénybesugárzáshoz viszonyított PVGIS szerinti érték szorzatával és a különböző modultechnológiák mért átlagos mért hatásfoka alapján az 27. táblázat mutatja. **ami igazolja a mérések pontosságát.**
- A fentieken túlmenően a fotovoltaikus rendszer rövidtávú időjárési feltételekre való reagálásának megerősítése érdekében két tipikus – egy felhős és egy (túlnyomóan) napos – nap relatív összehasonlítása történt. Az összehasonlítás a vékonyréteg technológiák jelentős előnyösségét mutatja a kristályos szilíciumossal szemben, de a CIS technológia hatékonyabb napos időben a villamosenergia termelés tekintetében 5,50 [kWh/kW_{csúcs}/nap] teljesítménnyel, míg az amorf szilíciumos technológia hatékonyabb felhős időben [3,19 kWh/kW_{csúcs}/nap]. Ennek oka a különböző technológiájú PV rendszerek U-I karakterisztikájának a napsugárzás intenzitásában és a cella hőmérsékletében bekövetkező változásokra való eltérő reagálásában rejlik.

Végső következtetésként ez az összehasonlítás egyértelműen azt mutatja, hogy **a több-rétegű CIS technológia alkalmazása esetén általában a fotovoltaikus transzformáció nagyobb relatív hatékonysága várható más technológiákhoz viszonyítva és ennek révén azonos beépített teljesítménynél valószínűleg nagyobb a villamosenergia termelése is a szilíciumos technológiákhoz képest.**

A projekt időtartama által korlátozott rövid mérési időszakra tekintettel azonban hosszabb időtáv tekintetében a műszaki-gazdasági értékelés és költség-haszon analízis az x fejezetben ismertetett modellben lett elvégezve PVGIS módszer szerinti becsléssel. **Legalább egy éves vagy szükség esetén akár hosszabb idejű mérésekkel lenne lehetőség bizonyossággal megerősíteni azokat a feltételezéseket, hogy a CIS technológiáktól nagyobb villamosenergia termelés várható, mint a PVGIS módszerrel becsültek.**

Ha ez a feltételezés igaznak bizonyul, nem változtatja meg, csak még inkább megerősíti azt a felvetést, hogy a CIS több-rétegű technológia a gazdaságilag legmegvalósíthatóbb megoldás Horvátország és Magyarország határon túlnyúló régiójában nagyobb villamosenergia termelésével a régió időjárési viszonyai között annak ellenére, hogy kezdeti fajlagos beruházási költségei magasabbak és nagyobb telepítési területet

igényel, de fontos megtartani azokat az ösztönzési szisztémákat is, amelyek beépültek a költség-haszon számításokba és a villamosenergia kiegyenlített (LCOE) költségének fluktuációit követi, vagyis számításba veszi a fotovoltaiikus rendszerek beruházási, üzemeltetési, karbantartási, külső (emisszióhoz kapcsolódó) és leszerelési költségeit egyaránt.

LITERATURE/LITERATURA/IRODALOMJEGYZÉK

- Baggini, A. 2008: Handbook of Power Quality. West Sussex, John Wiley & Sons Ltd.
- Batrinu, F. – Chicco, G. – Schlabach, J. – Spertino, F. 2006: Impacts of grid-connected photovoltaic plant operation on the harmonic distortion. In: Proc. in. conf. IEEE, Melecon, May; 2006. p. 861–4.
- Belmili, H. – Haddadi, M. – Aitchekh, S. M. – Chikouche, A. 2011 Semi-Virtual laboratory design for photovoltaic generator characterization performance. *World Renewable Energy Congress* 2011, Linköping, Sweden.
- Béres Cs. 2014: Az elektromos energiatermelés demokratizálása és decentralizálása. In: Szabó V.–Fazekas I. (szerk.): *Környezettudatos energiatermelés és -felhasználás III.* Debrecen, MTA DAB. pp. 205–210.
- BLM 2013: Best Management Practices for Reducing Visual Impacts of Renewable Energy Facilities on BLM-Administered Lands. US Department of the Interior Bureau of Land Management Wyoming State Office.
- Bódi T 2010: *A szén-dioxid elhelyezése kimerült szénhidrogén telepekben.* Miskolc, Miskolci Egyetem Alkalmazott Földtudományi Kutatóintézet. TÁMOP 4.2.1.B–10/2/KONV–2010–0001 előadás.
- Buday-Sántha A. (szerk.) 2013: *Dél-dunántúli régió fejlesztése. II. kötet.* Pécs, Pécsi Tudományegyetem.
- Can, H. 2013: Model of a photovoltaic panel emulator in MATLAB-Simulink; *Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences.* 21. pp. 301–308. doi:10.3906/elk-1105-29
- Canadell, J. G. – Le Que, C. – Raupach, M. R. – Field, C. B. – Buitenhuis, E. T. – Ciais, P. – Conway, T. J. – Gillett, N. P. – Houghton, R. A. – Marland, G. 2007: Contributions to accelerating atmospheric CO₂ growth from economic activity, carbon intensity, and efficiency of natural sinks. – *PNAS.* 47. pp.
- Citypopulation 2014: Orahovica Retrieved from <http://www.citypopulation.de> 02.05.2014
- Csizmadia Z. 2008: Társadalmi kapcsolatok a szlovák-magyar határtérségben. – *Tér és Társadalom.* 3. pp. 27–50.
- Dióssy L. – Tóth J. 2011: Sokszor az a drága, ami olcsó. – *ZIP magazin.* December. pp.16–20.
- Dombi M. – Kuti I. – Balogh P. 2012: Adalékok a megújuló energiaforrásokra lapozott projektek fenntarthatósági értékeléséhez. – *Gazdálkodás.* 5. pp. 410–425.
- DZS 2011: Državni Zavod Za Statistiku. Baze Podataka. <http://www.dzs.hr/default.htm> [cit. 2014.04.10.]
- Eckert K. 2012: Napkollektor mint hulladék? – *ZIP magazin.* Május. pp. 23–24.
- ECN 2006: Photovoltaic systems now have energy pay back times as low as 1.7 years! Energy research Centre of the Netherlands Retrieved from ecm.nl at 29.04.2014.
- Ehsani, A. H. – Quiel, F. 2009: A semi-automatic method for analysis of landscape elements using Shuttle Radar Topography Mission and Landsat ETM+ data. – *Computers & Geosciences.* 2. pp. 373–389.
- EMVA 2012: Napelemes projekt Hódmezővásárhelyen. http://www.emva.hu/index.php?id=hirek&art_id=797 [29.04.2014.]
- EN 50160:2010. Voltage characteristic of electricity supplied by public distribution systems.
- Energia a Napból, 2014. <http://www.kzs.hu/nap/hungarian/home.htm>
- EPIA 2010: Photon International Analysis: Efficiency based on standard test conditions, 2010.
- European Commission, DG Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport: PVGIS PhotoVoltaic Geographical Information System. <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>, 2013.
- European Commission, DG Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport, Renewable Energy Unit: PV Status Report 2013, Ispra, Italy, September 2013.
- Faludi E. 1995: Aprófalvak együttműködési formái Baranyában. In: Kovács T. (szerk.): *III. Falukonferencia. A mezőgazdaságtól a vidékfejlesztésig.* Pécs, MTA RKK, pp. 380–384.
- Fekete, K. – Klaić, Z. – Majdandžić, Lj. 2012: Expansion of the residential photovoltaic systems and its harmonic impact on the distribution grid. *Renewable energy.* 43. pp. 140–148.
- Fthenakis, V. M. 2000: End-of-life management and recycling of PV modules. – *Energy policy.* 28. pp. 1051–1058.
- Garcia-Garrido, E. – Lara-Santillán, P. – Zorzano-Alba, E. – Mendoza-Villena, M. – Zorzano-Santamaría, P. – Fernández-Jiménez, L. A. – Falces, A. 2009: Visual impact assessment for small and medium sized PV plants. – *Advances in Power and Energy Systems.* pp. 57–61.
- Grady, W.M. – Santoso, S. 2001: Understanding power system harmonics. – *IEEE Power Engineering Review.* 11. pp. 8–11.
- Green, M. A. – Emery, K. – Hishikawa, – Warta, W. 2011: Solar cell efficiency tables (version 37). – *Progress in Photovoltaics: Research and applications.* 1. pp. 84–92.

- Habermas, J. 1999: *A társadalmi nyilvánosság szerkezetváltozása*. Budapest, Osiris Kiadó.
- Hansen, J. – Sato, M. – Kharecha, P. – Beerling, D. – Berner, R. – Masson-Delmotte, V. – Pagani, M. – Raymo, M. – Royer, D. L. – Zachos, Z. C. 2008: Target atmospheric CO₂: Where should humanity aim? – *Open Atmos.* 2. pp. 217–231.
- Hartung K. 2014: A Dráva régió energiafelhasználási jellemzői. In: Varjú V. 2014 (szerk.): *Napelemes energia és környezet: A napelemes energiatermelés komplex feltételrendszere Magyarországon, a magyar–horvát határtérségben, és leckék a globális térből*. 151 p. Pécs–Osijek, MTA KRTK Regionális Kutatások Intézete–Sveučilište Josip Juraj Strossmayer u Osijeku Elektrotehnički fakultet Osijek, pp. 52–55.
- IEEE Standard for interconnecting distributed resources with electric power systems; 2003. IEEE Standard 1547–2003.
- Kalogirou, S. A. 2009: *Solar Energy Engineering - Processes and Systems*. London, Academic Press.
- Kaltschmit, M. – Streicher, W. – Wiese, A. 2007: *Renewable energy. Technology, Economics and Environment*. Berlin, Springer.
- Karlović Ivan “Modeliranje proizvodnje električne energije iz energije Sunca” Diplomski rad, Fakultet elektrotehnike i računarstva Zagreb, 2008.
- Kassai-Szoó D. 2014: Városi tetőfelületeken hasznosítható szoláris potenciál. In: Szabó V. – Fazekas I. (szerk.): *Környezettudatos energiatermelés és -felhasználás III*. Debrecen, MTA DAB. pp. 128–133.
- 2010 *Solar Technologies Market Report*. U.S. Department of Energy, November 2011. <http://www.nrel.gov/docs/fy12osti/51847.pdf> [February 2014].
- Klaic, Z. – Sipl, D. – Nikolovski, S. 2013: Economic Impact of Power Quality Disturbances. CIRED, 22nd International Conference on Electricity Distribution, Stockholm, 10–13 June 2013.
- Krauter, S. C. W. 2006: *Solar Electric Power Generation – Photovoltaic Energy Systems*. Berlin, Springer.
- Kreuter, S. – Ruther, R. 2004: Considerations for the calculation of greenhouse gas reduction by photovoltaic solar energy. – *Renewable Energy*. 3. pp. 345–355.
- KSH 2011, Népszámlálási adatok, TEIR adatbázis.
- Kumari, J. S. – Babu, Ch. S. 2012: Mathematical Modeling and Simulation of Photovoltaic Cell using Matlab-Simulink Environment. – *International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE)*. 1. pp. 26–34.
- Le Quééré, C. et al. 2009: Trends in the sources and sinks of carbon dioxide. – *Nature Geoscience*. 12. pp. 831–836.
- LUC 2013: Devon Landscape Policy Group Advice Note No. 2: Accommodating Wind and Solar PV Developments in Devon's landscape. LUC Environmental Planning Design & Management, Final Report.
- Luque, A. – Hegedus, S. 2003: *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*. West Sussex, John Wiley & Sons.
- Lynn, P. A. 2010: *Electricity from Sunlight: An Introduction to Photovoltaics*. West Sussex, John Wiley & Sons.
- Ma, C-M. 2013: Adsorption of toluene on mesoporous materials from waste solar panel as silica source. – *Applied Clay Science*. August. pp. 196–201.
- Masters, G. M. 2004: *Renewable and Efficient Electric Power Systems*. Hoboken, New Jersey, John Wiley & Sons.
- Matić, Z. 2007: *Sun Radiation on Area of Republic of Croatia – Handbook for Energy Usage of Sun Radiation*. Zagreb, Energy Institute Hrvoje Požar.
- METREL PV Remote Unit A1378 – User manuals (www.metrel.si May 2014)
- Mezei, C. 2008: *The Role of Hungarian Local Government in Local Economic Development*. Pécs, Centre for Regional Studies of Hungarian Academy of Sciences. (Discussion Papers, 63).
- Mrežna pravila elektroenergetskog sustava, Hrvatska, 2004 (Croatian Grid Code, 2004).
- MTA 2008: A geotermikus energiahasznosítás nemzetközi és hazai helyzete, jövőbeni lehetőségei Magyarországon. Ajánlások a hasznosítást előmozdító kormányzati lépésekre és háttér tanulmány. Budapest.
- Müller, A. – Wambach, K. – Alsema, E. A. 2006: Life Cycle Analysis of Solar Module Recycling Process. – *Materials Research Society*. 895. pp. 1–6.
- Nelson, V. 2011: *Introduction to Renewable Energy*. CRC Press. Boca Raton, Taylor and Francis Group.
- Németh K. 2011: *Dendromassza-hasznosításon alapuló decentralizált hőenergia-termelés és felhasználás komplex elemzése*. Keszthely, Pannon Egyetem. (PhD-értékezés).

- Németh K. 2012: *Települési energiaellátás: merre visz az út?* 54. Georgikon Napok. Pannon Egyetem Georgikon Kar, Keszthely, 2012. október 12–13.
- Németh K. – Cseke B. 2008: Megújuló energia út hálózat a környezettudatos fejlődésért. II. Terület- és vidékfejlesztési konferencia, Kaposvári Egyetem, Kaposvár, 2008. április 25.
- Nikolovski, S. – Klaić, Z. – Novinc, Ž. 2004: Statistical Analysis of Measured Power Quality Indices in Distribution Networks. 17th International Wroclaw Symposium and Exhibition on Electromagnetic Compatibility, Wroclaw.
- NOAA 2013: Atmospheric CO₂ for August 2013. Mauna Loa Observatory. Retrieved from co2now.org, at 08.10.2013.
- NREL 2013: National Center for Photovoltaics, <http://www.nrel.gov/ncpv/>, December.
- NSC 2013: Renewable and low carbon energy generation in North Somerset: Solar Photovoltaic (PV) Arrays. North Somerset Council, Supplementary Planning Document. Retrieved from <http://www.n-somerset.gov.uk/>
- Olson, M. 1997: *A kollektív cselekvés logikája. Közjavak és csoportelmélet*. Budapest, Osiris Kiadó.
- Pachauri, R. K. – Reisinger, A. 2007: IPCC fourth assessment report – Climate change 2007: Synthesis Report. IPCC, Geneva, Switzerland
- Pagliaro, M. – Palmisano G. – Ciriminna, R 2008: *Flexible Solar Cells*. Weinheim, WILEY-VCH.
- Pálné Kovács I. 2008: *Helyi kormányzás Magyarországon*. Budapest–Pécs, Dialóg Campus Kiadó.
- Pálvölgyi T. – Simon A. – Mészáros G. 2014: Egyes magyarországi megújuló energiaforrások komplex fenntarthatósági értékelése. In: Szabó V. – Fazekas I. (szerk.): *Környezettudatos energiatermelés és -felhasználás III*. Debrecen, MTA DAB. pp. 185–191.
- Papaioannou, I. T. – Bouhouras, A. S. – Marinopoulos, A. G. – Alexiadis, M. C. – Demoulias, C. S. – Labridis, D. P. 2008: Harmonic impact of small photovoltaic systems connected to the LV distribution network. In: Proc. in. conf. IEEE European Electricity Market, Lisbon, pp. 1–6.
- Patocskai M. 2013: *Üvegházhatású gázok vizsgálata és azok kibocsátását meghatározó társadalmi szemléletmódok feltárása Baján és környékén*. Pécs, Pécsi Tudományegyetem Földtudományok Doktori Iskola. (PhD-értékezés).
- Photovoltaics Report*. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, Freiburg, 2013, www.ise.fraunhofer.de [February 2014].
- Požar, H. 1973: Fundamentals of Energy (in Croatian). Zagreb, Školska knjiga.
- Rácz Zs. 2013: 1 kWh villamos energia=0,35 kg széndioxid kibocsátás. <http://www.mnnsz.hu/1kwh-villamos-energia-05-kg-szendioxid-kibocsatas/>
- REN21: Renewables 2013 Global Status Report, <http://www.ren21.net>, December 2013.
- Schlabach, J. 2008: Harmonic current emission of photovoltaic installations under system conditions. In: Proc. in. conf. IEEE European Electricity Market, Lisbon; pp. 1–5.
- SEAWORD Solar Survey 100/200R – User manuals (<http://www.seaward-groupusa.com/> May 2014)
- Shibasaki, M. – Warburg, N. – Springer, J. – Lombardelli, S. 2006: *Recycling of thin-film solar modules life cycle assessment case study*. 21st European Photovoltaic Solar Energy Conference, Dresden, Germany.
- SIO (Scripps Institution of Oceanography) 2013: Atmospheric CO₂ datasheet information. University of California – San Diego, USA. Retrieved from co2now.org at 09.02.2013
- SMA 2014: CO₂ Factor. Factor for calculating the amount of CO₂ avoided in power generation. Solar Technology AG. Retrieved from <http://files.sma.de/dl/7680/SMix-UEN091910.pdf> [29.04.2014.]
- Solar Photovoltaics. Technology Brief*. International Renewable Energy Agency, IEA – Energy Technology Systems Analysis Programme, www.irena.org/Publications [February 2014].
- Szalontai G. 2012: Napelemek: több évtizedes szolgálat. – *ZIP magazin*. Április. pp. 18.
- Szűnyog I. 2012: A villamos erőműi szén-dioxid-kibocsátás földalatti tárolásának lehetőségei Magyarországon. – *Műszaki földtudományi közlemények*. 1. pp. 211–220.
- Tsoutsos, T. – Frantzeskaki, N. – Gekas, V. 2005: Environmental impacts from the solar energy technologies. *Energy Policy*. 33. pp. 289–296.
- Twidell, J. – Weir, T. 2006: *Renewable Energy Resources*. Second edition. London–New York, Taylor & Francis.
- Varjú V. (szerk.) 2014: *Napelemes energia és környezet: A napelemes energiatermelés komplex feltételrendszere Magyarországon, a magyar–horvát határtérségben, és leckék a globális térből*. Pécs–Osijek, MTA

- KRTK Regionális Kutatások Intézete–Sveučilište Josip Juraj Strossmayer u Osijeku Elektrotehnički fakultet Osijek.
- Varjú V. 2014: Környezetszociológiai aspektus – a helyi társadalom és fő aktorainak szerepe. In: Varjú V. (szerk.): *Napelemes energia és környezet: A napelemes energiatermelés komplex feltételrendszere Magyarországon, a magyar–horvát határtérségben, és leckék a globális térből*. 151 p. Pécs–Osijek, MTA KRTK Regionális Kutatások Intézete–Sveučilište Josip Juraj Strossmayer u Osijeku Elektrotehnički fakultet Osijek, pp. 30–32.
- Weadock, N. 2011: Recycling Methods for Used Photovoltaic Panels. <http://2011.solarteam.org/>
- Wesselak, V. – Schabbach, T. 2009: *Regenerative Energietechnik*. Heidelberg, Springer.
- Wilde, Gy. 2003: Az üvegházi gázok kibocsátásnak becslési módszertana az olaj- és gáziparban. – *Kőolaj és Földgáz*. 10. pp.113–118.
- Wireless Weather station – User manuals (www.conrad.com, May 2014)
- Zimler T. 2010: Napsütötte hulladékok. – *Hulladéksors*. 6. pp. 38–39.

INTERNET RESOURCES

- <http://www.alternativenergia.hu/>
- <http://elolanc.hu/>
- <http://www.hoe.hu/hulladektoervenyl>
- <http://www.mnnsz.hu/>
- <http://www.megujulofutes.hu/>
- Nemzeti Energiastratégia 2030. elérhető: <http://www.kormany.hu/download/4/f8/70000/Nemzeti%20Energiastrat%C3%A9gia%202030%20teljes%20v%C3%A1ltozat.pdf>
- <http://www.biogazunio.hu/projektek/kaposszekcso/>
- <http://www.szigetvarigyogyfurd.hu/>
- Technical Application Papers No.10 – Photovoltaic system, ABB, www.abb.com, 2013.
- <http://www.solaconnections.com.au/> January 2014
- <http://www.solarpanelking.com/> January 2014
- http://www.diytrade.com/china/pd/6560765/Thin_Film_Solar_Panel_100W.html January 2014
- <http://www.directindustry.com/> February 2014
- <http://www.volker-quaschnig.de/> February 2014

CONTRIBUTORS

Valéria FONYÓDI is a cartographer at Transdanubian Research Department of IRS CERS HAS (www.rkk.hu/en) dealing with figure editing as well.

Katalin HARTUNG is a PhD student and international coordinator at the University of Pécs, Faculty of Business and Economics, Doctoral School of Regional- and Economic Sciences (www.ktk.pte.hu) Her main research areas are renewable energy, system thinking, strategic management, blue economy. E-mail: hartungk@ktk.pte.hu

Réka HORECZKI (Economist, PhD aspirant) is a junior research fellow at Transdanubian Research Department of IRS CERS HAS (www.rkk.hu/en). Her research activities are focused to present the long-term developmental laws and characteristic features that heavily influence the economic, social and political life of the small town and the possibilities of measuring social capital. E-mail: horeczki@rkk.hu; CV: http://www.rkk.hu/en/cvs/horeczki_reka.html

Zvonimir KLAIC is assistant professor, head of Laboratory for Electromagnetic Compatibility (<http://www.etfos.unios.hr/?zavodi&Laboratorij-za-elektromagnetsku-kompatibilnost-ZEE>) at the Department for Power Engineering of Faculty of Electrical Engineering Osijek. Scientific research fields: power quality, smart grid, lighting efficiency. E-mail: klaic@etfos.hr

Sándor Zsolt KOVÁCS is economist and junior research fellow at Transdanubian Research Department of IRS CERS HAS (www.rkk.hu/en). His research fields are the different factors of local and regional development and he has more statistical and mathematical skills for economic modelling. E-mail: skovacs@rkk.hu; CV: http://www.rkk.hu/hu/cvs/kovacs_sandor.html

Denis PELIN received M.S degree in electrical engineering in 1995 and Ph.D degree in 2006 from the University of J.J. Strossmayera Osijek, Croatia. He is Associate Professor with the Department of Electromechanical Engineering, Faculty of Electrical Engineering Osijek. His research activities include nonlinear dynamics of power electronic systems. E-mail: pelin@etfos.hr

Balázs PALLÓS is a structural engineer working for his own company called BASE-Invest Kft. as senior designer and managing director. He has high level experience in designing and optimizing residential houses' structures and industrial plants as well. Email: info@baseinvest.hu

Péter PÓLA (PhD of economy) is a research fellow at Transdanubian Research Department of IRS CERS HAS (www.rkk.hu/en). His main research areas are rural development, institutionalization of regional interest, employment policy. E-mail: pola@rkk.hu; CV: http://www.rkk.hu/hu/cvs/pola_peter.html

Mario PRIMORAC B.Sc.E.E. is professional assistant of Laboratory for Renewable Energy Sources (<http://www.etfos.unios.hr/reslab>) and Laboratory for Electromagnetic Compatibility (<http://www.etfos.unios.hr/?zavodi&Laboratorij-za-elektromagnetsku-kompatibilnost-ZEE>) at the Department for Power Engineering of Faculty of Electrical Engineering Osijek. Scientific research fields: power quality, smart grid, renewable energy sources.

Damir ŠLJIVAC is a full professor, head of Chair for Power plants and Energy Processes and head of Laboratory for Renewable Energy Sources (<http://www.etfos.unios.hr/reslab>) at the Department for Power Engineering of Faculty of Electrical Engineering in Osijek. Scientific research fields: renewable energy sources, sustainable energy development, power system economics and reliability. E-mail: sljivac@etfos.hr CV: <http://www.etfos.unios.hr/reslab/tekst/en/7/SljivacCV-enEuropass2014.pdf>

Andrea SUVÁK is an economist, junior research fellow at Transdanubian Research Department of IRS CERS HAS (www.rkk.hu/en). Her main research areas are environmental aspects of spatial planning, local economic development, short food supply chains. E-mail: suvak@rkk.hu; CV: http://www.rkk.hu/en/cvs/suvak_andrea.html

Tamás SZABÓ is a student of geography at University of Pécs, Faculty of Sciences. His specialty is geographic information systems and their application in various research fields. E-mail: szaboy200@freemail.hu;

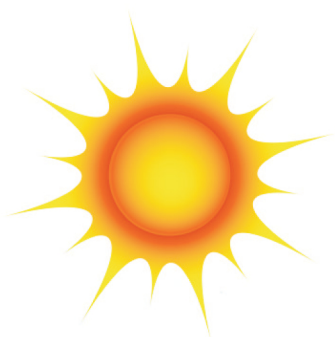
Danijel TOPIĆ received Ph.D degree in electrical engineering in 2014 from the University of J.J. Strossmayera Osijek, Croatia. He is junior researcher at the Department of Power System Engineering, Faculty of Electrical Engineering Osijek. His research activities include renewable energy sources, power generation and power system reliability. E-mail: dtopic@etfos.hr

Viktor VARJÚ (PhD of geography) is a research fellow at Transdanubian Research Department of IRS CERS HAS (www.rkk.hu/en) His main research areas are social aspects of regional development, renewable energy and environmental issues and environmental sociology. E-mail: varju@rkk.hu; CV: http://www.rkk.hu/en/cvs/varju_viktor.html

At present we are experiencing explosive development in photovoltaic energy production. During the past one or two years the number of installed photovoltaic energy-generating modules has started to increase both in the developed and underdeveloped world and capacity installation projects indicate a continuation of the dynamic growth. Costs incurred by the production of solar modules decrease year on year and the reliability and efficiency of inverters are also constantly improving. In addition to efficiency, focus must be placed also on the life-cycle of the materials used and on the reintegration of such materials into the recycling chain.

Photovoltaic energy production implies not only technical-technological prerequisites and effects but also social, economic and environmental factors and effects which are at least just as important as the former ones, consequently it is inevitable to carry out interdisciplinary research in this field.

The present, trilingual volume demonstrates the first findings that have emerged from complex, joint interdisciplinary research, based on measurement and analysis of five different PV systems.



publikon
KIADÓ

ISBN 978-615-5457-22-7



9 786155 457227 >