



Martifer Solar SA

PVTRIN Curs de instruire

Manualul Instalatorilor pentru
Sisteme Fotovoltaice Solare



CUPRINS

CUPRINS

INTRODUCERE

1. NOȚIUNI DE BAZĂ

1.1. Energia solară fotovoltaică (PV)	2
1.2. Sistemul fotovoltaic	5
1.3. Tehnologii Fotovoltaice	7
1.4. Tipuri de sisteme și aplicații fotovoltaice	10
1.5. Beneficiile tehnologiei fotovoltaice	12
1.6. Exerciții	14

2. PRINCIPII DE PROIECTARE

2.1. Vizita la fața locului	18
2.2. Dimensionarea și Proiectarea Sistemului	27
2.3. Software de simulare	41
2.4. Economia și Probleme de Mediu	45
2.5. Standarde și reglementări	50
2.6. Baze de date	53
2.7. Exerciții	58

3. BAPV și BIPV

3.1. Opțiuni de montare și integrare în clădiri	68
3.2. BIPV și BAPV pe acoperiș	69
3.3. Fotovoltaice pe fațade	72
3.4. Acoperișuri de sticlă, sisteme de umbră și alte aplicații	75

3.5. Parametrii de Proiectare și Factori de Performanță	79
3.6. Exemple din sectorul rezidențial	84
3.7. Exerciții	87

4. INSTALAREA – LUCRUL LA FAȚA LOCULUI

4.1. Lucrul în siguranță cu PV	92
4.2. Planul de instalare	99
4.3. Instalarea componentelor electrice	103
4.4. Instalarea Echipamentului	107
4.5. Instalarea Componentelor Mecanice	118
4.6. Sisteme PV conectate la rețea	123
4.7. Sisteme PV Autonome	125
4.8. Sistemul de montaj și instalarea pe clădire.	126
4.9. Finalizarea instalării sistemului PV	129
4.10. Lista de control a Instalației	134
4.11. Exerciții	136

5. STUDII DE CAZ – CELE MAI BUNE PRACTICI

5.1. Instalația PV din Școala Multilaterală din Aurinkolahti	140
5.2. Centrală PV pe Școala Kungsmad	142
5.3. Centrala solară BERDEN	144
5.4. Sistem PV pe școala din Šmartno ob Dreti	145
5.5. Atena Metro Mall	146
5.6. Sistem montat pe acoperiș și perete în Finlanda	148

5.7. Blackpool Centrul de Excelență pentru Mediul Înconjurător	149	Lectură Suplimentară în Greacă	208
6. EXEMPLU DE INSTALARE A UNUI SISTEM DE MICI DIMENSIUNI PE O CLĂDIRE	152	LISTA TABELELOR	209
6.1. Descrierea clădirii	152	LISTA FIGURILOR	211
6.2. Utilitarul Software – PV*Sol	152	REFERINȚE	216
6.3. Calculele înainte de vizitarea amplasamentului	153	MULȚUMIRI	221
6.4. Vizita în locație	154		
6.5. Dimensionarea sistemului PV	154		
6.6. Estimarea umbririi	159		
6.7. Estimarea producției de energie	159		
6.8. Calcule financiare	160		
6.9. Instalarea sistemului	162		
6.10. Plan de siguranță pentru o instalație de scară mică	165		
6.11. Exerciții	167		
7. ÎNTREȚINERE ȘI DEPANARE	170		
7.1. Planul de întreținere	170		
7.2. Greșeli și defecte comune	174		
7.3. Proceduri de diagnostic	178		
7.4. Documentația Clientului	180		
7.5. Lista de verificări pentru întreținere	180		
7.6. Exerciții	183		
8. MANAGEMENTUL CALITĂȚII ȘI GRIJA PENTRU CLIENT	186		
8.1. Principiile calității	186		
8.2. Standarde UE pentru PV	187		
8.3. Grija pentru client	188		
8.4. Exerciții	191		
9. GLOSAR DE TERMENI	192		
10. ANEXE	197		
LECTURĂ SUPLIMENTARĂ	206		
Lectură suplimentară	206		

INTRODUCERE

Energia solară poate crea mii de noi locuri de muncă.

În 2010, industria Fotovoltaică Europeană a angajat direct peste 150.000 de oameni. Potrivit Scenariului Avansat al Asociației Europene a Industriei Fotovoltaice (EPIA), 3,5 milioane de locuri de muncă full-time în sectorul global PV vor fi create până în anul 2030; din care jumătate se vor axa pe instalarea sistemelor și mentenanță. În Uniunea Europeană (EU), industria PV ar putea angaja 465.000 de oameni până în 2015, 900.000 până în 2020, și chiar 1.000.000 până în 2040.

Aplicațiile tehnologiilor fotovoltaice vor necesita tehnicieni calificați pentru instalare, reparație și întreținere. Mai mult, principalii agenți din acest sector (producători, dezvoltatori, investitori) caută oameni certificați și asigurarea calității în toate fazele instalării unui sistem fotovoltaic (proiect, instalare și întreținere). Totuși, o lipsă a lucrătorilor calificați poate influența negativ dezvoltarea planificată pe piața fotovoltaicelor.

Este de aceea clar faptul că pentru a obține o instalație de calitate este nevoie de tehnicieni instruiți și o pregătire corespunzătoare. Schemele de certificare adaugă o asigurare în plus a calității pe care instalatorul o deține (organizare, competență și echipament) pentru a finaliza construcția de sisteme fotovoltaice într-un mod sigur și eficient. În acest moment, disponibilitatea schemelor de certificare pentru instalatorii de fotovoltaice variază în cadrul Țărilor Membre. Multe țări nu au validat schemele de certificare și, deși există cursuri pentru instalatori de fotovoltaice, aceste cursuri au cerințe de eligibilitate și calificare diferite.

Printre alte obiective, Directiva UE pentru Energie Regenerabilă (2009/28/EC) obligă Țările Membre să realizeze scheme de certificare recunoscute mutual. Ca răspuns la provocările din sector, sisteme de instruire corespunzătoare și scheme de certificare - pentru validarea competenței instalatorilor – trebuie dezvoltate, pentru a asigura instalarea și operarea eficientă a sistemelor fotovoltaice care sunt realizate.

În acest context, ținta inițiativei programului European PVTRIN, susținut de programul Intelligent Energy Europe al Comisiei Europene, se axează pe dezvoltarea unei scheme de instruire și certificare pentru tehnicienii implicați în instalarea și întreținerea sistemelor fotovoltaice de scară redusă. PVTRIN dorește să stabilească bazele adoptării unei scheme de certificare mutual acceptate în Țările Membre UE. Ca o parte a activității PVTRIN, s-au realizat materiale de instruire corespunzătoare specifice pentru a ajuta tehnicienii să acumuleze cunoștințe și abilități. Acest lucru va permite acestora participarea cu succes la programele de instruire pentru dobândirea unui nivel mai înalt de calificare, în funcție de cerințele Directivei RES și a reglementărilor naționale în domeniu.

Schema PVTRIN va oferi instalatorilor:

- Cursuri de instruire de înaltă calitate: pentru a avansa în profesia lor și pentru a-și aduce la zi cunoștințele și abilitățile tehnice

- Oportunități flexibile de instruire: o platformă e-learning, asistență tehnică “24/7”, ghiduri tehnice utile, materiale și instrumente practice de instruire
- Angajabilitatea: avantajul recunoașterii și a competitivității în profesie, bazată pe o schemă certificată care urmărește standarde recunoscute de calitate
- Mobilitate: certificarea reprezintă un “pașaport” pentru piața de muncă UE.

Manualul Instalatorilor pentru Sisteme Fotovoltaice Solare a fost construit pentru a acoperi punctele cheie de cunoștințe, abilități și competențe pentru tehnicienii care doresc să participe activ la instalarea și întreținerea sistemelor fotovoltaice de mică dimensiune. Bazat pe o analiză a sarcinilor procesului de instalare a unui sistem fotovoltaic, stabilit în cursul dezvoltării schemei PVTRIN cu persoane cheie din domeniu, manualul acoperă următoarele subiecte:

1. Noțiuni de bază despre energia solară
2. Principii de proiectare
3. BAPV și BIPV
4. Siguranța muncii
5. Întreținerea și depanarea
6. Studii de caz – cele mai bune practici
7. Exemple de instalare a unui sistem fotovoltaic de mici dimensiuni în clădiri
8. Managementul calității și mulțumirea beneficiarului



Rolul acestei publicații este de a dota instalatorul de fotovoltaice cu cunoștințe practice și recomandări de bună practică; de asemenea prezintă un număr de referințe utile și încurajează instalatorul să obțină o mai profundă înțelegere a tuturor aspectelor critice în proiectarea, instalarea, depanarea și întreținerea eficientă a sistemelor fotovoltaice.

Manualul ar trebui folosit ca document ajutător ce furnizează cunoștințele teoretice, pentru a susține elevii instruiți – aducând un număr de resurse și instrumente suplimentare selectate – să se pregătească mai bine pentru examinarea de certificare. Manualul face referiri la alte publicații cheie și texte standard aplicabile proiectelor fotovoltaice, și ar trebui tratat ca un supliment și folosit în conjuncție cu aceste referințe și instrumente. Procesul de instruire include cursuri practice și teoretice combinate cu un nivel corespunzător de studiu propriu.

Cursanții ar trebui să fie conștienți că o cunoaștere aprofundată a informațiilor prezentate, care include o înțelegere a Normativelor Naționale și a legislației relevante, precum și o experiență practică în teren, sunt în general necesare pentru a încheia cu succes procesul de certificare PVTRIN.

Notă importantă:

Manualul nu își propune să fie exhaustiv sau definitiv și nu garantează acoperirea tuturor situațiilor posibile în profunzime. Manualul a fost pregătit pe bazele cunoștințelor relevante actuale asupra tehnologiei, standardelor de calitate, practici de siguranță și reglementări. Tehnicienii sunt sfătuiți să-și impună propria judecată profesională și să consulte toate reglementările curente asupra clădirilor, coduri de siguranță și sănătate, standarde și alte recomandări aplicabile, precum și informații la zi despre toate materialele și produsele pe care le folosesc.

NOȚIUNI DE BAZĂ 1



Tecnia

1. NOȚIUNI DE BAZĂ

1.1. Energia solară fotovoltaică (PV)

1.1.1. Soarele văzut ca o sursă de energie

Soarele reprezintă cea mai importantă sursă de energie pentru toate procesele naturale de pe Pământ. Este o sursă vitală de energie pentru supraviețuirea tuturor speciilor de plante și animale și furnizează energie pentru multe procese critice precum fotosinteza.

Metodele moderne de producere a energiei pe Pământ utilizează energia solară, în sensul general al cuvântului – într-un mod direct sau indirect. Forme indirecte de energie solară sunt materiale biologice din trecut care au fost transformate în combustibili fosili (petrol sau cărbune), precum și energia eoliană, hidro și bioenergie.

Instalațiile fotovoltaice solare generează o formă directă de energie solară.

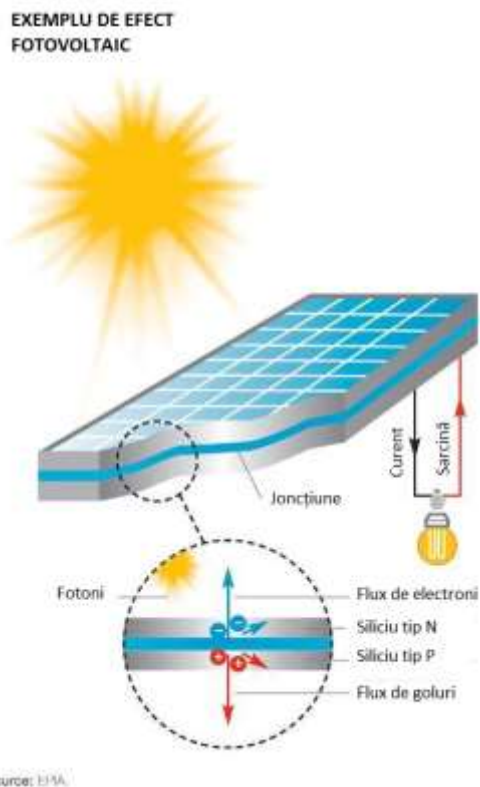
1.1.2. Ce înseamnă Fotovoltaic?

Sistemele fotovoltaice (PV) conțin celule care transformă energia soarelui în electricitate. În interiorul fiecărei celule se află straturi de material semiconductor. Căderea luminii pe celulă crează un câmp electric pe straturi, determinând circulația curentului electric.

Intensitatea luminii determină cantitatea de putere electrică generată de fiecare celulă.

Un sistem fotovoltaic poate opera chiar și în cazul unui soare mai puțin strălucitor și poate genera electricitate în zilele înnorate și cu ploaie din lumina reflectată a soarelui.

FIGURA 1. EXEMPLU PENTRU EFECTUL FOTOVOLTAIC. (Sursa: EPIA)



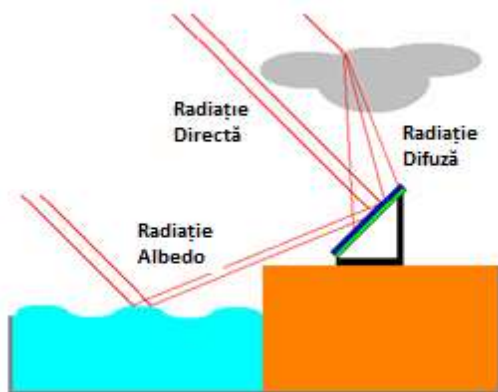
1.1.3. Iradianță solară (radiație)

La nivel global sunt acumulate cantități imense de date statistice privind energia solară. De exemplu, baza de date US National Solar Radiation a colectat date timp de 30 ani privind iradianța solară și condițiile meteorologice a 237 locații din SUA. Centrul European Reunit de Cercetare (EJRC) colectează și publică de asemenea date privind iradianța solară pentru 566 locații din Europa.

Este important de distins între următoarele cinci tipuri diferite de date de iradianță solară (3TIER, 2011):

- Iradianța Directă Normală (DNI): reprezintă cantitatea de radiație solară primită pe unitatea de suprafață de un plan care este întotdeauna menținut perpendicular (sau normal) pe razele ce cad în linie dreaptă de la poziția soarelui la orice poziție dată în cer.
- Iradianța Difuză (DIF): reprezintă cantitatea de radiație solară primită pe unitatea de arie de un plan (neumbrit), care nu ajunge pe o cale directă de la soare, ci a fost împrăștiată de molecule și particule în atmosferă sau reflectată de pământ și care poate veni din orice direcție.
- Iradianța Albedo: Un al treilea tip de iradianță numită albedo, reprezintă radiația directă sau indirectă reflectată de sol sau suprafețe învecinate (zăpadă, lacuri, pereți de clădiri, etc.).

FIGURA 2. TIPURI DE IRADIANȚĂ SOLARĂ.
(Sursă: Tkніка, 2004)



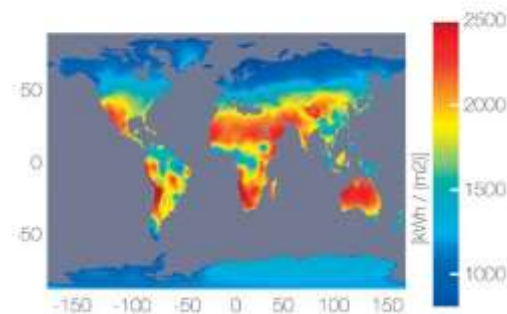
- Iradianța Globală Orizontală (GHI): reprezintă cantitatea totală de radiații unde-scurte primite de sus pe o suprafață orizontală. Include atât Iradianța Directă Normală (DNI) cât și Iradianța Difuză (DIF).
- Iradianța Globală Coplanară: reprezintă cantitatea totală de radiație solară (Directă

Normală și Difuză - DNI și DIF) primită de deasupra de o suprafață înclinată.

Datele de iradianță utilizate variază în funcție de tipul sistemului PV folosit. Sistemele PV trebuie proiectate în așa fel încât să capteze maximum posibil de radiație solară. Orientarea și înclinarea sunt prin urmare de o importanță critică. Ca o consecință, iradianța globală coplanară este cea recomandată pentru calcularea puterii produse.

FIGURA 3. IRADIANȚA SOLARĂ PE GLOB. (Sursa: Gregor Czigisch, ISET, Kassel, Germania, 2007)

IRADIANȚA SOLARĂ PE GLOB



1.1.4. Definiția unghiului

O bună înțelegere a căii soarelui este necesară pentru estimarea nivelurilor de iradianță și producția rezultată a sistemului PV.

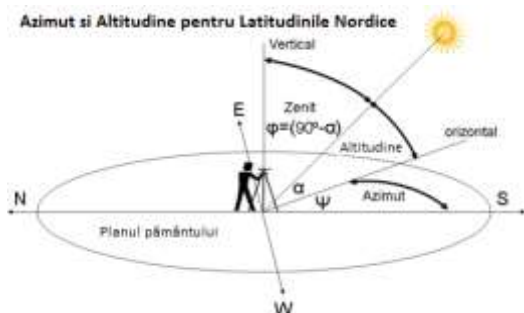
În orice loc de pe Pământ este posibilă identificarea poziției soarelui prin elevație și azimut. În general, un instalator de sistem PV definește sudul ca $\gamma = 0^\circ$ (unghiul azimut) și notează unghiurile către est și vest cu semn negativ, respectiv pozitiv. Urmând această definiție, pentru Est avem $\gamma = -90^\circ$ și pentru Vest avem $\gamma = 90^\circ$.

1.1.5. Elevația și spectrul solar

Unghiul solar de elevație α este măsurat de la orizontală, valoarea acestuia modificându-se în urma parcursului soarelui de-a lungul zilei și pe parcursul schimbării anotimpurilor. Valoarea acestui unghi are impact, pe lângă alți parametri, și asupra nivelului de iradianță solară.

Pe măsură ce trece prin atmosfera Pământului, radiația solară este deviată de particulele contaminante și poluare și este absorbită de molecule din aer. Ca o consecință, nivelul de iradianță este mai scăzut în momentul în care razele ating suprafața sistemului PV.

FIGURA 4. AZIMUTUL ȘI ELEVATIA SOLARĂ.
(Sursa: www.mpoweruk.com , 2011)



Masa Aerului (AM) caracterizează grosimea atmosferei prin care raza soarelui trebuie să treacă pentru a atinge pământul. $AM = 1$ când elevația solară este perpendiculară pe Pământ ($\alpha = 90^\circ$). Această valoare corespunde elevației solare la ecuator la prânz în timpul echinocțiului de primăvară, și nu apare practic pentru latitudinile Europei. Relația între elevația solară α și masa aerului este definită de următoarea formulă:

$$AM = 1/\sin(\alpha).$$

Pentru Europa se folosește un factor de masă a aerului de 1,5 ca medie anuală, dar se atinge chiar și un factor de 4 în Decembrie, când soarele se află la un unghi aproape de orizontală.

1.1.6. Reflecția Pământului

Trebuie folosită o valoare albedo pentru a calcula iradianța pe un plan înclinat, pentru a lua în considerare reflectivitatea mediului înconjurător. Valoarea albedo depinde de proprietățile solului. Pentru o suprafață precum zăpada, albedoul poate atinge valori de până la 0,9. În general, o valoare de albedo de 0,2 poate fi luată în considerare.

1.1.7. Măsurarea iradianței solare

Iradianța solară poate fi măsurată direct prin folosirea unui piranometru sau senzori fotovoltaici, sau indirect prin analiza imaginilor preluate de satelit.

Piranometrele sunt senzori de mare precizie care folosesc un termocuplu ce măsoară diferența de temperatură între o suprafață care absoarbe și mediul înconjurător. Aceste tipuri de dispozitive sunt foarte exacte, dar cu timp de răspuns lent deoarece funcționează pe principiul termic. Se pot obține precizii de măsurare de 0,8% pe o medie anuală.

Senzorii fotovoltaici au la bază o celulă solară calibrată și sunt mai puțin exacti decât piranometrul datorită sensibilității spectrale intrinseci. Totuși, avantajul lor îl reprezintă costul semnificativ mai redus decât cel al piranometrelor. Precizia lor dacă ne raportăm la media anuală este în gama 2% până la 5%. Senzori fotovoltaici împreună cu înregistratoare de date se folosesc adesea pentru a monitoriza sisteme PV mari.

FIGURA 5. SSR 11 SENZOR DE RADIAȚIE SOLARĂ (PIRANOMETRU). (Sursa: Hukseflux, 2011)



1.1.8. Potențial enorm

Există iradianță solară suficientă pentru a putea satisface cerințele de energie ale întregului glob. În medie, fiecare m^2 de teren pe Pământ este expus razelor soarelui pentru a produce o energie de 1.700 kWh pe an, folosind tehnologia actuală. Energia solară totală care ajunge la suprafața Pământului poate satisface de 10.000 de ori necesarul actual global de energie.

În timp ce doar o parte din iradianța solară poate fi folosită pentru a genera electricitate, această 'pierdere datorată randamentului' nu se risipește, ca în cazul combustibililor fosili, o resursă finită.

Cu cât o zonă este mai expusă luminii soarelui, cu atât puterea generată este mai mare. Zonele sub-tropicale de pe glob oferă cele mai bune locații pentru generare solară. Energia medie primită în Europa este de circa 1.200 kWh/ m^2 pe an (GHI). În comparație, în estul mijlociu mediile sunt între 1.800 și 2.300 kWh/ m^2 pe an (GHI).

EPIA a calculat că întregul consum de electricitate al Europei ar putea fi atins dacă doar 0,34% din suprafața solului Europei (o zonă echivalentă cu suprafața Olandei) ar fi acoperită cu module fotovoltaice. Calculele Agenției Internaționale a Energiei (IEA) au arătat că dacă 4% din zonele foarte uscate deșertice ar fi folosite pentru instalații PV, necesarul de energie pentru tot globul ar fi atins.

Există un potențial neaccesat imens. Suprafețe extinse precum acoperișurile, suprafețele clădirilor, terenuri necultivate și deșerturi pot fi folosite pentru producția de energie solară. De exemplu 40% din necesarul de energie electrică al Uniunii Europene ar putea fi atins în 2020 dacă toate acoperișurile și fațadele utilizabile ar fi acoperite de panouri fotovoltaice (Proiectul Sunrise 2011).

1.2. Sistemul fotovoltaic

Părțile cheie ale unui sistem fotovoltaic de generare a energiei electrice sunt:

- Celule și module fotovoltaice pentru captarea energiei solare,
- Un inverter pentru a transforma curentul continuu (DC) în curent alternativ (AC),
- Un set de baterii și controller de încărcare pentru sistemele autonome,
- Alte componente ale sistemului.

Toate componentele sistemului, cu excepția modulelor fotovoltaice, sunt numite componente ale Balanței Sistemului (BOS).

1.2.1. Modulele și celulele fotovoltaice

Celula fotovoltaică reprezintă unitatea de bază a sistemului PV. Celulele sunt conectate împreună pentru a forma ansamble mai mari numite module PV. Straturi subțiri de EVA (Acetat Etil Vinil) sau PVB (Polivinil Butiric) sunt folosite pentru susținerea celulelor și protecția împotriva intemperiei. Modulele sunt în mod normal închise între un capac transparent (de obicei sticlă) și un strat posterior pentru protecție la intemperii (de obicei realizat dintr-un polimer subțire sau sticlă). Modulele pot fi înrămate pentru o durabilitate și rezistență mecanică sporită.

FIGURA 6. CONEXIUNEA CELULELOR UNUI MODUL FOTOVOLTAIC (Sursa: Tknika,2004)

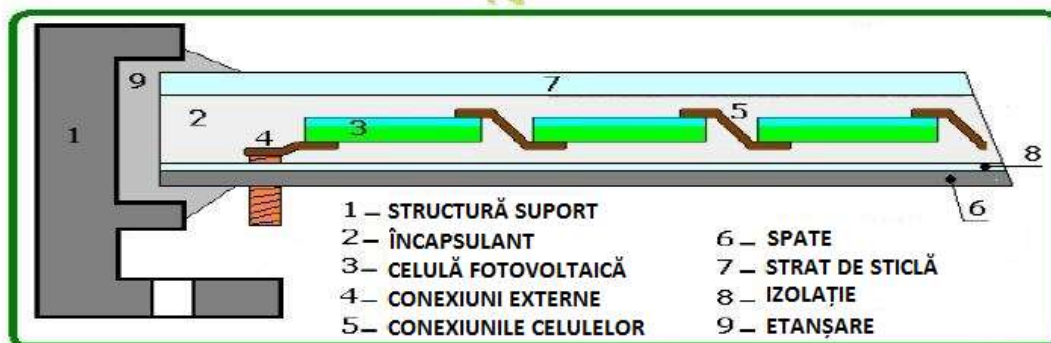
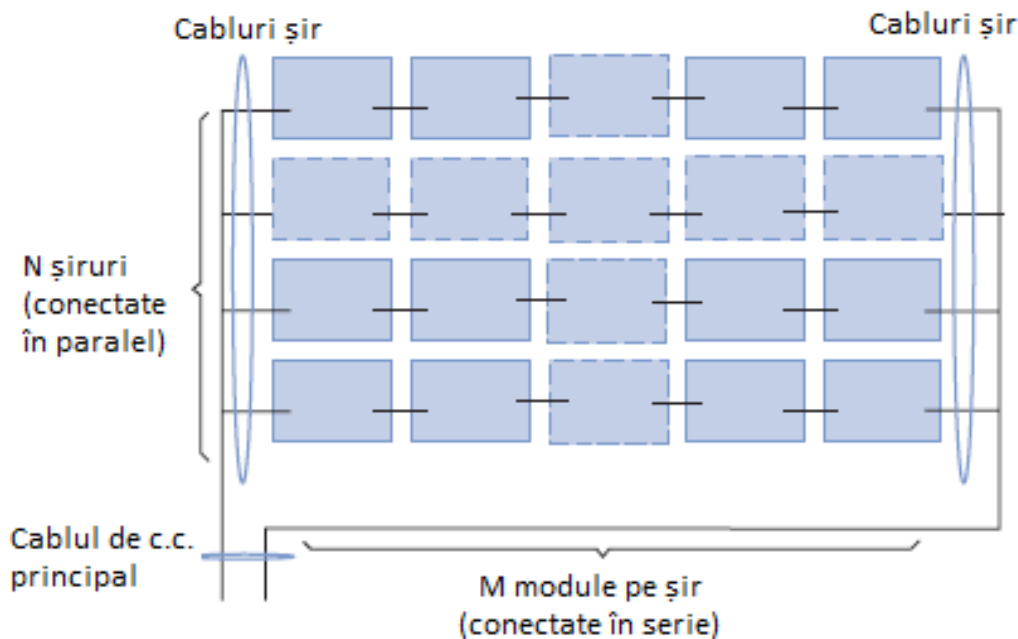


FIGURA 7. CONFIGURAȚIA UNUI SISTEM FOTOVOLTAIC. (Sursa: DTI, 2006)



Modulele pot fi conectate între ele în serie (numit șir) pentru a crește tensiunea totală produsă de sistem. Șirurile sunt conectate în paralel pentru a crește curentul total al sistemului.

Puterea generată de modulele PV variază de la câțiva wați (între 20 și 60 Wp) până la 300, 350 Wp, în funcție de mărimea și tehnologia panoului. Modulele de puteri mici sunt de

obicei folosite în aplicații de autonome, acolo unde de obicei necesarul de putere este mic.

Modulele pot fi dimensionate pentru instalarea rapidă în orice locație. Sunt robuste, fiabile și rezistente la intemperii. Producătorii de module de obicei garantează o putere generată de 80% chiar și după 20, 25 de ani de folosire. Durata de viață a unui modul este de obicei în jurul a 25 ani și poate funcționa chiar mai mult de 30 de ani.

1.2.2. Invertoarele

Invertoarele convertesc puterea în curent continuu generată de modulul PV în putere alternativă. Acest lucru face ca puterea produsă să fie compatibilă cu rețeaua electrică de distribuție și cu majoritatea aplicațiilor electrice. Invertorul este esențial pentru sistemele PV racordate la rețea. Invertoarele sunt disponibile în game largi, cu puteri ce variază de la câteva sute de wați (utilizate la sistemele autonome), până la ordinul kilowaților (cele mai frecvent întâlnite), și chiar 2.000 kW (invertoare centrale) pentru sisteme la scară mare.

1.2.3. Baterii și controlere de încărcare

Sistemele PV autonome trebuie să stocheze energia în baterii pentru utilizarea ulterioară. Cele două standarde larg răspândite sunt acumulatorii plumb-acid sau litiu-ion. Noi tipuri de baterii de înaltă performanță, proiectate special pentru aplicațiile solare sunt disponibile, cu o durată de viață de până la 15 ani. Durata de viață a unei baterii depinde de managementul ciclului de încărcare a acesteia.

Bateriile sunt conectate la sistemul PV prin controlere de încărcare. Controlerul de încărcare previne supraîncărcarea bateriei și descărcarea acesteia. Poate de asemenea să ofere informații asupra stării sistemului și permite contorizarea și evaluarea costului în raport cu energia consumată.

1.2.4. Alte component ale sistemului

În afara modulelor și a invertorului, un număr destul de mare de component poate fi adăugat la sistem. Toate aceste component sunt numite Balanța Sistemului (BoS). Cele mai comune componente sunt structurile de montare, sistemele de urmărire a soarelui, contoare de electricitate, cabluri,

optimizatoare de putere, transformatoare, cutii de joncțiune, comutatoare, etc.

1.3. Tehnologii Fotovoltaice

Tehnologiile PV sunt clasificate ca fiind de prima, a doua sau a treia generație. Tehnologia de primă generație este cea bazată pe siliciu cristalin (c-Si). A doua generație include tehnologia Film Subțire, în timp ce cea de-a treia include concentratoare fotovoltaice, organice și alte tehnologii care nu sunt comercializate încă pe scară largă.

1.3.1. Prima generație (Tehnologia siliciu cristalin)

Celulele de siliciu cristalin sunt create din straturi subțiri tăiate dintr-un singur cristal sau bloc de siliciu.

Tipul de celulă cristalină depinde de modalitatea de producere a blocului. Principalele tipuri de celule cristaline sunt:

- Monocristaline (mc-Si),
- Policristaline sau multicristaline (pc-Si),
- Benzi și foi din siliciu definite din procesul de producție (benzi/foi c-Si).

Cele mai uzuale celule sunt cele de 12,7 x 12,7 cm (5 x 5 inci) sau 15 x 15 cm (6 x 6 inci) și produc 3 până la 4,5 W – o cantitate foarte mică de putere. Un modul standard c-Si este format din 60 până la 72 celule solare și are o putere nominală variind de la 120 la 300 Wp în funcție de mărime și randament.

Dimensiunea tipică a unui modul este între 1,4 și 1,7 m², deși module mai mari sunt de asemenea produse (până la 2,5 m²). Acestea sunt de obicei utilizate pentru aplicații Fotovoltaice Integrate în Clădiri (BIPV).

Tehnologia siliciului cristalin este cea mai întâlnită și matură, reprezentând circa 80%

din piața actuală. Între 14 și 22% din radiația solară care ajunge pe celule este transformată în electricitate. Modulele c-Si au un randament care variază între 12 și 19%.

1.3.2. A doua generație (Film subțire)

Modulele film-subțire sunt construite prin depunerea unor straturi de material fotosensibil extrem de subțiri pe un suport ieftin cum ar fi sticla, oțel inoxidabil sau plastic. Odată ce materialul este depus pe suport este tăiat cu laser-ul în multiple celule subțiri.

Modulele film-subțire sunt în mod normal prinse între două straturi de sticlă și nu sunt înrămate. Dacă materialul fotosensibil a fost depus pe un suport de plastic subțire, modulul este flexibil. Acest lucru crează oportunitatea integrării sistemului de generare a energiei solare direct în structura clădirii (BIPV) sau în aplicația beneficiarului.

Modulele standard film-subțire au puteri nominale mai mici (60 până la 120 Wp) și dimensiunea lor este în general mai mică. Totuși, nu există în industrie un consens asupra unei dimensiuni optime a unui modul tip film-subțire. Drept urmare acestea variază de la 0,6 până la 5,7 m² în funcție de tehnologie. Modulele de dimensiuni mari sunt de real interes în sectorul construcțiilor deoarece oferă avantaje în ceea ce privește manipularea și prețul.

Patru tipuri de module film-subțire sunt comercializate:

Siliciu amorf (a-Si)

Stratul de semiconductor este de doar 1 μm grosime. Siliciul amorf poate absorbi mai multă radiație solară decât structurile c-Si. Totuși, un flux mai scăzut de electroni este generat ceea ce duce la acest moment la randamente între 4 și 8%. Un număr mare de

companii dezvoltă module ușoare, flexibile din a-Si, perfect adaptate pentru acoperișuri industriale plane sau curbe.

Siliciu film-subțire multijoncțiune (a-Si/μc-Si)

Siliciul film-subțire multijoncțiune constă dintr-o celulă a-Si cu straturi suplimentare de a-Si și siliciu microcristalin (μc-Si) aplicat pe substrat. Stratul de μc-Si absoarbe mai multă radiație din spectrul roșu și infraroșu. Astfel eficiența crește până la 10%. Grosimea stratului de μc-Si este de ordinul a 3 μm, ceea ce înseamnă celule mai groase dar și mai stabile.

Telurid de Cadmiu (CdTe)

Producerea celulelor film-subțire din CdTe costă mai puțin și au un randament de până la 11%. Acest lucru face ca această tehnologie film-subțire să fie cea mai economică la acest moment.

Cupru, indiu, galiu, (di)selenid/(di)sulfid (CIGS) și cupru, indiu, (di)selenid/(di)sulfid (CIS)

CIGS și CIS oferă cele mai ridicate randamente din tehnologiile film-subțire. Randamente de 20% au fost obținute în laborator, apropiate de nivelul celulelor c-Si. Procesul de fabricație este mai complex și mai puțin standardizat decât al altor tipuri de celule. Acest lucru tinde să crească prețul de producție. Actualul nivel de randament este între 7 și 12%.

1.3.3. A treia generație de fotovoltaice

Fotovoltaice cu concentrator (CPV)

Fotovoltaicele cu concentrator (CPV) utilizează lentile pentru a focaliza lumina soarelui pe celulele solare. Celulele sunt realizate din cantități mici de material semiconductor fotovoltaic foarte eficient dar și foarte scump. Celulele CPV pot avea la bază

siliciul sau compuși III-V (în general Arseniat de Galiu).

Sistemele CPV utilizează doar iradianța directă. Sunt extrem de eficiente în zonele foarte însorite care beneficiază de niveluri înalte de iradianță directă.

Intensitatea de concentrare variază de la factori de 2 până la 100 sori (concentrare joasă) până la 1000 de sori (concentrare înaltă). Module comerciale cu randamente între 20 și 25% au fost obținute utilizând celule pe bază de siliciu. Randamente de 25 până la 30% au fost obținute cu GaAs, deși randamente de peste 40% au fost obținute în laborator.

Modulele au o serie de lentile precise care trebuie să fie permanent orientate spre soare. Acest lucru este realizat prin folosirea sistemelor de urmărire în două axe. Fotovoltaicele cu concentrare redusă pot fi folosite de asemenea și cu sisteme de urmărire pe o singură axă și cu un ansamblu mai puțin complex de lentile.

Alte sisteme fotovoltaice de a treia generație

După mai mult de 20 de ani de cercetare și dezvoltare, dispozitivele solare de a treia generație încep să apară pe piață.

Multe din aceste noi tehnologii sunt foarte promițătoare. Celulele fotovoltaice organice reprezintă o dezvoltare incitantă. Sunt incluse atât celulele fotovoltaice complet organice (OPV) cât și celulele solare hibride cu pigment sensibilizat (DSSC).

Tehnologiile de a treia generație care ajung pe piață se numesc “emergente” și pot fi clasificate ca:

- Film-subțire anorganic avansat precum CIS sferice și film-subțire din celule de siliciu policristalin.
- Celule solare organice care includ atât celule complet organice cât și hibride cu pigment sensibilizat.
- Termo-Fotovoltaice (TPV) celule cu potențial de bandă redus care pot fi folosite în sisteme Combinate de Căldură și Putere (CHP).

Produsele celei de-a treia generații de fotovoltaice au avantaje competitive semnificative în aplicațiile consumatorilor datorită substratului flexibil și a abilității de a funcționa în condiții de lumină slabă sau variabilă. Domeniile de aplicații posibile includ electronice de putere redusă (cum ar fi încărcătoarele de telefoane mobile, aplicații în iluminat și ecrane auto-alimentate), aplicații recreaționale exterioare, și BIPV.

În plus față de tehnologiile fotovoltaice de a treia generație menționate mai sus, un număr de tehnologii inedite sunt în prezent la stadiul de dezvoltare:

- Straturi active pot fi create prin introducerea de puncte cuantice sau particule de nanotehnologie. Această tehnologie este probabil să fie folosită în dispozitivele concentrator.
- Prelucrarea spectrului solar spre lungimi de undă cu o eficiență ridicată la colectare sau sporirea nivelului de absorbție al celulei solare. Aceste modificări pot fi aplicate tuturor tehnologiilor de celule solare existente.

FIGURA 8. TRECEREA ÎN REVISTĂ A RANDAMENTULUI TEHNOLOGIILOR FOTOVOLTAICE. (Sursa: EPIA 2011, Photon International, Februarie 2011, analiză EPIA)

Eficiența Modulor Comerciale								
Tehnologie	Prima generație: Siliciu Cristalin		A doua generație: Film Subțire				A treia generație:	
	Mono	Multi	a-Si	CdTe	CH ₃ GS	a-Si/μc-Si	CPV	DSSC/OPV
								
Eficiența celulei	16-22%	14-18%	5.4-7.7%	9-11.1%	7.3-12.7%	7.5-9.8%	30-38%	2-4%
Eficiența Modulului	13-19.7%	11-15%					~25%	
Suprafața necesară pe kW (pentru module)	~7m ²	~8m ²	~15 m ²	~10m ²	~10m ²	~12m ²		
Source: Strategic Research Agenda (2011), Photon International (February 2011), EPIA analysis. Efficiency based on Standard Test Conditions (STC).								

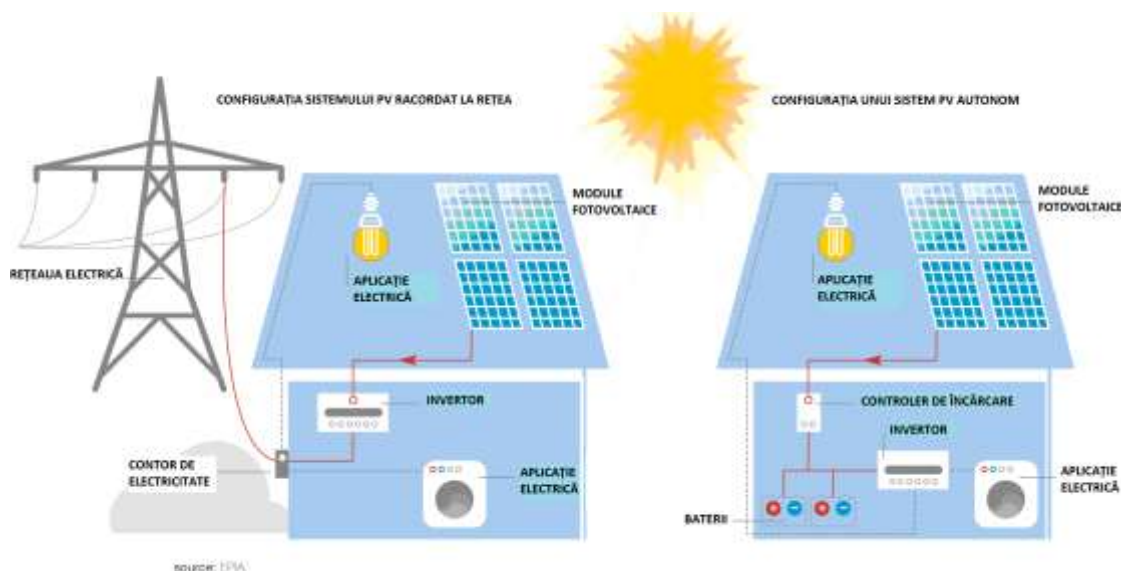
1.4. Tipuri de sisteme și aplicații fotovoltaice

Sistemele fotovoltaice furnizează energie curată pentru aplicații mici sau mari. Multe instalații deja generează energie pe întreg globul în case individuale, spații de depozitare, birouri și clădiri publice.

Azi, instalații fotovoltaice complet funcționale operează atât în mediul urban cât și în locații izolate, unde este dificilă racordarea la rețea sau nu există infrastructură pentru transportul energiei. Instalațiile fotovoltaice care operează în locații izolate sunt numite sisteme autonome. În zonele construite, sistemele fotovoltaice pot fi montate pe acoperișuri (cunoscute drept sisteme Fotovoltaice Adaptate Clădirilor - BAPV) sau pot fi integrate în acoperiș sau fațade (cunoscute drept sisteme Fotovoltaice Integrate în Clădire - BIPV).

Sistemele fotovoltaice moderne nu sunt restricționate la zone libere și plane. Sunt flexibile, pot fi curbate și iau forma clădirii. Arhitecți și ingineri inovatori găsesc în mod frecvent noi căi de a integra fotovoltaicele în proiectele lor, creând clădiri care sunt dinamice, frumoase și furnizează energie gratuită, curată de-a lungul perioadei de funcționare.

FIGURA 9. DIVERSE CONFIGURAȚII DE SISTEME DE ALIMENTARE SOLARE. (Sursa: EPIA)



1.4.1. Sisteme racordate la rețea

Când un sistem fotovoltaic este conectat la rețeaua locală de electricitate, orice exces de putere generată poate fi injectat înapoi în rețeaua electrică. După un regim Tarif pentru Energia Injectată (FiT), proprietarul sistemului fotovoltaic este îndreptățit legal să fie plătit pentru energia generată. Acest tip de sistem PV este denumit 'conectat la rețea'.

Majoritatea sistemelor PV sunt instalate pe case și clădiri de afaceri în zonele dezvoltate. Prin conectarea la rețeaua locală de electricitate, proprietarii pot vinde excesul de putere, injectând energia curată în rețea. Când energia solară nu e disponibilă, electricitatea poate fi preluată de la rețea.

Sistemele solare generează Curent Continuu (DC) în timp ce majoritatea aparatelor casnice folosesc Curent Alternativ (AC). Pentru conversia Curent Continuu - Curent Alternativ se instalează un invertor.

Sistemele PV de mari dimensiuni pot produce cantități enorme de energie electrică într-o locație, fără a influența mediul înconjurător. Aceste tipuri de centrale generatoare de energie pot produce de la sute de kilowați (kW) până la câțiva megawați (MW).

Panourile solare pentru sistemele industriale sunt de obicei montate pe cadre pe pământ. Totuși, se pot instala panouri pe clădiri industriale mari precum depozite, terminale de aeroporturi sau stații de tren. Sistemul poate beneficia de două ori de pe urma aceluiași spațiu urban, iar energia electrică este injectată în rețea acolo unde marii consumatori de energie sunt localizați.

TABEL 1. MĂRIMEA ȘI TIPUL APLICAȚIILOR ÎN FUNCȚIE DE SEGMENTUL DE PIAȚĂ PENTRU SISTEMELE FOTOVOLTAICE RACORDATE LA REȚEA. (Sursa: Solar Generation VI, EPIA și Greenpeace)

Tipul aplicației	Segment de piață			
	Rezidențial <10 kWp	Comercial 10kWp- 100 kWp	Industrial 100kWp 1MWp	Utilitate publică >1MWp
Montate pe pământ			X	X
Acoperiș	X	X	X	
Integrate în fațadă sau acoperiș	X	X		

1.4.2. Sisteme autonome, neracordate la rețea și hibride

Sistemele neracordate la rețea nu sunt conectate la sistemul local de furnizare a energiei electrice. Un sistem neracordat la rețea este de obicei echipat cu acumulatori, astfel încât puterea să fie disponibilă și noaptea sau după câteva zile de iradianță redusă. Un invertor este necesar pentru conversia între curentul continuu și curentul alternativ folosit de aplicații.

Majoritatea sistemelor fotovoltaice autonome intră într-una din cele trei mari grupe:

- Sisteme neracordate la rețea pentru electrificarea zonelor rurale,
- Sisteme neracordate la rețea pentru aplicații industriale,
- Bunuri de larg consum.

1.4.2.1. Sisteme neracordate la rețea pentru electrificarea zonelor rurale

Sisteme tipice neracordate la rețea alimentează cu electricitate zone izolate sau țări în curs de dezvoltare. Pot fi sisteme de dimensiuni reduse pentru case care acoperă necesarul de bază al gospodăriei, sau sisteme mai mari micro-rețea care asigură suficientă

energie pentru câteva case, o comunitate sau uz comercial restrâns.

1.4.2.2. Sisteme neracordate la rețea pentru aplicații industriale

Sistemele neracordate la rețea pentru aplicații industriale sunt folosite în zone izolate pentru a alimenta stațiile releu pentru comunicații mobile (permițând comunicația), semnale pentru trafic, sisteme de ajutor pentru navigația maritimă, iluminat, semnalizări pe autostrăzi și centrale de tratare a apei. Sunt folosite atât sisteme fotovoltaice complete cât și sisteme hibride. Sistemele hibride sunt alimentate de soare când acesta este prezent și de alte surse de energie pe perioada nopții și a perioadelor înnoțite extinse.

Sistemele industriale neracordate la rețea oferă o modalitate eficientă din punct de vedere cost pentru alimentarea în zone în care nu există posibilitatea conectării la rețea. Costul ridicat al cablurilor face soluția neconectată la rețea viabilă economic.

1.4.2.3. Bunuri de larg consum

Celulele fotovoltaice se găsesc astăzi în multe aplicații electrice de zi cu zi precum ceasuri, calculatoare și încărcătoare de baterii (înglobate de exemplu în haine și genți). Mai mult, servicii precum irigații, semne de circulație, sisteme de iluminat și cabine telefonice adesea se bazează pe sisteme PV individuale.

1.5. Beneficiile tehnologiei fotovoltaice

Tehnologia fotovoltaică exploatează cea mai abundentă sursă de energie gratuită, venită de la Soare, și are potențialul de a satisface tot necesarul de energie al umanității. Față de alte surse de energie, fotovoltaicele au un impact neglijabil asupra mediului înconjurător, pot fi implementate aproape oriunde și utilizează tehnologii și procese de

producție comune, ceea ce determină un cost redus și eficiență în implementare.

1.5.1. Amprenta asupra mediului

Energia consumată pentru realizarea unui sistem solar este de obicei recuperată prin costurile economisite cu energia în unu până la trei ani. Unele tehnologii moderne pot să recupereze costul energiei utilizate în producerea lor în șase luni, funcție și de locație. Sistemele fotovoltaice au o durată de viață tipică de 25 ani, ceea ce înseamnă că fiecare panou va genera mult mai multă energie decât cea utilizată la producerea sa.

1.5.2. Îmbunătățirea eficienței rețelei

Sistemele PV pot fi concentrate într-o mare unitate de generare sau pot fi folosite distribuit. Mici generatoare fotovoltaice pot fi amplasate distribuit, fiind conectate direct la rețeaua electrică. Sistemele fotovoltaice pot fi conectate la baterii în zone izolate acolo unde racordarea la rețeaua de distribuție ar fi prea costisitoare.

1.5.3. Reducerea poluării în orașe

O suprafață de pământ totală disponibilă de 22.000 km², 40% din totalul acoperișurilor clădirilor și 15% din suprafața fațadelor în cele 27 de state ale UE sunt propice aplicațiilor fotovoltaice. Acest lucru înseamnă că peste 1.500 GWp reprezentând sisteme fotovoltaice ar putea fi instalați, în teorie, în Europa, ceea ce ar genera circa 1.400TWh anual, reprezentând 40% din necesarul total de electricitate până în 2020. Sistemele fotovoltaice se pot integra cu ușurință în cele mai dense medii urbane. Iluminatul din clădiri, aerul condiționat și alte echipamente sunt responsabile pentru cantitățile uriașe de gaze cu efect de seră emise, dacă sursa de alimentare nu este regenerabilă. Energia solară trebuie să devină parte integrantă și fundamentală a energiei din clădirile viitorului.

1.5.4. Locuri de muncă

Sectorul are nevoie de o forță de muncă diversă și calificată pentru a reuși să facă față provocărilor expansiunii acestei piețe. Aproape 220.000 de oameni au fost angajați în industria fotovoltaică la începutul lui 2010. Acest număr include angajările de-a lungul întregului lanț în întreaga lume: producția de materiale fotovoltaice și echipament necesar producției, dezvoltarea și instalarea de sisteme, operarea și mentenanța, precum și finanțarea centralelor solare de generare și cercetarea și dezvoltarea.

În timp ce locurile de muncă pentru producție pot fi concentrate în câteva centre globale, celelalte ocupații (legate de instalare, operare și mentenanță, finanțare și vânzare) sunt, pentru moment, încă la nivel local.

Industria fotovoltaică va oferi un număr de locuri de muncă în continuă creștere în următoarele decade. Pentru a estima potențialul de angajare, se poate presupune un total de 30 de locuri de muncă pe MW instalat, rezultând o previziune de 1,7 milioane de locuri de muncă la nivel mondial până în 2020. Totuși, nevoia de instalații de calitate cere forță de muncă instruită corespunzător și extrem de calificată, mai ales instalatori calificați și certificați. Electricieni, constructori de acoperișuri și alți lucrători în construcții își vor aduna cunoștințele într-o nou intitulată meserie “instalator de sisteme solare”.

1.5.5. Fără limite

Nu există limite majore pentru dezvoltarea masivă în construirea de sisteme fotovoltaice. Materialul și capacitatea industriei sunt mai mult decât suficiente, iar industria și-a demonstrat capacitatea de a crește producția foarte rapid pentru a satisface cererea. Acest lucru este evident în țări precum Germania și Japonia care au adoptat politici proactive în favoarea fotovoltaicelor.

1.6. Exerciții

1.6.1. Energia Solară Fotovoltaică (PV)

1. Pentru orașul Chania ($\phi=35,3$) calculați media lunară a radiației solare pe un panou înclinat ($\beta=10^\circ$ și $\beta=55^\circ$) îndreptat spre Sud în Decembrie și în Iunie. Pentru calcule luați ca referință ziua a 10-a a fiecărei luni. Care este înclinarea optimă (10° sau 55°) dacă sistemul PV va funcționa doar iarna? Albedoul panourilor este 0,25. Folosiți valorile din următorul tabel.

TABEL 2. Valori orientative lunare

Luna	Indicele mediu lunar de cer liber (k)	Radiația solară medie lunară pe un plan orizontal (kWh/m ²)	Număr de zile
Ianuarie	0,4	62	31
Februarie	0,45	80	28
Martie	0,49	124	31
Aprilie	0,56	167	30
Mai	0,62	212	31
Iunie	0,63	220	30
Iulie	0,64	225	31
August	0,64	203	31
Septembrie	0,61	159	30
Octombrie	0,52	116	31
Noiembrie	0,5	71	30
Decembrie	0,42	53	31

2. Care din următorii parametri de iradianță este cel mai important la calcularea puterii furnizate de sistemul PV:
 - a) Iradianța Directă Normală (DNI)
 - b) Iradianța Difuză (DIF)
 - c) Iradianța Albeldo
 - d) Iradianța Globală Orizontală (GHI)
 - e) Iradianța Globală Coplanară
3. O celulă PV este realizată din:
 - a) Un material conductor
 - b) Un material izolator
 - c) Un material semiconductor
4. Care este rolul principal al invertorului într-un sistem PV:
 - a) Pentru a preveni supraîncărcarea și descărcarea bateriilor
 - b) Pentru a converti puterea în c.c. generată de modulele PV în putere c.a.

1.6.2. Sistem PV

1. Ce material nu este folosit ca încapsulant într-un modul PV?
 - a) PVB
 - b) PVC
 - c) EVA
2. De obicei un producător de module garantează o putere de 80 % din Wp după:
 - a) 10 la 15 ani
 - b) 20 la 25 ani
 - c) 25 la 30 ani

1.6.3. Tehnologii PV

1. Care tehnologie de celulă nu face parte din prima generație?
 - a) Celule solare Telurit de Cadmiu
 - b) Celule solare monocristaline
 - c) Celule solare tip Benzi cristaline

2. Care sunt caracteristicile comune ale unei celule de primă generație?
 - a) 22,5 cm² și 4,5 Wp
 - b) 1,7 m² și 250 Wp
 - c) 20 m² și 3000 Wp
3. Un modul tip film subțire este de obicei mai mic decât un modul cu siliciu cristalin.
 - a) Adevărat
 - b) Fals
4. Care tehnologie film subțire a atins cea mai mare eficiență în laborator?
 - a) a-Si
 - b) a-Si/ μ c-Si
 - c) CIGS
 - d) CdTe

1.6.4. Tipuri de sisteme și aplicații PV

1. O instalație racordată la rețea constă din trei componente:
 - a) Generator, baterie de stocare și sursă de alimentare.
 - b) Generator, convertor și sursă de alimentare.
 - c) Generator, convertor și baterie de stocare.
2. Sistemele PV neracordate la rețea sunt mereu sisteme pentru case mici.
 - a) Adevărat
 - b) Fals

1.6.5. Beneficiile tehnologiei PV

1. Fotovoltaicele nu vor produce niciodată o parte importantă din energia necesară consumului European de electricitate deoarece nu există suficiente acoperișuri disponibile.
 - a) Adevărat
 - b) Fals

PRINCIPII DE PROIECTARE 2



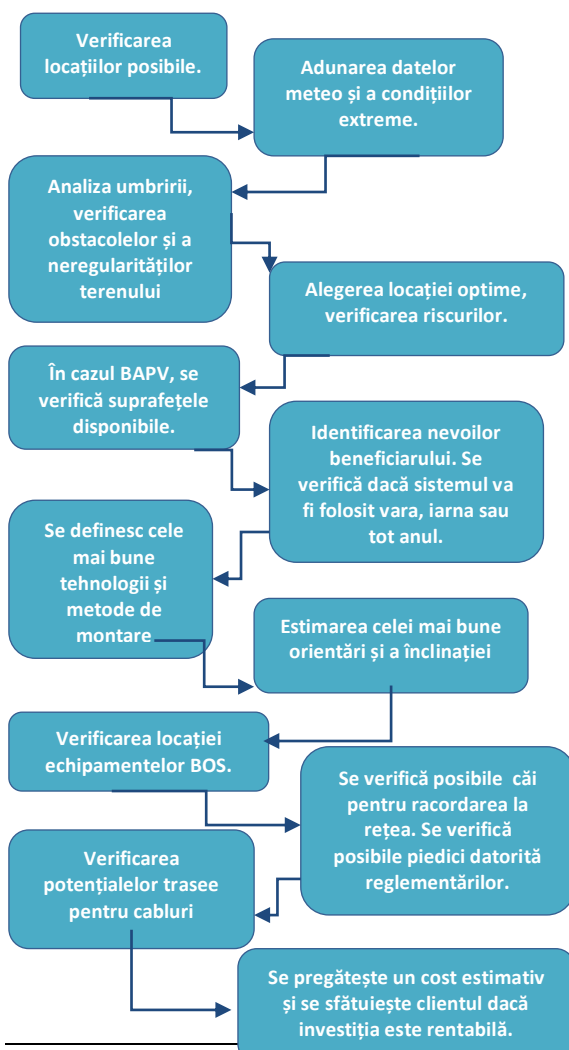
2. PRINCIPII DE PROIECTARE

2.1. Vizita la fața locului

Înainte de a începe planificarea și proiectarea unui sistem fotovoltaic, instalatorul trebuie să realizeze o vizită a amplasamentului și să verifice dacă locația este propice sau nu pentru instalație. Instalatorul ar trebui să aibă hărți, clinometru, dispozitiv de determinare a căii soarelui, aparat foto, ruletă și compas pentru a realiza această verificare (SEIS, 2006). În funcție de locație și condiții, pot fi necesare și echipamente de protecție.

FIGURA 10.

PAȘII UNEI VIZITE A AMPLASAMENTULUI (ReSELTUC)



În timpul analizării locației instalatorul trebuie să colecteze datele care vor fi folosite pentru estimarea producției de energie și costul sistemului. Informațiile trebuie detaliate pentru următoarele chestiuni:

- suprafața disponibilă,
- potențiala locație a sistemului,
- posibilele locații pentru echipamentul auxiliar,
- traseele de cabluri,
- umbrirea,
- particularitățile terenului (pentru sistemele fotovoltaice montate la sol),
- orientarea, unghiul de înclinație în cazul sistemelor montate pe acoperiș.

Dacă structura acoperișului pare a nu fi corespunzătoare pentru susținerea sistemului fotovoltaic, instalatorul trebuie să ceară părerea unui inginer.

Riscuri de sănătate și siguranță care trebuie luate în considerare

În timpul vizitei pe teren instalatorul trebuie să examineze posibilele riscuri de sănătate și/sau de siguranță care pot apărea în timpul instalării sistemului fotovoltaic. Instalatorul trebuie să verifice căile de acces ale locației pentru lucrul la înălțime și să identifice posibilele riscuri precum căderea obiectelor. Mai mult, când se prevăd traseele de cabluri, instalatorul trebuie să aleagă echipamentul corespunzător, pentru conectarea în siguranță la rețea. În cazul țiglelor alunecoase sau a acoperișului deteriorat, trebuie luată o decizie dacă acoperișul este propice pentru instalare. Aceste măsuri de siguranță trebuie respectate indiferent de cost, dacă se lucrează pe acoperiș. Instalatorul sistemului fotovoltaic trebuie de asemenea să țină cont de condițiile meteo și să evite instalarea sistemului în zilele cu vânt și gheață, dacă instalarea prezintă probleme.

2.1.1. Nevoile clientului

Instalatorul ar trebui să aibă o imagine clară a nevoilor clientului, înainte de a decide dacă instalația este fezabilă și a începe proiectarea sistemului.

În timpul primei vizite în amplasament, instalatorul trebuie să discute problemele importante cu beneficiarul privind costul de implementare a sistemului, subsidiari existenți sau Tariful de Injectare în Rețea (FIT) și dimensiunea sistemului. Sistemul ales trebuie să respecte nevoile și așteptările beneficiarului.

Instalatorul trebuie să poată răspunde la orice întrebare despre sistemul propus și să poată oferi alternative în funcție de diverși factori precum locația instalării sistemului și nevoile beneficiarului.

Câteva întrebări frecvente:

- Ce înseamnă Fotovoltaic?
- Cum funcționează o celulă solară?
- Care sunt avantajele și dezavantajele sistemului fotovoltaic?
- Este locația/acoperișul meu propice pentru un sistem fotovoltaic?
- Care este durata de viață a unui sistem fotovoltaic?
- Câtă energie va produce sistemul fotovoltaic pe an?
- Ce se întâmplă cu sursa de energie în zilele înnorate?
- Sistemele fotovoltaice au cost mare de operare?
- Ce mentenanță este necesară?
- Sunt disponibile subvenții, reduceri de taxe sau încasarea contravaloarei energie injectate în rețea?
- Care este perioada de recuperare a investiției?

2.1.2. Condițiile climatice

Cu cât o radiație solară mai intensă și mai uniformă cade pe modulele fotovoltaice, cu atât eficiența sistemului este mai mare. Locația amplasării este deosebit de importantă pentru eficiența sistemului; zonele nordice au o energie solară disponibilă mai mică decât cele sudice (FIGURA 11). Hărți solare, care ilustrează potențialul solar în diferite locații din Europa, sunt disponibile prin Sistemul Informațional Geografic Fotovoltaic (PVGIS).

Sistemele fotovoltaice trebuie proiectate să reziste la toate condițiile meteorologice posibile, precum trăsnete, vânt până la 80 mile/oră, și temperaturi extreme; condiții care pot reduce treptat productivitatea de energie a sistemului.

Fotovoltaicele sunt mai eficiente la temperaturi scăzute, deci ar trebui să fie instalate la o oarecare distanță de acoperișuri sau pământ etc. pentru a fi ventilate.

FIGURA 11. IRADIANȚA SOLARĂ ÎN EUROPA (Sursa: PVGIS, 2011)



2.1.3. Umbrirea

Vizitele la amplasament implică evaluarea dacă și în ce măsură locația sistemului fotovoltaic va fi umbrită. Umbrirea poate fi unul dintre cei mai importanți parametri ai mediului înconjurător și unul dintre cei mai critici parametri pentru pierderile de energie

din sistemul fotovoltaic (PVResources, 2011). O descriere detaliată a împrejurimilor este necesară pentru a efectua calculele de umbrire.

Umbrirea este crucială mai ales în intervalul de ore 08:00 și 17:00. Un minim de șase ore de funcționare fără umbrire este necesar pentru o funcționare optimă a sistemului (PVResources, 2011).

O suprafață neumbrită poate fi obținută doar dacă pământul este drept și nu există obstacole în apropiere. În caz că obstacolele (copaci, stâlpi de electricitate, clădiri etc.) sunt departe de câmpul pentru potențialul sistem fotovoltaic, se poate presupune că nu vor apărea probleme cu umbrirea. Totuși, în majoritatea cazurilor, diverse obiecte care nu pot fi eliminate există în împrejurimile zonei (Quaschnig & Hanitsch, 1998).

Într-un număr mare de sisteme BIPV din Europa, umbrirea duce la reduceri anuale de producție de energie între 5% și 10% (Drifa et al, 2008).

Surse posibile de umbrire pot fi copacii și arbuștii, clădiri învecinate și auto-umbrirea de către însăși clădirea în cauză în cazul în care sistemul este amplasat în mediul urban. Chiar și obstacolele mici precum coșuri, antene de satelit, stâlpi de telefonie etc. nu trebuie neglijate în timpul evaluării locației. Diverse tehnici de optimizare pot fi folosite pentru a minimiza influența umbririi asupra modulelor fotovoltaice, dacă aceasta nu poate fi evitată (PVresources, 2011).

Când sistemul fotovoltaic este amplasat pe un câmp, cea mai comună cauză de umbrire este un copac sau un grup de copaci (DTI, 2008). Umbrirea depinde de înălțimea copacului, distanța de la modul la copac precum și direcția pe care se află copacul. Copacii care sunt amplasați la est – sud-est sau vest – sud-vest vor cauza mai multe probleme decât cei din sud, deoarece soarele este mai jos pe cer în acele direcții (DTI,

2008). Dacă este posibil, copacii trebuie limitați în înălțime pentru a nu umbri sistemul de module.

Umbrirea parțială a doar unei celule dintr-un modul cu 36 de celule poate reduce semnificativ producția de energie. Celulele fotovoltaice sunt conectate în serie; deci o funcționare necorespunzătoare a unei singure celule va rezulta într-o reducere de putere a întregului ansamblu de module. Chiar dacă jumătate de celulă este umbrită, rezultatul este ca și când jumătate din șirul de module a fost umbrit. Scăderea puterii va fi proporțională cu zona umbrită (Sunglobal, 2011).

În plus, modulul fotovoltaic poate fi deteriorat datorită umbririi, dacă prea multe celule sunt conectate în serie. Acest tip de deteriorare poate fi evitat prin utilizarea de diode de bypass (Wenham et al, 2007).

Tipuri de umbrire

Umbrirea panourilor fotovoltaice se poate încadra în următoarele categorii:

- temporară,
- datorată locației,
- auto-umbrire,
- datorită clădirilor (DGS, 2008).

Umbrirea temporară se poate datora căderii frunzelor, zăpezii, poluarea aerului și prafului. Pierderile cauzate de acest tip de umbrire sunt estimate la 2-5% și pot fi evitate prin aranjarea și înclinarea panourilor. Efectul acestui tip de umbrire poate fi redus prin curățarea cu apă a sistemului. Un unghi de 15° asigură faptul că panoul solar nu va fi afectat de umbrirea temporară.

Umbrirea, datorată locației, este cauzată de obiectele înconjurătoare; obstacolele de acest tip pot varia de la copaci înalți până la clădiri din vecinătate. Instalatorul de sisteme fotovoltaice trebuie să identifice dacă sunt obstacole care ar putea umbri sistemul de

module și trebuie să examineze dacă umbrirea poate fi evitată prin deplasarea modulelor. Totuși, chiar dacă efectul de umbrire nu poate fi eliminat, dacă este luat în calcul din etapele incipiente poate fi minimizat.

În orice caz, instalatorul poate sfătui beneficiarul cum să evite acest tip de umbrire (ex. curățarea copacilor de crengile care provoacă probleme).

FIGURA 12. UMBRIRE DATORATĂ OBSTACOLELOR DIN VECINĂTATE (Sursa: Energia e Domotica, Flickr, 2011)



Ca o regulă generală, la unghiuri mai reduse de înclinare a panourilor umbrirea este mai redusă și zona poate fi exploatată mai ușor. Totuși, în acest caz, producția de energie scade de-a lungul anului. Datorită acestui lucru, un unghi de 30° este de obicei ales pentru latitudinile Europei Centrale (Solarpath, 2011).

În funcție de înălțimea obstacolului, o estimare grosieră pentru distanța minimă (L_{min}), astfel încât panoul să nu fie umbrît, este prezentată în următoare figură (FIGURA 13).

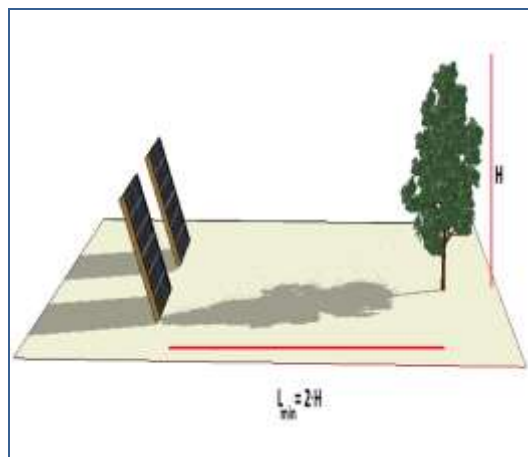
În acest caz (Kirchensteiner, 2010):

$$L_{min} = 2 \times H$$

H: înălțimea obstacolului

L_{min} este calculat pentru Solstițiu de Iarnă.

FIGURA 13. DISTANȚA MINIMĂ A PANOURILOR FAȚĂ DE OBSTACOL PENTRU A EVITA UMBRIREA (Sursa: ResEL, TUC)



În funcție de grosimea obiectului d , distanța optimă L_{min} poate fi calculată folosind relațiile similare ale triunghiului pentru tangentele soarelui care ating obiectul (FIGURA 14). Distanța optimă de la module este determinată prin:

$$L_{min} = \frac{(L_s + L_{min}) \cdot d}{d_s} \approx \frac{L_s \cdot d}{d_s}$$

L_s : distanța Pământ Soare = 150×10^6 km

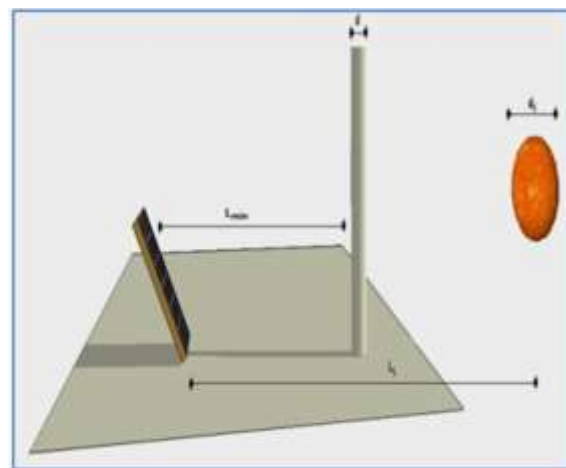
d_s : diametrul Soarelui = $1,39 \times 10^6$ km

d : diametrul obstacolului, m.

Relația anterioară poate fi simplificată la:

$$\frac{L_s \cdot d}{d_s} = 108 \cdot d$$

FIGURA 14. L_{min} , FUNCȚIE DE GROSIMEA OBIECTULUI (Sursa: ResEL, TUC)

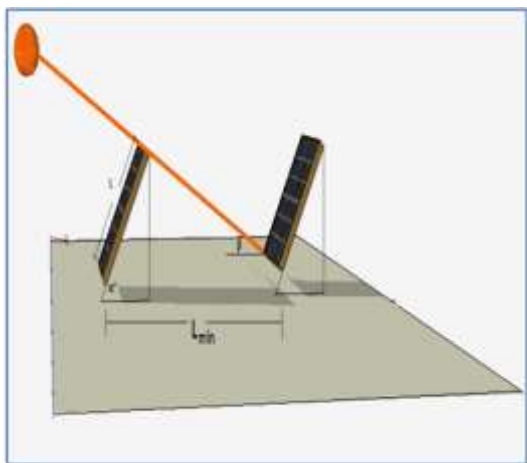


Auto-umbrirea unui ansamblu de module este de obicei o greșeală de proiectare. Instalatorul trebuie să minimizeze pierderile datorate umbririi prin optimizarea unghiului de înclinare și distanța între rândurile de module.

Un mod simplu de calculare a distanței minime între săgeți este prezentat mai jos (Kirchensteiner, 2010).

Se recomandă ca spațiul între rânduri să evite umbrirea între orele 09:00 și 15:00 la Solstițiul de Iarnă. La acea dată soarele este la cel mai mic unghi (ex. circa 23° în Grecia).

FIGURA 15. DISTANȚA MINIMĂ ÎNTRE SĂGEȚI (Sursa: ResEL, TUC)



Distanța minimă L_{min} (FIGURA 15) este estimată de următoarea ecuație.

$$L_{min} = (\sin(\alpha)/\tan(\beta) + \cos(\alpha)) \times L$$

Estimarea dacă o locație este propice sau nu poate fi de asemenea făcută cu o hartă solară a regiunii investigate, o busolă și un sextant pentru măsurarea înălțimii în grade.

Următorii pași ar trebui urmați:

Pasul 1:

Poziționați-vă în mijlocul locației propuse.

Pasul 2:

Folosind busola localizați Estul.

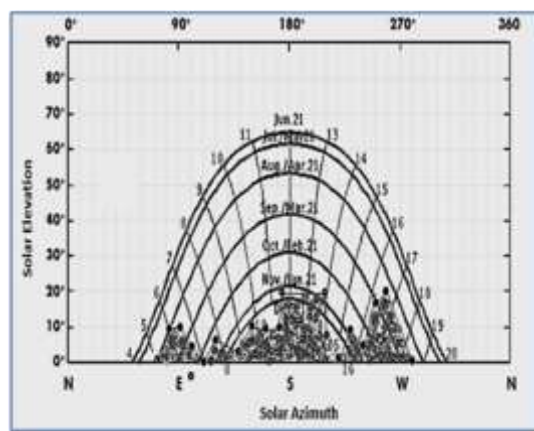
Pasul 3:

Folosind sextantul măsurați înălțimea fiecărui obstacol.

Pasul 4:

Se notează înălțimea fiecărui obstacol pe harta solară, (FIGURA 16)

FIGURA 16. DIAGRAMA ORBITEI SOARELUI CU URMĂRIREA ÎMPREJURIMILOR (Sursa: ResEL, TUC)



Pasul 5:

Instalatorul se rotește cu 15° grade, având în spate Nordul, și se repetă pașii 5, 3 și 4 până este cu fața spre Vest.

Pasul 6:

Punctele de pe harta solară se unesc, iar zona de sub linie se hașurează. O zonă propice instalării unui sistem fotovoltaic nu trebuie să fie umbră între orele 09:00 și 15:00.

2.1.4. Orientarea ansamblului de module și înclinarea

Orientarea ansamblului de module este cel mai important aspect la evaluarea locației.

Majoritatea sistemelor fotovoltaice sunt amplasate într-o poziție fixă și nu pot urmări soarele pe parcursul zilei. În acest caz, orientarea optimă în emisfera nordică este către Sud.

Cea mai mare eficiență a unui modul fotovoltaic este obținută când suprafața acestuia este perpendiculară pe razele soarelui. În emisfera nordică, soarele se ridică în punctul maxim la prânz în Solstițiul de Vară și coboară la cel mai jos punct la prânz în Solstițiul de Iarnă. Aceste elevații variază în concordanță cu latitudinea fiecărei locații.

Panourile fotovoltaice trebuie să fie înclinate cu elevația medie a soarelui, egală cu latitudinea locației ansamblului de module, pentru a capta majoritatea razelor soarelui pe tot parcursul anului.

Totuși, pentru sistemele neracordate la rețea proiectate să funcționeze cel mai bine iarna, modulele trebuie înclinate cu unghiul latitudinii (ϕ) + 15°. Dacă sistemul este proiectat să funcționeze cel mai bine vara, modulele ar trebui să fie înclinate cu unghiul latitudinii (ϕ) - 15° (TABEL 3).

TABEL 3. ÎNCLINARE OPTIMĂ PENTRU PANOURI (EMISFERA NORDICĂ) (Sursa: Markvart & Castafier, 2003)

$\beta = \phi$	Tot parcursul anului
$\beta = \phi + 15^\circ$	Funcționare optimă iarna
$\beta = \phi - 15^\circ$	Funcționare optimă vara
$\beta = \phi - 15^\circ$	În zone cu climă umed, radiația solară este difuzată în atmosferă (panoul este îndreptat către cer și o cantitate mai mare de radiație difuză este recepționată)
$\beta = 5 - 10^\circ$	În zone cu latitudinea mai mică de 20° în jurul ecuatorului
$\beta = 0^\circ$	În zone cu foarte puțin soare, pentru a exploata radiația difuză

Dacă modulul fotovoltaic este amplasat pe o clădire pe care este greu să se monteze cu fața spre Sud, atunci pot fi orientate spre Est sau Vest, dar în nici un caz spre Nord, deoarece eficiența va fi foarte scăzută (NCSC, 2001).

Pentru rezultate mai bune, instalatorul poate consulta unul din pachetele software descrise în capitolul 2.3.

2.1.5. Metode de montare

2.1.5.1. Montare pe clădiri

Cele mai comune metode de montare (NABCEP, 2009) sunt:

a. Montare integrată

Panourile sunt integrate în clădire și sunt denumite BIPV (Fotovoltaice Integrate în Clădire, vezi capitolul 3). BIPV sunt de obicei montate odată cu elementele clădirii, deși în unele cazuri pot fi adăugate mai târziu. Montarea se numește integrată dacă modulele fac parte efectiv din acoperiș sau exteriorul clădirii. Trei zone ale clădirii permit integrarea ușoară a modulelor fotovoltaice:

- acoperișul,
- fațada,
- elementele de protecție împotriva pătrunderii soarelui.

FIGURA 17. PANOURI FOTOVOLTAICE PENTRU ELEMENTELE DE PROTECȚIE ÎMPOTRIVA PĂTRUNDERII SOARELUI. (Sursa: ReSEL, TUC, 2010)



b. Montarea pe șine

Panourile fotovoltaice sunt prinse pe un cadru metalic, ceea ce permite atașarea și detașarea ușoară a panourilor. În cele mai multe cazuri, panourile sunt montate deasupra și paralel cu suprafața acoperișului. De obicei structura de șine este oferită împreună cu panourile de producător.

FIGURA 18. MODULE FOTOVOLTAICE PE ACOPERIȘ ÎNCLINAT (Sursa: Flickr, Sun Switch, 2011)



c. Montare depărtată

Panourile sunt susținute de o structură construită de-asupra acoperișului. Diferența dintre montarea depărtată și cea pe șină este că în cazul celei depărtate unghiurile pot fi ajustate. De obicei, panourile fotovoltaice nu sunt paralele cu acoperișul.

Acest tip de montaj poate să nu fie foarte plăcut din punct de vedere estetic, dar eficiența fotovoltaicelor depărtate este mai mare decât cele montate pe șină.

Unele tipuri de fotovoltaice montate în clădiri (ex. țiglele solare) nu sunt la fel de eficiente ca alte soluții, deoarece celulele fotovoltaice sunt mai eficiente la temperaturi joase și când sunt ventilate corespunzător; instalatorul trebuie să lase suficient spațiu în spatele modulului. La stadiul de proiectare, instalatorul ar trebui, pe cât posibil, să caute căi pentru a reduce supraîncălzirea. Ca o regulă generală, sistemele montate pe acoperiș ar trebui să aibă cel puțin 50mm spațiu liber sub module (NABCEP, 2009).

În cazul modulelor montate depărtat, circulația aerului din spatele modulelor va reduce temperatura de operare a acestora, făcându-le mai eficiente.

FIGURA 19. PANOURI MONTATE PE UN ACOPERIȘ PLAT (Sursa: Flickr, Entersolar, 2011)



2.1.5.2. Montarea pe sol

În mediul rural sunt construite sisteme fotovoltaice amplasate pe sol. Sistemele fotovoltaice montate pe sol presupun un cadru de oțel sau aluminiu fixat pe o fundație de pe pământ. Cerințele cadrului sunt de a asigura un suport rigid care să reziste la vibrațiile pământului, vânt sau forțele de impact.

În acest caz, ridicarea unui gard de împrejmuire este de obicei necesar pentru protejarea panourilor împotriva vandalismului. Proiectare trebuie să asigure faptul că împrejmuirea nu crează probleme de umbră.

Avantajul sistemelor montate la sol este că acestea pot fi ușor direcționate către Sud, la unghiul optim de înclinare, rezultând instalații mai eficiente și o producție de-a lungul anului maximă. Panourile sunt mai ușor de întreținut și pot fi, dacă este necesar, înlocuite.

Totuși, panourile montate pe sol sunt mai scumpe decât cele montate pe acoperiș datorită costului fundațiilor de beton și

cadrelor rigide. Mai mult, aceste sisteme sunt dezavantajate de poluarea vizuală.

Dispozitive de urmărire a soarelui sunt adesea folosite pentru a îmbunătăți eficiența acestui tip de sistem.

FIGURA 20. PANOURI FOTOVOLTAICE MONTATE PE SOL ÎN CRETA (Sursa: ReSEL, TUC)



Sistemele fotovoltaice dotate cu dispozitive de urmărire colectează o cantitate mai mare de energie decât cele cu unghi fix de înclinare. Diferența dintre iradianța anuală a soarelui recepționată de un sistem dotat cu urmărire și a unui sistem cu unghi fix de înclinare este mai mare de 30% în locațiile cu cer predominant senin (Markvart & Castafier, 2003).

Există două tipuri de sisteme de urmărire a soarelui (DGS, 2008):

- Urmărire pe o singură axă: Ansamblul de module poate fi rotit de-a lungul unei singure axe de la Est la Vest. Producția de energie poate fi crescută cu până la 20%, în comparație cu sistemul fix.
- Urmărire pe două axe: Sistemul de module poate urmări soarele de-a lungul axelor Nord-Sud și Est-Vest. Puterea produsă este mai mare decât sistemul fix cu: aproximativ 40% în Nordul Europei și 35% în Sudul Europei. Totuși, părțile mobile ale dispozitivului de urmărire necesită întreținere; potențialele defecte scad fiabilitatea și cresc costurile de întreținere.

FIGURA 21. SISTEM DE URMĂRIRE (Sursa: ReSEL, TUC)



2.1.6. Poziționarea BOS

Balanța-sistemului (BOS) reprezintă echipamentul auxiliar și se referă la susținerea și securizarea structurilor, invertoare, separatoare și protecții la supracurent, controlere de încărcare, baterii, și cutii de joncțiune (NABCEP, 2009).

Unele din componente pot necesita instalarea în cutii rezistente la intemperii sau etanșate împotriva umezelii, dacă nu sunt adecvate pentru funcționare în mediu umed sau în exterior. Instalatorul trebuie să estimeze dimensiunile spațiului necesar pentru instalarea tuturor componentelor în planificare inițială; condițiile de mediu specificate de producători trebuie de asemenea asigurate.

La alegerea locației BOS, instalatorul trebuie să evite locuri expuse direct la soare, vânturi puternice și să aleagă un loc protejat de ploi și umiditate. Dacă sistemul include baterii, este absolut necesar ca acestea să nu fie expuse la frig extrem, deoarece acesta le va reduce capacitatea efectivă. Mai mult, locul ideal pentru instalarea invertoarelor este rece, uscat, fără praf, aproape de modulele fotovoltaice, cutia de joncțiune și baterii (dacă sunt prezente), pentru a minimiza lungimea și secțiunea cablului (DGS, 2008).

2.1.7. Descrierea sarcinii

În cazul sistemelor autonome, sarcina trebuie documentată în detaliu. Sistemele autonome

pot fi dimensionate eficient doar pentru sarcini predictibile; estimările consumatorilor aleatori pot duce la o fiabilitate nesigură a alimentării de către sistem.

Instalatorul poate consulta tabele cu indici pentru valorile de consum ale diverselor aplicații, după determinarea necesarului de energie pentru beneficiar.

TABEL 4. VALORI TIPICE DE CONSUM DE ENERGIE (Sursa: Markvart & Castafier, 2003)

	Putere medie (W)	Utilizare medie (ore/zi)	Consumul anual de energie (kWh/an)
Iluminat			
Dormitor	94	1.0	36
Sală de mese	165	2.3	136
Hol	78	1.7	49
Sufragerie	106	2.0	77
Bucătărie	95	3.2	109
Living	124	2.4	109
Exterior	110	2.9	116
Baie	138	1.9	96
Alte aplicații			
Frigider			649
Congelator			465
Mașină de spălat	0.375kWh/spălare	4 spălări pe săptămână	78
Mașină de spălat vase	0.78kWh/spălare	o spălare pe zi	283
Cuptor electric	2.300	0.25	209
Aparat cafea			301
Microunde			120
Aspirator			14
Echipament audio			36
TV	100	5	182
PC			25

2.1.8. Rata de performanță

În timpul vizitei pe teren, instalatorului i se poate cere o estimare inițială a producției de energie anuală și dimensiunea suprafeței necesare.

O estimare aproximativă a necesarului de suprafață este calculată astfel: $10\text{m}^2 = 1\text{ kWp}$; o estimare grosieră a unui sistem fotovoltaic conectat la rețea este 2.800-3.600 €/kWp.

O estimare grosieră a producției poate fi implementată folosind Rata de Performanță (PR). PR exprimă performanța sistemului în comparație cu un sistem ideal, „fără pierderi”, cu aceeași configurație și putere instalată la aceeași locație (producția de referință), (Pearsall & Hill, 2001).

Valori tipice pentru PR sunt 60-75% deși pot fi atinse și valori mai mari. Dimensionarea în mare a ansamblului de module poate fi făcută folosind estimări ale PR, după cum urmează (SEAI 2010):

- Se consideră o valoare a PR: 0,7 (tipic),
- Determinarea iradianței solare în ansamblul de module actual.

De exemplu: $1.000\text{ kWh/m}^2/\text{an} \times 0,15$ (eficiență modul) $\times 0,95$ factor de corecție pentru înclinare și azimut $142,5\text{ kWh/m}^2/\text{an}$.

- Producția sistemului fotovoltaic, este estimată a fi $0,7 \times 142,5\text{ kWh/m}^2/\text{an} = 99,8\text{ kWh/m}^2/\text{an}$. (SEAI, 2010).

În funcție de această valoare, instalatorul poate estima venitul anual al instalației, luând în considerare prețul/kWh la nivel național.

2.2. Dimensionarea și Proiectarea Sistemului

2.2.1. Noțiuni de bază

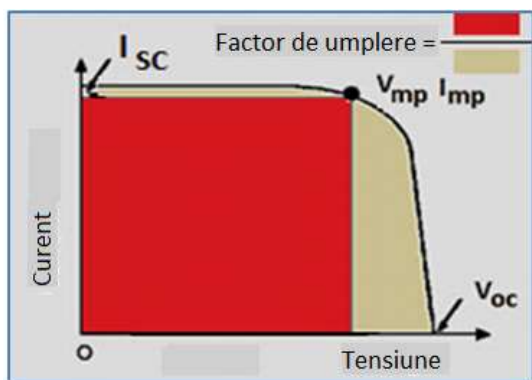
Curba I-V

O diagramă curent-tensiune (I-V) reprezintă combinațiile posibile de curent și tensiune de ieșire ale unui sistem fotovoltaic (FIGURA 22).

Modulul fotovoltaic produce curentul maxim când nu există nici o rezistență în circuit. Acest curent maxim este cunoscut drept curentul de scurt circuit (I_{sc}). Când modulul este scurtcircuitat, tensiunea în circuit este zero (ANU, 2011).

Tensiunea maximă apare când există o întrerupere în circuit. Aceasta se numește tensiune de circuit deschis (V_{oc}). În aceste condiții rezistența este infinită ca mărime și nu există curent. Ceea ce se întâmplă între aceste condiții extreme este reprezentat pe caracteristica I-V.

FIGURA 22. CURBA I-V A UNEI CELULE SOLARE (Sursa: ReSEL, TUC)



Puterea furnizată (W) de modul, în orice punct al curbei, reprezintă produsul între curent și tensiune în acel punct.

Punctul în care curba cotește corespunde cu puterea maximă obținută. Acesta este numit Punctul de Putere Maximă (MPP) și punctele care corespund pe curbă sunt I_{MPP} (curentul la

punctul de putere maximă) și V_{MPP} (tensiunea la punctul de putere maximă).

Caracteristica I-V este validă în condițiile standard de radiație solară și temperatura dispozitivului.

Se presupune că nu există umbră pe dispozitiv. Condițiile standard de radiație solară într-o zi senină se presupun a fi 1 kW/m^2 , cunoscute drept condiții solare de vârf.

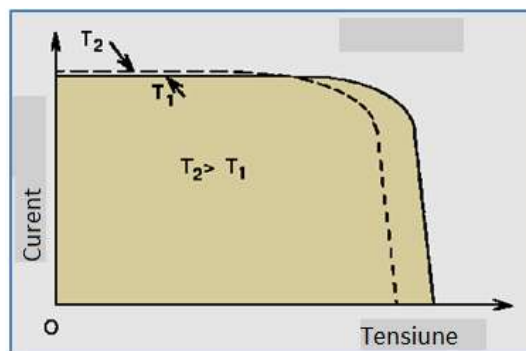
Factorul de umplere

Factorul de umplere FF ne informează de modul în care modulul deviază de la funcționarea ideală (FIGURA 22). Acesta reprezintă raportul între MPP și produsul între V_{oc} și I_{sc} . Factorul de umplere pentru un modul bun este în jur de 0,75.

Efectul temperaturii

Temperatura de operare a celulelor fotovoltaice este determinată de temperatura ambientală a aerului, eficiența capsulării și intensitatea radiației solare care cade pe modul, vântul și alte variabile. Creșterea temperaturii duce la o reducere a V_{oc} , ceea ce determină o putere produsă scăzută.

FIGURA 23. EFECTUL TEMPERATURII ASUPRA CARACTERISTICII (Sursa: ReSEL, TUC)



Interconectarea modulelor fotovoltaice

Modulele fotovoltaice pot fi interconectate în serie, prin conectarea terminalului negativ de

la un modul la terminalul pozitiv al următorului modul.

La conexiunea în serie tensiunea este cumulativă:

$$V_{\text{total}} = V_1 + V_2 + \dots + V_n$$

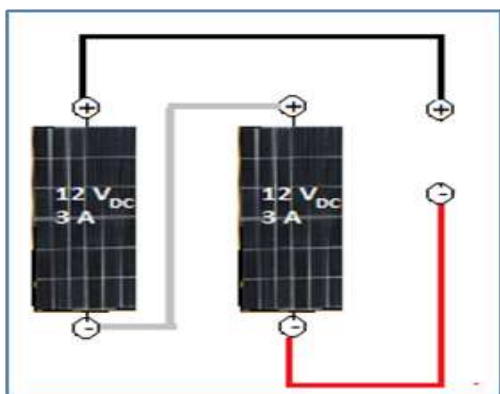
iar curentul rămâne constant:

$$I_{\text{total}} = I_1 = I_2 = \dots = I_n$$

Modulele din FIGURA 24 au o tensiune de circuit deschis de 12V fiecare, iar două module în serie au 24V.

$$V_{\text{total}} = 12V + 12V = 24V \text{ și } I_{\text{total}} = 3A$$

FIGURA 24. CONEXIUNE SERIE (Sursa: ReSEL, TUC)



La conexiunea în paralel curentul este cumulativ:

$$I_{\text{total}} = I_1 + I_2 + \dots + I_n$$

iar tensiunea rămâne constantă:

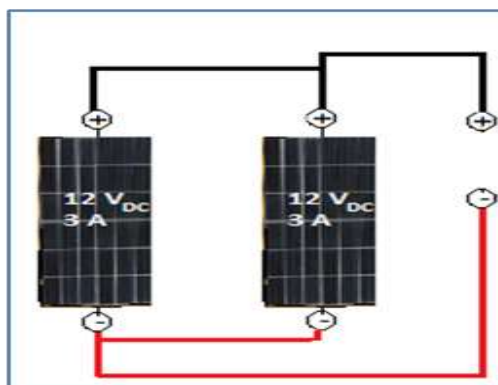
$$V_{\text{total}} = V_1 = V_2 = \dots = V_n$$

În cazurile în care specificul aplicației necesită un curent mare, se realizează o conexiune a modulelor în paralel.

Pentru modulele conectate în paralel (FIGURA 25)

$$V_{\text{total}} = 12V \text{ și } I_{\text{total}} = 3A + 3A = 6A$$

FIGURA 25. CONEXIUNEA PARALELĂ (Sursa: ReSEL, TUC)

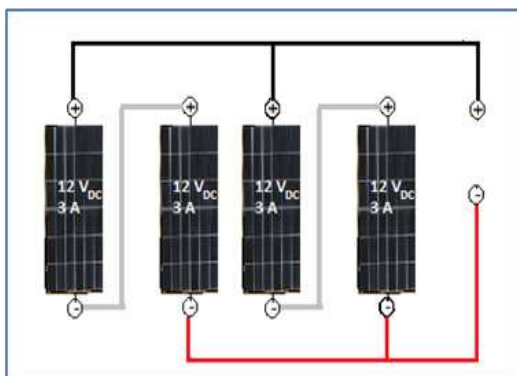


O conexiune serie și paralel (conexiune mixtă) a mai multor module poate fi de asemenea implementată (FIGURA 26).

În acest caz

$$V_{\text{total}} = V_1 + V_2 = 24V \text{ și } I_{\text{total}} = I_1 + I_2 = 6A$$

FIGURA 26. CONEXIUNE SERIE ȘI PARALEL (Sursa: ReSEL, TUC)



2.2.2. Invertoarele

Un inverter convertește tensiunea din curent continuu a modulelor în tensiune alternativă mono sau trifazată precum cea de la rețeaua electrică. Invertoarele au de obicei un dispozitiv de Urmărire a Punctului de Putere Maximă (MPPT) unde sistemul fotovoltaic funcționează la cea mai ridicată eficiență. Totuși, tensiunea și curentul generate de modulele fotovoltaice trebuie să se potrivească pe gama de intrare a inverterului.

Dacă modulele fotovoltaice sunt conectate în serie, tensiunea lor se adaugă pentru a da tensiunea totală, iar dacă sunt conectate în paralel, curentul este adunat pentru a da curentul total (Salas et al, 2009).

Trei familii de invertoare, în funcție de proiectarea sistemului, pot fi definite (Myrzik & Calais, 2003): invertore centrale, invertore integrate în module și invertore de șiruri.

a. Invertorele centrale

Invertorele centrale erau cele mai folosite în anii 80 pentru sistemele conectate la rețea. Totuși, au fost observate câteva inconveniente în sistemele care le foloseau (riscul producerii de arc electric în cablajul de curent continuu, adaptabilitate scăzută la cerințele clientului) ceea ce a dus la introducerea tehnologiei sistemului modular care era mai fiabilă și mai ieftină.

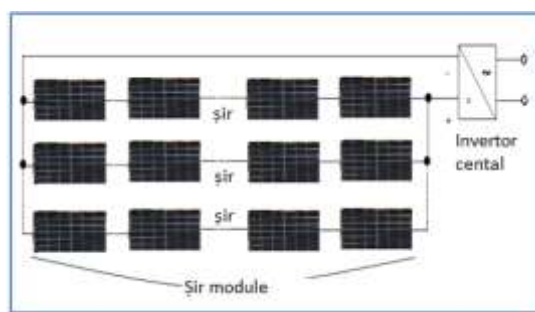
În conceptul de tensiune scăzută (<120V), câteva module sunt conectate în serie într-un șir. Cum doar câteva module sunt legate în serie, efectul umbririi va fi mai redus în comparație cu șirurile mai lungi. Totuși, motivul pentru care conceptul nu este folosit foarte des este curentul ridicat și rezultatul pierderilor ohmice care pot fi compensate prin secțiuni mai mari de cabluri (DTI, 2008).

În conceptul de tensiune înaltă (>120V), se pot folosi secțiuni mai mici pentru cabluri datorită curenților mai mici, totuși pierderile prin umbrire sunt mai mari datorită șirurilor lungi, ceea ce este un dezavantaj important.

În conceptul master slave, unul dintre invertore este superior celorlalte și reglează funcționarea celorlalte din lanț. Odată cu creșterea iradianței, puterea limită a dispozitivului master este atinsă și următorul inverter (slave) este conectat. Când nivelurile de radiație sunt scăzute, se obțin eficiențe mai bune comparat cu cazul în care toate

invertorele sunt în funcționare permanentă (Myrzik & Calais, 2003).

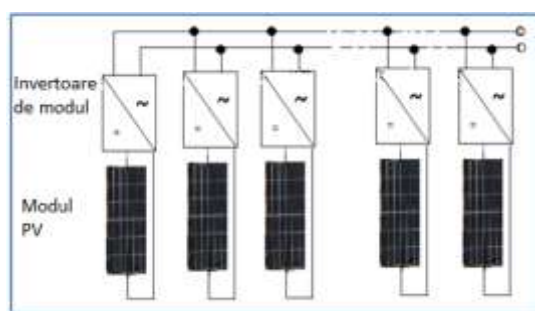
FIGURA 27. MODULE FOTOVOLTAICE CONECTATE LA UN INVERTOR CENTRAL (Sursa: ReSEL, TUC)



b. Invertore integrate în module

Cele mai mici sisteme fotovoltaice posibile, conectate la rețea, sunt modulele cu inverter integrat, astfel încât pierderile prin dezechilibru și cablarea de curent continuu sunt minimizate. Totuși, această tehnologie are de asemenea dezavantaje legate de eficiență, datorită puterii scăzute. Costul pe Watt este de asemenea mai mare.

FIGURA 28. MODULE FOTOVOLTAICE CONECTATE LA INVERTOARE DE MODUL (Sursa: ReSEL, TUC)

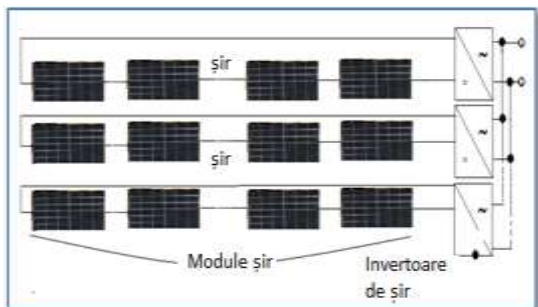


c. Invertore de șiruri

Ca un compromis între conceptul de inverter integrat în modul și inverterul central, inverterul de șir a fost introdus pe piață la mijlocul anilor 90 și este cel mai popular inverter utilizat azi.

Eficiența unui inverter de șir poate varia între 94-97%. Astfel, cercetătorii se concentrează pe noi concepte în sistemele fotovoltaice, pentru a crește eficiența și pentru a reduce costurile centralei fotovoltaice.

FIGURA 29. MODULE FOTOVOLTAICE CONECTATE PE INVERTOARE DE ȘIR (Sursa: ReSEL, TUC)



Dimensionare inverterului

Puterea nominală în curent alternativ a invertoarelor este puterea pe care inverterul o poate furniza continuu la o temperatură ambientală de $25^\circ \pm 2^\circ\text{C}$.

Puterea în curent continuu a inverterului ($P_{INV DC}$) este aproximativ cu 5% mai mare decât puterea nominală în curent alternativ (DTI, 2008).

Intervalul de puteri poate fi definit pentru dimensionare:

$$0,8 P_{PV} < P_{INV DC} < 1,2 P_{PV}$$

P_{PV} : puterea ansamblului de module în Wp

Relația între puterea instalată a generatorului fotovoltaic și puterea maximă a inverterului este cunoscută drept factorul de dimensionare al inverterului C_{INV} și poate fi calculat cu următoarea ecuație (Velasco et al, 2006):

$$C_{INV} = \frac{P_{PV}}{P_{INV AC}}$$

$P_{INV AC}$: puterea nominală a inverterului în curent alternativ.

O valoare tipică pentru C_{INV} este în intervalul $0,83 < C_{INV} < 1,25$, dar pare a fi eficientă din punct de vedere cost pentru $C_{INV} > 1$.

Numărul maxim de module

La temperaturi scăzute, tensiunea modulului crește (FIGURA 23). Cea mai mare tensiune se înregistrează în circuit deschis la temperaturi

joase. Dacă inverterul este oprit într-o zi însorită de iarnă, acest lucru poate duce la o tensiune de circuit deschis destul de ridicată la repornire și poate deteriora inverterul. Pentru a evita deteriorarea, cea mai înaltă tensiune trebuie să fie mai mică decât tensiunea maximă în curent continuu acceptată pe inverter (DGS, 2008).

Deci numărul maxim de module conectate în serie este dat de următoarea ecuație:

$$n_{max} = \frac{V_{MAX (INV)}}{V_{oc-Tmin}}$$

$V_{max(INV)}$: tensiunea maximă pe intrarea inverterului,

$V_{oc-Tmin}$: tensiunea de circuit deschis a modulului la temperatura minimă.

În majoritatea cazurilor, valoarea $V_{oc-Tmin}$ nu este dată de furnizor. Totuși, aceasta poate fi calculată, dacă se cunosc V_{oc} la STC (25°C) și coeficientul de variație a tensiunii cu temperatura T_c . Prin urmare, $V_{oc-Tmin}$ este dat de următoarea relație:

$$V_{oc-Tmin} = V_{oc-STC} + \Delta T \times TC$$

ΔT : diferența dintre temperatura minimă a ambiantului și temperatura de 25°C (STC).

TC : coeficientul de variație a tensiunii cu temperatura în $V/^\circ\text{C}$, ceea ce înseamnă că pentru fiecare $^\circ\text{C}$ cu care temperatura scade sub 25°C , tensiunea modulului va crește cu aceeași valoare.

Numărul minim de module

Temperatura maximă atinsă de un modul este folosită pentru a determina numărul minim de module pe un șir.

Într-o zi însorită de vară, modulul fotovoltaic va avea o tensiune mai mică decât cea pentru 25°C (STC) datorită creșterii temperaturii. Dacă tensiunea de operare a sistemului scade sub tensiunea minimă MPP a inverterului, acesta nu va produce maximum posibil de putere, și chiar ar putea să se oprească.

Sistemul trebuie deci să fie dimensionat în concordanță cu numărul minim de module conectate în serie pe un șir, care rezultă din următoarea ecuație:

$$n_{min} = \frac{V_{MPP (INV min)}}{V_{MPP-Tmax}}$$

$V_{MPP (INV-min)}$: tensiunea minimă de intrare pe inverter la MPP

$V_{MPP-Tmax}$: tensiunea modulului la MPP pentru cea mai ridicată temperatură.

Dacă $V_{MPP-STC}$ este dat, valoarea V_{MPP} la diferite temperaturi poate fi calculată de următoarea ecuație:

$$V_{MPP-T} = V_{MPP-STC} + \Delta T \times T_C$$

2.2.3. Numărul de șiruri

Curentul maxim al ansamblului de module fotovoltaice nu trebuie să depășească curentul maxim de intrare al inverterului. Numărul maxim de șiruri poate fi estimat cu următoarea ecuație (DGS, 2008):

$$n_{string} = \frac{I_{max INV}}{I_{n string}}$$

$I_{max INV}$: curentul continuu maxim permis pe intrarea inverterului

$I_{n string}$: curentul maxim pe șir.

2.2.4. Dimensionarea cablurilor

Trei parametrii importanți trebuie luați în considerare la dimensionarea cablurilor:

- tensiunea nominală a cablului,
- curentul nominal al cablului,
- minimizarea pierderilor pe cablu.

Tensiunea nominală

Tensiunea nominală a cablurilor este în general mai mare decât tensiunea de funcționare a sistemului fotovoltaic, totuși

pentru sistemele mari acest lucru trebuie verificat, luând în considerare tensiunea maximă de circuit deschis la cea mai scăzută temperatură a ansamblului de module fotovoltaice.

Secțiunea cablului este dimensionată în funcție de curentul maxim. Curentul maxim al modulului sau șirului de module este dat de ecuația:

$$I_{max} = I_{SC PV} - I_{SC String}$$

$I_{SC PV}$: curentul de scurtcircuit al întregului generator fotovoltaic

$I_{SC String}$: curentul de scurtcircuit al unui șir

Siguranțe pentru șiruri

Se pot folosi siguranțe pentru șiruri pentru a proteja cablurile la supraîncărcare și sunt de obicei folosite în sisteme cu mai mult de patru șiruri.

Curentul nominal permis pe cablu trebuie să fie mai mare sau egal cu nivelul curentului de declanșare a siguranței de șir.

$$I_z \text{ Cablu} \geq I_a \text{ Siguranță String}$$

Siguranța trebuie să se declanșeze la de două ori curentul de scurt-circuit la STC:

$$2 I_{SC String} > I_n \text{ Siguranță String} > I_{SC String}$$

Pentru a evita declanșări false,

$$I_n \text{ Siguranță String} \geq 1,25 I_n \text{ String}$$

$I_n \text{ Siguranță String}$: curentul nominal al siguranței, A

$I_n \text{ String}$: curentul nominal al șirului, A

Minimizarea pierderilor în cabluri

Unul din principalele obiective la dimensionarea secțiunii cablurilor este reducerea la minim a pierderilor pe cabluri/a căderii de tensiune.

Se recomandă o cădere de tensiune pe circuitul de curent continuu mai mică de 1% din tensiunea nominală a sistemului fotovoltaic la STC pentru a limita pierdere de putere prin toate cablurile de c.c sub 1%. Pierderi de 1% pot fi obținute folosind secțiuni de cablu standard pentru sisteme fotovoltaice cu invertoare operând cu o tensiune de intrare mare ($V_{MPP} > 120V$). (DGS, 2008)

Totuși, în sisteme fotovoltaice cu invertoare care operează la tensiuni sub 120V pe intrare, căderea de tensiune depășește 1%, chiar dacă se folosesc secțiuni de cablu de 6mm². Acest lucru se întâmplă mai ales când invertorul și generatorul fotovoltaic sunt la distanțe mari. În aceste sisteme, o cădere de tensiune de 1% pe cablurile de șir și o cădere suplimentară de 1% pe cablul principal de curent continuu sunt acceptabile.

Secțiunea recomandată pentru pierderi 1% (la STC) poate fi aleasă folosind formula:

$$A_M = \frac{2 \cdot L_M \cdot I_{St}}{1\% \cdot V_{MPP} \cdot \kappa}$$

L_M : lungimea cablului pentru cablarea modulelor și a șirurilor, m

I_{St} : curentul de șir, A

V_{MPP} : tensiunea de șir, V

κ : conductivitatea electrică, m/Ω mm² (cupru $\kappa_{Cu} = 56$, aluminiu $\kappa_{Al} = 34$)

Valoarea este rotunjită la cea mai apropiată valoare superioară de secțiune standard a cablului.

Următoarea ecuație se folosește pentru calcularea pierderilor totale (W) în toate

cablurile de la module și șiruri pentru secțiunea de cablu aleasă.

$$P_M = \frac{2 \cdot n \cdot L_M \cdot I_{St}^2}{A_M \cdot \kappa}$$

n: numărul de șiruri ale generatorului PV

Acolo unde sistemele fotovoltaice au lungimi diferite pe stringuri, următoarea ecuație este folosită:

$$P_M = \frac{2 \cdot I_{St}^2}{\kappa} \cdot \left(\frac{L_1}{A_1} + \frac{L_2}{A_2} + \frac{L_3}{A_3} + \dots \right)$$

Cablul principal de curent continuu și cablurile magistralei de curent continuu de la modulele fotovoltaice trebuie să poată funcționa la curentul maxim care poate apărea în circuit. Cablul principal de curent continuu este dimensionat pentru a putea funcționa la 1,25 ori curentul de scurt-circuit la STC

$$I_{max} = 1,25 I_{SC PV}$$

Secțiunea cablului trebuie selectată în funcție de nivelul de curent permis pe cablu. Se presupune din nou că avem o pierdere de 1% pe cabluri față de puterea nominală a ansamblului fotovoltaic.

Secțiunea cablului de curent continuu este dată de:

$$A_{DC cable} = \frac{2 \cdot L_{DC cable} \cdot I_n^2}{(v \cdot P_{PV} - P_M) \cdot \kappa}$$

$L_{DC cable}$: lungimea întregului fir pentru cablarea modulelor și a șirurilor, m

I_n : curentul nominal al modulului, A

P_{PV} : puterea nominală a modulului, W_p

P_M : pierderea pe linie a cablului principal de curent continuu, W

κ : conductivitatea electrică, m/Ω mm²

v: factorul de pierdere v= 1 %, sau v = 2 % în conceptul tensiune scăzută.

Valoarea este rotunjită la cea mai apropiată valoare superioară de secțiune standard a cablului.

Următoarea ecuație este folosită pentru a calcula pierderile globale prin toate modulele și șirurile de cabluri pentru secțiunea de cablu aleasă.

$$P_M = \frac{2 \cdot L_{DC \text{ Cable}} \cdot I_n^2}{A_{DC \text{ cable}} \cdot \kappa}$$

Calculul secțiunii de cablu pentru curent alternativ se face plecând de la o cădere de tensiune de 3% în raport cu tensiunea nominală a rețelei. Secțiunea de cablu $A_{AC \text{ cable}}$ este apoi estimată prin următoarea ecuație:

$$A_{AC \text{ cable}} = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{AC \text{ Cable}} \cdot I_{n \text{ AC}} \cdot \cos\varphi}{3\% \cdot V_n \cdot \kappa}$$

pentru o racordare monofazată.

$L_{AC \text{ cable}}$: lungimea întregă a cablului de conexiune în curent alternativ, m

$I_{n \text{ AC}}$: curentul alternativ nominal al invertorului, A

$\cos\varphi$: factorul de putere (între 0,8 și 1,0)

V_n : tensiunea nominală a rețelei, monofazată: 230V

În cazul unei racordări trifazate:

$$A_{AC \text{ cable}} = \frac{\sqrt{2} \cdot L_{AC \text{ Cable}} \cdot I_{n \text{ AC}} \cdot \cos\varphi}{3\% \cdot V_n \cdot \kappa}$$

V_n : tensiunea nominală a rețelei, trifazate: 400V

Pierderile în cablu pentru secțiunea aleasă $P_{AC \text{ cable}}$ este dată de formula:

$$P_{AC \text{ cable}} = \frac{2 \cdot L_{AC \text{ Cable}} \cdot I_{n \text{ AC}}^2 \cdot \cos\varphi}{A_{AC \text{ cable}} \cdot \kappa}$$

într-un sistem monofazat, și

$$P_{AC \text{ cable}} = \frac{3 \cdot L_{AC \text{ Cable}} \cdot I_{n \text{ AC}}^2}{A_{AC \text{ cable}} \cdot \kappa}$$

într-un sistem trifazat.

2.2.5. Diodele de blocaj

Diodele de blocaj sunt utilizate în sistemele fotovoltaice pentru a preveni apariția curenților inverși (Markvart & Castafier, 2003).

Diodele de blocaj, când sunt amplasate la capetele șirurilor diferite de module conectate în serie, în sisteme cu tensiune înaltă, pot izola șirurile umbrite sau deteriorate, prevenindu-se curentul invers în celelalte șiruri, dacă există un scurt-circuit într-unul din module.

Mai mult, în sistemele cu încărcare a bateriilor, diodele de blocaj pot opri curentul invers de la baterie către module noaptea. Cum potențialul modulului scade către zero noaptea, bateria s-ar putea descărca toată noaptea înapoi prin module. Acest lucru ar putea duce la deteriorarea modulelor și pierderea energiei stocate în baterii. Când se amplasează diode în circuit între module și baterii, acestea blochează orice scurgere noaptea.

2.2.6. Împământarea

Împământarea sau legarea la pământ reprezintă procedura prin care una sau mai multe părți ale unui sistem electric sunt conectate la pământ, care este considerat ca având tensiunea zero (Markvart & Castafier, 2003).

Procedurile de împământare variază în funcție de normativele naționale. Un conductor de legare la pământ al unui echipament de obicei nu conduce nici un curent și este legat la rețeaua de împământare. Acest tip de conexiune este folosită la conectarea suprafețelor expuse de metal ale echipamentelor electrice împreună și apoi la pământ, pentru a preveni șocurile electrice și pentru a permite dispozitivelor de protecție la supracurent să funcționeze corect atunci când apar defecte de punere la pământ.

Sistemele fotovoltaice trebuie să aibă conductoare de împământare a echipamentelor cu suprafețe metalice expuse din sistem la un electrod de legare la pământ (dispozitivul metalic folosit pentru împământare care face efectiv contact cu pământul).

Totuși conductorii de împământare trebuie folosiți doar pentru sisteme peste 50V. În acest caz, tensiunea trebuie calculată pentru temperaturile scăzute datorită creșterii tensiunii de circuit deschis față de cea specificată pentru STC (Wiles, 1999).

Un sistem cu tensiunea nominală de 24V are o tensiune de circuit deschis de circa 44V la 25°C. Acest lucru înseamnă că tensiunea poate depăși 50V la temperaturi de sub zero grade (vezi capitolul "Numărul maxim de module") și în acest caz ar trebui prevăzuți electrozi de împământare.

2.2.7. Protecția la trăsnet

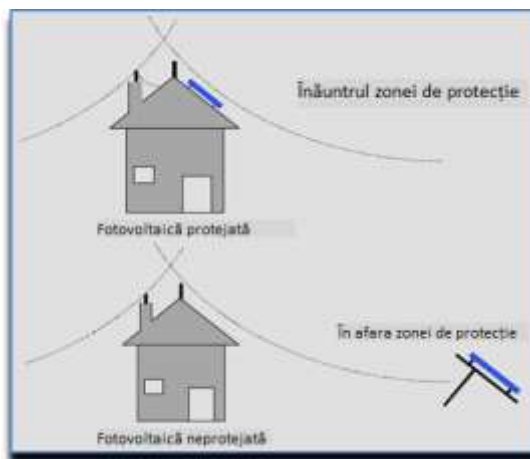
Când sistemul fotovoltaic este amplasat în afara zonei de protecție a clădirii, este necesar un dispozitiv de protecție împotriva fulgerelor (FIGURA 30).

Sistemul poate fi deteriorat chiar dacă fulgerul nu-l lovește direct. Protecția la trăsnet se poate realiza prin câteva măsuri:

- folosirea unui singur electrod de împământare;
- conectarea tuturor părților metalice ale echipamentului electric la pământ;
- aranjarea cablurilor pentru a se evita buclele care pot produce supratensiuni;
- instalarea protecțiilor la fulger pentru echipamentul protejat (IEA PVPS, 2003).

Un conductor de Protecție Împământare (PE) poate descărca cablurile de curent continuu în cazul unei lovituri directe; limitând deci daunele la rețeaua de joasă tensiune sau la invertore.

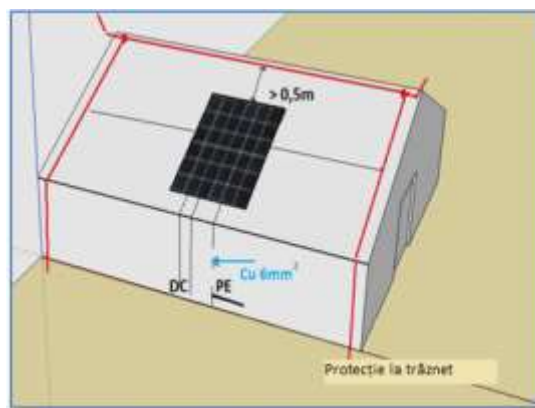
FIGURA 30. EXEMPLU DE PROTECȚIE (Sursa: IEA PVPS, 2003)



Cablurile au traseul de obicei prin exteriorul clădirii de la acoperiș la rețeaua electrică. În acest caz atât conductorul cât și cablurile de curent continuu trebuie să fie pozate în exterior.

Pentru centralele fotovoltaice mici amplasate pe clădiri cu paratrăsnet, centrala poate fi protejată complet de sistemul deja existent. Pentru ca acest lucru să aibă loc, toate părțile generatorului fotovoltaic trebuie să fie poziționate într-o zonă de protecție. Zona de protecție este formată dintr-un fir pe coama casei și alte două care coboară pe fiecare parte a clădirii (FIGURA 31).

FIGURA 31. SISTEM FOTOVOLTAIC MIC ÎN ZONA DE PROTECȚIE A PARATRĂZNETULUI. (Sursa: Schletter Solar, 2005).



O distanță de siguranță între centrala fotovoltaică și componentele paratrăznetului trebuie menținută. În practică, o distanță de cel puțin 0,5 m s-a dovedit a fi suficientă (FIGURA 31).

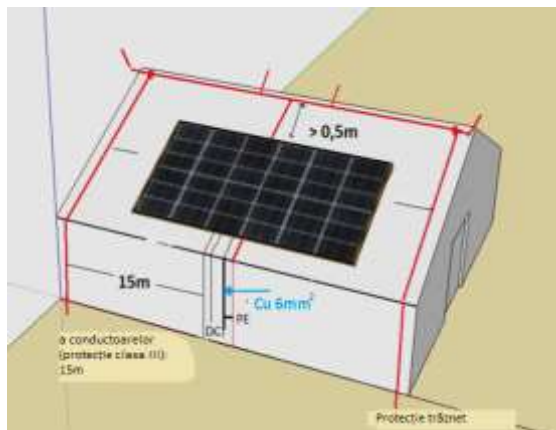
Distanța minimă, în cazul sistemelor fotovoltaice mari, între centrală și paratrăznet nu poate fi întotdeauna realizată. Centrala nu poate acoperi sistemul de paratrăznet existent, datorită faptului că scurgerea supracurenților ar putea să pătrundă în clădire prin generator, în cazul unui fulger și să cauzeze daune severe.

În acest caz:

- Conexiunile de protecție la trăsnet pot fi înlocuite de cabluri cu Izolație de Înaltă Tensiune, astfel ca distanța minimă să fie respectată.
- Dispozitive și conexiuni suplimentare pentru protecția clădirii și a centralei (Schletter Solar, 2005).

Dacă distanța minimă ($>0,5\text{m}$) nu poate fi asigurată, generatorul fotovoltaic și sistemul de protecție la trăsnet sunt conectate, pentru a limita consecințele conturnării. Conexiunea (Cu) trebuie să aibă o secțiune de minim 16mm^2 .

FIGURA 32. SISTEM FOTOVOLTAIC MARE PE ACOPERIȘ. (Sursa: Schletter Solar, 2005).



În acest caz este mai bine să avem o conexiune între rama de montare și echipotențializarea casei. Dacă se realizează o astfel de conexiune, ar trebui să aibă de asemenea o secțiune de minim 16mm^2 Cu. (Schletter Solar, 2005).

Sfera rostogolită (FIGURA 33) este o metodă de testare a zonei de protecție împotriva unei lovituri directe de trăsnet. O sferă este rostogolită peste modelul sistemului și toate punctele de contact reprezintă puncte posibile pentru o lovitură directă (OBO-Betterman, 2010).

FIGURA 33. METODA SFEREI ROSTOGOLITE. (Sursa: OBO-Betterman, 2010)



Când mai multe tije de interceptare sunt folosite la protejarea panourilor, adâncimea de penetrare între ele trebuie luată în considerare (TABEL 5).

TABEL 5. ADÂNCIMEA DE PENETRARE A CLASEI DE PROTECȚIE CONFORM CU VDE 0185-305. (Sursa: OBO-Betterman, 2010)

Distanța de interceptare a sistemului (d) în m	Adâncimea de penetrare		
	clasa I	clasa II	clasa III
	Sfera de protecție: R =		
	20 m	30 m	45 m
2	0.03	0.02	0.01
3	0.06	0.04	0.03
4	0.10	0.07	0.04
5	0.16	0.10	0.07
10	0.64	0.42	0.28
15	1.46	0.96	0.63
20	2.68	1.72	1.13

2.2.8. Sisteme fotovoltaice autonome

Dimensionarea sistemelor fotovoltaice autonome

Ecuția care poate fi folosită pentru dimensionarea unui sistem fotovoltaic autonom (Antony et al, 2007) este:

$$W_{PV} = \frac{E}{G \cdot n_{SYS}}$$

W_{PV} : puterea de vârf a sistemului, W_p

E : necesarul zilnic, Wh

G : media zilnică a numărului de Ore de Soare Plin (PSH) în luna considerată pentru unghiul de înclinare și orientarea sistemului fotovoltaic.

n_{SYS} : randamentul total al sistemului.

Randamentul total al sistemului poate fi calculat astfel:

$$n_{SYS} = n_{PV} \times n_{PV\ BAT} \times n_{CC} \times n_{BAT} \times n_{DIST} \times n_{INV}$$

n_{PV} : randamentul modulului,

$n_{PV\ BAT}$: pierderile datorate căderilor de tensiune pe cablu de la sistem la baterii,

n_{CC} : pierderile în controlerul de încărcare,

n_{BAT} : pierderile pe baterie,

n_{DIST} : pierderile pe cablurile de distribuție de la baterie la sarcini,

n_{INV} : pierderile în invertor.

Randamentul modulului poate fi estimat cu următoarea ecuație:

$$n_{PV} = n_{STC} \times f_a \times f_d \times f_t \times f_{dio}$$

n_{STC} : eficiența modulului la STC,

f_a : factorul de degradare prin îmbătrânire,

f_d : factorul de reducere prin prăfuire,

f_t : factorul de reducere datorat temperaturii

f_{dio} : factorul de reducere datorat diodelor.

Valori indicative pentru factorii menționați mai sus sunt prezentate TABEL 6.

TABEL 6. VALORI INDICATIVE (Sursa: Antony, 2007)

Factori	Valori indicative
$n_{PV\ BAT}$	0,98 datorat unei pierderi de 2% în cablu de la sistem la baterii.
n_{CC}	0,98 datorat unei pierderi de 2% într-un controler de încărcare de bună calitate.
n_{BAT}	0,90 datorat pierderii de 10% pe baterii.
n_{DIST}	0,98 datorat unei pierderi de 2% pe cablu.
n_{INV}	0,90 datorat pierderilor de 10% pe un invertor de bună calitate.
n_{STC}	0,12-0,14 pentru panouri din Si Policristalin
f_a	Reducerea eficienței de aproape 1% pe an: după 5 ani $f_a = 0,95$
f_d	0,95 pentru panouri curățate regulat 0,90 pentru panouri ușor prăfuite 0,80 pentru panouri orizontale murdare Valoarea luată de obicei 0,88
f_t	$f_t = 1 - [(T_a + T_{PV}) - 25] \cdot 0,004$ T_a : media lunară a temperaturii ambientale, °C T_{PV} : temperatura pe panoul fotovoltaic, °C
f_{dio}	0,99 datorat pierderilor de 1% de la diodele de blocare.

Luna folosită pentru dimensionarea sistemului este luna cu cea mai mică medie de radiație solară în timpul perioadei de operare a sistemului (Decembrie, dacă sistemul este funcțional tot anul).

Numărul de ore de vârf este în funcție de înclinația și orientarea sistemului fotovoltaic. Dacă singura informație disponibilă este radiația solară pe un plan orizontal, se aplică factori de corecție pentru înclinare și orientare.

Bateriile

Sistemele fotovoltaice autonome utilizează baterii pentru stocare. Cele mai comune tipuri sunt cele Plumb-acid, deoarece sunt ieftine, fiabile și au o densitate de stocare a energiei relativ bună. Bateriile pe bază de plumb constau în două plăci de plumb imersate în acid sulfuric diluat care crează o tensiune de circa 2V între plăci. Celulele sunt conectate apoi în serie pentru a produce baterii de 12V.

Ciclul ideal de încărcare al unei baterii are următoarele etape:

- bateria este încărcată la curent constant până ce tensiunea ajunge la o valoare predefinită,
- tensiunea este menținută constantă cât timp curentul de încărcare scade,
- tensiunea de încărcare scade după o perioadă convenabilă de timp pentru a evita gazeificarea excesivă și pierderea de electrolit.

Totuși, o încărcare ideală nu poate fi obținută într-un sistem fotovoltaic, dacă puterea disponibilă se schimbă continuu.

În sistemele de sine stătătoare, ciclul de baterie durează peste 24 de ore, încărcându-se pe perioada zilei și descărcându-se noaptea. Descărcarea zilnică a bateriei poate varia între 2-20 % din totalul capacității bateriei.

Proiectarea sistemului fotovoltaic ar trebui să considere moduri în care să se prevină potențialele probleme precum sulfurarea, stratificarea și înghețarea (Markvart & Castafier 2003).

- Sulfurarea apare dacă bateria este descărcată, dacă tensiunea scade sub tensiunea de tăiere (descărcare profundă), și dacă apare o scădere semnificativă în concentrația de acid.
- Stratificarea apare când acidul formează straturi de diferite densități în decursul ciclurilor bateriei. Bateriile care sunt în mod constant descărcate profund și apoi încărcate complet, concentrează acid de o densitate mai mică în partea de jos; în timp ce bateriile cu cicluri scurte care nu sunt încărcate 100% concentrează acid de o densitate mai mică în partea de sus.
- Înghețarea într-o baterie cu plumb-acid apare pe parcursul descărcării bateriei; acidul devine "apos" și punctul de înghețare se ridică, ceea ce poate provoca probleme

severe dacă bateria funcționează la temperaturi sub zero grade.

Baterii cu acid-plumb de bună calitate pot funcționa până la 4.500 cicluri la 30% Amplitudine A Descărcării (DOD), ceea ce echivalează cu o durată de viață de 20 de ani (Kirchensteiner, 2011).

Bateriile sunt în general instalate într-o cutie etanșă, separată de dispozitivele de comandă sau alte componente ale sistemului fotovoltaic care pot avea mecanisme de încălzire/răcire, pentru a le proteja de variații excesive de temperatură. Cutia trebuie să fie proiectată pentru a limita expunerea directă la razele soarelui. Când oscilațiile de temperatură sunt reduse, bateria va funcționa mai bine, va avea o viață mai lungă, și necesită mai puțină întreținere (Dunlop, 1997).

Capacitatea nominală a bateriei este dată de următoarea ecuație (Markvart & Castafier, 2003):

$$Q_n = I_n \cdot t_n$$

I_n : curentul constant de descărcare, A

C_n : timpul de descărcare, h

Dimensionarea bateriei

Bateria trebuie să stocheze energie pentru multe zile și nu trebuie să depășească DODmax în funcționare (Antony et al, 2007).

Următoarea ecuație poate fi folosită:

$$Q = \frac{E \cdot A}{V \cdot T \cdot n_{INV} \cdot n_{cable}}$$

Q: capacitatea minimă necesară a bateriei, Ah

E: necesarul zilnic de energie, Wh

A: numărul de zile de stocare necesar

V: tensiunea în c.c. a sistemului, V

T: coeficientul maxim de descărcare permis al bateriei, de obicei furnizat pe fișa tehnică (indicativ între 0,3 - 0,9)

n_{inv} : eficiența inverterului (1,0 dacă nu se folosește inverter)

n_{cable} : eficiența cablurilor care transferă puterea de la baterii la sarcini.

Diode

Diodele de blocare protejează bateria de scurt-circuit și de asemenea previne descărcarea prin module atunci când nu există lumină. Diode pentru scădere a tensiunii pot de asemenea să fie utilizate pentru a se asigura faptul că bateria nu alimentează sarcina în exces (Wenham et al, 2007).

Controlere de încărcare

Controlerele de încărcare sunt necesare în sistemele de sine stătătoare pentru a proteja bateriile în limitarea nivelelor de descărcare și supraîncărcare.

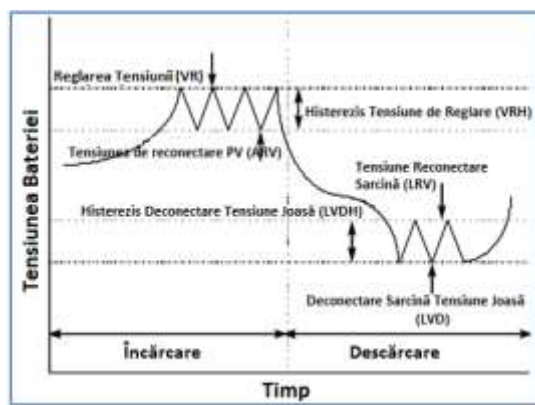
Caracteristici principale (FIGURA 34) ale controlerelor de încărcare (Wenham et al, 2007) sunt:

- Referința de Reglare (VR): tensiunea maximă permisă. Controlerul de încărcare fie va întrerupe încărcarea fie va regla curentul livrat bateriei până este atinsă referința (Dunlop, 1997).
- Histerezisul de Reglare (VRH): diferența între Referința de Reglare și tensiunea de reconectare. Dacă histerezisul este prea mare, întreruperea încărcării va fi prea lungă. Dacă VRH este prea scăzut, sistemul va cicla prea rapid între pornit și oprit. Diferența într VR – VRH este denumită VRR.
- Punctul de tensiune redusă de deconectare (LVD): definește tensiunea la care sarcina va fi deconectată pentru a se evita descărcarea excesivă (DODmax). Descărcarea excesivă a bateriei o poate face vulnerabilă la înghețare și reduce viața bateriei.
- Tensiunea de reconectare a sarcinii (LRV): Tensiunea bateriei la care controlerul permite sarcinii să fie reconectată la

baterie. Odată ce controlerul deconectează sarcina de la baterie la LVD, tensiunea bateriei crește la tensiunea de circuit deschis. Când sistemul fotovoltaic furnizează energie suplimentară, tensiunea bateriei este crescută și îndată ce tensiunea bateriei și starea de încărcare sunt suficient de ridicate, se reconectează sarcina.

- Histerezisul de deconectare la tensiune scăzută (LVDH) – intervalul între LVD și tensiunea de reconectare a sarcinii. Dacă LVDH este ales prea scăzut, sarcina va fi conectată și deconectată prea rapid când nivelul bateriei este scăzut, ceea ce poate produce deteriorarea controlerului de încărcare, și creșterea timpului necesar pentru încărcarea completă a bateriei. Dacă este prea mare, sarcina poate rămâne oprită o perioadă mai lungă de timp, până ce panourile reîncarcă bateria suficient.

FIGURA 34. PUNCTELE DE REFERINȚĂ PENTRU CONTROLERUL DE ÎNCĂRCARE (Sursa: Dunlop, 1997)



Există două metode principale de reglare a încărcării (Wenham et al, 2007):

a) Reglarea prin întrerupere (on/off). Controlerul transmite tot curentul produs de panourile fotovoltaice către baterii pe parcursul încărcării. La atingerea tensiunii maxime permise, controlerul oprește curentul de încărcare. La căderea tensiunii sub VR – VRH, curentul este reconectat.

b) Reglarea constantă a tensiunii. Controlerul poate modifica referința VR prin sesizarea

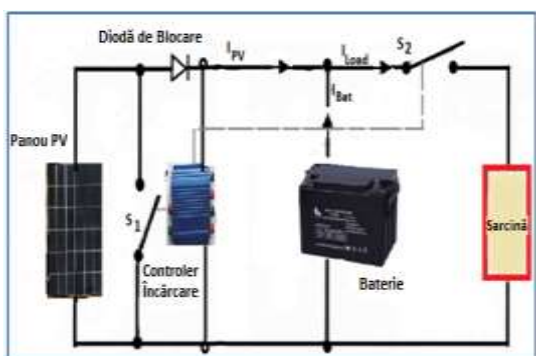
stării bateriei sau folosind o referință mai scăzută pentru a evita gazeificarea excesivă, cu o rezervă pentru o încărcare ocazională pentru "egalizarea" gazeificării.

Cele două tipuri de reglare a încărcării pot fi aplicate prin șunt sau aranjamente serie.

Regulatorul tip șunt (paralel) are un comutator care este deschis când bateria se încarcă și se închide când bateria este încărcată complet.

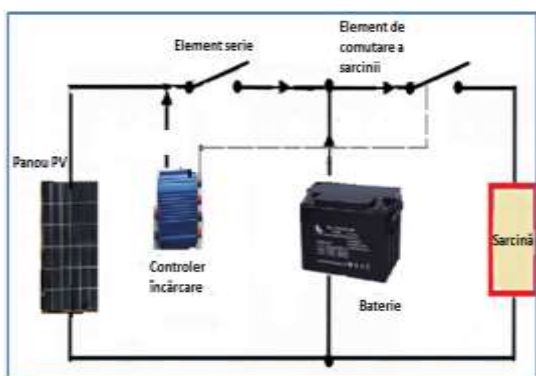
Reglatoarele serie sunt conectate în serie între modul și baterie. Aceste reglatoare sunt de obicei simple și ieftine.

FIGURA 35. CONTROLER DE ÎNCĂRCARE CU ȘUNT (Sursa: DGS LV, 2008)



Pentru limitarea curentului de încărcare, controlerul ajustează rezistența tranzistorului în funcție de tensiunea bateriei. Reglatoarele serie sunt folosite în principal în sisteme mici (Kirchensteiner, 2010).

FIGURA 36. CONTROLER DE ÎNCĂRCARE SERIE (Sursa: DGS LV, 2008)



Controlerul de încărcare trebuie dimensionat în funcție de tensiunile și curenții din timpul operării sistemului fotovoltaic.

Controlerul trebuie să poată să gestioneze tensiuni și curenți tipici, dar și condiții de vârf apărute la sistemul fotovoltaic.

Este preferabil, din punct de vedere cost, să se supradimensioneze controlerul, pentru că dacă acesta se deteriorează în timpul funcționării, costurile cu repararea și înlocuirea câtorva elemente ale sistemului pot fi semnificativ mai mari.

În unele circumstanțe, curentul de putere maximă măsurat la STC poate fi mult mai mare, iar curentul de vârf al sistemului poate fi de 1,4 ori valoarea de vârf nominală. De aceea valorile de vârf ale sistemului pentru controlerul de încărcare trebuie dimensionate pentru circa 140% sau pentru curentul nominal de vârf la putere maximă a modului sau ansamblului de module.

Curentul total pentru un ansamblu de module este dat de numărul de panouri sau șiruri de panouri legate în paralel, înmulțit cu valoarea curentului modului. Este mai bine să se folosească la calcule curentul de scurt-circuit (I_{sc}) în locul celui de putere maximă (I_{MPP}), astfel încât controlerul de tip șunt care operează în condiții de scurt-circuit să fie în siguranță.

Următoarele lucruri trebuie luate în considerare în timpul procedurii de selecție a invertorului:

- tensiunea sistemului,
- curenții sistemului fotovoltaic și a sarcinii,
- tipul și capacitatea bateriei,
- condițiile de mediu de lucru,
- proiectarea mecanică și asamblarea,
- dispozitive de protecție la supracurent, suprasarcină și separatoare,
- costuri, garanție și disponibilitate (Wenham et al, 2007).

Regulatorul de Punct de Putere Maximă

Regulatorul MPP caută punctul cu cea mai bună funcționare a unui modul și are grijă ca modulul să furnizeze maximum de putere în orice condiții.

Regulatorul MPP eșantionează producția unei celule și aplică o rezistență (sarcină) pentru a obține puterea maximă pentru orice condiție de mediu. Procedura definește curentul pe care invertorul ar trebui să-l primească de la module, pentru a obține puterea maximă.

Invertoarele de sine-stătătoare

Stocarea în baterii este folosită într-un sistem fotovoltaic autonom împreună cu funcționarea unor sarcini de curent continuu. Invertoarele de sine-stătătoare permit folosirea de sarcini convenționale alimentate la 230Vca, pe un sistem de curent continuu.

Sunt disponibile trei tipuri de invertoare: rectangular, trapez și sinusoidal (Kirchensteiner, 2010).

Un inverter de sine stătător trebuie să respecte următoarele cerințe (Daniel et al, 2009):

- randament de conversie foarte bun, chiar și la o încărcare parțială,
- capacitate de supraîncărcare mare pentru secvențele de comutare și pornire,
- toleranță la fluctuațiile tensiunii bateriei,
- mod așteptare (standby) cu detecție automată a sarcinii,
- protecție la scurt-circuit pe ieșire,
- protecție la supratensiuni,
- funcționare bidirecțională astfel încât bateriile să poată fi încărcate de la surse de curent alternativ, dacă este necesar.

Selecția și dimensionarea cablurilor

Cablurile pentru uz domestic sunt întotdeauna din cupru. Principalele cerințe pentru cablarea unui modul sunt rezistența la temperatură, rezistența la UV, rezistența la

umezeală, flexibilitatea, ușurința manipulării și secțiunea pentru căderi cât mai mici de tensiune.

Fiecare cablu are o cădere de tensiune. Acest lucru este o problemă în circuitele autonome datorită rezistenței cablului R_C (ohmi). Pe măsură ce rezistența cablului crește, crește și căderea de tensiune după formula:

$$\Delta V = I \times R_C$$

ΔV : căderea de tensiune, V

I : curentul în cablu, A

R_C : rezistența cablului (Ω), care depinde de lungimea cablului și secțiune.

Formula de bază pentru calculul secțiunii:

$$A_M = \frac{2 \cdot P \cdot L}{\kappa \cdot \Delta V \cdot V} = \frac{2 \cdot V \cdot I \cdot L}{\kappa \cdot I \cdot R_C \cdot V} = \frac{2 \cdot L}{\kappa \cdot R_C}$$

P : puterea consumatorului, W

A_M : secțiunea, mm^2

L : lungimea cablului, m

κ : conductivitatea electrică, $\text{m}/\Omega \text{mm}^2$

Cutie de Colectare

Cablurile utilizate pentru cablarea sistemului fotovoltaic ajung într-o cutie de colectare unde sunt conectate prin blocuri de distribuție a energiei la cabluri mai mari care duc la controlerul de încărcare și baterii. Scopul este de a transporta energia electrică de la panouri la baterii cu minimum de cădere de tensiune. O cutie de colectare permite de asemenea adunarea mai multor circuite (subsisteme, panouri sau șiruri) într-o singură sursă de curent constant, și să posibilitatea scoaterii unui modul sau subsistem din întregul sistem fără să întrerupă funcționarea celorlalte module. Permite de asemenea operarea în siguranță a sistemului în cazul unei probleme cu un circuit sursă care produce un curent ridicat.

Recapitulând, pașii de bază pe care tehnicianul trebuie să-i urmeze, pentru a

instala un sistem fotovoltaic, sunt prezentați în FIGURA 37 și FIGURA 38.

FIGURA 37. PROIECTAREA UNUI SISTEM AUTONOM
(Sursa: ReSEL, TUC)

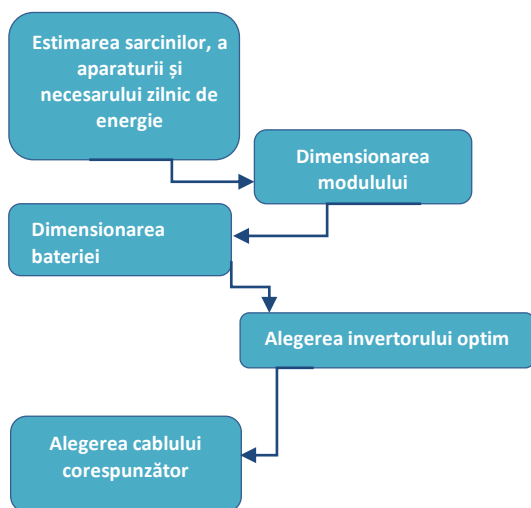
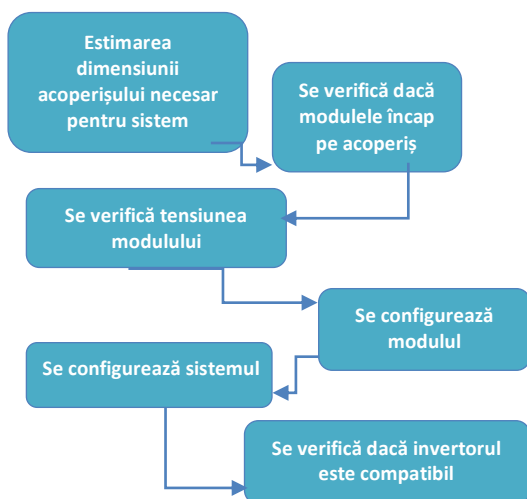


FIGURA 38. PROIECTARE UNUI SISTEM CONECTAT LA REȚEA
(Sursa: ReSEL, TUC)



2.2.9. Aspecte legale

Aprobările administrative pot reprezenta bariere în calea implementării unui sistem fotovoltaic. Aceste proceduri pot implica obținerea de autorizații de construcție, studii

de impact asupra mediului, licențe de conectare la rețea, licențe de producere a energiei electrice etc.

Tehnicianul trebuie să fie conștient de procedura și autorizațiile necesare, pentru a respecta în totalitate condițiile puse de autoritățile implicate sau Autoritatea de Reglementare a Energiei.

De exemplu, instalatorul trebuie să știe dacă o construcție este eligibilă, deoarece sistemele fotovoltaice nu pot fi amplasate pe unele clădiri monumente istorice, arhitectonice sau culturale; în acest caz fiind necesare autorizații suplimentare de la autoritățile competente. BIPV sunt supuse unor proceduri complicate în unele State Membre. Mai mult, condițiile de acces la rețea de joasă tensiune trebuie reglementate și procedurile de conectare la rețea trebuie implementate în alte State Membre.

Totuși, aceste bariere pot fi ușor depășite dacă instalatorul cunoaște procedurile de autorizare, regulile de racordare la rețea, normativele tehnice și problemele de capacitate a rețelei. Reglementările variază în cadrul UE. Câteva informații pe această temă sunt prezentate în capitolul 2.5.

2.3. Software de simulare

Există o mare varietate de utilitare software pentru dimensionarea și simularea performanțelor sistemelor fotovoltaice conectate la rețea sau autonome. Unele dintre ele sunt complicate; altele ușor de utilizat, altele pot avea precizia și fiabilitatea deficitară. Instalatorul este sfătuit să verifice rezultatele pentru a avea consistență.

Câteva soluții software referitoare la analiza sistemului, planificarea și verificarea locației sunt prezentate în acest capitol (TABEL 7).

TABEL 7. UTILITARE DE SIMULĂRI FOTOVOLTAICE

Analiza și planificarea fotovoltaicelor

PV*SOL	http://valentin-software.com
PV F-CHART	www.fchart.com
PVSYST	www.pvsyst.com
PV-DesignPro	www.mauisolarsoftware.com
PVPlanner	http://solargis.info/doc/4
Nsol!-GT	www.nsolpv.com
Solar Pro	www.lapsys.co.jp/english/products/pro.html
RETScreen	www.retscreen.net
PVGIS	http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php
Solar Sizer	www.solararray.com
PVselect	www.pvselect.com
Calcul de performanță	http://www.volker-quaschnig.de/software/pvertrag/index_e.php
Educational Sun applets	http://users.cecs.anu.edu.au/~Andres.Cuevas/Sun/Sun.html

Analiza locației

ECOTECT	http://usa.autodesk.com/adsk/servlet/pc/index?siteID=123112&id=12602821
Umbrirea	http://www.shadowspro.com/

2.3.1. Software de analiză și planificare a sistemelor fotovoltaice

PV*SOL (<http://valentin-software.com>)

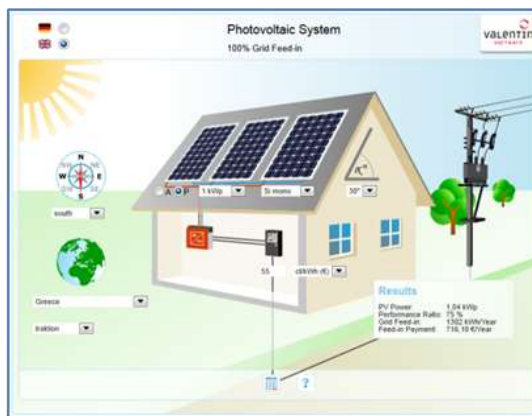
PV*SOL constă într-o suită de aplicații utilă pentru proiectare, simulare și analiză financiară a sistemelor fotovoltaice, de la clădiri mici autonome la clădiri mari racordate la rețea și chiar sisteme la nivel de utilitate. Calculele sunt bazate pe balanțe orare și rezultatele pot fi prezentate sub formă de grafic, într-un raport detaliat de proiect sau în format rezumat. Produsele PV*SOL sunt printre cele mai des folosite.

Programele PV*SOL includ:

- PV*SOL basic, pentru proiectare de centrale mai mici de 300kW,
- PV*SOL Pro, pentru analiza centralelor până la 100MW,
- PV*SOL Expert, conținând toate funcțiile PV*SOL Pro plus capacitatea de a proiecta sistemul 3D și analiza detaliată a umbririi.

Un demo poate fi descărcat de pe site-ul menționat. Un utilitar online ușor de folosit pentru calcule estimative este de asemenea disponibil.

FIGURA 39. UTILITARUL PV*SOL ONLINE



PV F-CHART (<http://www.fchart.com>)

Programul furnizează estimări pentru performanțele medii lunare pentru fiecare oră din zi, pentru a calcula performanța medie pe termen lung a sistemelor racordate la utilități, sisteme cu baterii de stocare, sisteme fără racordare la rețea sau fără baterii. Fiecare sistem este descris prin două seturi de parametri (sistem și financiar). Setul sistem conține parametrii care descriu performanța optică, termică și electrică a sistemului. PV F-Chart conține date cu privire la condițiile meteo în peste 300 de locații, profilul orar pentru cererea de putere pentru fiecare lună, variația statistică a sarcinii, diferențele dintre costul de vânzare și cumpărare, coeficienți pentru prețul energiei în funcție de oră, și balanța economică pe durata de viață a centralei.

FIGURA 40. EXEMPLU DE DATE DE INTRARE PENTRU
VERSIUNEA DEMO A PV F-CHART

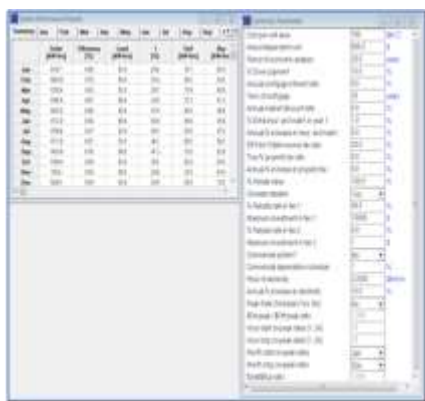
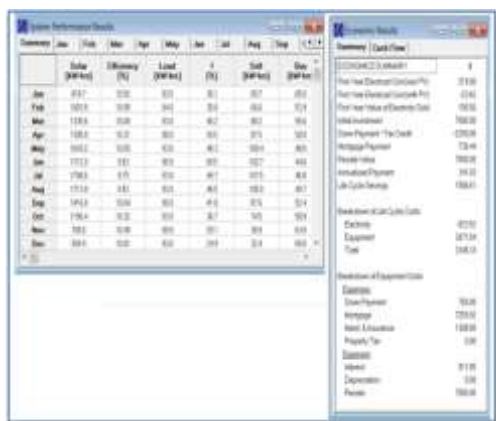


FIGURA 41. EXEMPLU DE DATE DE IEȘIRE PENTRU
VERSIUNEA DEMO A PV F-CHART (BAZATE PE
DATELE DIN FIGURA 40)



PVSYST (www.pvsyst.com)

Acest software este potrivit pentru sistemele legate la rețea, autonome și rețea de curent continuu și oferă o bază de date extinsă pentru condiții meteo și componente fotovoltaice. Oferă 3 niveluri de studiu pentru sistemul fotovoltaic, care corespund diferitelor etape din dezvoltarea unui proiect real:

- i) Proiect preliminar: evaluarea producției sistemului folosind doar câțiva parametrii.
- ii) Proiectul în sine: are ca scop să realizeze o analiză mai amănunțită a sistemului folosind simulări detaliate pe ore.

iii) Analiza datelor măsurate: preluarea datelor măsurate permite afișarea de tabele cu performanța efectivă și să realizeze comparații cu variabilele de simulare.

O variantă de evaluare a software-ului este disponibilă pentru download pentru evaluarea lunară, gratuit.

PV-DesignPro (www.mauisolarsoftware.com)

PV-DesignPro a fost dezvoltat pentru a simula bilanțul energetic al sistemului fotovoltaic în fiecare oră, pe perioada unui an, în funcție de clima selectată și alcătuirea sistemului. Există trei versiuni ale programului PV-DesignPro: "PV-DesignPro-S" pentru sisteme autonome cu stocare în baterii, "PV-DesignPro-G" pentru sistemele conectate la rețea fără baterii de stocare, și "PV-DesignPro-P" pentru sisteme de pompare a apei.

PVPlanner (<http://solargis.info/doc/4>)

PVPlanner este utilizat în planificarea și optimizarea sistemelor fotovoltaice folosind date climatice și geografice și algoritmi de ultimă generație. Software-ul poate estima potențialul energetic (zilnic sau lunar), pierderile de conversie și randamentul.

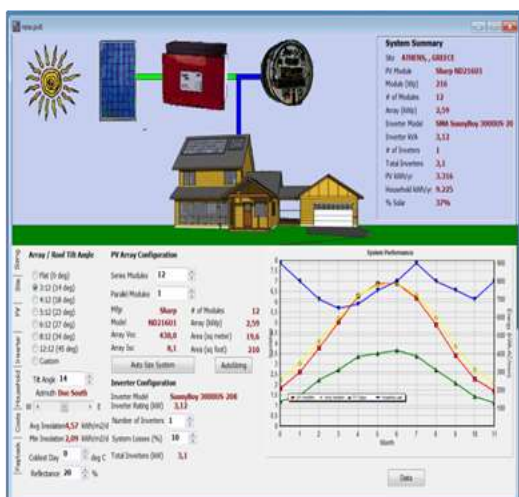
Nsol!-GT (www.nsolpv.com)

Nsol!-GT este un software de dimensionare, special optimizat pentru sistemele fotovoltaice legate la rețea. Include baze de date pentru potențialul solar, module fotovoltaice, și invertore pentru legare la rețea. Software-ul permite proiectarea rapidă și precisă a sistemului și analiza performanței. Include de asemenea analiza recuperării investiției, inclusiv valoarea pentru discount, ratele creditului și certificate de producție.

Nsol! V.4.6 include module pentru sisteme fotovoltaice autonome, sisteme hibride și

legate la rețea. Versiunea autonomă include analiza statistică a “Probabilității de Întrerupere a Alimentării sarcinii”. O versiune este disponibilă pentru descărcare.

FIGURA 42. EXEMPLU PENTRU ATHENA ÎN VERSIUNEA DEMO NSOL.



Solar Pro

www.lapsys.co.jp/english/products/pro.html

Solar Pro dezvoltă și permite simulări virtuale de sisteme fotovoltaice, oferind calcularea energiei solare captate de modulele sistemului. Realizează de asemenea analiza umbririi și include influența umbririi în procesul de dimensionare, pentru a verifica configurațiile optime și alegerea modulelor. Softwareul calculează electricitatea generată în funcție de latitudine, longitudine și condițiile meteo din locația instalației. Datele calculate sunt prezentate în formă grafică astfel încât să poată fi folosite pentru rapoarte și prezentări de vânzare a sistemului fotovoltaic.

RETScreen (www.etscreen.net)

Software-ul RETScreen - Photovoltaic Power Model este utilizat pentru evaluarea producției de energie și economii, costuri, reduceri de emisii, fezabilitatea financiară și riscul pentru sisteme fotovoltaice tip rețea-centrală, autonome și conectate la rețea.

RETScreen modelează o gamă largă de proiecte, de la centrale cu mai multe ansamble de dimensiuni mari până la sisteme distribuite amplasate pe clădiri comerciale și case, sau sisteme autonome pentru iluminat. Softul este disponibil în mai multe limbi și include proiecte și baze de date climatice gratuite ce pot fi descărcate.

PVGIS

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>

Sistemul Geografic de Informare PV reprezintă un serviciu al Comisiei Europene, Institutul pentru Mediu și Sustenabilitate. Acesta este un instrument de cercetare, demonstrație și suport al politicii pentru evaluarea geografică a resurselor de energie solară. Oferă o inventariere bazată pe hartă a resurselor solare și evaluarea energiei electrice generate pentru sisteme fotovoltaice din Europa, Africa și Sud-Vestul Asiei. Este un utilitar gratuit, ușor de folosit, disponibil online.

În plus față de cele de mai sus există o multitudine de alte utilitare gratuite online precum:

Solar Sizer (www.solararray.com) adaugă necesarul electric pentru aplicații standard și ajută la alegerea componentelor potrivite, precum module fotovoltaice, invertore, controlere și baterii.

PVselect (www.pvselect.com), un utilitar pentru potrivirea și compararea modulelor fotovoltaice și a invertorelor.

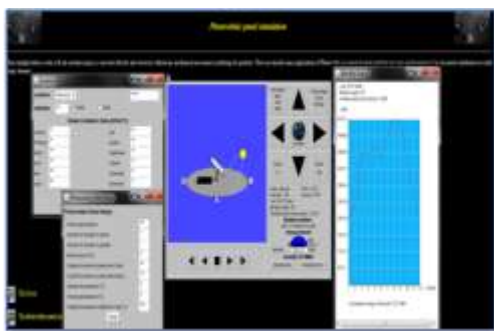
Calcularea Performanței Sistemelor Fotovoltaice legate la Rețea (www.volker-quaschnig.de/software/pvertrag/index_e.php), un utilitar pentru estimarea producției unui sistem instalat pe clădire, bazat pe

câteva caracteristici ale locației, acoperișului și randamentul panoului

Educational Sun applets

(<http://users.cecs.anu.edu.au/~Andres.Cuevas/Sun/Sun.html>), permite schițarea unui proiect având ca date de intrare latitudinea locației și datele lunare de iradianță, precum și caracteristicile panoului fotovoltaic. Modelul afișează producția lunară de energie.

FIGURA 43. UTILITAR ONLINE-UNIVERSITATEA NAȚIONALĂ DIN AUSTRALIA



Câteva alte pachete de programe de simulare cum ar fi TRNSYS și EnergyPlus au module extinse pentru simularea detaliată a sistemelor fotovoltaice.

2.3.2. Utilitare pentru analiza locației

ECOTECT

Ecotect realizează analiza energiei unei întregi clădiri în 3D. Mai mult, poziția și calea Soarelui și radiația solară pe ferestre și suprafețe, în orice perioadă a anului, poate fi estimată și vizualizată.

FIGURA 44. VIZUALIZAREA BIPV PE O CLĂDIRE EXISTENTĂ ÎN CHANIA FOLOSIND ECOTECT (Sursa: Papantoniou și Tsoutsos, 2008)



Shadows

Shadows este un program util pentru proiectarea fotovoltaicelor și ajută la realizarea cadranelor solare și a astrolaburilor. Simulează, afișează și animează umbrele a diferite obiecte în diferite locații.

Analiza Umbririi,

Un utilitar care estimează pierderile prin umbrire pentru panouri în diverse locații și în orientări și înclinații diferite.

www.honeybeesolar.com/shade.html.

Pentru detalii suplimentare ale programelor mai sus menționate instalatorul trebuie să viziteze site-ul web respectiv și/sau să contacteze dezvoltatorul de soft indicat în secțiunea de referințe.

2.4. Economia și Probleme de Mediu

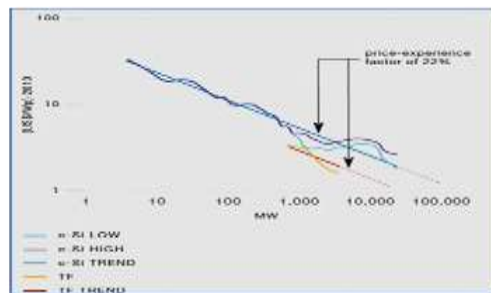
2.4.1. Aspecte Economice

Piața fotovoltaicelor

Costul ridicat al energiei produse de panourile fotovoltaice a reprezentat un obstacol major în pătrunderea pe piață. Totuși, azi, reducerea constantă a costului în fiecare an este încurajatoare (Lynn, 2010).

Prețul modulelor Fotovoltaice se reduce cu 22% de fiecare dată când capacitatea instalată (în MW) este dublată (FIGURA 45).

FIGURA 45. CURBA EXPERIENȚEI PREȚULUI MODULELOR PV (\$/Wp & MW) (Sursa: EPIA, 2011)



Aparținând unei economii scalabile, costurile de producție și prețul de vânzare al modulelor și sistemelor fotovoltaice a scăzut semnificativ.

Prețul invertoarelor a scăzut de asemenea de-a lungul anilor, urmând aceeași tendință ca modulele fotovoltaice. Acum câțiva ani procentul costului panourilor în totalul sistemului era de 60-75% și este estimat în prezent la 40-60%, în funcție de tehnologie.

Recent, multe guverne au acordat subvenții sau bani pentru energia injectată în rețea pentru a încuraja populația să instaleze sisteme fotovoltaice domestice.

TABEL 8. PROCENTE DIN COSTUL TOTAL AL SISTEMULUI (Sursa: EPIA 2011)

Module fotovoltaice	40-60%,
Invertor	8-10%
Proiectare și aprovizionarea	7%

Germania și Spania în special au dat un imbold semnificativ pieței de fotovoltaice introducând tarife pentru injectarea în rețea care asigură un ajutor pentru “curba de învățare”. Pe măsură ce producția mondială crește și prețurile cad, este din ce în ce mai probabil ca țările care sunt mai puțin “însorite” să treacă la instalarea de sisteme fotovoltaice domestice.

Avantajul sistemelor mici domestice este că putere este generată în locație și pierderile prin transport și distribuție sunt limitate. Generarea în locație poate fi un avantaj financiar esențial care este deseori neglijat în analiza costului.

Totuși, costurile sistemelor fotovoltaice trebuie să se reducă în continuare pentru a rivaliza cu costul surselor convenționale de energie. Potrivit Asociației Europene a Industriei Fotovoltaiice (EPIA, 2011) acest lucru se poate obține prin: inovație tehnologică, optimizarea producției, economii la scară, creșterea randamentului

fotovoltaiicelor, extinderea duratei de viață a sistemelor fotovoltaice, dezvoltarea standardelor și a specificațiilor.

Estimarea costurilor sistemelor fotovoltaice

Când se investește într-un sistem fotovoltaic este bine ca la început să se estimeze bilanțul economic pe durata de viață a sistemului (20-25 ani).

Costul inițial poate fi considerat cea mai mare parte a cheltuielilor, în partea negativă a bilanțului economic.

Această valoare este afectată de mulți factori (ex: costul structurii, proiectarea centralei, integrarea, birocrație, etc.); proiectantul sistemului trebuie să realizeze o evaluare analitică, pentru a furniza o valoare precisă.

La o estimare grosieră, valoarea medie a unui sistem racordat la rețea este în jur de 3.000€/kWp. Această valoare ia în considerare costul înlocuirii invertorului care are o durată de viață medie de 12-15 ani; iar costul este de aproximativ 8-10% din valoarea centralei.

Instalatorul poate estima costul sistemului folosind pașii următori (Infinite Power, 2009):

Pasul 1. Determinarea sarcinii, lumina disponibilă, dimensiunea sistemului, capacitatea bateriei:

1.a. Determinarea sarcinii de energie necesară în Wh/zi. Se înmulțește puterea care va fi consumată de sarcină, în W, cu numărul de ore/zi în care sarcina va funcționa (vezi și TABEL 4 în Capitolul 2.1.7). Se înmulțește rezultatul cu 1,5.

Total Wh necesari pe zi: __ Wh

1.b. Se determină numărul de ore/zi de soare în locația aleasă.

Total lumină disponibilă: __ore/zi

1.c. Se determină dimensiunea sistemului fotovoltaic. Se împarte cererea de energie

(1.a.) la numărul de ore de soare disponibile pe zi (1.b.)

Dimensiunea necesară a sistemului: ____W

1.d. Se determină capacitatea de stocare a bateriei (dacă este necesară baterie). Se înmulțește sarcina (1.a.) cu 5 (rezultatul este în Wh). Apoi se împarte la tensiunea bateriei (ex, 12 volți) pentru a afla necesarul Ah pentru capacitatea bateriei.

Capacitatea totală a bateriei: ____Ah

Pasul 2. Se calculează prețul sistemului fotovoltaic necesar pentru aplicație:

2.a. Se înmulțește dimensiunea sistemului (1.c.) cu €3,0/W

Cost estimat pentru sistem: € ____

2.b. Dacă se utilizează baterii, se înmulțește dimensiunea bancului de baterii (1.d.) cu €0,7/Ah.

Cost estimat pentru bancul de baterii: € ____

2.c. Dacă se folosește invertor, se înmulțește dimensiunea sistemului (1.c.) cu € 0,7/W.

Cost estimat pentru invertor: € ____

Subtotal: € ____

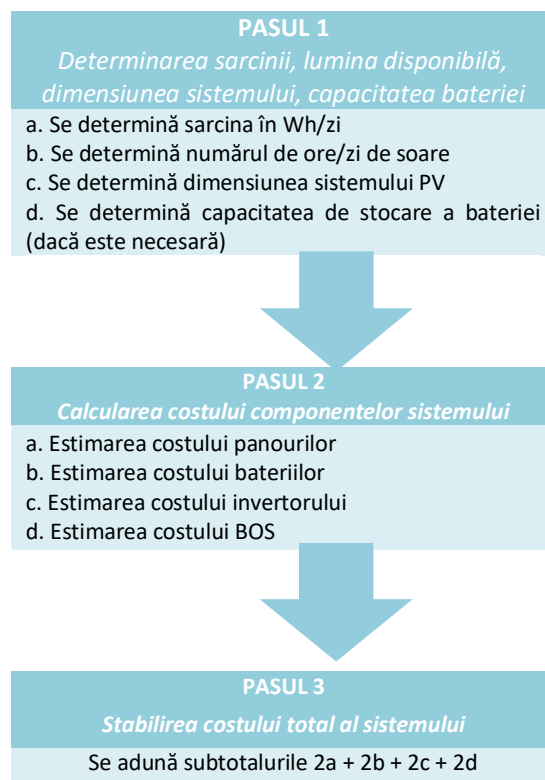
2.d. Se înmulțește subtotalul cu 0,2 (20%) pentru a acoperi costurile BOS (cabluri, siguranțe, întrerupătoare, etc.).

Cost estimat pentru BOS: € ____

Costul total estimat pentru sistem: € ____
(2a+2b+2c+2d)

O serie de utilitare gratuite online, precum "PV payback" (Sunearthtools.com, 2011) și "Solar Energy" de la Energy Bible.com (Energybible, 2011) oferă estimări pentru perioada de recuperare a investiției în funcție de prețul de vânzare (€/kWh). Majoritatea programelor descrise în capitolul 2.3, permit estimări precise bazate pe date de intrare detaliate.

FIGURA 46. ESTIMAREA COSTULUI UNUI SISTEM PV (ReSEL,TUC)



Rata Internă de Recuperare (IRR)

IRR reprezintă rata efectivă anuală de profit a unei investiții. Introduce în ecuație valoarea de bani primită și cea investită. Formula este:

$$\text{Cost investiție} = \sum_{t=1}^n \frac{\text{periodic cash flow}}{(1+i)^t}$$

i: rata internă de recuperare

t: intervalul de timp

n: numărul total de intervale

Această valoare este esențială pentru a susține conceptul de valoare în timp a banilor. €1 azi va valora mai mult de €1 în viitor. Ex. în cazul unei dobânzi de 5%, €1 azi va valora €1,05 într-un an ($\frac{1,05}{(1+5\%)^1} = 1$).

Dacă un proiect costă €1.000 pentru a fi realizat și generează încasări de €100, €500 și €1.500 în anii 1-3, rata pe care acest proiect

trebuie să o încaseze pentru a crea valoare este calculată astfel:

$$-1000\text{€} + \frac{10}{(1+i\%)^1} + \frac{500}{(1+i\%)^2} + \frac{1500}{(1+i\%)^3} = 0\text{€}$$

În acest caz, $i = 32.8\%$

Deci IRR poate fi definit ca rata de prag pentru care valoarea prezentă a bilanțului economic este egală cu zero. Orice proiect trebuie să aibă un venit mai mare decât IRR, pentru a fi fezabil (Hopkins, 2009).

2.4.2. Probleme de Mediu

Timpul de recuperare prin energie (EPBT)

EPBT reprezintă timpul în care energia folosită pe parcursul ciclului vieții sistemului fotovoltaic (producție, instalare, demontare și reciclare) este compensat de electricitatea generată de sistemul fotovoltaic.

EPBT este definită de ecuația (Sunearthtools, 2011):

$$EPBT = E_{\text{folosită}} / E_{\text{economisită}}$$

$E_{\text{folosită}}$: reprezintă energia folosită în timpul ciclului de viață al modulului,

$E_{\text{economisită}}$: economiile anuale datorate electricității generate de sistemul fotovoltaic.

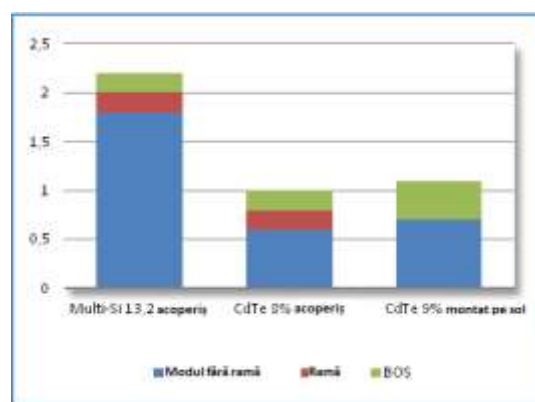
EPBT depinde de:

- tehnologia celulei, tipul de încapsulare, rama și suportul modulului,
- tipul de sistem fotovoltaic (conectat la rețea sau de sine stătător) și,
- Randamentul sistemului fotovoltaic determinat de gradul de iradianță și rata de performanță.

FIGURA 47 ilustrează EPBT pentru diferite tehnologii. Calculele pleacă de la premisa insolației medii sud Europene (1700 kWh/m²/an), 75% rata de performanță pentru instalațiile pe acoperiș, și 80% rata de performanță pentru instalații montate la sol, de tip utilitate.

Valorile EPBT pentru tehnologiile viitoare vor fi îmbunătățite semnificativ. Dezvoltări recente în tehnologia fotovoltaică vor determina o reducere a energiei folosite pentru producerea componentelor, ceea ce duce la un potențial mai ridicat pentru înlocuirea combustibililor fosili.

FIGURA 47. TIMPUL DE RECUPERARE A ENERGIEI PENTRU TEHNOLOGIILE FOTOVOLTAICE (Sursa: Sovacool, 2008)



Emisii

Cantitatea emisiile gazelor cu efect de seră eliminată se exprimă în echivalent dioxid de carbon (CO₂ echivalent).

TABEL 9. CANTITATEA DE GAZE CU EFECT DE SERĂ ELIMINATĂ PENTRU GENERATOARELE DE ELECTRICITATE (Sursa Sovacool, 2008).

Tehnologie	Descriere	Emisii (g CO ₂ /kWh _e)
Vânt	1,5 MW pe sol	10
Biogaz	Digestie anaerobă	11
Hidro	300 kW	13
Termo-solar	80 MW parabolic	13
Biomasă	diverse	14-35
Fotovoltaic	Siliciu Policristalin	32
Geotermal	80 MW piatră fierbinte uscată	38
Nuclear	reactoare diverse	66
Gaz natural	diverse tipuri de turbine	443
Motorină	diverse generatoare și turbine	778
Cărbune	diverse generatoare cu spălare a gazelor	960
Cărbune	diverse generatoare fără spălare a gazelor	1050

O Evaluare a Ciclului de Viață (LCA) trebuie realizată pentru a estima emisiile pe durata

de viață a sistemului, care include extragerea și purificarea de material brut, procese de producție, instalare și mulți ani de funcționare; de asemenea reciclarea și eliminarea deșeurilor.

Valorile pot diferi ($24\text{gCO}_2\text{-echiv/kWh}$), (Moskowitz & Fthenakis, 1991) pentru sistemele fotovoltaice în funcție de tipul modulelor, metodele și materialele utilizate la producția componentelor BOS etc.

Utilizarea solului

Utilizarea solului este adesea menționată ca o problemă importantă pentru aplicațiile RES. Unul din avantajele fotovoltaicelor în zonele urbane este instalarea pe acoperișul clădirilor, evitându-se total ocuparea solului.

În cazul fotovoltaicelor instalate pe sol, utilizarea terenului poate fi cuantificată prin următoarele metrici (Turney & Fthenakis, 2011):

- suprafață de teren “transformată” pe capacitate de “vârf” (km^2/GWp), și
- suprafață de teren “ocupată” pe unitate de energie electrică generată ($\text{km}^2\text{an/TWh}$).

“Transformarea” se concentrează pe procesarea unică a schimbării fizice a naturii terenului, (instalarea centralei) pe când “ocuparea” măsoară perioada în care terenul este folosit (incluzând timpul necesar pentru refacere). Timpul de refacere depinde foarte mult de ecosistemul perturbat.

Centralele fotovoltaice sunt proiectate pentru o funcționare de peste 30 de ani. Cum durata de viață a unei centrale se mărește, transformarea terenului pe capacitatea sistemului rămâne constantă; totuși, ocupația terenului pe energia generată scade. Instalațiile fotovoltaice au cea mai redusă ocupare a terenului față de alte RES și comparabil cu ciclul cărbunelui și combustibilul nuclear; de exemplu, durata de viață a cărbunelui necesită extracția care crește ocupația de teren. Centralele

fotovoltaice acoperă în medie $25 \text{ km}^2/\text{GWp}$. O centrală veche de 30 ani ocupă cu 15% mai puțin decât o centrală pe bază de cărbune cu aceeași vârstă. Pe măsură ce vârsta centralei crește, intensitatea utilizării terenului devine semnificativ mai redusă față de centrala pe cărbune (Turney & Fthenakis, 2011).

Materiale brute

Siliciul, materialul din care majoritatea panourilor fotovoltaice sunt făcute, este unul din cele mai răspândite elemente pe Pământ. Nu este un element toxic; totuși, câteva chimicale periculoase sunt utilizate în procesul realizării celulelor solare. Principalele probleme de mediu și sănătate care apar la producție sunt:

- dispersia prafului rezultat din tăierea blocurilor de siliciu în straturi,
- expunerea la solvenți, precum acidul azotic, hidroxidul de sodiu și acidul hidrofluoric, folosit în curățare și gravare.

Celulele solare sunt sudate prin fire de cupru stanat. Unii producători folosesc echipamente de lipire ce conțin plumb și alte metale, care dacă sunt aruncate pot produce riscuri de mediu și sănătate.

Alte riscuri de mediu includ eliminarea de gaze toxice de la focurie fabricilor de producție și depozitarea de plumb pe sol și, în final în pânza freatică. Probleme similare apar dacă izbucnește un incendiu la o centrală fotovoltaică.

Reciclarea

Celula fotovoltaică reprezintă numai o mică parte din totalul de materiale folosite pentru a produce un panou solar.

TABEL 10. FRACȚIILE MASICE ALE UNUI MODUL FOTOVOLTAIC (Sursa: Sander, 2007)

Componente	Procent
Sticla exterioară	65%
Cadrul de aluminiu	~20%
Acetat Etilen vinil - încapsulant	~7,5%
Substratul de Fluorat de Polivinil	~2,5%
Cutia de joncțiune	1%
Celula solară	4%

Dez
asamblarea corectă și reciclarea panourilor fotovoltaice asigură că potențialele materiale periculoase nu sunt eliberate în mediul înconjurător; necesitatea unor materiale brute noi se reduce de asemenea. Când se folosesc baterii, acestea trebuie să fie scoase din funcțiune și reciclate la finalul perioadei de utilizare. Cel mai bun mod pentru a utiliza bateriile “moarte” este de a refolosi plumbul sau reciclarea.

Tehnologiile de reciclare există pentru aproape toate tipurile de produse fotovoltaice și majoritatea producătorilor sunt angajați în activități de reciclare.

Consumul de apă

Sistemele fotovoltaice nu necesită apă în operare; acest lucru le face propice în utilizarea în locațiile unde apa este puțină. Este utilizată apă în procesul de producție; 85% pentru extragerea și rafinarea materialului, și 15% la asamblarea modulului (EPIA, 2011).

Cantități mici de apă pot fi folosite de asemenea pentru spălarea panourilor care este mai ales necesară în câmpurile nisipoase sau în țările Sud Europene în care furtunile de nisip sunt comune.

Estimarea necesarului de apă pentru spălare, la un sistem de mari dimensiuni, este de 2-4m³/MW/an (Turney & Fthenakis, 2011).

2.5. Standarde și reglementări

2.5.1. Standardele și Reglementările Internaționale

Există câteva standarde care reglementează funcționarea sistemelor fotovoltaice și normative sau standarde pentru ghidarea,

proiectarea și implementarea acestor sisteme. Mai jos o listă cu cele mai importante standarde, inclusiv reglementările de siguranță, care trebuie să fie luate în considerare în implementarea unui sistem fotovoltaic.

FIGURA 48. STANDARDE PENTRU INSTALAREA SISTEMELOR FOTOVOLTAICE (Sursa: PVResources, 2011)

Număr	Descriere
IEC 60364-7-712	Instalații electrice pentru clădiri – Partea 7-712: Cerințe pentru instalații sau locații speciale – Sisteme de alimentare cu energie solară fotovoltaică solară.
IEC 61194	Parametri caracteristici ai sistemelor fotovoltaice de sine stătătoare
IEC 61702	Norme pentru sistemele fotovoltaice de pompare cuplate direct
IEC 61724	Monitorizarea performanțelor sistemului fotovoltaic – Recomandări pentru măsură, schimb de date și analiză
IEC 61727	Sisteme PV – Caracteristicile interfeței cu utilitățile
IEC 61683	Sisteme fotovoltaice – Dispozitive de asigurare a calității energiei – Proceduri de măsură a eficienței
IEC 62093	Componente BOS pentru sisteme fotovoltaice – Condiții de proiectare pentru instalarea în mediul natural
IEC 62116	Procedură de test pentru măsurile de prevenire a insularizării pentru invertoarele fotovoltaice racordate la utilități
IEC 62124	Sisteme fotovoltaice autonome – Condiții de proiectare și Aprobarea Tipului
IEC/TS 62257,	Recomandări pentru sisteme mici de energie regenerabilă și hibride pentru electrificarea rurală
IEC/TS 62257-7-1	Recomandări pentru sisteme mici de energie regenerabilă și hibride pentru electrificarea rurală – Partea 7-1: Generatoare – sisteme PV
IEC/TS 62257-8-1	Recomandări pentru sisteme mici de energie regenerabilă și hibride pentru electrificarea rurală – Partea 8-1: Alegerea bateriilor și sisteme de managementul bateriilor pentru sisteme autonome de electrificare
IEC/TS 62257-9-5	Recomandări pentru sisteme mici de energie regenerabilă și hibride pentru electrificarea rurală – Partea 9-5: Sisteme integrate – Alegerea lămpilor fotovoltaice portabile pentru proiecte de electrificare rurală
IEC/TS 62257-9-6	Recomandări pentru sisteme mici de energie regenerabilă și hibride pentru electrificarea rurală – Partea 9-6: Sisteme integrate – Alegerea Sistemelor

	Fotovoltaice Individuale de Electrificare (PV-IES)
IEC 62446	Sisteme fotovoltaice conectate la rețea – cerințe minime pentru documentarea sistemului, teste de punere în funcțiune și inspecție
IEEE Std 1526	IEEE Practici Recomandate pentru Testarea Performanței Sistemelor PV Autonome

Standarde pentru baterii, componente de protecție la supratensiune și alte componente ale sistemului sunt prezentate în TABEL 11.

TABEL 11. STANDARDE PENTRU BOS (Sursa: PVResources, 2011)

Nr	Descriere
N 50524	Fișe tehnice și informațiile etichetelor invertoarelor fotovoltaice
EN 50521	Conectori pentru sisteme fotovoltaice – Siguranță.
IEC 61173	Protecție la supratensiune pentru sistemele de generare fotovoltaice – Ghid
IEC 61683	Sisteme PV – Dispozitive de asigurare a calității energiei – Procedură pentru măsurarea eficienței
IEC 61427	Celule și baterii reîncărcabile pentru sisteme fotovoltaice. Cerințe generale și metode de test
IEEE Std. 937	Practici recomandate pentru instalarea și întreținerea bateriilor cu acid-plumb pentru sisteme fotovoltaice
IEEE Std. 1013	Practici recomandate pentru dimensionarea Bateriilor Acid-Plumb pentru sisteme fotovoltaice
IEEE Std. 1361	Practici recomandate pentru determinarea caracteristicilor performanțelor și potrivirea bateriilor în sistemele fotovoltaice

2.5.2. Standarde și Reglementări Naționale

Grecia

Nu există cerințe oficiale adoptate în ceea ce privește sistemele fotovoltaice în Grecia. Totuși, agenți tehnici care doresc să se înscrie pe lista organizată de Centrul pentru Surse de Energii Regenerabile (CRES) trebuie să folosească panouri și invertore care să

respecte cerințele minime recunoscute la nivelul UE.

Pentru panouri fotovoltaice

- IEC-EN 61215 și 61646,
- IEC 61730 – Clasa A (Clasa II de izolare)

Aceste certificate sunt oferite de laboratoare acreditate.

Pentru invertore

- Confirmarea protecției conform VDE 0126-1-1 sau metode echivalente
- Protecție împotriva limitelor tensiunii și frecvenței (supratensiune, tensiune redusă, suprafrecvență)
- Distorsiunile Armonice Totale (THD) pentru curentul de ieșire mai mici de 5%, certificat de conformitate al producătorului (opțional).
- În cazul convertoarelor electronice fără transformatoare cu miez de fier, maximum de curent continuu injectat în rețea trebuie să fie mai mic de 0,5% din curentul nominal al convertorului, certificat de conformitate al producătorului (opțional)

Aceste cerințe sunt necesare pentru a respecta condițiile unei bune funcționări menționate în contractul dintre producător și Compania Publică de Electricitate.

În Grecia nu există reglementări statutare pentru instalarea sistemelor fotovoltaice. Tehnicienii PV urmează principiile de bază care apar în ELOT 384 “Cerințe pentru Instalații electrice” (Organizația Elenă pentru Standardizare, ELOT).

Potrivit Companiei Publice de Electricitate (PPC), sistemele fotovoltaice până la 100kW sunt conectate pe joasă tensiune, prin linie monofazată până la 5kW și trifazată pentru sisteme 5kW-100kW.

Reglajele prestabilite pentru protecția la tensiune și frecvență trebuie să fie:

Sistem Interconectat: Tensiune: -20% până la +15% din nominal, frecvența: +/- 0,5Hz

Insule Neconectate: Tensiune: -20% to +15% la frecvență nominală: de la 51 Hz la 47,5Hz.

Prețul energiei electrice produse de centralele fotovoltaice, după aplicabilitate, este realizat după datele din următorul tabel:

TABEL 12. PREȚURI PENTRU ENERGIA PRODUSĂ DE PV

An-lună	Sistem Interconectat Euro/MWh		Insule neconectate
	>100kW	≤100kW	orice putere
2010 Februarie	400,00	450,00	450,00
2010 August	392,04	441,05	441,05
2011 Februarie	372,83	419,43	419,43
2011 August	351,01	394,88	394,88
2012 Februarie	333,81	375,53	375,53
2012 August	314,27	353,56	353,56
2013 Februarie	298,87	336,23	336,23
2013 August	281,38	316,55	316,55
2014 Februarie	268,94	302,56	302,56
2014 August	260,97	293,59	293,59
Din 2015 și după, pentru fiecare an (v)	1,3 *mts(v-1) 1,4 *mts(v-1)	1,4 *mts(v-1) 1,5 *mts(v-1)	
mts(v-1): sistemul de tarif marginal din anul anterior v-1			

Pentru sistemele fotovoltaice de până la 10kWp, în sectorul domestic și în micile firme, Compania Publică de Electricitate va cumpăra energia produsă la 0,55 €/kWh. Acest preț este garantat pentru 25 de ani. Producătorul consumator continuă să cumpere energie de la Compania Publică de Electricitate (circa 0,10-0,12 €/kWh). Veniturile din vânzarea energiei nu sunt taxate.

Mai mult, ca urmare a aprobării legislației RES (Legea 3851/2010) și Deciziile Ministeriale ulterioare, schimbări importante au fost

aplicate în normative pentru a depăși unele bariere administrative.

Mai exact:

- Nu este necesară licență de producător pentru sisteme <1 MWp.
- Sistemele de pe acoperiș nu mai necesită aprobări de mediu și procedurile au devenit mai ușoare pentru sistemele amplasate pe sol.
- Sistemele rezidențiale pot fi instalate în orice regiune
- Aplicații excluse anterior (precum fațade, obloane, depozite, șoproane, etc) sunt fezabile în sectorul rezidențial.
- Sistemele fotovoltaice pot fi amplasate pe clădirile istorice după o procedură de autorizare specială.
- Instalarea sistemelor fotovoltaice pe teren agricol este permisă cu anumite limite.
- O garanție bancară de 150 €/kWp este necesară pentru sistemele amplasate pe sol până la 1 MWp, înainte de semnarea unui contract de conectare la rețea.

Datele de mai sus sunt în vigoare din Septembrie 2011, și pot fi supuse schimbării.

Instalatorii sunt sfătuiți să verifice cadrul legislativ și normativele în vigoare înainte de a se apuca de dezvoltarea unui proiect fotovoltaic. Legislația în vigoare, mecanismele de susținere și regulile aplicabile sunt publicate la următoarele adrese:

- Compania Publică de Electricitate: www.dei.gr
- Autoritate de Reglementare pentru Energie: www.rae.gr
- Operatorul Sistemului de Transport Elen S.A: www.desmie.gr
- Ministerul Mediului, Energiei și Modificării Climatului: <http://www.ypeka.gr/>
- Asociația Elenă a Companiilor Fotovoltaice: <http://www.helapco.gr/>

- Asociația Producătorilor de Energie Solară:
www.spef.gr

TABEL 14 și TABEL 15 prezintă legislația curentă, problemele administrative și mecanismele de susținere (valide în Septembrie 2011) pentru țările participante la Proiectul PVTRIN (Bulgaria, Croația, Cipru, Grecia, România, Spania).

Mai mult, proiectul PV LEGAL a dezvoltat o bază de date care compară procedurile administrative pentru instalațiile fotovoltaice în 12 State Membre UE (Bulgaria, Republica Cehă, Franța, Germania, Grecia, Italia, Polonia, Portugalia, Slovenia, Spania, Olanda și Marea Britanie). Trei tipuri diferite sunt examinate:

- instalații de mici dimensiuni pe clădiri rezidențiale
- instalații mici spre medii pe clădiri comerciale
- instalații medii spre mari amplasate pe sol pe terenuri libere.

Baza de date identifică pașii administrativi necesari pentru obținerea autorizației de construire, conectare la rețea și operare a sistemelor fotovoltaice, și poate fi o unealtă foarte utilă atât pentru instalator cât și pentru client. PV LEGAL este creat de programul Energie Inteligentă pentru Europa al Comisiei Europene (PV LEGAL, 2011).

2.6. Baze de date

Un număr de baze de date au fost dezvoltate pentru a oferi informații utile asupra diferitelor aspecte ale instalațiilor fotovoltaice. Câteva link-uri elocvente sunt enumerate în tabelul următor (TABEL 13).

TABEL 13. BAZE DE DATE FOTOVOLTAICE

Link	Descriere
www.pvresources.com/	Informații despre energia solară și aplicațiile sale. Bază de date pentru sisteme fotovoltaice de scară mare pe rapoarte ale utilităților de simulare
www.pvdatabase.org/	Date despre cele mai bune practici, proiecte PV urbane, produse BIPV
www.iea-pvps.org/	Rapoarte și statistici naționale pe piața PV
www.pvlegal.eu	Informații detaliate asupra procesului administrativ care trebuie urmat pentru a instala un sistem PV în oricare țară participantă.
http://www.enf.cn/database/panels.html	Informații despre producerea echipamentului, componente solare (ex. invertore, baterii), materiale solare, panouri solare, vânzatori, instalatori de sisteme solare
http://www.posharp.com/photovoltaic/database.aspx	Bază de date extinsă cu caracteristici pentru multe panouri fotovoltaice
http://pvbin.com/	Bază de date pentru toate panourile solare disponibile comercial cu posibilitatea căutării și sortării după diferiți parametri
http://www.nrel.gov/pv/performance_reliability/failure_database.html	Informații despre defecte observate în instalațiile PV
http://www.semi.org/en/Store/Marketinformation/photovoltaics/CTR_028755	Bază de date ce include peste 750 instalații fotovoltaice și care acoperă lanțul industriei PV de la Siliciu Policristalin la producătorii de module. Resurse pentru afaceri și contacte tehnice
www.meteonorm.com	Bază de date climatologică pentru aplicații solare în orice punct al globului

TABEL 14. PROBLEME ADMINISTRATIVE (Sursa: PVTRIN, 2011)

	Grecia	Bulgaria	Croația	Cipru	România	Spania
Reglementări în construcții relevante pentru instalațiile fotovoltaice	Este necesară autorizație emisă de Comisia de Proiectare și Arhitectură în cazul unei instalații PV. a) în zonele caracterizate ca “frumusețe naturală” și b) în zone în care se găsesc clădiri în patrimoniu, precum și așezăminte tradiționale. Instalarea de PV este permisă pe clădiri și fațade, acoperișuri de verandă și adăposturi. Un ansamblu PV nu trebuie să: -creeze un spațiu de uz principal sau auxiliar sau zone semi-deschise -blocheze accesul în zona comună -depășească rama -în penthouse-uri (zonele închise în vârful clădirii) -să fie instalate pe fântâni -pe acoperișuri, panourile trebuie să fie amplasate urmărind panta acoperișului -În cazul în care panourile sunt amplasate pe acoperișul clădirii, distanța de la parapetul acoperișului trebuie să fie minim 0,50 m din rațiuni de siguranță. La instalațiile PV pe clădiri > 100kWp, este necesară autorizația de lucru pentru construcție de mici dimensiuni.	Aprobarea pe baza unei evaluări a impactului asupra mediului este necesară. Instalarea oricărui sistem RES în zonele protejate este foarte limitată. Pentru instalații PV pe terenuri arabile este necesar un permis special. (Legea pentru Teritorii Protejate, Regula Nr. 2 pentru construcții pe teren arabil) Nu sunt cerințe arhitecturale speciale pentru instalarea PV pe clădiri. Sistemele trebuie proiectate în concordanță cu regulile pentru instalații electrice care garantează exploatarea sigură. Proiectul trebuie aprobat de autoritățile competente. (Regulamentul Nr 1 din 27.05.2007 pentru proiectarea, instalarea și întreținerea instalațiilor de joasă tensiune în clădiri).	Sistemele fotovoltaice pe clădirile existente sunt văzute ca simple extensii ale clădirilor existente, astfel că nu este necesar nici o autorizație pentru locație, și deci PV-urile pot fi ușor instalate pe clădiri, fațade etc. Totuși, în timpul obținerii statutului de producător eligibil, este necesară confirmarea că nu este nevoie de autorizații de construcție de la autoritatea locală (municipalitate). Unele zone protejate pot fi excluse. Recomandarea este ca proiectul de electricitate și calculul static să fie făcut înainte de montarea pe acoperiș a modulelor. Doar un număr limitat de regiuni/municipalități prevăd utilizarea de PV în planurile teritoriale. Utilizarea surselor alternative de energie (inclusiv PV) trebuie pregătite pentru orice clădire nouă; totuși, niciuna nu trebuie inclusă în proiectul final.	Directiva 2/2006 emisă pentru a îndruma Autoritățile de Planificare în relație cu principiile, criteriile și procedurile pentru autorizarea instalațiilor RES și pentru aplicarea controlului autorizațiilor de construire a aplicațiilor care sunt legate de integrarea acestora. Circulara 3/2008 include prevederi specifice care sunt legate de instalarea de sisteme PV de scară mică pe clădiri sau pe sol și specifică în ce cazuri nu este nevoie de autorizație de construcție. Legea 2006 pentru Reglementarea Eficienței Energiei în Clădiri (L.142(I)/2006) – PPR 446/2009 pentru clădiri noi prevede instalarea de panouri în viitor. În acord cu Autoritatea de Electricitate, un tablou electric mai mare și cablu de la tablou până la posibila locație viitoare a unei instalații RES trebuie instalat.	Este necesară autorizația pentru toate modificările aduse clădirii de la departamentul de Urbanism al fiecărei municipalități – Legea nr.10/1995 despre “Calitatea în construcții” Restricții se aplică zonelor și clădirilor istorice. Legea nr.10/1995 despre “Calitatea în construcții” amendată prin Decretul de Guvern nr. 498 /2001, Legea nr. 587 /2002 și Legea nr. 123 /2007. Autorizație este necesară pentru toate modificările clădirii de la departamentul de Urbanism al fiecărei municipalități. Restricții se aplică clădirilor istorice și religioase.	CTE-HE5: Codul Tehnic al Clădirii” reproduce conținutul CPD (Directiva Produselor de Construcții) și standardele tehnice internaționale cu privire la performanțele țintă. Stabilește capacitatea minimă fotovoltaică ce poate fi instalată în anumite tipuri de clădiri, reglementează mărimea centralelor și dă valorile maxime de pierderi pentru fiecare tip de instalație: cazul general, amplasarea pe acoperiș și integrarea arhitecturală Legislația urbană locală;
Autorizație de construcție necesară pentru instalația fotovoltaică	Autorizația de construcție nu este necesară pentru instalarea de fotovoltaice pe clădiri (mai puțin de 100kW).	Da, la fel ca și pentru sistemele electrice.	Pentru centrale PV mai mici nu este necesară. Pentru centrale PV mari, biroul Local de Alocare a Spațiului trebuie să schimbe destinația de utilizare a terenului și să o aprobe în Planul de Spațiu (procedură lungă și complicată)	- doar pentru parcuri PV 20-150kW & PV-uri pe clădiri peste 100kW	Da	Da

Cerințe pentru conexiunea la rețea	Există o limită pentru instalație de ≤ 100 kW. Sistemele fotovoltaice mai mari decât această limită trebuie conectată la o rețea de medie tensiune. Sisteme PV >2MW trebuie racordate la rețeaua de înaltă tensiune.	Rețeaua Bulgară de distribuție nu are cerințe specifice pentru racordarea unei centrale PV. Reglementarea Nr. 6 din 09.06.2004 "Racordarea producătorilor și utilizatorilor de energie electrică la rețelele de transmisie și distribuție"	$\leq 4,6$ kW conexiune monofazată > 11,04 kW conexiune trifazată centrale PV ≤ 100 kW Conectate direct la linia de joasă tensiune (0,4 kV) - Centrale PV ≤ 500 kW sunt conectate la rețeaua de joasă tensiune (0,4 kV) în puncte din stații de transformare - centrale PV ≤ 10 MW sunt conectate la medie tensiune (până la 35 kV) în puncte de conexiune din stații de transformare - Toate centralele trebuie să aibă aprobarea de la DSO	Racordarea RES la rețeaua electrică de distribuție urmează reglementările cu privire la racordarea utilizatorilor de interes public la rețelele electrice și urmează specificațiile Legii Electricității nr. 13/2007 modificată ulterior prin GD 90/2008.	Nu există reguli pentru proprietarii privați, doar pentru producătorii care au licență de producere/distribuție de electricitate. Toți pașii necesari sunt descriși în "Îndrumări pentru producătorii de electricitate din surse regenerabile (e-res)".	Conformarea cu următoarele reglementări RD661/2007: reglementează activitățile de transport, distribuție și comercializare a electricității. -RD 1578/2008: cerințele minime pentru protecția la riscurile electrice RD 1663/2000: Reglementările pentru Joasă Tensiune - OM 5/9/1985: Reglementările pentru Înaltă Tensiune. - RD 1110/2007, puncte unificate de măsură în sistemele electrice.
Link-uri pentru legislația în vigoare	- Corporația Publică pentru Energie: www.dei.gr - Autoritatea de Reglementare pentru Energie: www.rae.gr - Operatorul Sistemului de Transmisie Elen S.A: www.desmie.gr - Ministerul Mediului, Energiei și Modificării Climatului: http://www.ypeka.gr/ - Asociația Elenă a Companiilor de Fotovoltaice: http://www.helapco.gr/	- Ministerul Regional de Dezvoltare și Lucrări Publice www.mrrb.government.bg - Comisia de Stat pentru Reglementarea Energiei și Apei www.dker.bg - Ministerul Economiei și Energiei www.mi.government.bg - Gazeta de stat http://dv.parliamnet.bg	- Ministerul Economiei și Ministerul Construcțiilor: http://oie.mingorp.hr - Ministerul Protecției Mediului, Planificării Fizice și al Construcțiilor: www.mzopu.hr - Ministerul Economiei, Muncii și Antreprenoriatului: http://oie.mingorp.hr - Hrvatska Elektroprivreda (HEP Group): www.hep.hr	- Agenția de Energie din Cipru http://www.cea.org.cy	- Ministerul Regional de Dezvoltare și Turism www.mdr.ro - Autoritatea Română de Reglementare a Energiei: http://anre.ro	- Ministerul Industriei, Energiei și Turismului http://www.ffii.nova.es/puntoinfomcyt/formulario-lseg01.asp - Comisia Națională de Energie http://www.cne.es/cne/contenido.jsp?id_nodo=510&&keyword=&auditoria=F - Codul de Construcție Tehnică: www.codigotecnico.org - Gazeta Oficială de Stat (BOE): www.boe.es

Notă: TABEL 14 și TABEL 15 prezintă legislația în vigoare, probleme administrative și mecanisme de susținere (începând din Septembrie 2011) pentru țările participante la Proiectul PVTRIN. Folosiți link-urile de mai sus pentru a accesa legislația curentă.

TABEL 15. MECANISME DE SUSȚINERE PENTU INSTALAȚII FOTOVOLTAICE (Sursa: PVTRIN, 2011)

	Grecia	Bulgaria	Croația	Cipru	România	Spania
Mecanisme de susținere și stimulente pentru instalarea de PV	Sisteme PV ≤100 kWp: 0,45€/kWh Sisteme >100kWp: 0,40€/kWh.	Conform cu noua Lege RES (2/05/2011): Sistemele PV de producere a energiei electrice vor fi ajutate timp de 15 ani prin tarife ridicate ce vor fi definite an după an de Comisia de Stat pentru Reglementarea Energiei și Apei. Din 1/07/2011 tarifele pentru PV sunt: BIPV: <30 kWp acoperiș sau fațadă: 0,31 €/kWh BIPV: 30-200 kWp acoperiș sau fațadă: 0,30 €/kWh BIPV >200 kWp acoperiș sau fațadă : 0,30 €/kWh PV la sol <30 kWp: 0,29 €/kWh PV la sol 30 -200 kWp: 0,29 €/kWh PV la sol >200 kWp: 0,25 €/kWh Fondul Național Kozlodui administrat de EBRD oferă împrumuturi. De obicei proprietarilor de RES li se oferă un discount de 20% din suma împrumutului după finalizarea proiectului. Programul USAID garantează 50% din credit.	Tarif de Injectare în rețea pentru RES &PV 0,32-0,52 €/kWh în funcție de mărimea centralei PV. Plafonarea la un total de 1 MW. Nivelele pentru tarife se vor schimba de asemenea și plafonarea cu noua Lege a Regenerabilelor care este în stadiu de proiect, și se așteaptă să fie în vigoare la finalul 2012. Pentru informații actualizate: Ministerul Economiei: http://oie.mingorp.hr/	Persoanele fizice & organizațiile neimplicate în activități economice (rezidențiale): Conectat la rețea <7kW : Tarif 0,35€/kWh (15 ani, fără subvenție) Autonome <7kW: 55% subvenție < 20 kW (organizații): 55% subvenție (maxim €44.000) Persoane fizice & organizațiile neimplicate în activități economice: Conectat la rețea 21-150kW : Tarif 0,31€/kWh (20 ani) Autonome <20 kW: 40% subvenție (maxim €36.000) în funcție de categorie.	Șase certificate verzi pentru fiecare MWh produs și livrat de producătorul de energie electrică solară.	Tarif 0,1385€ / kWh (2011) 50% din IBI, reducere între 0 și 100% din urban și reducere între 0-95% pentru ICIO. În funcție de regiune: Împrumuturi ușoare, stimuli la taxe, Investiții regionale, deducție de TVA
Mecanisme de susținere și stimulente pentru instalarea de BIPV	Sisteme PV < 10kWp în sectorul domestic și firme mici: 0,55 € / kWh.	Fondul Național Kozlodui administrat de EBRD. Programul USAID și unele bănci (linii de credit). Programe pentru dezvoltarea regională.	Mecanismul specific de susținere de mai sus va fi implementat în noua Lege a Regenerabilelor la un nivel mai ridicat de Tarif. http://oie.mingorp.hr	În cazul sistemelor autonome există un maxim de subvenție Comentariu: Foarte probabil să se modifice în 2012.		<20 kW : 0,2979€/kWh (2011) 20 kW–2 MW: 0,2095€/kWh (2011) Toate acestea sub considerentul că nu s-a atins cota de instalații “permise”.
Link-uri către legislația în vigoare	- Ministerul Mediului, Energiei și Modificării Climatului: www.ypeka.gr/ - Asociația Elenă a Companiilor de Fotovoltaice: www.helapco.gr/ - Asociația Producătorilor de Energie Solară: www.spef.gr		- Ministerul Economiei, Muncii și Antreprenoriatului: http://oie.mingorp.hr	-Ministerul Comerțului, Industriei și Turismului: www.mcit.gov.cy Institutul Cipriot de Energie: www.cie.org.cy	- Ministerul Regional de dezvoltare și Turism www.mdrt.ro	

Notă: TABEL 14 și TABEL 15 prezintă legislația în vigoare, probleme administrative și mecanisme de susținere (începând din Septembrie 2011) pentru țările participante la Proiectul PVTRIN. Folosiți link-urile de mai sus pentru a accesa legislația curentă.

2.7. Exerciții

2.7.1. Studii de caz

Studiu de Caz 1

Dimensionarea unui sistem de 24Vcc pentru o casă (Kamnang și Menke, 2010).

i. Sarcini, aparate și cerințe zilnice

TABEL 16. APARATE ȘI CERINȚELE ZILNICE DE ENERGIE

Sarcini Aparate	Puteri nominale ale aparatelor (W)	Totalul necesar de putere (W)	Ore de folosire pe zi (h)	Necesarul zilnic de energie (Wh)
Lămpi fluorescente	12W	60W (5 lămpi)	3	180Wh
TV	100W	100W	1,5	150Wh
Microunde	640W	640W	0,5	320Wh
Frigider	80W	80W	3	240Wh
Iluminat exterior	50W	50W	1	50Wh
TOTAL	930W			940Wh

Acoperișul casei are o înclinare de 50° și este orientat 60° sud-vest. Sistemul este proiectat pentru Ianuarie și o capacitate de stocare de 3 zile este prevăzută.

ii. Dimensionarea modului (vezi cap. 2.2.8)

G = 5,0 PSH

$n_{SYS} = 0,6$

E = 940Wh necesarul zilnic de energie.

$$W_{PV} = \frac{E}{G \cdot n_{SYS}} = \frac{940Wh}{5h \cdot 0,6} = 314W$$

Deci, dimensiunea minimă a modului este 314 Wp.

iii. Dimensionarea bateriei (vezi cap. 2.2.8)

V = 24Vcc tensiunea sistemului.

A = 3 zile

E = 940Wh

T = 0,5

$n_{inv} = 0,9$

$n_{cablu} = 0,97$

Capacitatea minimă a bateriei, Ah

$$Q = \frac{E \cdot A}{V \cdot T \cdot n_{INV} \cdot n_{cablu}}$$

$$Q = \frac{940Wh \cdot 3}{24V \cdot 0,5 \cdot 0,9 \cdot 0,97} = 269Ah$$

Cum avem un sistem de 24Vcc, 2 baterii a 24V/150Ah conectate în paralel vor fi alese pentru un total de 24Vcc/300Ah.

iv. Invertorul

Sistemul necesită un inverter deoarece aparatele sunt alimentate în curent alternativ. Puterea totală necesară pentru aparatele c.a. este 940W ceea ce înseamnă că este recomandat un inverter de 1.500W cu intrare 24Vcc.

v. Cablare

În cazurile în care lungimea cablului este 8m din cupru și căderea de tensiune este 10%.

$$A_M = \frac{2 \cdot P \cdot L}{\kappa \cdot \Delta V \cdot V}$$

$$A_M = \frac{2 \cdot 940W \cdot 8m}{56m/mm^2 \Omega \cdot 2,4V \cdot 24V}$$

$$A_M = 4,66mm^2$$

Acest rezultat este rotunjit la următoarea valoare standard 6 mm².

Secțiunile standard sunt 2,5mm²; 4mm²; 6mm²; 8 mm²; 10 mm²; 12mm²; 14 mm²; 16 mm²; 18 mm²; 20 mm²; 22 mm²; 24; 26 mm²; 28 mm²; 30 mm²; 32 mm².

Se alege un modul fotovoltaic de 80Wp mono-cristalin de circa 12Vcc (tensiune nominală de 12Vcc) cu un curent nominal de 4,5A.

Dacă împărțim 314 la 80, obținem 3,9, deci 4 module vor fi conectate în serie-paralel. Aceasta înseamnă că 2 module vor fi conectate în serie, iar cele 2 șiruri vor fi legate în paralel. Tensiunea totală este de

$2 \times 12V = 24Vcc$ și curentul este $4,5A \times 2 = 9,0A$.

Curentul produs de modul determină controlerul de încărcare. În acest caz este 9A. Controlerul trebuie să aibă minim 9A. Alegem unul mai mare (15A) în cazul unei extensii.

Studiul de Caz 2

Dimensionarea unui sistem de 5,5kW_p pe un acoperiș înclinat (lungime 9 m, și lățime 5 m). (Kamnang și Menke, 2010).

TABEL 17. CARACTERISTICILE MODULULUI FOTOVOLTAIC

Parametru		Valoare
Putere maximă	P _{max}	230
Tensiune la puterea maximă	V _{MPP}	29.8V
Curent la puterea maximă	I _{MPP}	7.71A
Tensiune de Circuit Deschis	V _{oc}	35.8V
Curent de scurt-circuit	I _{sc}	8.34V
Tensiunea maximă a sistemului		1000V
Coeficientul de temperatură	Tensiune (V _{oc})	-0.35%/°C
	Curent (I _{sc})	0.060%/°C
Lungime x Lățime x Adâncime	mm	1550x962x40
Greutate	kg	18.5

$1,550m \times 0,968m = 1,500m^2$ pentru 230 Wp. Acest lucru este echivalent cu $6,5 m^2 / kW_p$

i. Mărime acoperiș

$$5,5kW_p \times 6,5 m^2/kW_p = 35,75m^2$$

Totalul modulelor: $5,500W_p / 230W_p = 23,9$ deci 24 module trebuie luate în considerare pentru un total de putere $24 \times 230W = 5.520W_p$

Modulele trebuie verificate, dacă să fie amplasate pe înălțime sau pe lungime, ceea ce va depinde de lungimea și lățimea acoperișului.

ii. Verificarea încadrării pe acoperiș

- În format pe înălțime

$$\frac{L_{acoperiș}}{l_{modul}} = \frac{9,0m}{0,962m} = 9,35 \text{ și}$$

$$\frac{l_{acoperiș}}{L_{modul}} = \frac{5,0m}{1,550m} = 3,23$$

Acest lucru înseamnă un total de $9 \times 3 = 27$. Numărul maxim de module care pot fi amplasate pe acoperiș este 27 (9 module și 3 șiruri sau invers); mai mult decât suficient spațiu pentru cele 24 module.

- În formatul pe lungime

$$\frac{L_{acoperiș}}{L_{modul}} = \frac{9,0m}{1,550m} = 5,8 \text{ și}$$

$$\frac{l_{acoperiș}}{l_{modul}} = \frac{5,0m}{0,962m} = 5,19$$

5×5 este aproximativ 25, deci un maxim de 25 (5 module și 5 șiruri) de module pot fi amplasate în formatul pe lungime.

Modulele pot fi amplasate în ambele moduri, dar este mai bine să folosim modul în care intră cel mai mare număr de panouri, astfel încât sistemul să poată fi extins (portret).

iii. Verificarea tensiunii modulului

Coeficientul de temperatură:

$$-0,35\% \times V_{oc}/^{\circ}C = -0,0035 \times 35,8 = -0,125V/^{\circ}C$$

$$V_{MPP - 25^{\circ}C} = 29,8V$$

$$V_{MPP - 10^{\circ}C} = 29,8 + 15 \times 0,125 = 31,67V$$

$$V_{MPP - 70^{\circ}C} = 29,8 - 45 \times 0,125 = 24,18V$$

$$V_{oc - 10^{\circ}C} = 35,8 + 15 \times 0,125 = 37,67V$$

iv. Selecția invertorului

Puterea nominală a invertorului este între 90% și 100% deci între $90\% \times 5.520 = 4.968\text{W}$ și 5.520W (această gamă este aleasă deoarece în zilele însorite cu iradianță la STC sau peste STC, invertorul nu trebuie să fie subdimensionat), deci 4 invertoare (TABEL 18) pot fi alese pentru un concept de invertoare pe șir.

TABEL 18. CARACTERISTICILE INVERTORULUI

Parametru	Unități	Valoare
Putere maximă c.c.	W	1400
Tensiune maximă c.c.	V	400
V-intervalul de tensiune, MPPT	V	96-320V
Curentul maxim de intrare	A	12,6

v. Configurația modulului

Numărul maxim de module pe șir:

$$n_{\max} = \frac{V_{\text{DCmax(inverter)}}}{V_{\text{OC}-10^{\circ}\text{C}}} = \frac{320\text{V}}{37,67\text{V}} = 8,49$$

Numărul minim de module pe șir:

$$n_{\min} = \frac{V_{\text{MPP min(inverter)}}}{V_{\text{MPP}-70^{\circ}\text{C}}} = \frac{96}{24,18} = 3,97$$

Deci numărul maxim de module pe șir este 8, iar cel minim este 4.

vi. Configurația sistemului și compatibilitatea invertorului

Se vor implementa 4 șiruri a 6 module cu 1 invertor pe fiecare șir. Compatibilitatea tensiunii trebuie verificată.

$V_{\text{MPP}-70^{\circ}\text{C}} = 6 \times 24,18\text{V} = 145\text{V}$ ceea ce este acceptabil deoarece este peste tensiunea minimă a intervalului MPP (96V) V_{MPP}

$V_{\text{MPP}-10^{\circ}\text{C}} = 6 \times 31,67\text{V} = 190\text{V}$ ceea ce este de asemenea acceptabil deoarece este sub limita superioară a intervalului de tensiune MPP (320V) V_{MPP}

$V_{\text{OC}-10^{\circ}\text{C}} = 6 \times 37,67 = 226\text{V}$ este sub tensiunea maximă (400V) de asemenea acceptabil V_{OC}

Curentul la MPP pentru modul este 7,71A, ceea ce este acceptabil și sub curentul maxim de intrare al invertorului (12,6 A).

Acesta este un concept invertor pe șir. Sistemul are o putere totală de 5.520kWp care constă din 24 module, fiecare a 230 Wp. Sistemul este configurat în 4 șiruri de 6 module.

2.7.2. Întrebări cu Variante Multiple

- Ce înseamnă Condițiile Standard de Test (STC)
 - Iradianță: 1000W/m^2 , temperatură: 25°C , și Masa Aerului: 1.5
 - Iradianță: 1000W/m^2 , temperatură: 20°C , și Masa Aerului: 1.5
 - Iradianță: 1024W/m^2 , temperatură: 25°C , și Masa Aerului: 1.5
 - Iradianță: 1000W/m^2 , temperatură: 18°C , și Masa Aerului: 1.0
- Dacă o celulă produce 0,5 V atunci patru celule legate în serie produc:
 - 2,0 V
 - 0,5 V
 - 2,5 V
 - 1,0 V
- Puterea totală pentru patru celule de 0,5V conectate în serie când $A_{\text{celulă}} = 1\text{A}$ este:
 - 2,0 W
 - 0,5 W
 - 2,5 W
 - 1,0 W
- Dacă o celulă furnizează un curent de 0,6A și sunt trei celule legate în paralel, atunci curentul prin sarcină este:
 - 2,0 A
 - 0,6 A
 - 1,8 A
 - 1,0 A
- Puterea totală pentru trei celule de 0,5V conectate în paralel dacă $A_{\text{celulă}} = 0,6\text{A}$ este:
 - 2,0 W
 - 0,9 W
 - 0,3 W
 - 1,0 W

6. Dacă 24 de celule (0,5V) sunt conectate în serie și paralel (6 celule și 4 rânduri), tensiunea prin sarcină este:
 - a) 2,0 W
 - b) 2,4 W
 - c) 12,0 W
 - d) 3,0 W
7. Dacă înălțimea unui obstacol este 3m distanța minimă (L_{min}) astfel încât să nu fie umbrit modulul fotovoltaic este:
 - a) 4,0 m
 - b) 6,0 m
 - c) 3,0 m
 - d) 1,0 m
8. "Creșterea temperaturii duce la o creștere V_{oc} ceea ce duce la creșterea producției celulei".
 - a) Afirmația este corectă
 - b) Afirmația este greșită
 - c) V_{oc} nu depinde de temperatură
9. Randamentul unei celule poate fi îmbunătățit prin:
 - a) ajustarea unghiului de îndreptare către soare toată ziua
 - b) punând acetate colorate pe celulă
 - c) răcind celula
 - d) schimbând direcția sa către nord
10. Sistemele fotovoltaice pot fi:
 - a) conectate la rețea
 - b) folosite pentru vânzarea de energie în rețea
 - c) o sursă de sine stătătoare de electricitate
 - d) toate răspunsurile a, b, c
11. Într-o conexiune serie:
 - a) terminalul pozitiv este conectat la terminalul pozitiv
 - b) terminalul negativ este conectat la terminalul negativ
 - c) terminalul pozitiv este conectat la terminalul negativ
 - d) toate de mai sus
12. Un sistem de sine stătător poate furniza electricitate când soarele nu este prezent prin:
 - a) baterii
 - b) invertor
 - c) controler de încărcare a bateriei
 - d) a și c
13. Un invertor este necesar într-un sistem PV dacă:
 - a) sunt folosite baterii
 - b) putere în c.c. este necesară
 - c) putere în c.a. este necesară
 - d) dacă sarcina este foarte mare
14. Dacă un sistem fotovoltaic este legat la rețeaua electrică:
 - a) nu trebuie să folosească baterii
 - b) necesită baterii
 - c) nu este necesar invertor
 - d) nu poate furniza c.a.
15. Suprafața disponibilă a unei clădiri este $108m^2$ ($L=12,0m$ și $l=9,0m$), și suprafața necesară pentru un panou este $L=1,64m$ și $l=0,98m$. Dacă 55 de panouri trebuie instalate care este aranjamentul optim:
 - a) format peisaj (landscape)
 - b) format portret
 - c) nu este nici o diferență
 - d) nici un format nu e corespunzător
16. Eficiența Wh este mereu mai mică decât eficiența Ah într-o baterie.
 - a) Adevărat
 - b) Fals
 - c) Nu putem ști
17. Un frigider de 100 W funcționează folosind un invertor de 150 W fără nici o problemă.
 - a) Adevărat
 - b) Fals
 - c) Nu putem ști
18. Un sistem cu stocare la 24 Vcc este alimentat printr-un singur cablu solar de $4mm^2$, în lungime de 15m, de la un modul

de 200 wați. Este secțiunea cablului suficientă?

- a) Da
- b) Nu
- c) Nu putem ști

19. Pentru a îmbunătăți eficiența întregului sistem din procedura de planificare, proiectantul ar trebui să?

- a) Instaleze modulele într-un mod în care acestea să fie bine ventilate
- b) Mențină cablurile cât mai lungi posibil
- c) Mențină unghiul de înclinare mai mic de 15°
- d) Nici unul din cele de mai sus

20. Un sistem cu invertoare pe șir cu 8 invertoare este proiectat pentru un ansamblu fotovoltaic cu 12kWp. Ce putere de intrare în curent continuu trebuie să aibă fiecare inverter? Între...

- a) 1,35 și 1,5 kW
- b) 0,67 și 1,42 kW
- c) 1,35 și 1,42 kW
- d) Nici una de mai sus

2.7.3. Întrebări adevărat-fals

1. Un dispozitiv de urmărire a deplasării soarelui poate crește producția cu până la 8%.

- a) Adevărat
- b) Fals

2. Analiza umbririi în diferite locații poate fi ușor realizată de un tehnician.

- a) Adevărat
- b) Fals

3. Dacă jumătate de celulă este umbrită, reducerea producției este aceeași ca și cum jumătate din rând este umbrită.

- a) Adevărat
- b) Fals

4. Tensiunea maximă apare atunci când există o întrerupere în circuit.

- a) Adevărat
- b) Fals

5. Descărcarea profundă crește durata probabilă de viață a unei baterii Pb-acid.

- a) Adevărat
- b) Fals

6. Supraîncărcarea temporară a unei baterii îmbunătățește omogenitatea catalistului.

- a) Adevărat
- b) Fals

7. Când se dimensionează cablurile, curentul permis pe cablu trebuie să fie cel puțin egal sau mai mare decât curentul de declanșare a siguranței.

- a) Adevărat
- b) Fals

8. Eficiența invertoarelor de șir variază între 50-60%.

- a) Adevărat
- b) Fals

9. Costul panourilor este în jur de 70-80% din costul total al sistemului.

- a) Adevărat
- b) Fals

10. O distanță de 0,10m trebuie păstrată între centrala fotovoltaică și toate părțile protecției la trăsnet.

- a) Adevărat
- b) Fals

11. Durata de viață a unui sistem este 10-15 ani.

- a) Adevărat
- b) Fals

12. Materialul din care sunt realizate celulele fotovoltaice este toxic și greu de găsit pe Pământ.

- a) Adevărat
- b) Fals

13. Toate programele disponibile online pentru dimensionarea sistemelor fotovoltaice oferă rezultate precise și date de încredere.

- a) Adevărat
- b) Fals

14. Cea mai scumpă componentă a unui sistem fotovoltaic autonom o reprezintă bateriile.
- Adevărat
 - Fals
15. O estimare grosieră a valorii medii a unui sistem fotovoltaic este aproximativ 8.000 €/kWp.
- Adevărat
 - Fals
16. O aproximare a suprafeței poate fi făcută ținând cont că: $10\text{m}^2 = 1\text{kWp}$
- Adevărat
 - Fals
- Din ce tip de siliciu sunt realizate celulele PV?
 - a-Si
 - poli-Si
 - mono-Si
2. Ce controler de încărcare ar fi cel mai potrivit pentru un sistem fotovoltaic cu 30 de module și o putere totală de 47Wp conectat la o baterie de 24V? Modulele sunt conectate prin 15 ramuri de 2 panouri în serie și tensiunea maximă a fiecărui modul este 17V. Luați în considerare că 6 lămpi, fiecare de 60W și un CD player de 160W vor funcționa în același timp.

- Un controler de încărcare 24V – 65A
- Un controler de încărcare 12V – 65A
- Un controler de încărcare 24V – 45A
- Un controler de încărcare 1V – 45A

2.7.4. Mai multă practică

- Un sistem fotovoltaic folosește 720 celule de siliciu într-un ansamblu care furnizează până la 120 V.
 - Câte celule sunt conectate în serie dacă sunt necesari 120V dar o celulă furnizează doar 0,5 V?
 - 240
 - 120
 - 360
 - 60
 - Care este numărul de șiruri conectate în paralel?
 - 2
 - 6
 - 4
 - 3
 - Când intensitatea luminii este 1000W/m^2 , puterea totală a sistemului fotovoltaic este 360W. Care este randamentul celulelor fotovoltaice? Fiecare celulă este pătrată și măsoară 118mm pe 118mm.
 - Eficiența celulei este 3%
 - Eficiența celulei este 2,8%
 - Eficiența celulei este 3,6%
 - Eficiența celulei este 4,8%
- 130 kWh de energie sunt utilizați pentru producerea unui modul de 1 m^2 Poly-Si. Cât va dura ca acest modul să genereze o cantitate echivalentă de energie, dacă iradianța solară în Grecia este de $1350\text{kWh} / (\text{m}^2 \times \text{an})$?
 - recuperarea energiei sistemului PV este aproximativ 8 ani.
 - recuperarea energiei sistemului PV este aproximativ 6 ani.
 - recuperarea energiei sistemului PV este aproximativ 1,5 ani.
 - recuperarea energiei sistemului PV este aproximativ 4,5 ani.
- Explicați pe scurt cum eficiența unui panou fotovoltaic este influențată de variațiile de temperatură.

5. Care este înclinația optimă pentru un panou amplasat în Creta ($\phi=35,16^\circ$)?
 - a) $\phi= 35,16^\circ$
 - b) $\phi= 55,16^\circ$
 - c) $\phi= 15,16^\circ$
 - d) $\phi= 60,00^\circ$
6. Cum funcționează un invertor? De ce este o componentă esențială a sistemului fotovoltaic?
 - a) Convertește tensiunea c.a. a modulelor la o tensiune mai ridicată de c.a.
 - b) Convertește tensiunea c.c. a modulelor la tensiunea c.a. a rețelei
 - c) Convertește tensiunea c.c. a modulelor la o tensiune mai mare de c.c.
 - d) Convertește tensiunea c.a. a modulelor la tensiunea c.c. a rețelei
 - e) Convertește tensiunea c.a. a modulelor la o tensiune c.a. mai mică.
7. Numiți 3 din cele mai comune căi prin care un sistem fotovoltaic poate pierde energie. Explicați cauzele pentru aceste pierderi.
 - a) Umbrire (iradianță redusă pe panou)
 - b) Scăderea temperaturii (reducere I_{mpp})
 - c) Creșterea temperaturii (reducere V_{oc})
 - d) orientare greșită (iradianță redusă pe panou)
 - e) conexiuni scurte (rezistență ridicată)
8. Care este rolul diodei de blocaj?
 - a) Diodele de blocaj protejează bateria când nu există lumină
 - b) Diodele de blocaj întrerup circuitul dacă curentul este prea mare
 - c) Diodele de blocaj urmăresc punctul cel mai bun de operare al modulului
 - d) Diodele de blocaj conectează cadrul unui dispozitiv electric la împământare
9. Care sunt principalele cerințe pentru un invertor autonom?
 - a) capacitate de suprasarcină redusă la comutare și la pornire,
 - b) intoleranță la fluctuațiile tensiunii bateriilor,
 - c) randament foarte bun la conversie, chiar și în gama de încărcare parțială,
 - d) funcționare unidirecțională
 - e) toate cele de mai sus
10. Ce componentă a sistemului asigură maximum de producție de energie de la un modul fotovoltaic?
 - a) Tracker-ul MPP
 - b) Dioda de blocaj
 - c) Dioda de bypass
 - d) Siguranța
11. În ce circumstanțe un sistem fotovoltaic poate crea daune mediului înconjurător?
 - a) Sistemele PV sunt în general dăunătoare mediului
 - b) Nu este posibil ca sistemul PV să dăuneze mediului înconjurător
 - c) Eliberarea de gaze periculoase în cazul unui incendiu la sistem
 - d) În cazul amplasării peste un mediu acvifer
12. De ce ar trebui reciclate sistemele fotovoltaice?
 - a) pentru recuperarea unor bani din vânzarea de materie primă
 - b) pentru ca materiale potențial dăunătoare să nu fie eliberate în mediul înconjurător
 - c) pentru evitarea impactului inestetic a sistemelor nefolositoare
13. Numiți 3 parametri de care depinde durata de recuperare a investiției pentru un sistem fotovoltaic.
 - a) tehnologia celulei
 - b) culoarea cablării
 - c) tipul încapsulării
 - d) alinierea cu ceea ce este la modă
 - e) suportul cadrului și modulelor

BAPV și BIPV 3



Copyright
FOTONAPON d.o.o.
Zagreb, Dane Duića 3

3. BAPV și BIPV

3.1. Opțiuni de montare și integrare în clădiri

3.1.1. BAPV și BIPV

Fotovoltaicele aplicate clădirilor și fotovoltaicele integrate în clădiri reprezintă module PV instalate în clădiri care servesc fie ca sursă principală fie ca sursă suplimentară de energie. Instalarea unui sistem fotovoltaic într-o clădire reprezintă o soluție foarte sustenabilă, deoarece acoperișurile și fațadele sunt utilizate în loc de pământ suplimentar.

Fotovoltaice aplicate clădirilor (BAPV) sunt instalații fotovoltaice montate pe elementele existente ale anvelopei unei clădiri precum acoperișuri, luminatoare, fațade, balcoane și adăposturi.

FIGURA 49. BAPV PE UN ACOPERIȘ PLAT. (Sursa: SEC)



FIGURA 50. BAPV PE ACOPERIȘ ÎNCLINAT. (Sursa: SEC)



Fotovoltaice integrate în clădiri (BIPV) sunt produse fotovoltaice (folii, țigle, geamuri, etc) care sunt folosite în locul materialelor convenționale de construcții în părți ale anvelopei clădirii precum acoperișuri, luminatoare sau fațade. Sunt de obicei instalate în clădiri noi, dar pot fi instalate de asemenea în clădiri existente în timpul renovărilor. Avantajul BIPV îl reprezintă costul redus al construcției, deoarece modulele înlocuiesc materialele de construcție. Pe de altă parte, soluțiile cu module BIPV sunt de obicei mai estetice.

FIGURA 51.

IPV PE ACOPERIȘ. (Sursa: SEC)



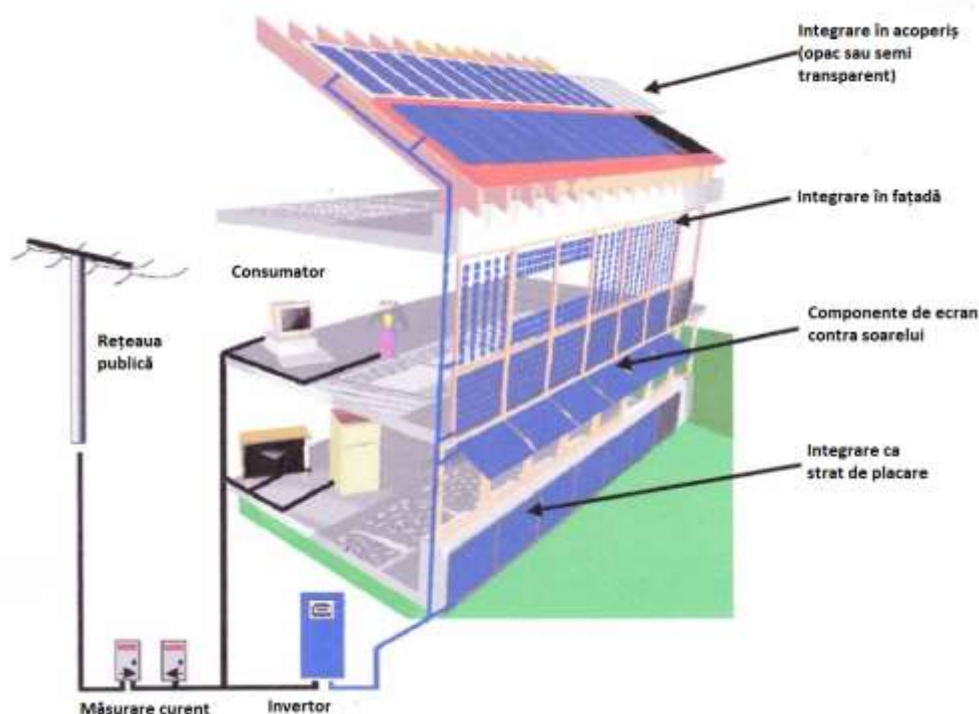
3.1.2. Opțiuni de integrare în clădire

BAPV și BIPV pot fi instalate în toate tipurile de clădiri: de locuințe, case, școli, toate tipurile de clădiri publice și industriale precum și în structuri urbane ca depouri de autobuze, parcuri.

Componenetele cheie ale unui sistem racordat la rețea sunt:

- Modulele fotovoltaice,
- Invertorul,
- Contorul de energie.

FIGURA 52. ALTERNATIVE PENTRU INTEGRAREA FOTOVOLTAICELOR ÎN CLĂDIRI (Sursa: PURE project. Roman et al,2008)



Criteriile pentru o bună integrare a modulelor fotovoltaice în clădiri sunt:

- Integrarea naturală,
- Soluțiile arhitecturale,
- Compoziție plăcută a materialelor și culorilor,
- În linie cu contextul clădirii,
- Design inovativ.

Câteva probleme trebuie luate în considerare la nivelul proiectării urbanistice pentru o integrare fără probleme a sistemelor fotovoltaice în clădiri:

- Pentru fotovoltaice pe acoperișuri înclinate, străzile trebuie să fie orientate est-vest, astfel încât panta acoperișului să fie orientată spre sud.
- Pentru fotovoltaicele integrate în fațade, trebuie aleasă orientarea optimă, în funcție de spațiile deschise.
- Umbrirea datorată altor clădiri sau copaci trebuie avută în vedere și minimizată.

3.2. BIPV și BAPV pe acoperiș

Elementele fotovoltaice pot fi instalate pe toate tipurile de acoperiș – drepte, înclinat, și tip dom.

3.2.1. Module fotovoltaice pe acoperișuri drepte

Instalarea modulelor fotovoltaice pe acoperișuri drepte este o alegere excelentă, deoarece modulele pot fi orientate și înclinate în cea mai bună poziție.

La instalarea modulelor fotovoltaice pe acoperișuri drepte trebuie luate în considerare câteva aspecte:

- Structura acoperișului,
- Elemente ale acoperișului cum ar fi coșuri, ieșiri, luminatoare etc.,
- Orientarea clădirii.
- Materialul care acoperă clădirea.

FIGURA 53 ilustrează diverse opțiuni de integrare a sistemelor fotovoltaice pe acoperișuri drepte (ECN).

Când modulele fotovoltaice sunt instalate în clădiri noi, structura acoperișului este calculată și pentru sarcina instalației, dar când sunt instalate pe clădiri existente, capacitatea de portanță a structurii trebuie verificată. În unele cazuri, structura acoperișului trebuie întărită în concordanță cu reglementările în construcții.

Modulele fotovoltaice pe acoperișuri drepte sunt fixate pe metal sau structuri adaptate de plastic sau beton.

Izolația acoperișului nu trebuie afectată, când se instalează structurile de (metal sau plastic). Prinderile structurale pe acoperiș trebuie izolate cu materiale rezistente la apă.

FIGURA 53. VARIANTE DE INTEGRARE A SISTEMELOR FOTOVOLTAICE PE ACOPERIȘ DREPT (Sursa: ECN).

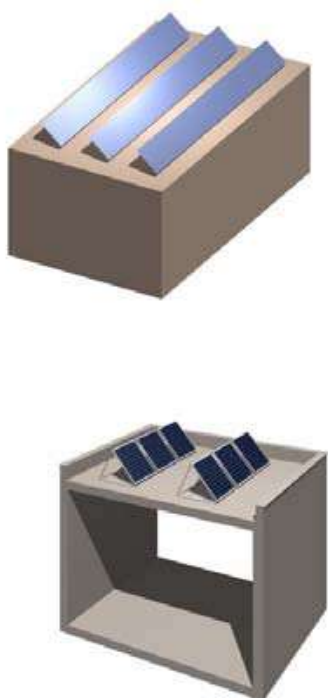


FIGURA 54. INSTALAREA PE ACOPERIȘ DREPT – VEDERE ȘI STRUCTURĂ EXTERNĂ. (Sursa: SEC)



La proiectarea instalării structurii, elementele acoperișului trebuie luate în considerare. Modulele fotovoltaice nu trebuie instalate aproape de coșuri, ieșiri sau căi de acces.

Acoperișurile drepte sunt foarte convenabile pentru sistemele fotovoltaice, deoarece pot fi orientate în cea mai bună direcție, dar distanțe de cel puțin $\frac{1}{2}$ din înălțimea structurii trebuie lăsate între rândurile panourilor

fotovoltaicelor pentru a evita umbrirea mutuală. Umbrirea datorată coșurilor și pereților trebuie de asemenea examinată.

3.2.2. Modulele fotovoltaice pe acoperișuri înclinate

Există câteva variante de instalare a modulelor PV pe acoperișurile înclinate. Acestea pot fi instalate pe acoperiș (BAPV) sau integrate în acoperiș (BIPV).

FIGURA 55. VARIANTE DE INTEGRARE A SISTEMELOR FOTOVOLTAICE PE ACOPERIȘURI ÎNCLINATE (Sursa: ECN).

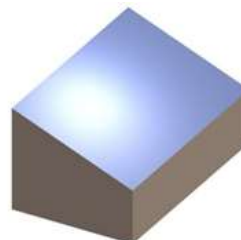
a) Montate peste țigle (BAPV)



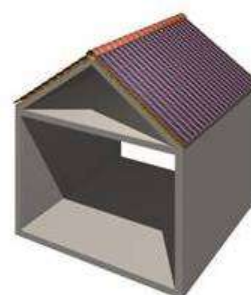
b) Integrate în acoperiș (BIPV)



c) Întregul acoperiș poate fi din panouri (BIPV).



d) Țigle solare



e) module fotovoltaice instalate cu un spațiu liber în spate pentru a asigura ventilația necesară și pentru evitarea supraîncălzirii,



BAPV pe acoperișuri înclinate

BAPV au o structură independentă și sunt mai ușor de instalat.

Sunt mai potrivite decât BIPV pentru retrofituri pe clădirile deja existente și pot fi ușor înlocuite.

Datorită structurii independente se răcesc prin spate și nu există problema supraîncălzirii.

BIPV pe acoperișurile înclinate

BIPV oferă posibilități mai bune pentru o bună integrare.

Umbrirea mutuală este evitată.

Necesită grijă la instalare pentru a se asigura etanșeitatea și ventilația.

TABEL 19. PROBLEME ȘI SOLUȚII PENTRU INSTALAREA MODULELOR PV PE ACOPERIȘURI ÎNCLINATE. (Sursa: SEC)

	Probleme de rezolvat	Soluție
BAPV	Fixare bună a modulelor PV fără deteriorarea învelitorii acoperișului	Prinderi din oțel inoxidabil sub țigle pentru fixarea structurii
	Asigurarea unei bune circulații a aerului prin spatele modulului	Distanța între elementele fotovoltaice și învelitoarea acoperișului trebuie să fie de 5-10 cm.
BIPV	Etanșeitatea între panouri și între panouri și învelitoarea acoperișului	Se folosesc produse speciale precum țigle PV/ folii, urmându-se întotdeauna recomandările producătorului.

FIGURA 56. BIPV PE CLĂDIRE REZIDENȚIALĂ (Sursa: SEC)



3.3. Fotovoltaice pe fațade

Directiva de Performanță a Energiei în Clădiri (EPBD) cere tuturor țărilor din UE să își aducă la zi reglementările în construcții și să facă

pași pentru prevederea de suficiente surse de energie regenerabilă.

Deși acoperișurile sunt cel mai bun loc pentru amplasarea modulelor fotovoltaice, spațiu pentru elemente PV trebuie prevăzut și pe fațade pentru a asigura nivelul necesar de producție de energie.

La examinarea instalării de module PV pe fațade, trebuie luat în considerare faptul că eficiența sistemului va fi cu cel puțin 30% mai mică decât a unui sistem pe acoperiș cu înclinarea și orientarea optimă.

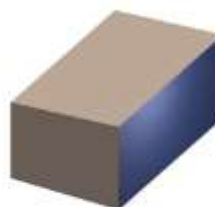
3.3.1. Opțiuni de integrare

Există câteva opțiuni de integrare a modulelor fotovoltaice pe fațade.

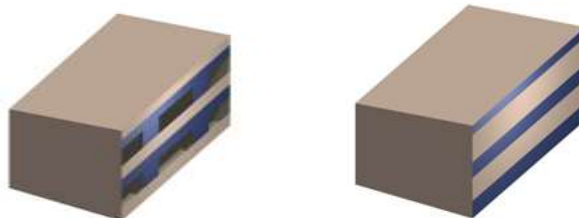
- a) integrate total
- b) parțial integrate
- c) fațadă suplimentară de sticlă
- d) fixată pe balcon

FIGURA 57. OPȚIUNI DE INTEGRARE A FOTVOLTAICELOR PE FAȚADE (Sursa: Material pentru arhitecți pentru educație și instruire (ECN)).

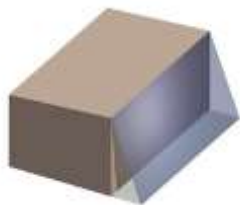
a) total integrate.



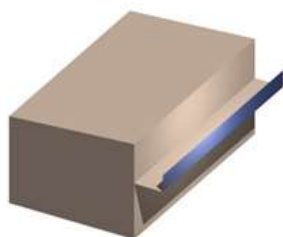
b) parțial integrate.



c) fațadă suplimentară de sticlă.



d) fixat pe balcon.



3.3.2. BAPV pe fațade

BAPV este o bună alegere pentru instalarea sistemelor fotovoltaice pe fațade ale clădirilor existente.

BAPV pot fi mai ieftine decât BIPV deoarece:

- Un avantaj al sistemelor BAPV este că răcirea se poate asigura mai ușor prin spațiul dintre panou și perete.
- Nu este nevoie de placare sau tencuială decorativă pe pereții din spatele panourilor.
- Nu este necesară etanșarea îmbinărilor.
- BAPV sunt mai ușor de întreținut și înlocuit.
- Panourile fotovoltaice pot acționa ca o izolație termică suplimentară.

FIGURA 58. BAPV PE CLĂDIRE REZIDENȚIALĂ RENOVATĂ (Sursa:SEC)

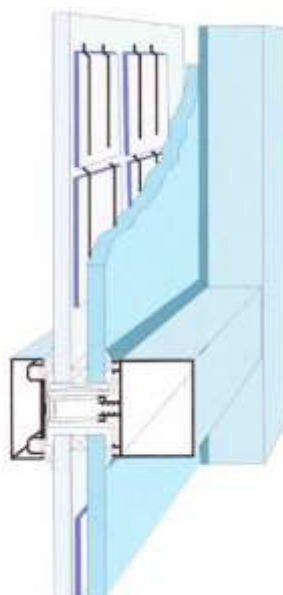
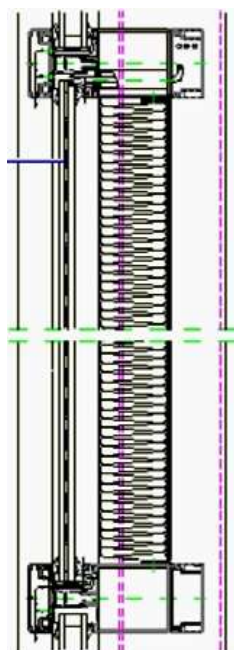


3.3.3. BIPV pe fațade

BIPV sunt potrivite pentru clădirile noi. Dau oportunități mai bune pentru soluții arhitecturale.

Instalațiile BIPV pot fi integrate în clădiri ca fațade calde. În acest caz modulele sunt integrate în structura fațadei ca parte a peretelui. Modulele PV sunt fixate între două pane de sticlă și sunt încorporate în structura fațadei. Panourile fațadei pot fi compuse fie dintr-un ansamblu de sticlă cu module fotovoltaice și un panou sandwich cu izolare termică, prezentat în figura 59, sau dintr-un ansamblu sticlă-sticlă unde panoul sandwich este înlocuit de un spațiu umplut cu argon și o sticlă flotantă înbrăcată termic, prezentată în figura 60.

FIGURA 59. BIPV PE FAȚADE CALDE (Sursa:SST)



Diferite soluții arhitecturale pot fi aplicate prin integrarea modulelor în structura fațadei:

- O fațadă complet îmbrăcată,
- Alternare module PV și sticlă.

Următoarele figuri prezintă exemple de integrare a modulelor în construcția fațadei. (Roman et al, 2008))

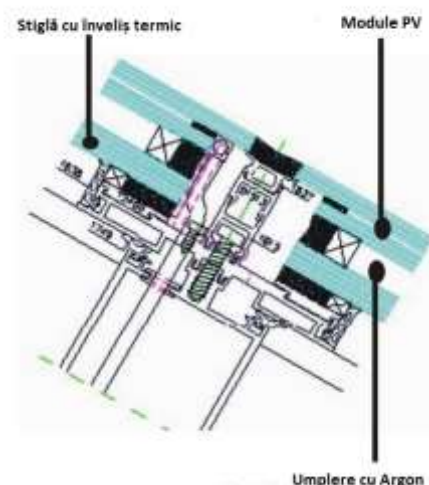


FIGURA 60. BIPV ÎN FAȚADA CALDĂ (Sursa: Roman et al, 2008)

Instalațiile BIPV pot fi integrate în clădiri ca fațade reci. În acest caz ele acționează ca o a doua “piele” a fațadei, sau fațadă dublă. Modulele PV sunt fixate pe o structură suplimentară cu un spațiu între module și perete. În funcție de distanța dintre module și perete, putem cataloga fațadele ca:

- Fațade ventilate când spațiul dintre perete și module este de până la 10cm, cum fixarea modulelor PV nu e etanșă, aerul poate circula între perete și module și să asigure ventilația necesară. În aceste fațade

modulele PV au rol de placare și finisaj.

- Perete cortină – distanța între perete și modulele PV este mai mare de 20cm și poate chiar să semene cu un balcon închis.

Fațadele reci sunt mai scumpe deoarece module sunt echipamente suplimentare pentru construcție, dar au alte beneficii.

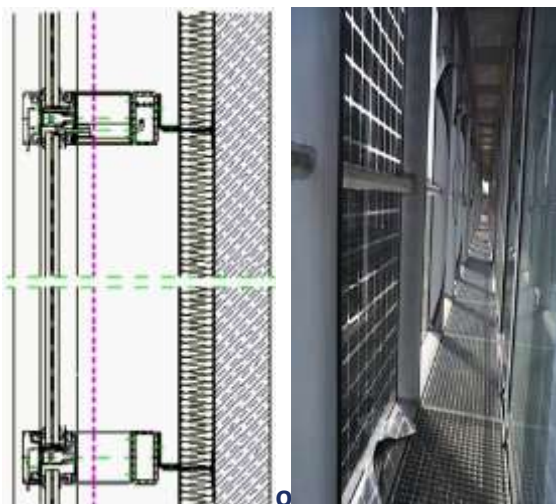
Soluția cu fațade reci evită problema cu răcirea modulelor.

Această a doua “piele” acționează ca un strat suplimentar de izolator termic și poate asigura o climă mai bună în interior.

Cu o proiectare bună a fațadelor reci nu este necesară prevederea de dispozitive de umbrire suplimentare (jaluzele, obloane etc).

FIGURA 61.

BIPV ÎN FAȚADE RECI (Sursa: SST)



BAPV și BIPV integrate în fațade trebuie să țină cont de următoarele cerințe și recomandări de siguranță pentru o funcționare fără probleme:

- La montarea modulelor PV pe clădiri existente, capacitatea portantă a elementelor de structură ale fațadei trebuie verificate.
- Prinderile care țin modulele trebuie să fie destul de rezistente pentru a suporta

fenomene meteo extreme precum vânt, grindină și zăpadă.

- Îmbinările fațadelor calde trebuie să asigure o etanșare bună la aer și apă. Există module speciale care asigură o izolație bună, dar doar dacă se respectă recomandările producătorului pe toată durata lucrării!
- Se limitează instalarea de module la parter, aproape de intrări și alte zone de acces pentru public, pentru a se evita deteriorarea.

3.4. Acoperișuri de sticlă, sisteme de umbrire și alte aplicații

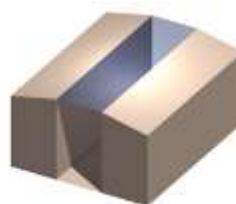
3.4.1. Acoperișuri de sticlă

Acoperișurile de sticlă realizate din module fotovoltaice sunt o alegere excelentă. Pot fi integrate în acoperișuri drepte, înclinate sau construcții individuale.

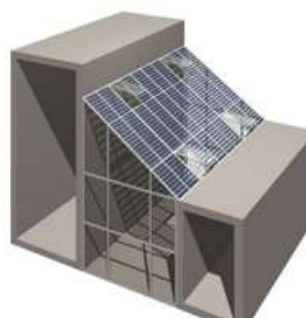
Următoarele imagini arată posibilitățile de integrare pentru acoperișurile de sticlă realizate din panouri fotovoltaice (ECN)

FIGURA 62. VARIANTE DE INTEGRARE A SISTEMELOR PV PE ACOPERIȘURI DE STICLĂ (Sursa: ECN).

a) acoperiș drept.



b) acoperiș înclinat.



c) construcție individuală, membrană acoperiș



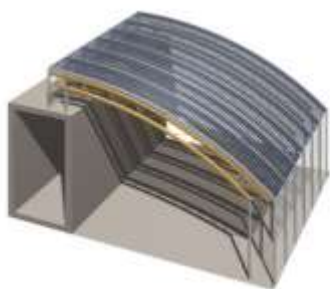
De exemplu un parasolar fotovoltaic reprezintă un bun acoperiș de sticlă. O construcție a acoperișului în forma unui parasolar acoperit cu module fotovoltaice reduce necesarul de încălzire, făcând condițiile din clădire mai confortabile.

Parasolarul fotovoltaic poate fi cu sau fără funcție de reținere a apei, în funcție de cerințele clădirii. (ECN)

Următoarea figură arată exemple de parasolare fotovoltaice cu și fără funcție de retenție a apei.

FIGURA 63. OPȚIUNI PENTRU INTEGRAREA SISTEMELOR PARASOLARE FOTOVOLTAICE (Sursa: ECN).

a) Parasolare PV cu retenție a apei.



b) Parasolar PV fără retenția apei.



FIGURA 64. EXEMPLU DE ACOPERIȘ CU MODULE PV (Sursa: SEC)



3.4.2. Dispozitive de umbrire

Dispozitivele de umbrire sunt ideale pentru integrarea modulelor fotovoltaice în clădiri. Această soluție poate fi aplicată atât clădirilor noi cât și celor existente.

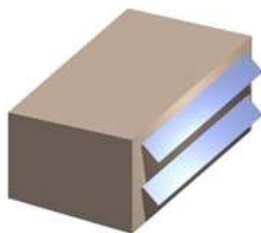
Aceste dispozitive de umbrire compuse din module PV oferă următoarele avantaje:

- Răcire pasivă,
- Controlul luminii pe timp de zi, deoarece înclinația optimă pentru modulele PV corespunde cu asigurarea umbririi proporționale,
- Producția de electricitate.

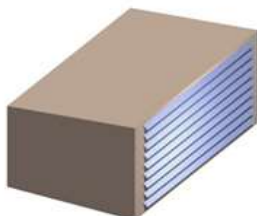
Există câteva opțiuni pentru integrarea dispozitivelor de umbrire cu module PV în clădiri. Acestea pot fi independente de învelitoarea clădirii, încorporate în anvelopa clădirii ca un perete cortină, sau ca un element distinct al clădirii, de exemplu o copertină.

FIGURA 65. OPȚIUNI DE INTEGRARE A SISTEMELOR FOTOVOLTAICE ÎN DISPOZITIVEL DE UMBRIRE (Sursa: ECN).

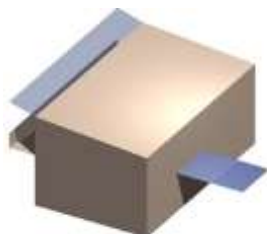
a) Dispozitive de umbrire independente de învelitoarea clădirii.



b) Dispozitive de umbrire încorporate în învelitoarea clădirii ca un perete cortină.



c) Dispozitive de umbrire distincte, gen copertină.



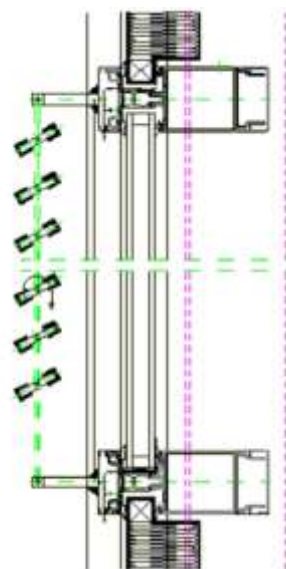
Pot fi fixe sau mobile.

FIGURA 66. UMBRIRE CU FOTOVOLTAICE (Sursa:ECN)



Următoarea imagine prezintă un exemplu de instalare a unei cortine PV de umbrire pe fațadă.

FIGURA 67. INSTALAREA UNUI ELEMENT DE UMBRIRE PV MOBIL (Sursa:SST)



3.4.3. Alte aplicații

Modulele fotovoltaice pot fi folosite pentru alte aplicații precum iluminatul natural.

Fotovoltaicele pe luminatoare trebuie instalate pe partea de sud a acestora. Ele vor asigura o lumină suficientă, protejând totodată de lumina soarelui obiectele din clădire.

Celule opace dublu laminate cu un spațiu de 1-3 cm între celule pot fi folosite pentru luminatoare.

Modulele fotovoltaice pe luminatoare asigură lumină difuză sau temperată cu modele de umbră interesante.

Integrarea modulelor fotovoltaice în clădiri este folosită foarte des pentru un design solar pasiv.

Elemente ale modulelor fotovoltaice precum copertine, fațade duble și acoperișuri de sticlă previn supraîncălzirea clădirii.

Modulele PV transparente integrate în anvelopa clădirii îmbunătățesc climatul interior și asigură lumina naturală.

O soluție inovativă este combinarea funcției solare fotovoltaice cu cea termală. (ECN)

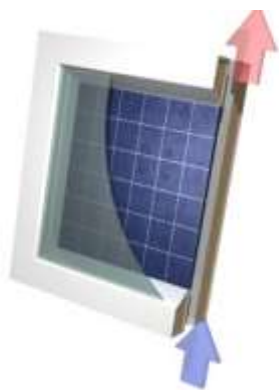
Beneficiile colectoarelor hibride având ca mediu apa sau aerul sunt:

- Răcirea elementelor fotovoltaice duce la îmbunătățirea eficienței.
- Căldura de la elementul termic poate fi folosită pentru apa caldă menajeră sau pentru încălzire.

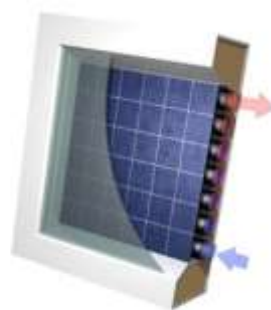
Această soluție este atractivă când dimensiunea acoperișului este redusă.

FIGURA 68. COMBINAREA FUNCȚIILOR SOLARE PV ȘI TERMICĂ (Sursa:ECN)

a) Mediu aer



b) Mediu apă



Modulele fotovoltaice pot fi integrate în multe construcții urbane:

- Stații de autobuz,
- Parcări de mașini,
- Acoperișuri de gări sau autogări
- Bariere de zgomot,
- Panouri de informații,
- Iluminat stradal, etc.

FIGURA 69. ACOPERIȘUL UNEI STAȚII DE AUTOBUZ ȘI GARAJ DE BICICLETE CU MODULE FOTOVOLTAICE (Sursa:SEC)



3.5. Parametrii de Proiectare și Factori de Performanță

3.5.1. Locația și proiectare urbană

Eficiența unui sistem fotovoltaic depinde de următorii factori:

- Iradianța solară a locației,
- Orientarea și înclinarea modulelor,
- Calitatea modulelor și a invertoarelor.
- Proiectarea sistemului fotovoltaic

Proiectarea corespunzătoare în mediul urban este primul pas către o implementare de succes a instalațiilor PV în clădiri și alte construcții urbane. Dacă locația nu are orientarea corespunzătoare, panta acoperișului și fațada dinspre Sud s-ar putea să nu aibă suficient spațiu pentru o instalație fotovoltaică mai mare.

Chiar și vegetația înconjurătoare trebuie planificată corect. Copacii situați aproape de fațada sudică a unei clădiri vor umbri clădirea.

Următoarele imagini arată câteva soluții de proiectare pentru o locație.

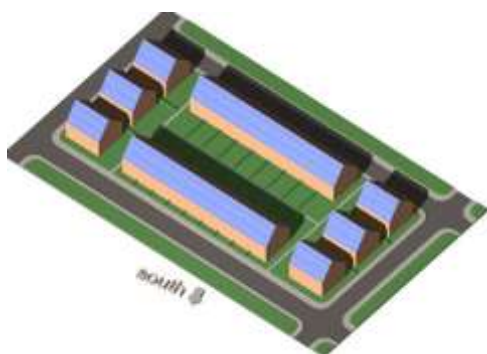
Prima imagine ilustrează cea mai bună soluție, deoarece modulele PV sunt prevăzute a fi instalate pe panta sudică a acoperișului.

A doua imagine indică o soluție de asemenea bună cu două clădiri lungi orientate spre Sud și două mai mici orientate spre Est.

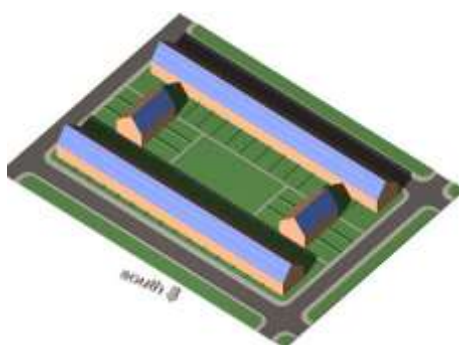
Ultimile două imagini ilustrează soluții alternative, dar nu cele mai bune.

FIGURA 70. SOLUȚIE DE PROIECT PE O LOCAȚIE. (Sursa ECN)

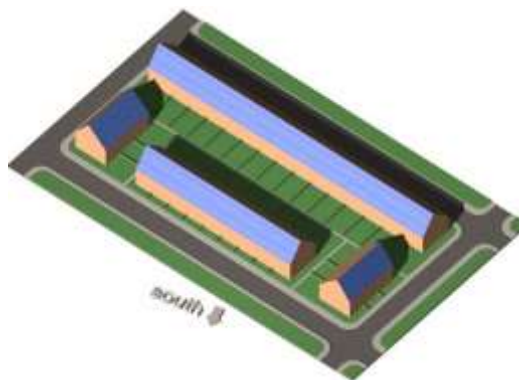
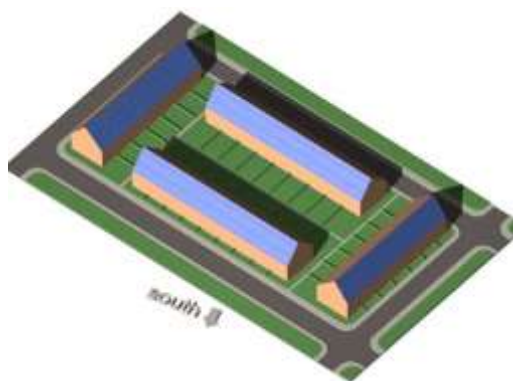
a) cea mai bună soluție, deoarece modulele PV se vor instala pe panta acoperișului orientată spre Sud.



b) o soluție bună cu două clădiri lungi orientate spre Sud și două mai mici orientate spre est.



c) soluții alternative, dar nu cele mai bune.



3.5.2. Orientare și înclinare

Beneficiile sistemului fotovoltaic depind într-o mare măsură de orientarea și înclinarea modulelor fotovoltaice.

Producția fotovoltaicelor depinde de înclinarea și orientarea unui număr de fațade sau acoperișuri:

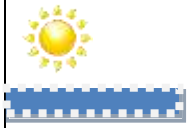
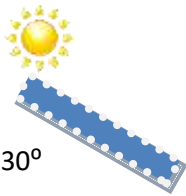
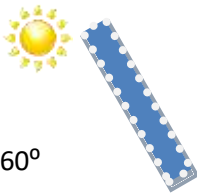
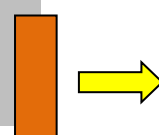
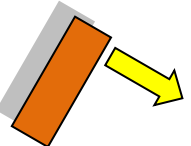
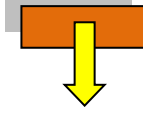
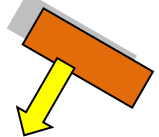
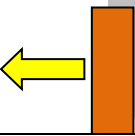
Orientare Optimă = Sud

Unghi Optim de Înclinare = Latitudine ($^{\circ}$) – 10 $^{\circ}$
(peste 30 $^{\circ}$ în Europa)

Modulele fotovoltaice pe fațade sunt cu 30% mai puțin eficiente decât modulele fotovoltaice amplasate pe acoperiș.

Următorul tabel oferă factorii de calculare a pierderilor eficienței în funcție de orientarea și înclinarea modulelor.

TABEL 20. FACTORII DE ORIENTARE ȘI ÎNCLINARE (Sursa:SEC)

Factor de calcul pentru pierderi la orientarea și înclinarea dată				
Înclinare Orientare	0° 	30° 	60° 	90° 
Est 	0,93	0,90	0,78	0,55
Sud-est 	0,93	0,96	0,88	0,66
Sud 	0,93	1,00	0,91	0,68
Sud-Vest 	0,93	0,96	0,88	0,66
Vest 	0,93	0,90	0,78	0,55
 Orientare optimă  Orientare foarte bună  Orientare bună  De evitat				

3.5.3. Umbrirea

Chiar dacă se prevede cea mai bună orientare și înclinare a modulelor fotovoltaice, sistemul poate fi foarte inefficient dacă umbrirea nu este luată în considerare.

Trebuie examinate două tipuri de probleme cu umbrirea:

- Umbrirea de la clădirile din împrejurimi și copaci, și topografia
- Auto-umbrirea.

Umbrirea datorată peisajului și clădirilor înconjurătoare trebuie luată în considerare pentru:

- poziția soarelui iarna, dimineața și dupămăsa,
- creșterea copacilor,
- previzionarea ridicării de noi construcții în viitorul apropiat.

Pentru a se evita această problemă se pot monta module tip machetă sau bypass-uri pentru zonele umbrite.

Trebuie ținut cont că lumina difuză umbrită poate afecta puternic eficiența instalației PV!

FIGURA 71. UMBRIREA DATORITĂ COPACILOR (Sursa: ECN)



Pentru evitarea auto-umbririi, trebuie examinată geometria clădirii și detalii precum:

- Antene de satelit pe acoperiș,
- Coșuri și guri de evacuare,
- Luminatoare și alte părți înalte,
- Elemente suspendate.

FIGURA 72. AUTO-UMBRIREA (Sursa:ECN)



Pentru a se evita auto-umbrirea soluția este aceeași folosită la verificarea umbririi de către elemente înconjurătoare: se instalează module tip machetă sau bypass-uri.

3.5.4. Cerințele construcției

Etapă proiectării

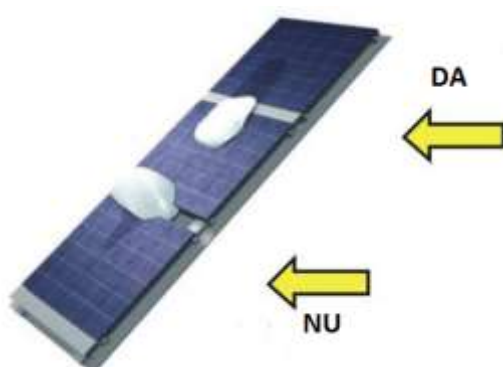
Structura elementelor anvelopei clădirii unde vor fi montate module PV trebuie verificată conform cu noile încărcări aduse de instalație. Acest lucru trebuie realizat pentru clădirile noi încă din etapa proiectării. Pentru clădirile existente este recomandabil să se verifice condiția elementelor de structură a acoperișurilor și fațadelor și să se urmărească îndeaproape reglementările în construcții.

La proiectarea lucrărilor de construcții, trebuie examinat accesul pe acoperiș și fațadă pentru montarea elementelor instalației fotovoltaice și pentru întreținere.

Fixarea modulelor PV trebuie calculată astfel încât să fie suficient de puternică pentru a prelua încărcările din zăpadă, gheață și grindină.

În țările unde există căderi abundente de zăpadă, unghiul de înclinare al modulelor trebuie să fie cel puțin 45° . Modulele trebuie să aibă o suprafață netedă pentru a permite alunecarea zăpezii (ECN)

FIGURA 73. ALUNECAREA ZĂPEZII PE UN MODUL
(Sursa: ECN)



Construcția sistemului va fi de asemenea expusă la vânt puternic care poate duce la torsionări, vibrații și sarcini suplimentare statice și dinamice. Sistemul trebuie calculat

pentru a respecta legislația națională în vigoare cu privire la încărcările din vânt.

3.5.5. Efectul temperaturii și ventilarea

Temperatura are un efect neglijabil asupra curentului modulelor, dar un impact semnificativ asupra tensiunii MPP. În funcție de coeficientul de temperatură, tensiunea unui modul fotovoltaic poate să crească sau să scadă cu mai mult de 10V, comparând valoarea STC vara și iarna. Acest lucru trebuie luat în considerare în faza de proiectare a sistemului fotovoltaic pentru a se evita riscul defectării sau a incendiului.

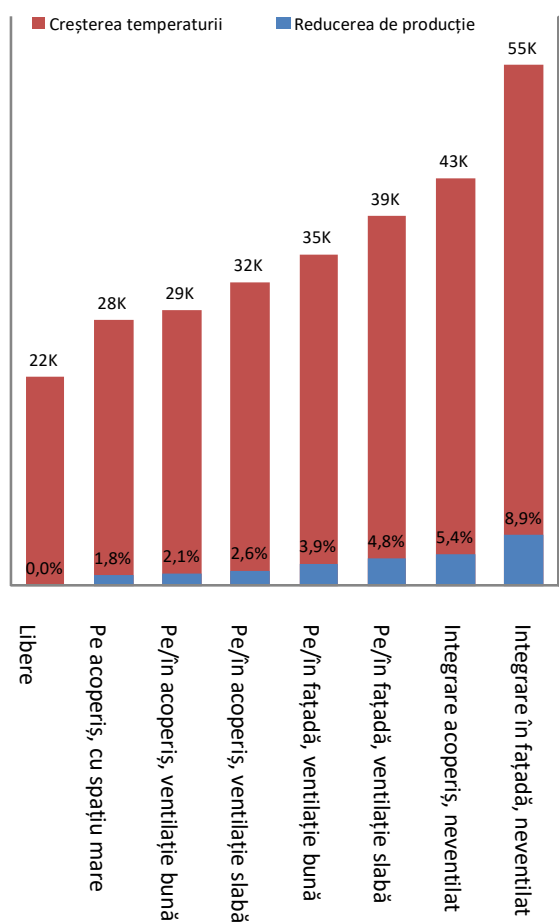
Dependența tensiunii de temperatură va afecta bineînțeles puterea de ieșire a modulului fotovoltaic și energia generată de sistemul fotovoltaic.

În consecință, este important să se înțeleagă parametrii care au impact asupra temperaturii de funcționare a unui modul PV, printre care cei mai importanți sunt tipul de montaj și instalarea.

Ca un exemplu, un modul fotovoltaic liber are o temperatură de funcționare de 42°C în Europa centrală într-o zi tipică de vară ($1000\text{W}/\text{m}^2$ și o temperatură ambientală de 20°C). Pentru un sistem fotovoltaic integrat în acoperiș, temperatura de funcționare a aceluiași modul poate atinge 63°C fără ventilare.

Pentru a asigura ventilarea corespunzătoare, cerințele tehnice date de producătorul modulului trebuie respectate în faza de proiectare a sistemului. FIGURA 74 arată creșterea de temperatură și reducerea producției de energie a unui sistem fotovoltaic în Germania pentru tipuri normale de instalație (cu o iradianță de $1000\text{W}/\text{m}^2$ și o temperatură ambientală de 20°C).

FIGURA 74. IMPACTUL TIPULUI DE INSTALAȚIE ASUPRA TEMPERATURII ȘI PRODUCȚIEI DE ENERGIE (Sursa: Fraunhofer ISE, 1997)



3.6. Exemple din sectorul rezidențial

Modulele fotovoltaice pot fi integrate în acoperișuri și fațade la renovarea unei clădiri.

Cel mai tipic exemplu de integrare în clădiri este BAPV pe acoperișul clădirilor existente. Sunt de obicei instalate pe acoperișuri acoperite de țigle, ca un element suplimentar (adică neintegrat în structură).

FIGURA 75. PV PE ACOPERIȘ (Sursa:ECN)



Următoarea poză ilustrează integrarea fotovoltaicelor pe fațada unei clădiri istorice din Aarhus, Danemarca. Colectoare solare termale sunt de asemenea montate pe fațade pentru apa caldă menajeră și încălzire. Modulele PV și colectoarele solare sunt instalate pe fațada îndreptată spre curtea interioară a clădirii, cât timp fațada principală și aspectul istoric nu sunt afectate.

FIGURA 76. INTEGRAREA MODULELOR FOTOVOLTAICE ÎNTR-O CLĂDIRE EXISTENTĂ (Sursa: SEC)



Atunci când se instalează module PV pe acoperișurile și fațadele unor locuințe noi, de obicei acestea sunt complet integrate (BIPV).

Modulele fotovoltaice sunt elemente din conceptul de proiectare al clădirii.

Imaginile următoare ilustrează exemple din Olanda. **Waterkwartier Nieuwland** (Cartierul Apei din Nieuwland) este un proiect de 1 MW (megawat), și multe case au fost dotate cu panouri fotovoltaice pentru producția de electricitate.

FIGURA 77. CARTIERUL APEI DIN NIEUWLAND, BIPV PE ACOPERIȘURILE CASELOR FAMILIALE (Sursa: SEC)



FIGURA 78. CARTIERUL APEI DIN NIEUWLAND, BAPV PE FAȚADA CLĂDIRILOR DE LOCUINȚE MULTIFAMILIALE (Sursa: SEC)



FIGURA 79. CARTIERUL APEI DIN NIEUWLAND, BAPV PE FAȚADA CASELOR FAMILIALE (Sursa: SEC)



Zona rezidențială din **Amersfoort** reprezintă un proiect European unic care are nu doar panourile solare racordate la rețea, ci și panouri arhitecturale diverse și aplicații de iluminat natural, cu orientarea spre sud.

FIGURA 80. ZONA REZIDENȚIALĂ AMERSFOORT. BIPV PE ACOPERIȘURILE CASELOR FAMILIALE (Sursa: SEC)



FIGURA 81. ZONA REZIDENȚIALĂ AMERSFOORT, BIPV PE ACOPERIȘUL GRĂDINIȚEI (Sursa: SEC)



FIGURA 82. ZONA REZIDENȚIALĂ AMERSFOORT, BIPV PE ACOPERIȘURILE PARCĂRIILOR DE MAȘINI ȘI BICICLETE (Sursa: SEC)



FIGURA 83. MODULE PV PE O INSULA PLUTITOARE LACUL TITICACA (Sursa: SEC)



Exemplele de mai sus arată faptul că modulele PV vor deveni foarte curând o parte integrantă din peisajul urban. Ele pot fi găsite pe acoperișuri, fațade, dispozitive de umbrire, stații de autobuz și parcări, etc.

Sistemele PV sunt de asemenea foarte importante pentru zone îndepărtate și locații unde nu este posibilă asigurarea unei conexiuni la rețea.

Exemple interesante sunt insule plutitoare pe lacul Titicaca, Peru. Modulele PV sunt singura sursă posibilă de energie electrică. Ele pot asigura destulă energie pentru calculatoare (chiar în școală), TV și câțiva consumatori mici .

3.7. Exerciții

3.7.1. Variante de montare și integrare în clădire

1. BAPV și BIPV sunt module PV instalate în clădiri doar ca principală sursă de energie.
 - a) Adevărat
 - b) Fals
2. Care este diferența dintre BAPV și BIPV?
 - a) BAPV poate fi instalată doar pe acoperișuri, în timp ce BIPV poate fi instalată pe acoperișuri, fațade, adăposturi și altele
 - b) BAPV sunt folosite doar ca sursă suplimentară de energie, în timp ce BIPV se folosește atât ca sursă principală cât și ca sursă suplimentară de energie
 - c) BAPV sunt fixate peste elementele existente ale anvelopei clădirii, în timp ce BIPV sunt materiale fotovoltaice utilizate în locul materialelor convenționale de construcție .
3. Când se pot instala BIPV și BAPV?
 - a) Doar în clădiri de locuit
 - b) În orice tip de clădire și în structurile urbane precum adăposturile pentru stații de autobuz
 - c) Doar în clădiri industriale și de locuințe
4. Integrarea în clădire (BIPV) înseamnă că:
 - a) Modulele servesc un scop energetic și arhitectural și de asemenea înlocuiesc anumite elemente ale construcției clădirii.
 - b) Modulele servesc drept scop estetic și arhitectural și de asemenea înlocuiesc anumite elemente ale construcției clădirii.
 - c) Modulele servesc un scop energetic și arhitectural, dar nu înlocuiesc elemente ale construcției clădirii.

5. Există trei componente pentru un sistem racordat la rețea. Alegeți cele corecte.
 - a) Fațada clădirii
 - b) Modulele fotovoltaice
 - c) Invertorul
 - d) Acoperișul
 - e) Contorul de energie
 - f) Rețeaua publică
 - g) Ferestrele

3.7.2. BIPV și BAPV pe acoperișuri

1. Ce trebuie avut în vedere la instalarea modulelor PV pe acoperișuri drepte? Alegeți cele trei aspecte corecte din lista de mai jos.
 - a) Structura acoperișului
 - b) Grosimea izolației termice
 - c) Orientarea clădirii
 - d) Tipurile de module
 - e) Elementele acoperișului precum coșuri, luminatoare etc.
2. Ce ar trebui verificat în concordanță cu normativele în construcție când se instalează module PV pe clădiri existente?
 - a) Materialul ce acoperă acoperișul
 - b) Capacitatea portantă a structurii
 - c) Materialele de izolare
3. Trebuie să avem grijă la etanșeizarea la apă a membranei acoperișului când se instalează module PV.
 - a) Adevărat
 - b) Fals
4. BAPV sunt mai potrivite pentru:
 - a) Instalarea pe clădiri existente
 - b) Instalarea pe clădiri noi
 - c) Instalarea pe acoperișuri drepte
5. Cum poate fi evitată supraîncălzirea modulelor amplasate pe acoperișuri înclinate?
 - a) Acoperind întregul acoperiș
 - b) Folosind țigle PV
 - c) Asigurând 5-10 cm. între elementul PV și învelitoarea acoperișului

3.7.3. BIPV și BAPV pe fațade

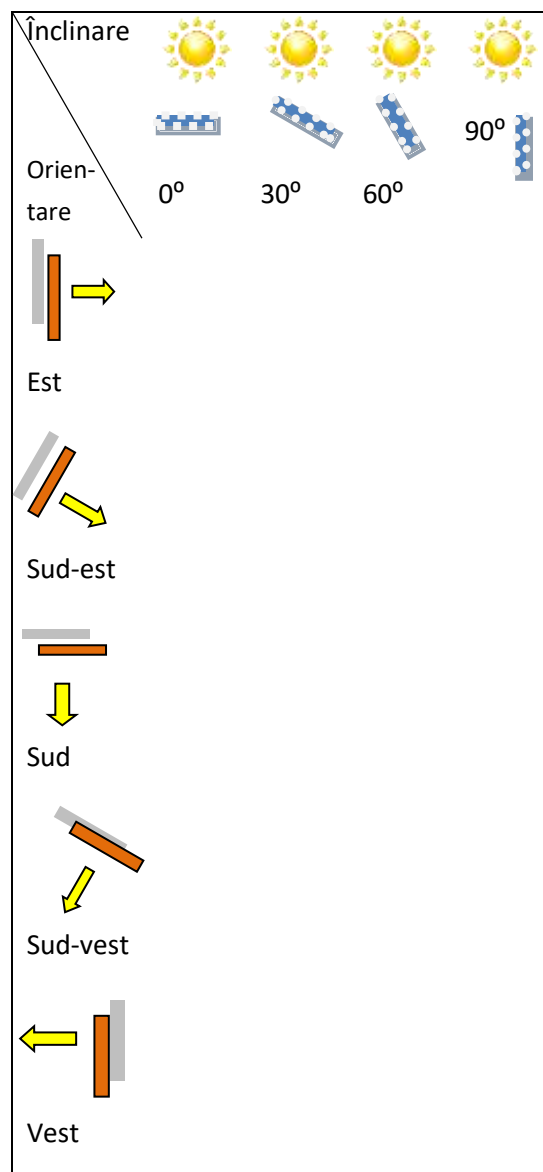
1. Modulele PV pot fi complet integrate și pot acoperi întreaga fațadă?
 - a) Adevărat
 - b) Fals
2. Modulele PV pot fi fixate pe balcoane.
 - a) Adevărat
 - b) Fals
3. Modulele PV pot fi fixate ca o fațadă suplimentară de sticlă.
 - a) Adevărat
 - b) Fals
4. BAPV sunt mai ieftine.
 - a) Adevărat
 - b) Fals
5. Trebuie asigurată etanșeitatea între prinderile BAPV pe fațade.
 - a) Adevărat
 - b) Fals
6. BAPV pe fațade sunt mai ușor de întreținut.
 - a) Adevărat
 - b) Fals
7. BAPV pot acționa ca o izolație termică suplimentară pe fațade.
 - a) Adevărat
 - b) Fals
8. Este mai ușor să asiguri răcirea BAPV decât BIPV.
 - a) Adevărat
 - b) Fals
9. BIPV oferă oportunități mai bune pentru soluții arhitecturale estetice.
 - a) Adevărat
 - b) Fals
10. Care este diferența între o fațadă rece și una caldă?
 - a) Fațadele calde sunt îndreptate spre sud, iar cele reci spre nord.
 - b) Fațadele calde au o izolare termică suplimentară care este mai groasă decât a fațadelor reci
 - c) Fațadele calde sunt fațade unde modulele PV sunt integrate în structura fațadei, în timp ce fațadele reci sunt cele pentru care modulele PV reprezintă un element suplimentar, ca o a doua “piele” a clădirii
11. Trebuie verificată capacitatea portantă a structurii fațadei pentru o clădire existentă.
 - a) Adevărat
 - b) Fals
12. Trebuie luată în considerare vremea prin fenomene ca vântul și grindina la fixarea modulelor pe fațadă.
 - a) Adevărat
 - b) Fals
13. Trebuie asigurată etanșeitatea la aer și apă la îmbinările modulelor.
 - a) Adevărat
 - b) Fals
14. Instalarea modulelor pe fațada parterului este recomandată.
 - a) Adevărat
 - b) Fals

3.7.4. Acoperișuri de sticlă, sisteme de umbrire și alte aplicații

15. Un acoperiș de sticlă cu module PV reduce necesarul de căldură și înseamnă condiții mai confortabile în clădire.
 - a) Adevărat
 - b) Fals
16. Sunt dispozitivele de umbrire propice pentru instalarea de module PV?
 - a) Da, pot fi
 - b) Da, sunt foarte propice
 - c) Nu
17. Putem combina funcția fotovoltaică și solar termică.
 - a) Adevărat
 - b) Fals
18. Modulele PV pot fi integrate în bariere de sunet, iluminat stradal, panouri de informare.
 - a) Adevărat
 - b) Fals

3.7.5. Parametrii de proiectare și factorii de performanță

19. Ce factori afectează eficiența unui sistem?
 - a) Cantitatea de iradianță în locație
 - b) Tipul de clădire
 - c) Orientarea și înclinarea modulelor
 - d) Conectarea la rețea
 - e) Comportamentul ocupanților clădirii
 - f) Calitatea modulelor și a invertorului
20. Este necesară o proiectare urbanistică bună pentru integrarea eficientă a sistemelor PV în clădiri.
 - a) Adevărat
 - b) Fals
21. În tabelul următor, dați note de la 1 la 4 pentru înclinarea și orientarea modulelor PV (1 – cea mai bună înclinare și orientare, 4 – cea mai defavorabilă).



22. Trebuie verificat dacă se vor ridica în viitor construcții în jurul clădirii noastre.
 - a) Adevărat
 - b) Fals
23. Trebuie să ținem cont de antenele de satelit și luminatoarele de pe acoperiș.
 - a) Adevărat
 - b) Fals
24. Putem evita probleme cu umbrirea prin module tip machetă și bypass-uri.
 - a) Adevărat
 - b) Fals

- 25.În etapa de proiectare a instalației trebuie să ținem cont de:
- a) Accesibilitatea acoperișului
 - b) Accesibilitatea fațadei
 - c) Capacitatea de portanță a structurii clădirii
 - d) Temperatura înconjurătoare
 - e) Trafic
 - f) Încărcările din zăpadă, vânt, gheață și grindină
- 26.Ce unghi de înclinare trebuie să aibă modulele PV în regiuni unde sunt căderi abundente de zăpadă?
- a) 30°
 - b) 45°
 - c) 60°
- 27.Instalatorul poate păși pe modul.
- a) Adevărat
 - b) Fals
- 28.Instalarea cablurilor trebuie să fie rezistentă la apă.
- a) Adevărat
 - b) Fals

INSTALAREA – LUCRUL LA FAȚA LOCULUI 4



4. INSTALAREA – LUCRUL LA FAȚA LOCULUI

4.1. Lucrul în siguranță cu PV

Instalatorul sistemului PV nu este responsabil doar pentru sănătatea și siguranța lucrătorilor din teren, ci și pentru sănătatea și siguranța clienților și a oricărei persoane ce poate fi afectată de lucrări. Instalatorul este de asemenea responsabil pentru siguranța pe termen lung a sistemelor PV instalate. Deci, este responsabilitatea instalatorului de a identifica riscurile asociate cu instalația PV și luarea de măsuri corespunzătoare pentru a monitoriza și minimiza aceste riscuri și pentru a le menține cât mai reduse.

Orice instalație este diferită și prin urmare acest manual nu va putea niciodată să ofere o listă completă și definitivă a practicilor de siguranță a muncii și a proceselor de proiectare a sistemelor pe care instalatorul trebuie să le aplice tuturor instalațiilor. Totuși, această secțiune oferă informații cu privire la potențialele riscuri asociate cu instalarea și operarea sistemelor PV care pot fi luate în considerare la pregătirea declarațiilor de metodă și evaluarea riscului pentru instalarea sistemelor PV. (OHSa, 2011)

4.1.1. Practici de Siguranță Muncii

Directiva Cadru a Consiliului European 89/391/EEC din 12 Iunie 1989 cu privire la introducerea de măsuri de încurajare a îmbunătățirii siguranței și sănătății muncitorilor la lucru și legislația ce trebuie implementată în Statele Membre conține o ierarhie de măsuri de control ce trebuie urmată:

1. Pot fi riscurile prevenite sau evitate? Este posibil să se elimine riscul? Acest lucru poate fi realizat prin:
 - Evaluarea dacă o sarcină este sau nu necesară.

- Eliminarea pericolului folosind alte substanțe sau procese de lucru.

2. Dacă riscurile nu sunt evitabile sau nu pot fi prevenite, cum pot fi reduse la un nivel la care sănătatea și siguranța celor expuși să nu fie compromisă. Următoarele principii generale suplimentare pentru prevenție trebuie urmate:

- Combaterea riscului la sursă.
- Adaptarea la progresul tehnic.
- Înlocuirea periculosului cu nepericulos sau mai puțin periculos (înlocuind mașina sau materialul sau altă componentă care introduce pericol cu una alternativă).
- Dezvoltarea unei politici globale coerente care să acopere tehnologia, organizarea muncii, condițiile de muncă, relațiile sociale și influența factorilor legați de mediul de lucru.
- Să se acorde prioritate măsurilor de protecție colective asupra celor individuale (ex. controlarea expunerii la fum prin ventilația locală de evacuare mai degrabă decât echipamente de respirat personale).
- Acordarea de instrucțiuni corespunzătoare lucrătorilor (OSHA, 2011)

4.1.2. Pericole potențiale

Instalarea de sisteme fotovoltaice prezintă o combinație de riscuri pe care este puțin probabil ca instalatorul să nu le fi întâlnit în lucrările sale anterioare de construcții. Acestea includ mânuierea manuală, lucrul la înălțime și riscul de electrocutare.

Cerințele europene și naționale pentru practici sigure de muncă în zona de lucru sunt disponibile oricui (ex. <http://osha.europa.eu> și www.hse.gov.uk), deci nu le vom include pe toate aici. Totuși, sunt multe pericole specifice PV care trebuie luate în considerare la întocmirea unei declarații de metodă sau

evaluarea riscului pentru instalarea unui sistem fotovoltaic; exemple care sunt prezentate mai jos.

Trebuie ținut cont că datorită schimbării continue a instalațiilor PV următoarea informație nu reprezintă o listă definitivă, nu are statut legal și nu ne asumăm nici o răspundere pentru utilizarea ei.

Când se întocmesc declarații de metodă sau evaluări de riscuri trebuie luat în considerare echipamentul necesar pentru asigurarea siguranței instalatorului (echipamentul de protecție a personalului) și operarea în siguranță a sistemului instalat (Echipament de măsură și testare).

Importanța evaluării riscului

Înainte de implementarea informațiilor de bună practică în spațiul de lucru, este foarte important să aibă loc o evaluare potrivită și acceptabilă a pericolelor și riscurilor în spațiul de lucru. Această evaluare trebuie să țină cont de toate riscurile și pericolele din spațiul de lucru pentru a se asigura faptul că este într-adevăr scăzut riscul de vătămare a lucrătorilor și a altor persoane, decât înlocuirea unui risc cu altul.

În continuare o simplă descriere a evaluării riscului. “O evaluare de risc nu este nimic mai mult decât examinarea cu grijă a ceea ce, în timpul lucrului, poate produce rănirea oamenilor, astfel încât să se ia în considerare dacă sunt destule precauții sau mai trebuie luate unele suplimentare pentru evitarea vătămării. Scopul este de a exista siguranța că nimeni nu se rănește și nu se îmbolnăvește. Evaluarea riscului implică identificarea pericolelor prezente în orice împrejurare (fie de la activitățile de muncă, fie de la alți factori, ex. amplasarea șantierului) și apoi evaluarea amplitudinii riscurilor implicate, luând în considerare precauțiile existente.

Rezultatele unei evaluări de risc corecte și suficiente trebuie să ajute utilizatorii să poată alege măsurile de bună practică aplicabile.”

O evaluare de risc trebuie întotdeauna realizată înainte de a se aplica măsurile de bună practică la locul de muncă. Trebuie adaptată la circumstanțele și nevoile individuale. Mai multe informații despre evaluarea riscurilor pot fi găsite în evaluarea de risc OSHA, 2011

4.1.3. Siguranța în lucru cu instalațiile electrice

4.1.3.1. Lucrul cu circuitele electrice

Prevenirea electrocutării și a șocului electric prin scoaterea de sub tensiune a circuitelor este o măsură de siguranță esențială.

Următoarele lucruri trebuie luate în considerare când se lucrează cu circuite electrice.

- Întotdeauna scoateți de sub tensiune circuitele înainte de a lucra la ele.
- Un circuit scos de sub tensiune nu va electrocuta. Din nefericire, multe accidente au fost cauzate de circuite presupuse a fi scoase din tensiune. Lucrul în siguranță la circuite presupune de asemenea verificarea acestora înainte de începerea muncii pentru a nu avea tensiuni periculoase.
- Folosiți un aparat de măsură sau un dispozitiv de testare a circuitului precum clampmetrul pentru a fi siguri că circuitul este scos de sub tensiune înainte de a lucra la el.
- Implementați blocări de circuite și reguli de etichetare.
- Blocați cuplarea circuitelor la sisteme care pot fi blocate. Țineți minte că eticheta de avertizare nu este doar pentru persoanele care știu că instalatorul lucrează în circuit – ci este pentru persoane pe care instalatorul nu le cunoaște și care nu știu că instalatorul lucrează în circuit. Toate persoanele afectate trebuie avertizate.

- Etichetați toate circuitele la care se lucrează în punctele în care circuitul poate fi alimentat (OSEIA,2011).

4.1.3.2. Lucrul cu sistemele electrice solare

Electricienii sunt familiarizați cu tensiunea care vine din partea de utilitate publică a contorului. În cazul sistemelor electrice solare există două surse de electricitate: cea de la utilitatea publică și cea de la sistemul electric solar.

Oprirea întrerupătorului principal nu oprește un sistem electric solar de a avea capacitatea să genereze electricitate. Electricienii sunt obișnuiți să izoleze sarcina de sursa de energie (de obicei printr-un întrerupător sau separator) și continuă să lucreze pe acea 'sarcină sigură cu zero energie'. În sistemele electrice solare, lucrările se execută pe însăși sursa de energie (panourile fotovoltaice sau cablurile asociate) – ceea ce este total diferit de lucrul pe o 'sarcină sigură' și trebuie luat în considerare. Chiar în condiții de lumină scăzută se pot crea tensiuni care să ducă la șoc electric sau arc. Un șoc surprinzător apărut la un moment nepotrivit poate cauza o cădere de pe scară sau acoperiș.

Următoarele probleme trebuie luate în considerare când se lucrează cu circuite electrice solare:

1. Urmăți procedurile enumerate în secțiunea precedentă pentru lucrul cu sisteme electrice.
 - Țineți cont că invertoarele PV pot avea condensatori care pot înmagazina o sarcină după ce sursa de putere a fost întreruptă – întotdeauna urmați instrucțiunile producătorului și căutați informațiile de funcționare și siguranță specifice echipamentului.

2. Singura metodă de 'oprire' a ansamblului solar este de a-i elimina sursa de 'combustibil' – soarele. Dacă este necesar, acoperiți panourile cu un material opac care blochează lumina soarelui pentru a preveni generarea de energie electrică de către panou.

3. Cantități mici de lumină pot produce o tensiune și pericol de arc sau șoc electric

- Tensiunile pot apărea chiar în condiții de lumină redusă. Chiar dacă aceste tensiuni nu sunt suficiente pentru a opera inverterul, tensiunile sunt suficiente pentru a produce un șoc electric care să vătămeze un instalator nepergătit. Șocurile surpriză pot cauza rănirea directă sau o cădere de pe scară sau acoperiș.

- Înainte de a lucra la un șir de panouri fotovoltaice, care ar necesita conectarea sau deconectarea circuitelor, întrerupeți calea curentului prin decuplarea întrerupătorului de curent continuu. Etichetați și blocați circuitul folosind procedurile standard discutate în secțiunea precedentă.

4. Sistemele solare racordate la rețea au două surse de energie care trebuie luate în considerare

- Oprirea circuitului principal. Întrerupătorul nu afectează energia produsă de modulele fotovoltaice – chiar dacă inverterul este oprit. Este important de ținut minte că deschiderea (oprirea) întrerupătorului principal nu oprește sursa de energie a sistemului solar. Cablurile din partea circuitului PV pot încă să aibă tensiune care poate livra un curent semnificativ chiar și în condiții de luminozitate redusă.

- Separatorii pot izola modulele fotovoltaice dar nu opresc tensiunea. Țineți cont că dacă separatorul de curent continuu este cuplat, linia de la modulele

PV poate să aibă încă tensiune pe ea. Aceasta este similară cu tensiunea venită din partea de circuit spre utilitatea publică după ce întrerupătorul principal este deschis. Tratați cablul care vine de la centrala fotovoltaică cu aceeași grijă ca și pe cel de la utilitatea publică. Un sistem fotovoltaic rezidențial poate avea un potențial de până la 600 Vcc.

5. Există pericolul de arc electric în timpul introducerii sau eliminării panourilor fotovoltaice dintr-un circuit

FIGURA 84. PERICOLUL DE ARC ELECTRIC (Sursa: OSEIA,2011)



- NICIODATĂ nu deconectați modulele PV din conectori sau cablu sub sarcină!
- Când se adaugă sau se scot o serie de panouri PV, dacă un circuit este închis sau șirul este în sarcină, poate apărea un arc electric de-a lungul conectării cablului. Arcul electric are suficientă energie să cauzeze arsuri grave. Alt pericol îl constituie apariția arcului prin surprindere și pierdere echilibrului sau căderea de pe acoperiș sau scară.
- Întotdeauna deschideți separatorul de curent continuu înainte de a lucra la un sistem fotovoltaic.

Folosiți un clampmetru pentru a verifica potențiale energii periculoase înainte de a lucra la o instalație PV (OHSA, 2011).

FIGURA 85. CLAMPMETRU (Sursa: OSEIA,2011)



4.1.3.3. Lucrul cu bateriile

Lucrul cu bateriile în sisteme cu stocare poate fi cea mai periculoasă parte a instalării și întreținerii sistemelor electrice solare. Bateriile pot fi periculoase!

Aveți grijă ca toți angajații care lucrează cu bateriile să înțeleagă pericolele și codurile de siguranță relevante sistemelor cu baterii.

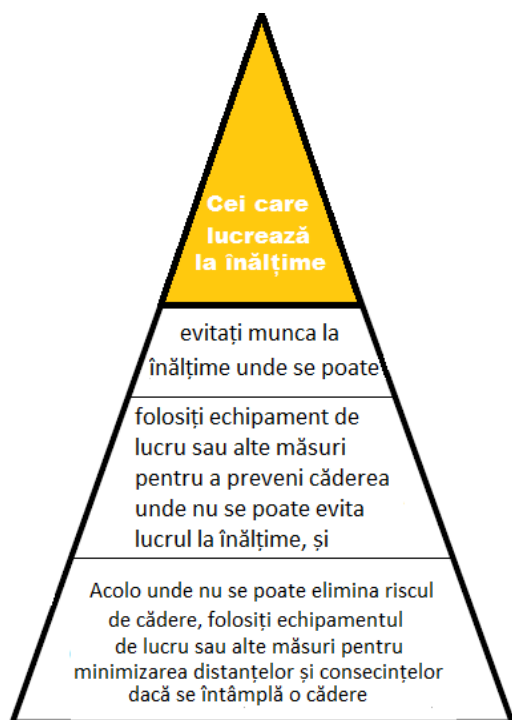
- Verificați manualele producătorului pentru probleme de instalare, manipulare și scoatere din uz a bateriilor.
- Bateriile obișnuite sunt acid-plumb. Atât acidul cât și plumbul sunt chimicale periculoase. Plumbul poate produce sterilitate, iar acidul arsuri severe.
- Întotdeauna trebuie prevenită apariția de arc electric lângă terminalele bateriilor. Întotdeauna deschideți întrerupătorul de curent continuu între baterii și inverter înainte de a lucra la bancul de baterii.
- Bancurile de baterii pot stoca tensiuni cu potențial de curent foarte mare. Aceste potențiale mari pot produce pericol de arc electric. Unelte de metal și bijuteriile personale pot crea arc pe baterii care poate produce arsuri severe și explozia bateriilor. Scoateți bijuteriile personale și folosiți doar unelte corespunzătoare când lucrați cu bateriile.

- Când se lucrează la baterii este recomandată purtarea ochelarilor de protecție.
- Bateriile moarte sunt considerate periculoase și trebuie reciclate corespunzător. (OHSA, 2011)

4.1.4. Măsurile de siguranță pentru lucrul la înălțime.

Când este necesar lucrul la înălțime, trebuie pregătită o 'evaluare de risc'. Această evaluare trebuie să se adauge la evaluarea generală a riscului sănătății și siguranței.

FIGURA 86. PLANIFICARE LUCRULUI LA ÎNĂLȚIME
(Sursa: OHSA, 2011)



Nu complicați prea mult procesul. Riscurile de lucru la înălțime sunt de obicei bine știute și majoritatea măsurilor de control sunt ușor de aplicat.

Legea nu se așteaptă la eliminarea riscului, dar instalatorul trebuie să protejeze oamenii prin minimizarea riscului pe cât este 'rațional posibil'.

Dacă lucrul la înălțime este inevitabil:

- **Folosiți un loc sigur pentru accesul la lucru la înălțime** – nu folosiți scurtături dacă există deja căi sigure de acces cum ar fi scări permanente, schele de metal.
- **Asigurați și folosiți echipament de lucru pentru prevenirea căderilor**, precum schele de fațadă, turnuri mobile de acces sau platforme de lucru mobile (MEWPs) care au șine protectoare în jurul platformei de lucru.
- **Minimizați distanța și consecințele căderii**, de exemplu prin folosirea în mod adecvat a unei scări pentru nivelele inferioare, pe durate scurte de lucru.

FIGURA 87. LUCRU LA ÎNĂLȚIME pe Cristal Tower
(Sursa Martifer Solar SA.)



4.1.4.1. Accesul mobil

Turn mobil

Instalatorul trebuie să fie competent în ceea ce privește ridicarea și strângerea schelelor mobile, trebuie întotdeauna să citească și să urmeze îndeaproape instrucțiunile producătorului și să nu folosească sub nici o formă echipamentul peste limitele impuse.

Denumite în mod comun turnuri mobile de acces sau schele mobile, aceste structuri sunt realizate din componente prefabricate, principalul material de structură fiind aluminiul sau fibra de sticlă.

Roțile sau picioarele turnului trebuie să fie în contact cu o suprafață fermă. Lonjeroanele trebuie instalate după specificația producătorului.

FIGURA 88. TURN MOBIL (Sursa: OHSA, 2011)



Platforme de Lucru Mobile (MEWPs)

MEWPS pot oferi o metodă sigură de lucru la înălțime, deoarece:

- Permit lucrătorilor să acceseze ușor și rapid punctul de lucru.
- Au rame de protecție și plăci care previn căderea persoanelor.
- Pot fi folosite în interior și în exterior.
- Sunt incluse elevatoare, lifturi tip foarfecă și brațe montate pe vehicule.

FIGURA 89. PLATFORMĂ MOBILĂ DE LUCRU (Sursa: OHSA, 2011)



Scară glisantă

Scările trebuie utilizate pentru un risc scăzut, pe durate reduse de lucru.

Scările pot fi clasificate după tipul de folosire: pentru comerț și uz industrial ușor; pentru uz extensiv și industrial; sau pentru uz domestic.

Producătorii trebuie întotdeauna să furnizeze informații despre specificațiile scărilor și să furnizeze date precum sarcina maximă de lucru.

Un om trebuie să folosească scara, scara pliantă sau dispozitive de stabilitate doar dacă sunt competenți. Utilizatorii trebuie instruiți și școlarizați pentru a folosi echipamentele într-un mod sigur. (OHSA, 2011)

FIGURA 90. SCARĂ GLISANTĂ (Sursa: OSHA, 2011)



4.1.5. Echipamentul de siguranță

Scopul Echipamentului Personal de Protecție este de a proteja angajații de riscul rănirii prin crearea unei bariere împotriva pericolelor la locul de muncă. Echipamentul personal de protecție nu este un substitut pentru o proiectare corectă sau controlul administrativ al bunelor practici de lucru, dar trebuie folosit în conjuncție cu aceste controale pentru a asigura siguranța și sănătatea angajaților.

Angajatorii trebuie să ofere și să plătească Echipamentul Personal de Protecție (PPE) necesar pentru ca muncitorii să execute lucrarea în siguranță. Angajatorul trebuie să se asigure că angajații utilizează și mențin PPE într-o stare curată și de nădejde. Când angajații aleg să nu se conformeze cu regulile PPE, acest lucru indică de obicei o breșă în sistemul de management al siguranței.

PPE pot include:

- Protecție pentru ochi și față (ex., ochelari de protecție, ochelari, mască pentru față, vizor).
- Protecția capului (ex., cască de protecție, cască). Cască de protecție trebuie folosită când există pericolul de cădere a obiectelor pe persoane, sau riscul de a lovi a capului de obiectele din jur. De exemplu, dacă cineva lucrează pe acoperiș sau la un nivel superior, cască trebuie purtată tot timpul.
- Protecții pentru extremități (ex., pantofi cu bombă metalic, alte protecții pentru picioare, mănuși de siguranță, mănuși de latex, genunchere).
- Dispozitive de respirat (ex., respirator, mască de praf). Acestea sunt deosebit de importante dacă se lucrează în apropierea vopselei de plumb sau azbestului. Măștile pot fi necesare în poduri când se lucrează lângă izolații.
- Protecție la auz (ex., dopuri de urechi, căști de urechi).
- Haine de protecție.

4.1.6. Protecția la incendiu

Instalarea unui sistem PV pe o clădire poate afecta siguranța la incendiu.

- Pentru aplicațiile de acoperiș, sistemul PV trebuie montat peste o învelitoare rezistentă la foc care este proiectată pentru aplicație.
- Nu instalați sau folosiți module lângă locații periculoase cu gazele inflamabile.

În cazul unui incendiu într-o clădire, modulele PV de pe acoperiș pot produce tensiune periculoasă în curent continuu chiar dacă:

- Intensitatea luminii este redusă când modulele sunt deconectate de la invertor.
- Modulele sunt parțial sau în întregime distruse.
- Cablajul este compromis sau distrus.

În timpul și după incendiu, stați departe de toate elementele sistemului PV, informați brigada de pompieri despre posibilele pericole datorate sistemului PV (YINGLI, 2011)

4.1.7. Alte riscuri

- Spre deosebire de plăcile de sticlă pentru acoperiș sau placare verticală, modulele PV sunt adesea realizate folosind sticlă laminată întărită. Acest lucru înseamnă că sticla nu se va fragmenta la deteriorare și poate cădea într-o singură bucată.
- Marginile modulului PV, în special unde muchiile de sticlă sunt expuse, pot fi ascuțite.
- Deși nu este suficient să producă vătămări în timpul instalării sau întreținerii, unele produse PV conțin cadmiu care poate reprezenta un risc de praf toxic dacă produsul este zdrobit la scoaterea din uz.
- Modulele PV produc electricitate la expunerea la lumina soarelui și nu pot fi oprite. Aceasta înseamnă că instalarea sistemelor PV necesită deseori lucrul cu circuite sub tensiune.
- La cablarea sistemului aveți în vedere siguranța. Modulele PV produc curent continuu care se comportă diferit de curentul alternativ. De exemplu un arc de curent continuu se poate propaga în aer peste câțiva mm (în funcție de tensiune) și continuă până tensiunea este eliminată sau spațiul în aer este mărit. Un astfel de arc poate cauza incendiu și/sau daune semnificative.
- Curentul de defect în cablurile modulului PV este puțin mai mare decât curentul normal de funcționare. Acest lucru înseamnă că siguranțele și întrerupătoarele nu pot fi folosite pentru protecție.

- O instalație PV poate dezvolta tensiuni de curent continuu letale dacă împământarea nu este realizată adecvat.
- Sistemele PV pot fi descrise ca 'joasă tensiune' chiar dacă generează până la 1500V între fire. Atingerea unui potențial de 20Vcc este considerată suficient pentru risc de șoc.
- Riscul de șoc crește semnificativ dacă un modul PV sau instalația este deteriorată.
- Pentru maximizarea eficienței modulelor PV, acestea sunt în general instalate în locuri neadăpostite. Așadar frigul, vântul și ploaia pot reprezenta pericole la instalare și întreținere.
- Părți din modulele PV pot atinge temperaturi înalte (cca. 80°C) în timpul funcționării normale.
- Suprafețele modulelor PV pot reflecta o mare parte din radiația incidentă, care poate afecta ochii.

Pentru informații suplimentare și îndrumare vezi Lectură suplimentară.

4.2. Planul de instalare

Fazele de instalare și punere în funcțiune ale proiectului sunt mijloace pentru implementarea bunelor practici de proiectare discutate în secțiunea 2.

Totuși, utilizarea de componente și proceduri de instalare de înaltă calitate nu reprezintă doar o măsură de respectare a reglementărilor. Calitatea instalării sistemului are o influență puternică asupra performanțelor sistemului și așteptările pe durata de viață a sistemului și nivelele de producție.

După selectarea componentelor pentru sistemul PV, este important ca acestea să fie

instalate în concordanță cu recomandările producătorului, în special în ceea ce privește prinderi, ventilație, temperatură de funcționare și aspecte de siguranță. Nerespectarea condițiilor corecte de funcționare poate duce la niveluri de performanță scăzute, durată de viață mai scăzută a componentelor și chiar defectarea sistemului în unele cazuri.

Trebuie acordată atenție la minimizarea lungimilor cablurilor și, în particular, verificarea și asigurarea faptului că toate conexiunile sunt corect realizate și protejate. Deși poate să nu afecteze performanța inițială a sistemului, o conexiune slabă poate deveni mai importantă în timp și poate duce la performanțe slabe pe termen lung.

Pierderile de performanță datorate proastelor conexiuni pot fi importante dar sunt în general greu de identificat și corectat, mai ales dacă sunt în mijlocul ansamblului de module. Este mult mai bine să se verifice calitatea conexiunilor la momentul instalării decât să trebuiască tratată această problemă mai târziu, în timpul funcționării. Cablul în exces trebuie evitat oricând este posibil. Când este necesar un mic exces de cablu (de exemplu pentru o componentă care trebuie să fie mobilă pentru inspecție, fără deconectare), cablul în exces nu trebuie să fie strâns colac deoarece acest lucru va reduce capacitatea de disipare a căldurii, poate de asemenea să transmită vârfuri de sarcină inductive către inverter la deconectarea ansamblului sau a șirului.

Chiar dacă nu are impact direct asupra performanței inițiale a sistemului, calitatea instalației fizice, în special ansamblul de module, poate influența performanța pe termen lung a sistemului și costurile. Fixarea slabă poate duce la deteriorarea modulelor în condiții meteo adverse, ceea ce duce la pierderea producției și necesitatea reparației sau înlocuirii unei părți din sistem. Poate duce

de asemenea la deteriorarea altor părți din acoperiș, în unele cazuri afectându-se izolația.

Procedura de punere în funcțiune permite verificarea performanței sistemului la orice moment al instalării. Anumite aspecte ale punerii în funcțiune vor fi prezentate în funcție de relația lor cu problemele de performanță a sistemului. (DTI, 2006)

În timpul etapelor de proiectare ale instalației fotovoltaice, aprovizionarea, transportul și depozitarea trebuie luate în considerare. În general, următoarele chestiuni trebuie verificate înainte de instalarea unui parc fotovoltaic:

Ce, Cum și Când (să se realizeze) sarcinile alocate --> Realizare

Aceste chestiuni trebuie să fie rezolvate în timpul etapelor de planificare a asamblării, indiferent de dimensiunea instalației. În acest fel, se elimină factorii neprevăzuți, întârzierile, improvizațiile și situațiile periculoase.

Toate componentele unei instalații vin cu instrucțiuni de asamblare, evaluarea riscului, etc. de la producătorul respectiv. Urmăriți aceste metode de bună practică pentru o execuție sigură și fiabilă.

Toate operațiile de bază incluse în procesul de asamblare trebuie definite clar, cu estimarea duratei și constrângerile de timp necesare pentru fiecare operație; ceea ce înseamnă termene limită pentru fiecare etapă din momentul execuției. Aceste sarcini trebuie să se încadreze într-un termen stabilit. (Diagramă Gantt sau similară) (ASIF, 2002)

4.2.1. Etapele de Lucru

Etapele de lucru pe care instalatorul ar trebui să le urmeze încep cu planificarea personalului și resurselor materiale necesare pentru realizarea în bune condiții a instalației.

Procesul de montare la fața locului constă din următorii pași (TKNIKA, 2004):

- a) Montarea structurilor
- b) Montarea panourilor fotovoltaice
- c) Conectarea modulelor fotovoltaice
- d) Montarea tabloului de distribuție.
- e) Pozarea tuburilor și conductelor.
- f) Conectarea componențelor.
- g) Pornirea și testarea bateriilor

4.2.2. Documentația tehnică

Un proiect autentic trebuie întotdeauna să includă legislația în vigoare referitoare la instalație, luând în considerare toate aspectele tehnice și de mediu. În acest sens, este o mare diferență între sistemele fotovoltaice autonome și cele racordate la rețea, cele din urmă implicând proceduri legale mult mai extinse.

Următorul plan de acțiune trebuie implementat, la demararea unui proiect după primirea de la beneficiar a informațiilor relevante și a necesităților: studiu de fezabilitate, raport anual, schițe, lista condițiilor, buget, plan de siguranță, etc. În acest mod, și cu informațiile pertinente disponibile, instalatorul va putea realiza instalația în timpul alocat proiectului și să atingă standardele de calitate aplicabile.

Studiul de Fezabilitate

Înainte de a demara proiectul în sine, proiectantul realizează un Studiu de Fezabilitate, un document care include necesitățile beneficiarului și considerațiile tipului de instalație, care trebuie să:

- Evalueze necesarul de energie și nevoile clientului, pentru a determina cel mai

potrivit tip de instalație și particularitățile sale.

- Determină nivelul potențial de generare solară al regiunii în care instalația va fi amplasată, pentru a cuantifica fezabilitatea aplicației de generare solară. Pentru acest scop, se folosesc diferite mijloace: hărți sau statistici existente, măsurători de la fața locului, utilizarea sistemelor de calculatoare etc.
- Se formalizează și realizează propuneri oficiale pentru instalația solară în concordanță cu necesarul de energie și interesele clientului.

Produsul final va fi un studiu economic și tehnic al instalației propuse pentru evaluarea de către client. (TKNIKA, 2004)

Raport

Obiectivul raportului este de a explica scopul proiectului (ce se va face) precum și procesul decizional urmat și justificarea fiecărei decizii luate, furnizând detalii – dacă este posibil – despre întreaga procedură. În același timp, raportul indică modul în care funcționează fiecare parte tehnică a sistemului. În esență, reprezintă o descriere a fiecărui pas făcut în procesul de proiectare.

În funcție de tipul proiectului, conținutul raportului poate varia substanțial, dar în general, următoarele faze ale unui proiect de centrală fotovoltaică racordată la rețea pot servi drept îndrumare:

- Determinarea proiectului
- Particularități ale instalației PV
- Calcularea componentelor instalației
- Estimarea energiei electrice totale generată anual
- Calculul venitului anual aproximativ
- Concluziile proiectului
- Anexe

Buget

Bugetul prezintă costul economic pentru execuția proiectului. Această secțiune trebuie să includă: costul detaliat al diverselor rubrici de materiale, mână de lucru, transport, închirierea de scule și mașinării, precum și orice altă componentă necesară finalizării proiectului.

Este recomandat să se realizeze tabele pentru indicarea următoarelor chestiuni: concept, cantitate, preț unitar și valoare totală.

Lista Condițiilor

Această secțiune va include toate standardele ce trebuie respectate de materialele alese pentru execuția proiectului, regulile sau îndrumările pe care instalatorul trebuie să le urmeze pentru o execuție corectă și finalizarea proiectului, și toate condițiile administrative care guvernează relația dintre supraveghetor sau instalator și managementul sau proprietarul terenului: reconsiderări provizorii, evaluarea proprietății, privilegii, forme de plată, garanții, etc.

4.2.3. Desene tehnice

Această secțiune trebuie să includă toate schițele necesare instalatorului pentru a-și desfășura procedurile de montare fără a exista dubii, totul fiind clar și precis. Formate standard și legende trebuie implementate la elaborarea acestor schițe, pentru a se evita ambiguitățile și pentru a nu exista posibilitatea erorii de interpretare:

Ca îndrumare, unele schițe de bază ce trebuie incluse sunt:

- Harta Locului
- Vederi ale locației
- Plan de amplasament al proiectului
- Schema monofilară a instalației electrice
- Plan cu distribuția componentelor

- Plan de amplasament al liniilor de distribuție electrică
- Etc.

Cum am menționat și anterior, numărul și tipul schițelor poate varia substanțial, în funcție de proiect. În orice situație aceste planuri sau schițe trebuie să fie suficiente pentru asigurarea execuției corecte a proiectului și să nu lase loc de nesiguranță. (TKNIKA, 2004)

4.2.4. Unelte și Echipament

Uneltele și echipamentul la dispoziția instalatorului nu sunt substanțial diferite de cele utilizate de un electrician autorizat. În orice caz, toate reglementările relevante conținute în legislația fiecărei țări trebuie strict urmată.

Toate componentele necesare asamblării instalațiilor pe acoperiș sau fațada clădirii precum și echipamentul necesar de siguranță trebuie să fie disponibil, iar instalatorii trebuie să fi fost instruiți pentru utilizarea acestora.

Este recomandabil să existe utilajele și mașinăriile necesare transferului și ridicării modulelor fotovoltaice și a altor materiale pe acoperiș, astfel încât acestea să nu constituie o sarcină fizică excesivă pentru instalator.

În cele din urmă, instalatorul trebuie să aibă un compas și un clinometru pentru poziționarea corectă a modulelor PV. (Tknika, 2004)

4.2.5. Planul de Siguranță

În funcție de cadrul proiectului, planul de siguranță poate fi mai mult sau mai puțin extins, dar trebuie să includă cel puțin:

- Lista și descrierea lucrărilor ce trebuie realizate
- Lista riscurilor existente și măsurile de precauție ce trebuie luate

- Descrierea regulilor de siguranță ce trebuie urmate și lista oricăror măsuri de siguranță ce trebuie luate
- Reglementări aplicabile

Această secțiune este foarte importantă pentru a asigura execuția sigură a proiectului cu suficiente garanții de securitate pentru evitarea potențialelor accidente. De aceea, la pregătirea planului, conținutul acestuia trebuie să fie clar și concis astfel încât instalatorul să poată înțelege ușor și să aplice îndrumările corespunzătoare.

4.3. Instalarea componențelor electrice

4.3.1. Reducerea pericolelor electrice

La realizarea unei declarații de metodă și evaluarea riscului pentru instalarea unui sistem PV, sunt câteva pericole specifice fotovoltaicelor care trebuie tratate.

Acestea se vor adăuga la considerațiile standard precum PPE (Echipamentul Personal de Protecție), lucrul la înălțime, manipularea manuală, manipularea sticlei, alte aplicații și reglementări în construcții.

Modulele PV produc electricitate când sunt expuse la lumina zilei și nu pot fi oprite individual. Deci, spre deosebire de alte instalații electrice, instalația electrică a unui sistem PV de obicei implică lucrul la un sistem sub tensiune.

Șirurile de module nu se pot baza pe protecții fuzibile ca limitare a curentului pentru deconectare automată a sarcinii în condiții de defect, datorită faptului că diferența dintre curentul normal de funcționare și cel de scurt-circuit este foarte mică. Odată apărut, un defect poate rămâne un pericol probabil nedetectat, chiar pe o perioadă considerabilă de timp.

Proiectarea și instalarea corespunzătoare a cablurilor vor ajuta la protecția atât a instalatorilor cât și a oricărei persoane care vine în contact cu sistemul de șocuri electrice (operator, proprietar, curățător, ingineri de service, etc.).

Nedetectați, curenții de defect se pot transforma în pericole de incendiu. Fără protecție fuzibilă pentru eliminarea acestor defecte, protecția la pericolul de incendiu poate fi obținută doar printr-un sistem de c.c. proiectat bine și printr-o instalare responsabilă.

Fotovoltaicele prezintă o combinație unică de pericole – datorită riscului de șoc, cădere, și dificultăți de manipulare simultană. Toate aceste pericole sunt întâlnite pe parcursul șantierului, dar rareori simultan.

În timp ce constructorii de acoperișuri pot fi obișnuiți cu minimizarea riscurilor căderii sau rănirii datorită problemelor de manipulare manuală, ei pot să nu fie obișnuiți cu riscul la șocuri electrice. Similar, electricienii sunt familiarizați cu pericolul de șoc electric dar nu sunt obișnuiți cu manipularea obiectelor mari la înălțime. (OSHA, 2011)

4.3.2. Instalarea sistemului de împământare

Conectarea părților unui sistem fotovoltaic la împământare afectează:

- Riscul de șoc electric pentru persoanele din apropierea instalației
- Riscul de incendiu în condiții de defect
- Transmiterea suprasarcinilor datorate trăsnetului
- Interferența electromagnetică

Împământarea eficientă este un important element de siguranță pentru un sistem PV sigur. Împământarea pentru sistemele PV este tratată în NEC 690(V). Dacă tensiunea maximă a sistemului este mai mare de 50V, atunci un conductor trebuie în mod normal să

fie împământat. O prevedere recentă, Articolul 690.35 care a fost introdusă în NEC din 2005, furnizează detalii despre cum se instalează un sistem PV conform, neîmpământat, de orice tensiune. Această nouă prevedere va determina probabil schimbări în proiectarea sistemelor PV, care la rândul lor vor aduce schimbări în metodele de instalare. Problema principală abordată în NEC din 2008 NEC relativ la Articolul 690.35 este prevederea de a folosi "Cablul PV" sau "Fir PV" care să respecte cerințele pentru cablarea subterană a ansamblului fotovoltaic. Câțiva producători oferă conexiuni pentru module cu astfel de tipuri de conductori.

Doă tipuri de conexiuni la pământ trebuie considerate:

1. Împământarea părților conductoare expuse (ex. rama modulului)
2. Împământarea sistemului – pentru conectarea ieșirii unui modul la pământ

1) Împământarea părților conductoare expuse

Majoritatea instalațiilor vor utiliza module clasă II, cabluri și conectori de c.c. clasă II și vor fi conectate la rețea printr-un invertor cu un transformator de izolație. Această abordare este recomandată și permite cadrului modulelor să rămână liber.

Note pentru utilizarea diagramei de mai jos:

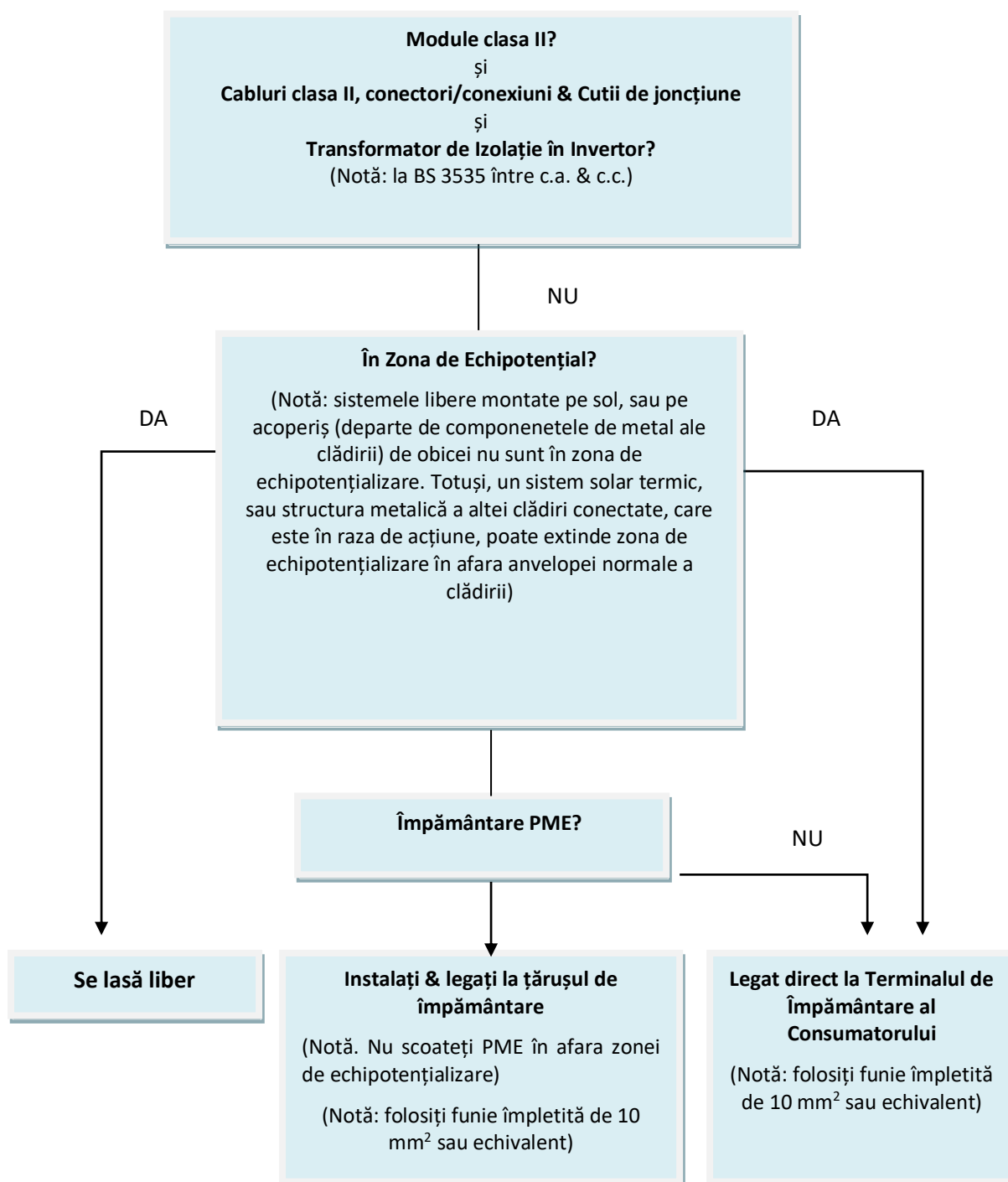
a) Transformator de izolație: Un transformator de izolație este cel care are înfășurările de intrare și ieșire separate electric prin izolație dublă sau consolidată.

Deși pericolele reprezentate de cadrul unui modul care atinge potențialul de c.c. pot fi importante, curentul potențial de defect/șoc este mult mai mic decât cel apărut la un defect din rețea. Deci separația electrică dintre rețea și circuitul de c.c. prin transformatorul de izolație este factorul determinant pentru evaluare necesității împământării ramei modulului.

b) 'Zona de Echipotențial': definită ca o zonă în care părțile conductoare expuse și părțile conductoare din afara sistemului sunt menținute la aproximativ același potențial prin legare. Astfel, în condiții de defect, diferențele de potențial între punctele expuse simultan și părțile din afara sistemului nu vor cauza un șoc electric. 'Părțile conductoare din afara sistemului' sunt părți conductoare susceptibile de a introduce un potențial, de obicei pământul, și nu fac parte din instalația electrică, precum țevi de apă, burlane, scurgeri – orice conductor care este legat la Pământ dar nu este parte din sistemul electric.

c) PME: Împământarea de Protecție Multiplă – un aranjament de împământare unde nulul de lucru este combinat cu împământarea într-un singur conductor. Când alimentarea de la rețea este PME, (majoritatea alimentărilor domestice) împământarea PME nu poate fi dusă în afara zonei de echipotențial. Acest lucru este pentru a preveni potențialul pericol de șoc electric dacă se pierde nulul de alimentare.

FIGURA 91. SCHEMA LOGICĂ A ARBORELUI
DECIZIONAL DE ÎMPĂMÂNTARE A CADRELOR PV
(Sursa: BRE et al, 2006).



2) Împământarea sistemului (împământarea conductorului c.c.)

Legarea oricărui conductor de c.c. la pământ nu este recomandată. Totuși ca și în nota de mai jos, împământarea unuia dintre conductorii sub tensiune din partea de c.c. este permisă, dacă există măcar o separație între partea de c.a. și cea de c.c., incluzând invertorul.

Notă: În unele țări se practica legarea conductorilor de c.c. la pământ (ex: împământarea conexiunii la mijlocul șirului sau împământarea minusului), sau pentru rațiuni de performanță la unele tipuri de module se împământează plusul. Datorită creșterii numărului de căi de punere la pământ și problemelor posibile cu invertoarele Europene disponibile care au detecție internă de punere la pământ, astfel de practici trebuie folosite doar când nu se pot evita (orice conexiune cu pământul a unei părți de c.c. trebuie conectată electric astfel încât să se evite corodarea) (DTI, 2006).

4.3.3. Conductele

Tuburile și conductele folosite în instalațiile PV trebuie să respecte standardele oficiale cerute de țara în cauză, în funcție de tipul instalației executate: subterană sau supraterană, în locuri publice aglomerate sau locații distante, expuse la intemperii sau acoperite. Trebuie ținut cont de faptul că aceste conducte de cabluri sunt adesea expuse intemperiilor și la temperaturi extrem de înalte. (DTI, 2006)

4.3.4. Protecții

Protecțiile instalate într-un sistem PV diferă în funcție de tipul instalației – autonomă sau conectată la rețea, după cum este indicat în diagrame. În general, tipurile de protecții ce se vor instala sunt:

Clasa II de Protecții

Modulele folosite vor fi certificate drept echipamente CLASA II de protecție cu tensiuni de operare până la 1000V.

Toate cablurile folosite în porțiunea de c.c. a circuitului vor fi realizate pentru păstrarea acestui grad de protecție, și anume, izolație dublă.

Protecție împotriva contactului indirect

În partea de c.a. a instalației, se va instala un întrerupător diferențial.

În instalațiile autonome cu consumatori AC, se va instala un întrerupător diferențial cu sensibilitate sporită, cu o caracteristică de lucru de 30mA sau 300mA, în funcție de tipul de circuit care este protejat și un timp de răspuns de 0,2 secunde.

În instalațiile racordate la rețea, pe linia electrică conectată la rețeaua de joasă tensiune, se va instala un întrerupător diferențial cu o caracteristică de 300mA și un timp de răspuns de 0,2 secunde. Întrerupătorul diferențial instalat va fi cu reset automat, în cazul declanșării – dispozitivul se resetează la revenirea condițiilor normale de lucru.

Protecția la supracurent

În porțiunea de c.c. a instalației, siguranțe potrivite de tip gG calibrate pentru curentul necesar vor fi instalate permițând celor doi poli să fie conectați și deconectați, pozitiv sau negativ. În locul acestor siguranțe, pot fi folosite siguranțe potrivite ca amperaj, de curbă C, resetabile, cu extragere, care permit conectarea și deconectare celor doi poli. Aceste componente trebuie să fie pregătite pentru uz în c.c..

În porțiunea AC

În instalațiile autonome întrerupătoare termomagnetice vor fi instalate pentru protecția diferitelor circuite ale instalației, după cum este indicat în Reglementările Echipamentelor Electrice de Joasă Tensiune (LVEER).

În instalațiile racordate la rețea, la ieșirea invertorului, un întrerupător termomagnetic

de curent și tensiune potrivită și curbă C se va instala pentru izolarea de restul instalației, ca protecție la supracurent și scurt-circuit.

La punctul de conexiune, unde instalația fotovoltaică și rețeaua electrică, se va instala deasemenea un întrerupător termomagnetic de curent și tensiune potrivită și curbă C, pentru a permite izolarea corespunzătoare a instalației de rețea și protecție la supracurent și scurt-circuit.

CLASA I DE PROTECȚIE

Împământarea maselor metalice printr-un conductor dedicat, numit PE.

4.3.5. Conductoarele Circuitului

În instalațiile fotovoltaice se folosesc conductoare și, ca și în orice altă instalație electrică, trebuie prevăzut suficient spațiu pentru a se evita supraîncălzirea și căderile excesive de tensiune în liniile de electricitate, precum este indicat în reglementările statutare.

Conductoarele folosite în partea de c.c. vor fi clasificate drept Clasa II (dublă izolație). Instalatorul trebuie să folosească conductoare tip RZ1 (izolație de polietilenă reticulară – XLPE – cu manta de poliolefin), temperaturile de funcționare peste sau egale cu 90°C și tensiune de efort de 750-1000V.

În porțiunea de c.a., instrucțiunile indicate în Reglementările Echipamentului Electric de Joasă Tensiune (LVEER) trebuie urmate.

4.4. Instalarea Echipamentului

4.4.1. Modulul fotovoltaic

4.4.1.1. Considerații

La alegerea modulului fotovoltaic, care va fi folosit la configurarea ansamblului fotovoltaic, țineți minte următoarele:

- Tipul celulei fotoelectrice.
- Particularitățile electrice.

- Caracteristicile fizice.
- Montare.

Tipul celulei (Celula Fotoelectrică):

În zilele noastre, sunt disponibile diverse tipuri de celule (siliciu monocristalin, siliciu policristalin, cristalin amorf, etc.) și diverse tehnologii aplicate pentru selecția modulului pentru configurarea generatorului fotovoltaic.

Celulele de siliciu monocristalin au o bună performanță datorită preciziei structurale. Procesul de producție este același utilizat în industria electronică cu un grad înalt de purificare, ceea ce face producția mai costisitoare.

Celulele din siliciu policristalin sunt similare celulelor monocristaline, dar conțin o concentrație mai mare de impurități, ceea ce le reduce producția, deși raportul preț/producție este mai bun decât celulele monocristaline.

Astăzi pot fi găsite panouri monocristaline care sunt foarte competitive cu cele policristaline ca preț și module policristaline comparabile ca niveluri de performanță.

Caracteristici electrice:

TABEL 21. CARACTERISTICI ELECTRICE (Sursa: Tknika, 2004)

Parametri	Descriere	Unități
Isc	Intensitatea Curentului de Scurt-circuit	Amperi
Voc	Tensiunea în circuit deschis	Volți
I _p – I _{max}	Intensitatea de Vârf a curentului primar de intrare	Amperi
V _p – V _{max}	Tensiunea primară de ieșire maximă	Volți
W _p – W _{max}	Puterea de Vârf – puterea maximă	Wați

Tensiunea nominală pentru instalațiile autonome este de 12, 24 sau 48 volți. Deci este esențial să se conecteze aceste module în serie sau paralel pentru a obține tensiunea și intensitatea optimă.

În instalațiile conectate la rețea, tensiunea nominală este mult mai mare și depinde de inverterul folosit. În acest caz, este important să se verifice numărul maxim de panouri conectate în serie, fără să cauzeze deteriorări.

Caracteristici fizice:

Cele mai importante caracteristici fizice sunt dimensiunile și greutatea modulului solar, care trebuie luate în considerare la calcularea spațiului pe care câmpul de fotovoltaice îl va ocupa și la planificarea transportului și a asamblării (vehicule de tonaj greu, macarale, numărul personalului necesar).

4.4.1.2. Asamblarea

La asamblarea instalației, începeți cu modulele PV, ținând cont ca acestea nu pot fi oprite, iar când primesc radiație solară generează forță electromotoare. Deci, precauții necesare pentru lucrul cu tensiuni înalte trebuie luate. Mai mult, mijloacele necesare de transport și asamblare pentru ansamblul de module trebuie luate în calcul, deoarece deseori este necesară asamblarea pe acoperiș sau fațade, și datorită greutateii și dimensiunilor, acest lucru poate fi complicat.

Cele două aspecte cheie care trebuie luate în considerare la montarea panourilor sunt:

- Poziționarea panourilor.
- Locația.
- Prinderea panourilor.

Locația

Condițiile de vreme pentru orice locație sunt în mod normal variabile, iar funcționarea corespunzătoare a modulelor PV va varia corespunzător. Trebuie deci urmați câțiva pași pentru a se asigura faptul că iradianța maximă cade pe modul, și că temperatura, în orice moment, este ținută minimă. Acest lucru este posibil prin alegerea optimă a unghiului, direcției și asamblarea modulelor fotovoltaice, pentru a fi siguri că sunt expuse la maximum de lumină pe parcursul zilei.

Poziționarea Modulelor PV

În condiții normale, ancorarea modulelor de structură se face în două etape: conectarea acestora în serie și paralel, și montarea efectivă a structurii. Modulele sunt de obicei conectate prin profile metalice de secțiuni angulare, în formă de U sau pătrate, care sunt strânse împreună, formând o structură integrală pentru panou.

FIGURA 92. UNIREA PANOURILOR FOTOVOLTAICE (Sursa: Flickr, 2011)



Prinderea panourilor implică un contact între două materiale diferite (aluminiu pe modul și oțel pentru profil), ceea ce determină un risc de șoc electric. Izolatori precum nylon sau cauciuc trebuie folosiți pentru a preveni contactul dintre cele două metale.

Se folosesc doar orificiile modulare ale panoului, special proiectate de producător. Acest lucru asigură o suprafață corespunzătoare a cadrului și se evită daune iremediabile asupra panoului (precum spargerea sticlei).

Amplasarea panourilor împreună trebuie făcută astfel încât să se prevină orice deteriorare, precum sprijinirea modulelor de ambalaj sau punerea pe un banc de lucru sau o structură similară.

Odată ce panourile sunt împreunate, sunt gata de montare pe structură. Această operațiune trebuie realizată de mai mulți lucrători și folosind aparate mecanice

corespunzătoare precum macarale, scripeți etc., în special când structura este localizată la o înălțime considerabilă față de pământ.

Profilele folosite pentru amplasarea panourilor sunt de asemenea folosite la ancorarea lor de structură.

FIGURA 93. ATAȘAREA MODULELOR PV DE STRUCTURĂ. (Sursa: EKILOR)



Conectarea Modulelor PV

Odată ce panourile au fost amplasate corespunzător în formație, pot fi conectate. Principalul obiectiv este de a pregăti componentele electrice ale parcului fotovoltaic; adică, să se pregătească terminalele principale, pozitiv și negativ, care definesc circuitul principal al generatorului PV. Aceste terminale sunt caracterizate de parametri precum tensiune și intensitate, alese în etapa de proiectare.

Pentru a preveni potențialele greșeli în conectarea panourilor, mai ales când se lucrează cu centrale formate din conexiuni

paralele sau serie, utilizarea desenelor tehnice sau schițelor care prezintă poziția și cablarea modulelor este recomandată.

Cablarea între module trebuie făcută prin conectorii existenți la cutia de siguranțe a fiecărui modul. Cele mai folosite conexiuni sunt nemetalice, de tip furtun flexibil. Acestea trebuie perfect fixate la cutia de siguranțe.

În mod normal pentru parcuri PV cu un număr considerabil de module, se folosesc cutii modulare de joncțiune pentru conectarea între panouri. (ASIF, 2002)

Circuite Paralele

Câteva (unul sau mai multe) module trebuie conectate în paralel pentru a se obține o intensitate a curentului mai mare decât a unui singur modul. (Vezi secțiunea 2.2.1)

Toate aceste circuite trebuie să aibă caracteristici echivalente. În acest scop, fiecare este selectat, unul câte unul, în funcție de toleranță.

Intensitatea ansamblului de panouri în circuite paralele este egală cu suma fiecărui panou. Deci conductorii își vor crește capacitatea în funcție de numărul de panouri conectate.

Circuite Serie

Câteva (două sau mai multe) module trebuie să fie conectate în serie pentru a obține tensiunile maxime pentru fiecare modul. Este extrem de important ca fiecare modul să aibă aceleași caracteristici tensiune-curent. În acest scop, fiecare este ales, unul câte unul, în funcție de toleranță. Intensitatea tuturor panourilor în serie, ca întreg, va fi aceeași ca a unui singur panou. Fiecare cablu va avea deci aceeași secțiune. (Tkніка, 2004) (Vezi secțiunea 2.2.1)

Conexiuni Mixte

În acest caz, tensiunea dorită este obținută prin **conectarea în serie a unui număr de**

module (ms). Această structură formează o **conexiune șir** a generatorului. (Vezi secțiunea 2.2.1)

Intensitate dorită este obținută prin asocierea unui număr specific de **conexiuni șir în paralel (Bn).**

În instalațiile cu nivel de putere definit, cele mai multe trebuie conectate în serie pentru a se evita secțiuni de cablu prea groase; cât timp tensiunea de funcționare a modulelor conectate permite acest tip de cablare.

La conectarea mai multor șiruri în paralel, cablurile pentru fiecare din ele trebuie să fie adunate într-o cutie centrală de siguranțe, și toate conectate în paralel. În acest fel, secțiunea ce conține conductoarele va fi întotdeauna aceeași pentru toate instalările. Această cutie de siguranțe conține în mod normal întrerupătoare, siguranțe, descărcătoare și alte componente specifice proiectului.

Utilizarea cutiei centrale de siguranțe facilitează întreținerea și măsurătorile, făcând ușor accesul și localizarea terminalelor fiecărui circuit generator (rânduri de module conectate în paralel).

4.4.2. Invertorul

4.4.2.1. Considerații

Există diverse clasificări pentru invertore. Unele depind de locația în sistemul fotovoltaic (vezi secțiunea 2.2.2), iar altele depind de tipul de instalație: invertore autonome și invertore pentru conectare la rețea. Fiecare are parametri diferiți.

Invertorul Autonom

Tipul Semnalului de ieșire:

Forma de undă a ieșirii unui inverter autonom poate fi: dreptunghiulară, sinus modificat sau sinus pur. Fiecare poate fi folosită, în funcție de tipul receptorului conectat. În orice caz, azi putem găsi

invertore cu ieșire sinusoidală pură (care au cele mai bune caracteristici) la aproape același preț ca și celelalte invertore din clasa sa, de aceea sunt recomandate.

Tensiunea nominală:

Tensiunea de intrare este de obicei 12, 24 sau 48 Vcc, care este determinată de tensiunea instalației, în timp ce ieșirea va fi 230Vca.

Putere:

Această valoare indică puterea receptorilor ce pot fi conectați la inverter.

Caracteristici Fizice:

Este bine să se cunoască dimensiunile și greutatea, pentru a dimensiona tabloul unde va fi instalat.

Invertorele conectate la rețea

Aceste dispozitive care sunt conectate la rețeaua publică trebuie să transmită către rețea un semnal care este identic cu rețeaua în tensiune, frecvență și interval cu toleranțele permise sub reglementările locale.

Tensiunea nominală:

Aceasta indică tensiunea de intrare și ieșire a inverterului. În acest caz, este important de știut tensiunea maximă admisibilă pe intrare, deoarece această informație va determina numărul de module care pot fi conectate în serie la inverter. Tensiunea de ieșire va fi o sinusoidă de aceeași frecvență cu a rețelei și o tensiune de 230 Vca în sistemele monofazate, respectiv 400Vca în sistemele trifazate.

Caracteristicile fizice:

Este bine să se cunoască dimensiunile și greutatea inverterului pentru a proiecta cu grijă poziționarea, necesarul pentru transport și asamblare. Nu trebuie uitat faptul că invertorele de putere înaltă cântăresc destul de mult.

Izolație / Protecție:

Aceste tipuri de invertoare trebuie să încorporeze o serie de protecții pentru:

- Lipsa tensiunii electrice în rețea.
- Leșirea tensiunii de rețea din limite.
- Frecvența rețelei peste limitele de solicitare.
- Supraîncălzirea invertorului.
- Tensiune scăzută a generatorului fotovoltaic.
- Curent insuficient de la generatorul fotovoltaic.

Pe lângă acestea, majoritatea invertoarelor moderne vin cu funcția de monitorizare a punctului maxim (vârf) de putere furnizată (MPPT) încorporat, astfel că se adaptează la nivelurile de tensiune și curent pentru a obține maximum de putere pentru orice nivel de iradianță.

4.4.2.2. Asamblarea

La montarea invertoarelor trebuie ținut cont că în multe ocazii acestea sunt expuse la intemperii, deci trebuie să aibă gradul de protecție IP corespunzător.

Locația

Invertorul trebuie poziționat într-un spațiu închis, adăpostit de vremea din exterior. În orice caz, ele pot fi întotdeauna amplasate într-o cutie etanșă pentru uz exterior.

Invertoarele autonome trebuie instalate cât mai aproape posibil de bateriile de stocare, în special datorită faptului că această secțiune suferă cele mai mari pierderi de tensiune. În orice caz, totdeauna mențineți o separație minimă, prescrisă în regulamentele de siguranță, astfel încât să nu fie afectate de gaze de la bateriile de stocare.

FIGURA 94. INVERTOR SOLAR. (Sursa: Saecsa energia solar, 2011)



Amplasarea

În mod normal sunt incluse toate elementele necesare pentru montarea invertorului pe o suprafață verticală (șuruburi, cleme, etc.).

Invertorul de obicei vine cu găurile și prinderile necesare. Instalația nu trebuie niciodată modificată sau schimbată, respectând întotdeauna indicațiile și recomandările puse la dispoziție de producător (ex. spațiul necesar pentru ventilarea invertorului).

Conectarea

Aceasta este o operațiune simplă, deoarece producătorul furnizează toate instrucțiunile relevante pentru realizarea operațiunii de conectare fără probleme.

Un invertor are de obicei două terminale de intrare pentru conectarea bateriei, regulatorului curent/tensiune sau modulele PV (în funcție de tipul invertorului), și două sau trei terminale de ieșire (fază, neutru și pământ) pentru circuitul închis de curent alternativ sau rețeaua externă (în funcție de tipul invertorului).

Tipul conectorilor disponibili în invertoarele de putere mică este foarte divers (tipul prizei, de exemplu). Cu toate acestea, invertoarele de puteri medii sau mari sunt în mod normal

echipate cu terminale cu șurub. Instrucțiunile invertorului indică foarte clar fiecare terminal pentru a înțelege ușor simbolurile.

Terminalele de conexiune ale invertorului nu sunt în mod normal accesibile, ci mai degrabă protejate pentru a nu fi în zona de acces a persoanelor, atât la intrare cât și la ieșire. (ASIF, 2002).

4.4.3. Sistemul de stocare cu baterii

4.4.3.1. Considerații

Cele mai importante caracteristici la selectarea unei baterii sunt:

- Tehnologia folosită
- Tipul
- Capacitatea
- Caracteristicile fizice
- Montarea

Tehnologia aplicată:

Bateriile folosite în instalațiile de energie fotovoltaică sunt considerate staționare, trei tipuri de tehnologii putând fi utilizate din această categorie: plumb-acid, gel sau nichel-cadmium.

Bateriile plumb acid sunt cel mai des folosite datorită raportului calitate preț, deși au dezavantajul necesității întreținerii pentru evitarea evaporării electrolitului, care provoacă deteriorarea bateriei.

Bateriile cu gel au caracteristici similare celor cu plumb-acid, dar datorită tipului de electrolit folosit, nu necesită mentenanță. Datorită acestui fapt folosirea lor este din cei în ce mai populară.

Bateriile nichel-cadmium prezintă cele mai bune caracteristici și performanțe și nu necesită mentenanță. Singurul dezavantaj este că ele sunt mult mai scumpe decât bateriile cu gel menționate anterior, deci utilizarea lor este restricționată pentru serviciile vulnerabile unde continuă funcționare este vitală (instalații telefonice, sisteme de securitate, etc.) (Tkніка, 2004)

Tipul

Există două tipuri de baterii: monobloc și baterii cu celule de 2 volți.

Bateriile mono bloc au 12 volți tensiune de lucru și sunt compacte. Sunt folosite când capacitatea de stocare necesară nu este foarte mare.

Când capacitatea de stocare este mai mare (mai mult de 1000 Ah), bateriile cu celule de 2 volți se folosesc, fie în serie, fie în paralel pentru a realiza capacitatea de stocare necesară. Există diverse baterii de stocare pe piață cu capacități diferite. (Tkніка, 2004)

Capacitate:

Capacitatea de stocare a bateriilor este definită de necesarul de energie al instalației, care a fost deja calculat în etapa de proiectare. Când capacitatea exactă a bateriei nu poate fi găsită, se alege o baterie care depășește nivelul necesar. Așa cum s-a menționat în secțiunea precedentă, bateriile cu celulă tip 2 volți se folosesc întotdeauna pentru o capacitate de stocare de durată.

Fiți atenți întotdeauna la valoarea C a bateriei alese; ex. C10, C20, C100, etc. Precum se știe, acest parametru indică rata de descărcare pentru capacitatea necesară. Acest parametru este de asemenea folosit pentru a compara bateriile.

În instalațiile fotovoltaice este recomandată utilizarea de baterii C20 sau C100, deoarece au timpii de descărcare cei mai potriviți pentru funcționarea bateriilor. (Tkніка, 2004)

Caracteristici Fizice

Cele mai importante caracteristici fizice de avut în vedere sunt: dimensiunile și greutatea.

Greutatea este o variabilă importantă, deoarece determină mijloacele necesare pentru transport și montaj. Țineți cont că bateriile care stochează cantități mari de energie cântăresc destul de mult.

4.4.3.2. Asamblarea

Anumite accesorii sunt de asemenea necesare pentru instalarea bateriilor. Bateriile sunt adeseori montate pe suprafețe de lucru izolatoare, în cazul vărsării electrolitului, și pentru a se preveni expunerea bateriilor la umiditatea pământului.

Mai mult, terminalele trebuie amplasate într-un fel în care să se izoleze contactele și să se evite posibila coroziune, iar borne de conexiune trebuie folosite pentru legarea corespunzătoare, folosind secțiunile de cablu corecte. Aceste borne sunt de obicei vândute împreună cu bateriile. În orice caz, bornele trebuie să se potrivească ușor, cu mâna, cablurile trebuind să aibă secțiunea corectă.

Transferul bateriilor la locație trebuie făcut prin transportarea mai întâi a bateriilor goale, iar apoi acestea se umplu la fața locului. La montare, conectarea și manipularea bateriilor se va face cu Elementele de Protecție Individuală corespunzătoare (EIP), în special datorită prezenței substanțelor toxice și corozive.

La conectarea unui număr de baterii în paralel pentru creșterea capacității de stocare, un număr de maxim două șiruri de baterii se vor lega în paralel printr-o secțiune de cablu.

Capacitatea stocată prin electricitatea produsă de panouri – dacă nu există conectare la rețea – poate fi mărită, necesitând un număr destul de mare de baterii de stocare. Aceasta înseamnă că procesul de montare a panourilor poate fi laborios și să dureze mai mult de o zi de lucru.

Trei puncte principale trebuie luate în considerare la montarea bateriilor de stocare, locația, poziționarea și conectarea.

Locația

Bateriile trebuie întotdeauna amplasate într-o zonă închisă, protejată de intemperii și care să nu fie expusă direct soarelui.

Dacă electrolitul lichid nu este închis în baterie, depozitarea bateriilor trebuie făcută într-o cameră ventilată corespunzător (prin mijloace naturale sau artificiale) deoarece gazele emise în faza de încărcare sunt extrem de periculoase. Apoi, camera trebuie să nu prezinte elemente care ar putea cauza scântei sau flacără.

În funcție de numărul bateriilor de stocare necesare, o instalație de scurgere specială pentru această scop poate fi necesară, completată cu o serie de suprafețe de lucru pentru o bună stabilitate. Acestea protejează împotriva posibilei umidități, coroziuni sau acid pe care îl preiau în caz de vărsare a electrolitului.

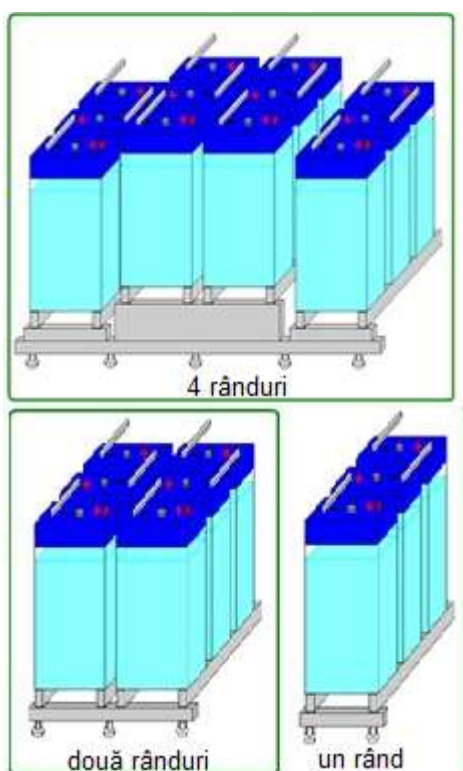
Amplasarea

Următoarele instrucțiuni trebuie strict urmate:

- Bateriile trebuie golite înainte de orice transport.
- La umplerea bateriilor cu electrolit, trebuie folosite protecțiile de siguranță necesare precum măști, mănuși, haine corespunzătoare, etc. în special datorită faptului că electrolitii conțin acid toxic și coroziv.
- Suprafața de lucru trebuie să fie complet dreaptă.
- Se asigură faptul că disponibilitatea bateriilor este cea prevăzută în proiectul original.
- La manipularea bateriilor de stocare, trebuie folosite mijloace mecanice corespunzătoare pentru ridicat, deoarece bateriile pot depăși 100 kg.
- Terminalele bateriilor nu se vor folosi pentru ancorare sau ridicare.

În cazul unui număr foarte mare de baterii, acestea trebuie grupate în rasteluri, lăsând suficient spațiu între ele pentru a permite mentenanța și manipularea.

FIGURA 95. DIVERSELE OPȚIUNI DISPONIBILE (Sursa: Tknika, 2004)



Conexiuni

Este esențial ca fiecare conexiune să aibă aceleași caracteristici electrice. De aceea trebuie ales același producător și model. Cu excepția înlocuirii unei baterii defecte, nu trebuie amestecate baterii noi cu cele vechi.

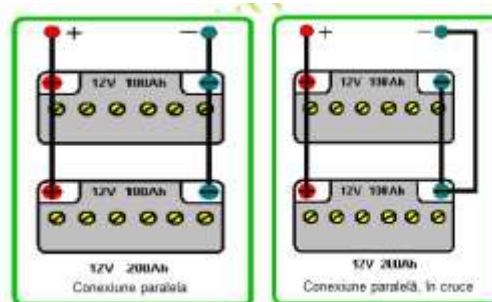
Există două grupuri majore de baterii:

1. Cele echipate cu terminale compatibile cu conexiunile standard; mult mai flexibile, spre deosebire de cele rigide.
2. Cele care încorporează propriul sistem de conexiune, special proiectat pentru tipul respectiv de baterii. Acestea oferă mai multă flexibilitate și sunt mai ușor de montat. (Tknika, 2004)

Conexiunile paralele

Se folosește modul de conexiune paralel încrucișat pentru conectarea mai multor (cel puțin două) baterii în paralel. Acest tip de conexiune permite descărcarea omogenă a ambelor. Dacă una din baterii suferă un scurt-circuit, cealaltă (celelalte) se vor descărca complet în caz de scurt-circuit, chiar provocând o deteriorare ireversibilă în fiecare baterie.

FIGURA 96. CONEXIUNILE PARALEL ȘI PARALEL ÎNCRUCIȘAT. (Sursa: Tknika)



Conexiunea Serie

O instalație PV care trebuie să funcționeze la 24 Volți are nevoie de 2 baterii de stocare conectate în serie, și anume 12 celule de doi volți.

O instalație PV care trebuie să funcționeze la 48 volți are nevoie de 4 baterii de stocare în serie, conectând 24 de celule de 2-volți. (Tknika, 2004)

FIGURA 97. 48 V. 100 Ah. CONEXIUNE SERIE. 4 BATERII. (Sursa: Tknika, 2004)

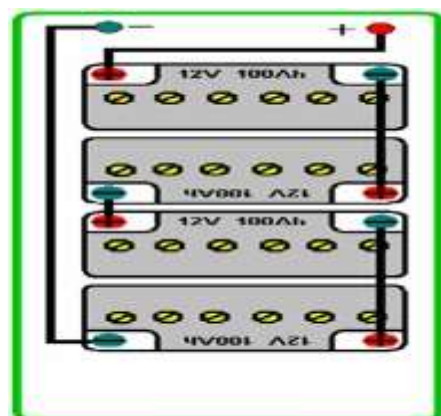
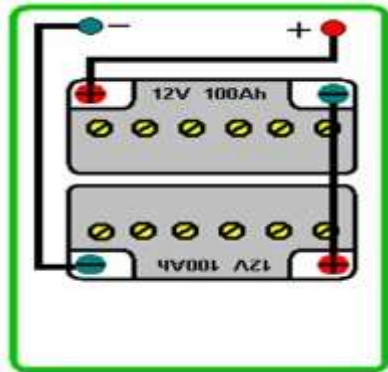


FIGURA 98. 24 V. 100 Ah. CONEXIUNE SERIE. 2 BATERII. (Sursa:Tknika)



Conexiuni Serie și Paralel

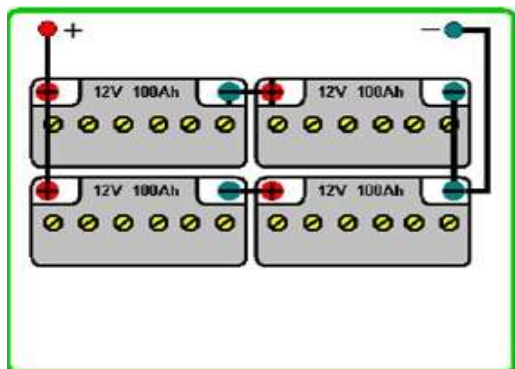
În acest caz tensiunea dorită este obținută prin asocierea mai multor baterii în serie.

Această structură formează un șir de baterii. Capacitatea dorită va fi obținută prin asocierea unui număr specific de șiruri în paralel.

Conexiunile trebuie să fie încrucișate.

FIGURA 99.

24V. 200Ah. CONEXIUNE MIXTĂ. 2 GRUPURI A 2 BATERII ÎN SERIE CONECTATE ÎN PARALEL. (Sursa: Tknika)



Conexiunea serială cu celule de 2 volți

Deoarece conexiunea bateriilor de stocare în serie este mai puțin problematică decât conexiunea paralelă, celule de 2 volți trebuie folosite când o capacitate semnificativă este necesară. Aceasta trebuie să acopere capacitatea totală necesară, conectată în serie, până este obținută tensiunea necesară.

De exemplu: Într-o instalație PV care funcționează la 12 Volți și necesită o capacitate de 2.000 amperi pe oră, trebuie să conectăm 6 celule de 2 volți în serie, fiecare cu o capacitate de 2.000 Ah.

4.4.4. Regulatorul de Curent/Tensiune

4.4.4.1. Considerații

Cele mai importante caracteristici ale regulatorului sunt:

- Tipul de reglaj.
- Caracteristici electrice.
- Caracteristici fizice.
- Montajul

Tipul de Reglaj

Regulatele pot fi conectate în serie sau paralel, pot funcționa în două sau trei etape și pot sau nu să detecteze puterea maximă.

Astăzi, datorită sistemelor electronice avansate, putem găsi o serie de regulate cu multe funcții utile la prețuri competitive.

Regulatele în serie sunt recomandate pentru instalațiile cu consum redus, în timp ce regulatele în paralel pot fi folosite în instalațiile cu consum scăzut sau ridicat, datorită tipului de reglaj folosit.

Caracteristici Electrice

Următoarele caracteristici trebuie luate în considerare:

- Tensiunea de lucru: de obicei 12, 24 sau 48V. Există de asemenea modele cu două tensiuni.
- Intensitatea maximă: Curentul maxim reglat.
- Consum: Consumul actual al regulatorului propriu-zis.
- Intensitatea Maximă la Scurt Circuit: Curentul maxim la care rezistă circuitul în caz de scurt-circuit.

Caracteristici Fizice

Cele mai importante caracteristici fizice sunt: dimensiunile, greutatea și indicele de izolare.

Dimensiunile și greutatea regulatorului trebuie luate în considerare la dimensionarea tabloului în care va fi instalat regulatorul.

Indicele de izolație va indica dacă regulatorul poate fi lăsat expus la intemperii. În general, regulatoarele sunt instalate într-un tablou cât mai aproape posibil de baterii pentru a evita căderile bruște de tensiune, dar trebuie poziționat în așa fel încât să nu fie afectat de vaporii bateriilor.

4.4.4.2. Asamblarea

Montajul reglatoarelor nu necesită o atenție specială dar, ca orice echipament electronic, toate precauțiile necesare trebuie luate. În multe cazuri este recomandabil să se folosească protecții la suprasarcină. Mai mult, trebuie avut grijă ca împământarea echipamentului și montajul să se facă în lipsa oricărei tensiuni.

Regulatorul va fi conectat în următoarea ordine:

- Conexiune Baterie – Regulator.
- Conexiune câmp PV – Regulator.
- Conexiune către sarcină.

Regulatorul de curent/tensiune este o componentă indispensabilă a sistemelor PV autonome cu acumulare de energie (exceptând cazurile de putere redusă). (ASIF, 2002)

Locația

Amplasarea corespunzătoare a instalației trebuie să respecte următoarele cerințe:

Temperatura maximă din atmosferă trebuie să fie mai mică de 45°C, iar zona trebuie să fie ventilată; fără scurgeri sau pericole similare; și protejată de intemperii. Locația ideală este aproape de baterii (mai ales datorită faptului că aici au loc majoritatea scurt-circuitelor), dar fără nicio emisie de gaz.

FIGURA 100. AMPLASAREA REGULATORULUI CURENT/TEN-SIUNE ÎNTR-O INSTALAȚIE PV. (Sursa: Tknika,2004)

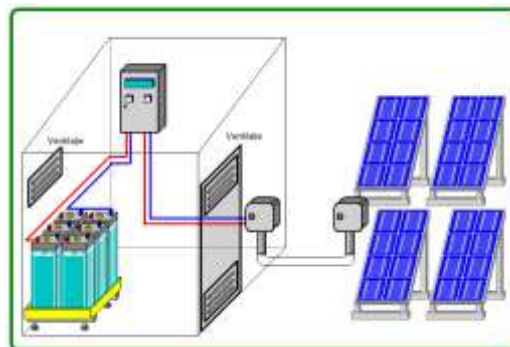


FIGURA 101. REGULATOR SOLAR. (Sursa: Solostocks, 2011)



Amplasarea

Producătorul a considerat deja problema amplasării. Fixarea are loc direct pe o suprafață verticală. Cea mai comună metodă de ancorare constă în fixarea structurii cu o serie de șuruburi și cârlige. Regulatorul curent /tensiune vine în mod normal echipat cu găurile necesare pentru ancorare. De aceea, nu este necesar ca instalatorul să facă modificări fizice aparatului (găuri, etc.)

Ventilația corespunzătoare a aparatului este extrem de importantă. (ASIF, 2002)

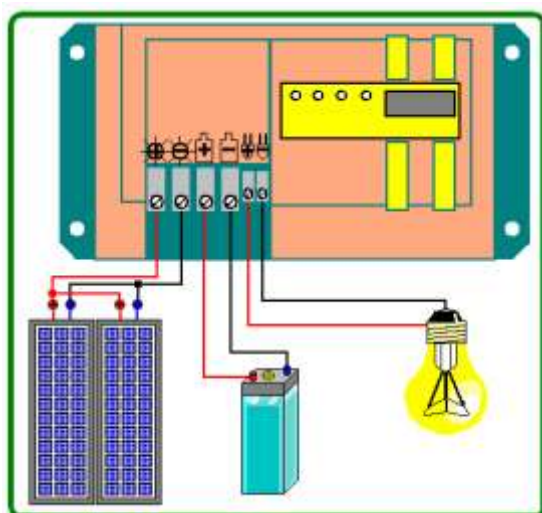
Conexiuni

Regulatorul curent/tensiune este echipat cu un set de terminale în partea de jos care sunt marcate clar cu simboluri pentru fiecare linie.

Cele trei linii diferite sunt Panoul, Bateria și Sarcina, putând fi identificate fiecare împreună cu polaritatea.

Înainte de a începe conexiunea este important să se verifice polaritatea și să se poziționeze corect fiecare linie, altfel există pericolul realizării unei conexiuni greșite din care să rezulte scurt-circuite.

FIGURA 102. DETALIUL CONEXIUNILOR
REGULATORULUI PV. (Sursa: Tknika)



Procedura de Conexiune a Regulatorului Curent / Tensiune

La conectarea regulatorului, următoarea secvență trebuie urmată strict:

1. Se conectează terminalele bateriei la terminalele regulatorului, marcate cu simbolul bateriei. În acest fel regulatorul primește deja tensiune pentru a-și alimenta circuitele.
2. Se conectează generatorul PV la terminalele etichetate corespunzător ale regulatorului.
3. Se conectează sarcina la terminalele indicate pe regulator, urmărind polaritatea.

Tot echipamentul poate suferi daune iremediabile dacă nu este urmată strict ordinea de conexiune, în special la regulatoarele serie.

Pentru a deconecta regulatorul dintr-o instalație în funcțiune, folosiți procedura invers. Adică:

1. Deconectați terminalele sarcinii.
2. Deconectați terminalele generatorului PV.
3. Deconectați terminalele de la baterie, eliminând deci alimentarea electrică.

Secțiunea firelor folosite

Secțiunea firelor este importantă pentru a evita posibilele scurt circuite care pot determina defectarea sistemului.

Ca o regulă, un scurt circuit peste 3% din tensiunea nominală la condiții de curent maxim nu trebuie permis, excepție făcând cablajul de la baterie la regulator, care va fi de ordinul 1 %.

$$\text{Secțiune cablu} = 2 \times L \times I_{\max} / 56 \times C$$

L reprezintă lungimea cablului folosit (metrii)

$I_{\max}$ = Intensitatea maximă (A).

C = tensiunea maximă permisă (V).

NOTĂ:

“Unele regulatoare au componente încărcate negativ în circuitul electronic, ceea ce înseamnă că nu trebuie folosite în instalații în care conductorul de minus este împământat.”

4.5. Instalarea Componentelor

Mecanice

4.5.1. Adaptarea Proiectului Mecanic

Odată componentele sistemului PV selectate, instalatorul trebuie să decidă cum este cel mai bine să monteze echipamentele astfel încât sistemul să fie sigur, să funcționeze corespunzător și să arate plăcut estetic.

Dacă designul ales presupune instalarea pe acoperișul înclinat, montanții trebuie fixați solid de grinzile sau căpriorii acoperișului—nu de platforma acoperișului. În funcție de tipul acoperișului, montanții trebuie atașați astfel încât acoperișul să nu permită scurgeri la nivelul penetrării. Alte metode pot fi folosite, metode certificate de organizații acreditate.

Producătorii de sisteme pentru montare pe acoperiș oferă instrucțiuni pentru atașarea la multe tipuri de acoperiș. Verificați faptul că marginile modulelor nu sunt ciobite sau crăpate atunci când manipulați și montați modulele. Crăpături sau ciobiri mici în sticlă pot deveni puncte de stres fizic de unde crăpăturile se pot dezvolta datorită contracției/dilatării datorate temperaturii. Forțele de cuplu date pentru montanții PV de tip compresie trebuie respectate.

Disponerea modulelor PV este importantă pentru estetică și pentru a ajuta la răcirea modulelor. O dispunere orizontală (landscape) poate avea un avantaj mic față de dispunerea verticală (portret) dacă se consideră răcirea pasivă a modulelor. Dispunerea orizontală este cea în care latura paralelă este mai mare decât latura perpendiculară pe strășină. În dispunerea orizontală, aerul petrece mai puțin timp sub modul ceea ce asigură o răcire mai uniformă. Modulele funcționează la temperaturi mai scăzute dacă sunt montate la cel puțin 3 inci (7,6 cm) deasupra acoperișului.

O serie de montanți prefabricați sunt disponibili pe piață. Dacă sunt instalați corespunzător, inginerii sau laboratoarele certifică acești montanți la preluarea unor sarcini specificate datorate vântului. Dacă se folosesc montanți achiziționați, este necesară verificarea.

4.5.2. Suportul Structurii

Există diferite tipuri de structuri pe piață care variază în funcție de tipul instalației: pentru pardoseli, fațade sau acoperișuri.

Aceste structuri trebuie să fie rezistente la rugină și să nu necesite întreținere, precum aluminiul anodizat sau oțelul tratat.

Apoi, toate celelalte materiale trebuie să fie din oțel inoxidabil și să corespundă cu reglementările în vigoare.

În orice caz, există soluții pe piață care se potrivesc pentru aproape toate tipurile de instalații.

Materialele folosite în construirea structurilor pot varia în funcție de tip, mediul în care sunt folosite, rezistență, etc.

Principalele materiale folosite sunt:

- aluminu
- fier
- oțel inoxidabil
- fibră de sticlă

Privind montarea, două aspecte principale trebuie luate în considerare:

- Locația
- Poziționarea

FIGURA 103. EXEMPLU DE STRUCTURĂ PV. (Sursa: TKNKA)



Locația

În afară de considerațiile specifice, precum integrarea arhitecturală, structura trebuie amplasată în locații deschise, fără umbră în perioadele luminate puternic de soare, în așa fel încât modulele sunt situate în direcția corespunzătoare și la unghiul corespunzător.

La determinarea locației optime pentru structură țineți cont de impactul vizual și în special de riscul de vandalism. La poziționarea structurii, prezența la fața locului este necesară, deci instalatorul trebuie să fie obișnuit cu utilizarea unei busole, precum și cu calea aparentă a soarelui.

Poziționarea

Două operațiuni principale se execută pentru poziționare: montajul și ancorarea.

Montajul constă în prinderea elementelor structurale și suportul lor mecanic, precum stâlpii, cadrul, forma, etc.

Ancorarea constă în fixarea structurii pe suprafață sau pe elementul de prindere, (podea, acoperiș, fațadă, etc.) cu scopul de a asigura rezistența și stabilitatea necesară structurii, astfel încât să poată rezista la nivelul maxim predictibil de vânt și zăpadă.

Această etapă a instalării poate necesita un volum de muncă pentru construcții civile considerabil, deci toate materialele necesare trebuie stabilite în timpul etapei de proiectare.

Cele mai folosite moduri de ancorare în construcțiile civile sunt:

fie o fundație de beton cu o pană de beton, fie prinderea directă folosind blocuri de ancorare.

Suportul structural îndeplinește un scop dublu:

Pe de-o parte, scop mecanic, furnizând și asigurând un montaj perfect, care să reziste la vânt până la 160 km/h, zăpadă, gheață etc. Pe de altă parte, scop funcțional, pentru obținerea orientării precise și un unghi potrivit pentru utilizarea la maxim a radiației solare.

Dacă se dorește obținerea de subvenții este imperativ ca aceste structuri să corespundă cu specificațiile tipului de instalație și cu specificațiile tehnice stabilite de IEDS. (ASIF, 2002)

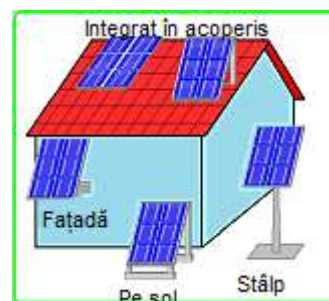
4.5.2.1. Structuri Fixe

Există patru locații fundamentale pentru panouri:

- Pe sol
- Pe stâlpi și/sau turnuri metalice
- Pe pereți
- Pe acoperiș

Alegerea poziției depinde de particularitățile și caracteristicile locației, ținând seama ca accesul să fie ușor pentru eventuale reparații și operații de întreținere.

FIGURA 104. DIFERITE LOCAȚII (Sursa: Tknika, 2004)



4.5.2.2. Structuri Mobile

Performanțele modulelor PV depind de căderea radiației directe a soarelui pe suprafața panoului, printre altele. Într-o

situație ideală panourile sunt corect orientate spre soare în orice moment, pentru asigurarea unei traiectorii normale la suprafață a radiației solare.

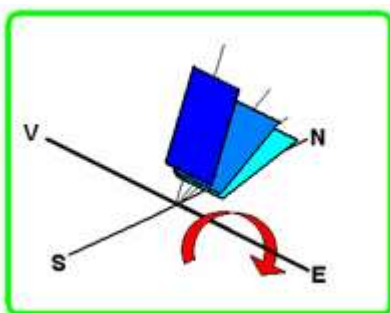
Există modalități diferite pentru ca panourile să urmărească soarele:

Urmărirea altitudinii soarelui

Panoul se poate roti de-a lungul axei orizontale dată de axa Est-Vest, permițând urmărirea soarelui pe bază zilnică. Singurul parametru care variază este unghiul generatorului PV.

FIGURA 105.

URMĂRIREA ALTITUDINII SOARELUI (Sursa: Tkніка, 2004)

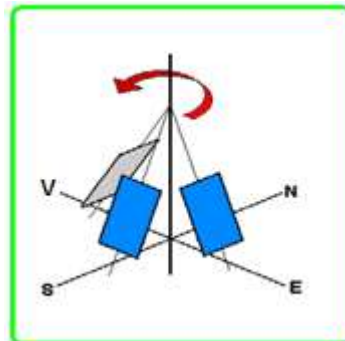


Urmărirea azimutului solar

Panoul se poate roti în jurul unei axe verticale, perpendiculare pe planul de lucru, ceea ce îi permite să urmărească azimutul soarelui pe o bază zilnică. Singurul parametru care variază este azimutul sau schimbarea direcției de la Est la Vest a generatorului.

FIGURA 106.

URMĂRIREA AZIMUTULUI SOLAR (Sursa: Tkніка, 2004)

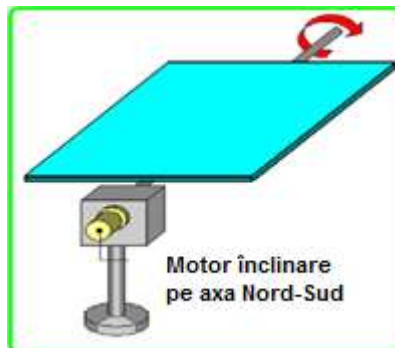


Urmărirea printr-o singură axă Nord-Sud.

Panoul se poate roti în jurul axei Nord-Sud, urmărind calea soarelui de la Est la Vest.

Când unghiul de elevație coincide cu latitudinea locației, acest tip de urmărire se numește polar. În acest caz, producția obținută este echivalentă cu 96% din cea obținută prin urmărirea pe două axe.

FIGURA 107. URMĂRIREA PRINTR-O SINGURĂ AXĂ NORD-SUD (Sursa: Tkніка, 2004)

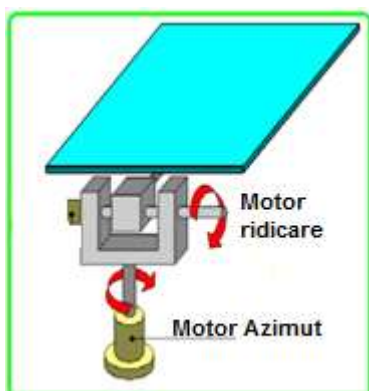


Urmărirea pe două axe

Panoul se rotește în jurul a două axe: una schimbă elevația, de la Nord la Sud, iar cealaltă schimbă azimutul de-a lungul căii Est-Vest a soarelui.

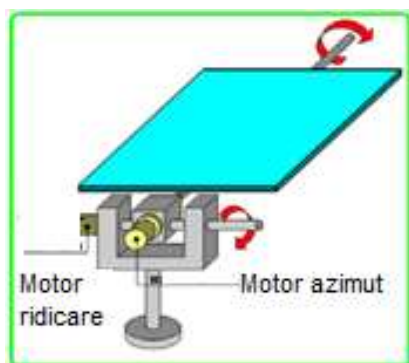
În acest tip de urmărire, cel mai bun unghi de impact solar apare la unghiul axei azimutului care coincide cu latitudinea specifică locației, când producția obținută de generatorul PV este maximă.

FIGURA 108. URMĂRIRE PE DOUĂ AXE (Sursa: Tkніка, 2004)



Există de asemenea și un alt tip de urmărire în care panoul se rotește în jurul ambelor axe: una schimbă elevația, iar cealaltă se mișcă în jurul axei Nord-Sud, urmărind calea soarelui.

FIGURA 109. B) URMĂRIREA PE DOUĂ AXE (Sursa: Tknika, 2004)



4.5.3. Sisteme de ancorare

Puncte de sprijin

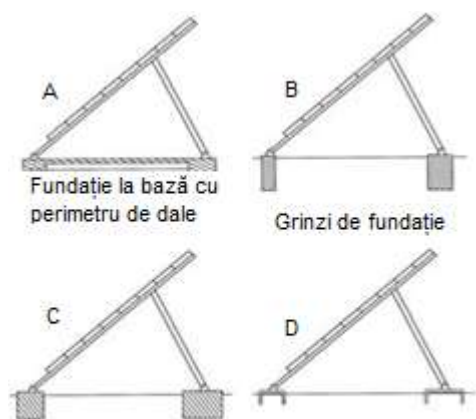
Unul din cele mai importante aspecte de luat în considerare sunt punctele de sprijin deoarece rezistența structurii depinde de acestea ca ansamblu.

Este inutil de calculat o structură care să reziste la vânt puternic dacă nu ne asigurăm că structura este fixată corespunzător de sol, acoperiș etc.

În FIGURA 110, putem vedea cele patru tipuri diferite de baze pentru structurile pe sol sau acoperiș.

FIGURA 110.

PUNCTE DE SPRIJIN (Sursa: Tknika, 2004)



A) Fundații cu dale și baza perimetrului de beton.

B) Fundații cu grinzi de lemn cu o durată de viață mai scăzută.

C) Fundații cu blocuri de beton.

D) Fundații metalice ancorate ferm la sol.

Elemente de Ancorare

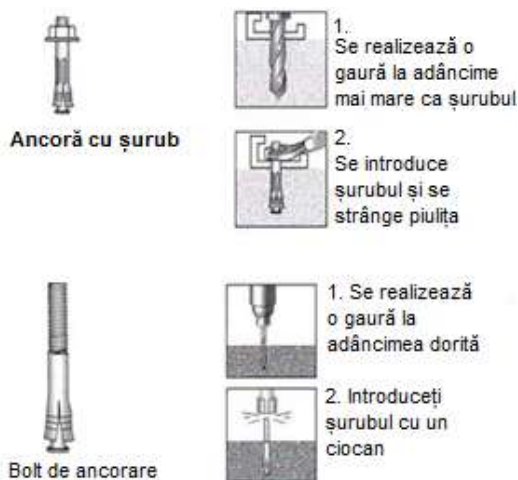
Două tipuri diferite de prindere a piciorului structurii de fundație pot fi observate în diagramă.

Există o altă procedură care constă în introducerea de piese de metal în baza de

beton, în așa fel încât, când betonul este turnat, iar acestea sunt prinse rigid între ele.

FIGURA 111.

ELEMENTE DE ANCORARE (Sursa: Tknika, 2004)



4.6. Sisteme PV conectate la rețea

“Acele sisteme în care energia electrică generată de câmpul fotovoltaic se scurge direct într-o sursă externă de alimentare”

Faptul că avem o conexiune la o sursă electrică de energie nu ne împiedică să obținem cât mai mult de la sistemul solar. Energia generată poate fi direct injectată în rețea, folosind un convertor special, deci evităm costul ridicat al bateriilor și reguletoarelor.

FIGURA 112. INSTALAȚIE RACORDATĂ LA REȚEA (Sursa: Tkніка, 2004)

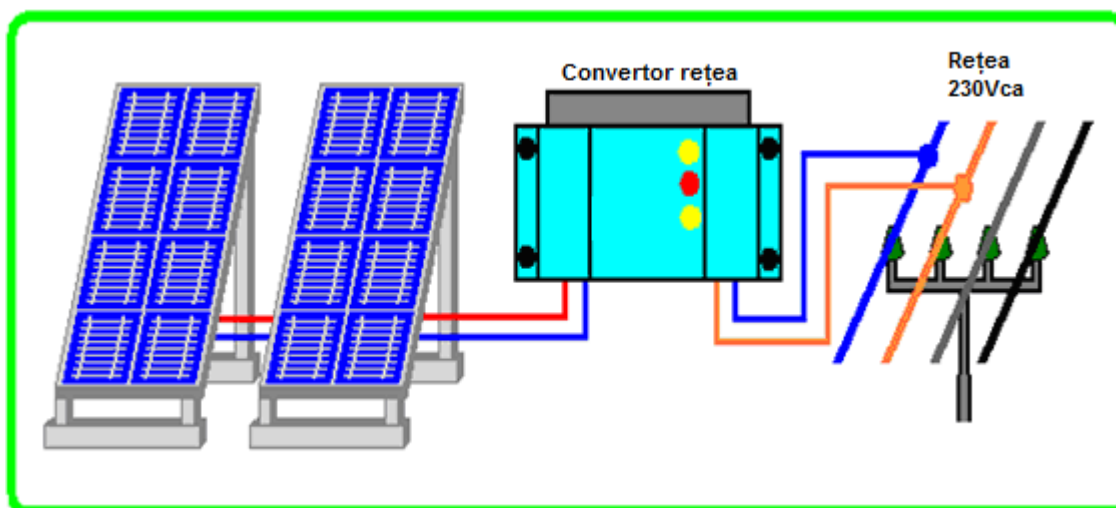
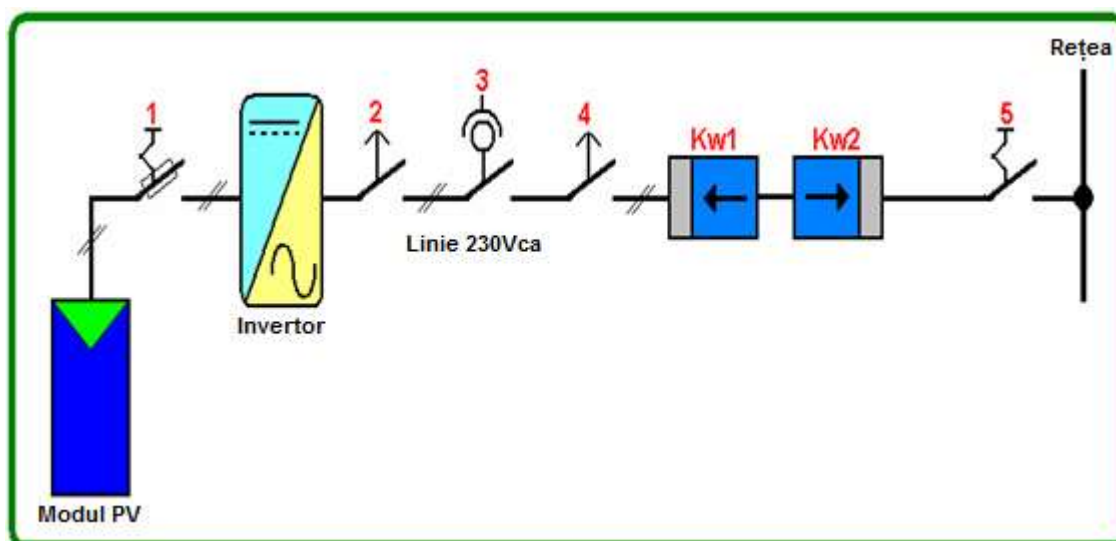


FIGURA 113. DIAGRAMĂ MONOFILARĂ A INSTALAȚIEI RACORDATE LA REȚEA (Sursa: Tkніка, 2004)



4.6.1. Topologia Instalației

Putem distinge două părți diferite ale instalațiilor fotovoltaice racordate la rețea: DC (curent continuu) și AC (curent alternativ).

Prima parte tratează generatorul PV, întrerupătoarele sale și convertorul. A doua categorie tratează Convertorul, disjunctorul său și contoarele de energie.

Punctul de racordare la Rețeaua Electrică

Pentru instalații conectate mono sau trifazat la rețea de 230V/400V, conexiunea se va stabili în amonte de contorul electric care aparține rețelei de distribuție.

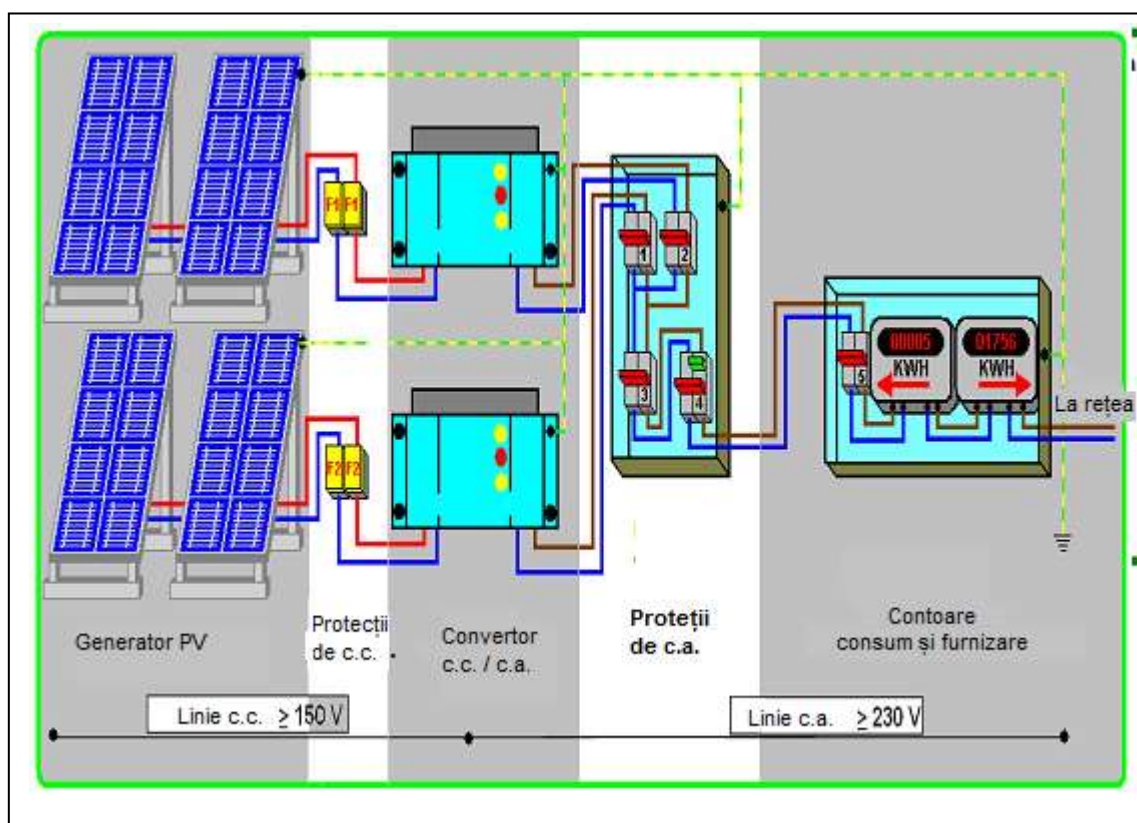


FIGURA 114. DIAGRAMĂ BLOC A UNEI INSTALAȚII RACORDATE LA REȚEA (Sursa: Tknika, 2004)

4.7. Sisteme PV Autonome

În instalațiile autonome, energia generată este stocată, iar proprietarul instalației consumă puterea generată (consum individual). Alte instalații conectate la rețeaua electrică sunt direct injectate într-o sursă externă de energie – fără capacitate de stocare – și poate fi folosită de toți consumatorii conectați la această rețea.

În orice caz, în ambele cazuri proprietarul instalației poate fi un individ sau o companie.

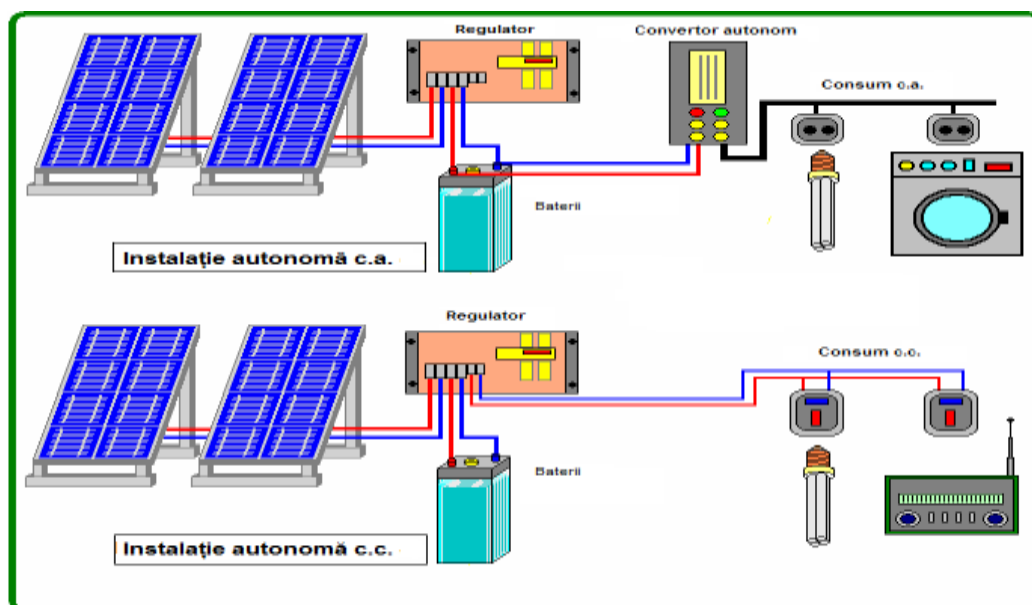
În general, aceste tipuri de instalații sunt folosite în zone depărtate și izolate, unde ar fi dificil sau chiar imposibil să se conecteze rețeaua electrică fie din rațiuni economice, tehnice sau din cauza problemei accesibilității

Instalațiile autonome pot fi construite pentru alimentarea în curent alternativ sau continuu.

Tipul instalației construite depinde de numărul și caracteristicile electrice ale dispozitivelor consumatoare. La construirea instalațiilor de puteri reduse se folosesc tensiuni de curent continuu de 12, 24 sau 48 volți. Instalațiile de putere înaltă necesită o tensiune de 230Vca pentru a evita secțiunile mari de cablu.

Anumite dispozitive sunt produse cu alimentarea în curent continuu sau alternativ, în funcție de necesități.

FIGURA 115. SISTEM PV AUTONOM (Sursa: TKNKA)



La determinarea mărimii sistemului fotovoltaic, trebuie avută în vedere aplicația acestuia. Nu putem folosi aceleași criterii de proiectare pentru un sistem de iluminat, sau pentru o casă de vacanță, ca

pentru o instalație radio sau un aparat de semnalizare de pe stradă.

În primul caz, criteriile economice privind siguranța operațională sunt prioritare, în timp ce în al doilea caz ar trebui să

supradimensionăm întregul sistem și să alegem materiale conform cu standardele de siguranță și calitate a străzilor, pentru a menține la minim probabilitatea defectării.

Determinarea mărimii instalației trebuie să înceapă cu informarea clientului despre avantajele, caracteristicile și limitările acestuia într-un mod clar și concis.

Dat fiind faptul că o instalație fotovoltaică nu are limitări tehnice privind puterea generată, managerul de proiect trebuie să ofere toate informațiile necesare utilizatorului privind:

- Locația
- Scopul
- Gradul de utilizare
- Specificații tehnice ale elementelor
- Numărul și caracteristicile potențialilor viitori utilizatori
- Istoricul financiar

4.8. Sistemul de montaj și instalarea pe clădire.

Calitatea instalării sistemului influențează major performanța în exploatare și îndeplinirea duratei de viață și producția de energie prefigurată. În cazul instalațiilor BIPV, următoarele probleme trebuie tratate cu atenție:

Urmarea considerațiilor din proiect.

Fazele de instalare și punere în funcțiune ale proiectului sunt propice implementării bunelor practici de proiectare.

Managementul modulelor PV

Unele considerații simple trebuie luate în seamă la manevrarea panourilor fotovoltaice.

- Fiți atenți că modulele PV sunt fragile!
Evitați pășire pe ele.

FIGURA 116. NU PĂȘIȚI PE MODULELE PV (Sursa: ECN)



- modulele PV sunt deseori mari (2m² sau mai mult) și grele (>50kg) și de aceea necesită o grijă specială la ridicare și manipulare, în special când se lucrează la înălțime și în condiții de vânt.

FIGURA 117. MANAGEMENTUL MODULELOR PV (Sursa: ReSEL, TUC)



- modulele PV introduc atât sarcini statice cât și sarcini din vânt. Structura montată trebuie evaluată pentru a se asigura capacitatea de preluare a acestor forțe, și trebuie fixate cu balast sau de un corp structural corespunzător.

4

INSTALAREA – LUCRUL LA FAȚA LOCULUI

FIGURA 118. BALAST ȘI ANCORARE (Sursa: TECNALIA)



- Brățelele sau cadrele de montaj trebuie protejate de asemenea la coroziune.
- Acolo unde este necesară o penetrare a izolației clădirii (ex. în timpul instalării cablurilor sau a unui sistem PV integrat) toate măsurile adecvate trebuie luate pentru a se menține rezistența la incendiu și la intemperii a clădirii.

FIGURA 119. ASIGURAREA STABILITĂȚII ACOPERIȘULUI ȘI ETANȘEITATEA LA INTEMPERII (Sursa: Biohause)



- În special în sistemele retrofit, trebuie realizat un studiu de fezabilitate sau o evaluare a structurii acoperișului pentru a se asigura că rezistența actuală a acoperișului poate prelua greutatea modulelor.

Urmați recomandările producătorilor.

Azi, există o varietate mare de produse fotovoltaice pe piață pentru integrarea în clădire. După alegerea componentelor corespunzătoare pentru sistemul PV, este important ca acestea să fie instalate în concordanță cu recomandările producătorului, în special în ceea ce privește fixarea, ventilarea, calibrarea, temperaturile de funcționare și aspectele de siguranță. Nerespectarea condițiilor corecte de funcționare poate duce la niveluri de performanță scăzute, reducerea perioadei de viață și chiar defectarea sistemului în unele cazuri.

FIGURA 120. INSTALAREA DE PĂTURI DE CAUCIUC CU CELULE DE SILICIU AMORF (Sursa: Gisscosa-Firestone)



FIGURA 121. INSTALAREA DE PANOURI FLEXIBILE (Sursa: Biohause)



FIGURA 122. SECVENȚA DE INSTALARE A PANOURILOR AUTO ADEZIVE (Sursa: Lumeta Inc)



- Alegeți modulele PV pentru un șir cu aceleași caracteristici de fabricație; lanțul este la fel de puternic precum cea mai slabă verigă.
- Amplasați senzorii corespunzător și calibrați-i.

FIGURA 123. AMPLASAREA SENZORILOR (Sursa: Ekain Taldea- Spania)

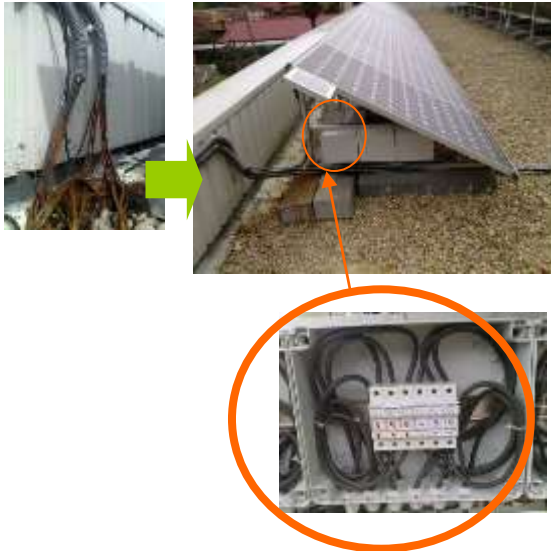


Cablarea modulelor

La cablarea modulelor, pe lângă luarea în considerare a riscurilor electrice, următoarele probleme sunt importante pentru performanțele viitoare ale sistemului PV.

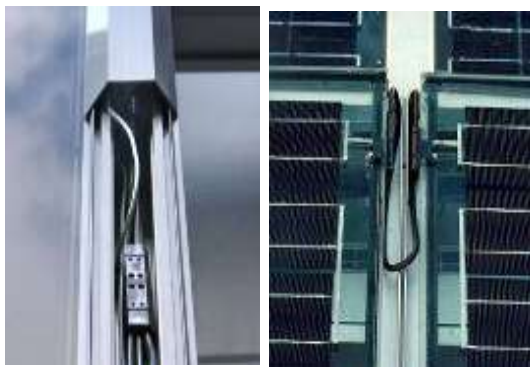
- Trebuie acordată atenție la minimizarea lungimii cablurilor și, în special, la asigurarea faptului că toate conexiunile sunt corect realizate și protejate. Cablarea ansamblului fotovoltaic trebuie adăpostit într-un jgheab pentru evitarea inundării și acumulărilor de praf și rugină. Deși poate să nu afecteze performanțele inițiale ale sistemului, o conexiune slabă poate avea influențe mari în timp și poate duce la reducerea performanțelor pe termen lung.

FIGURA 124. REPARAREA CABLURILOR ÎNTR-O
INSTALAȚIE PV (Sursa: Zubigune, Spania)



- Modulele sticlă-sticlă pentru fațade și luminatoare de obicei au un sistem de conectare electrică foarte simplu. Cu aceste tipuri de conectare electrică se pot ascunde cablurile în substructură și se obține un rezultat uniform, estetic plăcut.

FIGURA 125. DIFERITE TIPURI DE CONEXIUNE ÎN
MODULELE STICLĂ-STICLĂ PENTRU FAȚADE (Sursa:
MSK și Sheuten Solar)



4.9. Finalizarea instalării sistemului PV

După instalarea sistemului PV, instalatorul trebuie să realizeze următoarele proceduri:

- Pornirea și operarea sistemului
- Verificarea securității sistemului și a măsurilor de siguranță
- Livrarea instalației

Inspecția și testarea

Inspecția și testarea sistemului complet în concordanță cu Reglementările pentru Cabluri trebuie realizată și documentată.

Documentația de inspecție și testare de obicei conține 3 formulare – un certificat de instalare, care include un program de obiecte inspectate și un program de teste.

Inspecția și testarea circuitelor c.c., în special a circuitelor modulelor PV necesită considerații speciale. Apendixul C acoperă inspecția și testarea circuitelor ansamblului PV și documentația ce trebuie furnizată.

Testele de punere în funcțiune a sistemului

Testele de performanță a șirului/ ansamblului PV sunt recomandate pentru verificarea performanței și descoperirea eventualelor module defecte. Aceasta poate necesita mijloace de măsurare a iradianței solare pentru instalațiile de mari dimensiuni, dacă nivelul radiațiilor fluctuează pe perioada testelor.

Monitorizarea simultană a radiației solare poate prezenta dificultăți practice, doar dacă nu cumva sistemul este dotat cu senzor încorporat și cablul acestuia este disponibil în locul desfășurării testului. Dacă avem condiții de iradianță relativ constantă (adică nu avem înnorări bruște), compararea tensiunii în gol a mai multor șiruri va identifica șirurile cu probleme.

TABEL 22. TABEL CU REZULTATELE TESTELOR (Sursa:DTI 2006)

Client Data testului Semnătură Metodă de protecție la contact indirect Echipament vulnerabil la testare					Adresa / Locația tabloului de distribuție:					Tipul alimentării: TN-S/TN-C-S/TT Ze la sursă: Ω PFC: kA					Instrumente Impedanța buclei: Continuitate: Izolație: Tester RCD:				
Descrierea Lucrării:																			
Descrierea circuitului		Capacitatea de scurtcircuit a dispozitivului de protecție la supracurent: kA		Conductori de cablare		Rezultatele testelor													
						Continuitate			Rezistența de izolație		Polaritate	Impedanța buclei de împământare Z_s Ω	Verificare Funcțională		Observații				
						Tip	Nominal I_n A	Sub tensiune mm^2	Cpc mm^2	(R1 + R2) * Ω			R2 * Ω	Inel		Tensiune / Tensiune M Ω	Tensiune / Pământ M Ω	Timp RCD ms	Altele

Procedura de verificare a izolației în teren

Siguranță:

- Citiți și fiți siguri că această procedură este înțeleasă înainte de a începe lucrul.
- Testare izolației prezintă pericol de șoc electric, fiți precauți la realizarea testelor.
- Nu realizați testul fără instruirea practică necesară.
- Limitați accesul la zona de lucru.
- Nu atingeți și luați măsuri pentru ca nici o altă persoană să nu atingă orice suprafață metalică cu orice parte a corpului, când executați teste de izolație.
- Nu atingeți și luați măsuri pentru ca nici o altă persoană să nu atingă cu orice parte a corpului spatele modulului/laminatului, când executați teste de izolație.
- Oricâte ori aparatul de testare a izolației este energizat, există tensiune în zona de test. Echipamentul trebuie să aibă capacitatea de auto-descărcare.

Notă privind metoda de test

Două metode de test sunt posibile:

- a) Testul între minusul circuitului și pământ urmat de testul între plusul circuitului și pământ
- b) Testul între pământ și plusul și minusul circuitului scurt-circuitat

Acolo unde structura/cadrul este legat la pământ, împământarea poate fi orice conexiune de împământare corespunzătoare sau cadrul ansamblului (acolo unde se folosește un cadru pentru ansamblu, asigurați-vă că este făcut contact ferm și întregul cadru este continuu).

Pentru sisteme unde cadrul ansamblului nu este legat la pământ (ex acolo unde este o instalație cu clasa II) un inginer poate alege să realizeze două teste

i) între cablurile ansamblului și conectorul de legare la pământ

ii) între cablurile ansamblului și cadru.

Pentru ansambluri care nu au părți conductoare accesibile (ex. Țigle PV de acoperiș) testul trebuie să se facă între cablurile ansamblului și împământarea clădirii.

Pregătirea Zonei de Test:

- 1) Limitați accesul persoanelor neautorizate.
- 2) Izolați ansamblul PV de inverter (de obicei de la separatorul ansamblului).
- 3) Deconectați orice piesă de echipament care ar putea avea un impact asupra măsurării izolației de protecție (adică protecții la supratensiune) în cutia de joncțiune sau de conexiune.

Echipament necesar:

- Dispozitiv de testare a rezistenței de izolație
- Mănuși izolatoare
- Ochelari.
- Ghete de protecție.
- Cutie de scurt-circuit (dacă este necesară)

Procedura

- 1) Testul trebuie repetat pentru fiecare ansamblu. Șirurile individuale pot fi de asemenea testate dacă este necesar.
- 2) Purtați pantofi de protecție, mănuși și ochelari.
- 3) Acolo unde se realizează testul între împământare și plusul și minusul scurt-circuitat – scurt-circuitați cablurile cu o cutie corespunzătoare de joncțiune.
- 4) Conectați un fir de la aparatul de testat rezistența de izolație la cablul (cablurile) ansamblului după NOTA de mai sus.

5) Conectați celălalt fir de la dispozitivul de testare a rezistenței de izolație la pământ după NOTA anterioară.

6) Fixați firele de test (ex cu fașete pentru cabluri).

7) Urmați instrucțiunile aparatului de testare a rezistenței de izolație pentru a vă asigura că tensiunea de test este aceeași ca în TABEL 23 și că valorile citite sunt în M Ohmi.

8) Urmați instrucțiunile aparatului de testare a rezistenței de izolare pentru a realiza testul.

9) Asigurați-vă că sistemul este ne-energizat înainte de a scoate cablurile de test sau de a atinge vreo parte conductoare.

TABEL 23. TABELA METODEI DE TEST (Sursa: DTI, 2006)

Metoda de test	Tensiunea sistemului ($V_{oc\ stc} \times 1.25$)	Tensiunea de test	Impedanța minimă
Plusul și minusul ansamblului scurt-circuitate	120V	220V	0,25MΩ
	<600V	500V	0,5MΩ
	<1000V	1000V	1MΩ
Teste separate pentru minusul și plusul ansamblului	120V	250V	0,25MΩ
	<600V	500V $V_{oc\ stc}$ (min 100V)**	0, 5MΩ
	<1000V	1000V $V_{oc\ stc}$ (min 100V)**	1MΩ

** Tensiune de Test ajustată pentru a preveni vârful să depășească valoarea modului și a cablului

După funcționarea noului sistem instalat minim 240 ore fără incidente, actul provizoriu de certificare poate fi semnat.

Testare și Livrarea

După testele preliminare, înainte de a livra produsul finit, instalatorul trebuie:

- Să curețe orice material în exces
- Curețe bine zona ocupată de module
- Instalatorul trebuie de asemenea să furnizeze clientului un manual de operare.

TABEL 24. FOAIE DE TEST LA PUNERE ÎN FUNCȚIUNE (Sursa: DTI, 2006)

Notă: Acest formular se poate modifica, deoarece este dezvoltat de Comitetul Tehnic IEC

Raport de Test al Ansamblului PV – circuite de curent continuu

Numărul de referință al raportului:		Numele și adresa contractorilor				
Adresa instalației						
Data verificării		Semnătura				
Descrierea operațiilor de testate		Instrumente de test				

Șir		1	2	3	4	n
Ansamblu	Modul					
	Cantitate					
Parametrii ansamblului	Voc (stc)					
	Isc (stc)					
Dispozitiv de Protecție	Tip					
	Valoare (A)					
	Valoare c.c. (V)					
	Capacitate de rupere (kA)					
Cablaj	Tip					
	Fază (mm ²)					
	Împământare (mm ²)					
Testare șirului Metoda de test: Anexa-2	Voc (V)					
	Isc (A)					
	Soare					
Verificare polarității						
Continuitatea împământării (dacă este prevăzută)						
Conectat la invertor (Număr serial)						
Rezistența de izolație a ansamblului Ref IEC 60364- 713-04 Metoda de test: Anexa-1	Tensiunea de test (V)					
	Plus – Pământ (MΩ)					
	Minus-Pământ (MΩ)					
Observații:						

4.9.1. Documentația Clientului

Un proiect autentic trebuie întotdeauna să respecte legislația în vigoare privind instalația, luând în considerare toate aspectele tehnice precum și aspectele de mediu. În acest sens, există o diferență notabilă între sistemele fotovoltaice autonome și cele conectate la rețeaua electrică, mai ales datorită procedurilor legale mai extinse pentru cea din urmă.

La demararea proiectului, după culegerea informațiilor necesare de la client, trebuie urmat un plan de acțiune ale cărui principale secțiuni cuprind: studiu de fezabilitate, raport anual, schițe, lista condițiilor, buget, plan de siguranță, etc. În acest fel, cu informațiile corespunzătoare la dispoziție, instalatorul poate reuși realizarea lucrărilor în timpul alocat proiectului și să atingă standardele de calitate aplicabile.

4.9.1.1. Studiu de Fezabilitate

Înainte de a derula proiectul în sine, proiectantul, luând în considerare nevoile clientului și tipul instalației, trebuie să:

Evalueze necesarul de energie și interesele clientului pentru a determina cel mai corespunzător tip de instalație și caracteristicile sale.

Determinarea potențialului de energie solară al regiunii unde va avea loc instalarea, pentru a cuantifica fezabilitatea aplicației de energie solară. În acest moment, diverse mijloace trebuie folosite: hărți sau statistici disponibile, măsurători la fața locului, utilizarea sistemelor de calculatoare, etc.

Produsul finit va fi un studiu economic și tehnic al instalației propuse spre evaluarea beneficiarului.

Instalatorul va furniza de asemenea clientului o copie a proiectului, care va include următoarele secțiuni ca îndrumare:

- Studiu de fezabilitate

- Raport
- Desene tehnice
- Lista condițiilor
- Buget
- Plan de securitate

Mai mult, instalatorul trebuie să furnizeze clientului un manual de operare pentru instalație și să realizeze următoarele teste:

- a) Pornirea și operarea sistemului
- b) Verificare securității sistemului și toate măsurile de siguranță

După operarea nou instalatului sistem pentru minim 240 ore fără incidente, actul provizoriu de certificare poate fi semnat.

În final, instalatorul trebuie:

- Să scoată materialele și rezidurile în exces.
- Să curețe bine spațiul ocupat.

4.10. Lista de control a Instalației

Odată instalația terminată, trebuie verificată funcționarea sistemului. Următoarea listă include parametrii ce trebuiesc verificați, ca un exemplu. În orice caz, această listă poate varia în funcție de tipul și caracteristicile instalației.

TABEL 25. Foaie de punere în funcțiune a sistemului PV. Sursa: (BRE et al,2006)

Sistem PV – Lista de Control a Instalației

Adresa instalației	Verificat de:
	Data: Referința:

Inspecție generală (electrică – ref IEC60364-6-61)

- ☐ Echipament corespunzător standardelor, corect selectat & nedeteriorat
- ☐ Echipament accesibil pentru operare, inspecție & întreținere
- ☐ Echipament și accesorii corect conectate
- ☐ Măsuri particulare de protecție în zone speciale
- ☐ Echipament și măsuri de protecție corespunzător influențelor externe
- ☐ Sistem instalat pentru a preveni influența mutuală
- ☐ Cablurile conectate și etichetate
- ☐ Cablurile alese pentru curentul transportat și căderea de tensiune
- ☐ Cablurile trase prin zone sigure sau protejate împotriva deteriorării mecanice
- ☐ Prezența barierei la incendiu, etanșări și protecții împotriva efectelor termice

Instalația generală (mecanică)

- ☐ Ventilație disponibilă în spatele modulelor pentru a preveni supraîncălzirea/risc de foc
- ☐ Materialul și cadrul ansamblului rezistente la coroziune
- ☐ Cadrul modulului corect fixat și stabil; Fixările pe acoperiș rezistente la intemperii
- ☐ Trecerea de cabluri rezistentă la intemperii

Protecția la supratensiune/șoc electric

- ☐ Părțile sub tensiune izolate, protejate prin bariere/cutii, plasate în locuri inaccesibile sau Clasa II
- ☐ Prezența legăturii cadrului ansamblului la echipotențializare (relevant dacă este necesar)
- ☐ Dispozitive de protecție la suprasarcini (relevant dacă este necesar)
- ☐ Dispozitiv de curent rezidual (RCD) (relevant dacă este necesar)
- ☐ Cadrul corect integrat cu instalația de protecție la trăsnet existentă

Sistemul de c.c.

- ☐ Separația fizică a cablurilor c.a. și c.c.
- ☐ Întrerupător de c.c. instalat (IEC60364-712.536.2.2)
- ☐ cabluri c.c. – izolație de protecție și ranforsare (relevant dacă este necesar)
- ☐ Toate componentele de c.c. calculate pentru a opera la tensiunea maximă de c.c. a sistemului ($V_{oc} \text{ stc} \times 1,25$)
- ☐ Șirurile PV cu siguranțe sau cu diode de blocaj (relevant dacă este necesar)

Sistemul de c.a.

- ☐ separatorul de c.a. blocabil doar în poziția OFF
- ☐ Protecțiile invertorului setate după cerințele reglementărilor locale

Etichetarea & identificarea

- ☐ Etichetarea generală a circuitelor, dispozitivelor de protecție, comutatoare și terminale (IEC60364-6-61)
- ☐ Schemele sistemului PV afișate în locație
- ☐ Setările protecțiilor & detaliile de instalare afișate în locație
- ☐ Procedura de oprire de urgență afișată în locație
- ☐ Separatorul de c.a. etichetat clar
- ☐ Separatorul de c.c. / cutiile de joncțiune etichetate corespunzător
- ☐ Semnele & etichetele durabile și fixate corespunzător

4.11. Exerciții

4.11.1. Întrebări

1. Ce caracteristică a modulelor PV face ca acestea să fie periculoase la expunerea la soare?
 - a) Modulele PV generează electricitate c.c care nu poate fi întreruptă decât dacă lumina solară este împiedicată să ajungă pe modul.
 - b) Dezvoltarea unor temperaturi ridicate pe suprafețele acestora pot cauza incendiu
 - c) Gaze toxice pot fi eliberate de panouri în cazul temperaturilor ridicate.
2. Ce pericole trebuie evaluate la pregătirea evaluării de risc și a declarației de metodă pentru instalarea unui sistem PV?
3. De ce nu este posibil să se folosească siguranțe pentru protejarea cablurilor dintre modulele PV?
 - a) Modulele PV sunt dispozitive limitatoare de curent, ceea ce înseamnă că protecția cu siguranțe nu va fi eficientă în condiții de scurt-circuit și o cale alternativă de protecție este necesară
 - b) Modulele PV sunt dispozitive limitatoare de curent, ceea ce înseamnă că protecția cu siguranțe nu va fi eficientă în condiții de circuit deschis și o cale alternativă de protecție este necesară
 - c) Siguranțele pot exploda dacă sunt expuse la curenți scăzuți care trec prin cablul ce conectează componentele de sistem.
4. Comportamentul curentului continuu este diferit de cel al curentului alternativ. Descrieți pericolele asociate cu fiecare?
5. Planul de siguranță va fi dus la îndeplinire de:
 - a) Utilizatorul instalației.
 - b) Proiectant.
 - c) Instalator.
6. Echipamentul de Protecție Personal include (alegeți 3 răspunsuri):
 - a) Protecție a ochilor și feței
 - b) Planul de evaluare a riscului
 - c) Protecția extremităților
 - d) Platforme de ridicare
 - e) Protecția auzului
 - f) Turnuri mobile
7. Raportul proiectului:
 - a) Explică scopul proiectului și descrie procedurile de urmat pentru finalizarea acestuia.
 - b) Conține obligațiile instalatorului pe parcursul executării proiectului.
 - c) Explică riscurile potențiale și măsurile preventive ce trebuiesc luate.
8. Un studiu de fezabilitate trebuie să:
(alegeți 3 răspunsuri)
 - a) Evalueze necesarul de energie și interesele clientului
 - b) Determine nivelul potențial al puterii solare generate din regiune
 - c) Includă o examinare atentă a ceea ce poate vătăma oamenii, în timpul procesului de instalare
 - d) Formalizeze și să facă propuneri referitor la instalația fotovoltaică în funcție de necesarul de energie al clientului
 - e) Evalueze dimensiunea posibilelor riscuri implicate în timpul întreținerii, luând în considerare precauțiile existente.

9. Structurile utilizate într-o instalație fotovoltaică trebuie să fie:
 - a) Particularizate pentru fiecare instalație în parte.
 - b) Nu există reglementări cu privire la structuri.
 - c) Să fie rezistente la coroziune și să nu necesite întreținere.
10. Protecțiile ce trebuie folosite pentru o instalație fotovoltaică racordată la rețea:
 - a) Sunt la alegerea proiectantului.
 - b) Trebuie să respecte cerințe legale pertinente.
 - c) Nu există cerințe legale pertinente.
11. Pentru instalații conectate la rețele mono sau trifazate 230/400V, racordarea instalației se face:
 - a) În aval de contorul electric.
 - b) În amonte de contorul electric.
 - c) Unde dorește clientul.
12. Nu este important ca toate modulele să aibă aceeași caracteristică tensiune-curent în cazul conexiunii serie.
 - a) Adevărat
 - b) Fals
13. Într-o instalație autonomă, consumul este:
 - a) Exclusiv în c.c.
 - b) Exclusiv în c.a.
 - c) În c.a., c.c. sau ambele simultan.
14. Pentru a ne asigura că secțiunea conductorului de c.c. nu este prea mare, trebuie:
 - a) Să scădem tensiunea de funcționare.
 - b) Să creștem tensiunea de funcționare.
 - c) Să ne asigurăm că distanța între generator și punctul de consum este cât mai lungă posibil.
15. Cantitatea de cădere de tensiune admisă pe liniile de alimentare:
 - a) Va fi definită de reglementările aplicabile pentru acest tip de instalație.
 - b) Depinde exclusiv de criteriile adoptate de proiectant.
 - c) Va fi determinată prin înțelegerea mutuală între client și proiectant.
16. Regulatoarele sunt instalate într-un tablou care va fi:
 - a) cât mai departe posibil de baterii, neafectat de vaporii bateriei
 - b) cât mai aproape posibil de baterii, pentru a se evita căderile bruște de tensiune
 - c) cât mai aproape de baterii, pentru a evita căderile bruște de tensiune, dar în așa fel încât să nu fie afectate de vaporii bateriei.
17. Instalatorul trebuie să furnizeze utilizatorului manualul de operare a instalației.
 - a) Adevărat
 - b) Fals
18. Înainte de predarea provizorie a proprietății instalației:
 - a) Este necesar ca instalația să funcționeze minim 240 de ore.
 - b) Nu este necesar să se lase instalația în funcțiune.
 - c) Aprobarea finală este dată de client.
19. Este necesar să se realizeze verificări periodice asupra parametrilor de funcționare a instalației.
 - a) Adevărat
 - b) Fals
20. Care din următoarele componente sunt necesare pentru o instalație PV conectată la rețea?
 - a) Panouri fotovoltaice
 - b) Regulator curent/tensiune
 - c) Baterii
 - d) Invertor autonom
 - e) Invertor racordat la rețea
 - f) Vas de expansiune a apei
 - g) Contor de energie electrică

21. Aranjați următoarele faze ale instalării unui sistem PV racordat la rețea în ordinea corectă.

- a) Instalarea Stației de Generare PV
- b) Cablarea componentelor
- c) Instalarea Panourilor de Siguranță și Măsurare
- d) Instalarea cadrelor
- e) Testul final de funcționare
- f) Conectarea la rețea
- g) Montarea contorilor de energie

STUDII DE CAZ – CELE MAI BUNE PRACTICI 5



5. STUDII DE CAZ – CELE MAI BUNE PRACTICI

Secțiunea Studii de Caz a acestui Manual prezintă diverse sisteme PV de scară redusă care folosesc diverse tehnologii, pe diferite tipuri de clădiri din Europa.

Criteriul de selecție se axează pe aspecte tehnice și estetice precum și pe inovațiile sistemelor, pentru a expune tehnologii avansate ale sistemelor și abordări.

Cele mai bune practici prezentate în această secțiune invocă tipuri de sisteme PV la care instalatorii probabil vor lucra. Informația inclusă va ajuta la evitarea greșelilor frecvente și dezvoltarea bunelor practici în implementarea soluțiilor fotovoltaice.

5.1. Instalația PV din Școala Multilaterală din Aurinkolahti

Oraș (Țara): Helsinki (Finlanda)

Tipul aplicației: montată pe acoperiș

Anul: 2009

Rezumat

Orașul Helsinki este implicat în multe angajamente privind eficiența energiei precum și reducerea de emisii CO₂. Prin aceste angajamente, Orașul Helsinki s-a angajat de asemenea să consume un volum mai mare de energie regenerabilă. Stația solară Aurinkolahti este un proiect pilot pentru testarea surselor de energie regenerabilă. Ținta de economii anuale la școala multilaterală din Aurinkolahti este de 6,5% în fiecare an, comparat cu consumul de energie electrică din rețeaua națională.

Descrierea soluției

Descrierea datelor de plecare

- **Descriere locației/tipul clădirii:** Școală
- **Parteneri și acționari implicați:** Orașul Helsinki, Departamentul Lucrărilor Publice, PWD Management de Construcții
- **Durata proiectului pilot:** ~ șase luni
- **Durata lucrărilor de instalare:** ~ două săptămâni



FIGURA 126. ȘCOALA AURINKOLAHTI. (Sursa: Orașul Helsinki)

Descriere tehnică

- **Putere totală instalată:** 20,4 kWp
- **Suprafață necesară pe kW:** 7,35 m²/kW
- **Tehnologie PV folosită:** Tehnologie Siliciu cristalin
- **Tipul invertorului:** SMC6000TL (6300 W, 600 V, 26 A)
- **Întreținere, garanții și durata de viață a soluției:** sistemul aproape că nu necesită întreținere, durata garanției 25 ani, durata de viață așteptată 30 de ani

Aspecte economice

- **Costul total al soluției și costul PV:** €140.783; 6,90 €/W
- **Fondurile pentru implementare și sursele:** 35% din costurile totale acordate de Ministerul Forței de Muncă și Economiei.
- **Tarif de injectare, subsidii, subvenții locale/regionale sau naționale:** Nu există un tarif pentru producția de energie descentralizată în Finlanda.
- **Rata internă de recuperare (IRR) a soluției:** Durata de recuperare (fără dobânzi) 25 până la 50 ani în funcție de prețurile pieței de energie.

Rezultate/realizări

- **Producția de energie:** 14.691 kWh/primul an de funcționare (defectarea fazei L3 a invertorului din Iunie 2010 până în August 2010 a determinat o pierdere de producție de energie de 5000 kWh)
- **Reducerea emisiilor de CO₂:** 3482 kg CO₂ (factorul de emisie folosit: 237 g CO₂/kWh)
- **Alte beneficii:** scop educațional pentru predarea științelor naturii

Replicarea

Sfaturi despre cum să se replice soluții și pașii de urmat/obstacolele de evitat.

Soluția poate fi replicată și în alte locații. Toate stațiile de panouri solare trebuie corect dimensionate individual înainte de instalare, pentru o dimensionare precisă a construcției și instalației electrice.

Detalii de contact

- **Contact:**

sirpa.eskelinen@hel.fi

5.2. Centrală PV pe Școala Kungsmad

Oraș (Țară): Växjö, Suedia

Latitudine/Longitudine: 56° 53' N / 14° 49' E

Tipul aplicației: montată pe acoperiș

Anul: 2008

Rezumat

Orașul Växjö are un plan pentru climat și energie foarte ambițios, să devină independent de combustibilii fosili până în 2030. Până acum focalizarea a fost pe biomasă, dar în anii recentți, energia solară a atras un mare interes. Centrala PV de pe școala Kungsmad a fost a doua centrală PV construită în Växjö și este încă cea mai mare din zonă. De fapt, este una dintre cele mai mari de acest tip din Suedia. Constă în 780 de panouri pe o suprafață de 1.021 m². Centrala generează circa 130.000 kWh de electricitate în fiecare an, ceea ce este estimat a fi 1/6 din consumul anual al școlii. Producția de energie curentă și reducerea de CO₂ sunt afișate publicului pe un panou electronic.

FIGURA 127. AFIȘAJUL SISTEMULUI PV (Sursa: Kari Ahlqvist)



FIGURA 128. SISTEMUL PV PE ȘCOALĂ. (Sursa: Kari Ahlqvist)

Descrierea soluției

Descrierea datelor de intrare

- **Descrierea locației/tipului clădirii:** Centrala PV este montată pe acoperișul unui liceu.
- **Partenerii și investitorii implicați:** Compania municipală imobiliară Vöfab, și compania de instalații Glacell AB
- **Durata lucrărilor de instalare:** circa 1 lună

Descriere tehnică

- **Puterea totală instalată:** 137 kWp
- **Suprafața necesară pe kW:** 7,45 m²/kW
- **Tehnologia PV utilizată:** Siliciu policristalin
- **Tipul invertorului:** IG 500HV
- **Întreținere, garanții și durata de viață a soluției:** Garanția este de 25 ani. Nu este calculată durata de viață așteptată. Până acum nu a fost realizată nici o operație de întreținere. S-ar putea ca sistemul să necesite curățarea mai târziu.

Aspecte economice

- **Costul total al soluției și costul PV:** €500.000 (3,65 €/Wp)
- **Fondurile pentru implementare și sursele:** Subvenție de stat 70%, Vöfab 30%
- **Tarif de injectare, subsidii, subvenții locale/regionale sau naționale:** Subvenție de stat de 70 %.
- **Rata internă de recuperare pentru soluție:** Nu a fost stabilită o rată internă de recuperare.

Rezultate/realizări

- **Producția de energie:** Aproximativ 130.000kWh pe an
- **Reducerea emisiilor de CO₂:** 78.000 kg CO₂

Replicarea

Sfaturi despre cum să se replice soluții și pașii de urmat/obstacolele de evitat.

Aceasta este printre primele centrale PV din Växjö și încearcă să paveze drumul pentru interesul și utilizarea mai frecventă a sistemelor PV în oraș. Este o soluție relativ simplă. Această instalație arată că este posibil să se producă energie electrică din surse solare chiar și în Suedia.



FIGURA 129.

SISTEM PV PE ACOPERIȘ. (Sursa: Kari Ahlqvist)

Detalii de contact

- **Informații Online:**

www.vofab.se

- **Contact:**

Henrik.johansson@vaxjo.se

5.3. Centrala solară BERDEN

Oraș (Țară): Bogojina, Slovenia

Latitudine/Longitudine: 46°/16°

Tipul aplicației: BIPV

Anul: 2011

Rezumat

Modulele PV solare sunt integrate în acoperișul unei noi clădiri. Această soluție a fost realizată cu scopul de a reduce costurile adiționale de amplasare peste acoperiș. Acoperișul este acoperit cu 216 module PV Upsolar UP-M230P. S-au folosit cinci invertore de 10kW Riello, pentru o instalație de 49,68 kW. Centrala va aduce anual o reducere de 30 t CO₂.

Descrierea soluției

Descrierea datelor de intrare

- **Descrierea locației/tipului clădirii:** Clădirea este localizată în NE Sloveniei și este folosită în scopuri de afaceri.
- **Partenerii și investitorii implicați:** Investitorul este un fermier.
- **Durata lucrărilor de instalare:** Lucrările au durat în jur de o lună.

Descriere tehnică

- **Puterea totală instalată:** 49,68 kWp
- **Suprafața necesară pe kW:** 7,1 m²/kW
- **Tehnologia PV utilizată:** Siliciu cristalin
- **Tipul invertorului:** Riello HP1000065, 10 kW
- **Întreținere, garanții și durata de viață a soluției:** Durata de viață a proiectului este de 30 ani, garanția modulelor PV (10 ani), invertore (5 ani), și garanția generală (2 ani).



FIGURA 130. CENTRALA SOLARĂ BERDEN. (Sursa: www.plan-net.si)

Aspecte economice

- **Costul total al soluției și costul PV:**
3,14 €/Wp; costul PV: 1,97 €/Wp
- **Fondurile pentru implementare și sursele:**
participare cu capital
- **Tarif de injectare, subsidii, subvenții locale/regionale sau naționale:**
0,444€/kWh
- **Rata internă de recuperare:** 10%.

Rezultate/realizări

- **Producția de energie:** 49 MWh pe an
- **Reducerea emisiilor de CO₂:** 30 000 kg CO₂, (bazat pe o medie globală de 0,6 kg CO₂ pe kWh.)

Replicarea

- **Sfaturi despre cum să se replice soluții și pașii de urmat/obstacolele de evitat.**

Soluția poate fi replicată la orice clădire cu orientarea similară. Un proiect bine pregătit este baza unei bune execuții.

Detalii de contact

- **Informații Online:**

www.plan-net-solar.si

- **Contact:**

Femc Marko (info@plan-net.si)

5.4. Sistem PV pe școala din Šmartno ob Dreti

Oraș (Țară): Šmartno ob Dreti, Slovenia

Latitudine/Longitudine: 46.28406/ 14.88854

Tipul aplicației: BAPV

Anul: 2010

Rezumat

Centrala PV MFE OŠ Šmartno ob Dreti este o aplicație instalată pe acoperișul unei școli primare. Investitorul, BISOL, a utilizat 99 de module fotovoltaice BISOL 245W. Puterea instalată este de 24,25 kW. Producția până la această dată (27 Octombrie, 2011) este de 24MWh, care depășește energia previzionată cu 8,5%.

Descrierea soluției

Descrierea datelor de intrare

- Descrierea locației/tipului clădirii:

Școala primară din Šmartno ob Dreti este o instituție veche cu acoperiș de cărămidă. Acoperișul este în bune condiții; de aceea nu a fost necesară înlocuirea acestuia. 99 de module fotovoltaice BISOL din siliciu poli-cristalin, fiecare a 245W, au fost instalate pe 160m². Cum modulele BISOL au o toleranță strict pozitivă a puterii, capacitatea totală instalată și măsurată a sistemului PV este 24,25kW.



FIGURA 131. SISTEM PE ACOPERIȘ (Sursa: BISOL Group d.o.o)

Orientarea modulelor este 13° sud-vest. În imediata vecinătate a sistemului există un bloc de locuințe, care nu umbrește sistemul PV.

- Partenerii și investitorii implicați

Investitor: BISOL Group d.o.o.

- Durata lucrărilor:

Dreptul de Servitute a fost semnat la 1 Septembrie, 2010; centrala solară a fost conectată la rețea în 14 Decembrie, 2010. Lucrările pe acoperiș au început pe 10 Noiembrie 2010, și întregul sistem PV (inclusiv pozarea conductelor de cablu) a fost gata 8 zile mai târziu. Alte 3 săptămâni au trecut înainte ca documentația oficială de la compania de utilități să fie emisă.

Descriere tehnică

- **Puterea totală instalată (kW):** 24,25 kW

- **Suprafața necesară pe kW:** Circa 7 m²

- **Tehnologia PV utilizată:** siliciu cristalin

- **Tipul invertorului:** un SMA 1500 TL și două SMA SB 400 TL

- **Întreținere, garanții și durata de viață a soluției:** Contract de întreținere și monitorizare cu BISOL Group d.o.o.; Garanții: 10-ani pentru produs; 12-ani garanție pentru o putere a modulelor de 90%, 25-ani garanție pentru o putere a modulelor de 80%, 1-an garanție de funcționare fără probleme a sistemului PV (până în 14 Decembrie, 2011). Durata de viață așteptată: mai mult de 40 de ani

Aspecte economice

- **Costul total al soluției:** 70.325 EUR

- **Fonduri de implementare și sursele:** 80% credit bancar, 20% propriile resurse

- **Tarif de injectare, subsidii, subvenții locale/regionale sau naționale:** BISOL a închiriat acoperișul școlii pe o perioadă de 25 de ani. Toată energia produsă este vândută Centrului de Ajutorare a Surselor Energie Regenerabilă la un preț de vânzare garantat. Tariful de injecție pentru anul 2010 (pentru centrale micro solare pe clădiri) era 386,38 €/MWh. Acesta este un preț garantat pentru 15 ani.
- **Rata internă de recuperare pentru soluție:**
 - după 7 ani 5,4%
 - după 10 ani 10,7%
 - după 15 ani 13,7%
 - după 20 ani 15,3%

Rezultate/realizări

- **Producția de energie:** producția de energie până la această dată (27 Octombrie, 2011) este de 24 MWh, energia anuală previzionată era 22,1 MWh, surplus 8,5%
- **Reduceri de emisii CO₂:** 14.400 kg
- **Crearea de locuri de muncă:** Mulți oameni au lucrat la proiect: vânzători, manageri de proiect și divizia logistică și depozit, 5 instalatori și mulți alții.
- **Alte beneficii:** În scop educațional BISOL a amplasat un panou LCD în școală, care permite copiilor să monitorizeze funcționarea centralei solare. Acest lucru contribuie la procesul de învățare și crește conștientizarea problemelor de mediu printre copii.

Replicarea

Sfaturi despre cum să se replice soluții și pașii de urmat/obstacolele de evitat.

Ca pentru orice proiect PV pe acoperiș este necesară evaluarea locației, acoperișul trebuie să fie într-o stare bună, atenție specială trebuie acordată orientării, umbririi etc.

Detalii de contact

- **Informații online:** www.bisol.com
- **Contact:** info@bisol.si

5.5. Atena Metro Mall

Oraș (Țară): Atena, Grecia

Lat./Long.: 37.941363 / 23.739974

Tipul aplicației: BIPV

Anul: 2010

Rezumat

Proiectat cu scopul de a economisi resurse și de a proteja mediul înconjurător, Metro Mall din Atena combină caracteristici variate care îl fac o clădire bioclimatică cu un consum de energie foarte scăzut. Panourile solare acoperă 400m² pe partea sudică a clădirii, realizând o economie de 5%.

Descrierea soluției

Descrierea datelor de intrare

- **Descrierea locației/tipul clădirii:** BIPV constă în două fațade și partea de sud a Trade center-ului "Atena Metro Mall".
- **Partenerii și investitorii implicați:** Întregul proiect a fost finanțat de proprietar: TALIMA VENTURE INC.
- **Durata lucrărilor:** 20 de zile.

Descriere tehnică

- **Puterea totală instalată:** 51 kWp
- **Suprafață necesară pe Kw:** 7,72 m²
- **Tehnologia PV utilizată:** Siliciu cristalin
- **Tipuri de module:** SCH660P de la SOLAR CELLS HELLAS SA
- **Tipul invertorului:** Sunergy ELV 230/5000W



FIGURA 132. ATENA METRO MALL.

- **Întreținere:** Serviciile de întreținere sunt furnizate sub contract de ACE POWER ELECTRONICS
- **Garanții:** 5 ani pentru Invertor și panouri PV
- **Durata de viață a soluției:** aproximativ 25 ani.

Aspecte economice

- **Costul total al soluției și costul PV:** €142.000, 2,78 €/Wp

- **Tarif de injectare, subsidii, subvenții locale/regionale sau naționale:**

Sistemul livrează energia în sistemul național. Energia este plătită conform tarifului de injectare – 0,394€/KWh de corporația energetică publică (PPC). În teorie sistemul va produce aproximativ 39,9MWh/an ceea ce înseamnă o recuperare a investiției în 9 ani.

Rezultate/realizări

- **Producția de energie:** 39.900 kWh /an
- **emisii de CO₂ eliminate:** 23.940 kg

Replicarea

Sfaturi despre cum să se replice soluții și pașii de urmat/obstacolele de evitat.

Sistemul poate fi ușor replicat în alte clădiri.

Detalii de contact

- **Informații Online:**

www.schellas.gr , www.acepower.gr

- **Contact:**

- Ms. Eirini Komessariou
(ekomessariou@schellas.gr)

- Mr. Ioannis Aggelos
(service@acepower.gr)



5.6. Sistem montat pe acoperiș și perete în Finlanda

Oraș (Țară): Helsinki (Finlanda)

Tipul aplicației: montată pe acoperiș și perete

Anul: 2009

Rezumat

Orașul Helsinki s-a angajat în multe angajamente de eficiență energetică precum și în reducerea emisiilor CO₂. Prin aceste angajamente, Orașul Helsinki este de asemenea implicat în creșterea volumului de energie regenerabilă. Centrala de energie solară Latokartano este unul din proiectele pilot pentru testarea energiilor regenerabile. Ținta anuală de economisire la școala Latokartano este de circa 4%.

Descrierea soluției

Descrierea datelor de intrare

- **Descrierea locației/tipului clădirii:** Clădire de școală
- **Partenerii și investitorii implicați:** Orașul Helsinki, Departamentul de Lucrări Publice, PWD Managementul Construcțiilor
- **Durata proiectului pilot:** clădirea este nouă, aproape doi ani



FIGURA 133. ȘCOALA ATOKARTANO (Sursa: Orașul Helsinki)

Descriere tehnică

- **Puterea totală instalată:** 10,6 kWp
- **Suprafața necesară pe kW:** 7,35 m²/kW

- **Tehnologia PV utilizată:** Siliciu cristalin
- **Tipul invertorului (putere și specificații):** SMC4600TL (5250 W, 600 V, 26 A)
- **Întreținere, garanții și durata de viață a soluției:** Sistemul aproape că nu necesită întreținere; durata garanției 25 de ani, durata de viață așteptată circa 30 ani.

Aspecte economice

- **Costul total al soluției și costul PV:** €87.275; 8,23 €/W
- **Sursele și fondurile de finanțare:** 35% din costurile totale acordate de Ministerul Forței de Muncă și Economiei.
- **Tarif de injectare, subsidii, subvenții locale/regionale sau naționale:** Nu există tarif de injectare pentru producția descentralizată de energie electrică în Finlanda
- **Rata internă de recuperare:** Perioada de recuperare (fără dobândă) este între 25 și 50 de ani în funcție de prețul electricității pe piață.

Rezultate/realizări

- **Producția de energie:** Aproximativ 9.500 kWh/primul an de funcționare
- **Reduceri de CO₂:** 2252 kg CO₂ (factorul de emisie folosit: 237 g CO₂/kWh)
- **Alte beneficii:** Scop educațional pentru predarea științelor naturii

Replicarea

Sfaturi despre cum să se replice soluții și pașii de urmat/obstacolele de evitat.

Soluția poate fi replicată și în alte locații. Toate stațiile de panouri solare trebuie corect dimensionate individual înainte de instalare, pentru o dimensionare precisă a construcției și instalației electrice.

Detalii de contact

- **Contact:**
sirpa.eskelinen@hel.fi

5.7. Blackpool Centrul de Excelență pentru Mediul Înconjurător

Oraș (Țară): Blackpool (Marea Britanie)

Latitudine/Longitudine:

53°47'0"N 3°3'27.56"W

Tipul aplicației:

Acoperiș înclinat – acoperiș transparent

Anul: 2004

Rezumat

Un solarium abandonat situat la malul mării în Blackpool a fost renovat și reechipat pentru a funcționa ca un Centru Regional de Excelență pentru Sustenabilitatea Mediului Înconjurător în Nord Vestul Angliei. Energia sustenabilă este un element cheie pentru clădirea renovată prin energia fotovoltaică generată de instalația din locație, două turbine eoliene și o centrală combinată de încălzire și energie electrică (CHP). Acest proiect inovator oferă o focalizare și o platformă pentru construirea și promovarea de surse sustenabile în turism, spații de producție, comerciale, educaționale și în sectoarele comunității, atât locale cât și regionale. Ansamblul PV furnizează până la 44% din necesarul anual de electricitate al clădirii.

Descrierea soluției

Descrierea datelor de intrare

- **Descrierea locației/tipului clădirii:**
Clădiri nerezidențiale - 2 etaje



FIGURA 134.

CENTRUL DE EXCELENȚĂ PENTRU MEDIUL ÎNCONJURĂTOR BLACKPOOL. (Sursa: Consiliul Orașului Blackpool)

- **Partenerii și investitorii implicați:**

Centrul de excelență în probleme de Mediu, cunoscut și ca Solaris, reprezintă un parteneriat multi-agenții sub-regional. Proiectul a fost pus în funcțiune de Consiliul Blackpool și intenționează să contribuie la importanta provocare de regenerare din Blackpool. Alți parteneri în proiect includ Universitatea Lancaster, Blackpool și Colegiul Fylde College precum și Echipa de Acțiuni de Mediu Blackpool

- **Durata proiectului pilot :** Din 2003 până în August 2004

Descriere tehnică

- **Puterea totală instalată:** 18.067 kWp
- **Suprafața necesară pe kW:** 9,08 m²/kW
- **Tehnologia PV utilizată:** Siliciu Multi-Cristalin
- **Tipul invertorului (putere):** SMA (4 tipuri - SMR1700, SMR3000, SMR2500, SMR850)
- **Puterea combinată a invertoarelor:** 14,85kW

Aspecte economice

- **Cost total al soluției costul PV:** 306 054 €, 16,93 €/W
- **Surse și fonduri de implementare:** Subvenția de la Primărie 65% din costul instalației PV (€151.000) restul venind de la bugetul proiectului global.

Rezultate/realizări

- **Producția de energie:** 12.776MWh
- **Alte beneficii:**

Clădirea a fost proiectată să respecte cele mai bune practici și a obținut o notă excelentă de la evaluatorul de mediu BREEAM. Utilizarea energiei din clădire este monitorizată și optimizată în timp real.

Solaris a fost creat ca bază pentru educație și promovarea proiectării și încorporării de energii regenerabile în această zonă. Clădirea este de tip pasiv, folosind fluxurile de energie naturală pentru menținerea confortului termic și eliminarea necesității încălzirii și răcirii mecanice.

Materialele de construcție din clădire conțin materiale reciclate și sustenabile: blocurile de beton conțin pulbere de cenușă, un produs rezultat din industrie; și zăbrele reciclate folosite ca izolator în cavitatea pereților exteriori.

Detalii de contact

- Informații Online:
www.solariscentre.org
- **Contact:**
andy.duckett@blackpool.gov.uk
duncan.broadbent@blackpool.gov.uk



FIGURA 135. CENTRUL DE EXCELENȚĂ PENTRU MEDIUL ÎNCONJURĂTOR BLACKPOOL. (Sursa: Halcrow Group Ltd)

Replicarea

Sfaturi despre cum să se replice soluții și pașii de urmat/obstacolele de evitat.

În timpul instalării sistemului PV, relativ puține probleme au fost întâmpinate. Unele module PV au fost deteriorate în timpul transportului dar au fost comandate module care să le înlocuiască. S-a menținut un contact strâns între partenerii instalatori pentru a se ajunge la o înțelegere asupra designului, înainte de a se comanda modulele PV acoperite cu strat dublu.

Legăturile strânse au permis ca schimbările de proiect, inclusiv probleme cu umbrirea, să fie rezolvate prin alegerea și poziționarea unităților PV, și a permis un efort coordonat în renovarea solariumului și instalarea noii tehnologii. Înaintea instalării au fost griji cu privire la nisipul adus de vânt și acumularea de sare datorată apropierii de țărm, totuși aceste probleme nu au devenit evidente.

EXEMPLU DE INSTALARE A UNEI CENTRALE PV DE SCARĂ REDUSĂ PE O CLĂDIRE 6



6. EXEMPLU DE INSTALARE A UNUI SISTEM DE MICI DIMENSIUNI PE O CLĂDIRE

6.1. Descrierea clădirii

Clădirea aleasă, situată în mediul urban, în orașul Zagreb, are destinația de clădire publică (teatru). Clădirea este conectată la rețeaua locală de distribuție printr-o conexiune de alimentare a consumatorului de 96 kW.

FIGURA 136.

FOTOGRAFIE ORTOGONALĂ A CLĂDIRII ȘI



ÎMPREJURIMILOR

Această clădire cu trei etaje are de asemenea trei terase (acoperiș drept) de-asupra clădirii. Terasa din sud (hașurată și prezentată în FIGURA 137) a fost aleasă pentru instalarea modulelor PV. Un sistem de aer condiționat extern este amplasat pe terasă și va fi mutat pe terasa de nord. Acoperișul este o construcție de beton cu parametrii statici satisfăcători, care poate prelua sarcina modulelor PV și a structurii de susținere.

FIGURA 137.

TERASA DE SUD (vedere din NV)



6.2. Utilitarul Software – PV*Sol

PV*Sol este un software pentru calculator folosit pentru simulări și calcule de sisteme PV, atât conectate la rețea cât și autonome.

PV*Sol are o bară de unelte chiar sub bara de meniu, similară cu majoritatea aplicațiilor Windows. O scurtă descriere a acestor pictograme:



Proiect Nou – crează un proiect nou

Deschide Proiect – deschide un proiect existent

Salvare Proiect – salvează proiectul



Date tehnice – selecția parametrilor tehnici și a echipamentului

Date despre climă – selecție de date climatice

Tarif injectare – selectarea tarifului corespunzător sistemului

Umbrire – permite evaluarea umbrelor din locație

Pierderi – definește pierderile din sistem

EXEMPLU DE INSTALARE A UNEI CENTRALE PV DE SCARĂ REDUSĂ PE O CLĂDIRE



Verificarea sistemului – determină dacă sistemul este dimensionat corect

Simulare – rulează simularea

Calculul eficienței economice – calculează perioada de recuperare financiară a proiectului

Balanța anuală de energie – prezintă producția de energie calculată tehnic



Datele de Energie – prezintă producția calculată de energie și alți parametri ai sistemului

Rezumat al raportului proiectului – crează un scurt raport al proiectului

Compararea variantelor – compară proiectul selectat cu alt proiect



Selectarea limbii – pentru alegerea limbii

MeteoSyn – folosit pentru încărcarea sau introducerea de date climatice

6.3. Calculele înainte de vizitarea amplasamentului

Înainte de vizitarea amplasamentului, câteva calcule preliminare trebuie realizate, pentru a asigura corectitudinea datelor prezentate clientului. Întâi, condițiile de climă de care depinde productivitatea sistemului PV – radiația solară și temperatura aerului. Pe de altă parte, parametrii economici ai proiectului trebuie explicați clientului – prețul estimat al sistemului precum și câștigurile anuale și durata recuperării. Toate datele din această etapă sunt practic estimări grosiere a datelor reale.

6.3.1. Determinarea condițiilor climatice

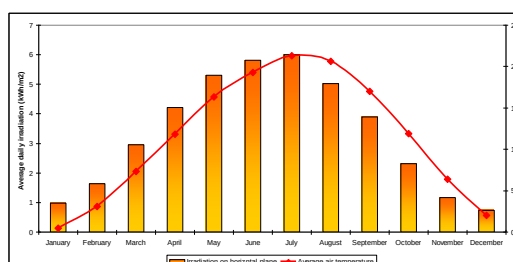
Productivitatea unui sistem PV depinde practic de doi factori climatici: iradianța și temperatura aerului. Aceste date pot fi obținute din publicații locale despre potențialul energiei solare, sau de la servicii online, precum PVGIS.

În cazul ales, datele pentru iradianța pe suprafețe orizontale și media lunară a temperaturii aerului sunt disponibile în Atlasul Solar al Croației, care are date adunate pentru ultimii 30 de ani. Sub "Climate data" (date climatice), pot fi selectate datele pentru o locație specifică, dacă sunt disponibile. Aceste date pot fi de asemenea introduse apăsând butonul MeteoSyn.

Orașul Zagreb este situat în interiorul Croației, o zonă care are o iradianță mai scăzută decât zona de coastă, cu toate că utilizare sistemelor PV este fezabilă economic. Iradianța solară anuală pe planul orizontal generează 1,20 MWh/m². Dacă este înclinată la unghiul optim, ceea ce este posibil în acest caz, iradianța solară anuală va atinge 1,37 MWh/m². Pe parcursul lunilor anului, iradianța medie zilnică pe un plan înclinat va varia de la un minim de 0,96 kWh/m² în Decembrie, la un maxim de 6,12 kWh/m² în Iulie.

Temperatura medie a aerului variază de la un minim de 0,8°C în Ianuarie la un maxim de 20,1°C în Iulie.

FIGURA 138. IRADIANȚA SOLARĂ ȘI TEMPERATURA AERULUI PENTRU LOCAȚIA ALEASĂ



6.3.2. Determinarea provizorie a productivității PV

Condițiile climatice determină potențialul natural pentru orice locație dată; totuși, clientul are nevoie de mai multe date. În locul informațiilor zilnice de iradianță, energia pe care sistemul o va produce va fi de mai mare interes pentru client. Experiența de la alte centrale PV din zonele apropiate arată că productivitatea PV estimată va fi între 1000 kWh/kW_p și 1100 kWh/kW_p, în funcție de an și de echipamentul folosit. Totuși, în această etapă, putem să prezentăm clientului doar date estimative. Datele reale vor fi calculate la alegerea echipamentului. Pentru a face aceasta, este utilizat un software online (PVGIS, vezi pag. 40), care estimează productivitatea anuală a PV în acest caz la 1040 kWh/kW_p.

6.3.3. Calculele financiare provizorii

Costul unui sistem PV specific depinde de câțiva factori. În acest pas, trebuie doar să știm costul specific al sistemului PV. Acesta este de obicei estimat pe baza câtorva oferte de echipament PV de la distribuitori. Costul tipic pentru sisteme PV mai mici este în gama 3000 €/kW până la 3500 €/kW. În acest caz, se folosește valoarea mai mare pentru a se asigura o estimare satisfăcătoare, care să lase loc la ajustări.

6.3.4. Calcule provizorii pentru venitul anual și perioada de recuperare

Calcule provizorii privind venitul anual se pot baza pe un sistem de 1 kW, pentru a asigura modularitatea calculelor. În acest caz putem presupune următoarele:

Producția anuală: $E = 1040 \text{ kWh/kW}_p$

Preț tipic pentru sistem: $p = 3500 \text{ €/kW}$

Tarif de injecție: $t = 0,51 \text{ €/kWh}$ (3,4 HRK/kWh)

Cu aceste date, un sistem PV instalat de 1 kW va produce 1040 kWh în fiecare an, cu un venit anual de €468. Un simplu calcul folosind aceste date arată o perioadă de recuperare de 7,5 ani. Totuși, trebuie subliniat faptul că nu sunt luate în considerare costuri suplimentare precum documentația, întreținerea și inflația, ceea ce înseamnă că după ajustări clientului îi va fi prezentată o perioadă mai lungă de recuperare.

6.4. Vizita în locație

O vizită în locație este făcută pentru a aduna mai multe detalii despre potențialul site, precum umbrirea din vecinătate, structura acoperișului, posibile trasee de cabluri, etc. Toți parametrii sunt verificați provizoriu la fața locului.

Înainte de vizitarea locației, o listă cu obiecte de verificat trebuie pregătită. Următorii parametrii sunt verificați la fața locului:

1. Structura acoperișului
2. Dimensiunile acoperișului
3. Analiza umbririi
4. Punctul de conexiune la rețea
5. Amplasarea invertorului
6. Trasee posibile de cablu
7. Împământarea și protecția la trăsnet
8. Căi posibile de transport pentru echipament

Informațiile relevante sunt notate pe lista de verificări, adăugându-se fotografii și copii ale documentației relevante.

6.5. Dimensionarea sistemului PV

Dimensionare și selectarea echipamentului utilizat pentru centrala PV depinde în principal de factori financiari și tehnici, dar de asemenea de disponibilitatea unui anumit tip de echipament. La selectarea modulelor PV și a invertoarelor, trebuie verificată

EXEMPLU DE INSTALARE A UNEI CENTRALE PV DE SCARĂ REDUSĂ PE O CLĂDIRE

compatibilitatea cu standardele IEC și național. Luând în calcul profitabilitatea sistemului PV, producție de energie versus cost, se vor verifica o serie de oferte. Acesta este de obicei un proces iterativ.

În acest caz, echipamentul este ales pe baza ofertelor primite de la mai mulți distribuitori.

6.5.1. Alegerea modulelor PV

Câteva sisteme diferite au fost simulate, pentru a asigura alegerea centralei PV cu cea mai bună producție de energie la un preț rezonabil.

În acest exemplu, au fost alese module de 230W monocristaline de la producători locali. Aceste module sunt certificate de EN IEC 61215 și EN IEC 61730. Garanția producătorului pe module a fost 10 ani, cu o garanție limitată a puterii de ieșire de 90% pe o perioadă de 12-ani, și 80% putere de ieșire până la 25 ani. În general, aceasta este garanția dată de majoritatea modulelor mono și policristaline disponibile pe piață. Dimensiunile modulelor sunt 1,663 x 0,998 [m x m].

Ca o alternativă, o altă ofertă a fost luată în considerare, cu module mai scumpe dar mai avansate din punct de vedere tehnic. Modulele alternative au un coeficient de temperatură puțin mai mic, ceea ce le-ar permite să producă mai multă energie în aceeași locație decât cele evaluate inițial. Aceste module sunt de asemenea certificate de EN IEC 61215 și IEC 61730, cu o garanție a producătorului de 10 ani și o garanție similară pentru puterea de ieșire.

Decizia finală asupra modulului care va fi instalat a fost făcută după o prezentare către client a rezultatelor simulărilor cu producția de energie și detaliile financiare.

6.5.2. Orientarea și înclinarea modulelor PV

Acoperișurile drepte au un mare avantaj la instalarea modulelor PV asupra celor înclinate, datorită posibilității orientării panourilor spre sud. (în emisfera nordică).

Unghiul optim de înclinare a modulelor PV depinde de locația geografică și condițiile climatice. Acest unghi este foarte similar pentru o zonă largă cu același climat și aceeași latitudine.

Pentru zona aleasă, unghiul optim de înclinare este prezentat în "Manualul radiației solare", și este de 28° la această locație.

Dacă unghiul optim nu este cunoscut, este posibil să se calculeze cu PV*Sol. Odată de datele climatice și geografice sunt introduse în programul PV*Sol, unghiul optim poate fi calculat apăsând butonu "Înclinare și Iradianță Maximă".

În cazul unui acoperiș drept, unghiul optim este recomandat pentru calcule. Unghiul acoperișului precum și orientarea trebuie estimate sau măsurate și introduse în câmpurile corespunzătoare (Orientare și Înclinare) sub Date Tehnice→Ansamblu PV.

6.5.3. Determinarea dimensiunii corespunzătoare pentru sistemul PV

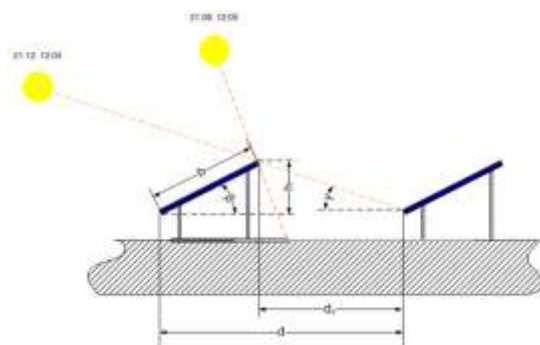
Dimensiunile fizice ale acoperișului, fie drept, fie înclinat, vor determina dimensiunea maximă posibilă (puterea instalată) a sistemului PV de pe clădire. Doar dimensiunile părții de sud (sau sud-est/sud-vest) trebuie evaluate pentru un acoperiș înclinat, pentru a calcula eficiența producției de energie electrică. Acoperișurile drepte pot fi de asemenea folosite pentru instalarea de module PV, dar o distanță minimă între module trebuie lăsată pentru a evita umbrirea. Chiar dacă acoperișul este drept

sau înclinat, o atenție specială trebuie acordată pentru evitarea umbririi de la obiectele existente pe acoperiș (coșuri, antene, pereți, etc) precum și de la alte obiecte apropiate.

În cazul de față dimensiunile acoperișului drept sunt de 20 m lungime (direcția Sud-Nord) și 126 m în lățime (direcția Est-Vest).

Pe acoperișuri drepte, modulele PV sunt montate pe structuri fixe aranjate pentru unghiul optim. Modulele trebuie amplasate în rânduri cu o distanță între ele, pentru a se evita umbrirea în cazul cel mai defavorabil (solstițiul de iarnă – 21 Decembrie la ora 12:00). Distanța poate fi estimată grosier la cel puțin 1,5 din lățimea modulelor. Distanța poate fi calculată mai precis folosind ecuațiile din capitolul 2, sau poate fi simulată în PV*Sol care sugerează distanțele corespunzătoare între module pentru cazurile selectate.

FIGURA 139. DISTANȚELE ÎNTRE MODULE



Determinarea dimensiunii corespunzătoare a sistemului PV de pe un acoperiș poate fi făcută fie cu un utilitar software, sau prin calcule de mână.

În PV*Sol, înainte de determinare, trebuie ales tipul de instalație "Free standing", precum și "Determinate Output from Roof area".

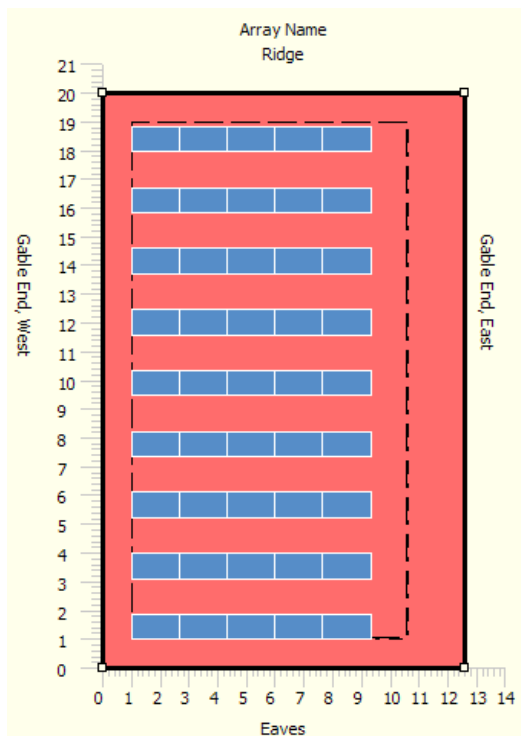
Sub 'Technical data → Roof parameters → Min Distance between Modules' trebuie bifat "Use minimum Distance for Mounting". În următorul tabel (Numărul de module pe

acoperiș), trebuie introduse dimensiunile acoperișului, precum și marginile față de muchia clădirii. În acest caz, marginile de la vest și sud sunt alese de 10 m, în timp ce marginea spre est este aleasă 2 m, pentru a avea un coridor liber, deoarece intrarea pe acoperiș este în acea parte. Marginea dispre nord este aleasă 0 m, deoarece o altă terasă este în spatele ei, iar butonul "Cover roof" va umple întregul acoperiș cu module PV. Se pot elimina module individuale cu butonul 'Delete element' dacă este necesar.

Ținând cont de parametrii menționați mai sus, pentru primul caz (module PV de 230W), este posibil acoperirea terasei cu 45 module cu un total instalat de 10,35 kW. În cazul al doilea (module de 200W), un total de 66 module pot fi instalate cu o capacitate totală de 13,20 kW. Cum unele țări au grupe diferite de centrale PV, iar tariful de injectare este diferit, dimensiunea ansamblului PV trebuie luată în considerare. În acest caz, centralele PV cu o capacitate instalată de peste 10kW primesc mai puțin la injectarea în rețea decât cele sub 10kW. Astfel, în primul caz se elimină două panouri pentru a nu se depăși limita de 10kW (nu este indicat în figură). În al doilea caz se elimină 16 module pentru a nu depăși limita de 10kW. După eliminarea modulelor va exista spațiu suplimentar pe acoperiș, care poate fi folosit dacă este necesară evitarea umbririi. Totuși decizia finală asupra dimensiunii sistemului PV este luată la alegerea invertorului.

EXEMPLU DE INSTALARE A UNEI CENTRALE PV DE SCARĂ REDUSĂ PE O CLĂDIRE

FIGURA 140. DISTRIBUȚIA MODULELOR PV PE ACOPERIȘUL DREPT – DIMENSIUNEA MAXIMĂ



În cazul acoperișului înclinat, fie cu ventilație ("With ventilation") sau fără ventilație ("Without ventilation"), în funcție de cazul real, se alege acest tip de opțiune și se introduc doar dimensiunile și marginile acoperișului.

6.5.4. Selecția unui invertor

Invertorul trebuie ales pentru a se potrivi cu puterea de ieșire a sistemului PV – putere, tensiune și curent. Acest calcul poate fi ușor făcut folosind unul din numeroasele utilitare software, multe fiind chiar recomandate de producătorii de invertoare. Sub Technical data → Inverter, PV*Sol sugerează invertoarele potrivite pentru sistem. În primul caz, se alege cele 43 de module deși nu se găsește nici un invertor care să se potrivească acestui ansamblu, deci un număr diferit de module trebuie selectat. Cu 42 de module, PV*Sol sugerează câteva variante de invertoare. În acest caz, un invertor cu o

capacitate de 10 kW a fost ales; cu toate că, poate fi făcută și o altă alegere.

În al doilea caz, am ales similar un invertor cu puterea de ieșire 10 kW. Alte două module au fost eliminate lăsând un total de 48 de module, care au reprezentat selecția pentru al doilea caz pentru a se potrivi cu cerințele referitoare la tensiunea de intrare a invertorului.

După selectarea invertorului, factorii care afectează producția, precum lungimea cablului sau secțiunea, sunt introduse folosind butonul "Losses" (Pierderi).

6.5.5. Configurarea ansamblului de module

După selectarea invertorului, configurația ansamblului PV este clară – Ansamblurile de module PV trebuie să respecte parametrii de intrare ai invertorului ex. tensiunea și curentul de intrare. Acest calcul se face fie de mână fie cu un utilitar software, de obicei dat de producătorul invertorului.

PV*Sol are o funcție integrată pentru configurarea sistemului PV, în funcție de caracteristicile de intrare ale invertorului. Programul va sugera un număr de module în șir și un număr de șiruri în paralel.

Următoarea configurație a fost creată pentru cele două cazuri:

- Primul caz: 3 șiruri în paralel a 14 module în serie,
- Al doilea caz: 4 șiruri în paralel a 12 module în serie,

Trebuie de asemenea verificat faptul că parametrii de ieșire ai ansamblului PV se potrivesc cu parametrii de intrare ai invertorului. Cu butonul "Check" (verificare), PV*Sol verifică dacă există discrepanțe. Sunt realizate teste precum Verificarea Ieșirii, Verificarea Tensiunii MPP, Verificarea Curentului și Verificarea Limitei Maxime de

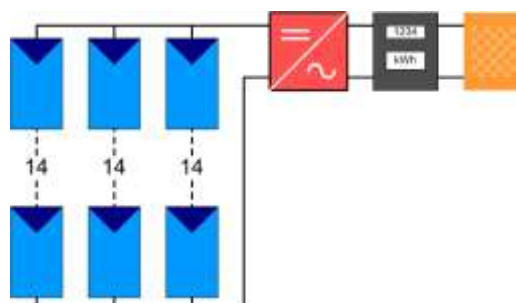
Tensiune. PV*Sol va semnaliza dacă oricare din acești parametri sunt în afara limitelor acceptabile. Parametrii care au fost verificați în acest fel sunt prezentați în tabelul de mai jos

TABEL 26. PARAMETRI DE POTRIVIRE ÎNTRE ANSAMBLUL PV ȘI INVERTOR

	Sistem 1	Sistem 2
Ieșirea PV pe inverter [kW]	9.66	9.6
Puterea c.a. a inverterului [kW]	10	10
Factor de dimensionare	97	96
Factor de dimensionare permis	78 – 108	78 - 108
Verificarea Puterii	✓	✓
Gama de urmărire MPP [V]	333-500	333-500
Tensiunea MPP a ansamblului	382-471	382-471
Verificare tensiunii MPP	✓	✓
Tensiunea Maximă a Inverterului [V]	700	700
Tensiunea Maximă a Modulului [V]	1000	1000
Tensiunea de circuit deschis [V] (la $G = 1000 \text{ W/m}^2$, $T = -10^\circ\text{C}$)	604	600
Verificare limitei maxime a tensiunii	✓	✓
Curent prin cablu la [A]:	23	21
Capacitatea Max.a cablului [A]	171	136
Curentul Max. prin inverter [A] (1000 W/m^2 , 25°C)	23.3	21.1
Curentul maxim de intrare al inverterului [A]	31.0	31.0
Verificarea curenților	✓	✓
Factor de dimensionare	97	96

În final, configurația ansamblului PV trebuie reprezentată printr-o schemă bloc, care va da instalatorului o idee despre cum va conecta modulele la inverter, și apoi inverterul la contorul de energie și la alte echipamente care pot fi instalate pentru racordarea la rețea. Trebuie notat că aceasta nu este o schemă detaliată de amplasament, deoarece dispozitivele de protecție, cum ar fi protecțiile la suprasarcini, conexiunile la împământare și diodele de blocare nu sunt incluse.

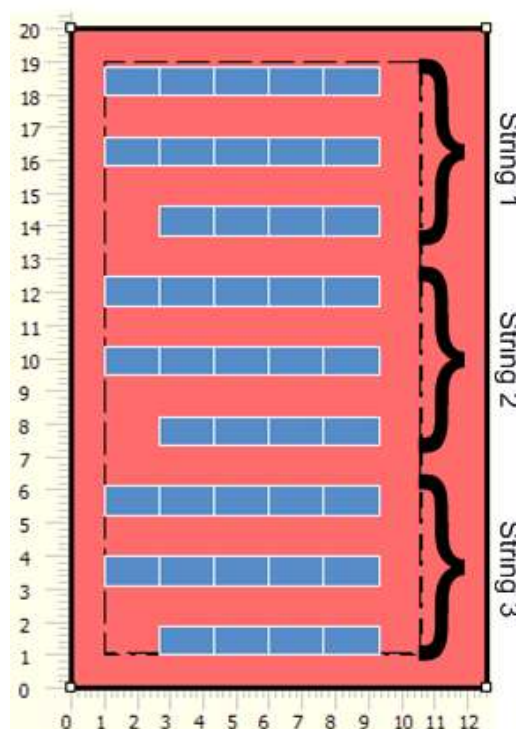
FIGURA 141. DIAGRAMĂ CU DISPUNEREA SISTEMULUI PV PENTRU PRIMUL CAZ



6.5.6. Distribuția finală a sistemului PV

Dispunerea fizică a modulelor PV pe suprafață trebuie să corespundă cu schema electrică și conexiunea între module. Dacă este posibil, modulele amplasate în rânduri apropiate trebuie să aparțină aceluiași șir. Figura de mai jos prezintă dispunerea finală a modulelor pe acoperiș, trei rânduri de module fiind conectate pe șir.

FIGURA 142. DISPUNEREA FINALĂ A ANSAMBLULUI PV



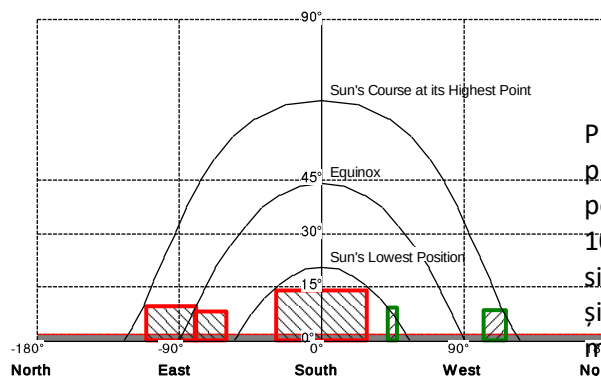
EXEMPLU DE INSTALARE A UNEI CENTRALE PV DE SCARĂ REDUSĂ PE O CLĂDIRE

6.6. Estimarea umbririi

Umbrirea poate afecta performanțele unui sistem PV. În special umbrele obiectelor apropiate sunt periculoase, deoarece doar o umbrire parțială a unui modul PV este suficientă pentru a afecta producția întregului ansamblu. Umbra copacilor trebuie luată în considerare, deoarece copacii vor crește în decursul timpului.

În PV*Sol, evaluarea umbririi este realizată în fereastra "Shade", fie prin definirea distanței și înălțimii obiectelor înconjurătoare, fie prin calculul umbrelor de la obiecte îndepărtate. Sub "List of objects" (lista obiectelor), este posibil să fie definite umbrele datorate obiectelor înconjurătoare prin introducerea înălțimii, distanței și azimutului, care poate fi ușor estimat în teren. Două tipuri de umbre pot fi selectate: Clădire sau Copac. Mai mult, diagrama solară poate fi accesată prin introducerea punctelor (azimut, înălțime). Cea mai ușoară cale de a determina umbrirea în acest mod este prin folosirea unui utilitar de analiză, precum Solar Pathfinder.

FIGURA 143. EXEMPLE DE UMBRE ÎN LOCAȚIE



6.7. Estimarea producției de energie

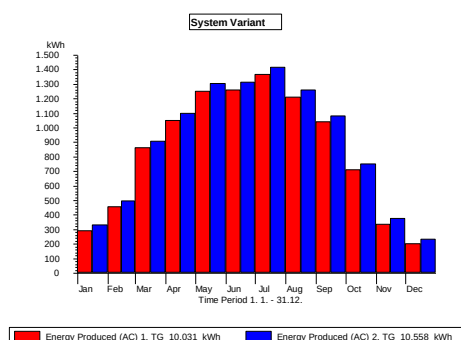
Producția de energie reprezintă energia previzionată a fi produsă de sistemul PV pentru parametrii climatici medii. Această valoare poate varia în conformitate cu parametrii climatici ai unui anumit an, care

sunt practic imposibil de prezis. Totuși, simularea oferă o estimare demnă de încredere a producției de energie.

După specificarea și introducerea tuturor parametrilor tehnici și de climă, performanțele sistemului PV pot fi simulate prin apăsarea butonului "Simulation". După simulare, câteva selecții de rezultate pot fi vizualizate: Eficiența economică, Balanța anuală, Raportul proiectului și Grafice.

Raportul Grafice reprezintă grafic producția de energie pe lună, precum și alți parametrii de sistem, precum eficiența invertorului, temperatura modului etc.

FIGURA 144. SIMULAREA REZULTATELOR – PRODUCȚIA DE ENERGIE ELECTRICĂ



Producția anuală de energie estimată în primul caz este de 10.031 kWh, în timp ce pentru al doilea caz este puțin mai mare 10.558 kWh. Diferența dintre cele două sisteme este evidentă – al doilea sistem, chiar și cu mai puțină putere instalată produce mai multă energie. Aceasta este în mare parte datorită coeficientului de temperatură mai scăzut pentru modulele PV din al doilea caz.

Productivitatea PV estimată pentru zona din jurul orașului Zagreb este 1040 kWh/kW_p – caz în care avem o productivitate PV calculată de 1038 kWh/kW_p în primul caz, și 1100 kWh/kW_p în cel de-al doilea. Valorile estimate pot fi comparate cu valorile reale de la centralele PV care funcționează în

apropiere. Cifrele pentru o centrală de o dimensiune similară (în acest caz 9,59 kW) sunt prezentate în TABEL 27.

TABEL 27. PRODUCȚIA DE ELECTRICITATE A UNEI CENTRALE PV DE 9,59 kW DE-A LUNGUL A TREI ANI

An	Energie generată [kWh]	Productivitatea PV pe an [kWh/kWp]
2008.	9,418	982
2009.	9,881	1,030
2010.	8,802	917

6.8. Calcule financiare

Aspectul financiar al centralei PV reprezintă o motivație puternică pentru mulți dezvoltatori. Cum mulți dezvoltatori sunt conștienți de tarifele de injectare, ei trebuie de asemenea să fie complet informați de consecințele financiare: costul echipamentului, costul de dezvoltare a proiectului, venitul anual, costul cu întreținerea, perioada de recuperare, rata internă de recuperare etc.

6.8.1. Costul echipamentului

Costurile echipamentului pot fi în general estimate din ofertele sau din experiența anterioară, dar modul cel mai bun de a estima costul real al echipamentelor este obținerea de oferte de la distribuitorii locali de echipamente PV. În acest sens, pentru acest proiect, au fost transmise cereri de ofertă către o serie de distribuitori, iar două din cele zece oferte au fost alese pentru analiză. Aceste oferte de preț au fost deja prezentate în subcapitolele anterioare. Costul echipamentelor este prezentat în TABEL 28.

TABEL 28. DETALIEREA OFERTELOR DE ECHIPAMENT PV (€)

	Sistem 1	Sistem 2
Module PV	14.179,2	19.289,6
Invertor	2.906,6	3.133,3
Cabluri, cutii și alte BOS	2.340	2.600
Structura de suport	3.200	2.866,6
Lucrări de instalare	2.466,6	2.800
Total (€)	25.092,5	30.689,6

Valorile din tabel sunt bazate pe oferte în HRK. Rata de schimb 1€=7,5 HRK. Valorile sunt doar pentru scop ilustrativ.

Conform acestor două oferte, costul total este cu circa €5.000 mai mic în primul caz față de al doilea. Totuși, trebuie ținut cont că producția de energie în al doilea sistem are o valoare mai mare în simulare.

6.8.2. Costul dezvoltării proiectului

Costurile echipamentului sunt considerabile în cazul unui sistem PV. Totuși, costurile de dezvoltare a proiectului (documentația, procedura pentru obținerea statutului de producător eligibil) nu trebuie neglijate. Acest cost depinde de cerințele legislative specifice în fiecare țară și trebuie de aceea estimate de un expert local. Estimări pentru Croația, bazate pe proiecte anterioare, indică un cost de dezvoltare a proiectului de până la €5.000, ceea ce este destul de mult comparativ cu costul echipamentelor. Costurile de întreținere ale unui sistem PV conțin de obicei o verificare anuală a sistemului și curățarea modulelor. Deși considerat un cost relativ mic ce poate fi neglijat, realitatea este că aceste costuri nu trebuie ignorate în calcule. În general, acest cost poate fi estimat ca procent din investiția totală (1–2 %). În acest caz, în funcție de ofertele de echipament de la distribuitori, costurile de întreținere sunt estimate la 400 €/an.

6.8.3. Venitul anual

Venitul anual reprezintă suma plătită de operatorul pieței către proprietarul centralei, în concordanță cu producția sa de electricitate. În general, se bazează pe doi factori: nivelul de preț pentru injectare și producția de electricitate. Deteriorarea modulelor trebuie luată în considerare la calcularea deprecierei echipamentului PV pe perioada vieții de funcționare. Se așteaptă ca acest factor să influențeze producția de energie cu 10% în primii 12 ani, și cu 25% până la 25 ani.

În acest caz, venitul primului sistem conform tarifului de injecție Croat va fi €5.115 în

EXEMPLU DE INSTALARE A UNEI CENTRALE PV DE SCARĂ REDUSĂ PE O CLĂDIRE

primul an de funcționare. Acesta este mai scăzut decât venitul pentru cel de-al doilea sistem, în primul an de funcționare, care este €5.384.

6.8.4. Calculele de eficiență economică

Calcululele de eficiență economică pot fi realizate fie de mână, sau cu calculatoarele incluse în software-ul de simulare. PV*Sol are un utilitar pentru calculul rapid al eficienței economice. Acesta poate fi accesat prin "Calculation → Economic efficiency calculation" în bara de instrumente.

În primul pas, trebuie selectat tariful de injecție, precum și data de pornire a funcționării centralei PV și deprecierea anuală. Dacă nu este disponibil, tariful de injecție poate fi setat în fereastra "Feed-in tariff". Al doilea pas oferă parametri generali pentru calcule economice, aici fiind posibilă alegerea perioadei de evaluare în ani (20 în acest caz) și dobânda capitalului (4% în acest caz).

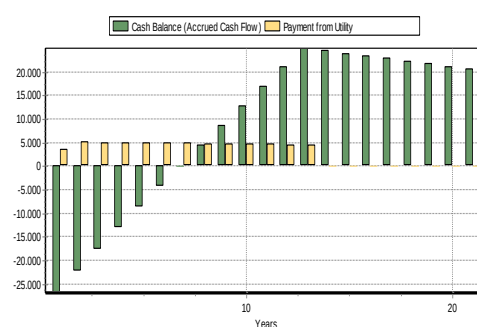
Al treilea pas este foaia de cost, unde toate costurile sunt rezumate. Sub primele trei câmpuri sunt introduse costurile deductibile și nedeductibile, precum și subsidiile directe (dacă există). Toate aceste costuri pot fi itemizate drept costuri specifice. Alt câmp calculează costurile anuale de operare, costurile anuale de consum și alte costuri anuale și economii.

În al patrulea pas, poate fi ales tipul de finanțare. În acest caz, presupunem că dezvoltatorul proiectului are capital propriu pentru centrala PV și că nu sunt necesare împrumuturi.

Pasul următor este de a prezenta rezultatele calculului de eficiență economică (Valoarea Capitalului, Perioada de amortizare și Producția netă). Rezultatul simulării economice pentru primul sistem este prezentat în FIGURA 145. Observați faptul că balanța de lichidități atinge o valoare pozitivă

atunci când investiția este recuperată. Factorul de depreciere al modulelor PV poate fi observat în graficul plății utilității, deoarece scade în timp. Tariful de injecție pentru Croația este garantat 12 ani, și se poate aștepta ca după această perioadă să nu se mai primească bani de la utilitate.

FIGURA 145. REZULTATELE SIMULĂRII ECONOMICE – BALANȚA LICHIDITĂȚILOR ȘI PLĂȚILE DE LA UTILITATE



Decizia finală pentru alegerea unuia dintre cele două sisteme va fi bazată pe o serie de parametri, dar va fi în principal bazată pe factorii economic-financiari. TABEL 29 arată rezultatele simulării situației economice. Sistemul 2, cu o productivitate estimată mai mare, ceea ce ar aduce venituri mai mari de la utilitate, are o perioadă de amortizare mai mare decât Sistemul 1. Are de asemenea o producție netă mai mică decât primul. Aceasta datorită faptului că este mai scump decât primul. Totuși, investiția în ambele sisteme este profitabilă, deoarece ambele oferă profit de-a lungul duratei de viață.

TABEL 29. COMPARAȚIA ECONOMICĂ A CELOR DOUĂ SISTEME SIMULATE

	Sistem 1	Sistem 2
Valoarea capitalului (€)	10.010	6.864
Perioada de amortizare (ani)	8,1	9,3
Producție netă	9,3 %	7,1 %

6.9. Instalarea sistemului

6.9.1. Planificarea Instalării

Planificarea instalării trebuie să stabilească foarte clar pașii și procedurile pe care un instalator trebuie să le urmeze la instalarea unui sistem PV. Acest proces necesită ca instalatorul să coopereze îndeaproape cu restul personalului, în special personalul DSO, responsabil cu racordarea la rețea a sistemului. Principalii pași sunt după cum urmează.

1. Pregătirea lucrărilor,
2. Montarea structurii suport (prefabricată),
3. Împământarea structurii suport la împământarea existentă,
4. Montarea cutiei de adunare a cablurilor de c.c.
5. Pozarea conductelor și a cablurilor de la module la cutia de adunare a cablurilor de c.c., și de la cutia de adunare a cablurilor la invertor,
6. Instalați invertorul și întrerupătorul de c.c. (în poziția "OFF"),
7. Amplasați contorul și întrerupătorul de c.a. (în poziția "OFF") – realizat de personalul DSO,
8. Pozarea cablurilor de la invertor la contor,
9. Amplasați modulele PV pe suporti și fixațiile,
10. Conectați cablurile electrice de la cutia de adunare a cablurilor la întrerupătorul de c.c., și între întrerupătorul de c.c. și invertor
11. Conectați cablurile de la șiruri în cutia de adunare a cablurilor,
12. Conectați modulele în șiruri,

13. Verificați tensiunea în cutia de cabluri,
14. Comutați întrerupătorul c.c. pe ON,
15. Comutați întrerupătorul c.a. pe ON – realizat de personalul DSO

6.9.2. Lucrări de pregătire

Acoperișul clădirii unde va fi amplasată centrala PV trebuie curățat înainte de instalarea sistemului. Dispozitivele care pot fi mutate ușor, precum antenele, trebuie mutate în locuri identificate dinainte pe acoperiș. Celelalte obiecte trebuie eliminate dacă este posibil de pe acoperiș.

Odată zona acoperișului curățată și fără obiecte pe ea, zona trebuie să fie ușor accesibilă pentru instalator.

Modulele PV, structura suport și alte echipamente trebuie să fie transferate cu grijă pe acoperiș. Acest lucru se poate realiza manual sau cu o macara corespunzătoare. Dacă se realizează manual, dimensiunea și greutatea modulelor trebuie luată în considerare. În acest caz, modulele au fost ridicate de la sol pe acoperiș printr-o macara amplasată pe terasa nordică a clădirii.

Modulele PV, structura suport și alte echipamente trebuie să fie depozitate în poziții ușor accesibile. Modulele PV depozitate și structurile de suport nu trebuie să împiedice lucrul instalatorului. Terasa de nord a fost aleasă drept locație de depozitare, deoarece era aproape de macara, iar ansamblul de module nu se montează în acea parte.

6.9.3. Montarea structurii suport

Structurile suport pentru modulele PV vin în multe forme diferite. Structurile metalice sunt des folosite, la fel și containerele de plastic umplute cu balast de piatră, sau chiar structuri de lemn. Structurile suport trebuie montate în conformitate cu instrucțiunile

6

EXEMPLU DE INSTALARE A UNEI CENTRALE PV DE SCARĂ REDUSĂ PE O CLĂDIRE

producătorului, și verificate pentru a vedea că sunt bine fixate.

FIGURA 146. EXEMPLU DE STRUCTURĂ SUPORT DIN METAL, PREFABRICATĂ (CU MODULE) PENTRU ACOPERIȘ METALIC



În majoritatea cazurilor, structura suport este montată pe o fundație. Fundațiile sunt fie blocuri de beton sau cadre metalice mari. Aceste structuri sunt adesea fixate de acoperiș, ceea ce trebuie făcut cu grijă pentru a evita eventualele puncte de scurgere. FIGURA 147 arată o fundație din cadru metalic pe un acoperiș drept al unei clădiri publice. Se poate vedea faptul că șina de metal este montată direct pe acoperiș. Două șine de metal sunt întinse de-a lungul axei est-vest (orizontal) pentru fiecare rând de module PV, iar unele suplimentare sunt amplasate de-a lungul axei nord-sud (verticale).

FIGURA 147. CADRU DE FUNDAȚIE METALICĂ



Structura suport este montată pe fundații. Constă din trei șine, care sunt prinse împreună în formă de triunghi. Dacă este necesar, unghiul modulelor trebuie verificat, iar structura suport ajustată la unghiul optim. Două șine suplimentare sunt montate pe structura suport de-a lungul întregii lungimi a șirului de module PV, pe care sunt fixate modulele PV.

FIGURA 148. VEDERE LATERALĂ A STRUCTURII SUPORT (Sursa: ETEK)



6.9.4. Montarea conductelor și a cablurilor

Conductele trebuie să protejeze cablurile de vremea severă, soarele direct și posibilele impacte mecanice. Conductele pot fi amplasate pe sol sau pe structura suport în spatele modulelor, și direcționate către cutia de cabluri din apropierea rândurilor de module PV.

Cablurile în conducte nu trebuie lăsate libere; totuși, nu trebuie nici fixate prea rigid. În acest caz, cablurile au fost introduse în conducte de plastic montate în spatele structurii suport a modulelor. Cablurile trebuie de asemenea să fie amplasate în conducte pentru a evita accesul neautorizat.

FIGURA 149. CABLURI ȘI CONDUCE AMPLASATE ÎN SPATELE MODULELOR PV



Toate cablurile trebuie direcționate prin conducte la cutia de cabluri. Intrarea cablurilor în cutia de cabluri trebuie etanșată corespunzător pentru a preveni infiltrarea apei în cutie. Dacă este posibil, intrările de cablu trebuie realizate în partea de jos.

6.9.5. Amplasarea Invertorului

Invertorul trebuie amplasat într-o locație aleasă prestabilită. Unele invertoare pot fi amplasate afară, lângă ansamblul PV. Altele trebuie amplasate înăuntru. Invertoarele sunt adesea montate pe perete, deci trebuie lăsat spațiu suplimentar între două invertoare sau un inverter și alt echipament, pentru a satisface cerințele de răcire pentru ventilarea invertorului.

FIGURA 150. AMPLASAREA INVERTORULUI



Întreprerătoarele de c.c. și c.a. trebuie amplasate lângă inverter. Este necesar să se asigure accesul la aceste două întreprerătoare.

6.9.6. Amplasarea modulelor pe structura suport

Modulele PV trebuie amplasate pe structura suport după ce lucrările pregătitoare (montarea structurii suport, pozarea conductelor și cablurilor, montarea invertorului și a întreprerătoarelor) a fost finalizată. Modulele trebuie amplasate pe cele două șine paralele de-asupra structurii suport. Modulele sunt prinse de aceste șine cu unelte și mecanisme speciale (FIGURA 151). Totuși, deoarece aceste sisteme diferă de la un producător la altul, instrucțiunile producătorului trebuie urmate. Modulele trebuie amplasate unul lângă altul, ținând cont că ele vor fi conectate electric.

La acest moment, nici un modul nu ar trebui să fie conectat electric.

FIGURA 151. PRINDEREA UNUI MODUL DE ȘINĂ (Sursa: SOLVIS)



6.9.7. Conexiunea electrică

Conexiunea electrică a sistemului trebuie realizată cu mare grijă, deoarece în unele cazuri este imposibil să se oprească unele părți ale sistemului, ceea ce înseamnă că unele cabluri sunt sub tensiune în timpul procesului de conectare. Această măsură de siguranță privește în special conectarea modulelor PV racordarea la rețea. De aceea, aceste două sarcini trebuie realizate la sfârșit. Conexiunea electrică trebuie realizată cu

EXEMPLU DE INSTALARE A UNEI CENTRALE PV DE SCARĂ REDUSĂ PE O CLĂDIRE

ambele întrerupătoare de c.c. și c.a. în poziția "OFF".

Înainte de conectarea electrică a diverselor componente, trebuie verificată tensiunea între linii.

Primul pas este conectarea cutiei de cabluri cu întrerupătorul de c.c., invertorul și întrerupătorul de c.a. La conectarea cablurilor de c.c. la inverter trebuie respectată polaritatea corectă. În cutia de cabluri, polaritatea, precum și diferențierea între cablurile șirurilor diferite trebuie avută în vedere.

Conexiunile electrice ale modulelor PV în șiruri sunt realizate prin conectori speciali. Modulele PV trebuie să aibă cutii de conectori cu o lungime de cablu suficientă, astfel încât să ajungă la cablurile și conectorii celor două module alăturate. Conectorii sunt introduși cu ușurință unul în celălalt, iar cablurile trebuie fixate în cel mai apropiat punct.

Dacă este posibil, această operațiune trebuie făcută noaptea sau cu modulele PV acoperite, pentru a se evita riscul electrocutării.

FIGURA 152. CONEXIUNEA ELECTRICĂ A MODULELOR – PARTEA DIN SPATE



Pasul final este conectarea contorului de energie electrică și întregul sistem la rețea. Această operațiune este de obicei realizată de personalul local DSO. În majoritatea cazurilor, această sarcină trebuie realizată de personal autorizat, deoarece implică lucrul cu

circuite sub tensiune. La acest punct, rețeaua electrică este racordată la contor și apoi la întrerupătorul de c.a.

6.9.8. Verificarea și punerea în funcțiune

În faza de testare și punere în funcțiune, toți parametri sistemului trebuie verificați în concordanță cu procedura stabilită. Este de asemenea important să se verifice impactul asupra rețelei și funcționarea în paralel cu sistemul. Centrala PV trebuie să respecte toate cerințele sau reglementările DSO. În timpul fazei de testare, următorii parametri trebuie verificați și măsurați:

- Nivelul iradianței
- Tensiunea de c.c. pe șiruri
- Curentul de c.c. pe șiruri
- Tensiunea de c.a. din rețea
- Frecvența tensiunii din rețea
- Curentul alternativ de la inverter

Personalul DSO trebuie să verifice orice cerință pentru centrala PV sau impactul asupra rețelei electrice. Aceasta include de obicei verificarea intermitențelor, deconectărilor în caz de defect etc, și trebuie realizate doar de personalul autorizat de la DSO.

6.10. Plan de siguranță pentru o instalație de scară mică

Prevenirea șocului electric prin lucrul cu circuitele scoase de sub tensiune este vitală pentru siguranța sistemelor electrice Solare care au practic două surse de electricitate: de la utilitate și de la sistemul electric solar. Oprirea întrerupătorului principal nu oprește sistemul electric solar de a produce energie electrică. Instalațiile fotovoltaice pot fi realizate în mod natural sigure, așa cum pot fi

majoritatea instalațiilor într-o clădire, cu condiția ca orice pericol asociat cu instalarea și utilizare în clădire să fie tratat corespunzător.

Procesul îmbunătățirii siguranței pe perioada construcției, funcționării și întreținerii necesită:

- respectarea cerințelor legii, normativelor sistemelor PV și standardelor
- urmarea recomandărilor producătorilor
- urmarea celor mai bune practici

În acest proiect, măsurile de siguranță și protecție au fost sistematic aplicate în concordanță cu standardele în vigoare, Croate și Europene, pentru acest tip de sisteme.

Pentru a asigura siguranța și continuitatea în funcționare a sistemelor PV de-a lungul duratei de viață, este necesară asigurarea protecției complete la trăsnet și suprasarcini induse chiar din faza de proiectare și de implementare a proiectului. Trebuie prevăzută protecție nu doar la ieșirea din invertor ci și la ieșirea din modulele PV.

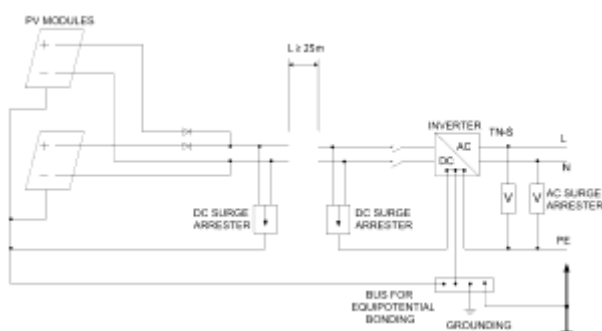
Sistemele fotovoltaice sunt de obicei instalate pe acoperișuri, acolo unde există o probabilitate mai mare de fulgere (și deci de suprasarcini). În concordanță cu standardul EN 62305-2 loviturile de fulger directe sau indirecte sunt catalogate drept un risc așteptat de deteriorare pentru o centrală fotovoltaică.

Pentru acest proiect, protecția sistemului fotovoltaic la suprasarcinile atmosferice și induse a fost realizat în concordanță cu standardele Uniunii Europene EN60364-7-712, EN61173 și grupele de standarde EN62305

Invertorul, fiind obiectul central al sistemului fotovoltaic, trebuie să fie în special protejat la trăsnet și descărcări, dar în același timp

protecția trebuie să includă întregul sistem fotovoltaic.

Cum distanța între terminalul rețelei de conexiune a ansamblului de module PV și invertor era mai mare de 25 m, descărcătoare au fost prevăzute la ambele capete. O schiță a sistemului PV este desenată în următoarea diagramă.



Modulele sunt montate pe acoperiș cu instalația existentă de paratrăsnet, ceea ce minimizează daunele sistemului PV la distanța permisă între modulele PV și instalația de paratrăsnet. În acest exemplu, distanța trebuie să fie mai mare de 0,5 m.

Dacă nu este posibilă o distanță mai mare de 0,5 m, este necesar să se stabilească o conexiune conductoare între modulele PV și instalația de protecție la trăsnet, care este conectată la pământ. Scopul acesteia este prevenirea curenților trăsnetului de a trece prin structura modulelor fotovoltaice. Dacă structura conductoare a panourilor nu este legată printr-un conductor la instalația de paratrăsnet sau casa nu are instalație de paratrăsnet, atunci este necesar să conectăm structura modulelor PV la pământ. Împământarea asigură descărcarea rapidă a curentului la sol. Țăruși din oțel sau cupru înfiți adânc sau platbandă sunt folosite pentru împământare.

Invertorul este protejat de descărcătoare atât pe partea de c.c. cât și pe cea de c.a. Descărcătoarele de pe partea de c.c. trebuie alese în conformitate cu tensiunea de circuit deschis a sursei fotovoltaice.

EXEMPLU DE INSTALARE A UNEI CENTRALE PV DE SCARĂ REDUSĂ PE O CLĂDIRE

Datorită condițiilor meteo, ploaie, radiație solară și temperatură ridicată, modulele fotovoltaice sunt interconectate cu cablu H07RN-F.

Sunt utilizate întrerupătoare de 20A c.c. pentru protecția modulelor și disjunctoare de 16 A și 25A tip B pentru protecția invertorului, după recomandarea producătorului.

Cerința minimă pentru a realiza funcționarea în paralel este setată în așa fel încât protecția invertorului pornește (adică acționarea asupra întrerupătorului) și izolează sistemul PV de rețea, dacă există deviații de frecvență sau tensiune (supra sau sub-tensiune). Limitele deviației posibile sunt date din fabrică pentru fiecare invertor și respectă standardele UE.

6.11. Exerciții

1. Ce acțiuni trebuie întreprinse înainte de vizita la fața locului? (alegeți 3):
 - a) Estimări inițiale ale centralei raportat la suprafața de acoperiș disponibilă,
 - b) Colectarea datelor climatice,
 - c) Plan cu detalierea traseelor de cabluri
 - d) Estimări grosiere a producției
 - e) Planificarea precisă a amplasării BoS
2. Folosiți PVGIS
<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php> pentru a afla productivitatea PV previzionată în zona Istria (Croatia).
 - a) Aproximativ 1200 kWh/kWp
 - b) Aproximativ 1600 kWh/kWp
 - c) Aproximativ 800 kWh/kWp
3. Verificați tariful de injectare în zona dvs. pentru diferite dimensiuni de sisteme PV (10 kW, 30 kW).
4. Dacă un sistem de 10 kW costă €33.000, estimați perioada de recuperare într-o locație cu 1220 kWh/kWp și un tarif FIT de 0,51€/kWh.
 - a) Aproape 9 ani
 - b) Aproape 5 ani
 - c) Aproape 2 ani
5. Estimați productivitatea PV pentru sistemul de la întrebarea 2 orientat spre sud-vest cu o înclinație de 15°. Care este diferența față de un sistem cu înclinația optimă?
 - a) O reducere cu aproape 100 kWh/kWp
 - b) O creștere cu aproape 100 kWh/kWp
 - c) Nu este nici o diferență
6. Ce date trebuie colectate la fața locului? (Alegeți 3):
 - a) orientarea și înclinarea acoperișului
 - b) caracteristicile echipamentului
 - c) locația umbrelor
 - d) datele climatice
 - e) locații posibile pentru amplasarea BoS
7. i. Clădirea are un acoperiș în două ape. Una spre sud-est și alta spre nord-vest. Înclinarea acoperișului este 15° și dimensiunile de 10 x 5 [m x m]. Alegeți un modul de 200W. Alegeți partea de acoperiș pe care veți amplasa modulele PV.
 - a) nord-vest
 - b) sud-est
 ii. Estimați puterea posibilă a centralei PV în cazul amplasării panoului în format portret (pe înălțime):
 - a) 4 kW
 - b) 4,4 kW
 - c) 8 kW
8. În cazul unui sistem de 4,4 kW cu 22 module aranjate în 2 șiruri, selectați un invertor care se potrivește cu caracteristicile de ieșire ale ansamblului PV. Prezentați configurația ansamblului și a invertorului /invertoarelor. (notă: pot fi folosite mai multe invertoare).
9. Calculați unghiul de umbră de la un stâlp situat la 25 de metri spre estul ansamblului PV, cu o înălțime de 10 m deasupra modulelor. Plasați-l pe o diagramă

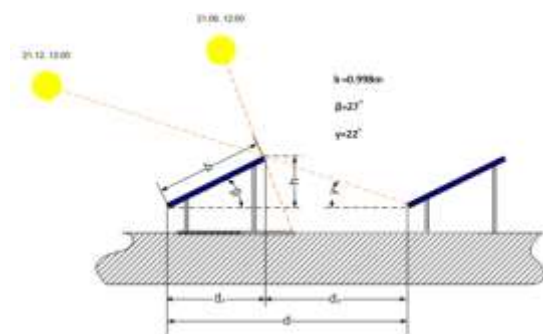
solară. Obstrucționează lumina directă a soarelui către sistemul PV?

10. Calculați unghiul de umbrire de la un copac situat la 10 metri spre sud, cu o înălțime de 5 metri peste module.

- a) 30°
- b) $26,6^\circ$
- c) 60°

11. Pentru sistemul PV din figura de mai jos estimați distanța d astfel încât al doilea rând nu este umbrat.

- a) 0,998 m
- b) 2,0 m
- c) 2,7 m



ÎNTREȚINERE ȘI DEPANARE 7



Johnsun Heaters Ltd

7. ÎNTREȚINERE ȘI DEPANARE

Acest capitol are ca scop furnizarea de informații utile privind întreținerea și depanarea sistemelor PV.

7.1. Planul de întreținere

7.1.1. Inspecția periodică

Sistemele fotovoltaice s-a dovedit că au nevoie de puțină întreținere, presupunând că s-au folosit reguli bune de proiectare și procedurile corespunzătoare de control al calității au fost aplicate la instalare și la punerea în funcțiune. Mulți instalatori și proprietari spun că sistemele lor PV “nu necesită întreținere”. Cu toate acestea sistemele fotovoltaice necesită o inspecție periodică pentru a confirma că sistemul funcționează corect și nu are deteriorări sau defecte. Frecvența inspecției și întreținerea sistemului fotovoltaic trebuie să fie anuală. Mai exact, în primul an de funcționare a sistemului PV inspecția poate fi mai frecventă deoarece problemele apar de obicei la începutul funcționării. Cu toate acestea, frecvența inspecției și întreținerii este determinată de “contractul de întreținere” stabilit între proprietar și instalator.

În cazul instalațiilor PV autonome, bateriile necesită mai multă întreținere care depinde de tipul bateriilor, ciclul de încărcare/descărcare și aplicație. În inspecția periodică, o listă cu verificări trebuie realizată și urmată pentru întreaga instalație, pentru a verifica performanța componentelor sistemului. O “mică” defecțiune în sistemul PV (în special în sistemele mari) poate avea rezultate evident negative asupra nivelului de performanță al sistemului și deci asupra producției sale de energie electrică. Sistemul PV poate fi inspectat prin monitorizare, dar inspecția anuală în locație este necesară pentru a verifica fiecare parte a sistemului. Pentru sistemele autonome, instalatorul trebuie să

ofere proprietarului câteva instrucțiuni de bază.

Pentru sistemele PV racordate la rețea, producția de energie trebuie înregistrată (kWh, Amperi, Volți) și verificată. Aceste rezultate, care trebuie trimise instalatorului (depind de asemenea de contract/înțelegere) pot scoate la iveală posibile defecte în sistem. Păstrarea de înregistrări lunare și anuale ale producției de energie este deosebit de util pentru confirmarea funcționării corecte a sistemului PV (NABCEB, 2005).

FIGURA 153. PĂSTRAREA ÎNREGISTRĂRIILOR PRODUCȚIEI DE ENERGIE PENTRU SISTEMLOR RACORDATE LA REȚEA, CIPRU. (Sursa: Cyprus Energy Agency)



7.1.2. Acumularea de praf

Cea mai comună sarcină de întreținere pentru modulele solare este curățarea zonei de sticlă pentru eliminarea prafului excesiv. Ansamblul de module trebuie curățat când temperatura nu este prea ridicată, de obicei dimineața sau seara târziu.

Straturile de praf și murdărie pot fi date jos de pe module prin spălarea cu apă. În cele mai multe cazuri, spălarea este necesară doar în timpul perioadelor lungi uscate când nu este ploaie pentru a curăța natural modulele.

Frecvența curățării depinde de condiția fiecărei instalații. De exemplu, când un sistem PV este instalat aproape de o zonă cu praf, modulele trebuie curățate mai frecvent. În timpul perioadelor cu ploi frecvente, murdăria de pe module este curățată de ploaie și nu necesită altă curățare. În cazul unui strat mai gros de murdărie pe suprafața modulelor, se poate folosi apă caldă sau un burete pentru înlăturarea acumulărilor de murdărie. Trebuie evitată orice unealtă ascuțită sau detergent (Nicola M.Pearsall & Robert Hill, 2001).

FIGURA 154. INSPECȚIA PERIODICĂ A ANSAMBLULUI PV A UNUI SISTEM MONTAT PE ACOPERIȘ ȘI RACORDAT LA REȚEA, CIPRU. (Sursa: Conercon Ltd, Cyprus)



Dacă se observă defecte evidente (ex. crăpături) în modul la momentul inspecției sau al curățării, acest lucru trebuie notat și monitorizat pentru a asigura funcționarea corectă a ansamblului. Ramele modulelor trebuie inspectate și verificate să nu aibă defecte.

7.1.3. Întreținerea bateriilor

Privind sistemele autonome, întreținerea bateriilor este probabil cea mai importantă sarcină de întreținere.

FIGURA 155. INSPECȚIA BATERIILOR LA SISTEMELE AUTONOME, CIPRU. (Sursa: Cyprus Energy Agency)



Întreținerea bateriilor depinde de tipul, ciclul de încărcare/descărcare și aplicație. Cele două sarcini care trebuie îndeplinite sunt adăugarea de apă și verificările performanțelor. Verificările performanțelor pot include înregistrări ale densității specifice, citiri de conductanță, măsurători de temperatură, citirea tensiunii celulei, și chiar un test de capacitate. Citirile tensiunii și curentului bateriei în timpul încărcării pot fi folositoare în determinarea faptului că un controler de încărcare funcționează corespunzător. Bateriile imersate plumb-antimoniu necesită cea mai mare întreținere privind completarea și curățarea. Bateriile etanșe plumb-acid și cu gel și de tipul AGM rămân relativ curate în timpul operării și nu necesită completare cu apă. Producătorii de baterii oferă recomandări de întreținere pentru utilizare bateriilor lor (James P.Dunlop, 1997).

7.1.4. Întreținerea invertorului

Sarcina principală privind întreținerea invertorului este de a verifica sistemul său de diagnostic. Când invertorul este instalat într-un spațiu închis, inspecția și curățarea invertorului trebuie să se facă mai des. Prin urmare, este important să se verifice funcționarea invertorului prin observarea corectă a indicatoarelor LED, măsura și/sau alte date afișate. Mai mult, zona din jurul invertorului trebuie menținută liberă pentru a permite o circulație bună a aerului pentru o răcire corespunzătoare. Apoi, verificarea

câtorva protecții ale inverterului sunt importante de asemenea.

FIGURA 156. INSPECȚIA INVERTOARELOR DIN SISTEME PE ACOPERIȘ, CONECTATE LA REȚEA, CIPRU. (Sursa: Conercon Ltd)



Dacă un inverter se strică și există o “Garantie” de la producător, atunci, trebuie înlocuit în câteva zile. Termenii și condițiile prevăzute în contractul dintre instalator și proprietar sunt foarte importante. Acestea trebuie să includă o clauză de indemnizații care să acopere pierderile de producție și faptul că nu s-a reușit repararea sistemului într-o anumită perioadă de timp (mai puțin de 48 ore).

7.1.5. Întreținerea regulatorului de încărcare

Întreținerea regulatorului de încărcare se realizează în timpul inspecției celorlalte componente PV. Constă în proceduri de diagnosticare și verificarea tensiunii. Trebuie urmărite instrucțiunile și datele afișate de regulatorul de încărcare.

7.1.6. Unelte și echipament pentru întreținere

Multimetrele în c.c și c.a. și clampmetrele sunt folosite pentru măsurarea tensiunii și curentului în partea de c.c. și c.a.. Multimetrul mai poate fi folosit și pentru verificarea continuității cablurilor în timpul instalării.

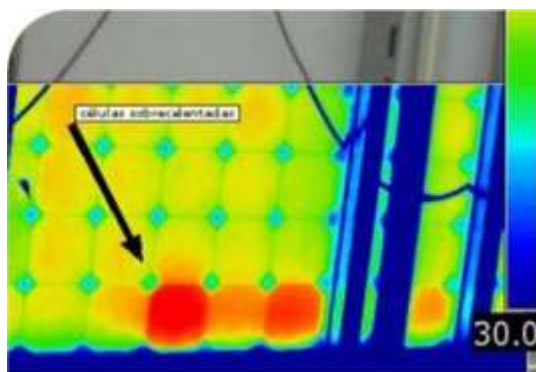
Un instrument portabil care măsoară rezistența este folosit pentru a măsura rezistența de împământare și rezistența de izolație a cablurilor.

Un piranometru sau senzor de iradianță este folosit pentru măsurarea iradianței soarelui. Piranometrul folosit de depanatorul PV trebuie să fie un instrument care măsoară iradianța totală pentru ansamblul de module din toate direcțiile (adică, directă și difuză). Piranometrul trebuie să fie îndreptat în aceeași direcție ca panourile sistemului PV pentru a înregistra corect iradianța incidentă pe ansamblu. Dacă ansamblul PV are orientări multiple, iradianța trebuie măsurată pentru fiecare orientare.

În cazul întreținerii bateriilor în sisteme PV autonome, se folosește de obicei un hidrometru pentru a verifica densitatea specifică a electrolitului din baterii. Capacele bateriei sunt scoase și hidrometrul preia electrolit pentru măsurători. Hidrometrul încorporează un plutitor care va pluti mai sus la o densitate specifică mai mare și mai jos la o densitate specifică mai mică. Dacă densitatea specifică este semnificativ mai mică într-o celulă decât în celelalte ale bateriei, este o indicație a unei celule defecte. Dacă după un ciclu normal de încărcare, umplând cu apă distilată și apoi aplicând o sarcină de egalizare bateriei nu crește densitatea specifică, atunci celula sau bateria trebuie înlocuită. În plus, trebuie purtate în timpul întreținerii bateriei mască protectoare, mănuși și alte echipamente de protecție.

O cameră cu infraroșu (cameră de termografiere) poate fi de asemenea folosită în timpul inspecției și întreținerii, pentru a identifica punctele fierbinți din sistemul PV (ex. la celule, cutii de joncțiune, panouri PV) (NABCEB, 2005).

FIGURA 1. DETECTAREA UNUI PUNCT FIERBINTE ÎNTR-UN PANOU PV FOLOSIND O CAMERĂ DE TERMOGRAFIERIE (Sursa: <http://www.leonardo-energy.org/>)



7.1.7. Umbrire

Sursele de umbră pot fi evitate în timpul proiectării și instalării sistemului PV. Umbrele de la alte clădiri sau alte echipamente pot fi evitate de la începutul proiectului.

În general, atunci când sistemul PV este amplasat pe acoperiș sursele de umbră datorate vegetației, precum copacii, sunt mai severe. Totuși, condițiile pot fi schimbate dacă se iau măsuri pentru controlarea creșterii copacilor, care pot cauza pierderi importante de energie generată. Nu este necesar să se elimine copacii sau vegetația ci doar să se asigure că aceasta nu crește peste nivelul la care produce o umbrire semnificativă a ansamblului.

Proprietarul sistemului trebuie să înțeleagă importanța lipsei umbrei, iar în timpul întreținerii – pe lângă aranjarea și tăierea crengilor – să verifice echipamente care pot umbri pe acoperișurile alăturate ex. instalarea de antene, disc de satelit etc. Mai mult, proprietarul trebuie să se asigure că nimic din ce este instalat pe acoperișul său nu umbrește ansamblul PV (DTI, 2006).

FIGURA 157. POTENȚIALE UMBRE DE LA VEGETAȚIA ÎN CREȘTERE. (Sursa: Terza Solar Ltd)



7.1.8. Verificarea conexiunilor electrice

Circuitul electric trebuie verificat periodic (de obicei la 4-5 ani), pentru a ne asigura că nu sunt probleme cu conexiuni nestrânse, coroziune etc.

FIGURA 158. ÎNTREȚINEREA CONEXIUNILOR ELECTRICE. (Sursa: Conercon Ltd)



7.1.9. Alte daune

Un sistem PV poate fi deteriorat de mulți factori neprevăzuți precum: condiții de vreme extremă (cutremure, grindină, furtuni, trăsnete, inundație, etc), incendiu, explozie, acte intenționate a altor persoane, sabotaj, furt, mușcături de animale, război, acțiuni intenționate ale proprietarului, energia nucleară. Fulgerele, în special, pot produce

daune modulelor PV și invertoarelor. Descărcătoarele din partea de c.c. (și uneori în partea de c.a.) trebuie instalate pentru protecția invertoarelor la trăsnete. Structurile și cadrele modulelor PV trebuie împământate corespunzător.

Asigurările pentru fotovoltaice acoperă daunele sistemului PV pentru unele tipuri de daune neprevăzute (Electric Market Authority, 2011).

7.2. Greșeli și defecte comune

7.2.1. Introducere

Cum sistemele PV nu sunt în funcțiune de mulți ani, o serie de informații utile au fost acumulate pentru defectele și problemele tipice acestora.

7.2.1.1. Defecte de izolare

Recent, calitatea conexiunilor modulelor s-a îmbunătățit semnificativ de la introducerea pe scară largă a conectorilor cu stecher. Folosirea de legături de cabluri sau cabluri care nu sunt rezistente la UV sau temperatură s-a dovedit foarte problematică. Izolația trebuie de asemenea să reziste la sarcini mecanice. Toate izolațiile îmbătrânesc în timp. Pentru sursele de energie electrică, durata de viață a cablurilor de forță este în general de 45 ani. Izolația poate fi de asemenea deteriorată de radiații UV, tensiune excesivă și mecanic. Protecția corespunzătoare pentru cabluri este deja disponibilă pe piață. Orice defect de izolație – oricare ar fi cauza – pe partea de c.c. poate produce arc electric, ceea ce este un risc serios de incendiu. În consecință, toate cablurile trebuie periodic verificate la deteriorări mecanice sau termice. Cea mai bună modalitate este măsurarea rezistenței de izolație.

Monitorizarea automată a izolației, realizată de multe invertoare, este o funcție foarte utilă. Semnalizează un defect de izolație, iar invertorul izolează sistemul de rețea. Totuși,

ansamblul PV iluminat va genera în continuare curent pentru alimentarea arcului. În consecință defectul nu poate fi izolat de către inverter. Dacă este indicat un defect de izolație, cauza defectului trebuie urmărită cât mai repede posibil. Într-un sistem cu unul sau două șiruri, defectele de cablare pot fi detectate prin verificarea invertorului.

7.2.1.2. Defectele invertorului

Cele mai des raportate defecte conform cu multe studii sunt defectele invertorului (63%). Totuși, s-au făcut îmbunătățiri considerabile în domeniu de-a lungul timpului. Un defect comun este dimensionarea incorectă și/sau nepotrivirea cablului și a tensiunii cu ansamblul PV. Majoritatea firmelor de instalare a sistemelor PV au depășit acum această problemă, iar programele software de simulare și utilitățile de proiectare furnizate de producătorii invertoarelor oferă ajutor în această problemă. Alte surse de probleme pentru inverter sunt suprasarcinile datorate furtunilor electrice sau comutarea rețelei, îmbătrânirea și supraîncălzirea. Restul defectelor sunt pur și simplu defecte ale dispozitivului (DGS, 2008).

7.2.1.3. Defecte de construcție

O problemă comună privind montarea sistemelor PV este deformarea modulelor PV la instalarea pe acoperiș, pentru a realiza o suprafață uniformă dreaptă mecanic. Sub influența temperaturii și a vântului, sau de-a lungul timpului, sticla modulului se poate sparge. Defecte tipice la sistemele de montare PV sunt lipsa fixărilor de dilatație între module sau prea puține cârlige de acoperiș pentru ancorarea la sarcinile din vânt. Mai mult, alegerea greșită de materiale poate cauza coroziune pe cadrele de montare, întotdeauna trebuie folosite materiale compatibile (DGS, 2008).

7.2.2. Greșeli comune

Greșelile în instalațiile PV pot fi minimizate, prin asigurarea unei proiectări, instalări și întrețineri corespunzătoare. De obicei, majoritatea greșelilor apar la instalarea sistemului PV. În această secțiune, sunt enumerate cele mai frecvente greșeli de instalare (Brooks Engineering, 2010).

Greșeli Comune în Instalarea Modulelor și Configurare:

1. Schimbarea traseului de cabluri fără să se modifice diagrama electrică.
2. Schimbarea tipului de modul sau a producătorului datorită problemelor de livrare.
3. Depășirea tensiunii modulului sau a invertorului datorită proiectării greșite a ansamblului.
4. Punerea a prea puține module în serie pentru o funcționare corectă a invetorului în timpul temperaturilor ridicate din timpul verii.
5. Instalarea modulelor PV fără a lua în considerare curentul I_{mpp} al fiecărui modul (gruparea).

Greșeli Comune în Instalare datorate Managementului Cablurilor:

1. Greșeli umane privind conectarea cablurilor în timpul instalării.
2. Suportți insuficienți pentru fixarea corespunzătoare a cablurilor.
3. Fire atingând acoperișul sau alte suprafețe abrazive, și expunându-le la stres mecanic.
4. Insuficiente susțineri la intervale corespunzătoare.
5. Mai multe cabluri care intră într-o singură presetupă
6. Conductoarele nu urmează traseul.
7. Tragerea cablurilor prea întins sau lăsarea acestora prea liberă.
8. Conectorii nu sunt complet conectați.

9. Îndoirea conductoarelor prea aproape de conectori.
10. Conectori tip ștecher când sunt conectați cu conectori fără fixare nu sunt total introduși

Greșeli Comune în Instalare la Împământarea Ansamblului:

1. Neinstalarea conductorului de împământare pe sistemul PV.
2. Neconectarea diverselor părți ale modulelor împreună pentru atingerea unui echipotențial
3. Folosirea de prinderi pentru împământare pentru uz în interior pe modulele și structurile PV.
4. Presupunerea că doar fixarea cadrelor de aluminiu pe structurile suport oferă o împământare suficientă.
5. Instalarea unui conductor subdimensionat pentru împământare
6. Instalarea incorectă a protecției la trăsnet

Greșeli Comune de Instalare la Cutiile Electrice, Conducte și Mijloace de Deconectare:

1. Instalarea de deconectoare cu destinația de instalare pe verticală în aplicații non verticale.
2. Instalarea de siguranțe de calibru greșit în cutiile de conexiune și separatorii cu fuzibili.
3. Acoperirea cutiilor sau conductelor, făcându-le aproape inaccesibile pentru service.
4. Nu se urmează instrucțiunile producătorului pentru cablarea separatorului de cablu în partea de c.c..
5. Instalarea de manșoane uscate în locații umede și înăuntrul cutiilor care se udă în mod constant.
6. Folosirea de garnituri improprie pentru introducerea cablurilor în cutii de exterior.

Greșeli Comune de Instalare la Sistemele de Montare:

1. Nu se folosesc piesele furnizate sau recomandate la sistemele de montare.
2. Nu se instalează corect jgheburile de scurgere.
3. Nu se folosesc adezivii corespunzători pentru tipul de acoperiș.
4. Nu se atașează buloane de ancorare corespunzătoare la elementele acoperișului.
5. Nu se efectuează găuri corespunzătoare pentru buloanele de ancorare și lipsesc sau se crapă elemente ale acoperișului.

7.2.3. Depanarea

Metodele de corectare a defectelor depind de tipul defectului și de tipul sistemului PV. Întâi, clientul trebuie întrebat când și cum au descoperit defectul. Diagramele circuitului și o descriere tehnică a sistemului pot fi utile. Înainte de a face măsurători, trebuie realizată o verificare vizuală a sistemului PV – în special a modulelor – pentru a verifica deteriorări mecanice sau depunerea de praf. Cablurile și conexiunile electrice trebuie de asemenea verificate.

Măsurătorile necesare pentru descoperirea defectelor în sistemele racordate la rețea sunt de obicei aceleași ca și cele de la punerea în funcțiune. Azi, din ce în ce mai des, diagnosticarea de la distanță printr-un modem și PC sunt posibile cu invertoarele moderne.

Procedura pas-cu-pas este descrisă în următoarele paragrafe:

Pasul 1: Invertorul și PV cutia de cabluri/ cutia de jonctiune

Întâi, verificarea prin măsurătoare a invertorului și cutiei de cabluri/jonctiune trebuie să înceapă cu cablurile care le conectează. Verificați datele de funcționare ale invertorului, prin verificarea LED-urilor sau codurilor de eroare, sau folosind software

la distanță și un laptop. Datele de funcționare ale invertorului pot da informații utile pentru localizarea defectelor. Pentru verificarea prin măsurători, testați partea de c.a. și apoi partea de c.c. a invertorului. Apoi, verificați cablul de c.c. și întrerupătorul principal de c.c. La măsurarea rezistenței de izolație, rezistența față de pământ trebuie să fie minim 2 MOhmi.

Pasul 2: Defecte de punere la pământ și scurt-circuit

Defectele de punere la pământ și scurt circuit pot fi detectate urmând procedura de depanare, dar șirurile PV trebuie mai întâi separate și măsurate individual. Pentru aceasta, opriți întâi invertorul și, dacă există, opriți întrerupătorul sau întrerupătoarele de c.c. Apoi câte un modul pe șir trebuie acoperit complet. Acum șirurile pot fi separate fără pericol de arc și măsurătoarea poate începe.

Pasul 3: Siguranțele/diodele/modulele șirului

Tensiunea la siguranțele șirului și la diode poate fi măsurată în timpul funcționării prin folosirea unui voltmetru în paralel. Dacă sunt prezente diferențe evidente în tensiunile individuale ale șirurilor și/sau curenți de scurt circuit pe șir, aceasta este o indicație a nepotririi generatorului sau o indicație a unui defect electric în unul sau mai multe șiruri. Poate fi deci necesar să se facă măsurători individuale la modulele șirului respectiv. Pentru șiruri mai lungi, împărțiți șirul în jumătate și găsiți care este jumătatea defectă a șirului. Apoi, folosiți aceeași metodă pe jumătate de șir defectă pentru identificarea modulului defect. Conexiunile modulului și diodele de bypass trebuie de asemenea testate.

Pasul 4 Tensiunea de circuit deschis și curentul de scurt-circuit

Măsurarea tensiunii de circuit deschis și curentul de scurt-circuit sunt foarte

importante pentru monitorizarea funcționării sistemului, dar trebuie înregistrată de asemenea și iradianța curentă.

Unele defecte tipice întâlnite la instalațiile PV sunt enumerate în TABEL 30 mai jos. Pe coloana din partea dreaptă sunt cauze posibile pentru aceste defecte, alături de măsuri de remediere pentru a depana

problema și pentru a repune sistemul în funcționare (DGS, 2008).

TABEL 30. DEFECTE TIPICE, MĂSURI CORECTIVE ȘI DEPANAREA (Sursa: Karamchetti M, 2011)

DEFECTE TIPICE	MĂSURI CORECTIVE ȘI DEPANAREA
Nu există curent de la ansamblul de module	Întreprupătoare, siguranțe sau disjunctoare deschise, arse, declanșate, cablul rupt sau corodat
Curentul de la module scăzut	Unele module sunt umbrite, soarele nu luminează puternic, Unghiul de înclinare sau orientarea incorectă, Unele module sunt deteriorate sau defecte, Modulele sunt murdare
Bateria nu se încarcă	Măsurati tensiunea de circuit deschis și confirmați că este în limitele normale. Dacă tensiunea este scăzută sau zero, verificați conexiunile la ansamblul PV. Deconectați sistemul PV de la controlerul de încărcare când lucrați la sistemul PV. Măsurati tensiunea sistemului PV și tensiunea bateriei la terminalele controlerului de încărcare, dacă tensiunea este aceeași ansamblul PV încarcă bateriile. Dacă tensiunea PV este aproape de cea de circuit deschis a panourilor și tensiunea bateriei este scăzută, controlerul nu încarcă bateriile și poate fi deteriorat.
Tensiunea este prea scăzută	Deconectați ansamblul PV, deconectați firul de pe terminalul pozitiv al bateriei și lăsați ansamblul PV deconectat. Lampa verde a controlerului de încărcare nu trebuie să fie aprinsă. Măsurati tensiunea la terminalele panoului solar ale controlerului de încărcare. Dacă becul verde este aprins, sau tensiunea bateriei este măsurată la terminale, controlerul poate fi deteriorat.
Sarcina nu funcționează corect	Verificați că nu sunt siguranțe arse sau disjunctoare declanșate.
Oprire la tensiune scăzută	Scurtați cablurile sau folosiți cabluri mai groase, reîncărcați bateria, permiteți unității să se răcească, îmbunătățiți circulația aerului, amplasați unitatea într-un mediu mai rece.
Lampa Fault aprinsă, sarcina de c.a. nu funcționează	Echipamentele de c.a. montate sunt rezistente la puteri mai mari decât cea a invertorului, a apărut oprirea la suprasarcină. Echipamentele de c.a. montate sunt rezistente la puteri mai mici decât cea a invertorului. Echipamentul depășește capacitatea de supratensiune tranzitorie a invertorului.
Polaritate conectată invers pe invertor	Verificați conexiunea la baterie, invertorul a fost probabil deteriorat și necesită înlocuirea.
Sarcinile se deconectează incorect	Controlerul nu primește tensiune corespunzătoare de la baterie, verificați conexiunea bateriei. Pragul de deconectare la minimă tensiune este setat prea sus. Modificați pragul de minimă tensiune folosind o sursă de alimentare variabilă.
Ardere siguranță ansamblu module	Realizarea testului de scurt-circuit cu bateriile conectate. Deconectați bateriile pentru realizarea testului. Ansamblul depășește clasa controlerului, adăugați un alt controler în paralel dacă este posibil sau înlocuiți-l cu controlere de o capacitate mai mare.
Nu există putere pe ieșirea invertorului	Întreprupător, siguranță sau disjunctur deschis, ars sau declanșat sau cablu rupt sau corodat. Tensiune scăzută pe invertor sau circuitul controlerului de încărcare este deschis. Tensiune ridicată a bateriei.

7.3. Proceduri de diagnostic

7.3.1. Proceduri de inspecție vizuală

Problemele mecanice sunt în general evidente datorită unor lucruri desprinse sau îndoite, rupte sau corodate. Pot fi în general identificate prin contact vizual. Instrucțiunile prezentate în capitolele anterioare trebuie respectate.

7.3.2. Monitorizarea performanței

7.3.2.1. Date de la utilizator

Datele de la utilizator pot varia de la un simplu LED apris pe inverter sau un ecran amplasat în spațiul domestic, până la un ecran mare de perete, interactiv la intrarea într-o instituție. Toate aceste afișaje oferă utilizatorilor o indicație că sistemul funcționează. O imagine clară adaugă valoare unui sistem, în special dacă este combinată cu grafice sau text care explică conceptele.

7.3.2.2. Verificarea performanței

Un sistem poate fi finanțat pe baza producției sale prin diferite scheme (Tarife de Injectare), în care utilizatorul este autorizat să măsoare producția și să o compare cu consumul din rețea. Complexitatea și cheltuielile acestei măsurători sunt determinate de numărul și acuratețea măsurătorilor de realizat.

FIGURA 159.

ĂSURAREA LA UN SISTEM PV AMPLASAT PE ACOPERIȘ, CONECTAT LA REȚEA (Sursa: Conercon Ltd)



7.3.2.3. Ecrane

Ecranele sunt baza monitorizării. Cel mai simplu este un indicator inclus în inverter. Majoritatea producătorilor de invertoare PV oferă un ecran opțional. Totuși, acesta poate impune constrângeri severe cu privire la locația amplasării inverterului, care în mod normal ar trebui să fie într-un gol din acoperiș, cameră electrică, sau alt spațiu izolat. Ca ecranul să fie eficient, trebuie amplasat undeva unde să fie vizibil în activitățile de zi cu zi. Ecranele la distanță sunt mai ușor de amplasat și pot primi date chiar de la inverter, sau printr-un contor amplasat pe cablul către tabloul de distribuție. Un cost semnificativ pentru instalare este pozarea cablului către ecran, dar sunt echipamente pe piață care evită acest lucru prin folosirea de transmisii radio de rază scurtă.

Multe formate de date pot fi afișate: cel mai popular este puterea instantanee generată și energia totală generată până la această dată. Totuși, ecrane mari afișează deseori valori derivate care au un înțeles mai bun pentru public, precum numărul de becuri alimentate, sau cantitatea de emisii de carbon eliminată. Un sistem bazat pe calculator poate adesea să transmită această informație către un monitor de informare touch-screen sau să afișeze pe un site.

7.3.2.4. Sisteme de achiziție de date

Sistemul principal tinde să se încadreze în două categorii: înregistratoare și calculatoare. Avantajul înregistratoarelor îl constituie simplitatea și robustețea construcției, dar dezavantajul în reprezintă inflexibilitatea și costul. Un sistem cu calculator, în contrast, poate fi mai greu setat și pus în funcțiune, dar are avantajul unei mai mari varietăți de opțiuni de funcționare și setări parametrizabile, în timp ce costul poate fi mai mic pentru un sistem bazat pe un PC desktop. Alegerea între cele două tipuri poate fi dictată de strategia de monitorizare.

7.3.2.5. Senzorii

Nu există o limită de intrări ce pot fi monitorizate de un sistem PV, dar majoritatea sistemelor vor avea nevoie să măsoare energia de intrare și de ieșire, și câteva variabile de climă și sistem.

7.3.3. Calibrarea și Recalibrarea

Sistemul trebuie setat și calibrat de preferință în locația unde este instalat. Necesitatea recalibrării trebuie determinată considerând durata de timp a monitorizării, precizia necesară pentru sistem. Celula de referință este de obicei critică, dar de obicei cel mai greu accesibil obiect. Dacă recalibrarea anuală nu este realizată în laborator, o comparație în locație cu un dispozitiv apropiat poate fi suficientă. Întregul sistem de monitorizare poate de asemenea să beneficieze de o calibrare comparativă folosind un echipament de calibrare de mână (senzori de temperatură ambientală, aparate de măsurat tensiunea și curentul, etc.).

7.3.4. Stocarea și Transmisia Datelor

Datele sunt în general stocate local folosind RAM drep înregistrator, sau folosind un hard disc al unui sistem cu calculator. Înregistratoarele adesea includ carduri RAM, discuri, sau alte medii magnetice, ca o formă de stocare/recuperare. PC-urile pot folosi drive-uri multiple, sau descărcări zilnice, ca metodă de stocare de rezervă.

Având datele înregistrate, acestea pot fi transmise către organizația de monitorizare prin mai multe mijloace. Cele mai simple înregistratoare trebuie luate fizic și duse la laborator, conectate la un cititor special, sau un port serial al unui calculator.

Mediile detașabile permit interschimbarea mediilor de stocare din locație, permițând continuarea monitorizării fără întrerupere. Singurele dezavantaje sunt că mediul de stocare trebuie introdus corect, sau înregistratorul nu poate fi repornit, iar

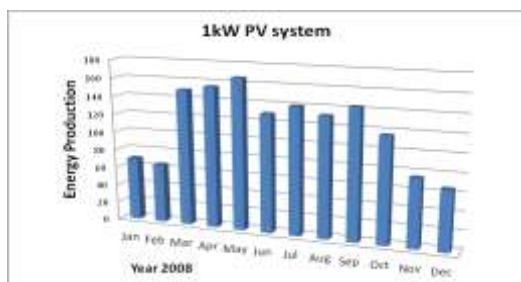
pierderea de date nu va fi observabilă până la următoarea vizită. Transmisile telefonice sunt adesea folosite, deoarece permit descărcarea frecventă a datelor (reducând dimensiunile perioadelor 'pierdute'), și de asemenea șansa de a modifica orarul de înregistrare. Cele mai sofisticate înregistratoare pot iniția apelarea către un fax sau PC pentru a raporta orice defect sau semnale în afara limitelor îndată ce sunt detectate. Apariția internetului a permis calculatoarelor să se conecteze la un portal prin linia telefonică, făcând astfel descărcarea datelor mai ieftină și posibilă din orice parte a lumii. Dacă nu este disponibilă o linie telefonică la o locație distantă, o conexiune de celular poate oferi o facilitate similară.

7.3.4.1. Analiza datelor

După colectarea datelor sistemului PV, trebuie întreprinsă o analiză detaliată. În acest fel, datele stocate pot fi o unealtă folositoare pentru evaluarea și monitorizarea sistemului. Datele de performanță lunare, producția ansamblului, etc. au devenit căi normale de definire a performanțelor sistemului PV și o utilizare continuă a acestei metode va face mai ușoară compararea sistemelor existente. Grafice tip bară pot fi de asemenea detaliate cu subcategorii cum ar fi pierderi de preluare a radiației solare, pierderi ale sistemului, etc. De exemplu, menținerea unui grafic de bare cu producția zilnică și lunară este o cale simplă de a garanta performanța sistemului PV și de a analiza posibilele defecte (Sursa pentru 7.3: Rudkin E. & Thornycroft J. 2008).

FIGURA 160.

EXEMPLU DE GRAFIC TIP BARĂ A UNUI SISTEM PV DE 1KW



7.4. Documentația Clientului

După terminarea instalării, testele și verificările extinse ale instalatorului asupra sistemului, rezultatele sunt trecute într-un raport de punere în funcțiune. Acest proces poate dura câteva zile în funcție de dimensiunea sistemului PV. Acesta va fi semnat de un reprezentant autorizat pentru a confirma faptul că lucrarea este satisfăcătoare.

O copie a raportului de punere în funcțiune trebuie dată proprietarului împreună cu certificatele de conformitate și garanțiile relevante. Sunt date garanții pentru fiecare parte a sistemului către proprietar (de obicei garanția producătorului). De asemenea trebuie date instrucțiuni complete de operare și întreținere, împreună cu o descriere completă a sistemului.

De obicei, proprietarul cere câteva garanții de performanță a sistemului de la instalator. Instalatorul se angajează la producția unui sistem dând un minim de kWh produși pe an. Dacă producția reală este mai mică decât cea dată, instalatorul trebuie să compenseze proprietarul (investitorul), în funcție de termenii înțelegerii (Rudkin E. & Thornycroft J., 2008).

7.5. Lista de verificări pentru întreținere

Trebuie realizată o inspecție și întreținere la fața locului pentru un sistem PV. Crearea unei liste de verificări este necesară pentru permite sistemului PV să funcționeze normal. O listă de verificări de întreținere ar trebui să includă câteva din rubricile din TABEL 31.

TABEL 31. LISTĂ DE VERIFICĂRI PENTRU ÎNTREȚINERE. (Sursa: <http://www.contractorsinstitute.com/>)**Sistemul PV – Listă de Verificări pentru Întreținere**

Adresa instalației	Inspectat de:
	Data: Referința:

Modulele și Cablarea

- ☐ Condiția
- ☐ Izolație corespunzătoare pentru cablajul modulelor
- ☐ Conectori corespunzători pentru extensia de cablaj a modulelor
- ☐ Împământarea corespunzătoare a modulelor & structurii modulelor
- ☐ Conductorii de împământare
- ☐ Structura modulelor fixată corect și etanșată
- ☐ Trecuri corespunzătoare a cablurilor din exterior în cutii
- ☐ Conducente de metal prin pod până la separatorul modulelor
- ☐ Observarea deteriorării modulelor
- ☐ Observarea acumulării de murdărie
- ☐ Urmărirea umbririi modulelor

Conexiunile de c.c.

- ☐ Cutiile de cabluri pentru circuitul sursă
- ☐ Disjunctoare speciale pentru c.c. sau siguranțe pentru tensiune adecvată
- ☐ Listă cu Echipamentul

Cutiile cu componente de c.c.

- ☐ Secțiunea și tipul izolației cablului corespunzătoare
- ☐ Terminații corespunzătoare pentru conductori
- ☐ Componente speciale pentru c.c.
- ☐ Listă cu Echipamentul
- ☐ ÎMPĂMÂNTARE ÎNTR-UN SINGUR PUNCT!
- ☐ Opțional un electrod conductor pentru împământare

Cutii cu componente de c.a.

- ☐ Bară de Nul separată
- ☐ Listă cu Echipamentul
- ☐ Separatoare și Disjunctoare etichetate

Înterupătorul Utilității

- ☐ Etichetat
- ☐ Vizibil, blocabil, accesibil, rupere a sarcinii, mâner extern

Înterupătorul Principal al Clădirii

- ☐ Etichetat

Invertoarele

- ☐ Listă cu invertoarele (tip, număr serial, configurație)
- ☐ Stare/Condiție
- ☐ Defecte găsite
- ☐ Nivelul de zgomot
- ☐ Tensiunea de circuit deschis (V)
- ☐ Imp (A)
- ☐ Întrerupătoarele de intrare și ieșire etichetate
- ☐ Dimensiuni de cabluri corespunzătoare
- ☐ Împământat

Baterii (Doar la sistemele cu stocare în Baterii)

- ☐ Terminalele protejate la scurt-circuit
- ☐ Cablurile terminate corespunzător (fără menhină cu șurub pentru firele lițate)
- ☐ Sistem de ventilare și răcire ce nu necesită întreținere
- ☐ Fluxul de aer evacuat în exterior
- ☐ Etichetat cu procedurile de siguranță corespunzătoare

Reglatoare de Încărcare (Doar la sistemele cu stocare în Baterii)

- ☐ Stare/Condiție
- ☐ Întrerupătoarele de intrare și ieșire etichetate
- ☐ Lista cu reglatoarele de încărcare
- ☐ Dimensiuni de cabluri corespunzătoare
- ☐ Împământat

Circuite în Așteptare (Doar la sistemele cu stocare în Baterii)

- ☐ Aveți grijă la mai multe cabluri dacă tensiunea este 120V
- ☐ Etichetat

Punctul de racord cu utilitatea

- ☐ Etichetat
- ☐ Conformitate

Predarea sistemului PV

- ☐ Defecte menționate

7.6. Exerciții

7.6.1. Planul de întreținere

1. Frecvența inspecției și întreținerii sistemului fotovoltaic trebuie să fie:
 - a) la fiecare 3 ani
 - b) cel puțin o dată pe an
 - c) la fiecare 5 ani
2. Majoritatea problemelor într-o instalație PV apar de obicei pe parcursul:
 - a) primului an de funcționare
 - b) celui de-al doilea an de funcționare
 - c) al treilea an de funcționare
 - d) al patrulea și al șaselea an de funcționare
3. Frecvența recomandată de curățare a suprafețelor modulelor este:
 - a) de două ori pe an
 - b) o dată pe lună
 - c) depinde de condițiile fiecărei instalații
4. În timpul măsurării iradianței totale a unui ansamblu PV, piranometrul trebuie:
 - a) să fie amplasat în aceeași direcție ca ansamblul PV
 - b) să fie amplasat în direcție opusă a ansamblului PV
 - c) să fie orientat spre nord
 - d) să fie orientat spre sud
5. Pentru a verifica densitatea electrolitului în baterii, instrumentul de măsurare folosit este:
 - a) ampermetru
 - b) voltmetru
 - c) hidrometru
 - d) termometru
6. Privind protecția invertoarelor la trăsnet:
 - a) nu se folosesc echipamente suplimentare
 - b) se folosesc descărcătoare
 - c) este folosit echipament pentru protecția la scurt circuit

7.6.2. Greșeli și defecte tipice

1. Unul dintre defectele tipice privind instalarea sistemelor de prindere a panourilor PV este distorsionarea modulelor PV montate pe acoperiș.
 - a) Adevărat
 - b) Fals
2. Cele mai des reclamate defecte potrivit unui număr mare de studii sunt defectele de _____.
 - a) inverter
 - b) baterie
 - c) panou
 - d) cablaj
3. La instalarea și conectarea modulelor PV, I_{MPP} pentru fiecare modul trebuie luat în considerare:
 - a) Adevărat
 - b) Fals
4. Pentru alimentări electrice, durata fizică de funcționare este de obicei specificată ca:
 - a) 25 ani
 - b) 45 ani
 - c) 15 ani
 - d) 35 ani
5. Un motiv pentru depășirea tensiunii inverterului poate fi:
 - a) condițiile meteo imprevizibile
 - b) proiectarea necorespunzătoare a ansamblului de module
 - c) o scurtătură în sistemul PV
6. Dacă nu sosește curent de la ansamblul PV, o cauză posibilă este ruperea sau corodarea cablării.
 - a) Adevărat
 - b) Fals

7.6.3. Proceduri de diagnostic

1. Principalul avantaj al sistemelor asistate de calculator pentru achiziția datelor este:
 - a) construcția simplă și robustă
 - b) este mereu mai ieftină decât un logger
 - c) este mai rapidă decât logger-ul
 - d) are o gamă mai largă de opțiuni de moduri de funcționare și setări configurabile.
2. Sistemul trebuie setat și calibrat preferabil în laborator:
 - a) Adevărat
 - b) Fals
3. Păstrarea înregistrărilor graficelor de bare ale producției zilnice și lunare de energie:
 - a) Este folosită doar pentru compararea performanței anuale a sistemului cu performanța anuală din raportul de punere în funcțiune
 - b) Este o metodă simplă prin care se asigură funcționarea sistemului și se poate percepe o posibilă defecțiune în sistem.
 - c) Este inutilă deoarece datele sunt stocate în invertoarele sistemului PV.
4. Problemele mecanice pot fi de obicei identificate printr-o inspecție vizuală:
 - a) Adevărat
 - b) Fals
5. Defectele de cablare pot fi detectate verificând invertorul.
 - a) Adevărat
 - b) Fals

7.6.4. Documentația către client

1. După ce instalația este completă, instalatorul trebuie să-și ia angajamentul pentru producția anuală de energie a sistemului prin prezentarea unui minim kWh produși pe an.
 - a) Adevărat
 - b) Fals

7.6.5. Lista de verificări de întreținere

1. O listă de verificări de întreținere pentru inverter trebuie să includă (alegeți 3):
 - a) nivel de zgomot
 - b) condițiile terminalelor
 - c) tensiunea de circuit deschis (V)
 - d) I_{MPP} (A)
 - e) Ventilație forțată către exterior
 - f) Acumularea de impurități

MANAGEMENTUL CALITĂȚII ȘI GRIJA PENTRU CLIENT 8



8.

8. MANAGEMENTUL CALITĂȚII ȘI GRIJA PENTRU CLIENT

8.1. Principiile calității

Odată ce bunele practici au fost stabilite într-o companie de instalare, este esențial să se realizeze instalații cu același standard ridicat. Aici un Sistem de Management al Calității (QMS) poate ajuta.

Ideea esențială este că întregul proces, de la primul contact cu clientul prin ofertă, instalare, punere în funcțiune și predare, este trecut într-un plan scris pe care instalatorul face un efort să îl folosească la toate instalațiile.

Formularele standard, procedurile și software-ul care formează QMS pot toate să contribuie la consistența funcționării și trasabilitate. Trasabilitatea devine importantă în eventualitatea unei probleme de după punerea în funcțiune, poate multe luni sau ani mai târziu. Ajută instalatorul să înțeleagă unde a mers prost procesul, sau dovedește că instalatorul nu a făcut greșeli și greșeala se află în altă parte (utilă în special dacă plângerea evoluează la o acțiune în instanță).

ISO 9001 este un exemplu de sistem de management al calității utilizat de multe companii de dimensiuni medii și mari și poate fi un îndrumar bun pentru oricine dorește să implementeze un QMS pentru propria afacere. Totuși, este important să ținem minte că fiecare afacere este diferită și astfel fiecare afacere trebuie să dezvolte propriul QMS care este cel mai potrivit pentru activitățile sale. Nu este necesar să se implementeze un sistem complet ISO 9001 pentru a implementa un QMS de bază. O versiune redusă poate fi mai potrivită pentru companiile mai mici și persoane fizice.

O metodă de definire și implementare a QMS este de a gândi fiecare etapă a procesului și a nota exact cum ar trebui abordată.

De exemplu, când o nouă cerere de ofertă este primită, este esențial să se rețină o serie de detalii ex detalii de contact, locație & cod poștal, cerințele de bază ale clientului, orientarea acoperișului și panta (dacă este posibil), etc. Dacă există un formular standard ce poate fi completat, această sarcină poate fi dată unei persoane care nu este expertă. Totuși, dacă nu există un formular, de obicei trebuie ca un expert să poarte conversația cu potențialul client, ocupînd deci timpul valoros al expertului pentru sarcini pe care ar putea să le realizeze personal mai ieftin. Acesta este un exemplu de cum primul pas al procesului de vânzare/instalare poate deveni mai consistent, eficient și cu costuri mai mici prin folosirea unui proces standardizat.

Deci, QMS-ul este construit prin gândirea fiecărei etape și notarea procedurii de urmat. QMS-ul poate de asemenea fi gândit ca un set de 'Proceduri de Operare'.

Lista de mai jos este un exemplu de elemente care pot fi luate în considerare la redactarea procedurilor de operare care vor fi introduse în QMS-ul unei companii de instalare sisteme PV:

- Procedură de procesare a cererilor de ofertă de la clienți, posibil folosind un formular standard 'Cerere Ofertă Client' (după cele discutate mai sus).
- Procedură pentru realizarea unei vizite la amplasament. Aceasta poate include detalii despre cum să se realizeze un formular 'Studiere a amplasamentului' sau 'Evaluarea Clădirii'.
- Cum să se pregătească o ofertă, inclusiv o machetă de ofertă.
- Un contract standard cu clientul.
- Un contract standard cu un subcontractor pentru angajarea de subcontractori.

- Procedura folosită pentru proiectarea sistemelor și utilitățile software: ex. software pentru calculațiile mecanice și electrice și predicțiile de energie.
- Procedura de evaluare a riscurilor locației și/sau declarații de metodă. Aceasta poate include de asemenea un șablon corespunzător.
- Procedură de inspectare a bunurilor livrate (ex. pentru corectitudine, deteriorare, părți sau documentație lipsă etc).
- Procedură de trecere în revistă a conținutului QMS, inclusiv definirea când și cum sunt aduse la zi documentele și cine este responsabil cu aceasta.
- Alte documente care trebuie incluse în QMS: un document care identifică standardele naționale; reglementările tehnice; reglementările în construcții; ghiduri industriale etc...
- Instrucțiunile echipamentelor date de producători pentru fiecare echipament instalat de companie.
- Lista documentelor de ținut în dosarul fiecărui client.
- Lista documentelor de predat fiecărui client.
- Termeni și condiții standard (dacă nu sunt incluse în contract) și informații standard de garanție.
- Politică de Sănătate și Siguranță.

Alte documente care pot apărea ocazional în QMS:

- O listă a echipamentelor (inclusiv număr serial) care necesită calibrare, cine este responsabil de verificarea faptului că echipamentul este calibrat și datele pentru când trebuie realizată următoarea calibrare.
- Documentele de Instruire a Personalului – utile pentru determinarea celui care este

competent să opereze o procedură și care are potențial de evoluție pentru a ajuta la motivarea personalului și a planifica necesarul de forță de muncă.

- O procedură de reclamații și înregistrare a tuturor reclamațiilor primite (fie argumentate sau nu) pentru a înregistra instanțe individuale de probleme și, dacă este cazul, cum să se rezolve.

Este de asemenea foarte util să se scrie un document de ansamblu al QMS care să spună ce proceduri vor fi folosite în ce etapă, de la contactul cu clientul până la predarea către acesta și serviciile de după vânzare. Acesta este de obicei cunoscut drept Planul Calității și trebuie să includă o definiție a celui care este competent să realizeze fiecare procedură.

Odată ce a fost introdus un QMS, este de obicei bine să se evalueze periodic cât de bine funcționează (ex: trimestrial), și să se înregistreze rezultatul fiecărei evaluări. Aceasta asigură că greșeli anterioare nu se vor mai repeta și că sunt identificate bune practici și incluse în funcționarea de zi cu zi a afacerii. Astfel de evaluări asigură de asemenea o oportunitate de verificare a schimbărilor în reglementări și standarde care sunt relevante instalațiilor PV, să se verifice reclamațiile primite astfel încât cauzele comune să poată fi identificate și corectate și să se primească informații de la personal/subcontractori.

8.2. Standarde UE pentru PV

Există numeroase standarde UE pentru PV care conțin cerințe pentru producția și testarea produselor PV. Aceste standarde sunt de asemenea aduse la zi din când în când, sau sunt publicate noi standarde, pentru a lua în calcul aceste schimbări în metodele de tehnologie și testare.

În consecință nu este practic să includem aici o listă completă a standardelor. O listă a standardelor este disponibilă în Anexa iii și o listă de standarde poate fi găsită de asemenea pe site-ul Asociației Industriei Europene a Fotovoltaicelor (www.epia.org). Multe standarde acoperă produsele PV, cu toate acestea, cele care definesc cerințele pentru calificarea modulelor și aprobarea tipului includ:

- EN 61215 (modulele PV cristaline)
- EN 61646 (modulele PV Film-Subțire)
- EN 61730 (siguranța modulelor PV)

Este de obicei o cerință de eligibilitate (ex. pentru subvenții financiare) ca orice modul instalat să fie certificat cu cel puțin unul din standardele menționate mai sus.

Deși nu este un Standard European, standardul de instalare MCS pentru centrale PV de microgenerare (MIS 3002) specifică cerințele de proiectare, furnizare, instalare, punere în funcțiune și predare a sistemului PV pentru clădiri permanente.

MIS 3002 este disponibil pe site-ul MCS (www.microgenerationcertification.org).

MIS 3002 apelează de asemenea la indicații din 'Fotovoltaicele în Clădiri – Ghid de instalare a sistemelor PV', în prezent la a 2-a ediție ce va fi foarte curând adusă la zi.

8.3. Grijă pentru client

8.3.1. Generalități

Este important ca întreg procesul de la primul contact cu clientul, până la punerea în funcțiune și predarea sistemului, să fie precis, transparent, documentat clar și înțeles de client. Depărtarea de la acest principiu general va rezulta inevitabil în probleme și plângeri.

De aceea toate etapele procesului trebuie documentate într-o formă pe care clientul să o înțeleagă, toate punctele cheie trebuie explicate verbal, iar proiectul nu trebuie să continue până ce clientul nu este de acord și își dă acordul în scris pentru oferta instalatorului.

8.3.2. Vânzarea de Energie Solară

Trebuie aderat la următoarele puncte în timpul procesului de pre-vânzare:

Publicitate

Publicitatea și activitățile promoționale vor da imaginea corectă a produselor și serviciilor și nu vor face declarații nefondate despre performanță sau recuperarea financiară.

Instruirea Personalului

Personalul de vânzare va fi instruit la un nivel care să-i permită să realizeze o analiză solară detaliată și să ofere sfaturi despre orice îmbunătățire a serviciilor. Vor fi de asemenea capabili să ofere o evaluare de bază a energiei clădirii și să dea sfaturi cu privire la eficiența energetică.

Instruirea personalului de vânzări va include un modul despre tehnici acceptabile de vânzare, pentru a se evita tactici de presiune ridicată. Personalul trebuie înștiințat de sancțiunile posibile dacă astfel de tactici sunt folosite.

În general personalul de vânzare:

- Nu poate oferi bonusuri pentru semnarea unui contract la prima întâlnire de vânzare.
- Nu poate rămâne pe proprietatea clientului mai mult de 2 ore, inclusiv timpul de adunare a datelor despre locație.
- Nu acceptă nici o plată la vizita inițială de vânzare.
- Trebuie informat clientul despre procesul de vânzare (vezi Oferte mai jos), inclusiv perioada de 'răcire' ulterioară semnării contractului.

- Trebuie să informeze clientul de orice permise sau aprobări necesare (ex: aprobări de proiect, racordarea la rețea) înainte de începerea instalării și trebuie să specifice clar persoana care trebuie să le obțină.

8.3.3. Oferte și contracte

Estimări ale Producției de Energie

Oferta, împreună cu termenii și condițiile firmei, vor forma contractul între instalator și client. De aceea este esențial ca ofertele să fie clare, ușor de înțeles și să conțină toate informațiile necesare.

Chiar înainte ca o ofertă să fie emisă este o bună practică să oferiți clientului o estimare a energiei anuale produse de sistemul PV propus. Aceasta datorită faptului că generarea de energie regenerabilă (și primirea de orice bonus financiar) este de obicei principalul scop al beneficiarului. De aceea, furnizarea unei estimări de o precizie rezonabilă a energiei previzionate a fi produsă înainte de a intra în orice contract de instalare este de importanță vitală.

Astfel de cifre de producție de energie pot fi doar aproximative, iar calculele pot deveni foarte complexe, în funcție de nivelul de precizie necesar. De aceea, este necesar să se explice clientului factorii cheie: climă, orientare & înclinare, umbră, temperatură și de a menționa ce metodă de calcul a fost folosită (dacă s-a realizat un calcul de mână sau s-a folosit un software de modelare). Ipotezele cheie ce stau la baza calculației trebuie de asemenea prezentate pentru a permite verificarea estimărilor. Este de asemenea esențial, nu atât pentru propriul beneficiu cât pentru al instalatorului, de a acompania estimările de performanță cu o notă care să explice că performanțele sistemului PV nu pot fi precise cu precizie, datorită variațiilor de energie solară disponibilă de la locație la locație și de la an la an.

Alte articole în ofertă

Alte articole care trebuie incluse în etapa de ofertare sunt:

- O explicație despre bonusurile financiare (ex: tarife de injecție, subvenții, etc).
- Valoarea de bani rezultată pentru sistemul propus, inclusiv recomandarea că invertorul poate necesita înlocuirea pe durata vieții sistemului și costul estimativ al acestuia.
- Listă cu toate componentele principale furnizate, inclusiv producătorul și tipul modelului.
- Durata previzionată a procesului de instalare.
- Perioada de "calm" (poate varia în funcție de legislația locală sau codurile de practică).
- Ce se întâmplă în timpul instalării: ex. montarea de schele.
- Serviciile necesare (ex. energie electrică).
- Dacă este necesar un spațiu temporar de depozitare în siguranță a echipamentului înainte de montaj.
- Modalități de plată acceptate termeni de plată.
- Alți termeni și condiții specifici afacerii.

Dacă este necesar un depozit înainte de începerea lucrărilor de instalare, acesta va reprezenta o mică parte din valoarea totală a proiectului. Depozitul și orice altă plată în avans, dacă este necesară, trebuie ținute într-un cont special creat pe numele clientului (ex. un cont 'client' sau alt cont nou creat). Acesta trebuie să fie separat de conturile legate de creditele instalatorului și facilitățile bancare. Îndrumare pentru realizarea și administrarea acestor aranjamente sunt disponibile la majoritatea băncilor. Depozitul va fi returnat clientului în eventualitatea anulării contractului în perioada de "calm".

În eventualitatea unor mici modificări ale specificației, acestea trebuie aprobate în scris cu clientul. În eventualitatea unor schimbări

mari de specificații, de oricare parte, trebuie realizată și acceptată o nouă ofertă înainte de continuarea lucrărilor.

8.3.4. Terminarea lucrărilor

Etapă de instalare poate demara doar după acceptul scris al ofertei (în eventualitatea mai multor cotații, trebuie clarificat la care dintre ele se referă acceptarea). De asemenea, instalația nu trebuie să înceapă până ce instalatorul nu are dovada că toate permisele și aprobările au fost obținute.

Dacă sunt angajați subcontractori, aceștia vor fi în permanență sub supervizarea și controlul instalatorului care a semnat contractul cu clientul. Instalatorul rămâne responsabil către client pentru calitatea și corectitudinea oricărei lucrări subcontractate.

În timpul instalării

Clienții și proprietatea acestora trebuie tratate cu respect tot timpul. Trebuie luate precauții pentru minimizarea zgomotului, deranjului sau deteriorarea proprietății (ex. protecția de murdărie & praf dacă se lucrează în interior, înlocuirea țiglelor crăpate, etc).

Clientul trebuie avertizat de orice probleme de sănătate și siguranță, precum posibilitatea căderii de obiecte, riscuri electrice, etc, și delimitări corespunzătoare trebuie instalate pentru a preveni rănirea în conformitate cu standardele locale de sănătate și reglementările de siguranță.

Dacă instalatorul va întârzia din orice motiv (ex. vreme proastă), clientul trebuie informat și trebuie să i se dea noi termene de reluare a activităților și cum vor avea impact asupra datei de punere în funcțiune.

8.3.5. Testul final, punerea în funcțiune și predarea

La finalizarea procesului de instalare, ultima etapă este testarea și punerea în funcțiune. Această etapă va urma procedura scrisă de

testare și punere în funcțiune a instalatorului, inclusiv cele indicate în instrucțiunile de instalare ale producătorului de echipamente. O copie a rezultatelor trebuie furnizată clientului.

După punerea în funcțiune a sistemului trebuie emis un certificat către client care să prezinte următoarele puncte:

- adresa proprietății
- detalii de contact ale instalatorului
- tipul & numărul serial al echipamentului instalat
- data punerii în funcțiune
- puterea instalată a sistemului
- estimarea anuală a producției de energie
- perioada de garanție a instalatorului (termeni de referință)
- Garanțiile producătorului modulelor PV și a invertorului

Declarație: "Această instalație a fost pusă în funcțiune de <Numele companiei, numele inginerului>. <Compania> declară prin prezenta că la data punerii în funcțiune sistemul a fost inspectat și declarat sigur, funcțional și instalat în concordanță cu toate reglementările aplicabile".

8.3.6. Garanții și servicii după vânzare

Este important ca după procesul de instalare, clientul să fie asigurat că va primi suport în eventualitatea oricărei probleme cu sistemul.

Detalii privind garanția care acoperă calitatea produselor și a lucrărilor de instalare trebuie incluse în documentația de punere în funcțiune oferită clientului la terminarea lucrărilor (vezi mai sus). Instalatorii trebuie să ofere un contract de mentenanță, dar să nu insiste ca acesta să fie semnat. Este o bună practică să se lase un manual de operare la fața locului, care să detalieze cerințele de întreținere ale sistemului.

Toți instalatorii ar trebui să aibă și să opereze o procedură transparentă de reclamații, iar o

copie scrisă a procesului verbal trebuie lăsată la client.

Un instrument util pentru instalator pentru monitorizarea satisfacției clientului, și pentru a-și asigura clienții, este un formular de feedback de la client. Este de aceea o bună practică să se includă un astfel de formular în pachetul de predare a instalației.

8.4. Exerciții

Pentru a ajuta dezvoltarea unui sistem corespunzător QMS să monitorizeze afacerea, citiți textul din acest capitol și utilizați informațiile pentru a pregăti următoarele:

- Un formular de ‘Chestionare a Clientului’
- Un formular de ‘Analiză a locației’ sau ‘Evaluare a clădirii’
- Un șablon de ofertă
- Un contract standard cu clientul
- Un contact standard cu sub-contractorul
- O procedură standard pentru proiectarea sistemelor PV
- Un formular de evaluare a riscului
- O declarație de metodă generică
- Un formular de inspecție a mărfurilor utilizate în proiect
- O procedură pentru trecerea în revistă a conținutului QMS-ului dvs.
- O listă de Reglementări Tehnice, Reglementări în Construcții și recomandări din industria națională
- O listă de documente de ținut în dosarul fiecărui client
- O listă de documente de predat fiecărui client
- Termenii și condițiile standard (dacă nu sunt incluse în contract) și informațiile standard de garanție
- O politică de sănătate și siguranță pentru afacerea dvs.
- O procedură de tratare a reclamațiilor



9. GLOSAR DE TERMENI

A

curent Alternativ: sarcină electrică schimbându-și periodic direcția în (c.c.), sarcina electrică se scurge întotdeauna într-o singură direcție.

Amper: unitate de curent electric sau debitul curgerii de electroni. O tensiune de un volt pe o rezistență de un ohm determină circulația unui curent de un amper.

semiconductor Amorf: material semiconductor necristalin, ușor și mai ieftin de realizat decât cel cristalin, dar mai puțin eficient.

Amper Oră: măsură a curentului pe durată de timp, utilizat frecvent pentru măsurarea capacității bateriei.

Azimut: Unghi între direcția Nord și proiecția normalei la suprafață pe planul orizontal, măsurat în sensul acelor de ceasornic față de nord.

B

Balanța-sistemului (BOS): toate componentele sistemului exceptând modulele PV. Reprezintă echipamentul auxiliar care se referă la structurile de suport și siguranță, invertoare, separatoare și dispozitive de protecție la supracurent, regulatoare de încărcare și cutii de joncțiune.

Baterie: celule electrochimice încapsulate într-un container și conectate electric într-o configurație corespunzătoare serie/paralel pentru a asigura nivelul de tensiune și curent necesar funcționării.

Banc de bateri: grup de baterii conectate împreună pentru a stoca energia unui sistem fotovoltaic.

diodă de Blocaj: dispozitiv care controlează circulația curentului în sistemul PV, blocând curentul invers prin module.

Sistem fotovoltaic adaptat clădirii: Instalații PV fixate pe elementele existente ale clădirii, precum acoperișuri, luminatoare, fațade, balcoane, adăposturi.

Sistem fotovoltaic integrat în clădire: materiale PV (foi, gresii, sticle, etc.) utilizate în locul materialelor de construcții convenționale în anumite părți ale anvelopei clădirii.

Diodă de ocolire: diodă conectată în paralel la un modul PV care oferă o cale alternativă pentru curent în caz de umbră sau defecțiune.

C

Cadmium (Cd): element chimic utilizat în realizarea anumitor tipuri de celule solare și baterii.

Telurit de Cadmiu (CdTe): material fotovoltaic policristalin tip film-subțire.

Clește ampermetric: aparat electric de măsură a curentului dotat cu două „fâlcii” care se deschid pentru a instala dispozitivul în jurul conductorului fără a fi necesară întreruperea circuitului.

Randament de conversie: Raportul dintre energia electrică produsă de un dispozitiv PV și energia solară incidentă asupra celulei fotovoltaice.

Convertor: dispozitiv care transformă un voltaj DC într-un alt voltaj DC.

Celule din siliciu cristalin: sunt realizate din felii subțiri (plăcuțe) tăiate dintr-un singur cristal sau bloc de siliciu.

Curent-tensiune: combinațiile utilizabile de curent și tensiune la ieșirea panoului PV.

D

Grad de descărcare: numărul de amperi-oră utilizați dintr-o baterie sau celulă complet încărcată, exprimați ca procent din capacitatea maximă.

Iradieria Difuză (DIF): cantitatea de radiație solară pe unitatea de suprafață care nu ajunge pe cale directă de la soare, ci a fost dispersată de moleculele și particulele din atmosferă sau reflectată de pământ și poate veni din orice direcții.

Diodă: Dispozitiv electronic ce permite curentului să treacă într-o singură direcție.

Curent continuu: circulație de sarcină electrică într-un singur sens.

Iradianța Normală Directă (DNI): cantitatea de radiație solară pe unitatea de suprafață care este permanent păstrată perpendiculară (sau normală) pe razele solare care vin drept de la poziția curentă a soarelui pe cer.

Sistem distribuit: sistem de generare a energiei instalat acolo unde este nevoie de energie (lângă consumator).

E

Sistem de împământare: totalitatea măsurilor utilizate pentru conectarea unei părți dintr-un material conductor la pământ.

Curent Electric: fluxul de energie electrică (electricitate) ce traversează un conductor.

Circuit Electric: traseul electronilor dintr-o sursă de alimentare (generator sau baterie) printr-o linie externă

Electrolit: mediul care oferă mecanismul de transport al ionilor între electrozii pozitivi și negativi ai bateriei.

Capsulare: protecție aplicată în jurul celulelor în procesul de realizarea a modulelor PV, concepute să reziste peste 20 de ani.

Perioada de Recuperare a Investiției: perioada de timp în care inputul de energie pe durata ciclului de viață al sistemului PV (producție, instalare, demontare și reciclare) este compensat de electricitatea generată de sistemul PV.

Zona Echipotențială: puncte temporare de împământare amplasate și aranjate în așa fel încât să prevină expunerea muncitorilor la diferențe de potențial periculoase.

Dioxid de carbon echivalent: emisii de gaze cu efect de seră exprimate în kgCO₂e.

F

Studiu de Fezabilitate: raport privind viabilitatea unui proiect, cu accent pe identificarea problemelor și riscurilor potențiale și evidențierea perspectivelor de succes

Tarif de Injectare: mecanism menit să accelereze investițiile în surse regenerabile, prin oferirea unor contracte pe termen lung producătorilor.

Factor de umplere: factor privind gradul până la care un modul deviază de la modul optim de operare.

Matrice Înclinată Fixă: ansamblu de module fotovoltaice montate la un unghi fix față de orizontală.

Siguranță fuzibilă: dispozitiv de protecție electrică pentru întreruperea automată a unui circuit electric la trecerea unui curent electric prea ridicat

G

Galiu (Ga): element chimic de natură metalică, utilizat în producerea anumitor celule solare și dispozitive semiconductoare.

Arsenit de Galiu (GaAs): un compus cristalin de înaltă eficiență utilizat în producerea anumitor tipuri de celule solare și materiale semiconductoare.

Iradianța Globală pe Suprafață Orizontală: cantitatea totală de radiații cu unde scurte primite de o suprafață orizontală. Include atât Iradiața Normală Directă, cât și Iradianța Difuză Orizontală.

Iradianța Globală pe Suprafață Înclinată: cantitatea totală de radiații (directă și difuză) primită de o suprafață înclinată.

Rețea: rețea de cabluri de transmisie utilizată la distribuția energiei electrice.

Sistem conectat la rețea: Sistem PV conectat la rețeaua electrică locală

Conductor pentru împământare: conductor utilizat pentru a conecta cadrul unui dispozitiv electric la pământ. Conductorul pentru împământare este de obicei din cupru.

Sistem de Pământare: vezi Sistem de Împământare

H

Punct fierbinte: fenomen în funcționarea unui dispozitiv PV, când una sau mai multe celule din modulul sau matricea PV acționează ca o sarcină rezistivă, rezultând supraîncălzirea locală sau topirea celulei.

Sistem hibrid: combinații de dispozitive de generare a energiei care pot include generatori convenționali, cogenerare, turbine eoliene, hidrocentrale, baterii, fotovoltaice, pile de combustie, biomasă și alte intrări.

I

Clinometru: dispozitiv de măsurarea a unghiului de pantă și înclinație a unui obiect în raport cu gravitația sa, prin crearea unui orizont artificial.

Lingou: cuburi sau cilindri de siliciu topiți și ulterior solidificați, gata pentru tăiere în plăci subțiri.

Rata Internă de Rentabilitate: rata reală a profitului anual al unei investiții. Aceasta

echivalează valoarea investiției cu valoarea veniturilor obținute.

Invertor: convertor care transformă curentul continuu din modulele PV în curent alternativ mono sau trifazat.

Iradianță: intensitatea instantanee a radiației solare pe o suprafață (W/m^2).

Insularizare: orice situație în care rețeaua electrică este deconectată și unul sau mai multe invertore dintr-un sistem PV conectat la rețea menține o cantitate de electricitate în acea parte a rețelei sau pentru o instalație consumator.

Transformator de izolare: înfășurările primare și secundare ale transformatorului care sunt separate electric de izolație dublă sau sporită.

J

Cutie de joncțiune: o cutie amplasată pe modul în care șirurile de panouri fotovoltaice sunt conectate electric și în care se pot găsi și dispozitive de protecție.

K

Kilowatt-oră: unitate de măsură a energiei egală cu 1000 watt-oră sau 3.6 megajouli.

L

Curba de învățare: grafic ce reprezintă rata de învățare. În domeniul PV aceasta este cel mai adesea legată de prețul de producție al PV la nivel global.

Analiza Ciclului de Viață: apreciere cu privire la cuantificarea și evaluarea impactului asupra mediului (emisii, ape uzate, deșeuri solide și consumul de energie și alte resurse) pe durata ciclului de viață al unui produs, proces sau activitate.

M

Măsurare: sistemul include contoare pentru măsurarea performanței generale. Unele

contoare indică și consumul intern de energie.

Pierderi datorate nepotririi: pierderi datorate interconectării de celule solare sau module care nu au proprietăți identice.

Regulator MPP (Punct de Putere Maximă): dispozitiv care caută punctul optim de funcționare a unui modul și se asigură că acesta furnizează puterea maximă posibilă în orice condiții.

Multimetru: dispozitiv care poate măsura tensiunea, curentul și rezistența.

N

Tensiune Nominală: tensiune de referință utilizată pentru a caracteriza baterii, module sau sisteme

O

Sistem de urmărire pe o singură axă: sistem capabil de rotire pe o axă, care urmărește de obicei soarele de la Est la Vest.

Tensiune în circuit deschis: tensiune produsă de sistemele PV fără sarcină conectată când celula este expusă la condiții de testare standard (STC).

P

Conexiune în paralel: interconectarea a două sau mai multe panouri, astfel încât tensiunea la borne rămâne aceeași, iar curentul este însumat.

Punctul de Putere Maximă (MPP): punctul de pe curba I-V în care se obține puterea maximă

Orele de Vârf Solar: numărul echivalent de ore pe zi când iradianța solară medie este de 1 kW/m^2 .

Rata de performanță: performanța sistemului comparativ cu un sistem similar (ca proiectare și randament, situat în aceeași locație), dar fără pierderi.

Echipament de Protecție a Personalului (PPE): echipament utilizat pentru reducerea expunerii angajaților la pericole, când controalele tehnice și administrative nu sunt posibile sau eficiente.

Împământare de protecție: rețea de conductori care transferă curentul la principalul terminal legat la pământ în scopuri de protecție.

Matrice PV: ansamblul modulelor PV conectate împreună.

Fenomen PV: crearea unei tensiuni electrice într-un material expus la lumină.

Modul PV: Celule PV conectate în serie și închise într-o carcasă protectivă.

Piranometru: instrument pentru măsurarea intensității radiației solare pe o suprafață plană. Densitatea fluxului de radiație solară măsurat în W/m^2

Q

Sistem de management al calității: structura organizațională și procesele de implementarea managementului calității.

R

Regulator: dispozitiv pentru prevenirea supraîncărcării bateriilor prin controlarea ciclului de încărcare – de obicei adaptabil la nevoile specifice ale bateriei.

S

Plan de securitate: listă cu principalele instrucțiuni privind asigurarea sănătății și a securității în faza de construcție.

Semiconductor: material cu structură cristalină ce permite trecerea curentului în anumite condiții, fiind practic un mediu bun pentru controlul curentului electric.

Conexiune în serie: interconectarea a două sau mai multe panouri astfel încât tensiunea este însumată, dar același curent trece prin ele.

Controler Serie: controler care întrerupe curentul de încărcare prin deschiderea circuitului ansamblului PV. Elementul de control este legat în serie cu ansamblul PV și cu bateria.

Controler Șunt: controler de încărcare care șuntează sau redirecționează curentul de încărcare de pe baterie.

Siliciu: element chimic nemetal, sensibil la lumină și capabil să transforme lumina în electricitate. Siliciul se găsește în nisipul de plajă, și este materia primă în fabricarea majorității celulelor PV.

Spectrul Solar: distribuția totală a radiației electromagnetice emisă de soare..

Sistem PV independent: sistem PV autonom, neconectat la rețea.

Condiții standard de testare (STC): radiație: 1000 W/m², temperatură: 25°C, și masa aerului: 1.5.

Stratificare: felul în care concentrația acidului variază de la vârf la bază în electrolitul bateriei.

Șir: număr de module sau panouri interconectate electric în serie pentru a produce tensiunea de funcționare solicitată de sarcină.

Sulfatare: formarea de cristale de sulfat de plumb pe plăcile unei baterii plumb-acid.

T

Întrerupător termomagnetic: limitator de curent (dispozitiv electromecanic) care previne alimentarea unei sarcini excesive.

Sistem de urmărire: sistem care urmărește poziția soarelui în timpul zilei astfel încât razele de soare să ajungă la panou sub unghiul optim, îmbunătățind în acest fel eficiența.

V

Volt (V): unitate de măsură a tensiunii electrice egală cu tensiunea electromotoare care determină un curent continuu de un amper să treacă printr-un conductor cu rezistența de un ohm.

Voltaj: tensiune electrică existentă între două puncte, măsurată în volți.

W

Foiță: strat subțire de semiconductor

Watt: unitate de măsură a puterii în Sistemul Internațional de Unități de Măsură.

Solstițiul de iarnă: cea mai scurtă zi și cea mai lungă noapte a anului, când poziția maximă a soarelui pe cer se află la cel mai scăzut nivel.

Z

Zenit: punctul imaginar cel mai înalt pe sfera cerească, situat pe verticală, deasupra locului de observație.

Unghiul la zenit: unghiul dintre direcția zenitului și direcția razei de lumină.



10. ANEXE

i. Abrevieri și Acronime

TABEL 32. ABREVIERI ȘI ACRONIME

Acronim	Explicație
AC (c.a.)	Curent Alternativ
ASTM	Societatea Americană pentru Teste și Materiale
BAPV	Fotovoltaice Aplicate Clădirilor
BIPV	Fotovoltaice Integrate în Clădiri
BOS	Balanța Sistemului
CEN – European	Comitetul de Standardizare
DC (c.c.)	Curent Continuu
DIF	Iradianță Difuză
DIN	Iradianță Directă Normală
DOD	Profundimea Descărcării
EPBT	Perioada de Recuperare a Energiei (Energy Pay-Back Time)
FIT	Tarif de Injectare (Feed-In-Tariff)
IEC	Comisia Electrotehnică Internațională
Impp	Curentul la Punctul Maxim de Putere
IRR	Rata Internă de Recuperare
ISO	Organizația Internațională pentru Standardizare
LCA	Analiza Ciclului de Viață (Life Cycle Analysis)
LED	Diodă Luminescentă
MPP	Punct de Putere Maximă
PPE	Echipament de Protecție Personală
PR	Rata de Performanță
PSH	Ore de Vârf cu Soare
PV	Fotovoltaic
STC	Condiții Standard de Test
UL Standards	Underwriter Laboratories Inc

ii. Simboluri și Unități

TABEL 33. SIMBOLURI ȘI UNITĂȚI

Simbol	Explicații	Unități
$A_{DC\ cable}$	Secțiunea cablului de c.c.	mm ²
C_{INV}	Factorul de dimensionare a invertorului	%
d	Diametrul obstacolului	m
d_s	Diametrul soarelui	km
E	Necesarul zilnic de energie, Wh	Wh
FF	Factorul de umplere	%

G	Media zilnică de ore de vârf cu soare	h
H	Înălțimea obstacolului	m
$I_z\ cable$	Curentul nominal al cablului	A
$I_{max\ INV}$	Curentul maxim permis pe intrarea de c.c. a invertorului	A
$I_{n\ string}$	Curentul nominal al șirului	A
$I_{n\ String\ fuse}$	Curentul de declanșare al siguranței șirului	A
$I_{n\ AC}$	Curentul nominal de c.a. al invertorului	A
I_{sc}	Curentul de scurt circuit	A
$I_{sc\ PV}$	Curentul de scurt-circuit al generatorului PV	A
$I_{sc\ String}$	Curentul de scurt-circuit al unui șir	A
I_{ST}	Curentul de șir	A
k_{MPP}	Factorul de tensiune MPP	-
$L_{AC\ cable}$	Lungimea desfășurată a cablului de conectare în c.a.	m
L_m	Lungimea desfășurată a cablului	m
L_{min}	Distanța minimă între PV și obstacol	m
L_{opti}	Distanța optimă între rândurile PV	m
L_s	Distanța Pământ Soare	km
n	Numărul de șiruri al generatorului PV	-
η_{PV}	Eficiența modulelor	
P	Puterea consumatorului	W
$P_{AC\ cable}$	Pierderele cablului	
$P_{INV\ DC}$	Puterea în c.c. a invertorului	W
P_N	Punctul de Putere Maximă	W
P_{PV}	Puterea ansamblului PV	W
PR	Rata de Performanță	%
Q	Capacitatea minimă necesară a bateriei	Ah
R	Rezistența electrică	Ω (ohm)
T_c	Coeficientul de temperatură al tensiunii	V/°C
T_{min}	Temperatura minimă așteptată a modului	°C
T_{max}	Temperatura maximă așteptată a modului	°C
T_{stc}	Temperatura modului la STC (25 °C)	°C
$V_{max(INV)}$	Tensiunea de intrare maximă a invertorului	V
$V_{MPP(INV-min)}$	Tensiunea minimă de intrare a invertorului la MPP	V
$V_{(MPP-T)}$	V_{MPP} la altă temperatură	°C
$V_{MPP-STC}$	Tensiunea MPP a sistemului PV la STC	V
V_{oc}	Tensiunea de circuit deschis	V

V_{oc-STC}	Tensiunea de circuit deschis la STC	V
$V_{oc-Tmin}$	Tensiunea de circuit deschis maximă a sistemului PV la o iradianță de 1 kW/m^2 și T_{min}	V
$V_{oc-Tmax}$	Tensiunea de circuit deschis maximă a sistemului PV la o iradianță de 1 kW/m^2 și T_{max}	V
W_{PV}	Puterea de vârf a ansamblului	
ΔV	Căderea de tensiune	V
ϕ	Latitudine	°
β	Înclinarea optimă	°
κ	Conductivitatea electrică	m/Ω mm^2
N	Factorul de pierdere	%

iii. Standardele Internaționale și UE referitoare la PV

TABEL 34. STANDARDE PENTRU METODE DE TEST ȘI CELULE DE REFERINȚĂ (Sursa: www.pvresources.com, 2011)

Metode de test și celule de referință

ASTM E973	Metodă de Test Standard pentru Determinarea Nepotririilor Parametrului Spectral între un Dispozitiv PV și o Celulă PV de Referință
ASTM E1021	Metode de Test pentru Măsurarea Răspunsului Spectral al Celulelor PV
ASTM E1040	Specificație Standard pentru Caracteristicile Fizice ale Celulelor PV de Referință Terestre Neconcentratoare
ASTM E1143	Metodă Standard de Test pentru Determinarea Linearității unui Parametru al unui Dispozitiv PV în Raport cu un Parametru de Test
ASTM E1125	Metodă Standard de Test pentru Calibrarea Celulelor PV de Referință Terestre Neconcentratoare, folosind un Spectru Tabular

TABEL 35. STANDARDE PENTRU MODULE SOLARE (Sursa: www.pvresources.com, www.epia.org, 2011)

Module Solare

EN 50380	Informația din fișa tehnică și eticheta modulului PV
IEC 61215	Module PV terestre din siliciu cristalin – Premize de proiectare și aprobarea tipului
IEC 61277	Sisteme de generare PV terestre – Generalități și îndrumare
IEC 60891:2009	Dispozitive PV – Proceduri de corecție de temperatură și iradianță la caracteristicile măsurate I-V
IEC 60904 Series	Dispozitive PV (principii pentru măsurare)
IEC 61345	Test UV pentru module PV
IEC 61646	Module PV film subțire terestre - Premize de proiectare și aprobarea tipului
IEC 61701	Testarea modulelor PV la coroziune prin pulverizarea de soluție salină

IEC 61730-1	Premize de siguranță pentru modulele PV - Partea 1: Cerințe pentru construcții
IEC 61730-2	Premize de siguranță pentru modulele PV - Partea 2: Cerințe pentru testare
IEC 61829	Ansambluri PV de siliciu cristalin – Măsurători la fața locului a caracteristicilor I-V
IEC 62108	Ansamble și module PV concentrator - Premize de proiectare și aprobarea tipului
IEEE 1513	Practici recomandate pentru acceptarea modulelor PV concentrator
ASTM E1038	Metodă Standard de Test pentru Determinarea Rezistenței Modulelor PV la Grindină prin Impactul cu Bile de Gheață Propulsate
ASTM E1171	Metodă Standard de Test pentru Module PV în Medii Ciclice Temperatură și Umiditate
ASTM E1462	Metode Standard de Test pentru Integritatea Izolației și Continuitatea Căii de Împământare a Modulelor PV
ASTM E1596	Metode de Test pentru Efectele Atmosferice asupra Iradianței Solare la Modulele PV
ASTM E1597	Metodă Standard de Test pentru Imersia sub Presiune în Apă Sărată și Teste de Temperatură pentru Modul PV în Medii Marine
ASTM E1799	Practici Standard pentru Inspectia Vizuală a Modulelor PV
ASTM E1802	Metode Standard de Test pentru Verificarea Integrității Izolației la Umezeală a Modulelor PV
ASTM E1830-09	Metode Standard de Test pentru Determinarea Integrității Mecanice a Modulelor PV
ASTM E2047	Metodă Standard de Test pentru Verificarea Integrității Izolației la Umezeală a Ansamblurilor PV
ASTM E2236	Metode Standard de Test pentru Măsurarea Performanțelor Electrice și Răspunsul Spectral al Celulelor PV Multijuncțiune și Modulelor PV Neconcentratoare
ASTM E2481	Metodă Standard de Test pentru Verificarea Protecției la Puncte Fierbinți la Modulele PV
UL 1703	Standard pentru Module și Panouri PV Placă-Dreaptă

TABEL 36. STANDARDE PENTRU SISTEME PV RACORDATE LA REȚEA (Sursa: www.pvresources.com, 2011)

Sisteme PV Racordate la Rețea

IEC 60364-7-712	Instalațiile electrice ale clădirilor – Partea 7-712: Cerințe pentru instalații sau locații speciale – Sisteme alimentate prin PV
IEC 61727	Sisteme PV – Caracteristici ale interfeței cu utilitatea
IEC 61683	Sisteme PV – Îmbunătățirea calității energiei – Procedură pentru măsurarea eficienței
IEC 62093	Componente din Balanța sistemului pentru sistemele PV – Premize de proiectare în medii naturale
IEC 62116	Procedură de test pentru prevenirea insularizării pentru invertoare PV interconectate cu rețeaua

IEC 62446	Sisteme PV racordate la rețea – Cerințe minime pentru documentarea sistemului, teste de punere în funcțiune și inspecție
IEC 60364-7-712	Instalațiile electrice ale clădirilor – Cerințe pentru instalații sau locații speciale – Sisteme solare PV de alimentare electrică

TABEL 37. STANDARDE PENTRU SISTEME PV AUTONOME
(Sursa: www.pvresources.com, 2011)

Sisteme PV Autonome

IEC 61194	Parametrii caracteristici pentru sistemele PV autonome
IEC 61702	Valorile pentru Sistemele de Pompare direct conectate la PV
IEC/PAS 62011	Specificații pentru utilizare energiilor regenerabile în electrificarea descentralizată rurală
IEEE Std 1526	IEEE Practici Recomandate pentru Testarea Performanțelor Sistemelor PV Autonome
IEC 62124	Sisteme PV Autonome – Premize de proiectare și Aprobare a Tipului
IEC PVRS11	Lanterne portabile PV – detalii de aprobare a specificațiilor în sistemul IEC pentru conformitate și certificare a echipamentului electric (IECEE)
IEC PVRS11A	Lanterne portabile PV – premize de proiectare și aprobare de tip Amendament 1, extensie pentru includerea lanternelor cu baterii hibride nichel-cadmium

TABEL 38. STANDARDE PENTRU ELECTRIFICAREA RURALĂ
(Sursa: www.pvresources.com, 2011)

Electrificare rurală

IEC/TS 62257-1	Recomandări pentru sisteme mici de energie regenerabilă sau hibride pentru electrificarea rurală – Partea 1: Introducere generală în electrificarea rurală
IEC/TS 62257-2	Recomandări pentru sisteme mici de energie regenerabilă sau hibride pentru electrificarea rurală – Partea 2: De la cerințe până la o serie de sisteme de electrificare
IEC/TS 62257-3	Recomandări pentru sisteme mici de energie regenerabilă sau hibride pentru electrificarea rurală – Partea 3: Dezvoltarea și managementul proiectului
IEC/TS 62257-4	Recomandări pentru sisteme mici de energie regenerabilă sau hibride pentru electrificarea rurală – Partea 4: Selecția și proiectarea sistemului
IEC/TS 62257-5	Recomandări pentru sisteme mici de energie regenerabilă sau hibride pentru electrificarea rurală – Partea 5: Protecția împotriva pericolelor electrice
IEC/TS 62257-6	Recomandări pentru sisteme mici de energie regenerabilă sau hibride pentru electrificarea rurală – Partea 6: Acceptare, funcționare, întreținere și înlocuire
IEC/TS 62257-7	Recomandări pentru sisteme mici de energie regenerabilă sau hibride pentru electrificarea rurală – Partea 7: Generatoare
IEC/TS 62257-7-1	Recomandări pentru sisteme mici de energie regenerabilă sau hibride pentru electrificarea rurală – Partea 7-1: Generatoare – ansamble PV
IEC/TS 62257-7-3	Recomandări pentru sisteme mici de energie regenerabilă sau hibride pentru electrificarea rurală – Partea 7-3: Seturi de Generatoare – Alegerea seturilor de generatoare pentru electrificarea rurală

IEC/TS 62257-8-1	Recomandări pentru sisteme mici de energie regenerabilă sau hibride pentru electrificarea rurală – Partea 8-1: Sisteme de selecție a bateriilor și managementul bateriilor pentru sisteme de electrificare autonome – Caz special cu baterii de mașină plumb-aci imersat, disponibile în țările în curs de dezvoltare.
IEC/TS 62257-9-1	Recomandări pentru sisteme mici de energie regenerabilă sau hibride pentru electrificarea rurală – Partea 9-1: Sisteme Micropower
IEC/TS 62257-9-2	Recomandări pentru sisteme mici de energie regenerabilă sau hibride pentru electrificarea rurală – Partea 9-2: Microrețele
IEC/TS 62257-9-3	Recomandări pentru sisteme mici de energie regenerabilă sau hibride pentru electrificarea rurală – Partea 9-3: Integrated system – Interfața cu utilizatorul
IEC/TS 62257-9-4	Recomandări pentru sisteme mici de energie regenerabilă sau hibride pentru electrificarea rurală – Partea 9-4: Sistem integrat – Instalarea utilizatorului
IEC/TS 62257-9-5	Recomandări pentru sisteme mici de energie regenerabilă sau hibride pentru electrificarea rurală – Partea 9-5: Integrated system – Selecția de lanterne portabile pentru proiecte de electrificare rurală
IEC/TS 62257-9-6	Recomandări pentru sisteme mici de energie regenerabilă sau hibride pentru electrificarea rurală – Partea 9-6: Integrated system – Selecția Sistemelor PV pentru Electrificare Individuală (PV-IES)
IEC/TS 62257-12-1	Recomandări pentru sisteme mici de energie regenerabilă sau hibride pentru electrificarea rurală – Partea 12-1: Selecția lămpilor cu balast inclus (CFL) pentru sistemele de electrificare rurală și recomandări pentru echipamentul de iluminat în case
IEC 62116	Procedură de Test pentru măsuri de prevenirea Insularizării pentru utilitate – inverteoare interconectate

TABEL 39. STANDARDE PENTRU MONITORIZARE (Sursa: www.pvresources.com, 2011)

Monitorizare

IEC 61724	Monitorizarea performanțelor sistemului PV – îndrumări pentru măsură, schimb de date și analiză
IEC 61850-7	Rețele de comunicație și sisteme pentru automatizări în sistemul energetic – Partea 7-420: Structura de bază a comunicației – Noduri logice pentru resurse de energie distribuite
IEC 60870	Echipament și sisteme pentru telecontrol

TABEL 40. STANDARDE PENTRU INVERTOARE (Sursa: www.pvresources.com, www.epia.org, 2011)

Invertoare	
EN 50524	Informațiile fișei tehnice și etichetei invertoarelor PV
IEC 62109-1	Siguranța convertoarelor de putere pentru uzul în sistemele PV – Partea 1: Cerințe Generale
IEC 62109-2	Siguranța convertoarelor de putere pentru uzul în sistemele PV – Partea 2: Cerințe speciale pentru invertoare
IEC 61683	Sisteme PV – Dispozitive de îmbunătățirea calității energiei – Procedură pentru măsurat eficiența
UL 1741	Standard pentru Invertoare, Convertoare, și Controlere pentru utilizarea în Sisteme Independente de Energie
EN 50530	Eficiența globală a invertoarelor PV conectate la rețea

TABEL 41. STANDARDE PENTRU CONTROLERE DE ÎNCĂRCARE (Sursa: www.pvresources.com, www.epia.org, 2011)

Controlere de încărcare

IEC 62509	Controlere de încărcat bateria pentru sisteme PV – Performanțe și funcționare
IEC 62093	Componentele de Balanță a Sistemului pentru sistemele PV – Premize de proiectare în mediul natural

TABEL 42. STANDARDE PENTRU BATERII (Sursa: 2011 www.epia.org)

Baterii

IEC 61427	Celule secundare și baterii pentru sisteme de energie PV – Cerințe generale și metode de test
IEEE Std 937	Practici recomandate pentru instalarea și întreținerea bateriilor acid-plumb pentru sisteme PV
IEEE Std 1013	Practici recomandate pentru dimensionarea bateriilor plumb acid pentru sisteme PV
IEEE Std 1361	Practici de comandate pentru determinarea caracteristicilor de performanță și potrivirii bateriilor în sistemele PV

TABEL 43. STANDARDE PENTRU STRUCTURILE DE MONTARE (Sursa: www.pvresources.com, 2011)

Standarde pentru Structurile de Montare

EN 1991-1-2	Eurocod 1: Acțiuni asupra structurilor - Partea 1-2: Acțiuni generale – Acțiuni asupra structurilor expuse la incendiu
EN 1991-1-3	Eurocod 1: Acțiuni asupra structurilor - Partea 1-3: Acțiuni generale – Încărcări din zăpadă
EN 1991-1-4	Eurocod 1: Acțiuni asupra structurilor - Partea 1-4: Acțiuni generale – Încărcări din vânt

EN 573-1	Aluminiu și aliaje de aluminiu – Compoziția chimică și forme de produse fasonate - Partea 1: Sistemul de denumire numerică
ISO 1461	Îmbrăcămînți galvanizate prin cufundare la cald pe articole de oțel și fier – Specificații și metode de test
EN 10088-1	Oțeluri inoxidabile - Partea 1: Lista oțelurilor inoxidabile
EN 10088-2	Oțeluri inoxidabile - Partea 2: Condiții tehnice de furnizare pentru folii/plăci și fâșii de oțel rezistent la coroziune pentru scopuri generale
EN 10088-3	Oțeluri inoxidabile - Partea 3: Condiții tehnice de furnizare pentru produse semi-finite, bare, baghete, cabluri, secțiuni și produse decapate de oțeluri rezistente la coroziune pentru scopuri generale
EN 10027-1	Sisteme de denumire pentru oțeluri - Partea 1: Denumiri de oțel
EN 10027-2	Sisteme de denumire pentru oțeluri - Partea 2: Sisteme numerice

TABEL 44. STANDARDE PENTRU CUTII DE JONCȚIUNE (Sursa: www.pvresources.com, 2011)

Cutii de joncțiune

DIN V VDE 0126-5	Cutii de joncțiune pentru PV-uri
EN 50548	Cutii de joncțiune pentru PV-uri

TABEL 45. STANDARDE PENTRU FIRE/CABLURI (Sursa: www.epia.org, 2011)

Fire/Cabluri

UL-SU 4703	Cabluri PV
UL 854	Cabluri de Racordare la Utilitate
TUV Rheinland 2Pfg1169	Cerințe pentru cabluri pentru sisteme PV

TABEL 46. STANDARDE PENTRU CONECTORI (Sursa: www.epia.org, 2011)

Conectori

EN 50521	Conectori pentru sisteme PV – Cerințe și teste de siguranță
UL-SU 6703	Conectorii folosiți în sistemele PV
UL 486A/486B	Conectorii de cabluri

TABEL 47. ALTE STANDARDE BOS (Sursa: 2011 www.pvresources.com)

Alte standarde BOS

IEC 61173	Protecția la supratensiune pentru sistemele de generare PV - Ghid
-----------	---

TABEL 48. STANDARDE PENTRU STICLĂ ȘI APLICAȚIILE EI ÎN CLĂDIRI CU REFERIRI DETALIAȚE LA SISTEME BIPV (Sursa: www.pvresources.com, 2011)

Sticla și aplicațiile ei în clădiri cu referiri detaliate la sistemele IPV	
EN 410	Sticla în clădiri – Determinarea luminozității și caracteristicilor solare ale sticlei
EN 356	Sticla în clădiri – Geamuri securizate - Testarea și clasificarea rezistenței împotriva atacului manual
EN 673	Sticla în clădiri – Determinarea transmitanței termice (valoarea U) – Metoda de calculație
EN 572-1	Sticla în clădiri – Produse de sticlă pe bază de silicat calco sodat - Partea 1: Definiții și proprietăți generale fizice și mecanice
EN 572-2	Sticla în clădiri – Produse de sticlă pe bază de silicat calco sodat - Partea 2: Sticlă de suprafață
EN 572-5	Sticla în clădiri – Produse de sticlă pe bază de silicat calco sodat - Partea 5: Sticlă cu model
EN 572-8	Sticla în clădiri – Produse de sticlă pe bază de silicat calco sodat - Partea 8: Dimensiuni furnizate și tăieri finale
EN 572-9	Sticla în clădiri – Produse de sticlă pe bază de silicat calco sodat - Partea 9: Evaluarea conformității/Standardul produsului
EN 1748-1-1	Sticla în clădiri – Produse speciale de bază – geamuri de Borosilicat- Partea 1-1: Definiții și proprietăți generale fizice și mecanice
EN 1748-2-1	Sticla în clădiri – Produse speciale de bază – Ceramică de sticlă - Partea 2-1 Definiții și proprietăți generale fizice și mecanice
EN 1748-1-2	Sticla în clădiri – Produse speciale de bază – geamuri de Borosilicat - Partea 1-2: Evaluarea conformității/Standardul produsului
EN 1748-2-2	Sticla în clădiri – Produse speciale de bază – Ceramică de sticlă - Partea 2-2: Evaluarea conformității/Standardul produsului
EN 13024-1	Sticla în clădiri – Sticlă de siguranță din borosilicat întărit termic - Partea 1: Definiție și descriere
EN 13024-2	Sticla în clădiri – Sticlă de siguranță din borosilicat întărit termic - Partea 2: Evaluarea conformității/Standardul produsului
EN 12600	Sticla în clădiri – Testul pendul – Metodă de test la impact și clasificarea pentru sticlă dreaptă
EN 1288-1	Sticla în clădiri - Determinarea rezistenței la îndoire a sticlei - Partea 1: Fundamentele testării sticlei
EN 1288-2	Sticla în clădiri - Determinarea rezistenței la îndoire a sticlei - Partea 2: Testul coaxial cu inel dublu pe specimene drepte cu suprafețe de test mari
EN 1288-3	Sticla în clădiri – Determinarea rezistenței la îndoire a sticlei - Partea 3: Testarea specimenului susținut în două puncte (îndoire prin patru puncte)
EN 1288-4	Sticla în clădiri - Determinarea rezistenței la

	îndoire a sticlei - Partea 4: Testarea sticlei în formă de canal
EN 1288-5	Sticla în clădiri - Determinarea rezistenței la îndoire a sticlei - Partea 5: Testul coaxial cu inel dublu pe specimene drepte cu suprafețe de test mici
EN 14449	Sticla în clădiri – Sticlă laminată și sticlă de siguranță laminată - Evaluarea conformității/Standardul produsului
ISO 3585	Sticlă din Borosilicat 33 – Proprietăți
ISO 16293-1	Sticla în clădiri -- Produse de sticlă pe bază de silicat calco sodat -- Partea 1: Definiții și proprietăți generale fizice și mecanice
ISO 12543-1	Sticla în clădiri -- Sticlă laminată și sticlă de siguranță laminată -- Partea 1: Definiții și descriere părților componente
ISO 12543-2	Sticla în clădiri -- Sticlă laminată și sticlă de siguranță laminată -- Partea 2: Sticlă de siguranță laminată
ISO 12543-3	Sticla în clădiri -- Sticlă laminată și sticlă de siguranță laminată -- Partea 3: Sticlă laminată
ISO 12543-4	Sticla în clădiri -- Sticlă laminată și sticlă de siguranță laminată -- Partea 4: Metode de testare a durabilității
ISO 12543-5	Sticla în clădiri -- Sticlă laminată și sticlă de siguranță laminată -- Partea 5: Dimensiuni și finisarea muchiilor
ISO 12543-6	Sticla în clădiri -- Sticlă laminată și sticlă de siguranță laminată -- Partea 6: Aspect
ASTM C1172	Specificații Standard pentru Sticla Dreaptă Arhitecturală Laminată
ASTM F1233	Metodă Standard de Test pentru Materiale și Sisteme de Securizare a Geamurilor

Standardele referitoare la PV pot fi descărcate de la BSI (British Standards Institute) Online, prin înscriere <http://shop.bsigroup.com/en/Navigate-by/BSOL/>. Toate standardele pot fi de asemenea achiziționate prin magazinul online al fiecărei organizații de standarde (ISO, IEC, ASTM etc).

iv. Organizațiile de standardizare naționale

TABEL 49. ORGANIZAȚIILE DE STANDARDIZARE NAȚIONALE

Țara	Organizația de Standardizare	Link
Belgia	Institut belge de normalisation (IBN)	www.ibn.be
Bulgaria	The Bulgarian Institute for Standardisation	http://www.bds-bg.org
Croația	Croatian Standards Institute	www.hzn.hr
Cipru	Cyprus Organisation for Standardisation	www.cysorg.cy
Grecia	Hellenic Organization for Standardization (ELOT)	http://www.elot.gr/default.aspx
Spania	Asociacion Espanola de Normalizacion y Certificacion (AENOR)	http://www.aenor.es
România	Asociația de Standardizare din România (ASRO)	http://www.asr.oro/engleza2005/default_eng.html
Marea Britanie	British Standards Institution (BSI)	http://www.bsigroup.com

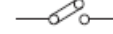
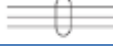
v. Simboluri grafice

IEC 60617 conține simboluri grafice pentru utilizarea în diagrame electrotehnice. Baza de date este sursa oficială a IEC 60617 incluzând mai mult de 1750 de simboluri.

Unele din cele mai utilizate sunt prezentate în tabelul de mai jos.

TABEL 50. SIMBOLURI GRAFICE (Sursa: Simmons and Maguire, 2004)

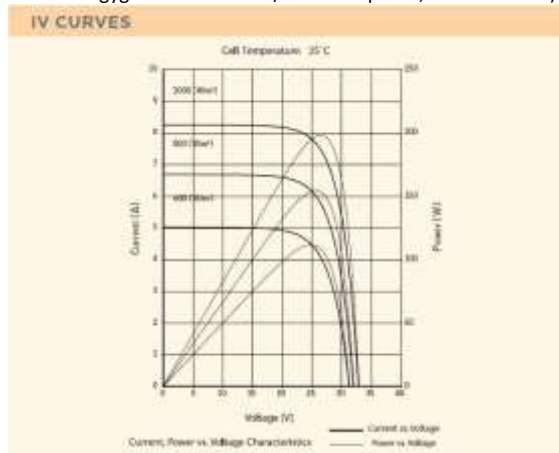
Simbol	Descriere
	Curent continuu
	Curent alternativ
	Polaritate Pozitivă
	Polaritate Negativă
	Propagare, flux de energie, flux de semnal, o direcție

	Îmbinarea conductorilor
	Îmbinare dublă a conductorilor
	Celulă primară sau acumulator
	Inductor, bobină, înfășurare, frână
	Mașinărie, simbol general Asteriscul este înlocuit de o literă ce desemnează: C convertor sincron G generator GS generator sincron M motor MG mașinărie utilizabilă ca generator sau motor MS motor sincron
	Baterie de acumulatori sau celule primare
	Siguranță fuzibilă, simbol general
	Siguranță cu partea de alimentare indicată
	Conexiune, închisă
	Conexiune, deschisă
	Disjunctor
	Contact normal deschis, de asemenea simbol general pentru întrerupător
	Conductor, grup de conductori, linie, cablu, circuit, cale de transmisie
	Trei conductoare
	Conductoare într-un cablu, trei conductoare prezentate
	Pământ sau împământare, simbol general
	Ampermetru
	Voltmetru
	Contact, normal deschis
	Contact, normal închis

	Echipament de acționare (bobină releu), simbol general
	Wattmetru
	Diodă semiconductoare, simbol general
	Diodă tunel
	Rezistență, simbol general
	Contor de energie
	Lampă de semnalizare, simbol general
	Celulă fotovoltaică

vi. Curbe caracteristice I-V pentru module

FIGURA 161.
CURBE CARACTERISTICE I-V PENTRU MODULE (Sursa: www.energygridsolutions.com/solar-sharp.html, October 2011)



vii. Hărți de Iradianță

FIGURA 162.

HARA DE IRADIANȚĂ A EUROPEI (Sursa: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>, Octombrie 2011)

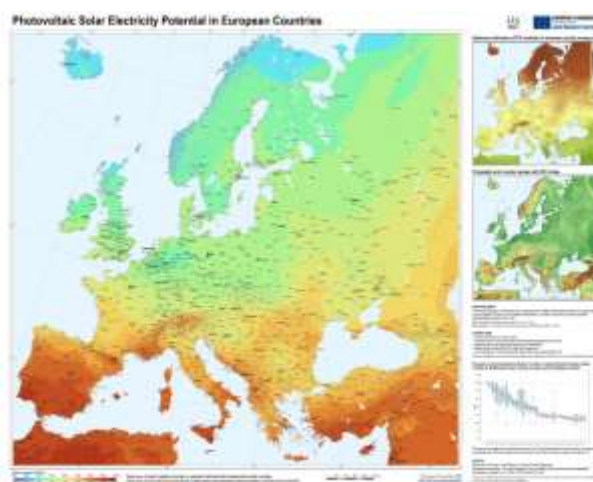
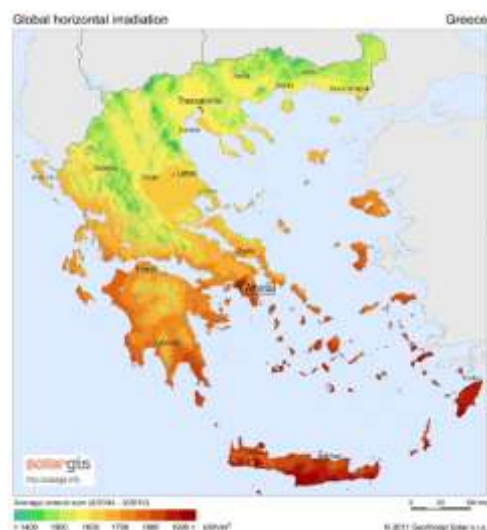


FIGURA 163. HARTĂ DE IRADIANȚĂ (Sursa: <http://mappery.com>, Octombrie 2011)

C



viii. Link-uri utile

Link	Descriere
www.pvresources.com	Informații despre puterea solară și aplicațiile sale Centrale PV la scară mare Bază de date cu utilitățile de simulări și rapoarte
www.pvdatabase.org	Date despre cele mai bune practici , Proiecte PV urbane, Produse BIPV
www.iea-pvps.org	Rapoarte și statistici naționale despre piața PV
www.pvlegal.eu	Informații detaliate despre procesele administrative care trebuie urmate pentru a instala un sistem PV în fiecare din țările participante.
www.eupvplatform.org/	Platformă care are ca scop dezvoltarea unei strategii și un plan de implementare corespunzător pentru educație, cercetare și dezvoltarea tehnologiei, inovație și lansarea pe piață a energiei PV
www.enf.cn/database/pannels.html	Informații despre echipamentul de producție, componente solare (ex. invertorare, baterii), materiale solare, panouri solare, vânzători, instalatori de sisteme
www.posharp.com/photovoltaic/database.aspx	Bază de date extinsă, având caracteristici pentru multe panouri PV
http://pvbin.com	Bază de date despre toate panourile disponibile pe piață cu funcție de căutare și sortare după diferiți parametri
http://en.wikipedia.org/wiki/List_of_photovoltaic_power_stations	Listă a centralelor PV mai mari de 25 MW în capacitate curentă netă
www.renewableenergyworld.com/rea/home	Acces la servicii axate pe regenerabile, incluzând știri zilnice, produse, descrierea de tehnologii, calendar cu evenimente în energie, oportunități de muncă etc
www.solarplaza.com	Multe informații în diferite segmente din piața PV
www.solarserver.com	Portal dedicat energiei PV care acoperă diverse probleme (reviste despre energia solară, finanțare, evenimente, piața locurilor de muncă etc)

www.solarbuzz.com	Știri, cercetare, analiză și consultață despre diverse domenii PV
www.bipv.ch/index.php?option=com_content&view=article&id=209&Itemid=176&lang=en	
www.nrel.gov/pv/performance_reliability/failure_database.html	Informații despre defecte observate în instalații PV
www.iec.ch	IEC oferă o platformă companiilor, industriei și guvernelor pentru întâlniri, discuții și dezvoltarea Standardelor Internaționale de care au nevoie
www.astm.org	Societatea Americană pentru Teste și Materiale Standarde internaționale pentru materiale, produse, sisteme și servicii folosite în construcție, producție și transport
www.cen.eu	Comitet pentru platforma de Standardizare pentru dezvoltarea Standardelor Europene și alte specificații tehnice
www.ul.com	Underwriter Laboratories Inc bază de date cu peste 1.000 de Standarde de Siguranță
www.iso.ch	Organizația Internațională pentru Standardizare Federație la nivel global pentru instituțiile naționale de standarde, promovând dezvoltarea standardizării mărfurilor și serviciilor
http://shop.bsigroup.com/Navigate-by/BSOL/	Bază de date cu peste 50.000 de standarde bogate în conținut critic pentru afaceri ce acoperă o largă gamă de discipline din toate sectoarele industriei
www.yoursunyourenergy.com/	Portal ce are ca scop adunarea și promovarea a ceea ce e mai bun pe Web în ceea ce privește energia PV în ansamblu și care completează informațiile deja disponibile în altă parte
www.pv-tech.org/	Informații despre echipamentul de producție, componente solare și piața PV în general
http://www.irena.org/home/index.aspx?PriMenuID=12&mnu=Pri	IRENA are ca țintă să adune toate tipurile de regenerabile și să ia în considerare politici diverse de regenerabile la nivel local, regional și național

http://ec.europa.eu	Site oficial al Uniunii Europene.	Informații și servicii furnizate de Strategia Energetică UE pentru Europa (hărți de drumuri, piețe, statistici etc)
	http://europa.eu/pol/en/v/index_en.htm	Toate legile de mediu UE – rezumate (deșeu, zgomot, poluarea aerului etc)
	http://europa.eu/epso/index_en.htm	Biroul European de Selecție a Personalului (EPSO) are ca țintă realizarea unei selecții a personalului la cel mai înalt standard din partea Instituțiilor UE.
	http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/eurostat/home/	Statistici la nivel European care permit comparații între țări și regiuni.
www.buildup.eu		Portal European pentru eficiența energiei în clădiri, cunoștințe foarte valoroase despre cum să se reducă în clădiri consumul energetic
www.epia.org		Cea mai mare asociație mondială din industrie, dedicată pieței de energie electrică PV (informații despre ultimele proiecte legislative, oferind consultanță factorilor cheie despre cele mai adecvate politici pentru dezvoltarea unei piețe PV sustenabile, probleme tehnice și economice etc)
http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis		Algoritmul de modelare estimează componentele directe, difuze și reflectare ale cerului senin și cerului real, iradianța globală pe un plan orizontal sau înclinat. Iradianța totală zilnică [Wh/m²] este calculată prin integrarea valorilor de iradianță [W/m²] calculate la intervale regulate de-a lungul zilei
www.meteonorm.com		Bază de date climatologică pentru aplicații de energie solară: o bază de date meteorologică conținând date comprehensive despre climă pentru aplicații ale ingineriei solare în orice punct de pe glob



LECTURĂ SUPLIMENTARĂ

Lectură suplimentară

1. M. Drifa, P.J. Perez, J. Aguilera, J.D. Aguilar, A new estimation method of irradiance on a partially shaded PV generator in grid-connected photovoltaic systems, *Renewable Energy* vol 33, pp 2048–2056, 2008 (relevant §2.1.3)

Instalatorii PV pot studia o nouă metodă de estimare a iradianței pentru un sistem parțial umbrit. Principiile metodei propuse și algoritmul folosit pentru calculul iradianței pe planuri umbrite sunt prezentate în articol.

2. H. Haeberlin, Optimum DC operating Voltage for grid connected PV plants, 20th European PV Solar Energy Conference, Barcelona, Spain, June 2005 (relevant §222).

Tehnicianul poate afla răspunsuri la întrebări precum: la ce V_{MPP} trebuie testat invertorul și la ce interval trebuie alese tensiunile STC pentru modulele unei centrale PV. Procedurile de proiectare sunt de asemenea prezentate în lucrare cu câteva exemple numerice.

3. IEA PVPS, International Energy Agency Implementing Agreement on PV Power Systems, Use of PV Power Systems in Stand-Alone și Island Applications, 2003

Instalatorii PV pot să aprofundeze cunoștințele practicilor comune și a tehnicilor practice de realizare a protecției la trăsnet (relevant §228).

4. J.P. Dunlop, Batteries și Charge Control in Stand-Alone Photovoltaic Systems. Fundamentals și Application. Sandia National Laboratories USA, 1997 (relevant §2210)

Tehnicianul PV poate prelua cunoștințe specializate despre tehnologia bateriilor și a strategiilor de reglare a încărcării folosite în mod uzual în sistemele PV autonome. Sunt furnizate detalii despre tipurile de celule plumb-acid imersate, plumb-acid reglate prin valve și nichel-cadmium. Sunt prezentate comparații pentru diversele tehnologii de baterii, și considerații pentru proiectarea subsistemului de baterii, sunt discutate sistemele auxiliare, de întreținere și siguranță.

5. Danish Energy Agency, Optimisation of the Design of Grid-Connected PV Systems under Danish Conditions” (PV-OPT), 2009 (relevant §231)

Cursantul poate studia proiectul câtorva studii de caz, pentru a înțelege teoria prezentată în capitolul 2. Sunt date trei exemple despre proiectarea unei centrale PV pe un acoperiș al unei case, folosind produse disponibile pe piață. Producția de energie anuală estimată este calculată în exemple cu trei metode diferite: un calcul de mână bazat pe fișele tehnice ale modulelor și invertorului; programul web PVGIS; și, sistemul software PVSYS. Cursanții pot studia exemple practice.

6. P. Arun, R. Banerjee, S. Bandyopadhyay, *Optimum sizing of photovoltaic battery systems incorporating uncertainty through design space approach*, *Solar Energy*

vol 83, pp 1013-1025, 2009 (relevant §2.2.10)

Cursanții pot studia metodologia dimensionării optime a unui sistem de baterii pentru electrificarea zonelor izolate. Metodologia propusă este bazată pe proiectarea spațiului, ceea ce implică o simulare în timp a întregului sistem.

7. L. Lu, H.X. Yang, *Environmental payback time analysis of a roof-mounted BIPV system in Hong Kong*, *Applied Energy* vol 87, 3625-3631, 2010 (relevant §2.4.1)

Este investigată perioada de recuperare financiară și a gazelor cu efect de seră pentru un sistem de acoperiș BIPV (conectat la rețea) în Hong Kong, pentru a determina sustenabilitatea.

8. EPIA, *Solar generation 6; Solar Photovoltaic Electricity Empowering the World*, 2011 (relevant §2.4.2)

Tehnicianul PV poate aduna informații valoroase de pe piață relativ la starea curentă a PV în întreaga lume și va fi de asemenea informat de problemele de mediu, potențiale și prospecte de creștere pentru anii următori. Această informație va fi utilă în dialogul cu potențiali clienți.

9. M. A. Eltawil, Z. Zhao, *Grid-connected photovoltaic power systems: Technical și potential problems—A review*, *Renewable și Sustainable Energy Reviews* vol 14, pp 112-129, 2010

Lucrarea trece în revistă literatura despre problemele potențiale așteptate cu nivel înalt de penetrare și metode de prevenție a

insularizării centralelor PV racordate la rețea. Potrivit studiului, invertoarele cu racordare la rețea au o performanță destul de bună.

10. B. Yu, M. Matsui, G. Yu, *A review of current anti-islanding methods for photovoltaic power system*, *Solar Energy* vol 84, pp 745-754, 2010

Tehnicianul poate învăța despre diferitele metode împotriva insularizării dezvoltate în generarea de energie PV în rețea bazată pe sistemele monofazate. Metodele active și pasive anti-insularizare sunt evaluate și comparate prin rezultate experimentale.

11. X. Gong, M. Kulkarni, *Design optimization of a large scale rooftop PV system*, *Solar Energy*, vol 78, pp 362-374, 2005 (relevant §2.7.1)

Optimizarea sistemului PV este o problemă esențială la proiectarea sistemului. Articolul prezintă tehnicianului procesul de optimizare a unui sistem PV racordat la rețea, pe acoperișul unei clădiri de birouri Federală și un model de conversie a energiei PV. Pe baza acestui model sunt optimizate unghiul de înclinare și dimensiunea ansamblului PV. Metoda de optimizare este bazată pe maximizarea utilizării energiei produse de module, și, în același timp, minimizarea puterii electrice vândute în rețea.

12. A. Salaymeh, Z. Hamamre, F. Sharaf, M.R. Abdelkader, *Technical și economical assessment of the utilization of photovoltaic systems in residential buildings: The case of Jordan*, *Energy Conversion și Management*, vol 51, pp 1719-1726, 2010 (relevant §2.7.1)

Cursanții pot evalua un studiu de caz care examinează costurile unui sistem PV și perioada de recuperare. Este prezentată fezabilitatea utilizării sistemelor PV într-un

apartament rezidențial standard în Iordan. Este ales un apartament drept studiu de caz pentru a realiza calcule de energie și economice. Sunt calculate necesarul de putere electrică și cost pentru apartament.

13. SEAI, Sustainable Energy Authority of Ireland, Best Practice Guide– PVs, Ireland, 2010 (relevant §2.7.1)

Tehnicianul PV poate studia designul preliminar al unui sistem BIPV. Studiul de caz descrie proiectarea și planificarea unei instalații PV, inclusiv integrarea sistemului PV în clădire.

14. NABCEP, North American Board of Certified Energy Practitioners, NABCEP study guide for photovoltaic system installers, USA 2009 (relevant §272)

Diferite întrebări și răspunsuri sunt prezentate în acest articol, care testează cunoștințele cursanților despre diverse probleme PV. Răspunsurile sunt de asemenea prezentate în același ghid de studiu.

15. Photovoltaics in Buildings Guide to the Installation of PV Systems 2nd edition 2006 (DTI publication DTI/pub URN 06/1972). (3rd edition to be published shortly). Available from [www.bre.co.uk/filelibrary/pdf/rpts/Guide_to_the_installation_of_PV_systems_2nd Edition.pdf](http://www.bre.co.uk/filelibrary/pdf/rpts/Guide_to_the_installation_of_PV_systems_2nd_Edition.pdf)

16. BRE Digest 489 'Wind loads on roof-based photovoltaic systems.' Available from www.brebookshop.com

17. BRE Digest 495 'Mechanical installation of roof-mounted photovoltaic systems.' Disponibil din www.brebookshop.com

18. 'Photovoltaics in Buildings – Safety și the CDM Regulations', (BSRIA/DTI Februarie 2000, ISBN 086022 548 8

Lectură Suplimentară în Greacă

1 Οδηγίες για την εγκατάσταση Φ/Β συστημάτων σε κτιριακές εγκαταστάσεις, ΚΑΠΕ, 2009

Manualul este disponibil de pe site-ul web CRES și sintetizează informații pentru profesioniștii în instalații PV în clădiri.

2 Μηχανική των Φωτοβολταϊκών Συστημάτων, Τεχνολογία, Μελέτες, Εφαρμογές, ΣΝ Καπλάνης, Εκδόσεις ΙΟΝ 2004

Multe exerciții și exemple de PV pentru ca personalul instruit să înțeleagă teoria și problemele de proiectare prezentate în Capitolul 2.



LISTA TABELELOR

TABEL 1.	MĂRIMEA ȘI TIPUL APLICAȚIILOR ÎN FUNCȚIE DE SEGMENTUL DE PIAȚĂ PENTRU SISTEMLER FOTOVOLTAICE RACORDATE LA REȚEA. (Sursa: Solar Generation VI, EPIA și Greenpeace)	12	TABEL 16.	APARATE ȘI CERINȚELE ZILNICE DE ENERGIE	58
TABEL 2.	Valori orientative lunare	14	TABEL 17.	CARACTERISTICILE MODULULUI FOTOVOLTAIC	59
TABEL 3.	ÎNCLINARE OPTIMĂ PENTRU PANOURI (EMISFERA NORDICĂ) (Sursa: Markvart & Castafier, 2003)	23	TABEL 18.	CARACTERISTICILE INVERTORULUI	60
TABEL 4.	VALORI TIPICE DE CONSUM DE ENERGIE (Sursa: Markvart & Castafier, 2003)	26	TABEL 19.	PROBLEME ȘI SOLUȚII PENTRU INSTALAREA MODULELOR PV PE ACOPERIȘURI ÎNCLINATE. (Sursa: SEC)	72
TABEL 5.	ADÂNCIMEA DE PENETRARE A CLASEI DE PROTECȚIE CONFORM CU VDE 0185-305. (Sursa: OBO-Betterman, 2010)	35	TABEL 20.	FACTORII DE ORIENTARE ȘI ÎNCLINARE (Sursa: SEC)	81
TABEL 6.	VALORI INDICATIVE (Sursa: Antony, 2007)	36	TABEL 21.	CARACTERISTICI ELECTRICE (Sursa: Tknika, 2004)	107
TABEL 7.	UTILITARE DE SIMULĂRI FOTOVOLTAICE	42	TABEL 22.	TABEL CU REZULTATELE TESTELOR (Sursa: DTI 2006)	130
TABEL 8.	PROCENTE DIN COSTUL TOTAL AL SISTEMULUI (Sursa: EPIA 2011)	46	TABEL 23.	TABELA METODEI DE TEST (Sursa: DTI, 2006)	132
TABEL 9.	CANTITATEA DE GAZE CU EFECT DE SERĂ ELIMINATĂ PENTRU GENERATOARELE DE ELECTRICITATE (Sursa: Sovacool, 2008).	48	TABEL 24.	FOAIE DE TEST LA PUNERE ÎN FUNCȚIUNE (Sursa: DTI, 2006)	133
TABEL 10.	FRAȚIILE MASICE ALE UNUI MODUL FOTOVOLTAIC (Sursa: Sander, 2007)	49	TABEL 25.	Foaia de punere în funcȚiune a sistemului PV. Sursa: (BRE et al, 2006)	135
TABEL 11.	STANDARDE PENTRU BOS (Sursa: PVResources, 2011)	51	TABEL 26.	PARAMETRI DE POTRIVIRE ÎNTRE ANSAMBLUL PV ȘI INVERTOR	158
TABEL 12.	PREȚURI PENTRU ENERGIA PRODUSĂ DE PV	52	TABEL 27.	PRODUȚIA DE ELECTRICITATE A UNEI CENTRALE PV DE 9,59 kW DE-A LUNGUL A TREI ANI	160
TABEL 13.	BAZE DE DATE FOTOVOLTAICE	53	TABEL 28.	DETALIEREA OFERTELOR DE ECHIPAMENT PV (€)	160
TABEL 14.	PROBLEME ADMINISTRATIVE (Sursa: PVTRIN, 2011)	55	TABEL 29.	COMPARAȚIA ECONOMICĂ A CELOR DOUĂ SISTEME SIMULATE	161
TABEL 15.	MECANISME DE SUSȚINERE PENTU INSTALAȚII FOTOVOLTAICE (Sursa: PVTRIN, 2011)	57	TABEL 30.	DEFECTE TIPICE, MĂSURI CORECTIVE ȘI DEPANAREA (Sursa: Karamchettl M, 2011)	177
			TABEL 31.	LISTĂ DE VERIFICĂRI PENTRU ÎNTREȚINERE. (Sursa: http://www.contractorsinstitute.com/)	181
			TABEL 32.	ABREVIERI ȘI ACRONIME	197
			TABEL 33.	SIMBOLURI ȘI UNITĂȚI	197

TABEL 34.	STANDARDE PENTRU METODE DE TEST ȘI CELULE DE REFERINȚĂ (Sursa: www.pvresources.com , 2011)	198
TABEL 35.	STANDARDE PENTRU MODULE SOLARE (Sursa: www.pvresources.com , www.epia.org , 2011)	198
TABEL 36.	STANDARDE PENTRU SISTEME PV RACORDATE LA REȚEA (Sursa: www.pvresources.com , 2011)	198
TABEL 37.	STANDARDE PENTRU SISTEME PV AUTONOME (Sursa: www.pvresources.com , 2011)	199
TABEL 38.	STANDARDE PENTRU ELECTRIFICAREA RURALĂ (Sursa: www.pvresources.com , 2011)	199
TABEL 39.	STANDARDE PENTRU MONITORIZARE (Sursa: www.pvresources.com , 2011)	199
TABEL 40.	STANDARDE PENTRU INVERTOARE (Sursa: www.pvresources.com , www.epia.org , 2011)	200
TABEL 41.	STANDARDE PENTRU CONTROLERE DE ÎNCĂRCARE (Sursa: www.pvresources.com , www.epia.org , 2011)	200
TABEL 42.	STANDARDE PENTRU BATERII (Sursa: 2011 www.epia.org)	200
TABEL 43.	STANDARDE PENTRU STRUCTURILE DE MONTARE (Sursa: www.pvresources.com , 2011)	200
TABEL 44.	STANDARDE PENTRU CUTII DE JONȚIUNE (Sursa: www.pvresources.com , 2011)	200
TABEL 45.	STANDARDE PENTRU FIRE/CABLURI (Sursa: www.epia.org , 2011)	200
TABEL 46.	STANDARDE PENTRU CONECTORI (Sursa: www.epia.org , 2011)	200
TABEL 47.	ALTE STANDARDE BOS (Sursa: 2011 www.pvresources.com)	200
TABEL 48.	STANDARDE PENTRU STICLĂ ȘI APLICAȚIILE EI ÎN CLĂDIRI CU REFERIRI DETALIAȚE LA SISTEME BIPV (Sursa: www.pvresources.com , 2011)	201
TABEL 49.	ORGANIZAȚIILE DE STANDARDIZARE NAȚIONALE	202
TABEL 50.	SIMBOLURI GRAFICE (Sursa: Simmons and Maguire, 2004)	202



LISTA FIGURILOR

FIGURA 1.	EXEMPLU PENTRU EFECTUL FOTOVOLTAIC. (Sursa: EPIA)	2	FIGURA 16.	DIAGRAMA ORBITEI SOARELUI CU URMĂRIREA ÎMPREJURIMILOR (Sursa: ReSEL, TUC)	22
FIGURA 2.	TIPURI DE IRADIANȚĂ SOLARĂ. (Sursă:Tknika,2004)	3	FIGURA 17.	PANOURI FOTOVOLTAICE PENTRU ELEMENTELE DE PROTECȚIE ÎMPOTRIVA PĂTRUNDERII SOARELUI. (Sursa: ReSEL, TUC, 2010)	23
FIGURA 3.	IRADIANȚA SOLARĂ PE GLOB. (Sursa: Gregor Czisch, ISET, Kassel, Germania, 2007)	3	FIGURA 18.	MODULE FOTOVOLTAICE PE ACOPERIȘ ÎNCLINAT (Sursa: Flickr, Sun Switch, 2011)	24
FIGURA 4.	AZIMUTUL ȘI ELEVAȚIA SOLARĂ. (Sursa: www.mpoweruk.com , 2011)	4	FIGURA 19.	PANOURI MONTATE PE UN ACOPERIȘ PLAT (Sursa: Flickr, Entersolar, 2011)	24
FIGURA 5.	SSR 11 SENZOR DE RADIAȚIE SOLARĂ (PIRANOMETRU). (Sursa: Hukseflux, 2011)	4	FIGURA 20.	PANOURI FOTOVOLTAICE MONTATE PE SOL ÎN CRETA (Sursa: ReSEL, TUC)	25
FIGURA 6.	CONEXIUNEA CELULELOR UNUI MODUL FOTOVOLTAIC (Sursa: Tknika,2004)	6	FIGURA 21.	SISTEM DE URMĂRIRE (Sursa: ReSEL, TUC)	25
FIGURA 7.	CONFIGURAȚIA UNUI SISTEM FOTOVOLTAIC. (Sursa: DTI, 2006)	6	FIGURA 22.	CURBA I-V A UNEI CELULE SOLARE (Sursa: ReSEL, TUC)	27
FIGURA 8.	TRECEREA ÎN REVISTĂ A RANDAMENTULUI TEHNOLOGIILOR FOTOVOLTAICE. (Sursa: EPIA 2011, Photon International, Februarie 2011, analiză EPIA)	10	FIGURA 23.	EFFECTUL TEMPERATURII ASUPRA CARACTERISTICII (Sursa: ReSEL, TUC)	27
FIGURA 9.	DIVERSE CONFIGURAȚII DE SISTEME DE ALIMENTARE SOLARE. (Sursa: EPIA)	11	FIGURA 24.	CONEXIUNE SERIE (Sursa: ReSEL, TUC)	28
FIGURA 10.	PAȘII UNEI VIZITE A AMPLASAMENTULUI (ReSEL TUC)	18	FIGURA 25.	CONEXIUNEA PARALELĂ (Sursa: ReSEL, TUC)	28
FIGURA 11.	IRADIANȚA SOLARĂ ÎN EUROPA (Sursa: PVGIS, 2011)	19	FIGURA 26.	CONEXIUNE SERIE ȘI PARALEL (Sursa: ReSEL, TUC)	28
FIGURA 12.	UMBRIRE DATORATĂ OBSTACOLELOR DIN VECINĂTATE (Sursa: Energia e Domotica, Flickr, 2011)	21	FIGURA 27.	MODULE FOTOVOLTAICE CONECTATE LA UN INVERTOR CENTRAL (Sursa: ReSEL, TUC)	29
FIGURA 13.	DISTANȚA MINIMĂ A PANOURILOR FAȚĂ DE OBSTACOL PENTRU A EVITA UMBRIREA (Sursa: ReSEL, TUC)	21	FIGURA 28.	MODULE FOTOVOLTAICE CONECTATE LA INVERTOARE DE MODUL (Sursa: ReSEL, TUC)	29
FIGURA 14.	L_{min} , FUNCȚIE DE GROSIMEA OBIECTULUI (Sursa: ReSEL, TUC)	21	FIGURA 29.	MODULE FOTOVOLTAICE CONECTATE PE INVERTOARE DE ȘIR (Sursa: ReSEL, TUC)	30
FIGURA 15.	DISTANȚA MINIMĂ ÎNTRE SĂGEȚI (Sursa: ReSEL, TUC)	22	FIGURA 30.	EXEMPLU DE PROTECȚIE (Sursa: IEA PVPS, 2003)	34
			FIGURA 31.	SISTEM FOTOVOLTAIC MIC ÎN ZONA DE PROTECȚIE A PARATRĂZNETULUI. (Sursa: Schletter Solar, 2005).	34
			FIGURA 32.	SISTEM FOTOVOLTAIC MARE PE ACOPERIȘ. (Sursa: Schletter Solar, 2005).	35

FIGURA 33. METODA SFEREI ROSTOGOLITE. (Sursa: OBO-Betterman, 2010)	35	FIGURA 53. VARIANTE DE INTEGRARE A SISTEMELOR FOTOVOLTAICE PE ACOPERIȘ DREPT (Sursa: ECN).	70
FIGURA 34. PUNCTELE DE REFERINȚĂ PENTRU CONTROLERUL DE ÎNCĂRCARE (Sursa: Dunlop, 1997)	38	FIGURA 54. FINSTALAREA PE ACOPERIȘ DREPT – VEDERE ȘI STRUCTURĂ EXTERNĂ. (Sursa: SEC)	70
FIGURA 35. CONTROLER DE ÎNCĂRCARE CU ȘUNT (Sursa: DGS LV, 2008)	39	FIGURA 55. VARIANTE DE INTEGRARE A SISTEMELOR FOTOVOLTAICE PE ACOPERIȘURI ÎNCLINATE (Sursa: ECN).	71
FIGURA 36. CONTROLER DE ÎNCĂRCARE SERIE (Sursa: DGS LV, 2008)	39	FIGURA 56. BIPV PE CLĂDIRE REZIDENȚIALĂ (Sursa: SEC)	72
FIGURA 37. PROIECTAREA UNUI SISTEM AUTONOM (Sursa: ReSEL, TUC)	41	FIGURA 57. OPȚIUNI DE INTEGRARE A FOTVOLTAICELOR PE FAȚADE (Sursa: Material pentru arhitecți pentru educație și instruire (ECN)).	72
FIGURA 38. PROIECTARE UNUI SISTEM CONECTAT LA REȚEA (Sursa: ReSEL, TUC)	41	FIGURA 58. BAPV PE CLĂDIRE REZIDENȚIALĂ RENOVATĂ (Sursa:SEC)	73
FIGURA 39. UTILITARUL PV*SOL ONLINE	42	FIGURA 59. BIPV PE FAȚADE CALDE (Sursa:SST)	73
FIGURA 40. EXEMPLU DE DATE DE INTRARE PENTRU VERSIUNEA DEMO A PV F-CHART	43	FIGURA 60. BIPV ÎN FAȚADA CALDĂ (Sursa: Roman et al, 2008)	74
FIGURA 41. EXEMPLU DE DATE DE IEȘIRE PENTRU VERSIUNEA DEMO A PV F-CHART (BAZATE PE DATELE DIN FIGURA 40)	43	FIGURA 61. BIPV ÎN FAȚADE RECI (Sursa: SST)	75
FIGURA 42. EXEMPLU PENTRU ATHENA ÎN VERSIUNEA DEMO NSOL.	44	FIGURA 62. VARIANTE DE INTEGRARE A SISTEMELOR PV PE ACOPERIȘURI DE STICLĂ (Sursa: ECN).	75
FIGURA 43. UTILITAR ONLINE-UNIVERSITATEA NAȚIONALĂ DIN AUSTRALIA	45	FIGURA 63. OPȚIUNI PENTRU INTEGRAREA SISTEMELOR PARASOLARE FOTOVOLTAICE (Sursa: ECN).	76
FIGURA 44. VIZUALIZAREA BIPV PE O CLĂDIRE EXISTENTĂ ÎN CHANIA FOLOSIND ECOTECT (Sursa: Papantoniou și Tsoutsos, 2008)	45	FIGURA 64. EXEMPLU DE ACOPERIȘ CU MODULE PV (Sursa:SEC)	76
FIGURA 45. CURBA EXPERIENȚEI PREȚULUI MODULELOR PV (\$/Wp & MW) (Sursa: EPIA, 2011)	45	FIGURA 65. OPȚIUNI DE INTEGRARE A SISTEMELOR FOTOVOLTAICE ÎN DISPOZITIVELE DE UMBRIRE (Sursa: ECN).	77
FIGURA 46. ESTIMAREA COSTULUI UNUI SISTEM PV (ReSEL,TUC)	47	FIGURA 66. UMBRIRE CU FOTOVOLTAICE (Sursa:ECN)	77
FIGURA 47. TIMPUL DE RECUPERARE A ENERGIEI PENTRU TEHNOLOGIILE FOTOVOLTAICE (Sursa: Sovacool, 2008)	48	FIGURA 67. INSTALAREA UNUI ELEMENT DE UMBRIRE PV MOBIL (Sursa:SST)	77
FIGURA 48. STANDARDE PENTRU INSTALAREA SISTEMELOR FOTOVOLTAICE (Sursa: PVResources, 2011)	50	FIGURA 68. COMBINAREA FUNCȚIILOR SOLARE PV ȘI TERMICĂ (Sursa:ECN)	78
FIGURA 49. BAPV PE UN ACOPERIȘ PLAT. (Sursa: SEC)	68	FIGURA 69. ACOPERIȘUL UNEI STAȚII DE AUTOBUZ ȘI GARAJ DE BICICLETE CU MODULE FOTOVOLTAICE (Sursa:SEC)	79
FIGURA 50. BAPV PE ACOPERIȘ ÎNCLINAT. (Sursa:SEC)	68	FIGURA 70. SOLUȚIE DE PROIECT PE O LOCAȚIE. (Sursa ECN)	80
FIGURA 51. BIPV PE ACOPERIȘ. (Sursa: SEC)	68	FIGURA 71. UMBRIREA DATORITĂ COPACILOR (Sursa: ECN)	82
FIGURA 52. ALTERNATIVE PENTRU INTEGRAREA FOTOVOLTAICELOR ÎN CLĂDIRI (Sursa: PURE project. Roman et al,2008)	69	FIGURA 72. AUTO-UMBRIREA (Sursa:ECN)	82

FIGURA 73. ALUNECAREA ZĂPEZII PE UN MODUL (Sursa: ECN)	83	FIGURA 92. UNIREA PANOURILOR FOTOVOLTAICE (Sursa: Flickr, 2011)	108
FIGURA 74. IMPACTUL TIPULUI DE INSTALAȚIE ASUPRA TEMPERATURII ȘI PRODUCȚIEI DE ENERGIE (Sursa: Fraunhofer ISE, 1997)	84	FIGURA 93. ATAȘAREA MODULELOR PV DE STRUCTURĂ. (Sursa: EKILOR)	109
FIGURA 75. PV PE ACOPERIȘ (Sursa:ECN)	84	FIGURA 94. INVERTOR SOLAR. (Sursa: Saecsa energia solar, 2011)	111
FIGURA 76. INTEGRAREA MODULELOR FOTOVOLTAICE ÎNTR-O CLĂDIRI EXISTENTĂ (Sursa: SEC)	84	FIGURA 95. DIVERSELE OPȚIUNI DISPONIBILE (Sursa: Tknika, 2004)	114
FIGURA 77. CARTIERUL APEI DIN NIEUWLAND, BIPV PE ACOPERIȘURILE CASELOR FAMILIALE (Sursa: SEC)	85	FIGURA 96. CONEXIUNILE PARALEL ȘI PARALEL ÎNCRUCIȘAT. (Sursa:Tknika)	114
FIGURA 78. CARTIERUL APEI DIN NIEUWLAND, BAPV PE FAȚADA CLĂDIRILOR DE LOCUINȚE MULTIFAMILIALE (Sursa: SEC)	85	FIGURA 97. 48 V. 100 Ah. CONEXIUNE SERIE. 4 BATERII. (Sursa: Tknika, 2004)	114
FIGURA 79. CARTIERUL APEI DIN NIEUWLAND, BAPV PE FAȚADA CASELOR FAMILIALE (Sursa: SEC)	85	FIGURA 98. 24 V. 100 Ah. CONEXIUNE SERIE. 2 BATERII. (Sursa:Tknika)	115
FIGURA 80. ZONA REZIDENȚIALĂ AMERSFOORT. BIPV PE ACOPERIȘURILE CASELOR FAMILIALE (Sursa: SEC)	85	FIGURA 99. 24V. 200Ah. CONEXIUNE MIXTĂ. 2 GRUPURI A 2 BATERII ÎN SERIE CONECTATE ÎN PARALEL. (Sursa: Tknika)	115
FIGURA 81. ZONA REZIDENȚIALĂ AMERSFOORT, BIPV PE ACOPERIȘUL GRĂDINIȚEI (Sursa: SEC)	86	FIGURA 100. AMPLASAREA REGULATORULUI CURENT/ TEN-SIUNE ÎNTR-O INSTALAȚIE PV. (Sursa: Tknika,2004)	116
FIGURA 82. ZONA REZIDENȚIALĂ AMERSFOORT, BIPV PE ACOPERIȘURILE PARCĂRIILOR DE MAȘINI ȘI BICICLETE (Sursa: SEC)	86	FIGURA 101. REGULATOR SOLAR. (Sursa: Solostocks, 2011)	116
FIGURA 83. MODULE PV PE O INSULA PLUTITOARE LACUL TITICACA (Sursa: SEC)	86	FIGURA 102. DETALIUL CONEXIUNILOR REGULATORULUI PV. (Sursa:Tknika)	117
FIGURA 84. PERICOLUL DE ARC ELECTRIC (Sursa: OSEIA,2011)	95	FIGURA 103. EXEMPLU DE STRUCTURĂ PV. (Sursa: TKNIKA)	118
FIGURA 85. CLAMPMETRU (Sursa: OSEIA,2011)	95	FIGURA 104. DIFERITE LOCAȚII (Sursa: Tknika, 2004)	119
FIGURA 86. PLANIFICARE LUCRULUI LA ÎNĂLȚIME (Sursa: OHSA, 2011)	96	FIGURA 105. URMĂRIREA ALTITUDINII SOARELUI (Sursa: Tknika, 2004)	120
FIGURA 87. LUCRU LA ÎNĂLȚIME pe Cristal Tower (Sursa Martifer Solar SA.)	96	FIGURA 106. URMĂRIREA AZIMUTULUI SOLAR (Sursa: Tknika, 2004)	120
FIGURA 88. TURN MOBIL (Sursa: OHSA, 2011)	97	FIGURA 107. URMĂRIREA PRINTR-O SINGURĂ AXĂ NORD-SUD (Sursa: Tknika, 2004)	120
FIGURA 89. PLATFORMĂ MOBILĂ DE LUCRU (Sursa: OHSA, 2011)	97	FIGURA 108. URMĂRIRE PE DOUĂ AXE (Sursa: Tknika, 2004)	120
FIGURA 90. SCARĂ GLISANTĂ (Sursa: OHSA, 2011)	98	FIGURA 109. B) URMĂRIREA PE DOUĂ AXE (Sursa: Tknika, 2004)	121
FIGURA 91. SCHEMA LOGICĂ A ARBORELUI DECIZIONAL DE ÎMPĂMÂNTARE A CADRELOR PV (Sursa: BRE et al, 2006).	105	FIGURA 110. PUNCTE DE SPRIJIN (Sursa: Tknika, 2004)	122
		FIGURA 111. ELEMENTE DE ANCORARE (Sursa: Tknika, 2004)	122
		FIGURA 112. INSTALAȚIE RACORDATĂ LA REȚEA (Sursa: Tknika, 2004)	123

FIGURA 113. DIAGRAMĂ MONOFILARĂ A INSTALAȚIEI RACORDATE LA REȚEA (Sursa: Tknika, 2004)	123	FIGURA 134. CENTRUL DE EXCELENȚĂ PENTRU MEDIUL ÎNCONJURĂTOR BLACKPOOL. (Sursa: Consiliul Orașului Blackpool)	149
FIGURA 114. DIAGRAMĂ BLOC A UNEI INSTALAȚII RACORDATE LA REȚEA (Sursa: Tknika, 2004)	124	FIGURA 135. CENTRUL DE EXCELENȚĂ PENTRU MEDIUL ÎNCONJURĂTOR BLACKPOOL. (Sursa: Halcrow Group Ltd)	150
FIGURA 115. SISTEM PV AUTONOM (Sursa: TKNIKA)	125	FIGURA 136. FOTOGRAFIE ORTOGONALĂ A CLĂDIRII ȘI ÎMPREJURIMILOR	152
FIGURA 116. NU PĂȘIȚI PE MODULELE PV (Sursa: ECN)	126	FIGURA 137. TERASA DE SUD (vedere din NV)	152
FIGURA 117. MANAGEMENTUL MODULELOR PV (Sursa: ReSEL, TUC)	126	FIGURA 138. IRADIANȚA SOLARĂ ȘI TEMPERATURA AERULUI PENTRU LOCAȚIA ALEASĂ	153
FIGURA 118. BALAST ȘI ANCORARE (Sursa: TECNALIA)	127	FIGURA 139. DISTANȚELE ÎNTRE MODULE	156
FIGURA 119. ASIGURAREA STABILITĂȚII ACOPERIȘULUI ȘI ETANȘEITATEA LA INTERPERII (Sursa: Biohause)	127	FIGURA 140. DISTRIBUTIA MODULELOR PV PE ACOPERIȘUL DREPT – DIMENSIUNEA MAXIMĂ	157
FIGURA 120. INSTALAREA DE PĂTURI DE CAUCIUC CU CELULE DE SILICIU AMORF (Sursa: Gisscosa-Firestone)	127	FIGURA 141. DIAGRAMĂ CU DISPUNEREA SISTEMULUI PV PENTRU PRIMUL CAZ	158
FIGURA 121. INSTALAREA DE PANOURI FLEXIBILE (Sursa: Biohause)	127	FIGURA 142. DISPUNEREA FINALĂ A ANSAMBLULUI PV	158
FIGURA 122. SECVENȚA DE INSTALARE A PANOURILOR AUTO ADEZIVE (Sursa: Lumeta Inc)	128	FIGURA 143. EXEMPLE DE UMBRE ÎN LOCAȚIE	159
FIGURA 123. AMPLASAREA SENZORIILOR (Sursa: Ekain Taldea- Spania)	128	FIGURA 144. SIMULAREA REZULTATELOR – PRODUȚIA DE ENERGIE ELECTRICĂ	159
FIGURA 124. REPARAREA CABLURILOR ÎNTR-O INSTALAȚIE PV (Sursa: Zubigune, Spania)	129	FIGURA 145. REZULTATELE SIMULĂRII ECONOMICE – BALANȚA LICHIDITĂȚILOR ȘI PLĂȚILE DE LA UTILITATE	161
FIGURA 125. DIFERITE TIPURI DE CONEXIUNE ÎN MODULELE STICLĂ-STICLĂ PENTRU FAȚADE (Sursa: MSK și Sheuten Solar)	129	FIGURA 146. EXEMPLU DE STRUCTURĂ SUPT DIN METAL, PREFABRICATĂ (CU MODULE) PENTRU ACOPERIȘ METALIC	163
FIGURA 126. ȘCOALA AURINKOLAHTI. (Sursa: Orașul Helsinki)	141	FIGURA 147. CADRU DE FUNDATIE METALICĂ	163
FIGURA 127. AFIȘAJUL SISTEMULUI PV (Sursa: Kari Ahlqvist)	142	FIGURA 148. VEDERE LATERALĂ A STRUCTURII SUPT (Sursa: ETEK)	163
FIGURA 128. SISTEMUL PV PE ȘCOALĂ. (Sursa: Kari Ahlqvist)	142	FIGURA 149. CABLURI ȘI CONDUCTE AMPLASATE ÎN SPATELE MODULELOR PV	164
FIGURA 129. SISTEM PV PE ACOPERIȘ. (Sursa: Kari Ahlqvist)	143	FIGURA 150. AMPLASAREA INVERTORULUI	164
FIGURA 130. CENTRALA SOLARĂ BERDEN. (Sursa: www.plan-net.si)	144	FIGURA 151. PRINDEREA UNUI MODUL DE ȘINĂ (Sursa: SOLVIS)	164
FIGURA 131. SISTEM PE ACOPERIȘ (Sursa: BISOL Group d.o.o)	145	FIGURA 152. CONEXIUNEA ELECTRICĂ A MODULELOR – PARTEA DIN SPATE	165
FIGURA 132. ATENA METRO MALL.	147	FIGURA 153. PĂSTRAREA ÎNREGISTRĂRIILOR PRODUCȚIEI DE ENERGIE PENTRU SISTEMELE PV RACORDATE LA REȚEA, CIPRU. (Sursa: Cyprus Energy Agency)	170
FIGURA 133. ȘCOALA ATOKARTANO (Sursa: Orașul Helsinki)	148	FIGURA 154. INSPECȚIA PERIODICĂ A ANSAMBLULUI PV A UNUI SISTEM MONTAT PE ACOPERIȘ ȘI RACORDAT LA REȚEA, CIPRU. (Sursa: Conercon Ltd, Cyprus)	171

FIGURA 155. INSPECȚIA BATERIILOR LA SISTEMELE AUTONOME, CIPRU. (Sursa: Cyprus Energy Agency)	171
FIGURA 156. INSPECȚIA INVERTOARELOR DIN SISTEME PE ACOPERIȘ, CONECTATE LA REȚEA, CIPRU. (Sursa: Conercon Ltd)	172
FIGURA 157. POTENȚIALE UMBRE DE LA VEGETAȚIA ÎN CREȘTERE. (Sursa: Terza Solar Ltd)	173
FIGURA 158. ÎNTREȚINEREA CONEXIUNILOR ELECTRICE. (Sursa: Conercon Ltd)	173
FIGURA 159. MĂSURAREA LA UN SISTEM PV AMPLASAT PE ACOPERIȘ, CONECTAT LA REȚEA (Sursa: Conercon Ltd)	178
FIGURA 160. EXEMPLU DE GRAFIC TIP BARĂ A UNUI SISTEM PV DE 1KW	179
FIGURA 161. CURBE CARACTERISTICE I-V PENTRU MODULE (Sursa: www.energygridsolutions.com/solar-sharphtml , October 2011)	203
FIGURA 162. HARA DE IRADIANȚĂ A EUROPEI (Sursa: http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/ , Octombrie 2011)	203
FIGURA 163. HARTĂ DE IRADIANȚĂ (Sursa: http://mappery.com , Octombrie 2011)	203



REFERINȚE

- Antony F., Durschner C., Remmers K.H., Photovoltaics for professionals, Beuth Verlag GmbH, Earthscan, 2007.
- ASIF (Asociación de la industria fotovoltaica), Sistemas de energía fotovoltaica. Manual del instalador, 2002
- Roman E., Tsoutsos T., Gkouskos Z., Eisenschmid I., Alonso R., BIPV Technical Solutions and best practices, PURE Project , European Commission, DG Energy and Transport, 2008.
- Brooks Engineering, Field Inspection Guideline for PV systems, Iunie 2010 (Version 1.1)
- Daniel J., Vivar M., Suganthi L., Iniyan S., Skryabin, I.L. Everett V. A., Blakers A. W., Power conditioning unit for a Concentrating Photovoltaic system in urban areas International Photovoltaic Solar Energy Conference și Exhibition, Beijing Noiembrie 18-19, 2009
- DGS, German Energy Society (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie), Planning și Installing Photovoltaic Systems. A guide for installers, architects și engineers second edition, Earthscan, UK, 2008. Autor:LV Berlin BRB
- Drifa M., Perez P.J., Aguilera J., Aguilar J.D., A new estimation method of irradiance on a partially shaded PV generator in grid-connected photovoltaic systems, Renewable Energy vol.33, pp. 2048–2056, 2008.
- DTI (Department of Trade și Industry) Photovoltaics in buildings. Guide to the installation of PV systems. 2002 - Authors: BRE, EA technology, Halcrow Group, SunDog energy, Halcrow group, Energy Saving Trust. 2nd Edition 2006- Authors: Halcrow Group, SunDog energy, Energy Saving Trust.
- DTI, PV domestic field trial good practice guide: Good Practice Guide: Part I Project management și installation issues (S/P2/00409,URN 06/795), 2006.
- DTI, PV domestic field trial good practice guide, Good Practice Guide: Part II System Performance Issues (S/P2/00409,URN 06/2219),2006. Authors: Munzinger M, Crick F, Daya EJ., N Pearsall N.(NPAC), Martin C.(EMC)
- Dunlop J. P., Batteries și Charge Control in Stand-Alone Photovoltaic Systems Fundamentals și Application. Sandia National Laboratories USA, 1997.

- Energy Market Authority (EMA), Handbook for Solar Photovoltaic (PV) Systems, 2011
- Energy Research Centre of the Netherlands (ECN). Education și instruire material for architects.
- Emily Rudkin & Jim Thornycroft, Good practice guide "Managing Installation of PV systems" 2008, BERR.
- EPIA, Solar generation 6; Solar Photovoltaic Electricity Empowering the World, 2011.
- Fthenakis V. și Alsema E., Photovoltaics Energy Payback Times, Greenhouse Gas Emissions și External Costs: 2004–early 2005 Status, Prog. Photovolt: Res. Appl. Vol. 14, pp. 275–280, 2006.
- Haeberlin H., Optimum DC operating Voltage for grid connected PV plants, 20th European PV Solar Energy Conference, Barcelona, Spain, June 2005.
- Hopkins I., I.R.R – Internal rate of return explained, Finance & Property Research Pty Ltd, 2009.
- IEA PVPS, International Energy Agency Implementing Agreement on Photovoltaic Power Systems, Use of Photovoltaic Power Systems in Stand-Alone și Island Applications, 2003.
- IEC, International Electrotechnical Commission, www.iec.ch, accesat August 2011
- Infinite Power, Estimating PV system size și cost, 2009.
- Karamchetti J N., Maintenance of Solar Photovoltaic & Renewable Energy Installations. Presentation, 2011
- Kamnang T., Menke C., Proposal for a PV Curriculum for Colleges in the Caribbean, Final Draft, April 2010
- Kirchensteiner W., Information for Photovoltaic module, Solateur, Notes of the Educational Centre for Solar Technology Educational Centre for Solar Technology, Munich 2010.
- Lynn P.A., Electricity from Sunlight. An Introduction to Photovoltaics, John Wiley & Sons, Ltd 2010.
- Markvart T. și Castafier L., Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals și Applications, Elsevier Science Ltd, 2003.
- Moskowitz P., Fthenakis V., Environmental, Health și Safety Issues Associated with the Manufacture și Use of II-VI PV Devices, Solar Cells, vol 30, pp. 89-99, 1991.
- Myrzik J.M.A., și Calais M., String și Module Integrated Inverters for Single-phase Grid Connected Photovoltaic Systems, A Review IEEE Bologna PowerTech Conference, June 23-26, Bologna, Italy, 2003.

- NABCEP (North American Board of Certified Energy Practitioners), NABCEP study guide for photovoltaic system installers, USA 2009.
- NABCEP, Study guide for photovoltaic system installers (Revised), 2005.
- NCSC, North Carolina Solar Center, Siting of Active Solar Collectors și Photovoltaic Modules, State Energy Office N.Carolina, Department of Administration, USA 2001.
- OBO-Betterman, Solutions for photovoltaic systems, OBO BETTERMANN, Germany, 2010.
- Papantoniou S., Tsoutsos T., Building integrated PV application in the island of Crete, 23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference și Exhibition (September 1-5), Valencia, Spain, 2008.
- Pearsall N.M., și Hill R., lean Electricity from Photovoltaics: Photovoltaic Modules, System and Application (Chapter 15) University of Northumbria, Newcastle, 2001.
- PVTRIN, Instruirea Instalatorilor de Fotovoltaice, European Intelligent Energy, (IEE) project, 2011
- Quaschnig V., și Hanitsch R., Irradiance calculation on shaded surfaces, Solar Energy vol. 62, pp. 369–375, 1998.
- Roman E., Tsoutsos T., Gkouskos Z., Eisenschmid I., Alonso R., BIPV Technical Solutions și best practices, PURE Project , European Commission, DG Energy și Transport, 2008.
- Rhônealpeénergie – Environment, PERSEUS, Guide des installations photovoltaïques raccordées au réseau électrique destiné aux particuliers.
- Rudkin E. & Thornycroft J., Good practice guide “Managing Installation of PV systems” 2008, BERR
- Salas V., Alonso-Abella M., Chenlo F. și Olías E., Analysis of the maximum power point tracking in the photovoltaic grid inverters of 5 kW, Renewable Energy vol.34, pp. 2366-2372, 2009
- Schletter Solar–Montage système, Lightning protection of photovoltaic plants, Tips și hints for the mounting system, 2005
- SEAI, Sustainable Energy Authority of Ireland, Best Practice Guide–Photovoltaics (PV), Ireland, 2010.
- SEIS, Solar Energy International Staff. Photovoltaics: Design și Installation Manual: Renewable Energy Education, for a Sustainable Future; New Society Publishers, Canada, 2006.
- Solar Energy in Buildings, SEC.

- Sovacool B. K., Valuing the greenhouse gas emissions from nuclear power: A critical survey. Energy Policy, vol. 36, pp. 2950, 2008.
- SST, Technical și Economic Solutions for Integration of PV into Buildings, Project PURE.
- Tknika. Manual de Fotovoltaica., 2004
- Turney D., Fthenakis V., Environmental impacts from the installation și operation of large-scale solar power plants Review Article Renewable și Sustainable Energy Reviews, vol. 15, pp. 3261-3270, 2011.
- Velasco, G., Guinjoan, F., Pique, R., Negroni J. J., Sizing Factor Considerations for Grid-Connected PV Systems, 32nd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, Paris, 6-10 Nov. 2006
- Wenham S.R., Green M.A., Watt M.E., Corkish R., Applied Photovoltaics, 2nd Edition, Earthscan, UK, 2007.
- Wiles J., To Ground or Not to Ground: That is Not the Question, Photovoltaic Systems Assistance Center, Sandia National Laboratories, 1999

Site-uri web

- Universitatea Națională Australiană, (ANU), <http://cecs.anu.edu.au/>, accesat August 2011
- BIPV: <http://www.bipv.ch/>
- Contractors Institute: <http://www.contractorsinstitute.com>
- Council Directive 89/391/EEC of 12 June 1989 on the introduction of measures to encourage improvements in the safety și health of workers at work <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:31989L0391:en:HTML>
- Energybible: http://energybible.com/solar_energy/ calculating_payback.html, accesat August 2011.
- www.hse.gov.uk
- OSEIA: Solar construction safety.
http://www.coshnetwork.org/sites/default/files/oseia_solar_safety_12-06.pdf, accesat August 2011
- OSHA <http://osha.europa.eu>, accesat August 2011)
- OSHA riskassessment <http://osha.europa.eu/en/topics/riskassessment>, accesat August 2011

- PVGIS: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>, accesat August 2011.
 - www.pvlegal.eu/database.html , accesat August 2011.
 - PVresources: <http://www.pvresources.com/en/shading.php>, accesat August 2011.
 - PVsunrise project: <http://www.pvsunrise.eu/pv-diffusion-in-the-building-sector-bipv/studies-publications.html>, accesat August 2011.
 - saecsaenergiasolar
<http://www.saecsaenergiasolar.com/catalogo1/inversores/imagenes/200w12v.jpg>,
accesat August 2011
 - Solarpath: www.solarpath.org/?page_id=365, accesat August 2011.
 - <http://www.solostocks.com>,
 - http://imagenes.solostocks.com/z1_4269037/regulador-steca-pr-2020-20-a-12-24v-para-sistema-solar.jpg, accesat September 2011
 - Sunearthtools:
www.sunearthtools.com/dp/photovoltaic/payback_photovoltaic.php#txtPB_1, accesat August 2011.
 - Sunglobal: <http://www.sunsoglobal.com/faq/overview%20of%20solar%20panels.pdf>,
accesat August 2011.
 - Yingli Green Energy Holding Co. Ltd.: [YINGLI_Installation-Safety-Manual-A306-v02
YINGSOLAR.com/frontend/uploads/downloads/YINGLI_Installation-Safety-Manual-A306-v02.pdf](http://YINGSOLAR.com/frontend/uploads/downloads/YINGLI_Installation-Safety-Manual-A306-v02.pdf), accesat August 2011
- 3TIER: <http://www.3tier.com/en/support/glossary/> accesat August 2011



MULȚUMIRI

Manualul Instalatorilor a fost publicat în cadrul proiectului PVTRIN, susținut de programul Energie Inteligentă - Europa (IEE).

Membrii comitetului de îndrumare sunt:

Dr. Theocharis Tsoutsos (TUC/ENV, GR), Dr. Eduardo Román (TECNALIA, ES), Dave Richardson (BRE, UK), Gaetan Masson (EPIA, EU-BE), Goran Granić (EIHP, HR), Christos Maxoulis (ETEK, CY), Ing. Camelia Rață (ABMEE, RO), Antonis Pittaridakis (TEE, GR) și Violetta Groseva (SEC, BU).

Autorii și întreg consorțiul întregului proiect sunt profund recunoscători tuturor celor care au contribuit cu munca lor în pregătirea, editarea și corectarea acestei publicații. Mai mult, dorim să ne exprimăm mulțumirile Agenției Executive de Competitivitate și Inovație (EACI) pentru ajutorul acordat.

AUTORI: Dna. Ana Huidobro și Dr. Eduardo Román (TECNALIA), Dr. Theocharis Tsoutsos, Dna. Stavroula Tournaki, Dl. Zacharias Gkouskos (ENV/TUC), Dna. Eleni Despotou, Dl. Gaëtan Masson, Dl. Pieterjan Vanbuggenhout și Dl. Manoël Rekingier (EPIA), Dr. John Holden și Dna. Kim Noonam (BRE), Dl. Goran Grani și Dl. Andro Bačan (EIHP), Dl. Christos Maxouli și Dna. Anthi Charalambous (ETEK), Dl. Antonis Pittaridakis și Dr. Charalambos Litos (TEE), Ing. Camelia Rață, Dra. Leea Catincescu și Dl. Radu Gaspar (ABMEE), Dra. Evelina Stoykova și Dra. Violetta Groseva (SEC).

MULȚUMIRI PENTRU FOTOGRAFII către Biohause; BISOL Group d.o.o; Blackpool City Council; BRE; ChrisRudge; City of Helsinki; City of Zadar; Concentrix Solar GMBH; Conercon Ltd, Cipru; Cyprus Energy Agency; DGS LV; DTI; Dunlop; ECN; Ekain Taldea; EKILOR; Energia e Domotica; Entersolar; EPIA; ETEK; Comisia Europeană; Fraunhofer ISE; Fotonapon; Gisscosa-Firestone; Gregor Czisch; ISET; Kassel, Germania; Halcrow Group Ltd; Hukseflux; IEA PVPS; Kari Ahlqvist; Lumeta Inc; Martifer Solar SA.; MSK; OBO-Betterman; OHSA; OSEIA; Papantoniou și Tsoutsos; PURE project. Roman et al; PVGIS; PVResources; ReSEL TUC; Saecsa energia solar; Schletter Solar; SEC; Solostocks; SOLVIS; Sovacool; Scheuten Solar; Sun Switch; Sunways; Tecnalia; Terza Solar Ltd; TFM;Tkніка; Zubigune;

Multe informații suplimentare despre proiectul PVTRIN sunt disponibile pe web la: www.pvtrin.eu.

Am aprecia părerea dvs. despre publicație, dacă aveți comentarii sau întrebări vă rugăm contactați coordonatorul de proiect.

Notă legală:

Singura responsabilitate pentru conținutul acestui document revine autorilor. Acesta nu reflectă neapărat opinia Uniunii Europene. Nici EACI nici Comisia Europeană nu sunt răspunzători pentru orice utilizare a informațiilor conținute de acest document

Consoțiu PVTRIN

	Partener	ȚARA	Site Web
	Universitatea Tehnică din Creta Departamentul de Inginerie de Mediu Laboratorul de Sisteme Energetice Regenerabile și Sustenabile COORDONATORUL PROIECTULUI	Grecia	www.resel.tuc.gr
	Agency of Brasov for the Management of Energy și Environment	România	www.abmee.ro
	Building Research Establishment Ltd	UK	www.bre.co.uk
	Energy Institute Hrvoje Požar	Croația	www.eihp.hr
	European Photovoltaic Industry Association	UE/ Belgium	www.epia.org
	Scientific and Technical Chamber of Cyprus	Cipru	www.etek.org.c
	Sofia Energy Centre	Bulgaria	www.sec.bg
	Tecnalia	Spania	www.tecnalia.com
	Technical Chamber of Greece Branch of Western Crete	Grecia	www.teetdk.gr