



Martifer Solar SA

## **PVTRIN Curs de instruire**

**GHID DE DEPANARE**

[www.pvtrin.eu](http://www.pvtrin.eu)



## CUPRINS

---

1.1. Introducere	1
1.1.1. Defecte de izolare	1
1.1.2. Defectele invertorului	1
1.1.3. Defecte de construcție	1
1.2. Greșeli comune	1
1.3. Depanarea	3
2.1. Proceduri de inspecție vizuală	9
2.1.1. Inspecția Ansamblului	9
2.1.2. Inspecția Cablurilor	9
2.1.3. Inspecția Invertorului	9
2.1.4. Inspecția Împământării Modulelor și a Ansamblelor	10
2.2. Monitorizarea performanței	10
2.2.1. Date de la utilizator	10
2.2.2. Verificarea performanței	10
2.2.3. Ecrane	10
2.2.4. Software de proiectare	11
2.2.5. Sisteme de achiziție de date	11
2.2.6. Senzorii	11
2.3. Calibrarea și Recalibrarea	12
2.4. Stocarea și Transmisia Datelor	12
2.4.1. Analiza datelor	12



## REZUMAT

---

Ghidul de Depanare PVTRIN are ca scop prezentarea acțiunilor care trebuie întreprinse pentru a se asigura o funcționare corectă a sistemului. Cerințele de întreținere și depanare sunt – în multe cazuri – aceleași pentru sistemele autonome și cele racordate la rețea, totuși acestea pot diferi în funcție de circumstanțe.

Acest document tratează problemele operaționale care pot reduce performanța sistemului PV și oferă documentația necesară pentru operarea și procedurile de întreținere pentru minimizarea pierderilor.

*Ghidul nu își propune să fie nici exhaustiv sau definitiv și nu poate garanta acoperirea tuturor situațiilor posibile în profunzime. Tehnicienii sunt sfătuiți să își exercite propriul raționament profesional și să consulte toate reglementările actuale din construcții, coduri de sănătate și siguranță, standarde și alte recomandări aplicabile, precum și manualul tehnic al echipamentului folosit.*

## 1. GREȘELI ȘI DEFECTE COMUNE

### 1.1. 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.

#### 1.1.1. 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 inverterul 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 inverterului.

#### 1.1.2. Defectele inverterului

Cele mai des raportate defecte conform cu multe studii sunt defectele inverterului (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 utilitarele 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).

#### 1.1.3. 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).

### 1.2. 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:

- Schimbarea traseului de cabluri fără să se modifice diagrama electrică.
- Schimbarea tipului de modul sau a producătorului datorită problemelor de livrare.
- Depășirea tensiunii modulului sau a invertorului datorită proiectării greșite a ansamblului.
- Punerea a prea puține module în serie pentru o funcționare corectă a invertorului în timpul temperaturilor ridicate din timpul verii.
- Instalarea modulelor PV fără a lua în considerare curentul Imp<sub>p</sub> al fiecărui modul (gruparea).

#### Greșeli Comune în Instalare datorate Managementului Cablurilor:

- Greșeli umane privind conectarea cablurilor în timpul instalării.
- Suportți insuficienți pentru fixarea corespunzătoare a cablurilor.
- Fire atingând acoperișul sau alte suprafețe abrazive, și expunându-le la stres mecanic.
- Insuficiente susțineri la intervale corespunzătoare.
- Mai multe cabluri care intră într-o singură presetupă
- Conductoarele nu urmează traseul.
- Tragerea cablurilor prea întins sau lăsarea acestora prea liberă.
- Conectorii nu sunt complet conectați.
- Îndoirea conductoarelor prea aproape de conectori.
- Conectori tip ștecher când sunt conectați cu conectori fără fixare nu sunt total introduși

#### Greșeli Comune în Instalare la Împământarea Ansamblului:

- Neinstalarea conductorului de împământare pe sistemul PV.
- Nconectarea diverselor părți ale modulelor împreună pentru atingerea unui echipotențial
- Folosirea de prinderi pentru împământare pentru uz în interior pe modulele și structurile PV.
- Presupunerea că doar fixarea cadrelor de aluminiu pe structurile suport oferă o împământare suficientă.
- Instalarea unui conductor subdimensionat pentru împământare
- Instalarea incorectă a protecției la trăsnet

#### Greșeli Comune de Instalare la Cutiile Electrice, Conducte și Mijloace de Deconectare:

- Instalarea de deconectoare cu destinația de instalare pe verticală în aplicații non verticale.
- Instalarea de siguranțe de calibru greșit în cutiile de conexiune și separatorii cu fuzibili.
- Acoperirea cutiilor sau conductelor, făcându-le aproape inaccesibile pentru service.
- Nu se urmează instrucțiunile producătorului pentru cablarea separatorului de cablu în partea de c.c..
- Instalarea de manșoane uscate în locații umede și înăuntrul cutiilor care se udă în mod constant.
- Folosirea de garnituri improprie pentru introducerea cablurilor în cutii de exterior.

#### Greșeli Comune de Instalare la Sistemele de Montare:

- Nu se folosesc piesele furnizate sau recomandate la sistemele de montare.
- Nu se instalează corect jgheburile de scurgere.

- Nu se folosesc adezivii corespunzători pentru tipul de acoperiș.
- Nu se atașează buloane de ancorare corespunzătoare la elementele acoperișului.
- Nu se efectuează găuri corespunzătoare pentru buloanele de ancorare și lipsesc sau se crapă elemente ale acoperișului.

### 1.3. 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 nepotrivirii 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 **Error! Reference source not found.** 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).

În Anexă este prezentat un arbore pentru depanare (F.Y Dadzie, 2008) pentru un sistem fotovoltaic racordat la rețea cu rezervă.



# 1

## DEFECTE ȘI GREȘELI FRECVENTE

TABLE 1. DEFECTE TIPICE, MĂSURI CORECTIVE ȘI DEPANAREA (Sursa: Karamchetti M, 2011)

DEFECTE TIPICE	MĂSURI CORECTIVE ȘI DEPANAREA
<b>Defectare oricărei componente din sistemul PV</b>	Încercați să obțineți cât mai multe informații de la client. Obțineți informații precum scheme, diagrame de ieșire și de cablare Urmați instrucțiunile producătorilor privind defectul.
<b>Întregul sistem PV nu funcționează</b>	Înainte de a merge pe acoperiș, verificați și înregistrați tensiunea și curentul de pe intrarea inverterului de la ansamblul de module PV
<b>Nu există curent de la ansamblul de module</b>	Întreprupătoare, siguranțe sau disjunctoare deschise, arse, declanșate, cablul rupt sau corodat
<b>Curentul de la module scăzut</b>	Cer înnorat, o diodă de blocaj sau bypass defectă, un modul deteriorat, una sau mai multe conexiuni paralele între modulele din șir este ruptă, nestrânsă sau corodată. Înlocuiți modulul defect sau cel cu probleme de conexiune în paralel. Înlocuiți diodele defecte și curățați și strângeți toate conexiunile. Unele module pot fi umbrite, reducând semnificativ curentul de ieșire al ansamblului. Eliminați sursa de umbrire pentru a reveni la curentul maxim de producție al șirului. Modulele murdare de asemenea pot produce o scădere a curentului de ieșire. Spălați modulele pentru a restaura curentul de ieșire al ansamblului.
<b>Tensiunea este prea scăzută</b>	Unele module în serie din șir sunt defecte sau deconectate și necesită înlocuirea. Diodele de blocaj sau bypass din module pot necesita schimbarea. Tensiunea scăzută poate fi de asemenea cauzată de conectarea greșită a cablurilor care conectează modulele în șir la cutia de joncțiune sau cutia de colectare sau inverter. Cablarea poate fi fie dimensionată cu o secțiune prea scăzută, fie lungimea cablului este prea mare pentru curentul de ieșire al șirului. Creșterea secțiunii cablului pentru nivelul de curent ar trebui să rezolve problema.
<b>Bateria nu se încarcă (sistemele autonome)</b>	Măsurați 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 . Măsurați 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.
<b>Bateria este mereu la un nivel de încărcare redus (sistemele autonome)</b>	Reduceți sarcina sau creșteți capacitatea sistemului. (Sandia National Laboratories, 1991)

DEFECTE TIPICE	MĂSURI CORECTIVE ȘI DEPANAREA
<b>Pierderea încărcării bateriilor peste noapte, chiar dacă nu au fost conectate sarcini (sistemele autonome)</b>	Înlocuiți sau adăugați diode, sau reparați sau înlocuiți controlerul de încărcare serie. (Sandia National Laboratories, 1991)
<b>Sarcina nu funcționează corect</b>	Verificați că nu sunt siguranțe arse sau disjunctoare declanșate. Verificați tensiunea sistemului la conexiunea sarcinii. Sarcina poate fi prea mare pentru secțiunea cablului din circuit. Reduceți sarcina din circuit sau puneți cabluri de secțiune mai mare dimensionate pe sarcina actuală. (Pennsylvania Weatherization Providers)
<b>Oprire la tensiune scăzută</b>	Scurtați cablurile sau folosiți cabluri mai groase, reîncărcați bateria, permiteți unității să se răcească, îmbunătățiți circulația aerului, amplasați unitatea într-un mediu mai rece.
<b>Lampa Fault aprinsă, sarcina de c.a. nu funcționează</b>	Echipamentele de c.a. montate sunt rezistente la puteri mai mari decât cea a inverterului, a apărut oprirea la suprasarcină. Echipamentele de c.a. montate sunt rezistente la puteri mai mici decât cea a inverterului. Echipamentul depășește capacitatea de supratensiune tranzitorie a inverterului
<b>Polaritate conectată invers pe inverter (sistemele autonome)</b>	Verificați conexiunea la baterie, inverterul a fost probabil deteriorat și necesită înlocuirea.
<b>Sarcinile se deconectează incorect</b>	Controlerul nu primește tensiune corespunzătoare 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
<b>Ardere siguranță ansamblu module</b>	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.
<b>Nu există putere pe ieșirea inverterului</b>	Întreprupător, siguranță sau disjunctor deschis, ars sau declanșat sau cablu rupt sau corodat. Tensiune scăzută pe inverter sau circuitul controlerului de încărcare este deschis. Tensiune ridicată a bateriei. Sarcina pe inverter poate fi prea mare. Reduceți sarcina sau înlocuiți inverterul cu unul cu o putere mai mare de ieșire. Multe invertoare au LED-uri de indicație. Verificați că LED-urile corespunzătoare sunt aprinse și indică funcționarea corectă a inverterului. Cu tensiunea întreruptă, verificați și reparați orice punere la pământ înainte de repornirea inverterului.

# 1

## DEFECTE ȘI GREȘELI FRECVENTE

DEFECTE TIPICE	MĂSURI CORECTIVE ȘI DEPANAREA
<b>Coroziunea componentelor Structurale</b>	Componente sau prinderi trebuie securizate sau strânse, și trebuie avută în vedere coroziunea galvanică a strângerilor. (NABCEP, 2009) Reparați sau înlocuiți orice componentă din structură îndoită, corodată sau deteriorată în alt mod. Verificați și strângeți toate prinderile sistemului de susținere (Architectural Energy Corporation, 1991)
<b>Incendiu în timpul funcționării fotovoltaicelor</b>	Stați departe de sistemul PV în timpul și după incendiu. Informați brigada de pompieri despre pericolele posibile datorate sistemului PV. După incendiu rugați instalatorul să aducă sistemul PV la o stare sigură. (Mitsubishi)



## 2. PROCEDURI DE DIAGNOSTIC

### 2.1. 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. Pentru a realiza o verificare vremea trebuie să fie bună și toate inspecțiile trebuie realizate într-o zi senină, însorită. (Rudkin E. & Thornycroft J., 2008)

#### 2.1.1. Inspecția Ansamblului

Ansamblul PV este primul care trebuie inspectat, deoarece modulele PV pot influența performanța sistemului. Aceasta poate fi o procedură dificilă dacă ansamblul este amplasat pe mai multe fețe ale acoperișului iar inspecția vizuală a ansamblului nu poate fi realizată. Uneori, inspecția nu poate avea loc deoarece inspectorul nu poate ajunge pe acoperiș. În asemenea situații utilizarea unui lift sau a unei scări securizate pe perioada inspecției este recomandată.

Odată ce inspectorul fie a ajuns pe acoperiș fie are o vizibilitate clară asupra ansamblului, se numără modulele ansamblului PV. Este important ca numărul să fie același ca în scheme și să se realizeze comparația.

În partea din spate a modulelor există o etichetă care afișează caracteristicile modulului PV. La inspecția vizuală, eticheta trebuie verificată pentru a confirma numărul modelului modulului. O poză a etichetei este o bună practică dacă este dificilă vizualizarea spatelui modulului. Altfel, dacă este posibil modulul trebuie mutat, astfel încât inspecția să fie terminată cu succes.

De asemenea, o inspecție trebuie să includă verificarea condiției fizice a ansamblului

fotovoltaic deoarece unele module se pot distorsiona sau pot fi fixate tensionat. Acest lucru poate crăpa sticla pe față și modulul trebuie înlocuit. Mai mult, sub influența temperaturii și a vântului, modulele PV se pot rupe. În plus, un inspector trebuie să verifice orice semne de corodare pe cadrul suport. Aceasta poate să apară datorită alegerii greșite de material. Condiții proaste pentru sistem pot conduce la pierderi în producția de energie.

(DTI,2006)

(The German Energy Society, 2008)

(Brooks Engineering, 2010)

(Rudkin E. & Thornycroft J., 2008)

#### 2.1.2. Inspecția Cablurilor

Inspectorul trebuie să se apropie de ansamblul PV și să inspecteze spațiul de sub module. Conductoarele nu trebuie să fie direct pe acoperiș sau să intre în contact cu suprafețe ascuțite care pot cauza deteriorarea fizică. De asemenea inspectorul trebuie să verifice dacă ștecherile sunt cuplate corespunzător. Cablarea trebuie verificată des pentru a se urmări deteriorări fizice sau termice. O metodă simplă este măsurarea rezistenței de izolație. Este necesară atenție pentru minimizarea lungimii cablului și pentru asigurarea faptului că toate conexiunile sunt făcute corect și sunt protejate. O conexiune slabă poate reduce performanța sistemului pe termen lung. Este mai bine să se asigure calitatea conexiunilor la instalare. Aceasta poate economisi timp la inspecție, deoarece inspectorul nu va mai trebui să localizeze conexiunile slabe.

(DTI,2006)

The German Energy Society, 2008)

(Brooks Engineering, 2010)

#### 2.1.3. Inspecția Invertorului

La apariția de probleme operaționale ale invertorului se observă reduceri de putere la

ieșire. Invertorul se poate opri, poate afișa o eroare, sau poate să nu repornească după o lipsă a tensiunii de rețea. Defectele invertoarelor pot să nu fie detectate o lungă perioadă de timp. De aceea este importantă verificarea funcționării sistemului. Poate fi folosit un ecran. Acesta ar trebui amplasat într-o poziție vizibilă și accesibilă unde utilizatorul să poată afla sau diagnostica problemele sistemului. În plus față de aceasta, ecranul poate avea o lumină de semnalizare care să indice când este pornit invertorul și operează corect. (DTI,2006)

#### 2.1.4. Inspecția Împământării Modulelor și a Ansamblurilor

Modulul PV și împământarea ansamblului reprezintă una din cele mai importante probleme de siguranță în instalațiile PV. Pentru împământarea modulelor, o conexiune electrică este creată între cadrul modulului și conductorul de împământare a echipamentului. Această conexiune are nevoie ca toate modulele ansamblului să aibă împământare separată ceea ce este important pentru protecția la trăsnet și la suprasarcini. (Brooks Engineering, 2010)

## 2.2. Monitorizarea performanței

### 2.2.1. Date de la utilizator

Datele de la utilizator reprezintă unul dintre cei mai importanți factori pentru asigurarea unei bune performanțe și funcționări a sistemului PV. Users can check the inverter operation, output power levels, shading problems or obvious damage to the system. Datele de la utilizator pot varia de la un simplu LED apris pe invertor 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. La apariția unei probleme utilizatorul poate chema specialistul pentru a rezolva și repara problema. Este important ca utilizatorul să înțeleagă cum să realizeze verificările sistemului, iar instalatorul este responsabil de furnizarea acestei informații către utilizator. (DTI,2006)

### 2.2.2. 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. Un ecran reprezintă interfața între utilizator și sistem și este principala sursă de informare asupra performanței sistemului. (DTI,2006)

FIGURE 1. MĂSURAREA LA UN SISTEM PV AMPLASAT PE ACOPERIȘ, CONECTAT LA REȚEA (Sursa: Conercon Ltd)



### 2.2.3. Ecrane

Ecranele sunt baza monitorizării. Pe o unitate de afișaj, utilizatorul este capabil să vadă puterea de ieșire a sistemului PV. Unele afișaje pot include informații despre consumul clădirii, dând o estimare asupra

energiei generate. Valorile afișate trebuie să fie clare, ușor de accesat și de înțeles. Dacă se dorește ca afișajul să fie eficient trebuie amplasat unde să fie vizibil și accesibil în activitățile zilnice. În unele cazuri, ecranele au fost instalate într-o zonă deschisă (Hol), dar prea sus sau prea jos pentru a fi ușor vizualizate, deci greu de citit. Nu este de asemenea recomandată amplasarea ecranelor înăuntrul tabloului de contor, deoarece nu sunt ușor vizualizate.

Cel mai simplu este un indicator inclus în invertor. Majoritatea producătorilor de invertoare PV oferă un ecran opțional. Totuși, acesta poate impune constrângeri severe cu privire la locația amplasării invertorului, 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 invertor, 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.

*(DTI,2006)*

#### 2.2.4. Software de proiectare

Toate programele de proiectare a sistemelor au incluse în calcule anumite premize. De aceea, precizia rezultatului depinde de aceste premize dacă sunt conforme cu cazul de față.

Software-ul este realizat pentru cazul general. Utilizatorul poate modifica valorile unei serii de parametri de operare și poate rula softul cu parametri doriți.

Majoritatea pachetelor de software au date importate din pachete și oferă date meteorologice pentru multe locații de pe glob. Proiectanții sistemului trebuie să aleagă locația care se potrivește cu datele climatice corespunzătoare locației vizate, cu latitudini similare.

*(DTI,2006)*

#### 2.2.5. 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.

#### 2.2.6. 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.

### 2.3. 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.).

### 2.4. Stocarea și Transmisia Datelor

Datele sunt în general stocate local folosind RAM drept 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.

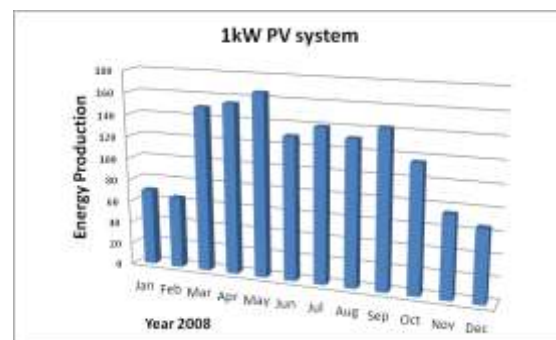
Mediile detașabile permit interschimbarea mediilor de stocare din locație, permițând continuarea monitorizării fără întrerupere. Singurele dezavantaje sunt că mediul de stocare trebuie introdus corect, sau înregistratorul nu poate fi repornit, iar pierderea de date nu va fi observabilă până la următoarea vizită. Transmisiile telefonice sunt adesea folosite, deoarece permit descărcarea frecventă a datelor (reducând dimensiunile perioadelor 'pierdute'), și de

asemena 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.

#### 2.4.1. 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 lunară, 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 subcategoriile 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: Rudkin E. & Thornycroft J. 2008).

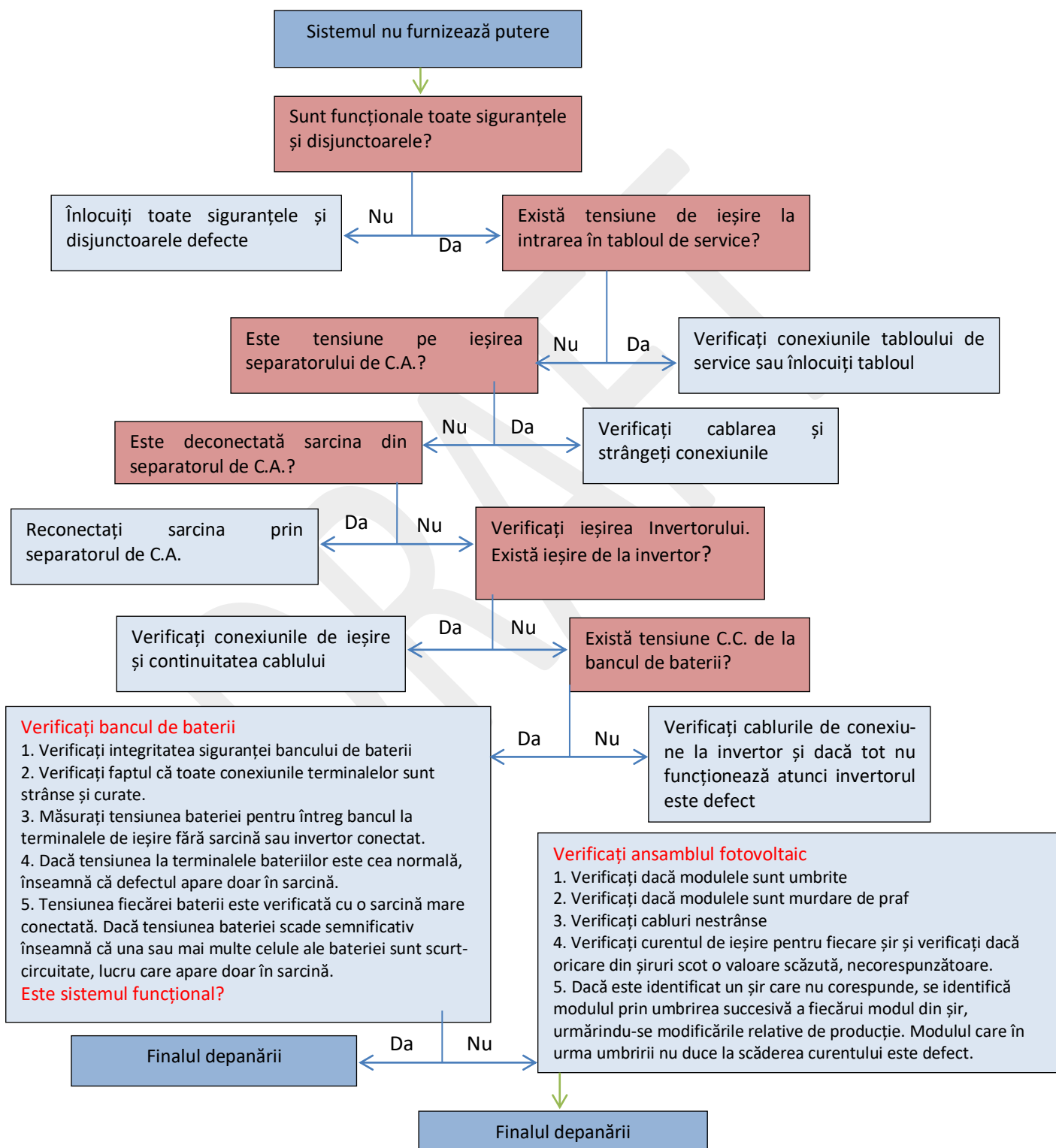
**FIGURE 2.** EXEMPLU DE GRAFIC TIP BARĂ A UNUI SISTEM PV DE 1KW





## ANEXA

## Arborele procesului de depanare – Sistem PV racordat la rețea cu rezervă (F.Y Dadzie, 2008)





## REFERINȚE INDICATIVE

---

- Architectural Energy Corporation, Maintenance and operation of standalone photovoltaic systems. December 1991 <http://www.scribd.com/doc/2994273/Maintenance-and-Operation-of-StandAlone-Photovoltaic-Systems>
- Black&Decker, Fully automatic battery charger instruction manual <http://www.baccusglobal.com/bd/manuals/BATTERY%20CHARGERS/BCS10B%20MANUAL.pdf>
- Brooks Engineering, Field Inspection Guideline for PV systems, June 2010 (Version 1.1)
- Contractors Institute: <http://www.contractorsinstitute.com>
- DGS, German Energy Society (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie), Planning and Installing Photovoltaic Systems. A guide for installers, architects and engineers second edition, Earthscan, UK, 2008. Autor:LV Berlin BRB
- DTI, PV domestic field trial good practice guide: Good Practice Guide: Part I Project management and installation issues (S/P2/00409,URN 06/795 ), 2006. [http://www.bre.co.uk/filelibrary/pdf/rpts/PVDFT\\_Good\\_Practice\\_Guide\\_Part\\_1.pdf](http://www.bre.co.uk/filelibrary/pdf/rpts/PVDFT_Good_Practice_Guide_Part_1.pdf)
- DTI, PV domestic field trial good practice guide, Good Practice Guide: Part II System Performance Issues (S/P2/00409,URN 06/2219),2006. Autors: Munzinger M, Crick F, Daya EJ., N Pearsall N.(NPAC), Martin C.(EMC) [http://www.bre.co.uk/filelibrary/pdf/rpts/DFT\\_GoodPracticeGuidePart2\\_DTI.pdf](http://www.bre.co.uk/filelibrary/pdf/rpts/DFT_GoodPracticeGuidePart2_DTI.pdf)
- James P. Dunlop, P.E. Batteries and Charge Control in Stand-Alone Photovoltaic Systems Fundamentals and Application, January 15, 1997
- Karamchetti J N., Maintenance of Solar Photovoltaic & Renewable Energy Installations. Presentation, 2011
- Mitsubishi, Transistorized inverter, FR-F<sub>500</sub> Instruction manual <http://www.westmillindustries.com/files/F500%20Manual%20Arrow.pdf>
- NABCEP (North American Board of Certified Energy Practitioners), NABCEP study guide for photovoltaic system installers, USA 2009. <http://www.nabcep.org/wp-content/uploads/2008/11/nabcepstudyguidev4-2april2009.pdf>
- Pennsylvania Weatherization Providers, Solar Retrofits for Weatherization and Remodels. <http://www.pasolar.ncat.org/lesson08.php>
- Rudkin E. & Thornycroft J., Good practice guide "Managing Installation of PV systems" 2008, BERR
- Sandia National Laboratories, Maintenance and operation of stand-alone photovoltaic systems, December 1991.
- Frank Yeboah Dadzie, Design of a grid connected photovoltaic system for knust and economic and environmental analysis of the designed system, Department of Electrical/Electronic Engineering, Kwame Nkrumah University of Science and Technology, 2008
- <http://ecmweb.com/contractor/troubleshooting-photovoltaic-systems>





## 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 Rata (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: Dl. Christos Maxouli și Dna. Anthi Charalambous (ETEK), Dna. Ana Huidobro și Dr. Eduardo Román (TECNALIA), Dr. Theocharis Tsoutsos, Dna. Stavroula Tournaki, Dl. Zacharias Gkouskos (ENV/TUC).

COLABORATORI: Mulțumiri speciale pentru cooperare și contribuție pentru pregătirea acestui document Dl. Savvas Costa, SavCo Solar Ltd, Dr Andreas Ioannides, Johnsun Ltd, Dl. Pambos Stavrinides, SolarWatt Ltd, Dl. Tassos Roussos, Enfoton Ltd., Mr Cristos Pharconides, Ergo Home Energy Ltd, Dl. Petros Christou, Conergy Cyprus Ltd, Luis Davila și Julio Amador. Politechnical University of Madrid (Spania).

MULȚUMIRI PENTRU FOTOGRAFII Conercon Ltd; Soitec, Scheuten Solar; Tecnalia;

*Multe informații suplimentare despre proiectul PVTRIN sunt disponibile pe web la: [www.pvtrin.eu](http://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.

## PARTENERII PVTRIN

	PARTENER	ȚARA	WEBSITE
	<p>Universitatea Tehnică din Creta</p> <p><i>Departamentul de Inginerie de Mediu</i></p> <p><i>Laboratorul de Sisteme Energetice Regenerabile și Sustenabile</i> <b>COORDONATORUL PROIECTULUI</b></p>	Grecia	<a href="http://www.resel.tuc.gr">www.resel.tuc.gr</a>
	<p>Agency of Brasov for the Management of Energy and Environment</p>	România	<a href="http://www.abmee.ro">www.abmee.ro</a>
	Building Research Establishment Ltd	UK	<a href="http://www.bre.co.uk">www.bre.co.uk</a>
	Energy Institute Hrvoje Požar	Croația	<a href="http://www.eihp.hr">www.eihp.hr</a>
	European Photovoltaic Industry Association	EU/ Belgia	<a href="http://www.epia.org">www.epia.org</a>
	Scientific and Technical Chamber of Cyprus	Cipru	<a href="http://www.etek.org.cy">www.etek.org.cy</a>
	Sofia Energy Centre	Bulgaria	<a href="http://www.sec.bg">www.sec.bg</a>
	Tecnalía	Spain	<a href="http://www.tecnalia.com">www.tecnalia.com</a>
	<p>Technical Chamber of Greece</p> <p><i>Branch of Western Crete</i></p>	Grecia	<a href="http://www.teetdk.gr">www.teetdk.gr</a>