

CERCETĂRI PRIVIND CREȘTEREA RANDAMENTULUI INSTALAȚIILOR ELECTRICE FOTOVOLTAICE

Teză destinată obținerii
titlului științific de doctor inginer
la
Universitatea POLITEHNICA Timișoara
în domeniul INGINERIE ENERGETICĂ
de către

Ing. Ioan Sorin RANCOV

Președinte: Prof.univ.dr.ing. Ștefan KILYENI
Conducător științific: Prof.univ.dr.ing. Petru ANDEA
Referenți științifici: Prof.univ.dr.ing. Mihai Octavian POPESCU
Prof.univ.dr.ing. Ioan FELEA
Conf.univ.dr.ing. Doru VĂTĂU

Data susținerii tezei: 28 martie 2014

PREFAȚĂ

Această teză de doctorat este rezultatul activității desfășurate în cadrul Departamentului de Electroenergetică al Facultății de Electrotehnică și Electroenergetică, din Universitatea POLITEHNICA Timișoara, sub îndrumarea permanentă, constantă, generoasă și continuă a conducătorului științific, Prof.dr.ing. Petru ANDEA. Domniei sale îi adresez cele mai respectuoase mulțumiri, și pe această cale, pentru modul în care a reușit să mă ghideze și să mă formeze în această perioadă.

Domeniul energiilor regenerabile, și, al energiei fotovoltaice în particular, este unul având o dinamică extraordinară, mai ales în ultimii ani, ca urmare a limitării unor resurse energetice tradiționale, dar și al necesității de a găsi surse total nepoluante de energie. Chiar dacă, la ora actuală, în România se remarcă o ușoară stagnare a acestui sector, în viitor, o mare parte din energie urmează a fi produsă fotovoltaic.

Lucrarea este o sinteză a rezultatelor cercetărilor autorului, în perioada 2007-2014, în cadrul studiilor doctorale desfășurate în domeniul Inginerie Energetică. În acești ani am avut ocazia să colaborez și cu numeroși agenți economici din domeniul energiilor regenerabile (mai ales S.C.ETS Service S.R.L.), în domenii strâns legate de subiectul tezei, anume optimizarea, proiectarea, execuția și mentenanța instalațiilor fotovoltaice.

Doresc să mulțumesc, de asemenea, d-lui Prof.dr.ing. Flavius Dan ȘURIANU, Directorul Departamentului de Electroenergetică, pentru condițiile de lucru create în vederea elaborării și finalizării tezei. Aș vrea să remarc excelenta colaborare pe care am avut-o cu colectivul de Aparate și Echipamente Electrice din cadrul Departamentului de Electroenergetică și anume domnii: Prof.dr.ing.Alexandru VASILIEVICI, Prof.dr.ing.Iuliu DELESEGA, Conf.dr.ing.Doru VĂTĂU și Ș.l.dr.ing. Flaviu Mihai FRIGURĂ-ILIASA.

Mulțumesc și celorlalte cadre didactice care m-au sprijinit în formarea mea profesională, în mod special D-lui Prof.dr.ing. Ștefan KILYENI, pentru numeroasele sfaturi și recomandări fără de care această lucrare nu ar fi putut fi realizată. Aș vrea să menționez și excelenta colaborare pe care am avut-o cu colectivul de burse doctorale al U.P.T.

Aș dori să adresez mulțumiri și celorlalți membri ai Comisiei de analiză a tezei de doctorat, care nu au fost menționați până acum, anume Prof.dr.ing. Mihai Octavian POPESCU (Universitatea POLITEHNICA din București), Prof.dr.ing. Ioan FELEA (Universitatea din Oradea), pentru atenția cu care au parcurs teza de doctorat, pentru criticile și aprecierile formulate și sfaturile primite.

Nu în ultimul rând, aș vrea să mulțumesc familiei mele, prietenei mele, precum și tuturor prietenilor și colaboratorilor mei pentru suportul necondiționat și înțelegerea de care au dat dovadă în toți acești ani.

Timișoara, Februarie 2014

Ioan Sorin RANCOV

Cuvinte cheie:

randament, eficiență, instalație electrică fotovoltaică, sistem SCADA pentru centrale fotovoltaice, interfață om-mașină

Rezumat:

Tematica tezei se încadrează în preocupările actuale din domeniul conversiei energiei din surse regenerabile, mai ales din energie fotovoltaică în energie electrică. Optimizarea funcționării acestora este de o deosebită importanță, în contextul utilizării unor noi tehnologii de gestiune a energiei produse. Toate aplicațiile și referințele acestei teze se referă în mod direct la Centrala fotovoltaică din Comuna Giroc, județul Timiș, pentru materializarea căreia autorul a participat activ, în calitate de subcontractor.

Înainte de a demara orice asemenea investiție, este recomandat a se efectua anumite măsurători privind intensitatea radiației solare, pe parcursul a mai multor anotimpuri, pentru a verifica fezabilitatea proiectului.

Indicatorii de fiabilitate ai panourilor solare, precum și orientarea și dispunerea acestora sunt elemente care pot fi luate în calcul pentru optimizarea proiectării acestor centrale.

Instalația electrică generală a centralei fotovoltaice poate fi astfel realizată încât să se obțină un randament sporit, în condițiile montării unor echipamente de protecție împotriva supratensiunilor adecvate.

Gestiunea funcționării centralei fotovoltaice se poate face, într-un mod eficient, utilizând sisteme tip SCADA, de ultimă generație, având protocoale de comunicație și elemente hardware pe măsură. Interfața om-mașină a unui astfel de sistem SCADA poate fi realizată prin programare directă, evitând anumite costuri generate de achiziționarea unor pachete software sofisticate.

CUPRINS

ACRONIME	7
LISTA DE FIGURI	8
LISTA DE TABELE	101
1. INTRODUCERE	11
1.1. Obiectul și actualitatea temei	11
1.2. Obiectivele și structura tezei	13
1.3. Realizarea și oportunitatea tezei	15
2. ASPECTE ACTUALE PRIVIND IMPLEMENTAREA SURSELOR DE ENERGIE ELECTRICĂ DE TIP FOTOVOLTAIC	17
2.1. Contextul global al dezvoltării surselor de energie fotovoltaice	17
2.2. Contextul național al dezvoltării surselor de energie fotovoltaice	20
2.3. Conversia fotovoltaică. Aspecte generale	27
2.4. Concluzii	34
2.5. Contribuții personale	36
3. ASPECTE PRIVIND CONVERSIA FOTOVOLTAICĂ A ENERGIEI	37
3.1. Radiația solară	37
3.2. Estimarea radiației solare pentru centrala fotoelectrică din comuna Giroc	42
3.3. Măsurarea radiației solare pentru centrala fotoelectrică din comuna Giroc	49
3.4. Concluzii	58
3.5. Contribuții personale	60
4. CAPTATORI SOLARI	61
4.1. Celule solare	61
4.2. Generalități privind alegerea panourilor solare	67
4.3. Metodă originală de alegere a panourilor solare	71
4.3.1. Calculul coeficientului global de operare al panoului	71
4.3.2. Calculul parametrilor de operare a sistemului fotovoltaic	73
4.4. Dispunerea panourilor solare	76
4.5. Concluzii	81
4.6. Contribuții personale	83
5. CENTRALA DE PANOURI FOTOVOLTAICE DIN COMUNA GIROC	85
5.1. Configurația și arhitectura centralei	86
5.2. Invertoarele utilizate în centrala fotovoltaică din Comuna Giroc	97
5.3. Protecția împotriva supratensiunilor interne	99
5.3.1. Pasul I (calculul electric)	100
5.3.2. Pasul II (calculul termic)	102
5.3.3. Pasul III (calculul de siguranță)	105

5.4. Concluzii	106
5.5. Contribuții personale	107
6. SISTEM SCADA PENTRU CENTRALA DE PANOURI FOTOVOLTAICE	109
6.1. Ierarhizarea sistemului SCADA	112
6.2. Utilizarea interfeței RS485 în cazul sistemului SCADA	118
6.3. Descrierea sistemului SCADA	122
6.4. Concluzii	132
6.5. Contribuții personale	134
7. PROIECTAREA BAZELOR DE DATE PENTRU SISTEMUL INFORMATIC DE PROCES. FILTRAREA INFORMAȚIILOR LA NIVELUL DISPECERATULUI CENTRALEI FOTOVOLTAICE	135
7.1. Particularitățile bazelor de date din centrala fotovoltaică	135
7.1.1. Tipuri de baze de date	136
7.1.2. Sisteme de gestiune a bazelor de date	137
7.2. Structura bazelor de date pentru aplicații în timp real	140
7.3. Interfața om - mașină a SGBD. Ferestre de interfațare	143
7.3.1. Hărți sinoptice	143
7.3.2. Reprezentarea sub forma de bargraf	146
7.3.3. Ferestre cu grafice de evoluție în timp	149
7.3.4. Ferestre de evenimente și de alarmare	154
7.3.5. Ferestre de raportare	157
7.4. Concluzii	162
7.5. Contribuții personale	164
8. CONCLUZII ȘI PERSPECTIVE	165
8.1. Rezultatele cercetării	165
8.2. Concluziile principale	167
8.3. Contribuțiile personale și originale	168
8.4. Perspectivele continuării studiului	171
ANEXE	172
Anexa 1. Panoul solar JT-240 P	172
Anexa 2. Funcția de navigare cu mouse-ul pe scheme sinoptice	174
Anexa 3. Funcție tip "Handler" pentru mouse click pe scheme sinoptice	179
Anexa 4. Funcțiile de afișare grafice și trasare curbe și diagrame	182
Anexa 5. Funcția pentru desenarea unei ferestre de evenimente	185
Anexa 6. Funcția pentru creare rapoarte	187
Anexa 7. Funcția pentru desenare tabel de raport	191
Anexa 8. Funcții ajutătoare pentru implementare alarme	193
Anexa 9. Desene de execuție și scheme pentru Centrala Fotovoltaică Giroc	197
BIBLIOGRAFIE	201

ACRONIME

ANM	Autoritatea Națională pentru Meteorologie
ANRE	Agenția Națională de Reglementare în domeniul Energiei
ARCE	Agenția Română pentru Conservarea Energiei
ATR	Aviz Tehnic de Racordare
CA(AC)	Curent Alternativ
CC(DC)	Curent Continuu
CET	Centrală Electro Termică
CHP	Combined Heat Power (Sistem Cogenerare)
CV	Certificat Verde
DIN	Deutsches Institut für Normung (Institutul German de Standardizare)
DG	Distributed Generation (Generare Distribuită)
EAD	Echipament Achiziție Date
ENEL	Distribuitorul Regional de Energie Electrică
HG	Hotărâre de Guvern
HMI	Human Machine Interface (Interfață Om-Mașină)
IEA	International Energy Agency (Agenția Internațională a Energiei)
IEC(CEI)	International Electrotechnical Commission (Comisia Internațională pentru Electrotehnică)
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
LEA	Linie Electrică Aeriană
LES	Linie Electrică Subterană
MCOV	Maximum Continuous Operating Voltage (Tensiune Maximă în C.C.)
PMU	Power Management Unit (Unitate Centrală de Gestiune)
PWM	Pulse Width Modulation (Modulare a Lățimii de Puls)
RED	Rețea Electrică de Distribuție
RET	Rețea Electrică de Transport
RMS	Root Mean Square (valoare Efectivă)
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition (Sistem de Măsurare și Control)
SGBD	Sistem de Gestiune a Bazelor de Date
SEE	Sistem Electro Energetic
SEN	Sistemul Energetic Național
SR-EN	Standard Românesc – Normă Europeană
SRE	Surse Regenerabile de Energie
TOV	Temporary Over Voltage (Supratensiune Temporară)
UE	Uniunea Europeană
WEC	World Energy Council (Consiliul Mondial al Energiei)

LISTA DE FIGURI

Nr.crt.	Nr.Fig.	Titlul figurii
1	Fig.2.1.	Repartiția consumurilor energetice pe plan mondial
2	Fig.2.2.	Evoluția producției de energie fotovoltaică pe plan mondial
3	Fig.2.3.	Potențialul solar al României (sursa ICEMENERG-ISPE-ANM - simulare)
4	Fig.2.4.	Potențialul solar al României (sursa CE - JCR - simulare)
5	Fig.2.5.	Potențialul solar al României (sursa CE - JCR – măsurare parțială)
6	Fig.2.6.	Proveniența energiei electrice în Sistemul Energetic Național, într-o zi însorită de vară, cu consum industrial redus
7	Fig.2.7.	Dependența prețului producerii energiei fotovoltaice de puterea centralei
8	Fig.3.1.	Radiația solară medie, în România, pe durata unui an
9	Fig.3.2.	Variația densității radiației solare în funcție de condițiile meteo
10	Fig.3.3.	Spectrul radiației solare
11	Fig.3.4.	Parametrii de orientare ai unui panou solar
12	Fig.3.5.	Diagrama de orientare a panourilor fotovoltaice
13	Fig.3.6.	Pierderi care apar la conversia energiei solare în energie electrică
14	Fig.3.7.	Datele de intrare proiect RETScreen
15	Fig.3.8.	Date climatice Timișoara/Giarmata Aeroport – NASA-ANM (RETScreen)
16	Fig.3.9.	Stabilirea datelor inițiale în RETScreen pentru proiectul de la Giroc
17	Fig.3.10.	Solarimetrul KIMO SL200
18	Fig.3.11.	Senzorul echipamentului tip KIMO SL200
19	Fig.3.12.	Radiația solară totală pentru august-octombrie 2012
20	Fig.3.13.	Radiația solară pentru perioada 04-31 august 2012
21	Fig.3.14.	Radiația solară pentru perioada 01-30 septembrie 2012
22	Fig.3.15.	Radiația solară pentru perioada 01-31 octombrie 2012
23	Fig.3.16.	Radiația solară în data de 16.08.2012
24	Fig.3.17.	Radiația solară în data de 16.09.2012
25	Fig.3.18.	Radiația solară în data de 16.10.2012
26	Fig.3.19.	Variația radiației solare în trei zile succesive (11,12,13 aug. 2012)
27	Fig.3.20.	Variația radiației solare în trei zile succesive (15,16,17 sept. 2012)
28	Fig.3.21.	Variația radiației solare în trei zile succesive (15,16,17 oct. 2012)
29	Fig.3.22.	Valoare ridicată a radiației solare într-o zi noroasă (6 aug. Ora 14.10)

30	Fig.3.23.	Valoare ridicată a radiației solare într-o zi noroasă (3 sept. Ora 14.40)
31	Fig.3.24.	Valoare ridicată a radiației solare într-o zi noroasă (6 sept. Ora 15.00)
32	Fig.3.25.	Sucesiune de zile însorite (15-25 aug.)
33	Fig.3.26.	Sucesiune de zile însorite (20-30 sept.)
34	Fig.4.1.	Principiul de funcționare al unei celule solare
35	Fig.4.2. a).b)	(a)Structura celulelor solare din siliciu cristalin – celula tipică folosită în acest moment în construcția centralelor fotosolare, inclusiv cea de la Giroc; (b)Celula solară din arseniură de galiu;
36	Fig.4.2. c).d)	(c) Structura unei celule unijonțiune din siliciu amorf; (d) Structura tipică a celulelor solare bazate pe compușii semiconductori cupru, iridiu, galiu și seleniu (variante costisitoare)
37	Fig.4.2. e).f)	(e)Structura tipică a celulelor solare bazate pe compusii semiconductori cadmiu și telurii (pentru aplicații speciale, nu pentru uz comercial); (f) Varianta în care contactele pot fi aranjate și pe aceeași parte a celulei solare
38	Fig.4.3.	Structura unui panou fotovoltaic
39	Fig.4.4.	Parametrii panoului JT240P
40	Fig.4.5.	Detaliu privind amplasarea rândurilor de panouri solare
41	Fig.4.6.	Structura fixă de susținere a panourilor fotovoltaice din cadrul centralei din Comuna Giroc
42	Fig.4.7.	Rânduri de panouri fotovoltaice la centrala din Comuna Giroc
43	Fig.4.8.	Bloc compact de panouri fotovoltaice de la centrala din Comuna Giroc
44	Fig.4.9.	Harta vitezei maxime anuale a vântului (sursă A.N.M.)
45	Fig.4.10.	Coeficienți de încărcare cu zăpadă
46	Fig.5.1.	Amplasarea obiectivului (conform GoogleMaps), fotografie anterioară construcției
47	Fig.5.2.	Zona A de panouri fotovoltaice
48	Fig.5.3.	Zona B de panouri fotovoltaice
49	Fig.5.4.	Amplasarea trafo și a echipamentelor de comutație, protecție, automatizare, măsură și control
50	Fig.5.5.	Dispunerea în teren a centralei fotovoltaice din Comuna Giroc
51	Fig.5.6.	Postul de transformare
52	Fig.5.7.	Transformatorul de 1250 kVA
53	Fig.5.8.	Racordarea la LEA
54	Fig.5.9.	Schema monofilară a întregii stații
55	Fig.5.10.	Celula de conexiune.Detalii exterioare
56	Fig.5.11.	Celula cu întreruptor J2. Detalii privind conexiunile externe
57	Fig.5.12.	Celula ES01
58	Fig.5.13.	Detaliu privind schema interioară a celulei J2
59	Fig.5.14.	Alimentarea serviciilor interne ale centralei
60	Fig.5.15.	Celula de măsură
61	Fig.5.16.	Integrarea releului de protecție digital tip MRA4 în schema centralei fotovoltaice
62	Fig.5.17.	Schema de comandă a bobinei de declanșare la întreruptorul în vid din J2

63	Fig.5.18.	Înteruptorul debroșabil Q0. Dimensiuni și amplasare
64	Fig.5.19.	Invertor REFUSOL amplasat în Centrala Fotovoltaică Giroc
65	Fig.5.20.	Cutia de conexiuni de la invertor
66	Fig.6.1.	Ierarhizarea nivelelor sistemului SCADA pentru o centrală fotovoltaică
67	Fig.6.2.	Conectarea recomandată de către producător a a invertoarelor
68	Fig.6.3.	Explicativă pentru diverse tipuri de comunicare
69	Fig.6.4.	Conexiune cu un transmițător și 10 receptoare
70	Fig.6.5.	Conectarea invertoarelor prin RS485 la unitatea centrală
71	Fig.6.6.	Rețeaua RS485 pentru blocurile invertore A 1..29 și B 1..25
72	Fig.6.7.	Conexiunile la PMU (cablaj parțial)
73	Fig.6.8.	Variantă simplă de sistem SCADA prin Ethernet
74	Fig.6.9.	Date transmise către nivelul al doilea
75	Fig.6.10	Programarea tipului de date care vor fi transmise către nivelul superior
76	Fig.6.11.	Structura blocului invertor
77	Fig.6.12	Graficul de reglaj simplu al $\cos\Phi$
78	Fig.6.13.	Graficul de reglaj simplu al $\cos\Phi(P)$
79	Fig.6.14.	Graficul de reglaj simplu al $\cos\Phi(U)$
80	Fig.7.1.	Bază de date tabelată furnizată la ieșirea din invertor
81	Fig.7.2.	Hartă sinoptică privind invertoarele și modul lor de conectare
82	Fig.7.3.	Reprezentarea energiei produse lunar (pe zile-octombrie 2013) sub formă de bargraf
83	Fig.7.4.	Reprezentare sub formă de grafic de evoluție în timp
84	Fig.7.5.	Fragment fereastră cu semnale de eroare de la invertor
85	Fig.7.6.	Generare fereastră raportare

LISTA DE TABELE

Nr.crt.	Nr.Tab.	Titlul tabelului
1	Tab.3.1.	Parametrii de timp ai radiației solare pentru zona Timișoara
2	Tab.3.2.	Radiația orară directă pentru zona Timișoara
3	Tab.3.3.	Radiația orară indirectă pentru zona Timișoara
4	Tab.3.4.	Radiația orară globală pentru zona Timișoara, unghi de incidență 45°
5	Tab.4.1.	Parametrii specifici care se recomandă a fi utilizați la proiectarea unei stații de panouri solare
6	Tab.6.1.	Ajustarea defazajului pentru un anumit $\cos \Phi$ în funcție de puterea debitată
7	Tab.6.2.	Ajustarea defazajului pentru un anumit $\cos \Phi$ în funcție de tensiunea debitată

1. INTRODUCERE

1.1. Obiectul și actualitatea temei

Conversia fotovoltaică a energiei contribuie la creșterea eficienței utilizării energiei, la menținerea unui mediu ambiant mai curat dar și la realizarea unui climat economic sănătos. Punctul de plecare pentru reconsiderarea producerii de energie electrică din surse fotovoltaice se regăsește în acordul semnat la Kyoto în 1998, prin care țările industrializate s-au angajat să reducă, până în anul 2012, emisiile poluante cu 15% față de nivelul anului 1990.

Energiile regenerabile, în general, pot fi, cel puțin pentru moment, o alternativă relativ viabilă pentru acoperirea necesarului energetic global, în continuă creștere. În acest sens energia solară are un avantaj asupra formelor convenționale de energie regenerabilă, deoarece nu pune în primejdie mediul înconjurător. Soarele nu se va epuiza dacă îi este folosită energia pe Pământ, iar razele soarelui transformate în energie utilă nu produc nici o emisie de gaze dăunătoare. Turnurile solare sau alte asemenea soluții, cum sunt panourile fotovoltaice, pot oferi alternative la fel de valabile, dar, cu scoaterea unor mari suprafețe de teren din circuitul normal (agricol, urban, etc.) [41].

Ca și pondere, energia solară fotovoltaică era foarte puțin semnificativă în 1999. Creșterea însă a acestei filiere se dovedește a fi importantă: între 2002 și 2013, ea a atins 43,4% în medie pe an. În mod evident, se remarcă faptul că țările aflate în sudul Europei dezvoltă cel mai mult filiera fotovoltaică. Prin urmare, creșterea prin orice metodă a eficienței energetice a centralelor fotovoltaice, este un subiect de foarte mare actualitate, atât pe plan mondial, cât și în România [48].

Datorită crizei energetice, a lipsei de resurse proprii și a prețurilor mari practicate pe piața mondială a energiei, Uniunea Europeană sprijină dezvoltarea centralelor fotovoltaice, acolo unde este posibil, sprijinind și producția distribuită și/sau locală a energiei electrice, inclusiv prin mijloace financiare, investiționale sau de cercetare – dezvoltare.

Problematika centralelor fotovoltaice este vastă, existând numeroase direcții pe care se poate axa o cercetare de optimizare a proiectării, funcționării și întreținerii acestora. Câteva dintre aceste potențiale direcții de cercetare, care sunt date de limitările actuale ale tehnologiei, vor fi explicitate mai jos.

Există un consens asupra înțelegerii marilor avantaje pe care le oferă energia solară, lucru ce face soarele să fie perceput drept una dintre cele mai vitale surse energetice ale secolului 21. Dar totuși încă nu s-a ajuns în acest stadiu. Soarele nu strălucește 24 de ore din 24, iar panourile solare necesare transformării razelor solare în energie utilizabilă sunt scumpe. Acesta constituie principală cauză pentru care ponderea de energie solară din piață e încă redusă.

O primă direcție importantă pentru creșterea fezabilității și eficienței centralelor fotovoltaice este determinarea cu exactitate a radiației solare utile într-o anumită regiune geografică, lucru care se poate face comparând măsurătorile directe cu datele climatice provenind din mai multe surse independente și obiective.

În momentele când strălucește și atunci când condițiile climatice sunt favorabile, soarele furnizează o putere de 1 kW/mp. Panourile fotovoltaice permit convertirea directă în electricitate a 10-15% din această putere [40].

Alegerea unui panou cu un randament sporit, cu un raport preț-calitate bun și cu o mentenanță cât mai redusă este o altă direcție prin care se pot reduce costurile cu construcția centralei. Nu vom insista, pe parcursul acestei lucrări, pe realizarea unor noi modele de celule sau de panouri fotovoltaice, acesta nefiind obiectivul prezentei lucrări.

Sistemele fotovoltaice conectate la rețea pot fi divizate în sisteme pentru care rețeaua electrică publică joacă rolul de sursă auxiliară de energie (grid back-up), cele în care excesul de energie produsă pe cale fotovoltaică este furnizat în rețea (grid interactive PV system) și centrale electrice fotovoltaice (multi MW PV system) care furnizează toată energia produsă în rețea. Gestiunea energiei electrice astfel produse poate fi făcută eficient prin intermediul unui sistem SCADA.

Conectarea surselor de energie regenerabilă la rețeaua electrică ridică probleme de natură tehnică (dificultăți în reglajul și controlul sistemului) și de natură economică (dacă nu este subvenționată, energia electrică provenită din sursele regenerabile nu este competitivă pe piața de energie).

De asemenea, conectarea sistemului fotovoltaic la sistemul electric poate determina apariția de perturbații electromagnetice la rețeaua electrică, în cazul în care nu se iau măsuri adecvate de limitare a acestora. În mod obișnuit pot să apară perturbații sub forma de armonici, fluctuații de tensiune, nesimetrie, circulație de putere deformantă și supratensiuni.

Este de dorit ca, înainte de conectarea la rețea a surselor distribuite, să se analizeze nivelul perturbațiilor din rețeaua electrică, pentru a cunoaște atât contribuția sistemului fotovoltaic la creșterea nivelului de perturbații, cât și influența pe care perturbațiile din rețea o pot avea asupra parametrilor de performanță ai sistemului fotovoltaic. Nivelul perturbațiilor determinate de funcționarea sistemului fotovoltaic este dependent de caracteristicile procesului de conversie a energiei primare solare în energie electrică, precum și de modul de conectare a sistemului fotovoltaic la rețeaua electrică. Conectarea directă a sistemului fotovoltaic la rețeaua electrică conduce, de cele mai multe ori, la un nivel ridicat de perturbații. În cazul obișnuit al conectării prin intermediul unui transformator, are loc diminuarea perturbațiilor, în special a armonicilor de rang multiplu de trei, dacă transformatorul are una dintre înfășurări conectată în triunghi. Conectarea sistemului fotovoltaic prin intermediul unui circuit electronic cu convertor performant de frecvență determină cele mai reduse perturbații. Cunoașterea perturbațiilor care pot să apară și condițiile specifice în care acestea apar permit adoptarea celor mai eficiente măsuri pentru limitarea perturbațiilor în rețeaua electrică publică. Acestea pot fi însoțite de daune la consumatorii conectați în aceeași rețea, dar și de penalizări ale furnizorilor de energie electrică pentru nivelul redus al calității energiei electrice.

Configurarea eficientă a instalației electrice este o altă direcție prin care se poate eficientiza activitatea centralelor fotovoltaice.

Funcția de reglaj a factorului de putere sau a energiei vehiculate se realizează în multe situații în buclă deschisă, experiența operatorului uman fiind decisivă în procesul decizional, funcția de autodiagnoză fiind de cele mai multe ori ignorată.

În ultimii ani, unele centrale au introdus sisteme de monitorizare și chiar de reglaj bazate pe calculatoare personale sau, mai rar, pe calculatoare industriale sau automate programabile (PLC). Aceste calculatoare realizează practic o dublare a instrumentelor de măsură și control, asigurând analiza funcțională, și mai rar, funcția de autodiagnoză. Un număr destul de redus de centrale fotovoltaice au implementat sisteme complete de reglare, bazate pe calculatoare, utilizând algoritmi specifici precum și echipamente de ultimă oră.

Prețul unui astfel de sistem complet, tip SCADA, poate fi comparabil cu 25% din valoarea totală a investiției, ceea ce face ca avantajele acestuia să fie complet ignorate.

O soluție mult mai ieftină este cea de a dezvolta un sistem SCADA propriu (nu complet, sofisticat și scump, cum este cel recomandat de regulă de producătorul invertoarelor) ci, mult mai ieftin, compensând mai ales partea software cu programe concepute de către utilizator, chiar dacă necesită un efort sporit.

1.2. Obiectivele și structura tezei

Obiectivul principal al acestei lucrări constă în conceperea unor sisteme moderne destinate automatizării, monitorizării și dispecerizării activităților de conversie a energiei fotovoltaice, care să conducă la o mai bună funcționare a ansamblului, la o cunoaștere corectă a cantităților de energie vehiculate și nu în ultimul rând, la asigurarea unui randament sporit al întregii centrale fotovoltaice.

Se are în vedere creșterea fiabilității întregului ansamblu care concurează la buna desfășurare a activității de producere a energiei electrice, nu numai contorizarea puterilor și energiilor vehiculate. Începând de la măsurarea radiației solare, dispunerea și alegerea panourilor, a invertoarelor și terminând cu conceperea unei instalații electrice performantă și a unui sistem SCADA eficient, lucrarea demonstrează că există numeroase oportunități de eficientizare a funcționării centralelor fotovoltaice.

Aplicarea acestor sisteme trebuie să conducă la rezultate imediate concretizate în creșterea randamentului centralei fotovoltaice și identificarea rapidă și eficientă a defecțiunilor sau a pierderilor. Aspectul economic este cel esențial, chiar dacă la început o astfel de investiție înseamnă niște costuri importante, ea se amortizează în timp scurt datorită creșterii randamentului activității în ansamblu. Sistemul SCADA realizat poate aduce chiar economii de peste 100.000 Euro pe ansamblul investiției.

Întrebarea centrală la care se încearcă a se găsi un răspuns în paginile acestei teze este: "Ce trebuie făcut pentru a eficientiza activitatea de producere a energiei din surse fotovoltaice, în contextul menținerii tehnologiei actuale?".

Întregul demers teoretic și aplicativ este subordonat acestui imperativ și este realizat din perspectiva celui care concepe sistemul de automatizare, dar în directă legătură cu beneficiarul acestuia.

S-a încercat a se evita o separare clară între conținutul teoretic și cel aplicativ, în scopul de a evidenția interdependența dintre cele două. Fiecare capitol al tezei a fost gândit ca să ofere, alături de un breviar teoretic și rezultatele cercetării aplicative în domeniu.

Problematika abordată, atât prin aspectele teoretice cât și prin cele aplicative, este subordonată următoarelor obiective majore:

- Formularea problemelor care intervin în funcționarea centralelor fotovoltaice;
- Determinarea principalilor parametri externi care intervin în funcționarea unei centrale fotovoltaice;
- Analiza modului în care se măsoară acești parametri;
- Sinteza bibliografică a principalelor tipuri de echipamente întâlnite în centralele fotovoltaice;
- Alegerea metodelor și mijloacelor de conversie a energiei;

- Exemplificarea unor soluții tehnice originale destinate alegerii și amplasării panourilor fotovoltaice;
- Caracterizarea performanțelor unor soluții de construcție;
- Identificarea funcțiilor și a structurii unui dispecerat pentru centrala fotovoltaică;
- Implementarea unui sistem integrat de automatizare, măsură și control a funcționării centralei fotovoltaice;
- Descrierea structurii și a configurației hardware a unui dispecerat automatizat;
- Conceperea bazelor de date cu care operează software-ul implementat într-un sistem complex de automatizare măsură și control a funcționării centralei fotovoltaice;
- Filtrarea informațiilor obținute din proces, prin utilizarea unor algoritmi performanți;
- Elaborarea unui software performant care să opereze cu acești algoritmi, în scopul creării unui dialog eficient și simplu între operatorul uman și sistemul propriu-zis;
- Optimizarea informațiilor culese din proces și a sistemului în ansamblu;
- Creșterea eficienței prelucrării informației;
- Prezentarea unei aplicații concrete, care vizează astfel de sisteme de automatizare, măsură și control, concepută de către autor și implementată în cazul centralei fotovoltaice din Comuna Giroc, județul Timiș;
- Propunerea unor soluții tehnice originale vizând domeniul instalațiilor electrice din centralele fotovoltaice;
- Evidențierea aspectelor economice care decurg din implementarea acestor rezultate ale cercetării aplicative;
- Expunerea unor rezultate obținute în urma implementării acestor sisteme în cazul centralei fotovoltaice Giroc;
- Stabilirea unui algoritm de proiectare a unor echipamente de protecție împotriva supratensiunilor, bazate pe varistoare cu oxizi metalici, destinate exclusiv rețelei de joasă tensiune din centrala fotovoltaică;
- Determinarea unor posibile direcții de continuare a cercetării aplicative în domeniu, direcții justificate în primul rând de considerente economice.

În structurarea lucrării s-a urmărit expunerea clară a fiecărei probleme, înșiruirea logică, și, nu în ultimul rând trecerea gradată de la simplu la complex, respectiv divergența și convergența ideilor.

În prezentarea lucrării s-a optat pentru varianta precizării semnificației notațiilor și simbolurilor la prima utilizare a acestora sau ori de câte ori s-a considerat necesar, astfel încât nu mai este necesară o listă separată pentru simbolurile utilizate. Fiecare capitol se încheie cu un subcapitol destinat concluziilor specifice precum și cu un subcapitol care evidențiază contribuțiile personale și, după caz originale, ale autorului.

Prezentul Capitol I detaliază structura generală a tezei de doctorat, obiectivele generale, obiectivele specifice, precum și oportunitatea acesteia. Acestea sunt prezentate pe scurt, pentru fiecare capitol în parte.

Capitolul II descrie stadiul actual al preocupărilor pe plan mondial și național din domeniul conversiei energiei solare în energie electrică, insistându-se asupra cadrului legislativ, uneori nestimulativ, a dificultăților legate de infrastructură, sau a unor aspecte tehnice care aduc limitări dezvoltării acestui sector. Se remarcă analiza obiectivă și concluziile pertinente ale autorului.

Capitolul III este rezervat unei cercetări esențiale, anume pornind de la datele climatice disponibile din diferite surse, se verifică, prin măsurători directe, fezabilitatea amplasării unei stații de panouri fotovoltaice (centrală) în perimetrul Comunei Giroc. Trebuie evidențiate măsurătorile efectuate, precum și prelucrarea statistică și interpretarea datelor, care corespund în mare parte cu informațiile obținute în prealabil, demonstrând posibilitatea amplasării acestei stații în locația stabilită.

Capitolul IV detaliază principiile conversiei fotovoltaice, structura panourilor solare care urmează a fi integrate, precum și modul de orientare/inclinare și dispunere a acestora (care au o poziționare și o orientare fixă, fără reglaje și ajustări ulterioare), calculul fiind făcut pe baza unor algoritmi proprii.

În Capitolul V se face o prezentare a stației (centralei) de panouri fotovoltaice din comuna Giroc, pornind de la amplasarea fizică, terminând cu elementele de proiectare electrică utilizate în construcție. Se menționează originalitatea soluției de montare a invertoarelor, care reduce costurile întregului echipament, precum și preocuparea pentru siguranța în exploatare a întregii instalații. Este surprinsă modalitatea originală de dimensionare a rețelei electrice și de alegere a aparatajului de comutație, comandă și protecție, în special utilizarea unor module de protecție împotriva supratensiunilor la nivelul întregii centrale, într-o arhitectură originală. Foarte puține centrale de panouri fotovoltaice dispun de echipamente de protecție împotriva supratensiunilor, dată fiind complexitatea acestor echipamente, prețul și dificultatea alegerii unor soluții eficiente.

Capitolul VI începe cu unele noțiuni legate de urmărirea și conducerea proceselor tehnologice, cu aplicabilitate la domeniul centralelor fotovoltaice, dar, în primul rând, prezintă arhitectura hardware a sistemului SCADA care urmează a fi implementat la beneficiar. Se insistă asupra componentelor hardware, a protocoalelor de comunicare, a interfețelor și, nu în ultimul rând, asupra mărimilor și traductorilor aferenți. Se pune accentul și pe legăturile dintre partea electrică a instalației și partea de sistem SCADA care urmează a fi implementată.

Capitolul VII este dedicat studiului în detaliu al sistemelor SCADA și expert care urmează să opereze în această centrală. Chiar dacă este vorba de o aplicație dedicată, rezultatele, concluziile și soluțiile pot fi aplicate și în exploatarea unor alte centrale electrice sau termoelectrice. Este importantă detalierea arhitecturii hardware care este în totalitate originală, la fel ca și componenta software și de interfațare cu utilizatorul. Conceperea unui mod eficient de interfațare om - mașină este unul din obiectivele declarate ale întregului demers. Acest capitol conține și o parte din secvențele de program utilizate pentru conceperea acestei interfețe, din punct de vedere al aplicației software care rulează în sistem.

În Capitolul VIII este elaborat un set amplu de concluzii cu privire la oportunitatea dezvoltării acestui proiect, sunt scoase în evidență, încă o dată, contribuțiile originale ale autorului, precum și perspectivele continuării studiului și valorificării acestuia în situația unor alte stații similare.

1.3. Realizarea și oportunitatea tezei

Această teză este rezultatul preocupărilor autorului, vizând domeniul îmbunătățirii performanțelor centralelor solare, realizând, ca subcontractor, numeroase proiecte de centrale fotovoltaice, atât în județul Timiș, cât și în județul Arad. Autorul s-a implicat direct și în alegerea aparatajului, echipamentelor de măsură, protecție și control pentru numeroase astfel de sisteme pe tot parcursul acestor ani.

Centrala fotovoltaică din comuna Giroc, care este unul dintre cele mai noi asemenea investiții, este un exemplu de astfel de obiectiv în materializarea căruia autorul a adus o contribuție determinantă, încă de la etapa de studiu de fezabilitate, măsurători, terminând cu supravegherea lucrărilor, testarea și punerea în funcțiune. Gradul de implicare este major, reflectat în toate etapele materializării centralei.

Prezenta teză reflectă și unele preocupări actuale ale dezvoltatorilor de parcuri fotovoltaice (privati, publici sau public-privati) privind implementarea unor sisteme eficiente de producere și gestiune a energiei, cererea de asemenea sisteme automatizate fiind în continuă creștere. Beneficiarii acestor sisteme contribuie activ la materializarea soluțiilor tehnice propuse, atât prin definirea problemelor cât și prin sprijinul acordat în asimilarea acestora și nu în ultimul rând prin observațiile și sugestiile privind comportamentul în exploatare al ansamblului. Finalitatea practică și justificarea economică este scopul fundamental al oricărei cercetări aplicative, deci și a întregului demers al acestei lucrări.

Lucrarea de față se înscrie și în rândul preocupărilor actuale ale specialiștilor de la Departamentul de Electroenergetică al Facultății de Electrotehnică și Electroenergetică din cadrul Universității POLITEHNICA Timișoara, vizând îmbunătățirea randamentelor proceselor de conversie a energiei, în general, măsurarea cât mai exactă a energiei electrice produsă și vehiculată și nu în ultimul rând automatizarea proceselor energetice în ansamblul lor.

2. ASPECTE ACTUALE PRIVIND IMPLEMENTAREA SURSELOR DE ENERGIE ELECTRICALĂ DE TIP FOTOVOLTAIC

2.1. Contextul global al dezvoltării surselor de energie fotovoltaice

Trăim într-o lume complexă, unde creșterea consumului de energie este constantă, aproape indiferent de evoluția economică. Peste 90% din energia consumată pe plan mondial este generată prin arderea combustibililor fosili. Volumul acestora este limitat iar, utilizarea acestui tip de energie va reduce disponibilitatea pe termen lung. Transformarea acestor combustibili în electricitate sau simpla lor utilizare pentru conversie mecanică în motoarele termice, este însoțită de o emisie substanțială de CO₂. Sunt foarte multe semnale de alarmă care avertizează asupra unor potențiale schimbări climatice cauzate de emisiile sporite de CO₂ sau alte gaze care pot genera efect de seră [73].

Punctul de plecare pentru reconsiderarea producerii de energie electrică și termică se regăsește în acordul semnat la Kyoto în 1998, prin care țările industrializate s-au angajat să reducă, până în anul 2012, emisiile poluante cu 15% față de nivelul anului 1990. Numai statele din Uniunea Europeană s-au angajat să dubleze ponderea producerii de energie prin cogenerare, de la 9% la 18%, până în 2010, ceea ce constituie un procent de 4% din emisiile totale de CO₂, știut fiind că, în țările europene, cererea de energie termică a fost acoperită într-o mică măsură prin termoficare, excepție făcând doar câteva țări ca Danemarca, Suedia sau Norvegia. Din păcate, acești indicatori nu au fost încă atinși [40].

Pe plan mondial, repartizarea consumului de energie este următoarea:

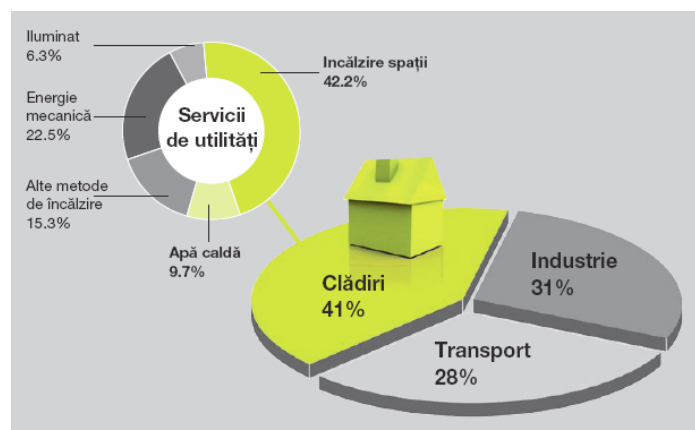


Fig. 2.1. Repartiția consumurilor energetice pe plan mondial

Utilizarea surselor de energie alternative este una dintre preocupările actuale mondiale având în vedere estimările Consiliul Mondial al Energiei, care prevede ca până în anul 2020 consumul primar de energie va crește cu cca. 40%. În mare măsură, aceasta creștere va fi asigurată de energiile alternative, având în vedere că rezervele mondiale de petrol și gaze naturale vor fi epuizate într-un interval de timp de ordinul zecilor de ani, iar rezervele de cărbune vor fi epuizate în cca. 200 de ani. Totodată, energia nucleară a necesitat aproape 30 de ani de cercetări și 20 de ani de implementare, pentru ca să asigure astăzi mai puțin de 10% din energia primară produsă la nivel mondial, iar în momentul de față, utilizarea ei este vehement combătută de către opinia publică din țările civilizate.

Energiile regenerabile sunt o alternativă relativ viabilă pentru acoperirea necesarului energetic global, în continuă creștere. În acest sens energia solară are un avantaj asupra formelor convenționale de energie regenerabilă. Energia solară e departe de a pune în primejdie mediul înconjurător. Soarele nu se va epuiza dacă îi este folosită energia pe Pământ, iar razele soarelui transformate în energie folosibilă nu produce nici o emisie de gaze dăunătoare.

Există un consens asupra înțelegerii marilor avantaje pe care le oferă energia solară, lucru ce face soarele să fie perceput drept una dintre cele mai vitale surse energetice ale secolului 21. Dar totuși încă nu s-a ajuns în acest stadiu. În acest punct energia solară mai are un dezavantaj semnificativ: răsăritul soarelui e o realitate gratuită dar panourile solare necesare transformării razei solare în energie utilizabilă sunt scumpe. Acesta constituie principală cauză pentru care ponderea de energie solară din piață e încă redusă.

Energia provenită de la Soare poate fi transformată în energie care poate fi utilizată de oameni, în două feluri: o primă modalitate e transformarea ei în căldură. În acest caz vorbim despre o energie solară termală: un exemplu în acest sens îl reprezintă cazanele solare cu apă fierbinte. A doua modalitate ar fi transformarea energiei solare în electricitate.

În prezent, cea mai ridicată cerere de noi surse de energie există în țările nou-industrializate și în cele în curs de dezvoltare care sunt plasate, în majoritate, în interiorul centurii solare a pământului. Banca mondială estimează cererea lumii a treia la 80 GW/an în următoarele zeci de ani. Aproximativ 20 GW sunt necesari în țări cu însorire anuală de peste 2000 kWh/m² an din care centralele energetice solare (CES) ar putea furniza o mare parte [41].

Pentru orice CES, analiza de fezabilitate trebuie să prevadă condițiile tehnice, economice și comerciale în care proiectul poate fi executat. Studiul de fezabilitate definește și analizează elementele critice ca: dimensiunile centralei, capacitatea de producție, locația, costurile investiției și producției, ca și veniturile din vânzări, rezultând o amortizare a investiției corelată cu configurația CES sau formând baza alegerii variantei optime dintre alternativele de centrală pentru aceeași locație.

Concentratorul cu calotă parabolică și motor Stirling a dovedit, dintre alternativele termice, cea mai înaltă eficiență de vârf a conversiei (30%). Totuși, această tehnologie își găsisse doar o aplicare industrială limitată, mai ales din cauza costului ridicat al întreținerii pentru motorul Stirling. Datorită progresului tehnologiei de fabricație și de întreținere, recent situația s-a schimbat astfel că, în ultimii 2 ani, interesul investitorilor s-a focalizat pe această filieră [7].

Sistemele fotovoltaice de scară mică sunt larg răspândite și competitive pentru furnizarea de electricitate în locuri izolate. Sistemele mari, conectate în rețea, instalate și în funcționare continuă au servit inițial mai ales în scop demonstrativ. Actualmente sunt în construcție centrale fotovoltaice de mare capacitate aflate în competiție cu cele de tip Stirling [37].

Panourile solare fotovoltaice sunt construite dintr-o serie de celule solare. Un strat de silicon reprezintă inima acestor celule. Când raza de soare atinge straturile de silicon se formează un curent electric. În interiorul celulelor solare individuale sunt legate între ele, panoul asigurând o masă de curent continuu. Pentru a transforma acest curent continuu curentul continuu poate fi folosit în trei feluri [37]:

- conectând echipamentul electric la acesta;
 - stocarea energiei într-o baterie și folosirea ei ulterioară;
- Acele două posibilități sunt numite sisteme izolate și sunt des puse în aplicare acolo unde nu e posibilă o conectare la o sursă de electricitate. E frecvent în țările în curs de dezvoltare, în spațiu ori sub apă
- a treia posibilitate e conectarea panourilor solare la sursa de electricitate – vorbim aici de o conectare la sursă a sistemelor de PV. Pentru a realiza acest lucru curentul continuu trebuie transformat în curent alternativ în unul alternativ e nevoie de un invertor.
- Referitor la ultima opțiune generarea energiei solare pentru consumatori reprezintă o reducere a energiei folosite de la sursă. Acest lucru merge până acolo încât Wattmetrul evoluează în sens invers în momentul când e produsă mai multă energie decât e consumator, iar electricitatea în exces furnizată de rețea e folosită atunci de electricitate. Astfel, în acest ultim caz sursa de electricitate funcționează ca o baterie pentru deținătorul panoului solar.

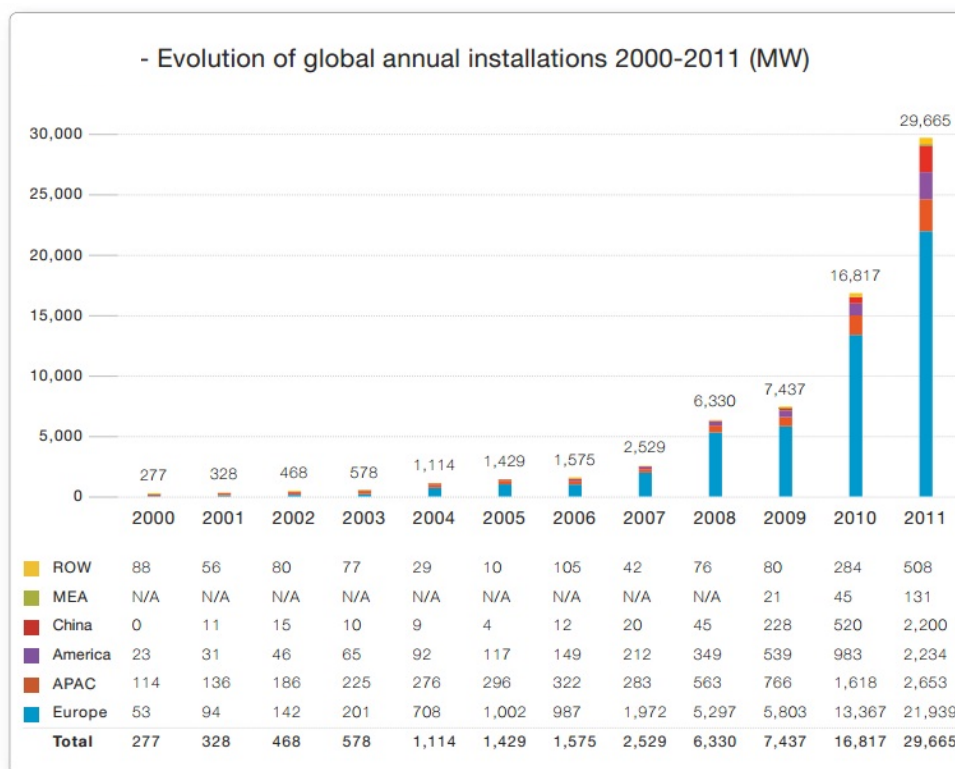


Fig. 2.2. Evoluția producției de energie fotovoltaică pe plan mondial

În Figura 2.2. [40] este prezentată evoluția de-a dreptul exponențială a producției de energie fotovoltaică pe plan mondial. Se remarcă, în repartiția pe zone geografice, avansul incontestabil al Uniunii Europene.

2.2. Contextul național al dezvoltării surselor de energie fotovoltaice

Promovarea producerii energiei electrice și termice din surse regenerabile de energie (SRE), atât în România cât și în Uniunea Europeană, are un rol foarte important în protecția mediului, creșterea independenței economice față de importurile de petrol și gaze naturale prin diversificarea surselor de aprovizionare cu energie, reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră și respectiv combaterea schimbărilor climatice, utilizarea unor resurse locale de energie, dezvoltarea unor noi sectoare de afaceri.

România a fost una dintre primele țări candidate la Uniunea Europeană care a transpus în legislația națională prevederile Directivei 2001/77/CE privind promovarea producerii de energie electrică din SRE. Cadrul legislativ național stabilea că ponderea energiei electrice produse din surse regenerabile la consumul național brut de energie electrică urmează să ajungă la 33% până în anul 2010. În acest sens, a intrat în vigoare un cadru pentru promovarea utilizării surselor regenerabile de energie, respectiv sistemul cotelor obligatorii combinat cu sistemul certificatelor verzi. Acest sistem, însă, s-a dovedit a fi neviabil.

Trebuie însă menționat faptul că obiectivul privind cota surselor regenerabile de energie în consumul de energie electrică ia în considerare hidrocentralele de mari dimensiuni, iar acest obiectiv a fost deja atins. În anul 2005 a fost stabilit și un obiectiv privind utilizarea biocombustibililor.

Dacă în domeniul energiei electrice sistemul de promovare a utilizării surselor regenerabile de energie a demarat practic în 2005, în domeniul producerii energiei termice din surse regenerabile de energie anul 2006 a reprezentat startul legislativ de promovare și în ceea ce privește alocările în acest sens de la bugetul național pentru investițiile autorităților locale care dețin centrale termice sau electro-termice.

Volumul investițiilor în utilizarea surselor regenerabile este încă scăzut iar rezultatele sistemului (certIFICATE VERZI) de promovare a acestora nu pot fi analizate în mod corespunzător.

În 2005, consumul total comercial de energie primară a fost de 39,8 milioane tone echivalent petrol (tep), iar structura acestuia continuă să fie dominată de gazele naturale (39,1%), urmate de petrol (28,3%), hidroenergie (11,5%) și energie nucleară (3,2%) [81].

După 1989, gradul de independență energetică s-a menținut în jurul cotei de 70%. În același timp, diferența dintre capacitatea totală de producție electrică și vârful de sarcină a fost de 10-11 GW în perioada 1992 - 2003. Cu alte cuvinte, România are o considerabilă supracapacitate de producție electrică, astfel încât își permite să închidă centralele vechi pe combustibil fosil (în unele cazuri reabilitarea acestora se poate dovedi a fi total nerentabilă). Producția de energie electrică a fost în 2005 de 59,729 TWh, iar structura acesteia a fost: în termocentrale pe cărbune 23,542 TWh (39,4%), hidrocentrale 20,292 TWh (34%), termocentrale pe hidrocarburi 10,355 TWh (17.3%), centrala nucleară 5,548 TWh (9.3%) [73].

Consumul de energie termică a scăzut în ultimii ani datorită în principal descreșterii consumului în industrie, și este de aproximativ 9 milioane tep, din care termoficarea reprezintă 2,6 milioane tep (tone-echivalente-petrol).

Sistemele centralizate de termoficare deserveșc 2,35 milioane de gospodării (29% din numărul total de gospodării). Datorită problemelor legate de disponibilitatea serviciului de termoficare, un număr ridicat de gospodării s-au debrășnat de la sistem și și-au instalat centrale termice individuale pe gaz, în special în orașele de dimensiuni mai mici.

Potențialul de utilizare a energiei eoliene este estimat la 14.000 MW. Există însă dificultăți în a obține date, înregistrări, statistici cu privire la zonele în care este fezabilă instalarea turbinelor eoliene.

În ceea ce privește energia solară, s-a calculat că fiecare metru pătrat de colector din România produce aproximativ 440 kWh energie electrică sau 1.440 MJ de energie termică pe an. Pentru a înlocui cantitatea totală de energie termică necesară pentru încălzire în România cu energie termică solară, este necesară o suprafață de 43 kmp de panouri solare. Aceasta reprezintă 20% din suprafața totală utilizabilă de 210 kmp. Sistemele solare nu pot acoperi în măsură de 100% necesarul de energie termica al populației tot timpul anului, însă pot fi utilizate sisteme hibrid.

Referitor la energia geotermală, capacitatea totală instalată este de 320 MWt (pentru o temperatură de referință de 300°C). În prezent sunt folosite aproximativ 60 de izvoare, producând apă caldă cu temperaturi între 55 și 155°C (în total 136 MWt). Rezerva exploatabilă este de aproximativ 167 mii tep (7.000 x 106 GJ/an). Teoretic, România se situează pe locul al treilea ca potențial geotermal în Europa (după Italia și Grecia).

Potențialul biomasei este estimat la 7.594 mii tep/an, ceea ce reprezintă aproximativ 19% din totalul consumului de energie primară în 2000.

Hydroenergia are o tradiție lungă în România și acoperă o mare parte din necesarul de energie. Potențialul de utilizare a acestei surse este considerabil, însă în mare parte în centrale de mari dimensiuni. Potențialul hidro exploatabil (în conformitate cu cerințele UE pentru coordonarea transmisiei de energie electrică și luând în considerare restricțiile legale și de mediu) este între 24.000 și 26.000 GWh/an [7].

Strategia economică a unei dezvoltări durabile impune în mod cert promovarea eficienței și utilizarea rațională a energiei la nivel național, plecând de la diagnosticul și definitivarea obiectivelor și măsurilor necesare, inclusiv a căilor de punere în practică în cazul celor mai importante sectoare de consum final între care cel al habitatului/locuințelor populației a ajuns să ocupe și în România un loc primordial (al doilea după industrie din punctul de vedere al ponderii în consumul total final de energie). Astfel eficientizarea energetică a habitatului/locuințelor populației va avea în viitorul apropiat un efect important asupra consumului de energie la nivel global.

Eficiența energetică este calea spre o locuință eficientă din punct de vedere al costului de întreținere, însă fără a renunța la extensii sau particularități personalizate. Mulți din consumatorii folosiți în mod curent au devenit mult mai eficienți energetic în ultimii ani deoarece atât producătorii cât și utilizatorii au devenit conștienți de importanța consumatorilor eficienți energetic.

Una dintre tendințele actuale ale creșterii eficienței energetice este generarea energiei electrice la nivel local, eliminându-se astfel necesitatea transportului electricității prin linii de înaltă tensiune, fapt care presupune conversii, și de asemenea existența unor costuri de întreținere a liniilor, stațiilor de transformare și în general a întregii rețele de distribuție.

La nivelul unei locuințe care generează și consumă energie electrică, este important managementul surselor și resurselor de energie, astfel încât energia produsă în plus să nu se irosească.

Unul dintre cele mai importante principii aplicate în proiectarea unei clădiri ce folosește surse regenerabile de energie este cel enunțat de Richard Perez (editor al revistei Home Power) „Fiecare watt care nu este utilizat este un watt care nu trebuie produs, prelucrat sau stocat”. Acest concept este esențial pentru proiectarea unui sistem de sine stătător ce folosește energii alternative [17].

Dintre sursele alternative de energie electrică, sistemele fotovoltaice și eoliene autonome acoperă o arie largă a aplicațiilor ce pot fi dezvoltate în locurile izolate îndepărtate de rețeaua electrică de distribuție și cu un necesar scăzut de energie electrică. Asigurarea energiei electrice în locuri izolate poate fi considerată cea mai importantă aplicație fotovoltaică, aceasta putând să contribuie la îmbunătățirea vieții sociale, economice și culturale a comunității. În prezent pot fi promovate aplicații autonome la scara mică sau mare, în zonele rurale cu necesar scăzut de energie. Aceste aplicații fiind simple, aproape fără întreținere, sunt competitive cu procedeele convenționale de producere a energiei.

Deoarece puterea surselor de energie regenerabilă variază foarte mult, pentru a asigura un flux de putere constant trebuie realizat un sistem hibrid, care să suplinească aceste surse atunci când puterea lor de ieșire este insuficientă. În condițiile în care puterea generată este mult mai mare decât puterea necesară pentru a alimenta consumatorii din clădire, sistemul hibrid poate cuprinde o modalitate de stocare a energiei, astfel încât energia generată în exces să poată fi furnizată spre consumatori în perioadele în care puterea de ieșire a surselor alternative este mai mică decât necesarul de consum.

O altă variantă este cuplarea surselor alternative cu o altă sursă de energie care să aibă o putere de ieșire relativ constantă (de exemplu un generator de curent alternativ clasic sau o celulă de combustie), sau chiar cu rețeaua electrică de joasă tensiune, care să asigure surplusul de putere necesar.

Statisticile arată că există un număr semnificativ de oameni care pot adopta soluția neconectării la rețeaua electrică. Aceștia constituie cea mai mare potențială piață pentru sisteme hibride de sine stătătoare care folosesc ca sursă auxiliară de energie un generator diesel sau celule de combustibil. Un sistem de sine stătător tipic constă din panouri solare, baterii și componente de interconectare. Pe timpul zilei, bateriile alimentează consumatorii și încarcă bateriile. Acestea vor asigura alimentarea consumatorilor după lăsarea întinericului, curentul electric continuu furnizat de baterii fiind transformat în curent alternativ.

Sistemele energetice fotovoltaice și eoliene au realizat cu succes tranziția de la sisteme mici de sine stătătoare la complexe mari interconectate cu rețeaua electrică. Legătura la rețea adaugă o nouă dimensiune eficienței și economiei energiilor regenerabile prin injectarea excesului temporar de energie sau prin preluarea din rețeaua electrică a energiei necesare pentru a suplini consumul atunci când energia debitată de sursele alternative nu mai este suficientă. Aceasta îmbunătățește per total economia și disponibilitatea la consum a centralei regenerabile, cei doi factori importanți ai oricărui sistem energetic. Rețeaua electrică furnizează putere sistemului când aceasta este necesară sau absoarbe puterea produsă în exces, iar pentru cuantificarea fluxului de energie electrică care intră sau iese din sistem, se poate folosi un contor bidirecțional.

Un număr relativ mic de proiecte de utilizare a energiei eoliene, solare, a biomasei și a energiei geotermale au fost implementate în România, cele mai multe cu succes, însă volumul de investiții noi în acest sector este redus.

Cu referire la situația actuală din România, se pot afirma următoarele [96]:

- Producția de energie electrică pe bază de panouri fotovoltaice este oportună în contextul actual din România.
- Conform cadrului legislativ care susținea energiile regenerabile (4 certificate verzi plus valoarea energiei electrice produse / MWh produs cu panouri fotovoltaice) perioada de recuperare a investiției era între 5 - 14 de ani. Modificarea legislației privind certificatele verzi creează o oarecare incertitudine pe piața energiei fotovoltaice, dar se speră în apariția unei legislații mult mai favorabile.
- În acest sens este necesară sprijinirea producției de energie electrică pe bază de panouri fotovoltaice în România la nivelul european care este de aproximativ 2 - 3 euro / Wp.

Pornind de la datele disponibile s-a întocmit harta cu distribuția în teritoriu a radiației solare în România (Fig.2.3). Harta cuprinde distribuția fluxurilor medii anuale ale energiei solare incidente pe suprafață orizontală pe teritoriul României. Sunt evidențiate 5 zone, diferențiate prin valorile fluxurilor medii anuale ale energiei solare incidente. Se constată că mai mult de jumătate din suprafața țării beneficiază de un flux de energie mediu anual de 1275 kWh/m².

Harta solară a fost realizată prin utilizarea și prelucrarea datelor furnizate de către: ANM, precum și de către NASA, JRC, Meteotest. Datele au fost comparate și au fost excluse cele care aveau o abatere mai mare de 5% de la valorile medii. Datele sunt exprimate în kWh/m²/an, în plan orizontal, aceasta valoare fiind cea uzuală folosită în aplicațiile energetice, atât pentru cele solare fotovoltaice cât și pentru cele termice [100].

Zonele de interes (areale) deosebit pentru aplicațiile electroenergetice ale energiei solare în țara noastră sunt:

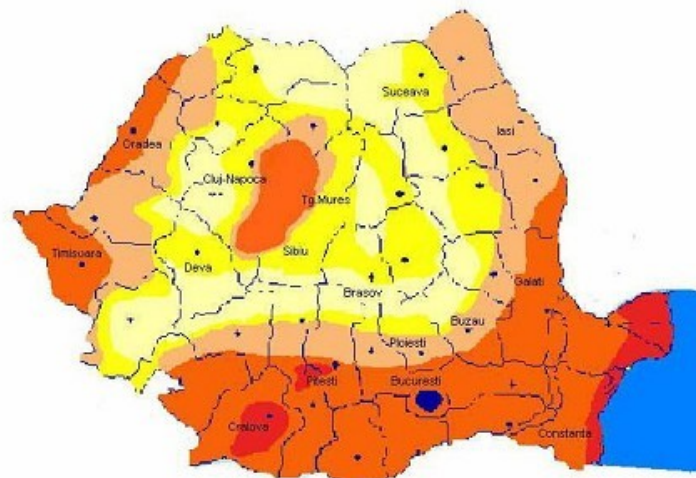
- Primul areal, care include suprafețele cu **cel mai ridicat potențial** acoperă Dobrogea și o mare parte din Câmpia Română;
- Al doilea areal, cu un **potențial bun**, include nordul Câmpiei Române, Podișul Getic,
- Subcarpații Olteniei și Munteniei o bună parte din Lunca Dunării, sudul și centrul Podișului Moldovenesc și Câmpia și Dealurile Vestice și vestul Podișului Transilvaniei, unde radiația solară pe suprafață orizontală se situează între 1300 și 1400 MJ / m².
- Cel deal treilea areal, **cu potențialul moderat**, dispune de mai puțin de 1300 MJ / m² și acoperă cea mai mare parte a Podișului Transilvaniei, nordul Podișului Moldovenesc și Rama Carpatică. Îndeosebi în zona montană variația pe teritoriu a radiației solare directe este foarte mare, formele negative de relief favorizând persistența ceții și diminuând chiar durata posibilă de strălucire a Soarelui, în timp ce formele pozitive de relief, în funcție de orientarea în raport cu Soarele și cu direcția dominantă de circulație a aerului, pot favoriza creșterea sau, dimpotrivă determina diminuarea radiației solare directe.

Analizele energetice preliminare precum și studiile de teren au evidențiat că principala zonă pentru instalarea unor centrale solare electrice este reprezentată de Dobrogea (judetele Constanta și Tulcea), dar și de Subcarpații Meridionali sau Câmpia Română , Câmpia de Vest și Sudul Olteniei.

Pornind de la aceste criterii principale, s-au avut în vedere pentru centrale fotovoltaice de sistem în principal amplasamente situate în Dobrogea (jud.Tulcea și Constanța).

Începând cu 2007, au apărut o serie de centrale electrosolare și în zona de Vest a României (județele Arad, Bihor, Timiș) [96].

Universitatea POLITEHNICA Timișoara este unul dintre promotorii conversiei fotovoltaice a energiei, dar pe piața din domeniu activează, în cea mai mare parte, o serie de agenți economici privați.



ZONA DE RADIATIE SOLARA	INTENSITATEA RADIATIEI SOLARE(kWh/m ² /an)
I	>1350
II	1300-1350
III	1250-1300
IV	1200-1250
V	<1200

Sursa: ICPE, ANM, ICEMENERG, 2006.

Fig.2.3. Potențialul solar al României (sursa ICEMENERG-ISPE-ANM - simulare)

Având în vedere specificațiile din domeniu, precum și :

- potențialul energetic solar din România (o medie de 1275 kWh / m² / an radiație globală incidentă în plan orizontal);
- distribuția potențialului solar în teritoriu (care are variații relativ reduse de sub 200kWh/m²/an între zonele sudice și nordice ale țării noastre);
- performanțele echipamentelor solare (termice sau fotovoltaice) care se pretează la orice tip de aplicație termică/electrică;

se poate aprecia ca, în general, orice zonă însorită (fără obstacole majore) este propice pentru aplicații solare [100].

Alte referințe, puse la dispoziție de către Comisia Europeană (Joint Research Center) oferă o nouă hartă, ușor diferită față de cea pusă la dispoziție de institutele din România [96].

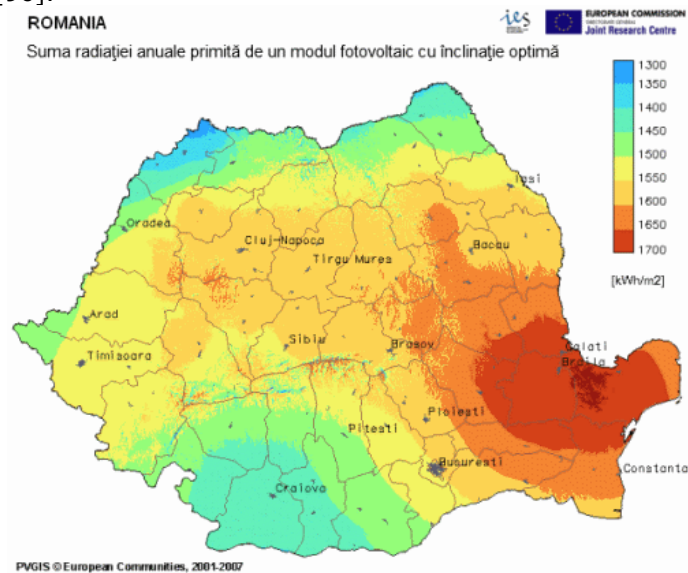


Fig.2.4. Potențialul solar al României (sursa CE - JCR - simulare)

Cifrele vehiculate în acest studiu sunt ușor mai ridicate decât în primul. Acestea au fost parțial confirmate în harta de mai jos, prin măsurare:

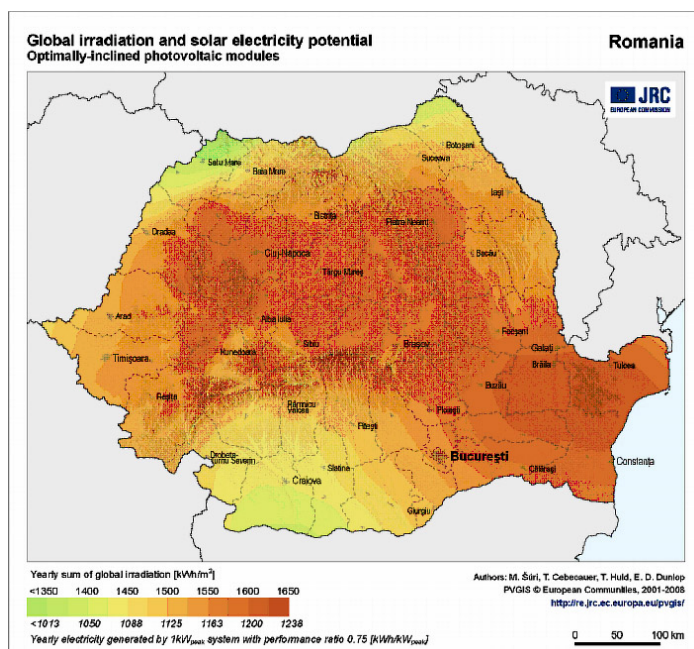


Fig. 2.5. Potențialul solar al României (sursa CE - JCR - măsurare parțială)

Acest studiu este mai bine realizat, dar evidențiază aceeași concluzie, anume că media națională este de 1250-1275 kWh/m²/an radiație globală incidentă în plan orizontal, iar Dobrogea rămâne zona cea mai însorită a țării.

Totuși, ponderea energiei solare în producția națională a unei zile însorite standard de vară din anul 2013 (15 august de exemplu, o zi în care consumul industrial, redus și el în ultimii ani, era și mai redus decât într-o zi normală) este în continuare mică [96].

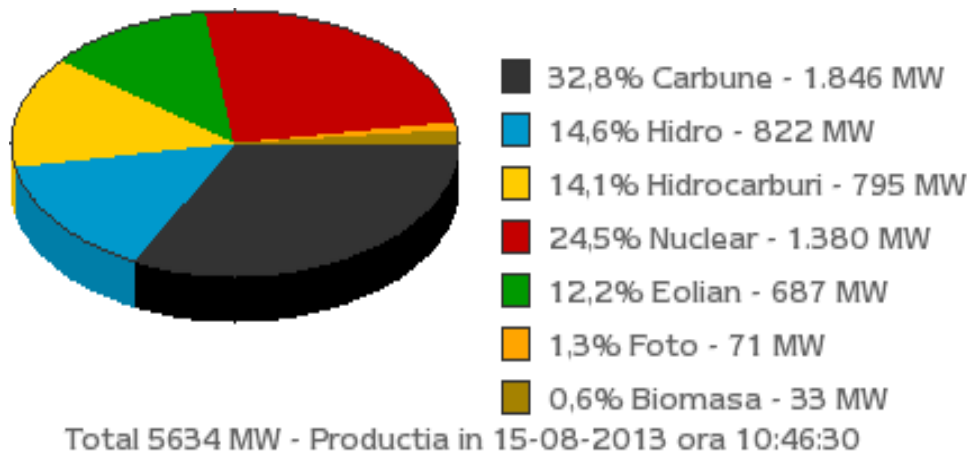


Fig.2.6. Proveniența energiei electrice în Sistemul Energetic Național, într-o zi însorită de vară, cu consum industrial redus

Anul 2013 a adus modificări importante în sectorul energiilor regenerabile, și, implicit, al energiei fotovoltaice. Producătorii de energie fotovoltaică își vor pierde acreditarea și nu vor mai primi certificate verzi dacă nu vor dovedi că terenurile pe care sunt amplasate panourile

Potrivit unui ordin al președintelui Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE), publicat în august 2013, în Monitorul Oficial, documentația de acreditare trebuie să includă "dovada că terenurile pe care sunt situate centralele electrice fotovoltaice nu se află în circuitul agricol la 31 decembrie 2013". În plus, măsura se aplică și operatorilor care sunt acreditați deja și produc energie în prezent. Documentele justificative privind încadrarea terenurilor trebuie trimise până la 15 ianuarie 2014. "Operatorii economici acreditați de ANRE până la 31 decembrie 2013 au obligația de a transmite, până la data de, documentul justificativ care atestă că terenurile pe care sunt situate centralele electrice fotovoltaice nu se află în circuitul agricol la 31 decembrie 2013", se arată în document. Această măsură poate avea implicații negative asupra acestui sector, și așa, insuficient dezvoltat.

Prin această decizie, și, prin altele, autoritățile limitează boom-ul investițiilor în domeniul energiilor regenerabile. O altă prevedere importantă este legată de capacitățile noi care vor fi aprobate. Astfel, ANRE va aproba proiecte până la atingerea capacităților instalate stabilite pentru fiecare an calendaristic, prin hotărâre a Guvernului, pe baza datelor actualizate din Planul Național de Acțiune în domeniul Energiei Regenerabile (PNAER).

Cu alte cuvinte, nu vor mai primi acreditare un număr nelimitat de proiecte, cum era până acum, ci doar atâtea proiecte cât este nevoie pentru ca România să-și atingă în acel an ținta privind producția de energie.

În cazul în care se constată atingerea nivelului respectiv, ANRE sistează procesul de acreditare, iar cei care nu au mai apucat să obțină acreditarea se înscriu pe o listă de așteptare, în ordinea înregistrării documentației complete. Reluarea procesului de acreditare se va face în ordinea înscrierii pe această listă de așteptare, cu respectarea condițiilor din Regulamentul de Acreditare, până la atingerea noilor valori din PNAER stabilite prin hotărâre de Guvern.

Piața energiei fotovoltaice crescuse mult în cursul anului 2013. Practic se obținea de opt ori mai multă energie din soare decât în anii precedenți. Capacitatea instalată în centrale fotovoltaice a înregistrat un salt spectaculos în prima jumătate a anului 2013, fiind de 7,6 ori mai mare comparativ cu sfârșitul anului trecut, potrivit datelor Transelectrica.

Astfel, dacă la 31 decembrie 2012 existau în România parcuri fotovoltaice cu o capacitate cumulată de 49,3 MW, la 30 iunie 2013 erau în funcțiune proiecte de 378,5 MW.

Producătorii de energie fotovoltaică primeau cele mai mari subvenții, constând într-un număr de șase certificate verzi (cu un preț maxim de 57 euro/certificat) pentru fiecare MWh livrat în sistem.

Din cauza impactului prea mare a subvențiilor pentru regenerabile în facturile la energie, Guvernul a decis reducerea sprijinului. Astfel, de la 1 iulie 2013, Guvernul a hotărât să amâne până în 2017-2018 acordarea unui număr de certificate verzi pentru energia eoliană, solară și microhidrocentrale. Proiectele fotovoltaice primesc de la 1 iulie doar 4 certificate verzi pe MWh, față de 6 certificate. Proiectele eoliene primesc doar un certificat din două, iar microhidrocentralele, două certificate din trei.

Tendința vizibil favorabilă de creștere a sectorului va fi stopată în următorii ani ca urmare a aplicării acestor măsuri. Acest lucru este regretabil, deoarece, în majoritatea țărilor dezvoltate din Europa (chiar și în cele cu potențial solar inferior celui mediu din România) producerea energiei electrice pe baza energiei luminii soarelui are succes, în special în mici centrale fotovoltaice încadrate în construcții, în regim racordat la rețea. Poate, în viitor, cadrul legislativ va fi din nou favorabil acestui gen de activități.

În România, energia solară este folosită în scopul producerii de energie termică pentru prepararea apei calde de consum în perioada caldă. În multe localități există deja case solare.

Producția de energie fotoelectrică depinde de expunerea la Soare a locației și de temperatură, deci de situarea geografică, de anotimp și de ora zilei: producția este maximă la amiază (ora solară), cu cer senin. Valoarea maximă înregistrată este de aproximativ 1000 W/m² (valoare, numită "de referință"). Aceasta înseamnă că pentru o instalație de 20 m², se poate obține o producție zilnică de aproximativ 2,8 kWv, respectiv 5 - 8 kWh, ceea ce ar putea acoperi nevoile unei locuințe de patru persoane.

2.3. Conversia fotovoltaică. Aspecte generale

Energia solară este reînnoibilă și ușor de produs. Fluxul de radiație solară ce ajunge pe suprafața terestră are un potențial energetic ce corespunde impresionantei sume de 172 mld GW, ceea ce înseamnă de cca. 20.000 ori mai mult decât consumul de energie din anul 2000 [69].

Această sursă de energie ar putea să asigure în permanență necesarul pentru un consum în continuă creștere. Privită însă din punct de vedere practic, respectiv al volumului real ce poate fi utilizat, aceasta devine o problemă deosebit de complexă.

Complexitatea rezidă din următoarele direcții:

- Repartizarea neuniformă la nivel global și dependența de poziția geografică, inclusiv climatică. Soarele nu oferă energie constantă în nici un loc de pe Pământ;
- Datorită rotației Pământului în jurul axei sale, și deci a alternanței zi-noapte, lumina solară nu poate fi folosită la generarea electricității decât pentru un timp limitat în fiecare zi. Alternarea normală a zilelor cu nopțile creează discontinuități;
- Existența zilelor noroase, când potențialul de captare al energiei solare scade sensibil datorită ecranării Soarelui.
- Densitatea relativ slabă a fluxului energetic (cel mult 1400 W/m^2 în situația României), ceea ce solicită utilizarea unor suprafețe întinse de captare, și care înseamnă scoaterea din altă folosință a terenurilor, inclusiv din cele agricole, precum și costuri ridicate.
- Energia solară interesează sectoare ca: habitatul pentru încălzirea locuințelor, agricultura pentru încălzirea serelor și industria pentru încălzirea halelor, sau alimentarea consumatorilor speciali sau izolați.

Utilizarea energiei solare în vederea producerii energiei electrice prezintă următoarele avantaje :

- sursă regenerabilă, perenă, gratuită;
- diversitatea aplicațiilor;
- nu produce poluare asupra mediului ambiant;
- perioadă de funcționare relativ mare, peste 25 de ani, perioadă de garanție de 20 de ani a modulelor fotovoltaice ;
- costuri de instalare, mai reduse față de conectarea la sistemul public, pentru zonele izolate;
- cheltuieli cu mentenanța reduse, nu necesită supraveghere permanentă;
- frecvența defecțiunilor sistemului foarte redusă ;
- instalare rapidă, fără a necesita utilaje și un număr mare de personal;
- modularitate ridicată;
- posibilitate de monitorizare a datelor;
- posibilitatea conectării la sistemul electroenergetic public.

Deși sistemele solare prezintă aceste avantaje, trebuie să ținem seama și de unele dezavantaje [69]:

- pentru puteri mari se solicită suprafețe mari de module fotovoltaice ;
- sistemul nu produce energie noaptea, în perioadele reci și înnorate ;
- depind de valorile radiației solare zilnice;

În localități mari, la distanță de sistemul public de distribuție, chiar și mici cantități de energie electrică devin disponibile, numai la costuri considerabile. În aceste circumstanțe, sistemele fotovoltaice conjugate cu bateriile de depozitare sunt o soluție atractivă și ieftină.

Pentru moment, folosirea sistemelor fotovoltaice în astfel de locații, poate fi preferată pentru impactul redus asupra mediu, corelat cu creșterea performanțelor bateriilor de stocare (acumulatori) sau pentru promovarea energiei electrice în alimentarea serviciilor izolate de tip informații și comunicație (radio, TV, telefon).

Cererea de energie pentru iluminarea minimală casnică sau pentru alte servicii de putere electrică scăzută, cum ar fi refrigerarea poate fi satisfăcută de către astfel de sistemele fotovoltaice.

Este cunoscut faptul că:

- în anii de început ai aplicațiilor cu sisteme fotovoltaice, rata de defect a fost foarte mare, în mare parte datorită defectării componentelor convenționale;
- performanțele slabe obținute deseori, se datorează proastei proiectări a sistemelor.

Astăzi:

- componentele sistemelor au o fiabilitate ridicată ;
- proiectarea sistemelor și modelarea lor au fost mult îmbunătățite;
- sistemul privind înmagazinarea energiei (bateriile sau supercondensatoarele), este însă nesatisfăcător.

Sistemele conectate la rețea diferă față de sisteme independente prin faptul că energia electrică produsă nu este stocată în baterii (sau doar parțial pentru servicii proprii), ea este consumată de utilizator, surplusul este injectat în sistemul public, iar noaptea consumatorul preia energia necesară din sistemul public, prin intermediul invertorului. Astfel la sfârșitul lunii se face o balanță energetică și se stabilește dacă consumatorul are de încasat sau de plătit energie.

Centralele electrice solare sunt:

- cu captatori solari parabolici;
- cu jgheaburi solare;
- cu celule fotovoltaice (PV).

Centralele cu captatori parabolici sunt echipate cu dispozitive electronice de urmărire a mișcării aparente a Soarelui. Radiația focalizată este transformată cu ajutorul unor tuburi speciale prin care circulă apa sub formă de vapori care acționează turbinele clasice care produc curent electric.

Centralele cu jgheaburi solare au fost prima dată realizate în Israel. Sistemul de jgheaburi reflectorizante care urmăresc traiectoria Soarelui concentrează radiația solară asupra unor tuburi în care se află petrol sau alt lichid. Prin sisteme de conversie, căldura este preluată de apa din rezervoare speciale. Capacitatea de stocare a energiei termice este de 8 ore, iar prețul energiei electrice este mult mai redus decât cel de la sistemul cu oglinzi parabolice.

Centralele cu celule fotovoltaice (PV) transformă direct energia solară în curent electric și prezintă avantajul că nu necesită întreținere permanentă dar deocamdată prețul este ridicat. Revoluția în domeniul valorificării energiei solare s-a produs în anul 1952 când trei cercetători de la Laboratoarele Bell, din Princeton New Jersey, din SUA, au descoperit că razele de soare care cad pe un material pe bază de siliciu pot produce curent electric [81].

Practic, celulele fotovoltaice convertesc lumina solară în electricitate. Aceste celule sunt foarte scumpe și pentru realizarea lor se folosesc substanțe toxice, precum sulfura de cadmiu și arseniura de galiu, substanțe care rămân în mediu sute de ani, putându-se astfel constitui într-un poluant major.

Ca orice descoperire tehnico-științifică de valoare, primele aplicații au fost în zona tehnologiilor aerospațiale și de apărare, specific perioadei Războiului Rece ulterior fiind trecute în sfera civilă.

De la această descoperire, evoluția panourilor fotovoltaice a fost constantă și pozitivă.

Ulterior, în Germania s-a descoperit și experimentat cea mai eficientă și mai puțin poluantă combinație de substanțe folosite la celulele fotovoltaice, Cd-Te, care este de 14 ori mai productivă decât cele cunoscute până în prezent. De remarcat este faptul că România este singura țară din Europa care deține telur în Munții Metaliferi (Săcărâmb, Baia de Arieș, Fața Băii) și în Banat (Oravița).

În Franța, la Targasone, au fost realizate centrale tip turn, alcătuite din oglinzi heliostate, aranjate astfel încât razele reflectate să fie tot timpul focalizate pe un colector central, amplasat pe turn. Centrala se numește Thermis, este dotată cu 200 de oglinzi ce totalizează 10.000 m² și are o putere de 2,5 MW. În sudul țării, la Font-Romeau Odeillo, funcționează un mic cuptor siderurgic în care se ating 3000-4000 °C, iar la Montean, este utilizată energia solară pentru topirea substanțelor greu fuzibile. Tot în Franța, în 1980, la Montpellier, o stație de pompare a fost activată cu ajutorul a 192 de panouri solare, debitul pompelor atingând 180 m³/h, iar curentul dezvoltat a fost de 26 kW.

Experimental, din anul 1981, în Italia funcționează la Adrano (Sicilia) o centrală solară. Alte centrale solare au mai fost construite în Spania (Almeria), Japonia (Nyo și Saizo), SUA (Harper Lake, Solare One, Barstow 10 MW și Eduards 300 MW, ultimele în California).

Multe țări (Israel, Japonia, Australia, Italia, Turcia, Grecia, Franța) folosesc energia solară pentru încălzirea locuințelor și a apei menajere.

Japonia este liderul mondial în producția de celule solare în domeniul locuințelor instalațiile depășeau 1000 MW în 2004, această țară având un program ca până în 2020 să depășească 5000 MW din energia solară.

Folosirea celulelor solare s-a dovedit rentabilă și în domeniul spațial (majoritatea sateliților fiind dotați cu generatori solari de energie), dar și în regiunile cu insolație bună în zonele rurale din Spania, Australia, Japonia, Pakistan etc. La sfârșitul secolului trecut circa un milion de case erau alimentate cu energie produsă de instalațiile de celule solare, cele mai multe fiind în satele din lumea a treia (Kenya, Zimbabwe, India, R. Dominicană, etc.)

China este de departe liderul mondial în montarea de panouri solare (52 milioane de m²) și are un program de multiplicare de patru ori până în 2025.

Noile clădiri de birouri din Statele Unite, Germania, Spania și Elveția au încorporate în fațadele lor materiale fotoelectrice pentru generarea electricității.

Germania a avut un program numit „100.000 de acoperișuri” (5,4 milioane m² de panouri solare), care s-au montat până în 2006, realizând o putere de 700 MW din celule solare, în condițiile unui climat nu tocmai prielnic, iar Italia are un proiect numit „10.000 de acoperișuri solare”. (L. Brown, 2006). Aceste programe nu au fost materializate decât în foarte mică măsură.

În anii 1980, tehnologia fotoelectrică terestră a progresat cu regularitate, prin punerea în funcțiune a mai multor centrale de câțiva megawați, prin realizarea unor produse cu consum redus (ceasuri, calculatoare de buzunar, balize radio și meteo, pompe și frigidere solare); Evoluția tehnologiei și a pieței de produse fotoelectrice este în general pozitivă. Ameliorarea metodelor de fabricație, ca și creșterea volumului de producție, au condus la reducerea costurilor, producția mondială de module fotoelectrice crescând de la 5 MWv în 1982 la 60 MWv în 1992;

În prezent, 90% din producția mondială de module fotoelectrice se realizează în Japonia, Statele Unite și Europa, în special de mari companii ca Siemens, Sanyo, Kyocera, Solarex și BP Solar, care dețin 50% din piața mondială. Restul de 10% al producției mondiale este realizat de către companii din Brazilia, India și China, care sunt principalii producători de module fotoelectrice din țările în curs de dezvoltare (multinaționalele din domeniu producând și acolo, cu brand-urile proprii).

Din punct de vedere al implementării sistemelor cu panouri fotovoltaice se pot afirma următoarele:

- din cele studiate reiese că eficiența cea mai bună o are o instalație cu sisteme de poziționare fixate la 30 - 45°, în situația amplasării în România, dar se mai fac studii pe scară largă în această direcție;
- creșterea numărului unităților fotovoltaice și totodată a puterii instalată, atrage după sine creșterea cantității de energie electrică livrată în rețea. În același timp, dacă comparăm valorile obținute din simularea elaborată cu PV-uri de același tip, însă folosind sistem de poziționare fixat, se observă că, în cazul sistemului de poziționare de tip uniaxial, se obține o mai mare cantitate de energie electrică livrată în rețea. În concluzie deci, dacă folosim PV-uri de același tip, dar cu sistem diferit de poziționare la soare, varianta uniaxială este mai bună din punct de vedere al obținerii cantității de energie electrică.
- după cum se observă, nu există poluarea mediului în cazul utilizării unităților fotovoltaice.

Din punct de vedere al producătorului panourilor solare se poate afirma că:

- energia livrată în rețea este aceeași, în cazul panourilor de aceeași capacitate pe unitate, diferența constă în faptul eficienței panourilor și a prețurilor;
- cea mai mare eficiență din punct de vedere al fabricantului, în cazul producătorului o are sistemul biaxial, considerând și tipul panoului aceasta este mare la panouri de poli siliciu.
- au fost considerate cazuri când s-a folosit panouri de mică capacitate din simulările efectuate cu acestea, reiese că din punct de vedere economic nu este eficientă aplicarea acestora, atunci când cerința cantității de energie electrică livrată este mare.

Referitor la performanțele sistemului: factorul de disponibilitate/capacitate a sistemelor fotovoltaice conectate, este puternic influențat de elementele convenționale de producere (clasice).

În literatura de specialitate se regăsește tratarea detaliată a problemelor fundamentale și aplicative legate de energia solară, pornind de la un set de idei prezentate în continuare:

- Principali factori care caracterizează energia solară, sunt locul amplasamentului, starea meteorologică, radiația solară, viteza vântului, umiditatea aerului și temperatura aerului.
- Potențialul energiei solare este impresionant, iar cel valorificabil sub aspect tehnic la nivelul Pământului se estimează la 1,06 kW/m², ceea ce ar acoperi consumul actual de energie;
- Valorificarea energiei solare nu este competitivă, încă la scară globală sub aspect economic, dar descoperirile tehnologice recente ne îndreptătesc să credem că eficiența utilizării acestei surse de energie, va fi într-un interval de timp rezonabil comparabilă cu eficiența utilizării combustibililor fosili.
- Potențialul de energie solară al României este apreciabil și se structurează pe zone. Localitatea în care s-au efectuat cercetările experimentale – Giroc – Timișoara – este amplasată în zona II privind radiația solară, unde intensitatea solară este între 1300 – 1350 kWh/m²/an.

Între toți factorii care determină nivelul de pătrundere a energiei de origine fotovoltaică pe piața energetică, costul instalațiilor și al energiei pe care acestea o produc este fără îndoială unul din cele mai importante, dacă nu chiar cel mai important.

Într-adevăr, din punctul de vedere al consumatorului care poate alege între diverse surse de energie, atât convenționale, cât și neconvenționale, o bună parte din avantajele indirecte oferite de energia fotovoltaică (de exemplu, caracterul "național" al sursei și impactul redus pe care-l are asupra mediului înconjurător), apar ca elemente secundare față de problema centrală a costului.

Sub acest aspect, sursa fotovoltaică apare chiar penalizată față de alte surse convenționale: într-adevăr, în absența unei încurajări din partea statului care să monetizeze în avantajul consumatorului avantajele sociale oferite de tehnologie, sectorul fotovoltaic se găsește în situația de a concura cu tehnologii ca cea a cărbunelui, a petrolului sau cea nucleară, care, cu toate că au costuri mult mai mari din punct de vedere social, nu încarcă cu aceste costuri nota de plată a consumatorului, ci de fapt le descarcă tacit pe întreaga colectivitate.

Cu toate acestea, dat fiind numărul limitat de exemple de referință, estimarea costurilor prezintă aproximări destul de mari. În prezent, conform experienței americane, costul total de realizare al unei centrale poate fi estimat la circa 4 miliarde de euro/kW. Aceste costuri se datorează, într-o proporție de circa 60% costului modulelor, respectiv deci 0,5-1,0 miliarde de euro/kW, iar restul, costul celorlalte componente ale sistemului și costului instalării.

În ceea ce privește costurile de gestiune, experiența marilor centrale din California arată că acestea pot fi menținute la nivel foarte scăzut. Dacă se are în vedere o producție anuală de energie de 1.500 kWh pentru fiecare kW de putere instalată, formula precedentă dă un cost al energiei de circa 5 euro/kWh. Acest cost, bineînțeles, trebuie considerat ca o valoare limită, valabilă pentru instalațiile de dimensiuni mari (de peste 1 MW), construite în așa fel încât să optimizeze raportul cost/prestații, și instalate în localități ușor accesibile [81].

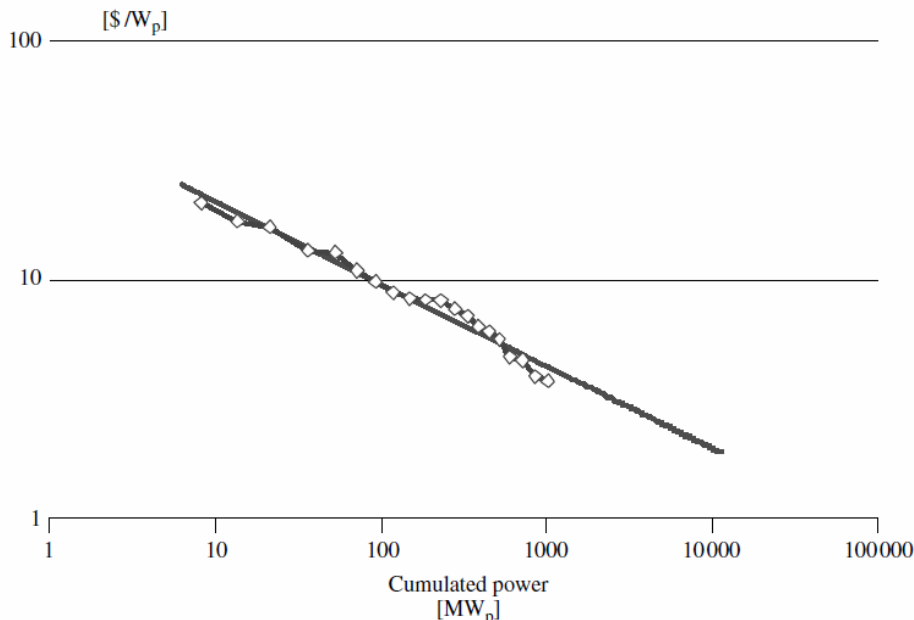


Fig. 2.7. Dependența prețului producerii energiei fotovoltaice de puterea centralei

În Figura 2.7 se observă o scădere substanțială a costurilor producerii energiei fotovoltaice, odată cu creșterea puterii produse. Peste 1000 MW, datele sunt indisponibile, dar se apreciază aceeași tendință.

În ceea ce privește ceea ce nu ține de partea fotovoltaică propriu-zisă a instalației (invertor, structuri mecanice de susținere etc.), nu apar posibile inovații tehnologice speciale: o bună parte din reducerea costului ar putea proveni din economiile de proporții legate de creșterea volumului de producție.

Diferită se arată situația în ceea ce privește modulele: reducerea costului, în acest caz, pare posibilă numai cu ajutorul tehnologiilor inovatoare ("break-through tehnologic") atât în privința materialelor, cât și a proceselor de fabricație; mai ales acestea din urmă vor trebui să se dezvolte în sensul unei cât mai complete automatizări, și pentru a merge în întâmpinarea exigențelor de "calitate totală", implicate în producția de piese cu o tehnologie foarte avansată, pentru care randamentul maxim constituie un factor de importanță vitală.

Obținerea energiei electrice cu ajutorul panourilor fotovoltaice are un impact favorabil deosebit asupra mediului, eliminând o serie de forme de poluare cauzate de producerea și transportul energiei electrice prin metode clasice.

În primul rând faptul că asemenea instalații de conversie a radiației solare în energie electrică pot fi amplasate foarte aproape de consumatori (o casă sau un grup de case, de exemplu) nu necesită transportul acestora la distanțe mari, eliminându-se astfel poluarea vizuală produsă de liniile aeriene de transport ale energiei electrice (mai ales de înaltă și foarte înaltă tensiune) și a stațiilor mari de transformare.

În același timp se reduce sau chiar dispare poluarea sonoră cauzată de instalațiile de producere a energiei electrice (termocentrale) precum și de liniile aeriene de transport a acesteia. Poluarea electromagnetică este generată de descărcările corona în instalațiile de înaltă și foarte înaltă tensiune.

Poluarea psihică constă în inducerea sentimentului de teamă, de către marile instalații de obținere a energiei electrice, a posibilității producerii unei explozii, a modificării calității aerului, apei, solului.

Obținerea energiei electrice cu ajutorul celulelor fotovoltaice elimină complet poluarea ecologică. Nefolosind ca sursă energetică un combustibil fosil sau materiale radioactive, obținerea energiei electrice prin celule fotovoltaice elimină orice fel de poluare întrucât în procesul producerii sale nu sunt arderi cu degajări de gaze și particule, nici stocări de deșeuri.

Energia solară e o promisiune pentru viitor. E o sursă de energie fundamentală care reprezintă pentru omenire o importantă parte din propriile noastre nevoi. Nu este o sursă limitată, perspectivele ei fiind de viitor. Mari firme multinaționale ca Shell, BP, Siemens își concentrează eforturile înspre domeniul energiei de bază, în special asupra energiei solare fotovoltaică.

Gestul e datorat așteptărilor acestor firme de a li se oferi perspective benefice și nu neapărat de grija lor pentru mediu [69].

În ceea ce privește energia fotovoltaică, în 2013, în lume, există cumulativ panouri de 100.000 de MW, din care 70.000 în UE, adică de 10 ori mai mult decât consumul anual al României, care este de circa 6.000-7.000 de MW. Cel mai mare producător de energie fotovoltaică este Germania, cu 32.000 de MW, urmat de Italia cu 16.000 de MW și de China, cu 8.000 de MW. China va merge categoric spre locul întâi în următorii ani, chiar firma Green Vision Seven, controlată indirect de furnizorul chinez de panouri fotovoltaice Hareon, va pune în funcțiune în județul Brașov, până la sfârșitul anului 2013, un parc solar de 82 MW, care ar urma să fie cea mai mare unitate de acest tip din România, în funcție de capacitatea instalată.

Unii analiști economici consideră că sistemele solare de energie electrică sunt adesea investiții mai profitabile și mai sigure decât acțiunile, deoarece soarele (și uneori guvernul) garantează beneficii pe termen lung pentru producția de electricitate din energia solară. În special zonele sărace, improprii pentru agricultură, aride, deschise, centralele solaroelectrice oferă o sursă de venit foarte lucrativă.

Cu toate acestea, energia solară pare să se dezvolte înspre o promisiune ce ține de eternitate. Un motiv pentru toate acestea este prețul. Energia solară e mult mai costisitoare decât energia obișnuită, iar câtă vreme acest fapt nu se va schimba, energia solară va rămâne o promisiune nerealizată.

2.4. Concluzii

În ultimele decenii, Sursele de Energie Regenerabilă și implementarea lor practică sub forma generării distribuite au atras atenția în întreaga lume. Ambele sunt considerate ca importante pentru îmbunătățirea securității în alimentarea cu energie prin scăderea dependenței de combustibilii fosili care trebuie importați și pentru reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră. În prezent, primul aspect prezintă un interes deosebit ținând cont de creșterea spectaculoasă a prețurilor petrolului și gazelor naturale. Pe de altă parte, generarea distribuită se referă la producerea locală a electricității și, în cazul sistemelor de cogenerare, a căldurii necesare unor procese industriale sau încălzirii diferitelor spații, etc. Din păcate, racordarea unui număr mare de unități generatoare de mică putere la rețeaua de distribuție va avea în mod inevitabil o serie de consecințe asupra acesteia. Ca urmare, companiile de distribuție trebuie să acorde o atenție deosebită acestei probleme pentru a asigura calitatea cerută energiei livrate și serviciului de alimentare.

Principalele avantaje ale sistemelor bazate pe energii regenerabile (și, implicit, în cazul panourilor fotovoltaice) sunt:

- contribuție practic nulă la generarea de gaze cu efect de seră deoarece nu sunt implicați combustibilii fosili;
- insensibilitate la prețul petrolului;
- beneficii adiționale legate de energia produsă (creșterea siguranței în alimentare, reducerea sarcinii în orele de vârf, evitarea supraîncărcării centralelor clasice,
- reducerea pierderilor în rețele, respectiv în rețeaua în care funcționează
- (redistribuirea costurilor pentru infrastructura rețelei de distribuție, sprijin pentru
- îmbunătățirea calității energiei, creșterea fiabilității).

Totuși, următoarele dezavantaje trebuie avute în vedere:

- investiții inițiale mai mari;
- solicitări specifice la locul de amplasare (uneori apar probleme legate de impactul asupra mediului ambiant);
- impredictibilitate privind energia livrată (aceasta presupune un cost mai ridicat pentru asigurarea balanței de energie și menținerea altor capacități în rezervă);
- costuri legate de conectare, măsură și echilibrare (între circa 10% și 30% din costul investiției totale);
- influențe asupra performanțelor rețelei electrice.

Referitor la conectarea panourilor fotovoltaice la rețea:

- în general, generarea se produce în apropiere de locul de consum;
- nu este planificată central fiind operată, în general, de producători independenți sau de consumatori;
- nu este dispecerizată central (deși dezvoltarea centralelor electrice virtuale, unde mai multe unități de panouri sunt operate ca și o singură centrală, contrazice această afirmație);
- sunt mai mici de 50 MW (totuși, unii autori consideră că în această categorie ar intra sisteme cu putere până la 300 MW);
- conectarea la rețeaua de distribuție, se face la niveluri de tensiune cuprinse între 240/400 V și 110 kV.

Investiția totală și timpul de construcție au scăzut în ultimii ani, dar durata de viață, siguranța în funcționare și producția anuală reprezintă parametri care n-au fost stabiliți, încă, suficient de precis.

De aceea, centralele electrosolare prezintă un risc de investiție considerabil, chiar dacă veniturile calculate depășesc costurile.

De câteva ori în trecut, introducerea pe piață a panourilor fotovoltaice s-a dovedit prematură din cauza funcționării deficitare, cât și a eficienței financiare insuficiente, în condițiile dictate de piața reală.

Datorită stadiului mai avansat de dezvoltare și maturitate, centralele cu concentratoare cilindro-parabolice și cele cu turn au devenit deja viabile comercial, iar, în ultimii ani, li s-au alăturat și cele de tipul calotă parabolică/Stirling. Din păcate, aceste soluții nu sunt aplicate și în România, datorită climatului și costurilor ridicate.

Considerente economice de scară (privind scara dimensiunilor și puterii) și experiența dobândită în exploatare au evidențiat ca avantajoase puteri ale sistemului de peste 30 MWe.

Stimulentele instituționale, guvernamentale, europene, etc. necesare pentru accelerarea procesului de comercializare a PV și pentru punerea în mișcare a procesului de reducere a costului lor, pot lua forma unor subsidii directe, metode de depreciere favorabilă, beneficii din taxe, acceptarea unor prețuri unitare favorabile ale electricității, absorbția unei părți din costurile de întreținere și exploatare de către terți, sponsorizări ale guvernului și instituțiilor europene, perioade de grație pentru restituirea capitalului, garanții și programe demonstrative angajate de guvern. Chiar dacă în România, în cursul anului 2013 au apărut o serie de măsuri legislative nefavorabile, sectorul energiilor regenerabile și cel fotovoltaic în particular, va evolua în continuare.

Pentru a avea o imagine reală a raportului cost/beneficiu pentru sursele de energie, la nivelul unei economii naționale, este necesar să se aibă în vedere nu doar costurile interne, pe care trebuie să le acopere producătorul sau cu care este încărcat consumatorul, ci și cele externe care urmează după construcție și trebuie suportate de către economia națională (ca efectele asupra ratei șomajului sau a venitului național), costurile pentru evitarea, reducerea sau acoperirea pagubelor suferite de mediul ambiant.

Efectele externe care nu pot fi evaluate în bani, trebuie internalizate prin intervenția guvernului pe piață, întrucât, în cazul contrar ar fi afectate utilizarea corespunzătoare a fondurilor și resurselor, precum și nivelul tangibil al bunăstării sociale. Desigur, internalizarea duce la escaladarea prețurilor sistemelor energetice convenționale, dar și la creșterea atractivității conservării energiei și, de asemenea, la creșterea competitivității energiei solare.

Chiar dacă astăzi costul instalațiilor fotovoltaice pentru obținerea energiei electrice este ridicat, datorită faptului că sursa lor energetică este permanentă, necostisitoare și nepoluantă, obținerea energiei electrice cu ajutorul celulelor fotovoltaice va domina în viitor.

2.5. Contribuții personale

Dintre cele mai importante contribuții personale ale autorului, întâlnite în acest capitol, amintim:

- o sinteză bibliografică originală privind problematica generală a energiilor regenerabile;
- prezentarea critică a unor aspecte legate de conversia fotovoltaică;
- analiza standardelor și reglementărilor în vigoare privind alegerea soluțiilor tehnice pentru conversia energiei fotovoltaice;
- elaborarea de către autor (cu materializare directă în practică) a unor soluții tehnice originale privind conversia fotovoltaică, (prezentate succint în acest capitol), soluții aplicabile și în alte centrale din România;
- identificarea, în baza studiului literaturii de specialitate, a unor configurații de centrale solare posibil a fi realizate în comuna Giroc jud.Timiș.

3. ASPECTE PRIVIND CONVERSIA FOTOVOLTAICĂ A ENERGIEI

3.1. Radiația solară

Pentru a putea face referire la panourile fotovoltaice și la centralele fotosolare, trebuie cunoscute, în primul rând, o serie de generalități privind energia solară în general, precum și câteva particularități ale potențialului de obținere a acesteia.

În capitolul anterior s-au prezentat principiile de bază ale conversiei fotovoltaice, o parte din soluțiile de conversie

Așadar, energia solară este energia emisă de Soare pe întreg domeniul radiației sale electromagnetice. Atmosfera terestră și suprafața Pământului interacționează cu radiația solară, producând o serie de transformări ale acesteia. Pentru studiul radiației solare, este important să fie definite câteva mărimi importante.

Astfel, constanta solară reprezintă fluxul de energie termică unitară primită de la Soare, măsurată în straturile superioare ale atmosferei terestre, perpendicular pe direcția razelor solare. Valoarea general acceptată pentru constanta solară este de aproximativ 1350 W/m^2 , reprezentând o valoare medie anuală, măsurată cu ajutorul sateliților de cercetare științifică.

Fluxul de energie radiantă solară, care ajunge la suprafața Pământului, este mai mic decât constanta solară, deoarece în timp ce traversează atmosfera terestră cu o grosime de peste 50 km, intensitatea radiației solare este redusă treptat.

Mecanismele prin care se modifică intensitatea radiației solare, la traversarea atmosferei, sunt absorbția și difuzia. În atmosferă este absorbită (reținută, filtrată) aproape total radiația X și o parte din radiația ultravioletă. Radiația absorbită este în general transformată în căldură, iar radiația difuză astfel obținută este retrimisă în toate direcțiile în atmosferă.

În plus, față de cele două procese de modificare a intensității radiației solare, o parte din aceasta este reflectată de către atmosfera terestră, sau de unele componente ale sale (moleculele de aer și anumite categorii de nori).

Radiația globală ajunsă de la Soare, pe o suprafață orizontală la nivelul solului într-o zi senină, reprezintă suma dintre radiația directă și radiația difuză.

Radiația solară directă depinde de orientarea suprafeței receptoare.

Radiația solară difuză poate fi considerată aceeași, indiferent de orientarea suprafeței receptoare, chiar dacă în realitate există mici diferențe. Este interesant de remarcat faptul că radiația solară difuză are o pondere mai mare în raport cu cea directă, așa cum este prezentat în diagrama din Fig. 3.1.

Energia solară unitară primită de la Soare, măsurată la nivelul suprafeței Pământului, perpendicular pe direcția razelor solare, pentru condițiile în care cerul este perfect senin și lipsit de poluare, în zonele Europei de Vest, Europei Centrale și Europei de Est, în jurul prânzului, poate asigura maxim 1000 W/mp . Această valoare reprezintă suma dintre radiația directă și cea difuză.

Densitatea radiației solare variază în funcție de direcția razelor solare față de planul orizontal, dar și de unele situații atmosferice, așa cum arată graficul din Fig.3.2.

În România, potențialul de utilizare a energiei solare este relativ important, așa cum se observă în hărțile radiației solare ale Europei, respectiv ale României.

Există zone în care fluxul energetic solar anual ajunge până la 1450...1600 kWh/m²/an, în zona Litoralului Mării Negre și Dobrogea, ca și în majoritatea zonelor sudice. În restul regiunilor țării, fluxul energetic solar anual depășește 1250...1350 kWh/m²/an, fapt subliniat și în capitolul anterior [96].

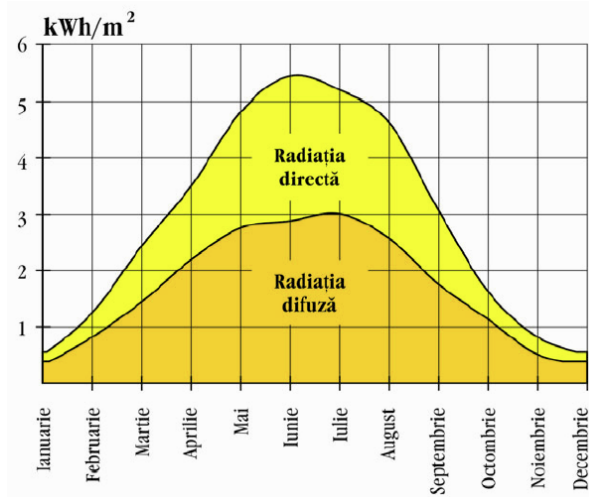


Fig. 3.1. Radiția solară medie, în România, pe durata unui an

Graficele din aceste figuri sunt logice și predictibile, fără a fi rezultatul unor cercetări spectaculoase sau a unor modele matematice sofisticate, fiind rezultatul unor simple măsurători [62].

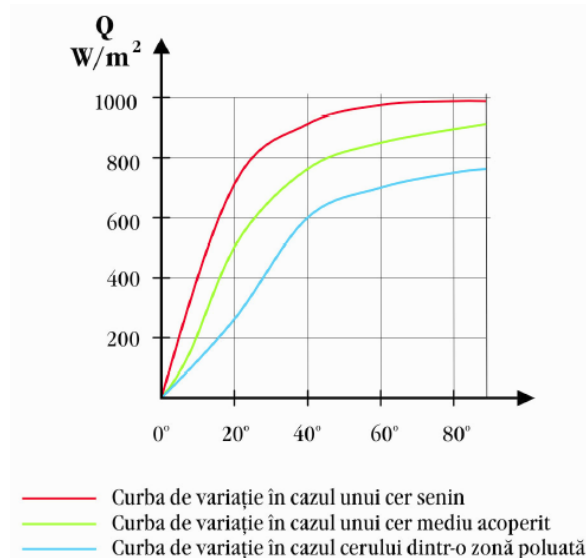


Fig. 3.2. Variația densității radiației solare în funcție de condițiile meteo

Principalele componente ale radiației solare care ajunge pe Pământ și participația fiecărei componente în radiația globală, din punct de vedere energetic, sunt:

- radiație ultravioletă 3%;
- radiație vizibilă 42%;
- radiație infraroșie 55%.

Ponderea radiației infraroșii arată și imensul potențial de conversie în energie termică pe care îl are radiația solară.

Fiecărei componente a radiației îi corespunde câte un domeniu bine definit al lungimilor de undă:

- radiație ultravioletă 0,28 - 0,38 μm ;
- radiație vizibilă 0,38 - 0,78 μm ;
- radiație infraroșie 0,78 - 2,50 μm .

Contribuția energetică a radiației solare globale, în funcție de lungimea de undă, între 0,3 și 2,5 μm , pentru o suprafață perpendiculară pe acea radiație, este reprezentată calitativ astfel [15]:

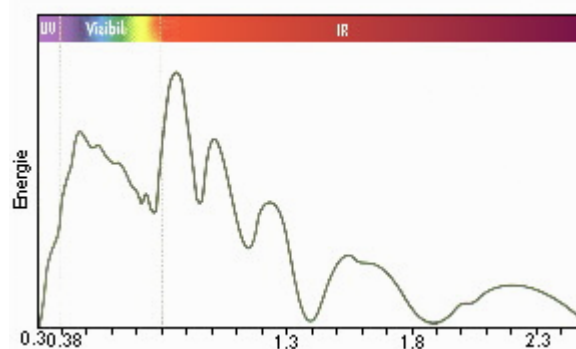


Fig.3.3. Spectrul radiației solare

În principal climatul solar, dar și radiațiile solare, au un impact deosebit atât asupra proiectării unui sistem solar cât și asupra montajului propriu zis. Proiectanții au nevoie atât de datele solare, cât și de datele legate de temperatură. Temperatura afectează performanțele unei instalații solare. Când vine vorba de utilizarea unei surse de energie regenerabilă se pune problema corelării corecte a debitului de energie a unei centrale și necesarul consumatorului. Furnizorul de energie trebuie să ia în considerare o metoda de depozitare a energiei produse pentru a realiza o furnizare destul de stabilă, având în vedere că energia solară nu se distribuie în mod egal în toate zonele de pe Glob, iar intensitatea radiației solare variază în funcție de momentul din zi. În mod ideal un proiectant ar trebui să aibă datele legate de intensitatea radiației solare pentru diferite zone ale Globului și datele legate de temperatură, măsurate la nivel de ore din zi și în funcție de anotimp. Astfel de date sunt rare. Mai grav, aceste date au fost de multe ori exagerate, în scopul justificării amplasării unor centrale solare total nefezabile. De aceea în ultimii ani s-a realizat o abordare statistică astfel încât să se umple acest gol din domeniul proiectării. Toate aceste date sunt esențiale pentru o proiectare eficientă a unui sistem solar autonom.

Radiația solară de undă-scurtă care cade pe o suprafață orizontală provenită de la Soare și ozon combinate se numește radiația globală de undă-scurtă. Fluxul radiației globale de undă-scurtă, care reprezintă energia radiată pe unitate de timp, este cunoscută sub denumirea de iradiere, simbol G . Unitatea de măsură este $[W/m^2]$.

Aceasta este mărimea la care s-au făcut referiri în mod constant, fiind esențială în proiectarea, construcția și exploatarea centralelor electrosolare. În mod tipic perioada de iradiere se măsoară în ore, de unde rezultă iradiația globală în ore Gh cu unitatea de măsură $[MJ / (m^2 \times h)]$ sau $[Wh / (m^2 \times h)]$, adică, de fapt $[W/m^2]$.

Transformarea sau conversia energiei solare în energie utilizabilă este realizată în captatori solari, având funcționarea bazată pe diverse principii constructive [9].

Indiferent de tipul captatorilor solari, pentru ca randamentul conversiei energiei solare în energie electrică să fie ridicat, este important ca orientarea captatorilor spre Soare, să fie cât mai corectă.

Poziția captatorilor solari este definită prin două unghiuri și anume:

- unghiul de înclinare față de orizontală, notat cu α în Fig. 3.4:
- unghiul azimutului, reprezentând orientarea față de direcția sudului, prezentat în Fig. 3.4.:

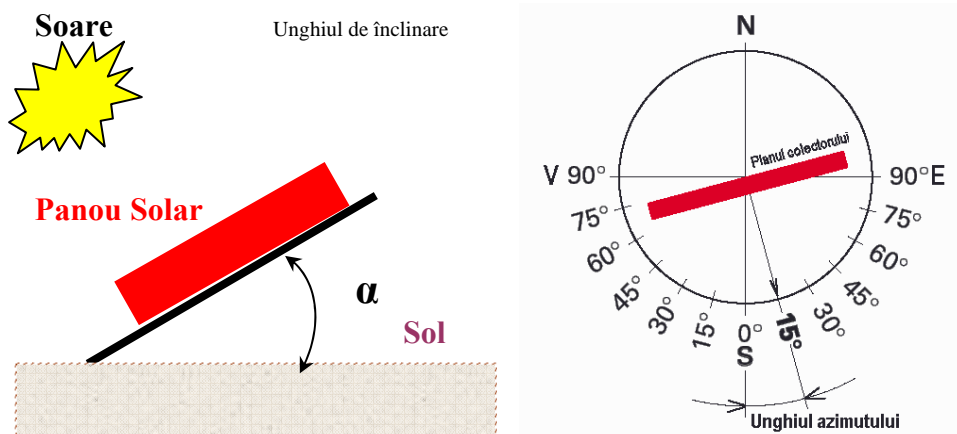


Fig 3.4. Parametrii de orientare ai unui panou solar

Într-un mod sintetic, influența combinată a celor doi parametri, care definesc orientarea captatorilor solari asupra gradului de captare a energiei solare disponibile, se rezumă grafic astfel, în conformitate cu Fig. 3.5.

Diagrama a fost trasată pentru Europa Centrală, dar concluziile care se pot obține cu ajutorul acesteia pot fi extrapolate pentru majoritatea țărilor din Europa, inclusiv pentru România (cu excepția Greciei, sudului Italiei și Spaniei).

Se observă că unghiul de înclinare optim, care permite captarea optimă a radiației solare, este de cca. 15...55°, iar abaterea de la direcția Sud, poate să se situeze între $\pm 40^\circ$ fără a fi afectată capacitatea de captare a energiei solare. Pentru unghiuri de înclinare de 5...65°, radiația solară poate fi recuperată în proporție de 90...95%. Valorile prea reduse ale unghiului de înclinare nu sunt recomandate deoarece favorizează murdărirea suprafeței captatorilor, ceea ce atrage după sine înrăutățirea performanțelor optice ale captatorilor [31].

Pentru abateri de la direcția Sud, de $\pm 60^\circ$, la anumite valori ale unghiului de înclinare, se poate recupera de asemenea 90...95% din radiația solară. Chiar și colectorii montați vertical, cu o abatere de până la $\pm 20^\circ$ față de direcția Sud, pot recupera 80% din radiația solară, ceea ce sugerează posibilitatea montării acestora pe fațadele clădirilor. De exemplu, din diagramă se observă că, în cazul unui unghi de înclinare de 30° și a unei abateri de la direcția Sud de 45° -care corespunde direcției SV, gradul de captare a radiației solare este de 95%.

Ca o consecință a celor menționate, se poate spune că orientarea captatorilor solari față de orizontală și față de Sud, nu este o problemă atât de sensibilă, cum ar putea să pară la prima vedere .

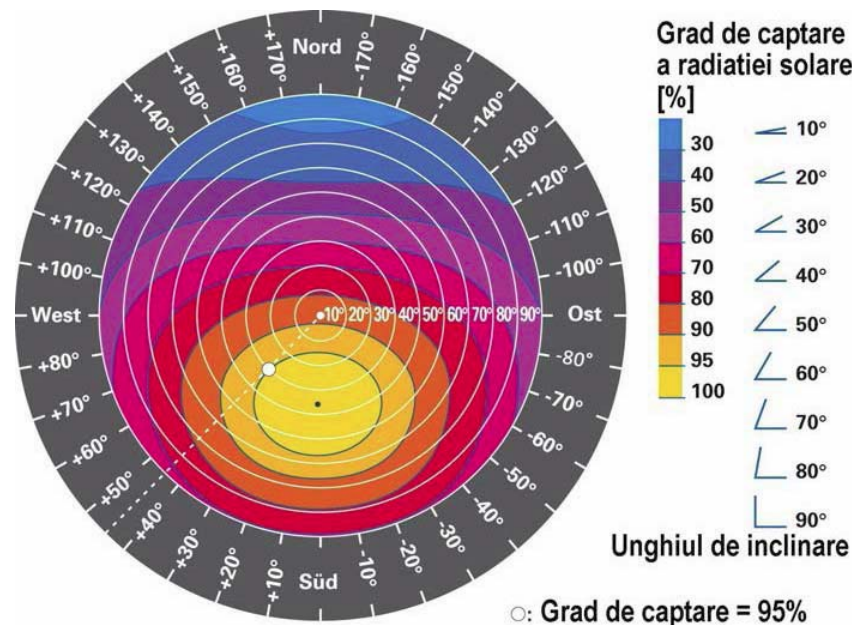


Fig. 3.5. Diagrama de orientare a panourilor fotovoltaice

Mult mai importantă, din punct de vedere al capacității de captare a energiei solare este tehnologia utilizată pentru o construcția colectoarelor solari deoarece, în mod inevitabil, conversia energiei solare în energie electrică se realizează cu unele pierderi, acestea fiind evidențiate în Fig.3.6.:

Ca o consecință a celor menționate, se poate spune că orientarea captatorilor solari față de orizontală și față de Sud, nu este o problemă atât de sensibilă, cum ar putea să pară la prima vedere.

Așa cum am mai precizat, radiația globală este compusă din două componente, radiația solară orizontală directă și radiația solară orizontală difuză provenind din zona emisferică a atmosferei. Radiația solară globală a cerului senin poate fi calculată folosind modelul ESRA (European Solar Radiation Atlas) a cerului senin. Modelul necesită introducerea latitudinii zonei care se dorește a se analiza, data din an, care determină geometria solară și claritatea atmosferei. Claritatea cerului este descrisă de un index cunoscut ca și factorul de nebulozitate Linke. Praful, poluarea realizată de către unele activități umane, precum și vaporii de apă reduc cantitatea de radiație solară clară și măresc cantitatea de irradiație difuză.

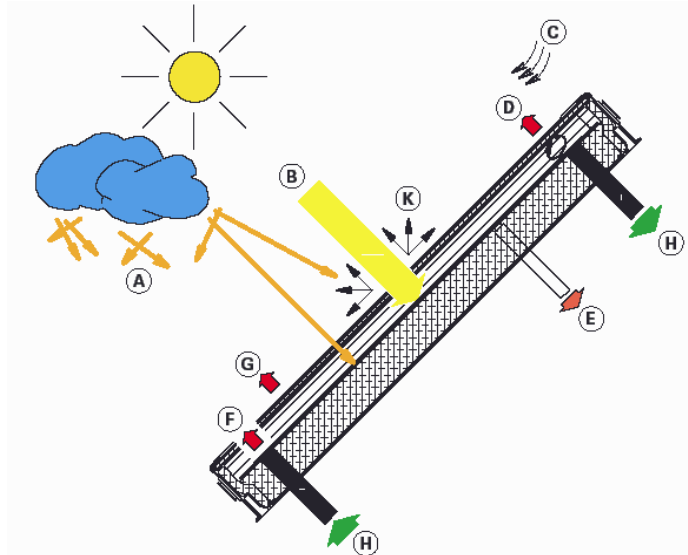


Fig.3.6. Pierderi care apar la conversia energiei solare în energie electrică

În conformitate cu Fig. 3.6., pierderile care apar în situația unui panou solar sunt:

- A – radiația difuză;
- B – radiația directă;
- C – convecție datorată vântului, ploilor și zăpezii;
- D – pierderi prin convecție;
- E – pierderi prin conducție;
- F – radiația suprafeței absorbante;
- G – radiația stratului antireflectorizant;
- H – fluxul electric util;
- K – radiația reflectată.

3.2. Estimarea radiației solare pentru centrala fotoelectrică din comuna Giroc

Înainte de demararea oricărei investiții în domeniul centralelor fotovoltaice (fotoelectrice) este necesar a se face unele studii privind fezabilitatea proiectului, indiferent de sursa de finanțare a acestuia.

În ultimii ani au apărut o serie de mituri privind oportunitățile și posibilitățile de conversie a energiei, ratele de profit și alte asemenea relații, alimentate de posibilitatea obținerii unor finanțări generoase de la Comisia Europeană sau alte entități (dovadă sunt chiar discrepanțele între hărțile potențialului solar al României, multe dintre ele total exagerate, în scopul justificării unor randamente superioare chiar Greciei și Spaniei). Odată cu schimbarea politicii privind certificatele verzi, privind oportunitățile de obținere a unor fonduri parțial rambursabile și a legislației privind terenurile pe care se pot amplasa asemenea parcuri, entuziasmul antreprenorial s-a diminuat drastic.

De aceea, este important să avem o evaluare realistă a posibilităților de conversie a energiei electrice, știut fiind faptul că locuim într-o țară cu 4 anotimpuri și un climat temperat continental excesiv.

O primă evaluare privind fezabilitatea proiectului poate fi făcută utilizând pachetul de aplicații terțiare pentru Excel, denumit RETScreen 4, dezvoltat de către National Resources Canada. Acest program evaluează potențialul de conversie al energiei în diferite ipoteze, inclusiv pentru panouri fotovoltaice. Datele climatice sunt preluate de la stațiile meteorologice din lume, prin intermediul NASA, din toate țările, inclusiv România. Pentru Timișoara, datele climatice sunt preluate de la stația meteo Giarmata Aeroport. Nu există diferențe climatice majore între cele două locații [97].

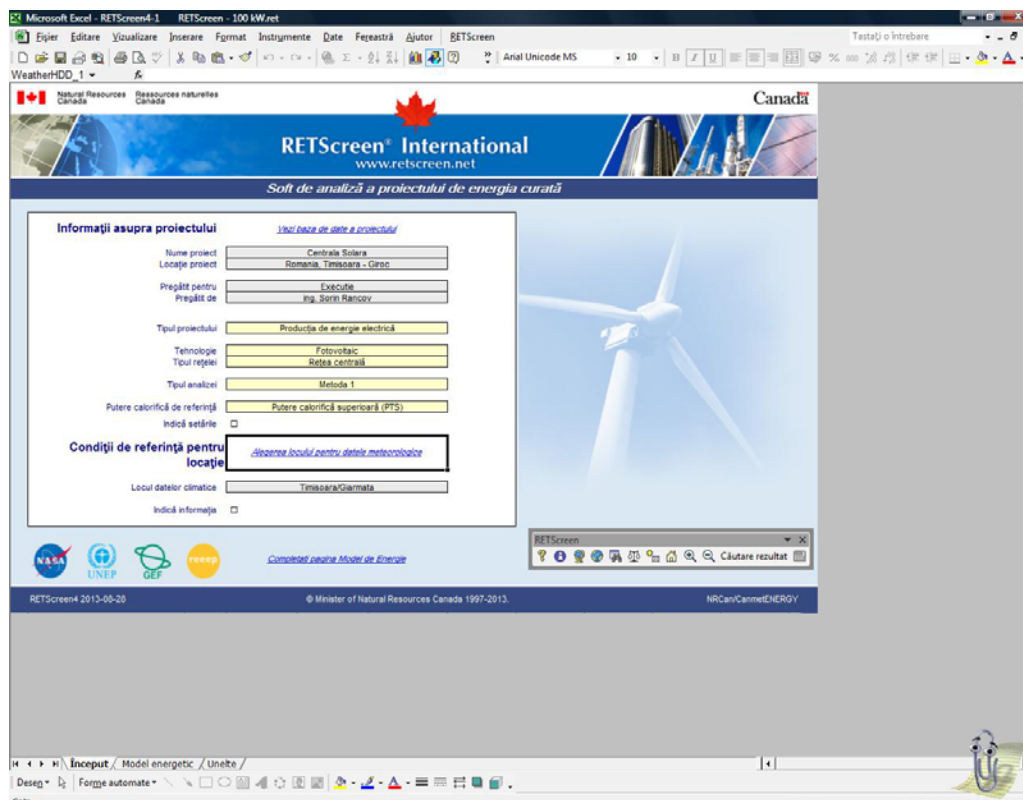


Fig.3.7. Datele de intrare proiect RETScreen

Programul RETScreen va fi utilizat în continuare și pentru evaluarea performanțelor energetice și financiare ale instalației propuse. În prima fază poate fi utilizat pentru simularea funcționării panourilor solare prin calcularea radiației permanente. Aceste date pot fi verificate ulterior prin măsurători.

Această etapă de modelare-simulare urmată de măsurători este o etapă reală care are loc în cadrul studiului de fezabilitate al centralei.

Parametrii climatici, așa cum sunt ei descriși de către RETScreen, în baza datelor meteo de la stația Timișoara Giarmata Aeroport sunt prezentați în Fig.3.8.

Referitor la măsurătorile existente, constatăm că există numeroase studii privind radiația solară în zona Timișorii. Cele mai pertinente sunt realizate de către Administrația Națională de Meteorologie și Universitatea POLITEHNICA Timișoara, dar, între acestea existând diferențe destul de mari [96].

Aceste date vor fi prezentate în Tabelul 3.1.

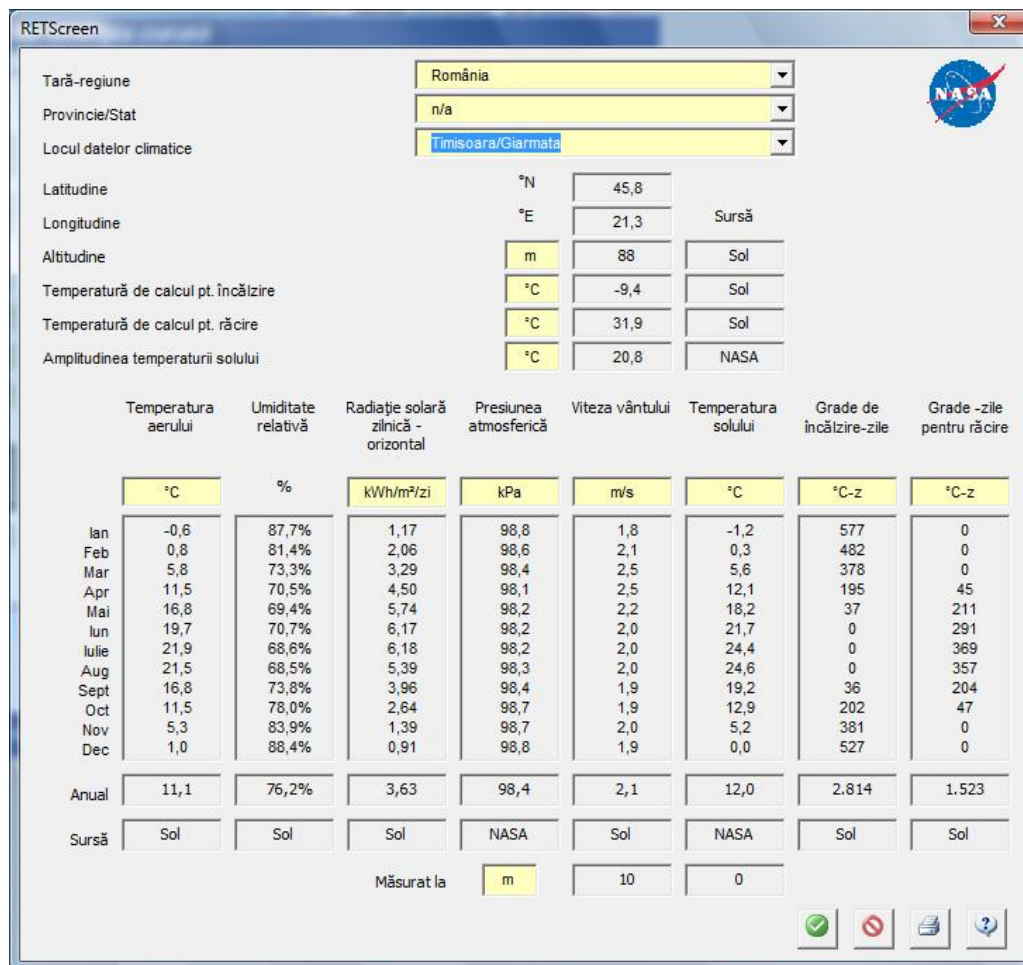


Fig.3.8. Date climatice Timișoara/Giarmata Aeroport – NASA-ANM (RETScreen)

Ca și parametrii de referință se mai iau în calcul, fracția de insolație, f_{ins} , care este egală cu raportul dintre numărul orelor de strălucire și numărul posibil al orelor în care Soarele poate să strălucească (pentru Timișoara fiind de 4477.55 ore pe an).

Numărul anual al orelor de strălucire este $T_{an, str} = 2153,7$ ore iar fracția medie de insolație este $f_{an, ins} = 0.481$. Aceste date sunt obținute în urma măsurătorilor efectuate la UPT, care se compară din nou favorabil cu datele independente obținute de ANM. Astfel conform acestei instituții, numărul de ore de strălucire a Soarelui este de 1924.1 ore, adică o diferență procentuală față de datele UPT de 10.7%.

Așa cum am subliniat, panourile solare funcționează optim în zilele cu cerul senin precum și în zilele cu cerul senin și noros. Numărul mediu al zilelor senine și senine și noroase, $N_{l, ins}$, este dat în tabelul 3.1. Anual, numărul zilelor cu cerul senin sau senin și noros este $N_{an, ins} = 274$. Valoarea ridicată a parametrului $N_{an, ins}$ este un argument natural al posibilității de a dezvolta centrale fotoelectrice în regiunea Timișoarei. Datele acestea pot fi greu contestate, dar s-ar putea ca acestea să fie eronate [96].

Se observă că temperatura medie ambiantă este mai mică decât 4 °C doar 3 luni pe an: decembrie, ianuarie și februarie.

Date suplimentare asupra temperaturii aerului, din sursă ANM, sunt următoarele:

- media lunară maximă: +20...–28 °C (iulie- august);
- media lunară minimă: –1..–2 °C (ianuarie);
- temperatura medie multianuala a aerului: 8,8 °C,
- data medie a primului îngheț: 11 octombrie;
- numărul mediu al zilelor tropicale (cu temperaturi maxime peste 30 °C) : 18 zile/an.
- temperatura medie anuală este de 10,6 °C, luna cea mai caldă fiind iulie (21,1 °C, care se compară favorabil cu datele obținute la UPT), rezultând o amplitudine termică medie de 22,7 °C=, sub cea a Câmpiei Române, ceea ce atestă influența benefică a maselor de aer oceanic.

Temperatura ridicată ajută la un randament mai bun al panourilor solare, pe lângă constatarea, evidentă, a unei iluminări mai bune.

parametrul luna	$T_{l, str}$ [h/lună]	$T_{an, str}$ [h/an]	$f_{l, ins}$ lunar	$f_{an, ins}$ anual	$N_{l, ins}$ [zile/lună]	$N_{an, ins}$ [zile/an]
Ianuarie	86.9	2153,7	0.34	0.481	17	274
Februarie	93.2		0.35		19	
Martie	167.5		0.47		25	
Aprilie	169.5		0.43		24	
Mai	212.7		0.49		26	
Iunie	277.9		0.61		25	
Iulie	307.2		0.69		28	
August	294.8		0.72		27	
Septembrie	231.1		0.66		25	
Octombrie	162.4		0.54		22	
Noiembrie	86.2		0.31		19	
Decembrie	67.9		0.27		17	

Tab. 3.1. Parametrii de timp ai radiației solare pentru zona Timișoara

Așa cum am mai precizat, radiația solară utilă pentru conversia fotovoltaică are trei componente: radiația directă, cea difuză și cea reflectată.

Intensitatea radiației directe incidente asupra unui element de suprafață așezat normal față de razele de soare este energia primită în unitatea de timp, pe unitatea de suprafață în interiorul unui con definit prin unghiul solid sub care se vede soarele din punctul în care se află elementul de suprafață.

Intensitatea radiației difuze reprezintă energia provenită din afara conului menționat mai sus, incidentă în unitatea de timp pe unitatea de suprafață. Radiația difuză provine din radiația solară difuzată sau împrăștiată în atmosferă și este izotropă, spre deosebire de radiația directă, care este direcționată.

Radiația refelectată (albedo) rezultă în urma reflexiei radiației solare pe corpurile care înconjoară colectorul solar și nu va fi luată în discuție în continuare.

În urma măsurătorilor efectuate în UPT, extinse pe mai mulți anii 1980-1990, s-au obținut următoarele rezultate pentru radiația directă, orară pe o suprafață orizontală. Valorile sunt medii și sunt exprimate în Wh/m².

Ora luna	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Ianuarie	24	301	352	548	571	542	348	291	24	0	0
Februarie	235	405	595	651	668	648	508	451	191	121	43
Martie	487	603	709	746	757	740	690	600	471	324	217
Aprilie	629	724	776	803	812	795	761	700	620	432	387
Mai	697	768	809	831	838	820	800	750	681	589	463
Iunie	719	753	820	840	846	835	805	730	700	643	478
Iulie	709	776	815	836	842	820	800	761	692	627	452
August	659	744	791	816	823	800	780	720	640	589	432
Septembrie	546	671	737	770	780	760	721	660	530	496	375
Octombrie	335	538	640	689	703	671	625	523	310	268	197
Noiembrie	75	357	510	581	602	570	500	341	65	32	0
Decembrie	2	239	425	511	536	495	411	224	2	0	0

Tab. 3.2. Radiația orară directă pentru zona Timișoara

În mod evident, s-au luat în calcul numai valorile aferente orelor cu Soare (8-18). Chiar dacă în lunile de vară, lumina persistă mai mult, radiația directă și indirectă (difuză) nu mai atinge, practic, nivele importante [96].

În zona geografică a Timișoarei, radiația difuzată reprezintă cam 10-20% din radiația globală, așa cum se observă și din Tabelul 3.3.

ora luna	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Ianuarie	12	63	65	95	103	98	69	38	12	0	0
Februarie	43	85	105	151	165	132	98	84	39	25	5
Martie	98	102	129	136	137	151	135	102	95	62	44
Aprilie	122	144	155	163	162	155	131	140	130	93	78
Mai	141	148	168	168	168	160	155	150	131	119	94
Iunie	144	151	163	169	169	165	160	126	143	123	98
Iulie	141	155	165	166	172	161	160	151	132	125	91
August	135	144	161	166	173	170	158	141	129	118	86
Septembrie	108	131	147	157	158	150	141	131	106	91	75
Octombrie	65	104	131	139	143	153	125	103	62	53	39
Noiembrie	15	71	102	116	122	114	120	71	13	7	0
Decembrie	0	49	85	101	106	95	81	44	0	0	0

Tab. 3.3. Radiația orară indirectă pentru zona Timișoara

Pentru calculul radiației globale se vor aduna valorile radiației directe precum și cele ale radiației indirecte. Radiația reflectată este redusă în cazul nostru, nefiind luată în considerare. Se observă un maxim al radiației globale în jurul a $846 + 169 = 1015 \text{ W/m}^2$, corespunzător orelor 12.00 într-o zi însorită de iunie. Această valoare confirmă potențialul ridicat al conversiei fotovoltaice, cel puțin pe durata verii [96].

Prin adunarea valorilor lunare se ajunge la valoarea totală de cca. 1200 kWh/(m²an), care confirmă valorile date de toate hărțile luate în calcul de către toți producătorii de energie fotovoltaică.

ora luna	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Ianuarie	0	0	0	259	347	602	643	600	340	241	0	0	0
Februarie	0	0	160	414	611	746	800	738	599	400	140	0	0
Martie	0	0	333	593	751	868	908	851	749	571	314	0	0
Aprilie	0	189	433	645	812	923	956	918	800	631	414	191	0
Mai	0	182	468	671	823	916	949	901	812	661	451	190	0
Iunie	0	211	476	663	807	912	941	901	805	663	471	208	0
Iulie	0	203	478	667	820	918	953	910	814	661	470	201	0
August	0	176	453	663	818	927	961	920	811	658	449	147	0
Septembrie	0	98	378	616	777	890	926	884	771	601	371	62	0
Octombrie	0	0	235	477	652	765	831	761	645	471	228	0	0
Noiembrie	0	0	50	311	519	655	671	645	500	300	50	0	0
Decembrie	0	0	0	204	417	557	599	551	410	197	0	0	0

Tabelul 3.4. Radiația orară globală pentru zona Timișoara, unghi de incidență 45°

Pentru studiile de fezabilitate ale aplicațiilor energiei solare sunt utile informații cât mai detaliate atât asupra iradianței cât și asupra numărului de ore în care elementele colectoare sunt supuse iluminării [96].

Din Tabelul 3.4 se observă clar că este inutil, practic, să luăm în calcul radiația solară de la orele 6.00 sau 18.00, chiar dacă în lunile de vară avem tentația de a crede că lumina este suficientă.

În general, în aplicațiile tehnologice ale radiației solare se consideră numai intervalele pentru care densitatea fluxului solar este mai mare decât 200 W/m².

Acestea sunt datele climatice disponibile din diverse surse. În concluzie, valorile medii lunare ale temperaturii mediului ambiant acoperă plaja de la - 2.5 °C (ianuarie) până la 21.1 °C (iulie). Valori medii negative ale temperaturii ambiante se înregistrează numai în luna ianuarie. Aceasta este o oportunitate relativă pentru instalațiile solare deoarece dispozitivele semiconductoare își modifică proprietățile semnificativ, în funcție de temperatură.

Durata medie de strălucire a Soarelui este 2153.7 ore iar fracția medie de insolație este 0.481. Numărul mediu anual al zilelor cu cerul senin sau senin și noros este 274 (o valoare destul de bună).

Instalațiile solare cu acumulatori electrici au posibilitatea de a furniza beneficiarilor energie electrică atât în zilele cu insolație cât și în zilele cu cerul acoperit. Evident, perioada cea mai defavorabilă este iarna.

Intensitatea radiației solare directe este maximă în luna iunie, la ora 12. Maximul este 846.3 W/m². Această valoare se regăsește și în valoarea medie, împărțirea făcându-se practic la o oră.

În lunile decembrie și ianuarie, radiația solară este utilizabilă în intervalul orar 09 a.m. – 03 p.m. Datele măsurate sunt disponibile pentru un panou orientat spre Sud și înclinat la 45 grad. Astfel, în ziua medie a lunii iulie energia incidentă, pe unitatea de arie a acoperișului, este 24.04 MJ/m²zi; în întreaga lună iulie energia incidentă pe aria unitară este 674.52 MJ/m²lună iar energia incidentă anual pe unitatea de arie a acoperișului este 5.38 GJ/m²an.

Acestea arată necesitatea stringentă de a echipa instalațiile solare independente cu dispozitive de acumulare a căldurii sau electricității de mare randament.

Conform unor studii recente, potențialul energetic tehnic realizabil din surse fotovoltaice în județul Timiș, până în anul 2020 este de aproximativ 77 GWh pe an, la un preț de cost al energiei de 35 Eurocenți pentru 1 kWh. După cum se știe, la ora actuală (2012-2013) costul sistemelor fotovoltaice este de aproximativ 4 Euro pentru 1 Wp (adică putere instalată), fiind cu aproximativ 19% mai mic decât cu 5 ani în urmă. Dacă această tendință se păstrează, atunci prețul de producție a energiei va scădea pentru sistemele montate în anii următori.

Mediul de programare RETScreen poate face estimări privind fezabilitatea financiară a unui proiect, dar toate acestea sunt valabile într-un mediu economic stabil, în care există o stabilitate relativ mare a prețurilor, dobânzilor, taxelor, etc. Instabilitatea politică, economică și legislativă din România poate conduce la rezultate eronate ale prognozelor economico-financiare.

Analizele efectuate în mediul RETScreen vor fi prezentate ulterior, sub rezerva că, aspectele economice ale acestui proiect nu fac obiectul prezentei lucrări.

În Fig. 3.9. este prezentată fereastra de configurare a RETScreen pentru aplicația de la Giroc. Simulările realizate vor fi prezentate în capitolele următoare, pe măsură ce vor fi discutate aspectele tehnico-economice.

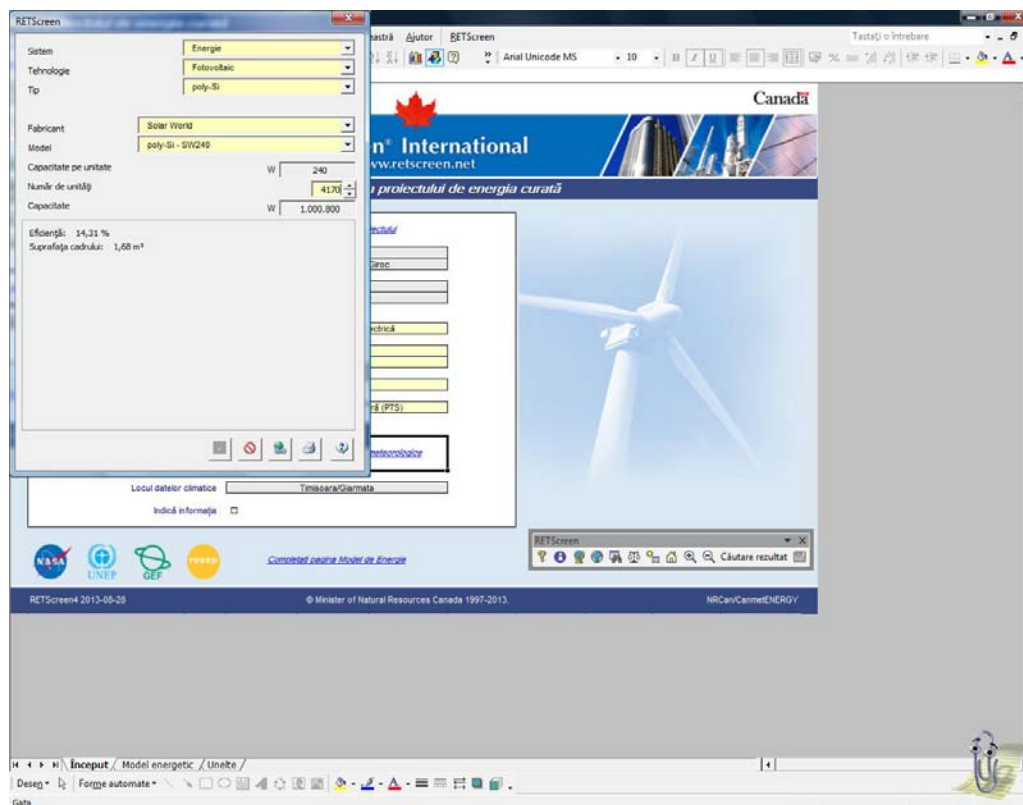


Fig.3.9. Stabilirea datelor inițiale în RETScreen pentru proiectul de la Giroc

În realitate, atunci când se dorește amplasarea unei centrale solare, este recomandabil să se efectueze o serie de măsurători prealabile, în primul rând pentru a verifica radiația (și energia) solară disponibile în regiunea respectivă.

3.3. Măsurarea radiației solare pentru centrala fotoelectrică din comuna Giroc

Măsurarea în teritoriu a radiației solare pe viitorul loc de amplasare al parcului de panouri fotovoltaice este o etapă recomandabilă în estimarea fezabilității unui asemenea proiect.

În consecință, autorul a demarat un program de monitorizare, pe parcursul anului 2012, dar mai ales a verii 2012, a radiației solare în locația pe care va fi realizat amplasamentul.

Pentru măsurarea intensității radiației solare, precum și a celorlalți parametri care influențează conversia energiei folosind panouri solare s-a utilizat un echipament uzual:

- Un aparat solarimetru tip KIMO SL200, care – măsoară intensitatea radiației solare, montat pe un trepied care permite ajustarea poziției senzorului în raport cu Soarele;
- busolă standard, folosită pentru orientarea senzorului către sud
- Un raportor de precizie, folosit pentru reglarea unghiului de incidență al senzorului.

Echipamentul utilizat pentru măsurători este prezentat în Fig. 3.10.



Fig.3.10. Solarimetrul KIMO SL200

Așa cum s-a amintit, senzorul solarimetrului KIMO SL200 a fost poziționat pe un trepied ce permite ajustarea atât a unghiului de incidență, cât și a orientării către sudul geografic. Senzorul este conectat la un dispozitiv capabil să înregistreze și să stocheze date privind intensitatea radiației solare pe o perioadă de maxim 30 de zile (apoi datele sunt descărcate pe PC).

Dispozitivul este alimentat de la rețeaua de 230V, existând un branșament JT pentru organizarea de șantier, atât pentru iluminarea perimetrului și ghereta paznicului, locul unde a fost amplasat echipamentul.

Studiul are ca scop determinarea potențialului de producere a energiei în cazul unui câmp de panouri fotovoltaice de mari dimensiuni, în cadrul căruia poziția panourilor nu va fi modificată pe parcursul anului și nici pe durata exploatării acestora.

Astfel, senzorul solarimetrului va fi poziționat la un unghi de incidență fix, raportat la axa orizontală, unghi ce permite măsurarea potențialului energetic maxim al câmpului de panouri fotovoltaice fixe. Aceasta este soluția tehnică cea mai simplă și mai eficientă.

În vederea determinării unghiului de incidență s-a ținut cont de poziția geografică a amplasamentului în care se efectuează măsurătoarea, în special am avut în vedere latitudinea acestui amplasament. Expresia generală acceptată pentru determinarea unghiului de incidență U , în cazul în care poziția senzorului și implicit a panourilor este fixă pe tot parcursul anului, este dată de formula de mai jos:

$$U = (0,76 \times \text{latitudinea}) + 3 \text{ grade}$$

Pentru o latitudine de 45,6711 grade N, corespunzătoare amplasamentului, conduce la o înclinare optimă de cca. 37 grade

În capitolele următoare se va detalia calculul înclinării panourilor precum și valoarea aleasă, măsurătorile fiind doar preliminare în această fază, fiind necesară doar o valoare estimativă a unghiului, pentru setarea echipamentului.

După cum am mai precizat, la sfârșitul fiecărei perioade maxime de 30 de zile, datele stocate de solarimetrul KIMO SL200 sunt descărcate, așa cum am mai precizat, în calculator în vederea prelucrării, folosind software-ul livrat împreună cu dispozitivul. Astfel se obține un raport ce cuprinde valoarea intensității radiației solare pe fiecare zi, media pentru fiecare lună, precum și grafice sugestive pentru evoluția acestora pe perioada dorită.

Solarimetrul KIMO SL200 este un instrument portabil ce poate măsura și afișa pentru o anumită locație:

Valori instantanee:

- Radiația solară în W/m^2

Valori măsurate pe o perioadă stabilită:

- Radiația solară minimă și maximă
- Radiația solară medie
- Expunerea energetică în Wh/m^2

Senzorul constă într-o celulă de silicon care nu este sensibilă la variații de temperatură. Aceasta absoarbe radiația solară printr-un difuzor și un filtru de corecție, iar tensiunea la ieșire a senzorului este în strânsă concordanță cu radiația solară. Solarimetrul KIMO SL200 măsoară suma radiației solare directe și a celei

difuze (radiația directă și radiația indirectă). Așa cum am mai precizat, acești doi parametri constituie radiația solară globală.

Echipamentul este conform cu standardele RoHS și este însoțit de un certificat de calibrare în conformitate cu standardul WRR (World Radiometric Reference). Specificațiile tehnice complete ale echipamentului se regăsesc pe pagina de web a producătorului (KIMO Instruments).

Pentru obținerea celor mai bune rezultate s-au avut în vedere următoarele aspecte:

- Senzorul a fost poziționat și orientat în concordanță cu locația panourilor solare;
- Au fost evitate zonele întunecate;
- S-a avut în vedere ca senzorul să nu fie în apropierea unor suprafețe reflectorizante.

Specificațiile tehnice ale echipamentului de măsurare KIMO SL200:

- Gama de măsură a radiației solare: de la 1W/m^2 la 1300W/m^2 ;
- Gama de măsură a expunerii energetice: de la 1Wh/m^2 la 500kWh/m^2 ;
- Frecvența maximă de măsurare: 2 măsurători pe secundă;
- Clasa de precizie: 5% (suficientă pentru măsurătorile uzuale);
- Capacitate de stocare: 31 de zile;
- Temperatura de funcționare: de la -10°C la 50°C ;
- Autonomie: până la 72 ore folosind acumulatori, nelimitat folosind alimentarea de la rețea.

Piesa de bază a echipamentului de măsură este senzorul, prezentat în Fig. 3.11:



Fig.3.11. Senzorul echipamentului tip KIMO SL200

Specificațiile tehnice ale senzorului cu care este dotat echipamentul de măsurare:

- Răspuns spectral: de la 400 la 1000 nm;
- Coeficient de calibrare nominal: 100mv pentru 1000W/m^2 ;
- Temperatura de funcționare: de la -30°C la 60°C ;
- Suprafața activă: 1cm^2 ;
- Mode de operare: fotovoltaic;
- Material: silicon policristalin.

Din motive obiective, monitorizarea nu s-a făcut decât în perioada lunilor de vară cu soare favorabil, adică iunie-octombrie, în cursul anului 2012.

În mod evident, radiația solară globală (directă + indirectă) receptată la nivelul aparatului amplasat în câmp este afectată de o serie de factori, dintre care amintim, în principal:

- Latitudinea și anotimpul;
- Condițiile meteo (însorit sau cu nebulozitate, chiar ploaie);
- Condițiile de poluare.

În continuare vom prezenta o parte din rezultatele acestor măsurători, sub formă grafică, datorită numărului mare de înregistrări. Acest prim set de înregistrări a fost făcut în perioada 04.08.2012 până în 31.10.2012 zilnic, graficul fiind prezentat în Fig. 3.12. În mod evident, studiul ar fi trebuit continuat pe întreaga perioadă a anului, mai ales în lunile de iarnă.

Fiecare coloană de pe grafic reprezintă șirul de valori ale radiației totale, în W/m^2 pentru fiecare zi considerată. S-au efectuat măsurători cu echipamentul de mai sus, setat pentru măsurători din 10 în 10 minute.

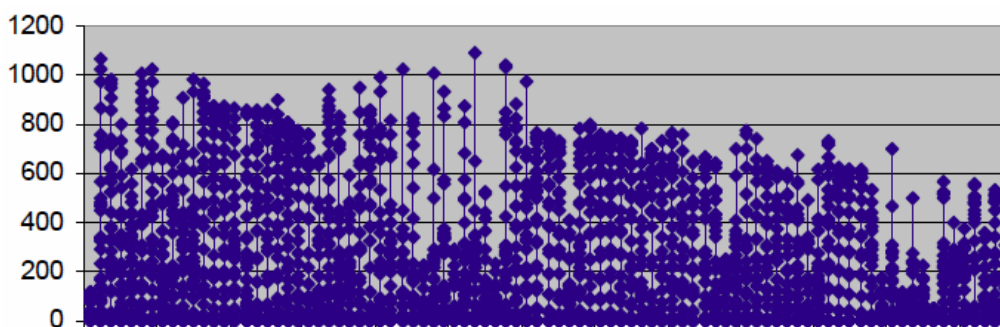


Fig. 3.12. Radiația solară totală pentru august-octombrie 2012

Acest grafic poate fi reprezentat și în detaliu pentru fiecare lună, în figurile următoare:

Se observă că, în unele zile din lunile august și septembrie s-au obținut, la orele prânzului valori maxime de peste 1100 w/m^2 . Aceste valori nu se ating, în mod paradoxal, în zilele perfect senine, ci imediat după ce s-a înregistrat câte o aversă de ploaie, care a curățat atmosfera de suspensii (știut fiind că Timișoara este una din cele 5 zone cele mai poluate din România, datorită plasării la câmpie și existenței unor companii poluante din construcții, industria cauciucului, sau, în primul rând, a CET Sud, localizată la cca 5 km în linie dreaptă, la momentul măsurătorilor nefiind instalate echipamentele moderne de reducere a suspensiilor și emisiilor poluante).

În zilele cu cer senin din luna August, în mod uzual, nu se depășesc valori de 800, 900 W/m^2 la orele amiezii, valori care se regăsesc și în măsurătorile anterioare, efectuate de către specialiștii U.P.T. în anii 70-80-90.

Se observă, în mod evident, scăderea intensității radiației solare în fiecare lună din intervalul monitorizat, în medie cu cca 100 W/m^2 .

Radiația indirectă medie la ora 12.30, de exemplu pentru luna August, a fost în jurul valorii de 62 W/m^2 , în timp ce valoarea medie a radiației directe a fost de cca. 782 W/m^2 , ceea ce confirmă situația amplasării în teren a obiectivului (câmp

deschis, acoperit de vegetație, reflexie redusă). În mediul urban, radiația indirectă poate fi mai mare, chiar dublă.

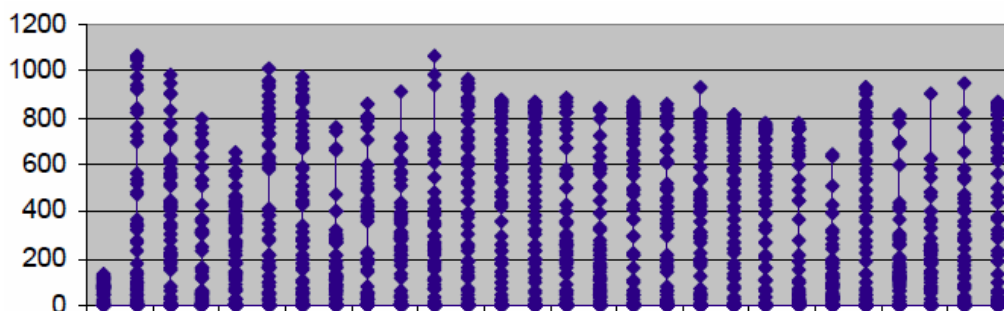


Fig. 3.13. Radiția solară pentru perioada 04-31 august 2012

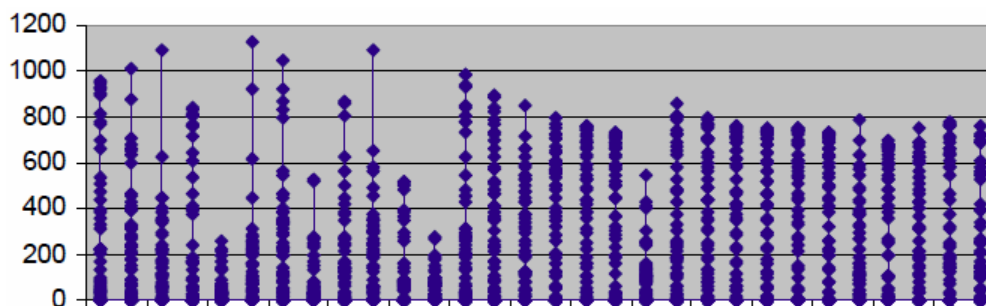


Fig. 3.14. Radiția solară pentru perioada 01-30 septembrie 2012

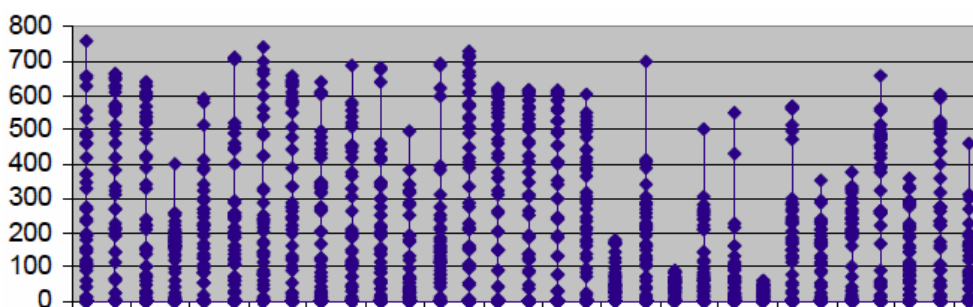


Fig. 3.15. Radiția solară pentru perioada 01-31 octombrie 2012

Scăderea intensității radiației solare în funcție de anotimp, pentru o anumită zi a lunii poate fi evidențiată în figurile 3.16, 3.17 și 3.18.

Se observă o scădere a radiației totale de la cca. 860 W/m^2 în august, la cca. 750 W/m^2 în septembrie și cca. 615 W/m^2 în octombrie. Acest studiu comparativ confirmă scăderea cu cca. 100 W/m^2 a radiației de la o lună la alta. Remarcăm și îngustarea graficului, datorită scăderii duratei zilelor. Centrala fotovoltaică rămâne, în continuare, destul de rentabilă, radiația fiind mai mult decât suficientă pe parcursul zilei.

Pentru calculul unor valori medii, recomandăm, din punct de vedere tehnic și util, calculul mediei pentru orele utile de zi, nu pentru întreaga zi de 24 de ore, așa cum operează meteorologii. Această practică a fost folosită și de către specialiștii de la U.P.T. în cazul măsurărilor citate. Această valoare dă informații pertinente din punct de vedere al conversiei energiei.

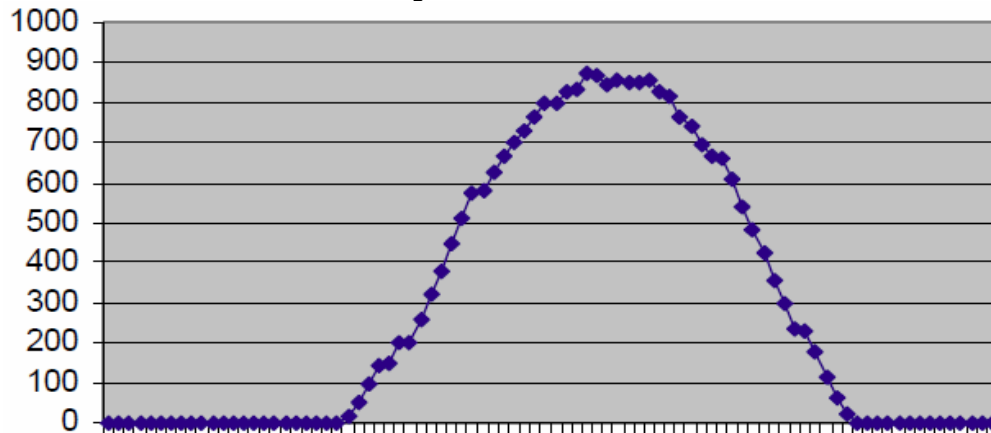


Figura 3.16. Radiația solară în data de 16.08.2012

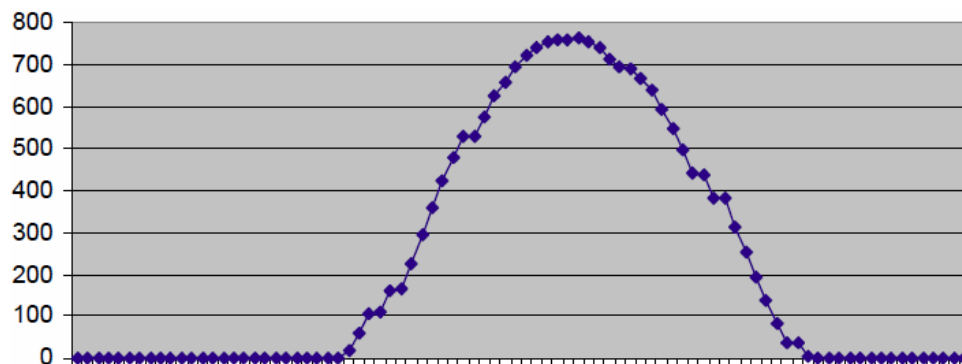


Figura 3.17. Radiația solară în data de 16.09.2012

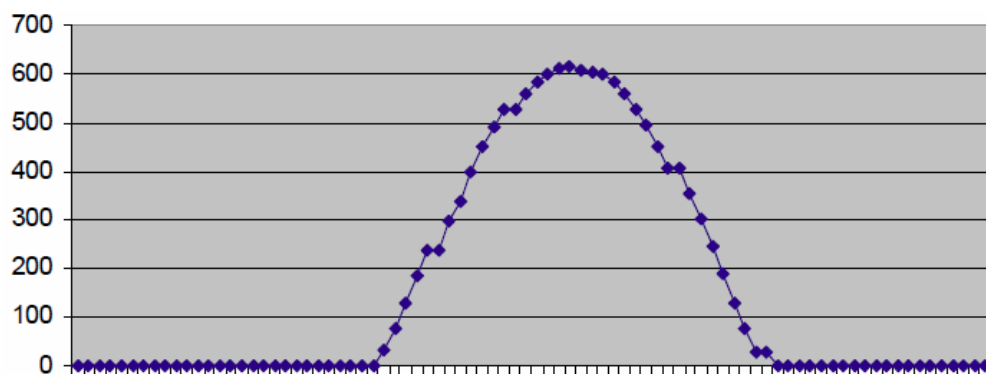


Figura 3.18. Radiația solară în data de 16.10.2012

Această tendință se poate remarca și de la o zi la alta, dacă zilele succesive sunt relativ asemănătoare una cu cealaltă din punct de vedere meteo. Tendința este moderată dar vizibilă, mai ales în lunile de vară, zilele însorite de toamnă fiind oarecum constante.

Aceste măsurători nu pot fi considerate ca absolut concludente, pentru o apreciere exactă este nevoie de un istoric climatic al fiecărei zile/lună/an, cel puțin pe o perioadă de câteva zeci de ani luând în considerație și tendințele climatice actuale.

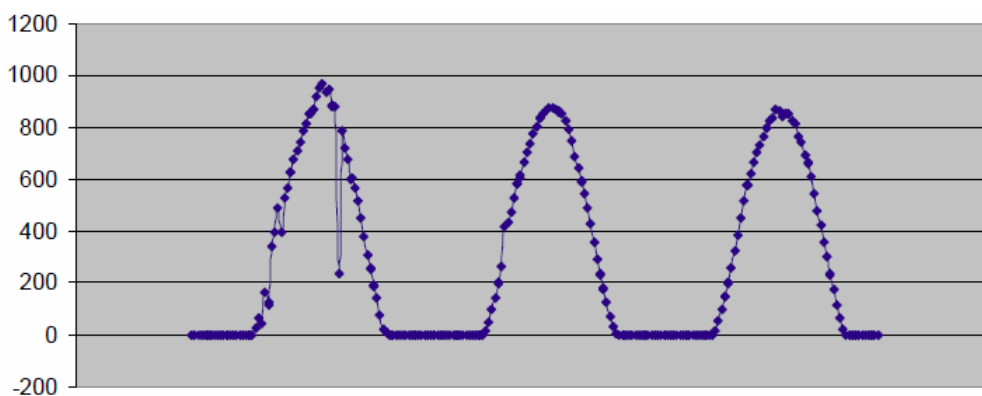


Fig.3.19. Variația radiației solare în trei zile succesive (11,12,13 aug. 2012)

În toate aceste grafice, pe orizontală este timpul, cu eșantionare din 10 în 10 minute, așa cum s-a arătat anterior.

Este interesant de prezentat creșterea bruscă a radiației solare într-o zi cu nori, în care Soarele iese brusc, pentru cca. 1-2 ore. Asemenea situații sunt prezentate în graficele de mai jos.

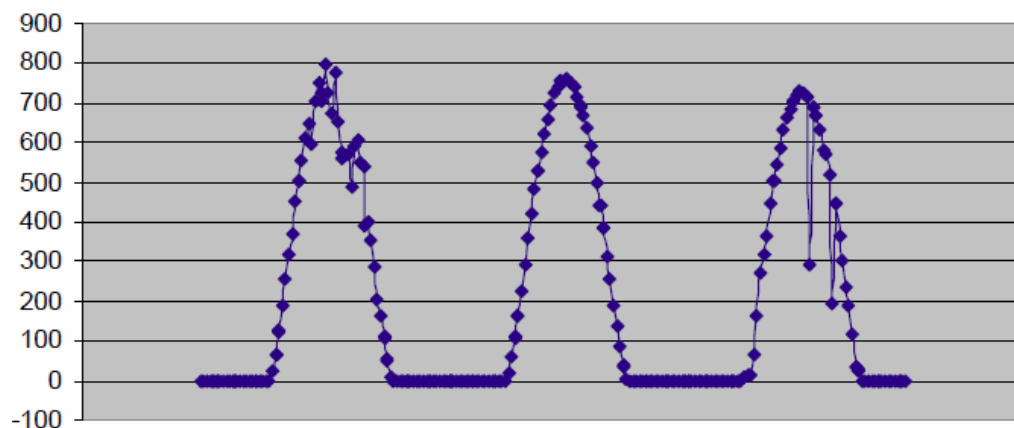


Fig.3.20. Variația radiației solare în trei zile succesive (15,16,17 sept. 2012)

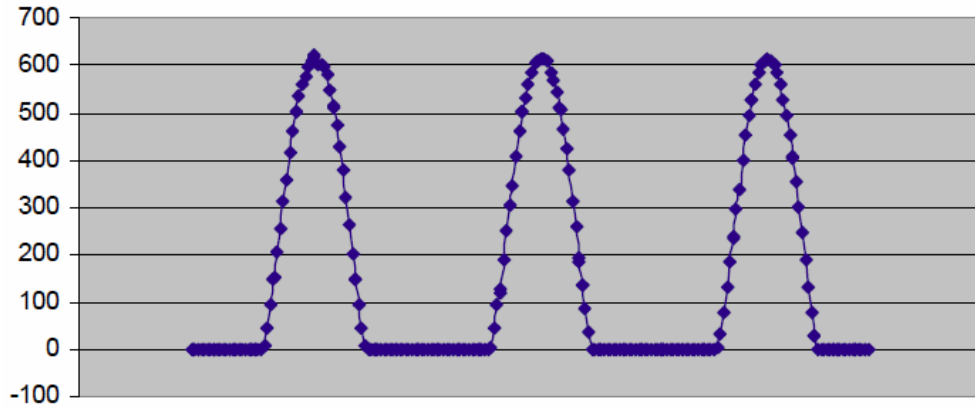


Fig. 3.21. Variația radiației solare în trei zile succesive (15,16,17 oct. 2012)

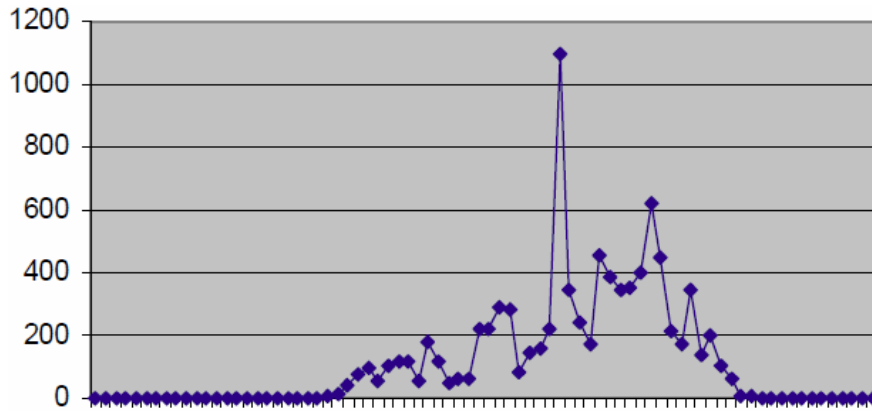


Fig. 3.22. Valoare ridicată a radiației solare într-o zi noroasă (6 aug. Ora 14.10)

În Fig. 3.22. observăm un maxim extrem al intensității solare obținut într-o zi noroasă, după o aversă de ploaie, în care solul este ud, reflexia este puternică, atât la nivelul solului, cât și datorită stratului de nori, iar atmosfera este perfect curată. Valoarea maximă atinsă este de 1143 W/m^2 .

Asemenea fenomene, aparent ignorate sunt surprinse și în înregistrările din figurile următoare:

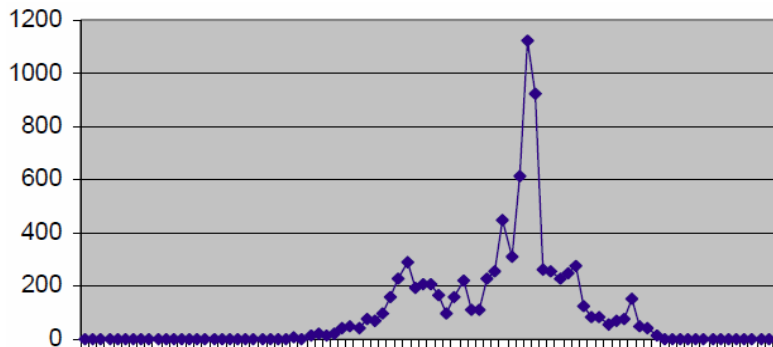


Fig. 3.23. Valoare ridicată a radiației solare într-o zi noroasă (3 sept. Ora 14.40)

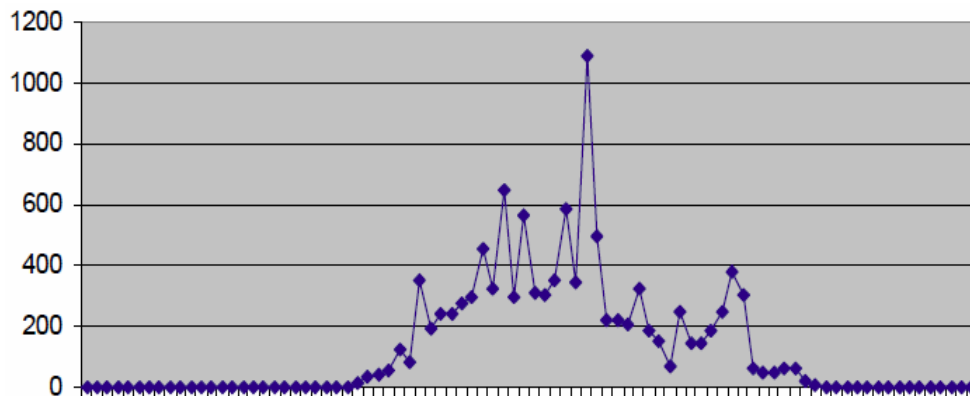


Fig. 3.24. Valoare ridicată a radiației solare într-o zi noroasă (6 sept. Ora 15.00)

Și în aceste situații valorile depășesc 1100 W/m^2 , dar doar pentru scurtă durată, ceea ce nu conduce la vreun avantaj economic.

Evident, se pot face și alte constatări legate de fluctuația radiației solare, constatări care pot avea unele implicații care vizează conversia energiei.

În continuare vom evidenția și alte asemenea observații făcute pe marginea șirului de măsurători astfel obținute.

Pot prezenta interes și succesiunile de zile preponderent însorite. Aceste zile sunt ideale pentru producția de energie electrică, radiația fiind mai mult decât suficientă, predictibilă și constantă, producția de energie electrică fiind estimabilă și suficientă, comparabilă cu cea din țări precum Grecia, Italia, Spania, etc., unde condițiile climatice sunt mult mai favorabile [40].

Din păcate, șirul acestor zile însorite este relativ redus în condițiile geoclimatice din jurul Municipiului Timișoara, ceea ce nu împiedică dezvoltarea unor proiecte de conversie fotovoltaică a energiei, bazate pe valorile medii, destul de ridicate.

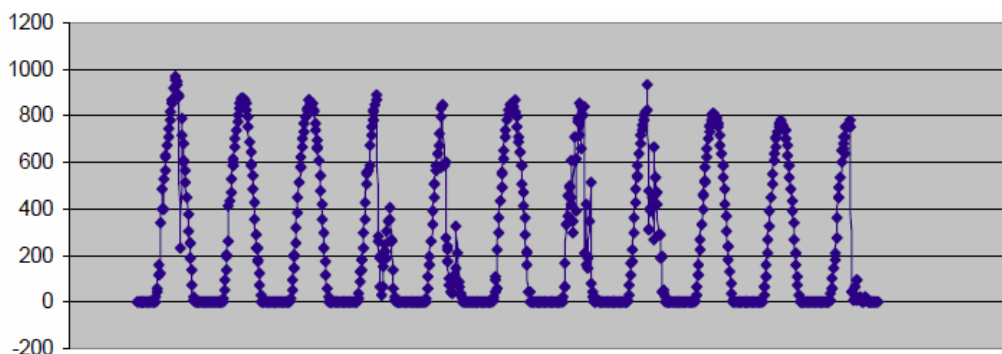


Fig.3.25. Succesiune de zile însorite (15-25 aug.)

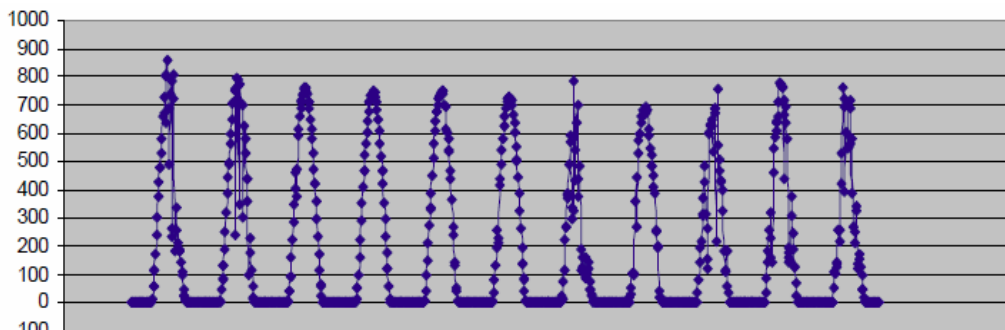


Fig.3.26. Succesiune de zile însorite (20-30 sept.)

3.4. Concluzii

Energia solară fotovoltaică este apreciată ca fiind una dintre sursele de energie cele mai promițătoare în viitor. Nu doar razele soarelui sunt o sursă de energie regenerabilă, dar ele sunt complet libere și disponibile. Energia solară este curată, nelimitată și nu produce emisii. Ea nu oferă poluarea apei sau a aerului și este complet silențioasă. Este capabilă să furnizeze putere consistentă pentru uz rezidențial sau comercial și tehnologia utilizată pentru a produce sisteme moderne fotovoltaice, a devenit mai bună, mai rentabilă și este mai accesibilă decât până acum.

Performanța reală a unei centrale electrice fotovoltaice trebuie evaluată în prealabil, luând în considerare elementele specifice ale sursei de energie primară: radiația solară. Astfel, datele privind expunerea la Soare sunt supuse unor aproximații generate de factori precum precizia datelor meteorologice disponibile pentru locația considerată, diferențele în performanțe date de tehnologiile de realizare ale elementelor componente ale centralei fotovoltaice, dispersia performanțelor în cadrul aceleiași tehnologii de realizare ș.a. Ca o consecință, puterea instalată reală nu este precis determinată și de aici o serie de dificultăți în determinarea performanțelor raportate la puterea instalată.

Singurele probleme reale sunt cele legate de valoarea fluctuantă a radiației solare (în W/m^2), care însumată pe un interval de timp dă expunerea (sau energia solară, în Wh/m^2). Aceasta variază, în condițiile din zonă, de la o oră la alta, de la o zi la alta și de la un anotimp la altul. Prin urmare, energia electrică produsă pe cale solară are variații foarte mari în timp, ceea ce reduce eficiența și rentabilitatea unor astfel de sisteme de conversie a energiei.

Nu toată această energie provenită de la Soare se va converti în energie electrică, datorită randamentelor de conversie ale panourilor solare sau ale instalațiilor de conversie.

Din datele prezentate, unghiul de incidență al radiației solare pentru latitudinea de cca. 45,611 grade N este de aproximativ 37 de grade, prin urmare, unghiul optim de înclinare al panourilor solare va fi între 35-37 grade. În cazul unor panouri fixe, orientarea este obligatoriu să se facă în direcția Sudului geografic, fiind soluția cea mai acceptabilă din punct de vedere tehnic.

Înainte de a demara orice proiect de o asemenea anvergură ca și stația (centrala) de panouri fotovoltaice de pe raza Comunei Giroc, este recomandabil să se facă un șir de măsurători reale ale radiației solare, deoarece, experiența a

demonstrat că multe studii disponibile pe piață sunt făcute în scopul de a justifica excesiv construcția unor asemenea obiective sau atragerea de finanțări în acest scop.

Totuși, România are un potențial mediu d.p.d.v. al resurselor de energie solară, excelent pe durata lunilor de vară, din martie-aprile până în octombrie-noiembrie. În zona Municipiului Timișoara, energia solară are un potențial mediu de dezvoltare, așa cum arată datele reale, colectate în decursul a zeci de ani, atât de către ANM, cât și de către specialiștii de la Universitatea POLITEHNICA din Timișoara.

Măsurătorile efectuate de către autor au în cursul lunilor august-octombrie 2012 au condus la un set specific de concluzii dintre care amintim:

- s-au confirmat în bună parte valorile găsite cu zeci de ani în urmă, cu ajutorul unei tehnologii mai vechi, de către specialiștii U.P.T.;
- conform datelor climatologice, se poate produce energie electrică și iarna, la o valoare de 10-20% din cea produsă vara;
- s-a confirmat potențialul ridicat al radiației solare pe perioada verii, depășind de multe ori 1000 W/m^2 ;
- valorile medii pentru lunile monitorizate au fost apropiate și chiar mai mari cu 5-10% decât mediile multianuale;
- radiația indirectă reprezintă doar 10% din cea directă, dată fiind localizarea în câmpul acoperit cu vegetație;
- radiația solară scade toamna cu cca 100 W/m^2 în fiecare lună, până la mijlocul lunii noiembrie, când scăderea este mai pronunțată;
- maximele radiației solare, depășind peste 1100 W/m^2 au fost atinse la prânz, în zilele de vară în care Soarele a ieșit pentru scurt timp, imediat după ploaie, efectul fiind amplificat de atmosfera curată, oglinda de nori și solul umed, dar, din punct de vedere tehnico-economic nu sunt chiar atât de importante, datorită duratei reduse;
- zilele însorite de vară care se repetă consecutiv sunt apropiate de regimul de funcționare ideală al centralei;
- la fel ca și în cazul fenomenelor meteo (în strânsă legătură), nu există nici un model matematic unic pentru stabilirea valorilor radiației solare, toate aceste modele existente în bibliografie sunt imprecise și parțial valabile;
- este necesară realizarea unui studiu de durată, inclusiv pe timp de iarnă, pentru a avea datele necesare pentru o estimare a producției de energie electrică prin conversie fotovoltaică.

Considerăm că studiul a fost benefic, deoarece multe dintre concluziile acestuia precum și valorile obținute în urma interpretării datelor nu sunt disponibile, în mod obiectiv, în bibliografie, mai ales pentru situația amplasării obiectivului.

Pentru a încheia totuși, pe un ton optimist, putem afirma că, în lumea de astăzi, unde noile surse de energie sunt întotdeauna căutate (chiar și cu frânele birocratice sau legislative existente), viitorul energiei solare fotovoltaice nu a fost niciodată mai luminos, cel puțin din punct de vedere al radiației solare...

3.5. Contribuții personale

Și acest capitol conține numeroase contribuții originale și personale ale autorului. Dorim în primul rând să subliniem următoarele:

- o sinteză bibliografică originală și concisă privind problematica generală a radiației solare;
- prezentarea critică a unor aspecte climatice particulare regiunii Municipiului Timișoara;
- utilizarea unor pachete software dedicate (de exemplu RETScreen), în scopul stabilirii eficienței conversiei fotovoltaice în cazul obiectivului monitorizat;
- stabilirea unei proceduri de măsurare a radiației solare, pentru a stabili fezabilitatea proiectului;
- efectuarea unei monitorizări complete a radiației solare, în perioada august-octombrie 2012, în vederea demarării lucrărilor de construcție a stației (centralei) de panouri fotovoltaice de pe raza Comunei Giroc, jud. Timiș;
- analiza și interpretarea datelor măsurate la locația obiectivului;
- elaborarea unui set de concluzii original și util atât pentru construcția obiectivului menționat, cât și pentru construcția unor alte viitoare asemenea obiective, pe raza Municipiului Timișoara.

4. CAPTATORI SOLARI

4.1. Celule solare

Conversia energiei fotovoltaice în celulele solare parcurge doi pași esențiali. Prima oară absorbția luminii generează o pereche electron – gol. Electronul și golul sunt după aceea separați de structura dispozitivului – electronii la terminalul negativ și golurile la terminalul pozitiv – astfel generându-se curent electric.

O celulă solară constă din două sau mai multe straturi de material semiconductor, cel mai întâlnit fiind Siliciul (Si). Aceste straturi au o grosime cuprinsă între 0,001 și 0,2 mm și sunt dopate cu anumite elemente chimice pentru a forma joncțiuni „p-n”. Așadar, aceasta joncțiune se creează prin impurificarea controlată. Pentru a realiza profilul dorit, în mod normal se impurifică „n” un strat subțire de suprafață și „p” stratul gros de dedesubt în urma căruia apare joncțiunea menționată [20].

Așa cum am precizat, sub acțiunea fotonilor, prin agitație, apar cupluri electron-gol în joncțiune, din care golurile vor fi accelerate spre suprafață, iar electronii spre interior. O parte din aceste cupluri electron-gol se vor recombină în joncțiune, rezultând o disipare de căldură. Sub acțiunea tensiunii electromotoare de la bornele celulei fotovoltaice, restul de electroni sunt dirijați către un conductor, rezultând astfel curentul electric de tip continuu. Acesta poate fi utilizat de un consumator, încărcat într-un acumulator (supercondensator) sau, prin intermediul unui invertor, livrat în rețeaua publică.

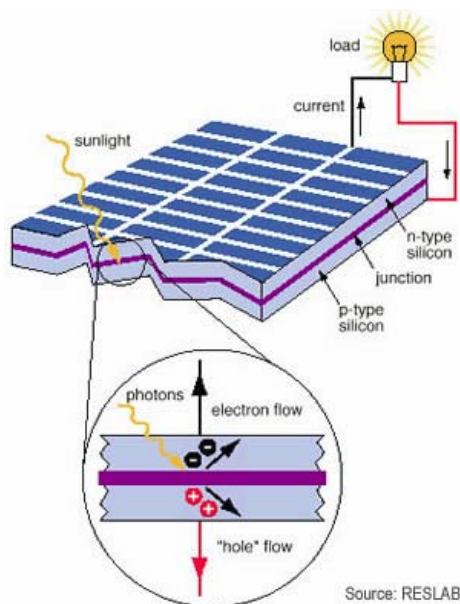


Fig.4.1. Principiul de funcționare al unei celule solare

Acest proces este ilustrat în figura 4.2, unde se poate observa principalele caracteristici ale celulelor solare tipice care se folosesc la ora actuală. Fiecare celulă este descrisă în două feluri. O diagramă arată structura fizică a dispozitivului și procesul de transport de electroni, dominant, care contribuie la procesul de conversie a energiei. Aceleași procese sunt arătate pe diagrama de bandă a semiconductorului sau pe nivelele energetice la nivel molecular.

Diagramele din figura 4.2 sunt doar niște scheme generale pentru a explica fenomenul și trebuie avută în vedere diferențele de scală, nesensibile pe desen: de exemplu grosimea celulelor din siliciu cristalin (arătate în figurile (a) și (f)) este de ordinul sutelor de microni sau mai mult, dar grosimea diferitelor dispozitive din figurile (b) – (e) (Thin film și celulele bazate pe GaAs) sunt de doar câțiva microni sau chiar mai subțiri.

Suprafața expusă la lumină a semiconductorului arătat în figura 4.2 este acoperită în mod normal cu un înveliș antireflectant.

Structura celulelor solare se realizează în așa mod încât să absoarbă cât mai multă lumină și să apară cât mai multe sarcini în joncțiune. Pentru aceasta, electrodul de suprafață trebuie să fie transparent, contactele la acest strat să fie pe cât posibil de subțiri, iar pe suprafață se va aplica acel strat antireflectorizant pentru a micșora gradul de reflexie a luminii incidente. Acestui strat antireflectorizant i se atribuie culoarea negru-albăstrui a celulelor solare, fără de care acestea ar avea o culoare gri-argintie. În plus, acest strat mai are rolul de a reduce viteza de recombinare superficială.

Grosimea stratului influențează culoarea celei (culoarea de interferență), astfel încât trebuie să fie cât se poate de uniformă, deoarece abateri de cativa nanometri măresc gradul de reflexie.

Celulele solare pe bază de materiale semiconductoare, utilizate pentru producerea de energie electrică, sunt legate în module.

Pe un modul se află mai multe rânduri de celule solare conectate în serie între ele pe față și pe reversul modulului permițând, datorită tensiunii însumate, utilizarea unor conductori cu secțiune mai mică decât la legarea în paralel. Pentru protejerea unei celule solare împotriva efectului de avalanșă în joncțiune, datorată potențialului mai mare (apărut, de exemplu la umbrirea parțială a modulului), trebuie încorporate paralel cu celulele solare diode de protecție (bypass).

În ceea ce privește alegerea elementelor de instalație, am avut în vedere mai multe aspecte legate de preț, eficacitate și calitate.

În prezent, sunt disponibile numeroase tipuri de celule fotovoltaice. După tehnologia materialului semiconductor folosit, putem distinge următoarele clase principale: Si-monocristalin, Si-policristalin, Si-amorf, precum și tehnologiile care folosesc Cadmiu (Cd) [41].

Celulele fotovoltaice care se bazează în principal pe utilizarea elementului chimic Cd sunt considerate foarte periculoase având în vedere toxicitatea Cadmiului. În conformitate cu directiva 2002/95/CE, comercializarea acestor celule a fost restrânsă considerabil pe teritoriul Uniunii Europene. Aceste panouri pot fi folosite doar pentru aplicații speciale (aerospațiale, militare etc.). În consecință, în acest caz, acestea nu se pot utiliza pentru producția uzuală de electricitate.

Celulele solare cu Si amorf sunt cele mai ieftine, dar dovedesc cele mai scăzute randamente, de aproximativ 5%-7%. De asemenea, au cel mai scurt ciclu de viață util, iar după prima expunere la lumina solară, ele pierd aproximativ 20% din proprietățile de conversie a energiei. Așadar, acest tip de celule nu sunt adaptate la utilizarea eficientă și de lungă durată [48].

Celulele fotovoltaice cu Si policristalin aduc un compromis între eficacitatea producerii energiei electrice și prețul de fabricație. Cu un randament de 10%-13%, până la maxim 16% și cu o durată lungă de viață utilă, ele sunt destinate utilizării la scară largă, industrial. De exemplu, pentru uz rezidențial într-o zonă montană, acestea nu sunt recomandabile deoarece folosesc în principal radiația solară directă și nu pe cea difuză. În schimb sunt ideale pentru utilizarea în cazul centralelor electrice de la câmpie.

Celulele cu Siliciu monocristalin aduc o conversie a luminii în energie electrică foarte ridicată. Deși au cost important de fabricație, din cauza necesității de obținere a unei purități deosebite în structura cristalină, acestea au un randament de cca. 20%, celulele de înaltă calitate putând chiar depăși această valoare. În plus, se comportă bine în zilele cu însorire scăzută, datorită randamentului ridicat. Ele sunt adaptate în mod special pentru utilizarea în sistemele fotovoltaice de talie și putere mică, de exemplu pentru electrificarea gospodăriilor rurale.

Un alt aspect important îl reprezintă rezistența mecanică a panourilor cu acest tip de celule și etanșeitățile lor. Cum în regiunile montane, umiditatea relativă a aerului și cantitatea anuală de precipitații sunt relativ ridicate, infiltrația apei poate conduce la o diminuare puternică a randamentului, iar în plus, cauzează apariția coroziunii.

Un anumit grad de infiltrație este inevitabil, însă dacă aceasta se manifestă în cantități mici, se poate contracara cu fenomenul de evaporare din panouri [15].

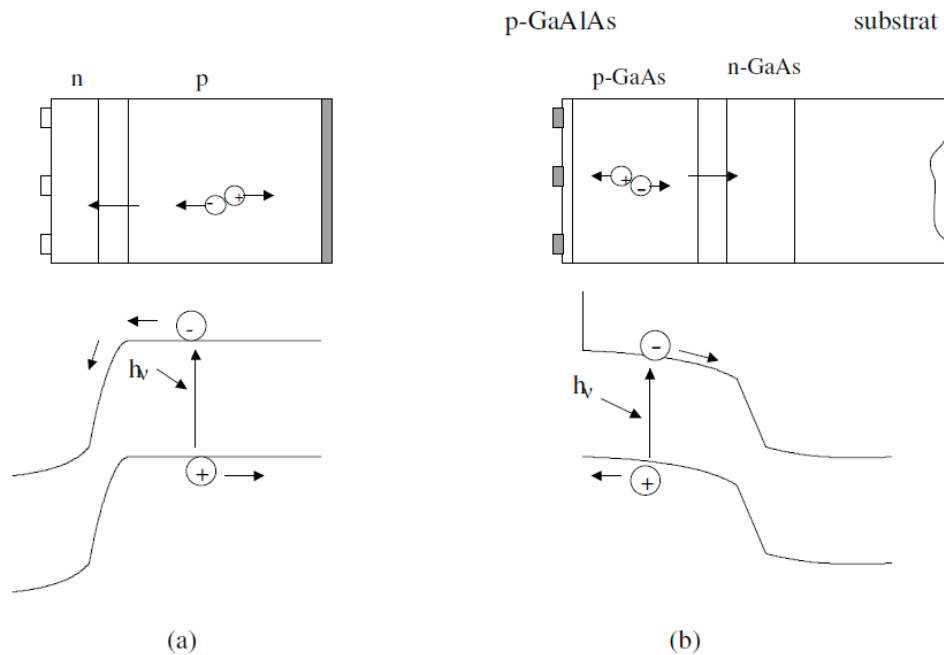


Fig. 4.2. a),b),

- (a) Structura celulelor solare din siliciu cristalin – celula tipică folosită în acest moment în construcția centralelor fotosolare, inclusiv cea de la Giroc;
 (b) Celula solară din arseniură de galiu;

Rezumând, putem afirma că, în cea mai simplă formă, o celulă solară poate fi asimilată cu o diodă de arie mare încapsulată într-un material transparent. Câmpul electric în dioda fotovoltaică este produs la fel ca în dioda obișnuită prin doparea adecvată a materialului semiconductor cu atomi de impuritate. Uzual o plachetă din siliciu (cu valența patru), este dopată pe o parte cu atomi pentavalenți (de exemplu fosfor) [5].

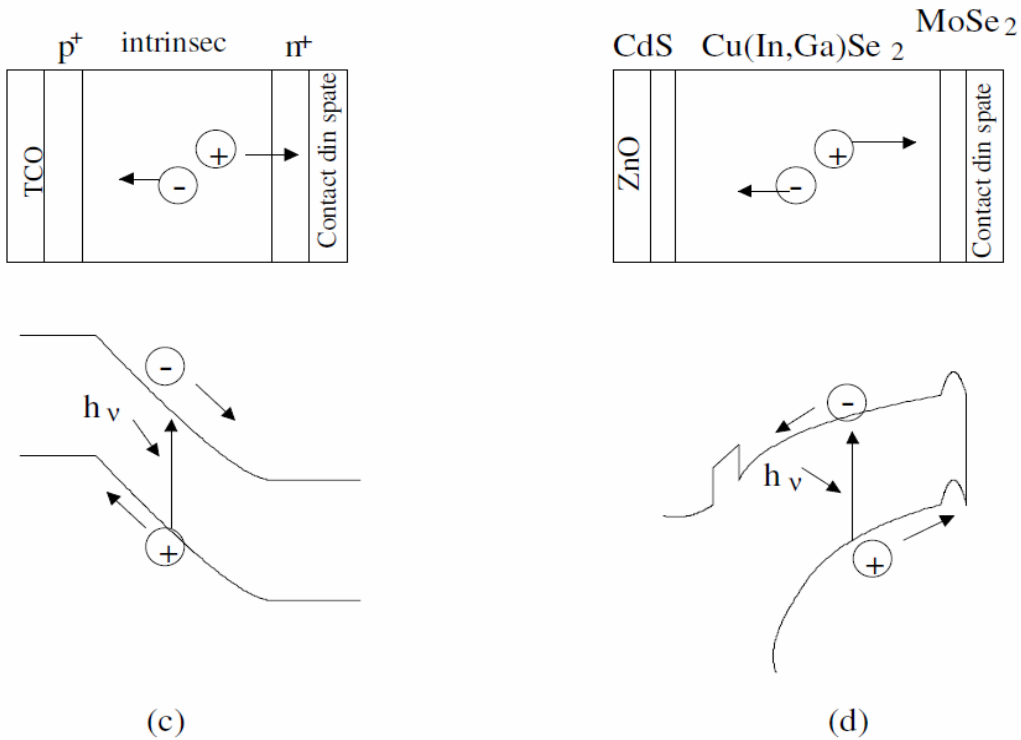


Fig. 4.2. c),d)

- (c) Structura unei celule unijonțiune din siliciu amorf;
 (d) Structura tipică a celulelor solare bazate pe compușii semiconductori cupru, iridiu, galiu și seleniu (variante costisitoare)

În prima etapă a conversiei parametrul decisiv este lărgimea benzii interzise WG a materialului semiconductor. Într-un caz ideal, fotonii cu energie $h\nu < WG$ nu vor contribui la fotogenerare, în timp ce toți fotonii cu energie $h\nu > WG$ vor contribui la generarea perechilor de electron-gol cu energia WG . Excesul de energie $h\nu - WG$ va fi rapid pierdut pe cale termică. Limita maximă pentru densitatea de curent fotogenerat JL este dată de fluxul fotonilor cu energia $h\nu > WG$. Astfel, fotocurentul scade cu creșterea lărgimii benzii interzise. În același timp, energia transferată fiecărei perechi electron-gol este mai mare cu cât este mai apropiată de lărgime WG . Există o valoare optimă pentru WG , și anume $\approx 1.1\text{eV}$ [68].

La această valoare a energiei benzii interzise se atinge maximul de energie ce poate fi transferată din fluxul solar purtătorilor de sarcină fotogenerați. La această lărgime a benzii interzise aproximativ 50% din energia incidentă este transferată.

Această limită va fi atinsă numai dacă pierderile optice prin reflexie și umbră, datorată grilei colectoare, vor fi minimizate la maximum și dacă semiconductorul este suficient de gros pentru ca să absoarbă toți fotonii incidenti. Această ultimă condiție este dificil de implementat în semiconductoarele cu bandă interzisă indirectă (ca siliciul cristalin) datorită valorilor scăzute ale coeficienților de absorbție, fiind preferabile din acest punct de vedere materialele cu bandă interzisă directă sau semiconductorii amorfii. Deci, siliciul monocristalin poate fi folosit numai pentru fabricarea celulelor solare cu o grosime minimă de $\gg 100 \mu\text{m}$. Acesta este unul dintre motivele pentru care cercetările referitoare la straturile subțiri cristaline din siliciu au demarat recent pe scară largă.

La al doilea pas al procesului de conversie, fotopurtătorii sunt separați de către câmpul intern al joncțiunii p-n în cele două regiuni neutre. Puterea maximă ce poate fi debitată de celulă este egală cu produsul dintre tensiunea în circuit deschis V_{CD} , curentul de scurtcircuit J_{SC} și factorul de formă Ff (ca măsură a rectangularității caracteristicii curent-tensiune a diodei). J_{SC} , V_{CD} și Ff sunt trei parametrii cheie în caracterizarea performanțelor celulelor solare. Limita maximă a densității curentului de scurtcircuit este densitatea fotocurentului.

Pe de altă parte, V_{CD} nu poate depăși valoarea WG / e (e este sarcina electronului) și este, în general, doar cu puțin mai mică datorită recombinării. În situația circuitului deschis toți purtătorii fotogenerați se recombină în interiorul celulei solare. Astfel, dacă recombinarea poate fi minimizată, V_{CD} poate fi foarte apropiată de limita teoretică [81].

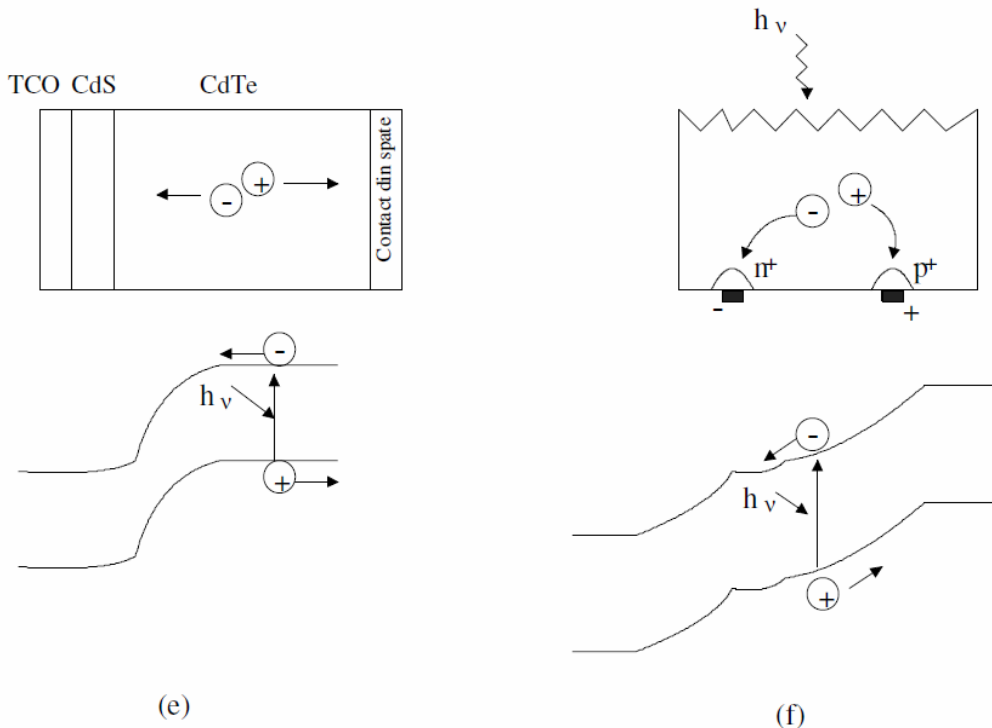


Fig. 4.2. e),f)

- (e) Structura tipică a celulelor solare bazate pe compusii semiconductori cadmiu și telurii (pentru aplicații speciale, nu pentru uz comercial);
 (f) Varianta în care contactele pot fi aranjate și pe aceeași parte a celulei solare;

Mai mult de 80% din celulele solare produse în prezent au ca substrat siliciul cristalin, iar restul de 20% siliciul amorf (care sunt în principal destinate alimentării micilor consumatori electronici). Până de curând, aceste celule din siliciu cristalin au fost confecționate folosind exclusiv plachete monocristaline. Recent, au fost introduse pe piață celule obținute folosind structuri alternative, ca plăcile de siliciu.

Celulele solare realizate din plachete monocristaline, au o eficiență între 12% și 16% când sunt destinate echipării modulelor comerciale. În laborator, eficiența maximă atinsă este de 24.4%. Aceste celule au dovedit o excelentă stabilitate și fiabilitate la funcționare în condiții extreme fără să se degradeze performanțele chiar după zeci de ani. Principalul dezavantaj asociat cu această tehnologie este prețul ridicat al modulelor, în prezent de aproximativ 3 \$/W. Costul ridicat de producție este rezultatul unor factori ca: volumul scăzut al producției industriale (studii recente relevă că o reducere la jumătate a costului de producție ar fi posibilă dacă vânzările ar crește cu un ordin de mărime); complexitatea etapelor implicate în fabricarea celulei și încapsularea modulelor; cantitatea mare de siliciu înalt purificat necesară (20Kg pentru fiecare KW de module fabricate). Problema epuizării rezervelor actuale de material determină menținerea unui cost ridicat. Până în 1995 industria PV a utilizat în principal deseuri ale industriei microelectronice. Astfel a fost posibilă obținerea siliciului monocristalin la prețuri scăzute. Pe măsura creșterii industriei PV alimentarea din această sursă devine insuficientă. Până la dezvoltarea capacităților industriale, care să alimenteze direct cu „solar-grade silicon” industria PV, industria electronică rămâne singura sursă disponibilă și aici stocurile sunt aproape epuizate [81].

Faptul că plachetele trebuie tăiate dintr-un lingou prin procedee mecanice creează alte impedimente serioase în tehnologia bazată pe plachete monocristaline: este o tehnică scumpă, implică pierderi considerabile de material și pot rezulta multe rebuturi. Mai mult, plachetele sunt limitate în dimensiune și trebuie asamblate extern pentru a obține module mai mari.

Astfel, plachetele multicristaline de formă pătrată, decupate din plăci policristaline de siliciu sunt mult mai convenabil de asamblat decât cele circulare monocristaline. Plachetele multicristaline sunt transformate în celule și module cu un randament mai scăzut cu 2-4% decât al celor realizate din siliciu cristalin. Plachetele de siliciu au un potențial ecologic acceptabil dar implică o cantitate substanțială de energie în procesul de fabricare, așa numita „energie cenușie”.

Din toate metodele investigate pentru o viitoare îmbunătățire a celulelor solare bazate pe tehnologia plachetelor monocristaline, doar două par a fi de succes.

Prima metodă constă în formarea celulei solare într-un strat epitaxial de înaltă calitate depus pe o plachetă de siliciu. Deși eficiența ridicată (> 19%) și viteza mare de depunere (>0.5μm/min) pentru creșterea epitaxială la temperaturi între 500°C și 600°C au fost demonstrate de laboratoare, transferul acestei tehnici într-o tehnologie industrială rentabilă conduce la o eficiență maximă a celulei de numai de 10-12% [17].

A doua metodă este bazată pe depunerea unui strat de siliciu amorf pe placheta de siliciu cristalină pentru a forma o heterojuncțiune. Alt strat de siliciu amorf poate fi depus pe cealaltă parte a celulei pentru a forma câmpul electric posterior și a obține astfel pasivizarea feței neiluminate. Randamentul în laborator al unei astfel de celule atinge 20%. Demararea producției pilot a unor astfel de module a fost deja anunțată.

Modelarea celulelor solare este fundamentală pentru o înțelegere detaliată a funcționării celulei solare, și o modelare eficientă necesită o cunoaștere detaliată a parametrilor materialului folosit.

În acest subcapitol se realizează o scurtă prezentare a proprietăților materialelor semiconductoare folosite în construcția de celule solare, incluzând structura benzii semiconductoare și statistici legate de purtătorii de sarcină, proprietăți optice și de transport, procese de recombinare etc.

Parametri principali ai semiconductoarelor întâlniți în aplicațiile fotovoltaice sunt sumarizați. Indicii de refracție a materialelor folosite pentru realizarea de învelișuri antireflectante.

Rezumând, structura sandwich a unui panou fotovoltaic poate fi reprezentată în Fig. 4.3. [5]

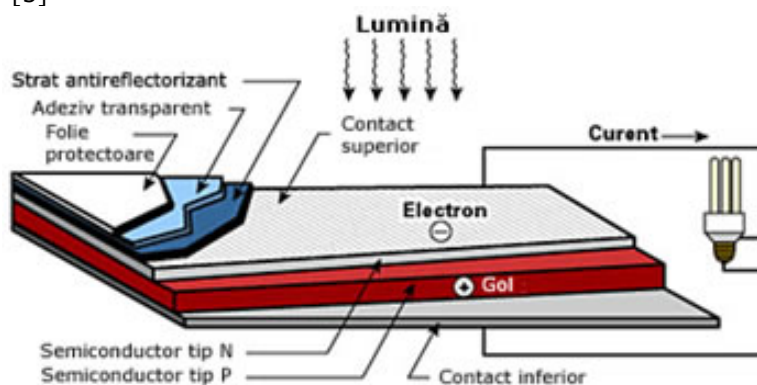


Fig. 4.3. Structura unui panou fotovoltaic

Prin urmare, alegerea unui panou solar este o etapă decisivă în construcția unei stații (centrale) fotovoltaice.

4.2. Generalități privind alegerea panourilor solare

Pe piață există numeroase modele de panouri fotovoltaice comerciale. Panourile fotovoltaice diferă după tipul celulelor fotovoltaice din componența modulelor, care transformă energia luminii solare în energie electrică, după dimensiuni, aspect, destinație.

Există panouri adecvate pentru utilizare în toate tipurile de instalații, sisteme cu banc de baterii (off-grid, stand-alone,) sau sisteme cu injectarea energiei în rețea (on-grid, grid-connected). Panourile proiectate pentru furnizarea energiei în rețea nu sunt adecvate pentru sistemele cu banc de baterii.

În cazul în care panourile fotovoltaice vor fi umbrite se recomandă folosirea panourilor (thin film) CIS, CdTe, Si-amorf mai puțin influențate de acest fenomen decât panourile cu celule monocristaline sau policristaline, care nu funcționează (sau funcționează la capacitate redusă) dacă o celulă este umbrită.

Dincolo de factorii estetici și tehnologici, există câteva date tehnice importante pentru alegerea unui panou solar, indiferent de poziționare, randament, tehnologie folosită sau durată de exploatare.

Aceste caracteristici importante sunt [81]:

- $P_{max}[W]$ - puterea maximă a panoului la temperatura de 25°C și radiație de 1000W/m²;
- $V_{mpp}[V]$ - tensiunea în punctul de putere maximă;
- $I_{mpp}[A]$ - intensitatea curentului în punctul de putere maximă;

Așa cum am amintit, soluțiile de panouri existente pentru producția industrială de energie electrică sunt următoarele:

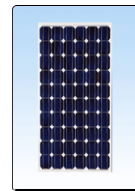
CIS(CuInSe₂):

Celule fotovoltaice sunt fabricate nu cu siliciu, dar cu indiu+diseleniu+cupru și au un cost mai scăzut de producție. Testele de laborator demonstrează că pot ajunge și până la randamente de conversie a energiei până la 18%, fiind una din tehnologiile de viitor pentru obținerea unor panouri eficiente la costuri mici.



Panouri fotovoltaice monocristaline:

Celulele fotovoltaice monocristaline sunt fabricate din cristale de siliciu orientate și sunt cele mai scumpe. Culoarea lor este albastru-închis uniform. Randamentele lor de conversie sunt mai mari și variază în general între 15 și 23%.



Panouri fotovoltaice policristaline:

Celulele fotovoltaice policristaline sunt cele mai utilizate, fiind fabricate din cristale de siliciu non-orientate, cu cost mediu. Culoarea lor este albastră, cu accente de argintiu. Performanțele lor (randamentul) variază în medie între 10 și 18%.



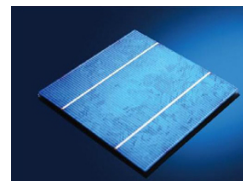
Panouri fotovoltaice din siliciu amorf:

Celulele fotovoltaice sunt fabricate din siliciu non-cristalin, fiind cele mai ieftine. Culoarea lor poate fi, de asemenea, transparentă. Performanțele lor sunt cele mai mici, între 5 și 10%. Particularitatea acestui material este flexibilitatea sa. Panourile fotovoltaice din siliciu amorf pot fi fabricate în foi flexibile.



Există o justificare pentru diferențele de preț între tipurile de celule solare uzuale. Panourile solare cu celule fotovoltaice policristaline, sunt mai ieftine, deoarece producerea monocristalului este mai dificilă și de aceea acesta este mai scump.

- Monocristalul este obținut prin secționarea în 'felii' subțiri a unui filon mare (lingou) și foarte pur chimic, are aceeași culoare pe toată suprafața și un aspect uniform, acesta prelucrându-se fără colțuri. Faptul că este un singur cristal și foarte pur îl face mai eficient fotovoltaic.
- Policristalul este obținut din resturile de cristal care rămân de la prelucrarea monocristalului. Aceste resturi se topesc, se toarnă într-o formă paralelipipedică și se obține un filon, care este apoi feliat, având un aspect de sticlă spartă, culoare neuniformă.



- Producția celulelor amorfe presupune depunerea unor straturi succesive de material semiconductor având grosimea de ordinul nanomicronilor ce reduce astfel cantitatea de material necesar la fabricare și implicit costul celulelor cu aproximativ 30%. Sunt realizate prin încapsularea celulelor între două straturi de sticlă și sunt de două ori mai grele decât panourile cu celule din siliciu cristalin unde încapsularea se face între un strat de sticlă și unul de tedlar.



Din punct de vedere al materialului semiconductor utilizat la fabricarea celulelor cele mai răspândite sunt cele din siliciu amorf (a-Si), din cupru indiu galiu (CIS), din cupru indiu galiu seleniura (CIGS) și din telurura de cadmiu (CdTe). Sunt comercializate în varianta standard cu rama din aluminiu, fără rama, sau sub forma unor covoare flexibile care pot fi montate direct pe acoperișul clădirilor.

Panourile fotovoltaice amorfe sunt de generație mai nouă și mai puțin răspândite decât cele cu celule din siliciu cristalin. Panourile fotovoltaice amorfe au un răspuns mai bun la spectrul luminii acoperind o bandă de lungimii de undă de 2 până la 5 ori mai mare decât spectrul acoperit de celulele cu siliciu cristalin și se comporta mai bine decât panourile cu siliciu cristalin în condiții de cer înnoțat sau iluminare indirectă. Ca urmare a prețului scăzut și a unui randament bun în condiții de iluminare slabă sunt recomandate în construcția acoperișului și a fațadelor de sticlă ale clădirilor, putând fi opace sau semitransparente (translucide). Fațadele de sticlă realizate din panouri fotovoltaice capătă pe lângă rolul principal decorativ și rolul de a asigura o parte din energia electrică necesară consumului, contribuind la reducerea timpului de amortizare al investiției inițiale.

Randamentul panourilor fotovoltaice amorfe este deocamdată mai scăzut decât al celor cu celule din siliciu cristalin, variind între circa 7% pentru panourile cu siliciu amorf și 13% pentru panourile cu celule CIS/CIGS. În ultima perioadă sau investit sume foarte mari în cercetarea și dezvoltarea de tehnologii noi pentru creșterea randamentului celulelor amorfe dar răspândirea lor este încă redusă.

Panourile solare cu celule policristaline se recomandă a fi instalate în zone calde, aride deoarece se comportă foarte bine la temperaturi ridicate, temperatura cristalului poate ajunge la 70-80 °C. Randamentul maxim fiind la 20 °C. În zonele mai reci, de munte, se recomandă folosirea panourilor solare fotovoltaice cu celule monocristaline.

La alegerea tipului de panouri solare se ține cont de latitudinea și altitudinea zonei de amplasare, condițiile meteo anuale din zona geografică respectivă, iar în zona dealurilor înalte și în zonele muntoase se mai ține cont de expoziția muntoasă.

Acestea sunt principalele alternative pentru alegerea tipului de panou solar care intră în construcția centralelor.

Având în vedere considerentele de mai sus, pentru construcția stației (centralei) de panouri fotovoltaice din Comuna Giroc s-a optat pentru panouri bazate pe celule policristaline, având raportul preț-calitate cel mai bun pentru o aplicație la scară largă. Modelul de bază ales a fost JT240P, având o putere maximă de 240 W, așa cum reiese și de pe placa de identificare din Fig. 4.4. Sunt produse de către SOLAR A.G., fiind printre cele mai uzual întâlnite în Uniunea Europeană. Datele tehnice ale acestui panou sunt prezentate în Anexe, așa că nu vom insista asupra lor.

Performanța unei centrale electrice fotovoltaice trebuie evaluată luând în considerare elementele specifice ale sursei de energie primară, adică iradierea solară.

Prin urmare, se impune găsirea unor metode cât mai adecvate de proiectare a centralelor fotovoltaice din România, în primul rând de alegere a panourilor corespunzătoare din punct de vedere geoclimatic.

4.3. Metodă originală de alegere a panourilor solare

În literatura de specialitate nu există o metodă completă de alegere a panourilor solare destinate unei anumite aplicații. Există sugestii, criterii minimale, opinii, fiecare proiectant având propria sa viziune.

În continuare, vom prezenta o metodă originală destinată alegerii panourilor fotovoltaice, bazată pe studiul standardelor și normativelor internaționale, aplicabile și în România. Este o metodă destul de completă, făcând referire la numeroase aspecte care trebuie luate în calcul, generând un prim coeficient global de control care caracterizează performanțele panoului.

4.3.1. Calculul coeficientului global de operare al panoului

O primă etapă în alegerea panoului fotovoltaic ține de estimarea performanțelor de calitate și fiabilitate ale acestuia, dincolo de performanțele tehnice. Se alege întâi tipul cristalului și puterea panoului, iar apoi recomandăm calculul și estimarea parametrilor statistici și de fiabilitate. În cazul nostru, policristalin și 240 W. Se vor compara apoi câteva mărimi (randamente, coeficienți..etc.) între diverse panouri de același fel, de la producători diferiți.

În continuare vom detalia principalele mărimi care considerăm că sunt definitorii, pentru stabilirea tipului de panou fotovoltaic, valorile recomandabile, împreună cu intervalul de variație care îl au aceste mărimi:

Denumire	Val. recomandabilă	Interval
Abaterea condițiilor reale de la condițiile standard (STC) de temperatură, spectru luminos, intensitate a iradierii. Se are în vedere conformitatea panoului și posibilitatea de operare în condiții de sub/supraexpunere;	1.00	0.85 – 1.05
Randament dat de pierderile în curent continuu în cablurile de legătură (prin efect Joule). Ține de calitatea execuției conexiunilor interne ale panoului;	0.98	0.90 – 0.99
Randament dat de prezența diodelor și a conexiunilor lor (montate în situația în care o celulă de pe panou este defectă, pentru a fi ignorată);	0.995	0.99 – 0.997
Dispersia parametrilor celulelor fotovoltaice (coeficient pur statistic dat de precizii și toleranțe);	0.98	0.97 – 0.985
Randament dat de consumul propriu (ventilație-cooler, dacă este prevăzut cu asemenea accesorii);	0.96	0.96 – 0.98

Randament dat de depunerile de praf pe panourile solare. Ține seama doar de panou, nu și de dispunerea lui într-o zonă prăfuită (Din păcate Timișoara este considerată în primele 5 zone de poluare cu praf până în 10 μm din România și pe o poziție avansată în cadrul U.E.). Acest par. devine vital;	0.95	0.75 – 0.98
Disponibilitate sistem (în general, panourile fiind capsulate nu necesită nici un fel de mentenanță care să le facă inoperabile);	0.98	0.00 – 0.995
Pierderi de energie cauzate de stratul de protecție al panoului (anti UV, sau antigrindină);	0.99	0.98 – 0.993
Coeficient global, raportat la STC Provine din produsul coeficienților anteriori și reprezintă un prim factor de calitate al panoului.	0.84	0.62 – 0.92
Coeficient de supraîncălzire (valoare considerată de standarde și de producători ca fiind măsurată pentru 45°C). În realitate temperatura panoului poate avea valori mai ridicate, dar pentru scurt timp.	0.91	0,88 – 0,95
Coeficient global, raportat la STC și NOCT Rezultă din produsul ultimelor două valori.		0.731

Această valoare globală a fost fixată ca optimă (de fapt...minimă), după studiul statistic al parametrilor studiați pentru 6 panouri similare ca putere produse de către 6 firme diferite. Rezultatul a dat o abatere medie de 0,269 (adică 26,9%), de unde s-a fixat valoarea globală dorită ca fiind $1 - 0,269 = 0,731$. Apoi s-a trecut la evaluarea tuturor coeficienților anteriori, rezultând recomandările de mai sus. S-a optat în general pentru valori medii ale performanțelor, evident fiind de dorit ca parametrii să aibă valori cât mai mari.

Metoda poate fi ușor aplicată în cadrul oricărei dimensionări a unui panou fotovoltaic. Pentru panourile JT240P a rezultat un coeficient global 0,827, destul de mare, dat de coeficientul de supraîncălzire mai mare decât media (0,94) și de randamentul de consum propriu estimat la 1, deoarece acest panou nu necesită răcire cu dispozitive speciale. Datele sunt comunicate de către producător și nu au putut fi verificate în totalitate. Doar prin punerea în funcțiune și exploatarea panoului se pot verifica statistic, în timp, multe dintre aceste valori. Acești parametri țin de calitatea execuției panoului și afectează drastic performanțele lui, fiind de regulă ascunși la o trecere în vedere rapidă. S-ar putea ca valoarea reală să fie mai redusă, dar, oricum, estimăm că este peste media reală a celorlalte produse similare (care suferă de aceleași erori de estimare voită sau involuntară a parametrilor) [33].

Nu vor fi prezentate performanțele pentru celelalte panouri, pentru a nu aduce prejudicii de imagine producătorilor, mai ales că, punctual, unele performanțe erau superioare.

Multe dintre datele și performanțele echipamentelor nu sunt disponibile direct în fișele tehnice, ele putând fi obținute doar la cerere, de la producători, care nu întotdeauna le au disponibile sau le fac publice, mai ales când este vorba de indicatori de calitate sau de fiabilitate a produsului care nu sunt ceruți în standarde și în fișele tehnice ale respectivelor panouri. Acesta e doar un prim pas în evaluarea performanțelor panoului.

4.3.2. Calculul parametrilor de operare a sistemului fotovoltaic

Alegerea panourilor este doar un prim pas care trebuie executat în situația calculului centralei fotoelectrice. Nici în acest caz nu există un algoritm bine determinat pentru stabilirea condițiilor optime. Există și pachete software pentru proiectarea CAD a centralelor fotovoltaice, dar, din păcate, acestea nu iau în considerare toate aspectele legate de dispunerea și orientarea panourilor, care sunt parametrii extrem de importanți, înainte de a trece la execuția proiectului propriu-zis și punerea în funcțiune a obiectivului.

Parametrii panourilor alese trebuie corelați cu cei ai sistemului fotovoltaic (centrala – stația).

Valorile *PR* (randamentul sistemului) se raportează la perioade tipice de o lună sau un an. Valorile calculate pentru intervale mai mici (cum ar fi săptămâna sau ziua) pot fi utile pentru identificarea eventualelor defecțiuni ale componentelor.

Datorită pierderilor provenite din supraîncălzirea celulelor fotovoltaice, valorile *PR* sunt de regulă mai mari iarna decât vara și au valori tipice între 0.6 – 0.8.

Valoarea *PR* descrește cu timpul, datorită scăderii în timp a eficienței celulelor solare. În statisticile de specialitate constatăm rate ale degradării *PR* între 0.9%/an (sisteme cu celule solare bazate pe Si monocristalin) și 1.5%/an (sisteme cu celule solare bazate pe Si policristalin). Acest lucru trebuie avut în vedere mai ales ca parametru de fiabilitate.

Principalii parametri de proiectare a căror acuratețe influențează determinarea randamentului sistemului fotovoltaic sunt prezentați în Tab.4.1.:

Descriere	Utilizare	Surse de informare	Unitatea de măsură	Valori tipice	Importanța
Parametrii geoclimatici și topografici					
Locația	Determinarea condițiilor meteo de referință	Proprietar teren	Grade Latitudine N Longitudine E	Giroc: 45,67° 21,27°	Mare
Unghiul de înclinare al PV	Corecția verticală a iradierii solare (insolației)	Geografia fizică	Grade față de orizontală	Între 0-90° 35-37° det. anterior	Mare
Orientarea	Corecția orizontală a iradierii solare (insolației)	Geografia Fizică	Grade față de Sud	+/- 45° față de Sud practic 0°	Mare
Sistem de poziționare	Corecția automată a iradierii solare (insolației)	Producător		Fix, 1 axa, 2 axe Fix	Mare
Profil orizontal	Corecția iradierii solare (insolației)	Proiectant		Nu este cazul	Medie-mare
Albedo	Corecția iradierii solare (insolației)	Producător		0.1 – 0.4 0.3	Medie-mare

Parametrii panoului fotovoltaic					
Suprafața	Încadrare în amplasament	Producător	m ²	1,626	Mică
Tensiune nominală	Compatibilitate cu inverterul (în situația în care inverterul este ales înainte)	Producător	V	10-500 20-30	Mare
Numărul de șiruri	Proiectare circuit electric	Proiectant		Max 100 22 x 4	Medie
Dispersia parametrilor celulelor fotovoltaice	Verificare calitate, abatere de la valorile nominale.	Producător	% sau min/max	+/- 5% +/- 3%	Medie
Comportare termică a panoului	Temperatura de funcționare	Proiectant	°C la 1000W/m ²	20 -40 °C peste temperatura ambiantă	Medie
Parametrii celulei fotovoltaice					
Parametrii electrici nominali	Simulare	Producător			Mare
Coeficient de temperatură	Simulare	Producător	% / °C		Mică
Influența iradierii asupra eficienței celulei fotovoltaice	Simulare	Producător	%	Depinde de tehnologie 3-5%	Medie
Număr de diode bypass	Dispersie	Producător		variabil	Medie
Corecția unghiului de incidență	Simulare	Producător			Mică
Toleranța la înclinarea în paralel	Simulare	Producător			Medie
Degradarea pe termen lung a performanței	Analiză economică	Producător/ Utilizator	% / an	a. 0.25 – 0.5 %/an b. 0.5 – 1.5 %/an 1.5 %/an	Moderată

Tab.4.1. Parametrii specifici care se recomandă a fi utilizați la proiectarea unei stații de panouri solare

În tabelul de mai sus, cu litere albastre sunt notați parametrii curenți ai stației de panouri solare din Giroc.

Prin selectarea corespunzătoare a parametrilor monitorizați în Tab.4.1., se poate completa procedura de proiectare a stației (centralei) de panouri solare (fotovoltaice). Foarte mulți dintre acești parametri nu sunt luați în calcul de către proiectanții unor asemenea instalații, dar, pentru o mai bună funcționare a stației, ar trebui să figureze în proiecte sau caiete de sarcini [96].

Acești parametri nu figurează în mare măsură nici în fișele tehnice, fiind specificați la cerere. Interesul producătorului este de a ascunde, de multe ori, imperfecțiunile de calitate/fiabilitate ale produsului. Prin urmare, datele concludente pot apărea numai prin cunoașterea comportamentului produselor.

Un alt aspect care trebuie luat în considerare încă din faza de proiectare (de regulă ignorat de către proiectanți) este mentenanța în exploatare a viitoarei centrale. Acest indicator aparține, în mod direct, de fiabilitatea instalației, care devine o preocupare majoră a utilizatorului. Cu un minim de atenție suplimentară în faza de proiectare și alegere a panourilor, se pot obține reduceri spectaculoase ale degradării panourilor și nu numai [33].

În general, neavând părți în mișcare, mentenanța centralei este simplă. Principalele activități de exploatare în centrala electrică fotovoltaică sunt următoarele:

- supravegherea și operarea instalațiilor de joasă tensiune și înalta tensiune ale centralei. Supravegherea se va efectua în principal cu ajutorul sistemelor de comandă și control care asigură centralizarea informațiilor necesare în corpul de comandă. Practic, se recomandă introducerea unui mini-sistem SCADA, care va fi detaliat în capitolele următoare;
- verificarea zilnică prin vizualizare a principalelor elemente ale construcțiilor și instalațiilor din câmpurile de panouri fotovoltaice;

Mentenanța centralei fotovoltaice constă în:

a. Mentenanța instalațiilor electrice;

- Mentenanța predictivă, prin care se execută revizii și inspecții tehnice periodice pentru instalațiile electrice, care se efectuează în conformitate cu instrucțiunile fabricanților și normativele în vigoare. Cu această ocazie se efectuează și anumite lucrări minimale de întreținere, precum și verificări și teste pentru determinarea stării tehnice a echipamentelor electrice. Eventualele neconformități privind neîncadrarea în limite a parametrilor măsoarați cu ocazia determinărilor pot conduce la activități de mentenanță corectivă.
- Mentenanța corectivă, prin care echipamentele și instalațiile neconforme se readuc în parametrii de funcționare proiectați.

b. Mentenanța panourilor fotovoltaice constă, în principal, în:

- Revizii și inspecții periodice ale panourilor fotovoltaice, pentru identificarea eventualelor panouri cu funcționare necorespunzătoare;
- Curățirea prin spălare periodică pentru eliminarea depunerilor de praf, vegetație ș.a. Având în vedere caracteristicile climatice și de poluare ale zonei Timișoara Sud, se estimează că spălarea panourilor cu apă trebuie efectuată de 4 ori pe an;
- Înlocuirea panourilor defecte.

c. Alte lucrări de mentenanță:

- Îndepărtarea vegetației care ar putea umbri panourile fotovoltaice;
- În cazul sistemelor de poziționare cu un grad de libertate, este necesară ajustarea periodică (de patru ori pe an, la începutul fiecărui anotimp) a unghiului de înclinare a panourilor fotovoltaice. Aceasta este o activitate costisitoare. Prin introducerea unui asemenea tip de reglaj nu se observă creșteri semnificative ale performanței panourilor, în schimb se observă creșteri semnificative ale tuturor costurilor centralei, care o fac mult mai greu amortizabilă;
- Întreținerea construcțiilor, căilor de acces, gardului de protecție etc.

În consecință, mentenanța ulterioară a centralei trebuie avută în vedere încă din faza de proiectare, adică, prin creșterea costurilor de achiziție a unor panouri fiabile și realizarea unui ansamblu fiabil de panouri, se pot evita costuri de mentenanță uriașe pe durata a cca. 20 de ani de exploatare a centralei.

Un alt aspect care nu prea este luat în calcul la alegerea panourilor fotovoltaice este dispunerea acestora în teren. Vom detalia în continuare această problemă de maximă importanță pentru funcționarea optimă a captatorului solar.

4.4. Dispunerea panourilor solare

Din considerente de reducere a costurilor de proiectare, achiziționare, construcție și exploatare, în cazul centralei de panouri fotovoltaice din Comuna Giroc s-a optat pentru o amplasare fixă, pe suport, a acestora.

Sistemele fixe de poziționare (a se vedea Fig. 4.5.) asigură fixarea panoului fotovoltaic orientat către Sud, sub un unghi de înclinare pentru care se poate obține un maxim de energie electrică generată pe parcursul unui an calendaristic.

Unghiul optim de înclinare β este calculat în funcție de latitudinea locului de montaj și este de cca. 35° în cazul de față. Modalitatea de calcul a unghiului a fost prezentată în capitolele anterioare.

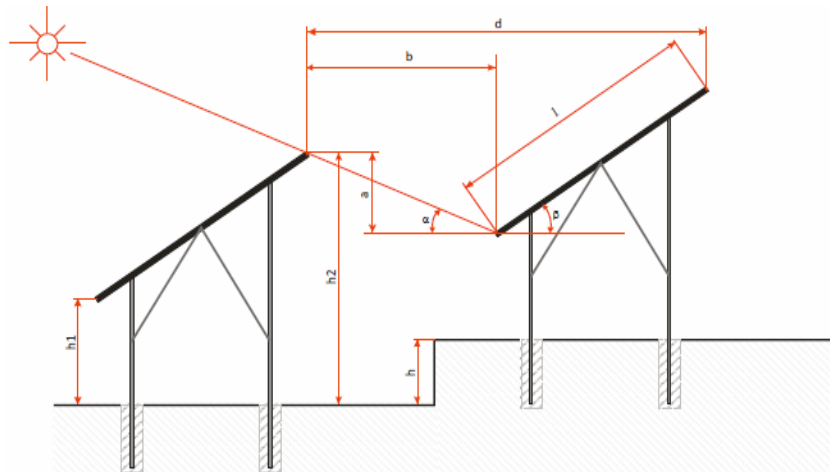


Fig.4.5. Detaliu privind amplasarea rândurilor de panouri solare

Sistemele fixe de poziționare pot fi prevăzute cu posibilități de reglaj rudimentar al unghiului de înclinare. În cazul de față, reglajul se face o singură dată (la montaj). Funcție de tipul constructiv, sistemele fixe de poziționare permit într-o măsură limitată amplasarea pe teren cu denivelări. În cazul centralei fotovoltaice din Comuna Giroc, terenul este plat, neexistând diferențe de nivel. În consecință $h = 0$.

Dispunerea panourilor în stație o vom detalia în capitolele următoare, rezervate special. Vom insista numai asupra calculului distanței între rânduri și al altor parametrii care pot fi vitali în alegerea panoului fotovoltaic dorit.

Panourile fotovoltaice sunt dispuse sub formă de baterii de câte $22 \times 4 = 4$ panouri, cu dimensiunile date în fișa tehnică din anexă. Această grupare a rezultat ca urmare a calculului de încărcare al invertorului, dar este importantă pentru stabilirea parametrilor de amplasare a panourilor, pentru a putea funcționa la parametrii maximali.

Dispunerea se face pe structurile metalice prezentate în Fig.4.6.



Fig.4.6. Structura fixă de susținere a panourilor fotovoltaice din cadrul centralei din Comuna Giroc

La dimensionarea sistemelor fixe de poziționare, trebuie să se țină seama de o serie de factori, dintre care cei mai importanți sunt următorii:

- Înălțimea minimă față de sol, dată de înălțimea eventualelor obstacole care ar putea obstrucționa razele solare (vegetație, strat de zăpadă pe sol, etc.);
- Solicitarea la vânt;
- Încărcarea la zăpadă.

Amplasarea consecutivă a două panouri mari trebuie să fie făcută de asemenea manieră încât acestea să nu se umbrească reciproc. Acest aliniament duce la necesitatea ca între două rânduri de panouri să fie lăsat un spațiu liber minim așa cum se arată în Figura 4.7.



Fig.4.7. Rânduri de panouri fotovoltaice la centrala din Comuna Giroc

Distanța minimă între două rânduri d se poate calcula, în conformitate cu notațiile din Fig.4.5., se poate calcula cu formula:

$$d = l(\sin \beta / \operatorname{tg} a + \cos \beta) - h / \operatorname{tg} a$$

unde:

- l = lungimea panoului fotovoltaic ($l = 4 \times 0,992 = 3,968$ m pentru panourile JT240P, dispuse orizontal pe 4 rânduri) ;
- a = unghiul sub care se vede soarele la amiază la solstițiul de iarnă (cca. 21° pentru amplasamentul considerat);
- β = unghiul optim de înclinare față de orizontala locului (cca 35° pentru amplasamentul considerat);
- h = înălțimea terasei (0 m pentru amplasamentul considerat).

Dacă efectuăm calculul pentru $l=3,968$ m; $a = 21^\circ$; $b=35^\circ$; $h=0$, vom obține $d=9,14$ m, rotunjit la 9,5 m.

Un asemenea ansamblu de panouri aparținând centralei din Comuna Giroc este prezentat în Fig. 4.8.



Fig.4.8. Bloc compact de panouri fotovoltaice de la centrala din Comuna Giroc

Se constată că suprafața de teren necesară pentru amplasarea panourilor este semnificativ mai mare decât suprafața totală efectivă a panourilor fotovoltaice. Raportul suprafața panou / suprafața teren ocupat este de cca. 35%-40% pentru centrala din Comuna Giroc și depinde de geometria lotului, panta terenului, suprafețele necesare amplasării altor utilități ș.a. Din această cauză, obligativitatea ca suprafețele aferente parcurilor solare să fie scoase din circuitul agricol a fost stipulată în legislație începând din 2013. Chiar prezentul proiect va fi penalizat, proprietarul Tehnoforest S.R.L. având în proprietate un teren agricol, care nu a fost radiat din circuitul agricol.

Foarte multe parcuri de panouri solare construite în țară în ultimii ani au fost proiectate eronat, utilizând aplicații software sau CAD în care s-au introdus greșit parametrii topografici, sau, din lipsă de spațiu (teren) nu s-a respectat distanța minimă între rânduri. Prin urmare, partea de la bază a panourilor a fost umbră de rândul din față. De aceea am insistat să introducem acest calcul geometric simplu, pentru a obține o distanță sigură între rânduri, care poate constitui și o verificare în situația proiectării CAD a centralei, ca distanță minimă de corecție.

O altă problemă majoră, care nu este suficient de bine luată în considerare este influența vântului asupra stabilității ansamblului de panouri.

Datorită formei, panourile solare au o aerodinamicitate aparte care dă o portanță destul de importantă, ceea ce face ca acțiunea vântului să fie unul dintre cele mai importante aspecte de luat în seamă pentru dimensionarea constructivă, atât a panoului propriu-zis, cât și a structurilor – fundații și suporti de susținere.

În Fig.4.9. este reprezentată harta vitezei medii a vânturilor pe teritoriul României, preluată de la ANM, realizată în 50 de ani de măsurători [100].

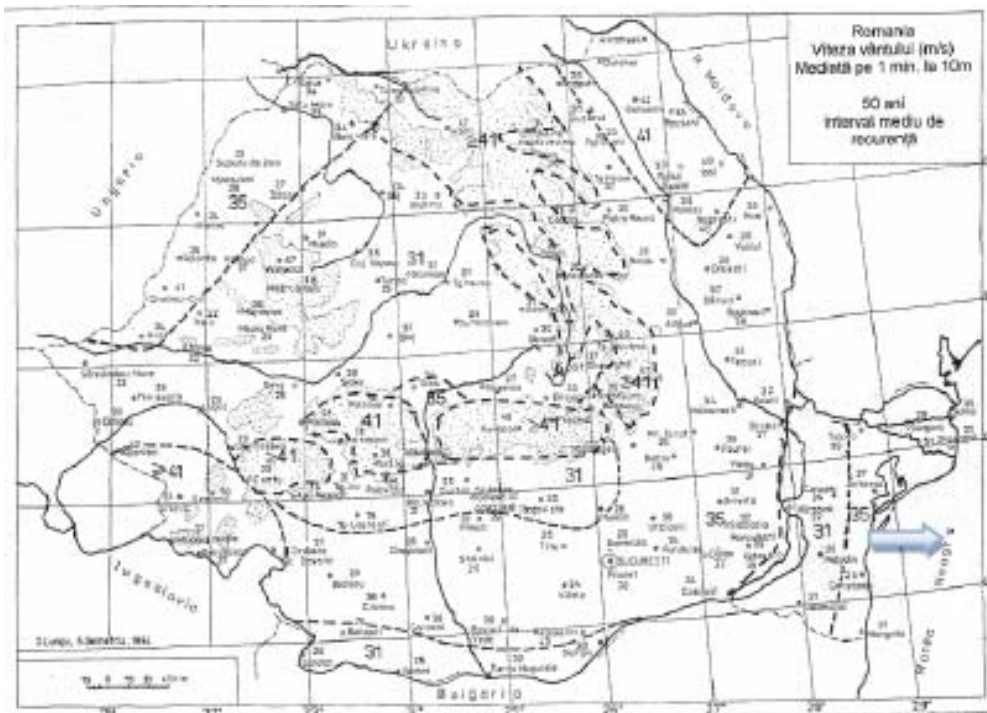


Fig.4.9. Harta vitezei maxime anuale a vântului (sursă A.N.M.)

Conform NP 082-84, zona de amplasare a investiției (Timișoara Sud-Giroc) se găsește la granița între izo-curbele corespunzătoare valorilor de 31 m/s și 35 m/s ale vitezei maxime anuale ale vântului la 10 m înălțime, mediată pe 1 minut, pentru un interval mediu de recurență de 50 de ani.

Pentru alte durate de timp, viteza vântului poate fi dedusă din relația:

$$1.05 \times U_{ref}^{1h} = U_{ref}^{10min} = 0.84 \times U_{ref}^{1min} = 0.67 U_{ref}^{3sec}$$

Astfel, viteza de referință a vântului la 10 m înălțime față de sol în zona considerată pentru cazul cel mai defavorabil este:

$$U_{ref}^{3sec} = 0.84/0.67 \times U_{ref}^{1min} = 43.88 \text{ (m/s)}$$

Adaptând valorile pentru înălțimea de 2m (minimul luat în calcul în normativul de proiectare), în câmp deschis avem:

$$U(h=2m)^{3sec} = 30.75 \text{ (m/s) sau } 110.7 \text{ (km/h)}$$

sau, la 3 m,

$$U(h=3m)^{3sec} = 34.13 \text{ (m/s) sau } 122.9 \text{ (km/h)}$$

Această viteză poate produce avarii importante, viteza putând fi atinsă la baza unui nor de furtună, vara.

Un alt aspect care trebuie luat în considerare este producerea grindinei, panoul trebuind să aibă fața protejată anti-grindină. Acest aspect nu este luat în calcul de nici un proiectant sau utilizator de centrale solare, decât în situația producerii unui incident.

Protecția împotriva loviturilor de trăsnet va fi tratată separat, fiind mult mai complexă și ținând de partea electrică, nu de panoul fotovoltaic.

Suprafața mare a panoului fotovoltaic, așezat sub un unghi relativ mic față de orizontală face ca acesta să rețină pe timp de iarnă aproape toată zăpada provenită din ninsori.

Încărcarea cu zăpadă produce solicitări importante de care trebuie să se țină seama atât în specificațiile aferente panourilor fotovoltaice, cât și în dimensionarea fundațiilor și suporturilor acestora.

În Figura 4.10 este prezentată zona de caracteristici de încărcare cu zăpadă, preluată din sursa A.N.M. [100].

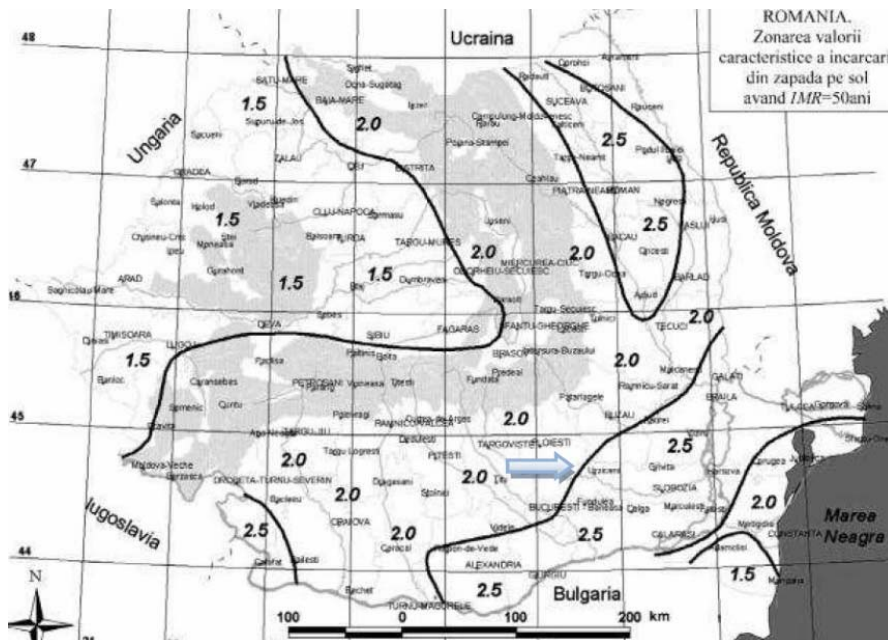


Fig.4.10. Coeficienți de încărcare cu zăpadă

Conform CR-1-3-2005, pentru zona amplasamentului constatăm (Fig. 4.10) o valoare caracteristică a încărcării din zăpadă pe sol:

$$S_{0,k} = 1,5 \text{ kN/m}^2$$

Totodată, luând în calcul forma panoului și caracteristicile amplasamentului, avem:

$$S_k = \mu_i \times C_e \times C_t \times S_{0,k}$$

Unde:

- μ_i = coeficientul de formă;
- C_e = coeficientul de expunere al construcției;
- C_t = coeficientul termic.

Cu datele din codul de proiectare, rezultă o încărcare la zăpadă:

$$S_k = 0.96 \text{ kN/m}^2$$

Această încărcare este suportabilă de către panouri.

Prin luarea în calcul a greutateii zăpezii, care este un element de proiectare des întâlnit în construcțiile civile, la fel ca și a celorlalti parametri climatici, proiectarea centralelor fotovoltaice se completează cu încă un set de date care sunt necesare, în scopul creșterii fiabilității instalațiilor existente.

Nu întotdeauna acești parametri sunt luați în calcul, nici măcar pentru verificare. Majoritatea proiectelor de centrale fotovoltaice sunt făcute rapid, utilizând CAD, fără nici o verificare ulterioară. Alegerea și dispunerea panourilor se face având date incomplete și eronate. De aceea, completarea metodologiei de calcul și cu aceste verificări ar putea fi benefică.

4.5. Concluzii

Conversia energiei fotonilor în energie electrică se realizează cu ajutorul celulelor fotovoltaice. Mai multe celule montate și laminate între folii de acetat de vinil cu transparență înaltă (EVA) și sticla cu conținut redus de fier formează un panou fotovoltaic care este elementul principal din compunerea unui sistem solar de producere a energiei electrice. Panoul fotovoltaic mai este cunoscut și sub denumirea de modul fotovoltaic sau panou solar fotovoltaic.

Panourile fotovoltaice sunt compuse din mai multe celule solare legate în serie sau paralel care transformă radiația solară în energie electrică.

Randamentul panourilor fotovoltaice este cuprins între 8-20%, în funcție de gradul de absorbție a radiației solare.

Eficiența destul de scăzută a panourilor fotovoltaice actuale este în principal datorată faptului că, așa cum am arătat și în capitolul anterior, doar o mică parte a radiațiilor luminoase din spectrul solar vizibil sunt transformate în electricitate.

Panourile fotovoltaice generează curent continuu, cu parametri variabili, inadecvați în general încărcării unor acumulatori. Din acest motiv este nevoie de un convertor care să transforme energia electrică produsă de panourile fotovoltaice în energie electrică, având parametri bine determinați și stabiliți.

Sistemele fotovoltaice pot fi proiectate pentru o mulțime de aplicații, principalul factor limitativ fiind prețul încă ridicat al acestora în comparație cu sistemele clasice. Chiar dacă, la ora actuală, comerțanții de astfel de sisteme spun altceva, această tehnologie este încă scumpă, are un randament mic, iar amortizarea se face în mulți ani, în absența facilităților financiare guvernamentale.

Generarea energiei electrice cu panouri solare fotovoltaice este o soluție viabilă în toate regiunile din România atât pentru sisteme fotovoltaice independente cât și pentru realizarea unor centrale fotoelectrice conectate la sistemul energetic național. Țara noastră este privilegiată din punct de vedere al nivelului energiei solare, nivelul iradiației solare fiind mai mare decât în țările din Europa de Vest cu tradiție în utilizarea acestor sisteme.

Randamentul panourilor fotovoltaice a crescut permanent în ultimul deceniu ca urmare a eforturilor generale de reducere a dependenței energetice, ajungând astăzi la aproximativ 15 - 20 %. Utilizarea tehnologiilor înalte și creșterea capacităților de producție le-au făcut accesibile atât pentru aplicații industriale cit și casnice, fiind în prezent o soluție la îndemână pentru producerea energiei electrice în zone izolate.

În funcție de tehnologia de fabricație, panourile fotovoltaice pot fi realizate din celule de siliciu monocristalin, celule de siliciu policristalin și celule amorfe. În ultima perioadă, fațadele din sticlă ale clădirilor au fost înlocuite cu panouri solare fotovoltaice cu celule amorfe care deși au un randament de aproximativ 2,5 ori mai mic decât al celor cu siliciu cristalin au un coeficient de temperatura al puterii de ieșire mai bun și se comporta mai bine decât acestea la temperaturi ridicate și la iluminare indirectă.

Panourile fotovoltaice pot fi montate în funcție de condițiile specifice fiecărui proiect, pe acoperișul și fațadele clădirilor, pe terase, la sol, cu sistem de urmărire a poziției soarelui sau fără, integrate în alte produse, etc. Sunt realizate cu ramă de aluminiu, fără ramă, sau laminate pe un substrat flexibil și sunt disponibile într-o gamă variată de mărimi și valori ale puteri nominale de ieșire, de la câțiva wați până la sute de wați.

Alegerea unui panou fotovoltaic nu este un proces simplu și standardizat, chiar dacă se încearcă acest lucru. Nici construcția centralei nu are o tipologie repetabilă, fiind influențată de foarte mulți parametri.

Performanțele panourilor fotovoltaice și durata de viață sunt determinate în cea mai mare măsură de calitatea celulelor fotovoltaice, tehnologia de lipire a acestora, transparenta foliilor de acetat etilic de vinil (EVA) în care sunt încapsulate, tehnologia de încapsulare și transparenta sticlei. Performanțele inițiale ale panourilor fotovoltaice se deteriorează în timp ca urmare a îmbătrânirii materialelor din care sunt fabricate, calitatea foliilor EVA și a sticlei fiind esențiale pentru evoluția în timp a puterii de ieșire.

În ultimul timp, piața a fost invadată cu oferte de panouri solare fotovoltaice contrafăcute, de origine îndoielnică sau confecționate manual în condiții improprii de mediu, a căror putere de ieșire scade dramatic după câțiva ani de exploatare.

De-asemenea, proiectarea centralelor fotovoltaice se face de regula automat (software + CAD), pachetele software nefiind întotdeauna bine alese, iar datele introduse sunt de multe ori incomplete și incoerente. Rezultatul poate fi dezastruos, anume alegerea unor panouri sau a unor soluții de montaj inadecvate.

Pornind de la deficiențele metodelor actuale de alegere a panourilor fotovoltaice, în cadrul proiectului stației (centralei) de panouri fotovoltaice din Comuna Giroc, realizat de către autor pentru firma ETS Service, s-a propus un algoritm original care completează pe cele existente prin introducerea a două etape suplimentare:

- Evaluarea indicatorilor de calitate și fiabilitate prin determinarea unui coeficient unic de evaluare a alegerii panoului respectiv. Valoarea acestuia, în conformitate cu statistica, teoria probabilităților și cea a fiabilității a fost ales ca fiind produsul tuturor celorlați coeficienți probabilistici;

- Verificarea amplasării panourilor din punct de vedere geometric (rânduri, înclinare, poziționare) și geoclimatic (vânt, încărcare cu zăpadă, grindină). Fiecare etapă este de fapt o verificare a conformității panoului și proiectului cu situația amplasării în teren, respectiv cu toate riscurile meteo care pot apărea pe durata exploatării viitoare a panourilor;

Principalele standarde și normative, atât din domeniul fotovoltaic, cât și cele din domeniul construcțiilor civile, care pot fi introduse ca instrument de verificare în cazul construcției de centrale fotovoltaice sunt prezentate în bibliografie, ele putând fi utilizate și în construcția unor alte asemenea centrale.

Structurile de panouri fotovoltaice trebuie proiectate și executate în așa fel încât, pe durata vieții considerate la proiectare, să satisfacă următoarele cerințe de bază: rezistență, funcționalitate și durabilitate.

Panourile fotovoltaice trebuie să fie certificate pentru rezistența la salinitatea aerului, grindină, zăpadă, chiciură, vânt, greutate a zăpezii: panourile, invertoarele cât și stelajele metalice de suport.

Centrala fotovoltaică trebuie proiectată astfel încât să nu ajungă în situații de colaps parțial sau total datorită unor evenimente neprevăzute. Aceste aspecte nu sunt luate în calcul, în general, de către proiectanți.

Avarierea și degradarea echipamentelor trebuie evitate sau limitate prin:

- eliminarea sau reducerea hazardurilor la care poate fi expuse;
- alegerea unor tipuri de echipamente care sunt puțin vulnerabile la hazardurile considerate;
- evitarea unor sisteme care pot ceda fără avertisment;

La cererea autorităților competente trebuie efectuate teste de încărcare asupra construcțiilor, atunci când există suspiciuni sau motive de verificare a siguranței construcției.

Cerințele de bază, formulate mai sus, se îndeplinesc prin:

- alegerea echipamentelor adecvate;
- proiectarea și detalierea constructive corespunzătoare;
- prin specificarea procedurilor de control în proiectare, în fabrici de echipamente și în execuția și exploatarea centralei.

Durata de viață a centralei este specificată prin proiect. Durata de viață proiectată a panourilor solare nu poate fi mai mică de 25 de ani.

Centrala va fi proiectată astfel încât deteriorarea sa pe durata de viață proiectată să nu afecteze performanțele, luându-se în considerare atât condițiile de mediu în care structura este amplasată, cât și potențialul de risc. Gradul de deteriorare va fi estimat pe baza calculelor, a cercetărilor experimentale și experienței obținute de la proiecte similare precedente.

4.6. Contribuții personale

Și acest capitol conține numeroase contribuții originale și personale ale autorului. Dorim în primul rând să subliniem următoarele:

- o sinteză bibliografică originală și concisă privind problematica generală a conversiei radiației solare, începând de la principiile de bază ale celulei solare;

- prezentarea critică a unor aspecte climatice particulare regiunii Municipiului Timișoara, care nu sunt în directă legătură cu conversia fotovoltaică, dar pot influența funcționarea centralei;
- detalierea unei metode de proiectare bazată pe introducerea unui coeficient global de evaluare a performanțelor panourilor fotovoltaice din punct de vedere al fiabilității, metodă nouă și originală;
- alegerea unui set de panouri fotovoltaice adecvate;
- stabilirea unei proceduri de amplasare a panourilor solare, pentru a stabili fezabilitatea proiectului;
- efectuarea unei monitorizări complete a lucrărilor de la centrala fotovoltaică în perioada 2012-2013, pentru firma ETS Service, în vederea finalizării de construcție a stației (centralei) de panouri fotovoltaice de pe raza Comunei Giroc, jud. Timiș;
- dispunerea în teren a panourilor fotovoltaice;
- analiza și interpretarea datelor măsurate la locația obiectivului;
- introducerea unor parametri de siguranță în exploatare a panourilor, preluați din ingineria civilă;
- elaborarea unui set de concluzii original și util atât pentru construcția obiectivului menționat, cât și pentru construcția unor alte viitoare asemenea obiective, pe raza Municipiului Timișoara.

5. CENTRALA DE PANOURI FOTOVOLTAICE DIN COMUNA GIROC

Toate referirile din această lucrare sunt făcute la centrala de panouri fotovoltaice din Comuna Giroc, Județul Timiș, la cca. 12 km SE de Timișoara. În acest capitol vom detalia aspecte legate de concepția, instalația electrică și echipamentele care au fost implementate în cadrul acestui obiectiv.

Centrala fotovoltaică din Comuna Giroc este proprietatea S.C. TERMOFOREST S.R.L., care este deținătorul și promotorul investiției. Centrala, având o putere maximă de 1 MW, se întinde pe o suprafață de 5,5 ha (54700 mp) la limita de sud-est a Comunei Giroc, la cca. 1-2km de lunca Timișului. Locația a fost astfel aleasă, din cauza apropierii de o linie de 20 kV a ENEL, prin care se poate face injecția de putere.

Coordonatele aproximative ale centrului obiectivului sunt 45,67 N, respectiv, 21,27 E. Amplasarea locației, utilizând Google Maps, este prezentată în Fig.5.1.:

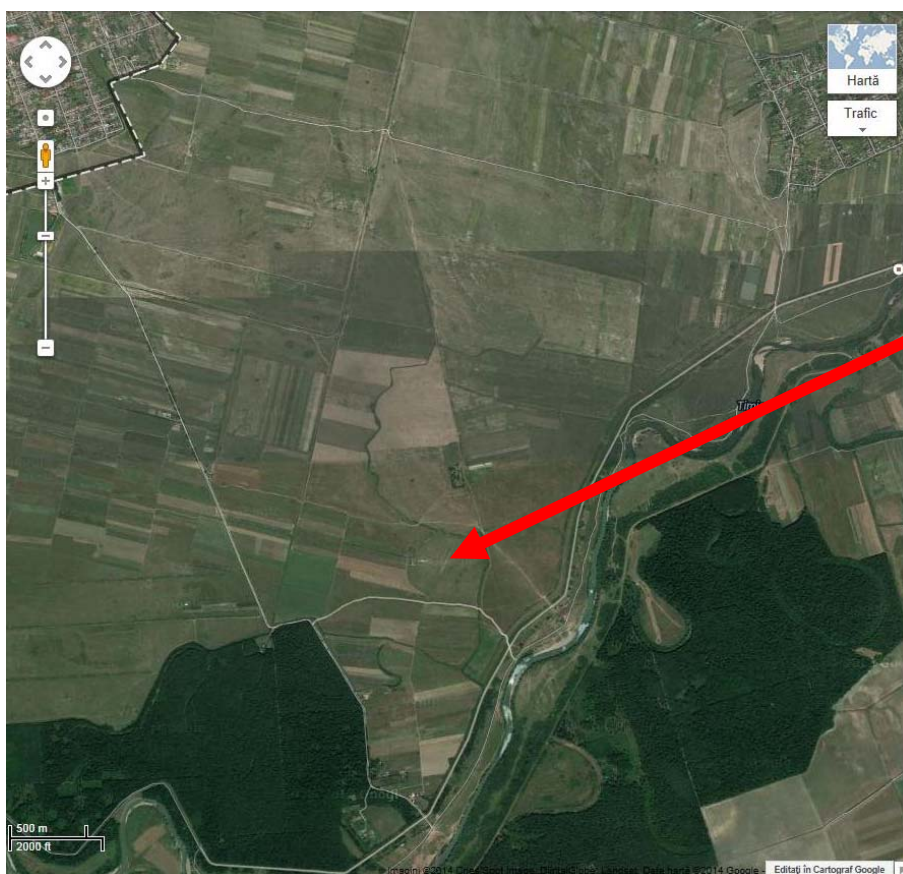


Fig.5.1. Amplasarea obiectivului (conform GoogleMaps), fotografie anterioară construcției

5.1. Configurația și arhitectura centralei

O parte din echipamentele și structura centralei fotovoltaice din Comuna Giroc au fost prezentate în capitolele anterioare. În primul rând, panourile solare utilizate au fost detaliate în Capitolul IV, dar și în Anexa 1 a prezentei lucrări. În Figurile 5.2. și 5.3. sunt prezentate o fotografii de ansamblu a obiectivului:



Fig.5.2. Zona A de panouri fotovoltaice



Fig.5.3. Zona B de panouri fotovoltaice

Lucrările de construcție a acestui obiectiv au început în cursul anului 2012, odată cu amenajarea de șantier, cea mai mare parte a lucrărilor fiind executate în 2013. Zona de panouri B, unde sunt localizate mai multe rânduri de panouri, este încă în construcție, urmând a fi finalizată în cursul anului 2014.

Centrala fotovoltaică este dispusă pe două zone, convențional denumite A și B, în care sunt amplasate grupurile de panouri, respectând configurația topogeodezică a parcelei arondate. Construcția centralei a fost executată de către firma ETS Service. Autorul a fost implicat în toate stadiile, de la măsurătorile inițiale până la realizarea sistemului SCADA și punerea în funcțiune a obiectivului (care se finalizează în cursul anului 2014).

Disponerea în teren a panourilor, precum și alte date privitoare la tipurile de cabluri de forță existente în centrală, numărul de panouri și de invertoare utilizate, este prezentată în Fig 5.5.

Tot în această figură sunt prezentate și conexiunile blocurilor invertoare la trafo 1250 kVA, din punctul de conexiune.

Ca și topologie, s-au luat în calcul 4180 de panouri fotovoltaice tip JT240P de 240 W putere maximă în curent continuu, ceea ce rezultă într-o putere maximă a centralei de cca $4180 \times 240 = 1003200\text{W} = 1,0032\text{ MW}$. Această putere, practic, nu va fi niciodată atinsă, decât pentru scurt timp, în zilele extrem de însorite și în care toate panourile și invertoarele funcționează.

În general, s-a optat pentru amplasarea unui singur inverter, care deservește patru module de panouri, după cum urmează:

46	invertoare pentru 4 grupuri de 22 panouri =	4048 panouri
4	invertoare pentru 2 grupuri de 11 panouri =	88 panouri
2	invertoare pentru 2 grupuri de 6 panouri =	24 panouri
2	invertoare pentru 2 grupuri de 5 panouri =	20 panouri
54	invertoare (29 în zona A, 25 în zona B)	4180 panouri

Ultimele 8 invertoare sunt utilizate la o capacitate mai redusă, datorită configurației în teren a obiectivului, pentru a minimiza pierderile pe magistralele de curent continuu și pentru a putea folosi la maximum întreaga suprafață disponibilă, în condițiile limitării ariei afectate de către centrală.

Localizarea invertoarelor și a panourilor într-una din zone este vizibilă în Fig.5.5. Alegerea cablurilor a fost făcută în conformitate cu standardele în vigoare. Autorul s-a implicat direct în optimizarea dispunerii panourilor fotovoltaice în teren, alegerea și trasarea cablurilor interne ale stației, precum și alegerea soluțiilor de interconectare.

În partea centrală a stației sunt localizate clădirile (tip anvelopă de beton) care adăpostesc transformatorul, precum și echipamentele de conectare, comunicare, automatizare și protecție (Fig.5.4.).



Fig.5.4. Amplasarea trafo și a echipamentelor de comutație, protecție, automatizare, măsură și control

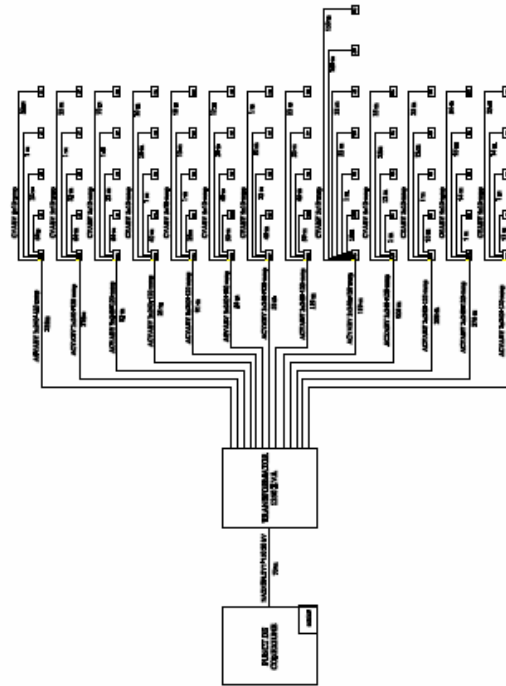
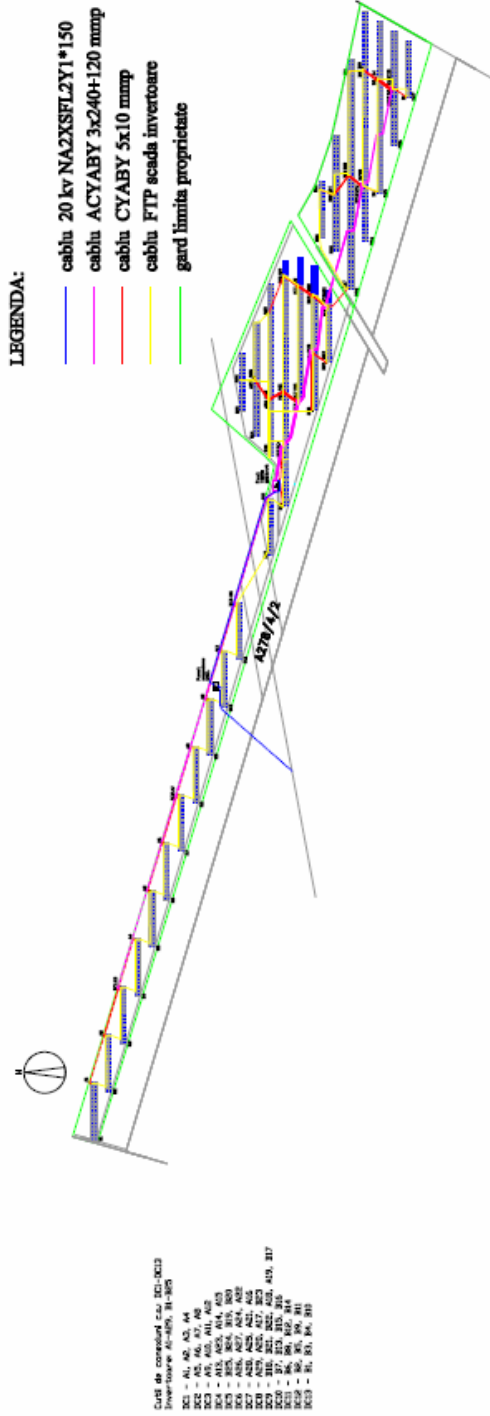


Fig.5.5. Dispunerea în teren a centralei fotovoltaice din Comuna Giroc.

Nu vom insista asupra breviarului de calcul al cablurilor, deoarece nu aduce nici un element de noutate, fiind realizat în conformitate cu standardele în vigoare. La fel și trasarea lor este realizată în conformitate cu normele existente. Chiar dacă nu reprezintă o realizare tehnică nouă, activitatea de proiectare / desen tehnic / alegere materiale poate fi, totuși, menționată ca atare, ca și o contribuție proprie a autorului.

În Fig.5.6. este prezentat postul de transformare în anvelopă de beton.

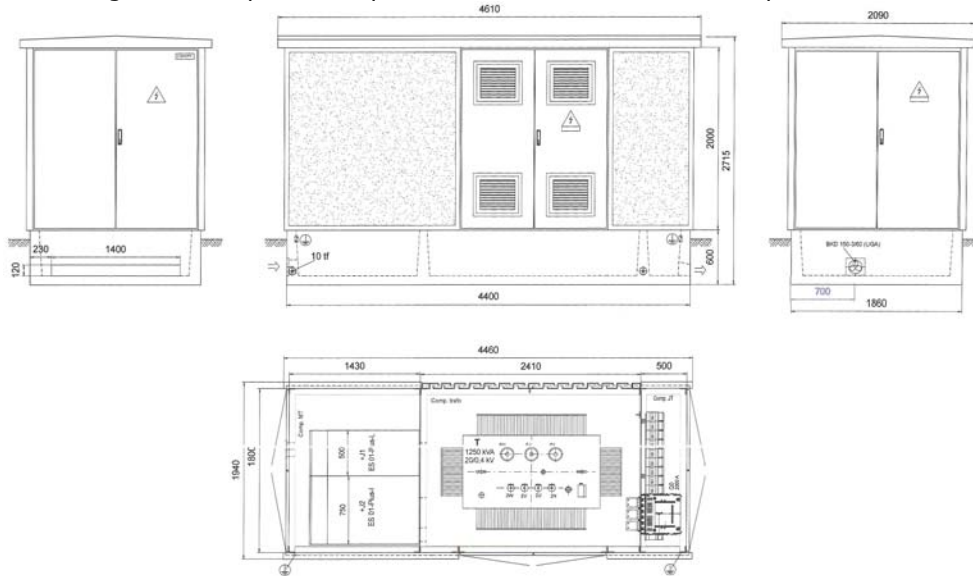


Fig.5.6. Postul de transformare

Pentru echiparea postului de transformare s-a utilizat un transformator cu ulei tip DOTUL 1250/H20, Dyn 5, având $S = 1250$ kVA, tip 20/0.4 produs de către SGB. Acesta este prezentat în Fig.5.7.



Fig.5.7. Transformatorul de 1250 kVA

Racordul se face la LEA de 20 kV existentă în zonă.



Fig.5.8. Racordarea la LEA

Schema monofilară a întregii stații este prezentată în Fig. 5.9.

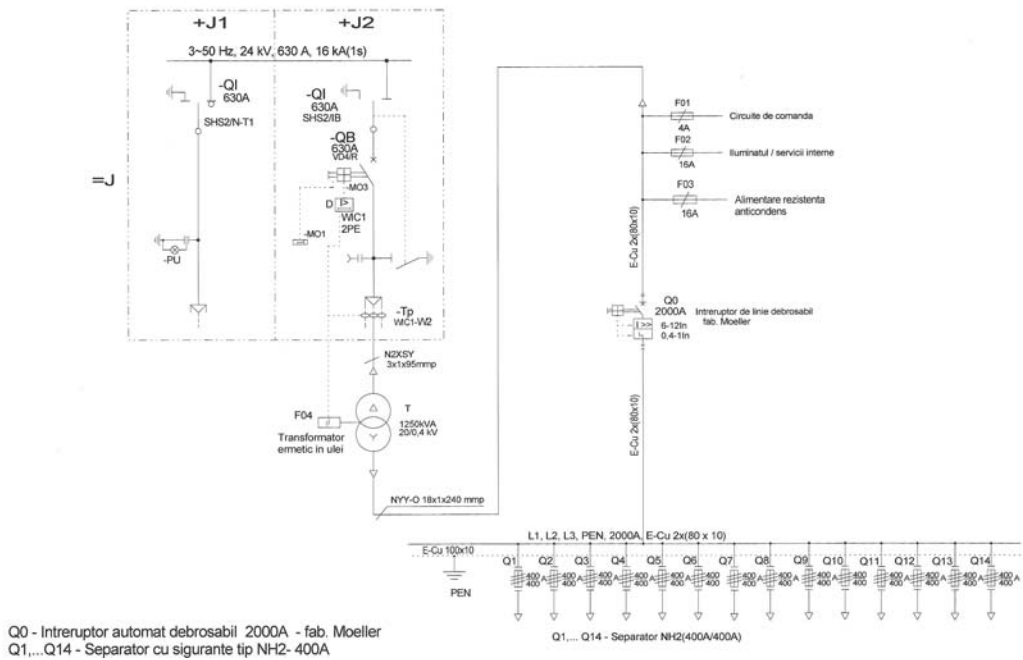


Fig. 5.9. Schema monofilară a întregii stații

În această schemă se regăsesc următoarele componente mai importante:

- conexiuni la grupurile de panouri fotovoltaice, în conformitate cu Fig.5.5., prevăzute cu separatoare (Q) cu siguranțe de 400 A;
- 1 întreruptor Moeller debroșabil;
- conexiuni pentru servicii interne;
- trafo;
- celula de conexiune;

În continuare vom detalia celulele de conexiune tip ES01.

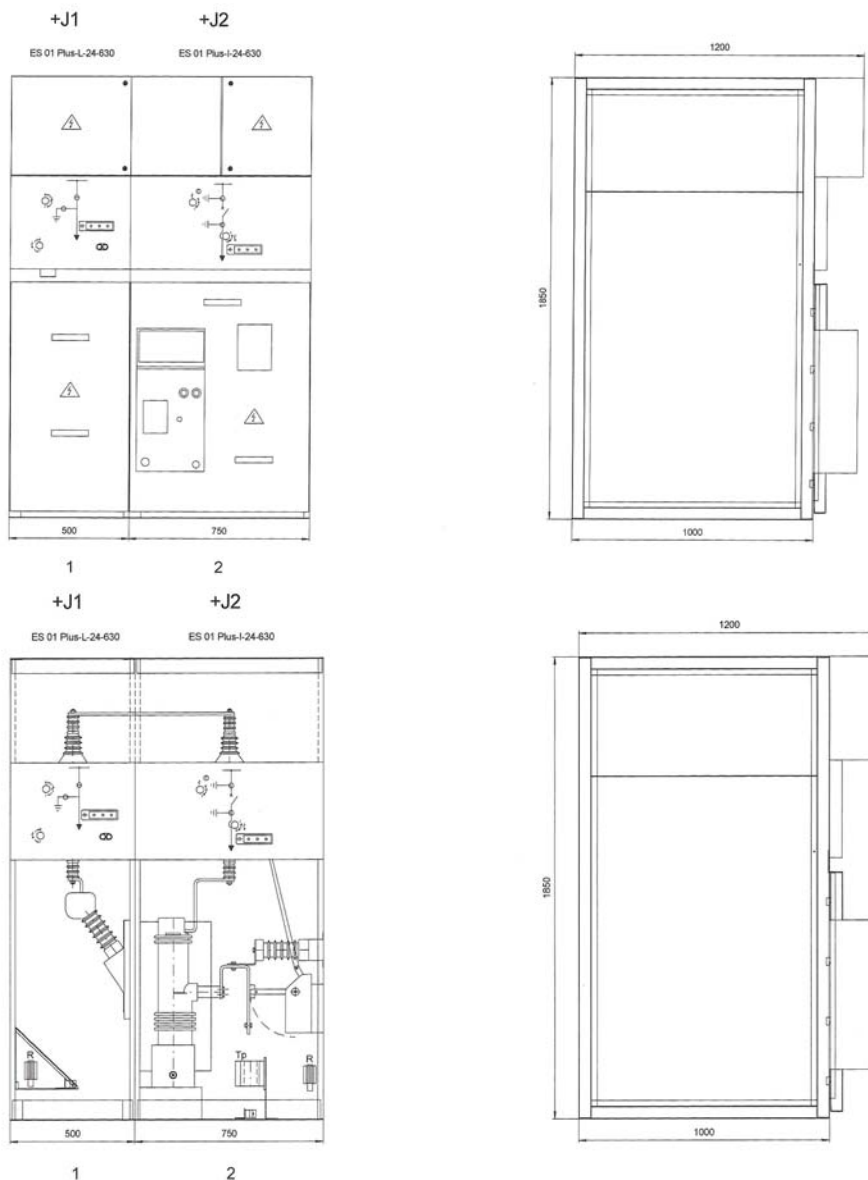


Fig.5.10. Celula de conexiune. Detalii exterioare

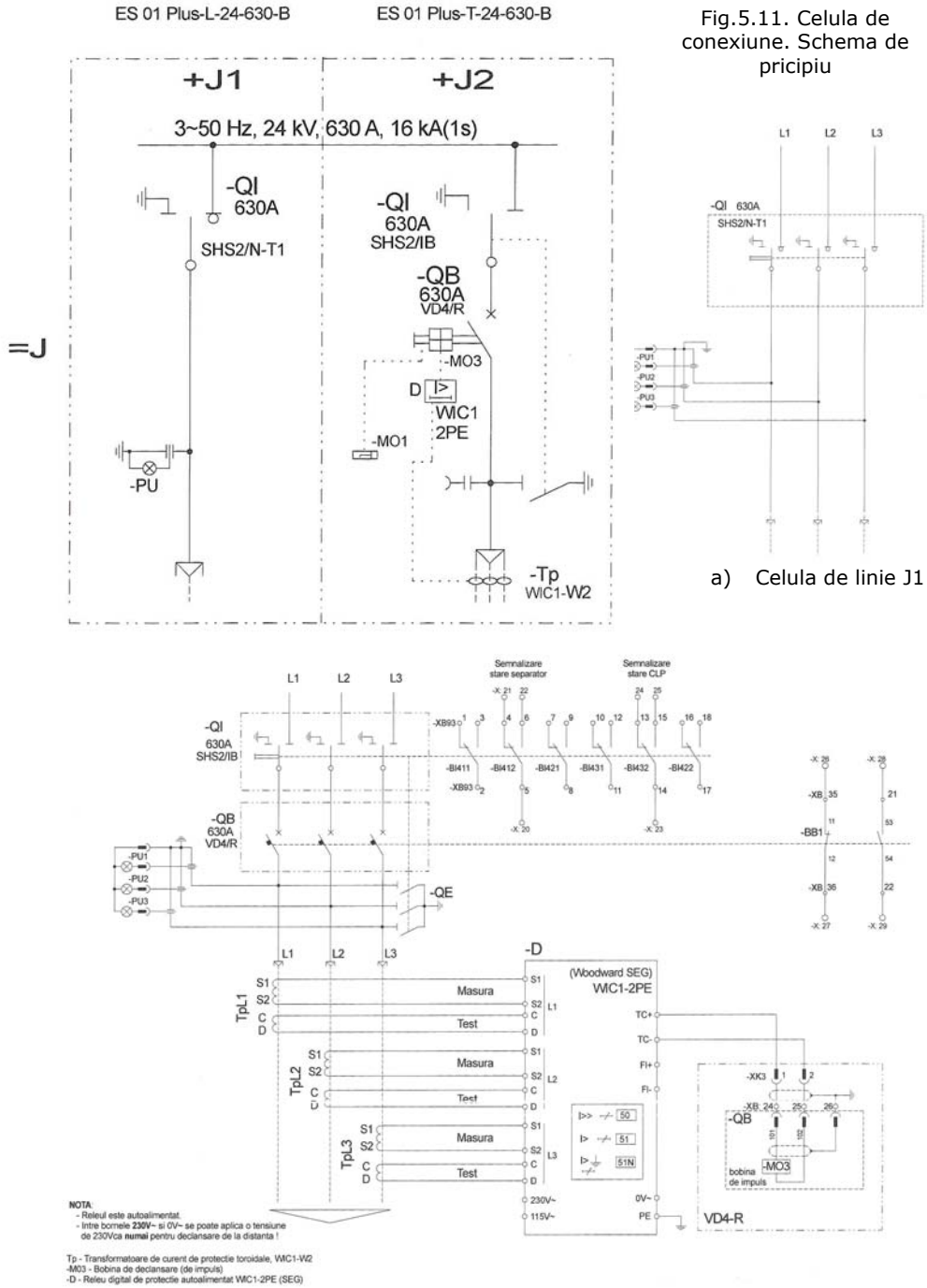


Fig.5.11. Celula cu întreruptor J2. Detalii privind conexiunile externe

În Fig.5.12. sunt prezentate două imagini ale celulei ES01 montată în centrala fotovoltaică din Comuna Giroc.



Fig.5.12. Celula ES01

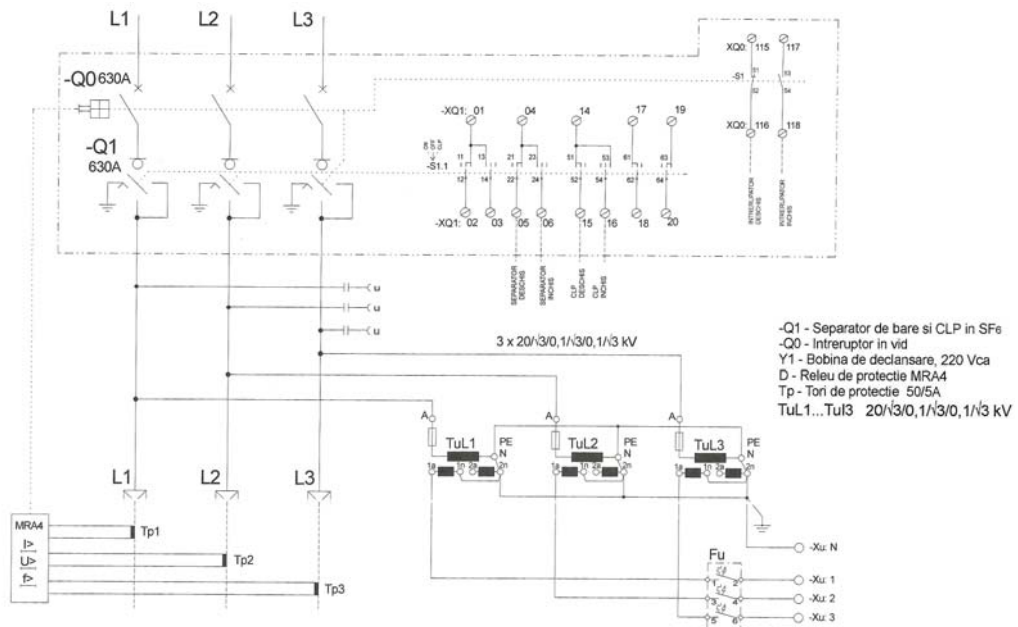


Fig.5.13. Detaliu privind schema interioară a celulei J2

Nu vom insista asupra detaliilor constructive ale celulelor, aceste scheme descriu în mod evident soluțiile tehnice alese. Aceste soluții sunt standardizate, nu au un grad de originalitate ridicat, dar le prezentăm, deoarece autorul și-a adus contribuția la alegerea lor, proiectarea, dimensionarea, precum și execuția desenelor tehnice aferente în AutoCAD.

În Fig.5.14. este prezentată schema pentru alimentare servicii interne a centralei fotovoltaice:

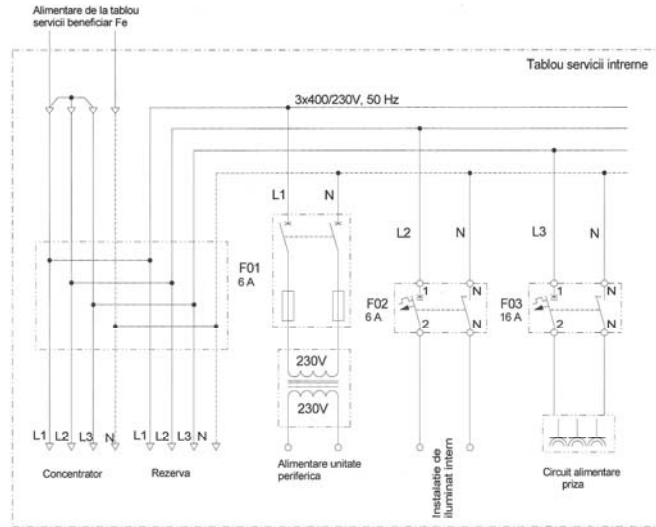


Fig.5.1.4. Alimentarea serviciilor interne ale centralei

În Fig.5.15. este descrisă schema circuitelor de măsură:

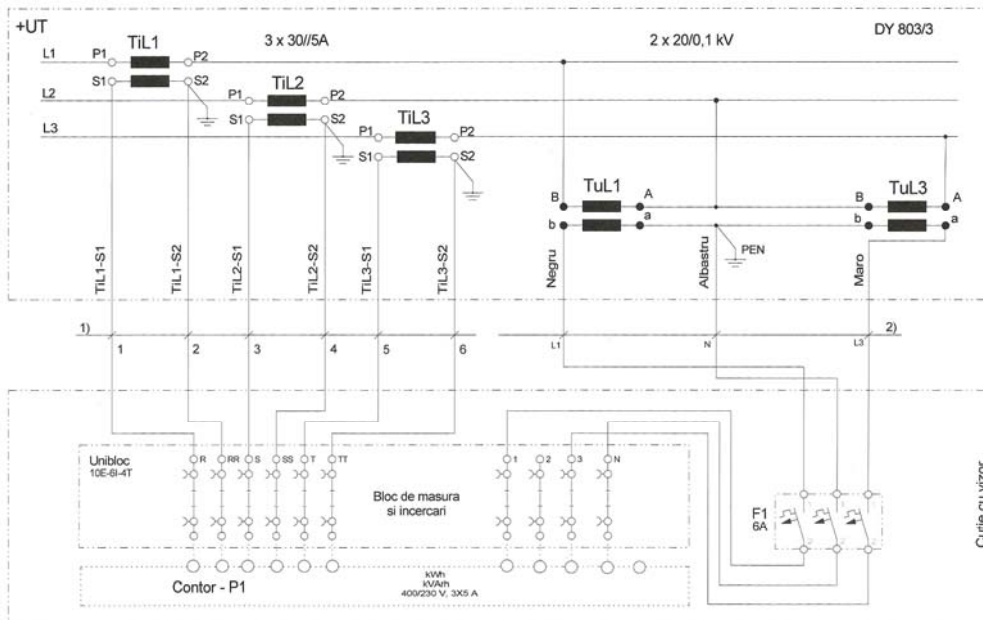


Fig.5.15. Celula de măsură

Partea de protecție a întregului ansamblu este realizată prin intermediul unui relee digital, tip MRA4, dedicat, conectat la transformatoarele de curent și tensiune ale celei de măsură. Schema de conexiuni a acestui relee digital este prezentată în Fig. 5.16.

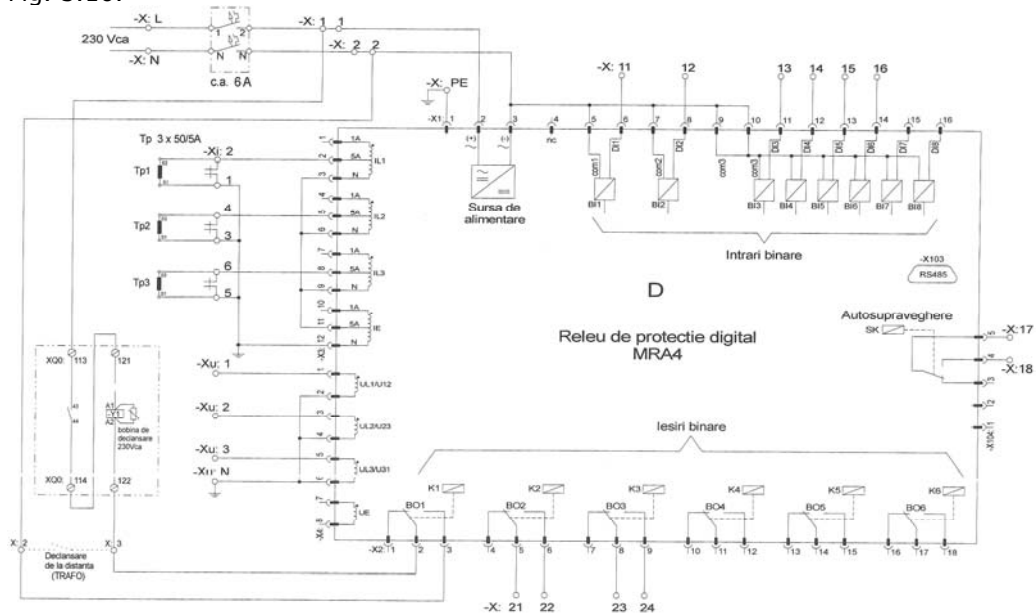


Fig.5.16. Integrarea releului de protecție digital tip MRA4 în schema centralei fotovoltaice

Nu vom insista asupra protecțiilor realizate cu acest relee (produs de Woodward), majoritatea fiind cu direcționale, cu tăiere de curent, sau aferente trafo. Acest relee digital permite, prin conexiune MBUS sau ModBUS, integrarea lui într-un sistem SCADA dedicat gestiunii evenimentelor apărute pe partea electrică a centralei [3].

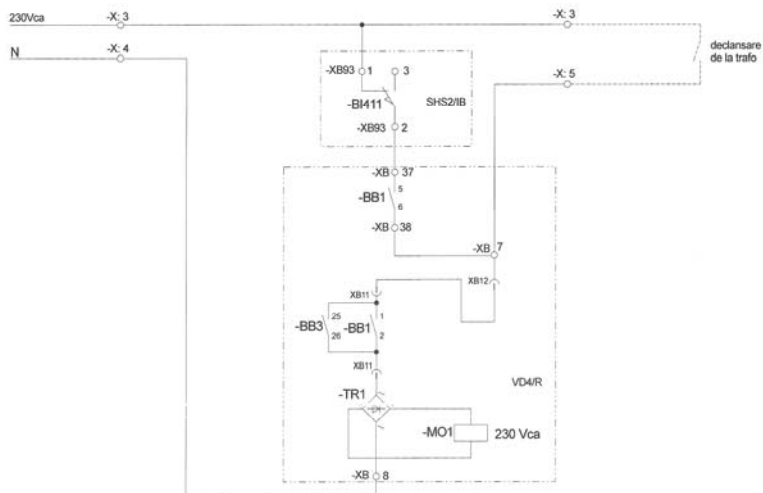


Fig.5.17. Schema de comandă a bobinei de declanșare la întreruptorul în vid din J2

Conectarea/deconectarea întregului parc de panouri fotovoltaice se face prin intermediul întreruptorului debrășabil de 0,4 kV, 2000 A, fabricat de către Moeller [101], notat Q0. Schema de conectare a acestuia este prezentată în Fig.5.18.

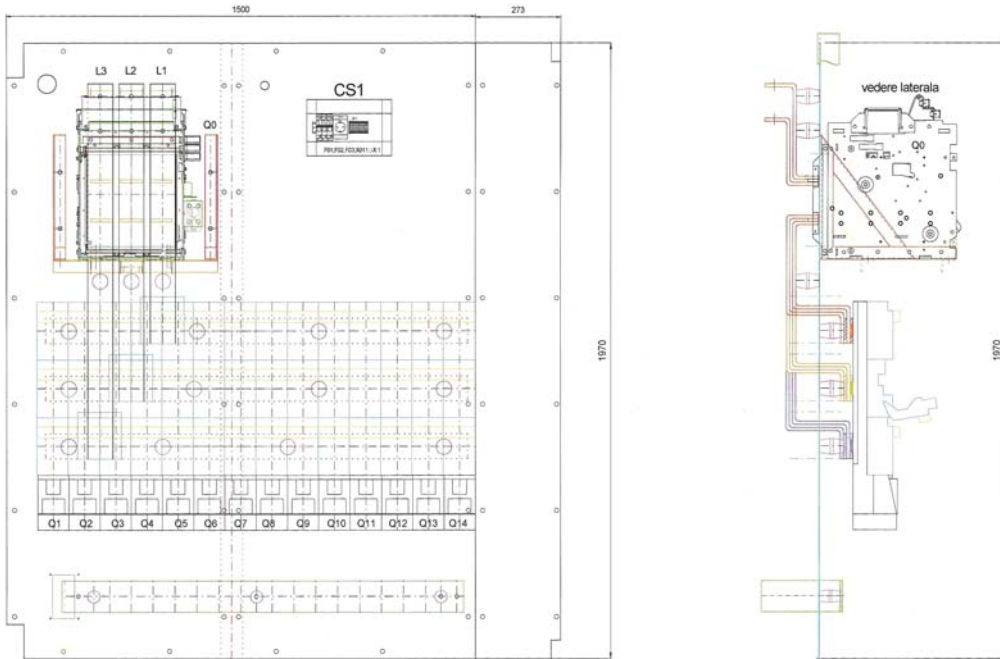


Fig.5.18. Întreruptorul debrășabil Q0. Dimensiuni și amplasare



Toate cele 14 magistrale sunt conectate prin intermediul unui ansamblu de separatoare cu fuzibile, care se remarcă în partea de jos a întreruptorului.

În Anexa 9 sunt prezentate mai multe desene de execuție și scheme de conexiuni ale diverselor componente ale sistemului.

5.2. Invertoarele utilizate în centrala fotovoltaică din Comuna Giroc

Panourile solare pot fi conectate, în serie sau paralel, la un invertor monofazat sau trifazat. Prin intermediul invertorului se realizează conversia din energie continuă, produsă de panourile solare pe baza efectului fotovoltaic, în energie alternativă, pentru conectarea la rețea [8].

Alegerea corectă a componentelor unui sistem fotovoltaic presupune alegerea panourilor fotovoltaice, dar și a invertoarelor și a bateriei de acumulatori, dacă este necesar. Putem spune că este un proces laborios în care proiectantul trebuie să țină cont de parametrii tehnici ai panourilor fotovoltaice, variațiile de temperatură, coeficienții de variație cu temperatura ai puterii de ieșire și ai tensiunii la puterea maximă ai panourilor fotovoltaice, nivelul radiației solare, plaja și valoarea maximă a tensiunii de intrare a invertoarelor de rețea, curentul de încărcare maxim al controlerelor de încărcare și al invertoarelor de baterii, tipul rețelei, locul de montaj, curba de consum, etc.

Sistemele fotovoltaice on-grid, cum este și cazul Centralei Fotovoltaice Giroc, reprezintă una dintre cele mai eficiente surse de conversie a energiei solare în energie electrică.

Dispozitivele electrice speciale care fac conversia energiei electrice de curent continuu, nestabilizată, provenită din surse de energie regenerabilă, cum ar fi panourile fotovoltaice sau mici turbine eoliene, în energie electrică de curent alternativ se numesc invertoare ON-GRID (invertoare de rețea).

Unele invertoare on grid pot ajunge la o eficiență de până la 98%. Aceste invertoare on-grid sunt construite fără transformatoare și sunt prevăzute cu algoritmi de determinare și urmărire a punctului de putere maximă. Invertoarele on grid se sincronizează la frecvența rețelei (50 Hz) și nu funcționează decât dacă sunt conectate la un sistem tip SEN. În cazul întreruperii legăturii la SEN, sistemele cu invertoare on grid se opresc automat și nu oferă energie de rezervă.

Se poate obține un randament de peste 95% prin alegerea corectă a unui invertor on grid, care să se încadreze în intervalul de variație al parametrilor de ieșire ai generatorului fotovoltaic și care să aibă puterea de ieșire cât mai apropiată de valoarea nominală a generatorului. O alegere incorectă a unui invertor ON GRID poate conduce la deteriorarea acestuia ca urmare a depășirii tensiunii maxime de intrare sau la o funcționare cu o eficiență scăzută din cauza supradimensionării puterii de intrare.

Panourile solare pot fi conectate în paralel la un invertor trifazat central, caracteristic sistemelor solare de puteri mari (10–250 kW). Această configurație are următoarele caracteristici: eficiență ridicată, cost redus, dar siguranță și fiabilitate redusă [80].

Totuși, această configurație se pretează bine pentru centrala fotovoltaică din Comuna Giroc, date fiind costurile reduse și mentenanța simplificată.

Pentru a realiza acest lucru s-a optat pentru o configurație de bază, având 4 mari suporturi, a câte 88 de panouri solare de 240W conectate la un invertor.

S-a optat pentru invertoare de la producătorul german RefuSOL, fiind printre cele mai apreciate pe piață.

Invertoarele cu stringuri trifazate sunt ideale pentru instalații pentru acoperiș și chiar parcuri cu capacități de megawați. Acestea îndeplinesc toate cerințele tipului de protecție IP 65 - carcasa acestora le protejează de praf, apă, inclusiv jeturi de apă. Astfel, aparatele RefuSOL pot fi instalate fără probleme chiar și în aer liber. Toate invertoarele cu stringuri sunt compacte și ușor de manipulat.

Suprafața suportului echipamentului, de exemplu, este mai mică decât patru foi A4 puse una lângă alta. Operarea și supravegherea sunt simple. Acestea sunt facilitate și printr-un display grafic, interfața integrată RS 485 și o conexiune Ethernet.

Invertoarele cu stringuri trifazate ating, chiar de la radiații solare scăzute, un randament de până la 98,2 %, declarat de către producător [99].

Pentru transferul termic este suficientă o răcire prin convecție. Datorită oscilațiilor de tensiune reduse la pământ, aparatele fără transformator sunt utilizabile și pentru multe module cu strat subțire [53].

Fișa tehnică a acestei categorii de invertoare este prezentată în Anexa 10. Nu vom insista asupra performanțelor acestora.

Invertoarele utilizate sunt trifazate, tip REFUSOL 080k [99].

Un astfel de inverter, amplasat în Centrala Fotovoltaică din Comuna Giroc este prezentat în Fig.5.19.



Fig.5.19. Inverter REFUSOL amplasat în Centrala Fotovoltaică Giroc

Un astfel de inverter deservește 4 grupuri de 88 panouri a câte 240W maximum. Deci puterea aparentă, în alternativ, se încadrează în jurul a 80 kW. Această putere este furnizată doar în zilele cu maxim al radiație solare, pentru scurt timp.

Alături de fiecare inverter este montată cutia de distribuție. Interiorul acestei cutii este prezentat în Fig.5.20. Echipamentele sunt cele descrise anterior [82].



Fig.5.20. Cutia de conexiuni de la inverter

În subcapitolul următor vom detalia un dispozitiv adițional destinat limitării supratensiunilor care pot apărea accidental în interiorul instalației electrice a centralei fotovoltaice [83].

5.3. Protecția împotriva supratensiunilor interne

Prin supratensiune se înțelege orice creștere a tensiunii specifice de funcționare, peste valoarea maximă a tensiunii de serviciu, indiferent de valoare și de durată. Fiecare piesă electrică sau electronică, fiecare dispozitiv, aparat, echipament sau instalație electrică sunt concepute să opereze la o anumită tensiune nominală, ceea ce corespunde unui anumit nivel de izolație. Pe durata funcționării, el este alimentat la o tensiune de serviciu, apropiată foarte mult de tensiunea nominală [26].

Supratensiunile pot conduce la solicitări anormale ale izolațiilor tuturor componentelor rețelei electrice de alimentare (izolatori ai rețelei, transformatoare, întreruptoare, și alte aparate și echipamente din stațiile electrice), sau ai rețelei electrice de telecomunicații, iar în lipsa unor mijloace de protecție adecvate, pot ajunge chiar până la terminale, cu consecințe imprevizibile asupra echipamentelor

consumatorilor sau abonaților conectați la rețea, asupra vieții sau sănătății operatorilor umani .

Supratensiunile pot apărea în orice rețea electrică, indiferent de nivelul de tensiune (joasă, medie, înaltă, foarte înaltă tensiune), de dimensiuni, de destinație (transport energie electrică, telecomunicații, de tracțiune electrică, etc.) sau de tipul lor (linii electrice aeriene sau subterane).

Supratensiunile care pot apărea într-o centrală fotovoltaică pot fi clasificate în:

- Supratensiuni interne, cauzate de puneri la pământ ale liniei, conectarea/deconectarea bruscă a unei sarcini, funcționarea în gol a unei linii, alimentarea unei sarcini capacitive prin intermediul unei impedanțe ridicate, deconectarea liniilor în scurtcircuit, supratensiuni de restabilire;
- Supratensiuni externe (lovituri de trăsnet directe sau indirecte).

Putem afirma, fără a greși, că soluția cea mai eficientă pentru protecția contra supratensiunilor este reprezentată la ora actuală de descărcătoarele cu rezistență variabilă cu varistoare pe bază de oxizi metalici.

În continuare vom detalia o soluție de protecție simplă, aplicabilă în situația echipamentelor de conexiune la nivelul întreruptorului debroșabil.

În literatura de specialitate, pe plan mondial, nu există un set complet de algoritmi sau de proceduri de alegere a varistoarelor pentru diferite aplicații sau pentru proiectarea echipamentelor de protecție care le înglobează.

Deci, nu există „manualul minune” care să ne ofere un răspuns la întrebarea „Ce fel de varistor să alegem?” În funcție de experiența sau de rezultatele anterioare, fiecare fabricant de varistoare are propriile soluții de proiectare, de cele mai multe ori empirice, sau neluând în calcul toate aspectele dimensionării.

Articolele sau lucrările științifice de specialitate oferă o viziune parțială asupra acestui subiect, ele intrând foarte mult în detalii legate numai de câte un aspect al dimensionării.

În continuare vom propune un algoritm pentru stabilirea rapidă a tipului de varistoare care trebuie utilizate, luând în calcul majoritatea aspectelor posibile.

Acest algoritm are 3 pași importanți:

1. Stabilirea tipului și tensiunii nominale a varistorului (calculul electric);
2. Calculul (și verificarea) curentului maxim suportabil, al energiei preluate și al căldurii disipate (calculul termic);
3. Compararea tensiunii și a curentului rezidual suportat de echipamentul de protecție la supratensiuni, ca valoare de vârf, cu limita maximală a supratensiunilor temporare care pot apărea în instalația de protejat (calculul de siguranță).

În continuare vom detalia acești pași, cu exemplificare pentru situația concretă.

Notațiile și mărimile utilizate în acest capitol sunt în conformitate cu normele internaționale în domeniu.

5.3.1. Pasul I (calculul electric)

Este de dorit ca echipamentul de protecție să aibă un nivel de protecție cât mai apropiat de tensiunea nominală de fază a rețelei (care este de 230 Vef pentru rețelele de alimentare). Se pornește de la cerințele echipamentului de protejat sau ale rețelei în care acesta este montat.

În general se acceptă o posibilă creștere a tensiunii de alimentare la nivelul consumatorului final, cu până la 6 %, la o valoare denumită în standarde U_{MCOV} , definită ca tensiunea maximală de serviciu permanent, reprezintă limita maximă admisibilă, ca valoare efectivă, sau ca valoare permanentă în curent continuu a tensiunii de alimentare de frecvență industrială (**Maximum Continuous Operating Voltage**, în engl.). Această limită este dată de instalația de protejat [14].

Pentru instalațiile de joasă tensiune se consideră valabilă relația [34]:

$$U_{MCOV} = 230 \times 1,06 = 244 \text{ Vef} \quad (5.1)$$

Totuși, așa cum am evidențiat, recomandăm o valoare de 1,1 (creștere de 10 %) pentru coeficientul de siguranță. Chiar dacă toate echipamentele de rezistență din construcție, în mod obligatoriu, la $1,06 \times$ tensiunea nominală, în regim permanent, nelimitat, ele vor rezista și la $1,1 \times$ tensiunea nominală, cel puțin pentru o durată destul de mare de timp;

În realitate, acest coeficient este în jurul a $1,08...1,09$.

Deci, valoarea maximă a tensiunii permanente o putem redefini ca fiind:

$$U_{MCOV} = 230 \times 1,1 = 253 \text{ Vef (aprox. 250 Vef)} \quad (5.2)$$

Tensiunea de alimentare accidentală (supratensiunea) care apare la bornele consumatorului protejat rămâne sinusoidală (cauza cea mai frecventă a apariției acestui tip de avarie o reprezintă un reglaj defectuos al poturilor transformatoarelor). Prin urmare, între valoarea efectivă U_{MCOV} și amplitudinea acesteia există relația U_{mMCOV} :

$$U_{mMCOV} = 1,41 \times U_{MCOV} = 357 \text{ (aprox. 360 V)} \quad (5.3)$$

Aceste mărimi fac referiri la parametrii echipamentului de protejat.

Mărimea varistorului care trebuie ajustată este tensiunea de prag U_N . Aceasta trebuie să fie, teoretic mai mare sau cel puțin egală cu valoarea amplitudinii tensiunii sinusoidale permanente (sau cu valoarea tensiunii continue permanente).

Pentru a putea face dimensionarea corespunzătoare echipamentului de protecție, trebuie să avem în vedere și tensiunea U_{RMS} (**la limită = U_{MCOV}**) care reprezintă tensiunea efectivă maximă, în serviciu permanent la bornele echipamentului de protecție la supratensiuni, se acceptă ca fiind egală cu U_{MCOV} , cerută de instalația de protejat.

Prin urmare $U_{RMS} = 253 \text{ Vef}$

Iar amplitudinea maximă a acesteia este $U_{mRMS} = 253 \times 1,41 = 357 \text{ V}$

Deci, U_{mRMS} la limită este egal cu U_{mMCOV} , și, evident, cu U_N .

Empiric, raportul U_N / U_{RMS} este recomandat ca fiind în jur de $1,5...1,7$. Relația aceasta este arbitrară, U_N fiind o tensiune continuă, U_{RMS} fiind o valoare efectivă (**Rated Mean Square** în engl.). În cazul recomandat de standarde, raportul lor este egal cu $1,06 \times 1,41 = 1,5$. În cazul nostru, pentru început, acest raport are valoarea $1,1 \times 1,41 = 1,55$.

Motivul pentru care se preferă o valoare mai mare a acestui raport este simplu. De fiecare dată când se ajunge, în exploatarea normală, fără a deteriora echipamentul de protejat în jurul valorii maxime tolerate (360 V) a sinusoidii tensiunii de alimentare (în jurul valorii de amplitudine), există riscul intrării în conducție a varistorului. Acest lucru conduce la solicitarea în mod inutil a acestuia, provocând încălzirea lui și intrarea în conducție accelerată, ceea ce implică o

degradare accentuată și o reducere substanțială a duratei de viață, și, în situații limită, la ambalarea termică și distrugere varistorului, însoțită de un scurtcircuit în instalația de protejat [80].

Al doilea element care trebuie luat în calcul este sensibilitatea varistorului. Este de dorit ca varistorul să fie cât mai sensibil, pentru a răspunde cât mai prompt la cele mai mici solicitări. Evident, acest lucru implică o tensiune de prag cât mai mică, deci, se ajunge în situația intrării premature în conducție a varistorului.

Proiectarea unui echipament eficient de protecție la supratensiuni, bazat pe tehnologia varistoarelor ZnO constă în găsirea compromisului între fiabilitate și sensibilitate.

Pentru aplicațiile din domeniul electronicii, în mod evident, sensibilitatea este primordială. Dar și siguranța în exploatare a centralei fotovoltaice este esențială. Compromisul se va realiza prin utilizarea unor varistoare având o diferență între cele două mărimi definite anterior ca fiind de maximum 3-4 V, ceea ce implică o valoare a raportului aproximativ $U_N / U_{RMS} = 1,55 \times 1,01 = 1,565$

În consecință, tensiunea de prag a varistoarelor alese pentru alimentarea la 230 Vef în c.a. este de $253 \times 1,565 = 395$ V.

În conformitate cu datele din literatură, se cunoaște, pentru materialul cu 5 oxizi aditivi, că, tensiunea de prag a unei joncțiuni intergranulare elementare este $u_N = 3,02$ V (aproximativ), iar, prin măsurare cu microscopul electronic, a rezultat că diametrul mediu al unei granule este $d_g = 21$ μm (aproximativ), de unde, înălțimea fiecărui varistor, indiferent de diametru, va fi dată de relația:

$$H = d_g \times U_N / u_N = 0,021 \times 395 / 3,02 = 2,8 \text{ mm} \quad (5.4)$$

Se va alege, prin urmare, un varistor de 3 mm grosime, garantat pentru tensiunea nominală de 275 V.

5.3.2. Pasul II (calculul termic)

La Pasul I s-au anticipat diametrele alese, atunci când am descris soluția finală adoptată. În realitate, alegerea diametrului varistorului (deci a capacității sale de absorbție în energie) este făcută în această etapă.

Dimensionarea termică a varistoarelor este o etapă deosebit de importantă, în scopul evitării supraîncălzirii acestora și distrugerii lor prin „ambalare termică”.

La ora actuală există numeroase studii privind dimensionarea termică și creșterea stabilității termice a varistoarelor pe bază de oxizi metalici []. Condițiile termice de funcționare ale echipamentelor de protecție contra supratensiunilor din centrala fotovoltaică sunt determinate în principal de:

- nivelul nominal de tensiune (JT);
- tipul (amplitudinea și durata) supratensiunilor care apar la bornele lor (preponderent tranzitorii, tip lovitură de trăznet);
- materialul din componența varistorului (standard);
- geometria varistorului și construcția echipamentului (disc);
- presiunea de contact a electrozilor pe varistoare și omogenitatea coloanei (electrozi monofilari sudați);
- vârsta și gradul de uzură al echipamentului (echipamente noi);
- modul de amplasare (în execuție închisă);
- condițiile climatice în care operează (interior, incintă neclimatizată);
- modul de exploatare și de asigurare a mentenanței (fără mentenanță);
- frecvența apariției supratensiunilor (max. 100 incidente pe an).

În majoritatea echipamentelor de protecție contra supratensiunilor se dezvoltă neconținut căldură, în virtutea transformării unei părți importante din energia electromagnetică în energie termică, chiar când nu se aplică unde de supratensiune la bornele lor, datorită faptului că varistorul pe bază de ZnO este parcurs, la tensiunea nominală a rețelei, de un anumit curent electric. Ca urmare a căldurii degajate în varistor, temperaturile diferitelor părți ale acestuia sau ale echipamentului, cresc până la temperaturile limită, corespunzătoare regimului staționar, când întreaga căldură este cedată mediului ambiant [34].

Echipamentul, în regim staționar, posedă o anumită încărcătură calorică, ce se păstrează în stare potențială. Aceasta s-ar pierde, prin disipare progresivă în mediul ambiant mai rece, doar în situația deconectării echipamentului de la rețea. Valoarea acestei călduri latente reprezintă doar o fracțiune din valoarea energiei electrice care se transformă în căldură în interiorul varistorului, prin efect Joule – Lenz în cazul apariției unei unde de supratensiune.

În situația aplicării unui impuls de supratensiune, care duce la apariția unui supracurent important, această stare de echilibru termic staționar este depășită.

Pentru a se garanta o funcționare exemplară și de lungă durată a echipamentului de protecție, sub aspectul solicitărilor termice, standardele de fabricație impun (în funcție de materialele utilizate și condițiile de exploatare), anumite limite maxime admise pentru temperaturile de regim staționar.

În regimul de serviciu nominal (permanent) de funcționare al echipamentului de protecție (când echipamentul este conectat la tensiunea nominală a rețelei și nu se aplică nici o supratensiune), varistorul ajunge după un timp relativ scurt în regim termic staționar, care corespunde unui echilibru între puterea (căldura în unitatea de timp) produsă prin efectul Joule-Lenz în masa varistorului parcurs de un curent relativ mic și cea donată (cedată) mediului ambiant sub formă de căldură [].

Ruperea acestui relativ fragil echilibru generează creșterea temperaturii, care produce o creștere a curentului de scurgere prin varistor (curent de natură termoelectronică), procesul repetându-se în avalanșă, generând astfel așa-zisa "ambalare termică".

Trecerea din regim termic permanent în regimul termic (tranzitoriu) de ambalare termică se face în următoarele cazuri:

- **În regim de serviciu nominal**, prin creșterea temperaturii mediului ambiant sau creșterea tensiunii rețelei;

Ecuția acestui echilibru se scrie ca [34]:

$$U_n * I_f = a * S_l * \tau \quad (5.5)$$

Unde:

- **U_n** este tensiunea nominală (230 Vef);
- **I_f** este curentul de scurgere (0,1 mA);
- **a** este transmisivitatea termică globală (prin convecție și radiație, egală cu 17 [W / (m² grad)]);
- **τ** este supratemperatura acceptabilă a varistorului (**τ(t)=θ-θ_a**=20 °C);
- **S_l** este aria laterală de cedare a căldurii. Pentru varistoarele de tip disc

rezultă $S_l = 2 \cdot \pi \cdot \frac{d^2}{4} + \pi \cdot d \cdot h$, **d** fiind diametrul minim căutat, iar **h** este

înălțimea acestuia, anume 2,8 mm.

În consecință, ecuația anterioară se va rescrie ca:

$$d^2 + 2dh - \frac{2 \cdot U_n \cdot I_f}{\alpha \cdot \pi \cdot \tau} = 0 \quad (5.6)$$

Care va avea soluția (numai cea pozitivă, evident):

$$d = \frac{-2 \cdot h + \sqrt{4 \cdot h^2 + \frac{8 \cdot U_n \cdot I_f}{\alpha \cdot \pi \cdot \tau}}}{2} \quad (5.7)$$

De unde rezultă: $d = 4,33$ mm (aproximativ 5 mm)

În conformitate cu acest calcul, rezultă că orice varistor având un diametru mai mare decât 5 mm și o înălțime de 2,8 mm este, până în această etapă, adecvat cerințelor specificate.

- **În regim de serviciu de avarie**, energia din undele de supratensiune produce o creștere rapidă și pronunțată a temperaturii;
 - dacă aceasta rămâne inferioară unei anumite limite, căldura degajată poate fi evacuată, varistorul se răcește progresiv și temperatura revine la o valoare stabilă;
 - dacă temperatura depășește o anumită valoare de prag, (de exemplu prin aplicarea unor șocuri de tensiune care se succed la intervale scurte de timp), apare ambalarea termică.

Prin urmare, este suficient să cunoaștem valoarea estimativă a energiei vehiculate (mărime standardizată) și valoarea maximă admisibilă a supratemperaturii varistorului (mărime de cele mai multe ori determinată experimental), astfel încât după absorbția energiei respective, dispozitivul să nu intre în ambalare termică, rămânând în zona rezervei de stabilitate. Din ecuația de bilanț termic va rezulta masa varistorului, iar apoi, având înălțimea fixată, vom obține diametrul minimal recomandabil.

Relația definitorie este:

$$\frac{\pi \cdot d^2}{4} h \cdot \rho_v \cdot c_v \cdot \Delta\theta = Q \quad (5.8)$$

unde:

d este diametrul varistorului [m];

h este înălțimea varistorului [m];

c_v este căldura specifică masică [J/(kg·°C)] ;

$\Delta\theta$ este supratemperatura maximă acceptabilă [°C];

Q este energia maximă vehiculată de unda de șoc (căldura maximă) [J];

ρ_v este densitatea masică [kg/m³].

Din relația (5.8) rezultă:

$$d = 2 \cdot \sqrt{\frac{Q}{\pi \cdot h \cdot \rho_v \cdot c_v \cdot \Delta\theta}} \quad (5.9)$$

În general se consideră că supratemperatura maximă pe care o poate avea un varistor, după aplicarea impulsului (șocului) de tensiune fără a exista riscul ambalării termice, după trecerea undei de șoc, sub acțiunea doar a tensiunii nominale a rețelei, este de cca. 30 °C (este mai mare decât în cazul regimului permanent de avarie, deoarece tensiunea nominală a rețelei este mai mică decât cea de prag, deci riscul ambalării termice este ușor mai redus, chiar dacă

varistorul este cald). Se va lua în calcul și valoarea căldurii specifice masice a varistorului, la 20°C, anume $c_v = 0,7534 \text{ [J / (g \cdot ^\circ\text{C})]}$.

5.3.3. Pasul III (calculul de siguranță)

Pasul III este, de fapt, un pas de verificare a soluțiilor tehnice alese anterior. Scopul acestuia este de a verifica dacă varistorul dimensionat după metodele anterioare face față solicitărilor reale pe durata unui impuls de tensiune.

Dacă în urma proiectării, utilizând metoda prezentată anterior, s-a optat pentru varistoare standardizate, se pot verifica următoarele mărimi:

- **I_n** , curentul nominal, care reprezintă valoarea de vârf a curentului de descărcare, la unda tip 8/20 μs , utilizat pentru testarea echipamentului protejat. Pentru aplicațiile de joasă tensiune este de 2,5 kA (aplicațiile din telecomunicații fiind considerate ca fiind de clasă D), conform CECC 42000 Test C2.1; Acesta se va corela cu (va fi mai mic decât) **I_{max}** – curentul maxim al echipamentului de protecție la supratensiuni, care reprezintă valoarea de vârf, dată de constructor, a unei de impuls de curent, tip 8/20 μs , suportată o singură dată de descărcător (Permissible Peak Current în engl.). Are valori de sute sau, mai rar, mii de **[A]** pentru aplicațiile la joasă tensiune;
Se vor utiliza formele de undă pentru impulsul de curent 8/20, sau, după caz, alte forme standardizate.
- **N_p** – nivelul de protecție, parametru ce caracterizează performanțele protecției și care reprezintă valoarea de vârf a tensiunii celei mai ridicate, admisibilă la bornele descărcătorului sau varistorului, în condiții date de încercare, în **[V]**. Această tensiune trebuie să fie superioară ca valoare fiecăreia din valorile de mai jos:
 - Tensiunea maximală de amorsaj la șoc de tensiune $t_1/t_2 = 1,2/50 \mu\text{s}$;
 - Tensiunea reziduală la curentul nominal de descărcare (ca valoare maximă);
 - Tensiunea maximă de amorsare pe frontul undei împărțită la 1,15;
 Această mărime se va corela cu (va fi mai mare decât) **N_i** – nivelul de izolație; parametru care caracterizează performanțele de izolație ale instalației în care este plasat echipamentul de protecție la supratensiuni, definit prin tensiunea de ținere la șoc, ce corespunde tensiunii de conturare a izolației instalației la unda de tensiune 1,2/50 μs , în **[V]**. În funcție de poziționarea varistorului în instalație, acest parametru are valoarea de 6 kV pentru echipamentele de clasă A, 4 kV pentru cele de clasă B, 2,5 kV pentru cele de clasă C și 1,5 kV pentru cele de clasă D.
Se vor utiliza formele de undă pentru impulsul de tensiune 1,2/50, sau, după caz, alte forme standardizate.

Pentru instalațiile descrise în această lucrare, procedura de testare este mult mai simplă, fiind suficient un singur tip de încercare, anume impulsul de curent tip 8/20, în conformitate cu standardul european EN DIN VDE 0432 T.2. Acest lucru este posibil, deoarece echipamentele bazate pe varistoarele descrise sunt asimilabile clasei D.

Este de dorit ca, pentru varistoarele de 230 Vef, aplicând un impuls de tensiune de 1,5 kV în valoare maximă, curentul să nu treacă de 1,5 kA în valoare maximă. După aplicarea acestui curent, varistorul trebuie să nu se distrugă nici prin străpungere dielectrică, nici prin ambalare termică [34].

Din păcate, acest test nu poate fi efectuat, neavând la dispoziție un generator de impuls standardizat.

Varistoarele utilizate sunt de tip VARSI K275S20 [102] și urmează a fi montate în interiorul cutiilor de conexiuni prezentate în Fig.5.20., între fiecare fază și neutrul de protecție al instalației. Nu se montează între faze, neputând funcționa corect la tensiunea de linie de 0,4 kV.

5.4. Concluzii

Centrala fotovoltaică din Comuna Giroc, județul Timiș poate constitui un exemplu de proiect de succes pentru construcția unei astfel de unități de putere medie-mică, în care se remarcă simplitatea și eficiența proiectului.

Nu există o soluție simplă și clasică pentru proiectarea unui astfel de obiectiv. Alegerea și dispunerea panourilor dictează întregul algoritm pentru proiectarea instalațiilor electrice aferente.

Soluțiile de conexiuni sunt alese în funcție de curenții și puterile vehiculate.

Există numeroase modele de invertoare pentru centrale fotovoltaice, precum și numeroase variante de interconectare. Invertoarele alese au fost de tip REFUSol, una dintre firmele de prestigiu în domeniu. S-a ales, din considerente de reducere a investiției, ca un inverter să deservească 4 grupuri de panouri fotovoltaice cu o putere de cca. 80kW. Soluția nu este spectaculoasă, sau extrem de fiabilă, ea reprezentând doar o variantă de reducere a costurilor. Invertorul a fost ales și datorită posibilităților de interconectare în SCADA prin Ethernet sau RS485.

Traseele de cabluri sunt stabilite conform geometriei stației, iar tipul de cablu trifazat este ales în conformitate cu normativele în vigoare. Aparatajul de comutație și protecție este simplificat, prin utilizarea unor celule dedicate. Unul din avantajele acestei amplasări a centralei este vecinătatea cu LEA de 20 kV.

O altă concluzie care poate fi formulată, după acest studiu, este lipsa unei metodologii coerente, aplicabilă pentru proiectarea instalațiilor de protecție împotriva supratensiunilor pentru aplicații la joasă tensiune în cadrul centralelor de panouri fotovoltaice. Fiecare fabricant de varistoare sau de echipamente de protecție dispune de propriul său algoritm, de multe ori empiric, destinat proiectării acestora. Standardele internaționale de specialitate prevăd foarte clar cerințe referitoare la încercările acestor echipamente și mai puțin date privind alegerea sau dimensionarea acestora în situația aplicațiilor din centralele fotovoltaice. Practic, numai aplicația concretă stabilește limitele concrete ale acestor aparate.

Prezenta lucrare propune un algoritm simplu și eficient privind proiectarea echipamentelor de protecție împotriva supratensiunilor pentru aplicații la joasă tensiune în interiorul centralelor fotovoltaice.

Pornind de la solicitările, bine definite de către domeniul de aplicație și standardele și normele specifice, la care sunt supuse varistoarele pentru aplicații la joasă tensiune, s-a propus un algoritm de alegere și proiectare a varistoarelor, bazat pe trei pași, anume:

1. Stabilirea tipului și tensiunii nominale a varistorului (calculul electric);
2. Calculul (și verificarea) curentului maxim suportabil, al energiei preluate și al căldurii disipate (calculul termic);
3. Compararea tensiunii și a curentului rezidual suportat de echipamentul de protecție la supratensiuni, ca valoare de vârf, cu limita maximală a supratensiunilor temporare care pot apărea în instalația de protejat (calculul de siguranță).

În esență, pașii proiectării stabilesc:

- Pasul I – materialul, tipul, tensiunea de prag și înălțimea varistoarelor; Pornind de la nivelul de tensiune nominal al instalației, se stabilește tensiunea de prag pentru a realiza compromisul între sensibilitate și fiabilitate, iar apoi, cunoscând parametrii de material, pentru un anumit tip de varistor, se va determina înălțimea acestuia.
- Pasul II – diametrul și capacitatea de absorbție în energie; Se pornește de la studiul echilibrului termic al varistorului, în două situații limită de exploatare. Studiul echilibrului termic al unui varistor trebuie făcut în toate regimurile sale de funcționare, pericolul ambalării termice putând apărea oricând. În consecință, s-a evidențiat echilibrul termic stabil, în regim de serviciu permanent, dar și echilibrul instabil, corespunzător regimului de serviciu de avarie (impuls).
- Pasul III – limitele funcționale ale acestora (practic este o verificare a celorlalți pași).
Dacă în urma proiectării, utilizând metoda prezentată anterior, s-a optat pentru varistoare standardizate, se vor verifica din fișele tehnice ale varistoarelor următoarele mărimi, curentul maxim la o valoare maximă a tensiunii, pentru un impuls standardizat;

Indiferent de modul de alegere al varistoarelor (industriale sau artizanale), se recomandă efectuarea unor încercări specifice, în scopul verificării parametrilor aleși, dacă acest lucru este posibil.

Concluziile desprinse în acest capitol, împreună cu algoritmul de proiectare, pot fi generalizate și pentru varistoarele de medie și înaltă tensiune, cu modificarea limitelor și solicitărilor specifice. Acest algoritm nu exclude soluțiile clasice de proiectare și de încercare, acestea fiind complementare. Se recomandă utilizarea metodelor numerice pentru modelarea completă a stabilității termice, în scopul definirii clare a solicitărilor care vor fi baza calculului de proiectare.

Din punct de vedere al proiectării instalației electrice aferente centralei, alegerea și dispunerea panourilor determină celelalte soluții tehnice, care de regulă sunt standardizate.

5.5. Contribuții personale

Autorul a supervizat întregul proiect, realizând ca subcontractor (Persoana Fizică Autorizată, autorizat și de către A.N.R.E.) al S.C. ETS Service S.R.L. toată documentația tehnică aferentă, precum și desenele tehnice de execuție, care conțin, în mod evident și elemente de originalitate. Nu vom insista asupra acestor elemente, capitolul având altele care au un aport mai mare de originalitate.

Dintre cele mai importante contribuții personale ale autorului, în acest capitol, amintim:

- Analiza principalelor metode de proiectare a instalațiilor electrice aferente centralelor fotovoltaice și evidențierea deficiențelor acestora;
- Propunerea unei scheme originale de interconectare a invertoarelor, pentru reducerea costurilor de construcție;
- Alegerea invertoarelor, a echipamentelor de comutație și protecție;

- Dezvoltarea unui algoritm propriu, având trei pași, pentru alegerea și dimensionarea varistoarelor pe bază de ZnO, care implică calculul electric, termic și de siguranță, cu aplicație dedicată în domeniul panourilor fotovoltaice;
- Verificarea pașilor algoritmului;
- Identificarea solicitărilor electrice specifice instalațiilor de conversie fotovoltaică a energiei;
- Efectuarea încercărilor de siguranță și punerea în funcțiune a obiectivului;
- Măsurarea unor mărimi specifice în scopul verificării dimensiunilor alese;

6. SISTEM SCADA PENTRU CENTRALA DE PANOURI FOTOVOLTAICE

Revoluția tehnico-științifică contemporană, dublată de revoluția "informațională" au implicații profunde în modul de producție al bunurilor materiale, dar și a serviciilor prestate. Ușurarea muncii omului, transferarea centrului de greutate dinspre munca fizică spre cea intelectuală, ca și reducerea diferențelor dintre acestea ocupă un loc de frunte în rândul tendințelor actuale ale tehnicii. Principalul mijloc pentru atingerea unui asemenea obiectiv îl constituie *automatizarea proceselor de producție*. Prin *automatizare* se înțelege așadar ansamblul de măsuri tehnice luate pentru reducerea sau eliminarea participării umane în desfășurarea proceselor de producție în general și al proceselor tehnologice în special [2].

În ultimii ani, se manifestă o urgență a diverselor tehnologii și procese adiacente, datorită necesității de integrare și supraveghere centralizată a diverselor procese existente la nivelul unei entități, industriei. În cazul în care elaborarea și aplicarea comenzilor se efectuează de către un operator uman, vom spune că avem o *conducere manuală* (chiar dacă se face apel și la resursele intelectuale ale ființei umane), iar în cazul în care aceste operații sunt efectuate de anumite mijloace tehnice, fără intervenție umană, avem o *conducere automată*.

Trebuie remarcată, în orice operație de conducere, existența unei vehiculări în circuit închis a informațiilor și acțiunilor. Omul sau mijlocul tehnic care realizează conducerea primește în permanență informații privind evoluția procesului prin intermediul mărimilor măsurate, informații care, evident, determină, în urma unei prelucrări corespunzătoare, nivelul mărimilor de comandă. Acestea, la rândul lor, modifică starea procesului și deci valorile mărimilor de ieșire [1].

O primă caracterizare a procesului tehnologic (inclusiv în sectorul energetic) se poate face prin evidențierea unui ansamblu de fenomene fizice, care implică transferuri și transformări masice și/sau energetice, cu o destinație funcțională preconizată. O descriere cantitativă a procesului presupune evidențierea unor mărimi caracteristice, precum și a dependențelor dintre acestea, stabilindu-se legăturile cauzale ce guvernează desfășurarea sa în timp.

Astfel de mărimi pot fi, în cazul unei centrale fotovoltaice, tensiunile, curenții, puterile, energiile, etc. Modalitatea ideală pentru îndeplinirea obiectivelor ce revin sistemelor de conducere este organizarea acestor sisteme în structuri ierarhizate, abordare modernă ce satisface exigențele actuale din automatizările industriale. O structură ierarhizată multinivel, care surprinde în principal aspectele funcționale ale conducerii este organizată pe niveluri de automatizare.

Funcționarea în condiții optime a unei centrale fotovoltaice presupune urmărirea și corectarea în timp real a principalilor parametri: puteri, tensiuni, curenți, temperaturi, etc.

Un anumit proces tehnologic poate fi caracterizat prin ansamblul mărimilor caracteristice și al legăturilor cauzale dintre acestea, date de legile obiective ale naturii. Conducerea unui proces tehnologic impune în primul rând stabilirea unui obiectiv al conducerii care fixează, de fapt, însăși destinația funcțională a procesului respectiv [16].

Intervenția asupra procesului se materializează prin mijlocirea unor aparate și dispozitive numite *elemente de execuție*, care realizează adaptarea cu procesul condus, iar măsurile măsurate, după cum le arată și numele, se obțin prin mijlocirea aparatelor de măsură sau a traductoarelor [74].

Mărimile de intrare ale elementelor de execuție prin intermediul cărora se face, de fapt, conducerea procesului, vor fi denumite *mărimi de comandă*. Pentru a putea defini precis un astfel de obiectiv al conducerii este necesară introducerea unui nou set de mărimi, pe care le vom numi *mărimi de calitate ale procesului* și le vom considera drept componente ale vectorului mărimilor de calitate. Ele sunt nemijlocit dependente de măsurile de stare, unele dintre ele putându-se chiar identifica cu acestea. Cu ajutorul mărimilor de calitate, obiectivul conducerii poate fi exprimat simplu prin necesitatea atingerii și menținerii unui regim (în general staționar) al procesului, în care măsurile de calitate au valori impuse, stabilite de tehnolog și considerate optime.

Optimizarea funcționării unei centrale fotovoltaice se poate obține prin implementarea unor sisteme automate de comandă, control și monitorizare, specifice proceselor industriale.

Materializarea conducerii implică deci, în plus, pe de o parte precizarea posibilităților de intervenție asupra procesului, iar pe de altă parte precizarea posibilităților de cunoaștere a stării curente a procesului, fără de care elaborarea modului de intervenție nu ar fi cu putință. Aceasta necesită fixarea a încă două categorii din cadrul mărimilor caracteristice și anume: un set de mărimi pe care le vom numi *mărimi de execuție* prin modificarea cărora putem modifica starea procesului și un alt set de mărimi numite *mărimi măsurate* prin intermediul cărora se poate aprecia starea curentă [85].

Ansamblul mărimilor măsurate este dictat pe de-o parte de posibilitățile tehnice de măsurare existente, iar pe de altă parte de necesitatea de a putea extrage din acestea starea procesului. Evident, de câte ori o mărime de stare poate fi măsurată, este oportun ca acest lucru să fie făcut.

Un aspect extrem de important al acțiunii de conducere este caracterul său permanent. Într-adevăr, odată atins obiectivul conducerii, respectiv atinsă starea în care măsurile de calitate au valorile dorite, păstrarea constantă a tuturor mărimilor de execuție nu asigură menținerea constantă și a mărimilor de calitate. Pentru a evidenția cauza unei astfel de situații, trebuie să luăm în considerare încă un set de mărimi care au proprietatea că nu depind de cele introduse până acum și, simultan au variații necontrolate și imprevizibile, influențând starea procesului și măsurile de calitate. Le vom numi *mărimi perturbatoare*. Datorită acțiunii mărimilor perturbatoare, conducerea unui proces nu poate înceta decât odată cu oprirea acestuia din funcțiune [18].

În majoritatea situațiilor, perturbația principală o reprezintă variațiile de sarcină. De asemenea, variația condițiilor de mediu în care se desfășoară procesul este o sursă de perturbații [29].

Cu aceste precizări, problema conducerii procesului se formulează astfel: *fiind dat obiectivul conducerii prin setul de valori considerate optime, ale mărimilor de calitate, și având acces permanent la valorile mărimilor măsurate, să se elaboreze și să se aplice măsurile de comandă, astfel încât să fie atins și menținut obiectivul conducerii.*

Conceptul de conducere multinivel, în ideea implementării cu echipamente numerice, asigură în principal trei funcții de bază: *identificarea și optimizarea proceselor*, funcții realizate la nivel ierarhic superior și *funcția de achiziție, prelucrare primară de date și reglare*, la nivel ierarhic inferior.

Pentru nivelul inferior sunt importante aspectele de execuție și, din acest motiv, interesează în primul rând regimul dinamic de funcționare a procesului condus.

Soluția pentru aceste modernizări o constituie sistemele informatice de automatizare și monitorizare tip SCADA, care să poată fi particularizate pentru orice tip de centrală fotovoltaică, indiferent de suprafața acesteia și de distribuția geografică a panourilor.

SCADA este acronimul în limba engleză pentru „Supervisory Control And Data Acquisition”, care se traduce astfel: „Supraveghere, Control și Achiziție de Date”. În principiu, orice sistem care realizează aceste funcții elementare, poate fi considerat un sistem SCADA. Ca definiție unanim acceptată în întreaga lume, un sistem SCADA se referă la un sistem distribuit pe o anumită arie geografică, format dintr-un echipament master (dispecer central) și mai multe echipamente de câmp inteligente (RTU = remote terminal unit, PLC = programmable loop controller, CPU = central processing unit, EAD = echipament de achiziție date și control) aflate în aria geografică respectivă.

Prin intermediul acestora se realizează funcțiile de:

- măsurarea & achiziția datelor din procesele supravegheate;
- controlul & automatizarea proceselor supravegheate;
- înregistrarea & transmiterea datelor la dispecerul central;

Dispecerul central realizează funcțiile SCADA de supraveghere, achiziție date și control, de la distanță față de procesele care se doresc supravegheate.

Echipamentele de câmp inteligente au capacitatea de a realiza funcțiile de achiziție date, înregistrare și control, de regulă în timp real, independent de dispecerul central.

Procesele pot fi de tip industrial, de infrastructură sau de facilitate, astfel:

- procese industriale – se referă la procesele de producție și fabricație în diverse industrii (energetică, auto, petrol, etc.), de tip continuu sau discrete (discontinue sau repetitive);
- procese în infrastructură – se referă la majoritatea proceselor întânite în industria utilităților și resurselor (apă potabilă, ape uzate, căldură, climatizare, gaz, petrol, electricitate, sisteme de comunicație informațională) pe întreg lanțul de producție – transport – distribuție – consum;
- procese în facilități – se referă la procesele specifice diverselor facilități precum clădiri rezidențiale sau industriale, aeroporturi, nave, aparate de zbor, etc. în scopul monitorizării și controlului instalațiilor de HVAC, respectiv de acces și alarmare.

Începând cu anii 90, există o evoluție continuă a tehnologiilor de achiziție, procesare și comunicație de date utilizate în sistemele de monitorizare și control, precum și o specializare a acestora în funcție de procesele tehnologice sau de infrastructură vizate. Sistemele SCADA se particularizează în funcție de tipul de proces, respectiv de viteza de disponibilizare a datelor și de gradul de reacție la nivelul echipamentelor de câmp:

- Sistem de monitorizare și control pentru termoficare sau apă – proces de infrastructură, de tip lent;
- Sistem de monitorizare și control pentru electricitate – proces de infrastructură, de tip rapid;
- Sistem de monitorizare și control pentru securitatea clădirilor – proces de facilitate, de tip rapid.

Din acest motiv, cerințele pentru un sistem de monitorizare și control (SCADA) sunt tot mai complexe, existând astăzi solicitări de supraveghere centralizată atât a proceselor tehnologice cât și a proceselor de securitate a clădirilor, de asemenea de monitorizare cât mai fidelă a acestor procese, prin utilizarea de procesoare specializate respectivelor procese [39].

- Un sistem SCADA utilizează de regulă un set de protocoale de comunicație pentru schimbul de date între dispecer și echipamentele de câmp, respectiv pentru schimbul de date între elementele de câmp distribuite și senzori, diversele elemente de execuție. Un sistem SCADA trebuie să aibă multiple capacități de comunicare, pentru a putea fi adaptat diverselor aplicații de proces;
- Echipamentele utilizate în sistemele SCADA sunt de tip industrial, specializate pentru diferitele aplicații de proces. Astfel, în cazul sistemelor de monitorizare și control specializate pentru securitatea clădirilor (control acces persoane, control acces spații, depistarea evenimentelor de efracție și incendiu, supravegherea video, etc.) se utilizează de regulă controllere și elemente de câmp specializate pe astfel de funcții: senzori pentru măsurarea sau semnalizarea alarmelor (de fum, de spargere geam, etc.), zăvoare electromagnetice, camere video, etc.

6.1. Ierarhizarea sistemului SCADA

Implementarea unui sistem modern de conducere operativă pe mai multe nivele care să răspundă cerințelor beneficiarului, impune utilizarea unui sistem distribuit, în care acțiunile și funcțiile de bază sunt grupate spre a fi îndeplinite de subsisteme specializate (automatizare, monitorizare, dispecerizare).

În mod inerent, o descriere nu poate surprinde decât aspectele esențiale ale realității procesului respectiv și, prin urmare, este un model matematic mai mult sau mai puțin ideal. Un astfel de sistem permite o mare flexibilitate de configurare atât din punct de vedere hardware, cât și din punct de vedere software.

Echipamentele (partea hardware) vor fi special alese pentru procese de conversie fotovoltaică, după specificul fiecărui subsistem; se vor alege controllere electronice specializate în comanda automată a fluxului de putere, controllere care au o funcționare independentă în cadrul sistemului automat global.

Pentru achiziția, monitorizarea, afișarea și transmiterea datelor de la echipamentele din centrală și de la consumatori, se impune utilizarea unui calculator industrial de proces, care să aibă și rolul de centralizare a tuturor dispozitivelor inteligente care furnizează informații utile din instalație.

Aplicațiile (partea software) vor fi special proiectate funcție de subsistem, astfel încât să permită oricând adăugarea de funcții adiționale sau configurarea ușoară a opțiunilor de sistem. Limbajul de programare utilizat trebuie să conțină instrucțiuni care să permită programarea modului în care se desfășoară evenimentele din proces, instrucțiuni care să precizeze locul în care se desfășoară evenimentele din proces și instrucțiuni care se referă la modul sau intervalul de timp în care au loc evenimentele din proces.

Având în vedere considerentele prezentate până acum, autorul și-a propus să ofere în cadrul proiectului de conversie a energiei fotovoltaice, cele mai fiabile și mai sigure tehnologii pentru sistemul automat, prin care cerințele de sistem SCADA impuse de beneficiar să fie respectate, iar funcționarea ansamblului să fie cât mai bună.

Așa cum am argumentat, implementarea unui astfel de sistem poate fi tratată prin organizarea pe nivele ierarhice:

Primul nivel (nivelul 0), este constituit din elementele primare care interacționează cu procesul. La acest nivel are loc atât automatizarea procesului, ceea ce presupune realizarea unor funcții de reglare a principalelor variabile caracteristice, cât și preluarea și măsurarea unor mărimi de interes. Nivelul "0" este constituit din :

- ❑ Sensori și traductoare (tensiune, curent, poziție, stare, etc. [74]);
- ❑ Dispozitive electronice de procesare locală (integratoare de energie, convertizoare de frecvență, calculatoare de puteri, etc. [76]);
- ❑ Elemente de execuție (contactoare, relee, regulatoare, etc., existente în mare parte la beneficiar).

Procesul este văzut ca fiind format din subprocesse în care se evidențiază mărimi de interacțiune. Descompunerea în subprocesse se face după criteriile funcțional-tehnologice, acest tip de descompunere conducând implicit la minimizarea complexității mărimilor de interacțiune [77].

La acest nivel are loc automatizarea procesului, ceea ce presupune realizarea unor funcții de reglare a principalelor variabile caracteristice.

Optimizarea (calitatea reglării) este determinată de:

- performanțele traductorilor utilizați pentru obținerea valorii măsurate a mărimii ce se reglează;
- cunoașterea modelului (funcția de optimizare, funcția criteriu) a procesului condus.

Eficiența intervenției operatorului în proces (calitatea reglării), este dependența într-o foarte mare măsură de modul în care acesta are acces la procesul de care se ocupă.

Modalitatea de oferire a informațiilor despre proces, comoditatea cu care se poate acționa asupra acestuia în vederea influențării rapide a comportării, absența senzației întrepătrunderii unui mediu necunoscut între operator și proces, constituie elementele de baza ale unui sistem informatic de proces [78].

Din punct de vedere hardware, la acest nivel sunt plasați totalitatea traductorilor primari cât și elementele de execuție;

Al doilea nivel ierarhic (nivelul 1) cuprinde logica de automatizare și echipamentele de achiziție a datelor. La acest nivel se realizează preluarea semnalelor de la senzori și elementele primare, ce pot fi analogice (0-10V sau 4-20mA) sau binare (impulsuri de tensiune, contacte, prin RS 485, sau wireless), [32] atât în ideea monitorizării parametrilor principali ai centralei, cât și în scopul funcționării în regim automat a centralei, prin semnalele de comandă și reglaj ale elementelor de execuție. Informațiile pot fi vizualizate local pentru conducerea operativă a centralei [71]. Tot la acest nivel are loc gestionarea și centralizarea automată a datelor în vederea transmiterii la distanță către Dispecerul de zonă al ENEL.

Acest nivel este format din următoarele echipamente:

- ❑ Controller(e) de automatizare și secvențiere a invertoarelor, de reglare a temperaturii agentului de încălzire și apei calde menajere pe fiecare circuit de plecare;
- ❑ Echipament(e) de achiziție & centralizare date și conducere operativă la nivel de centrală;
- ❑ Interfața de comunicație cu nivelul superior.

Nivelul ierarhic intermediar, denumit și "nivelul 1", este destinat cuplorului de proces. Rolul esențial al unui cuplor de proces este de a prelua de la traductoare semnale analogice, de a le converti în semnale binare, de a le prelucra elementar și de a le ordona într-un format special pentru a fi ușor transmise calculatorului de la punctul central [52].

Între elementele componente ale "nivelului 1" nu exista comunicație directă. Soluționarea conflictelor inevitabile între elementele "nivelului 1", se face la nivelul ierarhic coordonator (automat sau prin decizia operatorului). Astfel, devine esențială necesitatea unui sistem de comunicație, bine pus la punct, între cele două niveluri, calitatea acestuia condiționând în mod esențial integritatea sistemului. Cum centralele fotovoltaice sunt caracterizate de distribuție geografică pe arii întinse, afectate de zgomote electrice de tip industrial, mediul de transmisie a informației și a procedurilor adoptate în acest scop, devin elemente cheie în soluționarea problemelor ridicate în practică [12].

Caracteristicile de baza a elementelor componente ale nivelului 1 sunt:

- asigură izolarea galvanică față de proces;
- are facilități de prelucrare a informației numerice (conversie de formate, calculul unor sume ponderate);
- posibilitatea memorării unui volum redus de date;
- funcționare în conformitate cu un program rezident, care se încarcă la punerea în funcțiune și care, teoretic, nu se mai modifică pe toată durata de funcționare a cuplorului;
- posibilitatea de selectare a unei anumite proceduri de reglare, din mai multe disponibile și cea de reconfigurare;
- posibilitatea de interconectare în sistemul de transmisie a informației în vederea comunicării cu nivelul ierarhic superior;

Al treilea nivel ierarhic îl constituie Punctul Central (Dispecer), din care se supraveghează și se poate conduce operativ funcționarea tuturor centralelor termice. El are posibilitatea comunicării cu elementele componente ale nivelului "1" și având rolul de "master" în acest sistem. Dispecerul urmărește în timp real toate mărimile disponibile în calculatoarele de proces din centrale și are posibilitatea controlului de la distanță pentru parametrii limită și de reglaj. Nivelul "3" poate fi constituit din:

- Stația PC Dispecer;
- Rețea de calculatoare PC, specializate pentru diverse operații de dispecerat (conducere operativă – diagnoză – alarme, gestionarea informației privind consumurile înregistrate și facturarea automată a clienților, server specializat pentru gestionarea comunicațiilor cu centralele termice și diversele instituții publice);
- Sistemul de comunicație (adaptat în funcție de mediul de transmisie) – linie telefonică (dedicată sau închiriată), canal radio, GSM sau fibră optică.

Calculatorul central poate stoca cantități mari de informație. Informațiile se referă la istoria procesului și la toate mărimile esențiale ce trebuie urmărite sau controlate. Acest nivel are posibilitatea comunicării cu toate elementele componente ale "nivelului 1", având un rol de master în acest proces [44].

Supervizorul poate stoca cantități mari de informație. Aceste informații se referă la istoria procesului, perioadele descrise fiind de ordinul lunilor calendaristice.

Acest nivel oferă operatorului de rețea sau de sistem facilități extensive de introducere și extragere date, constituind o baza de date cu informații utile pentru teleurmărire și teleconducere. În situația centralei de panouri fotovoltaice, calculatorul central este un laptop, care poate trimite prin modem dedicat (utilizând rețeaua Orange), orice date sunt necesare, atât către proprietarul parcului, cât și către ETS Service (mentenanța) sau ENEL (conexiunea).

Funcțiile principale ale unui sistem informatic de proces, implementat în conducerea și monitorizarea unei centrale de panouri fotovoltaice sunt :

- achiziția, transferul datelor și emiterea comenzilor,
- întreținerea și actualizarea permanentă a unei baze de date complete, care conține atât valori instantanee, cât și valori mediate / calculate, indecși, date de evoluție;
- afișarea grafică a schemelor sinoptice, pe care sunt figurate valorile momentane ale mărimilor analogice și starea agregatelor. Depășirile de limite sunt figurate prin culori vii, clipitoare;
- crearea și vizualizarea diagramelor de evoluție pentru mărimile analogice sau calculate;
- înregistrarea cronologică a evenimentelor (depășiri / reveniri în limite ale mărimilor analogice, schimbări de stare ale mărimilor binare, etc.);
- realizarea automată de calcule de control sau calcule privind factura automată a consumurilor de energie termică, întocmirea de bilanțuri energetice specifice, în funcție de cerințele beneficiarului;
- editarea rapoartelor periodice la oră, zi și luna, care conțin date sintetice despre regimul de funcționare al invertoarelor dispecerizate;
- arhivarea datelor pe timp îndelungat (minim 1 an). Este o facilitate utilă pentru realizarea analizelor de regimuri și a diverselor statistici legate de funcționarea pe termen lung a instalațiilor;
- tipărirea la imprimantă a rapoartelor, graficelor de evoluție sau a alarmelor;
- mecanism de semnalizare și alarmare vizuală sau / și auditivă, în situațiile anormale de funcționare;
- introducerea manuală a unor parametri, necesari pentru calcule;
- posibilitatea definirii unor calcule specifice, export către diverse programe aplicative (Excel);
- acces din rețea, cu mai multe posturi active simultan, cu posibilitatea de restricționare a accesului la diverse date sau acțiuni;
- autodiagnoza, stării de funcționare a echipamentelor sistemului și a liniilor de comunicație.

Din punct de vedere software, particularitățile programării echipamentelor de automatizare, monitorizare și dispecerizare dotate cu microprocesor, în vederea supravegherii și conducerii în timp real a proceselor la nivel de centrală termică, rezidă din următoarele condiții ce trebuie îndeplinite:

- posibilitatea sistemelor automate de a răspunde instantaneu la semnalele emise de proces, în mod continuu ;
- cerința ca "timpul real" în care sistemul automat este ocupat cu o anumită operație, să fie strict corelat cu timpul în care se produc diversele evenimente din proces;

- capacitatea sistemului de a primi datele direct din proces sau de a le transmite direct în proces prin intermediul unor convertoare (analog-numeric numerice numeric-analogice, etc.);
- rezolvarea contradicției între capacitatea sistemului automat de a executa, la un moment dat, un program strict și cerința procesului de a fi "servit" în "n" puncte simultan. Altfel spus, sistemul trebuie să facă față desfășurării simultane a diferitelor părți specifice ale procesului;
- posibilitatea programării tuturor categoriilor de procese (continue sau discrete);
- existența elementelor pentru testarea și depanarea eficientă a programelor.

Această structură, împreună cu interdependențele între diversele elemente ale ierarhiei sistemului SCADA este prezentată în Fig.6.1.

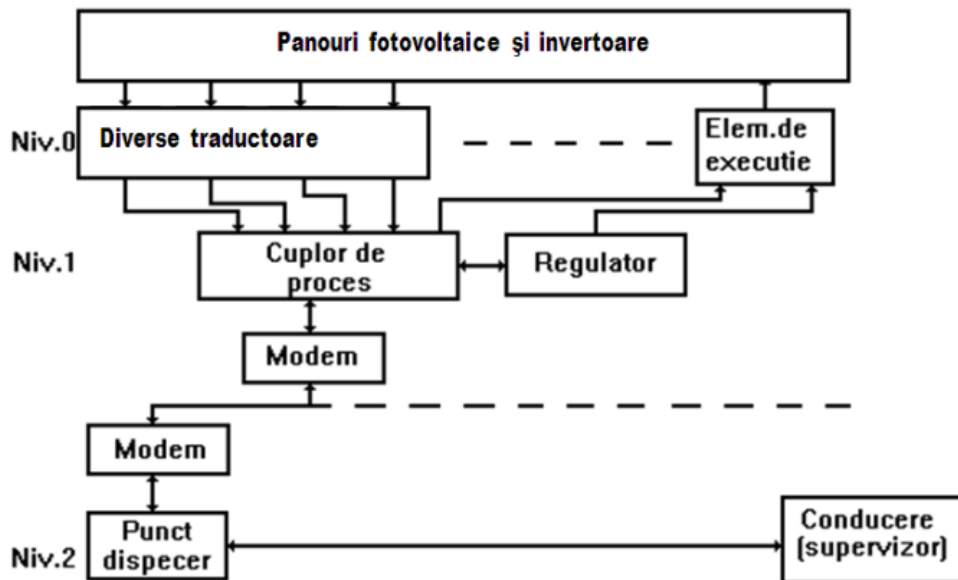


Fig.6.1. Ierarhizarea nivelelor sistemului SCADA pentru o centrală fotovoltaică

Acest tip de sistem reprezintă o soluție modernă, cu posibilitatea de a fi verificat și autorizat metrologic. Implementarea unui astfel de sistem informatic de proces s-a făcut pornind de la necesitatea de a urmări și de a conduce de la distanță procesul, având o complexitate medie sau mare. Scopul este acela de a ajunge la un management eficient al resurselor, al consumurilor energetice și al producției. O astfel de implementare impune utilizarea unui sistem ierarhic organizat pe cele trei nivele logice definite anterior.

Toate sistemele informatice moderne, fac apel la un dialog Om - Mașină, care în mare măsură, reprezintă tocmai valoarea și importanța aplicației respective.

Dincolo de considerentele de ordin filozofic, legate de modul de conlucrare între om și rezultatul artefactului uman, relația om - mașină trebuie întotdeauna să conducă la efectul scontat, fără a fi deficitară, incompletă, ineficientă, inutilă sau chiar periculoasă. Adecvarea capacităților umane la constrângerile născute din îndeplinirea acestor sarcini, obligația este deci verificată plecând de la modelul de operare, cu scopul de a defini interferențele Om - Sistem.

Conceptul de cooperare Om - Mașină s-a născut ca urmare a apariției instrumentelor Inteligenței Artificiale, considerate a fi asistenții persoanei abilitate să ia măsuri, dar și din necesitatea de a prevedea și mai ales de a preveni conflictele susceptibile ce apar între aceste două tipuri de responsabili cu decizia: umani și artificiali. Din punct de vedere software, particularitățile programării sistemului de calcul cu microprocesor, destinat supravegherii și / sau conducerii în timp real a proceselor industriale, rezidă din următoarele condiții esențiale ce trebuie îndeplinite:

- posibilitatea sistemului de calcul de a răspunde instantaneu la semnalele emise de proces, în mod obligatoriu;
- cerința ca "timpul real" în care sistemul de calcul este ocupat cu o anumită operație, să fie strict corelat cu timpul în care se produc alte evenimente din proces (exterioare calculatorului);
- capacitatea sistemului de a primi datele direct din proces sau de a le transmite direct în proces prin intermediul unor convertoare (analog-numeric numeric-analogice, etc.);
- rezolvarea contradicției între capacitatea sistemului de calcul de a executa, la un moment dat, un riguros program și cerința procesului de a fi "servit" în "n" puncte simultan. Altfel spus, sistemul trebuie să facă față desfășurării simultane a diferitelor părți specifice ale procesului;
- posibilitatea programării tuturor categoriilor de procese (continue sau discrete);
- existența elementelor pentru testarea și depanarea eficiența a programelor.

În concluzie, pentru programarea unei astfel de aplicații, limbajul de programare utilizat trebuie să conțină trei categorii de instrucțiuni:

- instrucțiuni care să permită programarea modului în care se desfășoară evenimentele din proces;
- instrucțiuni care să precizeze locul în care se desfășoară evenimentele din proces;
- instrucțiuni care se referă la modul sau intervalul de timp în care au loc evenimentele din proces.

Programele implementate, pe un astfel de sistem de calcul, se împart în:

- program de sistem;
- program de utilizare sau program utilizator.

Având în vedere complexitatea acestui sistem precum și răspândirea elementelor de măsură și control pe o arie geografică relativ extinsă, transmisia datelor de la elementele de măsură înspre calculatoarele de proces (sau controller-ele specifice) precum și a ordinelor de la elementele de comandă la elementele de execuție necesită existența unor interfețe performante.

Cele mai des întâlnite interfețe de comunicare cu procesul sunt:

- Interfața în curent unificat 4 - 20 mA (transfer analogic);
- Interfața RS232;
- Interfața RS422 și interfața (bucla de curent multipunct) RS 485;
- Interfața M-BUS (Metering BUS, pentru echipamente de măsură);
- Interfețele MOD-BUS, PROFI-BUS și LON.

Interfețele de comunicare prin wireless sunt recomandate de către producătorul invertoarelor, așa cum se prezintă în Fig. 6.2., dar pentru o mai bună fiabilitate a ansamblului, s-a optat pentru varianta comunicării prin cablu, în baza protocolului RS485, pe care îl vom detalia în continuare, protocol suportat de către toate echipamentele.

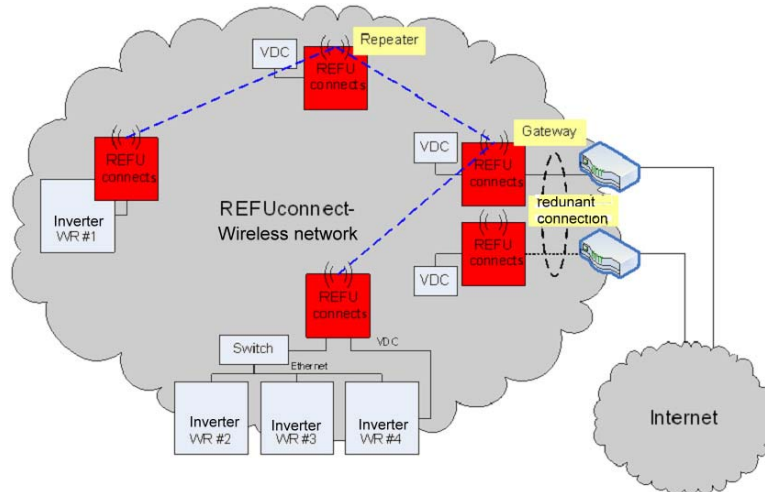


Fig. 6.2. Conectarea recomandată de către producător a a invertoarelor

Așa cum am arătat în capitolul anterior invertoarele tip REFUSol nu sunt numai niște simple adaptoare de curent-tensiune, ci, au înglobate în structura lor, echipamente de protecție, măsură, automatizare și comunicare, ceea ce le face ideale pentru constituirea nivelului 0 (primul nivel ierarhic). Conectarea wireless, recomandată de către producător, poate fi dificilă, iar în cazul unor erori de alocare, intervenția operatorului uman poate fi îngreunată și întârziată, datorită amplasării în câmp a centralei fotovoltaice. Chiar dacă această conexiune este simplă, având nevoie doar de 2 gateway-uri redundante, ea va fi abandonată, în favoarea RS485.

6.2. Utilizarea interfeței RS485 în cazul sistemului SCADA

Prima opțiune pentru interconectare ar fi putut fi protocolul serial RS232. Așa cum se cunoaște, standardul RS232 definește un transfer serial, de tip punct la punct între un transmițător și un receptor, în care nivelelor logice li se asociază tensiuni raportate la masă. Fig.6.3 a). prezintă un asemenea transfer considerând 4 linii, pe fiecare linie existând un emițător și un receptor.

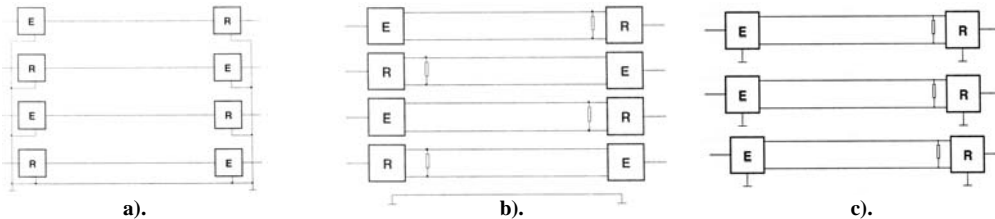


Fig. 6.3. Explicativă pentru diverse tipuri de comunicare

Avantajul unui asemenea transfer este acela că dacă există mai multe linii, ca în cazul din Figura 6.3. c)., va fi necesară o singură linie de masă, ca urmare cablul va fi mai ieftin iar conectorii mai mici, rezultând spațiu folosit mai restrâns și cost mai redus. Dezavantajul unei asemenea conexiuni este imunitatea limitată la zgomote. Marginile de zgomot, impuse de nivelele de tensiune folosite sunt reduse și ca urmare nu se recomandă acest tip de conexiuni în medii cu zgomot ridicat și la distanțe peste 30 metri.

Sursele zgomotului sunt: zgomot indus, influența liniilor alăturate și diferența între potențialele de masă ale echipamentelor implicate în comunicare .

Alternativa o constituie transferul diferențial. Pentru fiecare semnal sunt acum necesare două fire plus firul de masă, care poate fi comun pentru toate semnalele. Firele de semnal se numesc A și B. Nivelele logice nu mai reprezintă tensiuni față de masă ci diferențe de tensiune între linia A și linia B. Figura 6.3. b). reprezintă un asemenea transfer.

Dacă potențialul de pe linia A este negativ față de cel de pe linia B, atunci semnalul are nivel logic 1 iar dacă potențialul de pe linia A este pozitiv față de cel de pe linia B, atunci semnalul are semnal logic 0. Diferența de potențial între cele două linii trebuie să fie mai mare, în modul, decât 200 mV.

Acest tip de transfer oferă imunitate mult mai mare la zgomote decât cel nediferențial. Cauza o constituie tocmai caracterul diferențial al reprezentării datelor pe linii. Zgomotele vor afecta ambele linii de semnal, A și B, dar la receptor componentele datorate zgomotelor se vor anula reciproc (prin scăderea tensiunilor de pe liniile A și B). Un alt avantaj este acela că nu contează eventualele diferențe între potențialele maselor echipamentelor care comunică întrucât tensiunile alocate nivelelor logice nu se raportează la masă. Acesta este un mare avantaj în sistemele în care comunică mai multe echipamente.

Dezavantajul transferului diferențial constă în cost. Atât la transmițător cât și la receptor trebuie să existe circuite diferențiale iar cablul va avea mai multe fire decât cel pentru transferul nediferențial. De asemenea, pentru fiecare semnal sunt necesare terminatoare pentru a evita reflexiile. Calculul terminatoarelor este o problema dificilă atunci când echipamentele care comunică se schimbă.

Transferul diferențial se recomandă în mediul industrial, acolo unde probabilitatea de perturbații este mai mare, la distanțe mai mari și cu viteze mai mari. Astfel, cu acest tip de transfer se pot realiza transferuri cu viteza de până la 10Mbps și la distanțe de până la 1200m.

Există mai multe standarde care utilizează transferul diferențial pentru comunicații seriale, două dintre acestea fiind mai răspândite: RS422 și RS485.

Ambele standarde folosesc reprezentarea nivelelor logice prin tensiuni diferențiale, diferența între ele fiind aceea că RS422 se referă la un transfer punct la punct pe când RS485 se referă la un transfer multipunct. În ambele cazuri trebuie să existe pe fiecare linie emițători și receptori diferențiali. Apare o diferență la nivelul emițătorilor: cei din sistemele conforme standardului RS485 trebuie să aibă intrare de validare pe când cei din sistemele conforme standardului RS422 nu trebuie să aibă această intrare. Justificarea constă în aceea că sistemele RS485 pot avea mai multe echipamente cu rol de MASTER.

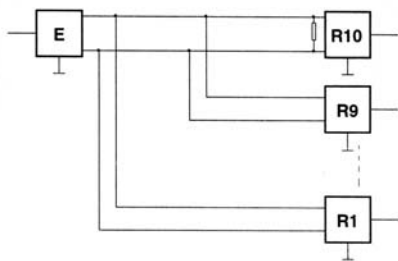


Figura 6.4.: Conexiune cu un transmițător și 10 receptoare

RS422 este un standard pentru transferurile serie de tip punct la punct, cu reprezentare în tensiune diferențială a nivelelor logice, pe linii. Pe fiecare linie există un emițător și un receptor. Fig. 6.3. c). prezintă o conexiune de tip punct la punct. Standardul permite și o conexiune multipunct particulară ,cu un transmițător și maxim 10 receptoare, așa cum se observă în Fig. 6.4. Conexiunea de tip RS422 prezintă avantajele unui software mai simplu decât cel ce corespunde unei conexiuni de tip RS485 și terminatorul este unic și simplu de calculat.

Dezavantajele sale față de RS485 sunt: este punct la punct, în cel mai bun caz multipunct limitat și necesită mai multe fire întrucât pentru fiecare semnal sunt necesare două fire.

În Fig.6.5. este prezentată schema de interconectare a invertoarelor prin RS485, utilizând un PMU (Power Management Unit) pe post de hub. PMU este nivelul al doilea de interconectare, neavând decât rolul de centrală de comunicare. Acest dispozitiv ar fi fost utilizat și ca gateway în cazul conexiunii wireless, deci din punct de vedere al investiției nu ridică prețul. În schimb trasarea cablajului pe toată aria centralei crește ușor prețul investiției, dar o face mai fiabilă [56].

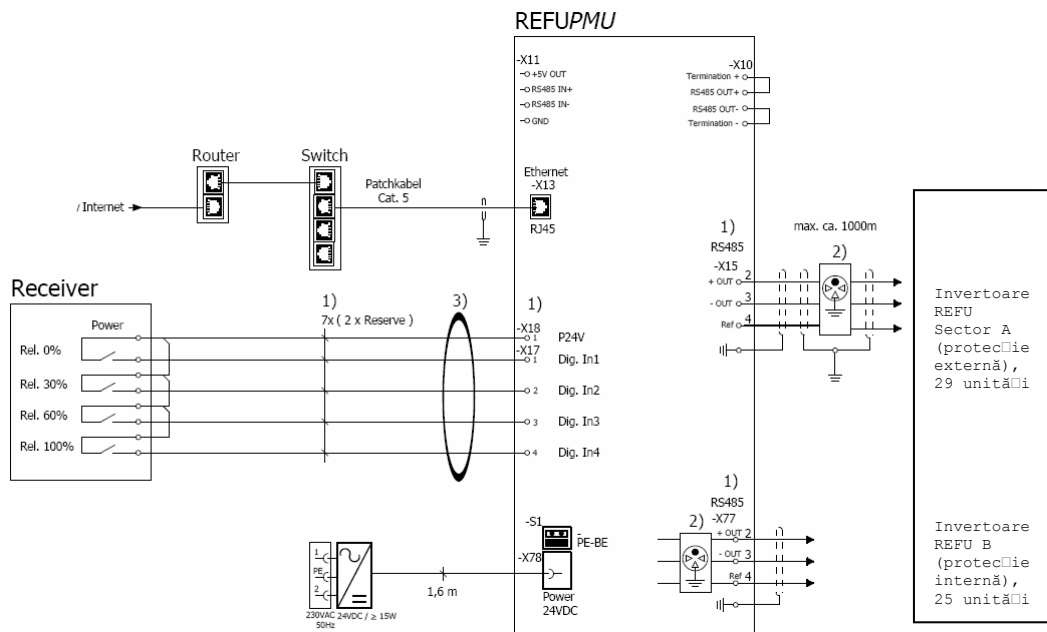


Fig.6.5. Conectarea invertoarelor prin RS485 la unitatea centrală

Prin această conexiune s-a realizat cuplarea tuturor celor 29 de invertoare din sectorul A, pe conexiunea cu protecție externă împotriva supratensiunilor și supracurenților, respectiv a celorlalte invertoare din sectorul B, pe conexiunea cu protecție internă împotriva supratensiunilor și supracurenților. Numărul maxim de conexiuni este de 31 pe fiecare grup de ieșiri. Împărțirea s-a făcut doar pe criteriul grupării invertoarelor pe sectoare A și B, pentru a utiliza o singură unitate PMU cu 31 + 31 ieșiri, dintre care folosim 29 + 25. Din punct de vedere tehnic, amplasarea protecției în interiorul sau în exteriorul PMU este doar formală, cea pe exterior permițând eventuala înlocuire a modulelor defecte fără demontarea carcasei PMU.

PMU transmite prin switch și router toate fișierele *.txt preluate de la inverter către calculatorul dispecer. Pe acest calculator rulează aplicația SCADA scrisă în C, care permite, într-o manieră mai ieftină decât cea recomandată de către producător, analiza datelor primite de la invertoare. Dacă mărimile nu se încadrează în limitele prescrise prin software, se transmit comenzi către grupul de rele intermediare care realizează o eșalonare a nivelelor de putere pe 4 trepte, corespunzător la 0%, 30%, 60% sau 100% din încărcarea maximă a centralei. Aceste aparate aparțin primului nivel, al elementelor de execuție.

În fig.6.6. este prezentată modalitatea de interconectare a invertoarelor de pe un sector (A sau B) prin RS485:

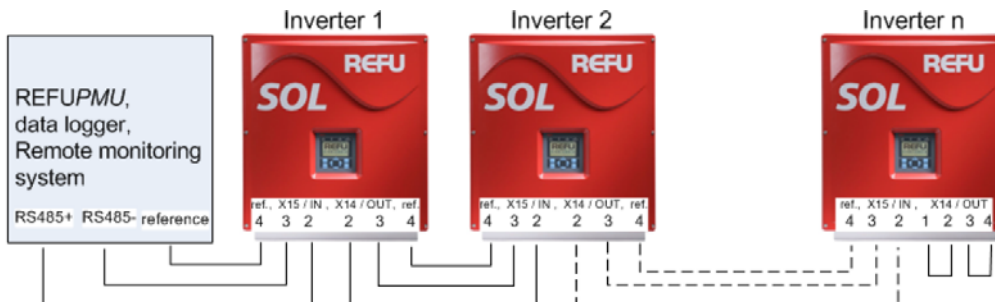


Fig.6.6. Rețeaua RS485 pentru blocurile invertoare A 1..29 și B 1..25

Evident, conexiunile externe sunt șuntate la ultimul inverter.

Dispozitivul PMU, amplasat la centrala fotovoltaică din Comuna Giroc, este prezentat în Fig.6.7. Fotografia este din perioada de asamblare. Dispozitivul este amplasat în incinta facilităților centralei.



Fig.6.7. Conexiunile la PMU (cablaj parțial)

S-a insistat asupra modalității de interconectare a blocurilor cu invertoare, deoarece acest lucru reprezintă baza întregului sistem SCADA, iar interconectarea corectă duce la creșterea fiabilității întregului sistem.

Funcționarea sistemului SCADA va fi prezentată în subcapitolul următor, dedicat acestuia.

6.3. Descrierea sistemului SCADA

Arhitectura acestui sistem este relativ simplă. Producătorul recomandă o structură redundantă pentru trecerea de la primul nivel (nivelul 0) la al doilea nivel (nivelul 1), în zona switch-urilor.

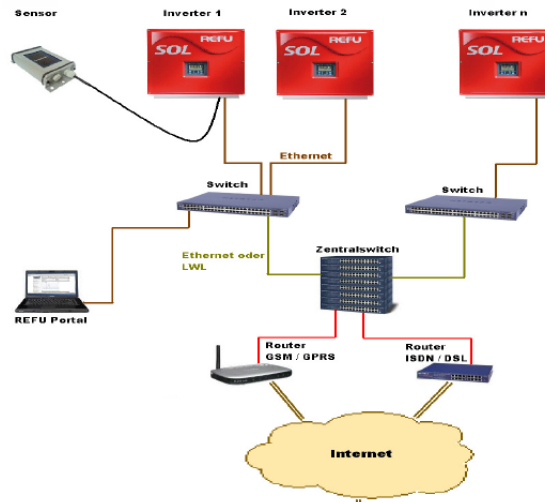


Fig. 6.8. Variantă simplă de sistem SCADA prin Ethernet

Față de varianta recomandată de către REFU, sistemul SCADA implementat în centrala fotovoltaică din Comuna Giroc, are o unitate tip PMU (Power Management Unit) cu rol de switch central, nemaifiind nevoie de switch-uri clasice intermediare.

Pe partea de achiziție de date, aceste date sunt preluate de senzori (primul nivel), la nivelul blocului inverter și convertite în fișiere tip*.txt care urmează a fi transmise către PMU (nivelul al doilea), care, la cerere le transmite la laptop-ul pe care rulează aplicația de monitorizare/dispecerizare concepută de către autor [87]. În Fig. 6.9. se prezintă un exemplu de măsurătoare transmisă de către blocul inverter:



Fig.6.9. Date transmise către nivelul al doilea

Doar operatorul uman poate stabili care date pot fi transmise prin SCADA, în prealabil, așa cum se observă în Fig. 6.10. Orice modificare în structura datelor transmise presupune modificarea întregului software aferent [85].



Fig.6.10. Programarea tipului de date care vor fi transmise către nivelul superior

Structura internă a unui bloc inverter este prezentată în Fig. 6.11.:

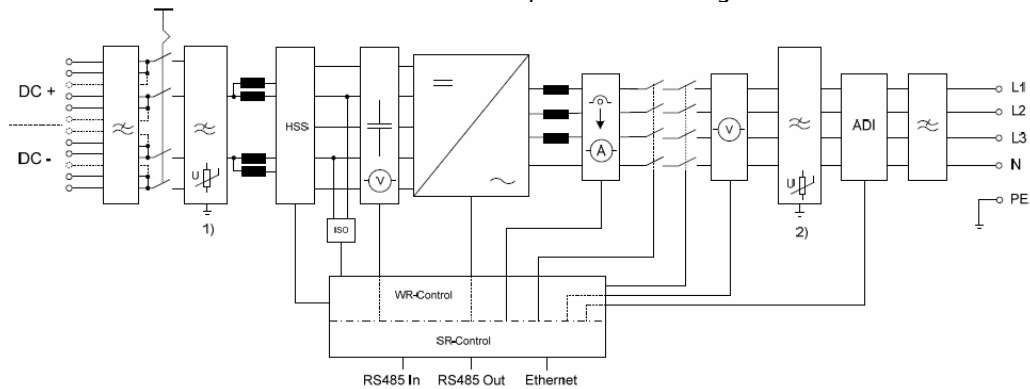


Fig.6.11. Structura blocului inverter

Așa cum se observă din Fig.6.11., există senzori direcți pentru:

- Tensiunea continuă la intrarea în inverter UDC;
- Curentul la ieșire PAC;
- Tensiunea alternativă la ieșirea din inverter UAC;

Prin estimare se pot măsura, la ieșire:

- Puterea activă;
- Puterea reactivă;
- Puterea deformantă;
- Puterea aparentă;
- $\cos \Phi$.

Se mai transmit și informații de stare a anumitor traductoare precum și informații privind fluxul de putere, dar mai ales, prin integrare, energii sau randamente [84].

Datele care se transmit prin intermediul sistemului SCADA sunt cele de mai sus, cu precizarea că, la cerere, pot fi calculate/trasate și grafice, prin intermediul interfeței software proiectată de către autor și descrisă în Capitolul VII.

Acestea se stochează sub formă de fișiere *.txt zilnice și sunt transmise la 00:00 la PMU. La cerere, prin SCADA se poate intra în fișierele gata arhivate, blocând scrierea pe memoria EEPROM a blocului inverter accesat.

Dispozitivul PMU este, de fapt, un RTU (Remote Terminal Unit).

RTU-ul modular este proiectat pentru a suporta extinderea numărului de intrări și/sau ieșiri. Extinderea se face cu I/O ce au capacități puteri ale lui 2 (2,4,8,16,...). Alte tipuri de module pot fi adăugate (de ex. modul de sincronizare timp GPS). Componenta RTU a PMU este un mic calculator în format industrial și de obicei include următoarele module:

- CPU și memorie;
- Memorie permanentă (nevolatilă) pentru stocarea programului și datelor;
- Posibilități de comunicare fie printr-un port serial fie prin modem on-board;
- Sursa de alimentare (de obicei cu UPS);
- Watchdog timer (pentru restart în condiții de eroare);
- Protecții electrice împotriva interferențelor electromagnetice;
- Interfețe I/O - DI/DO/AI/AO's.
- Alte interfețe specifice de citire a datelor;
- Ceas de timp real.

Cea mai vizibilă parte a sistemului SCADA este "dispecerul". Acesta este centrul nervos al sistemului și este alcătuit dintr-o componentă de achiziție și comandă a datelor (server de comunicație) și o componentă de afișare a datelor, de obicei numită HMI (Human - Machine - Interface). (În trecut era numit MMI - Man Machine Interface). Prima componentă este hardware-ul sistemului (în cazul nostru un laptop), iar a doua componentă este software-ul (aplicația dezvoltată în C de către autor).

Principalele funcții ale dispecerului, așa cum au fost înfățișate anterior, sunt:

- achiziția de date (citirea datelor de la echipamentele RTU) ;
- stocarea datelor istorice de evoluție (trending);
- procesarea alarmelor (analizează datele citite de la RTU pentru a depista situațiile de funcționare anormale și alertează operatorul la depistarea unor astfel de situații);
- control (în buclă închisă sau supervizat - la cererea operatorului);
- afișarea grafică a datelor citite;
- generarea rapoartelor;
- hot standby (creșterea fiabilității sistemului se face prin folosirea unui echipament de rezervă care să preia funcțiile echipamentului principal în caz de defectiune);
- interfațarea cu sisteme MIS (exportul datelor către alte sisteme folosite de către beneficiar);
- securitate (controlul accesului la diferite componente din sistem);
- monitorizarea rețelei (monitorizează starea de funcționare a liniilor de comunicație)

- managementul bazei de date (posibilitatea adăugării de noi puncte în sistem, modificarea interfeței grafice, editarea graficelor și a rapoartelor);
- aplicații specializate (aproape orice pachet SCADA dispune de funcții speciale specifice domeniului concret în care activează – un exemplu ar fi detecția pierderilor în conductele de transport);
- sisteme expert (pachetul SCADA poate conține un sistem expert care să ajute în procesul decizional și permite modelarea dinamică a sistemului);

Caracteristica distinctivă a unui sistem SCADA este capacitatea sa de comunicare. Comparată cu sistemele DCS (Distributed Control Systems), care de obicei lucrează într-o arie restrânsă geografic cum ar fi într-o întreprindere, un sistem SCADA acoperă de obicei arii geografice extinse și folosesc tipuri diferite (și de multe ori destul de nefiababile) de medii de comunicare. Un aspect important al tehnologiei SCADA îl reprezintă abilitatea sa de a garanta siguranța datelor comunicate prin aceste medii.

Alături de componenta hardware a sistemului, detaliată pe larg în subcapitolul anterior, componenta software determină în egală măsură funcționarea ansamblului în condiții optime.

Calculatorul dispecer utilizează ca sistem de operare Microsoft Windows XP din considerente de stabilitate și compatibilitate cu procesele industriale. Acest sistem poate asigura funcționarea în regim multi-tasking, multi-threading, în timp real.

Aplicația software EAD este programul cu ajutorul căruia se pot urmări pe ecranul monitorului parametri tehnologici de funcționare ai centralei fotovoltaice. Această funcție este în ultimă instanță cea mai importantă, având în vedere că reprezintă interfața dintre calculator și operatorul uman.

Funcțiile sunt aceleași cu cele enunțate până acum, pe care le detaliem mai jos:

- Mărimile achiziționate din proces sunt procesate, ordonate, arhivate și introduse într-o bază de date, păstrată local pe EAD;
- Pe baza valorilor în timp ale diverselor mărimi arhivate, se pot întocmi grafice de evoluție cu actualizare în timp real. Nucleul de bază al aplicației oferite permite definirea unor grafice utile în aprecierea ușoară a evoluției procesului (ex: diagrama puterilor activă, reactivă, aparentă, sau, prin extrapolare, deformantă vs. timp, tensiune vs. timp, etc.);
- Este posibilă realizarea oricărui nivel de detaliere a instalației din inverter, prin realizarea de scheme sinoptice, care includ indicații ale valorilor instantanee pentru principalele mărimi caracteristice (tensiunea DC, tensiunea AC, curenți ieșire inverter, etc.). Kit-ul software instalat actualmente include ecranele standard stabilite de comun acord cu beneficiarul și cu ENEL;
- Se pot afișa diverse rapoarte cu date despre evenimentele în care sunt implicate echipamentele monitorizate de EAD (stări de funcționare, stări de avarie, semnalizări, coduri de eroare ale diverselor echipamente);
- Datele provenite de la invertoare pot fi afișate separat pe ecranul propriu. Și aici nivelul de detaliere poate fi cel dorit. Standard, există un ecran cu harta grafică a rețelei cu respectarea topografiei, și unul sau mai multe ecrane tabelare cu date citite de la senzori.

Aplicația dezvoltată de către autor reprezintă software-ul de bază. Cele două componente ale sale sunt serverul de achiziție și comunicație de date, respectiv programul de vizualizare a acestora. Acest software poate fi personalizat prin intermediul unor fișiere de configurare, precum și cu ajutorul unor instrumente de configurare, componente ale kit-ului instalat pe laptop-ul dispecer.

În partea de control al procesului, calculatorul EAD va funcționa ca un dispozitiv de parametrizare pentru controller-ul de automatizare și reglare a PWM. Prin interfețele specifice, acestea pot primi comenzi de la dispeceratul de secție. Funcționarea acestor controllere poate fi urmărită local pe ecranul EAD într-o formă simplificată, dar mai ales de la distanță din dispecer.

EAD monitorizează la intervale predefinite de timp starea echipamentelor din proces, precum și valorile parametrilor de funcționare. Valorile sunt stocate într-o bază de date locală și sunt transmise sistemului dispecer la cerere. EAD nu inițiază transferul către dispecer decât la cererea acestuia - ceea ce materializează o funcționare de tip master-slave (există totuși situații în care EAD-ul preia inițiativa, de exemplu în caz de avarie). La cererea dispecerului, EAD furnizează ultimul set de date sau transmite toate datele pentru sincronizarea bazei de date de la dispecer cu cea locală (astfel de situații pot apărea de exemplu atunci când comunicația este întreruptă iar EAD-ul este funcțional).

Mărimile culese din proces sunt stocate și pot fi reprezentate grafic în orice moment. Diagramele ce pot fi reprezentate standard sunt cele în care este prezentată variația din ziua curentă. Sunt posibile și ecrane care să afișeze grafice de analiză, în care sunt reprezentate mai multe mărimi simultan. În general, nu există limitări legate de mărimile care pot fi reprezentate grafic (exceptând cazurile denaturate, de exemplu încercarea de a reprezenta grafic un index). Funcție de numărul și tipul mărimilor, reprezentarea grafică poate fi continuă, sau sub formă de bare.

EAD afișează grafic scheme sinoptice ale părților inverterului, pe care sunt figurate valorile momentane ale mărimilor analogice și starea agregatelor. Depășirile de limite sunt figurate în culori adecvate, clipitoare. Navigarea prin aceste scheme se poate face în două moduri: cu ajutorul tastelor funcționale sau, opțional, cu ajutorul mouse-ului.

În Anexa 2 prezentăm funcția scrisă în Visual C, care permite navigarea cu mouse-ul pe schemele sinoptice.

Ideea de bază este că, plecând de la schema generală a întregii instalații, în care de regulă sunt afișați parametrii cei mai importanți, se poate ajunge prin apăsări/click-uri succesive la un nivel de detaliere oricât de fin.

În Anexa 3 este prezentată funcția "handler" pentru click al mouse-ului în interiorul unei scheme sinoptice.

Pentru toate mărimile reprezentative ale procesului sunt automat calculate valori statistice (minim, maxim, valoare medie), ele fiind disponibile alături de mărimea instantanee în ecranele de tip tabel.

În Anexa 4 prezentăm funcția concepută pentru afișarea graficelor și trasarea curbelor mărimilor monitorizate.

EAD-ul va menține un jurnal de evenimente în care vor fi transcrise atât situațiile de funcționare (depășirea limitelor, revenirea în limitele normale, etc) cât și acțiunile pe care le întreprinde operatorul uman. Informațiile se vor înscrie cu o marcă exactă de timp a producerii lor.

Anexa 5 conține funcția concepută pentru desenarea ferestrelor de evenimente.

De asemenea, acțiunile utilizatorului uman vor fi înscrise într-un log separat, în care sunt înscrise și operațiile de pornire /oprire a programului. Toate aceste componente ale SCADA vor fi detaliate și în Capitolul 7.

Toate mărimile implicate în proces pot fi generatoare de alarmă, în condițiile în care sunt definite de către utilizator. Alarmerile au mai multe nivele de severitate, precizând faptul că mărimea se află în zona de preavarie și respectiv avarie.

Strategia actuală prevede ca o mărime aflată în starea de preavarie să genereze un eveniment, dar să nu fie raportată Dispecerului central decât în momentul în care acesta interoghează dispozitivul EAD. Trecerea unei mărimi în afara limitelor de avarie are ca efect raportarea acestei stări de fapt sistemului central prin tehnica "report by exception".

Anexa 6 cuprinde funcția Visual C de creare rapoarte. În Anexa 7 este descrisă funcția de desenare a unui tabel pentru raport.

Alarmerele sunt situații severe de funcționare și vor trebui acceptate explicit de către operator pentru ca acesta să poată efectua alte operații în continuare. Apariția unei alarme este semnalizată pe display. În funcție de tipul ei, poate fi declanșată și o semnalizare sonoră (cu ajutorul speaker-ului existent în unitatea centrală a EAD-ului). Funcțiile ajutoare pentru implementarea alarmelor sunt prezentate în Anexa 8. În situații de cădere a tensiunii de alimentare, lansarea în execuție a programului EAD-ului se face automat la fiecare punere sub tensiune. Integritatea programului ce rulează în unitatea centrală a EAD este periodic verificată intern prin circuit de tip watch-dog, dar poate fi testată și de la distanță de către Dispecer. Software-ul EAD-ului este conceput să lucreze sincronizat cu comunicațiile efectuate de către celelalte unități din sistem (EAD-urile invertoarelor sau serverul PC Dispecer).

Ecranele curente pe care le afișează EAD-ul sunt proiectate după ce a fost obținut acceptul beneficiarului. pentru acest set de date. Acestea pot fi modificate la cerere, programul fiind deosebit de flexibil.

Pe sensul invers, sistemul de reglare intervine în sensul stabilirii valorii $\cos \Phi$ cât mai aproape de valoarea neutrală, anume 0,82. Prin interfață 0..20 mA această valoare este transmisă către modulul PWM (Pulse Width Modulation), pentru generarea riplului alternativ prin modularea lățimii de puls. Procedura de modulare ține de construcția inverterului, ceea ce ne interesează pe noi fiind modul în care transmitem, prin intermediul sistemului SCADA, o anumită valoare a acestui parametru.

Un alt reglaj este cel de reducere, prin releele intermediare, a puterii furnizate de către inverter, în trepte de 0,30,60 și 100%. Acest lucru este descris în secvența de program din Anexa 5. Această comandă este dată de către dispecer, prin sistemul SCADA, în situația în care centrala trebuie să se încadreze într-o limită de putere, pentru a evita eventuale penalități. Funcționarea la 0% este, de fapt, trecerea inverterului în mod standby. Oprirea totală se realizează prin procedura de Avarie-Alarmare descrisă în Anexa 8.

În continuare vom exemplifica reglajul factorului de putere, prin intermediul buclei de curent 0..20 mA.

Această variantă de comunicare este absolut necesară
Acest reglaj poate fi efectuat în mai multe moduri:

- $\cos \Phi$ ca lege de variație dată;
- $\cos \Phi(P)$, în funcție de puterea debitată;
- $\cos \Phi(U)$, în funcție de tensiunea debitată;

Reglajul se face în sens invers, evident. De la laptopul dispecer (nivelul al treilea) se transmite prin RS485 către PMU, (nivelul al doilea) iar apoi, prin RS485 către buffer-ul inverterului selectat (primul nivel). În zona de buffer al inverterului selectat se transmite, în interiorul schemei sinoptice a blocului inverter, prin interfața semnal 0-20 mA, curba setată. Aceasta va fi receptată de către logica de comandă a PWM, care va modifica forma tensiunii rezultate la ieșire, cu tot ce decurge din aceasta.

Vom detalia, în continuare, modalitatea de reglare și transmitere a comenzii:

a. Impunerea unei anumite caracteristici $\cos \Phi$ către inverter:

Graficul curbei de reglaj este prezentat în Fig. 6.12.

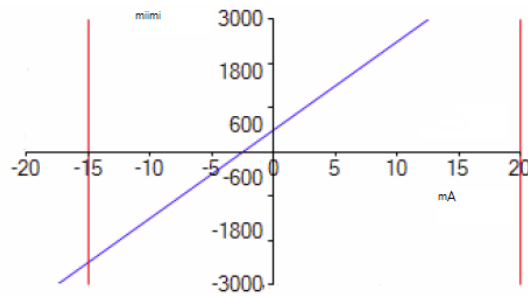


Fig.6.12. Graficul de reglaj simplu al $\cos\Phi$

Domeniul de reglaj al pe transmisie este setat între -15 și 20 mA.

Domeniul maxim de reglaj în fază (unghiul Φ) este între -30 și +30 grade.

Fiecărei valori a defazajului îi corespunde o valoare a curentului buclei de reglaj, între -15 și 20 mA.

Panta dreptei rezultante este de 0,0327 mA/centigrad. Acesta este numai un exemplu de setare al $\cos \Phi$ la valoarea dorită de către utilizator. Acesta va intra în utilitarul de programare și va stabili curba de reglaj aferentă, pentru ca, în momentul în care impune o anumită valoare a defazajului, acesta să poată fi transmis către dispozitivul PWM.

b. Impunerea unei anumite caracteristici $\cos \Phi(P)$ către inverter:

Graficul curbei de reglaj este prezentat în Fig. 6.13.

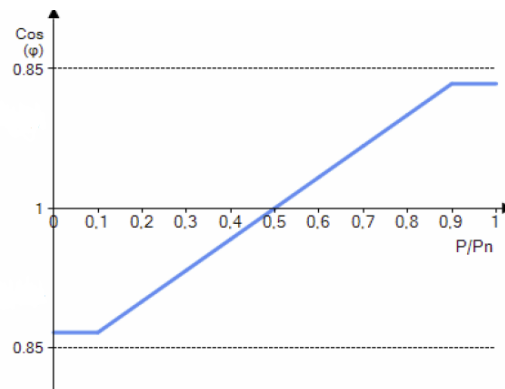


Fig.6.13. Graficul de reglaj simplu al $\cos\Phi(P)$

În funcție de valorile date de graficul din Fig.6.13, se stabilește o valoare a lui $\cos \Phi$, deci a unghiului Φ care, în baza graficului din Fig. 6.12. trimite o comandă către modulul PWM, realizând reglajul riplului de tensiune.

Scopul final este ajustarea factorului de putere în funcție de puterea livrată la ieșirea inverterului.

Curba de reglaj se aproximează ca fiind liniară, iar modul cel mai simplu în care se obțin valorile curbei este utilizarea unor trepte de reglaj de 10%.

Acest aspect este prezentat în Tab.6.1.

P/P _N , în procente	cosΦ	Defazaj (grade)
0	0,8660254038	-30,00
10	0,8660254038	-30,00
20	0,8995577790	-25,90
30	0,9330163519	-21,09
40	0,9665105813	-14,87
50	1,0000000000	0,00
60	0,9665105813	14,87
70	0,9330163519	21,09
80	0,8995577790	25,90
90	0,8660254038	30,00
100	0,8660254038	30,00

Tab.6.1. Ajustarea defazajului pentru un anumit cos Φ în funcție de puterea debitată

Acest tabel se declară ca un tablou, în cadrul procedurii C dedicate. Prin adresare se poate descărca pe fiecare inverter dorit. Poate varia, în funcție de specificațiile cumpărătorului de energie electrică, programarea făcându-se prin SCADA.

c. Impunerea unei anumite caracteristici cos Φ(U) către inverter:

Graficul curbei de reglaj este prezentat în Fig. 6.14.

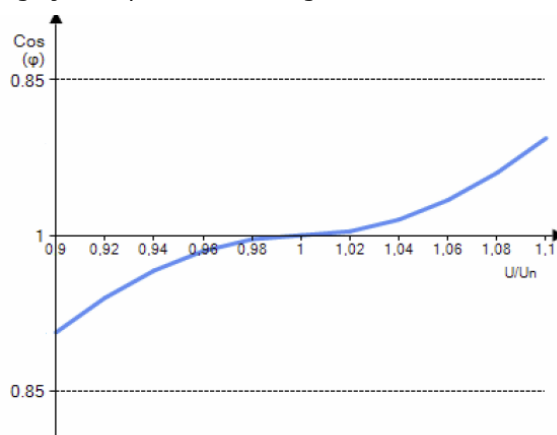


Fig.6.14. Graficul de reglaj simplu al cosΦ(U)

La fel ca în situația reglajului anterior, în funcție de valorile date de graficul din Fig.6.14, se stabilește o valoare a lui cos Φ, deci a unghiului Φ care, în baza graficului din Fig. 6.12. trimite o comandă către modulul PWM, realizând reglajul riplului de tensiune.

Scopul final este ajustarea factorului de putere în funcție de valoarea tensiunii livrate la ieșirea inverterului [30].

Curba de reglaj se aproximează ca fiind neliniară, iar modul cel mai simplu în care se obțin valorile curbei este utilizarea unor trepte de reglaj de 2%, între valoarea de 90% și 110%, adică o abatere de ± 10%. Aceasta este situația cea mai probabilă să apară în exploatare, iar prin reglajul corespunzător al defazajului curent tensiune, se poate menține puterea activă livrată în limitele prescrise de către ENEL prin contract.

Acest aspect este prezentat în Tab.6.2.

U/U _N în procente	cosΦ	Defazaj (grade)
90	0,9063077870	-25,00
92	0,9396926208	-20,00
94	0,9659258263	-15,00
96	0,9848077530	-10,00
98	0,9961946981	-5,00
100	1,0000000000	0,00
102	0,9961946981	5,00
104	0,9848077530	10,00
106	0,9659258263	15,00
108	0,9396926208	20,00
110	0,9063077870	25,00

Tab.6.2. Ajustarea defazajului pentru un anumit cos Φ în funcție de tensiunea debitată

Acest tabel se declară ca un tablou, în cadrul procedurii C dedicate. Prin adresare se poate descărca pe fiecare inverter dorit. Poate varia, în funcție de specificațiile cumpărătorului de energie electrică, programarea făcându-se prin SCADA.

Acestea sunt principalele reglaje care pot fi realizate prin intermediul SCADA implementat, la costuri reduse, în situația centralei fotovoltaice din comuna Giroc.

Așa cum am mai precizat, oate aceste reglaje implică utilizarea PMU (Power Management Unit) pe post de RTU (Remote Terminal Unit) Acest mod de lucru este permis de către utilizator, dar nu este cel mai recomandat. Un sistem SCADA bazat pe specificațiile producătorului, cu mai multe PMU, cu software-ul adiacent și conexiune redundantă RS485 și Ethenet ar fi costat cu un ordin de mărime mai mult. Cerințele pentru PMU ca RTU sunt:

- sistem de operare în timp real. Poate fi un sistem de operare de timp real sau un program care are o buclă în care citește intrările, monitorizează interfețele de comunicație și emite comenzile. În cazul nostru este un DOS clasic;
- are drivere de comunicație cu dispozitivul master (RS485, dar și Ethernet);
- are drivere de comunicație cu elementele de câmp și cu interfețele I/O (RS485);
- are posibilitatea de configurare a anumitor parametri cum ar fi rata de scanare (funcție care nu este utilizată, dar existentă);
- posibilitate de autodiagnostic (implicită și permanentă);
- RTU trebuie să includă un sistem de fișiere care suportă download. Această facilitate este folosită pentru modificarea programelor și a configurărilor așa cum am precizat.

RTU-ul va scana intrările în mod normal cu o viteză de scanare destul de mare (care nu e relevantă pentru aplicația dată). De asemenea poate efectua procesări primare asupra datelor, asignarea informației temporale la date, etc. RTU poate iniția raportări către master deși în mod obișnuit masterul este cel care inițiază comunicația. Această procedură este valabilă doar pentru alarmare. De asemenea RTU-ul poate să proceseze alarme. La cererea masterului poate răspunde fie cu toate datele (în fișier *.txt) fie numai cu o parte din ele (cele care au suferit modificări, etc).

RTU-urile propriu-zise sunt dispozitive speciale care sunt fabricate de obicei în serii mici, la comandă. În dorința de a reduce costurile RTU-urile se produc cu un număr limitat de funcționalități dar care este suficient aplicației în care sunt folosite.

Există RTU-uri care pot avea sute de intrări și pot funcționa ca submastere pentru alte RTU-uri. Evident acestea vor fi mult mai scumpe decât un RTU de dimensiuni foarte mici care are 4 intrări analogice și 8 intrări digitale. Puterea de procesare merge de la procesoare de 4 biți, cu posibilități reduse, la sisteme complexe de tip PC cu posibilități de procesare foarte mari.

De aceea, utilizarea PMU ca și RTU poate fi asemănată oarecum în glumă cu plecarea în vacanță cu un camion. Dar camionul este deja achiziționat, funcționează, consumă la fel de puțin ca o mașină mică și are dimensiuni rezonabile. Deci nu se justifică achiziția unei mașini sport...Referitor la dimensiuni putem afirma următoarele, adică RTU poate fi:

- Foarte mic – este de obicei un RTU compact care se alimentează din baterie și are doar facilități de pooling. De multe ori scanează mărimile de intrare doar când primește telegrama de citire;
- Mic – este un sistem capabil să efectueze măsurători ale senzorilor din când în când și să înregistreze aceste date în memoria nevolatilă. Poate fi echipat cu baterii și panouri solare pentru economisirea energiei.
- Mediu. Acesta este construit de obicei pe o arhitectura tip PC industrial și are facilități avansate de procesare și chiar afișare locală a datelor. Se construiește în jurul unei arhitecturi industriale cum ar fi ISA, VME, PC104, etc. În această zonă se situează PMU utilizat ca RTU.
- Mare. Acest tip de RTU acționează de obicei ca un submaster și are facilități avansate de control și interpretare a datelor.

Un aspect deosebit de important este conlucrarea permanentă între echipamentele și dispozitivele numerice care compun sistemul, astfel că putem vorbi mai degrabă de o prelucrare a datelor la nivelul rețelei de date ce leagă echipamentele numerice, care sunt în ultimă instanță microcalculatoare. Fiecare componentă a sistemului efectuează prelucrări ale informației disponibile local și livrează servicii (informații în formă prelucrată sau brută) celorlalte componente ale sistemului.

Costul cablurilor și al pozării lor în stații este destul de ridicat, deci într-o arhitectură distribuită, unde echipamentele de achiziție și comandă (PLC sau EAD) sunt amplasate cât mai aproape de echipamentele primare ce le comandă, acestea sunt evident mai mici decât într-o soluție centralizată. Pe de altă parte, progresul tehnologic face ca astăzi componentele cele mai importante ale unui calculator - procesorul și memoria - să aibă prețuri incomparabil mai mici decât în urmă cu numai câțiva ani.

Trasarea de cabluri pentru RS485 pe întreaga suprafață a centralei, pornind de la cele 54 de inveroare din zona A și zona B poate părea o investiție scumpă. În realitate se utilizează traseele și paturile de cablu existente pentru partea de forță, ceea ce diminuează semnificativ costurile, practic, vorbind doar de costul cablului și al conectorilor (destul de redus).

Deși este discutabil, dacă la momentul implementării soluția cu un singur EAD centralizat este mai ieftină decât soluția cu mai multe EAD distribuite, semnificativ este că aceste costuri inițiale devin puțin importante atunci când este vorba de modificarea unei instalații existente sau de încorporarea unor facilități suplimentare în cazul EAD convenționale.

O comparație semnificativă se poate face între costurile totale ale unor implementări SCADA pe toată durata de viață a sistemului. În analiză s-a luat în considerare o structură a costurilor după cum urmează:

- costuri primare: costuri materiale, costuri de proiectare, costuri de punere în funcțiune;
- costuri secundare: întreținere, specializare personal, costuri de extindere și reconfigurare, costuri de documentare și factori de cost comerciali.

Practic, prin această configurație de SCADA, s-a obținut o reducere a costurilor totale cu cca. 130.000 Euro (proiectare, echipamente, software, instalare, mentenanță, programare).

6.4. Concluzii

Realizarea unui sistem modern de automatizare, măsurare și control a centralelor fotovoltaice presupune implementarea unor sisteme informatice de proces performante, atât sub aspect hardware cât și software. Teoria sistemelor distribuite permite o foarte bună ierarhizare a elementelor constituente ale ansamblului.

O variantă performantă a acestui sistem presupune gruparea tuturor elementelor pe trei nivele ierarhice, anume **Nivelul "0"** sau nivelul de bază (format din totalitatea traductorilor și elementelor de execuție conectate la procesul urmărit și condus), **Nivelul "1"** (destinat cuplurului de proces) și **Nivelul "2"** care ca suport fizic echipamentele de calcul (calculator, imprimantă, MODEM, UPS) de la punctul dispecer și de la nivelul de conducere sau supervizare.

Această soluție tehnică stă la baza tuturor aplicațiilor concepute de către autor, îndeplinind toate funcțiile și exigențele impuse unui dispecerat termic.

Configurarea hardware a rețelei trebuie să țină seama de realitatea aplicației, fiind de dorit utilizarea unor calculatoare de proces sau a unor controllere care au o fiabilitate și o robustețe sporită și mai puțin a calculatoarelor personale, care sunt chiar mai scumpe sau necesită numeroase alte elemente de interfațare.

Comunicația între elementele sistemului trebuie să fie fiabilă și rentabilă din punct de vedere economic, soluțiile cele mai utilizate fiind protocoalele RS232, RS422, RS485, M-BUS pentru comunicarea cu procesul și comunicarea prin fibră optică sau linie telefonică pentru comunicarea cu dispecerul central. În cazul centralei fotovoltaice din Comuna Giroc s-a optat pentru comunicația prin RS485, mult mai fiabilă și mai flexibilă.

Conceptul de sistem SCADA, preluat în primul rând din sfera transportului și distribuției de energie electrică își găsește cu succes aplicație în cadrul sistemelor informatice de proces distribuite, descrise în acest capitol.

Modernizarea și îmbunătățirea randamentului centralelor fotovoltaice este o necesitate dictată de strategia energetică a României, dar și de cerințele consumatorilor. Modernizarea acestor trei activități presupune, pe lângă investiții mari în infrastructura rețelelor și contorizarea consumurilor din circuit, stabilirea unor raporturi corecte între societățile furnizoare de energie electrică, distribuitori și consumatori.

Creșterea randamentului întregului ansamblu este garantată în primul rând de cunoașterea tuturor datelor și parametrilor care intervin în funcționarea ansamblului. Acest obiectiv poate fi atins prin implementarea unor sisteme de tele-management informatizat la nivel de centrale fotovoltaice, de puncte de branșament sau de dispecerat central.

Această modernizare presupune monitorizarea în timp real a tuturor informațiilor de interes din sistem, controlul unor parametri de sistem și gestionarea acestor informații, atât la nivel de centrală fotovoltaică și / sau punct de bransament, cât și la nivel de dispecerat.

ETS Service S.R.L. este una dintre firmele care dispun de o vastă experiență în acest domeniu, autorul fiind direct implicat în elaborarea a numeroase sisteme de automatizare, măsură și control.

Una dintre particularitățile esențiale ale soluțiilor tehnice descrise în acest capitol constă în implementarea unor sisteme de tip SCADA bazate pe calculatoare personale ce înglobează diverse plăci de achiziție sau diverse alte interfețe. Centrala fotovoltaică este văzută ca un proces industrial complex, a cărui funcționare trebuie monitorizată și controlată. Soluția unui sistem SCADA dispus pe mai multe nivele ierarhice este o altă particularitate a soluțiilor tehnice descrise până acum. Sistemul câștigă astfel o mai mare fiabilitate, o modularizare sporită, dar și flexibilitate în exploatare.

Simplificarea interfeței OM - MAȘINĂ (interfața dintre utilizator și sistem) este una din caracteristicile fundamentale ale acestor aplicații. Dezvoltarea software-ului dedicat a condus la realizarea unui dialog eficient între utilizatorul uman și sistemul implementat. Conceptul modern de "user friendly - sistem prietenos cu utilizatorul", care a stat la baza filozofiei acestui pachet de aplicații software, permite o comunicare performantă, în condițiile în care sistemul este supervizat de către operatori umani care nu au cunoștințe speciale de programare, ci doar un minim necesar de cunoștințe legate de utilizarea calculatorului și a software-ului respectiv.

Aplicația de la Giroc demonstrează posibilitatea conceperii unui sistem unic de monitorizare și dispecerizare a rețelelor de termoficare, conceput în acest caz pe trei nivele ierarhice, având un subsistem de automatizare, unul de măsurare și monitorizare precum și un subsistem de comunicație și dispecerizare. Eficiența ansamblului este garantată prin introducerea, alături de cele mai moderne sisteme de măsurare (cu traductori de ultimă generație) a echipamentelor de comandă cu logică programată (controller-ele logice programabile) precum și, în anumite condiții, a calculatoarelor industriale de proces.

În cazul unei aplicații complexe, sistemul SCADA cu structura ierarhizată specifică este conceput să opereze în directă colaborare cu sistemul de comandă al invertoarelor, într-un sistem unitar și complet. Această soluție tehnică este cea mai avantajoasă din punct de vedere al exploatării, dovedind eficiență și fiabilitate sporită în condițiile unei mentenanțe mai puțin pretențioase. Este de dorit ca existența unor astfel de sisteme unitare de automatizare și control la unii prestatori de servicii publice să conducă la generalizarea acestor soluții tehnice la cât mai mulți operatori de utilități publice din România.

Putem spune, fără a greși, că implementarea unor astfel de sisteme unitare care să realizeze atât reglajul după putere, cât și după tensiune sau după factorul de putere, la nivel de invertoare - PWM, cât și monitorizarea parametrilor rețelei de în ansamblu, pornind de la panoul fotovoltaic și incluzând chiar măsurarea și facturarea automată a energiei, reprezintă soluția tehnică cea mai potrivită și completă, care răspunde integral cerințelor beneficiarilor. În practică s-a demonstrat funcționalitatea acestor sisteme (numeroase centrale fotovoltaice din România și din străinătate dispun de asemenea sisteme, realizate atât de către furnizorii echipamentelor, cât și de către alte firme de prestigiu). Mai mult chiar, implementarea lor este însoțită de avantaje economice care decurg din creșterea randamentului sistemului de conversie, cunoașterea exactă a pierderilor și consumurilor precum și diagnosticarea eficientă a stării rețelei interne.

Investiția se amortizează singură în scurt timp. De fapt, acest sistem SCADA conceput de către autor, reduce costurile per ansamblul investiției, cu cel puțin 130.000 de Euro (echipamente de rețea, server, pachete software, mentenanță, etc.). La prima vedere poate fi considerat o tentativă simplistă și ieftină prin care se evită cumpărarea unui sistem SCADA oferit de către utilizator. În realitate este o alternativă la fel de bună, mult mai ieftină, mai simplă și mai fiabilă, în situația unei centrale fotovoltaice de dimensiuni medii, în care fiecare cost inițial contează în bugetul investiției.

6.5. Contribuții personale

Din multitudinea de soluții tehnice pentru sisteme de automatizare, măsură și control aplicate în sfera producției de energie fotovoltaică, s-a prezentat un exemplu absolut original, în materializarea căruia autorul a adus o serie de contribuții originale esențiale pentru finalizarea proiectului, dintre care amintim:

- identificarea parametrilor, mărimilor și a altor elemente esențiale pentru automatizare;
- elaborarea arhitecturii sistemelor de automatizare, monitorizare și dispecerizare a centralei fotovoltaice;
- stabilirea unui sistem SCADA bazat pe 3 nivele ierarhice, aplicabil în cazul centralei fotovoltaice din Comuna Giroc;
- alegerea aparaturii necesare și stabilirea protocoalelor de comunicare între componente;
- proiectarea schemelor de conexiuni, atât pentru alimentare, cât și pentru comunicare;
- configurarea și utilizarea în schemele de automatizare a unor calculatoare industriale;
- utilizarea dispozitivului PMU pe post de RTU în cadrul aplicației, pe al doilea nivel;
- posibilitatea integrării sistemului într-un ansamblu complet, alături de automatizarea generării PWM la inverter;
- adaptarea sistemului la configurațiile rețelei de panouri solare existentă, precum și posibilitatea unei funcționări flexibile a ansamblului;
- determinarea algoritmilor de automatizare;
- propunerea soluției de măsurare - achiziție date;
- elaborarea algoritmilor pentru prelucrarea și vizualizarea datelor;
- conceperea unei interfețe operator - sistem capabilă să conducă la eficientizarea funcționării, baza conceptului "user friendly - sistem prietenos cu utilizatorul";
- realizarea pachetului software EAD, o parte din facilitățile, procedurile și funcțiile acestui program fiind pe larg descrise în acest capitol sau detaliate în Anexe;
- coordonarea directă a montării sistemului la beneficiar precum și analiza funcționării sistemelor în condițiile reale de exploatare;
- propunerea unor soluții de completare a sistemelor existente, pentru a răspunde cât mai bine cerințelor beneficiarului.

7. PROIECTAREA BAZELOR DE DATE PENTRU SISTEMUL INFORMATIC DE PROCES. FILTRAREA INFORMAȚIILOR LA NIVELUL DISPECERATULUI CENTRALEI FOTOVOLTAICE

Un sistem de teleurmărire tip SCADA nu este complet dacă nu oferă soluții pentru înmagazinarea datelor și nu dispune de funcții eficiente de accesare a acestor informații în orice moment. Bazele de date constituie instrumentul de stocare a informației, care ulterior va fi valorificată [79].

7.1. Particularitățile bazelor de date din centrala fotovoltaică

O bază de date reprezintă un ansamblu de date integrat, anume structurat și dotat cu o descriere a acestei structuri. Descrierea poartă numele de dicționar de date sau meta – date (informații despre date) și creează o independență între datele propriu – zise și programe. Conform acestei definiții consacrate, o bază de date este mai mult decât o colecție de fișiere. Ea include, pe lângă aceasta, dicționarul de date și o descriere a relațiilor dintre înregistrări, descriere chemată și utilizată pe întreaga durată a prelucrării informațiilor [10].

Structura evidențiază nu numai legăturile virtuale între obiecte și caracteristicile lor, dar și corespondența între adresa virtuală și adresa fizică a datelor pe suportul fizic (hard – disc, dischete, CD-uri etc.). Adresa fizică este, evident, funcție de spațiul real de stocare disponibil al bazei de date și corespunde algoritmului de transformare propriu sistemului de gestiune și tipului de calculator avut în vedere. Ea este legată nemijlocit de dicționarul datelor unei baze de date și acționează prin intermediul acestuia, atât în înscrierea cât și în regăsirea informațiilor, selecția după anumite criterii, etc. Se poate spune, fără riscul de a greși, că orice operație în baza de date se efectuează prin intermediul structurii și al informațiilor conținute în baza de date [11].

Această interdependență se referă la două niveluri de înțelegere:

- În primul rând există o interdependență absolută a programelor sursă, scrise într-un limbaj apropiat de limbajul natural, numit limbajul de manipulare a datelor (*Data Manipulation Language*) față de ordinea și mărimea caracteristicilor obiectelor, acestea din urmă fiind descrise cu ajutorul limbajului de descriere a datelor (*Data Description Language*);
- Dacă ne referim însă la programul – obiect (executabil), rezultat în urma interpretării (compilării) șirului de instrucțiuni, orice modificare a geografiei și structurii datelor este semnificativă. Atâta timp cât structura bazei de date și spațiul real pentru care a fost definită această structură rămân neschimbate, programele rămân valabile. Dacă una dintre ele se modifică, de exemplu spațiul real devine la un moment dat insuficient pentru stocarea informației, întregul sistem trebuie reconvertit la noii parametri: datele trebuiesc salvate și reintroduse în noua bază de date, iar programele trebuiesc recompilate.

Sistemele de gestiune a bazelor de date (SGBD) pun de obicei la dispoziția utilizatorului programe speciale prin care recalculează și reconvertesc datele și programele din bază la schimbarea spațiului fizic, fără a mai fi necesară recompilarea tuturor programelor existente. Acesta constituie de fapt cel de-al doilea nivel de înțelegere a independenței datelor și programelor în cadrul unei baze de date. Pot face apel și la produse existente deja pe piață, de uz general (Excel, MySQL sau produsele firmei SAP).

7.1.1. Tipuri de baze de date

În aplicațiile curente, care vizează atât sistemele de telegestiune și monitorizare, cât și accesarea, prelucrarea și ordonarea rapidă a informației, întâlnim trei tipuri de baze de date [13]:

- *Baze de date structurate relațional*

Acest tip de baze de date este cel mai simplu, atât din punct de vedere al definirii, cât și ca posibilitate de utilizare și sferă de aplicații. În mod paradoxal, dată fiind simplitatea lui, el s-a răspândit cel mai târziu, doar după apariția calculatoarelor personale.

Sistemul de baze de date relațional are aceeași structură fizică cu datele care trebuiesc prelucrate. De multe ori, acestea din urmă se prezintă sub forma unor tablouri (relații), cu linii și coloane. Liniile constituie obiectele, iar coloanele constituie atributele care caracterizează aceste obiecte.

Baza de date relațională se prezintă sub forma unui tablou. Fiecare înregistrare are o lungime constantă, fiecare rubrică (atribut) are o anumită caracteristică declarată la generarea bazei (șir de caractere, valoare numerică, valoare logică) și o lungime fixă prestabilită.

Căutarea se face parcurgând secvențial toate articolele și comparând criteriile. Rezultatul este ADEVĂRAT sau FALS pentru fiecare comparație. Articolele (obiectele) care au răspuns ADEVĂRAT la toate criteriile impuse sunt selectate.

Pentru ușurința calculului se pot memora anumite subsansambluri create prin căutări anterioare sub formă de subsansambluri indexate în raport cu unul sau altul din criterii, în așa fel încât regăsirea să se facă ulterior prin interconectarea acestor subsansambluri.

Aplicațiile dezvoltate de către autor pentru centrala fotovoltaică din Comuna Giroc operează preponderent cu baze de date tabelare. În Fig. 7.1 este prezentat un exemplu de bază de date tabelară, previzualizată cu ajutorul pachetului software minimal al invertorului, care urmează a fi transmis la calculatorul dispecer prin RS485, ca fișier .txt.

Yield absolute		PAC	
Day:	36.2 kWh	UAC	14493 W
Month:	864.2 kWh	UDC	230.9 V
Year:	956.6 kWh	y day	458 V
Total:	956.6 kWh	Operation	31.5 kWh
Oper. hr:	313.1 h		

Fig.7.1. Bază de date tabelată furnizată la ieșirea din invertor

De asemenea, tot în scopul facilitării operațiilor de regăsire, anumite atribute ale obiectelor pot fi declarate "cheie", ceea ce creează încă de la generare, fișiere de index pentru aceste caracteristici [23].

- **Baze de date structurate în mod ierarhic**

Bazele de date ierarhice sunt constituite pentru a facilita informația organizată ierarhic. Diagramele asociate unor astfel de baze de date sunt de tip arborescent, fiecare element fiind subordonat unui singur element și numai unuia, aparținând bazei.

Spre deosebire de structura sub formă de tablou, în care se prezintă înregistrările în bazele de date relaționale, într-o bază de date ierarhice, dependența unui segment de alte segmente de date de nivel superior se exprimă printr-un punctuator (adresă). În acest fel se face economie considerabilă de spațiu și se simplifică regăsirea informațiilor din bază. Timpul de prelucrare, în general, se scurtează. Pentru volume mari de date și prelucrări intense, acest lucru constituie un avantaj. Principalul dezavantaj îl constituie lipsa de suplețe la schimbarea procedurii de prelucrare.

- **Baze de date structurate în rețea**

Bazele de date "în rețea" seamănă cu cele ierarhice, diferența constând în faptul că un "copil" poate avea mai mult decât un singur "părinte". Această structură se bazează pe conceptul de ansamblu (set).

Într-un sistem de bază de date în rețea, baza de date este constituită dintr-o colecție de seturi. Fiecare set se compune dintr-o sumă de înregistrări, acestea din urmă fiind asemănătoare cu cele din sistemul relațional (tabelar), numai că lungimea lor este variabilă.

O înregistrare poate fi rezultatul compunerii mai multor seturi.

Aceste două ultime structuri de baze de date sunt mai dificil de implementat, fiind mai rar întâlnite în aplicațiile pentru monitorizarea centralelor fotovoltaice.

7.1.2. Sisteme de gestiune a bazelor de date

Sistemul de gestiune a bazelor de date (SGBD) este acel sistem de programare care facilitează și supervizează introducerea de informații în baza de date, actualizarea și extragerea datelor din bază, controlul și autorizarea accesului la date, precum și asigurarea unei independențe între structura bazei de date și programele de aplicație. Un sistem de gestiune a bazelor de date trebuie să fie capabil să îndeplinească următoarele funcții [11]:

- **Funcția de descriere**

Permite definirea structurii datelor și a relațiilor dintre acestea. De asemenea, tot prin intermediul acestei funcții se definesc și condițiile de acces la informațiile conținute în baza de date. Descrierea structurii se realizează cu ajutorul unui limbaj de descriere a datelor (LDD) propriu fiecărui sistem de gestiune. Există totuși și unele elemente comune de descriere aproape unanim acceptate, cum ar fi (cu exemplificare în situația centralei de panouri fotovoltaice):

- **Articolul (câmpul)** reprezintă cel mai mic element al unei structuri logice sau virtuale care poate fi identificat. El este asociat, de regulă, unei valori. În cazul bazei de date generată prin intermediul invertoarelor REFUSol distingem următoarele câmpuri:

Energy	PAC	UAC	UDC	InstPower	Yield
--------	-----	-----	-----	-----------	-------

Fiecare câmp conține valorile mărimilor indicate, exprimate în unitățile de măsură corespunzătoare, la un anumit moment de timp specificat de utilizator. (PAC- Current Feed Power – Curentul debitat, UAC - line voltage – tensiunea magistralei, UDC - solar cell voltage in volts, y day - yield of the day in kWh, - randamentul zilnic, Energy – energia vehiculată, InstPower – Puterea debitată).

- **Subgrupul** reprezintă o primă grupare de câmpuri sub același identificator. De exemplu, pentru aplicația amintită mai sus, un subgrup este alcătuit din toate câmpurile corespunzătoare unei magistrale a unui invertor.
- **Grupul (sau segmentul)** reprezintă un ansamblu de articole și subgrupuri corelate logic, care dispun de un nume și o caracteristică comună. În cazul bazei de date de la centrala fotovoltaică din Giroc, un grup corespunde unui grup de 4 panouri preluate de un invertor, adică este suma subgrupelor care includ câmpurile cu mărimile preluate pe fiecare magistrală a invertorului respectiv.
- **Înregistrarea** este o reuniune de articole, subgrupe și grupuri de date, la un anumit moment (de exemplu data de 17.11.2013, ora 11:52:10, total aleator);

Symm ZwPr	
PAC	0 W
UAC	227.3 V
UDC	434 V
y day	0.0 kWh
Activation	
F1-Menue	

- **Fișierul** reprezintă o reuniune de mai multe înregistrări (de exemplu pentru o zi).

Yield absolute	
Day:	36.2 kWh
Month:	864.2 kWh
Year:	956.6 kWh
Total:	956.6 kWh
Oper. hr:	313.1 h
F1-Menue	

- semnale de eroare (de regulă se transmite codul erorii);

Relațiile între diferitele elemente ale structurii sunt denumite în mod diferit în cadrul unor SGBD - uri: lanț, legătură sau set. Setul este format dintr-o înregistrare principală (owners) și mai multe înregistrări subordonate (members).

În general, cu ajutorul LDD se realizează [36]:

- atribuirea unui identificator pentru fiecare informație sau grup de informații;
- descrierea ierarhică a informațiilor;
- specificarea grupurilor repetitive de date;
- definirea lungimii și naturii fiecărui câmp (numeric, alfa-numeric etc.);
- definirea intervalului de variație posibilă a câmpului;
- definirea parolelor și a autorizațiilor speciale pentru anumite câmpuri.

- **Funcția de manipulare**

Permite efectuarea următoarelor operații: crearea, inserarea, ștergerea sau actualizarea unor înregistrări definite de către utilizator. De asemenea, funcția de manipulare facilitează căutarea, sortarea și editarea totală sau parțială a unor înregistrări virtuale corespunzătoare rezultatului unei întrebări formulate prin intermediul limbajului de manipulare [50].

Limbajele de manipulare pot fi grupate în două mari categorii:

- *limbaje autonome* – în cadrul cărora comenzile de manipulare reprezintă chiar funcții referitoare la utilizarea datelor (de exemplu utilitarul EXCEL[®], din cadrul pachetului standard Microsoft OFFICE[®], utilizat mai ales pentru crearea bazelor de date);
- *limbaje gazdă* – în care operațiile de manipulare se realizează cu ajutorul limbajelor de nivel înalt. Această variantă de manipulare a bazelor de date este preferată în cadrul aplicațiilor complexe dezvoltate de către autor, ca limbaj avansat folosindu-se mediul Visual C [51].

- **Funcția de utilizare**

Permite comunicarea între utilizator și baza de date, sub aspectul asigurării acelor mijloace de comunicare care îl avantajează cel mai mult pe utilizator.

Din punctul de vedere al funcției de utilizare, utilizatorii pot fi de mai multe categorii [57]:

- *Utilizatori liberi sau convenționali* – care au la dispoziție limbaje de interogare într-o formă apropiată de vorbirea curentă și formează grupa utilizatorilor așa-zisi "nespecialiști". Aceștia folosesc, de regulă, display-ul, întrebările sunt prestabilite, nu cunosc nici structura, nici modul de lucru cu bazele de date și se rezumă la aplicarea unor funcții sau proceduri puse la dispoziție de către producătorul pachetului software. Este cazul dispecerilor umani care urmăresc funcționarea întregului ansamblu, utilizând facilitățile programului, fără a avea cunoștințe de programare în limbaje avansate, dar având suficiente cunoștințe generale de utilizare a calculatorului.
- *Utilizatorii parametrici* – fac uz, de regulă, de limbaje de manipulare, în special pentru interogare, utilizând proceduri prestabilite. Aceștia sunt inginerii de sistem, fie ai producătorului de software, fie ai beneficiarului, care cunosc atât structura bazelor de date cât și problemele sistemului de operare, ceea ce le permite să obțină avantaje maxime în comparație cu prelucrarea prestabilită a fișierelor clasice. Aceștia asigură exploatarea eficientă a întregului sistem și chiar optimizarea funcționării lui.
- *Administratorul bazei de date* – acesta este un utilizator special, care răspunde de toate activitățile și operațiile referitoare la baza de date, pe care o gestionează, urmărind inclusiv performanțele acesteia. El definește obiectivele sistemului, ajută la definirea cerințelor utilizatorilor, definește structura virtuală și împarte drepturile de acces ale utilizatorilor, stabilește procedurile de validare a datelor, elaborează concepția de protecție a datelor și evaluează performanțele sistemului. Administratorul răspunde de alegerea și implementarea SGBD - ului, asigură încărcarea bazei de date, definește strategia de lucru și distribuie documentația utilizatorilor. De regulă, administratorul este unul dintre inginerii de sistem ai beneficiarului, (sau chiar un grup), care lucrează în strânsă colaborare cu producătorul aplicației, stabilind toate cerințele, obiectivele, facilitățile și prioritățile aplicației.

7.2. Structura bazelor de date pentru aplicații în timp real

Bazele de date de tip relațional (tabelar) sunt cele mai utilizate pentru aplicațiile prezentate în această lucrare. Nu vom insista asupra modelului matematic relațional, bazat pe teoria ansamblurilor și relațiilor dintre acestea, ci mai mult asupra modalității de creare și de exploatare eficientă a unor asemenea baze de date, care conferă și caracterul de originalitate al lucrării.

Facilitățile de exploatare și întreținere a relațiilor din cadrul bazei de date se datorează în principal limbajelor specifice acestor tipuri de baze de date. Un limbaj relațional trebuie să asigure definirea datelor, crearea bazei de date, interogarea, actualizarea (întreținerea), protecția și securitatea datelor conținute în bază.

Deși soluția stocării sub forma unor baze de date consacrate (oracle, informix, paradox, format dbf, etc) pare a fi într-o primă instanță soluția ideală, trebuie avută în vedere natura datelor ce urmează a fi stocate. Bazele de date consacrate oferă avantajul portabilității, de cele mai multe ori în detrimentul vitezei (dezavantaj ce poate fi compensat de un hardware puternic dar scump)[60].

Soluția aleasă depinde, desigur, și de existența sau nu a unui server de baze de date în rețeaua beneficiarului. Dacă acest server există (și marea majoritate a aplicațiilor ce rulează în rețea îl folosesc pentru stocarea datelor), este probabil util ca și programul de teleurmărire să stocheze datele pe acest server pentru a fi ușor disponibile unei terțe aplicații care are nevoie de ele (este vorba de regulă de aplicații complexe de analiză a datelor). Existența unui server de baze de date oferă de asemenea soluții complete de întreținere și back-up, eliberând programul de teleurmărire de aceste sarcini. În plus, înregistrarea datelor și regăsirea acestora cade în sarcina SGBD - ului (Sistemul de Gestiune a Bazelor de Date) și nu a programului de teleurmărire, care nu cunoaște structura internă a bazei de date. Un alt avantaj demn de menționat este posibilitatea înregistrării / regăsirii datelor prin comenzi SQL cu efect independent față de motorul de baze de date folosit și platforma pe care acesta rulează – avantaj major în cazul în care se dorește ca programul să ruleze pe platforme eterogene. Unul din dezavantajele acestei abordări este că datele sunt văzute uniform și nu sunt stocate în formate specifice care să ușureze anumite operații pe care programul de teleurmărire le efectuează. Spre exemplu, dacă programul de teleurmărire trebuie să reprezinte grafic un set de date, acestea pot fi în prealabil înregistrate sub o formă care să permită execuția acestei funcții foarte rapid și eficient. În cazul unui server de baze de date, datele trebuie mai întâi cerute serverului, operație care poate dura destul de mult, apoi convertite într-o formă ușor de afișat grafic și abia apoi transmise rutinei de afișare.

Dacă viteza este un factor critic, de multe ori soluția utilizării unui server de baze de date este inaplicabilă. În acest caz, datele vor fi stocate în format propriu. Este necesar însă ca programul de teleurmărire să fie însoțit de alte programe sau de funcții care să permită exportul acestor date în formate de baze de date consacrate, cel mai adesea pentru analiza ulterioară a datelor de către alte programe. Un exemplu clasic este exportul datelor în format Excel [94].

În cazul alegerii soluției stocării datelor în format propriu, toate funcțiile de stocare / regăsire a informațiilor cad în sarcina programului de teleurmărire. Acesta va stoca datele sub forma unui sau a mai multor fișiere. Decizia stocării sub forma unui singur fișier sau a mai multora este dată de dimensiunile fișierelor ce urmează a fi stocate, limitări ale sistemului de operare folosit în lucrul cu fișiere, precum și de algoritmi de regăsire a datelor folosiți (de multe ori o parte din logica de regăsire a informațiilor este implementată în structura arborescentă a sistemului de fișiere).

O particularitate a sistemelor de teleurmărire este că, de regulă, nu avem operațiuni de ștergere la nivel unitar a datelor, ci doar operațiuni de ștergere la nivel global (pe perioade lungi de timp). Acest aspect face ca implementarea sub forma de fișiere, în format propriu, să fie ușoară, programul nefiind silit să implementeze algoritmi complecși de compactare a datelor. O analiză a tipurilor de date care intervin în procesele de teleurmărire ne va da o imagine a modului de înregistrare a datelor în aceste fișiere. Trebuie ținut seama de faptul că aproape toate datele vehiculate sunt furnizate de convertoare cu rezoluții uzuale de 10-16 biți. Orice conversie a acestei mărimi în alt format (de ex. în număr real) este inevitabil însoțită de o pierdere a preciziei [88],[89],[90].

De aceea este de dorit ca datele să fie transferate de la sursa la destinație (în acest caz de la traductori), la programul de teleurmărire, fără conversii suplimentare pentru păstrarea preciziei de măsurare. De asemenea, reprezentarea datelor în format **int**, care este format de bază, asigură cea mai mare viteză de procesare, sporind eficiența programului în general.

Vom detalia principalele tipuri de date ce intervin în procesele de măsurare și forma uzuală de reprezentare a lor:

- a) **Datele provenite de la convertoare A/D** (numite și date analogice) se reprezintă de regulă în limbajele de programare prin tipul **int**. Deoarece convertoarele uzuale au 10-12 biți (sunt rare cazurile în care se folosesc convertoare pe 16 biți) mai rămân 4 biți (sau mai puțini) în care pot fi stocate diferite informații de stare cum ar fi defect / corect, depășirea anumitor limite, etc. Deși aceasta este o practică frecventă, generată de nevoia de economisire a memoriei sau spațiului pe disc în sistemele mai vechi, în cazul sistemelor actuale ce dispun de suficientă memorie și spațiu de stocare este de preferat folosirea unui octet suplimentar care conține informații de stare. Dacă programul lucrează pe un SO (sistem de operare) pe 16 biți și se urmărește trecerea ulterioară la SO pe 32 biți, se va avea în vedere utilizarea a 32 biți, adică a tipului **long** pentru reprezentarea datelor, care are aceeași reprezentare internă în cazul ambelor SO, dar care aduce avantajul portabilității și dezavantajul folosirii ineficiente a resurselor în SO pe 16 biți [47].
- b) **Datele binare** (provenite de la intrări ce pot avea doar 2 stări logice). Deși de multe ori este suficient un singur bit pentru a reprezenta o mărime binară, în practică se folosește reprezentarea pe 2 sau mai mulți biți, pentru a introduce pe lângă valoare (care poate fi reprezentată întotdeauna pe 1 bit) și informații de stare pentru respectiva mărime. Mărimile binare sunt citite de regulă prin operații **in** (input from port) de la porturi de 8 sau 16 biți. Deoarece în multe cazuri există o dualitate în reprezentarea logică a unei mărimi (cel mai adesea valoarea logică "1" se reprezintă fie ca valoare la intrare fie prin semnal lipsă) se va urmări ca semnalele ce se leagă la intrare să respecte regula conform căreia, la un moment dat cel puțin unul dintre ele are valoare opusă față de celelalte. În acest mod se poate detecta absența semnalului de intrare. În fișiere aceste date se vor reprezenta în grupuri de câte 8 biți, urmate de un octet ce codifică starea întregului grup de semnale. O altă soluție, care permite aflarea stării fiecărui semnal în parte și nu a întregului grup presupune folosirea a câte 2 biți pentru fiecare mărime, unul fiind furnizat de valoarea logică a mărimii iar celălalt de negata acesteia [47].

În acest mod se pot detecta situațiile de nefuncționare la nivel de canal cu dezavantajul înjumătățirii nr. de semnale ce pot fi culese (în condițiile folosirii aceluiași echipament).

Valoare logică	Semnificație
(00)	Canal defect (probabil scurt circuit)
(01)	Intrare nivel "0"
(10)	Intrare nivel "1"
(11)	Canal defect (probabil fir întrerupt)

- c) **Datele de altă natură.** Uneori datele nu sunt furnizate direct de către convertoare ci sunt furnizate de dispozitive cu un grade de inteligență mai avansate, care transmit datele de la traductori sau date derivate din acestea prin calcule convertite în valori reale (de regulă float sau double). Decizia convertirii acestor mărimi în alte formate trebuie luată ținând cont de precizia finală ce trebuie obținută și de metodele de rezolvare a incompatibilităților în reprezentarea datelor. O atenție deosebită trebuie acordată datelor care vin codate în format BCD deoarece acestea pot fi folosite direct în calcule financiare de mare precizie (majoritatea limbajelor de programare oferă suport pentru acest format) și deci pot fi folosite cu succes în operații de facturare / decontare.
- d) **Timpul în sistemele de teleurmărire.** O mărime care intervine oricând în cazul acestor sisteme este timpul, orice mărime având atașată pe lângă valoare și stare și o informație de timp ce descrie momentul la care mărimea a avut respectiva valoare / stare. Operațiunile cu date calendaristice se efectuează prin apelarea unor funcții din bibliotecile de timp, regula generală fiind lucrul cu timp absolut (timp GMT) și afișarea datelor temporale în funcție de informațiile zonale (time-zone). Aceasta asigură programului o independență față de poziția geografică unde va rula și în plus va putea ține seama de toate setările specifice zonei respective. Stocarea timpului în fișiere se face folosind 4 octeți în cazul în care se folosește rezoluția în secunde și respectiv 6 octeți dacă se măsoară în milisecunde. Unele sisteme de operare pot garanta o bază de timp (cum ar fi MS-DOS-ul prin apelarea funcției de ceas la fiecare 55 ms, sau QNX-ul) pe când, în cazul altor sisteme (mai ales în cele multitasking cum ar fi Windows) nu mai este garantată o bază de timp constantă. În aceste situații trebuie luate măsuri suplimentare, operațiunile cu timpul făcându-se folosind funcții ce determină timpul mai degrabă decât prin calculul "manual" al timpului din cuante.

În aplicațiile întâlnite în practică există patru familii de limbaje relaționale:

- a) limbaje bazate pe algebra relațională – care utilizează o serie de operatori algebrici relaționali (permutare, proiecție, restricție, selecție, împărțire, reuniune, intersecție, diferență, concatenare etc.). Limbajul algebric relațional este un limbaj procedural complet, dar dificil pentru necunoscători. El se bazează pe utilizarea unui ansamblu de operatori cu ajutorul cărora se acționează asupra uneia sau mai multor relații din cadrul unei baze de date relaționale. Ca rezultat se obține o nouă relație.

- b) limbaje care utilizează o serie de simboluri relaționale cu ajutorul cărora se definesc o serie de calcule relaționale. Limbajul bazat pe calculul relațional este un limbaj neprocedural care utilizează printre altele cuantificatori matematici universali, de tipul (\forall) și de existență (\exists), permițând utilizatorilor să obțină ansambluri de elemente de date și diferite relații între aceste elemente. Este totuși destul de greu de utilizat în mod direct în aplicații.
- c) limbaje orientate pe transformări – constituie o clasă de limbaje neprocedurale care, cu ajutorul relațiilor transformă datele de intrare în ieșiri dorite de către utilizator. Aceste limbaje produc structuri ușor de înțeles și manipulat în termeni practici: ce trebuie obținut, pornind de la ceea ce este cunoscut.
- d) Limbajele relaționale de tip grafic – ca mod de lucru, utilizatorul completează o serie de răspunsuri, pe un exemplu, prin care sistemul "ghicește" ce trebuie făcut și generează instrucțiuni corespunzătoare ale limbajului.

Cerințele utilizatorului uman al bazei de date sunt cele care dictează modul în care un limbaj oarecare stabilește relații între articolele bazei respective. Prin urmare, funcțiile care operează asupra bazei de date (indiferent de limbajul în care sunt generate) trebuie să dovedească putere de calcul, exactitate, suplețe și adaptabilitate la cerințele utilizatorului.

Sistemele de Gestiune a Bazelor de Date (SGBD) moderne, aplicate în situația monitorizării rețelelor de transport și distribuție a energiei termice se adresează unui public larg, de neprogramatori, propunându-le mijloace de lucru simple, eficiente și atractive, în general aplicații "la cheie". De aceea interfața om – mașină a acestor SGBD trebuie concepută astfel încât să conducă la eficientizarea muncii operatorului uman și la buna funcționare a sistemului, fără situații conflictuale și ambiguități în exploatare.

7.3. Interfața om - mașină a SGBD. Ferestre de interfațare

Operatorul uman interacționează cu procesul urmărit prin intermediul unei interfețe grafice și prin intermediul dispozitivelor de intrare (mouse, tastatură). Interfața grafică este puternic dependentă de sistemul de operare folosit și de pachetul software utilizat.

În ultimul timp este unanim acceptată ideea că interfața grafică să ruleze sub sistemul de operare Windows. Aceasta oferă multe avantaje dintre care cel mai important este familiaritatea utilizatorilor cu acest mediu precum și multitudinea de programe existente pentru prelucrarea ulterioară a datelor (cel mai cunoscut exemplu este Microsoft Excel). Acest mediu structurează informațiile cu ajutorul unor ferestre (window) pe ecran, care se comportă standard indiferent de conținutul lor.

Orice fereastră are butoane pentru minimizare / maximizare / restaurare, bară de titlu, margini dimensionabile sau nu, etc. În acest context putem defini un număr de tipuri de ferestre care se așteaptă a fi disponibile într-o interfață om-operator modernă precum și funcțiile minime pe care acestea trebuie să le implementeze.

7.3.1. Hărți sinoptice

O schemă sinoptică este o reprezentare schematică a unei instalații tehnologice. Pe această schemă sunt afișate sub formă de text sau grafică valorile mărimilor citite din proces.

Reprezentarea în acest mod oferă avantajul unei priviri de ansamblu foarte bune asupra unei instalații. Afișarea grafică a valorilor este dependentă de valoarea mărimii, depășirea limitelor de alarmare duce la afișarea cu alte culori (ex: galben = alarmare preventivă, roșu = alarmare generală) permițând operatorului uman să detecteze dintr-o singură privire situațiile de funcționare anormale.

Un caz particular de schemă sinoptică îl reprezintă afișarea schemei generale a sistemului pe care este figurată starea de funcționare a tuturor dispozitivelor și interfețelor de comunicație implicate în proces.

Orice reprezentare sub formă de schemă sinoptică este posibilă și numărul acestor scheme nu trebuie să fie limitativ. De menționat că după procesul de configurare inițială sistemul va afișa doar schemele definite, adăugarea sau ștergerea unor scheme necesitând reconfigurare. Sistemul trebuie de asemenea să implementeze un mecanism de navigare facilă prin aceste scheme. Dintre modelele de navigare, cele mai întâlnite sunt alegerea schemei dintr-o listă sau definirea unor zone "active" din schemă pe care dacă se face clic se ajunge în altă schemă sinoptică. Ultimul mod mulează modul natural de navigare de la general la particular (întâi am o privire de ansamblu și apoi merg în amănunt). În Fig. 7.2 este prezentat un exemplu de conținut hartă sinoptică.

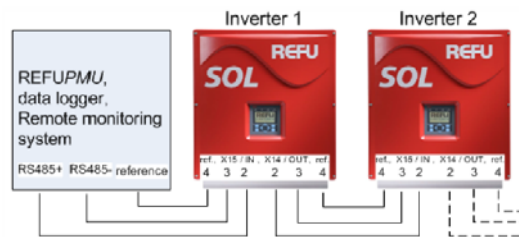


Fig.7.2. Hartă sinoptică privind invertoarele și modul lor de conectare

În continuare vom prezenta o secvență de program (realizată de către autor prin intermediul mediului de programare Visual C), destinată a genera o fereastră tip hartă sinoptică, în care se importă ca fișier *.jpg imaginea invertoarelor. La baza acestora se realizează o casetă activă cu date privind funcționarea acestora:

```
//-----
// Funcție de afișare a unei reprezentari tip schema sinoptica date
invertor Centrala fotovoltaica ETS Giroc
//
void CSchWnd::OnPaint()
{
    CPaintDC dc(this); // device context for painting
    CDC dcMemo;
    HBITMAP hBmOld;
    CPen *myPen,*oldPen;
    // TODO: Add your message handler code here
    CRect rcw;
    GetClientRect(&rcw);
    //desenare fundal
    if(hbm!=NULL)
    {
        dcMemo.CreateCompatibleDC(&dc);
        hBmOld=(HBITMAP)SelectObject(dcMemo.m_hDC,hbm);
        hPrevPal=SelectPalette(dc.m_hDC,hpal,FALSE);
        ::RealizePalette(dc.m_hDC);
        BitBlt(dc.m_hDC,0,0,nWidth,nHeight,dcMemo.m_hDC,0,0,SRCCOPY);
        myPen=new CPen;
```

```

    myPen->CreatePen(PS_SOLID,2,RGB(255,255,0));
    oldPen=(CPen*)dc.SelectObject(myPen);
    dc.MoveTo(0,0);
    dc.LineTo(rcw.right,0);
    dc.LineTo(rcw.right,rcw.bottom);
    dc.LineTo(0,rcw.bottom);
    dc.LineTo(0,0);
    dc.SelectObject(oldPen);
    SelectObject(dcMemo.m_hDC,hBmOld);
    dcMemo.DeleteDC();
    delete myPen;
    SelectPalette(dc.m_hDC,hPrevPal,FALSE);
        ::RealizePalette(dc.m_hDC);
    }

    if(updated) //au avut loc modificari ale datelor?
    for(int ai=0;ai<nrAna;ai++) { //reafisez datele analogice
        AfisIdUm(ai);
        AfisId(ai);
    }

//actualizare starea marimilor tip binar
if(nrBin!=0)
{
    CBrush br(colorB[0]), *oldB;
    oldB=(CBrush*)dc.SelectObject(&br);
    for(int bi=0;bi<nrBin;bi++)
    {
        if(datebin[bi].id.lista!=MA)
        {
            CDC dcMemo;
            dcMemo.CreateCompatibleDC(&dc);
            CBitmap myBitm,*pOldBtmp;
            if(strcmp(datebin[bi].valcrt,"0")==0)
            {
                myBitm.LoadBitmap(datebin[bi].bitNo);
                pOldBtmp=(CBitmap*)dcMemo.SelectObject(&myBitm);
            }
            else
            if(strcmp(datebin[bi].valcrt,"1")==0)
            {
                myBitm.LoadBitmap(datebin[bi].bitANo);
                pOldBtmp=(CBitmap*)dcMemo.SelectObject(&myBitm);
            }
            else
            {
                myBitm.LoadBitmap(datebin[bi].bitDef);
                pOldBtmp=(CBitmap*)dcMemo.SelectObject(&myBitm);
            }
            dc.BitBlt(rcbin[bi].left,rcbin[bi].top,rcbin[bi].right-
rcbin[bi].left,rcbin[bi].bottom-rcbin[bi].top,
                &dcMemo,0,0,SRCCOPY);
            dcMemo.SelectObject(pOldBtmp);
            dcMemo.DeleteDC();
        }
        else
        {
            dc.SetTextColor(RGB(0,0,0));
            dc.SetBkColor(RGB(192,192,192));
            dc.DrawText(datebin[bi].valcrt,-1,&rcbin[bi],DT_SINGLELINE
DT_VCENTER | DT_LEFT);
        }
    }
}

```

```

    } // end for
    dc.SelectObject(oldB);
}
//redesenarea portiunilor "active"
CBrush br;
br.CreateSolidBrush(chenar);
    for(int ri=0;ri<nrRect;ri++)
        dc.FrameRect(&rct[ri],&br); //pBr;
// Do not call CMDIChildWnd::OnPaint() for painting messages
}

```

7.3.2. Reprezentarea sub forma de bargraf

Deși afișarea valorilor instantanee ale unei mărimi pe scheme sinpotice ne oferă toate informațiile despre acea mărime, uneori este necesar ca un grup de mărimi să fie urmărite simultan. În acest caz, dacă mărimile trebuie corelate între ele, de exemplu menținute la aceeași valoare, urmărirea lor sub formă numerică pe scheme este un proces dificil. De aceea, ele pot fi grupate și reprezentate în aceeași fereastră sub formă de *bargrafuri*. Și cum o reprezentare grafică valorează uneori mai mult decît 1000 de numere, și în acest caz reprezentarea în această formă face procesul de urmărire foarte ușor.

În Fig 7.3. prezentăm o fereastră care afișează energia produsă de un inverter pe durata lunii octombrie 2013 sub formă de bargrafuri.

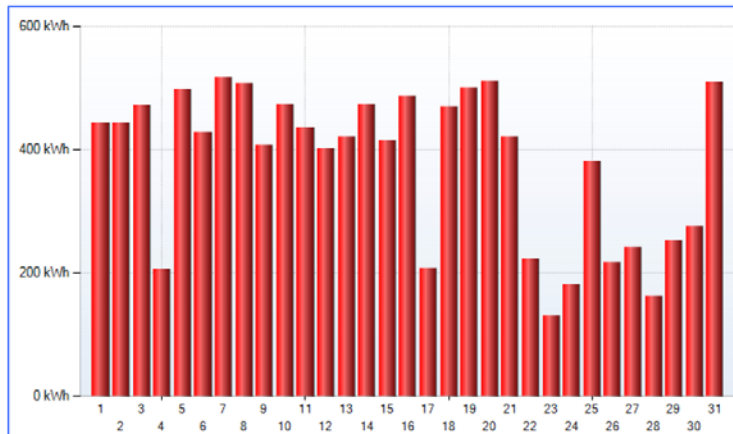


Fig.7.3. Reprezentarea energiei produse lunar (pe zile-octombrie 2013) sub formă de bargraf

Prezentăm, pentru exemplificare, funcția care generează o fereastră tip bargraf, funcție scrisă utilizând limbajul Visual C, care realizează afișarea datelor provenind de la invertoarele centralei fotovoltaice din Comuna Giroc.

```

//-----
// Functia de afisare bargrafuri energie
//
void CBargraf::Afisare(CDC* pdc,RECT* r)
{
    extern HBRUSH hbrush[13];
    extern HPEN hpen[13];
    CFont font;
    TEXTMETRIC tm;

```

```

        HBRUSH hv;
        HPEN pOldPen;
    CRect rct;
        int val, limit, ind, latime, indice;
        char sir[10];

    if(!m_flag)
        ValGrafice(pdc, r);
    limit=data->nr_marimi;
        f.lfHeight=-height;
    if(!font.CreateFontIndirect(&f))
        return;
        CFont* pOldFont=pdc->SelectObject(&font);
        pdc->GetTextMetrics(&tm);
        latime=tm.tmAveCharWidth;
        if(prim)
        {
            height_ini=height;
            width_ini=latime;
            H=r->bottom-r->top;
            W=r->right-r->left;
            prim=FALSE;
        }
        latime=tm.tmMaxCharWidth;
    for(int j=0; j<limit; j++)
    {
        int dim=0;
        ind=j;
        // afis data->m_buf[ind]
        switch(data->marime_bargraf[ind].stare)
        {
            case ' ':
            case '>':
            case '<':
            case 'A':
            case 'a':
                if(data->marime_bargraf[ind].m_buf<data-
>marime_bargraf[ind].m_lim[0] ||
                    data->marime_bargraf[ind].m_buf>data-
>marime_bargraf[ind].m_lim[1])
                    continue;
                pdc->Rectangle(m_coord[0], (j+1)*sp-sp/20-m_coord[2],
                    m_coord[1], (j+1)*sp-sp/20);

                if(data->marime_bargraf[ind].stare==' ') indice=4; //0,128,121
                if(data->marime_bargraf[ind].stare=='<' || data-
>marime_bargraf[ind].stare=='>') indice=1;
                if(data->marime_bargraf[ind].stare=='A' || data-
>marime_bargraf[ind].stare=='a') indice=0;
                hv=(HBRUSH)SelectObject(pdc->m_hDC, hbrush[indice]);
                val=(int)(m_coord[0]+1+(data->marime_bargraf[ind].m_buf-data-
>marime_bargraf[ind].m_lim[0])*(m_coord[1]-m_coord[0]-2)/(data-
>marime_bargraf[ind].m_lim[1]-data->marime_bargraf[ind].m_lim[0]));
                rct.left=m_coord[0]+1; rct.top=(j+1)*sp-sp/20-m_coord[2]+1;
                rct.right=val; rct.bottom=(j+1)*sp-sp/20-1;
                FillRect(pdc->m_hDC, &rct, hbrush[indice]);

                // limite //
                int
                limita_prev_inf, limita_prev_sup, limita_av_inf, limita_av_sup;
                limita_prev_inf=(int)(m_coord[0]+1+(data-
>marime_bargraf[ind].m_lim_prev[0]-data-

```

```

>marime_bargraf[ind].m_lim[0])* (m_coord[1]-m_coord[0]-2)/(data-
>marime_bargraf[ind].m_lim[1]-data->marime_bargraf[ind].m_lim[0]));
    limita_prev_sup=(int)(m_coord[0]+1+(data-
>marime_bargraf[ind].m_lim_prev[1]-data-
>marime_bargraf[ind].m_lim[0])* (m_coord[1]-m_coord[0]-2)/(data-
>marime_bargraf[ind].m_lim[1]-data->marime_bargraf[ind].m_lim[0]));
    limita_av_inf=(int)(m_coord[0]+1+(data-
>marime_bargraf[ind].m_lim_av[0]-data-
>marime_bargraf[ind].m_lim[0])* (m_coord[1]-m_coord[0]-2)/(data-
>marime_bargraf[ind].m_lim[1]-data->marime_bargraf[ind].m_lim[0]));
    limita_av_sup=(int)(m_coord[0]+1+(data-
>marime_bargraf[ind].m_lim_av[1]-data-
>marime_bargraf[ind].m_lim[0])* (m_coord[1]-m_coord[0]-2)/(data-
>marime_bargraf[ind].m_lim[1]-data->marime_bargraf[ind].m_lim[0]));

    // lim prev inf
    if (limita_prev_inf>m_coord[0]+1)
    {
        if (data->marime_bargraf[ind].stare==' ' ||
val>=limita_av_sup)
            pOldPen = (HPEN)SelectObject(pdc->m_hDC,hpen[1]); //
galben
        else pOldPen = (HPEN)SelectObject(pdc->m_hDC,hpen[3]); //
verde

        pdc->MoveTo(limita_prev_inf,rct.top);
        pdc->LineTo(limita_prev_inf,rct.bottom);
        SelectObject(pdc->m_hDC,pOldPen);
    }

    // lim prev sup
    if (limita_prev_sup<m_coord[1]-1)
    {
        if (val>=limita_av_sup)
            pOldPen = (HPEN)SelectObject(pdc->m_hDC,hpen[1]); //
galben
        else pOldPen = (HPEN)SelectObject(pdc->m_hDC,hpen[3]); //
verde

        pdc->MoveTo(limita_prev_sup,rct.top);
        pdc->LineTo(limita_prev_sup,rct.bottom);
        SelectObject(pdc->m_hDC,pOldPen);
    }

    // lim av inf
    if (limita_av_inf>m_coord[0]+1)
    {
        if (val>=limita_av_sup)
            pOldPen = (HPEN)SelectObject(pdc->m_hDC,hpen[6]); // rosu
        else pOldPen = (HPEN)SelectObject(pdc->m_hDC,hpen[0]); //
rosu

        pdc->MoveTo(limita_av_inf,rct.top);
        pdc->LineTo(limita_av_inf,rct.bottom);
        SelectObject(pdc->m_hDC,pOldPen);
    }

    // lim av sup
    if (limita_av_sup<m_coord[1]-1)
    {
        if (val>=limita_av_sup)
            pOldPen = (HPEN)SelectObject(pdc->m_hDC,hpen[6]); // rosu
        else pOldPen = (HPEN)SelectObject(pdc->m_hDC,hpen[0]); //
rosu

        pdc->MoveTo(limita_av_sup,rct.top);

```



```

        pdc->LineTo(limita_av_sup,rct.bottom);
        SelectObject(pdc->m_hDC,pOldPen);
    }

    //////////// end limite ////////////
    pdc->SetBkMode(TRANSPARENT);
    pdc->SetTextColor(RGB(0,0,0));
    SelectObject(pdc->m_hDC,hv);
    pdc->SetTextAlign(TA_LEFT | TA_TOP);
    sir[0]='\0';
    Prel(data->marime_bargraf[ind].m_buf);
    if(latime*lstrlen(s)<(m_coord[1]-val+2))
        pdc->TextOut(val+1,(j+1)*sp-sp/20-m_coord[2]/2-
height/2,s,lstrlen(s));
    else
    {
        pdc->SetTextAlign(TA_RIGHT | TA_TOP);
        pdc->TextOut(m_coord[1]-1,(j+1)*sp-sp/20-m_coord[2]/2-
height/2,s,lstrlen(s));
    }
    break;
default:
    pdc->Rectangle(m_coord[0],(j+1)*sp-sp/20-m_coord[2],
        m_coord[1],(j+1)*sp-sp/20);
    hv=(HBRUSH)SelectObject(pdc->m_hDC,hbrush[10]);
    rct.left=m_coord[0]+1; rct.top=(j+1)*sp-sp/20-m_coord[2]+1;
    rct.right=m_coord[1]-1; rct.bottom=(j+1)*sp-sp/20-1;
    FillRect(pdc->m_hDC,&rct,hbrush[10]);
    SelectObject(pdc->m_hDC,hv);
}
}
pdc->SelectObject(pOldFont);
font.DeleteObject();
}

```

7.3.3. Ferestre cu grafice de evoluție în timp

Valorile instantanee, afișate pe schemele sinoptice dau informații despre valoarea mărimii în momentul ultimei citiri a acesteia. De multe ori este util ca acestei mărimi să i se traseze un grafic de evoluție, care să dea informații despre evoluția sa într-un anumit interval de timp.

Facilitățile ferestrelor de afișare grafică pot varia de la ferestre de afișare simple, neinteractive, la reprezentări complicate capabile de autoscalare și interacțiune dinamică cu utilizatorul, dotate cu funcții de localizare pentru minim / maxim, etc.

Graficele sunt de 2 tipuri: real time, care permite reprezentarea grafică a evoluției mărimii pe o perioadă de timp în jurul momentului actual (de obicei ziua sau ora curentă) și care au o singură mărime afișată și grafice istorice care permit reprezentarea unui număr mai mare de mărimi (pentru comparare, etc.) și pe orice perioadă. Graficele real time folosesc de regulă la urmărirea tendințelor pe termen scurt și pot include un număr mare de puncte precum și detalierea până la nivel de secundă a evoluției datelor.

Datele istorice pe de altă parte pot reprezenta perioade mai mari de timp și uneori folosesc valori medii pentru aceste reprezentări. Atenție deosebită trebuie acordată în cazul în care pe același grafic se reprezintă mărimi care nu au aceeași scală (sau chiar unități de măsură diferite) caz în care se va folosi o reprezentare procentuală pe grafic.

De asemenea, o atenție deosebită trebuie acordată valorii lipsă (sau stare defect), când o mărime nu trebuie afișată (valoarea ei lipsește pe respectiva perioadă sau senzorul a fost defect). Baza de date trebuie să fie înzestrată cu posibilitatea înregistrării valorii lipsă (valoare NULL în terminologia de specialitate) sau să dețină un câmp suplimentar cu starea mărimii.

În Fig. 7.4. prezentăm o astfel de fereastră grafică. Această fereastră, aleasă aleator, reprezintă energia produsă (debitată de către un inverter pe parcursul unei zile din septembrie 2013).

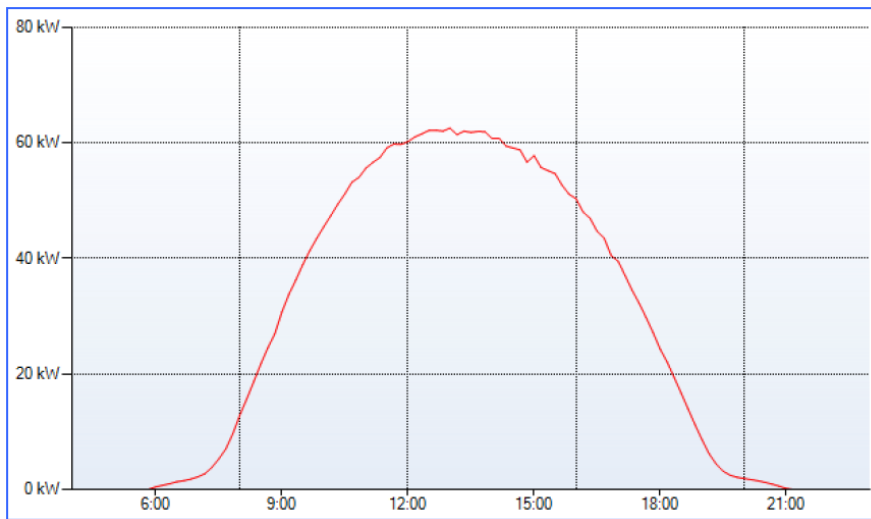


Fig.7.4. Reprezentare sub formă de grafic de evoluție în timp

Datele sunt transmise în fișier *.txt către serverul central, unde se generează graficul dorit. Aplicația rulează doar pe calculatorul (serverul) central, dispecer și presupune înregistrarea în prealabil a datelor.

Secvența de program utilizată pentru generarea unei asemenea ferestre este prezentată mai jos.

```
//-----
// Functie de afisare a valorilor sincron cu miscarea cursorului pe grafic
//

void CGraf2::OnMouseMove(UINT nFlags, CPoint point)
{
    // TODO: Add your message handler code here and/or call default

    char diag[32]="";
    if((stfocus==1)&&((point.x!=antpoint.x)||((point.y!=antpoint.y))) {
        //verifica apartenenta la zona client
        if ((point.x>m_coord[0]) && (point.x<m_coord[2]) &&(point.y>m_coord[3])
&& (point.y<m_coord[1])) {

            int i,j,min,litr,lstr,tmax,tipc;
            short v;
            float vf,cic,di,ds;
            genbd_type *ap;

            if(actlin==1){
```

```

        marclinie(point);
        marclinie(antpoint);
        antpoint=point;
    }
    else{
        actlin=1;
        marclinie(point);
        antpoint=point;
        SetCapture();
    }
    // determina minutul care trebuie afisat
    min=(int)((point.x-m_coord[0])/((m_coord[2]-m_coord[0])/24.)*60.);

min++;
//ora curenta
CTime t = CTime::GetCurrentTime();
if (timer)
    tmax=t.GetHour()*60+t.GetMinute();
else
    tmax=24*60;
if (timer&&(min>tmax))
    min=tmax;
//pregatire buffere valori
for (i=0; i<m_nrgraf; i++) {
    ap=pWBDate->atm_find_off(ids[i]);
    switch (ids[i].lista) {
        case AA: case aA:
            ds=ap->wa.ms;
            di=ap->wa.ml;
            litr=ap->wa.litr;
            lstr=ap->wa.lstr;
            if (ap->wa.prel_inst==PI_A_LIN) {
                tipc=0;
                cic=(ds-di)/(float)(lstr-litr);
            }
            else {
                tipc=1;
                cic=(float)((((double)(ds-di))/sqrt(((double)(lstr-litr)))));
            }
            break;
        case CA: case cA:
            ds=ap->wc.ds;
            di=ap->wc.di;
            litr=0;
            lstr=4096;
            tipc=0;
            cic=(ds-di)/(float)(lstr-litr);
            break;
        case TA:
            ds=ap->wt.ds;
            di=ap->wt.di;
            litr=0;
            lstr=4096;
            tipc=0;
            cic=(ds-di)/(float)(lstr-litr);
            break;
    }
    SetGetVal(GV_MINUT,buff[i],bufflen[i]);
for (j=0; j<min; j++) { //elimina valorile anterioare
    v=GetVal();
    if (v==-1)
        break;
}

```

```

    }
    if (v>=0) { // valoare existenta (v=-2
daca e inexistentă)
        if(flana) {
            if (v<littr) v=littr; // limitare inferioara
            if (v>lstr) v=lstr; // limitare superioara
            if (tipc==0) //liniara
                vf=di+(v-litr)*cic;
            else
                vf=di+(float)(sqrt((double)(v-litr))*(double)cic);
        }
        else {
            if (v==VL_B_NORMAL)
                strcpy(diag,ap->wb.diag_norm);
            else
                strcpy(diag,ap->wb.diag_anorm);
                vf=1-v;
        }
    }
    else
        vf=V_GOL;
        CClientDC pdc(this);
        CRect r;
        GetClientRect(r);
        if(j>0) SetValCurenta(&pdc,i,vf,diag,&r); // daca in buffer (fisier) era
macar o valoare
        AfisareTimp(&pdc,min,&r);
    }
}
else{
    ReleaseCapture();
    if(actlin==1){
        CClientDC pdc(this);
        CRect r;
        GetClientRect(r);
        AfisareTimp(&pdc,-1,&r);

        marclinie(antpoint);
        actlin=0;

        int i,j,litr,lstr,tmax,tipc;
        short v;
        float vf,cic,di,ds;
        genbd_type *ap;
        CTime t = CTime::GetCurrentTime();
        if (timer)
            tmax=t.GetHour()*60+t.GetMinute();
        else
            tmax=24*60;
        //pregatire buffere valori
        for (i=0; i<m_nrgraf; i++) {
            ap=pWBDate->atm_find_off(ids[i]);
            switch (ids[i].lista) {
                case AA: case aA:
                    ds=ap->wa.ms;
                    di=ap->wa.mi;
                    litr=ap->wa.litr;
                    lstr=ap->wa.lstr;
                    if (ap->wa.prel_inst==PI_A_LIN) {
                        tipc=0;
                        cic=(ds-di)/(float)(lstr-litr);
                    }
            }
        }
    }
}

```

```

else {
    tipc=1;
    cic=(float)((((double)(ds-di))/sqrt((double)(lstr-litr))));
}
break;
case CA: case cA:
    ds=ap->wc.ds;
    di=ap->wc.di;
    litr=0;
    lstr=4096;
    tipc=0;
    cic=(ds-di)/(float)(lstr-litr);
    break;
case TA:
    ds=ap->wt.ds;
    di=ap->wt.di;
    litr=0;
    lstr=4096;
    tipc=0;
    cic=(ds-di)/(float)(lstr-litr);
    break;
}
SetGetVal(GV_MINUT, buff[i], bufflen[i]);
for (j=0; j<tmax; j++) { //elimina valorile anterioare
    v=GetVal();
    if (v==-1)
        break;
}
if (v>=0) { // valoare existenta
(v=-2 daca e inexistentă)
    if (flana) {
        if (v<litr) v=litr; // limitare inferioara
        if (v>lstr) v=lstr; // limitare superioara
    if (tipc==0) //liniara
        vf=di+(v-litr)*cic;
        else
        vf=di+(float)(sqrt((double)(v-litr))*(double)cic);
    }
    else {
    if (v==VL_B_NORMAL)
        strcpy(diag, ap->wb.diag_norm);
    else
        strcpy(diag, ap->wb.diag_anorm);
        vf=1-v;
    }
}
else
    vf=V_GOL;

    CClientDC pdc(this);
    CRect r;
    GetClientRect(r);
    if(j>0) SetValCurenta(&pdc, i, vf, diag, &r); // daca in buffer
(fisier) era macar o valoare
    }
}
}

CMDIChildWnd::OnMouseMove(nFlags, point);
}

```

7.3.4. Ferestre de evenimente și de alarmare

De o mare importanță în urmărirea unui proces tehnologic se dovedesc a fi evenimentele. Deși mai puțin severe decât alarmele, evenimentele înregistrează orice modificare survenită în procesul normal de funcționare a unei instalații. După afișarea listei de evenimente navigarea se va face cu ajutorul săgeților și a tastelor funcționale.

Informațiile stocate în acest loc sunt de tip echipament *pornit / oprit / defect* precum și schimbările de stare. Fiecare astfel de eveniment este înregistrat împreună cu momentul de timp la care s-a produs. Pentru urmărirea ușoară a evenimentelor se utilizează următorul cod al culorilor.

Un posibil model de cod al culorilor este următorul:

- **GALBEN** eveniment de tip informativ, precizând că un echipament funcționează în parametrii;
- **NEGRU** eveniment ce precizează starea de nefuncționare a unui echipament (oprit / defect);
- **VERDE** un element binar se găsește în starea normală (de ex. un bec normal stins);
- **ROȘU** un element binar se găsește în starea de funcționare opusă stării normale.

Fiecare dintre invertoare poate transmite un mesaj propriu de eroare. Aceste semnale au asociate coduri în format int – integer, care trebuie citite cu o frecvență de 10000 citiri pe secundă și, stocate în vederea afișării, sau, după caz a alarmării.

În Fig.7.5. de mai jos prezentăm câteva semnale de eroare uzuale, generate de către inverter, împreună cu codul de culoare pe care îl asociem la citire automat, prin programul de mai jos:

Mesaj	Culoare
Inverter has responded	Galben
Inverter has not responded	Roșu
Inverter has replied and storing the parameters was successful	Verde
Inverter has not replied and storing the parameters was not successful	Roșu
Transmission did not occur even	Negru
Transmission did occur	Galben
Inverter start	Verde
Inverter has replied and storing the parameters was not successful	Roșu

Fig. 7.5. Fragment fereastră cu semnale de eroare de la inverter

Secvența de program pentru generarea unei astfel de ferestre este redată mai jos:

```
//-----//
```

Funcția care citește din fisierul de evenimente și pregătește afișarea

```
//
BOOL CEvFis::CitFis() {
    BOOL term=TRUE;
    int fh,i,j;
    char coderr[10];
    ev_fis_type evf;
    eventl evb;
    genbd_type *ap;
```

```

struct tm cev;
if (-1==(fh=_open(filename,_O_BINARY | _O_RDONLY ))) return FALSE;
pMyApp->DoWaitCursor(1);
if ((_filelength(fh)!=0) && (_filelength(fh)%sizeof(ev_fis_type))==0) {
//alocare buffer
nnrlinii=(unsigned int)(_filelength(fh)/sizeof(ev_fis_type));
bufflen=(long)(nnrlinii)*sizeof(eventl); //dimensiune buffer in bytes
if ((hnd=GlobalAlloc(GPTR,bufflen))!=NULL) {
if ((buff=(eventl *)GlobalLock(hnd))!=NULL) {
m_bHasBuf=TRUE;
//citire din fisier
pWBDate->FILEprotect();
i=0;
while (sizeof(ev_fis_type)==_read(fh,&evf,sizeof(ev_fis_type))) {
//citeste un eveniment
if (NULL!=(ap=pWBDate->atm_find_off(evf.id))) {
cev=*localtime(&evf.ceas.sec);
sprintf(evb.stri,"%s %02d-%s-%04d %02d:%02d:%02d,%03d
",Zi[cev.tm_wday],
cev.tm_mday,Luni[cev.tm_mon],cev.tm_year+1900,
cev.tm_hour,cev.tm_min,cev.tm_sec,evf.ceas.ms);
switch (evf.id.lista) {
case DA:
case BA:
case bA:
strcat(evb.stri,ap->wb.name);
for (j=strlen(evb.stri); j<63; j++) evb.stri[j]=' ';
evb.stri[j]='\0';
if (evf.st_val.val==VL_B_NORMAL)
strcat(evb.stri,ap->wb.diag_norm);
else
strcat(evb.stri,ap->wb.diag_anorm);
evb.stare=evf.st_val.val;
evb.atrib=(evf.st_val.act_pas)?AT_ACTIV:AT_PASIV;
break;
case MA:
default:
strcat(evb.stri,ap->wm.name);
for (j=strlen(evb.stri); j<63; j++) evb.stri[j]=' ';
evb.stri[j]='\0';
if (evf.st_val.stare==ST_VAL_OK){
strcat(evb.stri,"PORNIT");
if(evf.st_val.val!=0){
sprintf(coderr," (%d)",evf.st_val.val);
strcat(evb.stri,coderr);
}
}
else {
if (evf.st_val.val>=0x80)
strcat(evb.stri,"OPRIT ");
else
strcat(evb.stri,"DEFECT");
sprintf(coderr," (%2x)",evf.st_val.val);
strcat(evb.stri,coderr);
}
evb.stare=(evf.st_val.stare==ST_VAL_OK)?4:5;
evb.atrib=(evf.st_val.act_pas)?AT_ACTIV:AT_PASIV;

```

```

    }
  }
  if((nrcntr==0)||evcentralacurenta(arcfis[nrcntr].cod,evf.id)){
    memcpy(&buff[i],&evb,sizeof(event1));
    i++;
  }
}
pWBDate->FILEunprotect();
}
else {
  TRACE("GlobalLock buffer fisier evenimente");
  term=FALSE;
}
}
else {
  TRACE("GlobalAlloc buffer fisier evenimente");
  term=FALSE;
}
}
else {
  TRACE("Dimensiune fisier evenimente");
  term=FALSE;
}
}
}
_close(fh);
nrlnii=i;
nVscrollmax=max(0,nrlnii-nyclient/nychar);
nVscrollpos=nVscrollmax;
SetScrollRange(SB_VERT,0,nVscrollmax,FALSE);
SetScrollPos(SB_VERT,nVscrollpos,TRUE);
Invalidate();
pMyApp->DoWaitCursor(-1);
return term;
}

```

În cazul urmării unor procese complexe și cu grad înalt de pericolozitate, apariția unei funcționări anormale în sistem trebuie semnalată prompt și prin toate mijloacele posibile. Trebuie spus că nu toate mărimile furnizează semnale de alarmă ci numai cele configurate în acest sens. Recepționarea unor informații despre o stare anormală de funcționare a unei mărimi generatoare de alarmă este semnalată prin apariția în prim plan a unei ferestre în care este specificat tipul erorii apărute. Această fereastră nu poate fi închisă și nu dispăre decât în cazul revenirii la normal a mărimii sau a acceptării sale de către operator. Dacă sistemul dispune de o placă de sunet și un sistem de boxe/speaker-e, pe lângă fereastra de atenționare este posibilă și emiterea unui semnal sonor de alarmă, care e.

Deși alarmele sunt foarte utile în situații critice, uneori simpla afișare a valorii mărimii cu altă culoare (roșu) este un semnal de alarmă suficient. În aceste cazuri alarmele se vor dezactiva deoarece pot stânjeni procesul de urmărire a parametrilor prin modul lor ireversibil de apariție / dispariție.

De regulă, alarmele pot fi clasificate pe grupe și pot fi asociate priorități anumitor grupe sau alarme individuale iar utilizatorul poate alege să inhibe automat alarmele care au prioritate mică.

Practic, se încearcă realizarea unei pâlpâiri a stării liniei respective, un element adițional al ferestrei de evenimente/afișare.

Secvența de program pentru realizarea acesteia este prezentată mai jos:


```

//-----
// Functie de desenare a alarmelor
//
void CAlarme::DesenPaint(CDC* pdc)
{
    CRect rct;
    lalarm *alm;
    int i=0;

    HGDIOBJ hfont=GetStockObject(SYSTEM_FIXED_FONT);
    SelectObject(pdc->m_hDC,hfont);

    int tpmod,colbk;
    tpmod=pdc->SetBkMode(TRANSPARENT);
    SetScrollPos(SB_VERT,nVscrollpos,TRUE);
    alm=LstAlarme.first_msg();
    alrneconf=0;
    while(alm!=NULL){
        pdc->SetTextColor(culori[alm->cul]);
        pdc->TextOut(nxchar,(i-nVscrollpos)*nychar,alm->amsg,strlen(alm->amsg));
        colbk=alm->cul;
        if(alm->blk==0){
            alrneconf=1;
            if(tmr%2)
                colbk=alm->cul; //IDCUL_ROSU;
            else
                colbk=IDCUL_ALB;
        }
        if(alm->blk==2){
            alrneconf=1;
            if(tmr%3)
                colbk=alm->cul; //IDCUL_VERDE;
            else
                colbk=IDCUL_ALB;
        }
        pdc->SetTextColor(culori[colbk]);
        pdc->TextOut(70*nxchar,(i-nVscrollpos)*nychar,alm->stare,strlen(alm-
>stare));
        i++;
        alm=LstAlarme.next_msg(alm);
    }
    pdc->SetBkMode(tpmod);
}

```

7.3.5. Ferestre de raportare

Una dintre cele mai folositoare funcții a aplicației Visual C dezvoltată pentru centrala fotovoltaică din Comuna Giroc este cea de generare a rapoartelor. În cadrul acestor rapoarte se obțin date sintetice, în formă tabelară. În general, dar nu obligatoriu, rapoartele sunt zilnice (ce conțin date orare) și lunare (ce conțin date zilnice).

Valorile conținute de către aceste rapoarte sunt furnizate de calcule specifice, definite în cadrul fișierelor de configurare. Cele mai uzuale sunt minimul / maximul valorii unei mărimi, media orară / zilnică, indexul la o anumită dată sau diferența de index pe o perioadă de timp.

Se contorizează mărimile uzuale descrise la începutul capitolului, în scopul generării unor rapoarte utile și pentru bilanțurile energetice sau pentru deconturile cu ENEL. Aceste fișiere precum și afișarea lor sunt în formatul cerut de către utilizator.

In Fig.7.6. este prezentată o astfel de machetă de fereastră, pregătită pentru raportare, care urmează a fi populată:

Income	10,982 €
Total energy	23 MWh
Reduced CO ₂	13 t
Actual power	- W
Daily energy	- kWh
Daily energy normalized	- Wh/Wp
Radiation	6 W/m ²
Panel temperature	3 °C

Fig.7.6. Generare fereastră raportare

Secvența de program pentru realizarea acesteia este prezentată mai jos:

```
//-----
// Functia de procesare initiala a fisierului de configurare
// pentru generare rapoarte
//
int CSprWnd::OnCreate(LPCREATESTRUCT lpCreateStruct) {
    if (CMDIChildWnd::OnCreate(lpCreateStruct) == -1)
        return -1;

    // TODO: Add your specialized creation code here
    CRect rcWin,rcClWin;
    HFILE hf;
    LONG colors,sizeimage,c,counti;
    TEXTMETRIC tm;
    LOGFONT f;
    int fh,rez,i,j,m,n,tipbm,nrd;
    char fname[80],nume_sch[80],idsi[20][100],vls[50][10],oldcwd[80],stare;
    int xi[10],yi[10],xinc[10],yinc[10],nrlin[10],nrcol[10];
    float value;
    BOOL fl_paint;
    genbd_type *ap, *app;
    char numedir[64];
    fis_type fis;

    Expresie expr; //pentru calcule pe coloane
    CString formula;

    m_bHasBits=FALSE;
    //Initializare Cels
    for (i=0; i<600; i++) {
        Cels[i].id.lista=0;
        Cels[i].tip='x';
        strcpy(Cels[i].buffer,"");
    }
    strcat(strcpy(fname,DirBdate),"\\arcview.ini");
    //strcpy(fname,..\\offdb\\arcview.ini");
    fh=fopen(fname,O_RDONLY | O_TEXT);
    up_case(numew,numew);

    //suport pt. raport automat
    autobitmap=false;

    //pregateste nume fisier .bmp
    if (find_line(fh,numew,"BITMAP",Lin))
    {
        copy_par(Lin,MAXPAR,TabelPar,Result);
        if (Result) {
            autobitmap=true;
        }
    }
}
```

```

else
{
    strcpy(ume_sch,DirScheme);
    strcat(ume_sch,"\\");
    strcat(ume_sch,TabelPar[1]);
    strcat(ume_sch,".BMP");
}
}
else
    autobitmap=true;

//tip raport
find_line(fh,numew,"TIP",Lin);
copy_par(Lin,MAXPAR,TabelPar,Result);
//nr. tabele in raport
nrtab=ini_integer(TabelPar[1],Result);
if (Result) {
    MessageBox("Numar tabele in arcview.ini","Eroare!",MB_ICONSTOP);
    tclose(fh);
    return -1;
}

if (autobitmap && (nrtab!=1))
{
    MessageBox("Pentru desenare automata nr. de tabele trebuie sa fie
1","Eroare",MB_ICONSTOP);
    tclose(fh);
    return -1;
}

if (nrtab>10) nrtab=10; //maxim 10 tabele
//nume fisier curent
strcpy(CrtFileName,"");
CrtFileHnd=-1;
//tip date (zi sau luna)
up_case(TabelPar[2],TabelPar[2]);
if (0==strcmp(TabelPar[2],"LUNA")) TipRap='L';
else
if (0==strcmp(TabelPar[2],"ZI")) TipRap='Z';
else {
    MessageBox("Tip raport in arcview.ini","Eroare!",MB_ICONSTOP);
    tclose(fh);
    return -1;
}

//preia datele din ini, pentru fiecare tabel
nrId=0;
for(i=0; i<nrtab; i++) {
    itoa(i+1,cx,10);

    strcpy(cod,"T");
    strcat(cod,cx);
    find_line(fh,numew,cod,Lin);
    copy_par(Lin,MAXPAR,TabelPar,Result);
    if (Result) {
        MessageBox("Coordonate tabel in arcview.ini","Eroare!",MB_ICONSTOP);
        tclose(fh);
        return -1;
    }
}
//x,y colt stanga sus tabel
xi[i]=atoi(TabelPar[1]);
yi[i]=atoi(TabelPar[2]);

```

```

        //latime,inaltime (in pixeli) ale unei celule
        xinc[i]=atoi(TabelPar[3]);
        yinc[i]=atoi(TabelPar[4]);

//coloane
strcpy(cod,"COL");
strcat(cod,cx);
find_line(fh,numew,cod,Lin);
copy_par(Lin,MAXPAR,TabelPar,Result);
if (Result) {
    MessageBox("Coloane tabel in arcview.ini","Eroare!",MB_ICONSTOP);
    tclose(fh);
    return -1;
}
//numar coloane
nrcol[i]=ini_integer(TabelPar[1],Result);
    if (nrcol[i]>20) nrcol[i]=20; //maxim 20 coloane
//id-uri marimi de pe coloane
for (j=0; j<nrcol[i]; j++)
    strcpy(idsi[j],TabelPar[2+j]);
    if (autobitmap) //denumirile capetelor de coloana
    {
        strcpy(cod,"CAPTABEL");
        strcat(cod,cx);
        if (find_line(fh,numew,cod,Lin))
        {
            copy_par(Lin,MAXPAR,TabelPar,Result);
            if (Result) {
                MessageBox("Nu sint specificate capetele de
coloana!!!","Eroare!",MB_ICONSTOP);
                tclose(fh);
                return -1;
            }
            //numele capetelor de coloane
            for (j=0; j<nrcol[i]; j++)
                strcpy(capcoloana[j],change_(TabelPar[2+j]));
        }
        else
        {
            MessageBox("Nu sint specificate denumirile
coloanelor!","Eroare ...",MB_ICONSTOP);
            tclose(fh);
            return -1;
        }
    }
}
//linii
strcpy(cod,"LIN");
strcat(cod,cx);
find_line(fh,numew,cod,Lin);
copy_par(Lin,MAXPAR,TabelPar,Result);
if (Result) {
    MessageBox("Linii tabel in arcview.ini","Eroare!",MB_ICONSTOP);
    tclose(fh);
    return -1;
}
//numar linii
nrln[i]=ini_integer(TabelPar[1],Result);
if (nrln[i]>50) nrln[i]=50; //maxim 50 linii
//tipuri valori de pe linii
int inceput,sfarsit;
char *p;
for (n=j=0; j<nrln[i]; n++) {

```

```

if (NULL!=(p=strchr(TabelPar[2+n],'-')) {
    *p='\0';
    if (0!=(inceput=atoi(TabelPar[2+n]+1)))
        if (0!=(sfarsit=atoi(p+1)))
            if (sfarsit>=inceput) {
                for (m=0; m<sfarsit-inceput+1; m++) {
                    vls[j][0]=TabelPar[2+n][0];
                    vls[j][1]='\0';
                    strcat(vls[j],itoa(inceput+m,cx,10));
                    j++;
                }
                continue;
            }
        }
    strcpy(vls[j],TabelPar[2+n]);
    j++;
}

for(m=0;m<nrcol[i];m++)
for(n=0;n<nrlin[i];n++) {
    Cels[nrId].rct.left=xi[i]+m*xinc[i];
    Cels[nrId].rct.right=xi[i]+(m+1)*xinc[i];
    Cels[nrId].rct.top=yi[i]+n*yinc[i];
    Cels[nrId].rct.bottom=yi[i]+(n+1)*yinc[i];
    if (idsi[m][0]=='<') {
        Cels[nrId].tip='s'; //string
        strcpy(Cels[nrId].buffer,idsi[m]+1); //fara '<'
        Cels[nrId].buffer[strlen(Cels[nrId].buffer)-1]='\0'; //fara '>'
    }

    else //adaugata pt. calcule pe coloana
        if ((idsi[m][0]=='c') || (idsi[m][0]=='('))
            {
                Cels[nrId].id.echidx=i; //pentru determinare start
                Cels[nrId].tip='='; //formula
                Cels[nrId].req=n;
                strcpy(Cels[nrId].buffer,idsi[m]);
                nrId++;
                //valorile sint de forma c1+c2 unde c1 si c2 reprezinta coloana 1
                respectiv 2
            }
        else {
            Cels[nrId].id=ini_id(idsi[m],Result);
            if (Result) {
                MessageBox("Id raport in arcview.ini","Eroare!",MB_ICONSTOP);
                tclose(fh);
                return -1;
            }
            switch(vls[n][0]) {
                case 'n': // nume marime
                    Cels[nrId].tip='n';
                    break;
                case 'u': // unitate masura
                    Cels[nrId].tip='u';
                    break;
                case 'v':
                    Cels[nrId].req=atoi(vls[n]+1);
                    if ( ((TipRap=='Z') && ((Cels[nrId].req<0) ||
(Cels[nrId].req>24))) ||
                        ((TipRap=='L') && ((Cels[nrId].req<0) ||
(Cels[nrId].req>31))) )
                        Cels[nrId].tip='x';
                    else

```

```

        Cels[nrId].tip='v';
        break;
    case 'm':
        Cels[nrId].req=atoi(vls[n]+1);
        if ( ((TipRap=='Z') && ((Cels[nrId].req<0) ||
(Cels[nrId].req>24))) ||
            ((TipRap=='L') && ((Cels[nrId].req<0) ||
(Cels[nrId].req>31))) )
            Cels[nrId].tip='x';
        else
            Cels[nrId].tip='m';
        break;
    case 'M':
        Cels[nrId].req=atoi(vls[n]+1);
        if ( ((TipRap=='Z') && ((Cels[nrId].req<0) ||
(Cels[nrId].req>24))) ||
            ((TipRap=='L') && ((Cels[nrId].req<0) ||
(Cels[nrId].req>31))) )
            Cels[nrId].tip='x';
        else
            Cels[nrId].tip='M';
        break;
    case 'f':
        Cels[nrId].req=atoi(vls[n]+1);
        if ( ((TipRap=='Z') && ((Cels[nrId].req<0) ||
(Cels[nrId].req>24))) ||
            ((TipRap=='L') && ((Cels[nrId].req<0) ||
(Cels[nrId].req>31))) )
            Cels[nrId].tip='x';
        else
            Cels[nrId].tip='f';
        break;
    default:
        Cels[nrId].tip='x'; // eroare
    }
    nrId++;
}
}
}

    tclose(fh);
}

```

7.4. Concluzii

Utilizarea bazelor de date, ca parte componentă a sistemelor de monitorizare (teleurmărire) din domeniul producției de energie electrică din surse fotovoltaice este absolut necesară, atât pentru determinarea valorilor instantanee, cât și pentru urmărirea evoluției în timp a acestora, a istoricului evenimentelor care au loc în sistem și pentru alarmare în situația producerii unor evenimente deosebite. De asemenea, ferestrele de raportare pot fi utile pentru analizele din punct de vedere economic sau pentru gestiunea energiei debitate/bilanțuri energetice.

Bazele de date relaționale (tabelare) reprezintă soluția cea mai adecvată pentru stocarea, afișarea și manipularea valorilor diverselor mărimi întâlnite în cadrul ansamblului. Utilitarul Excel, din cadrul pachetului standard Microsoft Office constituie, cel puțin în etapa de creare, un instrument software performant pentru implementarea funcției de descriere, în cadrul. Sistemului de Gestionare a Bazei de Date (SGBD).

Pentru a asigura funcția de manipulare a bazei de date este necesară existența unui SGBD care să facă apel la funcții și proceduri generate prin intermediul unor limbaje de nivel mai înalt, ca de exemplu limbajele din familia C (Visual C, C++, Borland C etc.).

Datele necesare sunt preluate prin conexiune wireless sau cablată de la inverter (se preferă RS485), sub formă de fișier text, iar apoi sunt stocate și vizualizate după necesități într-un calculator central, cu rol de interfață și dispecer, care poate fi accesat prin internet și de la distanță.

Funcția de utilizare a bazei de date trebuie implementată pornind de la ideea că dispecerul uman care supervizează sistemul nu dispune de cunoștințe vaste de programare sau utilizare baze de date, ci doar de cunoștințe generale de utilizare a calculatorului. Prin urmare aplicarea acestui concept de mediu software prietenos cu utilizatorul, ("user friendly"), ne conduce spre alegerea filozofiei sistemului de operare Microsoft Windows, anume dialogarea prin intermediul ferestrelor și butoanelor virtuale.

Există sisteme SCADA dedicate, realizate de către producătorul inverteoalelor (inverteoalele sunt nu numai convertoare statice, ci și blocuri de măsură, protecție și control, capabile să transmită date și să se interconecteze). Sistemul dezvoltat de către producător este viabil, dar este scump și nu este ușor de implementat, mai ales în situația unor centrale mici, cum este cazul centralei fotovoltaice din Comuna Giroc. De aceea este mult mai simplu să realizăm o interfață de genul acesta, asemănătoare cu cea dezvoltată de către autor. Cu un minim efort de programare se pot face economii de ordinul zecilor de mii de euro în costuri de achiziție și mentenanță a unui sistem SCADA sofisticat.

Astfel, interfața cu utilizatorul (interfața om – mașină) devine mai performantă, conducând la obținerea rezultatelor scontate în exploatare. Folosirea unor ferestre dedicate pentru dialogul om – mașină (om – bază de date) este extrem de necesară pentru prelucrarea și valorificarea informației, informație care este vitală atât pentru buna funcționare a automatizării în ansamblu dar și pentru repartizarea costurilor, evaluarea pierderilor și facturarea corectă a energiei electrice vehiculate.

Realizarea acestei interfețe permite facturarea corectă a energiei și monitorizarea fluxului de putere. De asemenea, permite generarea unor rapoarte dedicate și particularizate, adaptate legislației, cerințelor producătorului sau companiilor de electricitate.

Nu vorbim de un pachet software anume ci de un set de aplicații terțiare care rulează sub Visual C, pe un laptop cu rol de dispecer localizat în postul de transformare și comandă. Echipamentul funcționează la propriu în câmp (on the field) independent, fiind conectat prin wireless – provider Orange – la Internet, putând fi accesat în orice moment de către utilizatori. Este și un set de aplicații inovative, în sensul creșterii flexibilității sistemului de gestiune a bazei de date, dar și adaptării acestuia la sistemul legislativ românesc, care este destul de complicat.

Asemenea sisteme de colectare, prelucrare a datelor, arhivare, gestiune și vizualizare pot fi concepute și pentru alte aplicații din sectorul energetic, de termoficare, industrial, în mod identic, fără a mai fi nevoie de mari modificări, cu condiția ca datele să fie în prealabil măsurate și transmise printr-un protocol simplu (RS485, USB, etc.) către un calculator cu rol de dispecer. În caz contrar, investiția se mărește, deoarece trebuie achiziționate echipamente de măsură, control, conversie și interfațare, care complică, în bună parte, sistemul SCADA. Este o soluție ieftină, simplă și, credem noi eficientă, de implementare a unui minisistem SCADA pentru o mini centrală fotovoltaică.

7.5. Contribuții personale

Acest capitol se remarcă printr-un grad de originalitate sporit, dintre contribuțiile personale cele mai importante ale autorului trebuiesc evidențiate următoarele:

- Analiza critică a problemelor legate de structura bazelor de date;
- Selectarea variantelor optime pentru configurarea bazelor de date pentru diferite aplicații (realizate de către autor pentru S.C. ETS Service – centrala fotovoltaică Giroc);
- Determinarea configurației hardware și a protocoalelor optime de comunicare între elementele sistemului.
- Selectarea mediilor de programare adecvate aplicațiilor;
- Stabilirea, în baza cerințelor utilizatorilor, a parametrilor măsurați și introduși în baza de date, a modalității de apelare, vizualizare și manipulare, în funcție de destinația informației (automatizare, monitorizare sau contorizare);
- Conceperea unui software specializat, flexibil, care rulează în numeroase dispecerate termice automatizate în România, una din componentele acestui pachet software fiind și un Sistem de Gestionare a Bazelor de Date;
- Elaborarea, în cadrul acestui pachet software, a unei interfețe performante om-mașină (om-bază de date), axată pe conceptul de “user friendly”, utilizând ferestre de dialog;
- Conceperea algoritmilor și a programelor în mediul Visual C, programe destinate manipulării și prelucrării datelor, numeroase proceduri fiind chiar exemplificate pe parcursul capitolului;

8. CONCLUZII ȘI PERSPECTIVE

8.1. Rezultatele cercetării

În cadrul acestui capitol rezervat concluziilor vom prezenta mai întâi rezultatele cercetării, urmând ca apoi să expunem concluziile și contribuțiile personale ale autorului.

Vom detalia, în continuare, principalele rezultate ale prezentei teze.

Rezultatele studiilor teoretice

Dintre cele mai importante rezultate ale studiilor teoretice efectuate amintim:

- Stabilirea principalilor parametri și a principalelor mărimi care intervin în domeniul conversiei fotovoltaice a energiei;
- Descrierea principalelor tipuri de echipamente utilizate în acest domeniu;
- Documentarea juridică privind locul de amplasare și soluțiile tehnice standardizate pentru măsurarea parametrilor centralei și în primul rând pentru măsurarea exactă a energiei solare;
- Inventarierea tuturor soluțiilor de măsurare a acestor parametri;
- Precizarea criteriilor de performanță ale traductoarelor, atât în regim static cât și în regim dinamic;
- Studiul sistemelor informatice de proces și al posibilelor configurații ale acestora;
- Culegerea tuturor datelor legislative și economice privind oportunitatea unor investiții în centrale fotovoltaice în zona Comunei Giroc;
- Analiza aplicațiilor distribuite în timp real;
- Detalierea conceptului de sistem SCADA în domeniul centralelor fotovoltaice;
- Descrierea principalelor metode de comunicație între elementele sistemului;
- Selecția tipurilor de baze de date utilizabile în acest domeniu precum și a algoritmilor necesari pentru filtrarea informațiilor conținute în aceste baze de date;
- Sinteza noțiunilor teoretice legate de urmărirea și conducerea proceselor tehnologice;
- Formularea matematică parțială a problemelor de optimizare;
- Delimitarea nivelurilor de automatizare întâlnite în conducerea proceselor industriale;
- Definierea noțiunii de echilibru termic în situația varistoarelor utilizabile în instalațiile fotovoltaice ;
- Calculul echipamentelor de protecție împotriva supratensiunilor;
- Justificarea raționamentului sistemului SCADA;

Rezultatele cercetării aplicative

Cele mai importante aplicații ale studiilor teoretice sunt:

- Caracterizarea traductoarelor utilizate în domeniul conversiei energiei solare;
- Elaborarea unor părți ale studiului de fezabilitate al proiectului;

- Formularea unor indicatori sintetici ai performanțelor centralelor fotovoltaice;
- Deducerea cerințelor optime ale unui echipament de conversie fotovoltaică;
- Introducerea indicatorilor de fiabilitate în evaluarea performanțelor panourilor fotovoltaice;
- Conceperea planurilor de ansamblu, ca subcontractor, pentru centrala fotovoltaică din Comuna Giroc, precum și a documentației de racordare aferentă;
- Realizarea unui algoritm de amplasare a panourilor în cadrul centralei;
- Formularea funcțiilor pe care trebuie să le îndeplinească un sistem Dispecer implementat în cazul centralelor fotovoltaice;
- Proiectarea completă a instalației electrice;
- Elaborarea unei structuri ierarhice pe trei nivele, deosebit de utilă în situația sistemelor de automatizare, control și monitorizare a centralelor solare;
- Definirea arhitecturii de tip SCADA, aplicată unei centrale fotovoltaice;
- Implementarea bazelor de date în timp real în structura unui sistem de automatizare control și monitorizare a centralei solare;
- Stabilirea unor principii de bază pentru conceperea unei interfețe om - mașină cât mai simplă și cât mai performantă;
- Determinarea metodelor de calcul pentru optimizarea fără restricții a proceselor specifice acestui domeniu;
- Utilizarea unei metode noi și originale de proiectare a echipamentelor de protecție împotriva supratensiunilor cu varistoare pe bază de oxizi metalici, aplicabile pe rețeaua de joasă tensiune din centrală;
- Construirea unui sistem electric de conectare aplicabil în situația dată.

Rezultatele tehnice și experimentale

Cele mai importante soluții tehnice propuse, sau realizări practice și experimentale, sunt:

- Alegerea unor traductoare specifice performante pentru măsurarea diferitelor mărimi importante pentru activitatea de conversie a energiei fotovoltaice;
- Stabilirea unor soluții tehnice originale de amplasare a panourilor fotovoltaice;
- Analiza unor modele de panouri fotovoltaice în scopul amplasării în centrală;
- Montajul, programarea și calibrarea unor echipamente (relee, module de protecție. De comunicare, etc.);
- Interfațarea traductoarelor cu structurile ierarhice superioare;
- Introducerea și configurarea calculatoarelor de proces tip EAD destinate controlului acestor procese. Folosirea PMU ca EAD;
- Detalierea soluțiilor de comunicare între PMU și calculatorul DISPECER;
- Configurarea hardware a punctului dispecer;
- Definirea arhitecturii reale a unui sistem SCADA aplicabil în acest domeniu;
- Structurarea bazelor de date în timp real;
- Filtrarea informațiilor conținute în bazele de date prin utilizarea unei interfețe simple și eficiente între om și sistemul de gestiune a bazei de date, bazată pe diverse tipuri ferestre - ecran;
- Scrierea secvențelor de program necesare pentru materializarea acestor ferestre;

- Ierarhizarea componentelor unui sistem informatic de proces destinat automatizării, controlului și monitorizării rețelelor de termoficare;
- Conceperea unor astfel de sisteme aplicabile
- Proiectarea, ca subcontractor – P.F.A., autorizat A.N.R.E., pentru S.C. ETSService S.R.L. a întregului sistem de automatizare, monitorizare a centralei fotovoltaice din Comuna Giroc, Județul Timiș, precum și a instalației electrice generale a centralei;
- Supervizarea implementării ansamblului la beneficiar;
- Verificarea experimentală a funcționării sistemului implementat;

8.2. Concluziile principale

Așa cum se observă din structura tezei, fiecare capitol are în încheiere un subcapitol care detaliază principalele concluzii specifice capitolului respectiv. De aceea nu vom insista asupra tuturor concluziilor, ci doar asupra celor mai importante dintre ele, relevante pentru întregul demers.

Dintre acestea enumerăm:

- Legislația în domeniul centralelor fotovoltaice este, pentru moment, ușor nestimulativă, ca urmare a reducerii numărului de certificate verzi și a necesității scoaterii din circuitul agricol a suprafețelor aferente centralelor solare;
- Necesitatea efectuării unor măsurători privind radiația solară, înainte de a demara investiția propriu-zisă, pentru a putea calcula realist indicatorii economici și de amortizare ai investiției;
- Chiar dacă astăzi costul instalațiilor fotovoltaice pentru obținerea energiei electrice este ridicat, datorită faptului că sursa lor energetică este permanentă, necostisitoare și nepoluantă, obținerea energiei electrice cu ajutorul celulelor fotovoltaice are, în continuare, o șansă în viitor;
- Alegerea unor panouri fotovoltaice se va face exclusiv pe criterii preț-calitate, randamentul acestora putând fi corectat prin creșterea suprafeței totale sau îmbunătățirea randamentului general al centralei;
- Tehnologia panourilor fotovoltaice, deși a ajuns la un nivel de saturație, mai poate fi îmbunătățită, dar, din punct de vedere al utilizatorului, numai gestiunea eficientă a energiei produse poate aduce avantaje reale;
- Fiabilitatea instalațiilor nu este, în general, luată în calcul în realizarea unor astfel de investiții;
- Existența unor soluții tehnice destinate instalațiilor de măsură și control având grad mare de complexitate, care rezultă și din numărul mare de variante constructive posibile pentru traductorii de curent, tensiune, putere, energie, impedanță, etc.;
- Lipsa unui "algoritm" general valabil, pentru alegerea soluției tehnice pentru instalațiile de măsură și control, alegerea acestora fiind uneori empirică și bazându-se de cele mai multe ori pe criterii pur economice, nu întotdeauna justificate tehnic;
- Cunoașterea și mai ales utilizarea celor mai noi modele de invertoare și de aparate de măsură și control, produse atât în străinătate, cât și în România, integrate în aplicații specifice, conduce la creșterea randamentului în exploatarea a centralelor fotovoltaice, dar și la scăderea costurilor de fabricație și reducerea pierderilor;
- Instalațiile electrice ale centralei trebuie proiectate cât mai simplu și eficient;

- Alegerea unui traductor (integrat într-un sistem de măsură oarecare) necesită, pe lângă stabilirea tipului și dimensiunilor acestuia, o analiză a performanțelor acestuia, atât în regim static, cât și în regim dinamic. Fiabilitatea traductoarelor este un alt parametru care trebuie luat în considerare;
- Conceperea unui sistem informatic de proces cât mai performant presupune gruparea tuturor elementelor pe trei nivele ierarhice, anume **Nivelul "0"** sau nivelul de bază (format din totalitatea traductoarelor și elementelor de execuție conectate la procesul urmărit și condus), **Nivelul "1"** (destinat cuplurului de proces) și **Nivelul "2"** care ca suport fizic echipamentele de calcul (calculator, imprimantă, MODEM, UPS) de la punctul dispecer și de la nivelul de conducere sau supervizare;
- Bazele de date relaționale (tabelare) reprezintă soluția cea mai adecvată pentru stocarea, afișarea și manipularea valorilor diverselor mărimi întâlnite în cadrul ansamblului, iar pentru a asigura funcția de manipulare a bazei de date este necesară existența unui SGBD care să facă apel la funcții și proceduri generate prin intermediul unor limbaje de nivel mai înalt, ca de exemplu limbajele din familia C (Visual C, C++, Borland C etc.);
- Folosirea unor ferestre dedicate pentru dialogul om – mașină (om – bază de date) este extrem de necesară pentru prelucrarea și valorificarea informației, informație care este vitală atât pentru buna funcționare a automatizării în ansamblu dar și pentru gestiunea energiei vehiculate;
- Interfața OM - MAȘINĂ, care este localizată la nivelul calculatoarelor cu funcție de dispecer sub forma unor aplicații software, , în situația automatizărilor din domeniul centralelor solare trebuie concepută într-un mod cât mai simplu (conceptul "user - friendly"), dar fără a diminua din eficiența procesului de automatizare în ansamblu.
- Modernizarea și îmbunătățirea randamentului centralelor fotovoltaice este o necesitate dictată de strategia energetică a României, dar și de cerințele dezvoltatorilor de asemenea obiective.
- Aplicația din Comuna Giroc demonstrează posibilitatea conceperii unui sistem unic de monitorizare și dispecerizare a unei centrale fotovoltaice, conceput în acest caz pe trei nivele ierarhice, având un subsistem de automatizare, unul de măsurare și monitorizare precum și un subsistem de comunicație și dispecerizare. Eficiența și fiabilitatea ansamblului sunt garantate prin introducerea, alături de cele mai moderne sisteme de măsurare (cu traductori de ultimă generație) a echipamentelor de comandă cu logică programată (controller-ele logice programabile -PLC) precum și a calculatoarelor industriale de proces;
- În cazul unei aplicații complexe, cum este și cazul de față, sistemul SCADA cu structura ierarhizată specifică este conceput să opereze în directă colaborare cu invertoarele, într-un sistem unitar și complet. Această soluție tehnică este avantajoasă și din punct de vedere al exploatării, dovedind eficiență și fiabilitate în condițiile unei mentenanțe mai puțin pretențioase.

8.3. Contribuțiile personale și originale

Deoarece, așa cum se observă și din structura tezei, fiecare capitol se încheie cu un subcapitol dedicat contribuțiilor personale și acolo unde este cazul, chiar originale, nu vom mai insista asupra fiecăreia dintre contribuțiile evidențiate în capitolele tezei.

În plus, la începutul acestui capitol s-au enumerat rezultatele cercetării, acestea toate fiind consecințe directe ale contribuțiilor personale ale autorului. Se va face doar o prezentare succintă a contribuțiilor personale cele mai importante, alături de o descriere a demersului efectuat.

Lucrarea a debutat cu un studiu teoretic, al problematicii energiilor regenerabile, în special al energiei fotovoltaice. Acest studiu are dimensiunea unui capitol, fiind o analiză a legislației și a aspectelor tehnico-economice ale derulării acestor investiții. Cele mai importante contribuții personale ale autorului sunt date de sinteza bibliografică și analiza critică a soluțiilor tehnice existente sau a standardelor în domeniu, a legislației, dar mai ales propunerea unor soluții originale, implementate în situația unor centrale solare existente.

S-a încercat găsirea unor răspunsuri la întrebările:

"Care sunt principalele aspecte economice și legislative legate de problematica energiilor regenerabile?";

"Care sunt particularitățile energiei solare?"

"Care sunt indicatorii de fezabilitate și de performanță economică ai unei astfel de centrale?"

Studiile aferente acestei părți din lucrare au vizat:

- Principalele mărimi întâlnite în acest domeniu de activitate;
- Standardele și reglementările juridice sau tehnice care intervin în această ramură de activitate;
- Determinarea unor indicatori sintetici de evaluare a performanțelor acestor obiective investiționale.

Următorul capitol a încercat să dea unele răspunsuri la întrebările:

"Sunt centralele fotovoltaice viabile în regiunea Timișoarei?"

"Care sunt particularitățile climatice și geografice ale zonei?"

"Investiția poate fi fezabilă din punct de vedere geo-climatic ?"

Chiar dacă în acest capitol se întâlnesc și numeroase studii preluate din diferite surse, contribuțiile originale ale autorului apar destul de proeminente.

Acestea sunt:

- obținerea unor date viabile privind parametrii geoclimatici ai regiunii, care urmează a fi verificați;
- determinarea posibilităților de măsurare a radiației solare pe un anumit interval;
- conceperea unei structuri hardware performante, bazată pe elemente robuste și fiabile, pentru măsurători;
- configurarea elementelor hardware ale sistemului;
- efectuarea pe durata a 3 luni a unor astfel de măsurători;
- prelucrarea statistică a datelor;
- propunerea unor soluții pentru implementarea centralei solare;

Lucrarea continuă cu o analiză a componentei esențiale a unei centrale solare, anume panoul fotovoltaic.

Întrebările centrale pe care s-a axat demersul acestui capitol sunt:

"Ce fel de panou solar poate fi ales?"

"Cum trebuie amplasat acest panou?"

"Algoritm de alegere/amplasare a panourilor fotovoltaice poate fi îmbunătățit?"

Contribuțiile autorului devin esențiale, meritând să amintim următoarele:

- Alegerea unor panouri solare performante sub raportul preț/calitate;
- Elaborarea unui algoritm de verificare a alegerii unor panouri, bazat pe indicatori de fiabilitate;
- Stabilirea unor metode de dispunere a panourilor fotovoltaice care să evite umbrirea;

Instalația electrică a centralei este deosebit de importantă pentru determinarea randamentului acesteia. Pornind de la alegerea invertoarelor, trasarea cablurilor și stabilirea elementelor de comutație, până la stabilirea soluțiilor de măsură și protecție, întregul demers al acestui capitol încearcă să răspundă la următoarele întrebări:

"Ce fel de aparate și echipamente electrice pot fi utilizate în acest domeniu?"

"Cum trebuie concepută rețeaua electrică internă?"

"Ce echipamente de protecție (mai ales împotriva supratensiunilor) pot fi alese?"

Contribuțiile autorului devin esențiale (în calitate de subcontractor al executantului lucrării), meritând să amintim următoarele:

- Alegerea tuturor echipamentelor aferente;
- Elaborarea documentațiilor tehnice necesare;
- Realizarea desenelor tehnice de execuție;
- Conceperea algoritmilor pentru dimensionarea unor echipamente de protecție împotriva supratensiunilor;

O atenție sporită este acordată în continuare problemelor legate de optimizarea automatizărilor industriale și conducerea eficientă a proceselor tehnologice.

S-au avut în vedere următoarele întrebări:

"Cum se poate optimiza conducerea proceselor tehnologice în cazul unei centrale solare?"

"Care este relația om - mașină?"

"Ce sistem SCADA ar putea fi conceput în acest context?"

"Cum arată practic un astfel de sistem de automatizare control și monitorizare?"

Cele mai importante contribuții originale ale autorului sunt:

- Formularea și studiul unor modele capabile să contribuie la definitivarea soluției de automatizare aleasă;
- Evaluarea soluțiilor de automatizare aplicabile în cazul centralelor solare;
- Identificarea parametrilor, mărimilor și a altor elemente esențiale pentru automatizare;
- Propunerea unei soluții de automatizare bazate pe conceptul de sistem SCADA;
- Alegerea aparatului necesare și stabilirea protocoalelor de comunicare între componente;

Întregul demers anterior este continuat, în finalul tezei prin prezentarea interfețelor om-mașină specifice sistemului SCADA dezvoltat.

Întrebările centrale ale acestui capitol sunt:

"Cum se poate optimiza gestionarea bazelor de date în cazul unei centrale solare?"

"Care este relația om - mașină?"

"Asupra căror mărimi trebuie intervenit și cum?"

În această parte a lucrării nu putem vorbi decât de contribuții personale ale autorului, cele mai importante fiind:

- Conceperea unui software specializat, flexibil, care rulează în cadrul centralei fotovoltaice din Comuna Giroc, una din componentele acestui pachet software fiind și un Sistem de Gestionare a Bazelor de Date;
- Elaborarea, în cadrul acestui pachet software, a unei interfețe performante om-mașină (om-bază de date), axată pe conceptul de "user friendly", utilizând ferestre de dialog;
- Conceperea algoritmilor și a programelor în mediul Visual C, programe destinate manipulării și prelucrării datelor, numeroase proceduri fiind chiar exemplificate pe parcursul capitolului;

8.4. Perspectivele continuării studiului

Procesul de modernizare a infrastructurii din domeniul conversiei fotovoltaice va continua și în următorii ani, atât la nivel local conform programelor de dezvoltare ale operatorilor de asemenea utilități, cât și la nivel național, în cadrul strategiei energetice naționale, chiar dacă există un moment de ușoară întârziere. Modernizarea infrastructurii impune și introducerea unor sisteme moderne de automatizare, măsurare și control al întregului ansamblu.

Autorul își propune ca și pe viitor să conceapă astfel de aplicații, implementate la diverși alți beneficiari, numeroase proiecte de acest fel fiind deja în desfășurare. Toate aceste aplicații trebuie să țină cont de particularitățile aplicației beneficiarului, soluția finală fiind oferită "la cheie"..

O dată cu progresele apărute în domeniul tehnicii de calcul și al IT -ului în general (știut fiind faptul că acest domeniu înregistrează o dinamică extrem de importantă), autorul, împreună cu alți specialiști, își propun implementarea celor mai noi și mai moderne soluții tehnice din domeniu, în scopul asigurării unei funcționări cât mai fiabile a întregului ansamblu.

ANEXE

Anexa 1. Panoul solar JT-240 P



up to 550 kg/m²
maximum loading



JT-240P Solar module polycrystalline

Our Photovoltaic module is designed for applications with high power requirements. The production covers the entire value chain of the module from ingot to finished module. Extensive testing and final inspections at each step will secure the highest profit.

Product features

- Plug-in system for connection
- Integrated Bypass-Diodes against shading/Hot-Spot effect
- Longevity and stability with high-quality Aluminum frame and solar glass

Great performance

- ±3% Nominal power tolerance
- Cell efficiency ca. 17 %
- Modul efficiency ca. 14 %

Independent Quality Inspection

- Regular testing by Fraunhofer Institute for quality assurance
- TÜV Reinland, CE standards
- Extensive testing and final inspections at each step.

Warranty

- 10 years power warranty 90%
- 25 years power warranty 80%
- 10 years extended product warranty

Electrical characteristics	
Modul type	polycrystalline
Nominal Power (P _{nom})	240 W
Maximum Power (P _{mp})	240 W _p
Output tolerance	± 3 %
Voltage at max. power (V _{pm})	29.6 V
Current at max. power (I _{pm})	8.11 A
Open circuit voltage (V _{oc})	37.4 V
Short circuit current (I _{sc})	8.48 A
Temperature coefficients	
Temp. Coefficient of P _{max} (Tk-P _{mp})	- 0.46 %/°C
Temp. Coefficient of V _{oc} (Tk-V _{oc})	- 0.33 %/°C
Temp. Coefficient of I _{sc} (Tk-I _{sc})	+ 0.06 %/°C
Limit values	
Maximum System Voltage (U _{max.})	1000 V
Module temperature (min./max.)	-40 °C bis 85 °C
Maximum loading	5.400 N/m ² o. 550 kg/m ²
<small>Standard test conditions: 1000 W/m²; 25°C; AM1.5. All rights to revision reserved.</small>	

JT Solar AG - Datenblatt JT-240P Aug 1st, 2012

JT SOLAR AG

Landsberger Straße 113-115
80339 München

phone: ++49 (0)89-72 60 97 68

phone: ++49 (0)89-72 60 97 86

fax: ++49 (0)89-72 60 97 65

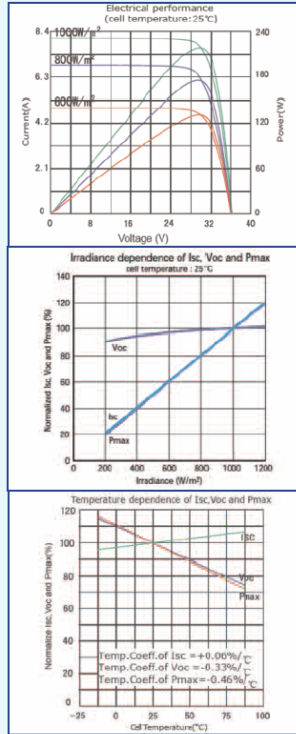
mail: info@jtsolar.de

web: <http://www.jtsolar.de>

Member of



Example based of 230W Power



Dimensions and weight

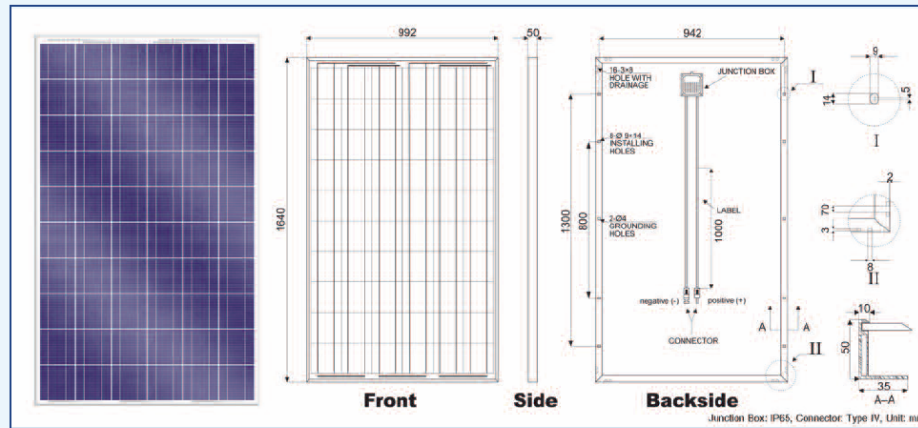
Length	1640 mm
Width	992 mm
Height	50 mm
Weight	19.5 kg
No. of cell	60 (10 x 6)
Cabel	4mm, double insulated, UV resistant, cabel length 1000 mm
Packing units	range 40, carton 20 modules

Certification

TÜV, safety class II, CE, ISO 9001:2000, IEC 61215, IEC 61730, UL1703



Salespartner: _____



JT SOLAR AG
 Landsberger Straße 113-115
 80339 München

phone: ++49 (0)89-72 60 97 68
 phone: ++49 (0)89-72 60 97 86
 fax: ++49 (0)89-72 60 97 65

mail: info@jtsolar.de
 web: http://www.jtsolar.de



Anexa 2. Funcția de navigare cu mouse-ul pe scheme sinoptice

```
//-----
// Functia de navigare cu mouse-ul pe scheme sinoptice
//
void CSchWnd::OnLButtonDown(UINT nFlags, CPoint point)
{
    // TODO: Add your message handler code here and/or call default
    CString sNumeFerIni;
    CRect rd;
    char wname[50];
    char bf[15],cx[40];
    char nume[50];
    int rez;
    genbd_type *ap,*apm;

    wname[0]=0;
    for(int ai=0;ai<nrAna;ai++)
    {
        if(rc[ai].PtInRect(point))
        {
            if(NULL!=(ap=pWBDate->atm_find_off(ida[ai]/*,val,stare,modif*/))) {
                break; // poate este necesar sa intre in adancime
            }
            CWnd *pDsk=GetDesktopWindow();
            if(pDsk!=NULL)
                pDsk->GetClientRect(&rd);
            if (nFlags & MK_CONTROL) {
                char mes[100];
                id_type idm;
                CRect r(point.x+10,point.y,point.x,point.y);
                CMainFrame* pM=(CMainFrame*)pMainWnd;
                if(pM->fii)
                    pWndLim->DestroyWindow();
                pWndLim=new CLim;
                switch (ida[ai].lista) {
                    case AA:
                    case AA:
                        r.right+=330;
                        r.bottom+=220;
                        pWndLim->lim_adm_inf=ap->wa.mi;
                        pWndLim->lim_adm_sup=ap->wa.ms;
                        pWndLim->lim_avarie_inf=ap->wa.lia;
                        pWndLim->lim_avarie_sup=ap->wa.lsa;
                        pWndLim->lim_prev_inf=ap->wa.lip;
                        pWndLim->lim_prev_sup=ap->wa.lsp;
                        pWndLim->lim_conv_inf=ap->wa.litr;
                        pWndLim->lim_conv_sup=ap->wa.lstr;
                        pWndLim->canal=ap->wa.canal;
                        pWndLim->id=ap->wa.id;
                        pWndLim->tscan=ap->wa.tscan;
                        pWndLim->atrib=ap->wa.atrib;
                        pWndLim->prel_inst=ap->wa.prel_inst;
                        idm.lista=ap->wa.id_placa.lista;
                        idm.echidx=ap->wa.id_placa.echidx&0xffc0;
                        if(idm.lista==MA){
                            if (NULL!=(apm=pWBDate->atm_find_off(idm)))
                                strcpy(pWndLim->ech_name,apm->wm.name);
                            else
                                strcpy(pWndLim->ech_name,"Neconfigurat");
                            idm=ap->wa.id_placa;
                            if (NULL!=(apm=pWBDate->atm_find_off(idm)))
                                strcpy(pWndLim->module_name,apm->wm.name);
                            else
                                strcpy(pWndLim->module_name,"Neconfigurat");
                        }
                        else{
                            strcpy(pWndLim->ech_name,"Neconfigurat");
                            strcpy(pWndLim->module_name,"Neconfigurat");
                        }
                }
                strcpy(mes,ap->wa.name);
                strcat(mes," (analogica)");
                break;
            }
        }
    }
}
```

```

case cA:
case CA:
    r.right+=330;
    r.bottom+=140;
    pWndLim->lim_adm_inf=ap->wc.di;
    pWndLim->lim_adm_sup=ap->wc.ds;
    pWndLim->lim_avarie_inf=ap->wc.lia;
    pWndLim->lim_avarie_sup=ap->wc.lsa;
    pWndLim->lim_prev_inf=ap->wc.lip;
    pWndLim->lim_prev_sup=ap->wc.lsp;
    pWndLim->id=ap->wc.id;
    pWndLim->atrib=ap->wc.atrib;
    pWndLim->prel_inst=ap->wc.prel_inst;
    strcpy(mes,ap->wc.name);
    strcat(mes," (calcul)");
    break;
default:
    CMDIChildWnd::OnLButtonDown(nFlags, point);
    return;
}
ClientToScreen(&r);
if(r.right>rd.right){
    r.left-=r.right-rd.right+5;
    r.right=rd.right-5;
}
if(r.bottom>rd.bottom-20){
    r.top-=r.bottom-rd.bottom+20;
    r.bottom=rd.bottom-20;
}
pMainWnd->ScreenToClient(&r);
pWndLim->Create(NULL,mes,WS_CHILD | WS_VISIBLE |
                WS_BORDER | WS_CAPTION | WS_SYSMENU,r,NULL);
CMDIChildWnd::OnLButtonDown(nFlags, point);
return;
}

switch(ida[ai].lista){
case AA:
case aA:
    strcpy(wname,ap->wa.name);
    break;
case CA:
case cA:
    strcpy(wname,ap->wc.name);
    break;
case TA:
    strcpy(wname,ap->wt.name);
    break;
default:
    CMDIChildWnd::OnLButtonDown(nFlags, point);
    return;
}

CTime t = CTime::GetCurrentTime();
strcpy(nume,DirArhiva,"\\");
strcat(nume,Luni[t.GetMonth()-1]);
sprintf(bf,"\\%d",t.GetDay());
strcat(strcat(nume,bf),"\\");
strcat(strcat(nume,Id2Str(ida[ai],cx)),".his");
struct _stat st;
rez=_stat(nume,&st);
if(rez!=0){ // Nu exista arhiva cu date
    MessageBox("Nu exista date pentru grafic in arhiva!","Scuze dar...",MB_ICONEXCLAMATION);
    CMDIChildWnd::OnLButtonDown(nFlags, point);
    return;
}
else {
    CRect r(point.x+10,point.y,point.x+560,point.y+350);
    CWnd *pDsk;
    CRect rd;
    pDsk=GetDesktopWindow();
    if(pDsk!=NULL)
        pDsk->GetClientRect(&rd);
    ClientToScreen(&r);
    if(r.right>rd.right){
        r.left-=r.right-rd.right+5;
        r.right=rd.right-5;
    }
    if(r.bottom>rd.bottom-20){
        r.top-=r.bottom-rd.bottom+20;
        r.bottom=rd.bottom-20;
    }
}
pMainWnd->ScreenToClient(&r);
CGraf2 *pGLWnd = new CGraf2;

```

```
        strcat(strcpy(numew,wname),", azi");
    pGLWnd->ziua=t.GetDay();
    pGLWnd->luna=t.GetMonth();
    pGLWnd->anul=t.GetYear();
        pGLWnd->actualizare=1;
        pGLWnd->m_indg=ida[ai];
    strcpy(pGLWnd->numew,wname);

    if (!pGLWnd->Create(numew,WS_CHILD | WS_VISIBLE | WS_OVERLAPPED | WS_CAPTION |
        WS_SYSMENU | WS_THICKFRAME | WS_MINIMIZEBOX | WS_MAXIMIZEBOX,
        r,pMainWnd)){
        CMDIChildWnd::OnLButtonDown(nFlags, point);
        return;
    }
    return;
}
}
}
}

for(int b=0;b<nrBin;b++)
{
    if(rcbin[b].PtInRect(point)) {
        genbd_type *ap,*apm;

        if(NULL==(ap=pWBDate->atm_find_off(idbin[b]))) {
            break; // pentru a permite intrarea in adancime
        }
        if (nFlags & MK_CONTROL) {
            char mes[100];
            id_type idm;
                CRect rd,r(point.x+10,point.y,point.x,point.y);
                CWnd *pDsk;
                pDsk=GetDesktopWindow();
                if(pDsk!=NULL)
                    pDsk->GetClientRect(&rd);
                CMainFrame* pM=(CMainFrame*)pMainWnd;
                if(pM->fii)
                    pWndLim->DestroyWindow();
                pWndLim=new CLim;
                switch (idbin[b].lista) {
                    case DA:
                    case BA:
                    case bA:
                        r.right+=340;
                        r.bottom+=170;
                        pWndLim->canal=ap->wb.canal;
                        pWndLim->id=ap->wb.id;
                        pWndLim->tscan=ap->wb.filt;
                        pWndLim->atrib=ap->wb.atrib;
                        idm.lista=ap->wb.id_placa.lista;
                        idm.echidx=ap->wb.id_placa.echidx&0xffc0;
                        if(idm.lista==MA){
                            if (NULL!=(apm=pWBDate->atm_find_off(idm)))
                                strcpy(pWndLim->ech_name,apm->wm.name);
                            else
                                strcpy(pWndLim->ech_name,"Neconfigurat");
                            idm=ap->wb.id_placa;
                            if (NULL!=(apm=pWBDate->atm_find_off(idm)))
                                strcpy(pWndLim->module_name,apm->wm.name);
                            else
                                strcpy(pWndLim->module_name,"Neconfigurat");
                        }
                    else {
                        strcpy(pWndLim->ech_name,"Neconfigurat");
                        strcpy(pWndLim->module_name,"Neconfigurat");
                    }
                }
                strcpy(mes,ap->wb.name);
                strcpy(pWndLim->diag_norm,ap->wb.diag_norm);
                strcpy(pWndLim->diag_anorm,ap->wb.diag_anorm);
                strcat(mes," (binara)");
                break;
            default:
                CMDIChildWnd::OnLButtonDown(nFlags, point);
                return;
        }
    }
    ClientToScreen(&r);
    if(r.right>rd.right){
        r.left=r.right-rd.right+5;
        r.right=rd.right-5;
    }
    if(r.bottom>rd.bottom-20){
        r.top=r.bottom-rd.bottom+20;
        r.bottom=rd.bottom-20;
    }
}
```

```

    }
    pMainWnd->ScreenToClient(&r);
    pWndLim->Create(NULL,mes,WS_CHILD | WS_VISIBLE |
        WS_BORDER | WS_CAPTION | WS_SYSMENU,r,NULL);
    CMDIChildWnd::OnLButtonDown(nFlags, point);
    return;
}
//grafic marime binara
switch(idbin[b].lista) {
    case DA:
    case BA:
    case bA:
        strcpy(wname,ap->wb.name);
        break;
    default:
        CMDIChildWnd::OnLButtonDown(nFlags, point);
        return;
}

    CTime t = CTime::GetCurrentTime();
    strcat(strcpy(nume,DirArhiva),"\");
    strcat(nume,Luni[t.GetMonth()-1]);
    sprintf(bf,"%\d",t.GetDay());
    strcat(strcat(nume,bf),"\");
    strcat(strcat(nume,Id2Str(idbin[b],cx)),".his");
    struct _stat st;
    rez=_stat(nume,&st);
    if(rez!=0){
        MessageBox("Nu exista date pentru grafic in arhiva!","Scuze dar...",MB_ICONEXCLAMATION);
        CMDIChildWnd::OnLButtonDown(nFlags, point);
        return;
    }
    else {
        CRect r(point.x+10,point.y,point.x+560,point.y+350);
        CWnd *pDsk;
        CRect rd;
        pDsk=GetDesktopWindow();
        if(pDsk!=NULL)
            pDsk->GetClientRect(&rd);
        ClientToScreen(&r);
        if(r.right>rd.right){
            r.left=r.right-rd.right+5;
            r.right=rd.right-5;
        }
        if(r.bottom>rd.bottom-20){
            r.top=r.bottom-rd.bottom+20;
            r.bottom=rd.bottom-20;
        }
        pMainWnd->ScreenToClient(&r);
        CGraf2 *pGLWnd = new CGraf2;
            strcat(strcpy(nume,wname),", azi");
        pGLWnd->zua=t.GetDay();
        pGLWnd->luna=t.GetMonth();
        pGLWnd->anul=t.GetYear();
        pGLWnd->actualizare=1;
        pGLWnd->m_indg=idbin[b];
        strcpy(pGLWnd->numew,wname);
            if (!pGLWnd->Create(nume,WS_CHILD | WS_VISIBLE | WS_OVERLAPPED | WS_CAPTION |
                WS_SYSMENU | WS_THICKFRAME | WS_MINIMIZEBOX | WS_MAXIMIZEBOX,r,pMainWnd)){
        }
        return;
    }
}
}

for(int ri=0;ri<nrRect;ri++) {
    if(rct[ri].PtInRect(point)) {
    CSchWnd *pSchemaW;
        CRect rect,recl;
        int fh,result,xbmp,ybmp;
        line_type lin;
        char fname[64];
        char numebmp[32];

        strcat(strcat(strcpy(fname,DirBdate),"\"),"grafic.ini");
        if (-1 != (fh=fopen(fname,O_RDONLY | O_TEXT))) {

            up_case(szNumeF[ri],numebmp);

            if (find_line(fh,numebmp,"BITMAP",lin)) {
                copy_par(lin,MAXPAR,TabelPar,result);
                if (result || (strlen(TabelPar[1])!=0)) {

```

```
        MessageBox("Linie incorecta in .ini", "Eroare!", MB_ICONSTOP);
        tclose(fh);
        return;
    }
    xbmc=ini_integer(TabelPar[2], result);
    ybmp=ini_integer(TabelPar[3], result);
        tclose(fh);
    }
    else {
        MessageBox("Nu este specificat numele bitmap-ului!\n", "Eroare!", MB_ICONSTOP);
        tclose(fh);
        return;
    }
}
else {
    MessageBox("Nu exista fisierul grafic.ini!\n", "Eroare!", MB_ICONSTOP);
    tclose(fh);
    return;
}

    GetWindowRect(&rect1);
    pMainWnd->GetClientRect(&rect);
    rect.left=xbmp;
    rect.top=ybmp;
    rect.right=rect1.right;
    rect.bottom=rect1.bottom;
    Mod=1; //S-a modificat pozitia ferestrei parinte, deci nu o distrug.
    if((pSchemaW=ListaFer.IsInList(szNumeF[ri]))==NULL)
    {
        pSchemaW=new CSchWnd;
        if (!pSchemaW->Create(szNumeF[ri], WS_CHILD | WS_VISIBLE | WS_BORDER | WS_SYSMENU | WS_CAPTION |
WS_MINIMIZEBOX , rect, NULL))
        {
            CMDIChildWnd::OnLButtonDown(nFlags, point);
            return;
        }
    }
    else
        pSchemaW->BringWindowToTop();
    CMDIChildWnd::OnLButtonDown(nFlags, point);
    if (Mod!=1)
    {
        if (strcmp(NumeFerIni, szNumeFer)!=0)
            DestroyWindow();
        return;
    }
}
    CMDIChildWnd::OnLButtonDown(nFlags, point);
}
```

Anexa 3. Funcție tip "Handler" pentru mouse click pe scheme sinoptice

```

GetWindowRect(&rect1);
    pMainWnd->GetClientRect(&rect1);
    rect.left=xbmp;
    rect.top =ybmp;
    rect.right=rect1.right;
    rect.bottom=rect1.bottom;
    Mod=1; //S-a modificat pozitia ferestrei parinte, deci nu o distrug.
    if((pSchemaW=ListaFer.IsInList(szNumeF[ri]))==NULL)
    {
        pSchemaW=new CSchWnd;
        if (!pSchemaW->Create(szNumeF[ri],WS_CHILD | WS_VISIBLE | WS_BORDER | WS_SYSMENU | WS_CAPTION |
WS_MINIMIZEBOX ,rect,NULL))
        {
            CMDIChildWnd::OnLButtonDown(nFlags, point);
            return;
        }
        else
        {
            pSchemaW->BringWindowToTop();
            CMDIChildWnd::OnLButtonDown(nFlags, point);
        }
        if(Mod!=1)
        {
            if(strocmp(NumeFerIni,szNumeFer)!=0)
                DestroyWindow();
        }
        return;
    }
}
CMDIChildWnd::OnLButtonDown(nFlags, point);
}
}
//-----
// Handler pentru click mouse
//
void CBargraf::OnLButtonDown(UINT nFlags, CPoint point)
{
    // TODO: Add your message handler code here and/or call default
    CRect r;
    char wname[50];

    wname[0]=0;
    for(int i=0;i<data->nr_marimi;i++)
    {
        r.left=m_coord[0]+1; r.top=(i+1)*sp-sp/20-m_coord[2]+1;
        r.right=m_coord[1]-1; r.bottom=(i+1)*sp-sp/20-1;
        if(r.PtInRect(point))
        {

            char bf[15],cx[40];
            char nume[50];
            int rez;
            genbd_type *ap,*apm;

            if(NULL==(ap=pWBDate->atm_find_off(data->marime_bargraf[i].id))) {
                CMDIChildWnd::OnLButtonDown(nFlags, point);
                return;
            }
            CRect rd;
            CWnd *pDsk=GetDesktopWindow();
            if(pDsk!=NULL)
                pDsk->GetClientRect(&rd);
            if (nFlags & MK_CONTROL) {
                char mes[100];
                id_type idm;
                CRect r(point.x+10,point.y,point.x,point.y);
                CMainFrame* pM=(CMainFrame*)pMainWnd;
                if(pM->fii)
                    pWndLim->DestroyWindow();
                pWndLim=new CLim;
                switch (data->marime_bargraf[i].id.lista) {
                    case aA:
                    case AA:

```

```

r.right+=330;
r.bottom+=220;
pWndLim->lim_adm_inf=ap->wa.mi;
pWndLim->lim_adm_sup=ap->wa.ms;
pWndLim->lim_avarie_inf=ap->wa.lia;
pWndLim->lim_avarie_sup=ap->wa.lsa;
pWndLim->lim_prev_inf=ap->wa.lip;
pWndLim->lim_prev_sup=ap->wa.lsp;
pWndLim->lim_conv_inf=ap->wa.litr;
pWndLim->lim_conv_sup=ap->wa.lstr;
pWndLim->canal=ap->wa.canal;
pWndLim->id=ap->wa.id;
pWndLim->tscan=ap->wa.tscan;
pWndLim->atrib=ap->wa.atrib;
pWndLim->prel_inst=ap->wa.prel_inst;
idm.lista=ap->wa.id_placa.lista;
idm.echidx=ap->wa.id_placa.echidx&0xffc0;

if(idm.lista==MA){
if (NULL!=(apm=pWBDate->atm_find_off(idm)))
strcpy(pWndLim->ech_name,apm->wm.name);
else
strcpy(pWndLim->ech_name,"Neconfigurat");
idm=ap->wa.id_placa;
if (NULL!=(apm=pWBDate->atm_find_off(idm)))
strcpy(pWndLim->module_name,apm->wm.name);
else
strcpy(pWndLim->module_name,"Neconfigurat");
}
else{
strcpy(pWndLim->ech_name,"Neconfigurat");
strcpy(pWndLim->module_name,"Neconfigurat");
}
strcpy(mes,ap->wa.name);
strcat(mes," (analogica)");
break;
case CA:
case CA:
r.right+=330;
r.bottom+=140;
pWndLim->lim_adm_inf=ap->wc.di;
pWndLim->lim_adm_sup=ap->wc.ds;
pWndLim->lim_avarie_inf=ap->wc.lia;
pWndLim->lim_avarie_sup=ap->wc.lsa;
pWndLim->lim_prev_inf=ap->wc.lip;
pWndLim->lim_prev_sup=ap->wc.lsp;
pWndLim->id=ap->wc.id;
pWndLim->atrib=ap->wc.atrib;
pWndLim->prel_inst=ap->wc.prel_inst;
strcpy(mes,ap->wc.name);
strcat(mes," (calcul)");
break;
default:
CMDIChildWnd::OnLButtonDown(nFlags, point);
return;
}
ClientToScreen(&r);
if(r.right>rd.right){
r.left=r.right-rd.right+5;
r.right=rd.right-5;
}
if(r.bottom>rd.bottom-20){
r.top=r.bottom-rd.bottom+20;
r.bottom=rd.bottom-20;
}
pMainWnd->ScreenToClient(&r);
pWndLim->Create(NULL,mes,WS_CHILD | WS_VISIBLE |
WS_BORDER | WS_CAPTION | WS_SYSMENU,r,NULL);
CMDIChildWnd::OnLButtonDown(nFlags, point);
return;
}
switch(data->marime_bargraf[i].id.lista){
case AA:
case aA:
strcpy(wname,ap->wa.name);
break;
case CA:
case cA:
strcpy(wname,ap->wc.name);
break;
default:
CMDIChildWnd::OnLButtonDown(nFlags, point);
return;
}

```



```
    }
    CTime t = CTime::GetCurrentTime();
    strcat(strcpy(ume,DirArhiva), "\\");
    strcat(ume,Luni[t.GetMonth()-1]);
    sprintf(bf, "\\%d", t.GetDay());
    strcat(strcat(ume,bf), "\\");
    strcat(strcat(ume,Id2Str(data->marime_bargraf[i].id,cx)), ".his");
    struct _stat st;
    rez=_stat(ume,&st);
    if(rez!=0){
        MessageBox("Nu exista date pentru grafic in arhiva!", "Scuze dar...", MB_ICONEXCLAMATION);
        CMDIChildWnd::OnLButtonDown(nFlags, point);
        return;
    }
    else {
        CRect r(point.x+10,point.y,point.x+560,point.y+350);
        ClientToScreen(&r);
        if(r.right>rd.right){
            r.left-=r.right-rd.right+5;
            r.right=rd.right-5;
        }
        if(r.bottom>rd.bottom-20){
            r.top-=r.bottom-rd.bottom+20;
            r.bottom=rd.bottom-20;
        }
        pMainWnd->ScreenToClient(&r);
        CGraf2 *pGLWnd = new CGraf2;
        strcat(strcpy(ume,wname), ".azi");
        pGLWnd->zua=t.GetDay();
        pGLWnd->luna=t.GetMonth();
        pGLWnd->anul=t.GetYear();
        pGLWnd->actualizare=1;
        pGLWnd->m_indg=data->marime_bargraf[i].id;
        strcpy(pGLWnd->numew,wname);
        if (!pGLWnd->Create(ume,WS_CHILD | WS_VISIBLE | WS_OVERLAPPED | WS_CAPTION |
            WS_SYSMENU | WS_THICKFRAME | WS_MINIMIZEBOX | WS_MAXIMIZEBOX,
            r,pMainWnd)){
            return;
        }
    }
}
}
```

Anexa 4. Funcțiile de afișare grafice și trasare curbe și diagrame

```
//-----
// Afisare grafice
//

void CGrafX::OnPaint()
{
    CPaintDC dc(this); // device context for painting
    CRect r;
    GetClientRect(r);
    if((stfocus==1)&&(actlin==1)){
        marclinie(antpoint);
        actlin=0;
    }
    DesenPaint(&dc,&r);
    // Do not call CMDIChildWnd::OnPaint() for painting messages
}

//-----
extern HPEN hpen[13];
void CGrafX::DesenPaint(CDC *pdc,RECT *r) {
    pMyApp->DoWaitCursor(1);
    height=(r->bottom-r->top)*heighti/Hi; //noua inaltime a fontului
    width=(r->right-r->left)*widthi/Wi; //noua latime a fontului
    Hr=r->bottom-r->top; //noua inaltime a ferestrei
    Wr=r->right-r->left; //noua latime a ferestrei
    //coordonate zona utila grafic
    if(flana) {
        int lung;
        char sir[10];
        int lg,lgl;
        sprintf(sir,"%0f",m_limval[0]);
        lg=strlen(sir);
        sprintf(sir,"%0f",m_limval[1]);
        lgl=strlen(sir);
        if(lg>lgl) lung=lg;
        else lung=lgl;
        if (lung<5) lung=5;
        m_coord[0]=r->left+(lung+5)*width;
    }
    else
        m_coord[0]=r->left+W/30;
    m_coord[1]=r->bottom-H/20-(m_nrgraf+1)*height-(m_nrgraf+1)*H/100;
    m_coord[2]=r->right-W/30;
    m_coord[3]=r->top+height+height/4;

    TrasareAxe(pdc,nr_ore/24,10); //24 gradatii pe x, 10 gradatii pe y
    ValGrafice(pdc,r,nr_ore/24,10);
    if(flana)
        Curbe(pdc,r);
    else
        Diagrame(pdc,r);
    pMyApp->DoWaitCursor(-1);
}
//-----
// Trasare curbe
//
void CGrafX::Curbe(CDC *pdc, RECT *r) {
    int i,j,x,y,litr,lstr,tipc;
    short v,tmax,pas=1;
    float vf,vf1,cic,px,py,di,ds;
    BOOL prim;
    genbd_type *ap;
    CPoint pnt[2];
    time_t ltime;
    time (&ltime);
    struct tm *timpert;
    timpert=localtime(&ltime);
    if (timer)
        tmax=timpert->tm_hour*60+timpert->tm_min;
    else
        tmax=24*60;
}
```

```

tmax=nr_ore;
for(j=0; j<m_nrgraf; j++) {
    HPEN pOldPen = (HPEN)SelectObject(pdc->m_hDC,hpen[indcul[j]]);
    ap=pWBDate->atm_find_off(ids[j]);
    switch (ids[j].lista) {
        case AA: case aA:
            ds=ap->wa.ms;
            di=ap->wa.mi;
            lstr=ap->wa.lstr;
            lstr=ap->wa.lstr;
            if (ap->wa.prel_inst==PI_A_LIN) {
                tipc=0;
                cic=(ds-di)/(float)(lstr-litr);
            }
        else {
            tipc=1;
            cic=(ds-di)/(float)sqrt((double)(lstr-litr));
        }
        break;
        case CA: case cA:
            ds=ap->wc.ds;
            di=ap->wc.di;
            litr=0;
            lstr=4096;
            tipc=0;
            cic=(ds-di)/(float)(lstr-litr);
        break;
        case TA:
            ds=ap->wt.ds;
            di=ap->wt.di;
            litr=0;
            lstr=4096;
            tipc=0;
            cic=(ds-di)/(float)(lstr-litr);
        break;
    }
    px=pas * (m_coord[2]-m_coord[0]) / (float)nr_ore; // (float)(24*60);
    py=(float)(m_coord[1]-m_coord[3])/(m_limval[1]-m_limval[0]);
    prim=TRUE;
    for (i=0; i<tmax; i++) {
        // extrage urmatoarea valoare din buffer
        vf=buff[j][i];
        if (vf==V_GOL)
            v=-2;
        else
            v=1;
        if (v>=0) { // valoare existenta (v=-2 daca e
            inexistenta)
                if (tipgraf) vf1=vf;
                else vf1=100*(vf-di)/(ds-di); //conversie in procente
                if (vf1>m_limval[1]) vf1=m_limval[1];
                if (vf1<m_limval[0]) vf1=m_limval[0];
                x=(int)(m_coord[0]+i*px);
                y=(int)(m_coord[1]-(vf1-m_limval[0])*py);
                if (prim) {
                    pdc->MoveTo(x,y); //pentru primul punct se face numai pozitionare
                    prim=FALSE;
                    pdc->SetPixel(x,y,indcul[j]);
                    oldx=x;
                    oldy=y;
                }
                else
                    if((oldx!=x)|| (oldy!=y)){
                        pnt[0].x=oldx;
                        pnt[0].y=oldy;
                        pnt[1].x=x;
                        pnt[1].y=y;
                        pdc->Polyline(pnt,2);
                        oldx=x;
                        oldy=y;
                    }
                if (i==tmax-1) //sint la sfirsit
                {
                    pnt[0].x=oldx;
                    pnt[0].y=oldy;
                    pnt[1].x=oldx+px;
                    pnt[1].y=oldy;
                    pdc->Polyline(pnt,2);
                }
            }
        else {
            vf=V_GOL;
            prim=TRUE;
        }
    }
}

```

```

    }
    }
    SelectObject(pdc->m_hDC,pOldPen);
    if (i>0) SetValCurenta(pdc,j,vf,"",r); // daca in buffer (fisier) era macar o valoare
    }
}
//-----
// Trasare Diagrame
//
void CGrafX::Diagrame(CDC *pdc, RECT *r) {
    int i,j,x,y; //litr,lstr;
    short v,tmax,pas=1;
    float vf,px,py; //vf1,cic,di,ds;
    char diag[32]="";
    BOOL prim;
    genbd_type *ap;
    CTime t=CTime::GetCurrentTime();
    CPoint pnt[2];
    struct tm *timp=t.GetLocalTm(NULL);
    if (timer)
        tmax=timp->tm_hour*60+timp->tm_min;
    else
        tmax=24*60;
    py=(float)(m_coord[1]-m_coord[3])/m_nrgraf;
    for(j=0; j<m_nrgraf; j++) {
        HPEN pOldPen = (HPEN)SelectObject(pdc->m_hDC,hpen[indcul[j]]);
        ap=pWBDate->atm_find_off(ids[j]);
        px=pas * (m_coord[2]-m_coord[0]) / (float)(24*60);
        SetGetVal(GV_MINUT, buff[j], bufflen[j]); //pregateste variabilele pentru GetVal
        prim=TRUE;
        for (i=0; i<tmax; i++) {

            if(v>=0){
                x=(int)(m_coord[0]+i*px);
                vf=1-v;
                if(vf==1)
                    y=(int)(m_coord[1]-(j*py+py*0.8));
                else
                    y=(int)(m_coord[1]-(j*py+py*0.2));

                if (prim) {
                    pdc->MoveTo(x,y); //pentru primul punct se face numai pozitionare
                    prim=FALSE;
                    pdc->SetPixel(x,y,indcul[j]);
                    oldx=x;
                    oldy=y;
                }
                else
                    if((oldx!=x)|| (oldy!=y)){
                        pdc->LineTo(x,oldy);

                        pdc->LineTo(x,y);

                        oldx=x;

                        oldy=y;
                    }
                }
            else {
                vf=V_GOL;
                prim=TRUE;
            }
        }
    }
    if (v==VL_B_NORMAL)
        strcpy(diag,ap->wb.diag_norm);
    else
        strcpy(diag,ap->wb.diag_anorm);
    SelectObject(pdc->m_hDC,pOldPen);
    if (i>0) SetValCurenta(pdc,j,vf,diag,r); // daca in buffer (fisier) era macar o valoare
    }
}
}

```

Anexa 5. Funcția pentru desenarea unei ferestre de evenimente

```

//-----
// Desenare fereastra evenimente
//
void CEvFis::OnPaint() {
    int i;
    eventl str;
    CPaintDC dc(this); // device context for painting

    // TODO: Add your message handler code here
    CRect rct;
    CBrush br(RGB(255,255,0));
    GetClientRect(&rct);
    ninceput=max(0,nVscrollpos+rct.top/nychar);
    nsfirsit=min(nrlnii,nVscrollpos+rct.bottom/nychar+1);

    HGDIOBJ hfont=GetStockObject(SYSTEM_FIXED_FONT);
    SelectObject(dc.m_hDC,hfont);
    for(i=ninceput;i<nsfirsit;i++) {
        str=buff[i];
        if(str.atrib==AT_ACTIV) {
            if (str.stare==VL_B_DEF) dc.SetTextColor(RGB(183,193,192));
            else if(str.stare==VL_B_NORMAL) dc.SetTextColor(RGB(33,130,0));
            else if(str.stare==VL_B_ANORMAL) dc.SetTextColor(RGB(255,0,0));
            else if(str.stare==4) dc.SetTextColor(RGB(255,255,0));
            else if(str.stare==5) dc.SetTextColor(RGB(0,0,0));
        }
        if(str.atrib==AT_PASIV) dc.SetTextColor(RGB(0,0,0));
        dc.SetBkColor(RGB(192,192,192)); //fondul
        dc.TextOut(0,(i-nVscrollpos)*nychar,szbuffer,sprintf(szbuffer," %s",str.stri));
    }
    // Do not call CMDIChildWnd::OnPaint() for painting messages
}

void CEvFis::OnSize(UINT nType, int cx, int cy) {
    CMDIChildWnd::OnSize(nType, cx, cy);

    // TODO: Add your message handler code here
    nyclient=cy;
    nVscrollmax=max(0,nrlnii-nyclient/nychar);
    nVscrollpos=min(nVscrollpos,nVscrollmax);
    SetScrollRange(SB_VERT,0,nVscrollmax,FALSE);
    SetScrollPos(SB_VERT,nVscrollpos,TRUE);
}

void CEvFis::OnVScroll(UINT nSBCode, UINT nPos, CScrollBar* pScrollBar) {
    // TODO: Add your message handler code here and/or call default
    switch(nSBCode){
        case SB_LINEUP:
            ninc=-1;
            break;
        case SB_LINEDOWN:
            ninc=1;
            break;
        case SB_PAGEUP:
            ninc=min(-1,-nyclient/nychar);
            break;
        case SB_PAGEDOWN:
            ninc=max(1,nyclient/nychar);
            break;
        case SB_TOP:
            ninc=-nVscrollpos;
            break;
    }
}

```

```
        case SB_BOTTOM:
            ninc=nVscrollmax-nVscrollpos;
            break;
        case SB_THUMBTRACK:
            ninc=nPos-nVscrollpos;
            break;
        default:
            return;
    }
    ninc=max(-nVscrollpos,min(ninc,nVscrollmax-nVscrollpos));
    nVscrollpos+=ninc;
    ScrollWindow(0,-nychar*ninc);
    SetScrollPos(SB_VERT,nVscrollpos,TRUE);
    UpdateWindow();
    CMDIChildWnd::OnVScroll(nSBCode, nPos, pScrollBar);
}
```

Anexa 6. Funcția pentru crearea rapoarte

```

//-----
// Operatii initiale de creare rapoarte
//
int CReport::OnCreate(LPCREATESTRUCT lpCreateStruct) {
    if (CMDIChildWnd::OnCreate(lpCreateStruct) == -1)
        return -1;

    // TODO: Add your specialized creation code here
    CRect rcWin,rcClWin;

    HFILE hf;
    LONG colors,sizeimage,c,counti;
    TEXTMETRIC tm;
    LOGFONT f;
    int fh,rez,i,j,m,n,tipbm,nrd;
    char fname[80],nume_sch[80],idsi[20][100],vls[50][10],oldcwnd[80],stare;
    int xi[10],yi[10],xinc[10],yinc[10],nrlin[10],nrcol[10];
    float value;
    BOOL fl_paint;
    genbd_type *ap, *app;
    char numedir[64];
    fis_type fis;

    Expresie expr; //pentru calcule pe coloane
    CString formula;

    m_bHasBits=FALSE;
    //Initializare Cels
    for (i=0; i<600; i++) {
        Cels[i].id.lista=0;
        Cels[i].tip='x';
        strcpy(Cels[i].buffer,"");
    }
    strcat(strcpy(fname,DirBdate),"\arcview.ini");
    //strcpy(fname, "..\offdb\arcview.ini");
    fh=fopen(fname,O_RDONLY | O_TEXT);
    up_case(numew,numew);

    //suport pt. raport automat
    autobitmap=false;

    //pregateste nume fisier .bmp
    if (find_line(fh,numew,"BITMAP",Lin))
    {
        copy_par(Lin,MAXPAR,TabelPar,Result);
        if (Result) {
            /*
            MessageBox("Nume bitmap in arcview.ini", "Eroare!", MB_ICONSTOP);
            tclose(fh);
            return -1;
            */
            autobitmap=true;
        }
        else
        {
            strcpy(nume_sch,DirScheme);
            strcat(nume_sch,"\\");
            strcat(nume_sch,TabelPar[1]);
            strcat(nume_sch, ".BMP");
        }
        else
            autobitmap=true;

    //tip raport
    find_line(fh,numew,"TIP",Lin);
    copy_par(Lin,MAXPAR,TabelPar,Result);
    //nr. tabele in raport
    nrtab=ini_integer(TabelPar[1],Result);
    if (Result) {
        MessageBox("Numar tabele in arcview.ini", "Eroare!", MB_ICONSTOP);
        tclose(fh);
        return -1;
    }

    if (autobitmap && (nrtab!=1))
    {
        MessageBox("Pentru desenare automata nr. de tabele trebuie sa fie
1", "Eroare", MB_ICONSTOP);
    }
}

```

```

        tclose(fh);
        return -1;
    }

    if (nrtab>10) nrtab=10; //maxim 10 tabele
//nume fisier curent
strcpy(CrtFileName,"");
CrtFileHnd=-1;
//tip date (zi sau luna)
up_case(TabelPar[2],TabelPar[2]);
if (0==strcmp(TabelPar[2],"LUNA")) TipRap='L';
else
    if (0==strcmp(TabelPar[2],"ZI")) TipRap='Z';
    else {
        MessageBox("Tip raport in arcview.ini","Eroare!",MB_ICONSTOP);
        tclose(fh);
        return -1;
    }
//preia datele din ini, pentru fiecare tabel
nrId=0;
for(i=0; i<nrtab; i++) {
    itoa(i+1,cx,10);

    strcpy(cod,"T");
    strcat(cod,cx);
    find_line(fh,numew,cod,Lin);
    copy_par(Lin,MAXPAR,TabelPar,Result);
    if (Result) {
        MessageBox("Coordonate tabel in arcview.ini","Eroare!",MB_ICONSTOP);
        tclose(fh);
        return -1;
    }
//x,y colt stanga sus tabel
xi[i]=atoi(TabelPar[1]);
yi[i]=atoi(TabelPar[2]);
//latime,inaltime (in pixeli) ale unei celule
xinc[i]=atoi(TabelPar[3]);
yinc[i]=atoi(TabelPar[4]);

//coloane
strcpy(cod,"COL");
strcat(cod,cx);
find_line(fh,numew,cod,Lin);
copy_par(Lin,MAXPAR,TabelPar,Result);
if (Result) {
    MessageBox("Coloane tabel in arcview.ini","Eroare!",MB_ICONSTOP);
    tclose(fh);
    return -1;
}
//numar coloane
nrcol[i]=ini_integer(TabelPar[1],Result);
    if (nrcol[i]>20) nrcol[i]=20; //maxim 20 coloane
//id-uri marimi de pe coloane
for (j=0; j<nrcol[i]; j++)
    strcpy(idsi[j],TabelPar[2+j]);

    if (autobitmap) //denumirile capetelor de coloana
    {
        strcpy(cod,"CAPTABEL");
        strcat(cod,cx);
        if (find_line(fh,numew,cod,Lin))
        {
            copy_par(Lin,MAXPAR,TabelPar,Result);
            if (Result) {
                MessageBox("Nu sint specificate capetele de
coloana!!!","Eroare!",MB_ICONSTOP);
                tclose(fh);
                return -1;
            }
        }

        //numele capetelor de coloane
        for (j=0; j<nrcol[i]; j++)
            strcpy(capcoloana[j],change_(TabelPar[2+j]));
        }
        else
        {
            MessageBox("Nu sint specificate denumirile coloanelor!","Eroare
...",MB_ICONSTOP);
            tclose(fh);
            return -1;
        }
    }

}

//linii

```



```

strcpy(cod,"LIN");
strcat(cod,cx);
find_line(fh,numew,cod,Lin);
copy_par(Lin,MAXPAR,TabelPar,Result);
if (Result) {
    MessageBox("Linii tabel in arcview.ini","Eroare!",MB_ICONSTOP);
    tclose(fh);
    return -1;
}
//numar linii
nrlin[i]=ini_integer(TabelPar[1],Result);
if (nrlin[i]>50) nrlin[i]=50; //maxim 50 linii
//tipuri valori de pe linii
int inceput,sfarsit;
char *p;
for (n=j=0; j<nrlin[i]; n++) {
    if (NULL!=(p=strchr(TabelPar[2+n],'-')) {
        *p='\0';
        if (0!=(inceput=atoi(TabelPar[2+n+1]))
            if (0!=(sfarsit=atoi(p+1)))
                if (sfarsit>=inceput) {
                    for (m=0; m<sfarsit-inceput+1; m++) {
                        vls[j][0]=TabelPar[2+n][0];
                        vls[j][1]='\0';
                        strcat(vls[j],itoa(inceput+m,cx,10));
                        j++;
                    }
                    continue;
                }
            }
        strcpy(vls[j],TabelPar[2+n]);
        j++;
    }
}
for(m=0;m<nrcol[i];m++)
for(n=0;n<nrlin[i];n++) {
    Cels[nrId].rct.left=xi[i]+m*xinc[i];
    Cels[nrId].rct.right=xi[i]+(m+1)*xinc[i];
    Cels[nrId].rct.top=yi[i]+n*yinc[i];
    Cels[nrId].rct.bottom=yi[i]+(n+1)*yinc[i];
    if (idsi[m][0]!='<') {
        Cels[nrId].tip='s'; //string
        strcpy(Cels[nrId].buffer,idsi[m+1]); //fara '<'
        Cels[nrId].buffer[strlen(Cels[nrId].buffer)-1]='\0'; //fara '>'
    }
    else //adaugata pt. calcule pe coloana
        if ((idsi[m][0]!='c') || (idsi[m][0]!='('))
            {
                Cels[nrId].id.echidx=i; //pentru determinare start
                Cels[nrId].tip='='; //formula
                Cels[nrId].req=n;
                strcpy(Cels[nrId].buffer,idsi[m]);
                nrId++;
            }
    //valorile sint de forma c1+c2 unde c1 si c2 reprezinta coloana 1 respectiv 2
}
else {
    Cels[nrId].id=ini_id(idsi[m],Result);
    if (Result) {
        MessageBox("Id raport in arcview.ini","Eroare!",MB_ICONSTOP);
        tclose(fh);
        return -1;
    }
}
switch(vls[n][0]) {
    case 'n': // nume marime
        Cels[nrId].tip='n';
        break;
    case 'u': // unitate masura
        Cels[nrId].tip='u';
        break;
    case 'v':
        Cels[nrId].req=atoi(vls[n+1]);
        if ( ((TipRap=='Z') && ((Cels[nrId].req<0) || (Cels[nrId].req>24))) ||
            ((TipRap=='L') && ((Cels[nrId].req<0) || (Cels[nrId].req>31))) )
            Cels[nrId].tip='x';
        else
            Cels[nrId].tip='v';
        break;
    case 'm':
        Cels[nrId].req=atoi(vls[n+1]);
        if ( ((TipRap=='Z') && ((Cels[nrId].req<0) || (Cels[nrId].req>24))) ||
            ((TipRap=='L') && ((Cels[nrId].req<0) || (Cels[nrId].req>31))) )
            Cels[nrId].tip='x';
        else
            break;
}

```

```

        Cels[nrId].tip='m';
        break;
    case 'M':
        Cels[nrId].req=atoi(vls[n]+1);
        if ( ((TipRap=='Z') && ((Cels[nrId].req<0) || (Cels[nrId].req>24))) ||
            ((TipRap=='L') && ((Cels[nrId].req<0) || (Cels[nrId].req>31))) )
            Cels[nrId].tip='x';
        else
            Cels[nrId].tip='M';
        break;
    case 'f':
        Cels[nrId].req=atoi(vls[n]+1);
        if ( ((TipRap=='Z') && ((Cels[nrId].req<0) || (Cels[nrId].req>24))) ||
            ((TipRap=='L') && ((Cels[nrId].req<0) || (Cels[nrId].req>31))) )
            Cels[nrId].tip='x';
        else
            Cels[nrId].tip='f';
        break;
    default:
        Cels[nrId].tip='x'; // eroare
    }
    nrId++;
}
}
}
    tclose(fh);
}

```

Anexa 7. Funcția pentru desenare tabel de raport

```

//-----
// Functia de desenare a tabelului pentru raportului
//
void CRaport::DeseneazaTabel(CPaintDC *dc)
{
    POINT capete[2];
    int i;
    CPen myPen,*oldPen;
    COLORREF color=dc->GetTextColor();
    myPen.CreatePen(PS_SOLID,0,RGB(0,0,0));
    oldPen=(CPen*)dc->SelectObject(&myPen);

    capete[0].x=capete[0].y=0;
    capete[1].x=xi0;capete[1].y=yi0;
    dc->Polyline(&capete[0],2); //linia oblica

    //scrie prima coloana
    oldFont=dc->SelectObject(&myfont);
    CRect r(0,0,xi0,yi0);
    dc->DrawText(" Per",-1,&r,DT_LEFT | DT_BOTTOM | DT_SINGLELINE);
    dc->DrawText(" Den",-1,&r,DT_RIGHT | DT_TOP | DT_SINGLELINE);

    dc->SetTextColor(RGB(0,0,255));
    char text[20];
    for (i=0;i<nrlin0;i++)
    {
        r.top=yi0+i*yinc0;
        r.bottom=r.top+yinc0;
        switch(Cels[i].tip)
        {
            case 'n':
            case 'u':
                text[0]='\0';
                break;
            case 'm':
                strcpy(text,"m");
                break;
            case 'M':
                strcpy(text,"M");
                break;
            case 'v':
            case 'f':
                if (Cels[i].req==0)
                    strcpy(text,"T");
                else
                    if (tiprap0=='Z') //pe zi
                        sprintf(text,"%02d-%02d",Cels[i].req-1,Cels[i].req);
                    else
                        sprintf(text,"%02d",Cels[i].req);
        }
        dc->DrawText(text,-1,&r,DT_CENTER | DT_VCENTER | DT_SINGLELINE);
    }

    dc->SetTextColor(RGB(255,0,0));
    //desenez titlurile coloanelor
    r.top=0;r.bottom=yi0;
    for (i=0;i<nrcol0;i++)
    {
        r.left=xi0+i*xinc0;
        r.right=r.left+xinc0;
        dc->DrawText(capcoloana[i],-1,&r,DT_CENTER | DT_VCENTER | DT_SINGLELINE);
    }
    dc->SelectObject(oldFont);

    //partea de desenare efectiva a liniilor
    capete[0].x=capete[0].y=capete[1].y=0;
    capete[1].x=nWidth;
    dc->Polyline(&capete[0],2); //linia din cap
    //deseneaza liniile
    for (i=0;i<nrlin0+1;i++)
    {
        capete[0].x=0;
        capete[0].y=capete[1].y=yi0+i*yinc0;
    }
}

```

```
        capete[1].x=nWidth;
        dc->Polyline(&capete[0],2);
    }

    capete[0].x=capete[1].x=capete[0].y=0;
    capete[1].y=nHeight;
    dc->Polyline(&capete[0],2); //linia din stanga
    //deseneaza coloanele
    for (i=0;i<nrcol0+1;i++)
    {
        capete[0].y=0;
        capete[0].x=capete[1].x=xi0+i*xinc0;
        capete[1].y=nHeight;
        dc->Polyline(&capete[0],2);
    }

    dc->SelectObject(oldPen);
    dc->SetTextColor(color);
}
```

Anexa 8. Funcții ajutătoare pentru implementare alarme

```

// -----
// functii ajutatoare pentru implementarea unei liste cu alarme
//
CListAlm::CListAlm()
{
    lst=NULL;
    act=0;
}

CListAlm::~CListAlm()
{
    lalarm *al;
    al=lst;
    while(al!=NULL){
        lst=al;
        al=al->next;
        delete lst;
    }
}

lalarm *CListAlm::first_msg()
{
    return(lst);
}

lalarm *CListAlm::last_msg(int *n)
{
    lalarm *tt;
    int i=0;
    tt=lst;
    if(tt==NULL){
        *n=i;
        return NULL;
    }
    while(tt->next!=NULL){
        i++;
        tt=tt->next;
    }
    *n=i+1;
    return tt;
}

lalarm *CListAlm::next_msg(lalarm *poz)
{
    if(poz==NULL)
        return NULL;
    return poz->next;
}

lalarm *CListAlm::prev_msg(lalarm *poz,int k)
{
    int i;
    if(poz==NULL)
        return NULL;
    for(i=0;i<k;i++)
        if(poz->ant==NULL)
            return lst;

    if(poz->ant==NULL)
        return lst;
    return poz->ant;
}

BOOL CListAlm::StergeId(id_type idalm)
{
    lalarm *pntr,*delalm;
    pntr=lst;
    if((lst->aid.echidx==idalm.echidx)&&(lst->aid.lista==idalm.lista)){
        delalm=lst;
        if(delalm->blk<2){
            delalm->blk=2;
            repaint=1;
            delalm->cul=IDCUL_VERDE;
        }
        if(delalm->blk==3){
            repaint=1;
            lst=lst->next;
            if(lst!=NULL)
                lst->ant=NULL;
            repaint=1;
        }
    }
}

```

```

        delete delalm;
    }
    return TRUE;
}
while(pntr->next!=NULL){
    if((pntr->next->aid.echidx==idalm.echidx)&&(pntr->next->aid.lista==idalm.lista)){
        delalm=pntr->next;
        if(delalm->blk<2){
            delalm->blk=2;
            repaint=1;
            delalm->cul=IDCUL_VERDE;
        }
        if(delalm->blk==3){
            pntr->next=delalm->next;
            if(delalm->next!=NULL)
                delalm->next->ant=pntr;
            repaint=1;
            delete delalm;
        }
        return TRUE;
    }
    pntr=pntr->next;
}
return FALSE;
}

lalarm * CListAlm::InLista(id_type idalm)
{
    lalarm *pntr;
    pntr=lst;
    while(pntr!=NULL){
        if((pntr->aid.echidx==idalm.echidx)&&(pntr->aid.lista==idalm.lista)){
            pntr->act=act;
            return pntr;;
        }
        pntr=pntr->next;
    }
    return NULL;
}

BOOL CListAlm::AdaugaId(id_type idalm,st_val_type st,time_t tp)
{
    lalarm *pntr,*ant,*nalm;
    pntr=lst;
    ant=lst;
    repaint=1;
    if(lst==NULL){
        lst=new lalarm;
        if(lst==NULL)
            return FALSE;
        lst->aid=idalm;
        lst->timp=tp;
        lst->act=act;
        lst->blk=0;
        mesaj_alm(lst,st);
        lst->next=NULL;
        lst->ant=NULL;
        return TRUE;
    }
    while(pntr!=NULL){
        if(tp<pntr->timp){
            nalm=new lalarm;
            if(nalm==NULL)
                return FALSE;
            nalm->aid=idalm;
            nalm->timp=tp;
            nalm->act=act;
            nalm->blk=0;
            mesaj_alm(nalm,st);
            nalm->next=pntr;
            nalm->ant=pntr->ant;
            pntr->ant=nalm;
            if(pntr==lst)
                lst=nalm;
            else
                nalm->ant->next=nalm;
            return TRUE;
        }
        ant=pntr;
        pntr=pntr->next;
    }
    pntr=new lalarm;
    if(pntr==NULL)
        return FALSE;
}

```

```

pntr->aid=idalm;
pntr->timp=tp;
pntr->act=act;
pntr->blk=0;
mesaj_alm(pntr,st);
pntr->next=NULL;
pntr->ant=ant;
ant->next=pntr;
return TRUE;
}
BOOL CListAlm::mesaj_alm(lalarm *alm,st_val_type st)
{
char name[50];
char nmc[30];
genbd_type *ap;
id_type idalm;
time_t t;
struct tm cev;
float val;

idalm=alm->aid;
t=alm->timp;
if((ap=pWBDate->atm_find_off(idalm))==NULL){
strcpy(alm->amsg,"ALARMA PENTRU O MARIME NECUNOSCUTA!");
return FALSE;
}

cev=*localtime(&t);
sprintf(nmc,"%s %02d %s, %02d:%02d ",Zi[cev.tm_wday],
cev.tm_mday,Luni[cev.tm_mon],cev.tm_hour,cev.tm_min);
strcpy(alm->amsg,nmc);
switch(idalm.lista){
case AA:
case aA:
nrmodul(ap->wa.id,nmc);
adaugmsg(alm->amsg,ap->wa.name,20);
switch(ap->wa.prel_inst){
case PI_A_LIN:
val=(st.val-ap->wa.litr)*(ap->wa.ms-ap->wa.mi)/(ap->wa.lstr-ap->wa.litr)+ap->wa.mi;
break;
case PI_A_SQR:
val=(float)(sqrt(st.val-ap->wa.litr)/sqrt(ap->wa.lstr-ap->wa.litr))*(ap->wa.ms-ap->wa.mi)+ap-
>wa.mi;
break;
default:
val=0;
}
alm->cul=IDCUL_ROSU;
sprintf(nmc,"% .2F",val);
if(st.stare!=ST_VAL_OK){
strcpy(nmc," ??????");
alm->cul=IDCUL_GRI;
}
strcpy(alm->stare,nmc);
adaugmsg(alm->stare,ap->wa.um,12);
break;
case DA:
case BA:
case bA:
nrmodul(ap->wb.id,nmc);
adaugmsg(alm->amsg,ap->wb.name,20);
strcpy(alm->stare," ");
switch(st.stare){
case ST_ALR_AN:
strcat(alm->stare,ap->wb.diag_anorm);
alm->cul=IDCUL_ROSU;
break;
case ST_ALR_DM:
strcat(alm->stare,"Defect masura");
alm->cul=IDCUL_GRI;
break;
}
break;
if(st.stare!=ST_VAL_OK){
strcpy(nmc," ??????");
alm->cul=IDCUL_GRI;
}
strcpy(alm->stare,nmc);
adaugmsg(alm->stare,ap->wc.um,12);
break;
case TA:
adaugmsg(name,ap->wt.name,20);
sprintf(nmc,"% .2F",ap->wt.value);

```

```
    alm->cul=IDCUL_ROSU;

    if(st.stare!=ST_VAL_OK){
        strcpy(nmc, " ??????");
        alm->cul=IDCUL_GRI;
    }
    strcpy(alm->stare,nmc);
    adaugmsg(alm->stare,ap->wt.um,12);
    break;
default:
    alm->amsng[0]=0;
    alm->cul=IDCUL_ROSU;
    return FALSE;
} return TRUE;
}

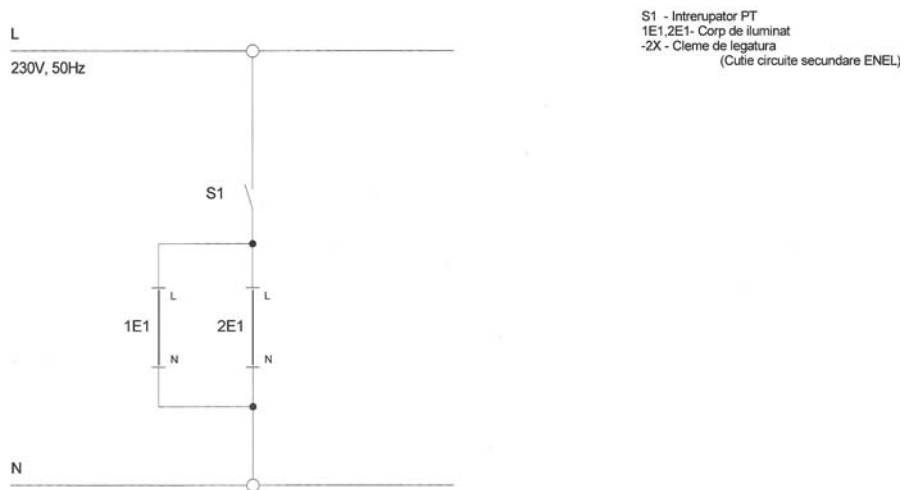
int CListAlm::Actualizare()
{
    act=(act+1)%500;
    return act;
}

void adaugmsg(char *dest,char *sursa,unsigned int n)
{
    unsigned int i;

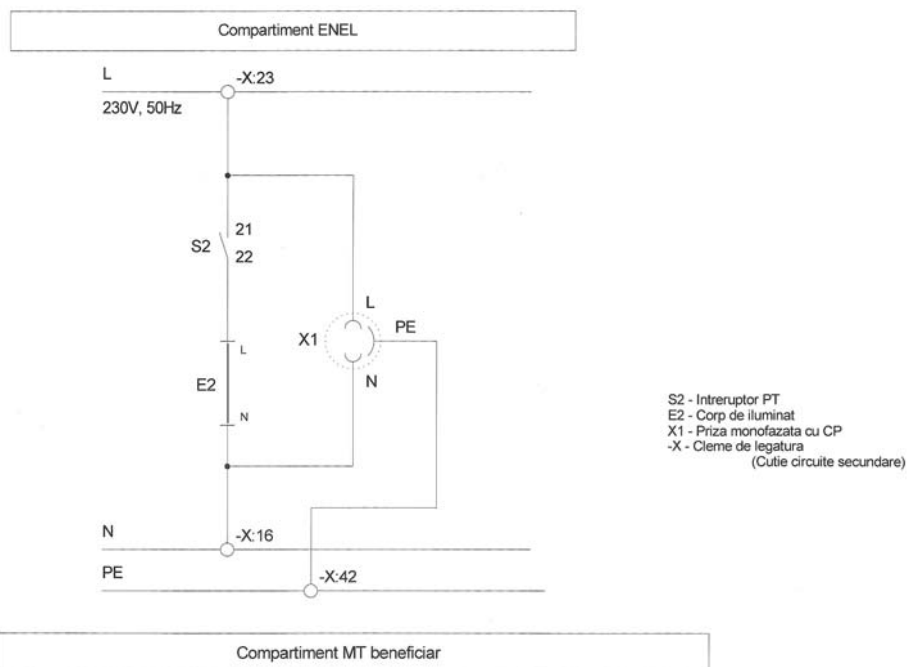
    if(strlen(dest)<n)
        for(i=strlen(dest);i<n;i++)
            dest[i]=' ';
    dest[n]='\0';
    strcat(dest,sursa);
}
```


Anexa 9. Desene de execuție și scheme pentru Centrala Fotovoltaică Giroc

Scheme electrice servicii interne (prize și iluminat)

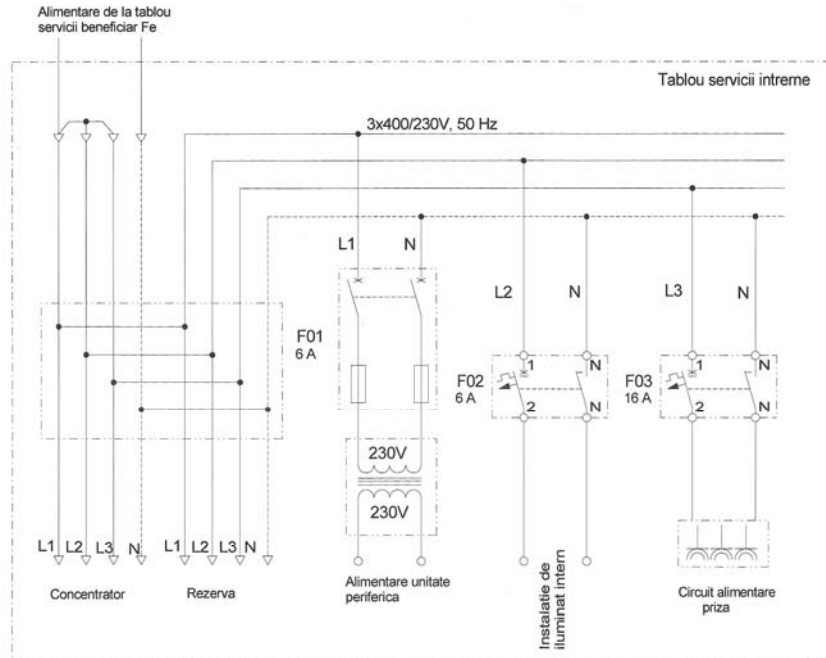


S1 - Intrenupator PT
1E1,2E1- Corp de iluminat
-2X - Cleme de legatura
(Cutie circuite secundare ENEL)

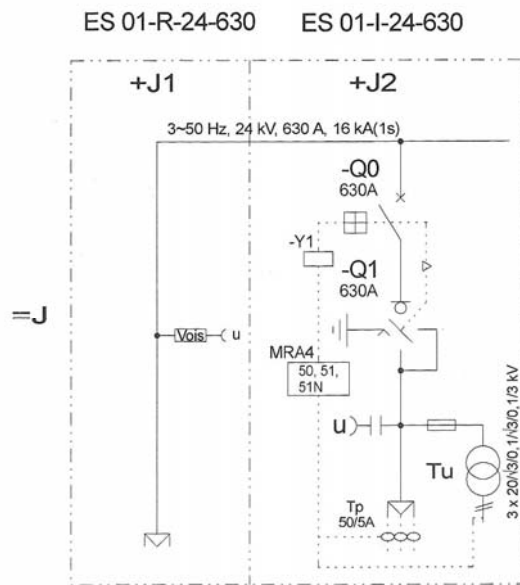


S2 - Intreruptor PT
E2 - Corp de iluminat
X1 - Priza monofazata cu CP
-X - Cleme de legatura
(Cutie circuite secundare)

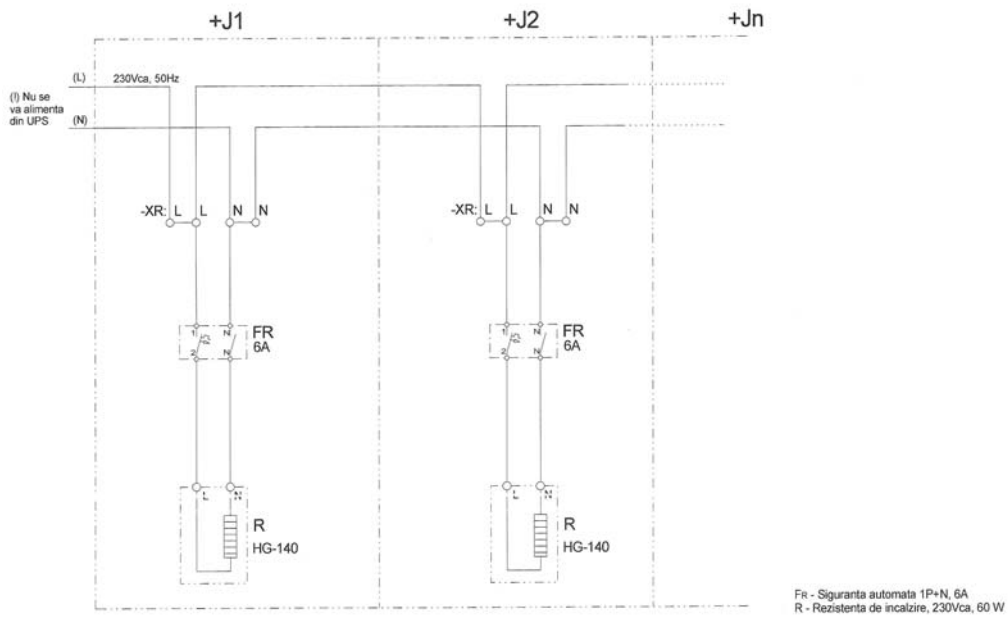
Scheme electrice servicii interne (prize și iluminat)



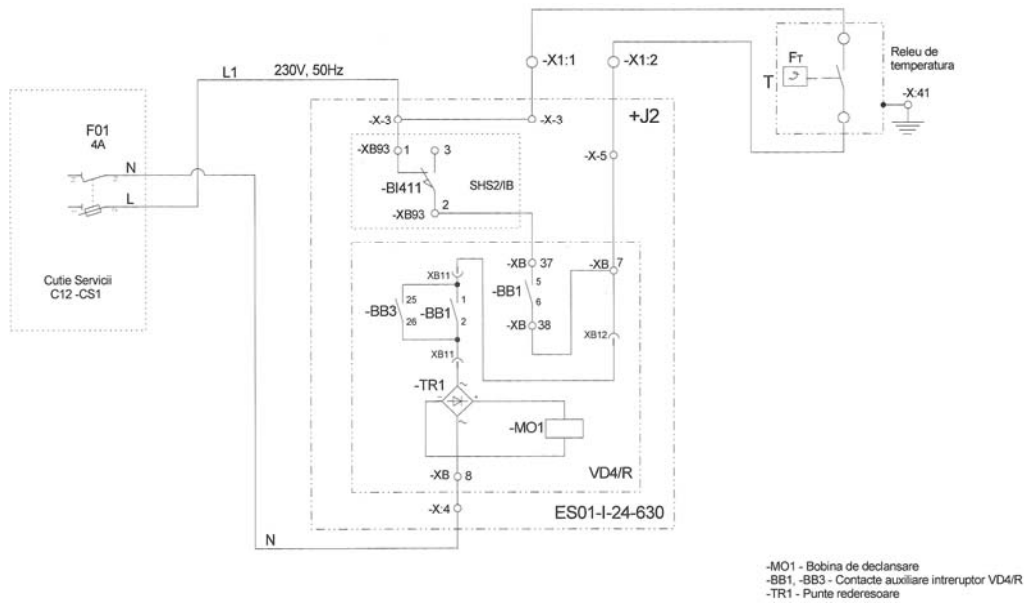
Schema electrica monofilara ansamblu celule de conectare



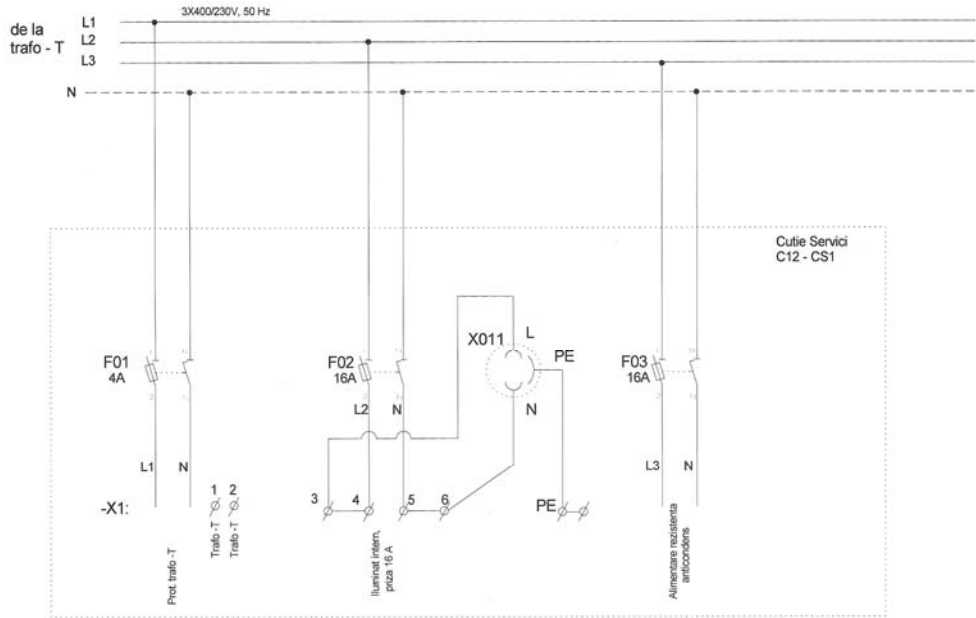
Schema alimentare rezistenta incalzire celula



Schema electrica alimentare circuite de protectie la suprasarcina a trafo

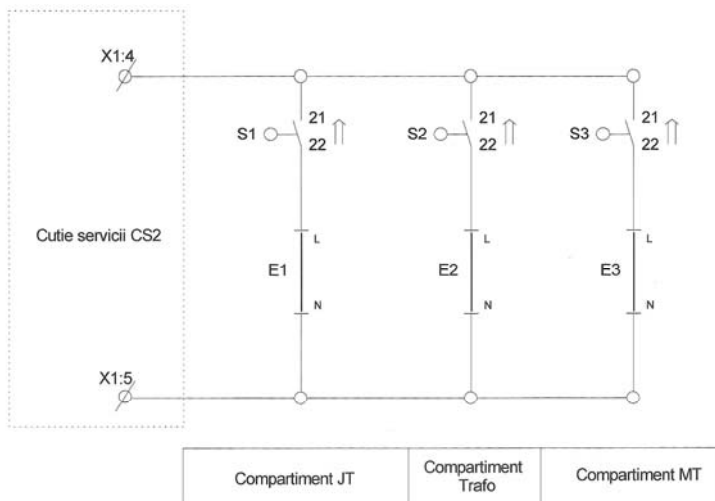


Schema de alimentare circuite secundare



F01,F02,F03.- Portfuzibil monopolar
 X011: - Priza pe sina, 16A in cutia de servicii C12 - CS1
 -X1: - Cleme de legatura cutie servicii interne C12 - CS1

S1,..S3 - Limitator de cursa (usi acces)
 E1,... E3 - Corp de iluminat
 -X1:- Cleme de legatura (In tablou de servicii C12 - CS1)



Bibliografie

- [1] ABDALLA - GHALLY, A., A. CHAN, B.,L., "Evaluation of competing reliability predictions" IEEE Transactions on Software Engineering, pag. 950-967, 1986
- [2] AGACHI, S., "Automatizarea proceselor chimice", Casa Cărții și a Științei; Cluj Napoca, 1994
- [3] ANDEA, P., "Automatizarea și protecția instalațiilor și sistemelor electroenergetice", Ed. Orizonturi Universitare, Timisoara, 2011
- [4] AGGARWALL, S.A., „Power System Protection: Volumes 1-4”, University Press Cambridge, 1995
- [5] ALBOTEANU, L., „Cercetari privind utilizarea energiei solare pentru alimentarea consumatorilor electrici din statiile antigrindina izolate”, Teză Doctorat, Universitatea Craiova, 2009
- [6] BALOG, A., "Standardele ISO 9000 în domeniul calității software", Rev. PCWorld, Nr. 6/1995, Pag. 50
- [7] BANDI, A., s.a. „Renewable Energy”, Springer Verlag, 2006
- [8] BARABOI, A., ș.a. "Tehnici moderne de comutație de putere", Editura A92, Iași, 1996
- [9] BASSAM, N.,E., MAEGAARD, P., „Integrated Renewable Energy for Rural Communities: Planning Guidelines, Technologies and Applications”, Elsevier Science, 2004
- [10] BENCHIMOL, G., ș.a. "Sisteme expert în întreprindere", Editura Tehnică București, 1993
- [11] BORANGIU, Th., ș.a. "Conducerea multiprocesor în timp real a structurilor flexibile de fabricație", Editura Tehnică, București, 1989
- [12] BOTEZATU, P., FRIGURĂ-ILIASA, F.,M., VASILIEVICI, Al., „Intelligent Control Solutions for District Heating Networks”, Proceedings of the 3rd International Conference for the Contribution of Information and Technology to Science, Economy, Society and Education, eRA-3, Aegina - Greece, 19-21 September 2008, paper B.2.11. <http://era.teipir.gr/era3/fpapers/b211.doc>
- [13] BOTEZATU, P., FRIGURĂ-ILIASA, F.,M., VASILIEVICI, Al., „Human-Machine Interface for District Heating Control Systems”, Proceedings of the 3rd International Conference for the Contribution of Information and Technology to Science, Economy, Society and Education, eRA-3, Aegina - Greece, 19-21 September 2008, paper B.2.12. <http://era.teipir.gr/era3/fpapers/b212.doc>
- [14] BUI, A., LOUBIERE, A., PENCHENAT, G., "Etude comparative des modules de protection pour installation domestique basse tension", Université PAUL SABATIER, Toulouse, 1993
- [15] BUSCH, K., LOLKES,S., WEHRSPHON, R., "Photonic Crystals: Advances in Design, Fabrication, and Characterization", John Wiley and Sons, 2004
- [16] CĂPĂȚĂNĂ, O., ș.a. "Proiectarea cu microcalculatoare integrate", Editura Dacia, Cluj Napoca, 1992
- [17] CASTANER, L., SILVESTRE S., „Modelling Photovoltaic Systems using PSpice”, John Wiley and Sons, 2002
- [18] CĂRȚINĂ, Gh. ș.a. "Rețele neuronale și sisteme expert în energetică", Editura Gh. Asachi, Iași, 1994
- [19] CHEN, J., "Izolarea și detectarea erorii bazată pe observare, rezistență și aplicații", 1992

- [20] CHENNI R., M. MAKLOUF, T. KERBACHE, A. BOUZID, "A detailed modeling for photovoltaic cells, Solar Energy 32, 2007
- [21] CLARK, R.N., "A Simplified Instrument Failure Detection Scheme", 1994
- [22] CRISTEA, V., ș.a. "Rețele de calculatoare", Editura Teora, București 1992
- [23] DAVIDOVICIU, A., ș.a. "Minicalculatoare și microcalculatoare în conducerea proceselor industriale", Editura Tehnică, București, 1983
- [24] DESAI, M., ROI, A., "A Fault Detection and Isolation Metodology", IEEE, 1993
- [25] DUFFIE, J., BECKMAN, W., „Solar Engineering of Thermal Processes”, John Wiley, 2006
- [26] DRĂGAN, G., "Supratensiuni atmosferice în instalațiile electroenergetice", Editura Academiei Române, București, 1992
- [27] DUMITRU, F., „Estimarea performanței unui sistem fotovoltaic din zona de V și NV a României”, Teza de doctorat, Universitatea din Oradea, 2009
- [28] DUROCHER, D., "Langage: An Expert System for Alarm Processing", Proceedings of the Eleventh Biennial IEEE Workshop on Power System Control Centers, Montréal, Canada, 1990
- [29] EREMIA, M., SĂNDULEAC, M., "Introducerea sistemelor expert. Aspecte generale". Rev. Energetica, nr.5, Seria B, 1993
- [30] EREMIA, M., ș.a., "Sistem expert pentru controlul U - Q în sistemul energetic", Lucrare pentru Conferința de Rețele Electrice de foarte Înaltă Tensiune, Sibiu, 1995, Proceedings vol.3
- [31] FARRET, F.,A., SIMOES, M.,G., „Integration of Alternative Sources of Energy”, Wiley-IEEE Press, 2006
- [32] FEHER, K, ș.a., "Comunicații digitale avansate", vol. I, Editura Tehnică, București, 1993
- [33] FELEA, I., "Ingineria fiabilității în electroenergetică", Editura Didactică și Pedagogică, R.A., București, 1996
- [34] FRIGURĂ - ILIASA F., M., "Stabilitatea termică a varistoarelor pe baza de oxizi metalici", Editura Orizonturi Universitare, 2002
- [35] FRIGURĂ - ILIASA F., M., IFTIME V., "A Few Aspects Concerning the Intelligent Control Systems Applied to Heating Transport and Distribution Networks", Proceedings of the 5th International Symposium "Young People and Multidisciplinary Research", Timișoara, 6-7.11.2003, Editura Sudura, ISBN 973-8359-18-X, pag. 84-93
- [36] FRIGURĂ - ILIASA F., M., IFTIME V., „A Few Aspects Concerning the Heat Measuring Systems Installed at the Consumer Level”, Proceedings of the 5th International Symposium "Young People and Multidisciplinary Research", Timișoara, 6-7.11.2003, Editura Sudura, ISBN 973-8359-18-X, pag. 94-103
- [37] CALLOWAY, T., „Solar House: A Guide for the Solar Designer (Paperback)”, Architectural Press, 2004
- [38] FRIGURA - ILIASA, F.,M., RANCOV, S., BUNGESCU S.T., "Automatic Command of a Cereal Conveyor Band", Proc. of the 42nd International Symposium Actual Tasks on Agricultural Engineering, Opatija, Croatia, 25/28th of February 2014
- [39] GENTIL, S., "Inteligența artificială pentru supravegherea proceselor continue", Simpozion Grenoble, 1966
- [40] GRAZIANI, M., FORNASIERO, P., „Renewable Resources and Renewable Energy: A Global Challenge”, CRC Press, 2006
- [41] GREEN M.A., „Third Generation Photovoltaics: Advanced Solar Energy Conversion”, Springer Verlag, 2003
- [42] HOTOPAN, G., "Aparate electrice", Editura Tehnică, București 2000
- [43] HORTOPAN, G., "Aparate electrice de comutație", Editura Tehnică, 1993

- [44] IFTIME, V., FRIGURĂ – ILIASA F., "A Few Measuring Solutions and Some Intelligent Management Systems Used by Heating Distribution Companies and Power Plants in Romania", Buletinul Științific al Universității POLITEHNICA din Timișoara, Seria Energetică, Tom 46(60), Fascicola 1 – 2, Timișoara 2001, Proceedings of the Fourth International Power Systems Conference, Timișoara, 8-9 Noiembrie 2001, pag. 215 - 218 ISSN 1582 – 7194
- [45] IGNEA, A., CHIVU, M., BORZA, I., "Măsurări electrice și electronice în instalații", Editura Orizonturi Universitare, Timișoara, 1998
- [46] IVAS, D., MUNTEANU, F., "Funcțiunile unui sistem expert în centrele de conducere ale rețelelor electrice și arhitecturi care pot prelua aceste funcțiuni", Rev. Energetica nr.1, Seria B, 1994
- [47] JIAN, I., GAVRILESCU, H., "Utilizarea bazelor de date", Editura Mirton, Timișoara, 1994
- [48] KALOGIROU, S., "Solar Energy Engineering: processes and systems", Elsevier's Science & Technology, 2009
- [49] LANDAN, I., D., "Identificarea și comanda sistemelor", Editura Tehnică, București, 1997
- [50] LAUGHTON, M., A., "Expert Application in Power Systems", Prentice Hall International, 1990
- [51] LITTLEWOOD, B., "Stochastic Reliability Growth, A Model for Fault Removal in Computer Programs and Hardware Designs", IEEE Transactions on Reliability, PP. 313 - 320, 1981
- [52] MANOLESCU, P., "Măsurări electrice și electronice", Editura Didactică și Pedagogică, București, 1980
- [53] MATLAC, I., "Convertoare electroenergetice", Editura Facla, Timișoara, 1987
- [54] MÂRZA, E., "Radiocomunicații mobile", Editura Orizonturi Universitare, Timișoara, 2001
- [55] MATIU-IOVAN, L., FRIGURA-ILIASA, F., M., RANCOV, S., „A Cubic B-Spline Interpolation Algorithm that Uses the First Derivative Values of the Input Function in the Knots”, Proc. The 36th International Conference on Telecommunications and Signal Processing, TSP 2013, Roma, Italia IEEE Catalog Number CFP1388P-CDR ISBN 978-1-4799-0403-7 ISSN 1805-5435, Iulie 2013, pp. 709-712
- [56] MILLOT, P., "Supervision des procédés automatisées et ergonomie", Editura Hermes, Paris, 1988
- [57] MILLOT, P., "Configurations homme- machine dans les procédés automatisées", Editura Octares, Marseille, Paris, 1990
- [58] MOGA, M., "Conducerea proceselor din energetică cu calculatoare de proces", Editura Mirton, Timișoara, 1997
- [59] MOGA, M., "Sisteme inteligente pentru conducerea rețelelor electrice de distribuție", Editura AGIR, București, 2000
- [60] NAGEL, P., SKRIVAN, J., "Software reliability: Repetitive Run Experimentation and Modelling" NASA Contractor Report, 165836, feb. 1982
- [61] NIȚU, V., I., ș.a. "Echipamente electrice și electrotehnice de automatizare", Editura Didactică și Pedagogică, București, 1983
- [62] PALTINEANU, G., „ Proiectarea unui sistem fotovoltaic utilizând tehnologia siliciu amorf tinând cont de zonele potential interesate pentru realizarea centralelor fotovoltaice in sudul Romaniei”, Teza de doctorat, Universitatea din Oradea, 2009
- [63] PĂUNESCU, F., ș.a., "Sisteme cu prelucrare distribuită și aplicațiile lor", Editura Tehnică, București, 1983

- [64] PĂUNESCU, F., GOLIȘTEAN, D., "Sisteme cu prelucrare distribuită și aplicațiile lor", Editura Tehnică, București, 1993
- [65] PETRESCU, S., ș.a., "Termotehnică și mașini termice", Editura Didactică și Pedagogică, București, 1978
- [66] POLICEC, A., MĂRZA, E., "Telecomunicații", Editura Orizonturi Universitare, Timișoara, 2001
- [67] POPESCU, D., ș.a., "Automatizări industriale", Editura Tehnică, 1994
- [68] POWALLA, M., LOTTER, E., s.a., "Pilot Line Production of CIGS Modules: First Experience in Processing and Further Developments" Proc. 29th IEEE Photovoltaic Specialists Conf., New Orleans, p.571.
- [69] RHODES, W., "Photovoltaic Solar Energy Generation", Sprinter Werlag, 2005
- [70] RANCOV, S., „Interpolation Algorithm based on Cubic B-Spline Functions Applied on DSP”, Workshop-ul nr.3 Interdisciplinaritatea si managementul cercetarii, Universitatea din Pitesti, Romania, Mai 2013
- [71] RANCOV, S., FRIGURA-ILIASA, F.,M., ANDEA, P., "Testing Method for High Voltage Devices Maintenance", Proc. Of the XVth International Symposium Young People and Multidisciplinary Research, Timisoara, 14-15 November 2013, ISSN 1843-6609, pp. 58-63
- [72] SIMA, V., VARGA; A., "Practica optimizării asistate de calculator", Editura Tehnică, București, 1986
- [73] SORENSEN, B., „Renewable Energy”, Third Edition, Academic Press U.s.A., 1997
- [74] STANCIU, D., "Senzori - Prezent și perspectivă", Editura Tehnică, București, 1987
- [75] TERTIȘCO, M., ș.a. "Identificarea asistată de calculator a sistemelor", Editura Tehnică, București, 1987
- [76] TODEREAN, G., ș.a. "Transputere și procesoare de semnal", Editura Microinformatica, Cluj-Napoca, 1993.
- [77] TODEREAN, G., ș.a. "Rețele neuronale artificiale", Editura Albastră, Cluj-Napoca, 1995
- [78] TODEREAN, G., ș.a. "Rețele neuronale", Editura Microinformatica, Cluj-Napoca, 1994
- [79] TRIFU, R., BALOG, A., "Testarea și evaluarea produselor program", Rev. PCWorld, nr. 6/1995, pag. 52.
- [80] TRUȘCĂ, V., POPESCU M., "Tehnologia de fabricație a aparatelor electrice", Editura ICPE, 1996
- [81] U.S. NATIONAL RESEARCH COUNCIL, „Renewable Power Pathways: A Review of the Us Department of Energy's Renewable Energy Programs (The compass series)", National Academy Press, 2000
- [82] VASILIEVICI, Al., ANDEA, P., "Aparate și echipamente electrice", Editura "Orizonturi universitare", Timișoara, 2007
- [83] VASILIEVICI, Al., ANDEA, P., FRIGURA-ILIASA, F., M."Aparate și echipamente electrice. Aplicații", Editura "Orizonturi universitare", Timișoara, 2002
- [84] VASILIEVICI, Al., BĂLAȘIU, F., ș.a. "Implementarea echipamentelor digitale de protecție și comandă pentru rețele electrice", editura Tehnică, 2000
- [85] VASILIEVICI, Al., FRIGURĂ – ILIASA, F., "Exemple de implementare a automatelor programabile (PLC) în instalațiile de comandă ale marilor consumatori industriali", Analele Universității din Oradea, Fascicola Energetică, Vol. I, pag. 56-64, Oradea, 2000, ISSN 1224 – 1261
- [86] VENTRE, J., s.a. „Photovoltaic Systems Engineering”, CRC Press Editing, Second Edition, 2003

- [87] VATAU, D., FRIGURA-ILIASA, F.,M., RANCOV S., „High voltage substation electromagnetic field component measured values analysis. Sibiu Sud Substation Case Study”, Proc. The 12th International Conference on Environment and Electrical Engineering,,EEEIC 2013, Wroclaw, Polonia, IEEE Catalog Number CFP1351I-CDR, ISBN 978-1-4673-3058-9 Mai 2013, pp. 397-402
- [88] * * * Automatizări și instrumentație; Anul X, 3/2001, ISSN 1582 – 3334
- [89] * * * Automatizări și instrumentație; Anul X, 4/2001, ISSN 1582 – 3334
- [90] * * * Automatizări și instrumentație; Anul X, 6/2001, ISSN 1582 – 3334
- [91] * * * Acrosser Technology "Cuplor de proces. Manual Tehnic"
- [92] * * *, DEHN + SÖHNE GmbH., "Overvoltage Protection – Main Catalogue , Germania, 2012
- [93] * * *, "Guide UTE C15-443: Protection des insatllations électriques basse tension contre les surtensions d'origine atmosphérique", Franța, 1995
- [94] * * * IEEE SMC, nr. 3 - "Skills, rules and Knowledge signals", Sygns and symbols and others distinctions in human performance models
- [95] * * * SYSCOM INFO nr. 69 / mai 2001
- [96] * * * „Studiu privind sursele alternative de energie în regiunea transfrontalieră România -Ungaria, județele Timiș și Csongrad” , C.C.I.A.Timisoara, 2010
- [97] * * * [s.n.], "Trends in photovoltaic applications. Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2005," International Energy Agency, Report IEA-PVPS Task 1 T1-15:2006, 2006.
- [98] <http://www.abc-solar.com/home+M544f671c0ee.html>
- [99] <http://europe.refusol.com>
- [100] <http://www.meteoromania.ro>
- [101] <http://www.moeller.net/en/index.jsp>
- [102] <http://www.retscreen.net/ro/home.php>
- [103] <http://www.varsij.si/>
- [104] IONESCU, F., SIX, J.-P., BUI, A., BAUSIERE, R., "Composants semi-conducteurs de puissance", Editura Tehnică, București, 1997
- [105] HEGEDUS, S., „Handbook of Photovoltaic Science and Engineering”, John Wiley and Sons, 2003
- [106] MASTERS, G., „Renewable and Efficient Electric Power Systems”, John Wiley – IEEE, 2004