

# **Studiu de Fezabilitate**

pentru

**Asigurarea energiei electrice pentru  
funcționarea unor instituții publice din Județul  
Ialomița prin captarea energiei verzi solare**

**PARCUL SOLAR FOTOVOLTAIC**

**GURA IALOMIȚEI**

**Modulul 1 – PARC SOLAR**

**FOTOVOLTAIC IALOMIȚA I – 0,5Mw**

**DECEMBRIE 2011**

Pregatit de

**VMB PARTNERS S.A.**

București, Dumbrava Roșie nr. 2, sector 2  
+40 213 183 874, [vmb@vmbpartners.ro](mailto:vmb@vmbpartners.ro)



## CUPRINS

### A. Piese scrise

#### Date generale:

#### 1. Informații generale privind proiectul

- 1.1 Situația actuală și informații despre entitatea responsabilă cu implementarea proiectului;
  - 1.1.a) O scurta trecere in revista a productiei si pietei de energie electrica
  - 1.1.b) Caracteristicile tehnice (2008) ale RET în contextul SEN
  - 1.1.c) Statia de Transformare Gura Ialomitei – important nod de conexiune pentru rețelele magistrale RET
  - 1.1.d) Energia regenerabila – de la nevoia de investitii la politicile publice de incurajare
  - 1.1.e) Potentialul energiei regenerabile estimat de catre specialisti
  - 1.1.f) Stimulente financiare prin politici publice dedicate
  - 1.1.g) Oportunitatea Investiției - Scopul și importanța obiectivului de investiții
  - 1.1.h) Utilitatea și modul de încadrare în planurile de urbanism
  - 1.1.i) Beneficiarul investitiei
- 1.2 Descrierea investiției;
  - 1.2.a) Principalele funcții
  - 1.2.b) Scenariile tehnico-economice
  - 1.2.c) Descrierea constructiva, functionala si tehnologica
- 1.3 Date Tehnice ale investiției;
  - 1.3.a) Zona și amplasamentul
  - 1.3.b) Statutul juridic al terenului care urmează să fie ocupat
  - 1.3.c) Situația ocupărilor definitive de teren
  - 1.3.d) Studii de teren
  - 1.3.e) Evaluarea potențialului resursei regenerabile
  - 1.3.f) Situatia existenta a utilitatilor si analiza de consum
  - 1.3.g) Concluziile evaluării impactului asupra mediului
- 1.4 Durata de realizare și etapele principale; graficul de realizare a investiției (cu detalierea calendarului activităților)

#### 2. Costurile estimative ale investitiei;

- 2.1 Valoarea totală cu detalierea pe structura devizului general
- 2.2 Eșalonarea costurilor coroborate cu graficul de realizare a investiției
- 2.3 Listele de echipamente și lucrări pe baza cărora s-au întocmit devizele pe obiect

#### 3. Analiza Cost-Beneficiu

- 3.1 Identificarea investiției și definirea obiectivelor
- 3.2 Analiza opțiunilor
- 3.3 Analiza financiară
  - 3.3.a) Premisele analizei financiare
  - 3.3.b) Capacitatea anuala medie de productie
  - 3.3.c) Proiectia Veniturilor
  - 3.3.d) Prognoza Cheltuielilor



- 3.3.e) Profit si Pierdere
- 3.3.f) Fluxul de Lichiditati (Cash-Flow)
- 3.3.g) Proiectia Bilantului
- 4. Analiza Economica
  - 4.1 Conversia prețurilor de piață în prețuri contabile.
  - 4.2. Monetizarea externalităților
  - 4.3. Includerea efectelor indirecte
- 5. Analiza de senzitivitate
  - 5.1. Identificare variabile potential critice pentru durabilitatea beneficiilor proiectului
  - 5.2. Desemnarea si analiza variabilelor critice pentru durabilitatea beneficiilor proiectului
  - 5.3. Calculul "valorilor de comutare" pentru variabilele critice identificate
- 6. Analiza de risc
  - 6.1 Riscul de venit
  - 6.2 Riscul de finalizare
  - 6.3 Riscul de operare / riscul tehnologic
  - 6.4 Strategia de minimizarea a riscurilor
- 7. Finanțarea investiției
  - 7.1 Necesari de finanțare
  - 7.2 Sursele de finanțare
  - 7.3 Principalii indicatori tehnico-economici ai investiției
- B. Piese desenate:



## A. Piese scrise

### Date generale:

1. Denumirea obiectivului de investiții;

Asigurarea energiei electrice pentru funcționarea unor instituții publice din județul Ialomița prin captarea energiei verzi solare - “ Parcul Solar Fotovoltaic Ialomița 1 ”

2. Amplasamentul (județul, localitatea, strada, numărul);

România, Județul Ialomița, Comuna Giurgeni, sola 899, parcela 1 si 4

Coordonate Amplasament: 44° 41' 45" N                      27 ° 49' 44" E

DN 2A / E60 km 105, extravilanul comunei Giurgeni

3. Titularul investiției - Județul Ialomița - Consiliul Județean Ialomița

4. Beneficiarul investiției - Județul Ialomița - Consiliul Județean Ialomița

5. Elaboratorul studiului - VMB Partners SA

## 1. Informații generale privind proiectul

### 1.1 Situația actuală și informații despre entitatea responsabilă cu implementarea proiectului;

Proiectul propus raspunde in mod direct si adreseaza in mare masura trei dintre cele mai mari nevoi ale oricarei autoritati publice locale din Romania si nu numai:

- ⇒ constrangerile financiare, acutizate in urma izbucnirii crizei economico-financiare globale din 2008
- ⇒ problema energetica – nevoia unei reale independente energetice bazata pe surse locale intr-o lume in care presiunea pe resurse devine tot mai mare, ultima cuplata cu
- ⇒ preocuparile regionale / nationale / europene / globale privind mediul inconjurator si limitarea grabnica a influentei antropice asupra modificarilor climatice – post Kyoto 1997 si Strategia UE in domeniul energiei si mediului ”Europa 20/20/20”.



**1.1.a) O scurta trecere in revista a productiei si pietei de energie electrica din Romania** releva:

In anul 2008 productia bruta de energie electrica a Romaniei a fost de 64,77 TWh, acoperind cererea de consum intern de 60,34 TWh si inregistrand un export de 4,43 TWh. Productia de energie electrica s-a realizat astfel: in centralele termoelectrice 35,16 TWh (54,3%); in centralele hidroelectrice 18,39 TWh (28,4%); in centrala nucleara 11,22 TWh (17,3%). (extras din “Restructurarea sectorului de productie a energiei electrice din subordinea Ministerului Economiei in vederea cresterii sigurantei si securitatii in alimentarea cu energie” – Ministru Adrieian Videanu, 2009).

Noile investitii in energie trebuie sa tina seama atat de prioritatile nationale in domeniul energetic si nevoii de diversificare a aprovizionarii si de reducere a poluarii, asa cum sunt acestea stipulate in strategia energetica nationala, cat si de constrangerile constructive ale Sistemului Energetic National, date mai ales de Reteaua Electrica de Transport (RET).

Transelectrica SA, transportatorul national, isi detaliaza obiectivele de dezvoltare in “Planul de Perspectiva al RET (Reteaua Electrica de Transport) - perioada 2008-2012 si orientativ 2017”, plan RET realizat periodic, la fiecare doi ani, ce devine un plan de perspectiva pentru urmatoorii 10 ani succesivi.

*În conformitate cu competentele si atributiile stabilite prin Legea Energiei Electrice nr. 13 / 2007, Codul Tehnic al RET si Licenta pentru transportul de energie electrica, Compania Nationala de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” S.A. realizeaza activitatea de planificare privind dezvoltarea RET, tinând seama de stadiul actual si evolutia viitoare a consumului de energie si a surselor, inclusiv importurile si exporturile de energie. Activitatea de planificare a dezvoltarii RET se desfasoara în concordanta cu strategia si politica energetica nationala. Dezvoltarea RET trebuie corelata cu evolutia ansamblului SEN, care trebuie sa asigure acoperirea consumului de energie electrica în conditii de siguranta si de eficienta economica si energetica. (...)*

Activitatea de planificare a dezvoltarii RET se va concretiza prin: identificarea oportunitatilor de amplasare a noilor capacitati de productie si de dezvoltare a zonelor de consum de electricitate.

## **1.1.b) Caracteristicile tehnice actuale (2008) ale RET în contextul SEN**

În SEN sunt în functiune 4 tipuri de tehnologii de productie a energiei electrice si aferente lor 4 categorii de grupuri generatoare: hidroelectrice, termoelectrice (de condensatie si de termoficare) nuclearelectrice si eoliene. Astfel:



- cele mai mari grupuri din sistem sunt grupurile nucleare de 707 MW de la Cernavoda;
- grupuri hidroelectrice cu puteri unitare de la valori mai mici de 1 MW, până la 194,4MW (puterea instalata dupa reabilitare a grupurilor din CHE Portile de Fier I);
- grupuri termoelectrice clasice cu un domeniu mare de variatie a puterii unitare instalate: de la câtiva MW, pentru unele grupuri ale autoproducatorilor, până la 330 MW, puterea unitara a grupurilor de condensatie pe lignit din centralele Rovinari si Turceni.
- grupuri eoliene cu puteri unitare mai mici de 1 MW.

Puterea instalata totala a centralelor electrice, aflata la dispozitia Operatorului de Sistem la 31.12.2007 (in tabelul 1.1.) a fost de 20.380 MW, din care 32% în centrale hidroelectrice, 7% în centrale nucleare si 61% în centrale termoelectrice.

**Tabelul 1.1** – Capacitati de productie energetica

	Putere instalata [MW]	Putere maxima disponibila neta [MW]
Centrale hidroelectrice	6.377	5.859
Centrale nuclearelectrice	1.413	1.300
Centrale termoelectrice conventionale	12.582	8.994
<i>de condensatie</i>	8.262	5.524
<i>de termoficare</i>	4.320	3.470
Centrale eoliene	8	7
TOTAL	20.380	16.160

Adecvanta sistemului, estimata, conform metodologiei UCTE, pentru a 3-a miercuri a lunii decembrie - ora 12 (ora 11 CET) a fost asigurata, capacitatea instalata în centrale fiind suficienta pentru acoperirea varfului de sarcina din decembrie si a exportului, în conditii de siguranta în functionare a SEN. Datorita concurentei insuficiente pe piata STS si caracterului nestimulativ al acesteia, în anii 2006 si 2007 s-a înrautatit situatia din punct de vedere al obtinerii de catre Transelectrica S.A. a STS - rezerve de putere - necesare unei functionari a SEN în limitele normate de siguranta. Volumul achizitionat a fost sub necesar, iar gradul de realizare a serviciilor contractate a fost nesatisfacator. ... În aceste conditii, se elimina



deficitul de putere, capacitatea neta de productie ajungând la 18.844 MW în anul 2013 si 20.754 MW în 2018, cu o capacitatea neta disponibila la vârful de sarcina de circa 15.530 MW în 2013 si circa 16.951 MW în 2018.

Trebuie mentionat interesul crescând pentru punerea în valoare a resurselor noi si regenerabile de energie: eoliana, solara, geotermala, biogaz, biomasa, a valurilor, precum si energia hidro din instalatii cu puteri mai mici de 10 MW. Pentru moment si în viitorul apropiat, energia hidro din instalatii cu puteri mai mici de 10 MW si energia eoliana pot avea un aport ceva mai însemnat în balanta energetica a tarii. Contributia lor va fi mai mult în privinta productiei de energie electrica si mai putin în asigurarea unor puteri garantate pentru acoperirea vârfulilor de consum.

### **1.1.c) Statia de Transformare Gura Ialomitei – important nod de conexiune pentru retelele magistrale RET**

In “planul RET” se mentioneaza in capitolul de analiza riscurilor ca “Un scurtcircuit trifazat pe o L400kV din Gura Ialomitei, izolat cu refuz de intrerupator si DRRI in Gura Ialomitei, poate determina pierderea stabilitatii CNE si a zonei la functionare cu 1-2 unitati, chiar pentru o topologie normala in zona; retehnologizarea statiei 400kV Gura Ialomitei trebuie considerata o prioritate”.

Transelectrica S.A. a luat în considerare la elaborarea programului de dezvoltare a RET acele proiecte cu impact major care au putut fi considerate cu un grad suficient de mare de credibilitate:

- Punerea în functiune a unitatilor 3 si 4 de la CNE Cernavoda, cu orizont de finalizare 2015;
- Punerea în functiune a CHEAP Tarnita – Lapustesti, cu orizont de finalizare 2015, având în vedere necesitatea acestei centrale pentru a putea echilibra balanta productie / consum a SEN în conditiile cresterii productiei la CNE Cernavoda;
- Punerea în functiune a unor centrale eoliene însumând o putere instalata de 1500 MW pâna în 2012; 3000 MW pâna în 2017.



- Punerea în funcțiune a unor centrale clasice în zona Galati – Braila de 800 MW până în 2013.

Deoarece, cu excepția CHEAP Tarnita–Lapustesti, toate proiectele menționate conduc la o creștere foarte mare a producției în zona Dobrogea, secțiunea S6 de evacuare a puterii existente în prezent, ca și unele linii interne zonei, nu pot face față în condițiile actuale la fluxurile de putere preconizate.

Ca o concluzie a tuturor acestor dezvoltări programate ale producției de energie electrică în următorii ani, ca și a dispunerii spațiale pe teritoriul țării a acestora și încadrării lor în Sistemul Energetic Național, studiul amplu al Transelectrica menționează între marile priorități modernizarea stației 400/110/20 kV de la Gura Ialomitei și îi atribuie caracter de maximă urgență, cu o esalonare a investiției de tip GANTT între anii 2008-2009-2010, astfel ca – la momentul finalizării – proiectul propus aici va putea fi conectat direct la o ramură recent modernizată a RET.

### **1.1.d) Energia regenerabilă – de la nevoia de investiții la politicile publice de încurajare**

Investițiile în producția de energie regenerabilă („verde”) au devenit o prioritate națională în ultimii ani, mai ales după aderarea României la Uniunea Europeană (2007). Conform documentelor de poziție pe Energie, ca și Strategiei Naționale în domeniu (vezi mai jos), România trebuie să ajungă în câțiva ani la o cota de 35% energie produsă din surse regenerabile, plecând de la actualul nivel mediu de 27% hidro plus 0.1% alte tipuri de energii regenerabile. Cu alte cuvinte, se așteaptă o creștere de 30-80 de ori (estimare grosieră a ponderii), de la cca. 0,1% - 0,3% azi la 8% în viitorii 6 ani a ponderii energiei regenerabile produsă în România, alta decât cea hidro >10 MW.

Conform „Strategiei energetice a României pentru perioada 2007 – 2020”, „ponderea energiei electrice produse din surse regenerabile de energie trebuie să reprezinte 33% din consumul intern brut de energie electrică în anul 2010, 35% în 2015 și 38% în 2020. La îndeplinirea acestor ținte se ia în considerare și contribuția energiei electrice produse în centrale hidroelectrice cu puteri instalate mai mari de 10 MW”.





### **„Strategia Energetica a României pentru perioada 2007 – 2020” („Strategia”)**

*„Obiectivul general al strategiei sectorului energetic il constituie satisfacerea necesarului de energie atât în prezent, cât și pe termen mediu si lung, la un pret cât mai scăzut, adecvat unei economii moderne de piață și unui standard de viață civilizat, in conditii de calitate, siguranță in alimentare, cu respectarea principiilor dezvoltarii durabile.”*

Cu toate ca Romania beneficiaza deja de o insemnata capacitate de producere a energiei HIDRO, se constata ca restul potentialului hidroenergetic national (cca. 50%) este greu de dezvoltat, asa incat atentia investitorilor se indreapta in ultimii ani spre energia EOLIANA, SOLARA (fotovoltaica), chiar GEOTERMALA, BIOMASA si BIOGAZ.

Exista si proiecte Hidro in stare avansata de sau in studiu – de la marea Hidrocentrala de echilibrare a Sistemului Energetic National (SEN) numita „CHEAP Tarnita-Lapustesti”, jud. Cluj, investitie de 1 miliard de euro, si pana la o recent anuntata hidrocentrala pe Jiu (investitie estimata la 200 milioane de euro, derulata de Hidroelectrica pana in 2012).

Totusi, cele mai multe proiecte anuntate sunt in „zona” energiei vantului – Eoliene – si sunt localizate in zonele cu potential maxim din Romania: Dobrogea (mai ales in nord) si sudul Podisului Moldovei. Spre exemplu, CEZ – gigantul ceh care detine Electrica Oltenia - a adus deja la data elaborarii acestui studiu turbine General Electric de cca. 140 milioane euro la Fantanele, in Dobrogea, parte a unui proiect de 1,1 miliarde euro (600 MW - cel mai mare parc eolian pe uscat din Europa), insa acestea vor fi montate pe parcurs, asteptandu-se investitia de interconectare a Transelectrica.

Chiar daca potentialul eolian al tarii este estimat la 14.000 MW, Romania dispune doar de 10 MW instalati in turbine eoliene, arata un studiu recent. Proiectele in domeniul energiei eoliene ar putea totaliza 4.000 MW putere instalata pana in 2015-2017, caz in care investitiile in domeniu ar creste la peste 4 miliarde de euro.

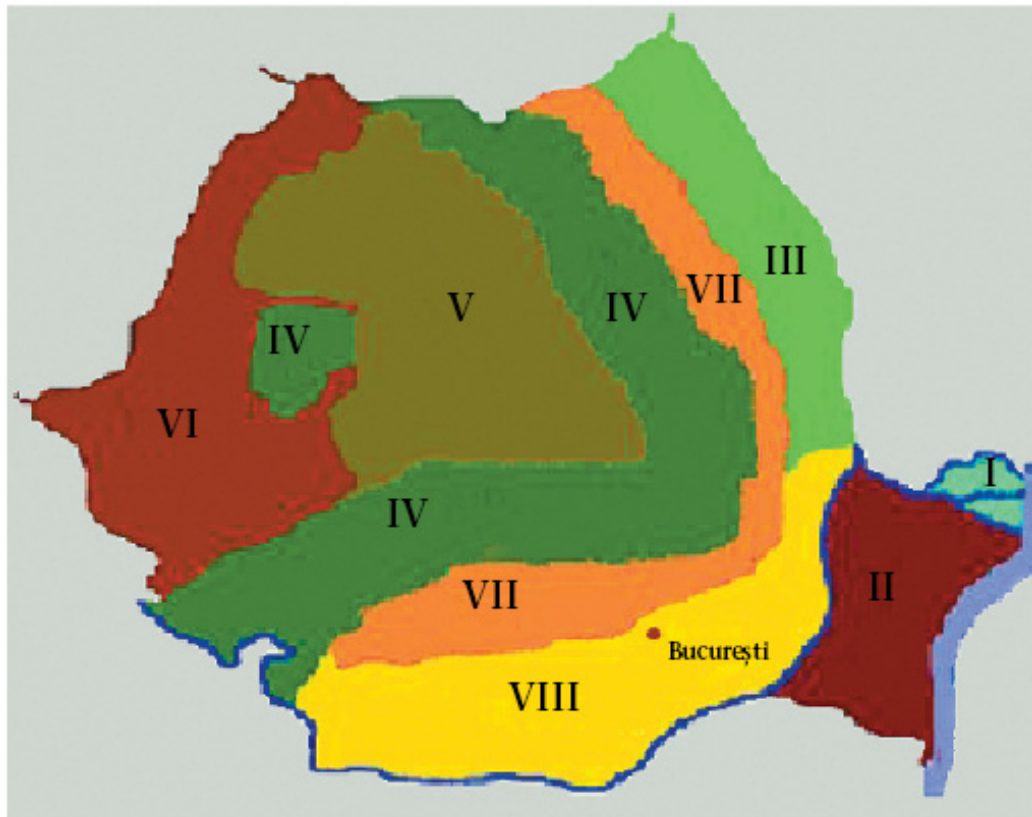
Strategia Energetica Nationala: Potențialul teoretic al Surselor Regenerabile de Energie din România este prezentat in tabelul 1. Potențialul utilizabil al acestor surse este mult mai mic, datorită limitărilor tehnologice, eficienței economice și a restricțiilor de mediu.

**Tabel 1.2** - Potențialul național al surselor regenerabile (Evaluare ICEMENERG)

<b>Sursa</b>	<b>Potential anual</b>	<b>Aplicație</b>
<b>Energie Solară</b>	<b>60 PJ</b> <b>1,2 TWh</b>	<b>Energie termică</b> <b>Energie electrică</b>
<b>Energie Eoliană</b> (potențial teoretic)	<b>23 TWh</b>	<b>Energie electrică</b>
<b>Energie Hidro</b> din care sub 10 MW	<b>36 TWh</b> <b>3,6 TWh</b>	<b>Energie electrică</b>
<b>Biomasa și Biogaz</b>	<b>318 PJ</b>	<b>Energie termică</b> <b>Energie electrică</b>
<b>Energie Geotermală</b>	<b>7 PJ</b>	<b>Energie termică</b>

Potrivit ultimelor evaluări (2007), potențialul hidroenergetic tehnic amenajabil al României este de 36.000 GWh/an din care, raportat la situația actuală a prețurilor din piața de energie se pot valorifica, în condiții de eficiență economică, circa 30.000 GWh/an (potențial economic amenajabil). La finele lui 2006 puterea instalată în centrale hidro era de 6.346 MW, proiecția energetică pentru anul hidrologic mediu fiind evaluată la 17.340 GWh anual. Astfel, gradul de valorificare al potențialului tehnic amenajabil e în prezent de 48%, iar al potențialului economic amenajabil este de 57,8%.

Costuri și beneficii: Cu excepția centralelor hidroelectrice mari, costurile de producere a energiei electrice în unități ce utilizează surse regenerabile sunt în prezent superioare celor aferente utilizării combustibililor fosili, conform Comunicării Comisiei Europene privind promovarea surselor regenerabile de energie, publicată în Dec. 2005. Stimularea utilizării acestor surse și atragerea investițiilor în unități energetice ce utilizează surse regenerabile se realizează prin mecanisme de susținere, în conformitate cu practica europeană.



**Fig 1.3** - Repartizarea potențialului de resurse regenerabile pe teritoriul României Sursa: MEF

**Legenda:**

- I. Delta Dunării (energie solară);
- II. Dobrogea (energie solară și eoliană);
- III. Moldova (câmpie și podiș - microhidro, energie eoliană și biomasă);
- IV. Munții Carpați (IV1 – Carpații de Est; IV2 – Carpații de Sud; IV3 – Carpații de Vest ( biomasă, microhidro));
- V. Podișul Transilvaniei (microhidro);
- VI. Câmpia de Vest (energie geotermală);
- VII. Subcarpații (VII1 – Subcarpații Getici; VII2 – Subcarpații de Curbură; VII3 – Subcarpații Moldovei: biomasă, microhidro);
- VIII. Câmpia de Sud (biomasă, energie geotermală și solară).

**1.1.e) Potențialul energiei regenerabile estimat de către specialiști :**

România poate produce energie din resurse regenerabile mult peste necesitățile imediate și angajamentele impuse de UE, iar până în 2020 resursele alternative ar putea fi de trei ori mai mari față de 2005, a declarat presei, șeful IRE, Jean Constantinescu.



Resursele pe baza de biomasa - potentialul pentru 2020 este de 88,3 TWh. In ceea ce priveste energia geotermala in 2005 au fost folositi 0,4 TWh, iar in 2020 Romania ar putea folosi 1,9TWh.

"De asemenea, in timp ce in 2005 au fost folosite 20,3 TWh produse prin energie hidro, pentru 2020 am putea avea un potential de 40-44 TWh ; gradul de folosire al energie hidro mic e redus, insa in 2020 am putea ajunge la un nivel de folosire de 6 TWh.

Si energia solara este folosita la un nivel scazut, insa in 2020 am putea folosi 17,9 TWh produși de energia solara. La fel si energia produsa de vant este prea puțin folosita, insa in 2020 am putea folosi 23 TWh produși prin energia eoliana", a spus Constantinescu.

La capitolul **Energie Solara, singura investitie dupa 1990 s-a realizat la Mangalia.** Compania Rominservices Therm, care are ca actionari Rompetrol si Consiliul Local Mangalia, a instalat 540 de panouri solare care au dus la scaderea facturii la caldura cu pana la 16% la 660 de apartamente din orasul de la malul marii (date Octombrie 2008). Insa si aceasta investitie din Mangalia, unica pe plan national deocamdata, a fost orientata spre productia de energia termica si nu spre productia de electricitate conectata in SEN, asa incat proiectul propus aici va fi intre proiectele "pionier" din tara.

### **1.1.f) Stimulente financiare prin politici publice dedicate**

Dincolo de „pofa” logica a marilor producatori de energie si in general a capitalului privat de a genera profituri acolo unde piata are deficit de productie energetica - cazul regiunii Balcanilor in general, dar si al Romaniei in special ca stat in dezvoltare majora in deceniile ce urmeaza, politicile national-comunitare de Mediu (Ecologice) au la randul lor un mare rol in acordarea de stimulente si de aici in „canalizarea” si accelerarea investitiilor publice si mai ales private in energia verde.

In aceasta perioada, dupa negocierile si noile angajamente ale statelor lumii (vezi conferinta Copenhaga 2009), dupa evaluarea rezultatele imperfecte ale Protocolului KYOTO 1997, se



impun la nivel mondial noi limite ale poluarii si noi eforturi de eliminare a emisiilor de CO2 ce afecteaza clima planetei, oportunitatea investitiilor in energii regenerabile devine mai actuala decat oricand.

Conform aceleiasi strategii nationale mentionate mai sus, „in ceea ce priveste dezvoltarea durabilă, trebuie remarcat faptul că, în anul 2007, sectorul energetic este, la nivelul UE, unul din principalii producători de gaze cu efect de seră. In cazul neluării unor masuri drastice la nivelul UE, in ritmul actual de evoluție a consumului de energie si la tehnologiile existente în anul 2007, emisiile de gaze cu efect de sera vor creste la nivelul UE cu circa 5% și la nivel global cu circa 55% pana in anul 2030.

Comisia Europeană propune în setul de documente care reprezinta Noua Politica Energetica a UE (cunoscuta ca ”strategia 20 / 20 / 20” ) urmatoarele obiective:

- reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră cu 20% până în anul 2020, în comparație cu cele din anul 1990.
- creșterea ponderii surselor regenerabile de energie în totalul mixului energetic de la mai puțin de 7% în 2006, la 20% din totalul consumului de energie al UE până în 2020;”

Pentru promovarea producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie, in Romania se va aplica sistemul cotelor obligatorii de certificate verzi combinat cu sistemul de comercializare a certificatelor verzi. Cotele obligatorii anuale de certificate verzi sunt de 5,26% pentru 2008, de 6,28% pentru 2009, de 8,3% pentru 2010-2012, de 9% pentru 2013, de 10% pentru 2014 si ajung la 16,8% pentru 2020. Operatorul de transport si sistem va emite lunar producatorilor certificate verzi pentru cantitatea de energie electrica din surse regenerabile de energie produsa si livrata in retea.

Conform cu Legea 139/2010 pentru modificarea Legii 220/2008 privind stimularea producerii de energie din resurse regenerabile, vor fi emise 6 certificate verzi pentru fiecare MWh livrat in retea electrica de producatorii de energie electrica ce valorifica energia solara; 3 certificate pentru energia produsa in centrale hidroelectrice cu puteri instalate de cel mult 10 MW daca centralele sunt noi si 2 certificate pentru fiecare MWh daca centralele sunt



re tehnologizate; 2 certificate până în 2017 și 1 certificat din 2018 pentru fiecare MWh produs și livrat de producătorii de energie eoliană; 3 certificate pentru fiecare MWh produs și livrat din energie din biomasă, biogaz și sursă geotermală.

Având în vedere diferența între stimulentele descrise mai sus în favoarea energiei solare, nu e de mirare că „puterea fotovoltaică totală instalată în UE a înregistrat o continuă creștere în ultimii cinci ani, cu o rată de creștere anuală medie de 70%”.

Locația propusă de prezentul proiect este ideală prin prisma a trei criterii strategice:

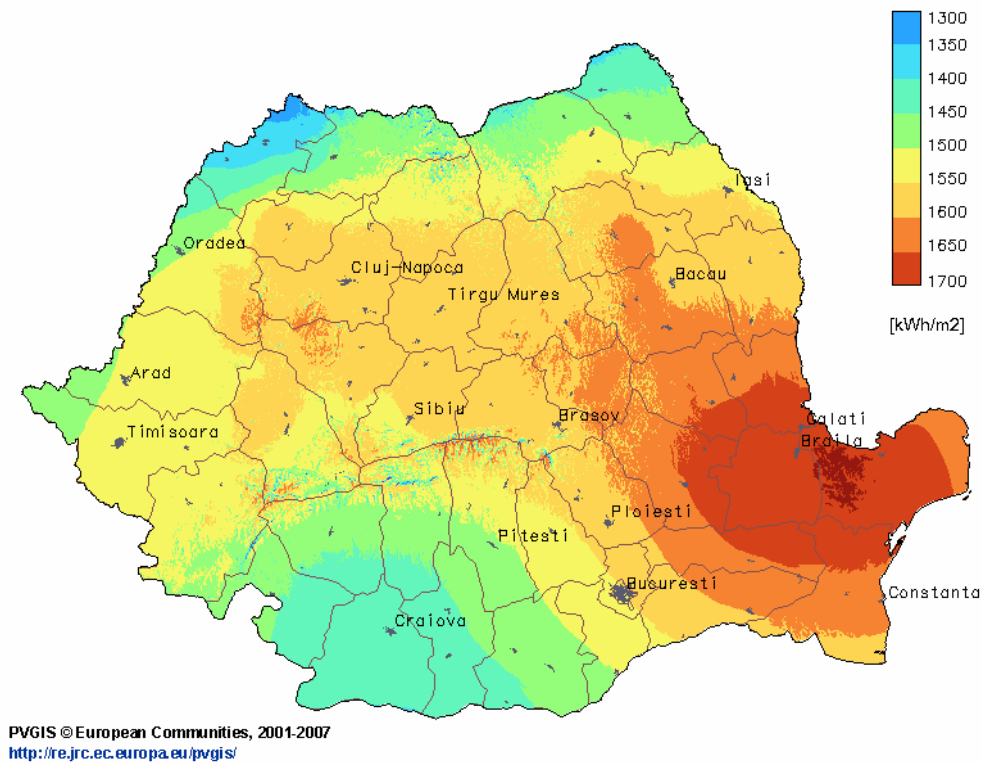
- Zona de potențial solar maxim la nivelul teritoriului României, conform Fig. 1.4 de mai jos. Zona care se află între Baragan și Dobrogea, la intersecția județelor Braila-Ialomita-Tulcea-Constanța.
- Proximitatea nodului energetic Gura Ialomite ce interconectează o sumă de linii de transport ale Transelectica și ale SEN.
- Existența unei linii de distribuție de medie tensiune ce traversează locația la sud. Această linie aeriană poate fi utilizată la racordarea centralei energetice la SEN și injectia energiei produse cu costuri minime.

### **1.1.g) Oportunitatea Investiției - Scopul și importanța obiectivului de investiții;**

Scopul principal al investiției este de a produce energie electrică prin forțe proprii, într-un mod ecologic, pentru a beneficia de avantajele stipulate în Legea 139/2010 pentru modificarea Legii 220/2008 privind stimularea producerii de energie din resurse regenerabile. Investiția va demonstra și capacitățile tehnologice și antreprenoriale locale vrându-se a fi un proiect pilot de creare de plus valoare. Din punct de vedere financiar, se preconizează ca investiția să se recupereze în mai puțin de patru ani. Pe durata primilor patru ani de funcționare, energia produsă se va vinde pe piața de profil și proporțional cu energia electrică produsă folosind sursa solară se vor primi Certificate Verzi, câte șase pentru fiecare MWh produs, ce vor fi valorificate. Prețul de vânzare al energiei nu este unul fix însă istoric, acesta crește, caz în care beneficiile financiare vor spori. Prețul de tranzacționare al Certificatelor Verzi nu este nici el fix însă conform Ministerului Economiei, Comerțului și Mediului de



Yearly sum of global irradiation received by optimally-inclined PV modules  
Romania



**Fig 1.4 - Repartizarea potențialului energetic solar electric pt. orientare optima pe teritoriul României**

Afaceri se estimeaza o valoare medie de cca. 50 Euro. Dupa recuperarea investitiei se poate opta pentru diverse variante de a folosi fondurile suplimentare astfel create intr-un mod util cetateanului ialomitean. Tinand cont de faptul ca aceasta investitie este prima activitate a Consiliului Judetean prin care se produc si nu doar se distribuie fonduri, se sugereaza ca in continuare, dupa primii trei ani, sa se foloseasca o mare parte a fondurilor create, la continua dezvoltare a capacitatii de productie. Avantajele acestui scenariu sunt multiple:

- din punct de vedere financiar
  - o Sistemul fiscal romanesc sprijina reinvestirea profitului prin scutirea de impozit pe dividende si in acest fel fondurile raman in judet;
  - o Reinvestirea intr-un proiect care produce inseamna o productie care creste in mod geometric. In lipsa reinvestirii profitului, productia scade cu aproape 1% anual;



- Necesarul energetic al Consiliului Judetean este estimat la cca. 15 GWh anual. Acesta poate fi acoperit de o instalatie de aproximativ 10MW. In momentul in care Ministerului Economiei, Comerțului și Mediului de Afaceri considera ca producerea energiei electrice din surse regenerabile a fost suficient stimulata si subventiile dispar, devine mai profitabil ca energia produsa sa se foloseasca de catre Consiliul Judetean pentru acoperirea consumului propriu. Pretul de piata al energiei electrice la consumator in prezent este net superior celui de vanzare pe piata de profil si anume 0,47 Lei/kWh vs 0,195 Lei/kWh.
- Prin scenariul de mai sus, in cca. 12 ani de la darea in folosinta a primului modul de 0,5 MW, se poate ajunge la o dimensiune de 10 MW ce confera autonomie energetica Consiliului Judetean Ialomita, a institutiilor din subordine, a comunelor din judet ce primesc transferuri financiare pentru cheltuielile cu energia electrica, iluminat public, etc. si implicit la eliberarea fondurilor destinate in acest scop altor programe benefice cetateanului ialomitean.
- Pe langa avantajeme financiare enumerate mai sus, avantajele economice sunt mai numeroase si cu potential benefic superior deoarece posibilitatile de folosire a fondurilor eliberate sunt fara limite.

Realizarea Parcului Solar Fotovoltaic Ialomita I poate crea fondurile dedicate plății energiei electrice si eliberarea actualelor fonduri in favoarea altor necesități. În concordanță cu politicile naționale și europene, investiția contribuie la atingerea țintei asumate de reducere a poluării, ca si la diversificarea surselor de energie.

Finanțarea Administrației Publice Locale (APL) este de 100% din totalul cheltuielilor. În contextul actual, în care bugetele APL sunt din ce în ce mai restrânse, intregul proiect aduce beneficii nete în ciclul financiar in care este implementat.

Beneficiile aduse de proiect nu sunt doar de natură financiară ci și de natură economică, stintifica și ecologică îmbunătățind la modul general calitatea vieții, virtual pentru întreaga populație a județului, din mediul urban și mai ales din cel rural.





### 1.1.h) Utilitatea publică și modul de încadrare în planurile de urbanism;

Parcurile Solare și-au dovedit utilitatea publică în marea majoritate a țărilor cu economii puternice, pe mai multe fronturi. Energia electrica care devine disponibilă organizațiilor locale prin realizarea acestui obiectiv deschide porțile dezvoltării iluminării publice a satelor și comunelor cu bugete foarte reduse și astfel, dezvoltării economice. Aceasta din urmă devine posibilă prin fondurile suplimentare create anual pe o durata nedeterminată precis dar care poate fi de peste 30 ani. Astfel, devine posibilă direcționarea acestor fonduri către activități finanțate insuficient în beneficiul cetățeanului ialomițean.

În acest moment, solul locației preferate de amplasament al Parcului Solar Ialomița I este nereproductiv, nefolosit și nefolosibil în lipsa unei infuzii substanțiale de fonduri. Solul este de tip sărăturat (solonceac și/sau soloneț), cu un conținut ridicat de săruri minerale ce-i dau caracterul nefavorabil practicării agriculturii. Cele aproximativ 5,5 ha de teren ce urmează a fi folosit reprezintă un procent mic din totalul suprafețelor nefolosibile la nivelul județului. Acest procent mic poate fi doar începutul unui drum către un județ independent din punct de vedere energetic, unui județ mai bine educat ecologic și cu siguranță mai bine dezvoltat.



**Fig. 1.5** – Localizarea parcului fotovoltaic, DN 2A (E 60), km 105, comuna Giurgeni

44° 41' 45" N    27° 49' 44" E



Prin amplasamentul ales se induce o creștere economică a zonei prin activități turistice, educaționale și de cercetare științifică și tehnologică.

Potențialul turistic este amplificat și de existența vestigiilor arheologice ale orasului medieval azi-disparut „Târgul de Floci” (Orasul de Floci), aflate în proximitate.

**1.1.i) Beneficiarul investitiei – si totodata entitatea responsabila cu implementarea investitiei - este Judetul Ialomita reprezentat prin Consiliul Judetean Ialomita, care si-a estimat cu mare atentie consumul de electricitate al tuturor unitatilor proprii si institutiilor publice subordonate sau coordonate, ca si consumul public aferent anumitor comune din judet – cele care primesc subventii sau transferuri de echilibrare de la consiliul judetean, inclusiv pentru factura la electricitate.**

### **1.2. Descrierea investiției**

**a) concluziile studiului de fezabilitate sau ale planului detaliat de investiții pe termen lung (în cazul în care au fost elaborate în prealabil) privind situația actuală, necesitatea și oportunitatea promovării investiției, precum și scenariul tehnico-economic selectat;**

Parcul Solar Ialomița 1 va fi amplasat pe o suprafață ușor neregulată de aproximativ 400m lungime (E-W) și 115 – 160 m latime (N-S), cu o suprafață totală de aproximativ 5,5ha, după cum se poate observa din figura 2.1.

**1.2.a) Principalele funcții pe care parcul solar fotovoltaic le îndeplinește sunt::**

- i. captarea energiei solare,
- ii. transformarea acesteia în energie electrică (curent continuu, tensiune și curent variabile),
- iii. regularizarea energiei electrice (transformarea în curent alternativ cu caracteristici standard),
- iv. furnizarea energiei electrice în Sistemul Energetic Național (SEN),



- v. Echilibrarea SEN prin productie distribuita si capacitate dispescerebila,
- vi. Colectarea de date de profil pentru evaluari superioare a potentialului energetic si o implementare pilot documentata stiintific.

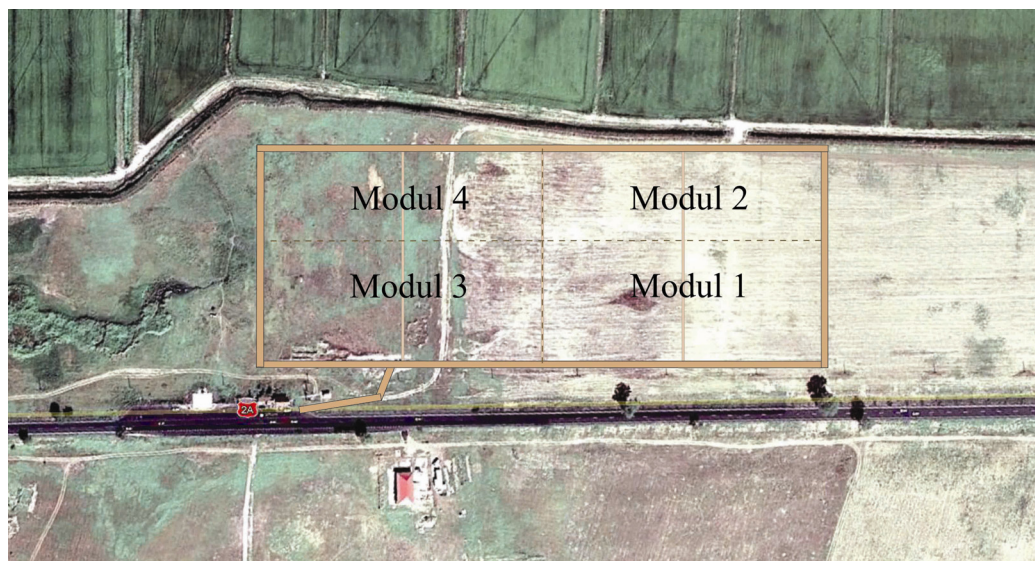


Fig. 2.1 – Schița Parc Solar Ialomita 1

**Captarea energiei solare** se realizează prin intermediul unor celule fotovoltaice. Acestea sunt fabricate din semiconductori, cel mai frecvent pe bază de siliciu - monocristalin policristalin sau amorf. Acestea sunt în principiu diode sau joncțiuni P-N cu suprafață mare, care prin culoarea închisă a materialelor din componență, captează marea majoritate a energiei solare (fotonilor incidenti). O celula fotovoltaica clasica, bazata pe siliciu cristalin produce energie electrica cu o tensiune de aproximativ 0,5 V si un curent proportional cu iradianta, suprafata efectiva si eficienta celulei. Cantitatea de energie electrica produsa de o celula fotovoltaica poate fi influentata de o multitudine de alti factori: tensiunea de la borne, temperatura, etc. Un numar de celule fotovoltaice pot fi conectate in serie si paralel si montate intr-un sistem etans, in general, intre o foaie de sticla securizata si una de Tedlar montate intr-o rama din profil de aluminiu extrudat. O dimensiune populara este de aproximativ 1650mm x 950mm, cu o suprafata de aproximativ 1.5 m<sup>2</sup>. Cu o eficienta obisnuita pentru tehnologia de constructie pe baza de siliciu cristalin de aproximativ 13%, panoul fotovoltaic poate produce in conditii de test standard (STC) aproximativ 200W.



**Transformarea energiei solare în energie electrică** se produce la nivelul jonctiunii P-N și se datorează fotonilor din radiația solară care ciocnesc electronii din banda energetică de valență (starea legată în structura cristalină), transferându-le îndeajuns de multă energie încât aceștia trec în banda energetică de conducție promovând circulația electronilor în direcția dictată de polaritatea jonctiunii. Acest fenomen, cunoscut în literatura de specialitate sub numele de *Efect Fotovoltaic* stă la baza funcționării celulelor fotovoltaice.

Celulele fotovoltaice sunt conectate în serie și paralel sub formă de panouri pentru a realiza puteri ce pot fi folosite în aplicații multiple în funcție de necesități. În cazul de față, panourile au o putere nominală (garantată de producător cu o anumită toleranță).

Panouri sunt conectate în serii cumulând o putere instalată de cca. 2 MW<sub>P</sub> pentru întreaga instalație. Altfel spus, atunci când condițiile sunt similare cu cele standard (STC - standard test conditions) care sunt reprezentate de temperatura celulelor fotovoltaice componente de 25 °C, viteza vântului de 1 m/s, spectrul radiației incidente AM 1.5 și iradianța de 1000 W/m<sup>2</sup>, această instalație produce energie electrică la un nivel de putere de 2 MW. Condiții normale de funcționare nu pot fi similare cu cele standard decât foarte rar astfel ca instalația poate produce la un moment dat mai mult (în condiții de temperatură scăzută, atmosfera uscată și lipsită de aerosoli, albedo apropiat de unitate, în condiții de margine de nor, etc) sau mai puțin decât puterea instalată (în condiții opuse celor precedente).

Energia electrică produsă de panourile de celule fotovoltaice este sub formă de curent continuu (DC) și este neregulată (tensiune și curent variabile), dificil de transportat și folosit. Transformarea energiei electrice într-o formă transportabilă și folosibilă sau **regularizarea energiei electrice**. Regularizarea se realizează cu ajutorul invertoarelor ce transformă energia electrică generată sub forma de curent continuu (CC) în curent alternativ CA ce poate fi furnizată în Sistemul Energetic Național (SEN). Regularizarea, are în total o eficiență medie Euro  $\eta_{\text{euro}}$  de 97,0% și maximă de 98,6%. Eficiența mare se datorează în parte funcționării la tensiuni mari de până la 1000V pe partea de CC care implică pierderi mici pe liniile de conectare și o ajustare permanentă a parametrilor de colectare (Maximum Power Point Tracking - MPPT) pe partea de CC, printr-o transformare foarte eficientă în CA și prin lipsa transformatoarelor intermediare ridicatoare de tensiune pe partea de CA.





În această formă, energia electrică poate fi furnizată în (SEN) pe liniile de distribuție sau medie tensiune (20kV). Din acest moment, energia electrică furnizată poate fi utilizată virtual oriunde în SEN sau chiar în străinătate.

Pentru locația aleasă, 44° 41' 45" N, 27° 49' 44" E, nivelul iradierii solare anuale este foarte aproape de maximumul posibil al României și anume 1.613 din maximum 1.650 kWh/m<sup>2</sup> (Fig. 2.2). (conform cu modelul PVGIS, valorile cele mai actuale la momentul redactării-Noiembrie 2011)

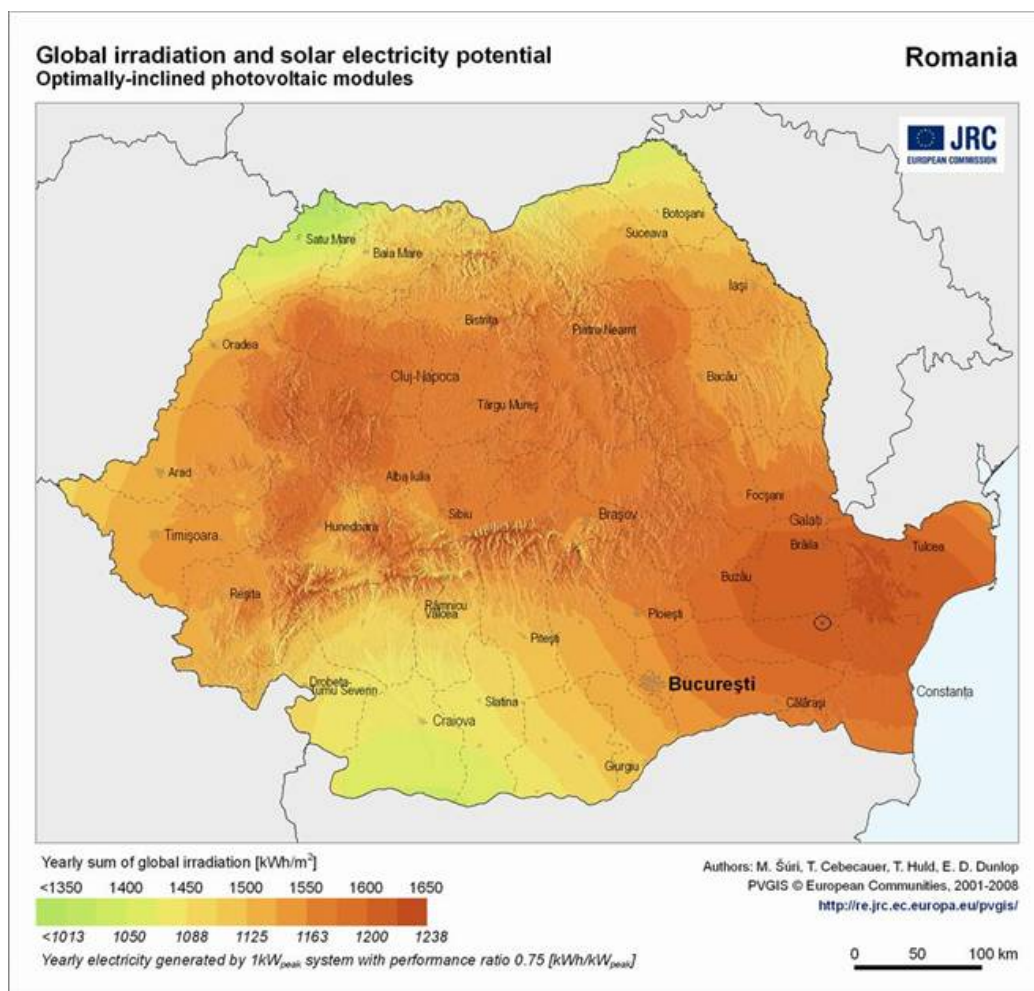


Fig. 2.2 – Potențialul Solar Energetic Anual pentru Panouri Fotovoltaice cu Înclinare Optimă



Parcul Solar Ialomița 1 este amplasat pe un teren ușor neregulat, cu dimensiuni aproximative de 190m lungime și 160 m latime, cu o suprafață totală de cca. 5,5 ha. Orientarea parcelei este aproximativ Est-Vest, cu o înclinare de  $-13^\circ$ . Deși structurile de susținere a panourilor fotovoltaice pot fi montate în așa fel încât panourile să fie orientate optim, respectiv  $-1^\circ$  (unde sud =  $0^\circ$  și est =  $-90^\circ$ ) și înclinate optim ( $30^\circ$  față de orizontală), s-a optat pentru o instalare aliniată cu hotarul parcelei. Astfel, orientarea panourilor fotovoltaice este de  $-13^\circ$  și înclinarea de  $30^\circ$ . Energia solară captată este foarte aproape de cea maximă teoretică, și anume  $1607 \text{ kWh/m}^2$  comparativ cu  $1613 \text{ kWh/m}^2$  (corespunzător orientării optime). În acest fel s-a realizat o utilizare mai mare a terenului și o minimizare a pierderilor pe interconectările de CC recuperându-se pierderea creată de orientarea mai puțin decât optimă.

Rezultatul optimizărilor enumerate mai sus și multor altele este un nivel probabil, evaluat conservativ, al producivității energetice specifice de cca.  $1.500 \text{ kWh} / \text{kW}_p$ . Totalul anual al producției de energie electrică al întregului parc este estimat la cca 3 GWh, suficient pentru aproximativ 750 de locuințe moderne din mediul urban, economisind aproximativ 1700 tone emisii de  $\text{CO}_2$  (emisii ce se produc în absența acestui Parc Solar). Valoarea medie la nivelul României pentru anul 2007 a emisiilor specifice de  $\text{CO}_2$  (care constituie nivelul de referință) este de  $566 \text{ g/kWh}$ , conform documentului “Datele statistice aferente energiei electrice produse în anul 2007 – ANRE”.<sup>1</sup>

Valoarea Energiei electrice produse, la un preț mediu către consumator de  $0,47 \text{ Lei} / \text{kWh}$  (fără TVA) este de aproximativ  $1.400.000 \text{ RON}$  sau cca.  $326.000 \text{ Euro}$  anual. Energia electrică produsă se va vinde la un preț inferior pe piața de energie de cca.  $45 \text{ Euro/MWh}$ . Prin vânzarea producției anuale de 3 GWh, se vor încasa cca.  $45 \times 3008 = 135.360 \text{ Euro}$ . În plus,  $3008 \times 6 = 18024$  certificate verzi vor intra în posesia județului în fiecare an. Valoarea certificatelor verzi (pentru o valoare medie de 50 Euro pe certificat) este de  $18.024 \times 50 = 901.200 \text{ Euro}$ . Estimarea totalului încasărilor anuale devine  $135.360 + 901.200 = 1.036.560 \text{ Euro}$ .

---

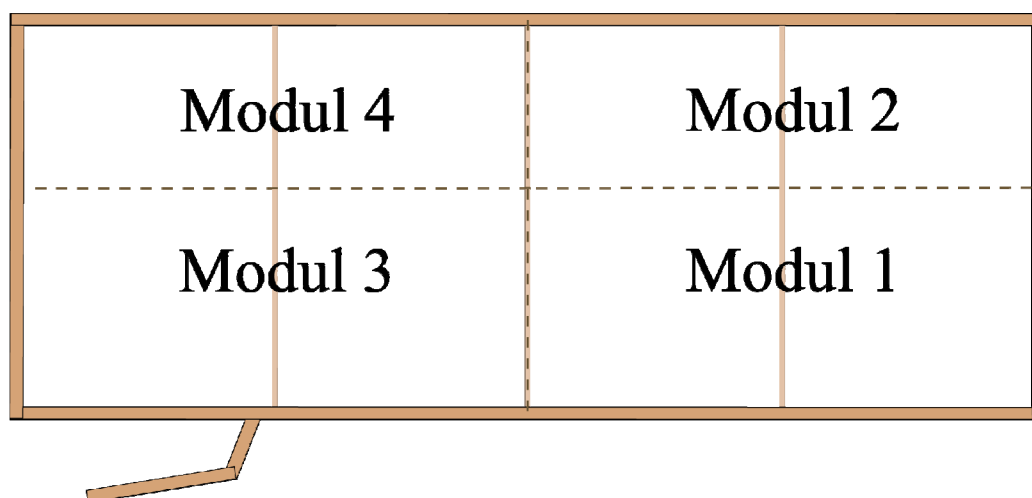
<sup>1</sup> <http://www.anre.ro/informatii.php?id=148>



Generatorul de energie electrică (totalitatea modulelor fotovoltaice) este compus din panouri fotovoltaice montate pe suporturi de profile de oțel protejate împotriva coroziunii. Deși un sistem de montare cât se poate de simplu (și ieftin), s-a dovedit a fi o alegere foarte bună în implementarea altor proiecte similare. Sistemul asigură rigiditate, stabilitate termică și chimică, rezistență la intemperii, încărcările statice și dinamice la care întreaga instalație va fi supusă. Impactul asupra solului este minim, iar dezmembrarea instalației la sfârșitul vieții economice va deranja solul foarte puțin.

Structura de montare asigură o înălțime corespunzătoare a marginii inferioare a panourilor fotovoltaice față de suprafața solului pentru a permite o funcționare optimă în perioadele cu căderi de zăpadă mai mari decât mediile înregistrate.

Locația instalației este aleasă în așa fel încât să maximizeze valoarea investiției prin minimum de cheltuieli colaterale inițiale (drum de acces, linie de racordare de medie tensiune, pregătirea terenului) și maximum de beneficii directe și indirecte. Alegerea locației a ținut cont de mulți factori printre care: potențialul energetic solar, folosirea unei teren nefolosit anterior, distanța față de liniile electrice de transport și distribuție existente, distanța față de căi de acces etc. și a condus la alegerea a probabil celei mai bune locații posibile din Județul Ialomița și din România. Suprafața totală folosită pentru implementarea acestui proiect este de cca. 5,5 ha.

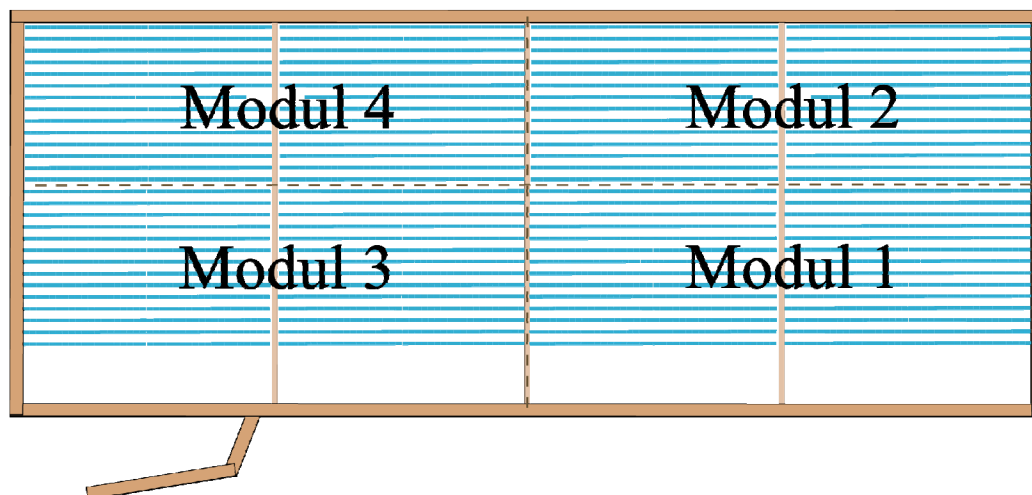


**Fig. 2.3** – Schema de sistematizare a parcului Ialomița 1 - Sistemul de alei, aranjamentul modulelor și perimetrul exterior



La exterior, parcul fotovoltaic este imprejmuat pentru a asigura siguranta cetatenilor si turistilor neinsotiti de personalul parcului si a animalelor salbatice sau ratacite. Perimetrul parcului solar este de aproximativ 1230 m si justifica accesul rapid la orice zona care nu ar fi accesibila in timp util altfel. Intregul design este conceput pentru protectia vizitatorilor si angajatilor non-tehnici ai parcului fotovoltaic avand in vedere tensiunile periculoase care pot ajunge la valori de 1000V in curent continuu si 20kV in curent alternativ. Accesul in interiorul imprejmuirii este permis doar personalului tehnic cu training corespunzator si numai atunci cand accesul este necesar. In conditii normale, parcul fotovoltaic functioneaza fara sa necesite interventia fizica a personalului.

Implementarea parcului fotovoltaic Ialomita 1 se va face in 4 etape prin construirea a 4 module relativ identice, folosind tehnologii, orientare si dispunere spatiala similare. Initial, se va dezvolta Modulul 1 iar la inceputul anului 4 se va construi modulul 2, in anul 6 Modulul 3 si in anul 7 intreaga instalatie va fi completata cu ultimul sfert, modulul 4. Localizarea celor 4 module este prezentata in figura 2.3 si 2.4



**Fig. 2.4** – *Repartizarea sirurilor de structuri de montare a panourilor fotovoltaice*

La interior, structuri de suport al panourilor fotovoltaice sunt construite paralel cu imprejmuirile sudica si nordica, perpendicular pe cele estica si vestica. Structurile sunt construite in asa fel incat panourile fotovoltaice pot fi montate de-a lungul structurii.





**Fig. 2.5** – Sistem de panourilor fotovoltaice interconectate in serie

Orientarea acestor structuri este de  $-13^\circ$  (unde sud este reprezentat de  $0^\circ$  și est de  $-90^\circ$ ) și conferă o înclinare optimă de  $30^\circ$  față de orizontală. Structurile sunt identic construite, modular pentru a putea fi replicate la un cost redus.

Cum scopul major al acestei investiții nu este doar economic, dar și de preservare a mediului înconjurător pentru generațiile viitoare, locația a fost aleasă în așa fel încât să ajute la îmbunătățirea calității solului, care în prezent prezintă un potențial agricol foarte scăzut.

**1.2.b) scenariile tehnico-economice** prin care obiectivele proiectului de investiții pot fi atinse

Scenariile tehnico-economice propuse sunt în număr de două după criteriul bazat pe numărul de module sau capacitatea nominală unitară a acestora și folosirea invertoarelor ce încorporează sau nu transformatorul ridicător de tensiune; Astfel, la Ialomita 1 putem avea:

- a) 4 module generatoare fotovoltaice de cca. 500 kW putere instalată fiecare conectate la 4 invertoare de înaltă eficiență de 500 kW putere instalată nominală furnizând energia electrică direct la parametri corespunzători liniilor de distribuție de medie tensiune (MT), cu o putere nominală totală de 2 MW.
- b) 16 module generatoare fotovoltaice de 125 kW putere instalată, conectate fiecare la propriul inverter de 125 kW putere maximă, fiecare grup de 4 invertoare conectate la un transformator ridicător de tensiune cu o capacitate de transformare de 500 kVA, cu o putere instalată totală de cca. 2 MW.

Dintr-o altă perspectivă tehnică, a puterii nominale a panourilor fotovoltaice, putem avea alte două scenarii, care fiind compatibile cu oricare dintre scenariile pe criteriul anterior se adaugă la primele două, rezultând în final patru scenarii:



- 1) 10.000 panouri fotovoltaice cu putere nominala de 200W, interconectate reprezentand o putere instalată totala de cca. 2 MW<sub>P</sub>.
- 2) 6.666 panouri fotovoltaice de 300W, interconectate reprezentand o putere instalată totala de cca. 2 MW<sub>P</sub>.

Evaluarea financiara a celor doua variante din primului scenariu demonstreaza ca varianta a) este superioara prin incorporarea transformatorului ridicator de tensiune si interconectarilor aferente. In plus, regularizarea energiei se face mai eficient atunci cand transformatoarele sunt fitate cu invertoarele. In consecinta recomandam scenariul tehnic a). Din punctul de vedere al celui de al doi-lea scenariu, varianta 2) aduce o productivitate usor superioara din motive de fitare superioara cu invertoarele din gama de 500kW si consumuri cu materialele structurii de montare mai mici.

**In concluzie, recomandam scenariul tehnic a) 1) bazat pe 4 module generatoare fotovoltaice de 500 kW fiecare realizat cu 4 invertoare de inalta eficienta si folosind 10.000 panouri fotovoltaice de 200W<sub>p</sub> nominal reprezentand o putere instalată de 2 MW<sub>P</sub> pentru întreaga instalație.** Trebuie retinut totusi ca recomandarea este bazata pe situatia pietei la momentul redactarii prezentului studiu (Decembrie 2011) cu mentiunea ca desi mai avantajos in prezent, variatiile de pe piata pot aduce schimbari majore. In cazul in care preturile evolueaza intr-un mod foarte diferit, sau se poate folosi o oportunitate de pe piata de profil, o alta solutie se poate dovedi mai productiva, ieftina sau rapid de implementat.

### **1.2.c) Descrierea constructiva, functionala si tehnologica.**

Termenul fotovoltaic vine din grecescul "phos" ce inseamna lumina si "volt", unitatea de masura pentru potentialul electric (numit dupa Alessandro Volta). Fenomenul fotovoltaic este fenomenul de conversie a luminii in electricitate, respectiv a energiei fotonilor in energie electrica. Cu alte cuvinte inseamna conversia luminii in curent electric. Toate formele radiatiei solare, directa, difuza si reflectata de sol, contribuie la proces. Acest proces are loc la nivelul celulei fotovoltaice (solara) ce poate fi, in functie de structura materialului si tehnologia de fabricare folosite, amorfa, policristalina sau monocristalina. De cele mai multe ori acest material este siliciul. Panourile solare (numite si fotovoltaice pentru a le diferentia



de cele termice) constau din mai multe celule fotovoltaice, conectate electric si de obicei inchise ermetic intre o foaie de sticla si una de tedlar si montate intr-o rama de aluminiu extrudat.

Panourile Foto-Voltaice (PV) sunt construite dintr-un numar de celule solare inseriate si montate sub forma de panouri pentru a fi usor manipulate si conectate. Celulele solare contin o (sau mai multe) jonctiune P-N construita din materiale semiconductoare dopate corespunzator si care expusa la radiatia solara, in urma efectului fotovoltaic prin care fotonul absorbit scoate un electron din banda energetica de valenta (starea legata cristalina) si-l promoveaza in banda energetica de conductie creind o pereche electron-gol si o diferenta de potential, devine o sursa de energie electrica cu o tensiune de  $\sim 0.55V$  si un current care depinde de suprafata jonctiunii (celulei solare) si alti factori. Curentul produs scade cu cresterea temperaturii si creste cu iradianza si suprafata celulei fotovoltaice (mai multi fotoni produc mai multe perechi electron-gol).

Puterile instalate ale panourilor fotovoltaice variaza in functie de aplicatie si pot fi de la cativa mW (folosite la ceasuri de mana, calculatoare de buzunar etc...) pana la cca. 300W sau mai mult. Energia electrica produsa este sub forma de curent continuu si pentru un panou fotovoltaic anume ea variaza functie de iradianza solara (cantitatea de energie solara absorbita de unitatea de suprafata de panou in unitatea de timp), temperatura celulelor, vechime etc.

Mai multe module solare impreuna cu alte componente (cabluri de conectare pentru curent continuu, cutii de interconectare, invertoare, cabluri de conectare de curent alternativ, transformatoare...) pot forma un sistem fotovoltaic.

Tehnologia bazata pe siliciu cristalin (mono sau poli) este preferata in general deoarece este una matura, ofera module cu eficiente relativ mari, preturi de achizitie medii-scazute si garantii de productivitate de 80% din valoarea nominala la 25 ani de folosire. Modulele bazate pe aceasta tehnologie, cu puteri nominale de cca 200W, sunt o varianta populara printre fabricantii din domeniu. Orientarea panourilor fotovoltaice este importanta si in general trebuie sa fie orientate catre sud (in emisfera nordica), inclinate la un unghi usor mai mic decat latitudinea locatiei. In cadrul evaluarii detaliate a potentialului energetic solar



electric realizata s-a optat pentru o orientare de  $-13^\circ$  si o inclinare de  $30^\circ$ . Panourile fotovoltaice pot fi instalate pe un sistem de stalpi, barne orizontale si verticale formand un stelaj sau pe alta structura care sa asigure stabilitate, rigiditate structurala, etc. Structurile modulare ofera libertate dimensionala de proiectare. O serie de astfel de structuri constituie un modul generatorul.

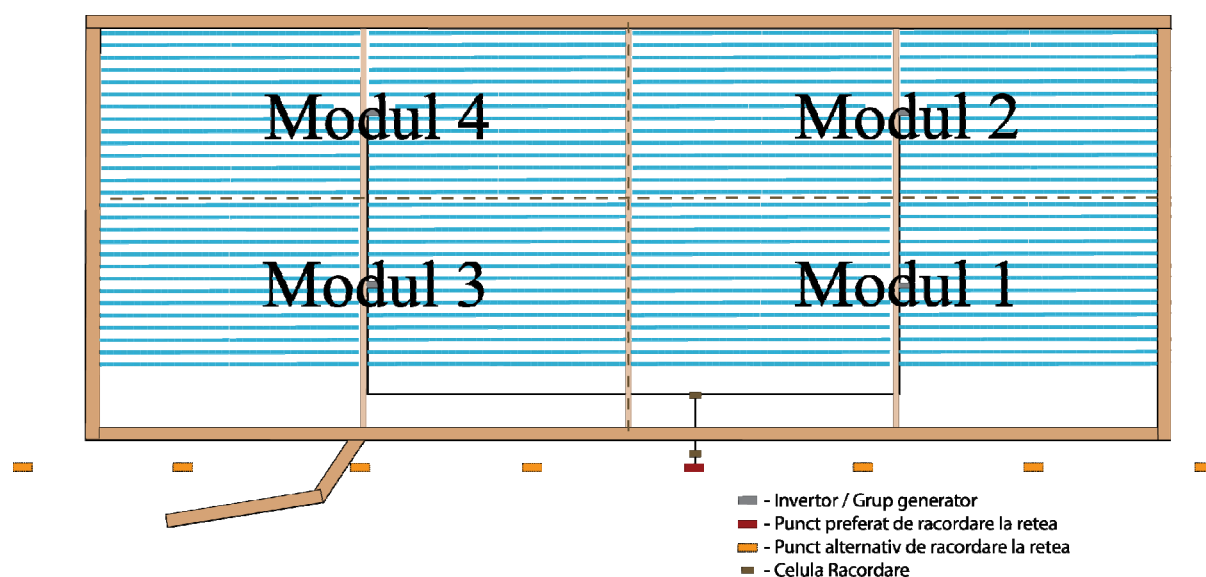


Fig. 2.6 – Schita instalatiei propuse

O alta componenta importanta a sistemului fotovoltaic o reprezinta invertorul ce transforma energia electrica produsa de generator din curent continuu in curent alternativ, o conditioneaza si pregateste calitativ pentru livrarea in sistemul energetic national (SEN). Piata internationala de invertoare ofera o varietate mare de produse care in marea lor majoritate sunt destinate utilizatorilor caznici si nu se preteaza la conditiile si dimensiunile instalatiei avute in vedere aici. Fabricantii de invertoare de mare putere cu experienta de zeci de ani si produse ce si-au dovedit deja fiabilitatea, calitatea, siguranta in folosire etc, pot fi enumerati pe degetele de la o mana. Invertoarele disponibile pe piata, au dimensiuni relativ fixe (de ex. 100, 200, 250, 400, 500, 630, 750, 800, 1000, 1250 kW). In varianta constructiva aleasa, invertoarele au o capacitate nominala de 500 kW dar pot, pentru scurte perioade de timp sa functioneze la o capacitate de 600 kW. Folosind varianta modulara a structurilor de panouri fotovoltaice, multiplicata, se poate virtual fita orice invertor cu un multiplu de structuri de generare pentru a asigura dimensiunea dorita si aduce o serie de avantaje si



economii in implementare (financiare, de planificare, construire, productivitate, economii de scara etc).



**Fig 2.7 – Exemple Parcuri Solare Fotovoltaice in domeniul MW**  
(Arizona SUA sus si Germania jos)

In urma investigatiilor facute in domeniul variantelor constructive si tehnologice bazate pe disponibilitatea, experienta anterioara dobandita in domeniu, sustenabilitatea si maturitatea tehnologiei, fezabilitatea financiar-economica etc, sistemul fotovoltaic propus este compus din 10.000 panouri fotovoltaice si 4 invertoare de 500 kW putere maxima, cablurile de



conexiune necesare (CC si CA) si contor de energie electrica produsa. Puterea instalata este de cca. 2 MW<sub>p</sub>.

## **1.3 Date Tehnice ale investiției**

### **1.3.a) Zona și amplasamentul**

România, Judetul Ialomița, Comuna Giurgeni, sola 899, parcela 1 si 4

Coordonate Amplasament: 44° 41' 44" N                      27 ° 49' 51" E

DN 2A / E60 km 105, extravilanul comunei Giurgeni

### **1.3.b) Statutul juridic al terenului care urmează să fie ocupat**

Teren in proprietatea privata a Județului Ialomița - Consiliul Județean Ialomița.

În prezent, acesta face parte din categoria terenurilor agricole neproductive, cu destinație de pășunat, fiind liber de orice sarcini.

### **1.3.c) Situația ocupărilor definitive de teren: suprafața totală, reprezentând terenuri din intravilan /extravilan**

Teren extravilan in suprafata compacta totala de 5,5 hectare, fara utilitate agricola in prezent. Solul locației preferate de amplasament al Parcului Solar Ialomița 1 este neproductiv, nefolosit și nefolosibil în lipsa unei infuzii substanțiale de fonduri. Solul este de tip sărăturat (solonceac și/sau soloneț), cu un conținut ridicat de săruri minerale ce-i dau caracterul nefavorabil practicării agriculturii prin cultivare.

In prezent parcela studiata se afla intr-o zona de teren folosita pentru pasunat cu un caracter relativ omogen. Este marginita:

- la sud de drumul national DN 2 A (E60) si o unitate de alimentatie publica;
- la nord de un canal de irigatii





- la est de un teren la dispozitia Comisiei Locale cu folosinta similara parcelei studiate
- la vest de drumul de exploatare De-899/2 si teren cu folosinta similara parcelei studiate

Nu se intrevad tendinte de dezvoltare urbana in zona.

Propunerea pe care o facem pentru amplasarea unui Parc solar fotovoltaic, pe sola 899, parcela 1 si 4, se incadreaza in contextul prezentat mai sus si nu depaseste proportiile si volumele imobilelor din zona.

#### **d) Studii de teren**

In cadrul prezentului studiu de fezabilitate s-a considerat ca fiind suficient de precis planul de amplasament al solei si parcelei locatiei alese pentru implementare ce contine repere de referinta in sistem de referinta national. Precizia masuratorilor efectuate in cadrul realizarii planului de amplasament este indeajuns de buna pentru scopul propus. S-au facut evaluari conservative ale necesarului de lucrari de sistematizare pentru a compensa lipsa studiului topografic. S-a tinut cont de faptul ca elevatia instalatiei de colectare a radiatiei solare nu este sensibila la variatii de domeniul catorva metri.

Deasemenea s-a inspectat vizual locatia de amplasare si s-a constatat lipsa oricaror constructii sau amenajari, altele decat linia electrica aeriana (LEA) de medie tensiune (MT) ce traverseaza parcela prin sudul acesteia. De fapt, prezenta LEA a fost considerata ca aducand un avantaj major implementarii proiectului prin costurile de racordare mult reduse implicate. Mentionam ca pe piata romana, pretul de contruire a unei linii electrice aeriene de medie tensiune se ridica la aproximativ Euro 20.000 / km. S-a luat in considerare de asemenea pozitia proiectata a gardului de imprejmuire al instalatiei fata de LEA si de axul drumului national si european pentru a fi in concordanta cu noile reglementari in vigoare.

Studiul geotehnic al suprafetei de implementare a proiectului a fost realizat. S-a tinut cont de inaltimea maxima a structurilor si ca domeniul de incarcari preconizate va fi unul ordinar. S-au folosit si harti si date ale zonei in general. Recomandarile studiului geotehnic pentru fundare si consolidari sunt incluse in Anexa E.



În prezent, terenul are potențial agricol foarte scăzut. Prin implementarea proiectului se va produce energie electrică folosind energia regenerabilă solară, printr-un proces total nepoluant prin intermediul celulelor fotovoltaice. Această energie ar fi produsă, în absența proiectului, conform mix-ului producției energetice românești, într-o proporție mare, prin arderea unui combustibil fosil, în centrale termoelectrice pe baza de carbune, petrol sau gaze naturale, producând gaze cu efect de seră și/sau poluante ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{NO}_x$ , ).

Impactul proiectului asupra mediului ambiant se cuantifică și prin cantitatea economiilor de emisii de  $\text{CO}_2$  înregistrată într-un an (exprimate în tone echivalente  $\text{CO}_2$ ), rezultată în urma implementării proiectului RES, în raport cu cazul de referință în care nu s-ar fi implementat proiectul. Situația de referință reprezintă situația alternativă prin care s-ar asigura alimentarea cu energie a obiectivului prevăzut în proiect din surse convenționale de energie, în cazul în care soluția RES nu s-ar adopta.

Pentru calculul emisiilor de  $\text{CO}_2$  se utilizează factorii de emisii denumiți și emisii specifice (în g/kWh). Având în vedere prevederile “Regulamentului de etichetare a energiei electrice furnizate la consumatori” emis de către ANRE<sup>2</sup> în anul 2004, producătorul are obligația de a calcula emisiile de  $\text{CO}_2$  luând în considerare structura surselor primare folosite în propria instalație pentru producerea de energie electrică.

Parametrii luați în calcul pentru calcularea economiei de emisii:

- puterea instalată a generatorului 1MW;
- numărul echivalent de ore de funcționare la capacitate maximă anual 1504h;
- mixul de energie-procentual 100% RES;
- factori de emisii 0.

$$Emisii_{\text{CO}_2} = E_{\text{produsa}} \times \sum_{i=1}^n x_i e_i$$

Energia electrică produsă de parcul solar fotovoltaic este produsă 100% din RES și are un factor de emisii nul. În consecință, emisiile de  $\text{CO}_2$  în procesul generării energiei electrice în acest caz sunt zero.

---

<sup>2</sup> <http://www.anfee.ro/legislatie/RegulamentDeEtichetareAEnergiei.pdf>





Cantitatea de energie produsa anual este produsul dintre puterea instalata a generatorului si numarul echivalent de ore de functionare la capacitate maxima anual.

$$E_{produsa} = P_{instalata} \cdot t$$

$$E_{produsa} = 2000[kW] \cdot 1504[kWh / kW] = 3.008.000kWh = 3,008GWh$$

Valoarea medie la nivelul Romaniei din 2007 a emisiilor specifice de CO<sub>2</sub> (care constituie nivelul de referinta) este de 566g/kWh, conform documentului “Datele statistice aferente energiei electrice produse in anul 2007 – ANRE”.<sup>3</sup>

Utilizand nivelul de referinta de 566g/kWh, se poate calcula economia anuala de emisii ca fiind produsul dintre cantitatea de energie produsa in cadrul proiectului (in kWh) si valoarea medie a emisiilor specifice:

$$CO_{2\text{ economie emisii anuale}} = 3,008GWh \cdot 566 \frac{g}{kWh} \approx 1700\text{tone}$$

Locatia de implementare a proiectului are o suprafata aproximativa de 5,5 ha. Majoritatea acestei suprafete va fi insamantata si tratata in sensul promovarii cresterii plantelor locale si cosite la intervale de timp potrivit nevoilor. In evaluarea de fata nu se evalueaza cantitativ CO<sub>2</sub> absorbit de vegetatie dar se evidentiaza efectul pozitiv adus mediului si imbunatatirii potentialului agricol al solului in vederea folosirii lui in acest scop la sfarsitul vietii proiectului.

Implementarea intregului proiect se va face avand in vedere protejarea mediului:

- Sistematizarea este mentinuta la minimum pentru a prezerva flora nativa;

---

<sup>3</sup> <http://www.anre.ro/informatii.php?id=148>



- Gardul de împrejmuire a instalatiei este construit cu un minimum de fundare a stalpilor pentru o deranjare minima a solului;
- Gardul de imprejmuire permite accesul la interiorul al micilor mamifere native pentru a se bucura de vegetatie si adapost dar previne accesul mamiferelor mari sau animalelor domestice ce ar fi in pericol de electrocutare si ar pune in pericol buna fuctionare a instalatiei;
- Daunele provocate de un posibil incendiu sunt minimizezate prin adoptarea celor mai stringente masuri de prevenire si prin dotarea intregii instalatii cu un numar suficient de instingtoare specifice instalatiilor electrice, folosirea de materiale cu rezistenta mare la foc si/sau care nu promoveaza dezvoltarea indendiului;
- Structurile de montare a panourilor fotovoltaice, printr-un impact minim asupra solului, permit insamantarea plantelor native locatiei pe apropape toata suprafata implementarii proiectului;
- Pe perioada constructiei, se aplica masuri specifice de management al deseurilor si al ambalajelor;
- Pe perioada exploatarii, prezenta si impactul umane sunt mentinute la minim;
- La sfarsitul vietii tehnologice a proiectului, sunt prevazute defaectarea si colectarea tuturor materialelor folosite in constructie si redarea solului in circuitul agricol la un potentia substantial marit comparativ cu cel actual.

O.U. nr.68/2007 privind răspunderea de mediu cu referire la prevenirea și repararea prejudiciului asupra mediului, este o corespondenta in sistemul romanesc de drept a Directivei Europene 2004/35/CE privind raspunderea pentru mediul inconjurator in legatura cu prevenirea si repararea daunelor aduse mediului. "Textul european este foarte important in sistemul juridic comunitar, intrucat dezvolta prevederi exprese ale Tratatului Comunitatii Europene (art. 174-176 TCE), consacrand doua principii comunitare: principiul **poluatorul plateste** si principiul **dezvoltarii durabile**".

Operatorul (CJ Ialomita) are in vedere certificarea ISO 14001:2004 a operatiunii de productie de energie electrica dupa perioada de implementare. Certificatul ISO 14001:2004



da cerintele pentru un management ecologic al sistemelor si este relevant pentru organizatiile ce doresc sa functioneze intr-o maniera sustenabila din punc de vedere al mediului.

S-a efectuat studiul aprofundat de evaluare a potentialului energetic solar electric al locatiei deoarece a fost considerat determinant pentru evaluarea investitiei si a proiectului de implementare a parcului solar fotovoltaic la locatie aleasa.

## BILANȚ TERITORIAL

Pentru fiecare din cele 4 module suprafata totala a panourilor fotovoltaice este de aproximativ 4.000 m<sup>2</sup>. Panourile fotovoltaice si structura de sustinere aferenta sunt inclinate la un unghi de 30° fata de orizontala. Proiectia pe suprafata orizontala este de cca. 3.500 m<sup>2</sup>. Cresterea ierbii este incurajata si protejata in regiunile acoperite permitand o iluminare suficienta. Se poate considera astfel ca intreaga suprafata de teren, mai putin aleile de acces, fundatiile invertoarelor, cabinei de paza, depozitului de parti de schimb si sectiunea totala a membrilor de sustinere a structurii (aproximata la 45 m<sup>2</sup>) este zona verde.



**Fig 3.1** – Parcuri Solare Fotovoltaice incurajand cresterea ierbii

<i>1b ZONA ACOPERITA</i>	<i>3.500 MP</i>	<i>25,36%</i>
1 ZONA CONSTRUITA	22 MP	0,16%
2 ZONA VERDE	10.913 MP	79,08%



3 ALEI SI PARCAJE	2.865 MP	20,76%
SUPRAFATA TERENULUI	13.800 MP	100%

### 1.3.e) Evaluarea Potentialului resursei regenerabile

Coordonatele locației: DN 2A/E60 km 105      44° 41' 45" N      27° 49' 44" E

Metodologia determinării/evaluării potențialului energetic

Întelegerea mișcării soarelui este esențială unui design de sistem de captare a energiei solare, al alegerii locației potrivite pentru panourile fotovoltaice. Traectoria soarelui poate fi ușor descrisă cu ajutorul diagramei solare.

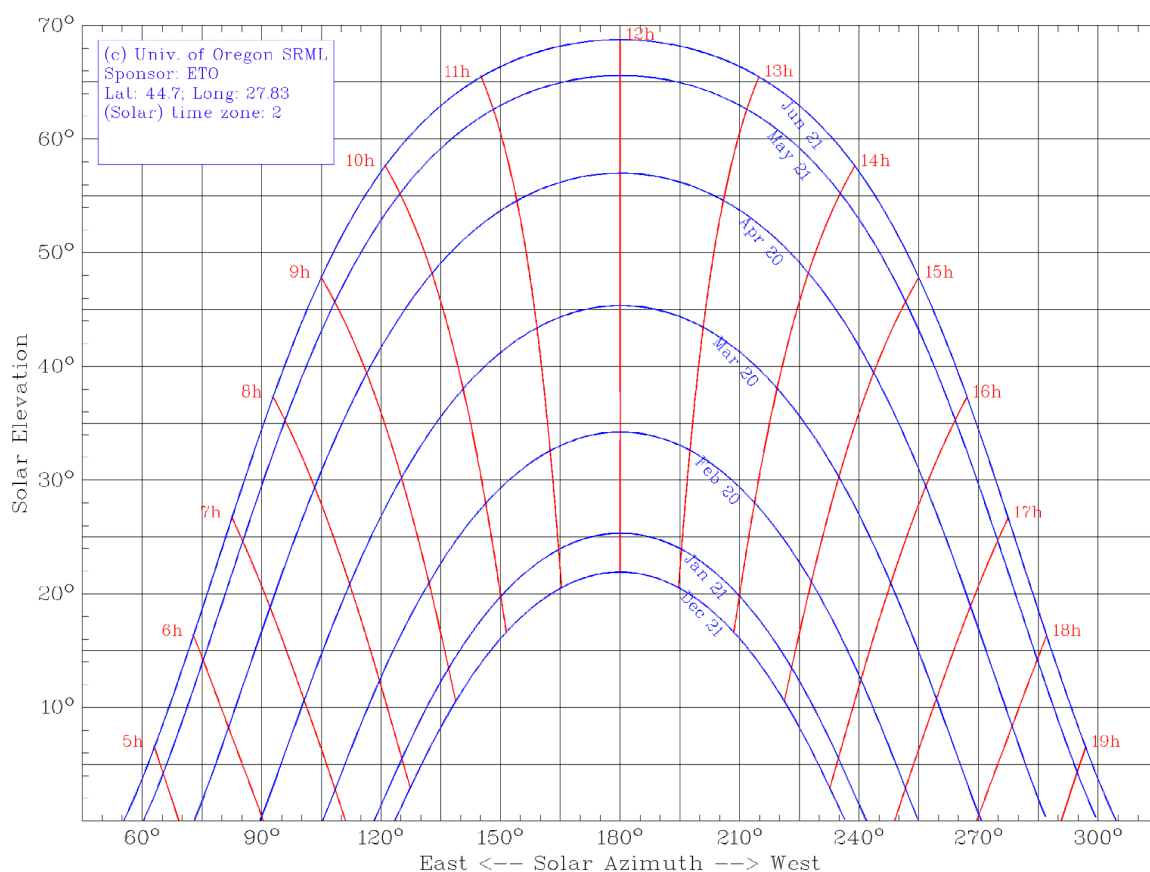


Fig 3.2 – Diagrama solara a locatiei



Cei mai importanti parametri geometrici ce descriu relația soare-pământ includ declinația  $\delta$ , înălțimea soarelui  $\alpha$  și azimutul solar  $\Phi$ . Acești parametri se definesc prin:

$$\delta = 23.45 \cdot \sin\left(\frac{360 \cdot (284 + n)}{365}\right)$$

$$\alpha = \arcsin(\sin L \sin \delta + \cos L \cos \delta \cosh)$$

$$\Phi = \arcsin\left(\frac{\cos \delta \sinh}{\cos \alpha}\right)$$

Un prim pas a constat în evaluarea potențialului energetic solar electric la nivelul județului Ialomița. În baza acestei evaluări și a inventarului suprafețelor de teren din posesia județului, s-a procedat la alegerea unei locații care ar aduce beneficii suplimentare proiectului și care ar beneficia de implementarea unui astfel de proiect. Considerând cele de mai sus, s-a ales ca locație a proiectului studiat aici o solă de teren din proprietatea privată a județului Ialomița, localizată la nord de drumul național DN 2A / European E60, km 105. Beneficiile aduse de această locație sunt:

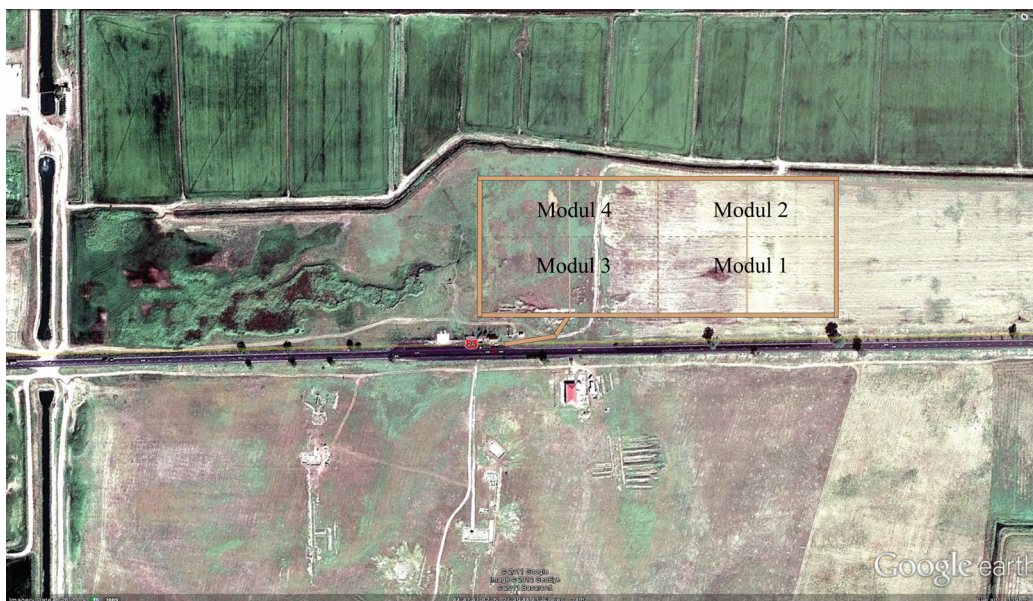
- a. Costuri minime de racordare la SEN prin linia electrica aeriană (LEA) de distribuție de medie tensiune (MT) ce traversează solă prin partea de sud a acesteia eliminand nevoia de a fi construita;
- b. O expunere solară aproape maximă prin orientarea panourilor fotovoltaice aproximativ către sud (geografic) și o înclinare la unghiul optim de maximizare a producției anuale de energie electrică de 30°;
- c. Acces înlesnit de învecinarea cu drumul national și drumul de exploatare deja existente;

Proiectul, prin implementarea sa, nu este beneficiarul unidirectional al alegerii acestei locații. Reciproca este deasemenea adevărată. Locația în care proiectul va fi implementat, va beneficia masiv prin avantajele aduse acestei zone:

- d. Creșterea nivelului de înțelegere al populației în legătură cu sursele de energie regenerabilă prin vizibilitatea maximă oferită turistilor în trafic pe drumul



- European sau opriți la popasul turistic, vizitatorilor casei muzeale și sitului arheologic „Orașul de Floci” și monumentului lui Mihai Viteazul;
- e. Terenul are în prezent un potențial agricol aproape nul. Pe timpul vieții parcului solar, solul va fi cultivat cu vegetație locală pentru a mări în timp, potențialul agricol prin micșorarea conținutului mineral nociv și creșterea conținutului organic. La sfârșitul vieții proiectului, după defoliație, terenul va fi relativ ușor de integrat în circuitul agricol;
  - f. Potențialul turistic al zonei evidențiat prin situl arheologic și casa muzeală „Orașul de floci”, monumentul de comemorare al lui Mihai Viteazul și popasul turistic alăturat va beneficia printr-o creștere a interesului turistic, educațional și științific pentru această zonă.
  - g. Atât pe perioada de implementare cât și pe cea de exploatare, se vor crea locuri de muncă pentru populația din zonă și nu numai. Pe perioada implementării vor fi necesari specialiști cu calificări și nivel educațional înalt și foarte înalt dar și nivele scăzute iar pe perioada de exploatare va fi nevoie de un număr moderat pentru a asigura operarea și mentenanța proiectului în condiții optime.



**Fig 3.3 – Locația și plasamentul parcului solar**





Pentru a produce o evaluare financiara, economica si tehnica a proiectului, este necesara o analiza cat mai precisa a potentialului energetic solar electric pentru locatia aleasa de Judetul Ialomita. Analiza se poate face prin studierea datelor meteorologice si climatologice pentru locatia aleasa. Posibilitatea masurarii efective a parametrilor importanti in evaluarea potentialului energetic solar electric la locatia proiectului a fost descalificata din start din motiv de timp insuficient avut la dispozitie pentru realizarea acestui studiu. Intervalul de timp alocat realizarii studiului a fost de mai putin de o luna iar prin comparatie, o perioada minima de masuratori necesare pentru o evaluare este de cel putin un an.

Lipsa datelor obtinute din masuratori concrete efectuate la locatia proiectului a fost mai mult decat compensata prin obtinerea si folosirea de date climatologice obtinute din surse alternative si pe o perioada de timp extinsa. Datele ca atare nu reprezinta o valoare importanta pana cand nu sunt sortate, interpretate, evaluate si modelate pentru a crea informatie utila evaluarii. In analiza realizata s-au avut in vedere sursele de date si modelele pe baza carora s-a facut evaluarea, tinand cont de erorile de masurare si interpolare si intregul proces prin care aceste date au fost obtinute. Datele folosite provin din doua categorii majore, in functie de tipul masuratorilor:

- Masuratori directe efectuate de statiile meteorologice permanente de la sol;
- Masuratori efectuate de sateliti cu orbita geostationara sau polara cu instrumente specializate.

Sursele de date cele mai importante folosite in evaluarea potentialului energetic solar electric pentru acest proiect sunt:

1. **NASA SSE (HOMER)** – O arhiva de parametri meteorologici si energie solara, disponibili global la o rezolutie de  $1^{\circ} \times 1^{\circ}$ , determinati prin masuratori efectuate de peste 200 de sateliti disponibili la <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/> pentru o perioada incepand cu 1964;
2. Arhiva **WRDC** (World Radiation Data Centre) a Organizatiei meteorologice mondiale (**World Meteorological Organization**) disponibili la <http://wrdc-mgo.nrel.gov/> pentru perioada 1964-1993;
3. **European Commission** – Joint Research Center - Photovoltaic Geographical Information System (**PVGIS**) disponibil la <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/index.htm> -



o baza de date si modele ce contin parametri de iradiere solara la sol pentru aplicatii solar electrice cu montare pe acoperis.

4. Baza de date **HelioClim-3 Database of Solar Irradiance v2** a *MINES ParisTech - Armines (France)* disponibila la <http://www.helioclim.org/>

Aceste surse de date folosesc algoritmi si modele complexe de determinare a parametrilor meteorologici pentru o locatie anume prin metode de validare a masuratorilor prin satelit cu masuratorile de la sol, interpolarea lor prin metode diferite si calcularea valorilor iradiantei si iradierii cu precizie foarte buna. Metoda preferata pentru acest studiu de evaluare a potentialului energetic solar electric este de a folosi modelul *r.sun*, folosit de Joint Research Center al Comisiei Europene prin sistemul informatic geografic fotovoltaic (PVGIS). PVGIS, folosind modelele *r.sun* si *s.volrst* estimeaza componentele directa, difuza si globala ale iradiantei solare in conditii de cer transparent si cer real pe suprafete orizontale sau inclinate la o rezolutie de 1x1 km.

Calculul iradierii totale zilnice [ $\text{Wh/m}^2$ ] se face prin integrarea valorilor iradiantei [ $\text{W/m}^2$ ] calculate la intervale de timp de 15 min de-a lungul zilei. Pentru fiecare pas al integrarii, se iau in considerare acoperirea cu nori, umbrirea produsa de diverse obstacole de teren (ex. munti, dealuri) calculate din modelul digital topografic. Precizia modelarii valorilor PVGIS in baza de date versus datele meteorologice introduse in calcul este data de o valoare de 8.9  $\text{Wh/m}^2$  (0.3%) a erorii MBE si de 118  $\text{Wh/m}^2$  (3.7%) a RMSE cu valori maxime ale erorilor in lunile de iarna.

In cadrul validarii modelului prin comparatie cu datele direct observate la statiile meteorologice din Romania apropiate de locatia aleasa (Fetesti, Harsova si Slobozia in vecinatate si Constanta, Bucuresti, Braila), se observa ca valorile produse de model subvalueaza nivelul de iradiere si implicit productia de energie electrica cu aproximativ 7%. Concluzia importanta folosita din aceasta observatie este ca datele furnizate de PVGIS pot fi folosite cu incredere in procesul de evaluare al potentialului si se pot astepta productii energetice mai mari decat prognozate, in medie, cu 7%.



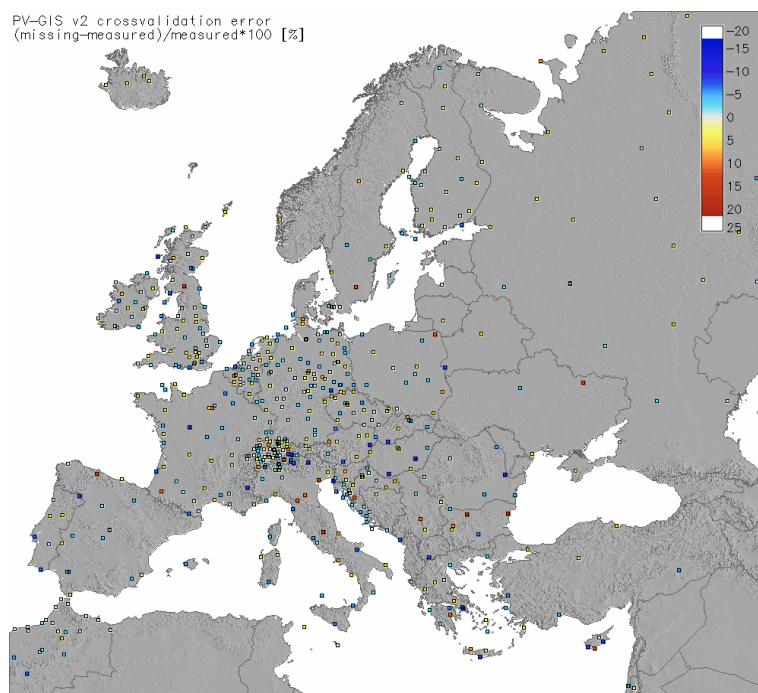


Fig. 3.4 – Eroarea de validare incrucisata PVGIS v2

Conform PVGIS, orientarea si inclinarea optime pentru locatia aleasa a panourilor fotovoltaice sunt  $-1^\circ$  (unde sud =  $0^\circ$  si est =  $-90^\circ$ ) respectiv  $30^\circ$  fata de orizontala. Pentru orientarea si inclinarea optime, iradierea in planul panourilor fotovoltaice, conform aceleiasi aplicatii este:

**Tabel 3.5** – Iradierea lunara, zilnica si medie pentru locatia aleasa

Locatia: $44^\circ 41' 42''$ Nord, $27^\circ 49' 39''$ Est, Elevatia: 5 m a.s.l,		
Cel mai apropiat oras: Tandarei, Romania (14 km distanta)		
Inclinarea modulelor: $35.0^\circ$ (optima)		
Orientarea (azimut) modulelor: $-1.0^\circ$ (optima)		
<b>Iradierea in planul panourilor fotovoltaice pentru:</b>		
<b>Inclinare = <math>30^\circ</math>, Orientare = <math>-1^\circ</math> (sud = <math>0^\circ</math>; est = <math>-90^\circ</math>)</b>		
Luna	Iradiere lunara (kWh/m <sup>2</sup> )	Iradiere zilnica (kWh/m <sup>2</sup> )
Ianuarie	67	2.2
Februarie	86	3.1
Martie	129	4.1
Aprilie	151	5.0
Mai	186	6.0



Luna	Iradiere lunara (kWh/m <sup>2</sup> )	Iradiere zilnica (kWh/m <sup>2</sup> )
Iunie	180	6.0
Iulie	191	6.2
August	193	6.2
Septembrie	165	5.5
Octombrie	134	4.3
Noiembrie	73	2.4
Decembrie	57	1.8
<b>Media anuala</b>	<b>134</b>	<b>4.4</b>
Iradiere anuala totala (kWh/m <sup>2</sup> )		<b>1613</b>

(sursa datelor: PVGIS)

Aceasta valoare a fost gasita ca fiind conservativa, cu 3,91% mai mica decat cea din modelul NASA SSE si 7% mai mica decat cea evaluata prin modelul Helio Clim-3 care estimeaza o valoare de aproximativ 1676 respectiv 1719 kWh/m<sup>2</sup> si de estimarile anterioare ale PVGIS, dupa cum se poate observa din harta prezentata de PVGIS anterior (pana in mai 2009):

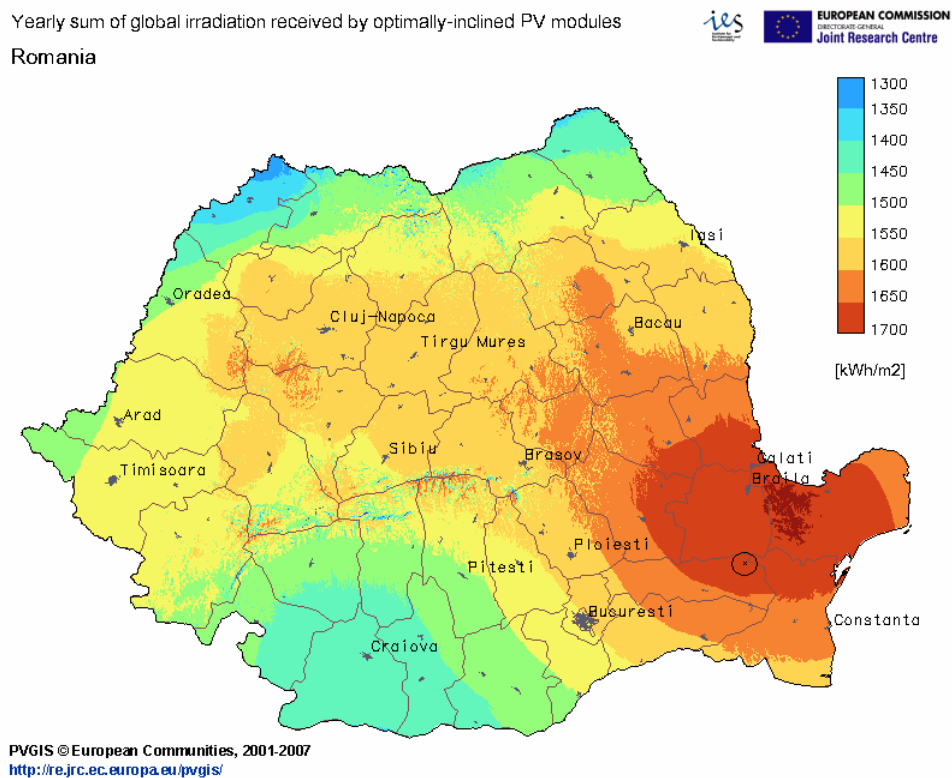
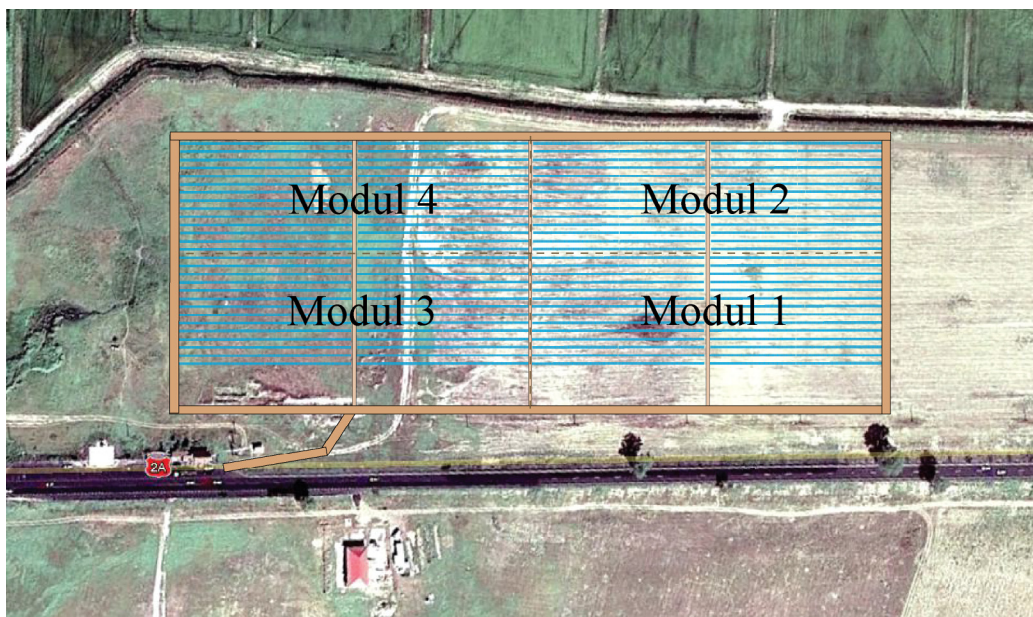


Fig. 3.6 – Suma anuala a iradierii globale incidenta pe panouri fotovoltaice orientate optim

Parcela aleasa pentru implementarea proiectului studiat nu are o orientare optima. Orientarea acesteia este de aproximativ  $-13^\circ$ . Desi orientarea sirurilor de panouri fotovoltaice se poate face la unghiul optim de  $-1^\circ$ , s-a verificat pierderea implicata de o orientare la  $-13^\circ$  ce ar oferi o mai buna folosire a terenului si minimizarea pierderilor pe cablurile de o lungime mai mica.



**Fig. 3.7** – Amplasarea si orientarea sirurilor de panouri fotovoltaice

Conform aceleiasi aplicatii, PVGIS, pentru o orientare a panourilor fotovoltaice de  $-13^\circ$ , inclinarea optima fata de orizontala se mentine la valoarea de  $30^\circ$  iar valorile lunare pentru iradierea in planul panourilor fotovoltaice sunt:

**Tabel 3.8** – Iradierea lunara, zilnica si medie pentru locatia aleasa

<b>Iradierea in planul panourilor fotovoltaice pentru:</b>		
<b>Inclinare = <math>30^\circ</math>, Orientare = <math>-13^\circ</math> (sud = <math>0^\circ</math>; est = <math>-90^\circ</math>)</b>		
<b>Luna</b>	<b>Iradiere lunara (kWh/m<sup>2</sup>)</b>	<b>Iradiere zilnica (kWh/m<sup>2</sup>)</b>
Ianuarie	67	2.1
Februarie	85	3.0
Martie	128	4.1
Aprilie	151	5.0
Mai	186	6.0



Luna	Iradiere lunara (kWh/m <sup>2</sup> )	Iradiere zilnica (kWh/m <sup>2</sup> )
Iunie	181	6.0
Iulie	191	6.2
August	192	6.2
Septembrie	164	5.5
Octombrie	133	4.3
Noiembrie	72	2.4
Decembrie	56	1.8
<b>Media anuala</b>	<b>134</b>	<b>4.4</b>
Iradiere anuala totala (kWh/m <sup>2</sup> )		<b>1607</b>

Valoarea cumulata anuala a iradierii este cu 6 kWh/m<sup>2</sup> mai mica, echivalenta cu o pierdere de 0,37%. S-a determinat ca aceasta pierdere este compensata prin minimizarea pierderilor pe cablurile de interconectare de curent continuu si ca varianta de aliniere a intregii instalatii la limitele parcelei sunt preferabile astfel incat orientarea sirurilor de panouri fotovoltaice va fi de -13° iar inclinarea lor de 30° fata de orizontala. Diferenta minima de doar 0,37% se explica prin tendintele de innorare din perioadele de dupa amiaza (cand iradierea difuza este preponderenta si orientarea nu conteaza) si astfel, pe perioadele senine de dimineata se capteaza energia solara mai eficient.

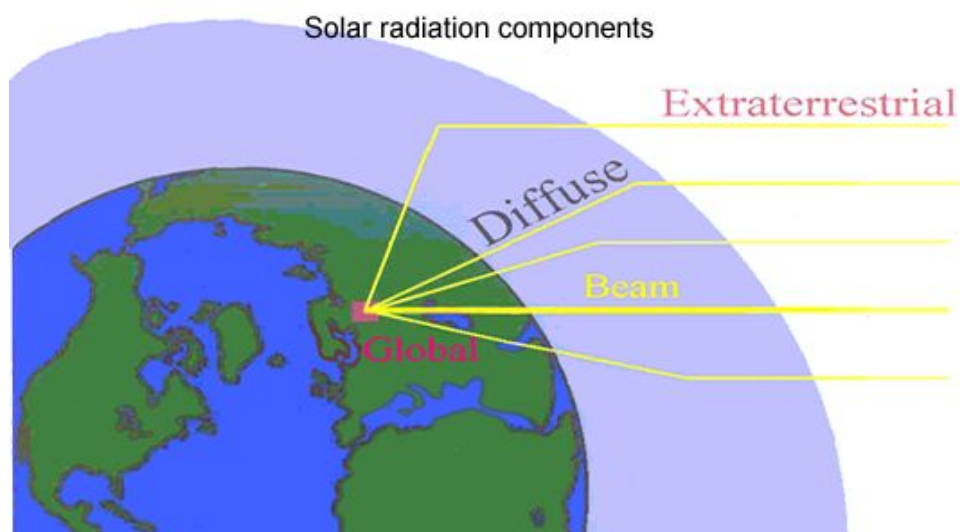


Fig. 3.9 – Componentele radiatiei solare pe o suprafata orizontala



Modelul de evaluare al productiei de energie electrica solara PVGIS tine cont de foarte multi factori de geometrie a traiectoriei solare, a reliefului locatiei si factori meteorologici ca acoperirea cu nori, albedo, atenuarea radiatiei solare la traversarea atmosferei (linke turbidity). Un factor foarte important in functionarea celulelor fotovoltaice, ce nu este considerat intr-un mod corespunzator, este temperatura acestora. Producatorii de panouri fotovoltaice ofera o caracterizare a acestora ce include puterea nominala in conditii de test standard (STC – standard test conditions) care sunt o temperatura a celulelor fotovoltaice componente de 25 °C, un spectru al radiatiei incidente AM (air mass) 1.5 si o iradiana de 1000 W/m<sup>2</sup>. Producatorii de panouri fotovoltaice folosesc coeficienti de caracterizare termica a productiei de energie electrica pentru a oferi posibilitatea evaluarii acesteia in conditii diferite de cele standard. Coeficientul cel mai important este  $\alpha_p$ . Pentru tehnologia de fabricare bazata pe siliciu cristalin (mono sau policristalin), acest coeficient are o valoare de aproximativ  $\alpha_p = -0.47\%$  ceea ce se traduce prin faptul ca la o temperatur panourilor cu 1 °C peste STC, se inregistreaza o scadere a puterii produse cu 0.47%. Acesta este valabila atat pentru temperaturile de peste, cat si sub 25 °C.

Conditiiile de functionare ale unei instalatii nu pot fi identice cu cele standard de testare a panourilor fotovoltaice si nici complet identice cu cele luate in considerare de modelul de evaluare folosit (PVGIS). In consecinta, se justifica o analiza a ipotezelor modelului de evaluare si eventual adaptarea lui la conditiile concrete ale locatiei alese. Un parametru important al conditiilor specifice locatiei este viteza vantului care, in aceasta zona, are o medie multianuala de aproximativ 5 m/s. Acesta ajuta la o mai buna racire a panourilor fotovoltaice si implicit o productivitate mai mare. Modelul PVGIS considera ca instalatia este una de tipul celor montate pe acoperisul unei cladiri si nu ofera posibilitatea modificarii factorului de pierderi cauzate de temperatura panourilor fotovoltaice. Implicit, s-a vizat o reevaluare a acestor pierderi in conditiile concrete ale locatiei si tipului de constructie alese.

Modelul PVGIS a furnizeaza, de exemplu, pentru o zi tipica din luna ianuarie, urmatorul set de date:



<b>Time [dec h]</b>	<b>Global Irr. clear sky [W/m<sup>2</sup>]</b>	<b>Global Irradiance [W/m<sup>2</sup>]</b>	<b>Beam Irradiance [W/m<sup>2</sup>]</b>	<b>Diffuse Irradiance [W/m<sup>2</sup>]</b>	<b>Reflected Irradiance [W/m<sup>2</sup>]</b>	<b>Tempe- rature [°C]</b>
7.63	145	64	33	31	0	-2.3
7.88	228	98	51	46	1	-2.2
8.13	321	136	70	66	1	-2.0
8.38	396	165	88	75	1	-1.8
8.63	466	191	105	84	1	-1.6
8.88	530	215	121	92	2	-1.4
9.13	588	236	136	99	2	-1.3
9.38	641	256	149	105	2	-1.1
9.63	689	273	161	111	2	-0.9
9.88	731	289	171	115	2	-0.8
10.13	768	302	181	119	2	-0.6
10.38	800	314	189	122	3	-0.5
10.63	825	323	195	125	3	-0.4
10.88	846	330	200	127	3	-0.2
11.13	860	336	204	129	3	-0.1
11.38	869	339	207	130	3	0.0
11.63	872	341	207	130	3	0.1
11.88	870	340	207	130	3	0.3
12.13	862	338	205	130	3	0.4
12.38	849	334	202	129	3	0.4
12.63	830	328	197	128	3	0.5
12.88	807	320	191	126	3	0.6
13.13	778	310	184	124	3	0.7
13.38	744	299	175	121	3	0.8
13.63	706	286	166	118	3	0.8
13.88	663	271	155	114	2	0.9
14.13	616	255	143	109	2	0.9
14.38	565	236	131	104	2	0.9
14.63	510	217	117	98	2	1.0
14.88	452	196	103	91	2	1.0





Time [dec h]	Global Irr. clear sky [W/m <sup>2</sup> ]	Global Irradiance [W/m <sup>2</sup> ]	Beam Irradiance [W/m <sup>2</sup> ]	Diffuse Irradiance [W/m <sup>2</sup> ]	Reflected Irradiance [W/m <sup>2</sup> ]	Tempe- rature [°C]
15.13	392	173	88	83	2	1.0
15.38	330	150	73	75	1	1.0
15.63	266	125	58	66	1	1.0
15.88	202	99	42	56	1	1.0
16.13	131	69	28	40	1	0.9
16.38	75	44	16	28	0	0.9

PVGIS poate estima productia de energie electrica la o locatie, orientare si inclinare a panourilor fotovoltaice prestabilite. In aceasta estimare, modelul evalueaza temperatura panourilor fotovoltaice folosind temperatura mediului ambiant, radiatia directa, difuza si reflectata si capacitatea panoului de a se raci. Daca pentru instalatii mici, aceasta evaluare poate fi indeajuns de precisa, pentru cazul studiat, aceasta trebuie reevaluata prin considerarea altor factori importanti. In conditii standard, folosite in general in cazul caracterizarii panourilor fotovoltaice, viteza vantului nu este considerata. La locatiei proiectului studiat, viteza medie multianuala a vantului in conditiile de campie intinsa fara vegetatie inalta este de 5 m/s. Viteza vantului este un factor important in determinarea temperaturii modulelor care in schimb afecteaza productia in sensul ca productia creste cu scaderea temperaturii. Alti factori suplimentari sunt directia vantului si umiditatea aerului. Conform cercetarilor intreprinse de un grup de cercetatori de la Photovoltaic Testing Laboratory, Arizona State University in colaborare cu National Renewable Energy Laboratory si articolului publicat si prezentat la NCPV and Solar Program Review Meeting 2003, *Photovoltaic module thermal/wind performance: Long-term monitoring and model development for energy rating*, un model simplu de evaluare a temperaturii panourilor fotovoltaice a fost prezentat. Acesta consta dintr-o ecuatie empirica cu trei sau cinci factori si fost validat cu o precizie buna. Modelul cu trei factori este la fel de precis ca si cel cu cinci si foloseste ca date de intrare temperatura mediului ambiant, iradiana solara, viteza vantului si patru coeficienti ce depind de tehnologia foloasta la constructia panourilor. Pentru cazul celulelor fotovoltaice bazate pe Siliciu cristalin, acest model este reprezentat prin urmatoarea ecuatie:





$$T_{panou} (^{\circ}C) = 0,942 \cdot T_{ambient} + 0,028 \cdot Irradianta - 1,509 \cdot V_{vant} + 3,9$$

Folosind acest model s-a calculat temperatura panourilor fotovoltaice si s-a adaugat setului de date o noua coloana, temperatura panourilor fotovoltaice.

Time	Global Irr. clear sky (W/m2)	Global Irradiance (W/m2)	Beam Irradiance (W/m2)	Diffuse Irradiance (W/m2)	Reflected Irradiance (W/m2)	Temperature (deg. C)	Module Temp
7.63	145	64	33	31	0	-2.3	-2.3
7.88	228	98	51	46	1	-2.2	-2.2
8.13	321	136	70	66	1	-2.0	-2.0
8.38	396	165	88	75	1	-1.8	-1.8
8.63	466	191	105	84	1	-1.6	-1.6
8.88	530	215	121	92	2	-1.4	-1.4
9.13	588	236	136	99	2	-1.3	-1.3
9.38	641	256	149	105	2	-1.1	-1.1
9.63	689	273	161	111	2	-0.9	-0.9
9.88	731	289	171	115	2	-0.8	-0.8
10.13	768	302	181	119	2	-0.6	-0.6
10.38	800	314	189	122	3	-0.5	-0.5
10.63	825	323	195	125	3	-0.4	-0.4
10.88	846	330	200	127	3	-0.2	-0.2
11.13	860	336	204	129	3	-0.1	-0.1
11.38	869	339	207	130	3	0.0	0.0
11.63	872	341	207	130	3	0.1	0.1
11.88	870	340	207	130	3	0.3	0.3
12.13	862	338	205	130	3	0.4	0.4
12.38	849	334	202	129	3	0.4	0.4
12.63	830	328	197	128	3	0.5	0.5
12.88	807	320	191	126	3	0.6	0.6
13.13	778	310	184	124	3	0.7	0.7



Time	Global Irr. clear sky (W/m <sup>2</sup> )	Global Irradiance (W/m <sup>2</sup> )	Beam Irradiance (W/m <sup>2</sup> )	Diffuse Irradiance (W/m <sup>2</sup> )	Reflected Irradiance (W/m <sup>2</sup> )	Temperature (deg. C)	Module Temp
13.38	744	299	175	121	3	0.8	0.8
13.63	706	286	166	118	3	0.8	0.8
13.88	663	271	155	114	2	0.9	0.9
14.13	616	255	143	109	2	0.9	0.9
14.38	565	236	131	104	2	0.9	0.9
14.63	510	217	117	98	2	1.0	1.0
14.88	452	196	103	91	2	1.0	1.0
15.13	392	173	88	83	2	1.0	1.0
15.38	330	150	73	75	1	1.0	1.0
15.63	266	125	58	66	1	1.0	1.0
15.88	202	99	42	56	1	1.0	1.0
16.13	131	69	28	40	1	0.9	0.9
16.38	75	44	16	28	0	0.9	0.9

In continuare, cunoscand iradianța, temperatura panourilor fotovoltaice și faptul că puterea produsă depinde liniar de temperatura modulelor printr-un coeficient de temperatură (notat cu  $\alpha_p$  în literatura de specialitate), se poate calcula puterea produsă la fiecare moment al zilei din setul de date. Pentru un panou fotovoltaic construit cu celule din siliciu cristalin,  $\alpha_p \approx -0,44 [\%/^{\circ}C]$ . Aceasta se traduce printr-o scădere a puterii produse cu 0.44% atunci când temperatura panoului crește cu 1 °C comparativ cu condițiile standard de test (STC) de caracterizare a panourilor fotovoltaice. STC sunt reprezentate de o temperatură a celulelor fotovoltaice de 25 °C, iradianța de 1000W/m<sup>2</sup> și un spectru al radiației AM (air mass) 1,5. În consecință, puterea produsă poate fi calculată mult mai precis ca fiind:

$$P_{DC} [Wh / m^2] = (Iradianta_{directa} + Iradianța_{difuză} + Iradianța_{reflectată}) \cdot (1 - \alpha_p \cdot (25 - T_{panou}))$$

sau



$$P_{DC} [Wh/m^2] = Irradianta_{globala} \cdot (1 - \alpha_p \cdot (25 - T_{panou}))$$

Folosind acest model s-a calculat puterea produsa de panourile fotovoltaice si s-a adaugat setului de date o noua coloana, P<sub>dc</sub> [Wh/m<sup>2</sup>]. Ca urmare, setul de date luat ca exemplu pentru o zi tipica din luna ianuarie devine:

Time	Global Irr. clear sky (W/m <sup>2</sup> )	Global Irradiance (W/m <sup>2</sup> )	Beam Irradiance (W/m <sup>2</sup> )	Diffuse Irradiance (W/m <sup>2</sup> )	Reflected Irradiance (W/m <sup>2</sup> )	Temperature (deg. C)	Module Temp	P <sub>DC</sub> (Wh/m <sup>2</sup> )
7.63	114	55	25	30	0	-2.4	-2.4	64.1
7.88	184	85	41	44	1	-2.2	-2.2	99.0
8.13	268	120	58	62	1	-2.1	-2.1	139.7
8.38	338	148	75	71	1	-1.9	6.3	166.6
8.63	406	174	92	80	1	-1.7	7.2	195.2
8.88	470	198	108	89	2	-1.5	8.0	221.3
9.13	530	220	123	96	2	-1.3	8.8	245.1
9.38	587	241	137	102	2	-1.2	9.5	267.7
9.63	638	260	150	108	2	-1	10.2	288.0
9.88	686	277	161	113	2	-0.8	10.9	305.9
10.13	728	292	172	117	2	-0.7	11.4	321.8
10.38	766	305	182	121	3	-0.5	12.0	335.4
10.63	798	317	190	124	3	-0.4	12.4	348.0
10.88	825	326	197	126	3	-0.3	12.7	357.3
11.13	847	334	202	128	3	-0.1	13.2	365.5
11.38	864	339	207	130	3	0	13.4	370.6
11.63	875	343	209	131	3	0.1	13.6	374.6
11.88	881	345	211	131	3	0.2	13.7	376.6
12.13	881	345	211	131	3	0.3	13.8	376.4
12.38	875	343	209	131	3	0.4	13.9	374.2
12.63	864	339	207	130	3	0.5	13.9	369.8
12.88	847	334	202	128	3	0.6	13.8	364.5
13.13	825	326	197	126	3	0.7	13.7	355.9
13.38	798	317	190	124	3	0.8	13.5	346.3
13.63	766	305	182	121	3	0.8	13.2	333.7
13.88	728	292	172	117	2	0.9	12.9	319.8



Time	Global Irr. clear sky (W/m <sup>2</sup> )	Global Irradiance (W/m <sup>2</sup> )	Beam Irradiance (W/m <sup>2</sup> )	Diffuse Irradiance (W/m <sup>2</sup> )	Reflected Irradiance (W/m <sup>2</sup> )	Temperature (deg. C)	Module Temp	P <sub>DC</sub> (Wh/m <sup>2</sup> )
14.13	686	277	161	113	2	0.9	12.5	303.9
14.38	638	260	150	108	2	0.9	12.0	285.8
14.63	587	241	137	102	2	1	11.6	265.4
14.88	530	220	123	96	2	1	11.0	242.9
15.13	470	198	108	89	2	1	10.4	219.2
15.38	406	174	92	80	1	1	9.7	193.1
15.63	338	148	75	71	1	1	9.0	164.8
15.88	268	120	58	62	1	0.9	0.9	138.0
16.13	184	85	41	44	1	0.9	0.9	97.8
16.38	114	55	25	30	0	0.9	0.9	63.3
							<b>Total</b>	<b>2414.26</b>

Prin integrarea valorilor ultimei coloane P<sub>DC</sub> calculate la intervale de timp de 15 minute de-a lungul zilei, se obtine valoarea energiei zilnice produse de panourile fotovoltaice in [Wh/m<sup>2</sup>]. Ca urmare, de-a lungul unei zile tipice din ianuarie, productia de energie electrica va fi de 2414,26 Wh.

Trebuie remarcat ca eficienta de transformare a panourilor fotovoltaice nu a intrat in discutie pana aici. Ea poate varia destul de mult in cazul celulelor fotovoltaice cristaline din siliciu (11-20%). Eficienta afecteaza doar necesarul de suprafata de panouri fotovoltaice pentru a obtine puterea instalata totala propusa. In schimb, s-a folosit puterea instalata a panourilor, vizandu-se energia specifica generata. Energia specifica este energia generata de unitatea de putere instalata, in cazul exemplificat mai sus, pentru o zi tipica din luna ianuarie, 1kW<sub>P</sub> (cateva panouri fotovoltaice cu puterea nominala cumulata de 1000 watt) produce 2414,26 Wh  $\approx$  2,41 kWh. Urmarind acelasi fir logic, cum luna ianuarie dureaza 31 zile, productia specifica din aceasta luna este  $\approx$ 74,84kWh/kW<sub>P</sub> (2414,26 x 31/1000).

Calculare similare s-au condus pentru intregul an si o sinteza a rezultatelor este prezentata mai jos (Rezultatele complete lunare se gasesc in anexa A):



Ian	Feb	Mar	Apr	Mai	Iun	Iul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Total
74.84	91.99	134.49	154.23	183.15	175.10	182.76	183.29	161.29	134.98	77.08	61.71	1615

Aceste rezultate confirma media anuala si totalul anual propuse de modelul PVGIS, ne luand in considerare influenta vitezei vantului in evaluarea potentialul energetic electric cu o precizie forte buna.

Procesele de productie, transport si transformare a energiei se fac cu eficiente (randamente) subunitare si se impune evaluarea acestor pierderi si gasirea solutiei tehnice ce ofera pierderi minime. Aceste pierderi sunt datorate in cea mai mare parte:

- a. reflexiei radiatiei solare pe suprafata panourilor si implicit pierderii potentialului de a capta aceasta radiatie si a o transforma in energie electrica;
- b. auto-umbrii sirurilor de panouri fotovoltaice in perioada lunilor de iarna cand unghiul de incidenta a razelor solare este foarte ascutit;
- c. caderilor de tensiune pe cablurile de transport de curent continuu, de la sursa, panourile fotovoltaice si pana la invertoare;
- d. eficientei invertoarelor de transformare a energiei electrice din curent continuu in curent alternativ si apoi de ridicare a tensiunii pana la valoarea de 20 kV;
- e. caderilor de tensiune pe cablurile de transport de curent alternativ de la invertoare pana la punctul de racordare si contorizare a energiei electrice injectate in SEN.
- f. tolerantei puterii nominale a panourilor fotovoltaice ce variaza in functie de producator, clasa de calitate, tehnologia de fabricare in limite mari, de la  $-10 \div 0\%$  pana la  $0 \div 2.5\%$ .

Evaluarea pierderilor enumerate mai sus:

- a. conform PVGIS si validata de celelalte modele este de aproximativ 2.9%;
- b. designul instalatiei s-a facut avand in vedere acest lucru si distanta dintre sirurile de structuri ce sustin panourile fotovoltaice confera pierderi minime datorate autoumbrii considerand simultan pierderile pe cablurile de curent continuu ce cresc cu cresterea distantei dintre siruri si printr-o schema de conectare separata a sirurilor de pe aceeasi structura de sustinere (vezi anexa descriind teoria si calculele) – aproximativ 0.2%;



- c. conform legii lui Ohm  $U = I \cdot R$ , caderea de tensiune este proportionala cu rezistenta electrica a cablurilor si curentul electric transportat. Aceeasi cantitate de energie electrica poate fi transportata la diverse tensiuni si implicit curenti electrici. Pierderea de energie la transport depinde de curentul electric si rezistenta circuitului, in particular a cablurilor:  $P = I^2 \cdot R$ . Curentul electric poate fi minimizat prin alegerea unei tensiuni maxime a circuitului. Conform normelor in vigoare, tensiunea maxima este de 1000V. In consecinta, designul generatorului fotovoltaic include un sir de panouri fotovoltaice conectate in serie ce produce energia electrica la o tensiune de maximum 950V (oferind o marja de protectie de 5% pentru inverter) in conditiile de temperatura minima si iradiana maxima inregistrate la locatia aleasa, oferind in acest fel valori minime ale curentului electric. Rezistenta cablurilor electrice a fost deasemenea optimizata aleganduse cabluri cu rezistivitate redusa (aria sectiunii mare) avand in vedere cresterea pretului acestora cu sectiunea. Aceste pierderi au fost evaluate la aproximativ 0,1%;
- d. invertoarele au functia principala de a colecta energia electrica generata de panourile fotovoltaice sub forma de curent continuu, la punctul de putere maxima de pe diagrama I-V a circuitului si a o transforma in energie electrica cu caracteristici conformi injectiei (furnizarii) in SEN. Invertoarele cele mai performante utilizate in acest domeniu pot avea eficiente maxime de 98.6% si Euro eta ( $\eta$ ) de aproximativ 97%. In designul instalatiei s-au considerat invertoare de inalta eficienta si deci pierderile sunt estimate la aproximativ 3%;
- e. urmarind aceeasi logica ca la punctul c., invertoarele folosite furnizeaza energia electrica sub forma de curent alternativ la parametri corespunzatori liniilor de distributie de tensiune medie (TM) de 20 kV. Distantele de transport s-au mentinut minime prin alegerea locatiei (liniile de MT traverseaza parcela ). Acestea confera pierderi insignifiante.
- f. In designul instalatiei s-au folosit panouri fotovoltaice ce garanteaza o putere minima initiala cel putin egala cu cea declarata de producator si care in medie au o putere instalata de 101.25% din puterea declarata. In consecinta, prin aceasta alegere se garanteaza o productie mai mare cu 1.25% si deci o pierdere negativa adica un castig de 1.25%;



Sursa de pierderi	Valoare pierderi (%)
Temperatura Panourilor	1.2%
a. Reflexie	2,9%
b. Autoombrire	0,2%
c. Cabluri CC	0,1%
d. Invertoare	3,0%
e. Cabluri CA	0,0%
f. Toleranta PV	-1,25%
<b>Total</b>	<b>6.35%</b>

Folosind valoarea cumulata a pierderilor de 6.35% se poate calcula energia produsa de o instalatie de putere instalata egala cu unitatea (1 kW). Aceasta valoare are o semnificatie deosebita fiind o masura a productivitatii instalatiei si este totodata si egala cu „durata de utilizare anuală a puterii instalate” care conform celor de mai jos are o valoare de 1504,07 kWh/kW<sub>p</sub> (kilowati ora energie electrica produsa pe kilowat putere instalata)

Irradierea in planul panourilor fotovoltaice pentru:			Inclinare=30°, Orientare=-13°, P <sub>CC</sub> = 1 kW <sub>p</sub>		
Luna	Irradiere lunara (kWh/m <sup>2</sup> )	Irradiere zilnica (kWh/m <sup>2</sup> )	Luna	Energia produsa lunar (kWh)	Energia produsa zilnic (kWh)
Ianuarie	67	2.1	Ianuarie	62.75	1.97
Februarie	85	3	Februarie	79.61	2.81
Martie	128	4.1	Martie	119.88	3.84
Aprilie	151	5	Aprilie	141.42	4.68
Mai	186	6	Mai	174.19	5.62
Iunie	181	6	Iunie	169.51	5.62
Iulie	191	6.2	Iulie	178.88	5.81
August	192	6.2	August	179.81	5.81





Irradierea in planul panourilor fotovoltaice pentru:			Inclinare=30°, Orientare=-13°, P <sub>CC</sub> = 1 kW <sub>p</sub>		
Luna	Irradiere lunara (kWh/m <sup>2</sup> )	Irradiere zilnica (kWh/m <sup>2</sup> )	Luna	Energia produsa lunar (kWh)	Energia produsa zilnic (kWh)
Septembrie	164	5.5	Septembrie	153.59	5.15
Octombrie	133	4.3	Octombrie	124.56	4.03
Noiembrie	72	2.4	Noiembrie	67.43	2.25
Decembrie	56	1.8	Decembrie	52.45	1.69
			Pierderi cumulate:		<b>6.35%</b>
<b>Media anuala</b>	<b>134</b>	<b>4.4</b>	<b>Media anuala</b>	<b>125.34</b>	<b>4.11</b>
Iradieria totala anuala (kWh/m <sup>2</sup> )	<b>1607</b>		Energia totala produsa anual (kWh / kW <sub>p</sub> )	<b>1504.07</b>	

Valoarea de 1504.07 kWh/kW<sub>p</sub> trebuie recunoscuta ca fiind una foarte conservativa si in consecinta foarte probabil de depasit in practica. Conform sursei nr. 4, baza de date si modelul Helioclim 3, iradierea anuala globala normala la suprafata panourilor fotovoltaice cu o orientare de -13° si inclinare de 30° fata de orizontala, este de 1719 kWh/m<sup>2</sup>, comparativ cu valoarea derivata din modelul PVGIS de 1607 kWh/m<sup>2</sup>, respective cu aproximativ 7% mai mare.

Iradieria anuala in kWh/m <sup>2</sup> pe suprafata inclinata, suma iradierilor lunare in 2005									
NB luni valide	Nb zile valide	Directa Inclinata	Difusa Inclinata	Refle ctata	Globala Inclinata	Directa Orizontala	Difusa Orizontala	Globala Orizontala	Marginea sup. a atmosferei
12	357	<b>1070</b>	<b>608</b>	<b>41</b>	<b>1719</b>	921	599	1521	2721

Anexa A - Productia de energie electrica la intervale de 15 minute pentru o zi tipica din fiecare luna.



Anexa B - Sinteza a potentialului energetic solar electric pentru aceeași locație conform bazei de date HelioClim-3.

Anexa C - Teoria și calculele umbririi sururilor de panouri fotovoltaice.

Anexa D - Set de medii zilnice pentru meteorologie de suprafață și energie solară (sursa 1)

### **1.3.f) Situația existentă a utilitatilor și analiza de consum**

Locația avută în vedere în cadrul acestui studiu este o porțiune de aproximativ 5,5 ha teren ce face parte din parcela 1 și 4, sola 899, extravilan, de pe teritoriul administrativ al comunei Giurgeni. Acest teren este în proprietatea privată a Județului Ialomița și face parte din categoria terenurilor agricole neproductive, cu destinație de pășunat, fiind liber de orice sarcini.

Solul locației preferate pentru amplasamentul Parcului Solar Ialomița 1 este neproductiv, nefolosit și nefolosibil în lipsa unei infuzii substanțiale de fonduri. Nu se întrevad tendințe de dezvoltare urbană în zonă. Ca urmare, nu a existat o motivare privată sau publică de dezvoltare a rețelelor de utilități în zonă și în consecință rețelele de apă potabilă și canalizare, gaze, telefonie fixă, televiziune prin cablu sau internet broadband sunt inexistente.

S-a identificat însă LEA MT ce traversează parcela în discuție prin zonă de sud și care oferă posibilitatea racordării parcului solar pentru nevoile de consum în perioada de implementare a proiectului și de transport și consum a energiei electrice în perioada de exploatare. Deasemenea, zona are o acoperire bună a rețelelor de telefonie mobilă GSM și poate satisface nevoile de telecomunicații în condiții satisfăcătoare.

Analiza nevoilor de consum, în condițiile de exploatare a acestei investiții, arată că nu sunt justificate racordări la rețelele de telefonie fixă, televiziune prin cablu, internet broadband fix, apă, canal sau gaze.



Nevoile de consum de apa sunt estimate ca nejustificative constructiei unei legaturi subterane de kilometri lungime dar indeajuns de insemnate pentru a justifica saparea unui put de apa de adancime medie. Apa va fi necesara in procesul de implementare a proiectului, prin nevoile procesului de sistematizare si constructii dar si al fortei de munca.

Lipsa retelelor de canalizare si gaze nu justifica, la fel ca in cazul apei, o investitie in constructia unei noi conexiuni. Se apreciaza ca folosirea toaletelor ecologice in baza unui contract cu o firma locala de profil poate acoperi corespunzator nevoile preconizate. Nevoile de incalzire ale cabinei de paza pe perioadele reci, pot fi satisfacute printr-un sistem electric cu cost mic si eficienta sporita.

In varianta de proiect propusa si contextul prezentat anterior, se estimeaza ca necesarul de apa potabila poate fi acoperit prin transportul acesteia la intervale regulate. Necesarul de apa industriala in schimb este net superior. Se apreciaza un consum mare pe perioada sistematizarii, constructiei drumurilor si aleilor de acces, etc. Deasemenea, in cazul unei perioade prelungite, de lipsa a precipitatiilor, cum se intampla poate prea des in Baragan, se estimeaza ca disponibilitatea apei va oferi posibilitatea indepartarii depozitelor de contaminanti de pe suprafata panourilor fotovoltaice, prin spalare. Mentionam ca in perioade cu precipitatii in regim normal, aceasta operatiune nu este necesara. In acelasi timp, indepartarea contaminantilor prin metode chimice sau mecanice nu este recomandata de producator deoarece creste reflectivitatea panourilor fotovoltaice si implicit scade capacitatea lor de captare a energiei solare care duce la o productivitate mai scazuta. Preturile actuale pentru realizarea acestei investitii, pe piata locala, reprezinta aproximativ 0.2% din valoarea productiei energetice anuale estimate. Se apreciaza ca scaderile de productivitate datorate unei reflectivitati crescute din motive de contaminare excesiva pot depasi 5%. In acest fel, investitia este fesabila chiar si in cazul in care procesul de decontaminare prin spalare se va face doar o singura data pe durata vietii parcului solar. Se preconizeaza ca apa devenita disponibila prin aceasta investitie sa fie valorificata si la irigarea zonelor verzi ale parcului si in felul acesta promovand cresterea vegetatiei si in timp cresterea potentialului agricol al parcelei.



In concluzie, se apreciaza ca necesarul de apa industriala este net superior si costurile cu transportul si stocarea ei justifica saparea unui put de joasa-medie adincime.

Tinand cont ca pe perioada de exploatare prezenta va fi reprezentata in marea majoritate a timpului de o persoana (paznicul), se apreciaza ca nevoile de gaze si canal sunt foarte mici. Se propune folosirea toaletelor ecologice si o cabina de paza cu izolatie foarte buna, suprafata suficienta si un sistem de incalzire electric eficient. Pentru perioada de implementare, se propune folosirea aceleiasi solutii cu toalete ecologice printr-un contract cu o firma locala de profil.

Energia electrica la tensiune joasa necesara atat pe perioada implementarii cat si pe perioada exploatarii va fi furnizata de oricare dintre invertoare. Acestea sunt prevazute cu sisteme ce permit consumul de energie electrica local fie din sursa regenerabila solara, fie din reseaua la care se racordeaza si in consecinta nu este necesara o racordare temporara pentru perioada de implementare a proiectului propus.

Necesarul de telecomunicatii este estimat ca fiind relativ ridicat. Proiectul propus include diverse sisteme si instalatii ce necesita comunicarea la distanta. Solutia propusa are la baza buna acoperire a retelelor de telefonie mobila in zona. Aceste retele ofera servicii de tip voce dar si de transfer de date, ultimele sub forma de conexiune directa la Internet prin modem GSM. Desi vitezele de transfer nu sunt din categoria celor mai mari (3GS), ele sunt mai mult decat suficiente nevoilor. Sistemele cu necesar de transmisie de date sunt:

- invertoarele ce suporta comanda la distanta a functiilor de baza (resetare, conectare, deconectare verificare) si a colectarii de date arhivate legate de functionare;
- sistemul de securitate al intregului parc pentru monitorizarea live de la distanta;
- telefoane mobile.

- **solutii tehnice de asigurare cu utilitati.**

i) **Alimentare cu apa, canalizare, gaze**



Instalatia propusa nu se va racorda la retele de apa, canal si gaze, acestea ne fiind neaparat necesare si fiind inexistente in zona.

### **ii) Alimentare cu energie electrica si telefonie**

Instalatia propusa se va racorda la reseaua de distributie de energie electrica de medie tensiune (20 kV) din zona. Investitia va fi deservita de personal ce se va de o cabina portabila, ce se folosesc de obicei in santierele de constructii. Aceasta va fi racordata la SEN prin intermediul invertoarelor pentru nevoile de electricitate. Apa potabila sau menajera va fi asigurata in cabina paznicilor si a personalului tehnic de intretinere prin contract cu o firma specializata (ex. automatele La Fantana, Cumpana s.a.). WC-urile vor fi de tip ecologic, din cele care se instaleaza in parcuri si in centrul oraselor. Mentenanta se va realiza pe baza de contract cu o firma de profil, preferabil aceeasi care va castiga licitatia de atribuire pentru lucrarile de constructie ale instalatiei care-i va fi familiara.

### **1.3.g) Concluziile evaluării impactului asupra mediului;**

#### **Diminuarea surselor de poluare**

Nu exista surse de poluare. Instalatia nu este o sursa de poluare. Instalatia va contribui la scutirea emisiilor de CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> si alte gaze cu efect de sera intr-o masura proportionala cu dimensiunea instalatiei si energiei electrice produse din sursa regenerabila nepoluanta. Se va scuti emisia a aproximativ 850 tone CO<sub>2</sub> (emisii ce se produc în absența acestui Parc Solar).

#### **Prevenirea producerii riscurilor naturale**

Nu se intrevad riscuri naturale in zona dar zona are potential seismic relativ ridicat si in consecinta instalatia va fi proiectata corespunzator astfel ca nu se intrevad riscuri majore in



cazul unui cutremur de mare intensitate. Mentionam ca inaltimea maxima a structurilor de montare a panourilor fotovoltaice si a invertoarelor este de doar aproximativ 2m.

Instalatia si panourile fotovoltaice componente sunt de asemenea proiectate pentru a rezista fenomenelor meteorologice de tipul zapezii, vantului si grindinei. In cazul unor fenomene extreme de genul grindina cu dimensiuni de peste 25mm, tornade, stricaciunile posibile vor fi acoperite printr-un contract de asigurare.

### **Depozitarea controlata a deseurilor**

Panourile fotovoltaice (PV) vor fi demontate la sfarsitul perioadei estimate de operare (15 ani minim conform garantiei producatorilor, posibil mai mult avand in vedere faptul ca instalatia poate fi eficienta si o perioada de operare de 25-30 de ani). Dupa demontare, acestea vor fi valorificate cu o firma de reciclare materiale specifice. Terenul va fi readus la starea sa initiala, eventual ameliorat prin procese specifice pentru a fi introdus in circuitul agricol.

Respectarea principiului „poluatorul plătește” la nivel de proiect se face prin alinierea la standardele de mediu stabilite de autoritățile competente și plata tuturor taxelor de mediu stabilite conform OUG nr.195/2005 și Legii nr.292/2007. Astfel, beneficiarul proiectului (CJ Ialomita) va plăti toate taxele ce îi revin ca urmare a investiției prin proiect:

- a) taxa privind gestionarea ambalajelor și deșeurilor de ambalaje (HG nr.621/2005). Ambalajele provin de la utilajele, echipamentele, instalațiile de protecție a mediului și aparatele de măsură și control achiziționate prin proiect.
- b) taxa de 3% din veniturile realizate din vânzarea deșeurilor - aplicabila la finele perioadei de viata a proiectului si la readucerea terenului in starea sa initiala; beneficiarul va incheia un contract cu o firmă specializată de achiziție și gestionare a deșeurilor industriale reciclabile. Gestionarea deșeurilor reciclabile se va face respectând OUG nr.16/2001, cu modificările și completările ulterioare.



- c) taxe pentru emiterea avizelor, acordurilor și autorizațiilor de mediu.

### **Recuperarea terenurilor degradate**

Instalația și amenajările propuse vor contribui la ameliorarea potențialului agricol al terenului locației propuse prin acoperirea și mentinerea unor spații verzi pe o suprafață de aproximativ 84,25% din suprafața folosită pentru implementarea proiectului.

Panourile fotovoltaice (PV) vor fi demontate la sfârșitul perioadei estimate de operare (15 ani minim conform garanției producătorilor, posibil mai mult având în vedere faptul că instalația poate fi eficientă și o perioadă de operare de 25-30 de ani). După demontare, acestea vor fi valorificate cu o firmă de reciclare materiale specifice.

**Terenul va fi readus la starea sa inițială, eventual ameliorat prin procese specifice pentru a fi introdus în circuitul agricol.**

### **Impactul pozitiv asupra mediului**

În prezent, terenul are potențial agricol foarte scăzut. Prin implementarea proiectului se va produce energie electrică folosind energia regenerabilă solară, printr-un proces total nepoluant prin intermediul celulelor fotovoltaice. Această energie ar fi produsă, în absența proiectului, conform mix-ului producției energetice românești, într-o proporție mare, prin arderea unui combustibil fosil, în centrale termoelectrice pe baza de carbune, petrol sau gaze naturale, producând gaze cu efect de seră și/sau poluante (CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, ).

Impactul proiectului asupra mediului ambiant se cuantifică și prin cantitatea economiilor de emisii de CO<sub>2</sub> înregistrată într-un an (exprimate în tone echivalent CO<sub>2</sub>), rezultată în urma implementării proiectului RES, în raport cu cazul de referință în care nu s-ar fi implementat proiectul. Situația de referință reprezintă situația alternativă prin care s-ar asigura alimentarea





cu energie a obiectivului prevazut in proiect din surse conventionale de energie, in cazul in care solutia RES nu s-ar adopta.

Pentru calculul emisiilor de CO<sub>2</sub> se utilizeaza factorii de emisii (denumiti si emisii specifice) masurati in g/kWh.

Avand in vedere prevederile “Regulamentului de etichetare a energiei electrice furnizate la consumatori” emis de catre ANRE<sup>4</sup> in anul 2004, producatorul are obligatia de a calcula emisia de CO<sub>2</sub> luand in considerare structura surselor primare folosite in propria instalatie pentru producerea de energie electrica.

Parametrii luati in calcul pentru calcularea economiei de emisii:

- puterea instalata a generatorului de cca. 1 MW;
- numarul echivalent de ore de functionare la capacitate maxima anual;
- mixul de energie-procentual;
- factori de emisie.

$$Emisii_{CO_2} = E_{produsa} \times \sum_{i=1}^n x_i e_i$$

Energia electrica produsa de parcul solar fotovoltaic este produsa 100% din RES si are un factor de emisie nul. In consecinta, emisiile de CO<sub>2</sub> in procesul generarii energiei electrice in acest caz sunt zero.

Cantitatea de energie produsa anual este produsul dintre puterea instalata a generatorului si numarul echivalent de ore de functionare la capacitate maxima anual.

$$E_{produsa} = P_{instalata} \cdot t$$

$$E_{produsa} = 2000[kW] \cdot 1504[h] = 3.008.000kWh = 3,008GWh$$

---

<sup>4</sup> <http://www.anfee.ro/legislatie/RegulamentDeEtichetareAEnergiei.pdf>



Valoarea medie la nivelul Romaniei la nivelul 2007 a emisiilor specifice de CO<sub>2</sub> (care constituie nivelul de referinta) este de 566g/kWh, conform documentului “Datele statistice aferente energiei electrice produse in anul 2007 – ANRE”.<sup>5</sup>

Utilizand nivelul de referinta de 566g/kWh, se poate calcula economia anuala de emisii ca fiind produsul dintre cantitatea de energie produsa in cadrul proiectului (in kWh) si valoarea medie a emisiilor specifice:

$$CO_{2\text{ economie emisii anuale}} = 3,008GWh \cdot 566 \frac{g}{kWh} \approx 1.700\text{tone}$$

**sau 1700 tone economie emisii CO<sub>2</sub> anual.**

Locatia de implementare a proiectului are o suprafata aproximativa de 5,5 ha. Majoritatea acestei suprafete va fi insamantata si tratata in sensul promovarii cresterii plantelor locale si cosite la intervale de timp potrivit nevoilor. In evaluarea de fata nu se evalueaza cantitativ CO<sub>2</sub> absorbit de vegetatie dar se evidentiaza efectul pozitiv adus mediului si imbunatatirii potentialului agricol al solului in vederea folosirii lui in acest scop la sfarsitul vietii proiectului.

Implementarea intregului proiect se va face avand in vedere protejarea mediului:

- Sistematizarea este mentinuta la minimum pentru a prezerva flora nativa;
- Gardul de imprejmuire a instalatiei este construit cu un minimum de fundare a stalpilor pentru o deranjare minima a solului;
- Gardul de imprejmuire permite accesul la interiorul al micilor mamifere native pentru a se bucura de vegetatie si adapost dar previne accesul mamiferelor mari sau animalelor domestice ce ar fi in pericol de electrocutare si ar pune in pericol buna functionare a instalatiei;
- Daunele provocate de un posibil incendiu sunt minimizezate prin adoptarea celor mai stringente masuri de prevenire si prin dotarea intregii instalatii cu un numar suficient

---

<sup>5</sup> <http://www.anre.ro/informatii.php?id=148>



de instingtoare specifice instalatiilor electrice, folosirea de materiale cu rezistenta mare la foc si/sau care nu promoveaza dezvoltarea incendiului;

- Structurile de montare a panourilor fotovoltaice, printr-un impact minim asupra solului, permit insamantarea plantelor native locatiei pe aproape toata suprafata implementarii proiectului;
- Pe perioada constructiei, se aplica masuri specifice de management al deseurilor si al ambalajelor;
- Pe perioada exploatarei, prezenta si impactul umane sunt minime;
- La sfarsitul vietii tehnologice a proiectului, sunt prevazute dezafectarea si colectarea tuturor materialelor folosite in constructie si redarea solului in circuitul agricol la un potentia substantial marit comparativ cu cel actual.

O.U.G. nr.68/2007 privind răspunderea de mediu cu referire la prevenirea și repararea prejudiciului asupra mediului, este o corespondenta in sistemul romanesc de drept a Directivei Europene 2004/35/CE privind raspunderea pentru mediul inconjurator in legatura cu prevenirea si repararea daunelor aduse mediului.

"Textul european este foarte important in sistemul juridic comunitar, intrucat dezvolta prevederi exprese ale Tratatului Comunitatii Europene (art. 174-176 TCE), consacrand doua principii comunitare: principiul "poluatorul plateste" si principiul "dezvoltarii durabile".

#### **1.4. Durata de realizare și etapele principale; graficul de realizare a investiției (cu detalierea calendarului activităților)**

Durata de realizare a investitiei este estimata la 6 luni.

**2. Costurile estimative ale investiției****2.1. valoarea totala cu detalierea pe structura devizului general**

<b>DEVIZ GENERAL</b>						
privind cheltuielile necesare realizării obiectivului:						
Asigurarea energiei electrice pentru funcționarea unor instituții publice din județul Ialomița						
prin captarea energiei verzi solare						
<b>Modulul 1 - "Parcul Solar Fotovoltaic Ialomița I – 0,5Mw"</b>						
Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fara TVA)		TVA (24%)	Valoare (inclusiv TVA)	
		RON	EUR	RON	RON	EUR
1	2	3	4	5	6	7
<b>CAPITOLUL 1</b>						
<b>Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului</b>						
1.1.	Nivelare / sistematizare	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1.2.	Gard exterior	87.050,00	20.003,22	20.892,00	107.942,00	24.803,99
1.3.	Drum acces din parcare	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1.4.	Alei între rânduri Structuri	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1.5.	Santuri CC	14.375,00	3.303,23	3.450,00	17.825,00	4.096,01
1.6.	Santuri CA	3.875,00	890,44	930,00	4.805,00	1.104,14
1.7.	Altele	1.000,00	229,79	240,00	1.240,00	284,94
	<b>TOTAL CAPITOL 1</b>	<b>106.300,00</b>	<b>24.426,67</b>	<b>25.512,00</b>	<b>131.812,00</b>	<b>30.289,08</b>
<b>CAPITOLUL 2</b>						
<b>Cheltuieli pentru asigurarea utilitatilor necesare obiectivului</b>						
2.1.	Apa	500,00	114,89	120,00	620,00	142,47
2.2.	Energie electrica	1.000,00	229,79	240,00	1.240,00	284,94
	<b>TOTAL CAPITOL 2</b>	<b>1.500,00</b>	<b>344,68</b>	<b>360,00</b>	<b>1.860,00</b>	<b>427,41</b>
<b>CAPITOLUL 3</b>						
<b>Cheltuieli pentru proiectare și asistenta tehnica</b>						
3.1.	Studii de teren	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.2.	Taxe pt obținerea de avize (ATR), acorduri, autorizatii și Publicitate	500,00	114,89	120,00	620,00	142,47
3.3.	Proiectare și inginerie	500,00	114,89	120,00	620,00	142,47
3.4.	Organizarea procedurilor de achiziție	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.5.	Consultanta	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.6.	Asistenta tehnica	2.000,00	459,58	480,00	2.480,00	569,88
	<b>TOTAL CAPITOL 3</b>	<b>3.000,00</b>	<b>689,37</b>	<b>720,00</b>	<b>3.720,00</b>	<b>854,82</b>
<b>CAPITOLUL 4</b>						
<b>Cheltuieli pentru investitia de baza</b>						



Nr. crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fara TVA)		TVA (24%)	Valoare (inclusiv TVA)	
		RON	EUR	RON	RON	EUR
1	2	3	4	5	6	7
4.1.	Constructii si instalatii	13.000,00	2.987,27	3.120,00	16.120,00	3.704,21
4.2.	Montaj utilaje tehnologice	213.585,73	49.079,86	51.260,58	264.846,31	60.859,03
4.3.	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale cu montaj	3.262.385,98	749.663,58	782.972,63	4.045.358,61	929.582,84
4.4.	Dotari si utilaje fara montaj	6.526,40	1.499,70	1.566,34	8.092,74	1.859,63
	<b>TOTAL CAPITOL 4</b>	<b>3.495.498,11</b>	<b>803.230,41</b>	<b>838.919,55</b>	<b>4.334.417,66</b>	<b>996.005,71</b>
<b>CAPITOLUL 5</b>						
<b>Alte cheltuieli</b>						
5.1.	Organizare de santier	500,00	114,89	120,00	620,00	142,47
5.1.1.	Lucrari de constructii 3%	6.797,57	1.562,01	1.631,42	8.428,99	1.936,90
5.1.2.	Cheltuieli conexe organizarii santierului	500,00	114,89	120,00	620,00	142,47
5.2.	Comisioane, cote, taxe	500,00	114,89	120,00	620,00	142,47
5.2.1.	Inspectia in Constructii 0,8%	1.812,69	416,54	435,04	2.247,73	516,51
5.2.2.	Casa Constructorului 0,5%	1.132,93	260,34	271,90	1.404,83	322,82
5.2.3.	Costul Creditului	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5.3.	Cheltuieli diverse si neprevazute	1.000,00	229,79	240,00	1.240,00	284,94
	<b>TOTAL CAPITOL 5</b>	<b>12.243,19</b>	<b>2.813,36</b>	<b>2.938,36</b>	<b>15.181,55</b>	<b>3.488,57</b>
<b>CAPITOLUL 6</b>						
<b>Cheltuieli pentru probe tehnologice si teste si predare la beneficiar</b>						
6.1.	Pregatirea personalului de exploatare	500,00	114,89	120,00	620,00	142,47
6.2.	Probe tehnologice si teste	500,00	114,89	120,00	620,00	142,47
	<b>TOTAL CAPITOL 6</b>	<b>1.000,00</b>	<b>229,79</b>	<b>240,00</b>	<b>1.240,00</b>	<b>284,94</b>
	Valoarea ramasa actualizata a mijloacelor fixe existente incluse in cadrul obiectivului de investitie	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Publicitate + Audit + Mgm Proiect	47.000,00	10.800,13	11.280,00	58.280,00	13.392,16
	<b>TOTAL GENERAL</b>	<b>3.666.541,30</b>	<b>842.534,42</b>	<b>879.969,91</b>	<b>4.546.511,21</b>	<b>1.044.742,68</b>
	<b>din care C+M</b>	<b>226.585,73</b>	<b>52.067,13</b>	<b>54.380,58</b>	<b>280.966,31</b>	<b>64.563,24</b>

**DEVIZ PE OBIECT NR. 1**

Amenajarea terenului si imprejmuiri - în Lei și Euro la cursul Leu / Euro de 4,3518  
(InforEuro) din Decembrie 2011

Nr. crt.	Denumirea cheltuielilor	Valoarea pe categorii de lucrări fără TVA	
		RON	EURO
<b>I. LUCRĂRI DE CONSTRUCȚII ȘI INSTALAȚII</b>			
1	Nivelare / sistematizare (intern)	0	0
2	Gard exterior	87.050	20.003
3	Drum acces din parcare (intern)	0	0
4	Alei între randuri structuri (intern)	0	0
5	Santuri CC	14.375	3.303
6	Santuri CA	3.875	890
7	Altele	1.000	230
<b>TOTAL DEVIZ PE OBIECT ( faraTVA)</b>		<b>106.300</b>	<b>24.427</b>
<b>T.V.A. 24%</b>		25.512	5.862
<b>TOTAL DEVIZ PE OBIECT (cu TVA)</b>		<b>131.812</b>	<b>30.289</b>

**DEVIZ PE OBIECT NR. 2**

Instalatie pentru captarea si transformarea energiei solare – în Lei și Euro la cursul  
Leu / Euro de 4,3518 (InforEuro) din Octombrie 2011 –

Nr. crt.	Denumirea cheltuielilor	Valoarea pe categorii de lucrări fără TVA	
		RON	EURO
<b>I. LUCRĂRI DE CONSTRUCȚII ȘI INSTALAȚII</b>			
<b>1</b>	<b>Constructii si instalatii</b>	<b>13.000</b>	<b>2.987</b>
	Fundatii Invertoare si celule racordare	3.000	689
	Depozit piese schimb	10.000	2.298
<b>2</b>	<b>Utilitati</b>	<b>1.500</b>	<b>345</b>
	Apa	500	115
	Energie electrica (racordare temporara + costul energiei pt constructie)	1.000	230
<b>3</b>	<b>Montaj utilaje tehnologice</b>	<b>213.586</b>	<b>49.080</b>
	Montare Panouri PV	19.000	4.366
	Interconectari CC	10.000	2.298
	Interconectari CA	20.000	4.596



Nr. crt.	Denumirea cheltuielilor	Valoarea pe categorii de lucrări fără TVA	
		RON	EURO
	Constructie suporti Panouri PV + ancorare + protectie anticoroziva	148.586	34.144
	Lucrari Montare si Interconectari complexe	15.000	3.447
	Altele	1.000	230
<b>4</b>	<b>Utilaje, echipamente tehnologice si functionale cu montaj</b>	<b>3.262.386</b>	<b>749.664</b>
	Panouri Fotovoltaice	2.279.672	523.846
	Invertoare / transformatoare	734.220	168.716
	Cutii de interconectare si monitorizare	13.027	2.993
	Cablu CC	50.000	11.489
	Cablu CA	5.000	1.149
	Cablu Date CAT 5E	653	150
	Sistem securitate IR alarma proximitate si miscare + video	40.000	9.192
	Materiale suporti Panouri PV + ancore	135.552	31.148
	UPS 3kW, 15 min + generator	3.263	750
	Altele	1.000	230
<b>5</b>	<b>Dotari si utilaje fara montaj</b>	<b>6.526</b>	<b>1.500</b>
	2 PC pt monitorizare instalatie	3.263	750
	Panouri multimedia (2 monitoare LCD 42")	3.263	750
	<b>TOTAL (fără TVA)</b>	<b>3.496.998</b>	<b>803.575</b>
	<b>T.V.A. 24%</b>	<b>839.280</b>	<b>192.858</b>
	<b>TOTAL DEVIZ PE OBIECT (cu TVA)</b>	<b>4.336.278</b>	<b>996.433</b>

## 2.2. Eșalonarea costurilor coroborate cu graficul de realizare a investiției.

Investitii conform devizului	Luna 1-2	Luna 3-4	Luna 5-6
Consultanta, taxe si avize	13.243		
Publicitate + Audit + Mgm Proiect	47.000		
Alte Cheltuieli - PC, UPS, Generator, Panouri multi-Media	12.790		
Sistematizare	0		
Constructie Gard Imprejmuire	87.050		
Sapat Santuri CC si CA	18.250		
Turnat fundatii invertoare, celula racordare, depozit	13.000		
Instalat cabluri CA (medie tensiune si joasa tensiune)	20.000		
Invertoare si celule de racordare + instalare	739.220		





Asigurat utilitati	1.500		
Conexiunile CA, Racordare la LEA 20 kV	15.000		
Module FotoVoltaice	2.279.672		
Sistem de securitate	40.000		
Pregatire personal exploatare	500		
Elemente prefabricare Structura de montare zona Vest		142.069	
Instalare cabluri CC zona Vest		30.000	
Montaj module fotovoltaice zona Vest		9.500	
Interconectat module fotovoltaice, cutii interconectare CC, Invertor zona Vest		6.840	
Elemente prefabricare Structura de montare zona Est			142.069
Instalare cabluri CC zona Est			30.000
Montaj module fotovoltaice zona Est			9.500
Interconectat module fotovoltaice, cutii interconectare CC, Invertor zona Est			6.840
Verificari finale			500
Punere in functiune			2.000
<b>Total</b>	<b>3.287.224,30</b>	<b>188.408,50</b>	<b>190.908,50</b>

### 2.3 Listele de echipamente și lucrări pe baza cărora s-au întocmit devizele pe obiect

Fișele de date exclusiv tehnice pentru echipamentele propuse și descrierea componentelor instalației Parc solar fotovoltaic Ialomita I:

1. Panouri (module) fotovoltaice;
2. cablu solar de interconectare a modulelor între ele și cu cutiile de monitorizare și interconectare;
3. cutii de monitorizare și interconectare;
4. cabluri de putere pentru interconectarea cutiilor de monitorizare și interconectare la invertoare;
5. cabluri de date pentru interconectarea cutiilor de monitorizare și interconectare la invertoare;
6. invertoare
7. cabluri de putere pentru interconectarea invertoarelor la punctul comun de control, masura și conectare deconectare
8. punct comun de control, masura și conectare deconectare



9. cabluri de putere pentru racordarea punctului comun de control, masura si conectare deconectare la SEN
10. structura de sustinere a panourilor fotovoltaice
11. sistem de securitate al parcului solar
12. sistem de monitorizare, arhivare si afisare a productiei

### 1. Panouri (module) fotovoltaice

Panourile fotovoltaice trebuie sa respecte specificatiile minime alese de proiectant si in plus:

- Sa respecte reglementarile si legislatia in vigoare la nivel national.
- Trebuie prezentat un certificat de garantie de la producator, garantia acestora trebuind sa fie de minim 5 ani pentru produs si 15 ani pentru o functionare la cel putin 90% si 25 ani pentru o functionare la cel putin 80% din puterea nominala;
- Tehnologia de fabricare trebuie sa fie pe baza de siliciu cristalin;
- Toleranta puterii nominale de -0 / +5 W si/sau -0 / +2.5%;
- Tratament antireflectiv al suprafetei superioare;
- Ratinguri de performanta de peste 90%;
- Nivel de emisii de CO<sub>2</sub> minime in procesul de productie;
- Lungime extinsa a cablurilor de conectare cu conectoare de tip MC<sup>®</sup> Type 4 sau Tyco SOLARLOK;
- Interconectare a celulelor fotovoltaice in cel putin serii orientate pe lungime si separate cu diode individuale accesibile si usor de inlocuit;
- Rezista la evenimente seismice conform “cod de proiectare seismica P100-1/2006;
- Rezista vanturi extreme conform STAS 10101/20-90 “Incarcari date de vant”;
- Rezista la incarcari de zapada potrivit STAS 10101/21-92 “Incarcari date de zapada”;
- Prezinta gauri de montare si impamantare in rama pentru sistem dublu de montare;
- Rama cu perete dublu si rezistenta inalta;



## 2. Cablu solar

Cablul solar trebuie sa respecte specificatiile minime alese de proiectant si in plus:

- Sa respecte reglementarile si legislatia in vigoare la nivel national si European.
- Curent maxim permis  $>16A$ ;
- Perete dublu;
- Tensiune maxima a sistemului in curent continuu  $>1000 V$ ;
- Temperatura de lucru intre  $-40\text{ }^{\circ}C$  si  $90\text{ }^{\circ}C$ ;
- Umiditatea maxima a mediului fara condensare: 5%-95%;
- Grad de protectie: IP 65;
- Rating al sectiunii nominale  $> 4\text{ mm}^2$ ;
- Durabil, flexibil, rezistent la imbatranire in conditii extreme de mediu si radiatie ultravioleta;
- Prezinta caracteristici specifice instalarii in medii foarte dificile;
- Rezistenta sporita la intemperii;
- Rezistenta la apa, ozon, fluide, uleiuri, saruri.

## 3. Cutii monitorizare si interconectare

Cutiile de monitorizare si interconectare trebuie sa respecte specificatiile minime alese de proiectant si in plus:

- Sa respecte reglementarile si legislatia in vigoare la nivel national si European;
- User-friendly;
- Inalta precizie;
- Monitorizarea sistemului prin monitorizarea curentilor de curent continuu pe sirurile de panouri fotovoltaice;
- Contine cutie de distributie de curent continuu conform cu IP54/65, cu masurare de curent intergrata;
- Flexibil;



- Furnizat cu diverse posibilitati de conectare a sirurilor (Multi-Contact, Tyco, screw terminal);
- Sa permita conectarea si monitorizarea a cel putin 8 circuite (siruri de panouri fotovoltaice);
- Contine intreruptor de putere de curent continuu cu rating superior valorii de 130A;
- Tensiune admisa in curent continuu 1000 V;
- Curent electric continuu admis de 112 A;
- Curent electric continuu pe canal de masura de 17.5 A;
- Sigurante de sir cu valori nominale 10 - 25A;
- Comunicatii prin interfata RS485;
- Temperaturi ale mediului de -25 °C pana la +40 °C;
- Umiditate relativa a mediului de la 15 la 95 %;

#### **4. Cabluri de putere curent continuu**

Cabluri de putere pentru curent continuu trebuie sa respecte specificatiile minime alese de proiectant si in plus:

- Sa respecte reglementarile si legislatia in vigoare la nivel national si European;
- Nu contine plumb sau alte elemente cu grad ridicat de nocivitate.

#### **5. cabluri de date**

Cablurile de date trebuie sa respecte specificatiile minime alese de proiectant si in plus:

- Permite transmisia de date pe distante de cel putin 50m;
- Flexibil si rezistent la intemperii;
- Prezinta conectori RJ45 la ambele capete;
- Nu contine plumb sau alte elemente cu grad ridicat de nocivitate.
- Respecta reglementarile si legislatia in vigoare la nivel national si European.



## 6. Invertoare

Invertoarele trebuie sa respecte specificatiile minime alese de proiectant si in plus:

- Eficienta de cel putin 97%;
- Trebuie prezentat un certificat de garantie de la producator, garantia acestora trebuind sa fie de minim 10 ani;
- Protectie minima de nivel IP 54 pentru montare in mediu neprotejat;
- Sa permita conectarea sirurilor de panouri fotovoltaice cu tensiuni de pana la 1000V curent continuu;
- Sa ofere posibilitatea conectarii cu dispozitivele de monitorizare pentru achizitia de date (Cutii monitorizare) si cu dispozitivele de colectare, arhivare si transmisie de date;
- Oferă variante de comunicare si transmisie de date pentru monitorizare la distanta;
- Permite deconectarea de la punctul de racordare de la distanta;
- Permite oprirea si repornirea de la distanta;
- Permite reducerea puterii maxime produse prin comanda la distanta;
- Integreaza sau comunica cu sistemul de inregistrare a datelor detaliate;
- Mesaj de stare de functionare trimis prin email sau SMS
- Control si monitorizare a sistemului de la distanta;
- Flexibil in folosire;
- Comunicare pe interfete RS232, RS422, RS485 sau Ethernet;
- 1-2 intrari pentru date de la senzorii de temperatura si iradianta;
- Memorie locala pentru stocarea datelor pentru cel putin un an;
- Cel putin 200 canale de masurare;

## 7. Cabluri de putere curent alternativ

Cabluri de putere curent alternativ trebuie sa respecte specificatiile minime alese de proiectant si in plus:



- Sa respecte reglementarile si legislatia in vigoare la nivel national si European;
- Nu contine plumb sau alte elemente cu grad ridicat de nocivitate.

### **8. Punct comun de control, masura si conectare/deconectare**

Punctul comun de control, masura si conectare deconectare trebuie sa respecte specificatiile minime alese de proiectant si in plus:

- Sa respecte reglementarile si legislatia in vigoare la nivel national si European;
- Sa permita contorizarea (masurarea) neta a energiei (consumate si produse);
- Sa permita conectarea la punctul de racordare la SEN.

### **9. Cabluri de putere pentru racordarea punctului comun de control, masura si conectare/deconectare la SEN**

Cablurile de putere pentru curent alternativ trebuie sa respecte specificatiile minime alese de proiectant si in plus:

- Sa respecte reglementarile si legislatia in vigoare la nivel national si European;
- Nu contine plumb sau alte elemente cu grad ridicat de nocivitate.

### **10. Structura de sustinere a panourilor fotovoltaice**

Structura de sustinere a panourilor fotovoltaice trebuie sa respecte specificatiile minime alese de proiectant si in plus:

- Custom-designed pentru aplicatia prezenta dar cu flexibilitate in instalare;
- Foloseste minimum de elemente de prindere fara stres extrem al membrilor de sustinere;
- Permite unghiuri de orientare si inclinare si distanta fata de sol optime;



- Permite instalarea pe teren neuniform, cu pante usoare si regimuri de vant de peste 40 m/s;
- Componente de interconectare usoare pentru transport si instalare economice adaptate la dimensiunile si materialele membrilor de sustinere existente pe piata romana;
- Prezinta intariri diagonale;
- Usor de instalat fara training special;
- Sa prezinta documentatie a design-ului si rapoarte de testare;
- Capabila sa reziste evenimentelor seismice conform "cod de proiectare seismica P100-1/2006";
- Capabila sa reziste vanturilor extreme conform STAS 10101/20-90 "Incarcari date de vant";
- Capabila sa reziste incarcarii de zapada potrivit STAS 10101/21-92 "Incarcari date de zapada";
- Capabila sa reziste incarcarii laterale

### **11. Sistem de securitate antiefracție al parcului solar**

Sistemul de securitate al parcului solar trebuie sa respecte specificatiile minime alese de proiectant si in plus sa fie capabil de:

- Detectie pe baza de radiatie IR (infrason) incluzand senzori de prezenta, lampi IR, lampi VIS (vizibil) si camere de luat vederi sensibile atat in spectrul IR cat si VIS;
- Inregistrarea concurenta a imaginii si sunetului in format digital pe cel putin 16 canale;
- Suporta alimentare obisnuita, de la un UPS (sursa de putere neintreruptibila) si prezinta sursa proprie ce permite functionarea pe perioade scurte de timp (2-3h) astfel incat o cadere a tensiunii LEA MT concurenta cu o defectiune a UPS sa nu intrerupa functionarea;





- Monitorizarea intregului perimetru al parcului prin inregistrarea imaginilor si sunetului si prin senzori de miscare si prezenta calibrati pentru dimensiuni potrivite de detectie;
- Transmisie la distanta a imaginilor si sunetului in format digital;
- Sa permita diverse moduri de inregistrare: normal (de exemplu o imagine pe secunda) si alarmat (25 de imagini pe secunda);
- Control la distanta, cel putin partial, al camerelor prin sistemul PTZ (pan, tilt, zoom);
- Permite armarea completa, fortata, instantanee sau automata;
- Memorie pentru cel putin 256 evenimente;
- Sirena incorporata de 90 dB;
- Accesare prin telefon sau ethernet a meniurilor sistemului;

### **12. Sistem de monitorizare continua, arhivare si afisare a productiei**

Sistemul de monitorizare continua, arhivare si afisare a productiei trebuie sa respecte specificatiile minime alese de proiectant si in plus sa fie capabil de:

- Monitorizare, arhivare si afisare a productiei instantanee si cumulate de energie electrica, CO<sub>2</sub> si alte date importante legate de functionarea parcului solar in format digital;
- Transmisie la distanta a datelor importante legate de functionarea parcului solar;
- Afisarea datelor importante legate de functionarea parcului solar pe monitoare de afisare cu LED-uri si pe pagina de web a beneficiarului;
- Permite accesul datelor cheie ale instalatiei prin Internet de oriunde din lume;
- Trimite rapoarte individuale de productivitate si evenimente sub forma de email;
- Evalueaza complet datele de sistem si le prezinta sub forma grafica sau de tabel;
- Se poate conecta neutru la propriul pagina de web pentru verificare;
- Utilizare prietenoasa;
- O singura parola pentru mai multe sisteme;
- Management central al clientului si datelor centralei electrice;



- Disponibila cu meniu in cel putin o limba de larga circulatie internationala si preferabil romana;
- Configurare individuala a paginilor si graficelor;
- Permite inserarea imaginilor proprii ale parcului solar;
- Configurare clara, sigura si usoara a drepturilor de acces.



### 3. Analiza cost-beneficiu:

#### 3.1 Identificarea investiției și definirea obiectivelor

**Investitia “Parcul Solar Fotovoltaic Ialomita I”** se ridica la un total de cca. 3,4 milioane Euro fara TVA si consta in instalarea unui parc solar fotovoltaic cu o putere instalata totala de aproximativ 2 MW, in zona administrativa a localitatii Giurgeni, judetul Ialomita. Parcul va fi dezvoltat in trepte, pe module de cca. 0,5 MW. In prima faza se va construi modulul 1. Incasarile din valorificarea productiei de energie electrica si a certificatelor verzi aferente acesteia (6 certificate verzi pentru fiecare MWh injectat in SEN) vor fi reinvestite in anul patru in construirea modulul 2. Profitul generat de modulele 1 si 2 asigura fonduri de investitii intr-un al treilea modul in anul sase. Profitul generat de modulele 1, 2 si 3 in anul sase si prima jumatate a anului sapte este suficient pentru a construi cel de-al patrulea modul in anul sapte ajungand astfel la o putere instalata nominala a Parcului Solar Fotovoltaic Ialomita I de 2MW.

Proiectul este prevazut sa fie implementat pe o suprafata de aproximativ 5,5 ha, ce face parte din sola 899, parcela 1 si 4, proprietate privata a judetului Ialomita. In prezent, acesta face parte din categoria terenurilor agricole neproductive, cu destinatie de pasunat, fiind liber de orice sarcini. Potentialul agricol extrem de scazut, potentialul energetic solar electric aproape maxim (pentru Romania), accesul rutier excelent si distanta minima fata de linia electrica aeriana (LEA) de distributie (ce traverseaza parcela), au determinat utilizarea acestei parcele ca locatie preferata a pacului solar fotovoltaic.

*Tabelul Fin 1 – Valoarea investiției “Parcul Solar Fotovoltaic Ialomita I”*

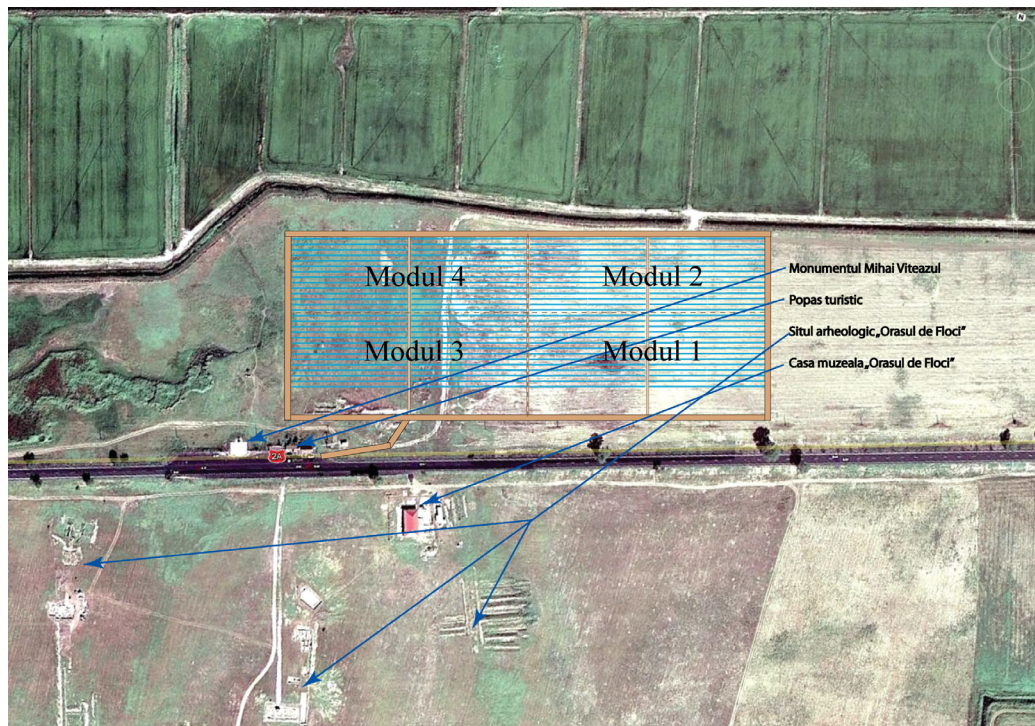
Valoare (fara TVA)		TVA	Valoare (inclusiv TVA)	
RON	EUR	RON	RON	EUR
3.666.541,30	842.534,42	879.969,91	4.546.511,21	1.044.742,68



**Obiectivul general** al proiectului îl constituie creșterea eficienței energetice și a securității furnizării - în contextul combaterii schimbărilor climatice - prin asigurarea independenței energetice a instituțiilor coordonate de CJ Ialomița, prin captarea energiei verzi solare - în concordanță cu politicile naționale și europene privind valorificarea potențialului energiilor regenerabile.

**Obiectivele specifice** sunt:

- **Dezvoltarea unui parc solar fotovoltaic cu o putere instalată de cca. 2 MW**, pe un teren în prezent neproductiv, cu o suprafață aproximativă de 5,5 hectare, aparținând județului Ialomița, care prin implementare, conduce și la:
- **Creșterea ocupării forței de muncă prin crearea de noi locuri de muncă;**
- **Generarea de venituri;**
- **Reducerea dependenței de resurse de energie primară** importate, fosile, și diversificarea surselor de energie la nivel național și regional;
- Generarea de **beneficii de mediu prin reducerea corespunzătoare a poluării** – reducerea emisiilor cu efecte de seră și astfel combaterea schimbărilor climatice;
- **Educație tehnică** - dobândirea de **know-how privind tehnologiile „RES”**, crearea **unui nucleu de specialiști** în energia solară fotovoltaică la nivelul județului Ialomița;
- **Creșterea implicării firmelor locale și a forței de muncă locale** în construcția și implementarea proiectului - crearea a mai mult de **25 noi locuri de muncă** echivalent normă întreaga pe perioada de implementare;
- **Turism** - punct de atracție turistică pe drumul național și european, ca primul parc solar fotovoltaic din România, alături de casa muzeală și situl arheologic „Orasul de Floci”, monumentul lui Mihai Viteazul și un popas turistic - aflate la distanțe de doar sute de metri;
- **Îmbunătățirea calității solului și reintegrarea în circuitul agricol a terenului** utilizat la sfârșitul perioadei de viață a instalației solare.



**Fig. Fin 1** – Localizarea proiectului in referință cu celelalte obiective turistice

### 3.2 Analiza opțiunilor

Notă: \*Vor fi prezentate scenariile tehnico-economice de implementare a proiectului, care să reprezinte diverse alternative investiționale dimensionate valoric:

1. Varianta fără investiție = previziuni activitate curentă
2. Varianta cu investiție = previziuni pentru activitatea după implementarea investiției în varianta utilizării surselor proprii solicitantului (activitate curentă + investiție)

Dupa cum a fost detaliat in Capitolul 1.2. b) anterior (*Descrierea investiției: scenariile tehnico-economice*) din prezentul Studiu de Fezabilitate, scenariile tehnice propuse sunt in numar de doua dupa criteriul bazat pe numarul de module si capacitatea totala a parcului solar;

In concluzie, recomandam scenariul tehnic a) 1) bazat pe 4 module generatoare fotovoltaice de 500 kW fiecare realizat cu 4 invertoare de inalta eficienta si folosind 10.000 panouri fotovoltaice de 200W<sub>p</sub> nominal reprezentand o putere instalată de 2 MW<sub>p</sub> pentru întreaga instalație. Din punct de vedere economico-financiar, acest scenariu tehnic va fi tratat in urmatoarele ipostaze:



- ⇒ **Scenariul nr. 1 “fara Proiect” – fluxuri ZERO**, atat cheltuieli cat si venituri, terenul vizat fiind nefolosit in circuitul agricol sau altfel;
- ⇒ **Scenariul nr. 2 ”cu Proiect”**.

### 3.3 Analiza financiară

#### 33.a) Premisele analizei financiare

In cazul acestei propuneri de proiect, administratia publica locala judetul Ialomita, reprezentat prin consiliul judetean Ialomita, este simultan beneficiar si proprietar al investitiei.

Prezenta propunere de proiect este pentru o noua capacitate de productie de energie solar-electrica initial pentru valorificarea pe piata de profil impreuna cu certificatele verzi corespunzatoare si ulterior pentru consumul propriu si al unor institutii și autorități care asigură servicii de interes public sau de interes economic general, pentru care judetul Ialomita, reprezentat prin consiliul judetean Ialomita suportă din bugetul propriu, direct sau prin subventii, plata energiei electrice consumate și a iluminatului public. In cadrul propunerii de proiect “Parcul Solar Fotovoltaic Ialomita I” se vizează injectarea în SEN a energiei produse. Mentionam ca:

- În operarea proiectului se **va vinde producția de energie electrică** pe piata de profil pe perioada in care se emit certificate verzi producatorilor de energie din surse regenerabile. Certificatele verzi se vor vinde pe piata de profil in concordanta cu legea 220/2008 si Legea 139/2010 pentru modificarea Legii 220-2008 privind stimularea producerii de energie din surse regenerabile;
- În momentul in care subventiile sub forma de certificate verzi catre producatorii de energie electrica din surse regenerabile dispar, energia produsa va fi utilizata pentru consumul propriu.

Cursul Valutar folosit: **1 Euro = 4,3518 RON** InforEuro pentru luna Decembrie 2011.



**Proiectiile pe 30 ani ale Contului de Profit si Pierderi, ale Bilantului si Cash-Flow-ului** (fluxul de lichiditati) ale proiectului CJ Ialomita au fost considerate in 2 scenarii:

- ⇒ **Scenariul nr. 1 “fara Proiect” – fluxuri ZERO**, atat cheltuieli cat si venituri, terenul vizat fiind nefolosit in circuitul agricol sau altfel;
- ⇒ **Scenariul nr. 2 ”cu Proiect”**.

Perioada de implementare a proiectului este de circa trei luni. Aceste trei luni sunt reflectate in Cash-Flow, unde sunt evidentiata atat efortul de “finantare si investitii” – prin fluxul de lichiditati cu acelasi nume, cat si fluxul de lichiditati din activitatea operationala (inexistent in prezent, fiind vorba de un camp necultivat).

### **3.3.b) Capacitatea anuala medie de productie**

Puterea instalata **initiala** a parcului fotovoltaic propus este de cca. 0,5 MW ce reprezinta o capacitatea de productie initiala cca. 0,75 GWh anual. In anul sapte de exploatare se preconizeaza ca puterea instalata a Parcului Fotovoltaic Ialomita I sa fie de 2MW cu o capacitate de productie nominala de cca. 3GWh anual. Capacitatea de productie este bazata pe o medie a potentialului energetic solar al regiunii, obtinuta prin calcule si programe specifice:

- I. **NASA SSE (HOMER)** – O arhiva de parametri meteorologici si energie solara, disponibili global la o rezolutie de  $1^{\circ} \times 1^{\circ}$ , determinati prin masuratori efectuate de peste 200 de sateliti disponibila la <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/> pentru o perioada incepand cu 1964;
- II. Arhiva **WRDC** (World Radiation Data Centre) a Organizatiei meteorologice mondiale (**World Meteorological Organization**) disponibila la <http://wrdc-mgo.nrel.gov/> pentru perioada 1964-1993;
- III. **European Commission** – Joint Research Center - Photovoltaic Geographical Information System (**PVGIS**) disponibil la <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/index.htm> - o



baza de date si modele ce contin parametri de iradiere solara la sol pentru aplicatii solar electrice cu montare pe acoperis.

IV. Baza de date **HelioClim-3 Database of Solar Irradiance v2** a *MINES ParisTech - Armines (France)* disponibila la <http://www.helioclim.org/>

Consumurile directe și indirecte de energie electrică ale Consiliului Județean Ialomița și ale tuturor instituțiilor din subordinea sa, cu sau fără personalitate juridică, precum și ale tuturor Primăriilor din județ care primesc subvenții și ajutoare de la/prin intermediul Consiliului Județean (pe scurt CJ) sunt estimate la cca. 15 GWh anual. Acest necesar poate fi acoperit din producția de energie electrică a unui parc fotovoltaic cu dimensiuni aproximative de 10 MW putere instalată. Pe piața europeană, instalațiile la cheie cu dimensiuni similare costă cca. 3 Euro/Watt de putere instalată. Costurile de implementare fluctuează în funcție de o varietate de factori:

- prețurile de piață ale componentelor (module fotovoltaice, invertoare, cabluri, suportți);
- tehnologia de realizare a modulelor fotovoltaice (c-Si, a-Si, CIS, CIGS, CdTe);
- modul de montare (poziție fixă, ajustată sezonier, cu urmărire continuă a soarelui);
- disponibilitatea componentelor pe plan local;
- distanța dintre locația de implementare a proiectului și producătorii de componente;
- costurile cu transportul;
- disponibilitatea specialiștilor în domeniu pe plan local;
- disponibilitatea forței de muncă bine pregătite pe plan local;
- disponibilitatea contractorilor cu experiență în proiecte similare pe plan local;
- cursul de schimb interbancar Euro/Leu si \$/Leu.

**Varianta de proiect propusă** - Considerând cele de mai sus și exemple similare de instalații implementate în Spania, Germania si Statele Unite, dimensiunea propusă pentru proiect este de aproximativ 2 MW<sub>p</sub>, folosind metoda de montare fixă.





Parcul fotovoltaic va genera cca. 3 GWh energie electrică anual ce poate acoperi cca. 20% din necesarul actual estimat sau care poate fi vanduta pe piata de profil impreuna cu cele sase certificate verzi primite pentru fiecare MWh produs. Suprafata utilizata la implementare este de aproximativ 5,5 ha. Prezentam in continuare **Capacitatea medie anuala de productie a Parcului Fotovoltaic Ialomita 1** la randamentul maxim (din anul 1 de operare) in kWh anual (Tabelul Fin 1), asa cum a fost aceasta estimata – in cazul “fara Proiect” si in cazul “cu Proiect” in tabelul de sus respectiv tabelul de jos.

**Tabelul Fin 1 a) – Capacitatea medie anuala de productie pentru primul an**

Vanzari fara Proiect	Nr. Total UM MWh / An	Pret(RON) / UM	% Total Venituri	Total Vanzari (RON)/ An
Electricitate		194.831		
Certificate Verzi (6/MWh)		217.590		
<b>Total Echivalent Productie (MWh)</b>				

Vanzari cu proiect	Nr. Total UM MWh / An	Pret(RON) / UM	% Total Venituri	Total Vanzari (RON)/ An
Electricitate	751	195.831	13,0%	147.069
Certificate Verzi (6/MWh)	4.506	217.590	87,0%	980.461
<b>Total Echivalent Productie (MWh)</b>	<b>5.257</b>	<b>214.482</b>		<b>1.127.530</b>

**Tariful mediu considerat ca baza de plecare este de 0,47 lei per kWh**, reprezentand o medie a cheltuielilor energetice platite de catre CJ pentru institutiile din subordine pe ultimul an. Pretul de vanzare a productiei pe piata de profil este inasa inferior, de cca. 0,195 lei per kWh sau 45 Euro per MWh.

### 3.3.c) - Proiectia Veniturilor

Proiectia veniturilor generate de proiectul Parcul Fotovoltaic Ialomita I a fost realizata plecand de la matricea prezentata anterior in Tabelul Fin 1 cu capacitatea maxima de productie anuala in cele 2 scenarii, la care s-a aplicat randamentul anual al capacitatii de productie, detaliat mai jos ca premise.

**Randamentul anual al instalatiei de captare a energiei solare** cu panouri PV (PV = “Photo-Voltaic”) bazate pe siliciu cristalin, pleaca de la 100% din capacitatea nominala initiala in Anul 1 de utilizare si descreste bazat pe un indice de 99,07% anual, astfel ca in anul



25 de functionare normata si garantata de producator a panourilor fotovoltaice vom avea o putere efectiva de 80% din puterea nominala initiala:

**Tabelul Fin 1 b) – Productia anuala a instalatiei de captare a energiei solare**

Anul	% din puterea instalată inițială	Putere instalată (MW)	Energie produsă (MWh)	Anul	% din puterea instalată inițială	Putere instalată (MW)	Energie produsă (MWh)
1	100.00%	0.499	751	16	86.99%	1.795	2.700
2	99.07%	0.495	744	17	86.18%	1.778	2.675
3	98.16%	0.490	737	18	85.38%	1.762	2.650
4	97.25%	0.985	1.481	19	84.59%	1.746	2.625
5	96.35%	0.976	1.467	20	83.81%	1.729	2.601
6	95.46%	1.466	2.205	21	83.04%	1.713	2.577
7	94.58%	1.952	2.935	22	82.27%	1.698	2.553
8	93.70%	1.933	2.908	23	81.51%	1.682	2.529
9	92.83%	1.916	2.881	24	80.75%	1.666	2.506
10	91.97%	1.898	2.854	<b>25</b>	<b>80.00%</b>	<b>1.651</b>	2.483
11	91.12%	1.880	2.828	26	79.26%	1.636	2.460
12	90.28%	1.863	2.802	27	78.53%	1.620	2.437
13	89.45%	1.846	2.776	28	77.80%	1.605	2.415
14	88.62%	1.829	2.750	29	77.08%	1.591	2.392
15	87.80%	1.812	2.725	30	76.37%	1.576	2.370

Proiectia veniturilor proiectului a fost realizata asadar plecand de la matricea prezentata anterior in Tabelul Fin 1 cu capacitatea maxima de productie in cele 2 scenarii, la care s-a aplicat gradul de utilizare a capacitatii de productie, detaliat anterior.

In **Scenariul nr.1 “fara Proiect”**, veniturile din energie vor fi ZERO, la fel din certificate verzi, asa incat nu are sens reluarea tabelelor din modelul financiar modelat: pe toti cei 30 ani de prognoza, valorile vor fi ZERO pe linie, corespondente situatiei actuale, anume un teren neproductiv, nefolosit in circuitul agricol, negenerator de venituri.

**Scenariul nr.2 “cu Proiect”** va avea veniturile din productie de electricitate de mai sus. La aceasta inasa se va adauga valorificarea certificatelor verzi. Certificatele verzi reprezinta varianta guvernului Romaniei de stimulare a dezvoltarii producerii energiei electrice din surse regenerabile conform *Legii 139/2010 pentru modificarea Legii 220/2008 privind stimularea producerii de energie din resurse regenerabile.*



Tabelul Fin 2 a) – Structura veniturilor CJ Ialomita pe 30 ani, anii 1 – 10 in UM, RON si EUR

Indicatori cu Proiect	4.3518	UM	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 6	An 7	An 8	An 9	An 10
Capacitate Max Anuala			100.00%	99.07%	98.16%	97.25%	96.35%	95.46%	94.58%	93.70%	92.83%	91.97%
Electricitate	14.3%	MWh	750	744	737	1,293	1,467	1,918	2,461	2,907	2,880	2,853
Certificate Verzi	85.7%	MWh	4,503	4,461	4,420	7,756	8,800	11,510	14,765	17,439	17,278	17,118
Vanzari Valorice previzionate	Pret/UM											
Electricitate	195.831	RON	146,970	145,611	144,263	253,156	287,217	375,681	481,917	569,193	563,926	558,709
Certificate Verzi	217.590	RON	979,803	970,737	961,756	1,687,710	1,914,780	2,504,542	3,212,777	3,794,617	3,759,509	3,724,726
Electricitate	45.000	EUR	33,772	33,460	33,150	58,173	66,000	86,328	110,740	130,795	129,585	128,386
Certificate Verzi	50.000	EUR	225,149	223,066	221,002	387,819	439,997	575,519	738,264	871,965	863,897	855,905
<b>TOTAL VANZARI</b>		<b>RON</b>	<b>1,126,773</b>	<b>1,116,348</b>	<b>1,106,020</b>	<b>1,940,866</b>	<b>2,201,996</b>	<b>2,880,223</b>	<b>3,694,693</b>	<b>4,363,809</b>	<b>4,323,435</b>	<b>4,283,435</b>
		<b>Euro</b>	<b>258,921</b>	<b>256,526</b>	<b>254,152</b>	<b>445,992</b>	<b>505,997</b>	<b>661,846</b>	<b>849,003</b>	<b>1,002,760</b>	<b>993,482</b>	<b>984,290</b>



Tabelul Fin 2 b) – Structura veniturilor CJ Ialomita pe 30 ani, anii 11 – 20 in UM, RON si EUR

Indicatori cu Proiect	4.3518	UM	An 11	An 12	An 13	An 14	An 15	An 16	An 17	An 18	An 19	An 20
Capacitate Max Anuala			91.12%	90.28%	89.45%	88.62%	87.80%	86.99%	86.18%	85.38%	84.59%	83.81%
Electricitate	14.3%	MWh	2,827	2,800	2,775	2,749	2,723	2,698	2,673	2,649	2,624	2,600
Certificate Verzi	85.7%	MWh	16,960	16,803	16,647	16,493	16,341	16,190	16,040	15,891	15,744	15,599
Vanzari Valorice previzionate	Pret/UM											
Electricitate	195.831	RON	553,540	548,418	543,344	538,317	533,337	528,402	523,514	518,670	513,871	509,117
Certificate Verzi	217.590	RON	3,690,265	3,656,122	3,622,296	3,588,783	3,555,579	3,522,683	3,490,091	3,457,801	3,425,809	3,394,114
Electricitate	45.000	EUR	127,198	126,021	124,855	123,700	122,555	121,422	120,298	119,185	118,082	116,990
Certificate Verzi	50.000	EUR	847,986	840,140	832,367	824,666	817,036	809,477	801,988	794,568	787,217	779,933
<b>TOTAL VANZARI</b>		<b>RON</b>	<b>4,243,804</b>	<b>4,204,541</b>	<b>4,165,640</b>	<b>4,127,100</b>	<b>4,088,916</b>	<b>4,051,085</b>	<b>4,013,605</b>	<b>3,976,471</b>	<b>3,939,680</b>	<b>3,903,231</b>
		<b>Euro</b>	<b>975,184</b>	<b>966,161</b>	<b>957,222</b>	<b>948,366</b>	<b>939,592</b>	<b>930,899</b>	<b>922,286</b>	<b>913,753</b>	<b>905,299</b>	<b>896,923</b>



Tabelul Fin 2 c) – Structura veniturilor CJ Ialomita pe 30 ani, anii 21 – 30 in UM, RON si EUR

Indicatori cu Proiect	4.3518	UM	An 21	An 22	An 23	An 24	An 25	An 26	An 27	An 28	An 29	An 30
Capacitate Max Anuala	751		83.04%	82.27%	81.51%	80.75%	80.00%	79.26%	78.53%	77.80%	77.08%	76.37%
Electricitate	14.3%	MWh	2,576	2,552	2,528	2,505	2,482	2,459	2,436	2,413	2,391	2,369
Certificate Verzi	85.7%	MWh	15,454	15,311	15,170	15,029	14,890	14,753	14,616	14,481	14,347	14,214
Vanzari Valorice previzionate	Pret/UM											
Electricitate	195.831	RON	504,407	499,740	495,116	490,535	485,997	481,501	477,046	472,632	468,259	463,927
Certificate Verzi	217.590	RON	3,362,711	3,331,599	3,300,775	3,270,237	3,239,980	3,210,004	3,180,305	3,150,881	3,121,729	3,092,847
Electricitate	45.000	EUR	115,908	114,835	113,773	112,720	111,677	110,644	109,620	108,606	107,601	106,606
Certificate Verzi	50.000	EUR	772,717	765,568	758,485	751,468	744,515	737,627	730,802	724,041	717,342	710,705
<b>TOTAL VANZARI</b>		<b>RON</b>	<b>3,867,118</b>	<b>3,831,339</b>	<b>3,795,892</b>	<b>3,760,772</b>	<b>3,725,977</b>	<b>3,691,505</b>	<b>3,657,351</b>	<b>3,623,513</b>	<b>3,589,988</b>	<b>3,556,774</b>
		<b>Euro</b>	<b>888,625</b>	<b>880,403</b>	<b>872,258</b>	<b>864,188</b>	<b>856,192</b>	<b>848,271</b>	<b>840,423</b>	<b>832,647</b>	<b>824,943</b>	<b>817,311</b>



### 3.3.d) - Prognoza Cheltuielilor

Prognoza cheltuielilor pe anii 1-30 dupa implementarea proiectului a plecat de la analiza detaliata a acestora.

Producția valorică a **Parcului Solar Ialomița I** pentru primul an este de cca. €710/zi sau €170/h de functionare in plin. Din anul 7 inasa aceste valori sunt aproape quadruple, €2.775/zi sau €660 per ora de functionare in plin. În consecință, trebuie făcut totul pentru a minimiza timpii morți. Pentru a garanta că generatorul solar va produce energie electrică pentru o perioadă cât mai apropiată de cea maximă, s-au prevăzut cheltuieli de servicii de interventii si mentenanta. Aceste servicii vor fi sub formă de asistenta post-implementare a firmei ce va implementa proiectul Din experienta implementarilor si operarii instalatiilor similare se previzioneaza ca un procent relativ mic (0,5%) din panourile fotovoltaice sa se defecteze. Desi inca in garantie, defectarea unui singur panou are ca efect reducerea la zero a unui intreg sir si implicit pierderea productiei de energie electrica. In plus, manopera pentru inlocuit panoul, verificarea intregului sir si reconectarea acestuia precum si serviciul de transport de returnare la fabricant nu sunt in general acoperite de garantie. Generatorul electric fotovoltaic contine o multitudine de alte componente care la randul lor se pot defecta sau pot reactiona in mod nedorit la fluctuatiile energetice din sistem. Reparatiiile invertoarelor, verificarea conexiunilor, a cutiilor de interconectare, determinarea si repararea defectiunilor aparute de la fluctuatii majore in reseaua nationala, descarcari electrice atmosferice, defectari ale sistemului de securitate si ale sistemului de colectare si transmisie de date sunt deasemena de extrema importanta.

Ca urmare, trebuie sa se asigure necesarul de componente de rezerva si specialisti care sa repuna in functiune sistemul la parametri nominali de functionare in timpul cel mai scurt. Se recomanda ca firma prestatoare de servicii post implementare sa posede la dispozitie aceste componente si sa aibe potentialul de a delega personal tehnic la locatia instalatiei in timpul cel mai scurt indiferent de vreme, ora din zi sau posibile sarbatori. Se doreste ca functionarea instalatiei in conditii productive normale sa se realizeze pe 95% din timp. Este posibil sa se poata asigura functionarea parcului fotovoltaic si la un nivel de 99,9%. Functionarea acestuia nu este inasa critica, nu se pierd vietii omenesti in caz de defectiune temporara si in plus



costurile pentru un asemenea nivel ridicat de functionare nu sunt justificate de pierderile posibile suferite. Pentru situatia de fata, se estimeaza la cca. 10% din valoarea productiei poate compensa serviciile de garantie tehnica a functionarii descrise.

**Servicii de Contabilitate si Audit** profesionale nu sunt indeajuns de voluminoase pentru a necesita un nou angajat așa că vor fi acoperite prin personalul deja existent al Consiliului Judetean Ialomita.

**Asigurarea** a fost prevazuta la o cota anuală de 0,2% anual din valoarea asigurata sau valoarea activelor imobilizate brute in conformitate cu cotele practicate pe piata.

Dotarile de birou / igiena personalului si alte consumabile (sapunuri, becuri etc.) si alte cheltuieli sunt Cheltuieli Fixe si au fost estimate la 2.000 lei, respectiv la 4.000 lei anual.

*Tabelul Fin 3) – Structura amortizarilor pentru anii 1÷30*

Anul	De Amortizat (Euro)					Amortizare (Euro)	Active brut (Lei)	Amortizare cumulata (Lei)	Ne-amortizat (Euro)
	Modul 1	Modul 2	Modul 3	Modul 4	Total				
0									
1	421.267				421.267	225,753	3,666,541	982,430	195,515
2	105.317				105.317	223,597	3,666,541	1,955,477	77,235
3	105.317				105.317	182,552	3,666,541	2,749,906	0
4	105.317	421.267			526.584	388,218	7,333,083	4,439,354	138,366
5	105.317	105.317			210.634	348,999	7,333,083	5,958,130	0
6		105.317	421.267		526.584	526,584	10,999,624	8,249,718	0
7		105.317	105.317	421.267	631.901	631,901	14,666,165	10,999,624	0
8		105.317	105.317	105.317	315.950	315,950	14,666,165	12,374,577	0
9			105.317	105.317	210.634	210,634	14,666,165	13,291,212	0
10			105.317	105.317	210.634	210,634	14,666,165	14,207,848	0
11	42.179			105.317	147.496	147,496	15,033,275	14,849,720	0
12	10.545				10.545	10,545	15,033,275	14,895,609	0
13	10.545				10.545	10,545	15,033,275	14,941,498	0
14	10.545	42.179			52.724	52,724	15,400,385	15,170,941	0
15	10.545	10.545			21.090	21,090	15,400,385	15,262,719	0
16		10.545	42.179		52.724	52,724	15,767,495	15,492,163	0
17		10.545	10.545	42.179	63.269	63,269	16,134,605	15,767,495	0
18		10.545	10.545	10.545	31.634	31,634	16,134,605	15,905,161	0
19			10.545	10.545	21.090	21,090	16,134,605	15,996,939	0
20			10.545	10.545	21.090	21,090	16,134,605	16,088,716	0
21	42.179			10.545	52.724	52,724	16,501,715	16,318,160	0



Anul	De Amortizat (Euro)				Amortizare (Euro)	Active brut (Lei)	Amortizare cumulata (Lei)	Ne-amortizat (Euro)	
22	10.545			10.545	10,545	16,501,715	16,364,049	0	
23	10.545			10.545	10,545	16,501,715	16,409,938	0	
24	10.545	42.179		52.724	52,724	16,868,825	16,639,381	0	
25	10.545	10.545		21.090	21,090	16,868,825	16,731,159	0	
26		10.545	42.179	52.724	52,724	17,235,935	16,960,603	0	
27		10.545	10.545	42.179	63.269	63,269	17,603,045	17,235,935	0
28		10.545	10.545	14.060	35.149	35,149	17,603,045	17,388,898	0
29			10.545	14.060	24.604	24,604	17,603,045	17,495,971	0
30			10.545	14.060	24.604	24,604	17,603,045	17,603,045	0

**Amortizarile** au fost considerate astfel: pe baza tabelului de amortizari pe sectoarele economiei nationale, pentru o investitie in energia solara, s-a considerat amortizarea accelerata in 5 ani cu 50% in primul an si 12,5% in fiecare din cei 4 ani urmatori. Pentru primul modul de exemplu, cei 5 ani pentru simplificare incep sa “curga” din momentul inaugurarii investiei.

S-a preferat aceasta varianta pentru a asigura amortizarea investitiei intr-o perioada minima, pentru a debloca fondurile in scopul reinvestirii si producerii beneficiilor maxime pe durata sustinerii guvernamentale a producerii energiei electrice din surse regenerabile. In acest fel, in caz de urgenta, fondurile pot fi redirectionate la sfarsitul anului 3 inainte de instalarea modulului 2, sfarsitul anului 5 inainte de instalarea modulului 3 sau la sfarsitul anului 6 inainte de instalarea modulului 4. Presumtiile prezentului studiu sunt de a folosi fondurile pana la inceputul anului 8 cand acestea se deblocheaza si pot fi folosite de Consiliul Judetean in alte scopuri, in beneficiul cetateanului Ialomitean. La fiecare 10 ani este necesara o reparatie capitala a invertoarelor. Amortizarea acestei investitii se va face deasemenea accelerat intr-o perioada de 5 ani.

**Cheltuieli FIXE vs Cheltuieli variabile** - Toate cheltuielile din proiectia noastra de mai sus sunt FIXE in masura in care dimensiunea instalatiei nu se schimba, insemnând ca nu avem cheltuieli care sa depinda de volumul sau de valoarea productiei dintr-un anumit an sau trimestru. Aceasta are logica, avand in vedere ca proiectul are costuri clare, cu tertii si anumite costuri minimale logistice, iar “productia” efectiva este asigurata de SOARE și funcționarea instalației. Dimensiunea instalatiei nu este constanta pe durata de 30 ani





considerata in acesta analiza. Ca urmare costurile cu serviciile de garantie tehnica vor varia in timp in functie de incasarile din productia de energie si valorificarea certificatelor verzi. In acest fel cheltuielile scad cu scaderea productivitatii instalatiei si deci cu cat fuctionarea este mai putin critica, sau cu cat valoarea incasarilor este mai mica, cu atat costurile sunt mai mici.

Spre deosebire de firmele si proiectele din domeniile Productie industriala sau Servicii de piata, in acest caz "Gradul de utilizare" a capacitatii de productie este mai degraba un randament mediu pe sezon al panourilor fotovoltaice, o sezonalitate, iar pe de alta parte o scadere graduala a productivității (puterii instalate) de la an la an, din motive tehnologice si fizico-chimice.

Asadar acest grad de incarcare / randament nu se obtine prin analiza pietei si prin extrapolarea executiei cu succes a unei strategii de marketing, care sa rezulte intr-o anumita cota de piata si de aici necesitatea unor cheltuieli variabile de sustinere a acestui efort. In loc de aceasta, in cazul nostru - prezentat mai sus, Gradul de utilizare este calculat pe baza unor statistici cu serii de date meteo si tehnologice - acoperind peste 5 decenii, statistici obtinute cu ajutorul masuratorilor la sol si prin satelit si prin studiul tehnologiilor de implementare a instalatiilor fotovoltaice dezvoltate in alte tari ale lumii in ultimele decenii.

**In scenariul nr.1 "fara Proiect", Cheltuielile vor fi ZERO "pe linie" la toate capitolele prezentate, ca si Veniturile (zero pe linie), avand in vedere ca avem de a face cu un teren necultivat, neinclus in circuitul agricol.**

**In scenariul nr. 2 "cu Proiect" Cheltuielile operationale sunt cele de mai sus.**



### 3.3.e) – Profit si Pierdere

Pe baza proiectiei de Venituri si Cheltuieli – explicitate mai sus in tabelele Fin 2 si Fin 3, consolidam proiectia Contului de Profit si Pierderi (CPP) conform structurii clasice a CPP din Bilantul contabil, astfel (vezi tabel Fin 4).

Proiectul propus va fi integrat din punct de vedere contabil in Bilantul consolidat al CJ Ialomita. Pentru a evidenta sustenabilitatea acestui proiect in anii de operare, am tratat proiectia de venituri si cheltuieli ca pe aceea a unei firme ce isi desfasoara activitatea in mediul economic din Romania, inclusiv pana la impozitul pe profit brut de 16% si rezultatul “profit net” aferent.

In scenariul nr. 1 “**fara Proiect**”, intreaga proiectie “Profit si Pierdere” va fi ZERO ”pe linie” la toate capitolele, pentru ca atat Veniturile cat si Cheltuielile vor fi nule, avand in vedere ca avem de a face cu un teren necultivat, neinclus in circuitul agricol.

Scenariul nr. 2 “**cu Proiect**” este detaliat in continuare.

Se observa ca atat Rezultatul (profitul) din Exploatare, cat si cel curent si cel Net sunt POZITIVE in acest scenariu pentru cvasitotalitatea anilor considerati in proiectie, ceea ce demonstreaza viabilitatea si sustenabilitatea acestui scenariu. Mai mult, proiectul se dezvolta in timp prin reinvestirea profitului in asa fel incat in anul 7 de functionare are o dimensiune de 4 ori mai mare si implicit produce de cca. 4 ori mai mult decat initial. Finantarea din fondul de investitii al Consiliului Judetean Ialomita este disponibilizata la sfarsitul anului 8 de functionare si impreuna cu profiturile anuale aduse poate finanta dezvoltarea in continuare a aceluasi proiect sau orice alte proiecte relevante pentru Judetul Ialomita la momentul respectiv.



Tabelul Fin 4 a) – Proiectia Cont Profit si Pierdere pe Anii 1-10 – scenariul 2 ”cu Proiect”

Indicatori	UM	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 6	An 7	An 8	An 9	An 10
Curs de schimb utilizat	4.3518										
Venituri din exploatare											
Venituri din vanzarea marfurilor	RON										
	EUR										
Productia vanduta	RON	146,970	145,611	144,263	253,156	287,217	375,681	481,917	569,193	563,926	558,709
	EUR	33,772	33,460	33,150	58,173	66,000	86,328	110,740	130,795	129,585	128,386
Alte venituri din exploatare - Certificate Verzi	RON	979,803	970,737	961,756	1,687,710	1,914,780	2,504,542	3,212,777	3,794,617	3,759,509	3,724,726
	EUR	225,149	223,066	221,002	387,819	439,997	575,519	738,264	871,965	863,897	855,905
Alte venituri din exploatare - Subventii	RON										
	EUR										
<b>Venituri din Exploatare - total</b>	RON	1,126,773	1,116,348	1,106,020	1,940,866	2,201,996	2,880,223	3,694,693	4,363,809	4,323,435	4,283,435
	EUR	258,921	256,526	254,152	445,992	505,997	661,846	849,003	1,002,760	993,482	984,290
<b>Cheltuieli de Exploatare</b>											
Cheltuieli materiale - total	RON	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000
	EUR	1,379	1,379	1,379	1,379	1,379	1,379	1,379	1,379	1,379	1,379
Cheltuieli cu lucrari si servicii executate de terti	RON	138,343	137,301	136,268	245,418	271,531	365,020	472,132	539,044	535,007	531,007
	EUR	31,790	31,550	31,313	56,395	62,395	83,878	108,491	123,867	122,939	122,020
Cheltuieli cu impozite, taxe si varsaminte asimilate	RON										
	EUR										
Cheltuieli cu personalul - total	RON										
	EUR										
Alte cheltuieli de exploatare	RON										
	EUR										
Cheltuieli cu amortizarile si provizioanele	RON	982,430	973,047	794,429	1,689,448	1,518,775	2,291,588	2,749,906	1,374,953	916,635	916,635
	EUR	225,753	223,597	182,552	388,218	348,999	526,584	631,901	315,950	210,634	210,634
<b>Cheltuieli pentru Exploatare - total</b>	RON	1,126,773	1,116,348	936,696	1,940,866	1,796,307	2,662,608	3,228,038	1,919,997	1,457,642	1,453,642
	EUR	258,921	256,526	215,243	445,992	412,773	611,841	741,771	441,196	334,952	334,032
<b>Rezultatul din Exploatare</b>	RON	-	-	169,323	-	405,690	217,615	466,655	2,443,812	2,865,793	2,829,793
	EUR	-	-	38,909	-	93,223	50,006	107,233	561,564	658,531	650,258
<b>Venituri Financiare</b>											
Venituri Financiare - total	RON										



Indicatori	UM	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 6	An 7	An 8	An 9	An 10
	EUR										
<b>Cheltuieli Financiare:</b>											
Cheltuieli privind Dobanzile	RON										
	EUR										
15P	RON										
	EUR										
16P	RON	-	-	169,323	-	405,690	217,615	466,655	2,407,259	-	-
	EUR	-	-	38,909	-	93,223	50,006	107,233	553,164	-	-
17P	RON	-	-	169,323	-	405,690	217,615	466,655	2,407,259	-	-
	EUR	-	-	38,909	-	93,223	50,006	107,233	553,164	-	-
18P	RON	-	-	(169,323)	-	(405,690)	(217,615)	(466,655)	(2,407,259)	-	-
	EUR	-	-	(38,909)	-	(93,223)	(50,006)	(107,233)	(553,164)	-	-
19P	RON	-	-	-	-	-	-	-	36,553	2,865,793	2,829,793
	EUR	-	-	-	-	-	-	-	8,400	658,531	650,258
20P	RON	-	-	-	-	-	-	-	5,849	458,527	452,767
	EUR	-	-	-	-	-	-	-	1,344	105,365	104,041
21P	RON	-	-	-	-	-	-	-	30,705	2,407,266	2,377,026
	EUR	-	-	-	-	-	-	-	7,056	553,166	546,217

Tabelul Fin 4 b) – Proiectia Cont Profit si Pierdere pe Anii 11-20 – scenariul 2 ”cu Proiect”

Indicatori	UM	An 11	An 12	An 13	An 14	An 15	An 16	An 17	An 18	An 19	An 20
Curs de schimb utilizat	4.3518										
Venituri din exploatare											
Venituri din vanzarea marfurilor	RON										
	EUR										
2P	RON	553,540	548,418	543,344	538,317	533,337	528,402	523,514	518,670	513,871	509,117
	EUR	127,198	126,021	124,855	123,700	122,555	121,422	120,298	119,185	118,082	116,990
3P	RON	3,690,265	3,656,122	3,622,296	3,588,783	3,555,579	3,522,683	3,490,091	3,457,801	3,425,809	3,394,114
	EUR	847,986	840,140	832,367	824,666	817,036	809,477	801,988	794,568	787,217	779,933
4P	RON										
	EUR										
5P	RON	4,243,804	4,204,541	4,165,640	4,127,100	4,088,916	4,051,085	4,013,605	3,976,471	3,939,680	3,903,231
	EUR	975,184	966,161	957,222	948,366	939,592	930,899	922,286	913,753	905,299	896,923
<b>Cheltuieli de Exploatare</b>											
Cheltuieli materiale - total	RON	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000



	Indicatori	UM	An 11	An 12	An 13	An 14	An 15	An 16	An 17	An 18	An 19	An 20
7P	Cheltuieli cu lucrar si servicii executate de terti	EUR	1,379	1,379	1,379	1,379	1,379	1,379	1,379	1,379	1,379	1,379
		RON	896,723	525,687	521,797	887,623	516,694	882,591	881,413	510,589	506,910	503,265
		EUR	206,058	120,798	119,904	203,967	118,731	202,811	202,540	117,328	116,483	115,645
8P	Cheltuieli cu impozite, taxe si varsaminte asimilate	RON										
		EUR										
9P	Cheltuieli cu personalul - total	RON										
		EUR										
10P	Alte cheltuieli de exploatare	RON										
		EUR										
11P	Cheltuieli cu amortizarile si provizioanele	RON	641,873	45,889	45,889	229,444	91,778	229,444	275,333	137,666	91,778	91,778
		EUR	147,496	10,545	10,545	52,724	21,090	52,724	63,269	31,634	21,090	21,090
12P	<b>Cheltuieli pentru Exploatare - total</b>	RON	1,544,596	577,576	573,686	1,123,066	614,472	1,118,035	1,162,745	654,256	604,688	601,043
		EUR	354,933	132,721	131,827	258,069	141,199	256,913	267,187	150,341	138,951	138,114
13P	<b>Rezultatul din Exploatare</b>	RON	2,699,208	3,626,965	3,591,955	3,004,033	3,474,444	2,933,051	2,850,859	3,322,215	3,334,993	3,302,188
		EUR	620,251	833,440	825,395	690,297	798,392	673,986	655,099	763,412	766,348	758,810
	<b>Venituri Financiare</b>											
14P	Venituri Financiare - total	RON										
		EUR										
	<b>Cheltuieli Financiare:</b>											
15P	Cheltuieli privind Dobanzile	RON										
		EUR										
16P	Alte Cheltuieli Financiare	RON	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		EUR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
17P	Cheltuieli Financiare - total	RON	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		EUR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
18P	Rezultatul Financiar	RON	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		EUR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19P	Rezultatul curent al exercitiului	RON	2,699,208	3,626,965	3,591,955	3,004,033	3,474,444	2,933,051	2,850,859	3,322,215	3,334,993	3,302,188
		EUR	620,251	833,440	825,395	690,297	798,392	673,986	655,099	763,412	766,348	758,810
20P	Impozit pe profit	RON	431,873	580,314	574,713	480,645	555,911	469,288	456,138	531,554	533,599	528,350
	<b>16.0%</b>	EUR	99,240	133,350	132,063	110,447	127,743	107,838	104,816	122,146	122,616	121,410
	Profit net / pierdere	RON	2,267,335	3,046,651	3,017,242	2,523,388	2,918,533	2,463,762	2,394,722	2,790,661	2,801,394	2,773,838
21P		EUR	521,011	700,090	693,332	579,849	670,650	566,148	550,283	641,266	643,732	637,400



Tabelul Fin 4 c) – Proiectia Cont Profit si Pierdere pe Anii 21-30 – scenariul 2 ”cu Proiect”

	UM	An 21	An 22	An 23	An 24	An 25	An 26	An 27	An 28	An 29	An 30
<b>Curs de schimb utilizat (mii Euro)</b>	4.3518										
<b>Venituri din exploatare</b>											
Venituri din vanzarea marfurilor	RON										
	EUR										
2P	RON	504,407	499,740	495,116	490,535	485,997	481,501	477,046	472,632	468,259	463,927
	EUR	115,908	114,835	113,773	112,720	111,677	110,644	109,620	108,606	107,601	106,606
3P	RON	3,362,711	3,331,599	3,300,775	3,270,237	3,239,980	3,210,004	3,180,305	3,150,881	3,121,729	3,092,847
	EUR	772,717	765,568	758,485	751,468	744,515	737,627	730,802	724,041	717,342	710,705
4P	RON										
	EUR										
5P	RON	3,867,118	3,831,339	3,795,892	3,760,772	3,725,977	3,691,505	3,657,351	3,623,513	3,589,988	3,556,774
	EUR	888,625	880,403	872,258	864,188	856,192	848,271	840,423	832,647	824,943	817,311
<b>Cheptuilei de Exploatare</b>											
Cheptuilei materiale - total	RON	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000
	EUR	1,379	1,379	1,379	1,379	1,379	1,379	1,379	1,379	1,379	1,379
7P	RON	869,334	498,646	495,101	861,269	490,680	856,912	856,066	485,573	482,220	478,899
	EUR	199,764	114,584	113,769	197,911	112,753	196,910	196,715	111,580	110,809	110,046
8P	RON										
	EUR										
9P	RON										
	EUR										
10P	RON										
	EUR										
11P	RON	229,444	45,889	45,889	229,444	91,778	229,444	275,333	152,963	107,074	107,074
	EUR	52,724	10,545	10,545	52,724	21,090	52,724	63,269	35,149	24,604	24,604
12P	RON	1,104,778	550,535	546,990	1,096,713	588,457	1,092,356	1,137,399	644,535	595,294	591,972
	EUR	253,867	126,507	125,693	252,014	135,222	251,012	261,363	148,108	136,793	136,029
13P	RON	2,762,340	3,280,805	3,248,902	2,664,059	3,137,520	2,599,149	2,519,952	2,978,978	2,994,694	2,964,801
	EUR	634,758	753,896	746,565	612,174	720,971	597,258	579,060	684,539	688,151	681,282
<b>Venituri Financiare</b>											
Venituri Financiare - total	RON										



	Indicatori	UM	An 21	An 22	An 23	An 24	An 25	An 26	An 27	An 28	An 29	An 30
	<b>Cheltuieli Financiare:</b>	EUR										
15P	Cheltuieli privind Dobanzile	RON										
		EUR										
16P	Alte Cheltuieli Financiare	RON	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		EUR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
17P	Cheltuieli Financiare - total	RON	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		EUR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
18P	Rezultatul Financiar	RON	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		EUR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19P	Rezultatul curent al exercitiului	RON	2,762,340	3,280,805	3,248,902	2,664,059	3,137,520	2,599,149	2,519,952	2,978,978	2,994,694	2,964,801
		EUR	634,758	753,896	746,565	612,174	720,971	597,258	579,060	684,539	688,151	681,282
20P	Impozit pe profit	RON	441,974	524,929	519,824	426,250	502,003	415,864	403,192	476,636	479,151	474,368
	<b>16.0%</b>	EUR	101,561	120,623	119,450	97,948	115,355	95,561	92,650	109,526	110,104	109,005
21P	Profit net / pierdere	RON	2,320,366	2,755,876	2,729,078	2,237,810	2,635,517	2,183,285	2,116,760	2,502,342	2,515,543	2,490,433
		EUR	533,197	633,273	627,115	514,226	605,615	501,697	486,410	575,013	578,047	572,277



### **3.3.f) Fluxul de Lichiditati (Cash-Flow)**

Fluxul de lichiditati a fost proiectat pe baza prezumtiilor deja prezentate, ca si a proiectiilor de venituri si cheltuieli, de profit si pierderi prezentate deja in tabelele Fin 1 – Fin 4. **Se observa in cadrul Cash-flow din investitii si finantare Achiziitiile de active fixe (amenajare teren, utilaje si echipamente – panouri PV, invertoare s.a.) si active necorporale (consultanta, management, audit, publicitate proiect s.a.) – toate fiind esalonate pe luni conform graficului de activitati al proiectului.**





**Tabelul Fin 7 a) - Cash-Flow (fluxul de lichiditati) aferent perioadei an 0 (de implementare) si 1 ÷8- scenariul 2 “cu Proiect”**

	OPERATIUNEA / PERIOADA	Luna 1-2	Luna 3-4	Luna 5-6	Anul 0	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 6	An 7	An 8
I.	ACTIVITATEA DE INVESTITII SI FINANTARE				842,534								
A.	Total intrari de lichiditati din: (A1+A2+A3+A4)	4,076,158	233,627	236,727	4,546,511	-	-	-	-	-	-	-	-
	A1. Aport la capitalul social	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	A2. Vanzari de active, inclusiv TVA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	A3. Credite pe termen lung, din care: (A.3.1. + A.3.2.)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	A.3.1. Imprumut - cofinantare la proiect	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	A.3.2. Alte Credite pe termen mediu si lung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	A4. Finantare din fondul de investitii al CJ	4,076,158	233,627	236,727	4,546,511	-	-	-	-	-	-	-	-
B.	Total iesiri de lichiditati prin investitii: (B1+B2+B3)	4,076,158	233,627	236,727	4,546,511	-	-	-	4,546,511	-	4,546,511	4,546,511	-
	B1. Achizitii de active fixe corporale, inclusiv TVA	4,001,457	233,627	236,727	4,471,810	-	-	-	4,471,810	-	4,471,810	4,471,810	-
	B2. Achizitii de active fixe necorporale, inclusiv TVA	74,702	-	-	74,702	-	-	-	74,702	-	74,702	74,702	-
	B3. Cresterea investitiilor in curs	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
C.	Total iesiri de lichiditati prin finantare (C1+C2)	-	-	-	-	-	-	169,323	-	405,690	2,17,615	466,655	2,407,259
	C1. Rambursari de Credite pe termen mediu si lung, din care: (C.1.1.+ C.1.2.)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	C.1.1. Rate la imprumut - cofinantare la proiect	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	C.1.2. Rate la alte Credite pe termen mediu si lung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



	OPERATIUNEA / PERIOADA	Luna 1-2	Luna 3-4	Luna 5-6	Anul 0	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 6	An 7	An 8
	C2. Plati de dobanzi la Credite pe termen mediu si lung, din care: (C.2.1.+C.2.2.)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	C.2.1. La imprumut - cofinantare la proiect	-	-	-	-	-	-	169,323	-	405,690	217,615	466,655	2,407,259
	C.2.2. La alte Credite pe termen mediu si lung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
D.	Flux de lichiditati din activitatea de investitii si finantare (A-B-C)	-	-	-	-	-	-	169,323	4,546,511	405,690	4,764,126	5,013,166	2,407,259
II.	ACTIVITATEA DE EXPLOATARE												
E.	Incasari din activitatea de exploatare, inclusiv TVA ( F1)	-	-	-	-	1,126,773	1,116,348	1,106,020	1,940,866	2,201,996	2,880,223	3,694,693	4,363,809
F.	Incasari din activitatea financiara pe termen scurt	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
G.	Credite pe termen scurt	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
H.	Total Intrari de numerar (E+F+G)	-	-	-	-	1,126,773	1,116,348	1,106,020	1,940,866	2,201,996	2,880,223	3,694,693	4,363,809
I.	Plati pentru activitatea de exploatare, inclusiv TVA (dupa caz), din care:	-	-	-	-	178,985	177,693	176,412	311,759	344,139	460,064	592,884	675,855
I.1	Materii prime si materiale	-	-	-	-	7,440	7,440	7,440	7,440	7,440	7,440	7,440	7,440
I.2	Alte materiale	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
I.3	Energia si apa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
I.4	Marfuri	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
I.5	Aferente personalului angajat	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
I.6	Asigurari si protectie sociala	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
I.7	Prestatii externe	-	-	-	-	171,545	170,253	168,972	304,319	336,699	452,624	585,444	668,415
I.8	Impozite, taxe si varsaminte asimilate	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



OPERATIUNEA / PERIOADA	Luna 1-2	Luna 3-4	Luna 5-6	Anul 0	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 6	An 7	An 8
I.9 Alte plati aferente exploatarii -asigurari	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
J. Flux brut inainte de plati pentru impozit pe profit si ajustare TVA (H-I)	-	-	-	-	947,788	938,655	929,608	1,629,108	1,857,858	2,420,158	3,101,809	3,687,955
K. Plati/incasari pentru impozite si taxe (K1-K2+K3)	-	-	-	-	34,642	34,392	34,144	940,310	66,607	969,015	994,722	124,962
K1. plati TVA	-	-	879,970	879,970	-	-	-	-	-	-	-	-
K2. rambursari TVA	-	-	879,970	879,970	34,642	34,392	34,144	940,310	66,607	969,015	994,722	130,811
K3. impozit pe profit	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,849
L. Rambursari de credite pe termen scurt	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
M. Plati de dobanzi la credite pe termen scurt	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
N. Dividende	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
O. Total plati, exclusiv cele aferente exploatarii (K+L+M+N)	-	-	-	-	34,642	34,392	34,144	940,310	66,607	969,015	994,722	124,962
P. Flux de numerar din activitatea de exploatare (J-O)	-	-	-	-	982,430	973,047	963,752	2,569,418	1,924,465	3,389,173	4,096,531	3,812,917
III. FLUX DE LICHIDITATI (CASH FLOW)												
Q. Flux de lichiditati net al perioadei (D+P)	-	-	-	-	982,430	973,047	794,429	1,977,093	1,518,775	1,374,953	916,635	1,405,658
R. Disponibil de numerar al ciclului precedent	-	-	-	-	-	982,430	1,955,477	2,749,906	772,813	2,291,588	916,635	0
S. Disponibil de numerar curent (Q+R)	-	-	-	-	982,430	1,955,477	2,749,906	772,813	2,291,588	916,635	0	1,405,658



Tabelul Fin 7 b) - Cash-Flow (fluxul de lichiditati) aferent perioadei anii 9 ÷19 – scenariul 2 “cu Proiect”

OPERATIUNEA / PERIOADA	An 9	An 10	An 11	An 12	An 13	An 14	An 15	An 16	An 17	An 18	An 19
<b>I. ACTIVITATEA DE INVESTITII SI FINANTARE</b>											
<b>A. Total intrari de lichiditati din: (A1+A2+A3+A4)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A1. Aport la capitalul social	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A2. Vanzari de active, inclusiv TVA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A3. Credite pe termen lung, din care: (A.3.1. + A.3.2.)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A.3.1. Imprumut - cofinantare la proiect	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A.3.2. Alte Credite pe termen mediu si lung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A4. Finantare din fondul de investitii al CJ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>B. Total iesiri de lichiditati prin investitii: (B1+B2+B3)</b>	-	-	455,216	-	-	455,216	-	455,216	455,216	-	-
B1. Achizitii de active fixe corporale, inclusiv TVA	-	-	455,216	-	-	455,216	-	455,216	455,216	-	-
B2. Achizitii de active fixe necorporale, inclusiv TVA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
B3. Cresterea investitiilor in curs	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>C. Total iesiri de lichiditati prin finantare (C1+C2)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
C1. Rambursari de Credite pe termen mediu si lung, din care: (C.1.1.+ C.1.2.)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
C.1.1. Rate la imprumut - cofinantare la proiect	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



OPERATIUNEA / PERIOADA	An 9	An 10	An 11	An 12	An 13	An 14	An 15	An 16	An 17	An 18	An 19
C.1.2. Rate la alte Credite pe termen mediu si lung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
C2. Plati de dobanzi la Credite pe termen mediu si lung, din care: (C.2.1.+C.2.2.)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
C.2.1. La imprumut - cofinantare la proiect	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
C.2.2. La alte Credite pe termen mediu si lung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
D. Flux de lichiditati din activitatea de investitii si finantare (A-B-C)	-	-	455,216	-	-	455,216	-	455,216	455,216	-	-
II. ACTIVITATEA DE EXPLOATARE											
E. Incasari din activitatea de exploatare, inclusiv TVA ( F1)	4,323,435	4,283,435	4,243,804	4,204,541	4,165,640	4,127,100	4,088,916	4,051,085	4,013,605	3,976,471	3,939,680
F. Incasari din activitatea financiara pe termen scurt	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
G. Credite pe termen scurt	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
H. Total intrari de numerar (E+F+G)	4,323,435	4,283,435	4,243,804	4,204,541	4,165,640	4,127,100	4,088,916	4,051,085	4,013,605	3,976,471	3,939,680
I. Plati pentru activitatea de exploatare, inclusiv TVA (dupa caz), din care:	670,848	665,888	1,119,377	659,292	654,468	1,108,092	648,141	1,101,853	1,100,392	640,571	636,009
I.1 Materii prime si materiale	7,440	7,440	7,440	7,440	7,440	7,440	7,440	7,440	7,440	7,440	7,440
I.2 Alte materiale	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
I.3 Energia si apa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
I.4 Marfuri	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
I.5 Aferente personalului angajat	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
I.6 Asigurari si protectie sociala	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
I.7 Prestatii externe	663,408	658,448	1,111,937	651,852	647,028	1,100,652	640,701	1,094,413	1,092,952	633,131	628,569
I.8 Impozite, taxe si varsaminte asimilate	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
I.9 Alte plati aferente exploatarii - asigurari	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
J. Flux brut inainte de plati pentru	3,652,587	3,617,547	3,124,427	3,545,249	3,511,172	3,019,008	3,440,775	2,949,232	2,913,213	3,335,900	3,303,672



OPERATIUNEA / PERIOADA	An 9	An 10	An 11	An 12	An 13	An 14	An 15	An 16	An 17	An 18	An 19
impozit pe profit si ajustare TVA (H-I)											
K. Plati/incasari pentru impozite si taxe (K1-K2+K3)	328,685	323,885	127,113	452,710	448,041	178,070	430,464	167,920	155,052	407,573	410,500
K1. plati TVA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
K2. rambursari TVA	129,842	128,882	304,760	127,605	126,671	302,576	125,447	301,368	301,085	123,981	123,098
K3. impozit pe profit	458,527	452,767	431,873	580,314	574,713	480,645	555,911	469,288	456,138	531,554	533,599
L. Rambursari de credite pe termen scurt	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
M. Plati de dobanzi la credite pe termen scurt	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
N. Dividende	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
O. Total plati, exclusiv cele aferente exploatarii (K+L+M+N)	328,685	323,885	127,113	452,710	448,041	178,070	430,464	167,920	155,052	407,573	410,500
P. Flux de numerar din activitatea de exploatare (J-O)	3,323,902	3,293,661	2,997,314	3,092,539	3,063,131	2,840,938	3,010,311	2,781,313	2,758,161	2,928,327	2,893,171
III. FLUX DE LICHIDITATI (CASH FLOW)											
Q. Flux de lichiditati net al perioadei (D+P)	3,323,902	3,293,661	2,542,098	3,092,539	3,063,131	2,385,722	3,010,311	2,326,096	2,302,944	2,928,327	2,893,171
R. Disponibil de numerar al ciclului precedent	1,405,658	4,729,560	8,023,221	10,565,319	13,657,858	16,720,989	19,106,710	22,117,021	24,443,117	26,746,062	29,674,389
S. Disponibil de numerar curent (Q+R)	4,729,560	8,023,221	10,565,319	13,657,858	16,720,989	19,106,710	22,117,021	24,443,117	26,746,062	29,674,389	32,567,560

*Tabelul Fin 7 b) - Cash-Flow (fluxul de lichiditati) aferent perioadei anii 20 ÷ 30- scenariul 2 "cu Proiect"*

OPERATIUNEA / PERIOADA	An 20	An 21	An 22	An 23	An 24	An 25	An 26	An 27	An 28	An 29	An 30
I. ACTIVITATEA DE INVESTITII SI FINANTARE											
A. Total intrari de lichiditati din: (A1+A2+A3+A4)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



OPERATIUNEA / PERIOADA	An 20	An 21	An 22	An 23	An 24	An 25	An 26	An 27	An 28	An 29	An 30
A1. Aport la capitalul social	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A2. Vanzari de active, inclusiv TVA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A3. Credite pe termen lung, din care: (A.3.1. + A.3.2.)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A.3.1. Imprumut - cofinantare la proiect	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A.3.2. Alte Credite pe termen mediu si lung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A4. Finantare din fondul de investitii al CJ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>B. Total iesiri de lichiditati prin investitii: (B1+B2+B3)</b>	-	<b>455,216</b>	<b>455,216</b>	-	<b>455,216</b>	-	<b>455,216</b>	<b>455,216</b>	-	-	-
B1. Achizitii de active fixe corporale, inclusiv TVA	-	<b>455,216</b>	<b>455,216</b>	-	<b>455,216</b>	-	<b>455,216</b>	<b>455,216</b>	-	-	-
B2. Achizitii de active fixe necorporale, inclusiv TVA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
B3. Cresterea investitiilor in curs	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>C. Total iesiri de lichiditati prin finantare (C1+C2)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
C1. Rambursari de Credite pe termen mediu si lung, din care: (C.1.1.+ C.1.2.)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
C.1.1. Rate la imprumut - cofinantare la proiect	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
C.1.2. Rate la alte Credite pe termen mediu si lung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
C2. Plati de dobanzi la Credite pe termen mediu si lung, din care: (C.2.1.+C.2.2.)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
C.2.1. La imprumut - cofinantare la proiect	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
C.2.2. La alte Credite pe termen mediu si lung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>D. Flux de lichiditati din activitatea de investitii si finantare (A-B-C)</b>	-	<b>455,216</b>	-	-	<b>455,216</b>	-	<b>455,216</b>	<b>455,216</b>	-	-	-
<b>II. ACTIVITATEA DE EXPLOATARE</b>											



OPERATIUNEA / PERIOADA	An 20	An 21	An 22	An 23	An 24	An 25	An 26	An 27	An 28	An 29	An 30
E. Incasari din activitatea de exploatare, inclusiv TVA ( F1)	3,903,231	3,867,118	3,831,339	3,795,892	3,760,772	3,725,977	3,691,505	3,657,351	3,623,513	3,589,988	3,556,774
F. Incasari din activitatea financiara pe termen scurt											
G. Credite pe termen scurt											
H. Total Intrari de numerar (E+F+G)	3,903,231	3,867,118	3,831,339	3,795,892	3,760,772	3,725,977	3,691,505	3,657,351	3,623,513	3,589,988	3,556,774
I. Plati pentru activitatea de exploatare, inclusiv TVA (dupa caz), din care:	631,489	1,085,414	625,761	621,365	1,075,414	615,883	1,070,011	1,068,962	609,550	605,393	601,274
I.1 Materii prime si materiale	7,440	7,440	7,440	7,440	7,440	7,440	7,440	7,440	7,440	7,440	7,440
I.2 Alte materiale	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
I.3 Energia si apa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
I.4 Marfuri	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
I.5 Aferente personalului angajat	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
I.6 Asigurari si protectie sociala	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
I.7 Prestatii externe	624,049	1,077,974	618,321	613,925	1,067,974	608,443	1,062,571	1,061,522	602,110	597,953	593,834
I.8 Impozite, taxe si varsaminte asimilate	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
I.9 Alte plati aferente exploatarii - asigurari	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
J. Flux brut inainte de plati pentru impozit pe profit si ajustare TVA (H-I)	3,271,742	2,781,704	3,205,578	3,174,526	2,685,359	3,110,095	2,621,494	2,588,389	3,013,963	2,984,595	2,955,499
K. Plati/incasari pentru impozite si taxe (K1-K2+K3)	406,126	143,788	403,814	399,560	129,999	382,800	120,659	108,190	358,659	361,978	357,993
K1. plati TVA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
K2. rambursari TVA	122,224	298,187	121,115	120,264	296,251	119,203	295,205	295,002	117,977	117,173	116,376
K3. impozit pe profit	528,350	441,974	524,929	519,824	426,250	502,003	415,864	403,192	476,636	479,151	474,368
L. Rambursari de credite pe termen scurt	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
M. Plati de dobanzi la credite pe termen scurt	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
N. Dividende	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-





	An 20	An 21	An 22	An 23	An 24	An 25	An 26	An 27	An 28	An 29	An 30
O. Total plati, exclusiv cele aferente exploatarii (K+L+M+N)	406,126	143,788	403,814	399,560	129,999	382,800	120,659	108,190	358,659	361,978	357,993
P. Flux de numerar din activitatea de exploatare (J-O)	2,865,615	2,637,916	2,801,765	2,774,966	2,555,360	2,727,295	2,500,835	2,480,199	2,655,304	2,622,617	2,597,507
III. FLUX DE LICHIDITATI (CASH FLOW)											
Q. Flux de lichiditati net al perioadei (D+P)	2,865,615	2,182,700	2,801,765	2,774,966	2,100,144	2,727,295	2,045,619	2,024,982	2,655,304	2,622,617	2,597,507
R. Disponibil de numerar al ciclului precedent	32,567,560	35,433,175	37,615,875	40,417,640	43,192,606	45,292,750	48,020,044	50,065,663	52,090,645	54,745,949	57,368,567
S. Disponibil de numerar curent (Q+R)	35,433,175	37,615,875	40,417,640	43,192,606	45,292,750	48,020,044	50,065,663	52,090,645	54,745,949	57,368,567	59,966,073



In scenariul 1 “fara Proiect”, intreaga proiectie “Flux de Lichiditati” este ZERO ”pe linie” la toate capitolele, pentru ca atat Veniturile cat si Cheltuielile sunt nule, avand in vedere ca avem de a face cu un teren nefolosit - necultivat, neinclus in circuitul agricol.

**3. 3.g) Proiectia Bilantului** – active si pasive pe Anii 1-30 se regasesc in Tabelul Fin 9 urmator. ”Dividendele” au fost lasate la dispozitia proiectului pentru dezvoltare si incorporate temporar in rezerve sau ca profit nerepartizat. Se poate observa cum capitalul este reinvestit pana la punctul in care ultimul modul, nr. 4 prevazut in acest studiu, este construit si anume anul 7. In fapt in functie de legislatia in vigoare, mediul pietei de energie, politicile nationale si europene cu privire la utilizarea energiilor regenerabile, necesitatile judetului Ialomita si decizia Consiliului Judetean, in anul 7 se poate continua folosirea fondurilor produse de proiect pentru dezvoltarea lui urmand acelasi principiu. Este chiar indicat sa se continue dezvoltarea producerii energiei electrice si din alte resurse regenerabile accesibile la nivelul judetului Ialomita cum ar fi energia eoliana, biomasa si biogaz, etc. Se considera ideal ca judetul Ialomita sa devina independent din punct de vedere energetic. Pe linia valorificarii energiei solare, se apreciaza ca un parc solar cu o putere instalata de cca. 10MW ar acoperi necesarul energetic actual al institutiilor subordonate Judetului Ialomita si unitatilor subventionate pentru consumul energetic, iluminat public, etc. Judetul Ialomita este in continua dezvoltare si cum consumul energetic este un foarte bun indicator al dezvoltarii, ar fi indicat sa se continue cresterea productiei energetice pentru a tine pasul cu dezvoltarea si cresterea nevoilor energetice.



Tabelul Fin 9 a) - Bilant aferent Anilor 1-10 dupa implementare Proiect – scenariul de baza 2 "cu Proiect"

BILANT	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10
1 Active imobilizate - brute	3,666,541	3,666,541	3,666,541	7,333,083	7,333,083	10,999,624	14,666,165	14,666,165	14,666,165	14,666,165
2 Valoarea amortizarii cumulate	982,430	1,955,477	2,749,906	4,439,354	5,958,130	8,249,718	10,999,624	12,374,577	13,291,212	14,207,848
I Active imobilizate - nete (1-2)	<b>2,684,111</b>	<b>1,711,064</b>	<b>916,635</b>	<b>2,893,728</b>	<b>1,374,953</b>	<b>2,749,906</b>	<b>3,666,541</b>	<b>2,291,588</b>	<b>1,374,953</b>	<b>458,318</b>
3 Stocuri	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4 Creante & Chelt in avans	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5 Casa si conturi la banci	982,430	1,955,477	2,749,906	772,813	2,291,588	916,635	0	1,405,658	4,729,560	8,023,221
II Total active circulante (3+4+5)	<b>982,430</b>	<b>1,955,477</b>	<b>2,749,906</b>	<b>772,813</b>	<b>2,291,588</b>	<b>916,635</b>	<b>0</b>	<b>1,405,658</b>	<b>4,729,560</b>	<b>8,023,221</b>
<b>TOTAL ACTIV (I+II)</b>	<b>3,666,541</b>	<b>3,666,541</b>	<b>3,666,541</b>	<b>3,666,541</b>	<b>3,666,541</b>	<b>3,666,541</b>	<b>3,666,541</b>	<b>3,697,246</b>	<b>6,104,513</b>	<b>8,481,539</b>
III DTS = Datorii ce trebuie platite intr-o perioada de pana la un an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9 Imprumuturi si datorii la institutii de credit	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10 Datorii comerciale	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11 Alte datorii, inclusiv fiscale si la asigurari sociale	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IV DTL = Datorii ce trebuie platite intr-o perioada mai mare de un an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6 Imprumuturi si datorii la institutii de credit	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7 Datorii comerciale	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
V Subventii pentru investitii	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Provizioane	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12 Capital social	3,666,541	3,666,541	3,666,541	3,666,541	3,666,541	3,666,541	3,666,541	3,666,541	3,666,541	3,666,541
13 Rezultatul exercitiului financiar	-	-	-	-	-	-	-	30,705	2,407,266	2,377,026
14 - repartizare profit la dividende	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



BILANT	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10
15 - profit reportat	-	-	-	-	-	-	-	-	30,705	2,407,266
16 Rezerve	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30,705
VI Total capitaluri proprii	3,666,541	3,666,541	3,666,541	3,666,541	3,666,541	3,666,541	3,666,541	3,697,246	6,104,513	8,481,539
<b>TOTAL PASIV</b>	<b>3,666,541</b>	<b>3,666,541</b>	<b>3,666,541</b>	<b>3,666,541</b>	<b>3,666,541</b>	<b>3,666,541</b>	<b>3,666,541</b>	<b>3,697,246</b>	<b>6,104,513</b>	<b>8,481,539</b>

*Tabelul Fin 9 a) - Bilant aferent Anilor 11-20 dupa implementare Proiect – scenariul de baza 2 "cu Proiect"*

BILANT	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20
1 Active imobilizate - brute	15,033,275	15,033,275	15,033,275	15,400,385	15,400,385	15,767,495	16,134,605	16,134,605	16,134,605	16,134,605
2 Valoarea amortizarii cumulate	14,849,720	14,895,609	14,941,498	15,170,941	15,262,719	15,492,163	15,767,495	15,905,161	15,996,939	16,088,716
I Active imobilizate - nete (1-2)	<b>183,555</b>	<b>137,666</b>	<b>91,777</b>	<b>229,444</b>	<b>137,666</b>	<b>275,332</b>	<b>367,110</b>	<b>229,444</b>	<b>137,666</b>	<b>45,889</b>
3 Stocuri	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4 Creante & Chelt in avans	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5 Casa si conturi la banci	10,565,319	13,657,858	16,720,989	19,106,710	22,117,021	24,443,117	26,746,062	29,674,389	32,567,560	35,433,175
II Total active circulante (3+4+5)	<b>10,565,319</b>	<b>13,657,858</b>	<b>16,720,989</b>	<b>19,106,710</b>	<b>22,117,021</b>	<b>24,443,117</b>	<b>26,746,062</b>	<b>29,674,389</b>	<b>32,567,560</b>	<b>35,433,175</b>
<b>TOTAL ACTIV (I+II)</b>	<b>10,748,874</b>	<b>13,795,524</b>	<b>16,812,766</b>	<b>19,336,154</b>	<b>22,254,687</b>	<b>24,718,450</b>	<b>27,113,172</b>	<b>29,903,833</b>	<b>32,705,226</b>	<b>35,479,064</b>
III DTS = Datorii ce trebuie platite intr-o perioada de pana la un an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9 Imprumuturi si datorii la institutii de credit	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10 Datorii comerciale	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11 Alte datorii, inclusiv fiscale si la asigurari sociale	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



BILANT	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20
IV DTL = Datorii ce trebuie platite intr-o perioada mai mare de un an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6 Imprumuturi si datorii la institutii de credit	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7 Datorii comerciale	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
V Subventii pentru investitii	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Provizioane	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12 Capital social	3,666,541	3,666,541	3,666,541	3,666,541	3,666,541	3,666,541	3,666,541	3,666,541	3,666,541	3,666,541
13 Rezultatul exercitiului financiar	2,267,335	3,046,651	3,017,242	2,523,388	2,918,533	2,463,762	2,394,722	2,790,661	2,801,394	2,773,838
14 - repartizare profit la dividende	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15 - profit reportat	2,377,026	2,267,335	3,046,651	3,017,242	2,523,388	2,918,533	2,463,762	2,394,722	2,790,661	2,801,394
16 Rezerve	2,437,971	4,814,997	7,082,332	10,128,983	13,146,225	15,669,613	18,588,146	21,051,909	23,446,630	26,237,291
VI Total capitaluri proprii	10,748,874	13,795,524	16,812,766	19,336,154	22,254,687	24,718,450	27,113,172	29,903,833	32,705,226	35,479,064
<b>TOTAL PASIV</b>	<b>10,748,874</b>	<b>13,795,524</b>	<b>16,812,766</b>	<b>19,336,154</b>	<b>22,254,687</b>	<b>24,718,450</b>	<b>27,113,172</b>	<b>29,903,833</b>	<b>32,705,226</b>	<b>35,479,064</b>

*Tabelul Fin 9 a) - Bilant aferent Anilor 21-30 dupa implementare Proiect – scenariul de baza 2 "cu Proiect"*

BILANT	Anul 21	Anul 22	Anul 23	Anul 24	Anul 25	Anul 26	Anul 27	Anul 28	Anul 29	Anul 30
1 Active imobilizate - brute	16,501,715	16,501,715	16,501,715	16,868,825	16,868,825	17,235,935	17,603,045	17,603,045	17,603,045	17,603,045
2 Valoarea amortizarii cumulate	16,318,160	16,364,049	16,409,938	16,639,381	16,731,159	16,960,603	17,235,935	17,388,898	17,495,971	17,603,045
1 Active imobilizate - nete (1-2)	<b>183,555</b>	<b>137,666</b>	<b>91,777</b>	<b>229,444</b>	<b>137,666</b>	<b>275,333</b>	<b>367,110</b>	<b>214,148</b>	<b>107,074</b>	-
3 Stocuri	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4 Creante & Chelt in avans	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



	BILANT	Anul 21	Anul 22	Anul 23	Anul 24	Anul 25	Anul 26	Anul 27	Anul 28	Anul 29	Anul 30
5	Casa si conturi la banci	37,615,875	40,417,640	43,192,606	45,292,750	48,020,044	50,065,663	52,090,645	54,745,949	57,368,567	59,966,073
II	Total active circulante (3+4+5)	<b>37,615,875</b>	<b>40,417,640</b>	<b>43,192,606</b>	<b>45,292,750</b>	<b>48,020,044</b>	<b>50,065,663</b>	<b>52,090,645</b>	<b>54,745,949</b>	<b>57,368,567</b>	<b>59,966,073</b>
	<b>TOTAL ACTIV (I+II)</b>	<b>37,799,430</b>	<b>40,555,306</b>	<b>43,284,383</b>	<b>45,522,193</b>	<b>48,157,711</b>	<b>50,340,996</b>	<b>52,457,755</b>	<b>54,960,097</b>	<b>57,475,640</b>	<b>59,966,073</b>
III	DTS = Datorii ce trebuie platite intr-o perioada de pana la un an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9	Imprumuturi si datorii la institutii de credit	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	Datorii comerciale	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11	Alte datorii, inclusiv fiscale si la asigurari sociale	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IV	DTL = Datorii ce trebuie platite intr-o perioada mai mare de un an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	Imprumuturi si datorii la institutii de credit	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	Datorii comerciale	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
V	Subventii pentru investitii	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Provizioane	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12	Capital social	3,666,541	3,666,541	3,666,541	3,666,541	3,666,541	3,666,541	3,666,541	3,666,541	3,666,541	3,666,541
13	Rezultatul exercitiului financiar	2,320,366	2,755,876	2,729,078	2,237,810	2,635,517	2,183,285	2,116,760	2,502,342	2,515,543	2,490,433
14	- repartizare profit la dividende	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15	- profit reportat	2,773,838	2,320,366	2,755,876	2,729,078	2,237,810	2,635,517	2,183,285	2,116,760	2,502,342	2,515,543
16	Rezerve	29,038,685	31,812,523	34,132,889	36,888,765	39,617,842	41,855,652	44,491,169	46,674,454	48,791,214	51,293,556
VI	Total capitaluri proprii	37,799,430	40,555,306	43,284,383	45,522,193	48,157,711	50,340,996	52,457,755	54,960,097	57,475,640	59,966,073
	<b>TOTAL PASIV</b>	<b>37,799,430</b>	<b>40,555,306</b>	<b>43,284,383</b>	<b>45,522,193</b>	<b>48,157,711</b>	<b>50,340,996</b>	<b>52,457,755</b>	<b>54,960,097</b>	<b>57,475,640</b>	<b>59,966,073</b>



Tabelul Fin 11 a) – Indicatorii de Rentabilitate a investitiei – financiara si economica – Anii 1-10

RIRF / C si VNAF / C

Valoarea investitiei	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10
-3.666.541	947,788	938,655	929,608	-2,917,403	1,857,858	-2,126,353	-1,444,702	3,687,955	3,652,587	3,617,547

RIRF/C = **23,10%**

VNAF / C = **23.643.025 lei**

1+ RIR = 123,0956%

RIRF / K si VNAF / K

Valoarea investitiei	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10
-3.666.541	947,787.51	938.655.29	760,284.43	2,917,403.42	1,452,167.98	2,343,967.61	1,911,357.03	1,280,695.84	3,652,586.96	3,617,546.59

RIRF/K = **20,32%**

VNAF / K = **26.630.033 lei**

1+ RIR = 120,3203%



RIRE - Analiza Economica

Valoarea investitiei	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10
-3.666.541	982,429.85	973,047.44	794,428.69	1,977,093.13	1,518,775.47	1,374,952.99	916,635.32	1,405,657.87	3,323,901.64	3,293,661.32
<b>Certificate Verzi</b>	979,802.5	970,737.4	961,756.2	1,687,709.9	1,914,779.6	2,504,541.6	3,212,776.7	3,794,616.7	3,759,508.9	3,724,725.9
<b>Salarii si CAS(S) / TVA</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
879.969,91	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Excedent pentru CJ	-	-	-	-	-	-	-	30,704.9	2,407,266.3	2,377,026.0
<b>2.786.571,39</b>	1,962,232.4	1,943,784.8	1,756,184.8	289,383.2	3,433,555.0	1,129,588.6	2,296,141.4	5,230,979.5	9,490,676.9	9,395,413.2

RIRE **69,37%**

VANE = **93.049.879 lei**

1+ RIR = **169,3743%**

Beneficiu / Cost **7912,9%**





*Tabelul Fin 11 b) – Indicatorii de Rentabilitate a investitiei – financiara si economica – Anii 11-20*

RIRF / C si VNAF / C		An 11	An 12	An 13	An 14	An 15	An 16	An 17	An 18	An 19	An 20
		2,669,211	3,545,249	3,511,172	2,563,791	3,440,775	2,494,016	2,457,997	3,335,900	3,303,672	3,271,742

RIRF / K si VNAF / K		An 11	An 12	An 13	An 14	An 15	An 16	An 17	An 18	An 19	An 20
		2,669,211.09	3,545,248.91	3,511,172.15	2,563,791.35	3,440,775.03	2,494,016.07	2,457,996.51	3,335,900.04	3,303,671.73	3,271,741.60

**RIRE - Analiza Economica**

RIRE - Analiza Economica		An 11	An 12	An 13	An 14	An 15	An 16	An 17	An 18	An 19	An 20
		2,542,097.75	3,092,539.39	3,063,130.68	2,385,721.85	3,010,310.60	2,326,096.22	2,302,944.45	2,928,327.04	2,893,171.37	2,865,615.23
		3,690,264.8	3,656,122.4	3,622,296.0	3,588,782.5	3,555,579.1	3,522,682.9	3,490,091.0	3,457,800.7	3,425,809.1	3,394,113.5





An 21	An 22	An 23	An 24	An 25	An 26	An 27	An 28	An 29	An 30
2,182,699.63	2,801,764.62	2,774,966.28	2,100,143.66	2,727,294.69	2,045,618.89	2,024,982.21	2,655,304.02	2,622,617.12	2,597,506.90
3,362,711.2	3,331,599.4	3,300,775.4	3,270,236.7	3,239,980.4	3,210,004.1	3,180,305.2	3,150,881.0	3,121,729.0	3,092,846.8
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2,320,365.9	2,755,875.9	2,729,077.5	2,237,809.9	2,635,517.2	2,183,285.1	2,116,759.7	2,502,341.5	2,515,543.4	2,490,433.2
7,865,776.7	8,889,239.9	8,804,819.2	7,608,190.2	8,602,792.3	7,438,908.2	7,322,047.1	8,308,526.5	8,259,889.5	8,180,786.9



#### **4. Analiza economică**

*Pentru analiza economică se va utiliza o rată de actualizare socială de 5,5%, așa cum este recomandată de Comisie pentru perioada 2007 – 2013 pentru țările de coeziune.*

- **Valoarea Actuală Neta Economica (VANE).** Aceasta trebuie să fie pozitivă pentru ca proiectul să fie necesar (justificat) din punct de vedere economic;
- **Rata Interna de Rentabilitate Economica.** Aceasta trebuie să fie mai mare sau egală cu rata de actualizare socială (5,5%);
- **Raportul cost/beneficiu calculat ca rata B/C trebuie să fie pozitiv.**

Analiza Economica prelucreaza datele din analiza financiara, luand in considerare si efectele sociale si de mediu si de alta natura asupra economiei locale si regionale:

*Conceptul cheie al analizei economice constă în cuantificarea intrărilor și ieșirilor proiectului astfel încât acestea să reflecte costul oportunității lor sociale. Aceasta cuantificare se realizează în trei pași, pornind de la datele analizei financiare (deși aceasta ordine nu este neapărat necesară):*

1. *Conversia prețurilor de piață în prețuri contabile.*
2. *Monetizarea externalităților.*
3. *Includerea efectelor indirecte.* (extras din Ghid, Anexa 4 – instrucțiuni ACB)

##### **4.1. Conversia prețurilor de piață în prețuri contabile.**

Proiectul propus va opera pe o piață a energiei a carei liberalizare a avut loc, în mai mulți pași – unii mai abrupti, sub presiunea aderării la Uniunea Europeană, așa încât în actuala perioadă și conjunctura **nu se poate vorbi de “prețuri distorsionate” și de necesitatea ca acestea să fie convertite în “prețuri umbra” date de o piață perfectă.**

Astfel, tariful electricității din România pentru consumatorii finali – captivi sau eligibili – se formează în mod liber pe piață, fiind indirect o rezultantă a mixului de capacități de producere a energiei din România anilor curenti: termo, hidro, nuclear și în mai mică măsură regenerabile. Marii consumatori eligibili au acces la contracte preferențiale datorită stabilității introduse în sistem și consumului major asigurat (ex. Alro Slatina în contractul raportat cu Hidroelectrică).



Consumatorii mici si medii se afla totusi pe o piata concurentiala. Putem spune ca uneori puternic concurentiala, chiar daca nu perfecta, avand in vedere ca disponibilitatea si pretul energiei depinde de reseaua de distributie si de firmele disponibile in regiune.

**Tariful energiei consumate a variat foarte putin in ultimii ani pentru acest segment de consumatori, care include CJ Ialomita** si institutiile coordonate / subordonate, ca si CL ale comunelor invecinate proiectului. Pe de alta parte, chiar daca somajul in judetul Ialomita a fost deseori peste media nationala in ultimii ani, acesta nu e un motiv sa detectam o presiune a ofertei de munca care sa fi dus la salarii total neverosimile in judetul Ialomita sau pe raza comunelor Giurgeni si Gura Ialomitei, astfel incat sa justifice corectii si o tratare cu factori de conversie specifici.

In concluzie, nu este **cazul si NU vom introduce preturi-umbra in calculul analizei economice.**

#### **4.2. Monetizarea externalităților**

In **Analiza Economica – vezi Tabelele Fin 10 a) b) si c) de mai sus pentru datele de input!**, pe langa sirul de fluxuri de lichiditati pe fiecare din cei 30 ani de analiza (folosit si anterior la calculul VNAF/C si VNAF/K respectiv RIRF/C si RIRF/K), am luat in considerare si urmatoarele **beneficii generate de proiect la nivelul intregii societati:**

- **Salariile angajatilor** pentru perioada de implementare de 3 luni considerata (in medie 17,6 locuri de munca cu caracter norma-intreaga) si **CAS si CASS** aferente;
- **Salariile si CAS(S) generate indirect pentru firma contractata** pentru perioada de operare – consideram ca cel putin 50% din contractele cu acestea vor fi resurse alocate pentru factorul munca, avand in vedere preponderenta factorului uman in aceste servicii;
- **TVA** generat de implementarea investitiei pentru bugetul de stat si implicit cota de TVA care ramane la dispozitia bugetului locale;



- **Salariile si CAS(S) generate indirect pentru firmele producatoare de panouri PV si invertoare** - consideram ca 40% din contractele cu acestea vor fi resurse alocate direct si indirect (pe lantul valoric, industria orizontala, cercetare-dezvoltare) pentru factorul munca, avand in vedere preponderenta factorului uman in aceste produse cu inalt grad de cercetare si tehnologizare;
- **Investitia in calificarea angajatilor cu studii superioare – Training si specializare;** aceasta apare in proiectia financiara ca o cheltuiala operationala in anii de operare, insa la nivel economic aduce beneficii imense atat persoanelor implicate, cat mai ales judetului Ialomita si regiunii in general, determinand aparitia unui nucleu de specialisti pregatiti intr-un domeniu de viitor cum sunt energiile regenerabile.
- **Certificate Verzi: beneficiul ecologic al eliminarii producerii concurente de gaze cu efect de sera datorita investitiei propuse nu poate fi cuantificat altfel decat prin evaluarea sa in echivalent certificate verzi:** (6 certificate la 1 MWh conform politicilor nationale).

Proiectul propus este generator de venit, introduce electricitate in SEN pentru a fi valorificata si in consecinta in analiza financiara consideram veniturile provenite din valorificarea certificatelor verzi. In analiza tuturor beneficiilor economice create de proiect suntem nevoiti sa tinem cont de acest beneficiu ecologic. Metoda potrivita de cuantificare in termeni economici (lei) ramane cea a cotarii certificatelor verzi si anume 50 euro per certificat conform preturilor medii de pe piata certificatelor verzi.

#### **4.3. Includerea efectelor indirecte.**

*Efectele indirecte vor fi adaugate la ACB numai atunci când impactul proiectului este relevant pe piața primară pentru a putea produce efecte semnificative pe piața secundară. Efectele indirecte sunt mult mai greu de identificat și de cuantificat existând riscul ca ele să fie deja incluse în etapa de conversie a prețurilor (ca de exemplu beneficiul creării de noi locuri de muncă prin folosirea factorului SWRF). **Pentru evitarea unor duble incluziuni recomandăm abordarea cu maximum de prudență a acestui pas.***



Avand in vedere Externalitatile considerate pe larg anterior, NU vom include efecte indirecte- pozitive sau negative, pentru a evita dublarea acestora. In cazul potentialelor efecte indirecte negative, remarcam cum energia generata de fotovoltaice (PV) are un impact minor numai in Danemarca (din cele 15 vechi tari ale UE considerate), in final are cel mai redus impact posibil, spre deosebire de toate celelalte surse de electricitate utilizate.

Tabel Fin 12 a) - Sursa: <http://www.externe.info/>

**- External costs for electricity production in the EU (in EUR-cent per kWh\*\*) =  
Costuri externe pentru productia de electricitate in tari UE (eurocenti / kWh)**

Country	Coal & lignite	Peat	Oil	Gas	Nuclear	Biomass	Hydro	PV	Wind
AUT				1-3		2-3	0.1		
BE	4-15			1-2	0.5				
DE	3-6		5-8	1-2	0.2	3		0.6	0.05
DK	4-7			2-3		1			0.1
ES	5-8			1-2		3-5*			0.2
FI	2-4	2-5				1			
FR	7-10		8-11	2-4	0.3	1	1		
GR	5-8		3-5	1		0-0.8	1		0.25
IE	6-8	3-4							
IT			3-6	2-3			0.3		
NL	3-4			1-2	0.7	0.5			
NO				1-2		0.2	0.2		0-0.25
PT	4-7			1-2		1-2	0.03		
SE	2-4					0.3	0-0.7		
UK	4-7		3-5	1-2	0.25	1			0.15

\* : biomass co-fired with lignites  
 \*\* : sub-total of quantifiable externalities  
 (such as global warming, public health, occupational health, material damage)



## 5. Analiza de senzitivitate;

*Analiza de senzitivitate are ca obiectiv identificarea variabilelor critice și impactul potențial al variației acestor variabile asupra indicatorilor de performanță financiară și economică. Indicatorii de performanță financiară și economică relevanți, care se vor considera în toate cazurile, sunt rata internă de rentabilitate financiară a investiției și valoarea financiară actuală netă.*

*Pentru realizarea analizei de senzitivitate se vor parcurge pașii următori:*

*-identificarea variabilelor care sunt considerate critice pentru durabilitatea beneficiilor proiectului. Acest lucru se realizează prin analiza comparată a mării variației indicatorilor de performanță ca urmare a modificărilor induse unui set de variabile ale investiției.*

*-calculul "valorilor de comutare" pentru variabilele critice identificate (reprezintă modificarea procentuală a variabilei critice care determină ca valoarea indicatorului de performanță analizat să ajungă sub un nivel minim de acceptabilitate.)*

### 5.1. Identificare variabile potențial critice pentru durabilitatea beneficiilor proiectului

Romania a traversat o perioadă propice în ultimii ani, marcată mai întâi de perspectiva aderării la Uniunea Europeană și ulterior de statutul de piață emergentă cu risc scăzut - ca stat membru al UE. Drept rezultat, Produsul Intern Brut (PIB) a crescut de la cca. 35 miliarde euro în urma cu 8-9 ani la nu mai puțin de 140 miliarde euro în 2008, salariile medii au crescut de la un nivel „plafonat” la 100 euro lunar în anii '90 la nu mai puțin de 450-500 euro brut lunar astăzi, iar investițiile străine directe în economie au crescut până la niveluri anuale de 8-10 miliarde euro în 2007 și 2008.

Criza financiară și economică mondială ne-a demonstrat însă că nu suntem imuni, ba mai mult că putem fi mai vulnerabili decât media UE și chiar decât unii vecini din regiune: PIB românesc a coborât sub 120 miliarde euro în 2009, după o scădere reală de 7,1%.

În ciuda politicii preventive a BNR împotriva volatilității prea ridicate pe piața valutară, **la nivel microeconomic cursul valutar este resimțit drept un factor de risc puternic**, ce poate influența profitabilitatea afacerilor pe termen scurt.

În plus, **Salariile în continua creștere în deceniul precedent** – influențate și de presiunea ridicată pe piața muncii datorată plecării în Spania, Italia și alte țări vestice a cca. 2-3 milioane





de romani apti de munca - reprezinta o permanenta sursa de „stres” pentru afacerile si companiile din Romania. Se asteapta ca dupa o pauza de 10 ani aferenti crizei, salariile sa isi continue ascensiunea si presiunea financiara pe angajatori. In perioada implementarii, costurile salariale sunt externalizate catre dezvoltatorul parcului solar fotovoltaic fiind incluse in suma totala si nu se preconizeaza schimbari sensibile pe piata muncii. Instalatia opereaza fara interventie umana – cel putin teoretic. In perioada de operare a instalatiei, costurile salariale ale Consiliului Judetean sunt nule prin externalizarea acestora catre firma de garantie tehnica ce asigura serviciile de mentenanta, repunerea in functiune dupa repararea oricarei defectiuni aparute. In consecinta, riscul cresterilor salariale poate fi ignorat, cel putin din punct de vedere al impactului direct.

**Costul energiei, al materiilor prime** si al combustibililor energetici (asa-numitele „Commodities” listate la bursele de marfuri mondiale) poate varia semnificativ de la an la an si de la trimestru la trimestru. Totusi, energia electrica ca un tot este mult mai putin volatila, costurile de productie si de aici tarifele de vanzare medii anuale fiind date de mixul national Termo-Hidro-Nuclear–Regenerabile care nu variaza atat de mult in structura de la un an la altul. Situatia pe plan mondial este asemanatoare, asa incat nici ”arbitrajul” cu piata externa nu va influenta decisiv costul si tariful energiei pe un anumit interval, cu exceptia unor mici ”varfuri de sarcina”, date de o disproportie de scurta durata intre cerere si oferta (vizibile spre exemplu si in cotatele de pe ”piata contractelor de a doua zi” de pe bursa locala a electritatii OPCOM).

Un alt factor de risc - aferent de data aceasta perioadei de implementare si nu celei de operare - e reprezentat de **costul panourilor solare si de cel al invertoarelor**. Totusi, ca tendinta in ultimii ani, costul acestora a scazut drastic pe termen mediu, presiunea Chinei ca nou-intrat actor major pe piata productiei de regenerabile spunandu-si cuvantul in acest sens. Chiar si marii producatori mondiali de tehnologii regenerabile – din SUA, Germania s.a. – au deschis in ultimii ani filiale de productie in China, iar firmele locale beneficiaza de transfer de know-how si reduc permanent costurile de productie, fiind ajutate si de clasicul ”efect de scara” (scale effect) datorat volumului crescut al productiei si desfacerii.



Din aceste considerente, analiza de risc demonstreaza ca putem defini drept „VARIABLE CRITICE” - de risc si senzitivitate:

- a) Cursul Euro-Leu
- b) Tariful mediu anual al Energiei Electrice
- c) Costurile investitionale – panouri PV + invertoare.

## 5.2. Desemnarea variabilelor critice pentru durabilitatea beneficiilor proiectului

In cazul in care **CURSUL VALUTAR Euro-Leu creste cu 1,0%** (ca influenta negativa posibila) de la 4,3518 RON / Euro la 4,3953 RON / Euro, obtinem urmatoarele evolutii:

- ⇒ Durata de recuperare a investitiei creste de la 3 ani si 161 zile, la 4 ani si 35 zile (+1,19%). Mentionam ca investitia initiala, a dezvoltarii Modulului 1 este recuperata in perioada de mai sus. In cazul in care fondurile sunt reinvestite pana la atingerea nivelului de 2MW (Modulele 1-4), recuperarea investitiei se face dupa 7 ani si 230 zile.
- ⇒ RIRF/C isi descreste marginal valoarea de la 23,10% la 23,07% (-0,14%)
- ⇒ VNAF/C isi descreste marginal valoarea: de la 23,64 milioane RON la 23,60 milioane RON (-0,14%)
- ⇒ RIRF/K scade marginal de la 20,32% la 20,21% (-0,53%)
- ⇒ VNAF/K scade marginal, de la 26,63 milioane RON la 26,60 milioane RON (-0,12%)
- ⇒ RIRE creste marginal de la 69,37% la 69,55% (0,26%)
- ⇒ VANE creste marginal de la 93,050 milioane RON la 93,255 milioane RON (0,22%)
- ⇒ Raportul Beneficiu-Cost scade marginal de la 7912,9% la 7834,6% (-0,99%)

**TARIFUL ENERGIEI produse** prin proiect va avea influenta negativa de evaluat in cazul in care acesta scade cu 1,0%, asa incat vom obtine:



- ⇒ Durata de recuperare a investitiei creste de la 3 ani si 161 zile la 3 ani si 245 zile (+6,67%)
- ⇒ RIRF/C isi descreste marginal valoarea negativa de la 23,10% la 23,05% (-0,22%)
- ⇒ VNAF/C isi descreste marginal valoarea: de la 23,64 milioane RON la 23,57 milioane RON (-0,28%)
- ⇒ RIRF/K scade marginal de la 20,32% la 20,27% (-0,22%)
- ⇒ VNAF/K scade marginal, de la 26,63 milioane RON la 26,58 milioane RON (-0,27%)
- ⇒ RIRE scade marginal de la 69,37% la 69,27% (-0,14%)
- ⇒ VANE scade marginal de la 93,050 milioane RON la 92,938 milioane RON (-0,12%)
- ⇒ Raportul Beneficiu-Cost scade marginal de la 7912,9% la 7904,2% (-0,11%)

**Cresterea cu 1,0% a COSTURILOR INVESTITIONALE principale (panourile PV si invertoarele), ca efect negativ potential, ar duce la efecte similare cresterii cursului de schimb valutar Euro / Leu cu urmatoarele variatii in indicatorii de baza:**

- ⇒ Durata de recuperare a investitiei creste de la 3 ani si 161 zile, la 4 ani si 35 zile (+1,19%). Mentionam ca investitia initiala, a dezvoltarii Modulului 1 este recuperata in perioada de mai sus. In cazul in care fondurile sunt reinvestite pana la atingerea nivelului de 2MW (Modulele 1-4), recuperarea investitiei se face dupa 7 ani si 230 zile.
- ⇒ RIRF/C isi descreste marginal valoarea de la 23,10% la 23,07% (-0,14%)
- ⇒ VNAF/C isi descreste marginal valoarea: de la 23,64 milioane RON la 23,60 milioane RON (-0,14%)
- ⇒ RIRF/K scade marginal de la 20,32% la 20,21% (-0,53%)
- ⇒ VNAF/K scade marginal, de la 26,63 milioane RON la 26,60 milioane RON (-0,12%)
- ⇒ RIRE creste marginal de la 69,37% la 69,55% (0,26%)



- ⇒ VANE creste marginal de la 93,050 milioane RON la 93,255 milioane RON (0,22%)
- ⇒ Raportul Beneficiu-Cost scade marginal de la 7912,9% la 7834,6% (-0,99%)

Data fiind analiza de mai sus a dependentei principalilor indicatori de variabilele potential critice, vom elabora o "Matrice de risc si senzitivitate", care va pune in lumina acei indicatori cu senzitivitate mai mare de 1,0% ("elasticitate supraunitara") pentru o variatie de 1,0% in "directia periculoasa" a uneia dintre variabilele potential critice ale proiectului.

#### **Tabelul Fin 12 b) - Matricea de risc si senzitivitate**

( Legenda: – fara impact semnificativ; + cu impact semnificativ = **elasticitate supraunitara**)

<b>Variabila (potential) critica / Indicatori afectati</b>	<b>Cursul Euro-Leu</b>	<b>Tariful mediu anual al Electricitatii</b>	<b>Costurile investitionale – panouri PV + invertoare</b>
<b>Durata de Recuperare</b>	=	=	=
<b>RIRF/C</b>	-	-	-
<b>VNAF/C</b>	-	-	-
<b>RIRF/K</b>	+	-	+
<b>VNAF/K</b>	-	-	-
<b>RIRE</b>	-	-	-
<b>VANE</b>	-	-	-
<b>Raportul Beneficiu-Cost</b>	+	-	+

#### **5.3. Calculul "valorilor de comutare" pentru variabilele critice identificate**



Pentru ca cel puțin unul dintre indicatorii de baza financiari și economici să devină incompatibil cu durabilitatea proiectului (RIRF/K negativ și / sau VANF/K negativ, VANE negativ, RIRE sub 5,5%, Beneficiu / Cost raport subunitar), ar trebui ca variabilele critice (determinate mai sus) să ajungă la următoarele valori extreme, numite ”valori de comutare”:

**Cursul valutar leu-euro** nu are nici o influență asupra indicilor economici și financiari deoarece în economia românească prețul energiei este corelat cu moneda europeană. Devalorizare bruscă a leului va conduce aproape instantaneu la corecția tarifului energetic astfel ca devalorizarea va fi compensată. De-a lungul studiului s-au evidențiat valori ale ieșirilor și intrărilor în moneda euro în paralel cu leul românesc pentru a scoate în evidență faptul că acest proiect fiind de natură energetică nu depinde în proporție semnificativă de cursul valutar. Piața energetică este una internațională și este aproape imposibil de separat economia românească și sistemul ei energetic de sistemul energetic internațional.

**Tariful energiei electrice:** în cazul extrem în care energia electrică produsă este vândută pentru 0,00/kWh, indicatorii financiari și economici nu ar fi afectați peste limitele considerate. Încăsarile din valorificarea certificatelor verzi reprezintă 85,7% din totalul încăsarilor. Un tarif nul se traduce într-o scădere a încăsarilor de 14,3% nereprezentând o valoare de comutare.

**Costul investițional (total investiție)** ar trebui să crească cu 671% până la o valoare investițională inițială de 30.493.887 Lei pentru ca VNAF/K să devină negativ - primul indicator afectat, restul fiind încă ”în teritoriu sigur”. Această posibilitate este foarte redusă având în vedere concurența acerbă pe piața mondială și tendința de scădere a prețurilor, mai ales la presiunea producției realizate în China de către marii actori ai pieței.

## 6. Analiza de risc

Analiza de risc vizează estimarea distribuției de probabilitate a modificărilor indicatorilor de performanță financiară (și economică, după caz). Rezultatele analizei de risc se pot exprima ca medie estimată și deviație standard a acestor indicatori.



**Riscul de venit** (*riscul de a nu se respecta prețurile stabilite prin contractul de achiziționare sau orice alt angajament care conduce la vânzarea energiei la un preț stabilit*)

**Riscul de venit a fost identificat mai sus, in cadrul capitolului anterior, prin identificarea variabilei “tarif electricitate”** drept variabila critica si calculul senzitivitatii indicatorilor proiectului fata de acesta.

Avand in vedere pe de o parte ca venitul in cazul proiectului propus este dat in proportie de 14,3% din vanzarea energiei electrice si 85,7% din valorificarea certificatelor verzi iar pe de alta parte avand in vedere valorile de comutare inalte, consideram ca acest risc este minor si usor de contracarat.

**Riscul de finalizare** (*riscul ca finalizarea proiectului să fie întârziată în general din motive tehnice sau financiare sau costul investițional să depășească valorile estimate*)

**Riscul de finalizare a fost identificat mai sus, in cadrul capitolului anterior, prin identificarea variabilei “costul investitional (panouri PV si invertoare)”** drept variabila critica si calculul senzitivitatii indicatorilor proiectului fata de acesta.

Avand in vedere valoarea de comutare inalta +839%, consideram ca acest risc este foarte redus si usor de contracarat.

Din motive tehnice, este greu de luat in calcul riscul de finalizare ca avand valori de luat in seama, avand in vedere pe de o parte

- ⇒ Managementul de proiect, specialistii implicati din partea CJ Ialomita si a consultantului tehnic;
- ⇒ Intinderea pe 3 luni a unor procese care ar putea fi realizate si mai repede (amenajare teren, import panouri PV si invertoare, montat instalatie), este tocmai o strategie de minimizare a acestui risc potential.



**Riscul de operare** (care include și **riscul tehnologic**); *este acela în care proiectul nu se ridică la nivelul corespunzător fluxului de venituri și cheltuieli fie prin nerespectarea producției de energie calculate în proiect, fie din cauza costurilor operării și mentenanței care depășesc previziunile de buget).*

**Riscul de operare** a fost aproape eliminat prin angajarea serviciilor de garanție tehnică.

Cat privește riscul tehnologic ca instalația să nu producă cantitatea de energie preconizată, acesta este cel mult teoretic, fără relevanță în realitate deoarece:

- Calculul tehnologic din evaluarea potențialului energetic solar al locației a ales valori conservatoare (Capitolul 3. e) *Evaluarea potențialului resursei regenerabile în amplasament, pe bază de măsurători;*
- Calculele sunt bazate pe măsurători multiple pe o perioadă de peste 50 de ani de date !  
- vezi și Anexele A, B, C și D ale prezentului studiu de fezabilitate.

### **Strategie de minimizarea a riscurilor**

În final, reamintim că toate aceste riscuri sunt insignifiante ca pondere, ca șansa probabilistică de realizare, iar aplicantul (viitor beneficiar) CJ Ialomița dispune de importante surse financiare și de o forță economică impresionantă raportată la mărimea proiectului propus.

Așa încât putem considera că riscurile de finalizare și de operare pot fi ușor contracarate chiar și în probabilitatea redusă că vreuna din valorile de comutare calculate anterior să prinda viața pentru o perioadă anume.

### **Sursele de finanțare a investiției**

*Sursele de finanțare a investițiilor se constituie în conformitate cu legislația în vigoare și constau din fonduri proprii, fonduri de la bugetul de stat/bugetul local, credite externe garantate sau contractate de stat, fonduri externe nerambursabile și alte surse legal constituite.*

## **7. Finanțarea investiției**

a. Necesitatea de finanțare



Necesarul de finantare este de cca. 0,75 milioane euro plus TVA aferent achizitiilor eligibile sau neeligibile mentionate. TVA este recuperat de la administratia financiara in maxim 2-3 luni si mare parte din TVA este co-finantat pe parcurs.

Necesarul va fi suma de 0,75 milioane euro, plus o suma care sa acopere TVA ca necesar temporar de cash, suma care este detaliata in Cash-Flow (fluxul de lichiditati) al celor 3 luni de implementare a proiectului.

b. Sursele de finanțare: sursa proprie

Finantarea investitiei se realizeaza din surse proprii, fondul de investitii al Consiliului Judetean Ialomita - 750 mii euro alocati expres ca investitie. Orice alte nevoi, inclusiv finantarea temporara a TVA aferent se realizeaza din Cash-Flow-ul operational al CJ Ialomita (bilantul consolidat) care este indostulor pentru acest lucru.

**Principalii indicatori tehnico-economici ai investitiei**

1. valoarea totală (INV), inclusiv TVA (mii lei)

( 1 euro =4,3518lei),

4.546.511,21 RON

din care:

- construcții-montaj (C+M); 280.966,31 RON

1. eșalonarea investiției (fără TVA):

- luna I-II: 3.287.224,30 RON

- luna III-IV: 188.408,50 RON

- luna V-VI: 190.908,50 RON

2. durata de realizare; **6 luni** .

3. capacități (în unități fizice și valorice);





<b>0,499 MW</b>	– <b>puterea instalata initiala;</b>
<b>1,998 MW</b>	– <b>putere instalata finala;</b>
<b>0,751 GWh</b>	– <b>productie initiala anuala medie;</b>
<b>3,004 GWh</b>	– <b>productia anuala medie;</b>
<b>1.502 kWh/kW<sub>p</sub></b>	– <b>productivitatea initiala a instalatiei;</b>

4. alți indicatori specifici domeniului de activitate în care este realizată investiția, după caz.

**Parcul Solar Gura Ialomiței – caracteristici amplasament:**

- teren usor neregulat, aparent rectangular
- dimensiuni aproximative 400m lungime si 115 – 160 m latime
- suprafata totala de aproximativ 5,5 ha

**Avize și acorduri de principiu (exemple)**

1. avizul beneficiarului de investiție privind necesitatea și oportunitatea investiției;
2. certificatul de urbanism;
3. avize de principiu privind asigurarea utilităților (energie termică și electrică, gaz metan, apă-canal, telecomunicații etc.);
4. acordul de mediu;
5. alte avize și acorduri de principiu specifice.

**B. Piese desenate:**

1. plan de amplasare în zonă (1:25000 - 1:5000);
2. plan general (1: 2000 - 1:500);
3. planuri și secțiuni generale de arhitectură, rezistență, instalații, inclusiv planuri de coordonare a tuturor specialităților ce concură la realizarea proiectului;
4. planuri speciale, profile longitudinale, profile transversale, după caz.