

KRIS

HENRI R.

CARTON

Digitally signed
by KRIS HENRI
R. CARTON

Date:
2024.08.21
20:17:18 [®]
+03'00'

STUDIU DE FEZABILITATE

Construire centrala fotovoltaica Ulmu, retea racordare la S.E.N. transformator,
imprejmuire**

AUGUST 2024

V1

FOAIE DE CAPĂT

Denumire proiect: Construire centrala fotovoltaica Ulmu, retea racordare la S.E.N. transformator, imprejmuire**

Beneficiar: UNIREA GREEN ENERGY INVEST SRL

Amplasament: Judet Braila, comuna Ulmu, Tarla 104, Parcelele 57,61,63,65, Nr.Cadastral 76185, 72855, 70753, 73074

Faza: Studiu de fezabilitate

Proiectant MALMA DEVELOPMENT SRL

Bucureşti Sectorul 6, Str. CETATEA DE BALTĂ, Nr. 97, CAMERA NR. 3,
Cod poştal 60964

CUI 41058352

CAEN 7112 – Activităţi de inginerie si consultanţă tehnică legate de acestea

Şef proiect: Mihail Cristian Vasile

Proiectant: Alin-Marian Mutu

Andreea-Mihaela Davidescu



CUPRINS

A. PIESE SCRISE	5
1. Informații generale privind obiectivul de investiții.....	5
1.1. Denumirea obiectivului de investiții	5
1.2. Ordonator principal de credite/investitor	5
1.3. Ordonator de credite (secundar/terțiar)	5
1.4. Beneficiarul investiției	5
1.5. Elaboratorul studiului de fezabilitate	6
2. Situația existentă și necesitatea realizării obiectivului/proiectului de investiții.....	6
2.1. Concluziile studiului de prefezabilitate.....	6
2.2. Prezentarea contextului: politici, strategii, legislație, acorduri relevante, structuri instituționale și financiare.....	6
2.3. Analiza situației existente și identificarea deficiențelor.....	21
2.4. Analiza cererii de bunuri și servicii, inclusiv prognoze pe termen mediu și lung privind evoluția cererii, în scopul justificării necesității obiectivului de investiții.....	30
2.5. Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investiției publice	40
3. Identificarea, propunerea și prezentarea a minimum două scenarii/opțiuni tehnico-economice pentru realizarea obiectivului de investiții	45
3.1. Particularități ale amplasamentului:.....	45
3.2. Descrierea din punct de vedere tehnic, constructiv, funcțional-arhitectural și tehnologic:– caracteristici tehnice și parametri specifici obiectivului de investiții;– varianta constructivă de realizare a investiției, cu justificarea alegerii acesteia;– echiparea și dotarea specifică funcțiunii propuse	61
3.3. Costurile estimative ale investiției:	112
3.4. Studii de specialitate, în funcție de categoria și clasa de importanță a construcțiilor	124
3.5. Grafice orientative de realizare a investiției.....	125
4. Analiza fiecărui/fiecărei scenariu/opțiuni tehnico-economic(e) propus(e).....	125
4.1. Prezentarea cadrului de analiză, inclusiv specificarea perioadei de referință și prezentarea scenariului de referință.....	125
4.2. Analiza vulnerabilităților cauzate de factori de risc, antropici și naturali, inclusiv de schimbări climatice, ce pot afecta investiția	127
4.3. Situația utilităților și analiza de consum:	128
4.4. Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții:	128
4.5. Analiza cererii de bunuri și servicii, care justifică dimensionarea obiectivului de investiții	131
4.6. Analiza financiară, inclusiv calcularea indicatorilor de performanță financiară: fluxul cumulat, valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate; sustenabilitatea financiară	135

4.7. Analiza economică*3), inclusiv calcularea indicatorilor de performanță economică: valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate și raportul cost-beneficiu sau, după caz, analiza cost-eficacitate	160
4.8. Analiza de senzitivitate*3).....	
4.9. Analiza de riscuri, măsuri de prevenire/diminuare a riscurilor.....	165
5. Scenariul/Optiunea tehnico-economic(ă) optim(ă), recomandat(ă)..	176
5.1. Compararea scenariilor/opțiunilor propuse, din punct de vedere tehnic, economic, financiar, al sustenabilității și riscurilor	176
5.2. Selectarea și justificarea scenariului/opțiunii optim(e) recomandat(e)	176
5.3. Descrierea scenariului/opțiunii optim(e) recomandat(e) privind.....:Error! Bookmark not defined.178	
5.4. Principalii indicatori tehnico-economici aferenți obiectivului de investiții:	193
5.5. Prezentarea modului în care se asigură conformarea cu reglementările specifice funcțiunii preconizate din punctul de vedere al asigurării tuturor cerințelor fundamentale aplicabile construcției, conform gradului de detaliere al propunerilor tehnice	195
5.6. Nominalizarea surselor de finanțare a investiției publice, ca urmare a analizei financiare și economice:	197
6. Urbanism, acorduri și avize conforme	212
6.1. Certificatul de urbanism emis în vederea obținerii autorizației de construire.....	212
6.2. Extras de carte funciară, cu excepția cazurilor speciale, expres prevăzute de lege.....	212
6.3. Actul administrativ al autorității competente pentru protecția mediului, măsuri de diminuare a impactului, măsuri de compensare, modalitatea de integrare a prevederilor acordului de mediu în documentația tehnico-economică.....	212
6.4. Avize conforme privind asigurarea utilităților.....	212
6.5. Studiu topografic, vizat de către Oficiul de Cadastru și Publicitate Imobiliară	212
6.6. Avize, acorduri și studii specifice, după caz, în funcție de specificul obiectivului de investiții și care pot condiționa soluțiile tehnice.....	212
7. Implementarea investiției	212
7.1. Informații despre entitatea responsabilă cu implementarea investiției	212
7.2. Strategia de implementare, cuprinzând: durata de implementare a obiectivului de investiții (în luni calendaristice), durata de execuție, graficul de implementare a investiției, eșalonarea investiției pe ani, resurse necesare	212
7.3. Strategia de exploatare/operare și întreținere: etape, metode și resurse necesare	214
7.4. Recomandări privind asigurarea capacității manageriale și instituționale	214
8. Concluzii și recomandări	314
B. PIESE DESENATE.....	216

STUDIU DE FEZABILITATE

- conținut-cadru*1) –

Notă

*1) Conținutul-cadru al studiului de fezabilitate poate fi adaptat, în funcție de specificul și complexitatea obiectivului de investiții propus.

A. PIESE SCRISE

1. Informații generale privind obiectivul de investiții

1.1. Denumirea obiectivului de investiții:

Construire centrala fotovoltaica Ulmu, rețea racordare la S.E.N. transformator, împrejmuire**

1.2. Ordonator principal de credite/investitor:

Ministerul Energiei

1.3. Ordonator de credite (secundar/terțiar):

Nu este cazul. Solicitantul nu deține calitatea de ordonator secundar sau terțiar de credite.

1.4. Beneficiarul investiției

Denumire	UNIREA GREEN ENERGY INVEST SRL
Adresa sediu social	Municipiul Braila, Strada Grivitei, Nr.494, Judet Braila
Cod unic de înregistrare	46827325
Tel./email	-
Reprezentant Legal	Kris Henri R. Carton
Domeniu de activitate principal	3511 - Productia de energie electrica

1.5. Elaboratorul studiului de fezabilitate

MALMA DEVELOPMENT SRL

Sediul social in București Sectorul 6, Str. CETATEA DE BALTĂ, Nr. 97, CAMERA NR. 3, Cod poștal 60964,

tel/fax: 0722221150, e-mail: cristian.vasile@malmadevelopment.ro,

Înregistrată la O.R.C. sub nr. J40/5949/2019,

C.U.I. 41058352, atribut fiscal RO

CAEN 7112 – Activități de inginerie și consultanță tehnică legate de acestea

2. Situația existentă și necesitatea realizării obiectivului/proiectului de investiții

2.1. Concluziile studiului de fezabilitate (în cazul în care a fost elaborat în prealabil) privind situația actuală, necesitatea și oportunitatea promovării obiectivului de investiții și scenariile/opțiunile tehnico-economice identificate și propuse spre analiză

Nu este cazul.

2.2. Prezentarea contextului: politici, strategii, legislație, acorduri relevante, structuri instituționale și financiare

Energia din surse regenerabile în UE a crescut puternic în ultimii ani. Mai concret, ponderea energiei din surse regenerabile în consumul final brut de energie a ajuns la o valoare aproape dublă în ultimii ani. Sectorul energetic la nivel global accelerează tranziția către un regim energetic durabil. Din 2011, peste 100 de gigawați (GW) au provenit din surse regenerabile. - mai mult decât sursele de combustibili fosili și energie nucleară combinate.

Pactul Ecologic European (European Green Deal) - noua strategie de creștere a UE - publicat de Comisia Europeană (COM) la 11 decembrie 2019, stabilește linia de orientare a diverselor politici europene pentru următorii 5 ani. Documentul este în conexiune cu o serie de inițiative legislative și non-legislative din domenii multiple, precum mediu, schimbări climatice, energie, industrie, transporturi, agricultură, digitalizare și sectorul financiar.

Documentul reprezintă astfel o foaie de parcurs privind demersurile pe care Comisia Europeană le are în vedere în scopul facilitării atingerii obiectivului de neutralitate climatică. Tranziția spre acest obiectiv va genera oportunități importante, inclusiv din perspectiva potențialului pentru creștere economică, pentru noi modele de afaceri și noi piețe, pentru crearea de noi locuri de muncă și pentru dezvoltare tehnologică. Politicile orientate către viitor în domeniul cercetării, dezvoltării și inovării vor avea un rol esențial.

Totodată, obiectivul de neutralitate climatică reprezintă și o provocare, implicând costuri substanțiale pentru toate statele membre. În acest sens, este necesară asigurarea unui cadru de implementare care să faciliteze un proces de tranziție just, atât din punct de vedere economic, cât și social, ținându-se cont de circumstanțele naționale diferite ale statelor membre.

Un prim set de propuneri pentru punerea în aplicare a Pactului Ecologic European a fost lansat la 14 ianuarie 2020 prin *Comunicarea Comisiei Europene privind Planul de Investiții pentru o Europă Durabilă și constituirea Mecanismului pentru o Tranziție Justă*. Mecanismul se va concentra asupra regiunilor și a sectoarelor celor mai afectate de tranziție, deoarece acestea depind de combustibilii fosili sau de procese cu emisii ridicate de dioxid de carbon. Acesta va beneficia de finanțare atât din partea bugetului UE, cât și din partea grupului Băncii Europene de Investiții, pentru a mobiliza resursele private și publice necesare. Mecanismul vine în completarea contribuției substanțiale a bugetului UE, inclusiv prin intermediul Fondului European de Dezvoltare Regională și Fondul Social European Plus.

La 4 martie 2020, Comisia Europeană a publicat *propunerea de Regulament privind stabilirea cadrului pentru atingerea obiectivului de neutralitate climatică și modificarea Regulamentului (UE) 2018/1999 – Climate Law*. Regulamentul - element principal care derivă din Pactul Ecologic European - este actul legislativ european privind clima care consacră obiectivul atingerii neutralității climatice în 2050. Astfel, pentru prima dată, la nivelul UE, în domeniul schimbărilor climatice se propune adoptarea unui obiectiv pe termen lung prin act legislativ, care va constitui cadrul pentru măsurile care trebuie luate la nivel UE, respectiv național pentru îndeplinirea obiectivului de neutralitate climatică.

În contextul implicațiilor crizei Covid-19, vicepreședintele executiv al Comisiei Europene, Frans Timmermans, a subliniat, la 11 mai 2020, că Pactul Ecologic European, alături de digitalizare, reprezintă baza planului de redresarea economică a UE după pandemie, iar președinta Comisiei, Ursula Von der Leyen a arătat, la 13 mai 2020, că în cadrul pachetului de redresare cea mai mare parte a fondurilor din Pilonul I vor fi cheltuite pentru finanțarea investițiilor publice și a reformelor esențiale, aliniate la prioritățile europene, care includ tranziția către neutralitatea climatică.

Pentru asigurarea îndeplinirii obiectivului 2050, Comisia Europeană a propus, la 17 septembrie 2020 un *plan cuprinzător pentru creșterea obiectivului 2030 de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră, cu cel puțin 55% față de nivelul din 1990*, reprezentând o creștere a nivelului de ambiție cu 15 procente față de ținta

agreată în 2014 de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră de 40%. Creșterea țintei 2030 de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră la nivelul UE va genera implicații pe multiple paliere, implicând revizuirea legislației relevante cu scopul de a atinge noului obiectiv 2030 precum și neutralitatea climatică în 2050.

La 24 februarie 2021, Comisia a publicat *noua Strategie UE privind adaptarea la efectele schimbărilor climatice*, care definește calea de urmat pentru a face față consecințelor inevitabile ale acestora. Strategia încurajează statele membre să continue progresele pentru a stimula capacitatea de adaptare, a consolida reziliența și a reduce vulnerabilitatea față de schimbările climatice. Principalele obiective ale Strategiei vizează: (i) îmbunătățirea nivelului de cunoaștere privind impactul schimbărilor climatice și managementul incertitudinilor; (ii) consolidarea măsurilor/acțiunilor de planificare și evaluare a riscurilor; (iii) accelerarea acțiunilor de adaptare la efectele schimbărilor climatice; (iv) creșterea rezilienței globale la efectele schimbărilor climatice.

Pentru a putea fi atinse obiectivele climatice pentru orizontul de timp 2030 și 2050, *decarbonizarea sistemului energetic* în ansamblul său, este esențială. În acest sens, au fost lansate linii de acțiune precum: i) evaluarea nivelului de ambiție a Planurilor naționale integrate energie și schimbări climatice; ii) prezentarea de către COM a unei Strategii pentru integrarea inteligentă a sectorului energetic în alte sectoare; iii) revizuirea Regulamentului TEN-E/ Rețelele trans-europene pentru energie; iv) inițiativa în sectorul clădirilor - Valul renovărilor/*Renovation wave*; v) strategia privind energia eoliană *offshore*.

Reducerea poluării din orașe ca urmare a traficului este unul dintre obiectivele urmărite de noua COM, în acest sens are în vedere propunerea unor standarde mai ambițioase pentru emisiile poluante (altele decât CO₂) de la vehiculele cu motor cu ardere internă (2021). În același timp, COM are în vedere și revizuirea standardelor de emisii de CO₂ de la autoturisme și vehicule comerciale ușoare (iunie 2021) care să vizeze perioada post 2025 și care să traseze o traiectorie clară spre electro-mobilitate. În paralel, se va analiza și oportunitatea includerii transportului rutier în EU ETS ca măsură complementară la standardele de emisii.

Cele patru obiective majore ale UE ca lider global sunt: menținerea poziției UE de lider în negocierile internaționale în domeniile schimbărilor climatice și biodiversității, pentru consolidarea în continuare a cadrului politicilor internaționale, consolidarea rețelei „Diplomației Verzi” în cooperare cu statele membre, intensificarea eforturilor bilaterale vizând impulsivarea acțiunilor partenerilor și asigurarea comparabilității acțiunilor și politicilor și o Agendă Verde pentru Balcanii de Vest.

Până la sfârșitul anului 2021, sursele regenerabile de energie reprezentau 38% din capacitatea instalată la nivel mondial. Stocul mare existent de energie neregenerabilă semnifică o blocare a carbonului pentru multe țări care trebuie să se confrunte cu decizia de a decompria centralele energetice pe bază de combustibili fosili înainte de sfârșitul duratei lor de viață utilă. Acest lucru este deosebit de evident în acele țări care depind aproape în întregime de generarea de energie pe scară largă a combustibililor fosili. 2021 a fost un an puternic pentru tranziția energetică – lumea a adăugat aproape 257 gigawați (GW) de energie regenerabilă, crescând stocul de energie regenerabilă cu 9.1% și contribuind la un 81% fără precedent din adăugirile globale de energie. Numai energia solară a reprezentat mai mult de jumătate din sursele regenerabile cu un record de 133 GW anul trecut, urmată de 93 GW de energie eoliană . Capacitatea de energie eoliană offshore a atins un record de 21 GW. Alegerea surselor regenerabile de energie ar trebui să fie standardul pentru noi surse de energie.

Sectorul energetic reprezintă unul dintre principalii stâlpi ai creșterii economice, competitivității și dezvoltarea economiilor moderne. Schimbările climatice și degradarea mediului sunt o amenințare existențială pentru Europa și pentru întreaga lume. Pentru a o contracara, Pactul Verde European va transforma UE într-o economie modernă, competitivă și eficientă din punctul de vedere al utilizării resurselor, în care:

- să ajungem, până în 2050, la zero emisii nete de gaze cu efect de seră
- creșterea economică să fie disociată de utilizarea resurselor
- nicio persoană și niciun loc să nu fie lăsat în urmă.

DIRECTIVA (UE) 2018/2001 A PARLAMENTULUI EUROPEAN ȘI A CONSILIULUI din 11 decembrie 2018 privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile (reformare)

În conformitate cu articolul 194 alineatul (1) din Tratatul privind funcționarea Uniunii Europene (TFUE), promovarea formelor regenerabile de energie este unul dintre obiectivele politicii energetice a Uniunii. Intensificarea utilizării energiei din surse regenerabile sau a „energiei regenerabile” constituie o componentă importantă a pachetului de măsuri necesare pentru reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră și pentru respectarea angajamentului asumat de Uniune în temeiul Acordului de la Paris din 2015 privind schimbările climatice și a cadrului de politici privind energia și clima al Uniunii pentru 2030, inclusiv a obiectivului **obligatoriu al Uniunii de reducere a emisiilor, până în 2030, cu cel puțin 40% sub nivelurile din 1990.**

Planul UE pentru o tranziție verde

Ca parte a Pactului verde european, prin Legea europeană a climei, UE și-a stabilit un obiectiv obligatoriu de **realizare a neutralității climatice până în 2050**. Acest lucru necesită o scădere substanțială a nivelurilor actuale ale emisiilor de gaze cu efect de seră în următoarele decenii. Ca pas intermediar către neutralitatea climatică, UE și-a sporit nivelul de ambiție în materie de climă pentru 2030, angajându-se să reducă emisiile cu **cel puțin 55% până în 2030**.

UE lucrează la **revizuirea legislației sale în domeniul climei, al energiei și al transporturilor** în cadrul așa-numitului pachet legislativ „Pregătiți pentru 55”, în vederea alinierii legislației actuale la ambițiile pentru 2030 și 2050. Pachetul include, de asemenea, o serie de inițiative noi.

Pachetul legislativ „Pregătiți pentru 55” este un **set de propuneri de revizuire și actualizare a legislației UE** și de punere în aplicare a unor noi inițiative cu scopul de a asigura conformitatea politicilor UE cu obiectivele climatice convenite de Consiliu și de Parlamentul European. Ambiția sporită urmează să fie realizată prin consolidarea dispozițiilor actuale și prin extinderea domeniului de aplicare al sistemului. Propunerea vizează în special:

- includerea emisiilor generate de transportul maritim în EU ETS
- eliminarea treptată a alocării cu titlu gratuit a certificatelor de emisii pentru sectorul aviației și pentru sectoarele care urmează să facă obiectul mecanismul de ajustare la frontieră în funcție de carbon (CBAM)
- implementarea Schemei de compensare și de reducere a emisiilor de carbon pentru aviația internațională la nivel mondial prin intermediul EU ETS
- creșterea finanțării disponibile din fondul pentru modernizare și din fondul pentru inovare
- revizuirea rezervei pentru stabilitatea pieței pentru a asigura în continuare o EU ETS stabilă și funcțională.

În plus, Comisia propune crearea unui nou sistem autonom de comercializare a certificatelor de emisii pentru clădiri și transportul rutier, pentru a sprijini statele membre în îndeplinirea obiectivelor lor naționale în temeiul Regulamentului privind partajarea eforturilor într-un mod eficient din punctul de vedere al costurilor. Prin această propunere, ar trebui realizate reduceri de emisii de 43 % pentru aceste sectoare până în 2030, comparativ cu 2005.

Consiliul Mediu, 17 martie 2022-Consiliul a desfășurat o dezbatere de orientare cu privire la dosarele din pachetul legislativ „Pregătiți pentru 55” aflate în sfera de competență a Consiliului Mediu.

Pachetul vizează alinierea cadrului legislativ al UE privind clima și energia la obiectivul de realizare a unei Uniuni neutre din punct de vedere climatic până în 2050 și la obiectivul acesteia de reducere a emisiilor nete de gaze cu efect de seră cu cel puțin 55 % până în 2030, comparativ cu nivelurile din 1990. Miniștrii au desfășurat un schimb de opinii referitor la un sistem de comercializare a certificatelor de emisii pentru sectorul transportului rutier și cel al construcțiilor (ETS RTB) și, în special, la eficacitatea instrumentului de reducere a emisiilor în vederea atingerii obiectivului de -55 % în 2030.

Propunerea Comisiei urmărește să consolideze contribuția sectorului exploatării terenurilor, al schimbării destinației terenurilor și al silviculturii (LULUCF) la ambiția globală sporită a UE în materie de climă. Este necesar să se inverseze tendința actuală de scădere a eliminării dioxidului de carbon și să sporească absorbanții naturali de carbon în întreaga UE.

Mai precis, prin revizuirea legislației actuale se propune: stabilirea unui obiectiv la nivelul UE de eliminare netă a gazelor cu efect de seră în valoare de cel puțin 310 milioane de tone de echivalent CO₂ până în 2030, care să fie distribuit între statele membre ca obiectiv obligatoriu simplificarea normelor privind contabilitatea și conformitatea și îmbunătățirea monitorizării extinderea, începând din 2031, a domeniului de aplicare al regulamentului pentru a include emisiile din agricultură, altele decât cele de CO₂ stabilirea unui obiectiv la nivelul UE privind neutralitatea climatică până în 2035 pentru acest nou sector combinat al terenurilor.

Eficiența energetică

Comisia a propus revizuirea actualei directive privind eficiența energetică prin creșterea valorii obiectivului actual la nivelul UE privind eficiența energetică **de la 32,5 % la 36 %** pentru consumul final și **la 39 %** pentru consumul de energie primară. În plus, propunerea cuprindea mai multe dispoziții pentru a accelera eforturile statelor membre în materie de eficiență energetică, cum ar fi obligații anuale sporite privind economiile de energie și noi norme care vizează reducerea consumului de energie al clădirilor din sectorul public, precum și măsuri specifice de protejare a consumatorilor vulnerabili. În decembrie 2021, miniștrii energiei din UE au analizat progresele înregistrate în ceea ce privește propunerea de revizuire a legislației actuale. Aceștia au discutat despre eforturile sporite în materie de eficiență energetică care li se cer statelor membre și despre contribuția acestora la atingerea unui obiectiv la nivelul UE privind eficiența energetică. Miniștrii au discutat, de asemenea, despre

eventuala necesitate a unor mecanisme de flexibilitate care să reflecte circumstanțele naționale și despre modul în care aceste mecanisme ar putea fi utilizate pentru clădirile din sectorul public.

Intensificarea utilizării energiei din surse regenerabile joacă, la rândul său, un rol fundamental în promovarea siguranței alimentării cu energie, a energiei durabile la prețuri accesibile, a dezvoltării tehnologice și a inovației, precum și a rolului de lider în domeniul tehnologic și industrial, generând totodată beneficii de mediu, sociale și de sănătate, precum și oportunități importante de ocupare a forței de muncă și de dezvoltare regională, în special în zonele rurale și în cele izolate, în regiunile sau teritoriile cu o densitate scăzută a populației sau care trec printr-un proces de dezindustrializare parțială.

Astfel, conform Directivei privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile, obiectivul general obligatoriu al Uniunii pentru 2030 este ca statele membre să asigure în mod colectiv faptul că **ponderea energiei din surse regenerabile în consumul final brut de energie al Uniunii în 2030 este de cel puțin 32%.**

Începând de la 1 ianuarie 2021, ponderea energiei din surse regenerabile în cadrul consumului final brut de energie al fiecărui stat membru nu coboară sub ponderea de referință prezentată în a treia coloană a tabelului din partea A a anexei I la prezenta directivă, **care în cazul României este de 24%.**

Tot în cadrul directivei, la art. 23 alin. (1) se menționează faptul că pentru a promova utilizarea energiei din surse regenerabile în sectorul încălzirii și răcirii, fiecare stat membru depune eforturi pentru a crește ponderea energiei din surse regenerabile în sectorul menționat cu o valoare orientativă de 1,3 puncte procentuale ca medie anuală calculată pentru perioadele 2021-2025 și 2026-2030, pornind de la ponderea energiei din surse regenerabile în sectorul încălzirii și răcirii în 2020, exprimată ca pondere națională din consumul de energie finală.

Obiectivul actual al UE privind un consum de energie din surse regenerabile de cel puțin 32 % până în 2030, stabilit în Directiva privind energia din surse regenerabile (REDII), nu este suficient și trebuie să se stabilească un obiectiv mai ambițios, de până la 38-40%, în conformitate cu Planul privind obiectivul climatic.

În același timp, sunt necesare noi măsuri de însoțire în diferite sectoare, în conformitate cu strategiile privind integrarea sistemului energetic, hidrogenul, energia din surse regenerabile offshore și biodiversitatea, pentru a atinge acest obiectiv mai ambițios.

Obiectivele generale ale revizuirii RED II vizează utilizarea energiei din surse regenerabile până în 2030, promovarea unei mai bune integrări a sistemului energetic și contribuția la obiectivele climatice și de mediu,

inclusiv la protecția biodiversității, abordând astfel îngrijorările intergeneraționale legate de încălzirea globală și pierderea biodiversității.

Această revizuire a REDII este esențială pentru realizarea obiectivului climatic mai ambițios, precum și pentru protejarea mediului și a sănătății noastre, pentru reducerea dependenței noastre energetice și pentru a contribui la poziția de lider tehnologic și industrial a UE, precum și la crearea de locuri de muncă și la creșterea economică.

La data de 14 iulie 2021 Comisia Europeană a adoptat o propunere legislativă de modificare a Directivei privind Energia Regenerabilă (RED II), ca parte a unei revizuirii mai aprofundate a legislației europene în domeniul climei și energiei, demers identificat și drept pachetul "Fit for 55". Scopul principal al pachetului legislativ "Fit for 55" este de a stabili drept obiectiv la nivelul UE de reducere a gazelor cu efect de seră cu minimum 55% până în 2030, prin comparație cu nivelul realizat în 1999.

Legislația în vigoare este orientată către îndeplinirea obiectivului de reducere cu 40% a gazelor cu efect seră până în 2030. Drept rezultat, RED II țintește spre o pondere minimă a energiei obținute din surse regenerabile în total consum de energie de 32%. Pentru a atinge însă ținta de 55% de reducere a GHG, este necesară creșterea gradului de utilizare a energiei din surse regenerabile până la 38-40%.

Un aspect ce trebuie menționat este faptul că deși noua directivă RED II nu stabilește noi ținte individuale pentru statele membre, țintele stabilite pentru anul 2020 trebuie menținute drept nivelul minim al ponderii RES în total consum final de energie.

Sectorul energetic este responsabil pentru mai mult de 75% din emisiile de gaze cu efect de seră. Creșterea producției de energie din surse regenerabile în diferite sectoare ale economiei reprezintă un factor major în ceea ce privește îndeplinirea obiectivelor energetice și de climă la nivel UE:

- Reducerea gazelor cu efect de seră cu cel puțin 55% (comparativ cu 1990) până în 2030
- Atingerea neutralității climatice până în 2050.

Statele membre UE trebuie să depună eforturi pentru a mări ponderea surselor regenerabile în cantitatea de surse de energie utilizate în scopuri energetice și neenergetice finale în sectorul industrial cu o creștere anuală medie orientativă de 1,1 puncte procentuale până în 2030.

Totodată, statele membre se asigură că, până în 2030, contribuția combustibililor din surse regenerabile de origine nebiologică utilizați în scopuri energetice și neenergetice finale este de 50% din hidrogenul utilizat în industrie în scopuri energetice și neenergetice finale.

Pactul verde european stabilește obiectivul de realizare a neutralității climatice până în 2050 într-un mod care să contribuie la economia, creșterea economică și crearea de locuri de muncă în Europa. Realizarea acestui obiectiv implică reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră cu 55 % până în 2030, astfel cum a confirmat Consiliul European în decembrie 2020. Acest lucru necesită, la rândul său, ponderi semnificativ mai mari ale surselor regenerabile de energie într-un sistem energetic integrat.

Pactul verde european se axează pe 3 principii-cheie pentru tranziția către o energie curată, care vor contribui la reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră și la îmbunătățirea calității vieții cetățenilor noștri:

- garantarea aprovizionării UE cu energie sigură, la prețuri accesibile
- dezvoltarea unei piețe europene a energiei pe deplin integrată, interconectată și digitalizată
- prioritizarea eficienței energetice, îmbunătățirea performanței energetice a clădirilor noastre și dezvoltarea unui sector energetic bazat în mare parte pe surse regenerabile.

Principalele obiective ale Comisiei în acest sens sunt:

- interconectarea sistemelor energetice și o mai bună integrare în rețea a surselor de energie regenerabile
- promovarea tehnologiilor inovatoare și a unei infrastructuri moderne
- impulsivarea eficienței energetice și a proiectării ecologice a produselor
- decarbonizarea sectorului gazelor și promovarea unei integrări inteligente între sectoare
- capacitatea consumatorilor și sprijinirea statelor membre în combaterea sărăciei energetice
- promovarea la nivel mondial a standardelor și tehnologiilor UE în materie de energie
- valorificarea întregului potențial al energiei eoliene offshore a Europei.

DIRECTIVA (UE) 2019/944 A PARLAMENTULUI EUROPEAN ȘI A CONSILIULUI din 5 iunie 2019 privind normele comune pentru piața internă de energie electrică și de modificare a Directivei 2012/27/UE (reformare)

Prezentul proiect propus este în concordanță și cu prevederile Directivei (UE) 2019/944 – art. 8 - Procedura de autorizare pentru noi capacități. Astfel, procedura de autorizare privind construirea noii capacități este realizată utilizând criterii obiective, transparente și nediscriminatorii, care iau în calcul următoarele:

- (a) siguranța și securitatea sistemelor electrice, a instalațiilor și a echipamentelor asociate;
- (b) protecția sănătății și siguranței publice;
- (c) protecția mediului; 14.6.2019 L 158/145 Jurnalul Oficial al Uniunii Europene RO
- (d) ocuparea terenurilor și alegerea amplasamentelor;
- (e) utilizarea domeniului public;
- (f) eficiența energetică;
- (g) natura surselor primare;
- (h) caracteristicile specifice solicitantului, cum ar fi capacitățile tehnice, economice și financiare;
- (i) conformitatea cu măsurile adoptate în temeiul articolului 9;
- (j) contribuția capacităților de producere la realizarea obiectivului global al Uniunii ca energia din surse regenerabile să reprezinte cel puțin 32 % din consumul final brut de energie al Uniunii în 2030, obiectiv menționat la articolul 3 alineatul (1) din Directiva (UE) 2018/2001 a Parlamentului European și a Consiliului (19);
- (k) contribuția capacităților de producere la reducerea emisiilor; și
- (l) alternativele la construirea unei noi capacități de producere, cum ar fi soluțiile privind consumul dispecerizabil și stocarea energiei.

Piața internă de energie electrică, care a fost implementată treptat în întreaga Uniune începând cu 1999, are drept obiectiv ca, prin organizarea unor piețe competitive de energie electrice la nivel transfrontalier, să ofere tuturor clienților finali din Uniune, indiferent dacă sunt persoane fizice sau juridice, posibilități reale de alegere, precum și noi oportunități de afaceri, prețuri competitive, semnale eficiente în materie de investiții, îmbunătățirea calității serviciilor, precum și să contribuie la siguranța alimentării cu energie electrică și la dezvoltarea durabilă.

Strategia Energetică Națională a României, Planul Național Integrat Energie și Schimbări Climatice, precum și Instrumentele de finanțare în domeniul energiei până în 2030.

România sprijină pe deplin eforturile Uniunii Europene în domeniul schimbărilor climatice și s-a angajat să contribuie la reducerea emisiilor UE până în 2030, țara noastră având deja o pondere ridicată a energiei regenerabile în mixul energetic.

Strategia Energetică Națională a României (SENR), elaborată în context european, conține obiective concrete, măsuri și linii de finanțare care se regăsesc în **Planul Național Integrat Energie Schimbări Climatice**.

Strategia are opt obiective strategice fundamentale planificate pentru perioada 2021-2030 și orizontul de timp al anului 2050. Obiectivele strategiei sprijină realizarea ȋntelilor naționale asumate la nivelul anului 2030:

- ⇒ 43,9% reducere a emisiilor aferente sectoarelor ETS față de nivelul anului 2005,
- ⇒ Respectiv, reducerea cu 2% a emisiilor aferente sectoarelor non – ETS față de nivelul anului 2005,
- ⇒ 30,7% pondere a energiei din surse regenerabile în consumul final brut de energie și
- ⇒ 40% reducere a consumului final de energie față de proiecția PRIMES 2007.

Obiectele Strategiei Energetice a României sunt:

1. Asigurarea accesului la energie electrică și termină pentru toți consumatorii;
2. Energie curată și eficiență energetică;
3. Modernizarea sistemului de guvernăntă corporativă și a capacității instituționale de reglementare;
4. Protecția consumatorului vulnerabil și reducerea sărăciei energetice;
5. Piețe de energie competitive, baza unei economii competitive;
6. Creșterea calității învățământului în domeniul energiei și formarea continuă a resursei umane calificate;
7. România, furnizor regional de securitate energetică;
8. Creșterea aportului energetic al României pe piețele regionale și europene prin valorificarea resurselor energetice primare naționale.

Planul Național Integrat de Energie și Schimbări Climatice (PNIESC)

Pentru a îndeplini obiectivele UE în materie de energie și climă pentru anul 2030, statele membre trebuie să stabilească un plan național integrat de energie și climă (PNIESC) pe 10 ani care să conțină modul în care acestea intenționează să abordeze 5 domenii:

- a) Eficiență energetică;
- b) Surse regenerabile;

- c) Reducerea emisiilor cu gaze de seră;
- d) Interconectări;
- e) Cercetare și inovare.

În ședința de Guvern din data de 4 octombrie 2021 a fost aprobat Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice (PNIESC) pentru perioada 2021-2030. România își propune, prin PNIESC, ca ponderea energiei din surse regenerabile în consumul total de energie **să sporească până în 2030 prin creșterea capacității instalate de centrale eoliene și fotovoltaice, precum și prin creșterea numărului de prosumatori.**

Prin investiții, până în 2030 țara noastră trebuie să aibă capacități nete instalate de 5.1 GWh de solar și 5.3 GWh de eolian. Per total, România și-a propus ca în perioada 2021-2030 să instaleze capacități adiționale de 6,9 GW din surse regenerabile.

Din punct de vedere al finanțării proiectelor energetice pentru atingerea obiectivelor din Strategia Energetică a României și PNIESC, menționăm sursa: Fondul pentru Modernizare.

Restricții privind impactul asupra mediului

Proiectele finanțate în cadrul Fondul pentru Modernizare trebuie să respecte condițiile în ceea ce privește Evaluarea Impactului asupra Mediului (EIM).

Evaluarea Impactului asupra Mediului trebuie să fie în conformitate cu prevederile legislației din domeniu. Autoritățile competente pentru protecția mediului (ACPM) stabilesc dacă proiectele sunt de tipul celor prevăzute la Anexa I sau Anexa II a Directivei 2011/92/UE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 decembrie 2011 privind evaluarea efectelor anumitor proiecte publice și private asupra mediului (Directiva EIM). Acestea determină și necesitatea demarării procedurii de evaluare adecvată, modul de consultare a publicului sau modul în care Raportul privind impactul asupra mediului și rezultatele consultării publicului vor fi luate în considerare în emiterea deciziei de mediu de către autoritățile competente pentru protecția mediului.

În cadrul documentațiilor tehnico-economice, pe baza evaluărilor privind influența investițiilor asupra fenomenului schimbărilor climatice și, mai ales, a influenței efectelor schimbărilor climatice asupra proiectelor de investiții, se vor avea în vedere măsuri speciale pentru creșterea rezistenței componentelor constructive ale proiectelor de investiții aferente măsurii la schimbările climatice și la alte vulnerabilități, după caz. Aceste măsuri de adaptare vor contribui la sporirea rezistenței la schimbările climatice, la condițiile meteorologice extreme și la alte dezastre naturale.

Evaluarea Impactului asupra Mediului a proiectului de investiții trebuie să fie în conformitate cu prevederile legislației din domeniu. Autoritățile competente pentru protecția mediului (ACPM) stabilesc dacă proiectele sunt de tipul celor prevăzute la Anexa I sau Anexa II a Directivei 2011/92/UE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 decembrie 2011 privind evaluarea efectelor anumitor proiecte publice și private asupra mediului (Directiva EIM).

Acestea determină și necesitatea demarării procedurii de evaluare adecvată, modul de consultare a publicului sau modul în care Raportul privind impactul asupra mediului și rezultatele consultării publicului vor fi luate în considerare în emiterea deciziei de mediu de către autoritățile competente pentru protecția mediului.

1. Se consideră că o activitate prejudiciază în mod semnificativ *atenuarea schimbărilor climatice* în cazul în care activitatea respectivă generează emisii semnificative de gaze cu efect de seră (GES);
2. Se consideră că o activitate prejudiciază în mod semnificativ *adaptarea la schimbările climatice* în cazul în care activitatea respectivă duce la creșterea efectului negativ climatului actual și al climatului preconizat în viitor asupra activității în sine sau asupra persoanelor, asupra naturii sau asupra activelor;
3. Se consideră că o activitate prejudiciază în mod semnificativ *utilizarea durabilă și protejarea resurselor de apă și a celor marine* în cazul în care activitatea respectivă este nocivă pentru starea bună sau pentru potențialul ecologic bun al corpurilor de apă, inclusiv al apelor de suprafață și subterane, sau starea ecologică bună a apelor marine;
4. Se consideră că o activitate prejudiciază în mod semnificativ *economia circulară, inclusiv prevenirea generării de deșeuri și reciclarea acestora*, în cazul în care activitatea respectivă duce la ineficiențe semnificative în utilizarea materialelor sau în utilizarea directă sau indirectă a resurselor naturale, la o creștere semnificativă a generării, a incinerării sau a eliminării deșeurilor, sau în cazul în care eliminarea pe termen lung a deșeurilor poate cauza prejudicii semnificative și pe termen lung mediului;
5. Se consideră că o activitate prejudiciază în mod semnificativ *prevenirea și controlul poluării* în cazul în care activitatea respectivă duce la o creștere semnificativă a emisiilor de poluanți în aer, apă sau sol;
6. Se consideră că o activitate economică prejudiciază în mod semnificativ *protecția și refacerea biodiversității și a ecosistemelor* în cazul în care activitatea respectivă este nocivă în mod semnificativ pentru condiția bună și reziliența ecosistemelor sau nocivă pentru stadiul de conservare a habitatelor și a speciilor, inclusiv a celor de interes pentru Uniune.

Având în vedere principiul DNSH în ceea ce privește deșeurile recuperabile rezultate pe perioada executării lucrărilor de construire/montaj/dezafectare, cel puțin 70% (în greutate) din deșeurile nepericuloase rezultate din

construcții/montaj și demolări (cu excepția materialelor naturale definite în categoria 17 05 04 din Lista europeană a deșeurilor stabilită prin Decizia 2000/532/CE), preluată în HG nr. 856/2002, cu modificările și completările ulterioare) și generate pe șantier vor fi pregătite, respectiv sortate pentru reutilizare, reciclare și alte operațiuni de valorificare materială, în conformitate cu ierarhia deșeurilor și cu Protocolul UE de gestionare a deșeurilor din construcții și demolări.

Se va urmări limitarea generării de deșeuri în procesele legate de construcții și demolări, în conformitate cu Protocolul UE de gestionare a deșeurilor de construcții și demolări și luând în considerare cele mai bune tehnici disponibile și utilizând demolări selective pentru a permite îndepărtarea și manipularea în siguranță a substanțelor periculoase și pentru a facilita reutilizarea-reciclare de calitate prin îndepărtarea selectivă a materialelor, folosind sistemele de sortare disponibile pentru deșeurile de construcții și demolări.

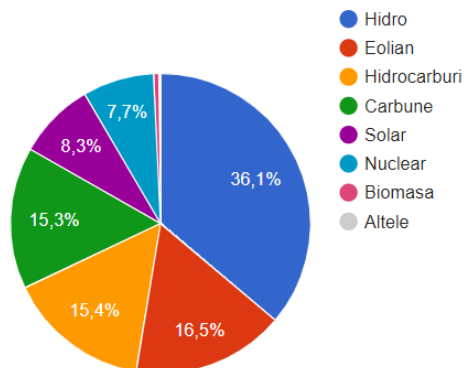
În ceea ce privește biodiversitatea și ecosistemele, proiectul nu va fi implementat pe următoarele tipuri de terenuri:

- ✓ terenuri arabile și terenuri cultivate cu un nivel moderat până la ridicat de fertilitate a solului și biodiversitate sub pământ, astfel cum se menționează în studiul LUCAS al UE;
- ✓ terenurile verzi cu o valoare recunoscută a biodiversității ridicate și terenurile care servesc drept habitat al speciilor pe cale de dispariție (floră și faună) enumerate pe Lista roșie europeană sau pe lista roșie a IUCN;
- ✓ terenuri forestiere (acoperite sau nu de arbori), alte terenuri împădurite sau terenuri care sunt acoperite parțial sau integral sau destinate a fi acoperite de arbori, chiar și în cazul în care acești arbori nu au atins încă dimensiunea și acoperirea care urmează să fie clasificate ca păduri sau alte terenuri împădurite, astfel cum sunt definite în conformitate cu definiția FAO a pădurilor.

2.3. Analiza situației existente și identificarea deficiențelor

Din punct de vedere al situației existente, conform datelor ANRE, **la nivel național**, în data de 28.09.2023 puterea instalată în capacitățile de producție energie electrică era de 18382,503 MW, conform graficului de mai jos:

Puterea instalata în capacitatile de productie energie electrica - 18382.503 MW



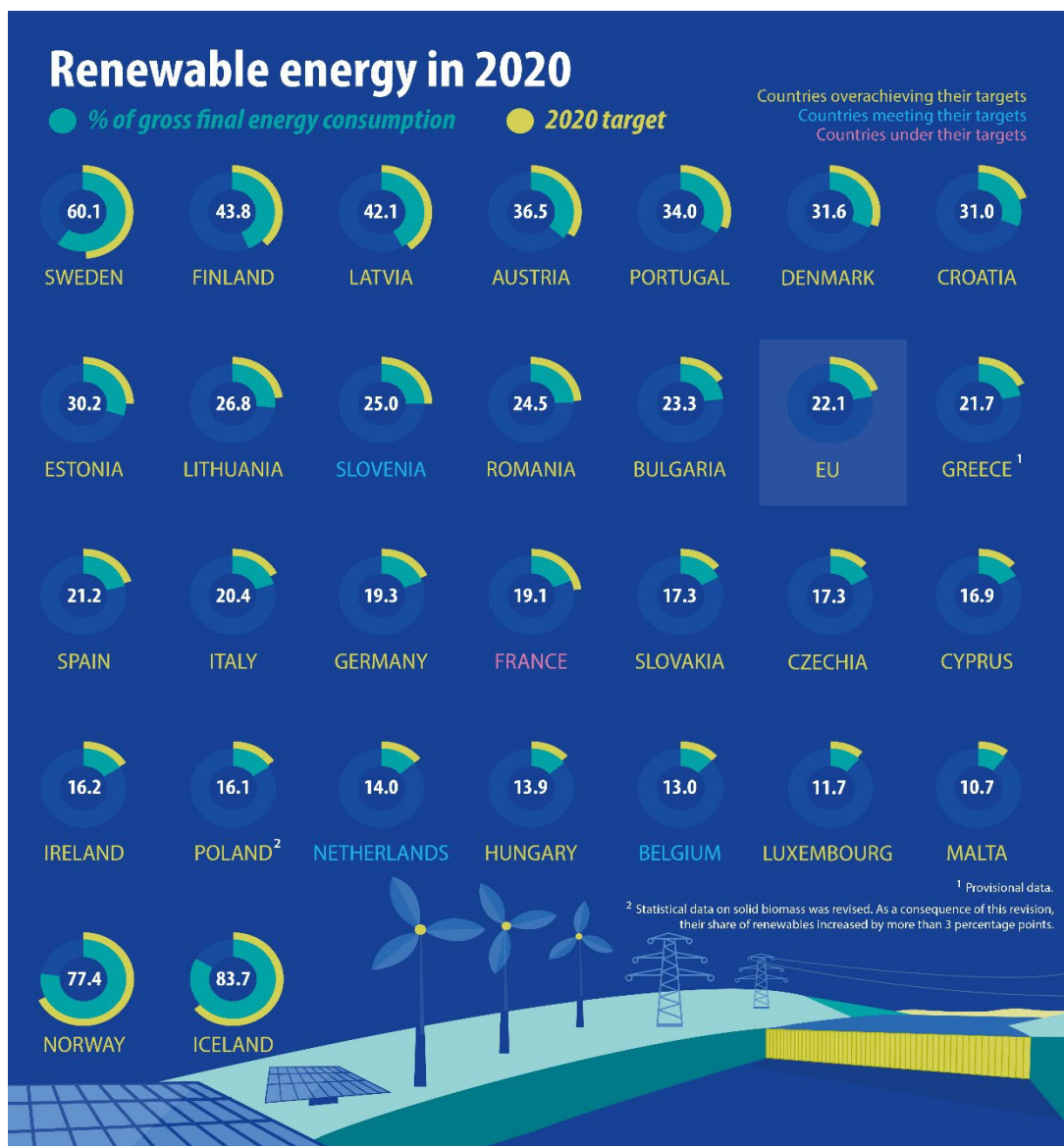
PUTEREA INSTALATĂ ÎN CAPACITĂȚILE DE PRODUCȚIE ENERGIE ELECTRICĂ (MW)

TIP PRODUCTIE	Valoare (MW)
HIDRO	6642.6
EOLIAN	3026.91
HIDROCARBURI	2822
CARBUNE	2812.2
SOLAR	1527.99
NUCLEAR	1413
BIOMASA	106.266
BIOGAZ	21.357
DESEURI	6.03
CALDURA REZIDUALA	4.1
GEOTERMAL	0.05
TOTAL:	18382.503 MW

Sursa: Rapoarte ANRE -Puterea instalata in capacitățile de producție energie electrica la data de 28.09.2023, <https://arhiva.anre.ro/ro/energie-electrica/rapoarte/puterea-instalata-in-capacitatiile-de-productie-energie-electrica>

Așa cum se poate observa, ponderea cea mai mare încă este deținută de sursele convenționale, sursele regenerabile (solar, eolian, biomasă, biogaz, geotermal) generând cca 24,8% din totalul capacității de producție energie electrică. România își respectă astfel ținta minimă stabilită prin RED II, dar această cotă trebuie majorată în vederea atingerii obiectivelor stabilite pentru anul 2030.

La nivelul UE, energia regenerabilă a reprezentat 23% din totalul energiei consumate în anul 2023, cu 2 pp peste media din 2020. Totodată, acest procent a cunoscut o creștere semnificativă în anul 2023 comparativ cu anul 2004, când ponderea RES era doar de 9,6%.



ec.europa.eu/eurostat

Cu peste jumătate din energie obținută din surse regenerabile în consumul final de energie, Suedia (60%) are de departe cel mai ridicat procent dintre statele membre, fiind urmată de Finlanda (44%) și Letonia (42%). La polul opus, cele mai mici ponderi ale consumului de energie din surse RES în total consum au fost înregistrate în Malta (11%), Luxembourg (12%) și Belgia (13%).

Din punct de vedere al îndeplinirii Țintelor naționale, 26 de state membre și-au îndeplinit sau au depășit Țintele stabilite la nivelul anului 2020. Statele membre care au înregistrat o depășire majoră a acestor ținte au fost

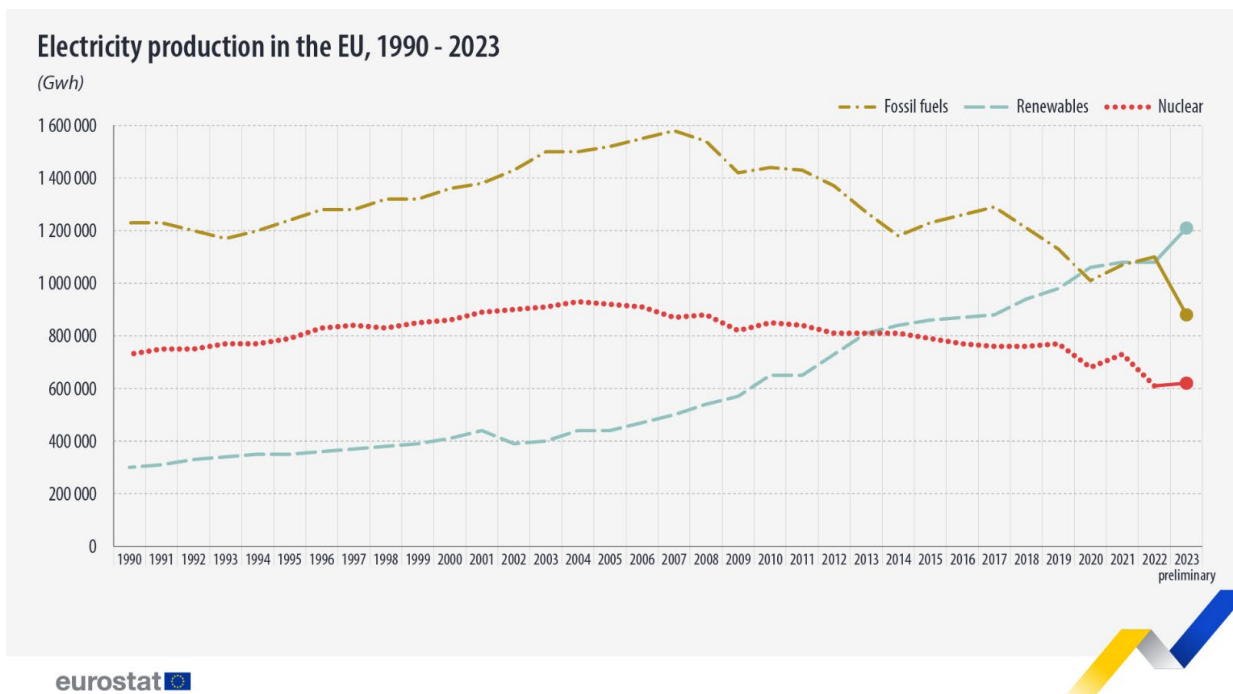
Suedia și Croația, ambele cu peste 11 pp și Bulgaria cu cel puțin 7 pp. Pe altă parte, Franța nu a reușit să își atingă ținta stabilită, aceasta înregistrând -3.9 pp. Din punct de vedere al utilizării energiei din surse regenerabile în domeniul transportului și activităților conexe acestuia, ponderea în anul 2020 la nivel UE este de 10.20%.

Utilizarea energiei obținută din surse regenerabile determină numeroase beneficii precum reducerea gazelor cu efect de seră, diversificarea surselor de energie precum și reducerea dependenței de piața combustibililor fosili, în special de piața petrolului și a gazelor naturale. Creșterea utilizării energiei din RES poate stimula de asemenea creșterea ocupării la nivel național, dar și european prin crearea de noi locuri de muncă în domenii care utilizează tehnologii ”verzi”.

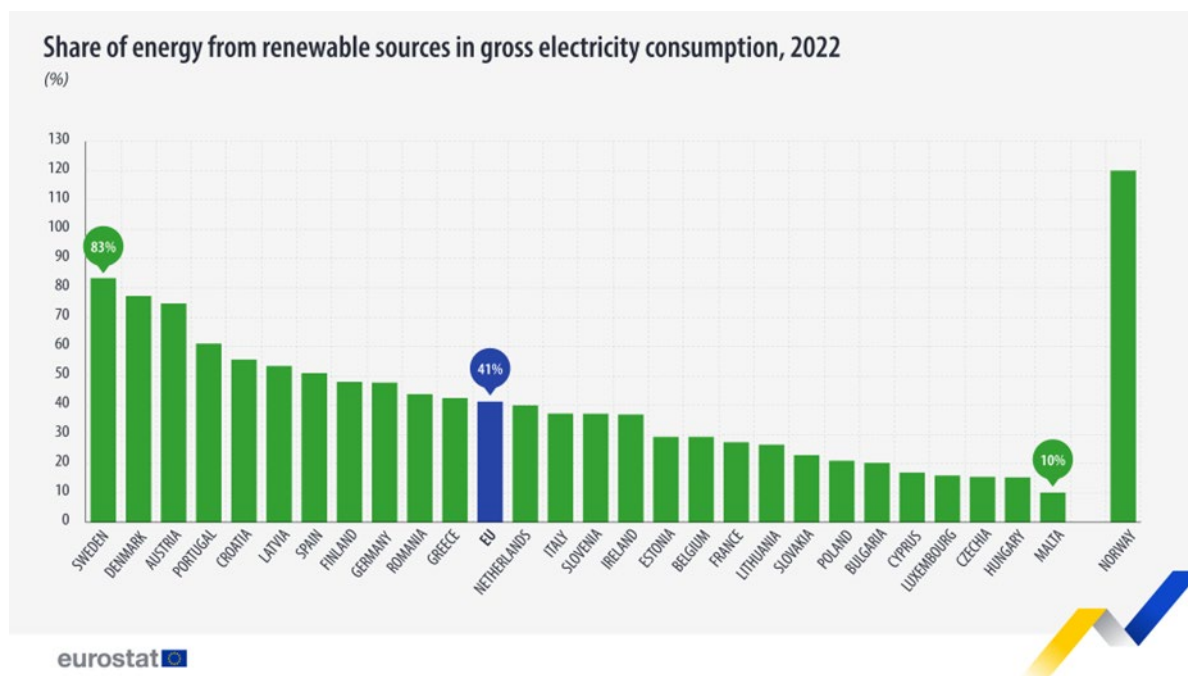
În 2023, aprovizionarea cu energie regenerabilă a crescut cu 4,4% comparativ cu 2022, ajungând la aproximativ 10,9 milioane terajouli. Deasemennea în 2023, energia regenerabilă a fost principala sursă de electricitate în UE, fiind responsabilă pentru 44,7% din toată producția de electricitate. Regenerabilele au generat 1,21 milioane gigawați/oră, (GWh), o creștere de 12,4% față de 2022.

Pe de altă parte, electricitatea generată de combustibilii fosili a scăzut cu 19,7% comparativ cu 2022, contribuind cu 0,88 milioane GWh, sau 32,5% din totalul producției de electricitate. Centralele nucleare au produs anul trecut 0,62 milioane GWh sau 22,8% din producția de energie a UE, un avans de 1,2% față de 2022.

Ponderea de energie obținută din surse regenerabile în total consum de electricitate în anul 2020 este prezentată în figura de mai jos:



Printre statele membre UE, peste 72% din electricitatea consumată în 2022 a fost generată din surse regenerabile în Austria (78,2%) și Suedia (74,5%). Consumul de electricitate din surse regenerabile a fost ridicat, peste 50%, și în Danemarca (65,3%), Portugalia (58%) și Letonia (53,4%). La polul opus, consumul de electricitate din surse regenerabile a înregistrat un nivel scăzut, sub 15% sau mai puțin, în țări precum Malta (9,5%), Ungaria (11,9%), Cipru (12%), Luxembourg (13,9%) și Cehia (14,8%). Țările EFTA Norvegia și Islanda au produs mai multă energie electrică din surse regenerabile decât au consumat, determinând astfel o pondere a energiei din surse regenerabile de peste 100%.



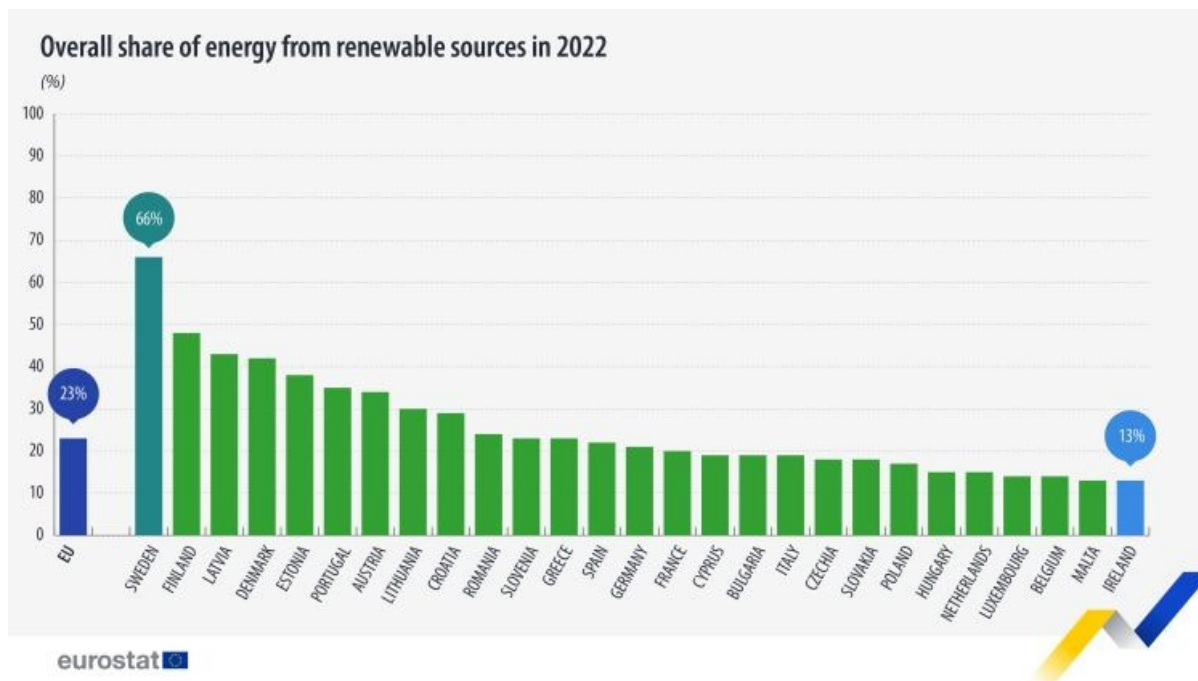
În ceea ce privește România, conform datelor EUROSTAT, ponderea energiei electrice din surse regenerabile în total consum a fost de 44,4% în 2022, în creștere de la 28,5% în 2004. Deși această pondere depășește media la nivel UE de 37,5%, diferența nu este însă crescută, fapt ce sugerează necesitatea continuării realizării de investiții în producția de energie din surse regenerabile precum și sprijinirea și facilitarea acestora.

Referitor la situația consumului de energie din surse regenerabile pentru încălzire și ventilație, în 2020, energia regenerabilă a asigurat cca 23,10% din totalul energiei utilizate pentru încălzire și ventilație la nivelul UE, în creștere de la 11,7% în 2004. Dezvoltarea sectoarelor industriale, servicii precum și consumul casnic au contribuit la această creștere. Energia ambientală capturată de pompele de căldură în scopul asigurării agentului termic a fost luată în considerare la calcularea acestei ponderi. În figura de mai jos este prezentată situația consumului de energie din surse regenerabile pentru încălzire și ventilație:

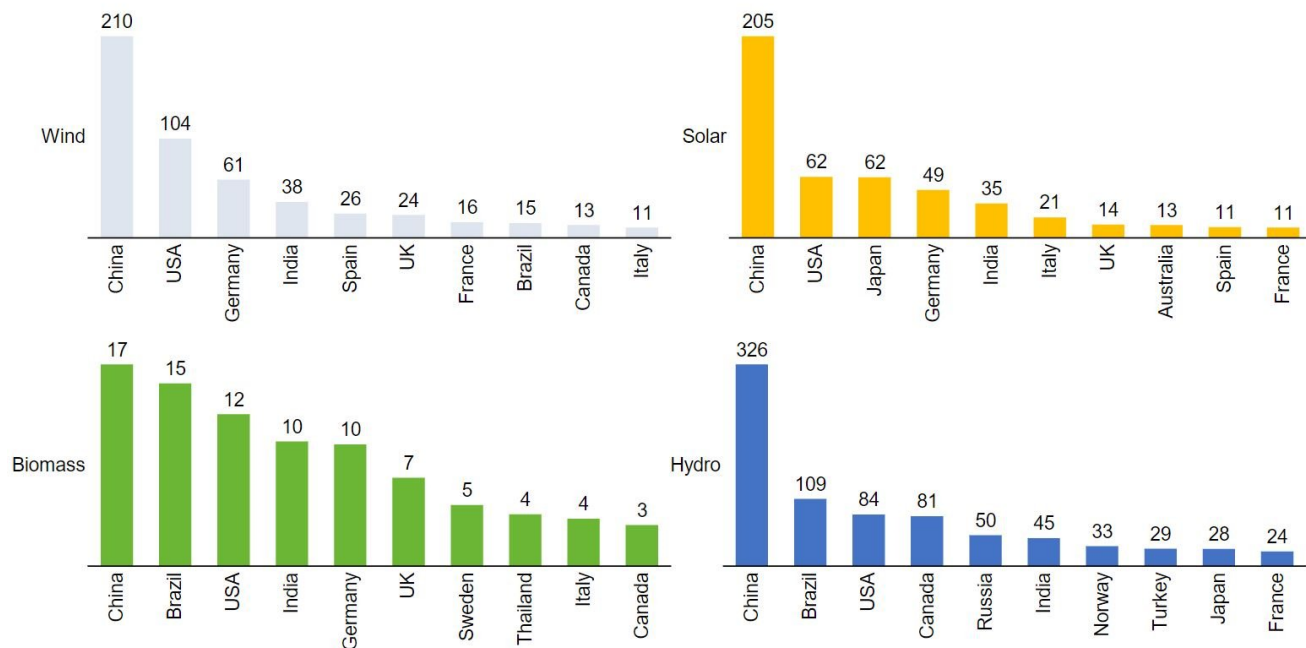
La capitolul energie din surse regenerabile utilizată pentru încălzire și ventilație, România se situează tot puțin peste media la nivelul UE, procentul fiind de 25.3%, o creștere relativ mică față de nivelul înregistrat în 2004 de 17.3%, indicând încă o dată necesitatea promovării investițiilor în acest segment.

Din punct de vedere al gradului de utilizare a energiei din surse regenerabile în domeniul transportului (biocombustibili lichizi, hidrogen, biometan, energie verde etc.), ponderea a crescut de la 1,6% în 2004 la 10,2%

în 2020, atingând astfel ținta stabilită la nivelul UE pentru anul 2020. Dintre statele membre, țările care au utilizat o pondere mai mare de combustibili obținuți din surse regenerabile în domeniul transportului sunt Suedia (31,9%), Finlanda (13,4%) și Olanda (12,6%).



Sursa: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable_energy_statistics



Ranking of countries with largest renewable electricity generation installed base as of 2019 (GW)

Source: International Renewable Energy Agency

<https://www.cummins.com/ro/generators/power-generation/renewable-energy-and-resources>

Criza sanitară a amplificat îngrijorările cu privire la schimbările climatice și a subliniat importanța creșterii sustenabilității și a protecției mediului în întreaga lume. Necesitatea decarbonării a generat schimbări în strategiile globale ale guvernelor și companiilor în ceea ce privește eficiența energetică și sursele de energie regenerabile. La nivel global, marile puteri și, în același timp, cei mai mari poluatori, China și SUA își dispută lupta pentru decarbonare, în timp ce în Europa, Pactul Verde European angajează țările membre către o economie curată și circulară.

În România, decarbonarea sectorului energetic se bazează în mare măsură pe sprijinul oferit de Pactul Verde European. Potențialul energiei regenerabile pe piața locală poate deveni motorul decarbonării sectorului energetic românesc, atâta timp cât inițiativele publice se sincronizează cu intențiile de business, conform analizei EY - Decarbonarea sectorului energetic din România prin energii regenerabile.

România are un ușor avans din perspectiva ponderii energiei din surse regenerabile față de media Uniunii Europene. În același timp, suntem în topul țărilor din UE din perspectiva dependenței de cărbune pentru generarea energiei electrice la un cost cu aproximativ 50% peste prețul mediu din piața de energie în 2020.

Accelerarea tranziției către energie regenerabilă este un obiectiv economic necesar în contextul prețurilor CO2 actuale, al prețurilor tehnologiilor regenerabile, al fondurilor europene, dar și al unui mix energetic sustenabil. EY susține această tranziție prin contribuția proprie, EY este “carbon negative” în 2021, dar și prin soluțiile oferite companiilor cu privire la decarbonare, îmbunătățirea eficienței energetice și atragerea fondurilor europene pentru atingerea acestor obiective.

România a atins în 2020 obiectivul de 24% din consumul de energie total provenit din surse regenerabile. Pentru 2030, noul obiectiv stabilit de guvernul român este de 30,7%, **realizabil prin adăugarea a 7GW în capacitate regenerabilă.**

În ceea ce privește consumul de energie, conform datelor Eurostat, în 2019, puțin peste 24% din consumul de energie a provenit din surse regenerabile de energie, plasând România pe locul 10 în UE și peste nivelul mediu al Uniunii.

În 2020, producția de energie electrică din România provenea în proporție de 12,4% energie eoliană, 3,4% din panouri solare fotovoltaice și 27,6% din hidroenergie. În total, producția de energie regenerabilă (eoliană, fotovoltaică și biomasă) a reprezentat 16% din total.

Emisiile de gaze cu efect de seră ale României au scăzut cu peste 50% față de nivelurile din 1990 datorită unei reduceri semnificative a cererii de energie și a activității industriale, creșterii eficienței energetice și conformării treptate la standarde de mediu mai restrictive. În prezent, energia reprezintă încă sursa principală de emisii, reprezentând 2/3 din emisiile naționale de gaze cu efect de seră, urmate de agricultură și industrie.

În ultimii ani, România a suferit o scădere a atractivității în ceea ce privește investițiile în energie regenerabilă, parțial din cauza lipsei de reglementări și a sprijinului guvernamental adecvat. Potrivit celui mai recent clasament EY Renewable Energy Country Attractiveness Index (RECAI), în ciuda faptului că România s-a poziționat printre primele 40 de țări cele mai atractive în materie de energie regenerabilă în 2015 (locul 34), în 2020, țara noastră a scăzut sub acest top, fiind depășită de țări europene precum Polonia, Grecia și Austria.

Cu toate acestea, în contextul introducerii Pactului Verde European, mai multe companii multinaționale din domeniul energiei au asimilat valul de schimbări și au implementat agenda sustenabilității în strategia lor de afaceri. În același timp, și-au anunțat intenția de a investi în proiecte de energie curată la nivel local.

La nivel guvernamental, în 2020 au fost introduse acorduri de cumpărare a energiei electrice, pentru a stimula investițiile în sectorul surselor regenerabile de energie prin dereglementarea pieței locale de energie electrică, conform reglementărilor UE privind piața comună, permițând astfel investitorilor să minimizeze riscurile tranzacțiilor. Până când această modificare legislativă va intra în vigoare, toate tranzacțiile cu energie electrică pot fi efectuate exclusiv pe piața centralizată într-un mod transparent, public, competitiv și nediscriminatoriu. Această restricție asupra acordurilor negociate în mod liber a fost văzută ca principalul obstacol care împiedică investițiile în capacitățile de nouă generație, în special în sectorul regenerabil.

Noua lege a energiei electrice, aflată în proces de redactare, cu sprijinul BERD, va include prevederi relevante legate de legislația UE de mediu, flexibilitatea sistemului, interconectarea sporită și liberalizarea pieței, care reprezintă facilitatori pentru tranziția către o economie cu emisii reduse de carbon.

În vederea îndeplinirii ȋntelor asumate atât la nivel european cât și la nivel național, dar și pentru a asigura tranziția către utilizarea cu precădere a energiei obținute din surse regenerabile sunt necesare anumite măsuri, respectiv:

- ⇒ Actualizarea politicilor și a legislației pentru a stimula investițiile în energii regenerabile. Armonizarea cadrului legal cu cel de reglementare va favoriza o implementare susținută a capacităților de energie regenerabilă.
- ⇒ La nivel național, proiectele strategice trebuie definite, prioritizate și abordate în contextul potențialului semnificativ de finanțare a facilității de recuperare și reziliență și a altor fonduri UE disponibile.
- ⇒ Dezvoltarea unei infrastructuri rezistente și flexibile va fi elementul central al integrării surselor regenerabile de energie - un grad ridicat de stabilitate a rețelei poate ușura tranziția energetică.
- ⇒ Adoptarea de noi tehnologii pentru stocarea energiei, îmbunătățirea eficienței energetice și creșterea producției descentralizate vor crește cota de energie curată ce va fi instalată.
- ⇒ Dezvoltarea unor mecanisme specifice pieței pentru a asigura beneficii maxime pentru participanți și pentru a valorifica întregul potențial al integrării surselor regenerabile de energie.

- ⇒ Abordarea bazată pe agilitate pentru atingerea obiectivelor Pactului Verde European - evaluarea stării actuale, stabilirea obiectivelor, urmărirea progresului, evaluarea din partea sectorului și adaptarea din mers sunt pașii cheie ai procesului de transformare.

DESCRIERE UNIREA GREEN ENERGY INVEST SRL

UNIREA GREEN ENERGY INVEST SRL se axează pe producția de energie electrică fotovoltaică, cu obiectivul principal de a genera electricitate din surse regenerabile. Fondatorii companiei au optat pentru intrarea pe piața energiei solare pentru a sprijini reducerea impactului asupra mediului și pentru a promova utilizarea energiei curate. Compania se dedică creării de parcuri fotovoltaice eficiente și durabile, folosind tehnologii avansate și soluții inovatoare pentru a maximiza producția de energie electrică verde. Echipa sa este alcătuită din specialiști cu experiență în domeniul energiei regenerabile, care oferă soluții personalizate și eficiente clienților săi. Prin servicii de consultanță și suport pe tot parcursul dezvoltării parcurilor fotovoltaice, compania își propune să devină un actor important în sectorul energetic solar din România, contribuind la extinderea utilizării energiei regenerabile și reducerea dependenței de sursele tradiționale de energie.

2.4. Analiza cererii de bunuri și servicii, inclusiv prognoze pe termen mediu și lung privind evoluția cererii, în scopul justificării necesității obiectivului de investiții

Sectorul energetic, atât la nivel european, cât și în România, se află în plin proces de tranziție către „energia verde, curată“, ajungând în anul 2020 la o răscruce: pe de-o parte ne confruntăm cu provocarea de a decarbona sistemele energetice, de a reduce emisiile de gaze cu efect de seră și de a promova surse regenerabile, iar pe de altă parte trebuie să asigurăm securitatea aprovizionării cu energie electrică la un nivel de cost accesibil pentru consumatorul final. Rolul pe care România și-l va asuma în abordarea tranziției energetice va determina dacă țara noastră va reuși să beneficieze de această schimbare sau dacă mai degrabă va suporta costurile acesteia.

Avem oportunitatea de a dezvolta noi industrii, în special în domeniul resurselor regenerabile, de a crea noi locuri de muncă și de a genera valoare adăugată în economie: potrivit unui studiu Deloitte România, 1 miliard de euro investit direct în parcuri eoliene va genera 2,17 miliarde de euro în economia țării, cu un impact indirect suplimentar de 2,95 miliarde de euro în perioada 2021–2030.

Potențialele beneficii nu se limitează însă la producerea de energie; conform aceluiași studiu, tranziția energetică poate aduce efecte pozitive în construcții, transporturi, servicii energetice, producția industrială și

industria autovehiculelor, studiul arătând că investiții totale de 82,5 miliarde de euro în aceste sectoare pot avea un impact de 364,6 miliarde de euro în PIB-ul României în perioada 2021–2030.

Însă aceste beneficii nu se pot materializa fără o strategie bine definită la nivel național și european. Comisia Von der Leyen a anunțat oficial la sfârșitul anului 2019 „Green Deal“, în cadrul căruia UE își propune să devină un lider mondial în combaterea efectelor schimbărilor climatice și să fie primul continent cu emisii de gaze cu efect de seră net zero în 2050. Practic, se dorește o transformare durabilă și sustenabilă a economiei, prin înlăturarea combustibililor fosili, promovarea energiei curate, din surse regenerabile, și dezvoltarea unei economii circulare.

Realizarea acestor schimbări presupune o nevoie de investiții uriașă, Comisia Europeană intenționând să mobilizeze în acest sens 1 trilion de euro în următorul deceniu. Dar, pentru a resimți cu adevărat beneficiile unei astfel de schimbări și pentru a pune ambițiile UE în practică, va fi nevoie ca o parte semnificativă a investițiilor să meargă către crearea unei industrii europene puternice și independente, care să poată livra soluții pe măsura provocărilor, generând valoare adăugată în economie. Altfel, Europa riscă să nu-și atingă țintele propuse, care sunt deosebit de ambițioase.

Având în vedere progresele de până acum, probabil că UE își va atinge acest obiectiv. Consumul de energie din surse regenerabile al UE a continuat să crească de la an la an, ajungând la 16 % din consumul final de energie în 2014. Această pondere este mai mare decât traiectoria intermediară pentru Europa din Directiva privind energia din surse regenerabile, deci ne încadrăm bine în grafic. La nivel național, perspectiva este puțin mai neclară, dar marea majoritate a statelor membre fac progrese notabile.

Consumul sporit de surse regenerabile de energie s-a dovedit benefic în multe domenii. Progresul înspre atingerea obiectivelor europene și naționale face ca sursele de energie regenerabile să înlocuiască efectiv combustibilii fosili și să susțină o tranziție structurală către energia curată. Aceste evoluții promițătoare pot pregăti companiile europene pentru pătrunderea pe noile sectoare energetice ale lumii, în care se preconizează o creștere semnificativă. Observăm, de asemenea, un interes și un sprijin tot mai mare pentru sursele de energie nepoluante în rândul publicului larg – un factor care ar putea contribui la accelerarea tranziției energetice curente. În ciuda acestor evoluții pozitive, mai avem încă mult de muncit pentru a transforma tranziția energetică în realitate.

Ar putea UE vreodată să se bazeze pe deplin pe energia regenerabilă sau combustibilii fosili vor avea întotdeauna un rol de jucat?

Prin încheierea Acordului de la Paris, lumea a fost de acord să se îndrepte spre un viitor cu emisii reduse de carbon. Uniunea Europeană stabilise deja obiective ambițioase privind clima, iar pentru a ne atinge obiectivele pe termen lung privind decarbonizarea, sursele de energie regenerabile trebuie să furnizeze cel puțin 55-75 % din necesarul nostru de energie până în 2050. Evident, acest lucru reprezintă o provocare, dar cred că este realizabil.

Sursele regenerabile de energie sunt esențiale pentru eforturile pe termen lung de atenuare a schimbărilor climatice și vor juca un rol tot mai important în îmbunătățirea securității energetice de ansamblu a Uniunii Europene. Cu toate acestea, probabil că nevoia noastră de combustibili fosili va continua să existe o perioadă, chiar dacă dependența noastră față de ei e în scădere. Pe lângă riscurile geopolitice, combustibilii fosili aduc cu sine costuri externe disproporționate pentru societate, sub forma daunelor provocate sănătății și mediului.

Deși menținerea prețurilor mici la petrol ar putea afecta competitivitatea costurilor energiilor regenerabile, pe termen lung perspectivele energiilor regenerabile sunt excelente. Tehnologiile din domeniul energiei regenerabile au devenit din ce în ce mai rentabile. În multe locuri, sursele regenerabile de energie concurează deja cu succes, la prețul pieței, cu tehnologiile bazate pe combustibili fosili. În plus, dacă prețurile energiei ar internaliza mai bine impactul pe care generarea și utilizarea energiei îl au asupra mediului, cum ar fi emisiile în aer, clima și apa, sursele regenerabile ar ieși clar învingătoare în competiția cu tehnologiile convenționale.

Are Europa un rol de pionierat în dezvoltarea surselor de energie nepoluante?

După cum arată recentul raport al AEM privind utilizarea surselor regenerabile în Europa, UE a adus o contribuție semnificativă la dezvoltarea pe plan global a tehnologiilor în domeniul energiei regenerabile. În perioada 2005-2012, Europa a înregistrat cea mai mare pondere din noile investiții mondiale în surse regenerabile de energie, fiind depășită de China numai din 2013. În 2014, UE-28 avea cea mai mare capacitate solară fotovoltaică instalată și conectată din lume – de aproximativ trei ori mai mult decât China – precum și cea mai mare capacitate de producere a energiei eoliene la nivel mondial. Ritmul investițiilor în Europa a încetinit însă în ultimul timp, în timp ce în alte părți ale lumii este în creștere.

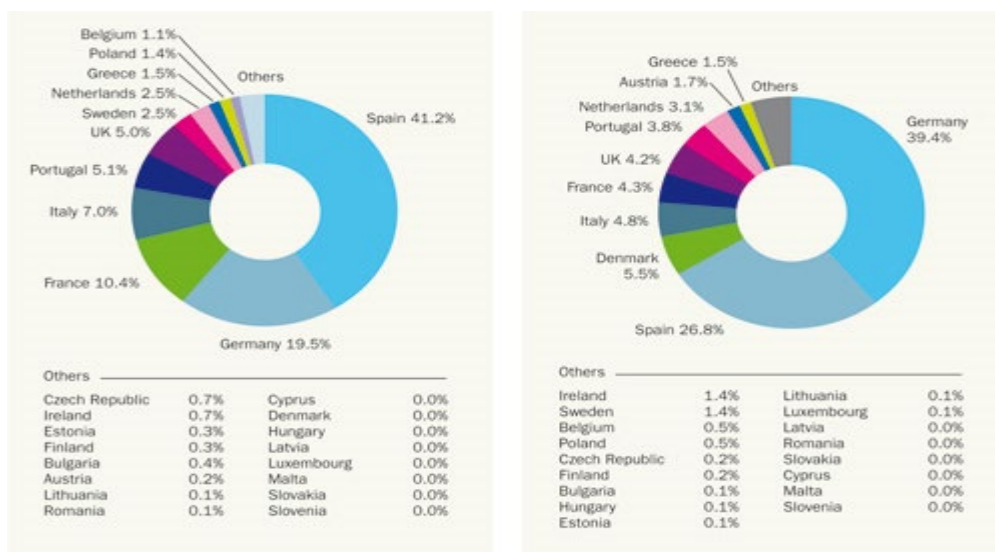
În ceea ce privește ocuparea forței de muncă în sectorul energiei regenerabile, UE este unul dintre cei mai importanți actori la nivel mondial. În 2014, ocupa locul doi, după Brazilia, ca nivel de ocupare în domeniu, raportat la forța de muncă. Cei mai mari angajatori din sectorul surselor regenerabile din UE sunt industria energiei

eoliene, cea a energiei solare fotovoltaice și cea a biomasei solide. În industria energiei solare fotovoltaice și a energiei eoliene au existat și pierderi de locuri de muncă, din cauza creșterii continue a concurenței din partea Chinei. În ciuda acestui fapt, în raport cu forța de muncă a UE-28, ponderea locurilor de muncă în sectorul energiei regenerabile continuă să fie, în prezent, mai mare decât cea din China.

Ce provocări ne așteaptă?

În primul rând, peisajul global în materie de surse regenerabile se schimbă rapid. Dacă Europa vrea să se bucure în continuare de avantajul primului venit, trebuie să își mențină nivelul de angajament. Faptul că finanțarea cercetării și dezvoltării în domeniul surselor regenerabile de energie a stagnat în ultimul timp sugerează că este posibil să nu beneficiem de tehnologiile revoluționare ale viitorului. În acest context, Agenția Internațională a Energiei recomandă triplarea cheltuielilor actuale de cercetare și dezvoltare destinate inovării în domeniul energiei curate.

În plus, piața internă a energiei din UE trebuie reformată pentru a deveni mai eficientă și capabilă să facă față unor niveluri tot mai mari de surse regenerabile intermitente. Sursele intermitente, cum ar fi energia solară fotovoltaică și cea eoliană, alimentează rețeaua cu energie când starea vremii le permite. Conform normelor existente ale pieței, aceste surse de energie nu pot ajunge la niveluri de preț corespunzătoare, problemă care va trebui soluționată în viitor. Îmbunătățirea eficienței, a transportului, a interconectării transfrontaliere și a stocării energiei, precum și un rol mai activ în gestionarea cererii vor fi de asemenea importante pentru tranziția energetică.

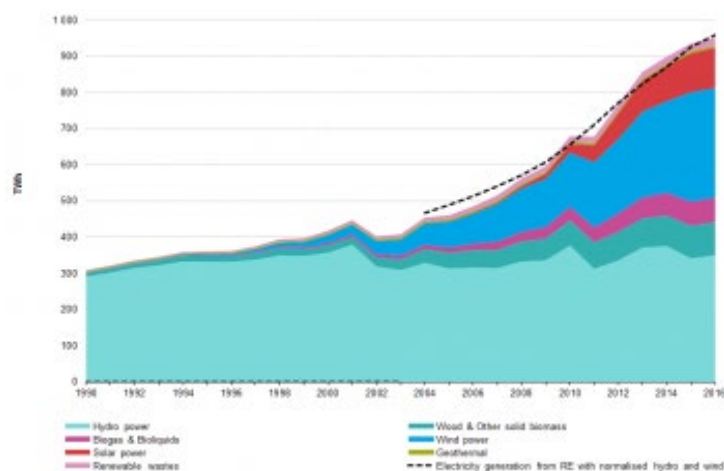


Sursa : EWEA

Potrivit imaginilor anterioare, la nivel național, România a făcut deja o serie de pași importanți în această direcție, prin valorificarea proiectelor din sectorul energetic cat si prin elaborarea Planului National Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021–2030 (PNIESC), care va sta la baza strategiei naționale în acest domeniu. Conform PNIESC România a stabilit ca obiectiv ca ponderea energiei din surse regenerabile în consumul final brut să atingă 30,7% până în 2030. De asemenea, se vor instala cu prioritate capacități adiționale de producere de energie din surse regenerabile de aproximativ 7 GW până în 2030. Cu toate acestea, va fi foarte important în perioada următoare ca factorii de decizie din România să depună eforturi susținute pentru asigurarea îndeplinirii obiectivelor propuse în PNIESC și pentru gestionarea tranziției energetice cu succes. Nu trebuie neglijat impactul social al acestor schimbări la nivel național, în special în zonele monoindustriale, dependente de carbon. Comisia Europeană va aloca finanțare pentru reconversia acestor zone, în principal prin Just Transition Fund, însă este nevoie de o strategie clară pentru dezvoltarea acestor regiuni.

România se va confrunta cu numeroase provocări în sectorul energetic în următorii zece ani, dar încă suntem în momentul în care ne putem pregăti. Va depinde de noi să ne asumăm angajamentele necesare pentru o tranziție energetică de succes.

Conform datelor Eurostat, la nivelul Uniunii Europene, importul de energie în anul 2020 a reprezentat 57,5% . Un alt aspect important de evidențiat este și faptul că energia brută disponibilă în 2020 a scăzut cu 8.1% comparativ cu anul 2016-2019.



https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_statistics_-_an_overview

https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable_energy_statistics/ro&oldid=401191#Informa.C8.9Bii_suplimentare_Eurostat

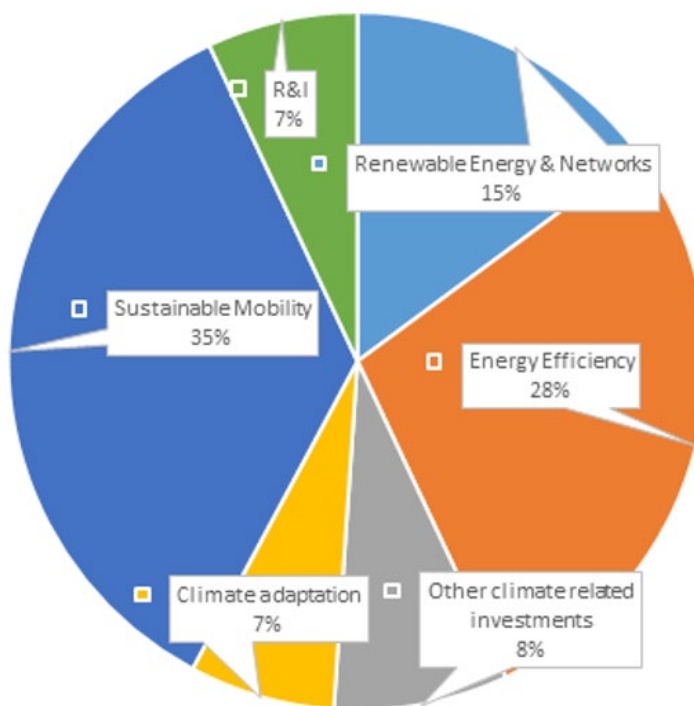
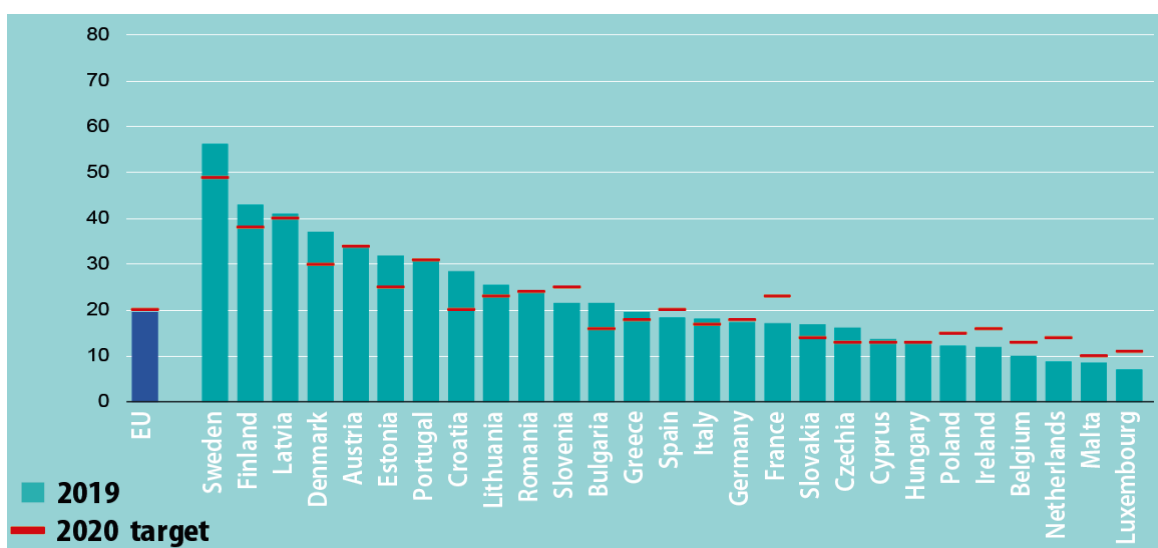


Fig.1. Producția brută de energie electrică din surse regenerabile



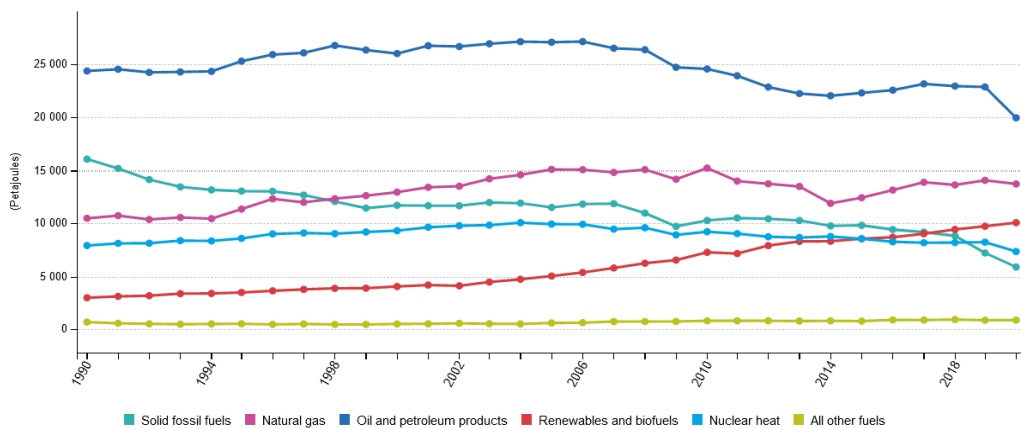
Sursa: Eurostat

https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-efficiency/energy-efficient-buildings/renovation-wave_en



Figure 2: Household price components in 2020 (in %). Source: Eurostat.

Gross available energy, EU, 1990-2020

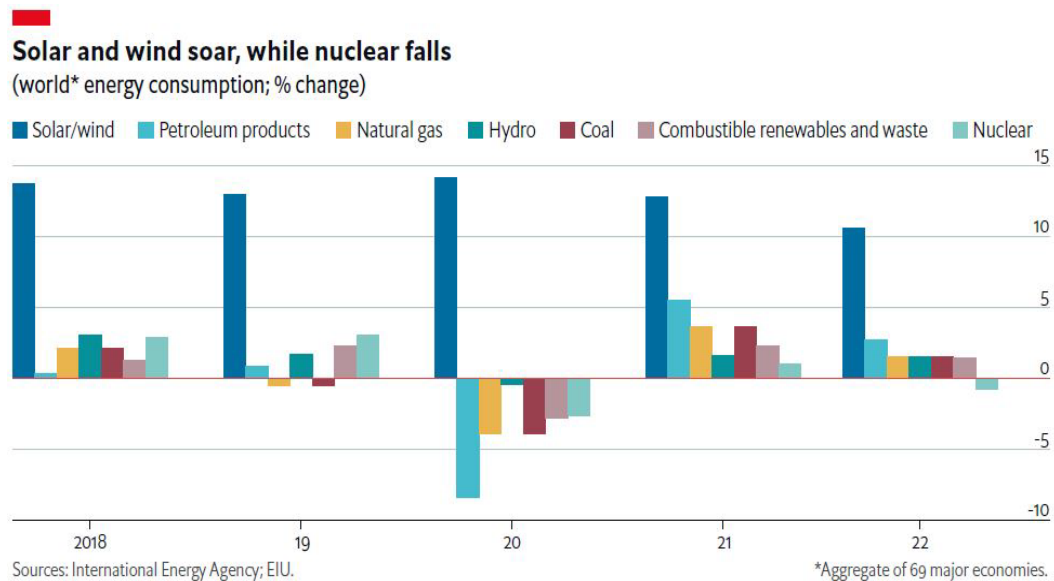


Source: Eurostat (online data code: nrg_bal_s)

eurostat

Produsele petroliere și gazele naturale au reprezentat în continuare principala sursă de energie pentru economia europeană, în ciuda tendinței descrescătoare de utilizare a acestor tipuri de combustibili.

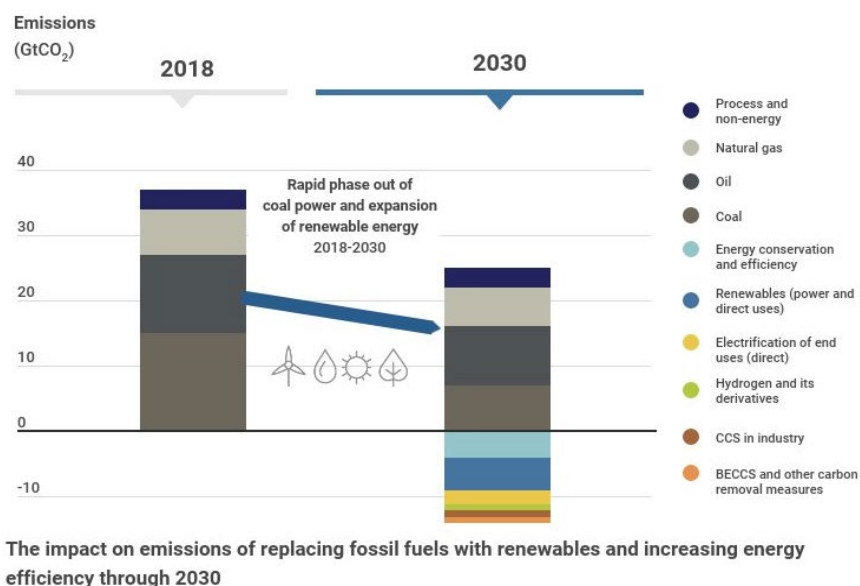
Din punct de vedere al cererii în sectorul energetic, experții The Economist Intelligence Unit estimează că în anul 2022 consumul global de energie va crește cu 2,2% concomitent cu procesul de redresare economică în urma pandemiei de Covid. Toate tipurile de energie, cu excepția energiei nucleare vor beneficia de această creștere economică.



De asemenea, pe măsură ce mediul de afaceri va continua recuperarea economică post-Covid, entitățile economice vor trebui să identifice noi metode și să sporească eforturile pentru diminuarea emisiilor de gaze cu efect de seră (GES). Creșterea cererii pentru energie va determina automat și o creștere semnificativă a prețurilor, cel puțin în comparație cu anii anteriori pandemiei, situație care va crea presiune considerabilă asupra fluxurilor de numerar ale companiilor respectiv asupra costurilor operaționale ale acestora.

Conform Raportului World Energy Transitions Outlook 2022 realizat de către Agenția Internațională pentru Energie Regenerabilă (IRENA), principalele metode prin care se poate atinge ținta stabilită prin Acordul de la Paris din 2015 legat de limitarea creșterii temperaturii globale până la nivelul de +1,50 față de perioada preindustrială și relevantă pentru decarbonificarea sectoarelor industriale sunt în strânsă legătură cu procesul de electrificare și bioenergie.

În ciuda progresului realizat în ultimii ani, în continuare există sectoare industriale care se bazează majoritar pe combustibili fosili, inclusiv domeniul transportului, continuând astfel la menținerea unui nivel ridicat de gaze cu efect de seră și la perpetuarea menținerii expunerii la volatilitatea prețurilor combustibililor fosili.



Având în vedere toate detaliile prezentate mai sus, precum și evoluția tarifului la energia electrică, este mai mult decât evident faptul că cererea pentru energie verde va înregistra o creștere constantă pe termen lung, fapt ce justifică necesitatea realizării investiției în amplasarea unei Construire centrala fotovoltaica Ulmu, rețea racordare la S.E.N. transformator, împrejmuire**de 3.6 MW în Județ Braila, comuna Ulmu

2.5. Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investiției publice

Prin prezentul proiect se promovează realizarea unei investiții în sectorul energiei în vederea asigurării contribuției la obiectivele stabilite prin Pactul Ecologic European, Țintelor stabilite în cadrul Planului Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice (PNIESC) privind utilizarea energiei din surse regenerabile, precum și cele stabilite în cadrul Fondul de modernizare , prin creșterea ponderii de producție a acestora din energie eoliană și solară.

- a) reducerea emisiilor de carbon în atmosferă generate de sectorul energetic prin înlocuirea unei părți din cantitatea de combustibili fosili consumați în fiecare an - cărbune, gaz natural;
- b) o economie mai eficientă din punctul de vedere al utilizării surselor, mai ecologică și mai competitivă, conducând la dezvoltarea durabilă, care se bazează, printre altele, pe un nivel înalt de protecție și pe îmbunătățirea calității mediului;
- c) atingerea obiectivelor Uniunii Europene privind producția de energie din surse regenerabile prevăzute în Directiva (UE) 2018/2001 a Parlamentului European și a Consiliului privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile;
- d) implementarea programelor cheie stabilite în Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 60/2022 *privind stabilirea cadrului instituțional și financiar de implementare și gestionare a fondurilor alocate României prin Fondul pentru modernizare, precum și pentru modificarea și completarea unor acte normative*;
- e) atingerea obiectivelor privind ponderea globală de energie din surse regenerabile în consumul final brut de energie din Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021-2030, aprobat prin H.G. nr. 1.076/2021;
- f) creșterea producției de energie electrică din surse regenerabile contribuind la obiectivele Pactului verde european ca strategie de creștere sustenabilă a Europei și de combatere a schimbărilor climatice în concordanță cu angajamentele Uniunii de punere în aplicare a Acordului de la Paris și obiectivele de dezvoltare durabilă ale ONU;
- g) creșterea ponderii energiei regenerabile în totalul consumului de energie primară, ca rezultat al investițiilor de creștere a puterii instalate de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie eoliană, solară sau hidro;

- h) atingerea obiectivului privind neutralitatea climatică, prevăzut în Regulamentul (UE) 2021/1119 al Parlamentului European și al Consiliului din 30 iunie 2021 de stabilire a cadrului pentru atingerea neutralității climatice și de modificare a Regulamentelor (CE) nr. 401/2009 și (UE) 2018/1999 ("Legea europeană a climei"), referitor la asigurarea, până cel târziu în 2050, a unui echilibru la nivelul Uniunii între emisiile și absorbțiile de gaze cu efect de seră care sunt reglementate în dreptul Uniunii, astfel încât să se ajungă la zero emisii nete până la acea dată;
- i) decongestionarea Sistemului Energetic Național (SEN) prin utilizarea de noi capacități de producție a energiei electrice descentralizate;
- j) punerea în aplicare a inițiativei emblematice Accelerarea (Power-up) din Strategia anuală pentru 2021 privind creșterea durabilă, care are ca obiectiv dezvoltarea și utilizarea surselor regenerabile de energie [EUR-Lex - 52020DC0575 - EN - EUR-Lex \(europa.eu\)](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/RO/TXT/?uri=CELEX:52020DC0575).

Obiectivul general al proiectului este de asigurare a unei producții brute medii anuale de energie electrică de cca. **5,631.55 MWh/an**, tilizând sursele regenerabile solare. Îndeplinirea obiectivului general al proiectului va contribui la îndeplinirea obiectivelor asumate de România în cadrul:

- Planului Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021-2030;
- Si al **Inițiativei emblematice: „Accelerarea”** din *Strategia anuală pentru 2021 privind creșterea durabilă* (<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/RO/TXT/?uri=CELEX:52020DC0575>);

Obiectivul general al proiectului va fi atins prin îndeplinirea următoarelor **obiective specifice**:

1. Construire parc fotovoltaic in Judet Braila, comuna Ulmu, Tarla 104, Parcelele 57,61,63,65, Nr.Cadastral 76185, 72855, 70753, 73074, cu putere instalată de **3.6 MW**.
2. Reducerea gazelor cu efect de seră cu cca. 3,445.94 tone/an
3. Obținerea unei productii medii de energie electrică din surse regenerabile de 5,631.55 MWh/an
4. Obținerea unei producții totale de energie electrică din surse regenerabile (solar) pe întreaga perioadă analizată de 112,630.92 MWh.

Investiția propusă prin prezentul proiect va avea impact pozitiv în ceea ce privește:

- a) Reducerea emisiilor de carbon în atmosferă generate de sectorul energetic prin înlocuirea unei părți din cantitatea de combustibili fosili consumați în fiecare an – cărbune, gaz natural. Prin implementarea proiectului se estimează reducerea gazelor cu efect de seră (GES) cu cca. 3,446 tone CO₂/an.
- b) Crearea unei economii mai eficiente din punct de vedere al utilizării resurselor, mai ecologică și mai

competitivă, conducând la dezvoltarea durabilă, care se bazează, printre altele, pe un nivel înalt de protecție și pe îmbunătățirea calității mediului;

- c) Atingerea obiectivelor Uniunii Europene privind producția de energie din surse regenerabile prevăzute în Directiva (UE) 2018/2001 a Parlamentului European și a Consiliului privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile
- d) Atingerea obiectivelor din Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021-2030, aprobat prin H.G. nr. 1.076/2021 privind ponderea globală de energie din surse regenerabile în consumul final brut de energie;
- e) Creșterea producției de energie electrică din surse regenerabile contribuind la obiectivele Pactului verde european ca strategie de creștere sustenabilă a Europei și combaterea schimbărilor climatice în concordanță cu angajamentele Uniunii de a pune în aplicare Acordul de la Paris și obiectivele de dezvoltare durabilă ale ONU;
- f) Creșterea ponderii energiei regenerabile în totalul consumului de energie primară, ca rezultat al investițiilor de creștere a puterii instalate de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie eoliană și solară;
- g) Atingerea obiectivului privind neutralitatea climatică, prevăzut în Regulamentul (UE) 2021/1119 al Parlamentului European și al Consiliului din 30 iunie 2021 de stabilire a cadrului pentru atingerea neutralității climatice și de modificare a Regulamentelor (CE) nr. 401/2009 și (UE) 2018/1999 ("Legea europeană a climei"), referitor la asigurarea, până cel târziu în 2050 a unui echilibru la nivelul Uniunii între emisiile și absorbțiile de gaze cu efect de seră care sunt reglementate în dreptul Uniunii, astfel încât să se ajungă la zero emisii nete până la acea dată;
- h) Creșterea adecvanței Sistemului Energetic Național prin utilizarea de noi capacități de stocare a energiei electrice produse din surse regenerabile de energie;
- i) Punerea în aplicare a *inițiativei emblematice Accelerarea (Power-up)* din *Strategia anuală pentru 2021 privind creșterea durabilă*, care are ca obiectiv dezvoltarea și utilizarea surselor regenerabile de energie EUR-Lex - 52020DC0575 - EN - EUR-Lex (europa.eu).
- j) Contribuția la Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021-2030;
- k) Contribuția la **Inițiativa emblemată „Accelerarea”** din *Strategia anuală pentru 2021 privind creșterea durabilă* (<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/RO/TXT/?uri=CELEX:52020DC0575>);
- l) Corelările cu legislația națională și europeană în domeniu, cum sunt: Directiva 2018/2001/UE a

Parlamentului European și a Consiliului, privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile (reformare), Directiva (UE) 2019/944 a Parlamentului European și a Consiliului din 5 iunie 2019 privind normele comune pentru piața internă de energie electrică și de modificare a Directivei 2012/27/UE (reformare), etc.

m) Indicatorii urmăriți prin proiect vor consta în:

ID	Indicatori obligatorii la nivel de proiect	scenariul 1	Unitate de măsură
Indicatorul I.1	Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile eolian, solar sau hidro	3.60	MW
Indicatorul I.2	Reducerea gazelor cu efect de seră: Scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră	3,445.94	Echivalent tone de CO2/an
Indicatorul I.3	Producția medie de energie din surse regenerabile	5,631.55	MWh/an
Indicatorul I.4	Producția totală de energie din surse regenerabile pentru perioada de referință	112,630.92	MWh
Indicatorul I.5	Factorul de capacitate al centralei	17.86%	%

Definițiile indicatorilor și indicații privind cuantificarea acestora

Indicatorul I.1 = Capacitatea nou instalată pentru energia din surse regenerabile de energie eoliană, solară sau hidro datorită sprijinului acordat prin măsuri în cadrul mecanismului și care este operațională (și anume, conectată la rețea, și complet pregătită să producă energie sau care produce deja energie).

În cazul energiei produsă din sursă regenerabilă solară, acest indicator reprezintă capacitatea nou instalată obținută prin însumarea puterii din invertoare (puterea în curent alternativ). În situația în care puterea în invertoare este mai mare decât cea instalată în panouri fotovoltaice se va utiliza valoarea cea mai mică dintre cele două la calculul indicatorului și ajutorului de stat solicitat. În acest sens, în cadrul studiului de fezabilitate, este obligatoriu să fie menționate numărul și puterea nominală a invertoarelor, precum și numărul și puterea nominală a panourilor fotovoltaice, care vor fi instalate în cadrul proiectului.

Formula de calcul: Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile, exprimată în MW.

Indicatorul I.2 = Estimarea totală a scăderii anuale a cantității de emisii de gaze cu efect de seră la sfârșitul perioadei ca urmare a înlocuirii producției de energie care nu este din surse regenerabile cu producția de energie din surse regenerabile.

Formula de calcul: Cantitatea de emisii de gaze cu efect de seră, redusă ca urmare a instalării capacității noi de producere a energiei din surse regenerabile, considerată neutră din punct de vedere a emisiilor de gaze cu efect de seră, în echivalent tone de CO₂.

Se calculează parcurgând următorii pași:

1. Se calculează producția anuală medie de energie electrică = capacitatea ce urmează a fi instalată din surse regenerabile x perioada de utilizare anuală (care să nu fie mai mică decât 1000 h/an pentru energie solară, 2100 h/an pentru energie eoliană, 2400 h/an pentru energie hidro);
2. Se calculează cantitatea de emisii redusă: producția anuală medie de energie electrică se înmulțește cu factorul de emisii de CO₂ mediu ponderat la nivel național pentru surse fosile calculat pe baza datelor din raportul ANRE pentru anul 2021.

Factorul de emisii de CO₂ mediu ponderat la nivel național conform raportului ANRE pentru fiecare MWh din surse fosile este 0,6119 tone CO₂/MWh.

Indicatorul I.3 = Producția medie de energie electrică din surse regenerabile

Metodologie de calcul: Producția de energie din surse regenerabile conform capacității instalate, calculată cu programe de specialitate, monitorizată prin rapoartele anuale ale operatorilor înregistrați și statistici oficiale.

Indicatorul I.4 = Producția totală de energie electrică din surse regenerabile pentru perioada de referință

Formula de calcul: Producția anuală medie de energie electrică * durata de analiză (20 de ani).

Indicatorul I.5 = Factorul de capacitate al centralei

Formula de calcul: Producția medie anuală de energie din surse regenerabile / (Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile * 8760 h) * 100. (Indicatorul I.3 / (Indicatorul I.1 * 8760 h) * 100.

Energia produsă de capacitatea nou instalată finanțată în cadrul prezentului apel poate fi utilizată pentru comercializare și/sau consumul propriu.

3. Identificarea, propunerea și prezentarea a minimum două scenarii/opțiuni tehnico-economice pentru realizarea obiectivului de investiții

În cazul în care anterior prezentului studiu a fost elaborat un studiu de fezabilitate, se vor prezenta minimum două scenarii/opțiuni tehnico-economice dintre cele selectate ca fezabile la faza studiu de fezabilitate.

Pentru realizarea obiectivului au fost luate în considerare doua scenarii. Pentru fiecare dintre aceste scenarii analizate în capitolul prezent (3), întrucât amplasamentul este același, toate informațiile cuprinse în capitolul 3.1 sunt comune pentru ambele scenarii.

3.1. Particularități ale amplasamentului

a) descrierea amplasamentului (localizare - intravilan/extravilan, suprafața terenului, dimensiuni în plan, regim juridic - natura proprietății sau titlul de proprietate, servituți, drept de preempțiune, zonă de utilitate publică, informații/obligații/constrângeri extrase din documentațiile de urbanism, după caz);

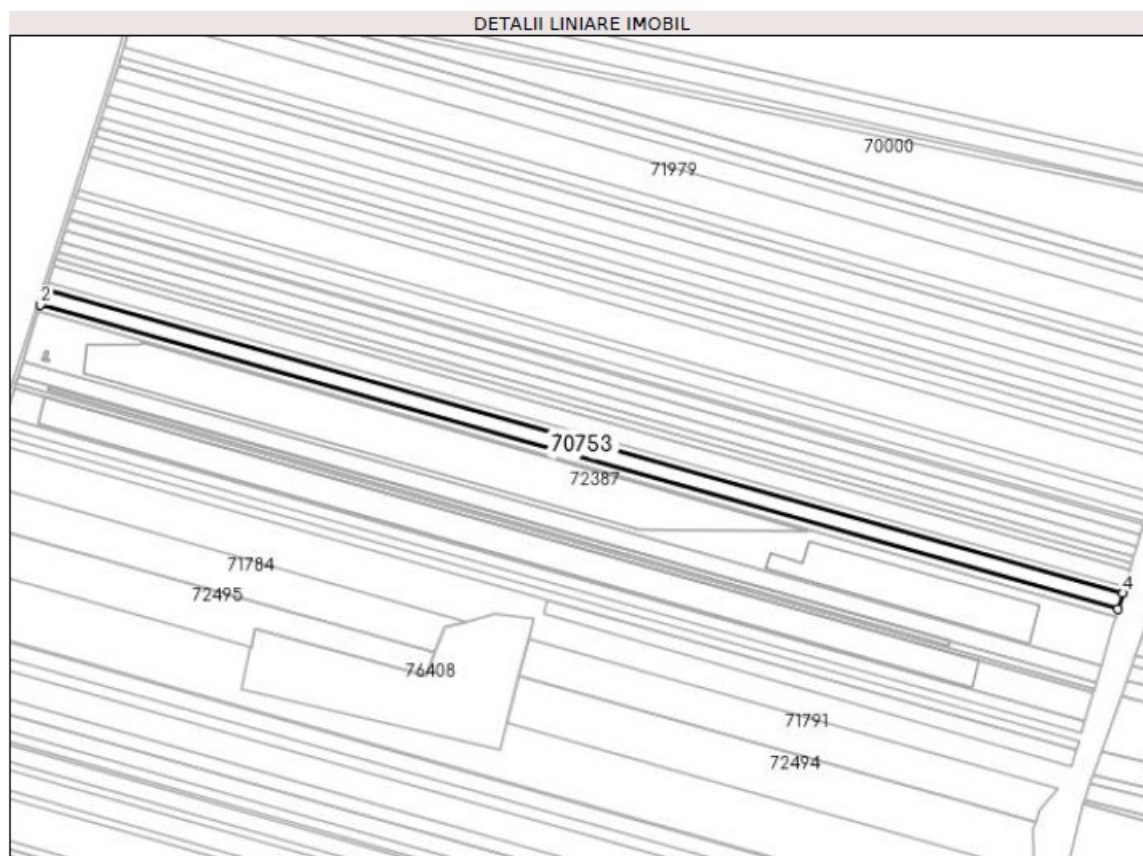
Obiectivul analizat Construire centrala fotovoltaica Ulmu, retea racordare la S.E.N. transformator, imprejmuire**se aflas situat in Judet Braila, comuna Ulmu, Tarla 104, Parcelele 57,61,63,65, Nr.Cadastral 76185, 72855, 70753, 73074

Ulmu (în trecut, și General Poetaș) este o comună în județul Brăila, Muntenia, România, formată din satele Jugureanu și Ulmu (reședința).

Așezare

Comuna se află în sud-vestul județului și este traversată de șoseaua județeană DJ203, care leagă comuna spre nord-vest de Făurei (DN2B) și Jirlău și mai departe de comunele buzoiene Bălăceanu, Ziduri și Valea Râmnicului, și spre est de Zăvoaia și Însurăței (unde se termină în DN21). Din această șosea se ramifică la Ulmu drumurile DJ203N (care duce spre est în județul Buzău la Rușetu) și DJ203R care duce spre Cireșu, Bordei Verde și Însurăței.

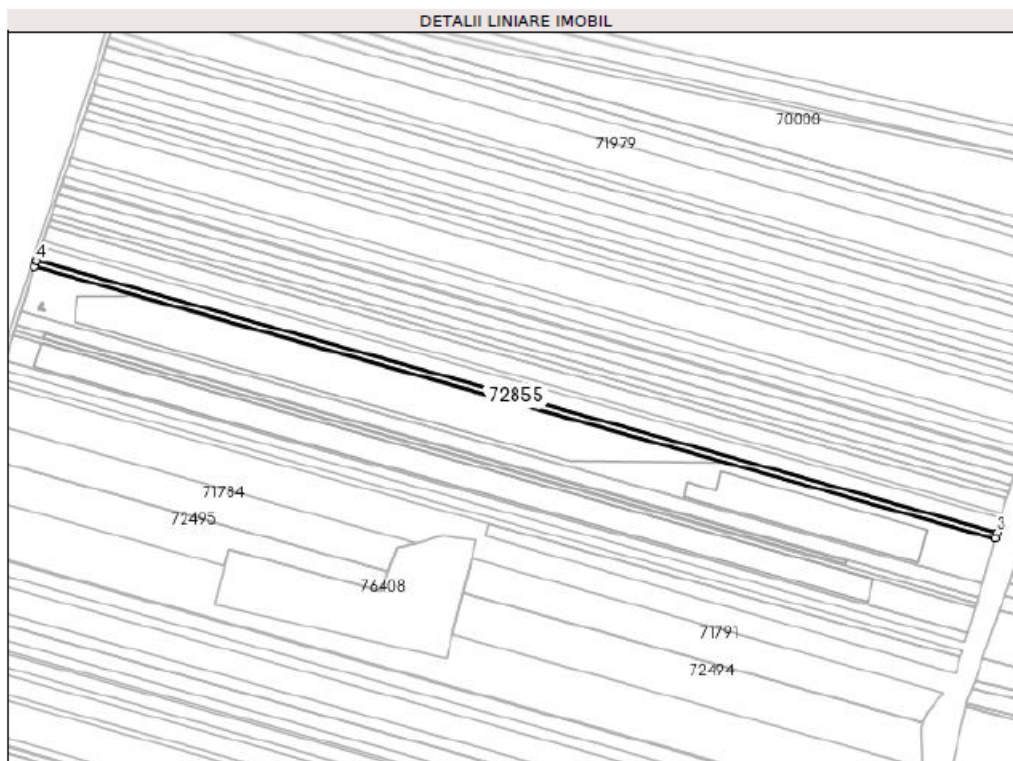
Descrierea suprafețelor detinute UNIREA GREEN ENERGY INVEST SRL se regăsește în figura de mai jos:



Date referitoare la teren

Nr Crt	Categorie folosință	Intra vilan	Suprafața (mp)	Tarla	Parcelă	Nr. topo	Observații / Referințe
1	curți construcții	DA	15.526	104	63	-	

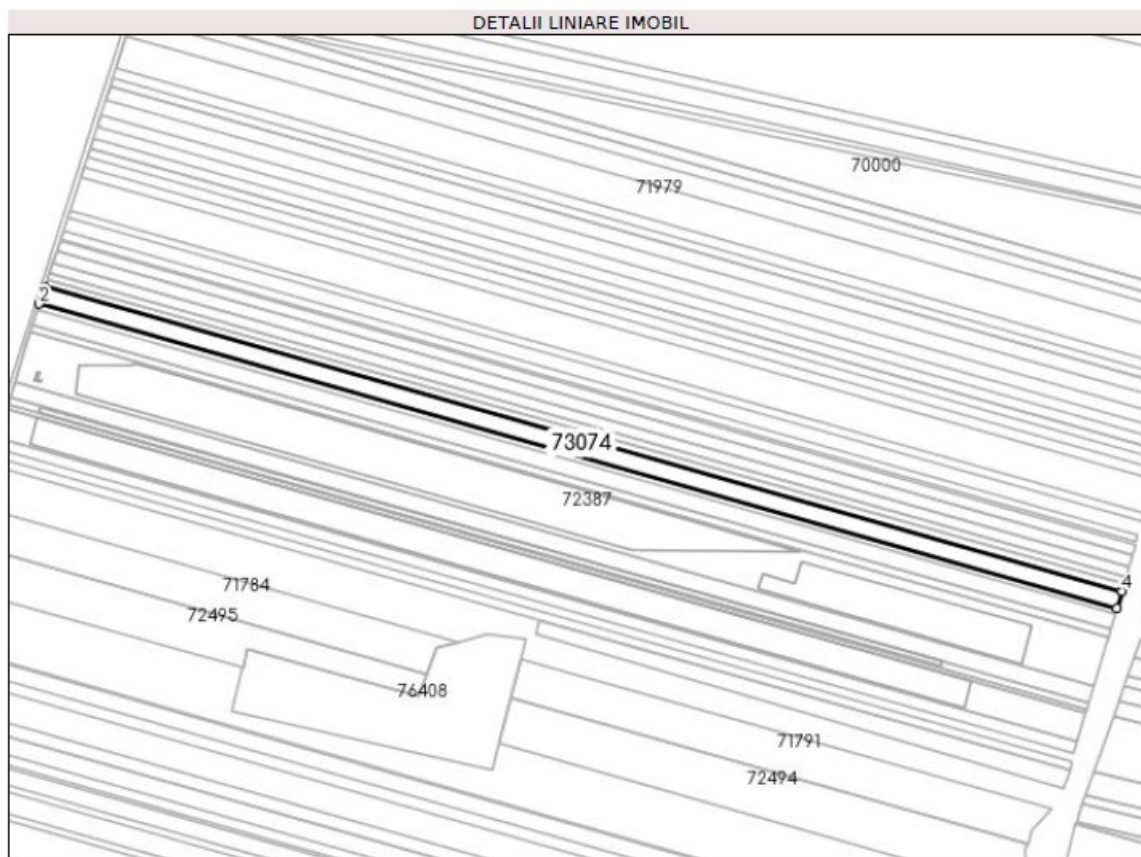
Fig.3. Extras Carte funciara nr. 70753



Date referitoare la teren

Nr. Crt.	Categorie folosință	Intra vilan	Suprafața (mp)	Tarla	Parcelă	Nr. topo	Observații / Referințe
1	curți construcții	DA	7.001	104	61	-	

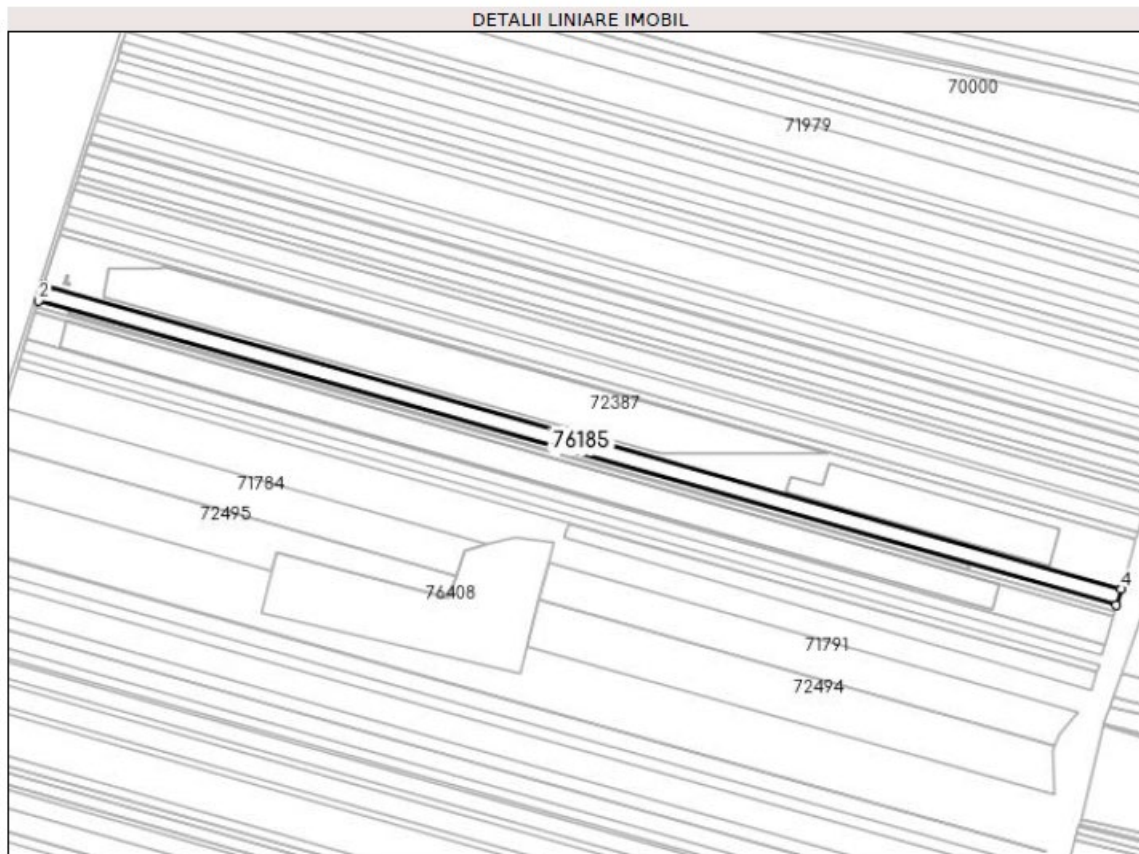
Fig.Extras Carte funciara nr.72855



Date referitoare la teren

Nr Crt	Categorie folosință	Intra vilan	Suprafața (mp)	Tarla	Parcelă	Nr. topo	Observații / Referințe
1	curți construcții	DA	16.376	104	65	-	

Extras carte funciara cu nr.73074



Date referitoare la teren

Nr Crt	Categorie folosință	Intravilan	Suprafața (mp)	Tarla	Parcelă	Nr. topo	Observații / Referințe
1	curti construcții	NU	15.630	104	57	-	

Extras carte funciara nr.76185



Coordonate: Latitudine nordica: 44°54'29"N
 Longitudine estica: 27°15'28"E



Fig 4. Plan de incadrare in Zona

b) relații cu zone învecinate, accesuri existente și/sau căi de acces posibile;

terenul se învecinează la:

Nord: Teren cu numarul cadastral 75229

Est: Teren cu Numarul Cad. 73576

Sud: Teren cu numarul cadastral 72387-C1

Vest: Teren cu Numarul Cad. 22819

c) orientări propuse față de punctele cardinale și față de punctele de interes naturale sau construite;

Amplasamentul parcului fotovoltaic este atat pe loturile de teren obtinute in baza contractelor de superficie de catre UNIREA GREEN ENERGY INVEST SRL conform documentelor atasate prezentului studiu de fezabilitate. Orientarea selectată pentru amplasarea panourilor fotovoltaice pe teren este aleasa cat mai favorabil.

d) surse de poluare existente în zonă;

Pe teritoriul localitatii nu sunt încă prezente obiective poluante: singura sursa de contaminare activa a solului poate proveni din folosirea unor îngrasaminte chimice sau ierbicide, de catre activitatiile agricole si viticole, însă cu efect local si de scurta durata.

Parcul fotovoltaic nu este o sursa de poluare. Aceasta va contribui la scutirea emisiilor de CO₂, SO₂, NO₂ si alte gaze cu efect de sera într-o masura proportionala cu dimensiunea instalatiei si energiei electrice produse din sursa regenerabila nepoluanta. Implementarea proiectului va determina reducerea emisiilor de CO₂ cu cu aprox. 2897.72 tone /an.

e) date climatice și particularități de relief;

Judet Braila, comuna Ulmu, Tarla 104, Parcelele 57,61,63,65, Nr.Cadastral 76185, 72855, 70753, 73074 si imprejurimile sale se încadreaza in zona climatica de tip temperat continental , cu caracteristicile:

⇒ *Temperatura aerului:*

⇒ *Medie zilnica maxima vara: +31°C;*

⇒ *Medie zilnica iarna minima: -3°C;*

⇒ *Potentialul energetic solar al zonei este de **Irada= 1510 kWh/mp***

În ceea ce privește clima specifică amplasamentului parcului fotovoltaic, în figura de mai jos este prezentată evoluția temperaturilor la nivelul localitatii Ulmu

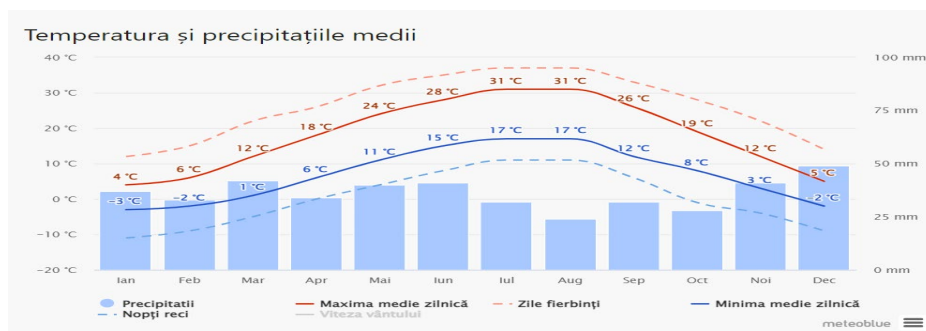


Fig.5 - Particularitățile climatice la nivelul jud.Braila, comuna Ulmu <https://www.meteoblue.com>

"Maxima medie zilnica" (linia rosie continua) arata temperatura maxima medie a unei zile pentru

fiecare luna. De asemenea, "minima medie zilnică" (linia albastră continuă) arată media temperaturii minime. Zilele calde și nopțile reci (liniile punctate albastre și roșii) arată media celei mai calde zile și a celei mai reci nopți ale fiecărei luni din ultimii 30 de ani.

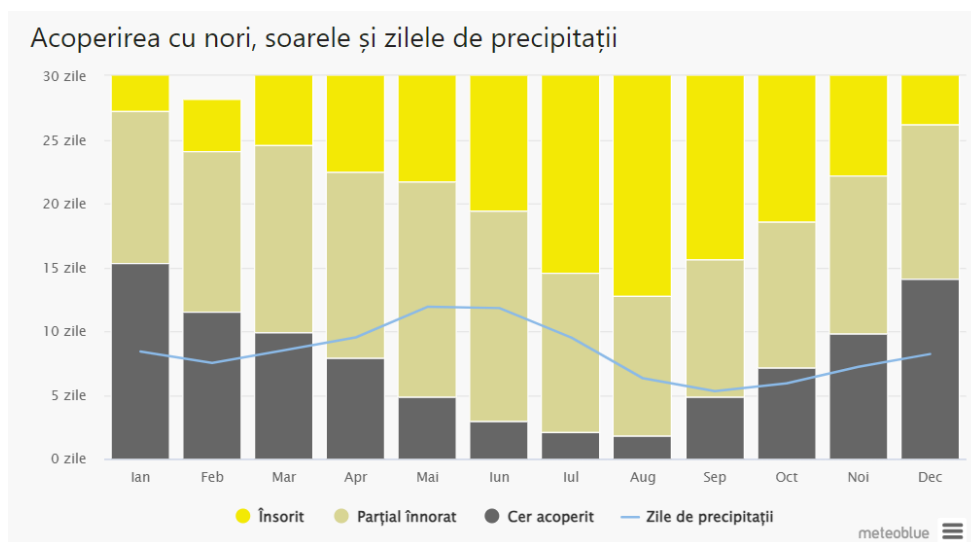


Figura 6 - Acoperirea cu nori, soarele și zilele de precipitații, <https://www.meteoblue.com>

Evaluarea potențialului solar al locației este detaliată în cele ce urmează. Iradianța reprezintă cantitatea de energie solară ce cade pe unitatea de suprafață în unitatea de timp. Iradianța medie extraterestră la marginea superioară a atmosferei este de aproximativ $1,36 \text{ kW/m}^2$. Întrucât orbita Pământului în jurul Soarelui este una eliptică, distanța dintre cele două corpuri cerești variază cu $\pm 3,4\%$ pe parcursul unui an (rotație completă a Pământului în jurul Soarelui). Iradianța solară ce lovește continuu atmosfera Pământului este de aproximativ $1,75 \times 10^5 \text{ TW}$.

Considerând o rată de transfer de 60% prin atmosfera Pământului, $1,05 \times 10^5 \text{ TW}$ lovesc continuu suprafața Pământului. Prin comparație, necesarul anual de energie electrică la nivel mondial, în anul 2018 a fost cca. 22.500 TWh (cu o producție estimată de 26.700 TWh). Din punct de vedere al potențialului solar, România se află situată într-o zonă bună, înregistrând un număr de 210 zile însorite pe an și o radianță de $1.000 - 1.300 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$ cu o valoare tehnic fezabilă de $600 - 800 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$, așa cum se poate observa și din figura 7. Cele mai importante regiuni solare din România sunt amplasate în Nordul Dobrogei și în Oltenia, cu o valoare medie a radianței de $1.600 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$.

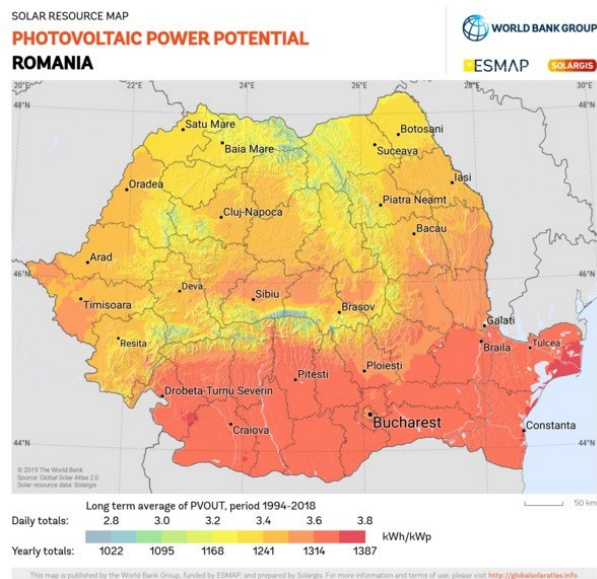


Fig.7 Harta României privind Potențialul Solar - Sursa: <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/romania>

Implementarea sistemelor fotovoltaice de producere a energiei electrice aduce doua categorii de beneficii. In primul rand, generarea unei energii electrice ce poate fi debitata in retea si ce poate ajuta la alimentarea consumatorilor din zonele alaturate.

In al doilea rand, este generata o reducere proportionala a amprente de Dioxid de Carbon.

Pentru a determina productia prognozata, pentru fiecare punct de consum in parte, se poate aplica relatia de calcul:

$$W_{lunar} = A \times \eta \times I_m \times n_{zile} \times C_p$$

unde:

- $A [m^2]$ – suprafata totala a instalatiei PV
- $\eta [-]$ – randamentul nominal al panourilor PV
- $I_m [(kWh/mp)/zi]$ iradianza medie zilnica lunara, determinata cu ajutorul software-ulu RetScreen
- $n_{zile} [-]$ – numarul de zile din luna
- $C_p [-]$ – coeficientul de performanta al sistemului PV.

Coeficientul de performanta este un indicator calitativ extrem de important pentru sistemele fotovoltaice, intrucat ofera informatii referitoare la performantele sistemului, indiferent de orientare, inclinare ori

iradianța. Coeficientul de performanță include toate pierderile de putere și energie ce apar la nivelul sistemului fotovoltaic, dintre care cele mai importante sunt:

- Pierderi de invertor ($\Delta P_{\text{invertor}}$) – între 4% și 10%
- Pierderi la nivelul celulelor fotovoltaice datorate temperaturii (ΔP_{temp}) – între 5% și 20%
- Pierderi în liniile electrice de curent continuu (DC) – (ΔP_{DC}) – între 1% și 3%
- Pierderi în liniile electrice de curent alternativ (AC) – (ΔP_{AC}) – între 1% și 3%
- Pierderi datorate umbririi (ΔP_{umbra}) – între 0% și 80%, specifice fiecărei zone geografice în parte, țin seama de numărul de zile însorite
- Pierderi datorate funcționării invertoarelor la sarcină scăzută ($\Delta P_{\text{min, invertor}}$) – între 3% și 7%
- Pierderi datorate prafului, zăpezii, poluării atmosferice, sau a altor condiții climatice ce pot conduce la acoperirea celulelor fotovoltaice cu particule solide de materiale ($\Delta P_{\text{acoperire}}$) – cca. 2%
- Alte pierderi de putere și energie necuantificabile.

Pentru determinarea producției prognozate de energie electrică se va lua în calcul faptul că puterea nominală a panourilor fotovoltaice propuse este obținută la o iradianță medie de 1 kW/m^2 , la o temperatură medie ambientală de 20°C . Pentru simplificare s-a neglijat dependența randamentului panourilor de variația temperaturii medii ambientale care pentru majoritatea modulelor fotovoltaice are o valoare de $-0,4\%/^\circ\text{C}$.

În vederea evaluării potențialului solar în amplasamentul ce face obiectul lucrării, se va utiliza platforma pusă la dispoziție de către Comisia Europeană – PVGIS SARAH (<https://re.jrc.ec.europa.eu/>). Radiația solară care ajunge la modulele fotovoltaice se va schimba dacă există dealuri sau munți la orizont. Aceste obstrucții fizice vor bloca componenta fasciculului iradierii în anumite perioade ale zilei și vor avea un impact și asupra componentei difuze. Prin urmare, profilul orizontului are un impact direct asupra randamentului energetic al centralei fotovoltaice.

Potențialul solar este de obicei dată ca o serie de valori orare pentru iradiere și temperatură, pentru o perioadă de un an. Această serie se numește Anul meteorologic tipic (TMY).

Sursa utilizată pentru a genera TMY a fost baza de date PVGIS. Acesta include date meteorologice din 2005 până în prezent (perioada reală utilizată poate varia în funcție de locație) și are o rezoluție spațială de 4 km pe 4 km . Incertitudinea datelor PVGIS variază între $\pm 3\%$ până la $\pm 10\%$, în funcție de locație.

Un grafic care reprezintă aceste rezultate este prezentat în figura alăturată:

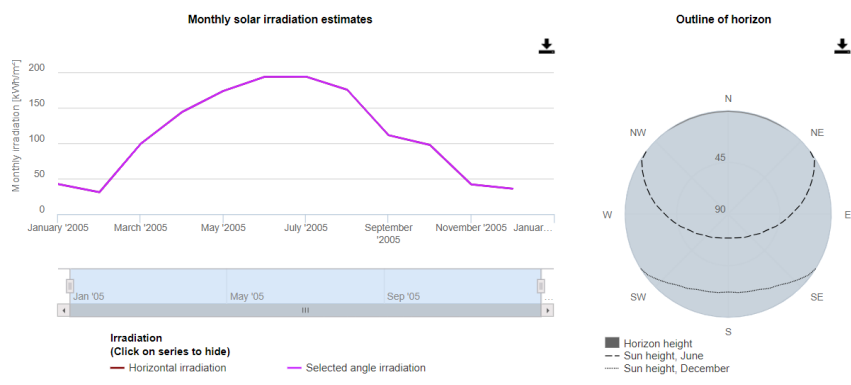


Fig.8. Diagrama potentialului solar jud.Braila, Com.Ulmu

Datele de mai sus confirma faptul ca poziția locației de implementare este optima instalării unei centrale fotovoltaice.

f) existența unor:

- rețele edilitare în amplasament care ar necesita relocare/protejare, în măsura în care pot fi identificate;

Nu exista

- posibile interferențe cu monumente istorice/de arhitectură sau situri arheologice pe amplasament sau în zona imediat învecinată; existența condiționărilor specifice în cazul existenței unor zone protejate sau de protecție;

Nu exista

- terenuri care aparțin unor instituții care fac parte din sistemul de apărare, ordine publică și siguranță națională;

Nu exista

g) caracteristici geofizice ale terenului din amplasament

- extras din studiul geotehnic elaborat conform normativelor în vigoare, cuprinzând:

(i) date privind zonarea seismică;

Codul P100-1/2013 prevede zonarea seismică a teritoriului României în termeni de valori de varf ale accelerației terenului pentru proiectare, ag, cu interval mediu de recurență de 225 ani adică 20% probabilitate de depășire în 50 de ani.

Specialiștii de la Centrul de Cercetare pentru Evaluarea Riscului Seismic din Universitatea Tehnica de Construcții București au venit în sprijinul inginerilor proiectanților prin realizarea unei hărți interactive în aplicația Google Maps. Prin utilizarea online a acestei hărți se pot extrage cu ușurință valorile accelerației terenului pentru proiectare pentru orice localitate din România. Aceasta hartă are caracter informativ și este o reproducere a hărții de zonare din codul P100-1/2013.

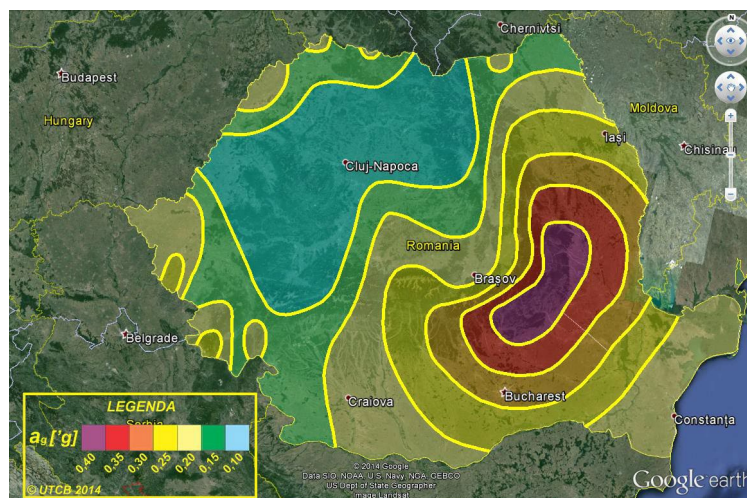


Figura 9 - Harta de zonare seismică a României

Conform Codului de proiectare seismică – prevederi de proiectare pentru clădiri, Indicativ P100/1-2013, hazardul seismic pentru proiectare este caracterizat de valoarea de vârf a accelerației orizontale a_g determinată pentru intervalul mediu de recurență $IMR = 225$ ani (20% probabilitate de depășire în 50 ani), corespunzător stării limita ultime, valoare numită “accelerație pentru proiectare” iar condițiile locale de teren sunt date prin valoarea perioadei de control (colț) T_c a spectrului de răspuns și reprezintă granița dintre zona (palierul) de valori maxime în spectrul de accelerații absolute și zona (palierul) de valori maxime în spectrul de viteze relative.

Din zona teritoriului României în termeni de perioadă de control (colț) a spectrului de răspuns, $T_c = 1,6$ s, iar după zonarea în termeni de valori de vârf ale accelerației terenului de proiectare $a_g = 0,40g$.

(ii) date preliminare asupra naturii terenului de fundare, inclusiv presiunea convențională și nivelul maxim al apelor freatice;

În urma studiului geologic întocmit nu au fost interceptate infiltrații de apă.

(iii) date geologice generale;

Condițiile de teren Conform normativului privind principiile, exigentele și metodele cercetării geotehnice, indicativ NP 074/2007 și STAS 1243-88, Clasificarea și identificarea pământurilor, pământurile se încadrează astfel:

- Loess grupa B, nisipuri afânate - terenuri dificile de fundare;
- Nisipuri uscate cu îndesare medie — teren mediu de fundare;
- Complex argilos prăfos plastic vârtos — terenuri bune de fundare.

Datele geologice generale ale terenului pe care se construiește prețul fotovoltaic sunt descrise mai jos, așa cum reiese din studiul geotehnic întocmit:

(iv) date geotehnice obținute din: planuri cu amplasamentul forajelor, fișe complexe cu rezultatele determinărilor de laborator, analiza apei subterane, raportul geotehnic cu recomandările pentru fundare și consolidări, hărți de zonare geotehnică, arhive accesibile, după caz;

Date hidrografice și hidrogeologice

Orașul se află în partea central-sudică a județului și este traversat de râul Călmățui și de șoseaua națională DN21, care leagă Brăila de Slobozia. La Însurăței, din acest drum se ramifică șoseaua județeană DJ203, care duce spre vest către Zăvoaia, Ulmu, Făurei, Jirlău și mai departe în județul Buzău către Bălăceanu, Ziduri și Valea Râmnicului, precum și șoseaua județeană DJ203R, care duce spre vest tot către Ulmu, trecând însă prin Cireșu.

Concluziile în urma studiului Geotehnic:

Se vor transmite la momentul finalizării studiului Geotehnic

v) încadrarea în zone de risc (cutremur, alunecări de teren, inundații) în conformitate cu reglementările tehnice în vigoare;

Din punct de vedere seismic, amplasamentul studiat se încadrează în zona seismică I = 61 pe scara MSK (unde indicele 1 corespunde unei perioade medii de revenire de 100 ani), conform SR 11100/1 – 93. Din punct de vedere seismic, zona amplasamentului, are o structură geologică de vârstă relativ tânără, formată dintr-o cuvertură sedimentară, ce are ca fundament, terenuri stâncoase (granitoide, și șisturi

cristaline), Valorile de vârf ale accelerației terenului pentru proiectare, a_g , pentru cutremure, se situează în zona cu valoarea $a_g = 0,15 \text{ g}$ (Cod P100-1/2013). Zona seismică de calcul și perioada de colt în care se află comuna Peștișani, se încadrează din punct de vedere seismic în Zona seismică cu intensitatea MSK 61, conform STAS 11100/93, iar după perioada de control T_c a spectrului de răspuns, se situează în zona cu $T_c = 0,7 \text{ s}$ (Cod P100-1/2013).

vi) caracteristici din punct de vedere hidrologic stabilite în baza studiilor existente, a documentărilor, cu indicarea surselor de informare enunțate bibliografic:

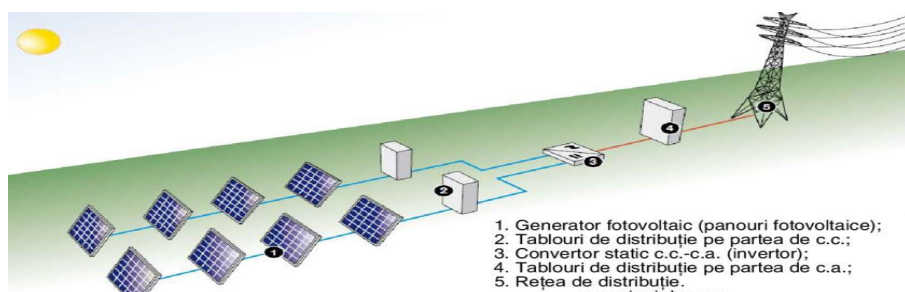
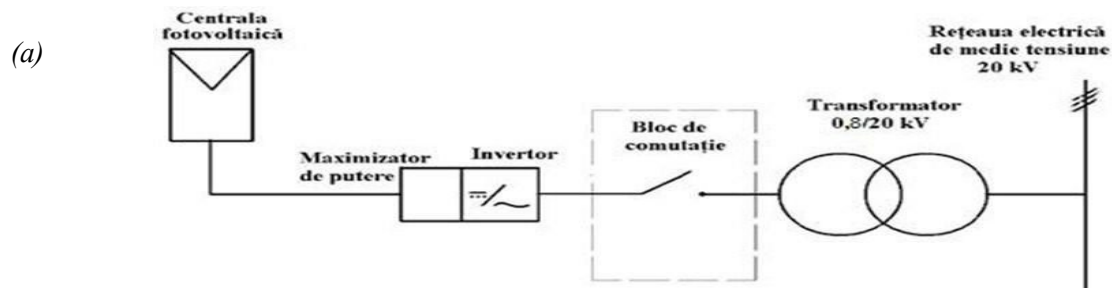
Nu este cazul

3.2 . Descrierea din punct de vedere tehnic, constructiv, funcțional-arhitectural și tehnologic:

- caracteristici tehnice și parametri specifici obiectivului de investiții;
- varianta constructivă de realizare a investiției, cu justificarea alegerii acesteia;
- echiparea și dotarea specifică funcțiunii propuse

Obiectul acestei investiții îl constituie, Construire centrala fotovoltaica Ulmu, rețea racordare la S.E.N. transformator, împrejurime** situata in Judet Braila, comuna Ulmu, Tarla 104, Parcelele 57,61,63,65, Nr.Cadastral 76185, 72855, 70753, 73074 cu o putere instalata de 3.6 MW pentru producerea si comercializarea energiei electrice, dar și pentru protecția mediului prin diminuarea emisiilor de dioxid de carbon.

Din punct de vedere constructiv și funcțional, instalațiile de producere a energiei electrice sunt similare, având la bază elementele prezentate în figura următoare:



(b)

Fig.10 – Schemă de principiu a unei instalații fotovoltaice de producere a energiei electrice

Instalația fotovoltaică este formată dintr-un sistem de panouri fotovoltaice care produc energia electrică în curent continuu (cc) și care, prin intermediul unor invertore electronice transformă curentul continuu (cc) în curent alternativ (ca) cu caracteristicile de frecvență și tensiune impuse de operatorul de transport.

Centrala fotovoltaică ce se va monta la sol prezintă următoarele categorii de echipamente, construcții, instalații și dotări:

- ⇒ **module fotovoltaice** (echipamente tehnologice) ce sunt echipamente care au rolul de a capta și transforma energia solară în energie electrică. Modulele fotovoltaice uzuale sunt alcătuite din celule fotovoltaice din siliciu policristalin sau monocristalin,
- ⇒ **invertore de putere** (echipamente tehnologice) ce sunt echipamente care au rolul principal de a transforma tensiunea continuă, tensiunea de utilizare a modulelor fotovoltaice, în tensiune alternativă, tensiune de utilizare pentru consumatorii racordați la barele centralei și/sau la rețeaua electrică de distribuție;
- ⇒ **structura de montaj module fotovoltaice** (construcții); structura de montaj are rolul de fixare a modulelor fotovoltaice pe suprafața de montaj constituită de învelitoarea acoperișului clădirii. Structura de montaj cuprinde piese metalice din tabla galvanizată și piese din materiale compozite și alte materiale. Structura de montaj cuprinde piese metalice din aluminiu dimensionate și proiectate pentru condițiile specifice proiectului.
- ⇒ **tablouri electrice** (instalații electrice) din cadrul centralelor fotovoltaice asigură aparatele de comutație, aparatele de protecție și/sau aparatele de măsură specifice instalațiilor fotovoltaice,
- ⇒ **rețelele de cabluri electrice** (Instalații electrice) din cadrul centralelor fotovoltaice cuprind cablurile de energie pozate în trasee aeriene și trasee subterane până la racordarea instalației electrice fotovoltaice în instalația de utilizare existentă,
- ⇒ **instalația de legare la pământ** (Instalații electrice) din cadrul centralelor fotovoltaice cuprinde

conductoare și piesele de realizare a legăturilor echipotențiale între elementele metalice aferente instalației solare fotovoltaice, conductoarele și piesele de realizare a legăturii la priza de pământ a elementelor metalice aferente instalației solare fotovoltaice, conductoarele și piesele de legătură între elementele prizei de pământ artificială și/sau naturală,

- ⇒ **instalația electrică de curenți slabi** (instalații electrice) cuprinde cablurile de date și echipamentele aferente monitorizării de la distanță a invertoarelor de putere instalate și sistemelor de reglare, comandă și control automat a puterii active/reactive a invertoarelor de putere instalate,
- ⇒ **instalația de protecție împotriva supratensiunilor și trăsnetului** (instalații electrice) cuprinde Instalația interioară de protecție împotriva supratensiunilor (IPS) și Instalația de protecție împotriva trăsnetului (IPT):
- ⇒ **Instalația de protecție împotriva supratensiunilor (IPS)** este reprezentată de descărcătoarele modulare de protecție la supratensiuni de comutație și/sau de comutație și trăsnet (SPD), tip II sau tip I+II instalate în cadrul invertoarelor de putere trifazate unidireționale și/sau tablourilor electrice aferente Centralelor Electrice Fotovoltaice,
- ⇒ **Instalația de protecție împotriva trăsnetului (IPT)** – este reprezentată de dispozitivele de captare cu amorsare (PDA) sau dispozitivele de captare tip tijă, catarge și suporturi de fixare a dispozitivelor de captare, separări galvanice, conductori de coborâre, contor de trăsnete, piese de separație și prize de pământ artificiale,
- ⇒ **dotări NPM și PSI** (dotări) cuprind semnele și indicatoarele pentru securitatea și sănătatea în muncă și materialele de stingere a incendiilor, specifice echipamentelor și instalațiilor utilizate, instalate în condițiile specifice fiecărei instalații.
- ⇒ **Postul de transformare**, implicit transformatorul de putere ridicător, care are rolul de a aduce tensiunea de la ieșirea invertoarelor la nivelul de tensiune al rețelei electrice.

Dimensionarea centralei fotovoltaice – se realizează, în funcție de următorii factori:

1. Suprafața terenului – se ține cont de constrangerile generate de umbri, și/sau obstacole existente, retrageri impuse prin raportul de expertiză tehnică
2. Unghiul de înclinare al panourilor: variază în funcție de specificul terenului, înclinarea stabilindu-se astfel încât să se obțină cea mai bună productivitate în timp.
3. Orientarea panourilor: se stabilește, urmărind obținerea unui randament maxim; orientarea panourilor spre sud generează randamentul maxim, dar în realitate constrangerile din teren – precum și panta acestuia, conduc la obținerea unui compromis între randamentul maxim obținut versus costul investiției.

Pentru prezentul obiect de investitie care are in vedere realizarea unui sistem de productie energie electrica din surse regenerabile, tinand cont de factorii enumerati mai sus, au fost analizate 2 optiuni tehnico – economice de realizare a investitiei.

Propunem instalarea unei centrale fotovoltaice de 3.6 MW putere instalata în invertoare AC cu sistem de stocare de 400kW/1MWh

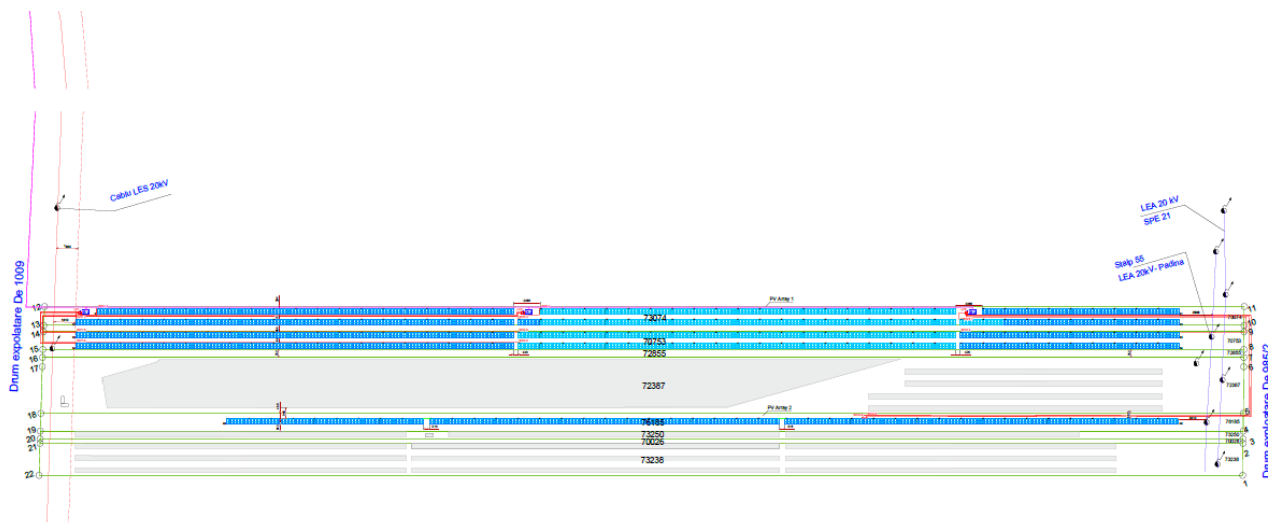
In continuare sunt prezentate doua scenarii in vederea relizarii proiectului Construire centrala fotovoltaica Ulmu, retea racordare la S.E.N. transformator, imprejmuire**, 3.6 MW, Judet Braila, comuna Ulmu, Tarla 104, Parcelele 57,61,63,65, Nr.Cadastral 76185, 72855, 70753, 73074

Scenariul 1

Avand in vedere particularitatile terenului si orinatarea acestuia solutiă aleasă pentru instalarea modulelor fotovoltaice permite montarea panourilor fotovoltaice. Am dimensionat parcul fotovoltaic, considerand ca se vor instala panouri monocristaline de 695W. Din analiza realizata, pentru instalarea de panouri de 695W, rezulta un numar de 6720 de panouri monocristaline de 695W

Date tehnice:

- *Puterea instalata (in panouri fotovoltaice)a CEF $P_i = 4.6704 \text{ MW}$*
- *Puterea instalata (in invertoare)a CEF $P_i = 3.6 \text{ MW}$*
- *Panouri fotovoltaice monocristaline de 695W – 6720 buc => $695W \times 6720 \text{ buc} = 4670.4 \text{ kWp}$. adica 4.6704 MW*
- *Invertoare de putere 300kW - 12 buc => $300 \text{ kW} \times 12 \text{ buc} = 3600 \text{ kW}$ putere in invertoare, adica 3.6 MW*
- *Sistem de fixare –fix cu orientare sud*
- *Sistem de stocare 400kW/1.016 MWh (1 MWh – capacitate de stocare)*



Panouri fotovoltaice:

Panourile fotovoltaice vor fi monocristaline de 695 W. Panourile se vor interconecta intre ele cu cablurile acestora, prevazute la capete cu conectori rapizi tip MC4/ T4 cu grad de rezistenta IP68. Panourile PV sunt prevazute cu diode bypass aflate in cutia de jonctiuni a modulului fotovoltaic pentru protectia impotriva efectelor produse de umbririle partiale si defectarea modului. In cazul in care producatorul nu furnizeaza pentru fiecare modul fotovoltaic cel putin o astfel de dioda,este necesara utilizarea unei diode, cu tensiunea nominala $U_{n\ DIODA} \geq U_{OC\ STC}$, iar curentul $I_{n\ DIODA} \geq I_{sc}$ la STC.



Caracteristicile tehnice nominale ale panourilor sunt prezentate, sintetic, în tabelul 1.

CARACTERISTICĂ TEHNICĂ	VALOARE
Greutate	37.8 kg
Dimensiuni	2384 x 1303 x 33 mm
Categorie Putere Panou	675-695 Wp
Tip panou	TOPCon cells
Putere panou	695 Wp
Număr celule	132 [2 x (11 x 6)]
Grad de protecție	IP68 – 3 diode
Tensiune maxima (Vmp)	39.8 V
Curent de scurt circuit (Isc)	18.44 A
Curent maxim (Imp)	17.43 A
Eficiența modul	22.40%
Tensiune maxima sistem	1500 V
Temperatura de operare	-40°C / +85°C
NMOT	45 ± 2°C
Garanție	12 ani
Eficiență	25 ani
Garanție folosință liniară	la 10 ani – peste 92% / la 20 ani – peste 86%
CONDITII STANDARD DE TESTARE (STC):	-radiație solară 1000 W/m2; -masa aerului AM 1,5; -temperatura celulei 25°C.
SPECIFICATII DE PERFORMANTA SI CONDITII PRIVIND SIGURANTA IN EXPLOATARE:	Se va asigura asistenta tehnica la montaj și PIF; Furnizorul va pune la dispoziția beneficiarului instrucțiuni de montaj, punere în funcțiune și exploatare
CONDITII PRIVIND CONFORMITATEA CU STANDARDE RELEVANTE	IEC 61215-1:2016 (Terrestrial PV modules - Design qualification and type approval) IEC 61730-1:2016 (Photovoltaic (PV) module safety qualification)

Tabel 1- caracteristici tehnice nominale ale panourilor fotovoltaice propuse

Randamentul minim trebuie să fie de minimum 20% pentru panourile monocristaline din siliciu;

Condițiile standard de testare (STC) trebuie să fie caracterizate de:

valoare standard a radiației solare de 1.000 W/m²;

Masa aerului (AM) de 1,5;

temperatura celulei PV de 25 °C.

Invertoare de putere

Invertoarele vor asigura preluarea energiei în curent continuu în intervalele de variație a tensiunii și a curentului de la ieșirea modulelor fotovoltaice (deoarece aceste mărimi variază permanent în funcție de condițiile meteorologice: nivelul radiației solare, temperatura ambiantă, viteza vântului etc.) și vor livra la ieșire o tensiune alternativă constantă. Invertoarele trebuie să respecte în funcționare condițiile tehnice impuse de rețeaua energetică națională și să asigure conversia c.c.-c.a. cu o eficiență sporită. Invertoarele vor fi montate în exterior, complet cablate și echipate, Invertoarele de putere unidirecțional trifazate sunt prevăzute cu două circuite redundante de protecție, conform normei VDE AR-N 4105, circuite ce conduc la deconectarea automată de la rețea a grupului generator fotovoltaic în cazurile de: lipsă tensiune rețea de distribuție; regim insularizat (protecție 81RL df/dt); depășirii parametrilor de tensiune și frecvență prestabiliți (protecție maximală de tensiune (59, $U >$, $U >>$), protecție minimală de tensiune (27, $U <$, $U <<$), protecție maximală de frecvență (81, $f >$, $f >>$), protecție minimală de frecvență (81, $f <$, $f <<$).

La nivelul inverterului de putere trifazat unidirecțional sunt integrate și următoarele funcții de protecție și comandă — control:

- ⇒ Funcție trecere peste defect la apariția golurilor și a variațiilor de tensiune
- ⇒ Funcție deconectare automată în regim insularizat;
- ⇒ Funcție injecție / absorbție putere reactivă la valoare de consemn a factorului de putere $\cos\phi_{\text{consemn}}$;
- ⇒ Funcție injecție / absorbție putere reactivă reactivă la valoare de consemn a puterii reactive Q_{consemn} ;
- ⇒ Funcție reglaj automat factor de putere – putere activă $\cos\phi(P)$;
- ⇒ Funcție reglaj automat tensiune – putere reactivă $Q(U)$;
- ⇒ Funcție reglaj automat al puterii active în funcție de valoarea frecvenței $P(f)$.
- ⇒ Una sau mai multe trepte de conversie a puterii DC-la-AC, fiecare echipată cu un sistem de urmărire a punctelor de putere (MPPT). MPPT va varia tensiunea matricei DC pentru a maximiza

producția în funcție de condițiile de funcționare.

- ⇒ Componente de protecție împotriva temperaturilor ridicate de lucru, supratensiune sau subtensiune, suprafrecvență sau sub-frecvențe, curent minim de funcționare, defectarea rețelei transformatorului, protecție anti-insulare, protecție împotriva golurilor de tensiune etc. În plus față de protecțiile pentru siguranța personalului personalului.

În figura alaturată este prezentat un invertor utilizat în mod obișnuit pentru instalațiile fotovoltaice la scară utilitară.



Fig.12 Exemplu de invertor

În cadrul proiectului tehnic se va stabili tipul invertoarelor precum și puterea nominală a acestora, astfel încât puterea totală în invertore să fie de 3.6 MW. În scenariul propus am ales o configurație de 12 invertore de 300kW, în total 3.6MW. Aceste invertore vor fi instalate în CEF, astfel încât fiecare grup de invertore să poată fi conectat pe partea de curent alternativ cu un tablou general de joasă tensiune. Alocarea panourilor pe invertore se va face ulterior la faza Detalii de Execuție, iar amplasarea acestora în câmp va fi realizată astfel încât distanțele de cabluri să fie cât mai scurte în vederea optimizării căderilor de tensiune pe cabluri.

Caracteristicile tehnice nominale ale invertorului trifazat 300 kW sse vor prezenta, sintetic în tabelul alăturat:

Caracteristica tehnica	Valoare/unitate de masura
Greutate	112 kg
Dimensiuni	1048 X 732 X 395 cm
Categorie Putere inverter	330 kW
Putere inverter	300 kW
Putere maximă inverter	330.0 kW peak
Randament maxim inverter	98.8% @480 V, 98.6% @380 V / 400 V
Eficiența europeană	98.6% @480 V, 98.4% @380 V / 400 V
Tip de unda inverter	unda sinusoidală pură
Faza inverter	Trifazat
Numar de MPPT	6
Tensiune de lucru MPPT	500 - 1500 V
Curent de intrare Max.	65 A
Tensiune de intrare Max.:	1500 V
Putere nominală de ieșire	330000 W
Curent de iesire Max.	133.7 A @480 V, 160.4 A @400 V, 168.8 A @380 V
Distorsiune armonica totala	< 3 %
Grad de protecție	IP66
Garanție	5 ani
SPECIFICATII DE PERFORMANTA SI CONDITII PRIVIND SIGURANTA IN EXPLOATARE:	Se va asigura asistenta tehnica la montaj și PIF; Furnizorul va pune la dispoziția beneficiarului instrucțiuni de montaj, punere în funcțiune și exploatare în limba română
CONDITII PRIVIND CONFORMITATEA CU STANDARDE RELEVANTE:	Certificare EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068,
	IEC 61683, IEC 61727,
	IEC 62910 Echipamentele vor fi insotite de certificate de conformitate, garantie si vor avea marcaj CE.

Caracteristicile tehnice ale invertoarelor 300 kW

Sistem de stocare a energiei (BESS)

Stocarea energiei solare în baterii este un proces complex, dar esențial pentru eficiența sistemelor fotovoltaice. Iată etapele principale implicate în acest proces:

- Colectarea energiei solare: Panourile solare convertește lumina solară în energie electrică continuă, care este apoi direcționată către un regulator de încărcare. Acesta se asigură că energia solară produsă este optim încărcată și direcționată către baterii.
- Reglarea și încărcarea bateriilor: Regulatorul de încărcare controlează fluxul de energie către baterii, menținându-le la nivelul optim de încărcare pentru a prelungi durata de viață a acestora. Acesta previne supraîncărcarea sau descărcarea excesivă a bateriilor.
- Conversia și stocarea: Energia electrică produsă de panourile solare este transformată în curent continuu, care este apoi stocat în bateriile dedicate. Bateriile convertește energia electrică într-o formă chimică stocată pentru a fi utilizată ulterior.
- Furnizarea energiei când este necesar: Atunci când cererea de energie crește sau când nu există suficientă lumină solară disponibilă, bateriile furnizează energie electrică pentru a alimenta dispozitivele sau echipamentele conectate la sistemul fotovoltaic.
- Monitorizare și optimizare: Sistemele moderne de stocare a energiei solare includ tehnologii de monitorizare și control care urmăresc nivelul de încărcare al bateriilor, consumul de energie și prezența luminii solare, pentru a optimiza utilizarea energiei stocate și a asigura funcționarea eficientă a întregului sistem.

Stocarea energiei solare în baterii este esențială pentru asigurarea unei surse constante de energie, indiferent de condițiile meteorologice sau de momentul zilei.

Se va utiliza o un sistem de stocare a energiei cu capacitatea nominală de încărcare/descărcare de 1 MWh, containerizat cu un sistem de conversie a energiei (PCS – invertor) cu o putere totală de 400 kW.

Bateria de stocare a energiei va fi conectată prin 2 circuite electrice, cu 2 PCS-uri de câte 200kW.

Puterea unui circuit este de 200kW, protejat de un întrerupător automat tripolar de 250A, 800Vc.a. pentru preluare energie electrice de la BESS.

Descriere container baterii

Sistemul de baterii ESS adoptă un design modular și constă din cabina bateriei, cabina controlerului Smart Rack și cabina unității de control. Acesta integrează bateriile cu fosfat de litiu-fier și rafturile bateriilor, un sistem de gestionare a bateriei (BMS), sistemul de încălzire, ventilație și aer condiționat (HVAC), sistemul de iluminare, sistemul de detectare a incendiilor și sistemul automat de stingere a incendiilor, sistemul de securitate și sistemul de urgență, dispozitivele de protecție la supratensiune (SPD), dispozitivele de protecție la împământare și dispozitivele de detectare a defecțiunilor de împământare. În container bateriile sunt aranjate în module și rackuri (stringuri) pentru a forma un sistem integrat și eficient. Se conectează în serie și/sau paralel pentru a atinge capacitatea și tensiune necesare. Configurația în serie mărește tensiunea totală, în timp ce configurația în paralel mărește capacitatea totală. În interiorul containerului, bateriile sunt configurate într-un sistem de rack, fiecare rack conținând mai multe pachete de baterii. Pachetele de baterii folosesc celule de baterie LiFePO_4 (Lithium Iron Phosphat), cunoscute pentru siguranța, durata de viață lungă și stabilitatea termică. Fiecare acumulator conține mai multe celule conectate în serie și paralel pentru a obține tensiunea și capacitatea dorite. Dimensiunea obișnuită a pachetului este de aproximativ 21,5 kWh. Pentru a atinge capacitatea totală de 1000 kWh sunt utilizate 48 de pachete de baterii, fiecare rack conținând 3 pachete. Rack-urile sunt conectate în paralel la o magistrală DC de înaltă tensiune (de obicei 768 VDC) pentru a permite o conversie eficientă a puterii. Prin proiectul tehnic se va stabili configurația exactă: rackuri, pachete, baterii, astfel încât capacitatea în MWh a containerului să fie cea stabilită în cadrul prezentului studiu de fezabilitate.



Fig: container de stocare a energiei – pentru referință

Caracteristica tehnica	Valoare/unitate de masura
Tip de celulă	LFP 280Ah
Capacitatea bateriei	1016 kWh
Tensiune nominală DC	1250 V
Tensiune maximă DC	1500 V
Interfețele de comunicare ale BMS-ului	RS485,internet
Protocoalele de comunicare ale BMS-ului	Modbus RTU, Modbus TCP
Dimensiuni unitate baterie	6,058 x 2,896 x 2,438 mm
Greutate unitate baterie	43.5T 95,901.1 lbs
Grad de protecție	IP54
Interval de temperatură de operare	-30 to 50
Interfețe de comunicație	RS485, Ethernet

Fig: Fisa tehnica container baterii

Conectarea sistemului de stocare 400KW/1 MWh se va realiza in curent alternativ (AC), conform schemei alaturate:

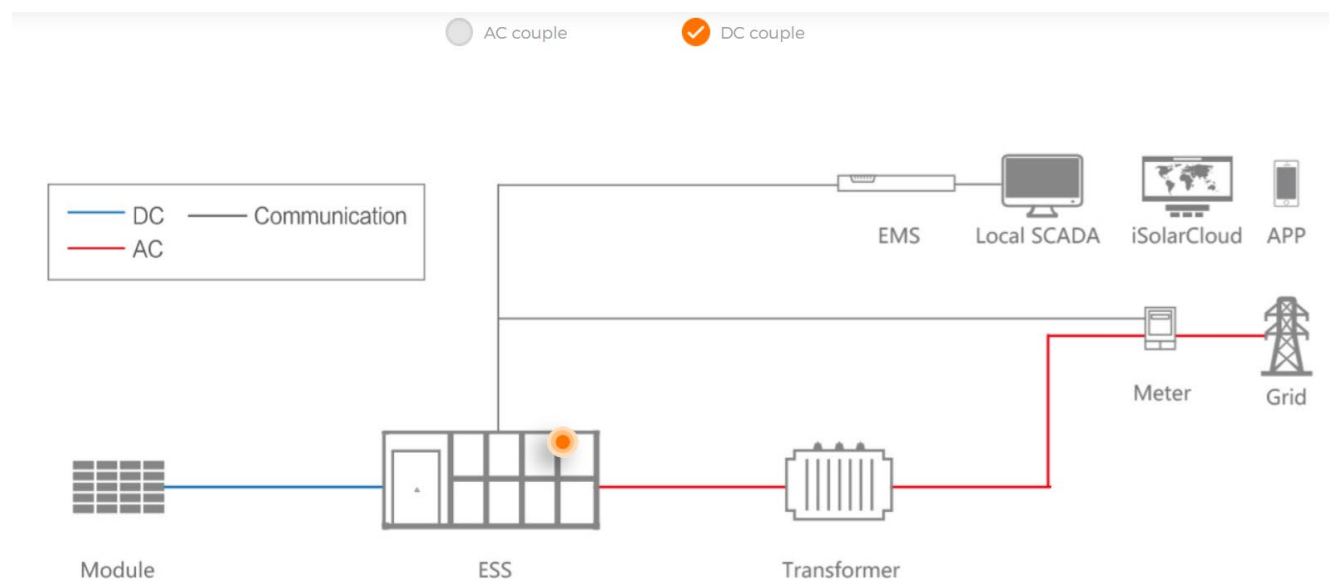




Fig. Invertor PCS - pentru referinta

Caracteristica tehnica	Valoare/unitate de masura
Intrare DC	
Max. Tensiune de intrare PV	1500 V
Min. Tensiune de intrare PV / Tensiune de pornire a intrării	875 V / 915 V
Interval de tensiune MPP	875 – 1300 V
Max. Curent de intrare PV	207.6 A
Iesire AC	
Putere de ieșire AC	200000W @ 40 °C - 200kW
Max. Curent de ieșire al invertorului	3308 A
Interval de tensiune AC	20 kV – 35 kV
Frecvența nominală a rețelei	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
Faze de alimentare	3 / 3-PE
Eficiența maximă a invertorului	99.00%
Eficiența euro a invertorului	98.70%
Tensiune LV/MC	0.8 kV / (20 – 35) kV
Dimensiuni	875* 820 * 365 mm
Greutate	95kg
Factor protectie	IP56

Fig: Fisa tehnica PCS 200kW

Tablouri electrice

Tablourile de distribuție ale invertoarelor (TD.INV) au grad de protecție min. IP54 și cuprind:

- aparatele de comutație aferente circuitelor invertoarelor de putere trifazate unidirecționale, cu rol de protecție la suprasarcină și scurtcircuit.
- aparat de comutație protecție circuit general instalație electrică fotovoltaică cu rol de protecție la suprasarcină și scurtcircuit și separare vizibilă.

Tablourile electrice generale TG.CEF cuprind:

- aparatele de comutație tablourilor de distribuție ale invertoarelor, cu rol de protecție la suprasarcină și scurtcircuit.
- aparat de comutație protecție circuit general instalație electrică fotovoltaică cu rol de protecție la suprasarcină și scurtcircuit și separare vizibilă.

Fiecare tablou electric general va conține cel puțin un întreruptor general, plecări cu siguranțe fuzibile, circuite dedicate pentru fiecare inverter; Tabloul de racord va fi prevăzut pe lângă partea de forță și protecțiile aferente și automatizarea care controlează invertoarele.

Rețele de cabluri electrice

Scopul la calcularea caracteristicilor cablajului electric este de a minimiza lungimile și secțiunile cablului. Secțiunile sunt selectate conform IEC 60364-5-52 și IEC 60502-2 standarde. La selectarea unei secțiuni transversale a cablului, au fost luate în considerare capacitatea de încărcare a curentului, căderea de tensiune și curentul de scurtcircuit. Căderea maximă de tensiune permisă a fost de 1,5% pentru partea de curent continuu și de 0,5% pentru cablurile de curent alternativ ale rețelei MT. Un rezumat al secțiunilor de cablu selectate și al metodei lor de instalare este prezentat în tabelul alăturat. Cablu solar de 6mm și de 10 mm

Analiza scenariilor propuse s-a realizat ținând cont de varianta tehnologică de montaj (care implică lucrări diferite de construcții), de diferența de energie produsă în cele două configurații, de costurile specifice necesare și de reducerea de emisii de GES aferentă fiecărui scenariu.

Traseele de cabluri curent continuu.

Modulele vor fi interconectate prin cablurile speciale furnizate de producator (2 pentru fiecare modul, de circa 0.5-1,4m). În cazul depasirii distantei de interconectare de 2 m, modulele se pot interconecta cu un cablu ce se poate confectiona pe santier, de lungimea necesara. Este necesar sa se prevada de la faza de aprovizionare un numar acoperitor de conectori tip MC4 si conductor monofilar izolat cu aceleasi caracteristici cu ale cablurilor de interconectare standard.

Cablurile cu conectori MC4/T4, utilizate pentru conectare a string-ului la cutia de jonctiuni a inverterului fotovoltaic, vor fi confectionate pe santier.

Este recomandata folosirea codului de culori pentru cablu, astfel se recomanda folosirea cablului rosu pentru polaritatea pozitiva si negru pentru cea negativa.

Cablurile DC vor fi pozate pe profilele suportului. Se vor evita pe cat posibil contactele directe intre doua cabluri de conexiune, pozarea acestora realizandu-se in paralel. In zonele expuse la riscul de deteriorare a cablului acesta se va proteja cu tub PVC gofrat.

Traseele de cabluri de curent alternativ.

Cablurile pentru AC se vor alege conform normativelor si se va tine seama de specificatiile producatorului de invertoare. Cablurile AC se vor poza prin paturi de cabluri tip jgheab metalic sau prin pamant (LES), prin tub PVC flexibil gofrat. Cablurile care se vor folosi la exterior si care nu se vor proteja in pat metalic vor fi cu manta metalica de protectie cu respectarea prevederilor normativului NTE 007/08/00. Toate cablurile vor fi dimensionate conform NTE 007/08/00, luându-se în considerare factorii de corecție în funcție de condițiile de pozare (temperatura ambiantă, condiții de scurtcircuit, căderi de tensiune, etc.).

Instalatia electrica de curenti slabi

Se va asigura monitorizarea de la distanță a funcționării invertoarelor de putere instalate prin intermediul unei instalații electrice de curenți. Monitorizare de la distanță se va realiza prin intermediul unei rețele Ethernet pentru care se vor utiliza cabluri de date F/UTP Cat.5e, 4x2xAWG24, PE de exterior, conectori RJ45 STP cat5E cu manșon, interfețele de comunicație Ethernet disponibile în cadrul invertoarelor de putere și un switch Ethernet, cu conexiune locală la internet, conform figurii 13



Figura 13- Schemă de principiu instalație monitorizarea de la distanță invertoare de putere

Monitorizarea producției de energie electrică și funcționarea centralei electrice fotovoltaice se va face cu ajutorul unui data logger.

Instalația de legare la priza de pământ și paratrâznet

Se va măsura priza de pământ existentă iar dacă valoarea prizei de pământ depășește valoarea de 1 ohm se va îmbunătăți. Un cablu de împământare de 35 mm² este utilizat pentru șanțurile de joasă și medie tensiune, în timp ce un cablu de împământare de 50 mm² este utilizat în cazul centralelor electrice.

Realizarea protecției împotriva tensiunii de atingere și pas se realizează conform I. RE-IP 30-04, cu o instalație de legare la pământ, racordată la priza de pământ existentă a cărei rezistență de dispersie nu va depăși maxim 1 ohm și $U_a = U_{pas}$ de maxim 120 V.

Pentru respectarea limitelor maxime admise de STAS 2612-87 și STAS 12604/4-89, cu privire la tensiunile de atingere și de pas, se vor lua următoarele măsuri:

- părțile metalice care în mod normal nu sunt sub tensiune, dar care pot ajunge accidental sub tensiune (structura de susținere a panourilor, panouri solare, jgheburile metalice, invertoare, carcasa metalică a invertoarelor, carcasa metalică a cutiilor de distribuție, transformatorul de putere, armaturile cablurilor, părțile metalice ale structurii de susținere a invertoarelor și ale clădirilor, etc.), se vor lega obligatoriu la priza de pământ.
- se va realiza egalizarea potențialului între structurile de susținere a modulelor, conductorii de egalizare a potențialului se vor poziționa strâns și paralel față de cablurile DC.
- structurile de susținere a modulelor se vor lega la priza de pământ existentă prin intermediul conductoarelor de coborâre aferente instalației de paratrâznet
- instalația de legare la pământ trebuie să ofere protecție împotriva atingerilor periculoase (asigurarea unor tensiuni de atingere corespunzătoare) și o tensiune de pas conforma normelor în vigoare. Instalația de legare la pământ va avea o rezistență $< 1 \Omega$.

Instalația de protecție împotriva trăsnetelor

Instalația de paratrăsnet va fi formată dintr-un paratrăsnet cu dispozitiv de amorsare montat pe un catarg în interiorul parcului fotovoltaic astfel încât raza de protecție calculată să asigure protejarea întregului parc, conductoare de coborâre și sistemul de legare la pământ.

Atentie! Nu se va întrerupe legătura paratrăsnetului cu pământul!

Verificarea secțiunii alese la caderea de tensiune

Pentru determinarea pierderilor de tensiune în conductor se vor folosi specificațiile producătorului de Invertoare. Caderea de tensiune trebuie să fie mai mică de 5% pe circuitul de racordare al centralei fotovoltaice. Pentru caderile de tensiune în cablul DC calculul este identic și se ia în considerare tensiunea stringurilor între plus și minus. Conform reglementărilor din domeniu, cablul fotovoltaic este de 4mm² și de 6mm². Se recomandă utilizarea cablului de 6mm² pentru a minimiza pierderile de energie în cablu.

Reglaje pentru protecții

Protecțiile se vor face cu sigurante fuzibile și întrerupătoare automate cu protecții. Se va ține cont la alegerea protecțiilor de specificațiile producătorului de invertor și se va verifica cu condițiile următoare: Curentul $I_{ac\ max}$ setat pe întrerupătorul automat trebuie să fie mai mic decât curentul maxim admisibil în circuitul care trebuie protejat. $I_{ac\ max} < I_{max\ adm}$.

Pentru întrerupătoarele automate cu protecții se va întocmi buletine de reglaj care se vor atașa la dosarul de utilizare al OD. Prin măsuri de protecție se înțeleg toate măsurile la linia electrică de energie, pentru funcționarea atât în regim normal cât și în regim de avarie, în condițiile impuse de normativ. Prin măsuri de siguranță se înțeleg toate măsurile ce se iau atât la linia electrică cât și la elementele învecinate, pentru protejarea pe de o parte a liniei împotriva factorilor perturbatori iar pe de altă parte protejarea instalațiilor, construcțiilor situate în vecinătatea liniei electrice precum și a oamenilor și animalelor care pot veni în contact cu partile puse în mod accidental sub tensiune.

Structura de fixare a panourilor

Modulele fotovoltaice vor fi fixate pe suporti special proiectați, care respectă azimutul și înclinarea necesară, precum și cerințele legate de greutatea ansamblului de module fotovoltaice și de încărcările suplimentare generate de factorii meteorologici – vânt, zăpadă, chiciură. Suportul întregului

camp fotovoltaic este astfel proiectat incat poate fi adaptat la un numar diferit de module fotovoltaice si este partial demontabil. Structura nou formata se va fixa pe sol. Calculele de rezistenta a structurii la: vand, zapada si alti factori externi, sunt puse la dispozitie de catre producatorul de structura.

Se va utiliza o structură de montaj din tabla galvanizata. Modulele fotovoltaice vor fi fixate pe ramele speciale ale structurii prin cleme furnizate de producatorul intregii structuri. Fixarea structurii metalice se face prin introducerea stalpilor de sustinere aproximativ 2 m in sol.

Suportul proiectat pentru un rand/arie de module PV, este adaptat dimensiunilor panourilor fotovoltaice si livrat de catre producator ca utilaj.

In proiectarea suportului pentru modulele fotovoltaice folosite in aplicatie se vor lua in considerare:

- dimensiunile modulelor fotovoltaice
- inclinarea acestora
- modul de interconectare,
- evaluarea incarcarilor la actiunea vantului conform codului de proiectare CR-1-1-4/2012;
- dimensiunile si incarcarile provenite din zapada CR-1-1-3/2012;

Structura suportului trebuie sa raspunda la urmatoarele cerinte principale:

- sa fie apta de a fi utilizata potrivit scopului pentru care a fost prevazuta, tinand seama de durata ei de viata si cheltuielile antrenate; Suportul se incadreaza in Clasa 4. Cladiri temporare, cladiri agricole, cladiri pentru depozite, etc. caracterizate de un pericol redus de pierderi de vietii omenesti in caz de avariere la cutremur, conform Codului de proiectare. Bazele proiectarii structurilor in constructii".
- sa reziste la efectele tuturor actiunilor in timpul executiei si exploatarei si sa aiba o durabilitate corespunzatoare;
- sa nu fie grav avariata sau distrusa de evenimente ca explozii, socuri, seism sau consecinte ale erorilor umane.

In acest sens, s-au avut in vedere urmatoarele:

- eliminarea, evitarea sau reducerea degradarilor potentiale la care poate fi expusa constructia;
- alegerea unui tip de structura putin sensibila la pericole potentiale;
- adoptarea unor legaturi adecvate intre elementele structurii
- simplitatea executiei structurii suportului
- posibilitatea reglarii la fata locului a suportului pentru obtinerea unor distante variabile.

Sistemul de fixare propus se prezinta in figura alaturata.

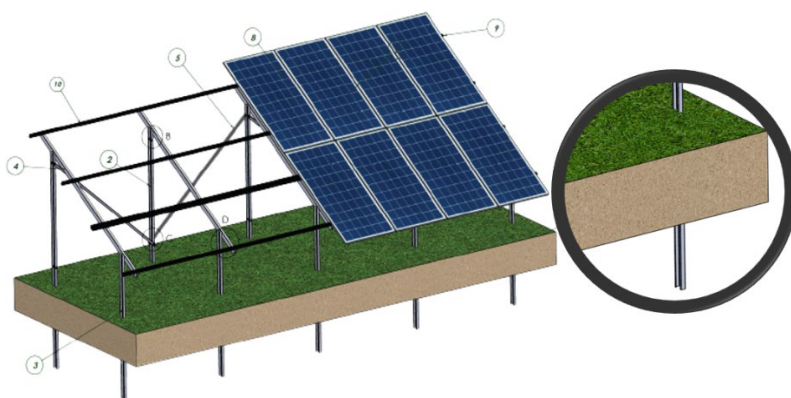


Fig.14 Structura de montaj sud

- structura metalică galvanizată RRE©;
- rezistența pentru zona 1 RO
- zapada 150 kg/m², vânt 0,6 kPa/m²
- structura cu 2 stalpi;
- montaj la sol prin batere stalpi;
- înclinare panouri 20-23-25 grade;
- pentru montaj panouri 2 x portret sau lanscape – soluția se va stabili în cadrul proiectului tehnic;

La elaborarea documentației pentru realizarea structurii de prindere a apnourilor fotovoltaice se vor utiliza normativele și STAS - urile în vigoare:

CR 1-1-3-2012 – Cod de proiectare. Evaluarea acțiunii zăpezii asupra construcțiilor;
 CR 1-1-4-2012 – Cod de proiectare. Evaluarea acțiunii vântului asupra construcțiilor;
 P100-1/2013 – Cod de proiectare seismică – partea I – Prevederi de proiectare pentru clădiri;
 SREN 1999-1-1 – Eurocod 9:Proiectarea structurilor de aluminiu. Partea 1-1:Reguli generale
 NP040-2002 - Normativ privind proiectarea, execuția și exploatarea hidroizolațiilor la clădiri
 C16-1984 - Normativ pentru realizarea pe timp friguros a lucrărilor de construcții și instalații;
 C37-88 – Normativ pentru alcătuirea și executarea învelitorilor la construcții;
 C56-85 – Normativ pentru verificarea calității și recepția lucrărilor de construcții și instalații;

Transformatorul de putere

Transformatorul de putere ridică tensiunea ieșirii AC a invertorului pentru a realiza o transmisie cu eficiență mai mare în liniile electrice ale centralei fotovoltaice. Un exemplu de transformator de putere este prezentat în figura 15



Figura.15 Exemplu de transformator de putere

Principalele caracteristici ale transformatorului de putere sunt prezentate în tabelul alăturat

Caracteristicile transformatorului de putere	
Putere nominală	1600 kVA
Raport tensiune	0,8/20,0kV
Sistem de răcire	ONAN
Schimbător de robinete	2.5%, 5, 7.5%, 10%
Scurtcircuit (X_{cc})	0.08

Caracteristicile transformatoarelor de putere

Post de transformare

Postul de transformare pot fi ca și soluție constructivă în anvelopă sau containere. Tensiunea energiei colectate din instalația fotovoltaică este crescută la un nivel mai ridicat pentru a facilita evacuarea energiei generate.



Fig.16 Exemplu de post de transformare

Postul de transformare trebuie să fie alimentat cu comutatoare de medie tensiune care includ o unitate de protecție a transformatorului, o unitate de alimentare directă de intrare, o unitate de alimentare directă și tablouri electrice.

Conexiunile seriilor de module fotovoltaice la primarul (tensiune continuă) invertoarelor de putere trifazate unidirecționale se realizează la tensiune continuă prin pozarea în pământ a cablurilor. Conexiunile cablurilor se vor realiza utilizând conectorii incluși în furnitura echipamentului. Secundarul (tensiune alternativă) invertoarelor de putere trifazate unidirecționale se vor racorda în tabloul TD-AC aferent instalației solare fotovoltaice prin instalarea în pământ a cablurilor de energie AC. Cablurile de energie AC se vor instala în pământ până la tabloul de distribuție invertoare și de acolo către postul de transformare.

Postul vor fi conceput și proiectat pentru a fi ușor transportabile la locul de instalare, punerea în funcțiune făcându-se într-un timp foarte scurt și cu costuri minime. Practic instalarea va fi redusă la amenajarea terenului, racordarea cablurilor și a prizei de pământ. Se vor instala un număr de 3 posturi de transformare 20/0.8 kV, 2x1600 kVA, în anvelopa de beton, cu acces și manevre din interior, echipate cu celule M.T. compacte, 24kV, 630A, 16kA cu funcții de line și trafo.

Racord electric al parcului fotovoltaic

Lucrări pentru realizarea instalației de racordare: în Stația electrică de transformare 110/20kV Jugureanu se propune:

Celula noua nr. 22 de 20 kV pentru LES 20 kV va fi de tip inchis, simplu sistem de bare, cu izolatie in aer, similara cu cele

existente in Statia Jugureanu 110/20kV si este echipata cu urmatoarele elemente:

-1 buc. întreruptor debrosabil cu stingerea arcului electric in vid 24 kV, 630 A, 16 kA, 49 kAmax, 3 buc.

transformatoare de

curent 24 kV 150/5/5/5/5 A -clasa de precizie 0,2 S;

- 3 buc. transformatoare de tensiune 24 kV 20000:√3//100:√3/100:3 V, clasa de precizie 0,2 -masura, 3P-

protectie, inclusi in noua

celula;

-1 buc. separator de legare la pamant 24 kV, 40 kAmax

-1 buc. terminal numeric de protectie cu 2 porturi redundante pentru IEC 61850 prin FO;

-1 buc. contor electronic de energie electrica activa si reactiva, cu dublu sens, cu inregistrarea curbei de sarcina,

cu 3 echipaje de

masurare, clasa de precizie 0,2S si sistem de telegestiune (cu integrare in sistemul de telegestiune existent la

SDEE Braila).

-1 buc. un analizor al calitatii energiei electrice livrate in SEN pentru monitorizarea parametrilor de calitate ai energiei electrice

produse, de clasa A, conform standardelor IEC 61004-30 si SR EN 50160, compatibil cu sistemul de

monitorizare a energiei

electrice existent la Distribuție Energie Electrică Romania, sucursala Braila, montat in celula proiectata.

Analizorul va fi in

varianta cu display (LCD),se va monta pe infasurarea de masurare TC-urilor si TT-urilor si se va integra in

sistemul de

monitorizare a parametrilor de calitate a energiei electrice existent la Distribuție Energie Electrică Romania,

sucursala Braila.

Analizatorul se alimenteaza la tensiunea operativa a statiei; Se va integra in circuitele secundare (blocaje,

semnalizari, etc.) si de

automatizare existente in statia de transformare 110/20 kV Jugureanu, celula 20 kV noua;

- Celula 20 kV proiectata se va lega la instalatia de legare la pamant existenta in sala de conexiuni 20 kV a statiei de

transformare 110/20 kV Jugureanu.

Sistemul SCADA din statia de transformare Jugureanu se compune din:

-Dulap SCADA 19" 42 U (rack); 2000/80/80 cu acces fata/spate, montat in camera de comanda o statiei, compus din:

-calculator Industrial SCADA cu licente IEC 61850, DNP3, Modbus TCP, IEC 60870- 5-104, cu licenta SCADA minim 15000 data

points;

-switch Industrial minim 4 F0/8Rj45 compatibil IEC 61850;

-sistem sincronizare timp (NTP);

-HMI Administrare format din PC/monitor 19"/ tastatura/Mouse rack-abile montate in dulapul SCADA;

-Invertor (3 module 750 VA) cu monitorizare WEB/SNMP cu software inclus;

-Sistem HMI Exploatare format din PC/monitor 19"/ tastatura/Mouse, cu rezerva de alimentare, montate in camera de comanda

a statiei pe pupitrul de exploatare;

-se va realiza schema sinoptica statie cu celulele modernizate de racord CEF active, conform strategiei SCADA-EDMN;

-se va realiza integrarea noului utilizator in sistemul central dispecer conform strategiei D.E.E.R.

c') Lucrari pentru realizarea instalatiei de utilizare: -Pozare LES 20 kV, cu cabluri de 20 kV, tip A2XS(F)2Y 3x(1 x185/25 mmp) pe un

traseu in lungime de cca. 3.750 km. Traseul LES 20 kV va fi - de la statia de transformare Jugureanu, de-a lungul drumurilor de

exploatare din zona;

-Montare post de transformare PT (PC) echipat cu: 3 buc. transformatoare de putere cu $S_n T = 1600 \text{ kVA}$, 0,8/20kV; o celula de linie 20

k V, echipata cu intrerupator cu comutatie in vid de 24 kV, 630 A, 25 kA; separator tripolar 24 kV, 630 A cu CLP; releu de protectie;

trei celule de protectie transformator, echipate cu intrerupator cu comutatie in vid de 24 kV, 630 A, 25 kA, separator tripolar 24 kV,

630 A cu CLP; transformatoare de curent 50/5/5 A; 3 buc. tablouri JT;

-postul de transformare este prevazut cu un pas celular liber.

-Instalatia electrica de utilizare a centralei fotovoltaice;

-Serviciile interne ale CEF Ulmu 2-3,6MW vor fi asigurate astfel:

-o alimentare dintr-un Grup Electrogen (GE) 0,4 kV / 25 kVA;

-o alimentare realizata cu un circuit de joasa tensiune cu plecare din CD 1-2 a PTA 20/0,4kV 63kVA-existent apartinand Unirea Green

Energy si care se afla in proximitatea CEF Ulmu 2 – 3,6MW;

Pentru aceasta cale de alimentare, la cererea Utilizatorului/Beneficiarului se va actualiza ATR-ul de consumator Unirea Green Energy

ATR nr. 30201311808/13.06.2013;

Se va realiza o instalatie de compensare a puterii reactive (dimensionarea acestei instalatii se va realiza in etapele de proiectare urmatoare).

d) Lucrări ce trebuie efectuate pentru întărirea rețelei electrice existente deținute de operatorul de rețea, în amonte de punctul de racordare,

pentru crearea condițiilor tehnice necesare racordării utilizatorului, defalcate conform urmatoarelor categorii:

i. Lucrări de întărire determinate de necesitatea asigurarii conditiilor tehnice in vederea consumului puterii aprobate exclusiv pentru

locul de consum in cauza: -Intariri specifice in statia 110/20kV Jugureanu:

Amplificare transformator T1 de la 10 MVA la 16 MVA, inclusiv elementele de legatura cu bara de 20 kV, transformatoare de curent, dulapuri de protectii.

ii. Lucrări de întărire pentru crearea conditiilor tehnice necesare racordarii mai multor locuri de consum / de consum si de productie: -

Intariri pentru N-1 elemente in functiune:

- Intariri in RET:

-Montare AT nou in Statia Lacul Sarat

-Intariri in RED :

-LEA 110 kV Lacu Sarat – Gropeni – 20,06 km

-LEA 110 kV Lacu Sarat – Insuratei – 49,02 km

-LEA 110 kV Cuza Voda – Gropeni- 21,36 km

-LEA 110 kV Urleasa - Bordei V – 13,37 km

-LEA 110 kV Baraganu - Gura Ial- 27,655 km

-LEA 110 kV Bordei V – Ianca – 12,87 km

-LEA 110 kV Urleasca- Lacu Sarat – 26,063 km

-LEA 110 kV Ianca- Faurei -18,89 km

-LEA 110 kV Dudești – Baraganu – 16,226 km

Lungimea totală a liniilor de reconducătorat : 205,5 km.

e) Punctul de măsurare este stabilit la nivelul de tensiune 20 KV

f) Măsurarea energiei electrice se realizează prin grup de măsurare indirectă format din:

-1 buc. contor electronic de energie electrică activă și reactivă, cu dublu sens, cu înregistrarea curbei de sarcină, cu 3 echipaje de

măsurare, clasa de precizie 0,2S și sistem de telegestiune (cu integrare în sistemul de telegestiune existent la SDEE Braila).

-3 buc. transformatoare de curent 24 kV 150//5/5/5/5 A - clasa de precizie 0,2 S;

-3 buc. transformatoare de tensiune 24 kV 20000:√3/100:√3/100:3 V, clasa de precizie 0,2 -măsură, 3P-protecție;

Grupul de măsurare cu toate echipamentele sale se va securiza și sigila prin grija SDEE Braila.

g) Punctul de delimitare a instalațiilor este stabilit la nivelul de tensiune 20 kV, la la papucii cablului LES 20kV proiectat, racordat în

celula nouă din Stația electrică de transformare 110/20 kV Jugureanu.

g1) punctul de interfață (punctul de racordare a instalațiilor de producere a energiei electrice la instalația de utilizare a locului de

producere/locului de consum și de producere) este stabilit la nivelul de tensiune 0.4 kV, la/în/pe TDRI 0,4 kV PT CEF;

h) punctul comun de cuplare este stabilit la nivelul de tensiune 20 kV, la/în/pe bară 20 kV din stația de transformare 110/20 kV Jugureanu.

Principalele lucrări care urmează să fie efectuate în vederea realizării construcției sunt:

Amenajare teren:

Curățarea totală a terenului, iar acest lucru presupune înlăturarea crengilor, buturugilor, pietrelor, ierbii, sau orice alt lucru care nu permite ca pământul să fie gol;

stratului vegetal pe traseul proiectat al drumurilor și al posturilor de transformare;

Pământul care rezultă după înlăturarea acestui strat este necesar să fie depozitat în afara perimetrului pe care urmează să fie construit;

Aducerea pământului la același nivel în funcție de cotele prevăzute în planul proiectului;

Trasarea pozițiilor proiectate.

Lucrari civile:

Se va monta pe perioada lucrarilor o organizare de santier completa;

Terenul se împrejmuieste cu gard de plasa, înălțime 2,5 m;

Se va monta poartă de intrare;

Montaj sistem supraveghere video.

Pentru proiectarea centralei fotovoltaice studiate, au fost utilizate drumuri de 3,0 m. Distanța acestor drumuri se va stabili prin proiectul tehnic de executie.

Șanțurile rutiere utilizate pentru drenaj și pentru canalizarea apei sunt amplasate pe o parte a drumurilor.

Gardul are o înălțime de cel puțin 2,0 m și 3,0 m între stâlpi. La distanțe de 50-100 m de gard, vor fi instalate posturi de lumină de 4,0 m înălțime. La fiecare 100-150 m de gard, va fi instalat un post de cameră video.

Cablurile de joasă tensiune vor fi îngropate direct în șanțuri. Diferite rânduri de cabluri pot fi incluse în interiorul aceluiași șanț. Șanțurile de joasă tensiune și medie tensiune sunt separate.

Cablurile de joasă tensiune vor fi îngropate direct în șanțuri. Diferite rânduri de cabluri pot fi incluse în interiorul aceluiași șanț. Șanțurile de joasă tensiune și medie tensiune sunt separate.

Adâncimea minimă la care sunt amplasate cablurile de joasă tensiune este de 600,0 mm. Aceste cabluri sunt în contact orizontal. Distanța verticală dintre cablurile de joasă tensiune este de 50,0 mm.

Secțiunea maximă a șanțului de joasă tensiune este de 0.4 m²

O secțiune transversală simplificată a șanțurilor de joasă tensiune este prezentată în figura alăturată.

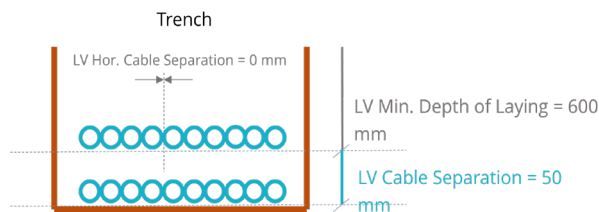


Fig.17. Secțiune transversală simplificată a șanțului JT

Adâncimea minimă la care sunt amplasate cablurile de medie tensiune este de 700,0 mm. Aceste cabluri sunt separate orizontal de 200,0 mm. Separarea verticală dintre ele este de 200,0 mm.

Secțiunea maximă a șanțului de medie tensiune este de 1.2 m²

O secțiune transversală simplificată a șanțurilor MT este prezentată în figura alăturată

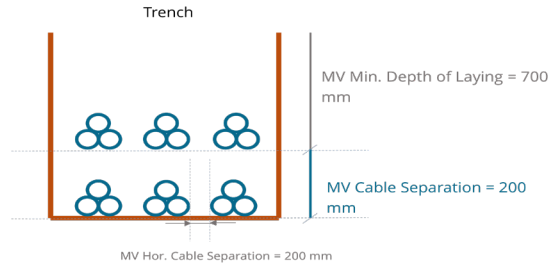


Fig.18.Secțiune transversală simplificată a șanțului MT

Spațiul orizontal decalat dintre rândurile de cabluri și limitele șanțului este de 50,0 mm.

Lungimea totală a șanțurilor și volumul pentru fiecare tip se va stabili în cadrul proiectului tehnic de execuție

Asigurarea utilitatilor:

Pentru realizarea lucrărilor vor trebui asigurate următoarele utilități:

- energie electrică: pentru asigurarea alimentării cu energie electrică pe durata lucrărilor, când nu este posibilă alimentarea de la o sursă de curent de la rețea, se vor folosi grupuri electrogene portabile;
- apă: apa necesară preparării materialelor de construcție se va asigura de către constructorul care realizează lucrarea;
- comunicarea între personal se va realiza cu ajutorul telefoanelor mobile din dotare, iar în ceea ce privește asigurarea surselor de apă și a altor utilități pentru personal se vor respecta prevederile din capitolul Planului de Securitate și Sănătate conform HG 300 din 02.03.2006;

Planul de Securitate și Sănătate în muncă se va prezenta la următoarele faze de proiectare

Impactul asupra mediului:

Instalațiile proiectate nu constituie factori poluanți ai mediului, deci nu sunt necesare măsuri suplimentare pentru reducerea lor. Circuitul electric nu afectează mediul înconjurător și nici vietățile. După terminarea lucrărilor, deșeurile rezultate din desfășurarea lucrărilor se vor depozita în spații special amenajate iar suprafețele de teren afectate se vor aduce la starea lor inițială prin grija constructorului.

Construcție centrală fotovoltaică:

- Se va monta structura de rezistență fixă pe structuri metalice fixe, înclinată la 20 grade spre sud,
- Structurile metalice vor fi legate la sistemul de împământare.
- Se vor amplasa modulele fotovoltaice și invertoarele solare,
- Se vor realiza instalațiile electrice aferente conexiunilor sistemului fotovoltaic,
- Se vor monta posturile de transformare ridicatorie,
- Se va monta un punct de conexiune care să permită racordarea parcului fotovoltaic la SEN.

O soluție de montare pentru o distribuție uniformă a panourilor pentru fiecare string al unui invertor va fi stabilită prin proiectul tehnic. Simularea parametrilor sistemului fotovoltaic a fost realizată cu soft-ul de specialitate **PVGYS**. Acest software este considerat un standard pentru proiectarea și simularea sistemelor fotovoltaice la nivel Mondial. Utilizatorii au acces la mai multe funcții de simulare, inclusiv o imagine de ansamblu zilnică a tuturor nivelurilor de energie din sistem și rapoarte privind zonele selectate în timpul funcționării. PVGYS utilizează algoritmi de simulare avansați pentru a vizualiza modul în care funcționează sistemul în timp real, ajutând operatorii să înțeleagă sistemul în ansamblu. PVGYS poate importa și date despre radiația solară, dar are încorporată și o legătură de date Meteonorm, un software terț care oferă o bază de date vastă cu mii de site-uri meteorologice din întreaga lume. Poate fi folosit atât pentru o proiectare preliminară cât și pentru o vizualizare complexă a proiectelor.

Analiza indicatorilor urmariti in scenariul 1

De menționat este faptul că parcul fotovoltaic va putea debita în rețea puterea minimă dintre puterea instalată în panouri și puterea instalată în invertoare.

Astfel, se consideră: $P_{\text{parc fotovoltaic}} = \min(P_{\text{panouri fv}}, P_{\text{invertoare}}) = 3.6 \text{ MW}$

Valorile sunt determinate pe baza datelor statistice meteorologice zonale și modelelor matematice specifice și pot varia în funcție de condițiile meteorologice. Modelul de evaluare al producției de energie electrică solară PVGYS ține cont de foarte mulți factori de geometrie a traiectoriei solare, a reliefului locației și factori meteorologici ca acoperirea cu nori, albedo, atenuarea radiației solare la traversarea atmosferei (linke turbidity).

Rezultatele simulării producției estimate a sistemului PVGYS sunt cuprinse în figura de mai jos.

Principalele caracteristici ale centralei fotovoltaice în scenariul 1:

Putere maximă debitată de panourile fotovoltaice (curent continuu) = 5,631.55 MWC.C

Putere instalată invertoare de putere (curent alternativ) = 3.6 MW

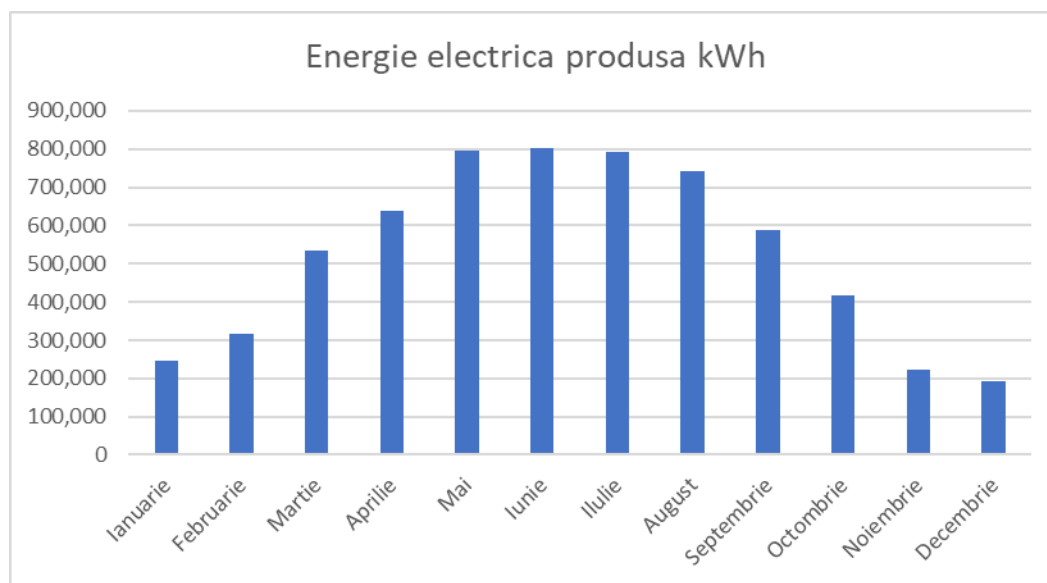
Energie electrică produsă anual în medie pentru 20 de ani : 112,630.92 MWh

Productia de energie a centralei fotovoltaice din scenariul 1 simulata cu scenariul 1 ajutorul PVGYS este prezentata în tabelul de mai jos:

Luna	Energie electrica produsa kWh
Ianuarie	231,052
Februarie	298,203
Martie	504,489
Aprilie	602,928
Mai	749,779
Iunie	757,429
Iulie	747,216
August	698,931
Septembrie	555,355
Octombrie	394,607
Noiembrie	208,626
Decembrie	182,858
Total	5,931,473

Tabel 1 -Productia de energie a parcului fotovoltaic din scenariul 1

Graficul producției de energie a centralei fotovoltaice din scenariul 1 este prezentată în următoarea figură:



Graficul producției de energie a parcului fotovoltaic din scenariul 1

În vederea cuantificării degradării în durata de analiză a sistemului PV, a fost realizată și prognoza anuală a producției de energie electrică, pe întreaga durată de analiză (20 de ani). Rezultatele sunt prezentate, sintetic, în tabelul de mai jos.

În general producția de energie electrică scade cu maxim 2% în primul an, pentru ca din anul doi, scăderea să fie de tip liniar, în valoare de 0,55%/an. Aceste elemente sunt specificate de producători panourilor fotovoltaice în fișele tehnice. Astăzi majoritatea producătorilor de panouri fotovoltaice garantează o scădere de cca. 16% a randamentului panourilor în 25 de ani. Pornind de la aceste date, am calculat producția sistemului fotovoltaic, datele fiind cuprinse în figura de mai jos.

Producția Sistemului PV monocristalin pe durata de studiu (cu considerarea degradării modulelor PV)

an de functionare	Productia de energie electrcia (kWh)
an 1	5,931,473
an 2	5,898,850
an 3	5,866,406
an 4	5,834,141
an 5	5,802,053
an 6	5,770,142
an 7	5,738,406
an 8	5,706,845
an 9	5,675,457
an 10	5,644,242
an 11	5,613,199
an 12	5,582,326
an 13	5,551,624
an 14	5,521,090
an 15	5,490,724
an 16	5,460,525
an 17	5,430,492
an 18	5,400,624
an 19	5,370,921
an 20	5,341,381
total	112,630,919

Tabel 2 - Producția Sparcului fotovoltaic pe durata de studiu (cu considerarea degradării modulelor PV)

Indicatorii urmăriți prin proiect conform Scenariul 1 vor consta în:

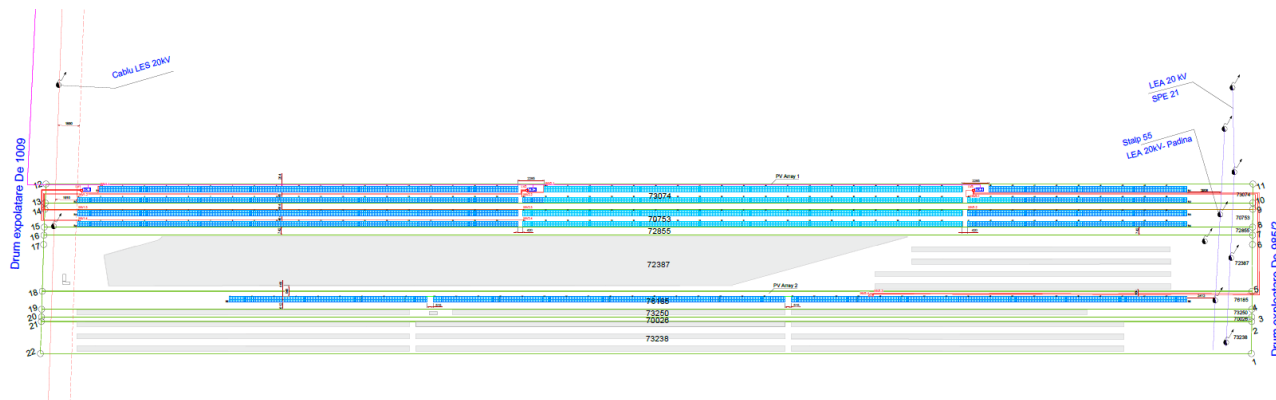
ID	Indicatori obligatorii la nivel de proiect	scenariul 1	Unitate de măsură
Indicatorul I.1	Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile eolian, solar sau hidro	3.60	MW
Indicatorul I.2	Reducerea gazelor cu efect de seră: Scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră	3,445.94	Echivalent tone de CO2/an
Indicatorul I.3	Producția medie de energie din surse regenerabile	5,631.55	MWh/an
Indicatorul I.4	Producția totală de energie din surse regenerabile pentru perioada de referință	112,630.92	MWh
Indicatorul I.5	Factorul de capacitate al centralei	17.86%	%

Scenariul 2

Avand in vedere particularitatile terenului si orinatarea acestuia soluția aleasă pentru instalarea modulelor fotovoltaice permite montarea panourilor fotovoltaice. Am dimensionat parcul fotovoltaic, considerand ca se vor instala panouri monocristaline de 695W. Din analiza realizata, pentru instalarea de panouri de 695W, rezulta un numar de 6720 de panouri monocristaline de 695W

Date tehnice:

- Puterea instalata (in panouri fotovoltaice) a CEF $P_i = 4.6704 \text{ MW}$
- Puterea instalata (in invertoare) a CEF $P_i = 3.6 \text{ MW}$
- Panouri fotovoltaice monocristaline de 695W – 6720 buc $\Rightarrow 695W \times 6720 \text{ buc} = 4670.4 \text{ kWp}$. adica 4.6704 MW
- Invertore de putere 300kW - 12 buc $\Rightarrow 300 \text{ kW} \times 12 \text{ buc} = 3600 \text{ kW}$ putere in invertore, adica 3.6 MW
- Sistem de fixare – trackere cu o singura axa
- Sistem de stocare 400kW/1.016MWh (1 MWh – capacitate de stocare)



Descriere scenariu 2:

Parcul fotovoltaic imensionată va fi amplasată pe terenul beneficiarului investiției și racordat la SEN. Instalația solară fotovoltaică proiectată conține toate instalațiile necesare producerii de energie electrică, începând de la sursele de energie electrică, cablurile necesare cu traseele aferente, inclusiv rețea electrică de joasă tensiune și instalația de legare la pământ.

Panourile fotovoltaice cu putere nominală de 695 Wp vor fi instalate prin intermediul Sistemului de fixare – trackere cu o singura axa. Pentru conversia curentului continuu in curent alternativ, se utilizeaza 12 invertoare care preiau legaturile realizate cu ajutorul tablourilor, iar energia obtinuta este transmisa catre cele 3 posturi de transformare care au rolul de a ridica tensiunea invertoarelor 800 V (JT) la 20 kV.

Cablurile de curent transporta capacitatea de energie produsa de la cele doua posturi de transformare 20/0.8 kV, 2x1600 kVA in anvelopa de beton, cu acces si manevre din interior, echipate cu celule M.T. compacte, 24kV, 630A, 16kA cu functii de line si trafo, catre punctul de conexiuni 20kV/110kV, pentru ca mai apoi energia sa fie injectata in retea.

Invertoarele de putere trifazate se vor instala fixate pe dale de beton, prin intermediul unei structuri metalice. Secundarele (tensiune alternativă) invertoarelor de putere trifazate unidirecționale se vor racorda în tablouri electrice de distribuție ale invertoarelor.

Panouri fotovoltaice:

Panourile fotovoltaice vor fi monocristaline de 695 W. Panourile se vor interconecta intre ele cu cablurile acestora, prevazute la capete cu conectori rapizi tip MC4/ T4 cu grad de rezistenta IP68. Panourile PV sunt prevazute cu diode bypass aflate in cutia de jonctiuni a modulului fotovoltaic pentru protectia impotriva efectelor produse de umbririle partiale si defectarea modului. In cazul in care producatorul nu furnizeaza pentru fiecare modul fotovoltaic cel putin o astfel de dioda,este necesara utilizarea unei diode, cu tensiunea nominala $U_{n\ DIODA} \geq U_{OC\ STC}$, iar curentul $I_{n\ DIODA} \geq I_{sc}$ la STC.



Caracteristicile tehnice nominale ale panourilor sunt prezentate, sintetic, în tabelul 1.

CARACETIRSTICĂ TEHNICĂ	VALOARE
Greutate	37.8 kg
Dimensiuni	2384 x 1303 x 33 mm
Categorie Putere Panou	675-695 Wp
Tip panou	TOPCon cells
Putere panou	695 Wp
Număr celule	132 [2 x (11 x 6)]
Grad de protecție	IP68 – 3 diode
Tensiune maxima (Vmp)	39.8 V
Curent de scurt circuit (Isc)	18.44 A
Curent maxim (Imp)	17.43A
Eficienta modul	22.40%
Tensiune maxima sistem	1500 V
Temperatura de operare	-40°C / +85°C
NMOT	45 ± 2°C
Garanție	12 ani
Eficiență	25 ani
Garanție folosință liniară	la 10 ani – peste 92% / la 20 ani – peste 86%

CONDITII STANDARD DE TESTARE (STC):	-radiație solară 1000 W/m²; -masa aerului AM 1,5; -temperatura celulei 25°C.
SPECIFICATII DE PERFORMANTA SI CONDITII PRIVIND SIGURANTA IN EXPLOATARE:	Se va asigura asistenta tehnica la montaj și PIF; Furnizorul va pune la dispoziția beneficiarului instrucțiuni de montaj, punere în funcțiune și exploatare
CONDITII PRIVIND CONFORMITATEA CU STANDARDE RELEVANTE	IEC 61215-1:2016 (Terrestrial PV modules - Design qualification and type approval) IEC 61730-1:2016 (Photovoltaic (PV) module safety qualification)

Tabel 1- caracteristici tehnice nominale ale panourilor fotovoltaice propuse

Randamentul minim trebuie să fie de minimum 20% pentru panourile monocristaline din siliciu;

Condițiile standard de testare (STC) trebuie să fie caracterizate de:

valoare standard a radiației solare de 1.000 W/m²;

Masa aerului (AM) de 1,5;

temperatura celulei PV de 25 °C.

Invertoare de putere

Invertoarele vor asigura preluarea energiei în curent continuu în intervalele de variație a tensiunii și a curentului de la ieșirea modulelor fotovoltaice (deoarece aceste mărimi variază permanent în funcție de condițiile meteorologice: nivelul radiației solare, temperatura ambiantă, viteza vântului etc.) și vor livra la ieșire o tensiune alternativă constantă. Invertoarele trebuie să respecte în funcționare condițiile tehnice impuse de rețeaua energetică națională și să asigure conversia c.c.-c.a. cu o eficiență sporită. Invertoarele vor fi montate în exterior, complet cablate și echipate, Invertoarele de putere unidirecțional trifazate sunt prevăzute cu două circuite redundante de protecție, conform normei VDE AR-N 4105, circuite ce conduc la deconectarea automată de la rețea a grupului generator fotovoltaic în cazurile de: lipsă tensiune rețea de distribuție; regim insularizat (protecție 81RL df/dt); depășirii parametrilor de tensiune și frecvență prestabiliți (protecție maximală de tensiune (59, U>, U>>), protecție

minimală de tensiune ($U_{\min}$, $U_{\min}$), protecție maximală de frecvență ($f_{\max}$, $f_{\max}$), protecție minimală de frecvență ($f_{\min}$, $f_{\min}$).

La nivelul invertorului de putere trifazat unidirecțional sunt integrate și următoarele funcții de protecție și comandă — control:

- ⇒ Funcție trecere peste defect la apariția golurilor și a variațiilor de tensiune
- ⇒ Funcție deconectare automată în regim insularizat;
- ⇒ Funcție injecție / absorbție putere reactivă la valoare de consimțământ a factorului de putere $\cos\phi_{\text{consimțământ}}$;
- ⇒ Funcție injecție / absorbție putere reactivă reactivă la valoare de consimțământ a puterii reactive $Q_{\text{consimțământ}}$;
- ⇒ Funcție reglaj automat factor de putere – putere activă $\cos\phi(P)$;
- ⇒ Funcție reglaj automat tensiune – putere reactivă $Q(U)$;
- ⇒ Funcție reglaj automat al puterii active în funcție de valoarea frecvenței $P(f)$.
- ⇒ Una sau mai multe trepte de conversie a puterii DC-la-AC, fiecare echipată cu un sistem de urmărire a punctelor de putere (MPPT). MPPT va varia tensiunea matricei DC pentru a maximiza producția în funcție de condițiile de funcționare.
- ⇒ Componente de protecție împotriva temperaturilor ridicate de lucru, supratensiune sau subtensiune, suprafrecvență sau sub-frecvențe, curent minim de funcționare, defectarea rețelei transformatorului, protecție anti-insulare, protecție împotriva golurilor de tensiune etc. În plus față de protecțiile pentru siguranța personalului personalului.

În figura alăturată este prezentat un invertor utilizat în mod obișnuit pentru instalațiile fotovoltaice la scară utilitară.



Fig.21 Exemplu de invertor

În cadrul proiectului tehnic se va stabili tipul invertoarelor precum și puterea nominală a acestora, astfel încât puterea totală în invertoare să fie de 3.6 MW. În scenariul propus am ales o configurație de 12 invertoare de 300kW, în total 3.6MW. Aceste invertoare vor fi instalate în CEF, astfel încât fiecare grup de invertoare să poată fi conectat pe partea de curent alternativ cu un tablou general de joasă tensiune. Alocarea panourilor pe invertoare se va face ulterior la faza Detalii de Executie, iar amplasarea acestora în câmp va fi realizată astfel încât distanțele de cabluri să fie cât mai scurte în vederea optimizării caderilor de tensiune pe cabluri.

Caracteristicile tehnice nominale ale invertorului trifazat 300 kW sse vor prezenta, sintetic în tabelul alăturat:

Caracteristica tehnica	Valoare/unitate de masura
Greutate	112 kg
Dimensiuni	1048 X 732 X 395 cm
Categorie Putere inverter	330 kW
Putere inverter	300 kW
Putere maximă inverter	330.0 kW peak
Randament maxim inverter	98.8% @480 V, 98.6% @380 V / 400 V
Eficiența europeană	98.6% @480 V, 98.4% @380 V / 400 V
Tip de unda inverter	unda sinusoidală pură
Faza inverter	Trifazat
Numar de MPPT	6
Tensiune de lucru MPPT	500 - 1500 V
Curent de intrare Max.	65 A
Tensiune de intrare Max.:	1500 V
Putere nominală de ieșire	330000 W
Curent de ieșire Max.	133.7 A @480 V, 160.4 A @400 V, 168.8 A @380 V
Distorsiune armonica totala	< 3 %
Grad de protecție	IP66
Garanție	5 ani
SPECIFICATII DE PERFORMANTA SI CONDITII PRIVIND SIGURANTA IN EXPLOATARE:	Se va asigura asistenta tehnica la montaj și PIF; Furnizorul va pune la dispoziția beneficiarului instrucțiuni de montaj, punere în funcțiune și exploatare în limba română
CONDITII PRIVIND CONFORMITATEA CU STANDARDE RELEVANTE:	Certificare EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068,
	IEC 61683, IEC 61727,
	IEC 62910 Echipamentele vor fi insotite de certificate de conformitate, garantie si vor avea marcaj CE.

Caracteristicile tehnice ale invertoarelor 300 kW

Sistem de stocare a energiei (BESS)

Stocarea energiei solare în baterii este un proces complex, dar esențial pentru eficiența sistemelor fotovoltaice. Iată etapele principale implicate în acest proces:

- Colectarea energiei solare: Panourile solare convertește lumina solară în energie electrică continuă, care este apoi direcționată către un regulator de încărcare. Acesta se asigură că energia solară produsă este optim încărcată și direcționată către baterii.
- Reglarea și încărcarea bateriilor: Regulatorul de încărcare controlează fluxul de energie către baterii, menținându-le la nivelul optim de încărcare pentru a prelungi durata de viață a acestora. Acesta previne supraîncărcarea sau descărcarea excesivă a bateriilor.
- Conversia și stocarea: Energia electrică produsă de panourile solare este transformată în curent continuu, care este apoi stocat în bateriile dedicate. Bateriile convertește energia electrică într-o formă chimică stocată pentru a fi utilizată ulterior.
- Furnizarea energiei când este necesar: Atunci când cererea de energie crește sau când nu există suficientă lumină solară disponibilă, bateriile furnizează energie electrică pentru a alimenta dispozitivele sau echipamentele conectate la sistemul fotovoltaic.
- Monitorizare și optimizare: Sistemele moderne de stocare a energiei solare includ tehnologii de monitorizare și control care urmăresc nivelul de încărcare al bateriilor, consumul de energie și prezența luminii solare, pentru a optimiza utilizarea energiei stocate și a asigura funcționarea eficientă a întregului sistem.

Stocarea energiei solare în baterii este esențială pentru asigurarea unei surse constante de energie, indiferent de condițiile meteorologice sau de momentul zilei.

Se va utiliza o un sistem de stocare a energiei cu capacitatea nominală de încărcare/descărcare de 1 MWh, containerizat cu un sistem de conversie a energiei (PCS – invertor) cu o putere totală de 400 kW.

Bateria de stocare a energiei va fi conectată prin 2 circuite electrice, cu 2 PCS-uri de câte 200kW.

Puterea unui circuit este de 200kW, protejat de un intreruptor automat tripolar de 250A, 800Vc.a. pentru preluare energie electrice de la BESS.

Descriere container baterii

Sistemul de baterii ESS adoptă un design modular și constă din cabina bateriei, cabina controlerului Smart Rack și cabina unității de control. Acesta integrează bateriile cu fosfat de litiu-fier și rafturile bateriilor, un sistem de gestionare a bateriei (BMS), sistemul de încălzire, ventilație și aer condiționat (HVAC), sistemul de iluminare, sistemul de detectare a incendiilor și sistemul automat de stingere a incendiilor, sistemul de securitate și sistemul de urgență, dispozitivele de protecție la supratensiune (SPD), dispozitivele de protecție la împământare și dispozitivele de detectare a defecțiunilor de împământare. În container bateriile sunt aranjate în module și rackuri (stringuri) pentru a forma un sistem integrat și eficient. Se conectează în serie și/sau paralel pentru a atinge capacitatea și tensiune necesare. Configurația în serie mărește tensiunea totală, în timp ce configurația în paralel mărește capacitatea totală. În interiorul containerului, bateriile sunt configurate într-un sistem de rack, fiecare rack conținând mai multe pachete de baterii. Pachetele de baterii folosesc celule de baterie LiFePO₄ (Lithium Iron Phosphat), cunoscute pentru siguranța, durata de viață lungă și stabilitatea termică. Fiecare acumulator conține mai multe celule conectate în serie și paralel pentru a obține tensiunea și capacitatea dorite. Dimensiunea obișnuită a pachetului este de aproximativ 21,5 kWh. Pentru a atinge capacitatea totală de 1000 kWh sunt utilizate 48 de pachete de baterii, fiecare rack conținând 3 pachete. Rack-urile sunt conectate în paralel la o magistrală DC de înaltă tensiune (de obicei 768 VDC) pentru a permite o conversie eficientă a puterii. Prin proiectul tehnic se va stabili configurația exactă: rackuri, pachete, baterii, astfel încât capacitatea în MWh a containerului să fie cea stabilită în cadrul prezentului studiu de fezabilitate.



Fig: container de stocare a energiei – pentru referință

Caracteristica tehnica	Valoare/unitate de masura
Tip de celulă	LFP 280Ah
Capacitatea bateriei	1016 kWh
Tensiune nominală DC	1250 V
Tensiune maximă DC	1500 V
Interfețele de comunicare ale BMS-ului	RS485,internet
Protocoalele de comunicare ale BMS-ului	Modbus RTU, Modbus TCP
Dimensiuni unitate baterie	6,058 x 2,896 x 2,438 mm
Greutate unitate baterie	43.5T 95,901.1 lbs
Grad de protecție	IP54
Interval de temperatură de operare	-30 to 50
Interfețe de comunicație	RS485, Ethernet

Fig: Fisa tehnica container baterii

Conectarea sistemului de stocare 400KW/1 MWh se va realiza in curent alternativ (AC), conform schemei alaturate:

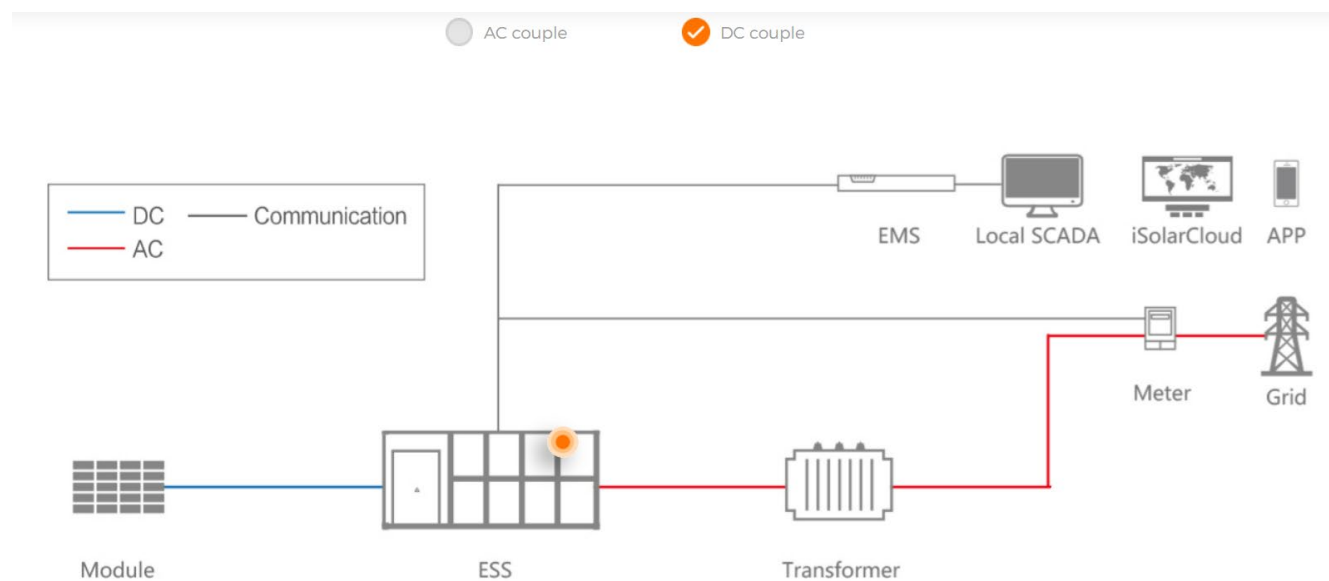




Fig. Invertor PCS - pentru referinta

Caracteristica tehnica	Valoare/unitate de masura
Intrare DC	
Max. Tensiune de intrare PV	1500 V
Min. Tensiune de intrare PV / Tensiune de pornire a intrării	875 V / 915 V
Interval de tensiune MPP	875 – 1300 V
Max. Curent de intrare PV	207.6 A
Iesire AC	
Putere de ieșire AC	200000W @ 40 °C - 200kW
Max. Curent de ieșire al invertorului	3308 A
Interval de tensiune AC	20 kV – 35 kV
Frecvența nominală a rețelei	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
Faze de alimentare	3 / 3-PE
Eficiența maximă a invertorului	99.00%
Eficiența euro a invertorului	98.70%
Tensiune LV/MC	0.8 kV / (20 – 35) kV
Dimensiuni	875* 820 * 365 mm
Greutate	95kg
Factor protectie	IP56

Fig: Fisa tehnica PCS 200kW

Tablouri electrice

Tablourile de distribuție ale invertoarelor (TD.INV) au grad de protecție min. IP54 și cuprind:

- aparatele de comutație aferente circuitelor invertoarelor de putere trifazate unidirecționale, cu rol de protecție la suprasarcină și scurtcircuit.
- aparat de comutație protecție circuit general instalație electrică fotovoltaică cu rol de protecție la suprasarcină și scurtcircuit și separare vizibilă.

Tablourile electrice generale TG.CEF cuprind:

- aparatele de comutație tablourilor de distribuție ale invertoarelor, cu rol de protecție la suprasarcină și scurtcircuit.
- aparat de comutație protecție circuit general instalație electrică fotovoltaică cu rol de protecție la suprasarcină și scurtcircuit și separare vizibilă.

Fiecare tablou electric general va conține cel puțin un întreruptor general, plecări cu siguranțe fuzibile, circuite dedicate pentru fiecare inverter; Tabloul de racord va fi prevăzut pe lângă partea de forță și protecțiile aferente și automatizarea care controlează invertoarele.

Rețele de cabluri electrice

Scopul la calcularea caracteristicilor cablajului electric este de a minimiza lungimile și secțiunile cablului. Secțiunile sunt selectate conform IEC 60364-5-52 și IEC 60502-2 standarde. La selectarea unei secțiuni transversale a cablului, au fost luate în considerare capacitatea de încărcare a curentului, căderea de tensiune și curentul de scurtcircuit. Căderea maximă de tensiune permisă a fost de 1,5% pentru partea de curent continuu și de 0,5% pentru cablurile de curent alternativ ale rețelei MT. Un rezumat al secțiunilor de cablu selectate și al metodei lor de instalare este prezentat în tabelul alăturat. Cablu solar de 6mm și de 10 mm

Analiza scenariilor propuse s-a realizat ținând cont de varianta tehnologică de montaj (care implică lucrări diferite de construcții), de diferența de energie produsă în cele două configurații, de costurile specifice necesare și de reducerea de emisii de GES aferentă fiecărui scenariu.

Traseele de cabluri curent continuu.

Modulele vor fi interconectate prin cablurile speciale furnizate de producător (2 pentru fiecare modul, de circa 0.5-1,4m). În cazul depășirii distanței de interconectare de 2 m, modulele se pot interconecta cu un cablu ce se poate confecționa pe șantier, de lungimea necesară. Este necesar să se

prevădă de la faza de aprovizionare un număr acoperitor de conectori tip MC4 și conductor monofilar izolat cu aceleași caracteristici cu ale cablurilor de interconectare standard.

Cablurile cu conectori MC4/T4, utilizate pentru conectare a string-ului la cutia de joncțiuni a invertorului fotovoltaic, vor fi confecționate pe șantier.

Este recomandată folosirea codului de culori pentru cablu, astfel se recomandă folosirea cablului roșu pentru polaritatea pozitivă și negru pentru cea negativă.

Cablurile DC vor fi pozate pe profilele suportului. Se vor evita pe cât posibil contactele directe între două cabluri de conexiune, pozarea acestora realizându-se în paralel. În zonele expuse la riscul de deteriorare a cablului acesta se va proteja cu tub PVC gofrat.

Traseele de cabluri de curent alternativ.

Cablurile pentru AC se vor alege conform normativelor și se va ține seama de specificațiile producătorului de invertoare. Cablurile AC se vor poza prin paturi de cabluri tip jgheab metalic sau prin pamant (LES), prin tub PVC flexibil gofrat. Cablurile care se vor folosi la exterior și care nu se vor proteja în pat metalic vor fi cu manta metalică de protecție, cu respectarea prevederilor normativului NTE 007/08/00. Toate cablurile vor fi dimensionate conform NTE 007/08/00, luându-se în considerare factorii de corecție în funcție de condițiile de pozare (temperatura ambiantă, condiții de scurtcircuit, căderi de tensiune, etc.).

Instalația electrică de curenți slabi

Se va asigura monitorizarea de la distanță a funcționării invertoarelor de putere instalate prin intermediul unei instalații electrice de curenți. Monitorizare de la distanță se va realiza prin intermediul unei rețele Ethernet pentru care se vor utiliza cabluri de date F/UTP Cat.5e, 4x2xAWG24, PE de exterior, conectori RJ45 STP cat5E cu manșon, interfețele de comunicație Ethernet disponibile în cadrul invertoarelor de putere și un switch Ethernet, cu conexiune locală la internet, conform figurii 22



Figura 22- Schemă de principiu instalație monitorizarea de la distanță invertoare de putere

Monitorizarea producției de energie electrică și funcționarea centralei electrice fotovoltaice se va face cu ajutorul unui data logger.

Instalația de legare la priza de pamant și paratrâznet

Se va măsura priza de pamant existentă iar dacă valoarea prizei de pamant depășește valoarea de 1 ohm se va îmbunătăți. Un cablu de împământare de 35 mm² este utilizat pentru șanțurile de joasă și medie tensiune, în timp ce un cablu de împământare de 50 mm² este utilizat în cazul centralelor electrice.

Realizarea protecției împotriva tensiunii de atingere și pas se realizează conform I.RE-IP 30-04, cu o instalație de legare la pamant, racordată la priza de pamant existentă a cărei rezistență de dispersie nu va depăși maxim 1 ohm și $U_a = U_{pas}$ de maxim 120 V.

Pentru respectarea limitelor maxime admise de STAS 2612-87 și STAS 12604/4-89, cu privire la tensiunile de atingere și de pas, se vor lua următoarele măsuri:

- părțile metalice care în mod normal nu sunt sub tensiune, dar care pot ajunge accidental sub tensiune (structura de susținere a panourilor, panouri solare, jgheburile metalice, învertoare, carcasa metalică a învertoarelor, carcasa metalică a cutiilor de distribuție, transformatorul de putere, armaturile cablurilor, părțile metalice ale structurii de susținere a învertoarelor și ale clădirilor, etc.), se vor lega obligatoriu la priza de pamant.
- se va realiza egalizarea potențialului între structurile de susținere a modulelor, conductorii de egalizare a potențialului se vor poziționa strâns și paralel față de cablurile DC.
- structurile de susținere a modulelor se vor lega la priza de pamant existentă prin intermediul conductoarele de coborâre aferente instalației de paratrâznet
- instalația de legare la pamant trebuie să ofere protecție împotriva atingerilor periculoase (asigurarea unor tensiuni de atingere corespunzătoare) și o tensiune de pas conforma normelor în vigoare. Instalația de legare la pământ va avea o rezistență $< 1 \Omega$.

Instalația de protecție împotriva trăsnetelor

Instalația de paratrâznet va fi formată dintr-un paratrâznet cu dispozitiv de amorsare montat pe un catarg în interiorul parcului fotovoltaic astfel încât raza de protecție calculată să asigure protejarea întregului parc, conductoare de coborâre și sistemul de legare la pământ.

Atenție! Nu se va întrerupe legătura paratrâznetului cu pamantul!

Verificarea secțiunii alese la caderea de tensiune

Pentru determinarea pierderilor de tensiune în conductor se vor folosi specificațiile producătorului de Invertoare. Caderea de tensiune trebuie să fie mai mică de 5% pe circuitul de racordare al centralei fotovoltaice. Pentru caderile de tensiune în cablul DC calculul este identic și se ia în considerare tensiunea stringurilor între plus și minus. Conform reglementărilor din domeniu, cablul fotovoltaic este de 4mm² și de 6mm². Se recomandă utilizarea cablului de 6mm² pentru a minimiza pierderile de energie în cablu.

Reglaje pentru protecții

Protecțiile se vor face cu siguranțe fuzibile și întrerupătoare automate cu protecții. Se va ține cont la alegerea protecțiilor de specificațiile producătorului de inverter și se va verifica cu condițiile următoare: Curentul $I_{ac\ max}$ setat pe întrerupătorul automat trebuie să fie mai mic decât curentul maxim admisibil în circuitul care trebuie protejat. $I_{ac\ max} < I_{max\ adm}$.

Pentru întrerupătoarele automate cu protecții se va întocmi buletine de reglaj care se vor atașa la dosarul de utilizare al OD. Prin măsuri de protecție se înțeleg toate măsurile la linia electrică de energie, pentru funcționarea atât în regim normal cât și în regim de avarie, în condițiile impuse de normativ. Prin măsuri de siguranță se înțeleg toate măsurile ce se iau atât la linia electrică cât și la elementele învecinate, pentru protejarea pe de o parte a liniei împotriva factorilor perturbatori iar pe de altă parte protejarea instalațiilor, construcțiilor situate în vecinătatea liniei electrice precum și a oamenilor și animalelor care pot veni în contact cu părțile puse în mod accidental sub tensiune.

Structura de fixare a panourilor

Montarea panourilor fotovoltaice pe un suport metalic reglabil după o axă, în funcție de sezon. Acest sistem permite o adaptare a unghiului de înclinare în funcție de anotimp și implicit de radiația solară ce se exercită asupra panourilor, cu scopul de a crește producția de energie a parcului fotovoltaic. Acest reglaj se va executa manual, o dată pe an, astfel că în perioada aprilie-septembrie panourile vor fi înclinate la 20 de grade, pe când în perioada octombrie-martie vor fi aduse la un unghi de 50 de grade.

Conform studiilor realizate în domeniu și analizelor efectuate, producția de energie rezultată în urma folosirii unui astfel de sistem poate crește cu 6 % comparativ cu un sistem identic montat pe structură fixă (<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/epdf/10.1002/pip.3458>).

Suportul întregului câmp fotovoltaic este astfel proiectat încât poate fi adaptat la un număr diferit de module fotovoltaice și este parțial demontabil. Structura nou formată se va fixa pe sol. Calculele de

rezistența a structurii la: vânt, zăpadă și alți factori externi, sunt puse la dispoziție de către producătorul de structură.

Modulele fotovoltaice vor fi fixate pe ramele speciale ale structurii prin cleme furnizate de producătorul întregii structuri.

Fixarea structurii metalice se face prin introducerea stălpilor de susținere aproximativ 2 m în sol

Suportul proiectat pentru un rând/arie de module PV, este adaptat dimensiunilor panourilor fotovoltaice și livrat de către producător ca utilaj.

În proiectarea suportului pentru modulele fotovoltaice folosite în aplicație se vor lua în considerare:

- dimensiunile modulelor fotovoltaice
- modul de interconectare,
- evaluarea încărcărilor la acțiunea vântului conform codului de proiectare CR-1-1-4/2012;
- dimensiunile și încărcările provenite din zăpadă CR-1-1-3/2012;

Structura suportului trebuie să răspundă la următoarele cerințe principale:

- să reziste la efectele tuturor acțiunilor în timpul execuției și exploatării și să aibă o durabilitate corespunzătoare;
- să nu fie grav avariata sau distrusă de evenimente ca explozii, socuri, seism sau consecințe ale erorilor umane.

În acest sens, s-au avut în vedere următoarele:

- eliminarea, evitarea sau reducerea degradărilor potențiale la care poate fi expusă construcția;
- alegerea unui tip de structură puțin sensibilă la pericole potențiale;
- adoptarea unor legături adecvate între elementele structurii
- simplitatea execuției structurii suportului
- posibilitatea reglării la fața locului a suportului pentru obținerea unor distanțe variabile.

Sistemul de fixare propus se prezintă în figura alăturată.

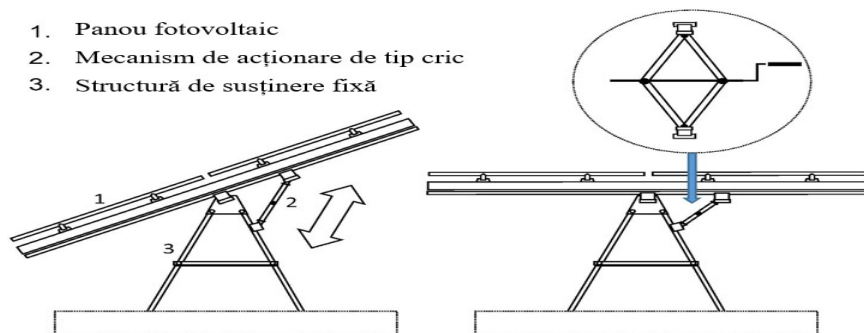
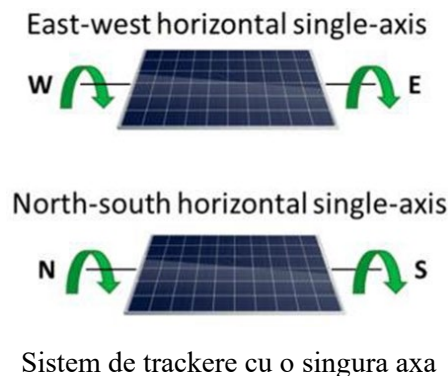


Figura.23 Structura de montaj cu trackere

Sistemele cu orientare după soare au capacitatea mecanică de a-și modifica orientarea de-a lungul zilei și de la anotimp la anotimp astfel încât radiația solară incidentă să formeze, ideal, în orice moment un unghi de 90° cu planul modulelor. Cu aceste sisteme se crește producția de electricitate în raport cu sistemele staționare cu până la 10% în lunile de iarnă și cu până la 30- 40% în lunile de vară. O altă calitate foarte importantă a trackerelor solare este că energia electrică produsă este aproape constantă din punct de vedere a fluctuațiilor datorate schimbării poziției soarelui pe parcursul zilei.

Există foarte multe tipuri de sisteme cu orientare după soare. Fiecare tip are o anumită particularitate care să îl facă să producă mai multă energie cu costuri mai mici.

Trackere cu orientare după o singură axă au o pot avea un grad de libertate după diferite direcții, urmărind soarele de când răsare și până apune ca în figura alăturată:



La elaborarea documentației pentru realizarea structurii de prindere a apnourilor fotovoltaice se vor utiliza normativele și STAS - urile în vigoare:

CR 1-1-3-2012 – Cod de proiectare. Evaluarea acțiunii zăpezii asupra construcțiilor;
CR 1-1-4-2012 – Cod de proiectare. Evaluarea acțiunii vântului asupra construcțiilor;
P100-1/2013 – Cod de proiectare seismică – partea I – Prevederi de proiectare pentru clădiri;
SREN 1999-1-1 – Eurocod 9:Proiectarea structurilor de aluminiu. Partea 1-1:Reguli generale
NP040-2002 - Normativ privind proiectarea, execuția și exploatarea hidroizolațiilor la clădiri
C16-1984 - Normativ pentru realizarea pe timp friguros a lucrărilor de construcții și instalații;
C37-88 – Normativ pentru alcătuirea și executarea învelitorilor la construcții;
C56-85 – Normativ pentru verificarea calității și recepția lucrărilor de construcții și instalații;

Transformatorul de putere ridică tensiunea ieșirii AC a invertorului pentru a realiza o transmisie cu eficiență mai mare în liniile electrice ale centralei fotovoltaice. Un exemplu de transformator de putere este prezentat în figura 24



Figura.24 Exemplu de transformator de putere

Principalele caracteristici ale transformatorului de putere sunt prezentate în tabelul alăturat

Caracteristicile transformatorului de putere	
Putere nominală	1600 kVA
Raport tensiune	0,8/20,0kV
Sistem de răcire	ONAN
Schimbător de robinete	2.5%, 5, 7.5%, 10%
Scurtcircuit (X_{cc})	0.08

Caracteristicile transformatoarelor de putere

Post de transformare

Postul de transformare pot fi ca si solutie constructive in anvelopa sau containere. Tensiunea energiei colectate din instalatia fotovoltaica este crescută la un nivel mai ridicat pentru a facilita evacuarea energiei generate.



Fig.25 Exemplu de post de transformare

Postul de transformare trebuie să fie alimentat cu comutatoare de medie tensiune care includ o unitate de protecție a transformatorului, o unitate de alimentare directă de intrare, o unitate de alimentare directă și tablouri electrice.

Conexiunile seriilor de module fotovoltaice la primarul (tensiune continuă) invertoarelor de putere trifazate unidirecționale se realizează la tensiune continuă prin pozarea în pământ a cablurilor. Conexiunile cablurilor se vor realiza utilizând conectorii incluși în furnitura echipamentului. Secundarul (tensiune alternativă) invertoarelor de putere trifazate unidirecționale se vor racorda în tabloul TD-AC aferent instalației solare fotovoltaice prin instalarea în pământ a cablurilor de energie AC. Cablurile de energie AC se vor instala în pământ până la tabloul de distribuție invertoare și de acolo către postul de transformare.

Postul vor fi conceput și proiectat pentru a fi ușor transportabile la locul de instalare, punerea în funcțiune făcându-se într-un timp foarte scurt și cu costuri minime. Practic instalarea va fi redusă la amenajarea terenului, racordarea cablurilor și a prizei de pământ. Se vor instala un număr de 3 posturi de transformare 20/0.8 kV, 2x1600 kVA, în anvelopa de beton, cu acces și manevre din interior, echipate cu celule M.T. compacte, 24kV, 630A, 16kA cu funcții de line și trafo.

Racord electric al parcului fotovoltaic

Lucrări pentru realizarea instalației de racordare: în Stația electrică de transformare 110/20kV Jugureanu se propune:

Celula noua nr. 22 de 20 kV pentru LES 20 kV va fi de tip inchis, simplu sistem de bare, cu izolatie in aer, similara cu cele

existente in Statia Jugureanu 110/20kV si este echipata cu urmatoarele elemente:

-1 buc. intreruptor debrosabil cu stingerea arcului electric in vid 24 kV, 630 A, 16 kA, 49 kAmax, 3 buc.

transformatoare de

curent 24 kV 150/5/5/5/5 A -clasa de precizie 0,2 S;

- 3 buc. transformatoare de tensiune 24 kV 20000:√3//100:√3/100:3 V, clasa de precizie 0,2 -masura, 3P-

protectie, inclusi in noua

celula;

-1 buc. separator de legare la pamant 24 kV, 40 kAmax

-1 buc. terminal numeric de protectie cu 2 porturi redundante pentru IEC 61850 prin FO;

-1 buc. contor electronic de energie electrica activa si reactiva, cu dublu sens, cu inregistrarea curbei de sarcina, cu 3 echipaje de

masurare, clasa de precizie 0,2S si sistem de telegestiune (cu integrare in sistemul de telegestiune existent la SDEE Braila).

-1 buc. un analizor al calitatii energiei electrice livrate in SEN pentru monitorizarea parametrilor de calitate ai energiei electrice

produse, de clasa A, conform standardelor IEC 61004-30 si SR EN 50160, compatibil cu sistemul de monitorizare a energiei

electrice existent la Distribuție Energie Electrică Romania, sucursala Braila, montat in celula proiectata.

Analizorul va fi in

varianta cu display (LCD),se va monta pe infasurarea de masurare TC-urilor si TT-urilor si se va integra in sistemul de

monitorizare a parametrilor de calitate a energiei electrice existent la Distribuție Energie Electrică Romania, sucursala Braila.

Analizatorul se alimenteaza la tensiunea operativa a statiei; Se va integra in circuitele secundare (blocaje, semnalizari, etc.) si de

automatizare existente in statia de transformare 110/20 kV Jugureanu, celula 20 kV noua;

- Celula 20 kV proiectata se va lega la instalatia de legare la pamant existenta in sala de conexiuni 20 kV a statiei de

transformare 110/20 kV Jugureanu.

Sistemul SCADA din statia de transformare Jugureanu se compune din:

-Dulap SCADA 19" 42 U (rack); 2000/80/80 cu acces fata/spate, montat in camera de comanda o statiei, compus din:

-calculator Industrial SCADA cu licente IEC 61850, DNP3, Modbus TCP, IEC 60870- 5-104, cu licenta SCADA minim 15000 data

points;

-switch Industrial minim 4 F0/8Rj45 compatibil IEC 61850;

-sistem sincronizare timp (NTP);

-HMI Administrare format din PC/monitor 19"/ tastatura/Mouse rack-abile montate in dulapul SCADA;

-Invertor (3 module 750 VA) cu monitorizare WEB/SNMP cu software inclus;

-Sistem HMI Exploatare format din PC/monitor 19"/ tastatura/Mouse, cu rezerva de alimentare, montate in camera de comanda

a statiei pe pupitrul de exploatare;

-se va realiza schema sinoptica statie cu celulele modernizate de racord CEF active, conform strategiei SCADA-EDMN;

-se va realiza integrarea noului utilizator in sistemul central dispecer conform strategiei D.E.E.R.

c') Lucrari pentru realizarea instalatiei de utilizare: -Pozare LES 20 kV, cu cabluri de 20 kV, tip A2XS(F)2Y 3x(1 x185/25 mmp) pe un

traseu in lungime de cca. 3.750 km. Traseul LES 20 kV va fi - de la statia de transformare Jugureanu, de-a lungul drumurilor de

exploatare din zona;

-Montare post de transformare PT (PC) echipat cu: 3 buc. transformatoare de putere cu $S_n T = 1600 \text{ kVA}$, 0,8/20kV; o celula de linie 20

k V, echipata cu intrerupator cu comutatie in vid de 24 kV, 630 A, 25 kA; separator tripolar 24 kV, 630 A cu CLP; releu de protectie;

trei celule de protectie transformator, echipate cu intrerupator cu comutatie in vid de 24 kV, 630 A, 25 kA, separator tripolar 24 kV,

630 A cu CLP; transformatoare de curent 50/5/5 A; 3 buc. tablouri JT;

-postul de transformare este prevazut cu un pas celular liber.

-Instalatia electrica de utilizare a centralei fotovoltaice;

-Serviciile interne ale CEF Ulmu 2-3,6MW vor fi asigurate astfel:

-o alimentare dintr-un Grup Electrogen (GE) 0,4 kV / 25 kVA;

-o alimentare realizata cu un circuit de joasa tensiune cu plecare din CD 1-2 a PTA 20/0,4kV 63kVA-existent apartinand Unirea Green

Energy si care se afla in proximitatea CEF Ulmu 2 – 3,6MW;

Pentru aceasta cale de alimentare, la cererea Utilizatorului/Beneficiarului se va actualiza ATR-ul de consumator Unirea Green Energy

ATR nr. 30201311808/13.06.2013;

Se va realiza o instalatie de compensare a puterii reactive (dimensionarea acestei instalatii se va realiza in etapele de proiectare urmatoare).

d) Lucrări ce trebuie efectuate pentru întărirea rețelei electrice existente deținute de operatorul de rețea, în amonte de punctul de racordare,

pentru crearea condițiilor tehnice necesare racordării utilizatorului, defalcate conform urmatoarelor categorii:

i. Lucrări de întărire determinate de necesitatea asigurării condițiilor tehnice în vederea consumului puterii aprobate exclusiv pentru

locul de consum în cauza: -Intariri specifice in statia 110/20kV Jugureanu:

Amplificare transformator T1 de la 10 MVA la 16 MVA, inclusiv elementele de legatura cu bara de 20 kV, transformatoare de curent, dulapuri de protectii.

ii. Lucrări de întărire pentru crearea condițiilor tehnice necesare racordării mai multor locuri de consum / de consum și de producere: -

Intariri pentru N-1 elemente in functiune:

- Intariri in RET:

-Montare AT nou in Statia Lacul Sarat

-Intariri in RED :

-LEA 110 kV Lacu Sarat – Gropeni – 20,06 km

-LEA 110 kV Lacu Sarat – Insuratei – 49,02 km

-LEA 110 kV Cuza Voda – Gropeni- 21,36 km

-LEA 110 kV Urleasa - Bordei V – 13,37 km

-LEA 110 kV Baraganu - Gura Ial- 27,655 km

-LEA 110 kV Bordei V – Ianca – 12,87 km

-LEA 110 kV Urleasca- Lacu Sarat – 26,063 km

-LEA 110 kV Ianca- Faurei -18,89 km

-LEA 110 kV Dudești – Baraganu – 16,226 km

Lungimea totală a liniilor de reconducătorat : 205,5 km.

e) Punctul de măsurare este stabilit la nivelul de tensiune 20 KV

f) Măsurarea energiei electrice se realizează prin grup de măsurare indirectă format din:

-1 buc. contor electronic de energie electrică activă și reactivă, cu dublu sens, cu înregistrarea curbei de sarcină, cu 3 echipaje de

măsurare, clasa de precizie 0,2S și sistem de telegestiune (cu integrare în sistemul de telegestiune existent la SDEE Braila).

-3 buc. transformatoare de curent 24 kV 150//5/5/5/5 A - clasa de precizie 0,2 S;

-3 buc. transformatoare de tensiune 24 kV 20000:√3/100:√3/100:3 V, clasa de precizie 0,2 -măsură, 3P-protecție;

Grupul de măsurare cu toate echipamentele sale se va securiza și sigila prin grija SDEE Braila.

g) Punctul de delimitare a instalațiilor este stabilit la nivelul de tensiune 20 kV, la la papucii cablului LES 20kV proiectat, racordat în

celula nouă din Stația electrică de transformare 110/20 kV Jugureanu.

g1) punctul de interfață (punctul de racordare a instalațiilor de producere a energiei electrice la instalația de utilizare a locului de

producere/locului de consum și de producere) este stabilit la nivelul de tensiune 0.4 kV, la/în/pe TDRI 0,4 kV PT CEF;

h) punctul comun de cuplare este stabilit la nivelul de tensiune 20 kV, la/în/pe bara 20 kV din stația de transformare 110/20 kV Jugureanu.

Principalele lucrări care urmează să fie efectuate în vederea realizării construcției sunt:

Amenajare teren:

Curățarea totală a terenului, iar acest lucru presupune înlăturarea crengilor, buturugilor, pietrelor, ierbii, sau orice alt lucru care nu permite ca pământul să fie gol;

stratului vegetal pe traseul proiectat al drumurilor și al posturilor de transformare;

Pământul care rezultă după înlăturarea acestui strat este necesar să fie depozitat în afara perimetrului pe care urmează să fie construit;

Aducerea pământului la același nivel în funcție de cotele prevăzute în planul proiectului;

Trasarea pozitiilor proiectate.

Lucrari civile:

Se va monta pe perioada lucrarilor o organizare de santier completa;

Terenul se împrejmuiește cu gard de plasă, înălțime 2,5 m;

Se va monta poartă de intrare;

Montaj sistem supraveghere video.

Pentru proiectarea centralei fotovoltaice studiate, au fost utilizate drumuri de 3,0 m. Distanța acestor drumuri se va stabili prin proiectul tehnic de execuție.

Șanțurile rutiere utilizate pentru drenaj și pentru canalizarea apei sunt amplasate pe o parte a drumurilor.

Gardul are o înălțime de cel puțin 2,0 m și 3,0 m între stâlpi. La distanțe de 50-100 m de gard, vor fi instalate posturi de lumină de 4,0 m înălțime. La fiecare 100-150 m de gard, va fi instalat un post de cameră video.

Cablurile de joasă tensiune vor fi îngropate direct în șanțuri. Diferite rânduri de cabluri pot fi incluse în interiorul aceluiași șanț. Șanțurile de joasă tensiune și medie tensiune sunt separate.

Cablurile de joasă tensiune vor fi îngropate direct în șanțuri. Diferite rânduri de cabluri pot fi incluse în interiorul aceluiași șanț. Șanțurile de joasă tensiune și medie tensiune sunt separate.

Adâncimea minimă la care sunt amplasate cablurile de joasă tensiune este de 600,0 mm. Aceste cabluri sunt în contact orizontal. Distanța verticală dintre cablurile de joasă tensiune este de 50,0 mm.

Secțiunea maximă a șanțului de joasă tensiune este de 0.4 m²

O secțiune transversală simplificată a șanțurilor de joasă tensiune este prezentată în figura alăturată.

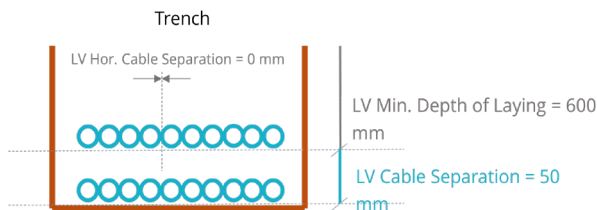


Fig.26. Secțiune transversală simplificată a șanțului JT

Adâncimea minimă la care sunt amplasate cablurile de medie tensiune este de 700,0 mm. Aceste cabluri sunt separate orizontal de 200,0 mm. Separarea verticală dintre ele este de 200,0 mm.

Secțiunea maximă a șanțului de medie tensiune este de 1.2 m²

O secțiune transversală simplificată a șanțurilor MT este prezentată în figura alăturată

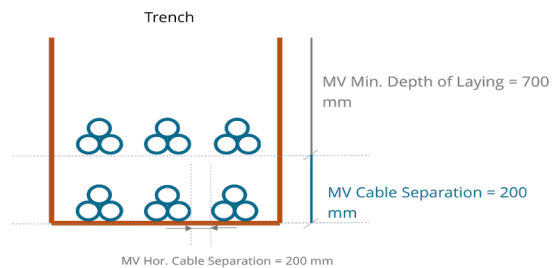


Fig.27.Secțiune transversală simplificată a șanțului MT

Spațiul orizontal decalat dintre rândurile de cabluri și limitele șanțului este de 50,0 mm.

Lungimea totală a șanțurilor și volumul pentru fiecare tip se va stabili în cadrul proiectului tehnic de execuție

Asigurarea utilitatilor:

Pentru realizarea lucrărilor vor trebui asigurate următoarele utilități:

- energie electrică: pentru asigurarea alimentării cu energie electrică pe durata lucrărilor, când nu este posibilă alimentarea de la o sursă de curent de la rețea, se vor folosi grupuri electrogene portabile;
- apă: apa necesară preparării materialelor de construcție se va asigura de către constructorul care realizează lucrarea;
- comunicarea între personal se va realiza cu ajutorul telefoanelor mobile din dotare, iar în ceea ce privește asigurarea surselor de apă și a altor utilități pentru personal se vor respecta prevederile din capitolul Planului de Securitate și Sănătate conform HG 300 din 02.03.2006;

Planul de Securitate și Sănătate în muncă se va prezenta la următoarele faze de proiectare

Impactul asupra mediului:

Instalatiile proiectate nu constituie factori poluanti ai mediului, deci nu sunt necesare masuri suplimentare pentru reducerea lor. Circuitul electric nu afecteaza mediul inconjurator si nici vietatile. Dupa terminarea lucrarilor, deseurile rezultate din desfasurarea lucrarilor se vor depozita in spatii special amenajate iar suprafetele de teren afectate se vor aduce la starea lor initiala prin grija constructorului.

Construcție centrală fotovoltaică:

- Se va monta structura de rezistenta fixa pe structuri metalice fixe, inclinata la 20 grade spre sud,
- Structurile metalice vor fi legate la sistemul de impamantare.
- Se vor amplasa modulele fotovoltaice si invertoarele solare,
- Se vor realiza instalatiile electrice aferente conexiunilor sistemului fotovoltaic,
- Se vor monta posturile de transformare ridicatoare,
- Se va monta un punct de conexiune care sa permita racordarea parcului fotovoltaic la SEN.

O soluție de montare pentru o distribuție uniform a panourilor pentru fiecare string al unui inverter va fi stabilita prin proiectul tehnic. Simularea parametrilor sistemului fotovoltaic a fost realizata cu soft-ul de specialitate **PVGYS**. Acest software este considerat un standard pentru proiectarea și simularea sistemelor fotovoltaice la nivel Mondial. Utilizatorii au acces la mai multe funcții de simulare, inclusiv o imagine de ansamblu zilnică a tuturor nivelurilor de energie din sistem și rapoarte privind zonele selectate în timpul funcționării. PVGYS utilizează algoritmi de simulare avansați pentru a vizualiza modul în care funcționează sistemul în timp real, ajutând operatorii să înțeleagă sistemul în ansamblu. PVGYS poate importa și date despre radiația solară, dar are încorporată și o legătură de date Meteonorm, un software terț care oferă o bază de date vastă cu mii de site-uri meteorologice din întreaga lume. Poate fi folosit atât pentru o proiectare preliminară cât și pentru o vizualizare complexă a proiectelor.

Analiza indicatorilor urmăriti în scenariul 2

De menționat este faptul că parcul fotovoltaic va putea debita în rețea puterea minimă dintre puterea instalată în panouri și puterea instalată în invertoare.

Astfel, se consideră: $P_{\text{parc fotovoltaic}} = \min(P_{\text{panouri fv}}, P_{\text{invertoare}}) = 3.6 \text{ MW}$

Valorile sunt determinate pe baza datelor statistice meteorologice zonale și modelelor matematice specifice și pot varia în funcție de condițiile meteorologice. Modelul de evaluare al producției de energie electrică solară PVGIS ține cont de foarte mulți factori de geometrie a traiectoriei solare, a reliefului locației și factori meteorologici ca acoperirea cu nori, albedo, atenuarea radiației solare la traversarea atmosferei (linke turbidity).

Rezultatele simulării producției estimate a sistemului PVGYS sunt cuprinse în figura de mai jos.

Principalele caracteristici ale centralei fotovoltaice în scenariul 2:

Putere maximă debitată de panourile fotovoltaice (curent continuu) = 4.6704 MW

Putere instalată invertore de putere (curent alternativ) = 3.6 MW

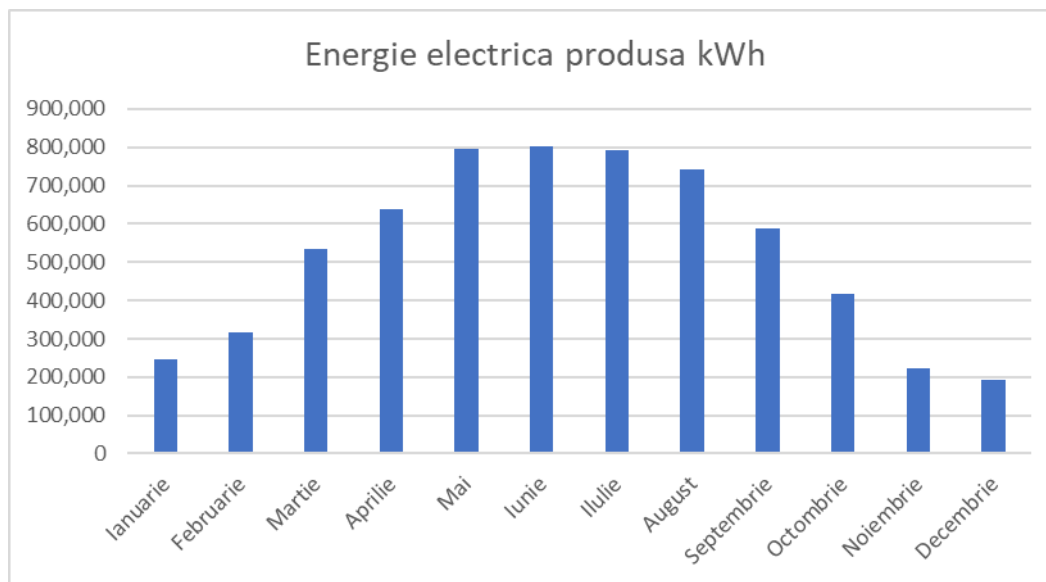
Energie electrică produsă anual în medie pentru 20 de ani : 112,630.92 MWh

Productia de energie a centralei fotovoltaice din scenariul 2 simulata cu ajutorul PVGYS este prezentata in tabelul de mai jos:

luna	Energie electrica produsa kWh
Ianuarie	244,915
Februarie	316,095
Martie	534,758
Aprilie	639,104
Mai	794,766
Iunie	802,875
Iulie	792,049
August	740,867
Septembrie	588,676
Octombrie	418,283
Noiembrie	221,144
Decembrie	193,829
total	6,287,361

Tabel -Productia de energie a parcului fotovoltaic din scenariul 2

Graficul producției de energie a centralei fotovoltaice din scenariul 2 este prezentata în următoarea figură:



Graficul producției de energie a parcului fotovoltaic din scenariul 2

În vederea cuantificării degradării în durata de analiză a sistemului PV, a fost realizată și prognoza anuală a producției de energie electrică, pe întreaga durată de analiză (20 de ani). Rezultatele sunt prezentate, sintetic, în tabelul de mai jos.

In general productia de energie electrica scade cu maxim 2% in primul an, pentru ca din anul doi, scaderea sa fie de tip liniar, in valoare de 0,55%/an. Aceste elemente sunt specificate de producatori panourilor fotovoltaice in fisele tehnice. Astazi majoritatea producatorilor de panouri fotovoltaice garanteaza o scadere de cca. 16% a randamentului panourilor in 25 de ani. Pornind de la aceste date, am calculate productia sistemului fotovoltaic, datele fiind cuprinse in figura de mai jos.

Producția Sistemului PV monocristalin pe durata de studiu (cu considerarea degradării modulelor PV)

an de functionare	Productia de energie electrica (kWh)
an 1	6,287,361
an 2	6,252,781
an 3	6,218,391
an 4	6,184,189
an 5	6,150,176
an 6	6,116,350
an 7	6,082,711
an 8	6,049,256
an 9	6,015,985
an 10	5,982,897
an 11	5,949,991
an 12	5,917,266
an 13	5,884,721
an 14	5,852,355
an 15	5,820,167
an 16	5,788,156
an 17	5,756,321
an 18	5,724,661
an 19	5,693,176
an 20	5,661,863
total	119,388,774

Tabel - Producția Sparcului fotovoltaic pe durata de studiu (cu considerarea degradării modulelor PV)

Indicatorii urmăriți prin proiect conform Scenariul 2 vor consta în:

ID	Indicatori obligatorii la nivel de proiect	scenariul 2	Unitate de măsură
Indicatorul I.1	Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile eolian, solar sau hidro	3.60	MW
Indicatorul I.2	Reducerea gazelor cu efect de seră: Scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră	3,652.7	Echivalent tone de CO2/an
Indicatorul I.3	Producția medie de energie din surse regenerabile	5,969.44	MWh/an
Indicatorul I.4	Producția totală de energie din surse regenerabile pentru perioada de referință	119,388.77	MWh
Indicatorul I.5	Factorul de capacitate al centralei	18.93%	%

Justificarea solutiei propuse

In ambele solutii analizate se respecta cerintele minime impuse,.Toate echipamentele propuse in cele doua solutii analizate indeplinesc conditiile minime.

Sistem complet: scenariul 1

Pi-3.6MW cu panouri de 695 W, structura fixa orientata spre sud

Productia totala	112,630.92	MWh
Productie anuala medie	5,631.55	MWh
Nr.ore functionare	1,564	Minim 1000 ore
Factor capacitate	17.86%	Minim 11.4%

Sistem complet: scenariul 2

Pi-3.6MW cu panouri de 695W, structurs cu trackere pe o axa

Productia totala	119,388.77	MWh
Productie anuala medie	5,969.44	MWh
Nr.ore functionare	1,658	Minim 1000 ore
Factor capacitate	18.93%	Minim 11.4%

Analiza scenariu

Pentru cele doua scenarii se vor monta un numar egal de panouri, utilizand la maxim suprafetele disponibile

In scenariul 1 – am utilizat 6720 panouri fotovoltaice monocristaline de 695W, structura fixa orientare SUD

In scenariul 2 - am utilizat 6720 panouri fotovoltaice monocristaline de 695W, structura cui trackere pe o axa

Indicatorii urmariti prin proiect in cele doua scenarii:

ID	Indicatori obligatorii la nivel de proiect	scenariul 1	scenariul 2	Unitate de măsură
Indicatorul I.1	Capacitate nou instalată de producerea energiei din surse regenerabile eolian, solar sau hidro	3.60	3.60	MW
Indicatorul I.2	Reducerea gazelor cu efect de seră: Scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră	3,445.94	3,652.70	Echivalent tone de CO2/an
Indicatorul I.3	Producția medie de energie din surse regenerabile	5,631.55	5,969.44	MWh/an
Indicatorul I.4	Producția totală de energie din surse regenerabile pentru perioada de referință	112,630.92	119,388.77	MWh
Indicatorul I.5	Factorul de capacitate al centralei	17.86%	18.93%	%

Am obținut o producție mai mare în scenariul 2, (119,388.77 MWh față de 112,630.92MWh) și un factor de capacitate mai ridicat în scenariul 2 (18.93% față de 17.86%) Așa cum este exemplificat mai jos, în cadrul analizei cost-beneficiu, și conform devizelor, valoarea investiției este mai ridicată în scenariul 2 (13,556,006.21 lei fără TVA) față de scenariul 1 (12,622,006.21 lei fără TVA). Iar costurile de întreținere sunt și ele mai ridicate în cadrul scenariului 2.

În scenariul 2 față de scenariul 1 am utilizat un sistem de trackere ca și structura de fixare a panourilor, în scopul obținerii unei producții mai ridicate de energie,

În analiza am considerat avantajele și dezavantajele sistemului de fixare cu trackere:

Avantajul sistemului de trackere constă în primul rând în obținerea unei producții superioare În comparație cu sistemele fotovoltaice staționare, trackerele solare generează mai multă energie datorită razelor solare directe. Studiile arată o creștere de 6-10% a producției de energie.

Principalele **dezavantaje sunt:**

Preț de achiziție: Trackere au un preț mai ridicat decât structura fixă

Întreținere : Comparativ cu panourile solare care sunt fixe, trackerele conțin componente în mișcare, fiind nevoie de întreținere suplimentară

Instalare: este mai costisitoare, necesitând expertiza tehnică suplimentară față de instalarea unei structuri fixe

În ansamblu, trackerele solare pot face un sistem fotovoltaic mult mai eficient - atât pentru site-urile de instalare mari cât și pentru cele mici în unele situații. Acestea sunt utilizate mult mai mult în instalațiile de mari dimensiuni, datorită prețului lor ridicat, întreținerii continue.

Din analiza celor două soluții propuse, prin prisma indicatorilor se constată faptul că soluția propusă în primul scenariu analizat, constând în instalarea panourilor fotovoltaice în varianta de instalare cu structură fixă orientare sud este cea aleasă întrucât:

- se utilizează mai bine suprafața existentă, prin orientarea est-vest a panourilor
- se obține o valoare mai mică a investiției
- se obțin costuri de întreținere mai mici
- riscurile de întrerupere producției sunt mai scăzute, având în vedere inexistența pieselor în mișcare în scenariul ales.

Prin urmare, soluția propusă în scenariul 1 este soluția acceptată, adică:

Construire centrală fotovoltaică Ulmu, rețea racordare la S.E.N. transformator, învecinată** de 3.6 MW (în AC – invertoare) cu panouri monocristaline de 695 W, și un sistem de fixare fix orientare sud cu sistem de stocare 400 kW/1.016 MWh (1MWh)

Valoarea indicatorilor urmăriti prin proiect:

În tabelul alăturat sunt calculați indicatorii urmăriti prin proiect conform ghidului de finanțare:

ID	Indicatori obligatorii la nivel de proiect	scenariul 1	Unitate de măsură
Indicatorul I.1	Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile eolian, solar sau hidro	3.600	MW
Indicatorul I.2	Reducerea gazelor cu efect de seră: Scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră	3,445.94	Echivalent tone de CO ₂ /an
Indicatorul I.3	Producția medie de energie din surse regenerabile	5,631.55	MWh/an
Indicatorul I.4	Producția totală de energie din surse regenerabile pentru perioada de referință	112,630.92	MWh
Indicatorul I.5	Factorul de capacitate al centralei	17.86%	%

Tabel: indicatori urmăriti prin proiect calculati conform ghid

Evolutia productiei de energie fata de cosnum este evidentiata in tabelul alaturat:

an de functionare	Productia de energie electrcia (kWh)
an 1	5,931,473
an 2	5,898,850
an 3	5,866,406
an 4	5,834,141
an 5	5,802,053
an 6	5,770,142
an 7	5,738,406
an 8	5,706,845
an 9	5,675,457
an 10	5,644,242
an 11	5,613,199
an 12	5,582,326
an 13	5,551,624
an 14	5,521,090
an 15	5,490,724
an 16	5,460,525
an 17	5,430,492
an 18	5,400,624
an 19	5,370,921
an 20	5,341,381
total	112,630,919

Tabel: Productie de energie 20 de ani

3.3. Costurile estimative ale investiției:

– costurile pentru realizarea obiectivului de investiții, estimate pe baza prețurilor existente pe piață la momentul elaborării/revizuirii/actualizării studiului de fezabilitate sau pe baza unor standarde de cost pentru investiții similare realizate prin programe de investiții finanțate din fonduri publice, corelate cu caracteristicile tehnice și parametrii specifici obiectivului de investiții, aplicate la cantitățile de lucrări estimate;

– costurile estimative de operare pe durata normată de viață/de amortizare a investiției publice

Devizele pe obiecte s-au întocmit, ținând cont de informațiile privind ofertele pentru echipamente, utilaje, și categoriile de lucrări construcții și instalații.

Devize scenariul 1:

DEVIZ GENERAL - SCENARIUL 1				
al obiectivului de investitie				
Construire centrala fotovoltaica Ulmu retea racordare la S.E.N. transformator, imprejmuire **				
(conform H.G. 907/2016)				
Nr.crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fara TV LEI)	TVA LEI	Valoare cu TVA LEI
1	2	3	4	5
CAPITOLUL 1 - Cheltuieli pentru obtinerea si amenajarea terenului				
1.1.	Obtinerea terenului	0.00	0.00	0.00
1.2.	Amenajarea terenului	50,000.00	9,500.00	59,500.00
1.3.	Amenajari pentru protectia mediului si aducerea la starea initiala	0.00	0.00	0.00
1.4.	Cheltuieli pentru relocarea/protectia utilitatilor	0.00	0.00	0.00
Total CAPITOL 1		50,000.00	9,500.00	59,500.00
CAPITOLUL 2 - Cheltuieli pentru asigurarea utilitatilor necesare obiectivului de investitie				
2	Cheltuieli pentru asigurarea utilitatilor necesare obiectivului de investitie	0.00	0.00	0.00
Total CAPITOL 2		0.00	0.00	0.00
CAPITOLUL 3 - Cheltuieli pentru proiectare si asistenta tehnica				
3.1.	Studii	60,000.00	11,400.00	71,400.00
	3.1.1. Studii de teren	50,000.00	9,500.00	59,500.00
	3.1.2. Raport privind impactul asupra mediului	0.00	0.00	0.00
	3.1.3. Alte studii specifice	10,000.00	1,900.00	11,900.00
3.2.	Documentatii-suport si chelt pt obt de avize, acorduri si autorizatii	0.00	0.00	0.00
3.3.	Expertizare tehnica	0.00	0.00	0.00
3.4.	Certificarea performantelor energetice si studiul energetic al cladirilor	0.00	0.00	0.00
3.5.	Proiectare	60,000.00	11,400.00	71,400.00
	3.5.1. Tema de proiectare	0.00	0.00	0.00
	3.5.2. Studiu de fezabilitate	0.00	0.00	0.00
	3.5.3. Studiu de fezabilitate/documentatie de avizare a lucrarilor de interventii si de	40,000.00	7,600.00	47,600.00
	3.5.4. Documentele tehnice necesare in vederea obtinerii avizelor/acordurilor/auto	10,000.00	1,900.00	11,900.00
	3.5.5. Verificarea tehnica de calitate a proiectului tehnic si a detaliilor de executie	0.00	0.00	0.00
3.6.	3.5.6. Proiect tehnic si detalii de executie	10,000.00	1,900.00	11,900.00
	Organizarea procedurilor de achizitie	0.00	0.00	0.00
3.7.	Consultanta	201,333.20	38,253.31	239,586.50
	3.7.1. Managementul de proiect pentru obiectivul de investitie	198,732.00	37,759.08	236,491.08
	3.7.2. Auditul financiar	2,601.20	494.23	3,095.42
3.8.	Asistenta tehnica	59,000.00	11,210.00	70,210.00
	3.8.1. Asistenta tehnica din partea proiectantului	10,000.00	1,900.00	11,900.00
	3.8.1.1. pe perioada de executie a lucrarilor	5,000.00	950.00	5,950.00
	3.8.1.2. pentru participarea proiectantului la fazele incluse in programul	5,000.00	950.00	5,950.00
	3.8.2. Dirigentie de santier	48,000.00	9,120.00	57,120.00
	3.8.3. Coordonator in materie de securitate si sanatate - conform HG nr. 300/2006, cu modificarile si completarile ulterioare	1,000.00	190.00	1,190.00
Total CAPITOL 3		380,333.20	72,263.31	452,596.50
CAPITOLUL 4 - Cheltuieli pentru investitia de baza				
4.1.	Constructii si instalatii	3,119,826.92	592,767.11	3,712,594.03
4.2.	Montaj utilaje, echipamente tehnologice si functionale	1,868,000.00	354,920.00	2,222,920.00
4.3.	Utilaje, echipam tehnol si funct care nec montaj	7,022,880.00	1,334,347.20	8,357,227.20
4.4.	Utilaje, echipam tehnol si funct care nu nec montaj si echipam de transport	0.00	0.00	0.00
4.5.	Dotari	43,000.00	8,170.00	51,170.00
4.6.	Active necorporale	0.00	0.00	0.00
Total CAPITOL 4		12,053,706.92	2,290,204.31	14,343,911.23
CAPITOLUL 5 - Alte cheltuieli				
5.1.	Organizare de santier	50,000.00	9,500.00	59,500.00
	5.1.1. Lucrari de constructii	50,000.00	9,500.00	59,500.00
	5.1.2. Cheltuieli conexe organizarii santierului	0.00	0.00	0.00
5.2.	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	55,966.09	0.00	55,966.09
	5.2.1. Comisioanele si dobanzile aferente creditului bancii finantatoare	0.00	0.00	0.00
	5.2.2. Cota aferenta ISC pentru controlul calitatii lucrarilor de constructii	25,439.13	0.00	25,439.13
	5.2.3. Cota aferenta ISC pentru controlul statului in amenajarea teritoriului, urbaniza	5,087.83	0.00	5,087.83
	5.2.4. Cota aferenta Casei Sociale a Constructorilor - CSC	25,439.13	0.00	25,439.13
	5.2.5. Taxe pentru acorduri, avize conforme si autorizatia de construire/desfiintare	0.00	0.00	0.00
5.3.	Cheltuieli diverse si neprevazute	10,000.00	1,900.00	11,900.00
5.4.	Cheltuieli pentru informare si publicitate	4,000.00	760.00	4,760.00
Total CAPITOL 5		119,966.09	12,160.00	132,126.09
CAPITOLUL 6 - Cheltuieli pentru probe tehnologice si teste				
6.1.	Pregatirea personalului de exploatare	8,000.00	1,520.00	9,520.00
6.2.	Probe tehnologice si teste	10,000.00	1,900.00	11,900.00
Total CAPITOL 6		18,000.00	3,420.00	21,420.00
CAPITOLUL 7 - Cheltuieli aferente marjei de buget si pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de pret				
Cheltuieli aferente marjei de buget 25% din				
7.1.	(1.2+1.3+1.4+2+3.1+3.2+3.3+3.5+3.7+3.8+4+5.1.1)	0.00	0.00	0.00
7.2.	Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de pret	0.00	0.00	0.00
TOTAL CAPITOL 7		0.00	0.00	0.00
TOTAL GENERAL		12,622,006.21	2,387,547.62	15,009,553.83
din care C=M (1.2.+1.3+1.4+2+4.1+4.2+5.1.1)		5,087,826.92	966,687.11	6,054,514.03
Beneficiar/investitor		Elaborator		
S.C. Unirea Green Energy Invest SRL		S.C. Malma Development SRL		

	DEVIZ GENERAL - SCENARIUL 1 al obiectivului de investitii		cheltuieli eligibile			
	Construire centrala fotovoltaica Ulmu retea racordare la S.E.N. transformator, imprejmuire ** (conform H.G. 907/2016)					
Nr.crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli		Valoare (fara TVA) LEI	TVA LEI	Valoare cu TVA LEI	
1	2		3	4	5	
CAPITOLUL 1 - Cheltuieli pentru obtinerea si amenajarea terenului						
1.1.	Obtinerea terenului		0.00	0.00	0.00	
1.2.	Amenajarea terenului		50,000.00	9,500.00	59,500.00	
1.3.	Amenajari pentru protectia mediului si aducerea la starea initiala		0.00	0.00	0.00	
1.4.	Cheltuieli pentru relocarea/protectia utilitatilor		0.00	0.00	0.00	
Total CAPITOL 1			50,000.00	9,500.00	59,500.00	
CAPITOLUL 2 - Cheltuieli pentru asigurarea utilitatilor necesare obiectivului de investitii						
2 Cheltuieli pentru asigurarea utilitatilor necesare obiectivului de invest			0.00	0.00	0.00	
Total CAPITOL 2			0.00	0.00	0.00	
CAPITOLUL 3 - Cheltuieli pentru proiectare si asistenta tehnica						
3.1.	Studii		0.00	0.00	0.00	
	3.1.1.	Studii de teren	0.00	0.00	0.00	
	3.1.2.	Raport privind impactul asupra mediului	0.00	0.00	0.00	
	3.1.3.	Alte studii specifice	0.00	0.00	0.00	
3.2.	Documentatii-suport si chelt pt obt de avize, acorduri si autorizatii		0.00	0.00	0.00	
3.3.	Expertizare tehnica		0.00	0.00	0.00	
3.4.	Certificarea performantelor energetice si studiul energetic al cladirilor		0.00	0.00	0.00	
3.5.	Proiectare		0.00	0.00	0.00	
	3.5.1.	Tema de proiectare	0.00	0.00	0.00	
	3.5.2.	Studiu de prefezabilitate	0.00	0.00	0.00	
	3.5.3.	Studiu de fezabilitate/documentatie de avizare a lucrarilor	0.00	0.00	0.00	
	3.5.4.	Documentele tehnice necesare in vederea obtinerii avizelor	0.00	0.00	0.00	
	3.5.5.	Verificarea tehnica de calitate a proiectului tehnic si a deta	0.00	0.00	0.00	
3.5.6.	Proiect tehnic si detalii de executie	0.00	0.00	0.00		
3.6.	Organizarea procedurilor de achizitie		0.00	0.00	0.00	
3.7.	Consultanta		0.00	0.00	0.00	
	3.7.1.	Managementul de proiect pentru obiectivul de investitii	0.00	0.00	0.00	
	3.7.2.	Auditul financiar	0.00	0.00	0.00	
3.8.	Asistenta tehnica		48,000.00	9,120.00	57,120.00	
	3.8.1.	Asistenta tehnica din partea proiectantului	0.00	0.00	0.00	
		3.8.1.1.	pe perioada de excutie a lucrarilor	0.00	0.00	0.00
		3.8.1.2.	pentru participarea proiectantului la fazele	0.00	0.00	0.00
	3.8.2.	Dirigentie de santier	48,000.00	9,120.00	57,120.00	
3.8.3.	Coordonator in materie de securitate si sanatate -	0.00	0.00	0.00		
Total CAPITOL 3			48,000.00	9,120.00	57,120.00	
CAPITOLUL 4 - Cheltuieli pentru investitia de baza						
4.1.	Constructii si instalatii		2,866,619.36	544,657.68	3,411,277.04	
4.2.	Montaj utilitaje, echipamente tehnologice si functionale		1,868,000.00	354,920.00	2,222,920.00	
4.3.	Utilitaje, echipam tehnol si funct care nec montaj		5,826,880.00	1,107,107.20	6,933,987.20	
4.4.	Utilitaje, echipam tehnol si funct care nu nec montaj si echipam de tran		0.00	0.00	0.00	
4.5.	Dotari		43,000.00	8,170.00	51,170.00	
4.6.	Active necorporale		0.00	0.00	0.00	
Total CAPITOL 4			10,604,499.36	2,014,854.88	12,619,354.24	
CAPITOLUL 5 - Alte cheltuieli						
5.1.	Organizare de santier		50,000.00	9,500.00	59,500.00	
	5.1.1.	Lucrari de constructii	50,000.00	9,500.00	59,500.00	
5.2.	5.1.2.	Cheltuieli conexe organizarii santierului	0.00	0.00	0.00	
	Comisioane, cote, taxe, costul creditului		0.00	0.00	0.00	
	5.2.1.	Comisioanele si dobanzile aferente creditului bancii finant	0.00	0.00	0.00	
	5.2.2.	Cota aferenta ISC pentru controlul calitatii lucrarilor de co	0.00	0.00	0.00	
	5.2.3.	Cota aferenta ISC pentru controlul statului in amenajarea t	0.00	0.00	0.00	
		pentru autorizarea lucrarilor de constructii				
	5.2.4.	Cota aferenta Casei Sociale a Constructorilor - CSC	0.00	0.00	0.00	
5.2.5.	Taxe pentru acorduri, avize conforme si autorizatia de con	0.00	0.00	0.00		
5.3.	Cheltuieli diverse si neprevazute		0.00	0.00	0.00	
5.4.	Cheltuieli pentru informare si publicitate		0.00	0.00	0.00	
Total CAPITOL 5			50,000.00	9,500.00	59,500.00	
CAPITOLUL 6 - Cheltuieli pentru probe tehnologice si teste						
6.1.	Pregatirea personalului de exploatare		0.00	0.00	0.00	
6.2.	Probe tehnologice si teste		0.00	0.00	0.00	
Total CAPITOL 6			0.00	0.00	0.00	
CAPITOLUL 7 - Cheltuieli aferente marjei de buget si pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de pret						
7.1.	Cheltuieli aferente marjei de buget 25% din (1.2+1.3+1.4+2+3.1+3.2+3.3+3.5+3.7+3.8+4+5.1.1)		0.00	0.00	0.00	
7.2.	Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implemntare pentru ajustarea de pret		0.00	0.00	0.00	
TOTAL CAPITOL 7			0.00	0.00	0.00	
TOTAL GENERAL			10,752,499.36	2,042,974.88	12,795,474.24	
din care C=M (1.2.+1.3+1.4+2+4.1+4.2+5.1.1)			4,834,619.36	918,577.68	5,753,197.04	
	Beneficiar/Investitor		Elaborator			
	S.C. Unirea Green Energy Invest SRL		S.C. Malma Development SRL			

	DEVIZ GENERAL -SCENARIUL 1		cheltuieli neeligibile		
	al obiectivului de investitii				
	Construire centrala fotovoltaica Ulmu retea racordare la S.E.N. transformator, imprejmuire ** (conform H.G. 907/2016)				
Nr.crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli		Valoare (fara TVA) LEI	TVA LEI	Valoare cu TVA LEI
1	2		3	4	5
CAPITOLUL 1 - Cheltuieli pentru obtinerea si amenajarea terenului					
1.1.	Obtinerea terenului		0.00	0.00	0.00
1.2.	Amenajarea terenului		0.00	0.00	0.00
1.3.	Amenajari pentru protectia mediului si aducerea la starea initiala		0.00	0.00	0.00
1.4.	Cheltuieli pentru relocarea/protectia utilitatilor		0.00	0.00	0.00
Total CAPITOL 1			0.00	0.00	0.00
CAPITOLUL 2 - Cheltuieli pentru asigurarea utilitatilor necesare obiectivului de investitii					
2) Cheltuieli pentru asigurarea utilitatilor necesare obiectivului de inv			0.00	0.00	0.00
Total CAPITOL 2			0.00	0.00	0.00
CAPITOLUL 3 - Cheltuieli pentru proiectare si asistenta tehnica					
3.1.	Studii		60,000.00	11,400.00	71,400.00
	3.1.1.	Studii de teren	50,000.00	9,500.00	59,500.00
	3.1.2.	Raport privind impactul asupra mediului		0.00	0.00
	3.1.3.	Alte studii specifice	10,000.00	1,900.00	11,900.00
3.2.	Documentatii-suport si chelt pt obt de avize, acorduri si autorizatii		0.00	0.00	0.00
3.3.	Expertizare tehnica		0.00	0.00	0.00
3.4.	Certificarea performantelor energetice si studiul energetic al cladi		0.00	0.00	0.00
3.5.	Proiectare		60,000.00	11,400.00	71,400.00
	3.5.1.	Tema de proiectare	0.00	0.00	0.00
	3.5.2.	Studiu de fezabilitate	0.00	0.00	0.00
	3.5.3.	Studiu de fezabilitate/documentatie de avizare a lucrar	40,000.00	7,600.00	47,600.00
	3.5.4.	Documentele tehnice necesare in vederea obtinerii aviz	10,000.00	1,900.00	11,900.00
	3.5.5.	Verificarea tehnica de calitate a proiectului tehnic si a c	0.00	0.00	0.00
	3.5.6.	Proiect tehnic si detalii de executie	10,000.00	1,900.00	11,900.00
3.6.	Organizarea procedurilor de achizitie		0.00	0.00	0.00
3.7.	Consultanta		201,333.20	38,253.31	239,586.50
	3.7.1.	Managementul de proiect pentru obiectivul de investiti	198,732.00	37,759.08	236,491.08
	3.7.2.	Auditul financiar	2,601.20	494.23	3,095.42
3.8.	Asistenta tehnica		11,000.00	2,090.00	13,090.00
	3.8.1.	Asistenta tehnica din partea proiectantului	10,000.00	1,900.00	11,900.00
	3.8.1.1.	pe perioada de excutie a lucrarilor	5,000.00	950.00	5,950.00
	3.8.1.2.	pentru participarea proiectantului la fazele	5,000.00	950.00	5,950.00
	3.8.2.	Dirigentie de santier	0.00	0.00	0.00
	3.8.3.	Coordonator in materie de securitate si sanatate -	1,000.00	190.00	1,190.00
Total CAPITOL 3			332,333.20	63,143.31	395,476.50
CAPITOLUL 4 - Cheltuieli pentru investitia de baza					
4.1.	Constructii si instalatii (bransament)		253,207.56	48,109.44	301,317.00
4.2.	Montaj utilaje, echipamente tehnologice si functionale		0.00	0.00	0.00
4.3.	Utilaje, echipam tehnol si funct care nec montaj (stocare)		1,196,000.00	227,240.00	1,423,240.00
4.4.	Utilaje, echipam tehnol si funct care nu nec montaj si echipam de		0.00	0.00	0.00
4.5.	Dotari		0.00	0.00	0.00
4.6.	Active necorporale		0.00	0.00	0.00
Total CAPITOL 4			1,449,207.56	275,349.44	1,724,557.00
CAPITOLUL 5 - Alte cheltuieli					
5.1.	Organizare de santier		0.00	0.00	0.00
	5.1.1.	Lucrari de constructii	0.00	0.00	0.00
	5.1.2.	Cheltuieli conexe organizarii santierului	0.00	0.00	0.00
5.2.	Comisioane, cote, taxe, costul creditului		55,966.09	0.00	55,966.09
	5.2.1.	Comisioanele si dobanzile aferente creditului bancii fin	0.00	0.00	0.00
	5.2.2.	Cota aferenta ISC pentru controlul calitatii lucrarilor de	25,439.13	0.00	25,439.13
	5.2.3.	Cota aferenta ISC pentru controlul statului in amenajar	5,087.83	0.00	5,087.83
	5.2.4.	Cota aferenta Casei Sociale a Constructorilor - CSC	25,439.13	0.00	25,439.13
	5.2.5.	Taxe pentru acorduri, avize conforme si autorizatia de	0.00	0.00	0.00
5.3.	Cheltuieli diverse si neprevazute		10,000.00	1,900.00	11,900.00
5.4.	Cheltuieli pentru informare si publicitate		4,000.00	760.00	4,760.00
Total CAPITOL 5			69,966.09	2,660.00	72,626.09
CAPITOLUL 6 - Cheltuieli pentru probe tehnologice si teste					
6.1.	Pregatirea personalului de exploatare		8,000.00	1,520.00	9,520.00
6.2.	Probe tehnologice si teste		10,000.00	1,900.00	11,900.00
Total CAPITOL 6			18,000.00	3,420.00	21,420.00
CAPITOLUL 7 - Cheltuieli aferente marjei de buget si pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de pret					
7.1.	Cheltuieli aferente marjei de buget 25% din (1.2+1.3+1.4+2+3.1+3.2+3.3+3.5+3.7+3.8+4+5.1.1)		0.00	0.00	0.00
7.2.	Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implemntare pentru ajustarea de pret		0.00	0.00	0.00
TOTAL CAPITOL 7			0.00	0.00	0.00
TOTAL GENERAL			1,869,506.85	344,572.75	2,214,079.59
din care C=M (1.2.+1.3+1.4+2+4.1+4.2+5.1.1)			253,207.56	48,109.44	301,317.00
Beneficiar/Investitor S.C. Unirea Green Energy Invest SRL			Elaborator S.C.Malma Development SRL		
					

DEVIZ PE OBIECT SCENARIUL 1 - CHELTUIELI PENTRU INVESTITIA DE BAZA						
Construire centrala fotovoltaica Ulmu retea racordare la S.E.N. transformator, imprejmuire **						
(conform H.G. 907/2016)						
Nr.crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli			Valoare (fara TVA) LEI	TVA LEI	Valoare cu TVA LEI
1.00	2.00			3.00	4.00	5.00
CAPITOLUL 4 - Cheltuieli pentru investitia de baza						
4.1.	Constructii si instalatii					
4.1.1.	Terasamente, sistematizare pe verticala si amenajari exterioare, amenajare, nivelare teren				0.00	0.00
4.1.2.	Rezistenta			1,401,000.00	266,190.00	1,667,190.00
4.1.3.	Arhitectura			0.00	0.00	0.00
4.1.4.	Instalatii climatizare			0.00	0.00	0.00
4.1.5.	Instalatii electrice			1,465,619.36	278,467.68	1,744,087.04
4.1.6.	Instalatii sanitare			0.00	0.00	0.00
4.1.7.	Instalatii geotermie si energie regenerabila bransament			253,207.56	48,109.44	301,317.00
	TOTAL I (fara TVA)			3,119,826.93	592,767.12	3,712,594.04
4.2.	Montaj utilaje, echipamente tehnologice si functionale			1,868,000.00	354,920.00	2,222,920.00
	TOTAL II (fara TVA)			1,868,000.00	354,920.00	2,222,920.00
4.3.	Utilaje, echipam tehnol si funct care nec montaj			7,022,880.00	1,334,347.20	8,357,227.20
4.4.	Utilaje, echipam tehnol si funct care nu nec montaj si echipam de transport			0.00	0.00	0.00
4.5.	Dotari SCADA			43,000.00	8,170.00	51,170.00
4.6.	Active necorporale				0.00	0.00
	TOTAL III (fara TVA)			7,065,880.00	1,342,517.20	8,408,397.20
Total CAPITOL 4				12,053,706.93	2,290,204.32	14,343,911.24
EXPLICITARE DEVIZ CONSTRUCTII SI INSTALATII						
4.10	Structura sustinere panouri	MW	4.67	300,000	1,401,000.00	
4.10	bransament		1.00	253,207.56	253,207.56	
Nr.crt.	Denumirea	U.M.	Cantitate	Pretul unitar lei/	Valoarea (fara TVA) (4x3) lei	
-	1	2	3	4	5	
2.00	Tablouri electrice, conectica, protectii, curenti slabi	set	1	80,000.00	80,000.00	
3.00	imprejmuire, iluminat		1	186,550.00	186,550.00	
4.00	Cabluri, accesorii, suruburi	set	1	1,199,069.36	1,199,069.36	
				TOTAL	1,465,619.36	
EXPLICITARE DEVIZ UTILAJE, ECHIPAMENTE TEHNOLOGICE SI FUNCTIONALE						
Nr.crt.	Denumirea	U.M.	Cantitate	Pretul unitar lei/	Valoarea (fara TVA) (4x3) lei	
-	1	2	3	4	5	
1	Panou fotovoltaic 695 W	panouri	6,720	486.50	3,269,280.00	
2	Invertor	buc	12	39,800.00	477,600.00	
3	sistem paratraznet	buc	4	28,000.00	112,000.00	
4	sistem monitorizare video	buc	1	48,000.00	48,000.00	
5	sistem de stocare 400kW/800kWh cu instalare inclusa	buc	1	1,196,000.00	1,196,000.00	
6	transformator 20kV/0,8kV de 1600 kVA	buc	3	490,000.00	1,470,000.00	
7	Post de conexiune	buc	1	450,000.00	450,000.00	
				TOTAL	7,022,880.00	
Beneficiar/Investitor				Elaborator		
S.C. Unirea Green Energy Invest SRL				S.C.Malma Development SRL		



Deviz scenariul 2:

3.5.	Proiectare		60,000.00	11,400.00	71,400.00	
	3.5.1.	Tema de proiectare	0.00	0.00	0.00	
	3.5.2.	Studiu de fezabilitate	0.00	0.00	0.00	
	3.5.3.	Studiu de fezabilitate/documentatie de avizare a lucrarilor de interventii si de	40,000.00	7,600.00	47,600.00	
	3.5.4.	Documentele tehnice necesare in vederea obtinerii avizelor/acordurilor/auto	10,000.00	1,900.00	11,900.00	
	3.5.5.	Verificarea tehnica de calitate a proiectului tehnic si a detaliilor de executie	0.00	0.00	0.00	
3.5.6.	Proiect tehnic si detalii de executie		10,000.00	1,900.00	11,900.00	
3.6.	Organizarea procedurilor de achizitie		0.00	0.00	0.00	
3.7.	Consultanta		201,333.20	38,253.31	239,586.50	
	3.7.1.	Managementul de proiect pentru obiectivul de investitii	198,732.00	37,759.08	236,491.08	
	3.7.2.	Auditul financiar	2,601.20	494.23	3,095.42	
3.8.	Asistenta tehnica		59,000.00	11,210.00	70,210.00	
	3.8.1.	Asistenta tehnica din partea proiectantului	10,000.00	1,900.00	11,900.00	
		3.8.1.1.	pe perioada de excutie a lucrarilor	5,000.00	950.00	5,950.00
		3.8.1.2.	pentru participarea proiectantului la fazele incluse in programul	5,000.00	950.00	5,950.00
	3.8.2.	Dirigentie de santier	48,000.00	9,120.00	57,120.00	
	3.8.3.	Coordonator in materie de securitate si sanatate - conform HG nr. 300/2006, cu modificarile si completarile ulterioare	1,000.00	190.00	1,190.00	
Total CAPITOL 3			380,333.20	72,263.31	452,596.50	
CAPITOLUL 4 - Cheltuieli pentru investitia de baza						
4.1.	Constructii si instalatii		4,053,826.93	770,227.12	4,824,054.04	
4.2.	Montaj utilaje, echipamente tehnologice si functionale		1,868,000.00	354,920.00	2,222,920.00	
4.3.	Utilaje, echipam tehnol si funct care nec montaj		7,022,880.00	1,334,347.20	8,357,227.20	
4.4.	Utilaje, echipam tehnol si funct care nu nec montaj si echipam de transport		0.00	0.00	0.00	
4.5.	Dotari		43,000.00	8,170.00	51,170.00	
4.6.	Active necorporale		0.00	0.00	0.00	
Total CAPITOL 4			12,987,706.93	2,467,664.32	15,455,371.24	
CAPITOLUL 5 - Alte cheltuieli						
5.1.	Organizare de santier		50,000.00	9,500.00	59,500.00	
	5.1.1.	Lucrari de constructii	50,000.00	9,500.00	59,500.00	
	5.1.2.	Cheltuieli conexe organizarii santierului	0.00	0.00	0.00	
5.2.	Comisioane, cote, taxe, costul creditului		55,966.09	0.00	55,966.09	
	5.2.1.	Comisioanele si dobanzile aferente creditului bancii finantatoare	0.00	0.00	0.00	
	5.2.2.	Cota aferenta ISC pentru controlul calitatii lucrarilor de constructii	25,439.13	0.00	25,439.13	
	5.2.3.	Cota aferenta ISC pentru controlul statului in amenajarea teritoriului, urbaniza	5,087.83	0.00	5,087.83	
		pentru autorizarea lucrarilor de constructii	0.00	0.00	0.00	
	5.2.4.	Cota aferenta Casei Sociale a Constructorilor - CSC	25,439.13	0.00	25,439.13	
5.2.5.	Taxe pentru acorduri, avize conforme si autorizatia de construire/desfiintare		0.00	0.00	0.00	
5.3.	Cheltuieli diverse si neprevazute		10,000.00	1,900.00	11,900.00	
5.4.	Cheltuieli pentru informare si publicitate		4,000.00	760.00	4,760.00	
Total CAPITOL 5			119,966.09	12,160.00	132,126.09	
CAPITOLUL 6 - Cheltuieli pentru probe tehnologice si teste						
6.1.	Pregatirea personalului de exploatare		8,000.00	1,520.00	9,520.00	
6.2.	Probe tehnologice si teste		10,000.00	1,900.00	11,900.00	
Total CAPITOL 6			18,000.00	3,420.00	21,420.00	
CAPITOLUL 7 - Cheltuieli aferente marjei de buget si pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de pret						
7.1.	Cheltuieli aferente marjei de buget 25% din (1.2+1.3+1.4+2+3.1+3.2+3.3+3.5+3.7+3.8+4+5.1.1)		0.00	0.00	0.00	
7.2.	Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implemntare pentru ajustarea de pret		0.00	0.00	0.00	
TOTAL CAPITOL 7			0.00	0.00	0.00	
TOTAL GENERAL			13,556,006.21	2,565,007.62	16,121,013.83	
din care C=M (1.2.+1.3+1.4+2+4.1+4.2+5.1.1)			6,021,826.93	1,144,147.12	7,165,974.04	
Beneficiar/Investitor			Elaborator			
S.C. Unirea Green Energy Invest SRL			S.C. Malma Development SRL			
						



	DEVIZ GENERAL - SCENARIUL 2		cheltuieli eligibile		
	al obiectivului de investitii				
	Construire centrala fotovoltaica Ulmu retea racordare la S.E.N. transformator, imprejurire **				
	(conform H.G. 907/2016)				
Nr.crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli		Valoare (fara TVA)	TVA	Valoare cu TVA
			LEI	LEI	LEI
1	2		3	4	5
CAPITOLUL 1 - Cheltuieli pentru obtinerea si amenajarea terenului					
1.1.	Obtinerea terenului		0.00	0.00	0.00
1.2.	Amenajarea terenului		50,000.00	9,500.00	59,500.00
1.3.	Amenajari pentru protectia mediului si aducerea la starea initiala		0.00	0.00	0.00
1.4.	Cheltuieli pentru relocarea/protectia utilitatilor		0.00	0.00	0.00
Total CAPITOL 1			50,000.00	9,500.00	59,500.00
CAPITOLUL 2 - Cheltuieli pentru asigurarea utilitatilor necesare obiectivului de investitii					
2 Cheltuieli pentru asigurarea utilitatilor necesare obiectivului de inve			0.00	0.00	0.00
Total CAPITOL 2			0.00	0.00	0.00
CAPITOLUL 3 - Cheltuieli pentru proiectare si asistenta tehnica					
3.1.	Studii		0.00	0.00	0.00
	3.1.1. Studii de teren		0.00	0.00	0.00
	3.1.2. Raport privind impactul asupra mediului		0.00	0.00	0.00
	3.1.3. Alte studii specifice		0.00	0.00	0.00
3.2.	Documentatii-suport si chelt pt obt de avize, acorduri si autorizatii		0.00	0.00	0.00
3.3.	Expertizare tehnica		0.00	0.00	0.00
3.4.	Certificarea performantelor energetice si studiul energetic al cladiri		0.00	0.00	0.00
3.5.	Proiectare		0.00	0.00	0.00
	3.5.1. Tema de proiectare		0.00	0.00	0.00
	3.5.2. Studiu de fezabilitate		0.00	0.00	0.00
	3.5.3. Studiu de fezabilitate/documentatie de avizare a lucrarilor		0.00	0.00	0.00
	3.5.4. Documentele tehnice necesare in vederea obtinerii avize		0.00	0.00	0.00
	3.5.5. Verificarea tehnica de calitate a proiectului tehnic si a de		0.00	0.00	0.00
	3.5.6. Proiect tehnic si detalii de executie		0.00	0.00	0.00
3.6.	Organizarea procedurilor de achizitie		0.00	0.00	0.00
3.7.	Consultanta		0.00	0.00	0.00
	3.7.1. Managementul de proiect pentru obiectivul de investitii		0.00	0.00	0.00
	3.7.2. Auditul financiar		0.00	0.00	0.00
3.8.	Asistenta tehnica		48,000.00	9,120.00	57,120.00
	3.8.1. Asistenta tehnica din partea proiectantului		0.00	0.00	0.00
	3.8.1.1. pe perioada de excutie a lucrarilor		0.00	0.00	0.00
	3.8.1.2. pentru participarea proiectantului la fazele		0.00	0.00	0.00
	3.8.2. Dirigentie de santier		48,000.00	9,120.00	57,120.00
	3.8.3. Coordonator in materie de securitate si sanatate -		0.00	0.00	0.00
Total CAPITOL 3			48,000.00	9,120.00	57,120.00
CAPITOLUL 4 - Cheltuieli pentru investitia de baza					
4.1.	Constructii si instalatii		3,800,619.36	722,117.68	4,522,737.04
4.2.	Montaj utilitaje, echipamente tehnologice si functionale		1,868,000.00	354,920.00	2,222,920.00
4.3.	Utilitaje, echipam tehnol si funct care nec montaj		5,826,880.00	1,107,107.20	6,933,987.20
4.4.	Utilitaje, echipam tehnol si funct care nu nec montaj si echipam de tr		0.00	0.00	0.00
4.5.	Dotari		43,000.00	8,170.00	51,170.00
4.6.	Active necorporale		0.00	0.00	0.00
Total CAPITOL 4			11,538,499.36	2,192,314.88	13,730,814.24
CAPITOLUL 5 - Alte cheltuieli					
5.1.	Organizare de santier		50,000.00	9,500.00	59,500.00
	5.1.1. Lucrari de constructii		50,000.00	9,500.00	59,500.00
	5.1.2. Cheltuieli conexe organizarii santierului		0.00	0.00	0.00
5.2.	Comisioane, cote, taxe, costul creditului		0.00	0.00	0.00
	5.2.1. Comisioanele si dobanzile aferente creditului bancii finan		0.00	0.00	0.00
	5.2.2. Cota aferenta ISC pentru controlul calitatii lucrarilor de c		0.00	0.00	0.00
	5.2.3. Cota aferenta ISC pentru controlul statului in amenajare		0.00	0.00	0.00
	pentru autorizarea lucrarilor de constructii				
	5.2.4. Cota aferenta Casei Sociale a Constructorilor - CSC		0.00	0.00	0.00
5.2.5.	Taxe pentru acorduri, avize conforme si autorizatia de co		0.00	0.00	0.00
5.3.	Cheltuieli diverse si neprevazute		0.00	0.00	0.00
5.4.	Cheltuieli pentru informare si publicitate		0.00	0.00	0.00
Total CAPITOL 5			50,000.00	9,500.00	59,500.00
CAPITOLUL 6 - Cheltuieli pentru probe tehnologice si teste					
6.1.	Pregatirea personalului de exploatare		0.00	0.00	0.00
6.2.	Probe tehnologice si teste		0.00	0.00	0.00
Total CAPITOL 6			0.00	0.00	0.00
CAPITOLUL 7 - Cheltuieli aferente marjei de buget si pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de pret					
7.1.	Cheltuieli aferente marjei de buget 25% din (1.2+1.3+1.4+2+3.1+3.2+3.3+3.5+3.7+3.8+4+5.1.1)		0.00	0.00	0.00
7.2.	Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implemntare pentru ajustarea de pret		0.00	0.00	0.00
TOTAL CAPITOL 7			0.00	0.00	0.00
TOTAL GENERAL			11,686,499.36	2,220,434.88	13,906,934.24
din care C=M (1.2+1.3+1.4+2+4.1+4.2+5.1.1)			5,768,619.36	1,096,037.68	6,864,657.04
	Beneficiar/Investitor		Elaborator		
	S.C. Unirea Green Energy Invest SRL		S.C.Malma Development SRL		

	DEVIZ GENERAL - SCENARIUL 2		cheltuieli neeligibile			
	al obiectivului de investitii					
	Construire centrala fotovoltaica Ulmu retea racordare la S.E.N. transformator, imprejmuire **					
	(conform H.G. 907/2016)					
Nr.crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli		Valoare (fara TVA)	TVA	Valoare cu TVA	
			LEI	LEI	LEI	
1	2		3	4	5	
CAPITOLUL 1 - Cheltuieli pentru obtinerea si amenajarea terenului						
1.1.	Obtinerea terenului		0.00	0.00	0.00	
1.2.	Amenajarea terenului		0.00	0.00	0.00	
1.3.	Amenajari pentru protectia mediului si aducerea la starea initiala		0.00	0.00	0.00	
1.4.	Cheltuieli pentru relocarea/protectia utilitatilor		0.00	0.00	0.00	
Total CAPITOL 1			0.00	0.00	0.00	
CAPITOLUL 2 - Cheltuieli pentru asigurarea utilitatilor necesare obiectivului de investitii						
2	Cheltuieli pentru asigurarea utilitatilor necesare obiectivului de investitii		0.00	0.00	0.00	
Total CAPITOL 2			0.00	0.00	0.00	
CAPITOLUL 3 - Cheltuieli pentru proiectare si asistenta tehnica						
3.1.	Studii		60,000.00	11,400.00	71,400.00	
	3.1.1.	Studii de teren	50,000.00	9,500.00	59,500.00	
	3.1.2.	Raport privind impactul asupra mediului		0.00	0.00	
	3.1.3.	Alte studii specifice	10,000.00	1,900.00	11,900.00	
3.2.	Documentatii-suport si chelt pt obt de avize, acorduri si autorizatii		0.00	0.00	0.00	
3.3.	Expertizare tehnica		0.00	0.00	0.00	
3.4.	Certificarea performantelor energetice si studiul energetic al cladirilor		0.00	0.00	0.00	
3.5.	Proiectare		60,000.00	11,400.00	71,400.00	
	3.5.1.	Tema de proiectare	0.00	0.00	0.00	
	3.5.2.	Studiu de fezabilitate	0.00	0.00	0.00	
	3.5.3.	Studiu de fezabilitate/documentatie de avizare a lucrarilor de in	40,000.00	7,600.00	47,600.00	
	3.5.4.	Documentele tehnice necesare in vederea obtinerii avizelor/ac	10,000.00	1,900.00	11,900.00	
	3.5.5.	Verificarea tehnica de calitate a proiectului tehnic si a detaliilo	0.00	0.00	0.00	
	3.5.6.	Proiect tehnic si detalii de executie	10,000.00	1,900.00	11,900.00	
3.6.	Organizarea procedurilor de achizitie		0.00	0.00	0.00	
3.7.	Consultanta		201,333.20	38,253.31	239,586.50	
	3.7.1.	Managementul de proiect pentru obiectivul de investitii	198,732.00	37,759.08	236,491.08	
	3.7.2.	Auditul financiar	2,601.20	494.23	3,095.42	
3.8.	Asistenta tehnica		11,000.00	2,090.00	13,090.00	
	3.8.1.	Asistenta tehnica din partea proiectantului	10,000.00	1,900.00	11,900.00	
		3.8.1.1.	pe perioada de excutie a lucrarilor	5,000.00	950.00	5,950.00
		3.8.1.2.	pentru participarea proiectantului la fazele incluse	5,000.00	950.00	5,950.00
	3.8.2.	Dirigentie de santier	0.00	0.00	0.00	
	3.8.3.	Coordonator in materie de securitate si sanatate - conform	1,000.00	190.00	1,190.00	
Total CAPITOL 3			332,333.20	63,143.31	395,476.50	
CAPITOLUL 4 - Cheltuieli pentru investitia de baza						
4.1.	Constructii si instalatii (bransament)		253,207.56	48,109.44	301,317.00	
4.2.	Montaj utilaje, echipamente tehnologice si functionale		0.00	0.00	0.00	
4.3.	Utilaje, echipam tehnol si funct care nec montaj (stocare)		1,196,000.00	227,240.00	1,423,240.00	
4.4.	Utilaje, echipam tehnol si funct care nu nec montaj si echipam de transpor		0.00	0.00	0.00	
4.5.	Dotari		0.00	0.00	0.00	
4.6.	Active necorporale		0.00	0.00	0.00	
Total CAPITOL 4			1,449,207.56	275,349.44	1,724,557.00	
CAPITOLUL 5 - Alte cheltuieli						
5.1.	Organizare de santier		0.00	0.00	0.00	
	5.1.1.	Lucrari de constructii	0.00	0.00	0.00	
	5.1.2.	Cheltuieli conex organizarii santierului	0.00	0.00	0.00	
5.2.	Comisioane, cote, taxe, costul creditului		55,966.09	0.00	55,966.09	
	5.2.1.	Comisioanele si dobanzile aferente creditului bancii finantatoa	0.00	0.00	0.00	
	5.2.2.	Cota aferenta ISC pentru controlul calitatii lucrarilor de constru	25,439.13	0.00	25,439.13	
	5.2.3.	Cota aferenta ISC pentru controlul statului in amenajarea terite	5,087.83	0.00	5,087.83	
	pentru autorizarea lucrarilor de constructii					
	5.2.4.	Cota aferenta Casei Sociale a Constructorilor - CSC	25,439.13	0.00	25,439.13	
5.2.5.	Taxe pentru acorduri, avize conforme si autorizatia de constru		0.00	0.00	0.00	
5.3.	Cheltuieli diverse si neprevazute		10,000.00	1,900.00	11,900.00	
5.4.	Cheltuieli pentru informare si publicitate		4,000.00	760.00	4,760.00	
Total CAPITOL 5			69,966.09	2,660.00	72,626.09	
CAPITOLUL 6 - Cheltuieli pentru probe tehnologice si teste						
6.1.	Pregatirea personalului de exploatare		8,000.00	1,520.00	9,520.00	
6.2.	Probe tehnologice si teste		10,000.00	1,900.00	11,900.00	
Total CAPITOL 6			18,000.00	3,420.00	21,420.00	
CAPITOLUL 7 - Cheltuieli aferente marjei de buget si pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de pret						
7.1.	Cheltuieli aferente marjei de buget 25% din (1.2+1.3+1.4+2+3.1+3.2+3.3+3.5+3.7+3.8+4+5.1.1)		0.00	0.00	0.00	
7.2.	Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implemntare pentru ajustarea de pret		0.00	0.00	0.00	
Total CAPITOL 7			0.00	0.00	0.00	
TOTAL GENERAL			1,869,506.85	344,572.75	2,214,079.59	
din care C=M (1.2.+1.3+1.4+2+4.1+4.2+5.1.1)			253,207.56	48,109.44	301,317.00	
Beneficiar/Investitor			Elaborator			
S.C. Unirea Green Energy Invest SRL			S.C. Malma Development SRL			
						



DEVIZ PE OBIECT SCENARIUL 2 - CHELTUIELI PENTRU INVESTITIA DE BAZA					
Construire centrala fotovoltaica Ulmu retea racordare la S.E.N. transformator, imprejmuire **					
(conform H.G. 907/2016)					
Nr.crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fara TVA)	TVA	Valoare cu TVA	
		LEI	LEI	LEI	
1	2	3	4	5	
CAPITOLUL 4 - Cheltuieli pentru investitia de baza					
4.1.	Constructii si instalatii				
4.1.1.	Terasamente, sistematizare pe verticala si amenajari exterioare, amenajare, nivelare teren		0.00	0.00	
4.1.2.	Rezistenta	2,335,000.00	443,650.00	2,778,650.00	
4.1.3.	Arhitectura	0.00	0.00	0.00	
4.1.4.	Instalatii climatizare	0.00	0.00	0.00	
4.1.5.	Instalatii electrice	1,465,619.36	278,467.68	1,744,087.04	
4.1.6.	Instalatii sanitare	0.00	0.00	0.00	
4.1.7.	Instalatii geotermie si energie regenerabila bransament	253,207.56	48,109.44	301,317.00	
	TOTAL I (fara TVA)	4,053,826.93	770,227.12	4,824,054.04	
4.2.	Montaj utilaje, echipamente tehnologice si functionale	1,868,000.00	354,920.00	2,222,920.00	
	TOTAL II (fara TVA)	1,868,000.00	354,920.00	2,222,920.00	
4.3.	Utilaje, echipam tehnol si funct care nec montaj	7,022,880.00	1,334,347.20	8,357,227.20	
4.4.	Utilaje, echipam tehnol si funct care nu nec montaj si echipam de transport	0.00	0.00	0.00	
4.5.	Dotari SCADA	43,000.00	8,170.00	51,170.00	
4.6.	Active necorporale		0.00	0.00	
	TOTAL III (fara TVA)	7,065,880.00	1,342,517.20	8,408,397.20	
Total CAPITOL 4		12,987,706.93	2,467,664.32	15,455,371.24	
EXPLICITARE DEVIZ CONSTRUCTII SI INSTALATII					
4.10	Structura sustinere panouri	MW	4.67	500,000	2,335,000.00
4.10	bransament		1.00	253,207.56	253,207.56
Nr.crt.	Denumirea	U.M.	Cantitate	Pretul unitar lei/	Valoarea (fara TVA) (4x3) lei
-	1	2	3	4	5
2.00	Tablouri electrice, conectica, protectii, curenti slabi	set	1	80,000.00	80,000.00
3.00	imprejmuire, iluminat		1	186,550.00	186,550.00
4.00	Cabluri, accesorii, suruburi	set	1	1,199,069.36	1,199,069.36
				TOTAL	1,465,619.36
EXPLICITARE DEVIZ UTILAJE, ECHIPAMENTE TEHNOLOGICE SI FUNCTIONALE					
Nr.crt.	Denumirea	U.M.	Cantitate	Pretul unitar lei/	Valoarea (fara TVA) (4x3) lei
-	1	2	3	4	5
1	Panou fotovoltaic 695 W	panouri	6,720	486.50	3,269,280.00
2	Invertor	buc	12	39,800.00	477,600.00
3	sistem paratraznet	buc	4	28,000.00	112,000.00
4	sistem monitorizare video	buc	1	48,000.00	48,000.00
5	sistem de stocare 400kW/800kWh cu instalare inclusa	buc	1	1,196,000.00	1,196,000.00
6	transformator 20kV/0,8kV de 1600 kVA	buc	3	490,000.00	1,470,000.00
7	Post de conexiune	buc	1	450,000.00	450,000.00
				TOTAL	7,022,880.00
					505.0774916
Beneficiar/Investitor				Elaborator	
S.C. Unirea Green Energy Invest SRL				S.C.Malma Development SRL	



- costurile estimative de operare pe durata normată de viață/de amortizare a investiției publice.

Pentru scenariul 1 și 2, evoluția pe perioada de analiză a cheltuielilor anuale sunt prezentate în cadrul capitolului 4.6 – Analiza financiară, tabelul 4.3 – scenariul 1 și tabelul 4.11 – scenariul 2.

Aceste cheltuieli cuprind operarea parcului: mentenanța, asigurările și orice alte cheltuieli prilejuite pe durata normată de viață/de amortizare a investiției.

3.4. Studii de specialitate, în funcție de categoria și clasa de importanță a construcțiilor, după caz:

- studiu topografic;

Se va realiza

- studiu geotehnic și/sau studii de analiză și de stabilitate a terenului;

Se va realiza

- studiu hidrologic, hidrogeologic;

Nu este cazul

- studiu privind posibilitatea utilizării unor sisteme alternative de eficiență ridicată pentru creșterea performanței energetice; – studiu de trafic și studiu de circulație

Nu este cazul

- raport de diagnostic arheologic preliminar în vederea exproprierii, pentru obiectivele de investiții ale căror amplasamente urmează a fi expropriate pentru cauză de utilitate publică;

Nu este cazul

- studiu peisagistic în cazul obiectivelor de investiții care se referă la amenajări spații verzi și peisajere; – studiu privind valoarea resursei culturale;

Nu este cazul

- studii de specialitate necesare în funcție de specificul investiției

Nu este cazul

3.5. Grafice orientative de realizare a investiției

Nr. crt	Activitatea	L0	L1	L2	L3	L4	L5	L6	L7	L8	L9	L10	L11	L12	L13	L14	L15	L16	L17	L18	L19	L20
1	Studii teren																					
2	Obt. avize acorduri principiu																					
3	Studiu de fezabilitate																					
4	Expertiza tehnica	NA																				
5	Audit energetic	NA																				
6	Consultanta depunere CF																					
7	Proceduri de achiziție																					
8	Documentatii avize																					
9	Elaborare PT+DE																					
11	L																					
	u																					
	c																					
	r																					
	a																					
11	i																					
	Amenajarea terenului																					
	Organizare de santier																					
	Cheltuieli pentru asigurarea utilitatilor necesare obiectivului																					
	Constructii																					
12	Probe tehnologice																					
12	Achiziție dotari																					
13	Consultanta Management proiect																					
14	Asistenta tehnica proiectant																					
15	Asistenta tehnica diriginte santier																					
16	Informare si publicitate																					
17	Audit financiar																					

4. Analiza fiecărui/fiecărei scenariu/opțiuni tehnico-economic(e) propus(e)

4.1. Prezentarea cadrului de analiză, inclusiv specificarea perioadei de referință și prezentarea scenariului de referință

Tema de proiectare prevede Construire centrala fotovoltaica Ulmu, retea racordare la S.E.N. transformator, imprejmuire** in judetul Braila, comuna Ulmu, Tarla 104, Parcelele 57,61,63,65, Nr.Cadastral 76185, 72855, 70753, 73074

Construire centrala fotovoltaica Ulmu, retea racordare la S.E.N. transformator, imprejmuire** de 3.6 MW (in AC – invertore) cu panouri monocristaline de 695 W, si un sistem de fixare fix orientare sud cu sistem de stocare 400 kW/1MWh

.Din punct de vedere a perioadei de referință, aceasta este de 20 de ani, conform previziunilor ghidului solicitantului.

Perioada de referință pentru care se realizează previziuni în cadrul prezentei analize cost-beneficiu acoperă o perioadă apropiată de viața economică a investiției și suficient de îndelungată pentru a permite manifestarea impactului pe termen mediu și lung al acesteia.

Perioada luată în considerație pentru prezenta analiză cost beneficiu însumează perioada de realizare a investiției și perioada de referință recomandată pentru operarea investiției. Astfel Anul 1 al perioadei analizate luat în considerare va fi anul de începere al investiției și nu anul de începere pentru operarea investiției.

Pentru stabilirea perioadei de referință s-au luat în calcul următoarele recomandări:

Perioadele de referință privind operarea investițiilor în sistemul energetic, conform GHIDULUI SPECIFIC - Sprijinirea investițiilor în noi capacități de producerea energiei electrice produse din surse regenerabile este de 20 de ani.

1. Conform Anexa 1 la REGULAMENTUL DELEGAT (UE) NR. 480/2014 AL COMISIEI din 3 martie 2014 de completare a Regulamentului (UE) nr. 1303/2013 al Parlamentului European și al Consiliului de stabilire a unor dispoziții comune privind Fondul european de dezvoltare regională, Fondul social european, Fondul de coeziune, Fondul european agricol pentru dezvoltare rurală și Fondul european pentru pescuit și afaceri maritime, precum și de stabilire a unor dispoziții generale privind Fondul european de dezvoltare regională, Fondul social european, Fondul de coeziune și Fondul european pentru pescuit și afaceri maritime, perioada de referință pentru investițiile în domeniul energiei este cuprinsă între 15-25 ani.

Perioadele de referință menționate la articolul 15 alineatul (2)

Sectorul	Perioada de referință (ani)
Căi ferate	30
Aprovizionare cu apă/canalizare	30
Drumuri	25-30
Gestionarea deșeurilor	25-30
Porturi și aeroporturi	25
Transport urban	25-30
Energie	15-25
Cercetare și inovare	15-25
Bandă largă	15-20
Infrastructură comercială	10-15
Alte sectoare	10-15

Comparând perioadele de referință privind operarea investiției de la pct. 1 și 2 rezultă o perioadă de referință privind operarea investiției de maxim 20 de ani.

Perioada de implementare a proiectului se încadrează în perioada de eligibilitate a cheltuielilor, respectiv între data intrării în vigoare a Regulamentului de punere în aplicare (UE) 2020/1001 al Comisiei din 9 iulie 2020 de stabilire a unor norme detaliate de aplicare a Directivei 2003/87/CE a Parlamentului European și a Consiliului, de 30 iulie 2020 și data preconizată de finalizare menționată în cadrul apelului de proiecte, care nu poate depăși data de 31.12.2026.

Perioada de realizare a investiției este de până la **31.12.2026**, conform prevederilor ghidului solicitantului. Concluzionând putem stabili perioada de referință la max. 20 de ani.

4.2. Analiza vulnerabilităților cauzate de factori de risc, antropici și naturali, inclusiv de schimbări

climatice, ce pot afecta investiția

Nu exista factori de vulnerabilitate din punct de vedere al disponibilitatii terenurilor aferente investitiei, degradarea solului si schimbările climatice cauzate de variațiile prognozate în tiparul temperaturilor și precipitațiilor înregistrate.

Nu exista riscuri de dezastre naturale, precum inundații, secetă și incendii produse din cauze naturale.

Factorii de risc care ar putea sa afecteze investitia sunt atat interni, cat si externi. Riscurile interne sunt direct legate de proiect si pot aparea in timpul si/sau ulterior fazei de implementare.

Factorii de risc externi se afla într-o stransa legatura cu mediul socio-economic, cel politic, precum si conditiile de mediu, avand o influenta considerabila asupra proiectului propus.

Riscuri tehnice	- executarea necorespunzatoare a unora dintre lucrarile propuse; - nerespectarea graficului de executie; - deteriorarea infrastructurii cauzata de o intretinere si/sau exploatare necorespunzatoare;
Riscuri de mediu	- poluarea factorilor de mediu, pe durata execuției lucrărilor; - evoluția din punct de vedere climatic
Riscuri financiare	- valoare subdimensionata a lucrarilor de executie si de intretinere si/sau aparitia unor cheltuieli neprevazute; - cresterea inflatiei si/sau deprecierea monedei nationale; - cresterea preturilor la materiile prime; - cresterea costurilor fortei de munca. - lipsa capacitatii financiare a beneficiarului de a suporta costurile operationale
Riscuri institutionale	- organizarea deficitara a fluxului informational intre diferitele entitati implicate in implementarea proiectului; - nefunctionalitatea aranjamentelor institutionale pentru exploatarea si intretinerea corespunzatoare a investitiei;
Riscuri legale	- modificari legislative in domeniul energetic care pot afecta si reorganiza activitatea producătorilor de energie. - potentiale modificari ale prescriptiilor tehnice (legate de solutia tehnica etc) si standardelor de calitate.

In timp ce riscurile interne pot fi atenuate/prevenite prin intermediul masurilor de natura administrativa – cum ar fi:

- selectarea adecvata a societatii autorizata in domeniul executarii lucrarilor de constructii si instalatii aferente,
- includerea in contracte de conditii penalizatoare in cazul unor nereguli aparute in efectuarea sarcinilor,

- numirea unei echipe de implementare a proiectului formata din: manager de proiect, expert tehnic, responsabil financiar cu atribuții și responsabilități clar definite în vederea implementării proiectului cu profesionalism.

Riscurile externe sunt dificil de anihilat, cu atât mai mult cu cât ele se produc independent de acțiunile întreprinse de managerul de proiect (beneficiarul) sau de celelalte entități implicate.

4.3. Situația utilităților și analiza de consum

Alimentarea cu gaze - nu este necesară.

Telecomunicații - vor fi asigurate prin rețele de telefonie mobilă. Aceste rețele oferă servicii de tip voce dar și de transfer de date, ultimele sub forma de conexiune directă la Internet prin modem GSM. Deși vitezele de transfer nu sunt din categoria celor mai mari (3GS), ele sunt mai mult decât suficiente nevoilor.

Cerințe construcții-instalații - Traseul instalațiilor electrice proiectate a fost ales astfel încât să elimine impactul negativ asupra zonei. Se vor folosi tehnologii, materiale și echipamente care să nu afecteze calitatea mediului (prietenoase cu mediul).

Pentru realizarea lucrărilor vor trebui asigurate următoarele utilități:

- energie electrică: pentru asigurarea alimentării cu energie electrică pe durata lucrărilor, când nu este posibilă alimentarea de la o sursă de curent de la rețea, se vor folosi grupuri electrogene portabile;
- apă: apa necesară preparării materialelor de construcție se va asigura de către constructorul care realizează lucrarea;

4.4. Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții

a) impactul social și cultural, egalitatea de șanse;

Impactul social al proiectului poate fi cuantificat prin conștientizarea importanței reducerii gazelor cu efect de seră asupra mediului înconjurător, promovarea unui stil de viață sustenabil, precum și a potențialului energetic solar pe care îl are România, potențial neutilizat.

Proiectul nu are impact cultural.

Egalitatea de șanse are la bază asigurarea participării depline a fiecărei persoane la viața economică și socială, folosirii sau exercitării în condiții de egalitate a drepturilor omului și a libertăților fundamentale sau a drepturilor recunoscute de lege, în domeniul politic, economic, social și cultural sau în orice alte domenii ale vieții publice, luarea în considerare a capacităților, nevoilor, aspirațiilor diferite indiferent de rasă, naționalitate, etnie, limbă, religie, categorie specială, convingeri, gen, orientare sexuală, vârstă, handicap, boală cronică necontagioasă, infectare HIV, apartenența la o categorie defavorizată, precum și orice alt criteriu care are ca scop sau efect restrângerea / înlăturarea recunoașterii și aplicarea unui tratament egal acestora, fără a se realiza nici o deosebire, excludere, restricție sau preferință.

Beneficiarul se obligă să respecte prevederile legale în materie, inclusiv Legea 202/2002, modificată și completată de Legea 340/2006 și de Legea 507/2006, privind egalitatea de șanse între femei și bărbați.

Promovarea drepturilor fundamentale, nediscriminarea și egalitatea de șanse sunt susținute în cadrul companiei prin următoarele demersuri concrete:

- 1) Stabilirea echipei de proiect strict pe baza competențelor membrilor, a aptitudinilor, cunoștințelor și experienței relevante pentru proiect. Selectia acestora se va face după criterii obiective legate de pregătirea, cunoștințele și aptitudinile, precum și experiența, fără discriminare în funcție de rasă, sex, etnie, apartenență religioasă sau politică, etc.;
- 2) În etapa de derulare a procedurilor de achiziții se vor respecta regulile specificate în legislația națională în domeniul achizițiilor publice, accesul la informații privind posibilitatea de ofertare fiind asigurat fără nici un fel de discriminare față de potențialul operator economic.

b) estimări privind forța de muncă ocupată prin realizarea investiției:

- în faza de realizare: 10 persoane

c) impactul asupra factorilor de mediu, inclusiv impactul asupra biodiversității și a siturilor protejate, după caz;

Diminuarea surselor de poluare: Nu există surse de poluare. Instalația nu este o sursă de poluare. Instalația va contribui la scutirea emisiilor de CO₂, SO₂, NO₂ și alte gaze cu efect de seră într-o măsură proporțională cu dimensiunea instalației și energiei electrice produse din sursă regenerabilă nepoluantă. Se va scuti emisia de aproximativ 3445.94 tone CO₂ (emisii ce se produc în absența acestei unități de panouri fotovoltaice).

Prevenirea producerii riscurilor naturale: Nu se întrevad riscuri naturale în zonă, astfel încât să nu se întrevad riscuri majore în cazul unui cutremur de mare intensitate. Menționăm că înălțimea maximă a structurilor de montare a panourilor fotovoltaice și a învertoarelor este de aproximativ 2m.

Instalația și panourile fotovoltaice componente sunt de asemenea proiectate pentru a rezista fenomenelor meteorologice de tipul zăpezii, vântului și grindinei.

Protecția mediului se va realiza conform SR EN ISO 14001/2015 - "Sisteme de management de mediu" și O.U.G. nr. 195/2005 - "Ordonanța de urgență privind protecția mediului":

Protecția calității apei: Procesul tehnologic, specific lucrărilor de canalizare electrică subterană, nu are impact asupra apei.

Protecția aerului: Tehnologia specifică execuției rețelelor electrice subterane nu conduce la poluarea aerului, decât în măsura în care praful rezultat din spargeri și săpături, reduce într-o anumită măsură calitatea acestuia. Pe tot parcursul derulării lucrărilor, se iau măsuri de reducere la maximum a prafului, atât prin udarea acestuia, cât și prin manevrarea cu grijă a utilajelor folosite.

Protectia impotriva zgomotului si vibratiilor: Protectia impotriva zgomotului si a vibratiilor se realizeaza prin folosirea unor scule si utilaje cu grad sporit de silentiozitate.

Protectia impotriva radiatiilor: Lucrarile din prezenta documentatie nu produc radiatii.

Protectia solului si subsolului: Desi specificul lucrarilor de retele afecteaza atat solul, cat si subsolul, acestea nu polueaza mediul decat prin faptul ca apar corpuri straine in sol (cablurile, electrozii si platbanda, confectionate din materiale greu degradabile). Aceste corpuri straine sunt protejate prin tehnologia de lucru pentru foarte multe actiuni straine, conducand implicit si la protectia solului si subsolului.

La incheierea lucrarilor de constructii montaj, constructorul va curata terenul si va reface cadrul natural existent inainte de inceperea lucrarilor. Lucrarile din prezenta documentatie nu afecteaza alte instalatii sau cladiri, ele fiind in concordanta cu PE 106/2003 si NTE007-08 si nu produc agenti poluanti pentru aer sol sau apa freatica, pentru perioada de exploatare, iar prin masurile luate nu se produc accidente, decat in caz de calamitate naturala. In conformitate cu prevederile "SR EN ISO 14001/2015" si OUG 195/2005 - "Ordonanta de urgenta privind protectia mediului", la executarea lucrarilor din prezenta documentatie se vor respecta prevederile privind protectia asezarilor umane, protectia solului, protectia atmosferei.

Lucrarile cuprinse in prezentul proiect, nu impun lucrari de reconstructie ecologica, deoarece nu afecteaza mediul inconjurator.

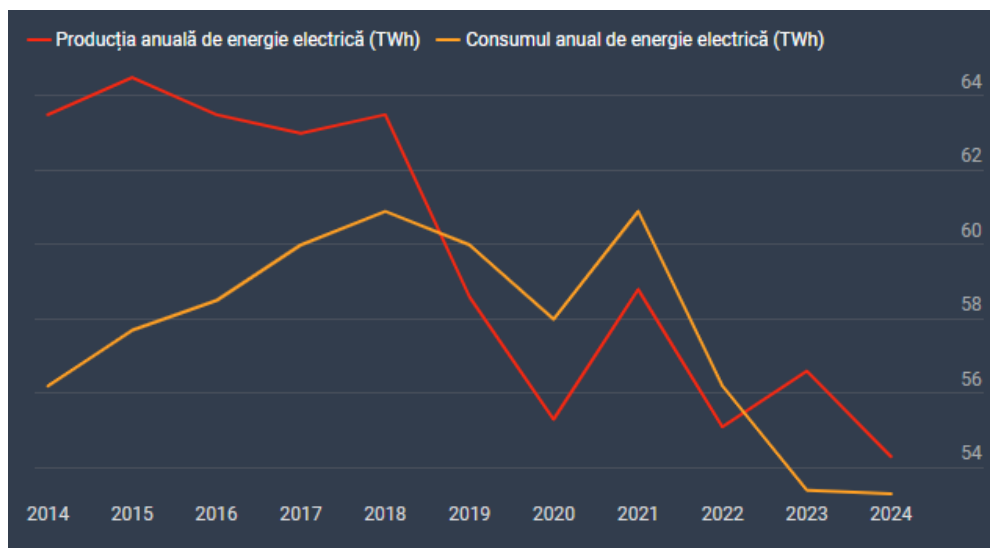
d) impactul obiectivului de investitie raportat la contextul natural si antropic in care acesta se integreaza, dupa caz

Investitia propusa va contribui la reducerea emisiei de dioxid de carbon la nivel national, in acord cu planul de decarbonizare a energiei asumat de Romania si la nivel european – Green Deal.

Înlocuirea capacităților existente de producție a energiei electrice din surse convenționale cu cele cu emisii reduse de carbon va avea ca efect și promovarea în continuare a resurselor regenerabile în producerea energiei electrice, în cazul de față energia solară, folosind și mecanismele de piață a energiei electrice.

4.5. ANALIZA CERERII DE BUNURI SI SERVICII, CARE JUSTIFICA DIMENSIONAREA OBIECTIVULUI DE INVESTITII

Consumul final de energie electrica aferent anului 2023 a fost de 53.40 TWh, conform Raportului de monitorizare piata energie electrica – luna decembrie 2023 cu luarea în considerare a Indicatorului Consum intern realizat SEN care reprezinta consumul lunar realizat la nivelul întregului SEN.



Sursa datelor: <https://www.transelectrica.ro/widget/web/tel/sen-grafic/>
[/SENGrafic_WAR_SENGraficportlet](#)

Prezentam indicatori de sinteza ce caracterizeaza bilantul fizic al energiei electrice pentru luna decembrie 2023 comparativ cu luna anterioara si respectiv pentru anul 2023 comparativ cu anul anterior.

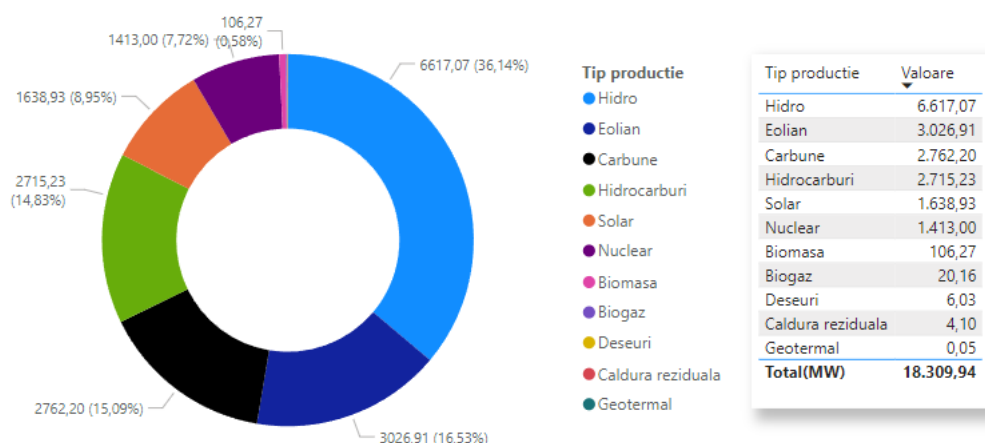
- GWh -					
Nr. crt.	INDICATOR	Noiembrie 2023	Decembrie 2023	2022	2023
1	Energia electrică produsă (Pi > 5MW) ¹	4613,12	5250,38	53536,74	56034,13
2	Energia electrică livrată în rețea (Pi > 5MW) ¹	4386,41	4983,37	50626,43	53171,31
3	Schimburi comerciale pe direcția import (inclusiv tranzite) ²	1084,12	1342,68	8653,14	10088,60
4	Schimburi comerciale pe direcția export (inclusiv tranzite) ²	1102,98	1015,10	7406,52	13079,53
5	Consum intern realizat SEN ³	4611,22	4930,32	57009,00	54258,00

Sursa datelor: ANRE - RAPORT PRIVIND REZULTATELE MONITORIZARII PIETEI DE ENERGIE ELECTRICA Raportarile lunare ale producatorilor monitorizati PAN

Continutul indicatorilor Energia electrica produsa (Pi > 5MW) si Energia electrica livrata (Pi > 5MW) pentru lunile din anul 2023 se refera la energia electrica livrata în SEN de toti producatorii care detin cel puțin o centrala de producere cu capacitate instalata mai mare de 5 MW, racordata la rețelele electrice de transport si distributie (în conformitate cu Metodologia PAN aprobata prin Ordinul ANRE nr. 18/2023)

Proгноza consumului final brut de energie electrica pentru anul 2026 este de 54,32 TWh si a fost determinata pe baza valorii realizate în anul 2023, de 53,40 TWh si utilizand o crestere egala cu cea a PIB de 0,8 %, conform datelor publicate în 12 februarie 2024 de Comisia Nationala de Proгноza în Proiectia principalilor indicatori macroeconomici pentru perioada 2023 – 2027.

Puterea instalata in capacitati de productie energie electrica este de 18.309,94 MW la nivelul lunii aprilie 2024. Structura acesteia este prezentata în figura de mai jos.



Puterea instalată în capacitățile de producție energie electrică(în MW) - 18.309,94

Sursa datelor: site ANRE

Conform informatiilor publicate de ANRE, puterea instalata în capacitatile de productie de energie electrica în Romania este de 18,309 GW. Capacitatea instalata de energie eoliana este de 3 GW, ceea ce genereaza anual aproximativ 16% din energia electrica livrata în retea, iar capacitatea instalata în energie fotovoltaica este de 1.6 GW, ceea ce genereaza aproximativ 7,6% din energia electrica livrata în retea.

Conform datelor Ministerului Energiei, în 2023, noile centrale electrice puse în functiune au totalizat 624 MWp, majoritatea solar (aproape 500 MWp)

Previziunile viitoare despre dezvoltarea capacitatilor de energie regenerabile sunt mentionate în Planul National Integrat în domeniul Energiei si Schimbarilor Climatice 2021-2030, unde se preconizeaza producerea a 5.3 GW din energie eoliana si a 5 GW din energie fotovoltaica la nivelul anului 2030.

De asemenea, potrivit Planului de dezvoltare a RET 2022-2031 _Revizia 3, elaborat de Transelectrica, pentru perioada 2022-2031, sursele regenerabile vor înregistra o crestere totala de capacitate de 6615 MW (din care 6127 MW eolian + solar), capacitatea totala SRE instalata în SEN urmand sa depaseasca 17 GW (inclusiv hidro).

Aceasta evolutie presupune intrarea în exploatare de noi capacitati de productie din surse regenerabile (în special eolian, fotovoltaic), în limitele descrise în tabelul urmator:

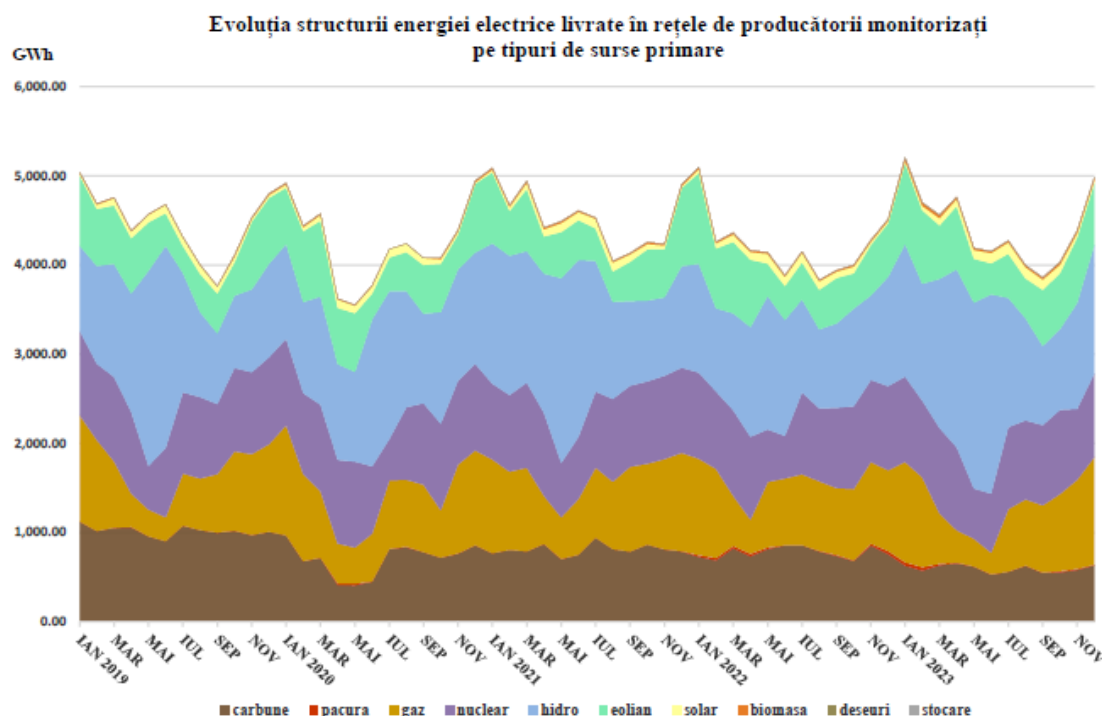
Evolutia capacitatii din surse regenerabile, exclusiv hidro (Scenariul de Referinta [MW])

Tip SRE	2021	2022	2025	2026	2030	2031
Eolian	2965	3400	4334	4500	5255	5300
Solar	1308	1500	3393	3500	5054	5100
Biomasă	124	125	126	128	137	140

Sursa datelor: PNIESC (ținte asumate pentru 2025, 2030), Transelectrica (realizări – 2021, estimare – 2022, interpolare/extrapolare - 2026 și 2031).

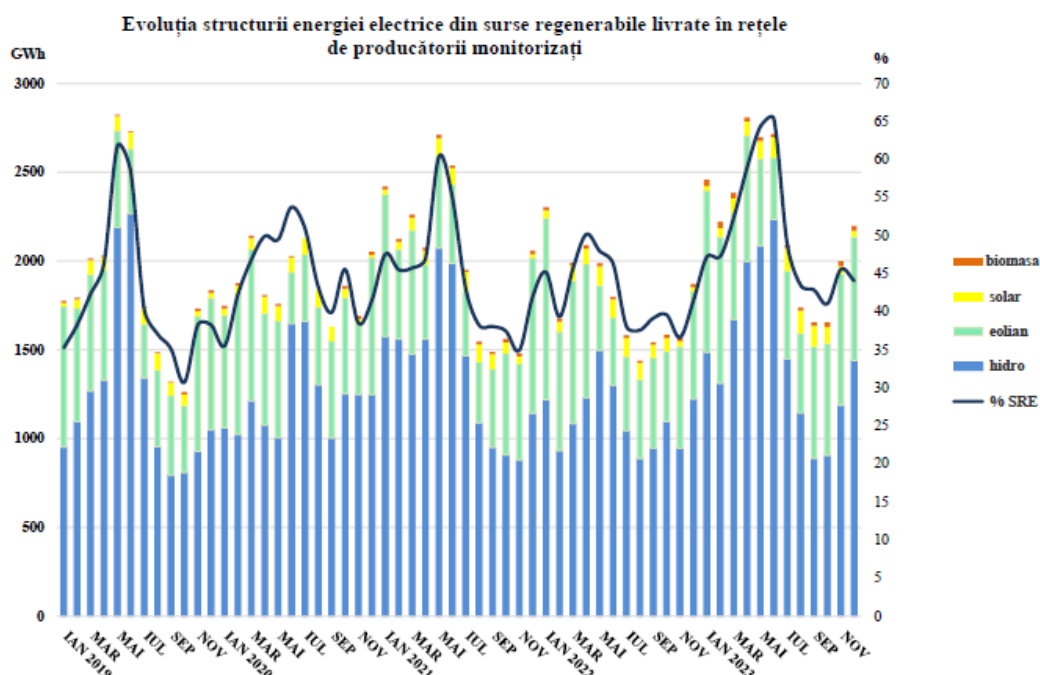
Energia electrica produsa si livrata in retele de producatorii monitorizati pentru luna decembrie 2023, respectiv pentru anul 2023 si evolutia structurii lunare în ultimii 5 ani, are urmatoarea structura pe tipuri de surse primare a energiei electrice.

Prezentam în continuare structura pe tipuri de surse primare a energiei electrice produse si livrate în retele de producatorii monitorizati pentru luna decembrie 2023, respectiv pentru anul 2023 si evolutia structurii lunare în ultimii 5 ani.



Sursa datelor: ANRE - RAPORT PRIVIND REZULTATELE MONITORIZARII PIETEI DE ENERGIE ELECTRICA ÎN LUNA DECEMBRIE 2023 - Raportarile lunare ale producatorilor monitorizati PAN

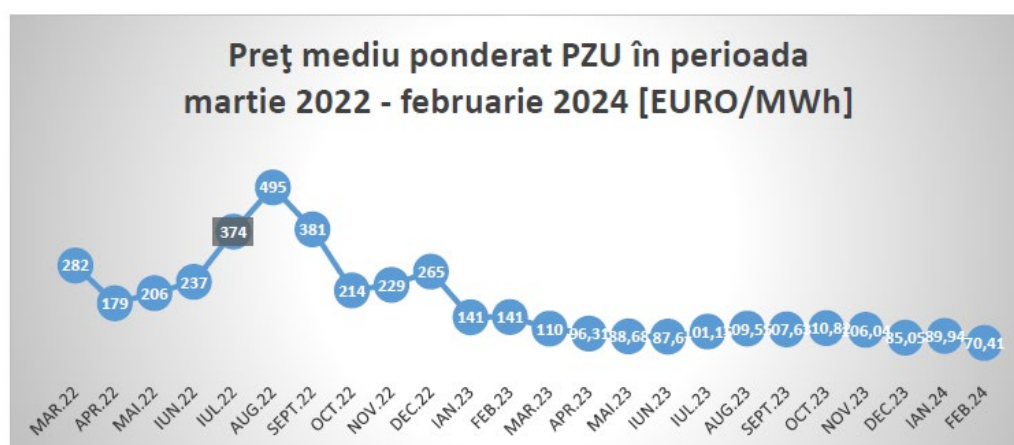
În graficul urmator este prezentata în evolutie lunara **energia electrica produsa din surse regenerabile si livrata în retea** de producatorii monitorizati si cota de piata a acestora din totalul energiei electrice livrate.



Sursa datelor: ANRE - RAPORT PRIVIND REZULTATELE MONITORIZARII PIETEI DE ENERGIE ELECTRICA ÎN LUNA DECEMBRIE 2023 - Raportările lunare ale producătorilor monitorizați PAN

Pretul energiei electrice pe piața angro a fost calculat ca fiind valoarea pretului mediu ponderat PZU rezultat pe ultimele 12 luni anterioare lunii efectuării analizei, respectiv perioada martie 2023 – februarie 2024. Pretul astfel rezultat a fost de 95,85 Euro/MWh.

Evoluția pretului mediu ponderat PZU pentru ultimele 24 de luni calendaristice este prezentată în figura de mai jos.



Sursa datelor : Raportările zilnice/lunare ale OPCOM S.A

Evoluția pretului mediu ponderat PZU din ultimii 2 ani a înregistrat un maxim de 495 Euro/MWh în luna august 2022, un trend descrescător începând cu luna ianuarie 2023, **respectiv un minim de 70,41 Euro/MWh în luna februarie 2024**, care este prezentată în graficul din figura de mai sus. De asemenea, evoluția pretului energiei electrice din contractele futures (baseload) încheiate pe bursa European Energy

Exchange AG - EEX (bursa de la Leipzig) pentru „settlement price” perioada 26.02-07.03.2024 este prezentata în tabelul de mai jos.

An	Preț mediu de referință (Settlement Price)
2025	80
2026	74
2027	69
2028	67
2029	66
2030	65

Pentru analiza cost beneficiu, prognoza pretului energiei electrice pe piata angro a fost realizata pornind de la valoarea de 95,85 Euro/MWh, reprezentand pretul mediu ponderat PZU rezultat în ultimele 12 luni anterioare lunii efectuării analizei. **Pretul fara costul cu dezechilibrele, fara tarife, taxe si impozite nerambursabile utilizat in calculul indicatorilor financiari pe toata perioade de analiza este de 42.27 EUR/MWh respectiv 210 lei/MWh. Predictibilitatea producției pentru SEN este realizata prin capacitatea de stocare care permite stocarea energiei produse 200MW-1MWh.**

Romania are asumat punerea în funcțiune până în 2030, a unor capacitati semnificative de productie a energiei electrice din surse regenerabile (RES), capacitati de generare impredictibile.

În același timp, se aștepta o creștere pe termen lung a consumului de energie electrica la nivel national și european. De asemenea, centralele electrice pe carbune existente, care necesita investitii semnificative de modernizare, sunt puternic afectate de evolutia costurilor cu certificatele de emisie CO₂, existand posibilitatea ca acestea sa se inchida treptat în orizontul de timp 2020-2035, în contextul în care se aștepta o creștere pe termen lung a consumului de energie electrica la nivel national.

Atat evolutia așteptata a cererii, cat și creșterea ponderii RES în mixul energetic, va conduce la o nevoie mare de dezvoltare noi capacitati de productie care sa acopere nevoile de consum și dezechilibrele din sistemul energetic national.

Astfel, pentru atingerea nivelului de ambitie cu privire la ponderea energiei din surse regenerabile de 30,7% în anul 2030, Romania va dezvolta capacitati aditionale de SRE de aproximativ 6,9 GW.

În acest context, investitia în noi capacitatile de productie a energiei electrice din surse regenerabile nu va duce la un impact negativ crescut al climatului actual sau viitor, asupra oamenilor, naturii sau activelor, dimpotriva, se vor transforma cele mai poluate zone în zone curate.

Avand în vedere faptul ca masura privind investitiile în noi capacitati pentru productia de electricitate din surse regenerabile (eolian și solar) sprijina cu un coeficient de 100% obiectivul privind atenuarea schimbarilor climatice, se considera îndeplinit principiul DNSH pentru acest obiectiv de mediu.

Cu referire la utilizarea durabila și protectia apelor și avand în vedere prevederile considerentului 27 din Regulamentul taxonomiei, proiectele din surse regenerabile nu vor avea niciun prejudiciu asupra bunei

stari sau a potentialului ecologic bun al corpurilor de apa, inclusiv a apelor de suprafetei si a apelor subterane.

În ceea ce priveste biodiversitatea si ecosistemele, nu se asteapta ca investitia propusa sa fie un prejudiciu semnificativ pentru starea si rezilienta ecosistemelor, sau pentru starea de conservare a habitatelor si speciilor, inclusiv a celor de interes al Uniunii.

Nr. crt.	Descriere obiective specifice ale proiectului	Rezultate asteptate
1	Înfiintare unei centrale fotovoltaice	O capacitate operationala suplimentara instalata de productie a energiei electrice din surse regenerabile de energie solara de 3.600 MW
2	Reducerea impactului asupra mediului în urma prestarii unor servicii care nu produc gaze cu efect de sera	Scadere estimata a gazelor cu efect de sera de minim 3,446 echivalent tone de CO2 în perioada de analiza a proiectului
3	Cresterea pe termen lung a consumului de energie electrica din productia de energie din surse regenerabile	Productie bruta obtinuta de energie primara din surse regenerabile de minim 5,631.546 MWh/an
4	Cresterea productiei de energie electrica din surse regenerabile de energie solara	Productie totala de energie electrica din surse regenerabile de minim 112,630.92 MWh

4.6. ANALIZA FINANCIARA

Analiza financiara, inclusiv calcularea indicatorilor de performanta financiara: fluxul cumulat, valoarea actualizata neta, rata interna de rentabilitate; sustenabilitatea financiara

Analiza are menirea de a identifica scenariile (solutiile posibile care îndeplinesc cerinta declarata) în cazul carora beneficiile sunt mai mari decat costurile. În mod normal o solutie în cazul careia costurile pe durata de viata a proiectului sunt mai mari decat beneficiile nu trebuie adoptata.

În cadrul analizei vor fi evaluate costurile investitiei si costurile de operare ale acesteia pe perioada de referinta pentru solutiile propuse prin compararea acestora pentru identificarea solutiei de adoptat. Costurile investitiei se vor lua în calcul cu TVA-ul exclus, beneficiarul fiind platitor de TVA. Perioada de referinta a analizei este de 20 ani. Întrucât durata de viata a investitiei este mai mare de 20 ani în analiza se va lua în considerare si valoarea reziduala a investitiei. Rata de actualizare utilizata pentru analiza financiara a investitiei este de 7.5%.

În cele ce urmeaza se vor prezenta o serie de elemente financiare ale investitiei ce justifica realizarea proiectului de fata.

Costul banilor în timp (Time-value of Money): “Un dolar în mana azi valoreaza mai mult decat un dolar în mana maine”.

Pentru o suma depusa la banca primim dobanda care la randul ei produce dobanda (capitalizare sau dobanda la dobanda).

$$FV = PV(1+i)^N$$

Este identic si rationamentul invers si anume ca un dolar obtinut în viitor valoreaza mai putin decat un dolar în prezent

$$PV = \frac{FV}{(1+i)^N}$$

Stabilirea factorului de actualizare(k)

k – trebuie sa reflecte structura si costul mediu ponderat al capitalurilor utilizate pentru finantarea proiectului

Exemplu de constructie pentru k:

k = rata de remunerare a capitalurilor fara risc pe termen lung + ajustarea la inflatie + factor de risc aferent afacerii/proiectului (daca este cazul)

k = (dobanda la bonurile de tezaur) + (Inflatia în zona Euro) + (factori de risc aferenti proiectului

Valoarea actuala neta este valoarea în prezent a fluxului de bani din care se scad investitiile initiale.

$$\begin{aligned} VNA &= CF_0 + \frac{CF_1}{(1+k)} + \frac{CF_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{CF_T}{(1+k)^T} \\ &= \sum_{t=0}^T \frac{CF_t}{(1+k)^t} \end{aligned}$$

Conditia de acceptare a investitiei: VNA>0

VNA are mai multe puncte tari:

- Se bazeaza pe CF si nu depinde de conventiile contabile
- Reflecta valoarea banilor în timp
- Ia în considerare riscurile atasate proiectului
- Ne da o indicatie clara de tipul investeste! / nu investiti!

Rata Interna de Rentabilitate (RIR) este un indicator financiar de decizie pe baza caruia se pot realiza comparatii pertinente ale variantelor analizate, se calculeaza prin interpolare si reprezinta valoarea pentru care VNA devine egala cu zero.

De fapt reprezinta rata de actualizare minima **i** pentru care investitia se recupereaza strict în perioada analizata. Care ar putea fi costul maxim al capitalului astfel înat VNA a proiectului meu sa fie pozitiva?

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{CF_t}{(1+IRR)^t} - I = 0$$

Conditia de acceptare a investitiei: RIR>k : proiectul este cu atat mai bun cu cat RIR este mai mare.

S-au utilizat valori incrementale ale celor doua scenarii propuse raportate fata de varianta fara proiect.

Scenariul 1:

- Investitia:

Cheltuielile cu investitia s-au raportat la perioada de implementare a proiectului conform graficului de realizare a acesteia.

Putera în invertoare CEF	5.000	MW	Energia produsa de CEF	5,631.546	MWh
-----------------------------	-------	----	------------------------	-----------	-----

Tabel 4.1 – Investitie Centrala Electrica Fotovoltaica – Scenariul 1

SCENARIUL CU PROIECTUL					
Categorie costuri investitie	Denumire investitie	U.M.	Valoare	An 1	An 2
Centrala electrica fotovoltaica	Cheltuieli pentru obtinerea si amenajarea terenului	[lei fara TVA]	50,000	32,500	17,500
	Cheltuieli pentru asigurarea utilitatilor necesare obiectivului de investitii	[lei fara TVA]	-	-	0
	Cheltuieli pentru proiectare si asistenta tehnica	[lei fara TVA]	380,333	247,217	133,117
	Cheltuieli pentru investitia de baza	[lei fara TVA]	12,053,707	7,834,909	4,218,797
	Alte cheltuieli	[lei fara TVA]	119,966	77,978	41,988
	Cheltuieli pentru probe tehnologice si teste	[lei fara TVA]	18,000	11,700	6,300
TOTAL investitie initiala		[lei fara TVA]	12,622,006	8,204,304	4,417,702

Pentru scenariul contrafactual s-a luat în calcul varianta fara investitie.

Tabel 4.2 – Fara Investitie– Scenariul 1

SCENARIUL CONTRAFACTUAL					
Categorie costuri investitie	Denumire investitie	U.M.	Valoare [lei fara TVA]	An 1	
Fara investitie	Nici o investitie	[lei fara TVA]			
TOTAL investitie initiala		[lei fara TVA]			

- Venituri si costuri operationale:

Centrala electrica are durata de viata de 25 de ani.

Veniturile rezultate atat pentru scenariul cu proiectul cat si pentru cel contrafactual sunt determinate in baza cantitatii medii anuale 5,631.546 MWh/an si pretul energie de 210 lei/MWh (stabilit ca referinta).

Costurile variabile sunt cele cu mentenanta si cu întreținere/reparatie.

Pentru scenariul cu proiectul costurile fixe sunt:

- cele cu personalul;
- cele cu licențe (verificarea datelor de la distanță cu ajutorul unor programe).
- Pentru scenariul contrafactual se considera situația actuală, fără alte investiții.

Tabel 4.3 – Venituri și costuri operaționale – Scenariul 1

SCENARIUL CU PROIECTUL											
Categorie	Denumire	Cantitate	Pret unitar lei/Mwh	Valoare/ AN	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 6	An 7
Venituri	TOTAL VENITURI OPERATIONALE	5,631.546	210		-	-	1,182,625	1,182,625	1,182,625	1,182,625	1,182,625
Costuri	Costuri variabile:			134,144	-	-	134,144	134,144	134,144	134,144	134,144
	Costuri cu mentenanța	12	4,471	53,658	-	-	53,658	53,658	53,658	53,658	53,658
	Costuri cu întreținere și reparații inclusiv înlocuire	12	6,707	80,486	-	-	80,486	80,486	80,486	80,486	80,486
	Costuri fixe:			1,553,370	0	0	125,000	125,000	125,000	125,000	125,000
	Costuri pentru corectare impact negativ mediu	235,200	6.07	1,428,370			0	0	0	0	0
	Costuri cu personalul	12	10,000	120,000	-	-	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000
	Costuri cu taxe și licențe	1	5,000	5,000	-	-	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000
	TOTAL COSTURI OPERATIONALE				0	0	259,144	259,144	259,144	259,144	259,144
	REZULTAT NET OPERAȚIONAL				-	-	923,481	923,481	923,481	923,481	923,481

Continuare 1 Tabel 4.4 – Venituri și costuri operaționale – Scenariul 1

SCENARIUL CU PROIECTUL

Categorie	Denumire	Cantitate	Pret unitar lei/Mwh	Valoare/ AN	An 8	An 9	An 10	An 11	An 12	An 13	An 14
Venituri	TOTAL VENITURI OPERATIONALE	5,631.546	210		1,182,625	1,182,625	1,182,625	1,182,625	1,182,625	1,182,625	1,182,625
Costuri	Costuri variabile:			134,144	134,144	134,144	134,144	134,144	134,144	134,144	134,144
	Costuri cu mentenanța	12	4,471	53,658	53,658	53,658	53,658	53,658	53,658	53,658	53,658
	Costuri cu întreținere și reparații inclusiv inlocuire	12	6,707	80,486	80,486	80,486	80,486	80,486	80,486	80,486	80,486
	Costuri fixe:			1,553,370	125,000	125,000	125,000	125,000	125,000	125,000	125,000
	Costuri pentru corectare impact negativ mediu	235,200	6.07	1,428,370	0	0	0	0	0	0	0
	Costuri cu personalul	12	10,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000
	Costuri cu taxe și licențe	1	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000
	TOTAL COSTURI OPERATIONALE				259,144	259,144	259,144	259,144	259,144	259,144	259,144
	REZULTAT NET OPERAȚIONAL				923,481	923,481	923,481	923,481	923,481	923,481	923,481

Continuare 2 Tabel 4.5 – Venituri si costuri operationale – Scenariul 1

SCENARIUL CU PROIECTUL										
Categorie	Denumire	Cantitate	Pret unitar lei/Mwh	Valoare/ AN	An 15	An 16	An 17	An 18	An 19	An 20
Venituri	TOTAL VENITURI OPERATIONALE	5,631.546	210		1,182,625	1,182,625	1,182,625	1,182,625	1,182,625	1,182,625
Costuri	Costuri variabile:			134,144	134,144	134,144	134,144	134,144	134,144	134,144
	Costuri cu mentenanța	12	4,471	53,658	53,658	53,658	53,658	53,658	53,658	53,658
	Costuri cu întreținere și reparații inclusiv inlocuire	12	6,707	80,486	80,486	80,486	80,486	80,486	80,486	80,486
	Costuri fixe:			1,553,370	125,000	125,000	125,000	125,000	125,000	1,553,370
	Costuri pentru corectare impact negativ mediu	235,200	6.07	1,428,370	0	0	0	0	0	1,428,370

	Costuri cu personalul	12	10,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000
	Costuri cu taxe și licențe	1	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000
	TOTAL COSTURI OPERAȚIONALE				259,144	259,144	259,144	259,144	259,144	1,687,513
	REZULTAT NET OPERAȚIONAL				923,481	923,481	923,481	923,481	923,481	(504,889)

- Durata de viața economică utilă a proiectului este de 25 de ani, depășește perioada de referință cu 5 ani, astfel a fost luată în **considerare și valoare reziduală**. Valoarea reziduală a fost determinată prin calcularea valorii actuale nete a fluxurilor de numerar pentru durata de viață rămasă a proiectului (7 ani = diferența dintre durata de viață economică utilă 25 ani și perioada de operare 18 ani din 20 ani perioada de referință analiză). Valoarea reziduală a investiției este inclusă în analiza fluxului de **numerar actualizat** deoarece veniturile depășesc costurile de operare și mentenanță a investiției.

Metoda calcul Valoare reziduală

Denumire	An 21	An 22	An 23	An 24	An 25	An 26	An 27
TOTAL VENITURI OPERAȚIONALE	1,182,625	1,182,625	1,182,625	1,182,625	1,182,625	1,182,625	1,182,625
TOTAL COSTURI OPERAȚIONALE	259,144	259,144	259,144	259,144	259,144	259,144	259,144
REZULTAT NET OPERAȚIONAL	923,481	923,481	923,481	923,481	923,481	923,481	923,481
Valoarea reziduală	6,464,367						

- Surse de finanțare:

Tabel 4.6 – Surse de finanțare – Scenariul 1

SCENARIUL CU PROIECTUL

Total investiție	12,622,006.21		
Surse de finanțare	Total	An 1	An 2
Finanțare UE	-	-	-
Fondul pentru Modernizare	2,861,740.80	1,860,132	1,001,609
Imprumut bancar			
Surse proprii	9,760,265.41	6,344,173	3,416,093
TOTAL	12,622,006.21	8,204,304	4,417,702

SCENARIUL CONTRAFECTUAL

Total investiție	-		
Surse de finanțare	Total	An 1	An 2

Imprumut bancar	-	-	-
Surse proprii	-	-	-
TOTAL	-	-	-

- Sustenabilitatea financiara:

Pentru ca proiectul sa fie sustenabili costurile trebuie sa fie acoperite în totalitate. Prin aceasta analiza ne asiguram ca nu ne confruntam cu lipsa de fonduri.

Tabel 4.7 – Sustenabilitatea financiara – Scenariul 1

	ANI	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 6	An 7	An 8	An 9	An 10
Scenariul cu proiectul											
1	INTRARI DE NUMERAR	lei/an	8,204,304	4,417,702	1,182,625	1,182,625	1,182,625	1,182,625	1,182,625	1,182,625	1,182,625
1.1	Imprumut bancar	lei/an	-	-							
1.2	Surse proprii	lei/an	6,344,173	3,416,093							
1.3	GRANT prin Fondul pentru Modernizare	lei/an	1,860,132	1,001,609	-	-	-	-	-	-	-
2	IESIRI DE NUMERAR	lei/an	8,204,304	4,417,702	259,144	259,144	259,144	259,144	259,144	259,144	259,144
2.1	Costuri de investitie	lei/an	8,204,304	4,417,702	-	-	-	-	-	-	-
2.2	Costuri cu mentenanța	lei/an	-	-	53,658	53,658	53,658	53,658	53,658	53,658	53,658
2.3	Costuri cu întreținere și reparații inclusiv inlocuire	lei/an	-	-	80,486	80,486	80,486	80,486	80,486	80,486	80,486
2.4	Costuri pentru consum propriu energie electrica	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.5	Costuri pentru corectare impact negativ mediu	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.6	Costuri cu personalul		-	-	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000
2.7	Costuri cu taxe și licențe	lei/an	-	-	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000
2.8	Valoarea reziduala				-	-	-	-	-	-	-
3	FLUX DE NUMRAR NET	lei/an	0	0	923,481	923,481	923,481	923,481	923,481	923,481	923,481
4	FLUX DE NUMRAR NET CUMULAT	lei/an	0	0	923,481	1,846,962	2,770,443	3,693,924	4,617,405	5,540,886	6,464,367
Scenariul contrafactual											
5	INTRARI DE NUMERAR	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-

5.1	Imprumut bancar	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5.2	Surse proprii	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	IESIRI DE NUMERAR	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.1	Costuri de investitie	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.2	Costuri cu mentenanța	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.3	Costuri cu întreținere și reparații	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4	Costuri pentru consum propriu energie electrica	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.5	Costuri pentru corectare impact negativ mediu	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.6	Costuri cu personalul	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.7	Costuri cu taxe și licențe	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	FLUX DE NUMRAR NET	lei/an	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
8	FLUX DE NUMRAR NET CUMULAT	lei/an	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
FLUX DE NUMRAR NET CUMULAT		lei/an	0	0	923,481	1,846,962	2,770,443	3,693,924	4,617,405	5,540,886	6,464,367	7,387,848

Continuare Tabel 4.8 – Sustenabilitatea financiara – Scenariul 1

	ANI	An 11	An 12	An 13	An 14	An 15	An 16	An 17	An 18	An 19	An 20
Scenariul cu proiectul											
1	INTRARI DE NUMERAR	lei/an	1,182,625	1,182,625	1,182,625	1,182,625	1,182,625	1,182,625	1,182,625	1,182,625	1,182,625
1.1	Imprumut bancar	lei/an									
1.2	Surse proprii	lei/an									
1.3	GRANT prin Fondul pentru Modernizare	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	IESIRI DE NUMERAR	lei/an	259,144	259,144	259,144	259,144	259,144	259,144	259,144	259,144	1,687,513
2.1	Costuri de investitie	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	
2.2	Costuri cu mentenanța	lei/an	53,658	53,658	53,658	53,658	53,658	53,658	53,658	53,658	53,658
2.3	Costuri cu întreținere și reparații inclusiv inlocuire	lei/an	80,486	80,486	80,486	80,486	80,486	80,486	80,486	80,486	80,486
2.4	Costuri pentru consum propriu energie electrica	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.5	Costuri pentru corectare impact negativ mediu	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	1,428,370
2.6	Costuri cu personalul		120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000

2.7	Costuri cu taxe și licențe	lei/an	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000
2.8	Valoarea reziduala		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	FLUX DE NUMRAR NET	lei/an	923,481	923,481	923,481	923,481	923,481	923,481	923,481	923,481	923,481	-504,889
4	FLUX DE NUMRAR NET CUMULAT	lei/an	8,311,329	9,234,810	10,158,291	11,081,772	12,005,253	12,928,734	13,852,215	14,775,696	15,699,177	15,194,289
Scenariul contrafactual												
5	INTRARI DE NUMERAR	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5.1	Imprumut bancar	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5.2	Surse proprii	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	IESIRI DE NUMERAR	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.1	Costuri de investitie	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.2	Costuri cu mentenanța	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.3	Costuri cu întreținere și reparații	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4	Costuri pentru consum propriu energie electrica	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.5	Costuri pentru corectare impact negativ mediu	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.6	Costuri cu personalul	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.7	Costuri cu taxe și licențe	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	FLUX DE NUMRAR NET	lei/an	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
8	FLUX DE NUMRAR NET CUMULAT	lei/an	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	FLUX DE NUMRAR NET CUMULAT	lei/an	8,311,329	9,234,810	10,158,291	11,081,772	12,005,253	12,928,734	13,852,215	14,775,696	15,699,177	15,194,289

- Analiza financiara:

Pentru a determina rentabilitatea financiara trebuie calculati indicatori precum RRF, VFNA/C, VFNA/K .

Tabel 4.9 – Legenda – Scenariul 1

Legenda	
ratei de rentabilitate financiara a investitiei	RRF/C

ratei de rentabilitate financiara a capitalului	RRF/K
valoarea financiara neta actualizata a investitiei	VFNA/C
valoarea financiara neta actualizata a capitalului	VFNA/K
rata de actualizare utilizata	7.5%

Tabel 4.10 – Analiza financiara fara grant – Scenariul 1

			ANI	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 6	An 7	An 8	An 9	An 10
Scenariul cu proiectul													
1	INTRARI DE NUMERAR	lei/an	-	-		1,182,625	1,182,625	1,182,625	1,182,625	1,182,625	1,182,625	1,182,625	1,182,625
2	IESIRI DE NUMERAR	lei/an	8,204,304	4,417,702		259,144	259,144	259,144	259,144	259,144	259,144	259,144	259,144
2.1	Costuri de investitie	lei/an	8,204,304	4,417,702	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.2	Costuri cu mentenanța	lei/an	-	-		53,658	53,658	53,658	53,658	53,658	53,658	53,658	53,658
2.3	Costuri cu întreținere și reparații inclusiv inlocuire	lei/an	-	-		80,486	80,486	80,486	80,486	80,486	80,486	80,486	80,486
2.4	Costuri pentru consum propriu energie electrica	lei/an	-	-									
2.5	Costuri pentru corectare impact negativ mediu	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.6	Costuri cu personalul	lei/an				120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000
2.7	Costuri cu taxe și licențe	lei/an	-	-		5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000
2.8	Valoarea reziduala												
3	FLUX DE NUMRAR NET	lei/an	-8,204,304	-4,417,702		923,481	923,481	923,481	923,481	923,481	923,481	923,481	923,481
Scenariul contrafactual													
4	INTRARI DE NUMERAR	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	IESIRI DE NUMERAR	lei/an											
5.1	Costuri de investitie	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5.2	Costuri cu mentenanța	lei/an	-	-									
5.3	Costuri pentru consum propriu energie electrica	lei/an											
5.4	Costuri pentru corectare impact negativ mediu	lei/an	-	-									

5.5	Costuri cu întreținere și reparații	lei/an	-	-								
5.6	Costuri cu personalul	lei/an	-	-								
5.7	Costuri cu taxe și licențe	lei/an	-	-								
6	FLUX DE NUMRAR NET	lei/an										
	FLUX DE NUMRAR NET INCREMENTAL	lei/an	-8,204,304	-4,417,702	923,481	923,481	923,481	923,481	923,481	923,481	923,481	923,481
	RRF/C	%	4.888%									
	VFNA/C	lei	-2,512,904									

Continuare Tabel 4.11 – Analiza financiara fara grant – Scenariul 1

			ANI	An 11	An 12	An 13	An 14	An 15	An 16	An 17	An 18	An 19	An 20
Scenariul cu proiectul													
1	INTRARI DE NUMERAR	lei/an	1,182,625	1,182,625	1,182,625	1,182,625	1,182,625	1,182,625	1,182,625	1,182,625	1,182,625	1,182,625	1,182,625
2	IESIRI DE NUMERAR	lei/an	259,144	259,144	259,144	259,144	259,144	259,144	259,144	259,144	259,144	259,144	1,687,513
2.1	Costuri de investitie	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.2	Costuri cu mentenanța	lei/an	53,658	53,658	53,658	53,658	53,658	53,658	53,658	53,658	53,658	53,658	53,658
2.3	Costuri cu întreținere și reparații inclusiv inlocuire	lei/an	80,486	80,486	80,486	80,486	80,486	80,486	80,486	80,486	80,486	80,486	80,486
2.4	Costuri pentru consum propriu energie electrica	lei/an											
2.5	Costuri pentru corectare impact negativ mediu	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,428,370
2.6	Costuri cu personalul	lei/an	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000
2.7	Costuri cu taxe și licențe	lei/an	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000
2.8	Valoarea reziduala												6,464,367
3	FLUX DE NUMRAR NET	lei/an	923,481	923,481	923,481	923,481	923,481	923,481	923,481	923,481	923,481	923,481	5,959,479
Scenariul contrafactual													
4	INTRARI DE NUMERAR	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
5	IESIRI DE NUMERAR	lei/an											
5.1	Costuri de investitie	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
5.2	Costuri cu mentenanța	lei/an											

5.3	Costuri pentru consum propriu energie electrica	lei/an										
5.4	Costuri pentru corectare impact negativ mediu	lei/an										
5.5	Costuri cu întreținere și reparații	lei/an										
5.6	Costuri cu personalul	lei/an										
5.7	Costuri cu taxe și licențe	lei/an										
6	FLUX DE NUMRAR NET	lei/an										
FLUX DE NUMRAR NET INCREMENTAL			lei/an	923,481	923,481	923,481	923,481	923,481	923,481	923,481	923,481	5,959,479

RRF/C	%	4.888%
VFNA/C	lei	-2,512,904

Pentru a vedea daca prin obtinerea sursei de finantare nerambursabila proiectul este fezabil se calculeaza indicatorii RRF/K si VFNA/K.

Tabel 4.12 – Analiza financiara cu grant – Scenariul 1

Se ia în considerație impactul subvenției		ANI	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 6	An 7	An 8	An 9	An 10
Scenariul cu proiectul												
1	INTRARI DE NUMERAR	lei/an	1,860,132	1,001,609	1,182,625	1,182,625	1,182,625	1,182,625	1,182,625	1,182,625	1,182,625	1,182,625
1.1	GRANT prin Fondul pentru Modernizare	lei/an	1,860,132	1,001,609	-	-	-	-	-	-	-	-
2	IESIRI DE NUMERAR	lei/an	8,204,304	4,417,702	259,144	259,144	259,144	259,144	259,144	259,144	259,144	259,144
2.1	Costuri de investitie	lei/an	8,204,304	4,417,702	-	-						
2.2	Costuri cu mentenanța	lei/an	-	-	53,658	53,658	53,658	53,658	53,658	53,658	53,658	53,658
2.3	Costuri cu întreținere și reparații	lei/an	-	-	80,486	80,486	80,486	80,486	80,486	80,486	80,486	80,486
2.4	Costuri pentru consum propriu energie electrica	lei/an	-	-								
2.5	Costuri pentru corectare impact negativ mediu	lei/an	-	-								
2.6	Costuri cu personalul	lei/an			120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000
2.7	Costuri cu taxe și licențe	lei/an	-	-	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000
2.8	Valoarea reziduala											
3	FLUX DE NUMRAR NET	lei/an	-6,344,173	-3,416,093	923,481	923,481	923,481	923,481	923,481	923,481	923,481	923,481
Scenariul contrafactual												

4	INTRARI DE NUMERAR	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	IESIRI DE NUMERAR	lei/an										
5.1	Costuri de investitie	lei/an	-									
5.2	Costuri cu mentenanța	lei/an	-									
5.3	Costuri cu întreținere și reparații	lei/an										
5.4	Costuri pentru consum propriu energie electrica	lei/an	-									
5.5	Costuri pentru corectare impact negativ mediu	lei/an	-									
5.6	Costuri cu personalul	lei/an	-									
5.7	Costuri cu taxe și licențe	lei/an	-									
6	FLUX DE NUMRAR NET	lei/an										
FLUX DE NUMRAR NET INCREMENTAL		lei/an	-6,344,173	-3,416,093	923,481	923,481	923,481	923,481	923,481	923,481	923,481	923,481
RRF/K		%	7.606%									
VNAF/K		lei	84,177									

Continuare Tabel 4.13 – Analiza financiara cu grant – Scenariul 1

Se ia în considerație impactul subvenției		ANI	An 11	An 12	An 13	An 14	An 15	An 16	An 17	An 18	An 19	An 20
Scenariul cu proiectul												
1	INTRARI DE NUMERAR	lei/an	1,182,625	1,182,625	1,182,625	1,182,625	1,182,625	1,182,625	1,182,625	1,182,625	1,182,625	1,182,625
1.1	GRANT prin Fondul pentru Modernizare	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
2	IESIRI DE NUMERAR	lei/an	259,144	259,144	259,144	259,144	259,144	259,144	259,144	259,144	259,144	1,687,513
2.1	Costuri de investitie	lei/an										
2.2	Costuri cu mentenanța	lei/an	53,658	53,658	53,658	53,658	53,658	53,658	53,658	53,658	53,658	53,658
2.3	Costuri cu întreținere și reparații	lei/an	80,486	80,486	80,486	80,486	80,486	80,486	80,486	80,486	80,486	80,486
2.4	Costuri pentru consum propriu energie electrica	lei/an										

2.5	Costuri pentru corectare impact negativ mediu	lei/an										1,428,370
2.6	Costuri cu personalul	lei/an	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000
2.7	Costuri cu taxe și licențe	lei/an	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000
2.8	Valoarea reziduala											6,464,367
3	FLUX DE NUMRAR NET	lei/an	923,481	923,481	923,481	923,481	923,481	923,481	923,481	923,481	923,481	5,959,479
Scenariul contrafactual												
4	INTRARI DE NUMERAR	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
5	IESIRI DE NUMERAR	lei/an										
5.1	Costuri de investitie	lei/an										
5.2	Costuri cu mentenanța	lei/an										
5.3	Costuri cu întreținere și reparații	lei/an										
5.4	Costuri pentru consum propriu energie electrica	lei/an										
5.5	Costuri pentru corectare impact negativ mediu	lei/an										
5.6	Costuri cu personalul	lei/an										
5.7	Costuri cu taxe și licențe	lei/an										
6	FLUX DE NUMRAR NET	lei/an										
FLUX DE NUMRAR NET INCREMENTAL		lei/an	923,481	923,481	923,481	923,481	923,481	923,481	923,481	923,481	923,481	5,959,479

RRF/K	%	7.606%
VNAF/K	lei	84,177

Rata de rentabilitate financiara este mai mare decat rata de actualizare si valoarea financiara neta actualizata a capitalului pozitiva **fac acest** scenariu fezabil din punct de vedere financiar.

Scenariul 2:

- Investitia:

Tabel 4.14 – Investitie Centrala Electrica Fotovoltaica – Scenariul 2

SCENARIUL CU PROIECTUL					
Categorie costuri investitie	Denumire investitie	U.M.	Valoare	An 1	An 2

Centrala electrica fotovoltaica	Cheltuieli pentru obtinerea si amenajarea terenului	[lei fara TVA]	50,000	32,500	17,500
	Cheltuieli pentru asigurarea utilitatilor necesare obiectivului de investitii	[lei fara TVA]	-	-	0
	Cheltuieli pentru proiectare si asistenta tehnica	[lei fara TVA]	380,333	247,217	133,117
	Cheltuieli pentru investitia de baza	[lei fara TVA]	12,987,707	8,442,010	4,545,697
	Alte cheltuieli	[lei fara TVA]	119,966	77,978	41,988
	Cheltuieli pentru probe tehnologice si teste	[lei fara TVA]	18,000	11,700	6,300
TOTAL investitie initiala		[lei fara TVA]	13,556,006	8,811,404	4,744,602

Putera în
invertoare CEF

3.600

MW

Energia produsa de CEF

5,969.439

MWh

Pentru scenariul contrafactual s-a luat în calcul Nici o investitie.

Tabel 4.15 – Fara Investitie – Scenariul 2

SCENARIUL CONTRAFACTUAL					
Categorie costuri investitie	Denumire investitie	U.M.	Valoare [lei fara TVA]	An 1	
Fara investitie	Nici o investitie	[lei fara TVA]			
TOTAL investitie initiala		[lei fara TVA]			

- Venituri si costuri operationale:

Centrala electrica are durata de viata de 25 de ani.

Veniturile rezultate atat pentru scenariul cu proiectul cat si pentru cel contrafactual sunt determinate in baza cantitatii medii anuale **5,969.439**

MWh/an si pretul energie de 210 lei/MWh (stabilit ca referinta).

Costurile variabile sunt cele cu mentenanta si cu întreținere/reparatie.

Pentru scenariul cu proiectul costurile fixe sunt:

- cele cu personalul;
- cele licente (verificarea datelor de la distanta cu ajutorul unor programe).
- Pentru scenariul contrafactual se considera situatia actuala, fara alte investitii.

Tabel 4.16 – Venituri si costuri operationale – Scenariul 2

SCENARIUL CU PROIECTUL											
Categorie	Denumire	Cantitate	Pret unitar lei/Mwh	Valoare/ AN	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 6	An 7

Venituri	TOTAL VENITURI OPERATIONALE	5,969.439	210		-	-	1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582
Costuri	<i>Costuri variabile:</i>			160,973	-	-	160,973	160,973	160,973	160,973	160,973
	Costuri cu mentenanța	12	5,366	64,388	-	-	64,388	64,388	64,388	64,388	64,388
	Costuri cu întreținere și reparații inclusiv înlocuire	12	8,049	96,584	-	-	96,584	96,584	96,584	96,584	96,584
	<i>Costuri fixe:</i>			1,553,370	0	0	125,000	125,000	125,000	125,000	125,000
	Costuri pentru corectare impact negativ mediu	235,200	6.07	1,428,370			0	0	0	0	0
	Costuri cu personalul	12	10,000	120,000	-	-	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000
	Costuri cu taxe și licențe	1	5,000	5,000	-	-	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000
	TOTAL COSTURI OPERATIONALE				0	0	285,973	285,973	285,973	285,973	285,973
	REZULTAT NET OPERAȚIONAL				-	-	967,610	967,610	967,610	967,610	967,610

Continuare 1 Tabel 4.17 – Venituri si costuri operationale – Scenariul 2

SCENARIUL CU PROIECTUL											
Categorie	Denumire	Cantitate	Pret unitar lei/Mwh	Valoare/ AN	An 8	An 9	An 10	An 11	An 12	An 13	An 14
Venituri	TOTAL VENITURI OPERATIONALE	5,969.439	210		1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582
Costuri	<i>Costuri variabile:</i>			160,973	160,973	160,973	160,973	160,973	160,973	160,973	160,973
	Costuri cu mentenanța	12	5,366	64,388	64,388	64,388	64,388	64,388	64,388	64,388	64,388
	Costuri cu întreținere și reparații inclusiv înlocuire	12	8,049	96,584	96,584	96,584	96,584	96,584	96,584	96,584	96,584
	<i>Costuri fixe:</i>			1,553,370	125,000	125,000	125,000	125,000	125,000	125,000	125,000
	Costuri pentru corectare impact negativ mediu	235,200	6.07	1,428,370	0	0	0	0	0	0	0
	Costuri cu personalul	12	10,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000
	Costuri cu taxe și licențe	1	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000

	TOTAL COSTURI OPERATIONALE				285,973	285,973	285,973	285,973	285,973	285,973	285,973
	REZULTAT NET OPERAȚIONAL				967,610	967,610	967,610	967,610	967,610	967,610	967,610

Continuare 2 Tabel 4.18 – Venituri și costuri operationale – Scenariul 2

SCENARIUL CU PROIECTUL										
Categorie	Denumire	Cantitate	Pret unitar lei/Mwh	Valoare/ AN	An 15	An 16	An 17	An 18	An 19	An 20
Venituri	TOTAL VENITURI OPERATIONALE	5,969.439	210		1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582
Costuri	Costuri variabile:			160,973	160,973	160,973	160,973	160,973	160,973	160,973
	Costuri cu mentenanța	12	5,366	64,388	64,388	64,388	64,388	64,388	64,388	64,388
	Costuri cu întreținere și reparații inclusiv înlocuire	12	8,049	96,584	96,584	96,584	96,584	96,584	96,584	96,584
	Costuri fixe:			1,553,370	125,000	125,000	125,000	125,000	125,000	1,553,370
	Costuri pentru corectare impact negativ mediu	235,200	6.07	1,428,370	0	0	0	0	0	1,428,370
	Costuri cu personalul	12	10,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000
	Costuri cu taxe și licențe	1	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000
	TOTAL COSTURI OPERATIONALE				285,973	285,973	285,973	285,973	285,973	1,714,342
	REZULTAT NET OPERAȚIONAL				967,610	967,610	967,610	967,610	967,610	(460,760)

Metoda calcul Valoare reziduala Scenariul 2

SCENARIUL CU PROIECTUL	An 21	An 22	An 23	An 24	An 25	An 26	An 27
Denumire							
TOTAL VENITURI OPERATIONALE	1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582
TOTAL COSTURI OPERATIONALE	285,973	285,973	285,973	285,973	285,973	285,973	285,973
REZULTAT NET OPERATIONAL	967,610	967,610	967,610	967,610	967,610	967,610	967,610
Metoda calcul Valoare reziduala	6,773,267						

- Surse de finantare:

Tabel 4.19 – Surse de finantare – Scenariul 2

SCENARIUL CU PROIECTUL			
Total investitie	13,556,006.22		
Surse de finantare	Total	An 1	An 2
Finantare UE	-	-	-
Fondul pentru Modernizare	2,861,740.80	1,860,132	1,001,609
Imprumut bancar			
Surse proprii	10,694,265.42	6,951,273	3,742,993
TOTAL	13,556,006.22	8,811,404	4,744,602

- Sustenabilitatea financiara:

Pentru ca proiectul sa fie sustenabili costurile trebuie sa fie acoperite în totalitate. Prin aceasta analiza ne asiguram ca nu ne confruntam cu lipsa de fonduri.

Tabel 4.20 - Sustenabilitatea financiara – Scenariul 2

Scenariul cu proiectul		ANI	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 6	An 7	An 8	An 9	An 10
1	INTRARI DE NUMERAR	lei/an	8,811,404	4,744,602	1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582
1.1	Imprumut bancar	lei/an	-	-								
1.2	Surse proprii	lei/an	6,951,273	3,742,993								
1.3	GRANT prin Fondul pentru Modernizare	lei/an	1,860,132	1,001,609	-	-	-	-	-	-	-	-
2	IESIRI DE NUMERAR	lei/an	8,811,404	4,744,602	285,973	285,973	285,973	285,973	285,973	285,973	285,973	285,973
2.1	Costuri de investitie	lei/an	8,811,404	4,744,602	-	-	-	-	-	-	-	-
2.2	Costuri cu mentenanța	lei/an	-	-	64,388	64,388	64,388	64,388	64,388	64,388	64,388	64,388
2.3	Costuri cu întreținere și reparații inclusiv inlocuire	lei/an	-	-	96,584	96,584	96,584	96,584	96,584	96,584	96,584	96,584
2.4	Costuri pentru consum propriu energie electrica	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.5	Costuri pentru corectare impact negativ mediu	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.6	Costuri cu personalul		-	-	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000

2.7	Costuri cu taxe și licențe	lei/an	-	-	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000
2.8	Valoarea reziduala				-	-	-	-	-	-	-	-
3	FLUX DE NUMRAR NET	lei/an	0	0	967,610	967,610	967,610	967,610	967,610	967,610	967,610	967,610
4	FLUX DE NUMRAR NET CUMULAT	lei/an	0	0	967,610	1,935,219	2,902,829	3,870,438	4,838,048	5,805,657	6,773,267	7,740,877
Scenariul contrafactual												
5	INTRARI DE NUMERAR	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5.1	Imprumut bancar	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5.2	Surse proprii	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	IESIRI DE NUMERAR	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.1	Costuri de investitie	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.2	Costuri cu mentenanța	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.3	Costuri cu întreținere și reparații	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4	Costuri pentru consum propriu energie electrica	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.5	Costuri pentru corectare impact negativ mediu	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.6	Costuri cu personalul	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.7	Costuri cu taxe și licențe	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	FLUX DE NUMRAR NET	lei/an	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
8	FLUX DE NUMRAR NET CUMULAT	lei/an	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Continuare Tabel 4.21 - Sustenabilitatea financiara – Scenariul 2

Scenariul cu proiectul		ANI	An 11	An 12	An 13	An 14	An 15	An 16	An 17	An 18	An 19	An 20
1	INTRARI DE NUMERAR	lei/an	1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582
1.1	Imprumut bancar	lei/an										
1.2	Surse proprii	lei/an										

1.3	GRANT prin Fondul pentru Modernizare	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	IESIRI DE NUMERAR	lei/an	285,973	285,973	285,973	285,973	285,973	285,973	285,973	285,973	285,973	1,714,342
2.1	Costuri de investitie	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.2	Costuri cu mentenanța	lei/an	64,388	64,388	64,388	64,388	64,388	64,388	64,388	64,388	64,388	64,388
2.3	Costuri cu întreținere și reparații inclusiv inlocuire	lei/an	96,584	96,584	96,584	96,584	96,584	96,584	96,584	96,584	96,584	96,584
2.4	Costuri pentru consum propriu energie electrica	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.5	Costuri pentru corectare impact negativ mediu	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,428,370
2.6	Costuri cu personalul		120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000
2.7	Costuri cu taxe și licențe	lei/an	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000
2.8	Valoarea reziduala		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	FLUX DE NUMRAR NET	lei/an	967,610	967,610	967,610	967,610	967,610	967,610	967,610	967,610	967,610	-460,760
4	FLUX DE NUMRAR NET CUMULAT	lei/an	8,708,486	9,676,096	10,643,705	11,611,315	12,578,924	13,546,534	14,514,144	15,481,753	16,449,363	15,988,603

5	INTRARI DE NUMERAR	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5.1	Imprumut bancar	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5.2	Surse proprii	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	IESIRI DE NUMERAR	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.1	Costuri de investitie	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.2	Costuri cu mentenanța	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.3	Costuri cu întreținere și reparații	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4	Costuri pentru consum propriu energie electrica	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.5	Costuri pentru corectare impact negativ mediu	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

6.6	Costuri cu personalul	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.7	Costuri cu taxe și licențe	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	FLUX DE NUMRAR NET	lei/an	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
8	FLUX DE NUMRAR NET CUMULAT	lei/an	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

- Analiza financiara:

Pentru a determina rentabilitatea financiara trebuie calculati indicatori precum RRF, VFNA/C, VFNA/K si PSR.

Tabel 4.22 – Legenda – Scenariul 2

Legenda	
ratei de rentabilitate financiara a investitiei	RRF/C
ratei de rentabilitate financiara a capitalului	RRF/K
valoarea financiara neta actualizata a investitiei	VFNA/C
valoarea financiara neta actualizata a capitalului	VFNA/K
rata de actualizare utilizata	7.5%

Tabel 4.23 – Analiza financiara fara grant – Scenariul 2

			ANI	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 6	An 7	An 8	An 9	An 10
Scenariul cu proiectul													
1	INTRARI DE NUMERAR	lei/an	-	-		1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582
2	IESIRI DE NUMERAR	lei/an	8,811,404	4,744,602		285,973	285,973	285,973	285,973	285,973	285,973	285,973	285,973
2.1	Costuri de investitie	lei/an	8,811,404	4,744,602	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.2	Costuri cu mentenanța	lei/an	-	-		64,388	64,388	64,388	64,388	64,388	64,388	64,388	64,388
2.3	Costuri cu întreținere și reparații inclusiv inlocuire	lei/an	-	-		96,584	96,584	96,584	96,584	96,584	96,584	96,584	96,584
2.4	Costuri pentru consum propriu energie electrica	lei/an	-	-									
2.5	Costuri pentru corectare impact negativ mediu	lei/an	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-

2.6	Costuri cu personalul	lei/an			120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000
2.7	Costuri cu taxe și licențe	lei/an	-	-	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000
2.8	Valoarea reziduala											
3	FLUX DE NUMRAR NET	lei/an	-8,811,404	-4,744,602	967,610	967,610	967,610	967,610	967,610	967,610	967,610	967,610
Scenariul contrafactual												
4	INTRARI DE NUMERAR	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	IESIRI DE NUMERAR	lei/an										
5.1	Costuri de investitie	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5.2	Costuri cu mentenanța	lei/an	-	-								
5.3	Costuri pentru consum propriu energie electrica	lei/an										
5.4	Costuri pentru corectare impact negativ mediu	lei/an	-	-								
5.5	Costuri cu întreținere și reparații	lei/an	-	-								
5.6	Costuri cu personalul	lei/an	-	-								
5.7	Costuri cu taxe și licențe	lei/an	-	-								
6	FLUX DE NUMRAR NET	lei/an										
FLUX DE NUMRAR NET INCREMENTAL		lei/an	-8,811,404	-4,744,602	967,610	967,610	967,610	967,610	967,610	967,610	967,610	967,610
RRF/C		%	4.664%									
VFNA/C		lei	-2,917,173									

Continuare Tabel 4.24 – Analiza financiara fara grant – Scenariul 2

	ANI	An 11	An 12	An 13	An 14	An 15	An 16	An 17	An 18	An 19	An 20
Scenariul cu proiectul											
1	INTRARI DE NUMERAR	lei/an	1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582
2	IESIRI DE NUMERAR	lei/an	285,973	285,973	285,973	285,973	285,973	285,973	285,973	285,973	1,714,342

2.1	Costuri de investitie	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.2	Costuri cu mentenanța	lei/an	64,388	64,388	64,388	64,388	64,388	64,388	64,388	64,388	64,388	64,388
2.3	Costuri cu întreținere și reparații inclusiv înlocuire	lei/an	96,584	96,584	96,584	96,584	96,584	96,584	96,584	96,584	96,584	96,584
2.4	Costuri pentru consum propriu energie electrica	lei/an										
2.5	Costuri pentru corectare impact negativ mediu	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,428,370
2.6	Costuri cu personalul	lei/an	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000
2.7	Costuri cu taxe și licențe	lei/an	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000
2.8	Valoarea reziduala											6,773,267
3	FLUX DE NUMRAR NET	lei/an	967,610	967,610	967,610	967,610	967,610	967,610	967,610	967,610	967,610	6,312,507
Scenariul contrafactual												
4	INTRARI DE NUMERAR	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
5	IESIRI DE NUMERAR	lei/an										
5.1	Costuri de investitie	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
5.2	Costuri cu mentenanța	lei/an										
5.3	Costuri pentru consum propriu energie electrica	lei/an										
5.4	Costuri pentru corectare impact negativ mediu	lei/an										
5.5	Costuri cu întreținere și reparații	lei/an										
5.6	Costuri cu personalul	lei/an										
5.7	Costuri cu taxe și licențe	lei/an										
6	FLUX DE NUMRAR NET	lei/an										
FLUX DE NUMRAR NET INCREMENTAL		lei/an	967,610	967,610	967,610	967,610	967,610	967,610	967,610	967,610	967,610	6,312,507

RRF/C	%	4.664%
VFNA/C	lei	-2,917,173

Pentru a vedea daca prin obtinerea sursei de finantare nerambursabila proiectul este fezabil se calculeaza indicatorii RRF/K si VFNA/K.

Tabel 4.25 – Analiza financiara cu grant – Scenariul 2

Se ia în considerație impactul subvenției		ANI	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 6	An 7	An 8	An 9	An 10
Scenariul cu proiectul												
1	INTRARI DE NUMERAR	lei/an	1,860,132	1,001,609	1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582
1.1	GRANT prin Fondul pentru Modernizare	lei/an	1,860,132	1,001,609	-	-	-	-	-	-	-	-
2	IESIRI DE NUMERAR	lei/an	8,811,404	4,744,602	285,973	285,973	285,973	285,973	285,973	285,973	285,973	285,973
2.1	Costuri de investitie	lei/an	8,811,404	4,744,602	-	-						
2.2	Costuri cu mentenanța	lei/an	-	-	64,388	64,388	64,388	64,388	64,388	64,388	64,388	64,388
2.3	Costuri cu întreținere și reparații	lei/an	-	-	96,584	96,584	96,584	96,584	96,584	96,584	96,584	96,584
2.4	Costuri pentru consum propriu energie electrica	lei/an	-	-								
2.5	Costuri pentru corectare impact negativ mediu	lei/an	-	-								
2.6	Costuri cu personalul	lei/an			120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000
2.7	Costuri cu taxe și licențe	lei/an	-	-	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000
2.8	Valoarea reziduala											
3	FLUX DE NUMRAR NET	lei/an	-6,951,273	-3,742,993	967,610	967,610	967,610	967,610	967,610	967,610	967,610	967,610
Scenariul contrafactual												
4	INTRARI DE NUMERAR	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	IESIRI DE NUMERAR	lei/an										
5.1	Costuri de investitie	lei/an	-									
5.2	Costuri cu mentenanța	lei/an	-									
5.3	Costuri cu întreținere și reparații	lei/an										
5.4	Costuri pentru consum propriu energie electrica	lei/an	-									
5.5	Costuri pentru corectare impact negativ mediu	lei/an	-									

5.6	Costuri cu personalul	lei/an	-									
5.7	Costuri cu taxe și licențe	lei/an	-									
6	FLUX DE NUMRAR NET	lei/an										
FLUX DE NUMRAR NET INCREMENTAL			lei/an	-6,951,273	-3,742,993	967,610	967,610	967,610	967,610	967,610	967,610	967,610
RRF/K			%	7.130%								
VNAF/K			lei	-320,093								

Continuare Tabel 4.26 – Analiza financiara cu grant – Scenariul 2

Se ia în considerație impactul subvenției		ANI	An 11	An 12	An 13	An 14	An 15	An 16	An 17	An 18	An 19	An 20
Scenariul cu proiectul												
1	INTRARI DE NUMERAR	lei/an	1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582
1.1	GRANT prin Fondul pentru Modernizare	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
2	IESIRI DE NUMERAR	lei/an	285,973	285,973	285,973	285,973	285,973	285,973	285,973	285,973	285,973	1,714,342
2.1	Costuri de investitie	lei/an										
2.2	Costuri cu mentenanța	lei/an	64,388	64,388	64,388	64,388	64,388	64,388	64,388	64,388	64,388	64,388
2.3	Costuri cu întreținere și reparații	lei/an	96,584	96,584	96,584	96,584	96,584	96,584	96,584	96,584	96,584	96,584
2.4	Costuri pentru consum propriu energie electrica	lei/an										
2.5	Costuri pentru corectare impact negativ mediu	lei/an										1,428,370
2.6	Costuri cu personalul	lei/an	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000
2.7	Costuri cu taxe și licențe	lei/an	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000
2.8	Valoarea reziduala											6,773,267
3	FLUX DE NUMRAR NET	lei/an	967,610	967,610	967,610	967,610	967,610	967,610	967,610	967,610	967,610	6,312,507
Scenariul contrafactual												
4	INTRARI DE NUMERAR	lei/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
5	IESIRI DE NUMERAR	lei/an										
5.1	Costuri de investitie	lei/an										
5.2	Costuri cu mentenanța	lei/an										
5.3	Costuri cu întreținere și reparații	lei/an										

5.4	Costuri pentru consum propriu energie electrica	lei/an										
5.5	Costuri pentru corectare impact negativ mediu	lei/an										
5.6	Costuri cu personalul	lei/an										
5.7	Costuri cu taxe și licențe	lei/an										
6	FLUX DE NUMRAR NET	lei/an										
FLUX DE NUMRAR NET INCREMENTAL			lei/an	967,610	967,610	967,610	967,610	967,610	967,610	967,610	967,610	6,312,507

RRF/K	%	7.130%
VNAF/K	lei	-320,093

Rata de rentabilitate financiara este mai mare decat rata de actualizare si valoarea financiara neta actualizata a capitalului pozitiva **fac acest scenariu fezabil din punct de vedere financiar.**

4.7. ANALIZA COST EFICACITATE

In termini practici, atunci cand sunt evaluate diferite alternative, pe parcursul analizei optiunilor, pentru fiecare din optiunile avute in vedere, se realizeaza urmatoarea abordare:

- estimarea costurilor anuale de investitie si operare care sunt necesare pentru obtinerea rezultatului asteptat. Acestea sunt costuri totale, aparute pe parcursul vietii economice a proiectului
- estimarea valorii reziduale a costurilor de investitie si operare
- raportarea valorii actualizate a costurilor la rezultatul obtinut
- compararea indicatorilor cost eficacitate

Daca se considera ca toate alternativele sunt fezabile, optiunea cu cea mai mica valoare neta actualizata (alternativa cea mai eficienta), reprezinta alternativa optima si este scenariul recomandat

Scenariul 1:

Tabel 4.27 – Analiza cost eficacitate – Scenariul 1

			Implementare	Operare									
Anul	(1)	Total	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Cost total de investiție, fara TVA	(CI)	(2)	12,622,006	8,204,304	4,417,702								

Factor actualizare	(FA)	(5)		0.93	0.87	0.80	0.75	0.70	0.65	0.60	0.56	0.52	0.49
Valoarea actualizată a costului de investiție	(VACI)	(6)	11,454,692	7,631,911	3,822,782								
Venituri din exploatare incrementale	(VEx)	(9)	21,287,259	0.00	0.00	1,182,626	1,182,626	1,182,626	1,182,626	1,182,626	1,182,626	1,182,626	1,182,626
Cheltuieli de exploatare incrementale (inclusiv costul pentru corectarea impactului negativ asupra mediului)	(CEX)	(10)	6,092,963	0.00	0.00	259,144	259,144	259,144	259,144	259,144	259,144	259,144	259,144
Valoarea reziduala	(VR)	(11)	0	0.00	0.00		0	0	0	0	0	0	0
Costuri totale	(CT)	(12)	18,714,969	8,204,304	4,417,702	259,144	259,144	259,144	259,144	259,144	259,144	259,144	259,144
Valoarea actualizată a costurilor totale	(VAC T)	(13)	13,967,481	7,631,911	3,822,782	208,601	194,047	180,509	167,915	156,200	145,303	135,165	125,735
REZULTAT	MW		3.600										
VNA costuri totale/rezultat	lei/MW		3,879,856										

Continuare Tabel 4.28 – Analiza cost eficacitate – Scenariul 1

Anul	(1)	Total		11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Cost total de investiție, fara TVA	(CI)	(2)	12,622,006										
Factor actualizare	(FA)	(5)		0.45	0.42	0.39	0.36	0.34	0.31	0.29	0.27	0.25	0.24

Valoarea actualizată a costului de investiție	(VACI)	(6)	11,454,692											
Venituri din exploatare incrementale	(VEx)	(9)	21,287,259	1,182,626	1,182,626	1,182,626	1,182,626	1,182,626	1,182,626	1,182,626	1,182,626	1,182,626	1,182,626	1,182,626
Cheltuieli de exploatare incrementale (inclusiv costul pentru corectarea impactului negativ asupra mediului)	(CEEx)	(10)	6,092,963	259,144	259,144	259,144	259,144	259,144	259,144	259,144	259,144	259,144	259,144	1,687,514
Valoarea reziduala	(VR)	(11)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Costuri totale	(CT)	(12)	18,714,969	259,144	259,144	259,144	259,144	259,144	259,144	259,144	259,144	259,144	259,144	1,687,514
Valoarea actualizată a costurilor totale	(VACT)	(13)	13,967,481	116,963	108,803	101,212	94,151	87,582	81,472	75,787	70,500	65,581	397,263	
REZULTAT	MW		3.600											
VNA costuri totale/rezultat	lei/MW		3,879,856											

Scenariul 2:

Tabel 4.29 – Analiza cost eficacitate – Scenariul 2

			Implementare		Operare									
Anul	(1)	Total	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
Cost total de investiție, fara TVA	(CI)	(2)	13,556,006	8,811,404	4,744,602									
Factor actualizare	(FA)	(5)		0.93	0.87	0.80	0.75	0.70	0.65	0.60	0.56	0.52	0.49	
Valoarea actualizată a costului de investiție	(VACI)	(6)	12,302,314	8,196,655	4,105,659									

Venituri din exploatare incrementale	(VEx)	(9)	22,564,483	0	0	1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582
Cheltuieli de exploatare incrementale (inclusiv costul pentru corectarea impactului negativ asupra mediului)	(CEx)	(10)	6,575,882	0	0	285,973	285,973	285,973	285,973	285,973	285,973	285,973	285,973
Valoarea reziduala	(VR)	(11)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costuri totale	(CT)	(12)	20,131,888	8,811,404	4,744,602	285,973	285,973	285,973	285,973	285,973	285,973	285,973	285,973
Valoarea actualizată a costurilor totale	(VACT)	(13)	15,040,436	8,196,655	4,105,659	230,197	214,137	199,197	185,299	172,372	160,346	149,159	138,752
REZULTAT	MW		3.600										
VNA costuri totale/rezultat	lei/MW		4,177,899										

Continuare Tabel 4.30 – Analiza cost eficacitate – Scenariul 2

<i>Anul</i>	(1)	<i>Total</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>	
Cost total de investiție, fara TVA	(CI)	(2)	13,556,006										
Factor actualizare	(FA)	(5)		0.45	0.42	0.39	0.36	0.34	0.31	0.29	0.27	0.25	0.24
Valoarea actualizată a costului de investiție	(VACI)	(6)	12,302,314										
Venituri din exploatare incrementale	(VEx)	(9)	22,564,483	1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582	1,253,582
Cheltuieli de exploatare incrementale (inclusiv costul pentru corectarea impactului negativ asupra mediului)	(CEx)	(10)	6,575,882	285,973	285,973	285,973	285,973	285,973	285,973	285,973	285,973	285,973	1,714,343
Valoarea reziduala	(VR)	(11)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Costuri totale	(CT)	(12)	20,131,888	285,973	285,973	285,973	285,973	285,973	285,973	285,973	285,973	285,973	1,714,343
Valoarea actualizată a costurilor totale	(VACT)	(13)	15,040,436	129,072	120,067	111,690	103,898	96,649	89,906	83,634	77,799	72,371	403,579
REZULTAT	MW		3.600										
VNA costuri totale/rezultat	lei/MW		4,177,899										

Opțiunile tehnice au fost analizate și comparate din perspectiva costurilor de investiții și costurilor de operare (la valoare actualizată netă) . În tabelul de mai jos este prezentată sintetic prin indicatori cheie, comparația indicatorilor cost eficacitate:

Tablou indicatori pentru Analiza Cost Eficacitate-Cost/Rezultat				Evaluare
	Scenariu 1	Scenariu 2	UM	
Investiție sistem fotovoltaic	12,622,006.21	13,556,006.22	lei fara TVA	Similar
Putere instalată	3.6	3.6	MW	Similar
Cost total actualizat	13,967,481	15,040,436	lei	Eficiența superioară - Scenariul 1
Cost total actualizat/Puterea instalată	3,879,856	4,177,899	lei/MW	Eficiența superioară - Scenariul 1
Cost total actualizat/Productia totală (20 ani)	124.01	125.98	lei/MWh	Eficiența superioară - Scenariul 1
Cost total actualizat / CO2 tona economisită	202.67	205.88	lei/tona CO2 economisită	Eficiența superioară - Scenariul 1
Beneficii rezultate din scăderea emisiilor de CO2 evitarea emisiilor t CO2/AN (energia generată media anuală *factorul 0.6119*lei/tona)	1,027,229	1,088,862	lei/an	Beneficii superioare Scenariul 1

4.9. ANALIZA DE RISCURI, MASURI DE PREVENIRE/DIMINUARE A RISCURILOR

În vederea realizării acestei analize, trebuie stabilită o probabilitate realistă de apariție pentru fiecare risc identificat. Probabilitatea de apariție și impactul potențial al riscurilor individuale, au fost estimate conform tabelelor următoare.

În funcție de cei doi factori estimați se calculează **indexul de risc**, după graficul:

Tratarea riscurilor:

Pe baza indexului de risc, riscurile sunt clasificate în diferite categorii conform tabelului următor:

Tabel 4.31 – Tipuri de risc

Tip de risc	Descrierea riscului
CRITIC	Impactul riscului aduce consecințe mari asupra implementării proiectului
MARE	Impactul este mare iar consecințele semnificative
MODERAT	Impactul riscului este mediu iar consecințele sunt probabile
MINOR	Impactul și consecințele probabile ale riscului sunt scăzute

Tabel 4.32 - Coeficient probabilitate de apariție

1	Rar – probabilitate de apariție numai în cazuri excepționale – <10%
2	Probabilitate mica – probabilitate de apariție numai în cazuri excepționale – 10-30%
3	Posibil – probabilitate de apariție la un moment dat – 30-50%
4	Probabil – probabilitate de apariție în majoritatea cazurilor – 50-90%
5	Sigur – așteptat în majoritatea cazurilor – >90%

Tabel 4.33 - Coeficient impact

1	Nesemnificativ
2	Minor
3	Moderat
4	Major
5	Semnificativ

Analizele de risc au evidențiat integritatea și stabilitatea modelului de analiză socio-economică. Acest lucru duce la acceptarea ipotezelor de lucru considerate și la faptul că, chiar în condițiile unor variații nefavorabile ale factorilor de influență investiția va rămâne în continuare rentabilă. Din aceste considerente, în cadrul prezentei analize de risc putem defini drept „VARIABLE CRITICE” - de risc următoarele:

Riscul de venit reprezinta riscul de a nu se respecta preturile stabilite prin contractul de achizitie sau orice alt angajament care ar conduce la vanzarea energiei la un prea mare fata de pretul reglementat sau pretul de piata. Riscul de venit este specificat prin identificarea variabilelor:

- Cost de investitie;
- Pretul mediu anual al energiei electrice;
- Pretul mediu al certificatelor de carbon.

Costul de investitie depinde pe de o parte de piata de echipamente si materiale specifice si de corectitudinea solutiilor tehnice si tehnologice evaluate. Piata de echipamente si materiale specifice este o piata stabilizata si matura fapt care reduce la minim riscul de volatilitate a preturilor de achizitie asociat echipamentelor, materialelor si know-how-ului. Solutiile analizate si evaluate sunt de complexitate medie, în literatura de specialitate si practica specifica domeniului fiind foarte multe precedente în aplicatii similare cu aplicatia ce face obiectul prezentului studiu de fezabilitate. Informatiile si estimarile utilizate s-au bazat pe un numar mare de aplicatii similare fapt care reduce la minim riscul legat de corectitudinea si compatibilitatea solutiilor alese.

Volatilitatea pretului energiei electrice este reprezentata atat de variatia diurna si sezoniera a pretului, cat si de o variatie preconizata multianuala. Cu toate acestea pretul de achizitie al energiei electrice nu variaza în functie de piata de tranzactionare, ci este un pret contractat pe o perioada mai lunga. În acest sens consideram ca daca se ia în calcul un pret mediu ponderat al perioadei actuale care se majoreaza anual cu indicatori specifici de piata minimali (propus 3,5%) care tin cont de variatia cererii, diminuarea resurselor, politicile de mediu, riscul de neacoperire a variatiei de pret de productie/ cumparare a energiei electrice se poate diminua satisfactor. În consecinta consideram ca riscul de venit este semnificativ, dar controlabil.

Riscul de finalizare reprezinta riscul ca finalizarea proiectului sa fie întârziata în general din motive tehnice sau financiare sau costul investitional sa depaseasca valorile estimate. Riscul de finalizare este reprezentat în special posibilitatea de prelungire nejustificata a termenului de executie si de incapacitatea de a sustine financiar proiectul. Riscul de finalizare este în opinia noastra redus din motive care tin de posibilitatile de finantare proprii asumate de catre beneficiar si de conditia propusa în cadrul studiului de fezabilitate de încadrarea investitiei în aceste resurse sau depasirea lor într-un procent nesemnificativ. Termenul de realizare a proiectului este putin probabil sa fie depasit deoarece proiectul are o complexitate medie, nefiind identificate în cadrul proiectului elemente neprevizute de risc mediu sau ridicat (probleme de aprovizionare, deficiente de suport tehnic, incapacitate de asigurare a utilitatilor etc). În consecinta consideram ca riscul de finalizare este redus.

Riscul de operare care include si **riscul tehnologic** este acela în care proiectul nu se ridica la nivelul corespunzator fluxului de venituri si cheltuieli fie prin nerespectarea productiei de energie calculate în proiect, fie din cauza costurilor operarii si mentenantei care depasesc previziunile de buget. Riscul de operare este

determinat în special de tariful mediu anual al energiei electrice. Modalitatea de corectie a pretului estimat pentru energia electrica, reprezinta o ponderare a mai multor opinii profesionale si reglementari legale reprezentand o pozitie echilibrata si justificata a acestor estimari. În esenta evolutia pretului energiei electrice luata în calcul în perioada de analiza respecta conditiile impuse de memorandumul Guvernului Romaniei de liberalizare a preturilor precum si conditiile de sustenabilitate sociala , economica si de piata. În acest fel estimarea utilizata pentru evolutia pretului energiei electrice în perioada de referinta este în masura sa minimizeze atat riscul de supraevaluare cat si riscul de subevaluare a pretului. În consecinta consideram ca riscul de operare este un risc redus.

Riscuri asumate (tehnice, financiare, institutionale, legale)

Pentru a analiza proiectul de investitii s-a luat în considerare riscurile ce pot aparea atat în perioada de implementare a proiectului cat si în perioada de exploatare a obiectivului de investitie.

Riscuri tehnice:

Aceasta categorie de riscuri depinde direct de modul de desfasurare a activitatilor prevazute în planul de actiune al proiectului, în faza de proiectare sau în faza de executie:

- etapizarea eronata a lucrarilor;
- erori în calculul solutiilor tehnice;
- executarea defectuoasa a unei/unor parti din lucrari;
- nerespectarea normativelor si legislatiei în vigoare;
- dificultati în angajarea si instruirea personalului specializat în întretinerea si exploatarea investitiei.

Administrarea acestor riscuri consta în:

- în planificarea logica si cronologica a activitatilor cuprinse în planul de actiune au fost prevazute marje de eroare pentru etapele importante ale proiectului;
- se va pune accentul pe etapa de verificare a fazei de proiectare;
- managerul de proiect, împreuna cu responsabilul juridic si responsabilul tehnic se vor ocupa direct de colaborarea în bune conditii cu entitatile implicate în implementarea proiectului;
- responsabilul tehnic se va implica direct si va supraveghea atent modul de executie al lucrarilor, avand o bogata experienta în domeniu; se va implementa un sistem foarte riguros de supervizare a lucrarilor de executie. Acesta va presupune organizarea de raportari partiale pentru fiecare stadiu al lucrarilor în parte. Acestea vor fi prevazute în documentatia de licitatie si la încheierea contractelor;
- se va urmari încadrarea proiectului în standardele de calitate si în termenele prevazute;

- se va urmări respectarea specificațiilor referitoare la materialele, echipamentele și metodele de implementare a proiectului;
- se va pune accent pe protecția și conservarea mediului înconjurător;
- se va solicita furnizorilor echipamentelor și instalațiilor instruirea personalului responsabil cu întreținerea și exploatarea acestora. Procesul de recrutare al personalului va avea în vedere calificarea corespunzătoare posturilor.

Riscuri financiare:

- creșterea nejustificată a prețurilor de achiziție pentru utilaje și echipamentele implicate în proiect;
- modificări ale structurii grupului țintă, modificări majore ale cursului de schimb;
- lipsa surselor financiare pentru cofinanțare.

Administrarea riscurilor financiare:

- asigurarea condițiilor pentru sprijinirea liberei concurențe pe piață, în vederea obținerii unui număr cât mai mare de oferte conforme în cadrul procedurilor de achiziție lucrări, echipamente și utilaje;
- estimarea cât mai realistă a creșterii prețurilor de piață;
- asigurarea în bugetul local a cel puțin sumei aferente contribuției proprii.

Riscuri instituționale

- comunicarea defectuoasă între entitățile implicate în implementarea proiectului și executării contractelor de lucrări și achiziții echipamente și utilaje.

Riscuri legale

Această categorie de riscuri este greu de controlat deoarece nu depinde direct de beneficiarul proiectului:

- obligativitatea repetării procedurilor de achiziții datorită gradului redus de participare la licitații;
- obligativitatea repetării procedurilor de achiziții datorită numărului mare de oferte neconforme primite în cadrul licitațiilor;
- instabilitatea legislativă – frecvența modificărilor de ordin legislativ, modificări ce pot influența implementarea proiectului.

Riscurile legate de realizarea proiectului care pot apărea pot fi de natură **interna și externă**.

- Interna – pot fi elemente tehnice legate de îndeplinirea realistă a obiectivelor și care se pot minimiza printr-o proiectare și planificare riguroasă a activităților;
- Externa – nu depind de beneficiar, dar pot fi contracarate printr-un sistem adecvat de management al riscului.

Aceasta se bazează pe cele trei sisteme cheie (consacrate) ale managementului de proiect.

Evaluarea riscurilor cu analiza de senzitivitate.

Probabilitate	A - foarte puțin probabil B - improbabil C - cel mai probabil nu D - probabil E - foarte probabil
Severitate	I - fara efect II - efect minor III - efect moderat IV - efect critic V - efect catastrofal
Nivel de risc	Scazut Moderat Ridicat Inacceptabil

Risk level	Colour	Severity / Probability	I	II	III	IV	V
Low		A	Low	Low	Low	Low	Moderate
Moderate		B	Low	Low	Moderate	Moderate	High
High		C	Low	Moderate	Moderate	High	High
Unacceptable		D	Low	Moderate	High	Very High	Very High
		E	Moderate	High	Very High	Very High	Very High

Analiza de senzitivitate studiaza efectele asupra rentabilitatii investitiei ale variatiilor individuale ale variabilelor cheie ale modelului.În cadrul analizei de senzitivitate vor fi identificate variabilele critice, care influenteaza semnificativ rezultatele obtinute în cadrul analizei financiare.

Acest lucru se realizeaza prin permiterea modificarii variabilelor în conformitate cu o anumita modificare procentuala, cu respectarea variatiilor ulterioare ale indicatorilor de performanta financiarasi economica.Variabilele vor varia pe rand, iar ceilalti parametri vor ramane constanti.

Se considera „critice” acele variabile pentru care o variatie de 10% (pozitiva sau negativa) da nastere la o variatie corespunzatoare de 5% a valorii de baza a VAN, respectiv de un punct procentual al RIR.

S-au analizat urmatoarele variatii:

- Cresterea ratei de actualizare cu 5%
- Scaderea pretului la energie cu 10%
- Cresterea valorii investitiei cu 10%.

Descriere risc	Probabilitate (P)	Severitate (S)	Nivel de risc (=P*S)
Cresterea ratei de actualizare 5%	D	IV	Foarte ridicat
Scaderea pretului la energie cu 10%	C	I	Scazut
Cresterea costurilor cu 10%	D	V	Foarte ridicat

Fără variații		Variație						U.M.
Analiza financiara		Rata de actualizare creste cu 5% - ra=12.5%		Prețul la energie scade cu 10%		Investiția crește cu 10%		
Indicatori	Valoare	Valoare	Variație	Valoare	Variație	Valoare	Variație	
RRF/C	4.888%	4.888%	0.00%	3.801%	Moderat	3.953%	Moderat	%
VNAF/C	-2,512,904	-5,168,961	CRITIC	-3,506,181	Moderat	-3,658,373	Moderat	lei

5. SCENARIUL TEHNICO-ECONOMIC, RECOMANDAT

5.1. COMPARATIA SCENARIILOR PROPUSE, DIN PUNCT DE VEDERE TEHNIC, ECONOMIC, FINANCIAR, AL SUSTENABILITATII SI RISCURILOR

În tabelul de mai jos este prezentata sintetic prin indicatori cheie, comparatia scenariilor analizate:

Tabel 5.34 – Indicatori energetici si economici

Tablou orientativ pentru indicatorii energetici si economici				
	Scenariu 1	Scenariu 2	UM	Observatii
Investitie sistem fotovoltaic pentru autoconsum	12,622,006.21	13,556,006.22	lei fara TVA	Beneficii superioare Scenariul 1
Putere instalata	3.6	3.6	MW	Similar

Productia totala	112,630.92	119,388.77	MWh	Beneficii superioare Scenariul 2
Productia anuala medie energie electrica	5,631.55	5,969.44	MWh/an	Beneficii superioare Scenariul 2
Factorul de capacitate al centralei	17.86%	18.93%	%	Beneficii superioare Scenariul 2
Reducerea gazelor cu efect de sera: Scadere anuala estimata a gazelor cu efect de sera	3,446	3,653	Echivalent tone de CO2/an	Beneficii superioare Scenariul 2
Suma solicitata prin FM	2,861,741	2,861,741	lei	Similar
Suma solicitata prin FM pe MW	160,000	160,000	euro/MW	Similar
Indicatori specifici	1,564.32	1,658.18	MWh/MW	Beneficii superioare Scenariul 1
	2,241.30	2,270.90	lei/MWh	Beneficii superioare Scenariul 1
	3,506,112.83	3,765,557.28	lei/MW	Beneficii superioare Scenariul 1
Contributie proprie	9,760,265.41	10,694,265.42	lei	Beneficii superioare Scenariul 1
RRF/C	4.89%	4.66%	%	Beneficii superioare Scenariul 1
VFNA/C	-2,512,904	-2,917,173	lei	Beneficii superioare Scenariul 1
RRF/K	7.61%	7.13%	%	Beneficii superioare Scenariul 1
VFNA/K	84,177	-320,093	lei	Beneficii superioare Scenariul 1

5.2. **SELECTAREA SI JUSTIFICAREA SCENARIULUI RECOMANDAT**

Selectarea scenariilor recomandate s-a facut pe baza urmatoarelor criterii:

- Grad de utilizare cat mai ridicat pe perioada unui an;
- Cost de investitie cat mai redus corelat cu capacitatea de productie;
- Aportul optim de productie de energie electrica din surse regenerabile, în raport cu costul investitional.

În urma analizei tehnico-economice ale celor doua scenarii s-a selectat si propus **1**, acesta îndeplinind cele mai multe criterii de fezabilitate, anume:

- ✓ Costul de investitie specifica cel mai redus, pe durata de viata a investitiei;
- ✓ Fezabilitate din punct de vedere financiar si economic;

Considerentele în funcție de care a fost ales scenariul 1 sunt:

- Investiția specifică pe durata de viață a proiectului, cea mai mică;
- Investiția specifică per MWh generat cea mai mică;
- Capacitatea de susținere a investiției din partea Beneficiarului.

5.3. DESCRIEREA SCENARIULUI/OPTIUNII OPTIM(E) RECOMANDAT(E) PRIVIND:

a) obținerea și amenajarea terenului;

Terenul va fi nivelat, curățat de vegetație și pregătit în vederea instalării parcului fotovoltaic

b) asigurarea utilităților necesare funcționării obiectivului;

Alimentarea cu energie electrică a societății se realizează conform ATR ce se va emite de către operatorul de distribuție.

c) soluția tehnică, cuprinzând descrierea, din punct de vedere tehnologic, constructiv, tehnic, funcțional- arhitectural și economic, a principalelor lucrări pentru investiția de bază, corelată cu nivelul calitativ, tehnic și de performanță ce rezultă din indicatorii tehnico-economici propuși;

d) probe tehnologice și teste: Se vor realiza de către operatorul autorizat de către furnizorul de energie electrică care va realiza și proiectul de racord a noii investiții.

Scenariul 1

Având în vedere particularitățile terenului și orientarea acestuia soluția aleasă pentru instalarea modulelor fotovoltaice permite montarea panourilor fotovoltaice. Am dimensionat parcul fotovoltaic, considerând că se vor instala panouri monocristaline de 695W. Din analiza realizată, pentru instalarea de panouri de 695W, rezultă un număr de 6720 de panouri monocristaline de 695W

Date tehnice:

- Puterea instalată (în panouri fotovoltaice) a CEF $P_i = 4.6704 \text{ MW}$
- Puterea instalată (în invertoare) a CEF $P_i = 3.6 \text{ MW}$

-

Descriere scenariu 1:

Panourile fotovoltaice cu putere nominală de 695W vor fi instalate prin intermediul structurii de montaj fixe cu orientare sud pe terenul aferent. Pentru conversia curentului continuu în curent alternativ, se utilizează 12 invertoare care preiau legăturile realizate cu ajutorul tablourilor, iar energia obținută este transmisă către cele 3 posturi de transformare care au rolul de a ridica tensiunea invertoarelor 800 V (JT) la 20 kV.

179

compacte, 24kV, 630A, 16kA cu functii de line si trafo, catre punctul de conexiuni 20kV/110kV, pentru ca mai apoi energia sa fie injectate in retea.

Invertoarele de putere trifazate se vor instala fixate pe dale de beton, prin intermediul unei structuri metalice. Secundarele (tensiune alternativă) invertoarelor de putere trifazate unidirecționale se vor racorda în tablouri electrice de distribuție ale invertoarelor.

Panouri fotovoltaice:

Panourile fotovoltaice vor fi monocristaline de 695 W. Panourile se vor interconecta între ele cu cablurile acestora, prevazute la capete cu conectori rapizi tip MC4/ T4 cu grad de rezistenta IP68. Panourile PV sunt prevazute cu diode bypass aflate in cutia de jonctiuni a modulului fotovoltaic pentru protectia impotriva efectelor produse de umbririle partiale si defectarea modului. In cazul in care producatorul nu furnizeaza pentru fiecare modul fotovoltaic cel putin o astfel de dioda, este necesara utilizarea unei diode, cu tensiunea nominala $U_{n DIODA} \geq U_{OC STC}$, iar curentul $I_{n DIODA} \geq I_{sc}$ la STC.



Caracteristicile tehnice nominale ale panourilor sunt prezentate, sintetic, în tabelul 1.

CARACTERISTICĂ TEHNICĂ	VALOARE
Greutate	37.8 kg
Dimensiuni	2384 x 1303 x 33 mm
Categorie Putere Panou	675-695 Wp
Tip panou	TOPCon cells
Putere panou	695 Wp
Număr celule	132 [2 x (11 x 6)]
Grad de protecție	IP68 – 3 diode
Tensiune maxima (Vmp)	39.8 V
Curent de scurt circuit (Isc)	18.44 A
Curent maxim (Imp)	17.43A
Eficiența modul	22.40%
Tensiune maxima sistem	1500 V
Temperatura de operare	-40°C / +85°C
NMOT	45 ± 2°C
Garanție	12 ani
Eficiență	25 ani
Garanție folosință liniară	la 10 ani – peste 92% / la 20 ani – peste 86%
CONDITII STANDARD DE TESTARE (STC):	-radiație solară 1000 W/m2; -masa aerului AM 1,5; -temperatura celulei 25°C.
SPECIFICATII DE PERFORMANTA SI CONDITII PRIVIND SIGURANTA IN EXPLOATARE:	Se va asigura asistenta tehnica la montaj și PIF; Furnizorul va pune la dispoziția beneficiarului instrucțiuni de montaj, punere în funcțiune și exploatare

CONDITII PRIVIND CONFORMITATEA CU STANDARDE RELEVANTE	IEC 61215-1:2016 (Terrestrial PV modules - Design qualification and type approval) IEC 61730-1:2016 (Photovoltaic (PV) module safety qualification)
---	--

Tabel 1- caracteristici tehnice nominale ale panourilor fotovoltaice propuse

Randamentul minim trebuie să fie de minimum 20% pentru panourile monocristaline din siliciu;

Condițiile standard de testare (STC) trebuie să fie caracterizate de:

valoare standard a radiației solare de 1.000 W/m²;

Masa aerului (AM) de 1,5;

temperatura celulei PV de 25 °C.

Invertoare de putere

Invertoarele vor asigura preluarea energiei în curent continuu în intervalele de variație a tensiunii și a curentului de la ieșirea modulelor fotovoltaice (deoarece aceste mărimi variază permanent în funcție de condițiile meteorologice: nivelul radiației solare, temperatura ambiantă, viteza vântului etc.) și vor livra la ieșire o tensiune alternativă constantă. Invertoarele trebuie să respecte în funcționare condițiile tehnice impuse de rețeaua energetică națională și să asigure conversia c.c.-c.a. cu o eficiență sporită. Invertoarele vor fi montate în exterior, complet cablate și echipate, Invertoarele de putere unidirecțional trifazate sunt prevăzute cu două circuite redundante de protecție, conform normei VDE AR-N 4105, circuite ce conduc la deconectarea automată de la rețea a grupului generator fotovoltaic în cazurile de: lipsă tensiune rețea de distribuție; regim insularizat (protecție 81RL df/dt); depășirii parametrilor de tensiune și frecvență prestabiliți (protecție maximală de tensiune (59, U>, U>>), protecție minimală de tensiune (27, U<, U<<), protecție maximală de frecvență (81, f>, f>>), protecție minimală de frecvență (81, <, f<<).

La nivelul invertorului de putere trifazat unidirecțional sunt integrate și următoarele funcții de protecție și comandă — control:

- ⇒ Funcție trecere peste defect la apariția golurilor și a variațiilor de tensiune
- ⇒ Funcție deconectare automată în regim insularizat;
- ⇒ Funcție injecție / absorbție putere reactivă la valoare de consemn a factorului de putere $\cos\phi$ consemn;
- ⇒ Funcție injecție / absorbție putere reactivă reactivă la valoare de consemn a puterii reactive

Qconsemn;

- ⇒ Funcție reglaj automat factor de putere – putere activă $\cos\phi(P)$;
- ⇒ Funcție reglaj automat tensiune – putere reactivă $Q(U)$;
- ⇒ Funcție reglaj automat al puterii active în funcție de valoarea frecvenței $P(f)$.
- ⇒ Una sau mai multe trepte de conversie a puterii DC-la-AC, fiecare echipată cu un sistem de urmărire a punctelor de putere (MPPT). MPPT va varia tensiunea matricei DC pentru a maximiza producția în funcție de condițiile de funcționare.
- ⇒ Componente de protecție împotriva temperaturilor ridicate de lucru, supratensiune sau subtensiune, suprafrecvență sau sub-frecvențe, curent minim de funcționare, defectarea rețelei transformatorului, protecție anti-insulare, protecție împotriva golurilor de tensiune etc. În plus față de protecțiile pentru siguranța personalului personalului.

În figura alaturată este prezentat un invertor utilizat în mod obișnuit pentru instalațiile fotovoltaice la scară utilitară.



Fig.12 Exemplu de invertor

În cadrul proiectului tehnic se va stabili tipul invertoarelor precum și puterea nominală a acestora, astfel încât puterea totală în invertoare să fie de 3.6 MW. În scenariul propus am ales o configurație de 12 invertoare de 300kW, în total 3.6MW. Aceste invertoare vor fi instalate în CEF, astfel încât fiecare grup de invertoare să poată fi conectat pe partea de curent alternativ cu un tablou general de joasă tensiune. Alocarea panourilor pe invertore se

va face ulterior la faza Detalii de Executie, iar amplasarea acestora in camp va fi realizata astfel incat distantele de cabluri sa fie cat mai scurte in vederea optimarii caderilor de tensiune pe cabluri.

Caracteristicile tehnice nominale ale invertoarului trifazat 300 kW sse vor prezenta, sintetic în tabelul alaturat:

Caracteristica tehnica	Valoare/unitate de masura
Greutate	112 kg
Dimensiuni	1048 X 732 X 395 cm
Categorie Putere inverter	330 kW
Putere inverter	300 kW
Putere maximă inverter	330.0 kW peak
Randament maxim inverter	98.8% @480 V, 98.6% @380 V / 400 V
Eficiența europeană	98.6% @480 V, 98.4% @380 V / 400 V
Tip de unda inverter	unda sinusoidală pură
Faza inverter	Trifazat
Numar de MPPT	6
Tensiune de lucru MPPT	500 - 1500 V
Curent de intrare Max.	65 A
Tensiune de intrare Max.:	1500 V
Putere nominală de ieșire	330000 W
Curent de ieșire Max.	133.7 A @480 V, 160.4 A @400 V, 168.8 A @380 V
Distorsiune armonica totala	< 3 %
Grad de protecție	IP66
Garanție	5 ani
SPECIFICATII DE PERFORMANTA SI CONDITII PRIVIND SIGURANTA IN EXPLOATARE:	Se va asigura asistenta tehnica la montaj și PIF; Furnizorul va pune la dispoziția beneficiarului instrucțiuni de montaj, punere în funcțiune și exploatare în limba română
CONDITII PRIVIND CONFORMITATEA CU STANDARDE RELEVANTE:	Certificare EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068,
	IEC 61683, IEC 61727,
	IEC 62910 Echipamentele vor fi insotite de certificate de conformitate, garantie si vor avea marcaj CE.

Caracteristicile tehnice ale invertoarelor 300 kW

Sistem de stocare a energiei (BESS)

Stocarea energiei solare în baterii este un proces complex, dar esențial pentru eficiența sistemelor fotovoltaice. Iată etapele principale implicate în acest proces:

- Colectarea energiei solare: Panourile solare convertește lumina solară în energie electrică continuă, care este apoi direcționată către un regulator de încărcare. Acesta se asigură că energia solară produsă este optim încărcată și direcționată către baterii.
- Reglarea și încărcarea bateriilor: Regulatorul de încărcare controlează fluxul de energie către baterii, menținându-le la nivelul optim de încărcare pentru a prelungi durata de viață a acestora. Acesta previne supraîncărcarea sau descărcarea excesivă a bateriilor.
- Conversia și stocarea: Energia electrică produsă de panourile solare este transformată în curent continuu, care este apoi stocat în bateriile dedicate. Bateriile convertește energia electrică într-o formă chimică stocată pentru a fi utilizată ulterior.
- Furnizarea energiei când este necesar: Atunci când cererea de energie crește sau când nu există suficientă lumină solară disponibilă, bateriile furnizează energie electrică pentru a alimenta dispozitivele sau echipamentele conectate la sistemul fotovoltaic.
- Monitorizare și optimizare: Sistemele moderne de stocare a energiei solare includ tehnologii de monitorizare și control care urmăresc nivelul de încărcare al bateriilor, consumul de energie și prezența luminii solare, pentru a optimiza utilizarea energiei stocate și a asigura funcționarea eficientă a întregului sistem.

Stocarea energiei solare în baterii este esențială pentru asigurarea unei surse constante de energie, indiferent de condițiile meteorologice sau de momentul zilei.

Se va utiliza o un sistem de stocare a energiei cu capacitatea nominală de încărcare/descărcare de 1 MWh, containerizat cu un sistem de conversie a energiei (PCS – invertor) cu o putere totală de 400 kW.

Bateria de stocare a energiei va fi conectată prin 2 circuite electrice, cu 2 PCS-uri de câte 200kW.

Puterea unui circuit este de 200kW, protejat de un intreruptor automat tripolar de 250A, 800Vc.a. pentru preluare energie electrice de la BESS.

Descriere container baterii

Sistemul de baterii ESS adoptă un design modular și constă din cabina bateriei, cabina controlerului Smart Rack și cabina unității de control. Acesta integrează bateriile cu fosfat de litiu-fier și rafturile bateriilor, un sistem de gestionare a bateriei (BMS), sistemul de încălzire, ventilație și aer condiționat (HVAC), sistemul de iluminare, sistemul de detectare a incendiilor și sistemul automat de stingere a incendiilor, sistemul de securitate și sistemul de urgență, dispozitivele de protecție la supratensiune (SPD), dispozitivele de protecție la împământare și dispozitivele de detectare a defecțiunilor de împământare. În container bateriile sunt aranjate în module și rackuri (stringuri) pentru a forma un sistem integrat și eficient. Se conectează în serie și/sau paralel pentru a atinge capacitatea și tensiune necesare. Configurația în serie mărește tensiunea totală, în timp ce configurația în paralel mărește capacitatea totală. În interiorul containerului, bateriile sunt configurate într-un sistem de rack, fiecare rack conținând mai multe pachete de baterii. Pachetele de baterii folosesc celule de baterie LiFePO₄ (Lithium Iron Phosphat), cunoscute pentru siguranța, durata de viață lungă și stabilitatea termică. Fiecare acumulator conține mai multe celule conectate în serie și paralel pentru a obține tensiunea și capacitatea dorite. Dimensiunea obișnuită a pachetului este de aproximativ 21,5 kWh. Pentru a atinge capacitatea totală de 1000 kWh sunt utilizate 48 de pachete de baterii, fiecare rack conținând 3 pachete. Rack-urile sunt conectate în paralel la o magistrală DC de înaltă tensiune (de obicei 768 VDC) pentru a permite o conversie eficientă a puterii.

Prin proiectul tehnic se va stabili configurația exactă: rackuri, pachete, baterii, astfel încât capacitatea în MWh a containerului să fie cea stabilită în cadrul prezentului studiu de fezabilitate.



Fig: container de stocare a energiei – pentru referință

Caracteristica tehnica	Valoare/unitate de masura
Tip de celulă	LFP 280Ah
Capacitatea bateriei	1016 kWh
Tensiune nominală DC	1250 V
Tensiune maximă DC	1500 V
Interfețele de comunicare ale BMS-ului	RS485,internet
Protocoalele de comunicare ale BMS-ului	Modbus RTU, Modbus TCP
Dimensiuni unitate baterie	6,058 x 2,896 x 2,438 mm
Greutate unitate baterie	43.5T 95,901.1 lbs
Grad de protecție	IP54
Interval de temperatură de operare	-30 to 50
Interfețe de comunicație	RS485, Ethernet

Fig: Fisa tehnica container baterii

Conectarea sistemului de stocare 400KW/1 MWh se va realiza in curent alternativ (AC), conform schemei alaturate:

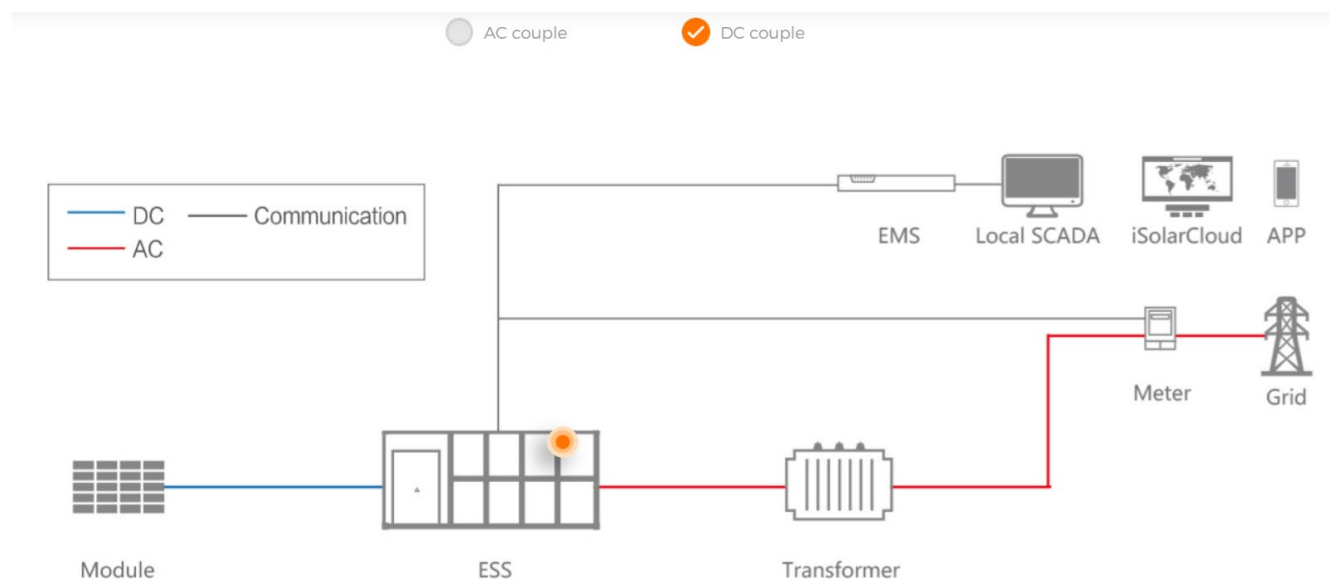




Fig. Invertor PCS - pentru referinta

Caracteristica tehnica	Valoare/unitate de masura
Intrare DC	
Max. Tensiune de intrare PV	1500 V
Min. Tensiune de intrare PV / Tensiune de pornire a intrării	875 V / 915 V
Interval de tensiune MPP	875 – 1300 V
Max. Curent de intrare PV	207.6 A
Iesire AC	
Putere de ieșire AC	200000W @ 40 °C - 200kW
Max. Curent de ieșire al invertorului	3308 A
Interval de tensiune AC	20 kV – 35 kV
Frecvența nominală a rețelei	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
Faze de alimentare	3 / 3-PE
Eficiența maximă a invertorului	99.00%
Eficiența euro a invertorului	98.70%
Tensiune LV/MC	0.8 kV / (20 – 35) kV
Dimensiuni	875* 820 * 365 mm
Greutate	95kg
Factor protectie	IP56

Fig: Fisa tehnica PCS 200kW

Tablouri electrice

Tablourile de distribuție ale invertoarelor (TD.INV) au grad de protecție min. IP54 și cuprind:

- aparatele de comutație aferente circuitelor invertoarelor de putere trifazate unidirecționale, cu rol de protecție la suprasarcină și scurtcircuit.
- aparat de comutație protecție circuit general instalație electrică fotovoltaică cu rol de protecție la suprasarcină și scurtcircuit și separare vizibilă.

Tablourile electrice generale TG.CEF cuprind:

- aparatele de comutație tablourilor de distribuție ale invertoarelor, cu rol de protecție la suprasarcină și scurtcircuit.
- aparat de comutație protecție circuit general instalație electrică fotovoltaică cu rol de protecție la suprasarcină și scurtcircuit și separare vizibilă.

Fiecare tablou electric general va conține cel puțin un întreruptor general, plecări cu siguranțe fuzibile, circuite dedicate pentru fiecare inverter; Tabloul de racord va fi prevăzut pe lângă partea de forță și protecțiile aferente și automatizarea care controlează invertoarele.

Rețele de cabluri electrice

Scopul la calcularea caracteristicilor cablajului electric este de a minimiza lungimile și secțiunile cablului. Secțiunile sunt selectate conform IEC 60364-5-52 și IEC 60502-2 standarde. La selectarea unei secțiuni transversale a cablului, au fost luate în considerare capacitatea de încărcare a curentului, căderea de tensiune și curentul de scurtcircuit. Căderea maximă de tensiune permisă a fost de 1,5% pentru partea de curent continuu și de 0,5% pentru cablurile de curent alternativ ale rețelei MT. Un rezumat al secțiunilor de cablu selectate și al metodei lor de instalare este prezentat în tabelul alăturat. Cablu solar de 6mm și de 10 mm

Analiza scenariilor propuse s-a realizat ținând cont de varianta tehnologică de montaj (care implică lucrări diferite de construcții), de diferența de energie produsă în cele două configurații, de costurile specifice necesare și de reducerea de emisii de GES aferentă fiecărui scenariu.

Traseele de cabluri curent continuu.

Modulele vor fi interconectate prin cablurile speciale furnizate de producator (2 pentru fiecare modul, de circa 0.5-1,4m). În cazul depasirii distantei de interconectare de 2 m, modulele se pot interconecta cu un cablu ce se poate confectiona pe santier, de lungimea necesara. Este necesar sa se prevada de la faza de aprovizionare un numar acoperitor de conectori tip MC4 si conductor monofilar izolat cu aceleasi caracteristici cu ale cablurilor de interconectare standard.

Cablurile cu conectori MC4/T4, utilizate pentru conectare a string-ului la cutia de jonctiuni a inverterului fotovoltaic, vor fi confectionate pe santier.

Este recomandata folosirea codului de culori pentru cablu, astfel se recomanda folosirea cablului rosu pentru polaritatea pozitiva si negru pentru cea negativa.

Cablurile DC vor fi pozate pe profilele suportului. Se vor evita pe cat posibil contactele directe intre doua cabluri de conexiune, pozarea acestora realizandu-se in paralel. In zonele expuse la riscul de deteriorare a cablului acesta se va proteja cu tub PVC gofrat.

Traseele de cabluri de curent alternativ.

Cablurile pentru AC se vor alege conform normativelor si se va tine seama de specificatiile producatorului de invertoare. Cablurile AC se vor poza prin paturi de cabluri tip jgheab metalic sau prin pamant (LES), prin tub PVC flexibil gofrat. Cablurile care se vor folosi la exterior si care nu se vor proteja in pat metalic vor fi cu manta metalica de protectie cu respectarea prevederilor normativului NTE 007/08/00. Toate cablurile vor fi dimensionate conform NTE 007/08/00, luându-se în considerare factorii de corecție în funcție de condițiile de pozare (temperatura ambiantă, condiții de scurtcircuit, căderi de tensiune, etc.).

Instalatia electrica de curenti slabi

Se va asigura monitorizarea de la distanță a funcționării invertoarelor de putere instalate prin intermediul unei instalații electrice de curenți. Monitorizare de la distanță se va realiza prin intermediul unei rețele Ethernet pentru care se vor utiliza cabluri de date F/UTP Cat.5e, 4x2xAWG24, PE de exterior, conectori RJ45 STP cat5E cu manșon, interfețele de comunicație Ethernet disponibile în cadrul invertoarelor de putere și un switch Ethernet, cu conexiune locală la internet, conform figurii 13



Figura 13- Schemă de principiu instalație monitorizarea de la distanță invertore de putere

Monitorizarea producției de energie electrică și funcționarea centralei electrice fotovoltaice se va face cu ajutorul unui data logger.

Instalația de legare la priza de pământ și paratrâznet

Se va măsura priza de pământ existentă iar dacă valoarea prizei de pământ depășește valoarea de 1 ohm se va îmbunătăți. Un cablu de împământare de 35 mm² este utilizat pentru șanțurile de joasă și medie tensiune, în timp ce un cablu de împământare de 50 mm² este utilizat în cazul centralelor electrice.

Realizarea protecției împotriva tensiunii de atingere și pas se realizează conform I. RE-IP 30-04, cu o instalație de legare la pământ, racordată la priza de pământ existentă a carei rezistență de dispersie nu va depăși maxim 1 ohm și $U_a = U_{pas}$ de maxim 120 V.

Pentru respectarea limitelor maxime admise de STAS 2612-87 și STAS 12604/4-89, cu privire la tensiunile de atingere și de pas, se vor lua următoarele măsuri:

- partile metalice care în mod normal nu sunt sub tensiune, dar care pot ajunge accidental sub tensiune (structura de susținere a panourilor, panouri solare, jgheburile metalice, invertore, carcasa metalică a invertorelor, carcasa metalică a cutiilor de distribuție, transformatorul de putere, armaturile cablurilor, partile metalice ale structurii de susținere a invertorelor și ale clădirilor, etc.), se vor lega obligatoriu la priza de pământ.
- se va realiza egalizarea potențialului între structurile de susținere a modulelor, conductorii de egalizare a potențialului se vor poziționa strâns și paralel față de cablurile DC.
- structurile de susținere a modulelor se vor lega la priza de pământ existentă prin intermediul conductoarelor de coborâre aferente instalației de paratrâznet
- instalația de legare la pământ trebuie să ofere protecție împotriva atingerilor periculoase (asigurarea unor tensiuni de atingere corespunzătoare) și o tensiune de pas conforma normelor în vigoare. Instalația de legare la pământ va avea o rezistență $< 1 \Omega$.

Instalația de protecție împotriva trăsnetelor

Instalația de paratrăsnet va fi formată dintr-un paratrasnet cu dispozitiv de amorsare montat pe un catarg în interiorul parcului fotovoltaic astfel încât raza de protecție calculată să asigure protejarea întregului parc, conductoare de coborâre și sistemul de legare la pământ.

Atentie! Nu se va întrerupe legătura paratrasnetului cu pământul!

Verificarea secțiunii alese la caderea de tensiune

Pentru determinarea pierderilor de tensiune în conductor se vor folosi specificațiile producătorului de Invertoare. Caderea de tensiune trebuie să fie mai mică de 5% pe circuitul de racordare al centralei fotovoltaice. Pentru caderile de tensiune în cablul DC calculul este identic și se ia în considerare tensiunea stringurilor între plus și minus. Conform reglementărilor din domeniu, cablul fotovoltaic este de 4mm² și de 6mm². Se recomandă utilizarea cablului de 6mm² pentru a minimiza pierderile de energie în cablu.

Reglaje pentru protecții

Protecțiile se vor face cu sigurante fuzibile și întrerupătoare automate cu protecții. Se va ține cont la alegerea protecțiilor de specificațiile producătorului de inverter și se va verifica cu condițiile următoare: Curentul $I_{ac\ max}$ setat pe întrerupătorul automat trebuie să fie mai mic decât curentul maxim admisibil în circuitul care trebuie protejat. $I_{ac\ max} < I_{max\ adm}$.

Pentru întrerupătoarele automate cu protecții se va întocmi buletine de reglaj care se vor atașa la dosarul de utilizare al OD. Prin măsuri de protecție se înțeleg toate măsurile la linia electrică de energie, pentru funcționarea atât în regim normal cât și în regim de avarie, în condițiile impuse de normativ. Prin măsuri de siguranță se înțeleg toate măsurile ce se iau atât la linia electrică cât și la elementele învecinate, pentru protejarea pe de o parte a liniei împotriva factorilor perturbatori iar pe de altă parte protejarea instalațiilor, construcțiilor situate în vecinătatea liniei electrice precum și a oamenilor și animalelor care pot veni în contact cu partile puse în mod accidental sub tensiune.

Structura de fixare a panourilor

Modulele fotovoltaice vor fi fixate pe suport special proiectat, care respectă azimutul și înclinarea necesară, precum și cerințele legate de greutatea ansamblului de module fotovoltaice și de încărcările suplimentare generate de factorii meteorologici – vânt, zăpadă, chiciură. Suportul întregului

camp fotovoltaic este astfel proiectat incat poate fi adaptat la un numar diferit de module fotovoltaice si este partial demontabil. Structura nou formata se va fixa pe sol. Calculele de rezistenta a structurii la: vand, zapada si alti factori externi, sunt puse la dispozitie de catre producatorul de structura.

Se va utiliza o structură de montaj din tabla galvanizata. Modulele fotovoltaice vor fi fixate pe ramele speciale ale structurii prin cleme furnizate de producatorul intregii structuri. Fixarea structurii metalice se face prin introducerea stalpilor de sustinere aproximativ 2 m in sol.

Suportul proiectat pentru un rand/arie de module PV, este adaptat dimensiunilor panourilor fotovoltaice si livrat de catre producator ca utilaj.

In proiectarea suportului pentru modulele fotovoltaice folosite in aplicatie se vor lua in considerare:

- dimensiunile modulelor fotovoltaice
- inclinarea acestora
- modul de interconectare,
- evaluarea incarcarilor la actiunea vantului conform codului de proiectare CR-1-1-4/2012;
- dimensiunile si incarcarile provenite din zapada CR-1-1-3/2012;

Structura suportului trebuie sa raspunda la urmatoarele cerinte principale:

- sa fie apta de a fi utilizata potrivit scopului pentru care a fost prevazuta, tinand seama de durata ei de viata si cheltuielile antrenate; Suportul se incadreaza in Clasa 4. Cladiri temporare, cladiri agricole, cladiri pentru depozite, etc. caracterizate de un pericol redus de pierderi de vietii omenesti in caz de avariere la cutremur, conform Codului de proiectare. Bazele proiectarii structurilor in constructii".
- sa reziste la efectele tuturor actiunilor in timpul executiei si exploatarei si sa aiba o durabilitate corespunzatoare;
- sa nu fie grav avariata sau distrusa de evenimente ca explozii, socuri, seism sau consecinte ale erorilor umane.

In acest sens, s-au avut in vedere urmatoarele:

- eliminarea, evitarea sau reducerea degradarilor potentiale la care poate fi expusa constructia;
- alegerea unui tip de structura putin sensibila la pericole potentiale;
- adoptarea unor legaturi adecvate intre elementele structurii
- simplitatea executiei structurii suportului
- posibilitatea reglarii la fata locului a suportului pentru obtinerea unor distante variabile.

Sistemul de fixare propus se prezinta in figura alaturata.

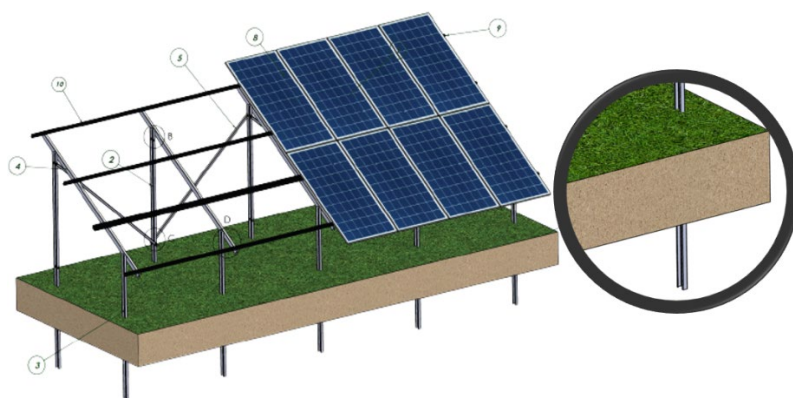


Fig.14 Structura de montaj sud

- structura metalică galvanizată RRE©;
- rezistența pentru zona 1 RO
- zapada 150 kg/m², vânt 0,6 kPa/m²
- structura cu 2 stalpi;
- montaj la sol prin batere stalpi;
- înclinare panouri 20-23-25 grade;
- pentru montaj panouri 2 x portret sau lanscape – soluția se va stabili în cadrul proiectului tehnic;

La elaborarea documentației pentru realizarea structurii de prindere a apnourilor fotovoltaice se vor utiliza normativele și STAS - urile în vigoare:

CR 1-1-3-2012 – Cod de proiectare. Evaluarea acțiunii zăpezii asupra construcțiilor;
 CR 1-1-4-2012 – Cod de proiectare. Evaluarea acțiunii vântului asupra construcțiilor;
 P100-1/2013 – Cod de proiectare seismică – partea I – Prevederi de proiectare pentru clădiri;
 SREN 1999-1-1 – Eurocod 9:Proiectarea structurilor de aluminiu. Partea 1-1:Reguli generale
 NP040-2002 - Normativ privind proiectarea, execuția și exploatarea hidroizolațiilor la clădiri
 C16-1984 - Normativ pentru realizarea pe timp friguros a lucrărilor de construcții și instalații;
 C37-88 – Normativ pentru alcătuirea și executarea învelitorilor la construcții;
 C56-85 – Normativ pentru verificarea calității și recepția lucrărilor de construcții și instalații;

Transformatorul de putere

Transformatorul de putere ridică tensiunea ieșirii AC a invertorului pentru a realiza o transmisie cu eficiență mai mare în liniile electrice ale centralei fotovoltaice. Un exemplu de transformator de putere este prezentat în figura 15



Figura.15 Exemplu de transformator de putere

Principalele caracteristici ale transformatorului de putere sunt prezentate în tabelul alăturat

Caracteristicile transformatorului de putere	
Putere nominală	1600 kVA
Raport tensiune	0,8/20,0kV
Sistem de răcire	ONAN
Schimbător de robinete	2.5%, 5, 7.5%, 10%
Scurtcircuit (X_{cc})	0.08

Caracteristicile transformatoarelor de putere

Post de transformare

Postul de transformare pot fi ca și soluție constructivă în anvelopă sau containere. Tensiunea energiei colectate din instalația fotovoltaică este crescută la un nivel mai ridicat pentru a facilita evacuarea energiei generate.



Fig.16 Exemplu de post de transformare

Postul de transformare trebuie să fie alimentat cu comutatoare de medie tensiune care includ o unitate de protecție a transformatorului, o unitate de alimentare directă de intrare, o unitate de alimentare directă și tablouri electrice.

Conexiunile seriilor de module fotovoltaice la primarul (tensiune continuă) invertoarelor de putere trifazate unidirecționale se realizează la tensiune continuă prin pozarea în pământ a cablurilor. Conexiunile cablurilor se vor realiza utilizând conectorii incluși în furnitura echipamentului. Secundarul (tensiune alternativă) invertoarelor de putere trifazate unidirecționale se vor racorda în tabloul TD-AC aferent instalației solare fotovoltaice prin instalarea în pământ a cablurilor de energie AC. Cablurile de energie AC se vor instala în pământ până la tabloul de distribuție invertoare și de acolo către postul de transformare.

Postul vor fi conceput și proiectat pentru a fi ușor transportabile la locul de instalare, punerea în funcțiune făcându-se într-un timp foarte scurt și cu costuri minime. Practic instalarea va fi redusă la amenajarea terenului, racordarea cablurilor și a prizei de pământ. Se vor instala un număr de 3 posturi de transformare 20/0.8 kV, 2x1600 kVA, în anvelopa de beton, cu acces și manevre din interior, echipate cu celule M.T. compacte, 24kV, 630A, 16kA cu funcții de line și trafo.

Racord electric al parcului fotovoltaic

Lucrări pentru realizarea instalației de racordare: în Stația electrică de transformare 110/20kV Jugureanu se propune:

Celula noua nr. 22 de 20 kV pentru LES 20 kV va fi de tip inchis, simplu sistem de bare, cu izolatie in aer, similara cu cele

existente in Statia Jugureanu 110/20kV si este echipata cu urmatoarele elemente:

-1 buc. întreruptor debrosabil cu stingerea arcului electric in vid 24 kV, 630 A, 16 kA, 49 kAmax, 3 buc.

transformatoare de

curent 24 kV 150/5/5/5/5 A -clasa de precizie 0,2 S;

- 3 buc. transformatoare de tensiune 24 kV 20000:√3//100:√3/100:3 V, clasa de precizie 0,2 -masura, 3P-

protectie, inclusi in noua

celula;

-1 buc. separator de legare la pamant 24 kV, 40 kAmax

-1 buc. terminal numeric de protectie cu 2 porturi redundante pentru IEC 61850 prin FO;

-1 buc. contor electronic de energie electrica activa si reactiva, cu dublu sens, cu inregistrarea curbei de sarcina, cu 3 echipaje de

masurare, clasa de precizie 0,2S si sistem de telegestiune (cu integrare in sistemul de telegestiune existent la SDEE Braila).

-1 buc. un analizor al calitatii energiei electrice livrate in SEN pentru monitorizarea parametrilor de calitate ai energiei electrice

produse, de clasa A, conform standardelor IEC 61004-30 si SR EN 50160, compatibil cu sistemul de monitorizare a energiei

electrice existent la Distribuție Energie Electrică Romania, sucursala Braila, montat in celula proiectata.

Analizorul va fi in

varianta cu display (LCD),se va monta pe infasurarea de masurare TC-urilor si TT-urilor si se va integra in sistemul de

monitorizare a parametrilor de calitate a energiei electrice existent la Distribuție Energie Electrică Romania, sucursala Braila.

Analizatorul se alimenteaza la tensiunea operativa a statiei; Se va integra in circuitele secundare (blocaje, semnalizari, etc.) si de

automatizare existente in statia de transformare 110/20 kV Jugureanu, celula 20 kV noua;

- Celula 20 kV proiectata se va lega la instalatia de legare la pamant existenta in sala de conexiuni 20 kV a statiei de

transformare 110/20 kV Jugureanu.

Sistemul SCADA din statia de transformare Jugureanu se compune din:

-Dulap SCADA 19" 42 U (rack); 2000/80/80 cu acces fata/spate, montat in camera de comanda o statiei, compus din:

-calculator Industrial SCADA cu licente IEC 61850, DNP3, Modbus TCP, IEC 60870- 5-104, cu licenta SCADA minim 15000 data

points;

-switch Industrial minim 4 F0/8Rj45 compatibil IEC 61850;

-sistem sincronizare timp (NTP);

-HMI Administrare format din PC/monitor 19"/ tastatura/Mouse rack-abile montate in dulapul SCADA;

-Invertor (3 module 750 VA) cu monitorizare WEB/SNMP cu software inclus;

-Sistem HMI Exploatare format din PC/monitor 19"/ tastatura/Mouse, cu rezerva de alimentare, montate in camera de comanda

a statiei pe pupitrul de exploatare;

-se va realiza schema sinoptica statie cu celulele modernizate de racord CEF active, conform strategiei SCADA-EDMN;

-se va realiza integrarea noului utilizator in sistemul central dispecer conform strategiei D.E.E.R.

c') Lucrari pentru realizarea instalatiei de utilizare: -Pozare LES 20 kV, cu cabluri de 20 kV, tip A2XS(F)2Y 3x(1 x185/25 mmp) pe un

traseu in lungime de cca. 3.750 km. Traseul LES 20 kV va fi - de la statia de transformare Jugureanu, de-a lungul drumurilor de

exploatare din zona;

-Montare post de transformare PT (PC) echipat cu: 3 buc. transformatoare de putere cu $S_n T = 1600 \text{ kVA}$, 0,8/20kV; o celula de linie 20

k V, echipata cu intrerupator cu comutatie in vid de 24 kV, 630 A, 25 kA; separator tripolar 24 kV, 630 A cu CLP; releu de protectie;

trei celule de protectie transformator, echipate cu intrerupator cu comutatie in vid de 24 kV, 630 A, 25 kA, separator tripolar 24 kV,

630 A cu CLP; transformatoare de curent 50/5/5 A; 3 buc. tablouri JT;

-postul de transformare este prevazut cu un pas celular liber.

-Instalatia electrica de utilizare a centralei fotovoltaice;

-Serviciile interne ale CEF Ulmu 2-3,6MW vor fi asigurate astfel:

-o alimentare dintr-un Grup Electrogen (GE) 0,4 kV / 25 kVA;

-o alimentare realizata cu un circuit de joasa tensiune cu plecare din CD 1-2 a PTA 20/0,4kV 63kVA-existent apartinand Unirea Green

Energy si care se afla in proximitatea CEF Ulmu 2 – 3,6MW;

Pentru aceasta cale de alimentare, la cererea Utilizatorului/Beneficiarului se va actualiza ATR-ul de consumator Unirea Green Energy

ATR nr. 30201311808/13.06.2013;

Se va realiza o instalatie de compensare a puterii reactive (dimensionarea acestei instalatii se va realiza in etapele de proiectare urmatoare).

d) Lucrări ce trebuie efectuate pentru întărirea rețelei electrice existente deținute de operatorul de rețea, în amonte de punctul de racordare,

pentru crearea condițiilor tehnice necesare racordării utilizatorului, defalcate conform urmatoarelor categorii:

i. Lucrări de întărire determinate de necesitatea asigurării condițiilor tehnice în vederea consumului puterii aprobate exclusiv pentru

locul de consum în cauza: -Intariri specifice in statia 110/20kV Jugureanu:

Amplificare transformator T1 de la 10 MVA la 16 MVA, inclusiv elementele de legatura cu bara de 20 kV, transformatoare de curent, dulapuri de protectii.

ii. Lucrări de întărire pentru crearea condițiilor tehnice necesare racordării mai multor locuri de consum / de consum și de producere: -

Intariri pentru N-1 elemente in functiune:

- Intariri in RET:

-Montare AT nou in Statia Lacul Sarat

-Intariri in RED :

-LEA 110 kV Lacu Sarat – Gropeni – 20,06 km

-LEA 110 kV Lacu Sarat – Insuratei – 49,02 km

-LEA 110 kV Cuza Voda – Gropeni- 21,36 km

-LEA 110 kV Urleasa - Bordei V – 13,37 km

-LEA 110 kV Baraganu - Gura Ial- 27,655 km

-LEA 110 kV Bordei V – Ianca – 12,87 km

-LEA 110 kV Urleasca- Lacu Sarat – 26,063 km

-LEA 110 kV Ianca- Faurei -18,89 km

-LEA 110 kV Dudești – Baraganu – 16,226 km

Lungimea totală a liniilor de reconducătorat : 205,5 km.

e) Punctul de măsurare este stabilit la nivelul de tensiune 20 KV

f) Măsurarea energiei electrice se realizează prin grup de măsurare indirectă format din:

-1 buc. contor electronic de energie electrică activă și reactivă, cu dublu sens, cu înregistrarea curbei de sarcină, cu 3 echipaje de

măsurare, clasa de precizie 0,2S și sistem de telegestiune (cu integrare în sistemul de telegestiune existent la SDEE Braila).

-3 buc. transformatoare de curent 24 kV 150//5/5/5/5 A - clasa de precizie 0,2 S;

-3 buc. transformatoare de tensiune 24 kV 20000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ /100:3 V, clasa de precizie 0,2 -măsură, 3P-protecție;

Grupul de măsurare cu toate echipamentele sale se va securiza și sigila prin grija SDEE Braila.

g) Punctul de delimitare a instalațiilor este stabilit la nivelul de tensiune 20 kV, la la papucii cablului LES 20kV proiectat, racordat în

celula nouă din Stația electrică de transformare 110/20 kV Jugureanu.

g1) punctul de interfață (punctul de racordare a instalațiilor de producere a energiei electrice la instalația de utilizare a locului de

producere/locului de consum și de producere) este stabilit la nivelul de tensiune 0.4 kV, la/în/pe TDRI 0,4 kV PT CEF;

h) punctul comun de cuplare este stabilit la nivelul de tensiune 20 kV, la/în/pe bară 20 kV din stația de transformare 110/20 kV Jugureanu.

Principalele lucrări care urmează să fie efectuate în vederea realizării construcției sunt:

Amenajare teren:

Curățarea totală a terenului, iar acest lucru presupune înlăturarea crengilor, buturugilor, pietrelor, ierbii, sau orice alt lucru care nu permite ca pământul să fie gol;

stratului vegetal pe traseul proiectat al drumurilor și al posturilor de transformare;

Pământul care rezultă după înlăturarea acestui strat este necesar să fie depozitat în afara perimetrului pe care urmează să fie construit;

Aducerea pământului la același nivel în funcție de cotele prevăzute în planul proiectului;

Trasarea pozițiilor proiectate.

Lucrari civile:

Se va monta pe perioada lucrarilor o organizare de santier completa;

Terenul se împrejmuieste cu gard de plasa, inaltime 2,5 m;

Se va monta poarta de intrare;

Montaj sistem supraveghere video.

Pentru proiectarea centralei fotovoltaice studiate, au fost utilizate drumuri de 3,0 m. Distanța acestor drumuri se va stabili prin proiectul tehnic de executie.

Șanțurile rutiere utilizate pentru drenaj și pentru canalizarea apei sunt amplasate pe o parte a drumurilor.

Gardul are o înălțime de cel puțin 2,0 m și 3,0 m între stâlpi. La distanțe de 50-100 m de gard, vor fi instalate posturi de lumină de 4,0 m înălțime. La fiecare 100-150 m de gard, va fi instalat un post de cameră video.

Cablurile de joasă tensiune vor fi îngropate direct în șanțuri. Diferite rânduri de cabluri pot fi incluse în interiorul aceluiași șanț. Șanțurile de joasă tensiune și medie tensiune sunt separate.

Cablurile de joasă tensiune vor fi îngropate direct în șanțuri. Diferite rânduri de cabluri pot fi incluse în interiorul aceluiași șanț. Șanțurile de joasă tensiune și medie tensiune sunt separate.

Adâncimea minimă la care sunt amplasate cablurile de joasă tensiune este de 600,0 mm. Aceste cabluri sunt în contact orizontal. Distanța verticală dintre cablurile de joasă tensiune este de 50,0 mm.

Secțiunea maximă a șanțului de joasă tensiune este de 0.4 m²

O secțiune transversală simplificată a șanțurilor de joasă tensiune este prezentată în figura alăturată.

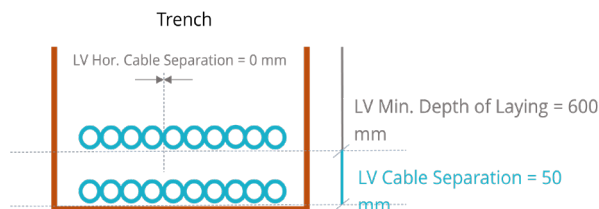


Fig.17. Secțiune transversală simplificată a șanțului JT

Adâncimea minimă la care sunt amplasate cablurile de medie tensiune este de 700,0 mm. Aceste cabluri sunt separate orizontal de 200,0 mm. Separarea verticală dintre ele este de 200,0 mm.

Secțiunea maximă a șanțului de medie tensiune este de 1.2 m²

O secțiune transversală simplificată a șanțurilor MT este prezentată în figura alăturată

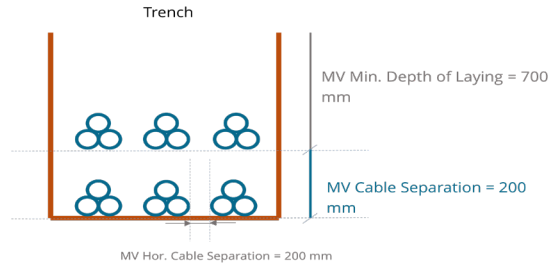


Fig.18.Secțiune transversală simplificată a șanțului MT

Spațiul orizontal decalat dintre rândurile de cabluri și limitele șanțului este de 50,0 mm.

Lungimea totală a șanțurilor și volumul pentru fiecare tip se va stabili în cadrul proiectului tehnic de execuție

Asigurarea utilitatilor:

Pentru realizarea lucrărilor vor trebui asigurate următoarele utilități:

- energie electrică: pentru asigurarea alimentării cu energie electrică pe durata lucrărilor, când nu este posibilă alimentarea de la o sursă de curent de la rețea, se vor folosi grupuri electrogene portabile;
- apă: apa necesară preparării materialelor de construcție se va asigura de către constructorul care realizează lucrarea;
- comunicarea între personal se va realiza cu ajutorul telefoanelor mobile din dotare, iar în ceea ce privește asigurarea surselor de apă și a altor utilități pentru personal se vor respecta prevederile din capitolul Planului de Securitate și Sănătate conform HG 300 din 02.03.2006;

Planul de Securitate și Sănătate în muncă se va prezenta la următoarele faze de proiectare

Impactul asupra mediului:

Instalațiile proiectate nu constituie factori poluanți ai mediului, deci nu sunt necesare măsuri suplimentare pentru reducerea lor. Circuitul electric nu afectează mediul înconjurător și nici vietățile. După terminarea lucrărilor, deșeurile rezultate din desfășurarea lucrărilor se vor depozita în spații special amenajate iar suprafețele de teren afectate se vor aduce la starea lor inițială prin grija constructorului.

Construcție centrală fotovoltaică:

- Se va monta structura de rezistență fixă pe structuri metalice fixe, înclinată la 20 grade spre sud,
- Structurile metalice vor fi legate la sistemul de împământare.
- Se vor amplasa modulele fotovoltaice și invertoarele solare,
- Se vor realiza instalațiile electrice aferente conexiunilor sistemului fotovoltaic,
- Se vor monta posturile de transformare ridicatoare,
- Se va monta un punct de conexiune care să permită racordarea parcului fotovoltaic la SEN.

O soluție de montare pentru o distribuție uniformă a panourilor pentru fiecare string al unui invertor va fi stabilită prin proiectul tehnic. Simularea parametrilor sistemului fotovoltaic a fost realizată cu soft-ul de specialitate **PVGYS**. Acest software este considerat un standard pentru proiectarea și simularea sistemelor fotovoltaice la nivel Mondial. Utilizatorii au acces la mai multe funcții de simulare, inclusiv o imagine de ansamblu zilnică a tuturor nivelurilor de energie din sistem și rapoarte privind zonele selectate în timpul funcționării. PVGYS utilizează algoritmi de simulare avansați pentru a vizualiza modul în care funcționează sistemul în timp real, ajutând operatorii să înțeleagă sistemul în ansamblu. PVGYS poate importa și date despre radiația solară, dar are încorporată și o legătură de date Meteororm, un software terț care oferă o bază de date vastă cu mii de site-uri meteorologice din întreaga lume. Poate fi folosit atât pentru o proiectare preliminară cât și pentru o vizualizare complexă a proiectelor.

Analiza indicatorilor urmăriți în scenariul 1

De menționat este faptul că parcul fotovoltaic va putea debita în rețea puterea minimă dintre puterea instalată în panouri și puterea instalată în invertoare.

Astfel, se consideră: $P_{\text{parc fotovoltaic}} = \min(P_{\text{panouri}}, P_{\text{invertoare}}) = 3.6 \text{ MW}$

Valorile sunt determinate pe baza datelor statistice meteorologice zonale și modelelor matematice specifice și pot varia în funcție de condițiile meteorologice. Modelul de evaluare al producției de energie electrică solară PVGYS

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).

Rezultatele simulării producției estimate a sistemului PVGYS sunt cuprinse in figura de mai jos.

Principalele caracteristici ale centralei fotovoltaice in scenariul 1:

Putere maximă debitată de panourile fotovoltaice (curent continuu) = 5,631.55 MWC.C

Putere instalată invertore de putere (curent alternativ) = 3.6 MW

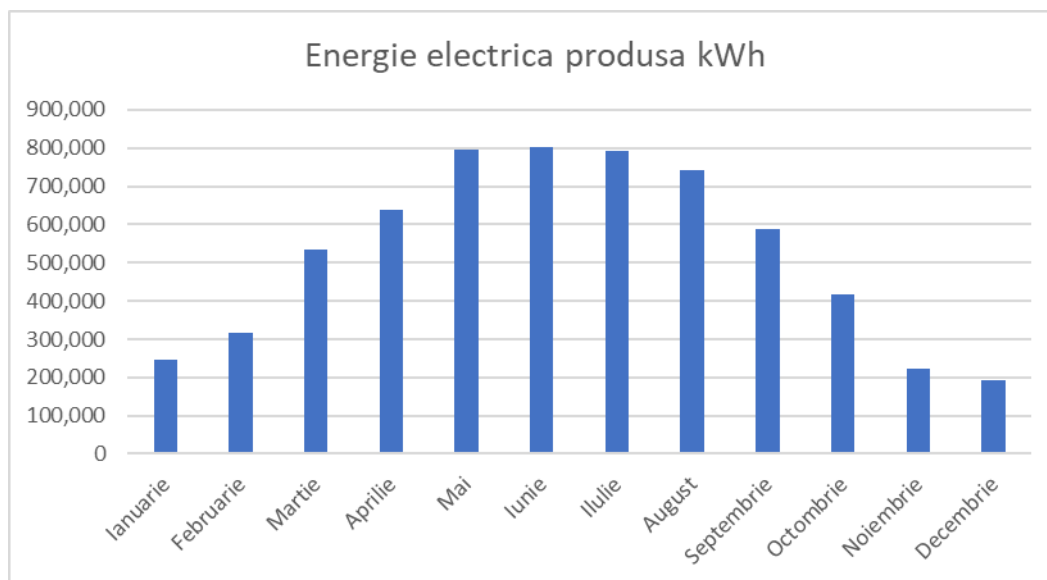
Energie electrică produsă anual in medie pentru 20 de ani : 112,630.92 MWh

Productia de energie a centralei fotovoltaice din scenariul 1 simulata cu scenariul 1ajutorul PVGYS este prezentata in tabelul de mai jos:

Luna	Energie electrica produsa kWh
Ianuarie	231,052
Februarie	298,203
Martie	504,489
Aprilie	602,928
Mai	749,779
Iunie	757,429
Iulie	747,216
August	698,931
Septembrie	555,355
Octombrie	394,607
Noiembrie	208,626
Decembrie	182,858
Total	5,931,473

Tabel 1 -Productia de energie a parcului fotovoltaic din scenariul 1

Graficul producției de energie a centralei fotovoltaice din scenariul 1 este prezentată în următoarea figură:



Graficul producției de energie a parcului fotovoltaic din scenariul 1

În vederea cuantificării degradării în durata de analiză a sistemului PV, a fost realizată și prognoza anuală a producției de energie electrică, pe întreaga durată de analiză (20 de ani). Rezultatele sunt prezentate, sintetic, în tabelul de mai jos.

În general producția de energie electrică scade cu maxim 2% în primul an, pentru că din anul doi, scăderea sa fie de tip liniar, în valoare de 0,55%/an. Aceste elemente sunt specificate de producătorii panourilor fotovoltaice în fișele tehnice. Astăzi majoritatea producătorilor de panouri fotovoltaice garantează o scădere de cca. 16% a randamentului panourilor în 25 de ani. Pornind de la aceste date, am calculat producția sistemului fotovoltaic, datele fiind cuprinse în figura de mai jos.

Producția Sistemului PV monocristalin pe durata de studiu (cu considerarea degradării modulelor PV)

an de functionare	Productia de energie electrcia (kWh)
an 1	5,931,473
an 2	5,898,850
an 3	5,866,406
an 4	5,834,141
an 5	5,802,053
an 6	5,770,142
an 7	5,738,406
an 8	5,706,845
an 9	5,675,457
an 10	5,644,242
an 11	5,613,199
an 12	5,582,326
an 13	5,551,624
an 14	5,521,090
an 15	5,490,724
an 16	5,460,525
an 17	5,430,492
an 18	5,400,624
an 19	5,370,921
an 20	5,341,381
total	112,630,919

Tabel 2 - Producția Sparcului fotovoltaic pe durata de studiu (cu considerarea degradării modulelor PV)

Indicatorii urmăriți prin proiect conform Scenariul 1 vor consta în:

ID	Indicatori obligatorii la nivel de proiect	scenariul 1	Unitate de măsură
Indicatorul I.1	Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile eolian, solar sau hidro	3.60	MW
Indicatorul I.2	Reducerea gazelor cu efect de seră: Scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră	3,445.94	Echivalent tone de CO2/an
Indicatorul I.3	Producția medie de energie din surse regenerabile	5,631.55	MWh/an
Indicatorul I.4	Producția totală de energie din surse regenerabile pentru perioada de referință	112,630.92	MWh
Indicatorul I.5	Factorul de capacitate al centralei	17.86%	%

5.4. Principalii indicatori tehnico-economici aferenți obiectivului de investiții:

a) indicatori maximali, respectiv valoarea totală a obiectului de investiții, exprimată în lei, cu TVA și, respectiv, fără TVA, , în conformitate cu devizul general;

Nr.crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fara TV	TVA	Valoare cu TVA
		LEI	LEI	LEI
1	2	3	4	5
TOTAL GENERAL		12,622,006.21	2,387,547.62	15,009,553.83
din care C=M (1.2.+1.3+1.4+2+4.1+4.2+5.1.1)		5,087,826.92	966,687.11	6,054,514.03

b) indicatori minimali, respectiv indicatori de performanță - elemente fizice/capacități fizice care să indice atingerea țintei obiectivului de investiții - și, după caz, calitativi, în conformitate cu standardele, normativele și reglementările tehnice în vigoare

ID	Indicatori obligatorii la nivel de proiect	scenariul 1	Unitate de măsură
Indicatorul I.1	Capacitate nou instalată de producerea energiei din surse regenerabile eolian, solar sau hidro	3.60	MW
Indicatorul I.2	Reducerea gazelor cu efect de seră: Scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră	3,445.94	Echivalent tone de CO2/an
Indicatorul I.3	Producția medie de energie din surse regenerabile	5,631.55	MWh/an
Indicatorul I.4	Producția totală de energie din surse regenerabile pentru perioada de referință	112,630.92	MWh
Indicatorul I.5	Factorul de capacitate al centralei	17.86%	%

c) indicatori financiari, socio-economici, de impact, de rezultat/operare, stabiliți în funcție de specificul și ținta fiecărui obiectiv de investiții;

Tablou orientativ pentru indicatorii energetici si economici				
	Scenariu 1	Scenariu 2	UM	Observatii
Investitie sistem fotovoltaic pentru autoconsum	12,622,006.21	13,556,006.22	lei fara TVA	Beneficii superioare Scenariul 1
Putere instalata	3.6	3.6	MW	Similar
Productia totala	112,630.92	119,388.77	MWh	Beneficii superioare Scenariul 2
Productia anuala medie energie electrica	5,631.55	5,969.44	MWh/an	Beneficii superioare Scenariul 2
Factorul de capacitate al centralei	17.86%	18.93%	%	Beneficii superioare Scenariul 2

Reducerea gazelor cu efect de sera: Scadere anuala estimata a gazelor cu efect de sera	3,446	3,653	Echivalent tone de CO2/an	Beneficii superioare Scenariul 2
Suma solicitata prin FM	2,861,741	2,861,741	lei	Similar
Suma solicitata prin FM pe MW	160,000	160,000	euro/MW	Similar
Indicatori specifici	1,564.32	1,658.18	MWh/MW	Beneficii superioare Scenariul 1
	2,241.30	2,270.90	lei/MWh	Beneficii superioare Scenariul 1
	3,506,112.83	3,765,557.28	lei/MW	Beneficii superioare Scenariul 1
Contributie proprie	9,760,265.41	10,694,265.42	lei	Beneficii superioare Scenariul 1
RRF/C	4.89%	4.66%	%	Beneficii superioare Scenariul 1
VFNA/C	-2,512,904	-2,917,173	lei	Beneficii superioare Scenariul 1
RRF/K	7.61%	7.13%	%	Beneficii superioare Scenariul 1
VFNA/K	84,177	-320,093	lei	Beneficii superioare Scenariul 1

d) durata estimată de execuție a obiectivului de investiții, exprimată în luni.

Durata de implementare a investiției este de 20 de luni,conform graficului anexat, in capitolul 3.

5.5. Prezentarea modului în care se asigură conformarea cu reglementările specifice funcțiunii preconizate din punctul de vedere al asigurării tuturor cerințelor fundamentale aplicabile construcției, conform gradului de detaliere al propunerilor tehnice

Măsuri pentru protecția muncii

Pentru prevenirea și eventual pentru stingerea incendiilor care se pot produce pe șantier se vor respecta prevederile din „Norme Generale de P.S.I.”, care stabilesc principiile, regulile și măsurile generale pentru P.S.I., în scopul asigurării exigenței esențiale privind „siguranța la foc”.

- Legea nr. 319/2006 – Legea securității și sănătății în muncă;
- HGR nr. 1425/2006 pentru aprobarea Normelor metodologice de aplicare a prevederilor Legii securității și sănătății în muncă nr. 319/2006;
- HGR nr. 1091/2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru locul de muncă;
- HGR nr. 971/2006 privind cerințele minime pentru semnalizarea de securitate și/sau de sănătate la locul de muncă;
- HGR nr. 1028/2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate în muncă referitoare la utilizarea echipamentelor cu ecran de vizualizare;
- HGR nr. 1051/2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru manipularea manuală a maselor care prezintă riscuri pentru lucrători, în special cu afecțiuni dorsolombare;
- HGR nr. 1048/2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru utilizarea de către lucrători a echipamentelor individuale de protecție la locul de muncă;
- HGR nr. 1146/2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru utilizarea în muncă de către lucrători a echipamentelor de muncă;
- Ordinul ministrului muncii, solidarității sociale și familiei nr. 753/2006 privind protecția tinerilor în muncă
- Ordinul ministrului muncii, solidarității sociale și familiei nr. 755/2006 pentru aprobarea formularului pentru înregistrarea accidentului de muncă — FIAM și a instrucțiunilor de completare a acestuia;
- Directiva Consiliului Comunităților Europene 89/391/CEE privind introducerea de măsuri pentru promovarea îmbunătățirii securității și sănătății lucrătorilor la locul de muncă.

Pentru prevenirea și stingerea incendiilor se vor respecta reglementările tehnice din:

- Legea nr. 307 din 12 Iulie 2006 - Legea privind apărarea împotriva incendiilor
- P118/99- Norme tehnice de proiectare și realizare a construcțiilor privind protecția la acțiunea focului.
- C300/2004 - Normativ de prevenirea și stingerea incendiilor pe durata lucrărilor de construcții, instalații.
- La organizarea activităților de prevenire și stingere a incendiilor precum și la evacuarea persoanelor și bunurilor în caz de incendiu vor fi vizate în principal :
 - stabilirea instrucțiunilor de lucru, a modului de operare, a regulilor și măsurilor de prevenire și stingere a incendiilor, ce trebuie respectate, în funcție de specificul lucrărilor;
 - stabilirea modului și a planului de depozitare a materialelor;
 - dotarea locului de muncă cu mijloace de prevenire și stingere a incendiilor;

- organizarea alarmării echipelor de intervenție;
- marcarea cu inscripții și indicatoare de securitate;
- instruirea personalului executant;
- marcarea cu indicatoare de securitate conf. STAS 297/1 și STAS 297/2.

Normative si reglementări tehnice

- Legea 123/ 2012 *Legea energiei electrice si a gazelor naturale;*
- Ordin ANRE nr.208 /2018 *Cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru module generatoare, centrale formate din module generatoare și centrale formate din module generatoare offshore (situate în larg)*
- Ordin ANRE nr 228 / 2018 *Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru prosumatorii cu injecție de putere activă în rețea; (cu modificările si completările din Ord.132/2020)*
- Ordin ANRE 74/2013 *pentru aprobarea Procedurii privind punerea sub tensiune pentru perioada de probe și certificarea conformității tehnice a centralelor electrice eoliene și fotovoltaice și abrogarea alin. (4) al art. 25 din Norma tehnică „Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice fotovoltaice”, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 30/2013;*
- I7/2011- *Normativ pentru proiectarea, execuția și exploatarea instalațiilor electrice aferente clădirilor;*
- NTE 001/03/00 *Alegerea, coordonarea izolației si protecția instalațiilor electroenergetice împotriva supratensiunilor;*
- NTE 007/08/00 *Normativ si Anexe pentru proiectarea si executarea rețelelor de cabluri electrice*
- NTE 005/06/00 *Normativ privind metodele si elementele de calcul a siguranței in functionare a instalațiilor energetice;*
- I.RE-İp 30-04 *Indrumar de proiectare si executie a instalațiilor de legare la pamant;*
- STAS 2612/1987 *Protectia împotriva electrocutarilor. Limite admise;*
- STAS 12217/1988 *Protectia împotriva electrocutarilor la utilaje si echipamente electrice mobile. Prescriptii;*
- STAS 297/1/1987 *Culori si indicatoare de securitate. Conditii tehnice generale;*
- STAS 297/2/1992 *Culori si indicatoare de securitate. Reprezentari;*
- HGR 300/2006 *Cerinte minime de securitate si sanatate pentru santierele temporare sau mobile;*
- HGR 1146/2006 *Cerinte minime de securitate si sanatate pentru utilizarea de catre lucratori a echip. de munca;*
- HGR 971/2006 *Cerinte minime pentru semnalizarea de securitate si/sau de sanatate la locul de munca;*
- HGR 1091/2006 *Cerinte minime pentru pentru securitate si sanatate la locul de munca;*
- HGR 448/2005 *privind deseurilor de echipamente electrice si electronice*
- HGR 621/2005 *privind gestionarea ambalajelor si a deseurilor din ambalaje*

- HGR 918/2002 privind evaluarea impactului asupra mediului înconjurător

Executantul lucrării este obligat să respecte reglementările amintite.

5.6. Nominalizarea surselor de finanțare a investiției publice, ca urmare a analizei financiare și economice

Fonduri proprii

Fonduri nerambursabile din finanțare obținută prin **Fondul pentru modernizare:**

“ Sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produse din surse regenerabile “

6. Urbanism, acorduri și avize conforme

6.1 Certificatul de urbanism emis în vederea obținerii autorizației de construire

Atașat la prezenta documentație

6.2. Extras de carte funciară, cu excepția cazurilor speciale, expres prevăzute de lege

Se vor atașa la prezenta documentație.

6.3. Actul administrativ al autorității competente pentru protecția mediului, măsuri de diminuare a impactului, măsuri de compensare, modalitatea de integrare a prevederilor acordului de mediu în documentația tehnico-economică:

A fost demarată procedura de obținere a Actului administrativ al autorității competente pentru protecția mediului.

6.4. Avize conforme privind asigurarea utilităților

Nu e cazul

6.5. Studiu topografic, vizat de către Oficiul de Cadastru și Publicitate Imobiliară

Se va realiza

6.6. Avize, acorduri și studii specifice, după caz, în funcție de specificul obiectivului de investiții și care pot condiționa soluțiile tehnice

7. Implementarea investiției

7.1. Informații despre entitatea responsabilă cu implementarea investiției

Denumire	UNIREA GREEN ENERGY INVEST SRL
Adresa sediu social	Municipiul Braila, Strada Grivitei, Nr.494, Judet Braila
Cod unic de înregistrare	46827325
Tel./email	-
Reprezentant Legal	Kris Henri R. Carton
Domeniu de activitate principal	3511 - Productia de energie electrica

7.2. Strategia de implementare, cuprinzând: durata de implementare a obiectivului de investiții (în luni calendaristice), durata de execuție, graficul de implementare a investiției, eşalonarea investiției pe ani, resurse necesare

Strategia de implementare a proiectului de investiție cuprinde planul activităților necesare, măsurile întreprinse pentru atingerea obiectivelor proiectului, durata de implementare, durata de execuție, persoanele responsabile și sursele de finanțare.

Durata de implementare a proiectului este de 20 luni. Principalele etape identificate pentru implementarea investiției sunt:

Nr. crt.	Activitățile proiectului
I	Activități realizate înainte de depunerea cererii de finanțare
I.1	Elaborare și avizare Studiu de fezabilitate, inclusiv obținere Certificat de urbanism
I.2	Realizarea studiilor de teren și a altor studii specifice, după caz
I.3	Depunerea Cererii de finanțare
II	Activități realizate după depunerea cererii de finanțare
II.1	Managementul proiectului
	Înființarea Unității de implementare a proiectului (UIP)
	Publicitatea proiectului privind începerea/încheierea implementării proiectului
	Management financiar al proiectului
	Contractarea proiectării și execuției lucrărilor
	Obținerea tuturor avizelor și acordurilor necesare investiției
II.2	Proiectare și asistență tehnică
	Elaborare documentații pentru avizele / acordurile solicitate prin Certificatul de Urbanism
	Elaborare Proiect Tehnic, Caiete de Sarcini
	Asistență tehnică (nepermanentă)
II.3	Execuția lucrărilor
	Organizare de șantier și amenajare teren
	Achiziții utilaje, echipamente tehnologice și funcționale
	Lucrări de construcții (structură, arhitectură)
	Lucrări de montaj (tehnologie mecanice, electrice și de automatizare)
	Lucrări de PIF
II.4	Auditul financiar al proiectului
	Activitatea de audit financiar al proiectului
II.5	Alte cheltuieli
	Comisioane, cote, taxe, costul creditului
	Cheltuieli diverse și neprevăzute

7.3. Strategia de exploatare/operare și întreținere: etape, metode și resurse necesare

Aspectele cheie ale operării unui parc fotovoltaic sunt:

Optimizarea Eficienței Sistemului: Asigurarea Balance of System (BOS), cum ar fi invertoarele, cablurile, structurile de montaj și sistemele de monitorizare, sunt proiectate și integrate corespunzător pentru a maximiza conversia și utilizarea energiei din panourile solare.

Realizarea Întreținerii Regulate: Efectuarea întreținerii preventive asupra componentelor cheie, cum ar fi invertoarele, cablurile și structurile de montaj, pentru a asigura performanța optimă și a preveni defecțiunile.

Monitorizarea și Raportare: Utilizarea de sisteme și software de monitorizare pentru a urmări producția de energie, a identifica problemele și a genera rapoarte pentru părțile interesate și autoritățile de reglementare.

Asigurarea Integrării în Rețea: constand in gestionarea interconectarii și sincronizarii parcului fotovoltaic cu rețeaua electrică, respectând codurile și reglementările rețelei.

Optimizarea rentabilității Financiare: Maximizarea veniturilor prin vânzarea eficientă a energiei, programe de stimulente și minimizarea costurilor operaționale prin întreținere și management eficient.

Principalele operatiuni in operarea parcului sunt:

- Intocmirea zilnica a prognozei de productie
- Notificari zilnice catre distribuitorul zonal
- Notificari zilnice catre PRE
- Mentinerea legaturii cu distribuitorul zonal
- Mentinerea si derularea contractului cu distribuitorul si PRE-ul
- Raportari la A.N.R.E. dupa anumite proceduri;
- Notificari zilnice catre pietele OPCOM

Operarea si mentenatna parcului se poate realiza cu personal angajat sau prin intermediul companiilor specializate din industrie, care ofera serviciul complet de operare si mentenanta. Am considerat ca investiția propusă prin prezentul proiect presupune crearea de noi locuri de muncă.

Investiția va fi monitorizată utilizând mijloacele informatice de procesare a datelor, responsabil de acest lucru fiind managerul de proiect. Din punct de vedere al operării si mentenanței investiției, aceasta va fi asigurată de către furnizorul soluției sau de către un reprezentant autorizat.

7.4. Recomandări privind asigurarea capacității manageriale și instituționale

Rolul managerului este esențial în implementarea investiției. Asigurarea capacități manageriale implica:

- planificarea proiectului, care se referă la stabilirea obiectivelor, a termenilor de referință în relațiile cu componentele structurale formale, fundamentarea modalităților de realizare a proiectului,
- dimensionarea resurselor ce urmează a fi angajate, precizarea termenelor intermediare și finale organizarea proiectului, care ia în considerare stabilirea dimensiunii și configurației echipei de proiect, precizarea rolurilor

acesteia și ale fiecărui component, stabilirea sarcinilor, competențelor și responsabilităților pentru specialiștii echipei de proiect, alegerea celei mai favorabile formule organizatorice pentru realizarea cantitativă și calitativă a proiectului și, nu în ultimul rând, elaborarea bugetului proiectului;

- coordonarea colectivului de proiect, în sensul asigurării comunicării bi și multilaterale cu componenții acestuia, organizarea și desfășurarea de reuniuni de lansare a proiectului, pe parcursul realizării sale și la finalizarea acestuia;
- antrenarea participanților în realizarea proiectului, prin crearea de condiții materiale și organizatorice adecvate unei participări reale și active a componenților echipei de proiect în vederea realizării obiectivelor proiectului, motivarea optimă a echipei de proiect;
- controlul și evaluarea proiectului, care surprinde efectuarea controlului încadrării în costuri și în termenele de realizare, a controlului de calitate, evaluarea pe parcursul derulării proiectului, cât și evaluarea finală.

8.. Concluzii și recomandări

Prezenta documentație este realizată Construire centrala fotovoltaică Ulmu, rețea racordare la S.E.N. transformator, împrejmuire** în județul Braila, comuna Ulmu, Tarla 104, Parcelele 57,61,63,65, Nr.Cadastral 76185, 72855, 70753, 73074

Indicatorii de eficiența economică (factorii cantitativi și calitativi) analizați, demonstrează viabilitatea proiectului de investiții.

Analiza datelor economice și a situațiilor financiare indică faptul că proiectul este viabil din punct de vedere economic. În urma analizei tuturor aspectelor relevante pentru unitatea de implementare a ofertei concurențiale, incluzând, printre altele, criteriile de eligibilitate și indicatorii calitativi și cantitativi necesari, precum și alți indicatori relevanți, concluzia Cererii de finanțare, este că proiectul propus se dovedește că fiind viabil. Proiectul este, de asemenea, conform cu obiectivele strategice ale Comisiei Europene, din punct de vedere al atingerii obiectivelor strategice aferente Pactului Verde European, referitoare la dezvoltarea infrastructurii regionale din sectorul energetic și ocuparea forței de muncă, precum și cu politicile orizontale referitoare la inovație, protecția mediului și egalitatea de șanse.

În contextul prezentat mai sus, precum și corelat cu creșterea prețului la energia electrică, se recomandă implementarea proiectului conform scenariului 1 propus: 3.60 MW (în AC – invertoare) cu panouri monocristaline de 695 W, și un sistem de fixare fix orientare sud cu sistem de stocare 400 kW/1MWh

B. PIESE DESENATE

În funcție de categoria și clasa de importanță a obiectivului de investiții, piesele desenate se vor prezenta la scări relevante în raport cu caracteristicile acestuia, cuprinzând:

1. plan de amplasare în zonă;
2. plan de amplasare CEF;
3. planuri generale, fațade și secțiuni caracteristice de arhitectură cotate, scheme de principiu pentru rezistență și instalații, volumetrii, scheme funcționale, izometrice sau planuri specifice, după caz;
4. planuri generale, profile longitudinale și transversale caracteristice, cotate, planuri specifice, după caz.
5. extrase de carte funciara:

Data: 07.08. 2024

Proiectant

Ing.Davidescu Andreea – Maria

Ing. Mutu Alin-Mariu

(numele, funcția și semnătura persoanei autorizate) L.S.

Certificat de urbanism:

F6

ROMÂNIA
JUDEȚUL BRĂILA
CONSILIUL JUDEȚEAN BRĂILA
Președinte
NR. 20818/A/3319 din 03/10/2022
DOSAR VII-D-2

CERTIFICAT DE URBANISM

Nr: 268 din 05 / 10 / 2022

ÎN SCOPUL: CONSTRUIRE CENTRALA FOTOVOLTAICA ULMU RETEA RACORDARE LA S.E.N., TRANSFORMATOR, IMPREJMUIRE **)

Ca urmare a cererii adresate de*1) SC .UNIREA GREEN ENERGY INVEST SRL , cu domiciliul*2) /-sediu- în județul BRAILA, ~~municipiul~~/ orașul / ~~comuna~~ BRAILA, satul -, sector -, cod poștal -, strada GRIVITEI , nr. 494, bl. -, sc. -, et. -, ap. -, telefon/fax 0723479670, e-mail -, înregistrată la nr. 20818/A/3319 din 21/09/2022,

pentru imobilul ☒ teren și/sau ☒ construcții situat în județul BRAILA , ~~municipiul~~/ orașul / comuna ULMU, satul -, sector -, cod poștal -, strada -, nr. -, bl. -, sc. -, et. -, ap. -, sau identificat prin*3) TARLA 104, PARCELELE 57,61,63,65, NR. CADASTRAL 76185,72855,70933,73074, -,

În temeiul reglementărilor Documentatiei de urbanism nr. 4077/99 faza PUG aprobată cu Hotărârea Consiliului Local nr .28/18.12.2018

În conformitate cu prevederile Legii nr. 50/1991 privind autorizarea executării lucrărilor de construcții, republicată, cu modificările și completările ulterioare,

SE CERTIFICĂ:

1. REGIMUL JURIDIC:

Terenul în suprafata de 15.630mp se afla in extravilanul comunei Ulmu astfel Tarla 104, Pracele 57 si terenul in suprafata de 38.903 mp in intravilanul comunei Ulmu, tarla 104, parcelele 61,63,65, intreaga suprafata a terenului de 54.533 mp apartine beneficiarului SC Unirea Green Energy Invest SRL ,conform contractului de inchiriere redactat si semnat in data de 15.09.2022.

2. REGIMUL ECONOMIC:

- Folosinta actuala: arabil si curti constructii
- Reglementarile fiscale sunt conform legislatiei in vigoare si a hotararilor consiliului local al comunei Ulmu.

3. REGIMUL TEHNIC:

Conform Regulamentului local de urbanism al PUZ-ului aprobat prin H.C.L Ulmu nr.23/2013, terenul are functiunea de,, activitati de productie nepoluanta cu POT max = 40%.Pe terenul specificat mai sus se vor amplasa panouri fotovoltaice, instalatii tehnice (transformatoare si invertoare) care fac parte din sistemul instalatiilor electrice, imprejmuirea incintei cu gard si sistem de iluminat cu felinare amplasat perimetral, precum si bransamentul LES 20 KV. Se vor amenaja circulatii interioare pietonale si carosabile din pietris, se vor face lucrari minimale de sistematizare a terenului .Construcia este de importanta „D (redusa), clasa de importanta 4 conform HG 766/1977.

In aceasta zona se poate construi in urma realizarii studiilor geotehnice amanuntite si daca este cazul a calculului de stabilitate a versantilor conform Hartilor de risc la alunecari de teren in baza Legii 575/2001 privind aprobarea PATN sectiunea VI –Zone de risc natural.

4. REGIM ACTUALIZARE:

- nu este cazul

Prezentul certificat de urbanism poate fi utilizat /-nu poate fi utilizat in scopul declarat*4) pentru:

**"CONSTRUIRE CENTRALA FOTOVOLTAICA ULMU RETEA RACORDARE LA S.E.N.,
TRANSFORMATOR, IMPREJMUIRE "**

Certificatul de urbanism nu ține loc de autorizație de construire/desființare și nu conferă dreptul de a executa lucrări de construcții.

5. OBLIGAȚII ALE TITULARULUI CERTIFICATULUI DE URBANISM:

În scopul elaborării documentației pentru autorizarea executării lucrărilor de construcții - de construire / de desființare - solicitantul se va adresa autorității competente pentru protecția mediului: **Agencia Pentru Protecția Mediului Brăila, cu sediul în Brăila, B-dul Independenței, nr.14, bl. B5, telefon 0339 401834.**

În aplicarea Directivei Consiliului 85/337/CEE (Directiva EIA) privind evaluarea efectelor anumitor proiecte publice și private asupra mediului, modificată prin Directiva Consiliului 97/11/CE și prin Directiva Consiliului și Parlamentului European 2003/35/CE privind participarea publicului la elaborarea anumitor planuri și programe în legătură cu mediul și modificarea, cu privire la participarea publicului și accesul la justiție, a Directivei 85/337/CEE și a Directivei 96/61/CE, prin certificatul de urbanism se comunică solicitantului obligația de a contacta autoritatea teritorială de mediu pentru ca aceasta să analizeze și să decidă, după caz, încadrarea/neîncadrarea proiectului investiției publice/private în lista proiectelor supuse evaluării impactului asupra mediului.

În aplicarea prevederilor Directivei Consiliului 85/337/CEE, procedura de emitere a acordului de mediu se desfășoară după emiterea certificatului de urbanism, anterior depunerii documentației pentru autorizarea executării lucrărilor de construcții la autoritatea administrației publice competente.

În vederea satisfacerii cerințelor cu privire la procedura de emitere a acordului de mediu, autoritatea competentă pentru protecția mediului stabilește mecanismul asigurării consultării publice, centralizării opțiunilor publicului și al formulării unui punct de vedere oficial cu privire la realizarea investiției în acord cu rezultatele consultării publice.

În aceste condiții:

După primirea prezentului certificat de urbanism, titularul are obligația de a se prezenta la autoritatea competentă pentru protecția mediului în vederea evaluării inițiale a investiției și stabilirii necesității evaluării efectelor acesteia asupra mediului. În urma evaluării inițiale a investiției se va emite actul administrativ al autorității competente pentru protecția mediului.

În situația în care autoritatea competentă pentru protecția mediului stabilește necesitatea evaluării efectelor investiției asupra mediului, solicitantul are obligația de a notifica acest fapt autorității administrației publice competente cu privire la menținerea cererii pentru autorizarea executării lucrărilor de construcții.

În situația în care, după emiterea certificatului de urbanism ori pe parcursul derulării procedurii de evaluare a efectelor investiției asupra mediului, solicitantul renunță la intenția de realizare a investiției, acesta are obligația de a notifica acest fapt autorității administrației publice competente.

6. CEREREA DE EMITERE A AUTORIZAȚIEI DE CONSTRUIRE / DESFIINȚARE

- va fi însoțită de următoarele documente:

a) certificatul de urbanism (**copie**);

b) dovada, în copie conformă cu originalul, a titlului asupra imobilului, teren și/sau construcții, și, după caz, extrasul de plan cadastral actualizat la zi și extrasul de carte funciară de informare actualizat la zi, în cazul în care legea nu dispune altfel;

c) documentația tehnică - D.T., după caz (**2 exemplare originale**):

☒ D.T.A.C.

☐ D.T.O.E.

☐ D.T.A.D.

d) avizele și acordurile stabilite prin certificatul de urbanism:

d.1) avize și acorduri privind utilitățile urbane și infrastructura (**copie**):

☒ alimentare cu apă

☐ gaze naturale

Alte avize/acorduri

☐ canalizare

☐ telefonizare

☒ AVIZ ELECTRICA S.A.

☒ alimentare cu energie electrica

☐ salubritate

☒ AVIZ STATUL MAJOR AL APARARII

☐ alimentare cu energie termica

☐ transport urban

☐

d.2) avize și acorduri privind:

☐ securitatea la incendiu

☐ protecția civilă

☐ sănătatea populației

d.3) avize/acorduri specifice ale administrației publice centrale și/sau ale serviciilor descentralizate ale acestora (**copie**):

☒ avizul primarului

☒ CONTRACTUL DE INCHIRIERE NU REPREZINTA DREPT DE EXECUTIE CONFORM LEGII 50/1991.

d.4) studii de specialitate (**1 exemplar original**):

e) punctul de vedere/actul administrativ al autorității competente pentru protecția mediului (**copie**); APM BRAILA

Litera f) a pct. 5 din formularul-model F6 "Certificat de urbanism" din anexa 1 a fost eliminată de pct. 9 al art. I din ORDINUL nr. 1.867 din 16 iulie 2010, publicat în MONITORUL OFICIAL nr. 534 din 30 iulie 2010.

g) Documentele de plată ale următoarelor taxe (**copie**):

☐

Prezentul certificat de urbanism are valabilitatea de 12 luni de la data emiterii.

PREȘEDINTE
Francisc Iulian CHIRIAC



SECRETAR GENERAL AL JUDEȚULUI,
Dumitrel PRICEPUTU

ARHITECT ȘEF,
Arh. Marian RUSU

Întocmit: Axani Adriana
Număr exemplare: 3

Achitat taxa de: **Scutit conf. Cod Fiscal.**

Achitat taxa de: 275 lei, conform Chitanței / O.P. nr. 2183 din 23/09/2022.

Prezentul certificat de urbanism a fost transmis solicitantului direct / ~~prin poșta~~ la data de ____/____/____.

În conformitate cu prevederile Legii nr. 50/1991 privind autorizarea executării lucrărilor de construcții, republicată, cu modificările și completările ulterioare,

se prelungește valabilitatea

Certificatul de urbanism

de la data de ____/____/____ până la data de ____/____/____

După această dată, o nouă prelungire a valabilității nu este posibilă, solicitantul urmând să obțină, în condițiile legii, un alt certificat de urbanism.

PREȘEDINTE

SECRETAR GENERAL AL JUDEȚULUI

L.S.

ARHITECT ȘEF

Data prelungirii valabilității: ____/____/____

Achitat taxa de: ____ lei, conform Chitanței/O.P. nr. ____ din ____/____/____

Transmis solicitantului la data de ____/____/____ direct/prin poșta.

Notă:

*1) Numele și prenumele solicitantului.

*2) Adresa solicitantului.

*3) Date de identificare a imobilului - teren și/sau construcții - conform Cererii pentru emiterea Certificatului de urbanism

*4) Scopul emiterii certificatului de urbanism conform precizării solicitantului, formulată în cerere

*) Se completează, după caz:

- Consiliului județean;

- Primăria Municipiului București;

- Primăria Sectorului al Municipiului București;

- Primăria Municipiului

- Primăria Orașului

- Primăria Comunei

**) Scopul emiterii certificatului de urbanism conform precizării solicitantului, formulată în cerere

**) Se completează, după caz : - președintele Consiliului județean

- primarul general al municipiului București

- primarul sectorului al municipiului București

- primar.

****) Se va semna, după caz, de către arhitectul-șef sau "pentru arhitectul șef" de către persoana cu responsabilitate în domeniul amenajării teritoriului și urbanismului precizându-se funcția și titlul profesional.

ROMÂNIA
CONSILIUL JUDEȚEAN BRĂILA
Comisia tehnică pentru analizarea și avizarea
documentațiilor de amenajare a teritoriului/urbanism
și autorizarea executării lucrărilor de construcții
Nr 20818/A/3319 din 03/10/2022
Dosar VII-D-4

AVIZ
Nr 2275 din 03/10/2022

Urmare cererii înregistrată la Consiliul Județean BRĂILA cu nr. 20818/A/3319 din 21/09/2022, analizata in cadrul comisiei CTATU din data de 23/09/2022, solicitată de SC .UNIREA GREEN ENERGY INVEST SRL cu domiciliul / ~~sediu~~ în județul BRĂILA ~~municipiul~~ / orașul / ~~comuna~~ BRĂILA, sat -, sectorul -, cod poștal -, strada GRIVITEI , nr. 494, bl. -, sc. -, et. -, ap. -, telefon / ~~fax~~ 0723479670, e-mail -.

În vederea emiterii certificatului de urbanism,

Analizând documentația anexată formularului F.4 pentru emiterea certificatului pe baza căruia se va elibera autorizația de construire / ~~desființare~~, se emite următorul

AVIZ FAVORABIL

cu următoarele condiții:

Se vor solicita următoarele avize:

- Agenția de protecție a Mediului;
- alimentare cu apă;
- AVIZ ELECTRICA S.A.;
- AVIZ STATUL MAJOR AL APARARII
- alimentare cu energie electrica;
- avizul primarului;

- CONTRACTUL DE INCHIRIERE NU REPREZINTA DREPT DE EXECUTIE CONFORM LEGII 50/1991.;

-----Se recomanda beneficiarului si proiectantului consultarea -Ghidului de Arhitectura pentru incadrarea in specificul local din mediul rural-zona Braila, Galati, Buzau campie-in vederea preluarii recomandarilor lui in documentatiile de urbanism si de construire. Ghidul se gaseste postat pe site-ul OAR si poate fi accesat la urmatorul link:<https://oar.archi/buna-practica/ghiduri-de-arhitectura/>

pentru lucrările: **CONSTRUIRE CENTRALA FOTOVOLTAICA ULMU RETEA RACORDARE LA S.E.N., TRANSFORMATOR, IMPREJMUIRE**

situate în județul BRĂILA , ~~municipiul~~ / orașul / comuna ULMU, satul -, cod postal -, strada -, nr. -, bl. -, sc. -, et. -, ap. - și identificate prin: **TARLA 104,PARCELELE 57,61,63,65**

În baza prezentului AVIZ se poate emite certificatul de urbanism.

Taxa eliberare aviz **15.00 lei**, conform **H CJ nr. 281 din 23 decembrie 2021**, chitanta numarul **2183** din **2022** .

PRESEDINTE COMISIE
ARHITECT ȘEF AL JUDEȚULUI,

Arch. Rusu MARIAN



Întocmit: Axani Adriana
Numar exemplare: 2

CONSTRUIRE CENTRALA FOTOVOLTAICA, TRANSFORMATOR, REELE RACORDARE SEN
BENEFICIAR: S.C. UNIREA GREEN ENERGY INVEST S.R.L.

MEMORIU TEHNIC

necesar emiterii certificatului de urbanism

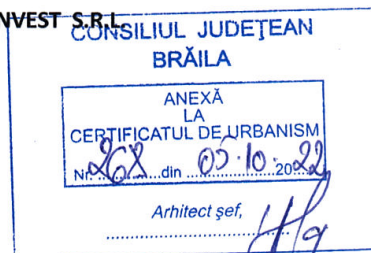
Denumirea obiectivului : **CONSTRUIRE CENTRALA FOTOVOLTAICA ULMU
TRANSFORMATOR, REELE RACORDARE SEN, IMPREJMUIRE**

Amplasament: **COMUNA ULMU, JUD BRAILA,
Tarla 104, Parcelele 57/61/63/65/**

Beneficiar: **S.C. UNIREA GREEN ENERGY INVEST S.R.L.**

Faza: **CERTIFICAT DE URBANISM**

Data : **Septembrie 2022**



SC UNIREA GREEN ENERGY INVEST SRL, solicita certificatul de urbanism pentru dezvoltarea CENTRALEI FOTOVOLTAICE de producere a energiei electrice din conversia energiei solare, in localitatea Ulmu, judetul Braila, cu o putere de 5,0 MW.

Amplasamentul vizat se afla in zona sudica a teritoriului administrativ comunei Ulmu, situat in pe T 104.pe parcelele :

57	suprafata 15 630 mp
61	suprafata 7 001 mp
63	suprafata 15 526 mp
65	suprafata 16 376 mp

Suprafata terenului utilizat pentru dezvoltarea parcului este de **54 533 mp** Aceste parcele au facut parte din zona de studiu a Planului Urbanistic Zonal aprobat in 2013 prin Avizul nr. 26/07.06.2013 si Hotararea de Consiliu Local nr. 23/17.06.2013.

Oportunitatea investitiei

Trecerea la moduri alternative de producere a energiei este un imperativ al societății contemporane. Aceasta centrală fotovoltaică de producere a energiei electrice prin conversia energiei solare contribuie semnificativ la dezvoltarea durabilă a regiunii prin caracteristicile sale ecologice și complet nepoluante. Instalarea și operarea centralei fotovoltaice se încadrează în obiectivele majore ale Uniunii Europene și ale României de implementare a tehnologiilor verzi de producere a energiei. Operarea centralei fotovoltaice va însemna evitarea emisiei a cel puțin 4500 tone CO₂ pe an.

DATE SPECIFICE PROIECTULUI

Descrierea proiectului

Pe terenul specificat mai sus se vor amplasa panouri fotovoltaice, instalații tehnice (transformatoare și invertoare) care fac parte din sistemul instalațiilor electrice, împrejmuirea incintei cu gard și sistem de iluminat cu felinare amplasate perimetral, precum și bransamentul LES 20kV.

Se vor amenaja circulații interioare pietonale și carosabile din pietris, se vor face lucrări minime de sistematizare a terenului (diferențele de nivel sunt foarte mici).

Construcția este de importanță "D" (redușă), clasa de importanță 4 conform HG 766/1977.

Bransamentul LES 20kV pentru racordarea la SEN se va realiza un proiect tehnic de specialitate. Cablurile se vor poza subteran, la o adâncime de 1.00 m.

Bransamentul LES 20 kV va fi realizat de la posturile de transformare până la punctul de conexiune.

Accesul se va face din drumul de exploatare existent De 1009 și De 985/2, care se află în administrarea comunei Ulmu. Pentru îmbunătățirea acestor drumuri, dacă vor fi necesare lucrări de consolidare sau modernizarea, se va încheia un protocol cu Primăria Comunei Ulmu.

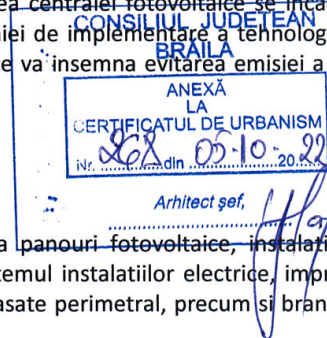
Panouri fotovoltaice sunt fixe, cu înălțimea maximă a sistemului de aproximativ 3 m.

Panourile vor fi prinse pe o structură metalică care se va introduce în teren până la cota terenului bun de fundare, cu ajutorul unui echipament specializat. Profilul metalic, care se va introduce în pământ, are o suprafață aproximativă de 0.018 mp, iar suprafața totală construită este cea (aferentă structurii metalice).

În cazul în care structura metalică ar trebui poziționată pe vreo conductă subterană de irigații, Beneficiarul propune devierea acesteia pe costuri proprii. Nu au fost identificate în zona astfel de rețele.

Transformatoarele, Invertoarele și Cășile electrice de conexiune fac parte din sistemul instalațiilor electrice. Posturile de transformare vor fi amplasate peste o platformă /fundatie de piatră spartă. Invertoarele și cășile de conexiune vor fi montate pe structuri metalice.

Împrejmuirea va fi metalică, cu o înălțime de aproximativ 2.00 m se va realiza pentru toate cele trei parcele prin extinderea împrejuririi existente. Pe acest gard se va instala un sistem de



alarma cu camere de supraveghere. Corpurile de iluminat (felinarele) se vor amplasa, de asemenea perimetral si au inaltimea maxima de 3.00 m.

Echipare edilitara

Alimentarea cu apa: Proiectul analizat nu se va racorda la rețele de alimentare cu apă existente, deoarece in perioada de functionare a centralei fotovoltaice nu vor exista angajati care sa monitorizeze zilnic obiectivul, acestia vor fi prezenti doar in caz de avarie sau revizii;

Daca va fi strict necesara spalarea panourilor, se va identifica o firma specializata.

Canalizare

Apele pluviale se vor deversa pe solul amplasamentului in spatiile verzi.

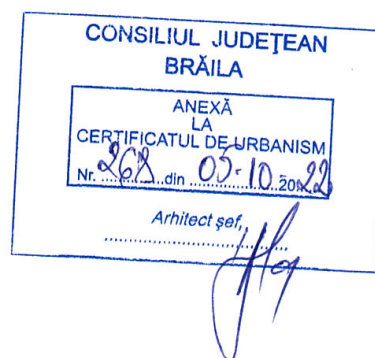
Alimentare cu energie electrica

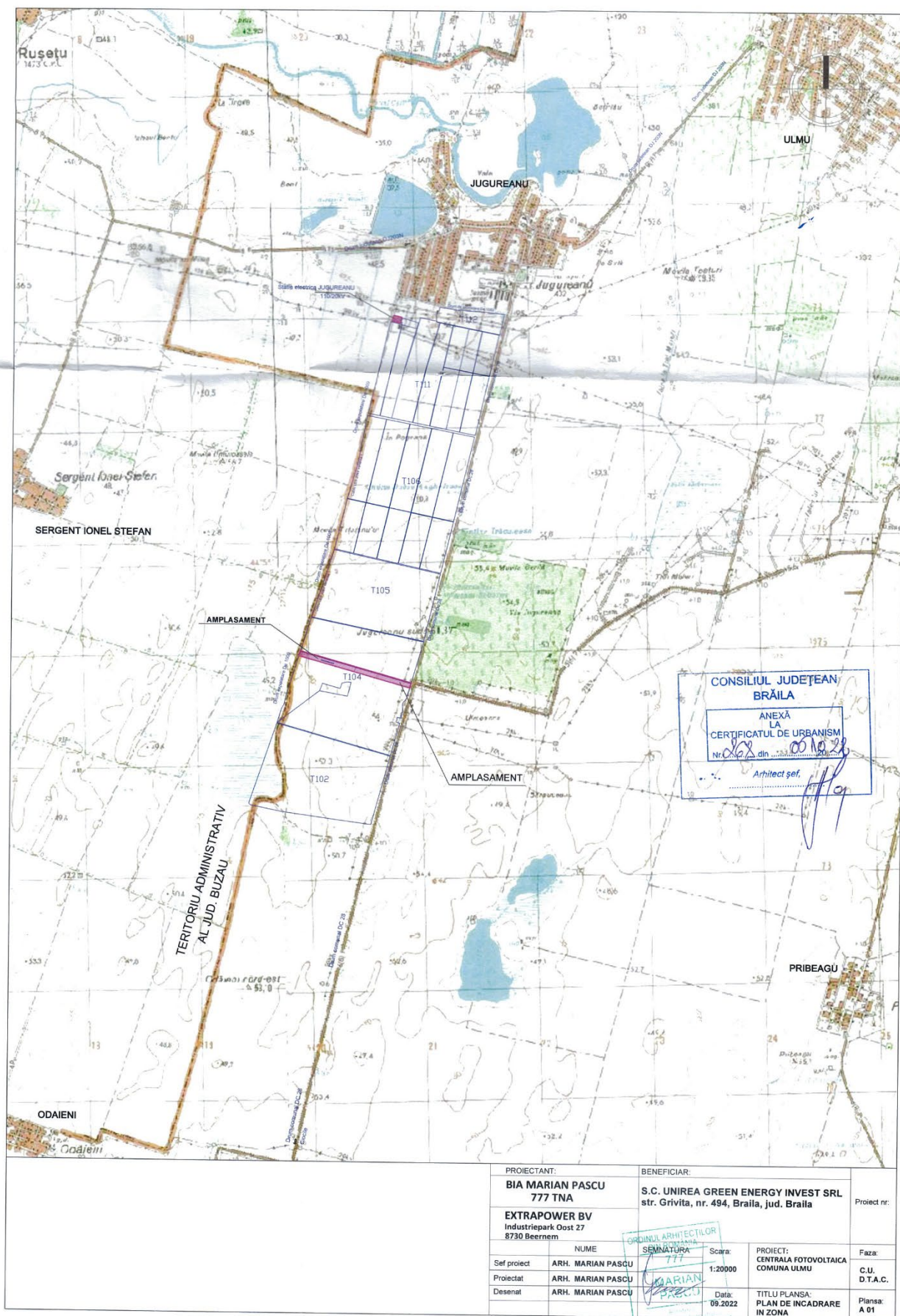
Receptorii electrici necesari ansamblului sunt constituiti din: corpuri de iluminat si circuite de prize, corpuri de iluminat exterioare si camere de supraveghere.

Pentru asigurarea serviciilor interne, se va realiza un racord printr-un post de transformare aerian in zona LEA 20 kV existenta.

Energia electrica produsa de catre centrala fotovoltaica va fi debitata catre statia 110/20kV Jugureanu prin intermediul unor posturi de transformare ridicatoare aflate in incinta locului de productie a energiei. Racordul intre cele doua puncte se va realiza printr-o linie electrica subterana LES 20kV.

Intocmit,
Arh. Marian PASCU





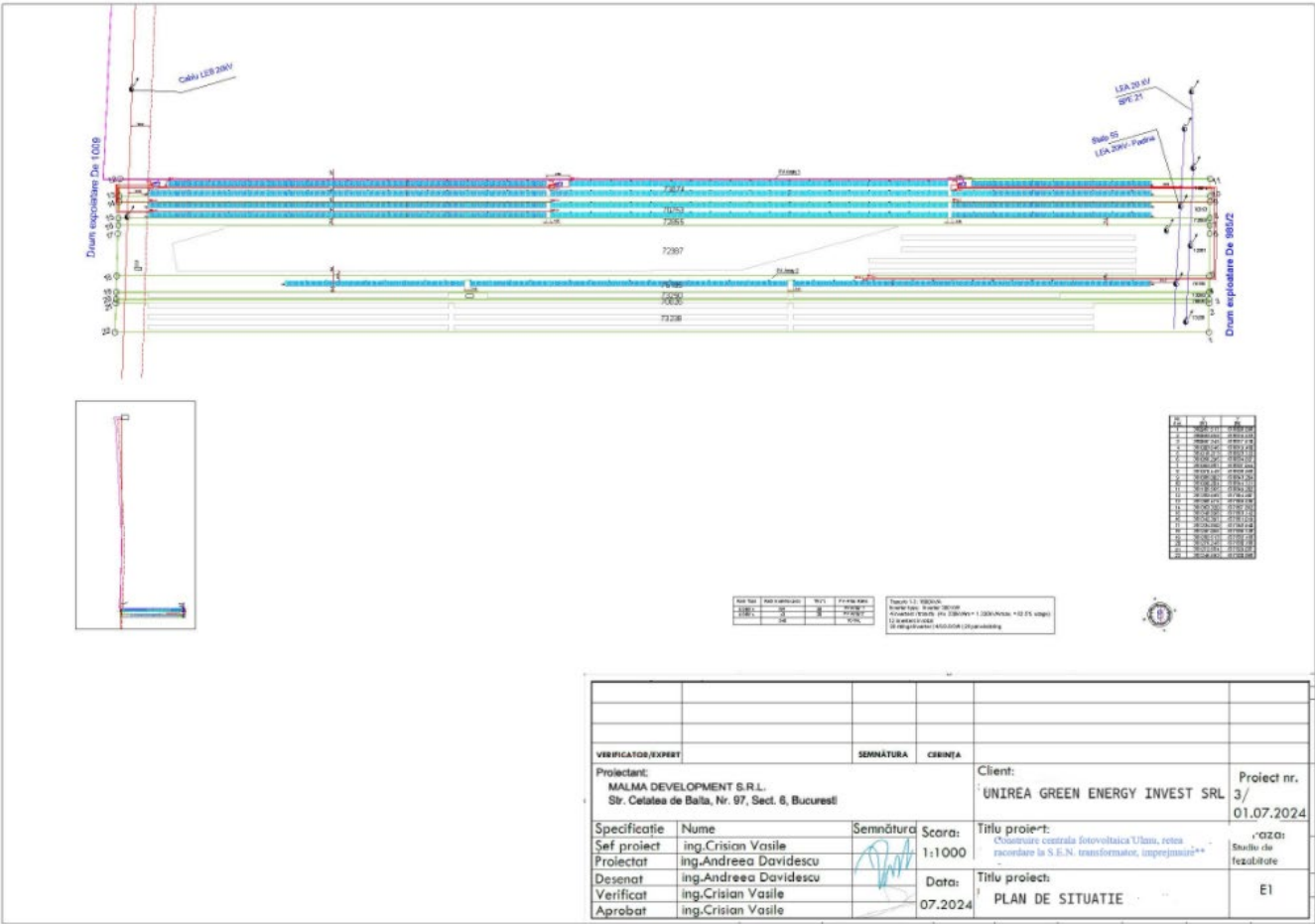
PROIECTANT:		BENEFICIAR:		Proiect nr.:	
BIA MARIAN PASCU 777 TNA		S.C. UNIREA GREEN ENERGY INVEST SRL str. Grivita, nr. 494, Braila, jud. Braila			
EXTRAPOWER BV Industriepark Oost 27 8730 Beerm					
	NUME	SEMNATURA	Scara:	PROIECT:	Faza:
Self proiect	ARH. MARIAN PASCU		1:20000	CENTRALA FOTOVOLTAICA COMUNA ULMU	C.U. D.T.A.C.
Proiectat	ARH. MARIAN PASCU				
Desenat	ARH. MARIAN PASCU		Data: 09.2022	TITLU PLANSA: PLAN DE INCADRARE IN ZONA	Plansa: A 01



Plan de incadrare in zona:



Plan de situatie



VERIFICATOR/EXPERT		SEMNAȚURA	CERINȚA
Proiectant: MALMA DEVELOPMENT S.R.L. Str. Cetatea de Bala, Nr. 97, Sect. 6, București		Client: UNIREA GREEN ENERGY INVEST SRL	
Specificatie		Semnatura	Scara:
Sef proiect		ing.Crisian Vasile	1:1000
Proiectat		ing.Andreea Davidescu	
Desenat		ing.Andreea Davidescu	
Verificat		ing.Crisian Vasile	
Aprobat		ing.Crisian Vasile	
		Data:	07.2024
		Titlu proiect: Căminare centrala fotovoltaica Ulmu, rețea racordare la S.E.N. transformator, împrejurimi	
		Titlu proiect: PLAN DE SITUAȚIE	
		Proiect nr. 3/ 01.07.2024	
		Scara: Scara de fotografare	
		E1	

Extrase de carte funciara



Oficiul de Cadastru și Publicitate Imobiliară BRAILA
Biroul de Cadastru și Publicitate Imobiliară Faurei

EXTRAS DE CARTE FUNCİARĂ PENTRU INFORMARE

Carte Funciara Nr. 70753 Ulmu

Nr. cerere	27941
Ziua	02
Luna	08
Anul	2024



Cod verificare
10072578527

A. Partea I. Descrierea imobilului

TEREN Intravilan

Nr. CF vechi:2121
Nr. cadastral vechi:2919

Adresa: Loc. Ulmu, Jud. Braila, T104 P63

Nr. Crt	Nr. cadastral topografic	Suprafata* (mp)	Observatii / Referinta
A1	70753	15,526	

B. Partea II. Proprietari și acte

Înscrieri privitoare la dreptul de proprietate și alte drepturi reale		Referințe
18864 / 08/10/2013		
Act Notarial nr. 1113, din 03/10/2013 emis de NP-ANGHEL RALUCA CATRINEL ELENA;		
B3	Intabulare, drept de PROPRIETATE-cu titlu de schimb, dobandit prin Conventie, cota actuala 1/1 1) SC UNIREA GREEN ENERGY SRL, CIF:30908032	A1
25641 / 16/12/2013		
Act Administrativ nr. 37, din 16/12/2013 emis de CONSILIUL LOCAL ULMU;		
B4	se noteaza introducerea suprafetei de 15526mp situata in extravilanul localitatii Ulmu in Tarla 104,Parcela 63 in intravilanul localitatii Ulmu	A1
26503 / 23/12/2013		
Act Administrativ nr. 118, din 19/12/2013 emis de CONSILIUL JUDETEAN BRAILA;		
B5	se noteaza modificarea categoriei de folosinta din teren arabil in teren curti constructii	A1
25408 / 05/07/2024		
Inscris Sub Semnatura Privata nr. 176, din 05/07/2024 emis de S.C. AGROIMOBILIARA S.R.L.;		
B6	se notează documentația cadastrală nr. 25408/05.07.2024 având ca obiect îndreptare eroare materială	A1

C. Partea III. SARCINI

Înscrieri privind dezmembrămintele dreptului de proprietate, drepturi reale de garanție și sarcini			Referinta
21307 / 14/06/2023			
Act Notarial nr. 338, din 13/06/2023 emis de NP-Mihalache Florica;			
C3	Intabulare, drept de SUPERFICIE,pe o perioada de 25 de ani incepand cu data de 13.06.2023 1) SC UNIREA GREEN ENERGY INVEST SRL, CIF:46827325		A1

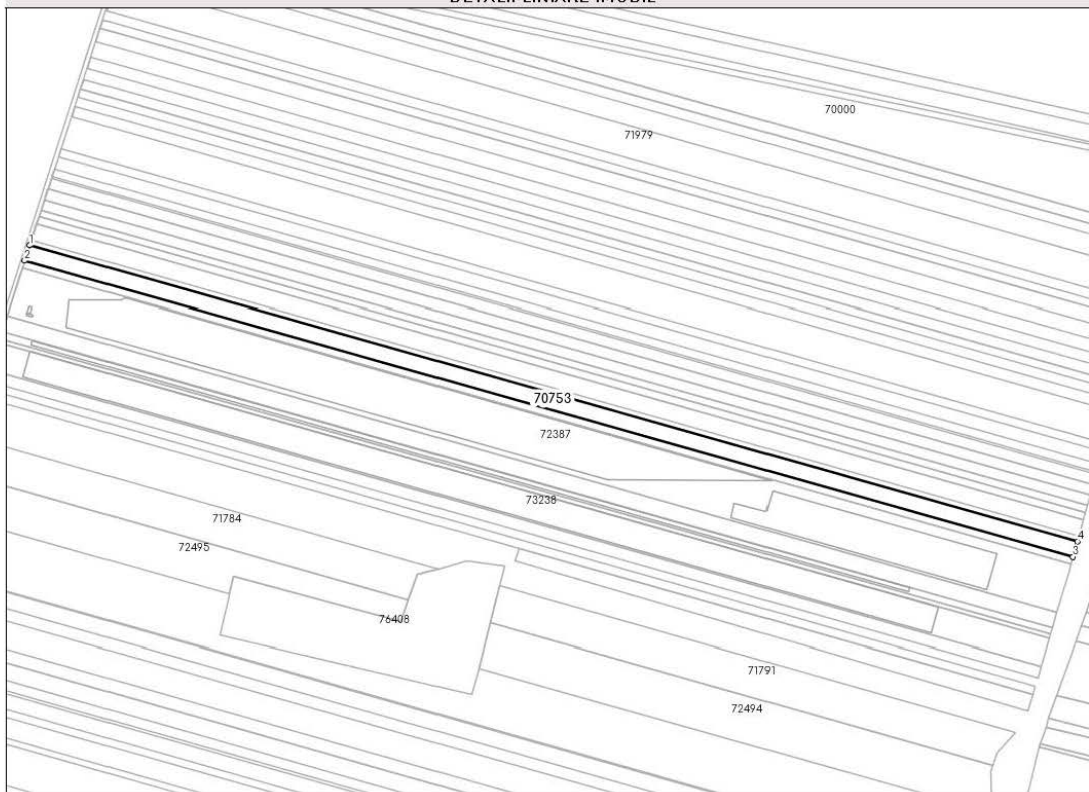
Anexa Nr. 1 La Partea I

Teren

Nr cadastral	Suprafața (mp)*	Observații / Referințe
70753	15.526	

* Suprafața este determinată în planul de proiecție Stereo 70.

DETALII LINIARE IMOBIL



Date referitoare la teren

Nr Crt	Categorie folosință	Intra vilan	Suprafața (mp)	Tarla	Parcelă	Nr. topo	Observații / Referințe
1	curti constructii	DA	15.526	104	63	-	

Lungime Segmente

1) Valorile lungimilor segmentelor sunt obținute din proiecție în plan.

Punct început	Punct sfârșit	Lungime segment (m)
1	2	15.172
2	3	1024.386
3	4	15.161
4	1	1023.904

** Lungimile segmentelor sunt determinate în planul de proiecție Stereo 70 și sunt rotunjite la 1 milimetru.

*** Distanța dintre puncte este formată din segmente cumulate ce sunt mai mici decât valoarea 1 milimetru.

Extrasul de carte funciară generat prin sistemul informatic integrat al ANCPI conține informațiile din cartea funciară active la data generării. Acesta este valabil în condițiile prevăzute de art. 7 din Legea nr. 455/2001, coroborat cu art. 3 din O.U.G. nr. 41/2016, exclusiv în mediul electronic, pentru activități și procese administrative prevăzute de legislația în vigoare. Valabilitatea poate fi extinsă și în forma fizică a documentului, fără semnătură olografă, cu acceptul expres sau procedural al instituției publice ori entității care a solicitat prezentarea acestui extras.

Verificarea corectitudinii și realității informațiilor conținute de document se poate face la adresa **www.ancpi.ro/verificare**, folosind codul de verificare online disponibil în antet. Codul de verificare este valabil 30 de zile calendaristice de la momentul generării documentului.

Data și ora generării,

02/08/2024, 10:31



Oficiul de Cadastru și Publicitate Imobiliară BRAILA
Biroul de Cadastru și Publicitate Imobiliară Faurei

**EXTRAS DE CARTE FUNCİARĂ
PENTRU INFORMARE**

Carte Funciară Nr. 72855 Ulmu

Nr. cerere	27943
Ziua	02
Luna	08
Anul	2024

Cod verificare
100172578529



A. Partea I. Descrierea imobilului

TEREN Intravilan

Adresa: Loc. Ulmu, Jud. Braila, T104 P61

Nr. Crt	Nr. cadastral Nr. topografic	Suprafata* (mp)	Observatii / Referinta
A1	72855	7.001	

B. Partea II. Proprietari și acte

Înscrieri privitoare la dreptul de proprietate și alte drepturi reale		Referințe
18964 / 09/10/2013		
Act Notarial nr. 2426, din 03/10/2013 emis de CLOSCA AURELIAN DANIEL;		
B3	Intabulare, drept de PROPRIETATE cu titlu de cumparare, dobandit prin Conventie, cota actuala 1/1 1) SC UNIREA GREEN ENERGY SRL, CIF:30908032	A1
25642 / 16/12/2013		
Act Administrativ nr. 37, din 16/12/2013 emis de CONSILIUL LOCAL ULMU;		
B4	se noteaza introducerea suprafetei de 7001mp situata in extravilanul localitatii Ulmu in Tarla 104,Parcela 61 in intravilanul localitatii Ulmu	A1
26504 / 23/12/2013		
Act Administrativ nr. 118, din 19/12/2013 emis de CONSILIUL JUDETEAN BRAILA;		
B5	se noteaza modificarea categoriei de folosinta din teren arabil in teren curti constructii	A1

C. Partea III. SARCINI

Înscrieri privind dezmembrămintele dreptului de proprietate, drepturi reale de garanție și sarcini		Referințe
21304 / 14/06/2023		
Act Notarial nr. 338, din 13/06/2023 emis de Mihalache Florica;		
C3	Intabulare, drept de SUPERFICIE-pe o perioada de 25 de ani 1) SC UNIREA GREEN ENERGY INVEST SRL, CIF:46827325	A1

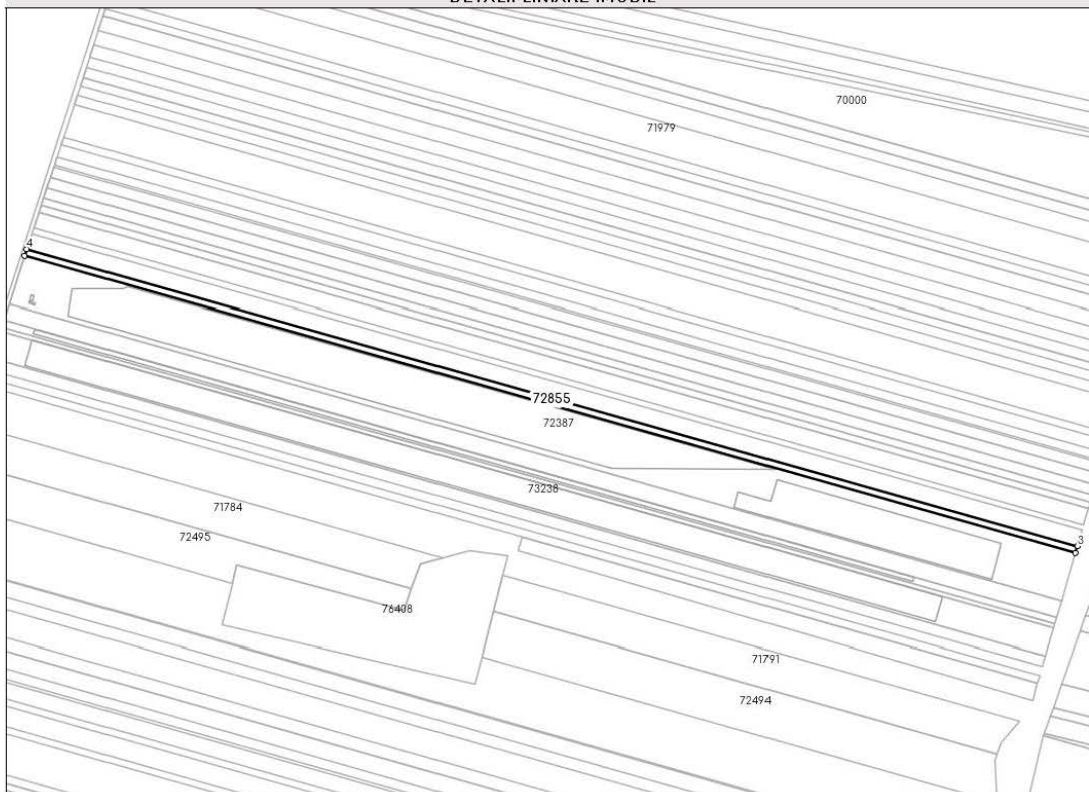
Anexa Nr. 1 La Partea I

Teren

Nr cadastral	Suprafața (mp)*	Observații / Referințe
72855	7.001	

* Suprafața este determinată în planul de proiecție Stereo 70.

DETALII LINIARE IMOBIL



Date referitoare la teren

Nr Crt	Categorie folosință	Intra vilan	Suprafața (mp)	Tarla	Parcelă	Nr. topo	Observații / Referințe
1	curti construcții	DA	7.001	104	61	-	

Lungime Segmente

1) Valorile lungimilor segmentelor sunt obținute din proiecție în plan.

Punct început	Punct sfârșit	Lungime segment (** (m))
1	2	1024.604
2	3	6.834
3	4	1024.386
4	1	6.839

** Lungimile segmentelor sunt determinate în planul de proiecție Stereo 70 și sunt rotunjite la 1 milimetru.

*** Distanța dintre puncte este formată din segmente cumulate ce sunt mai mici decât valoarea 1 milimetru.

Extrasul de carte funciară generat prin sistemul informatic integrat al ANCPI conține informațiile din cartea funciară active la data generării. Acesta este valabil în condițiile prevăzute de art. 7 din Legea nr. 455/2001, coroborat cu art. 3 din O.U.G. nr. 41/2016, exclusiv în mediul electronic, pentru activități și procese administrative prevăzute de legislația în vigoare. Valabilitatea poate fi extinsă și în forma fizică a documentului, fără semnătură olografă, cu acceptul expres sau procedural al instituției publice ori entității care a solicitat prezentarea acestui extras.

Verificarea corectitudinii și realității informațiilor conținute de document se poate face la adresa **www.ancpi.ro/verificare**, folosind codul de verificare online disponibil în antet. Codul de verificare este valabil 30 de zile calendaristice de la momentul generării documentului.

Data și ora generării,

02/08/2024, 10:31



Oficiul de Cadastru și Publicitate Imobiliară BRAILA
Biroul de Cadastru și Publicitate Imobiliară Faurei

**EXTRAS DE CARTE FUNCİARĂ
PENTRU INFORMARE**

Carte Funciară Nr. 73074 Ulmu

Nr. cerere	27939
Ziua	02
Luna	08
Anul	2024

Cod verificare
100172577460



A. Partea I. Descrierea imobilului

TEREN Intravilan

Nr. CF vechi:1755
Nr. cadastral vechi:2563

Adresa: Loc. Ulmu, Jud. Braila, T104 P65

Nr. Crt	Nr. cadastral topografic	Suprafata* (mp)	Observatii / Referinta
A1	73074	16.376	

B. Partea II. Proprietari și acte

Înscrieri privitoare la dreptul de proprietate și alte drepturi reale		Referințe
20388 / 30/10/2013		
Act Notarial nr. 2581, din 21/10/2013 emis de NP-CLOSCA AURELIAN DANIEL (Incheiere de rectificare nr 29 din 30.10.2013 emisa de NP-CLOSCA AURELIAN DANIEL);		
B3	Intabulare, drept de PROPRIETATE-cu titlu de cumparare, dobandit prin Conventie, cota actuala 1/1 1) SC UNIREA GREEN ENERGY SRL , CIF:30908032	A1
25646 / 16/12/2013		
Act Administrativ nr. 37, din 16/12/2013 emis de CONSILIUL LOCAL ULMU;		
B4	se noteaza introducerea suprafetei de 16376mp situata in extravilanul localitatii Ulmu in Tarla 104,Parcela 65 in intravilanul localitatii Ulmu	A1
26502 / 23/12/2013		
Act Administrativ nr. 118, din 19/12/2013 emis de CONSILIUL JUDETEAN BRAILA;		
B5	se noteaza modificarea categoriei de folosinta din teren arabil in teren curti constructii	A1

C. Partea III. SARCINI

Înscrieri privind dezmembrămintele dreptului de proprietate, drepturi reale de garanție și sarcini		Referințe
21308 / 14/06/2023		
Act Notarial nr. 338, din 13/06/2023 emis de Mihalache Florica;		
C4	Intabulare, drept de SUPERFICIE-pe o perioada de 25 de ani 1) SC UNIREA GREEN ENERGY INVEST SRL , CIF:46827325	A1

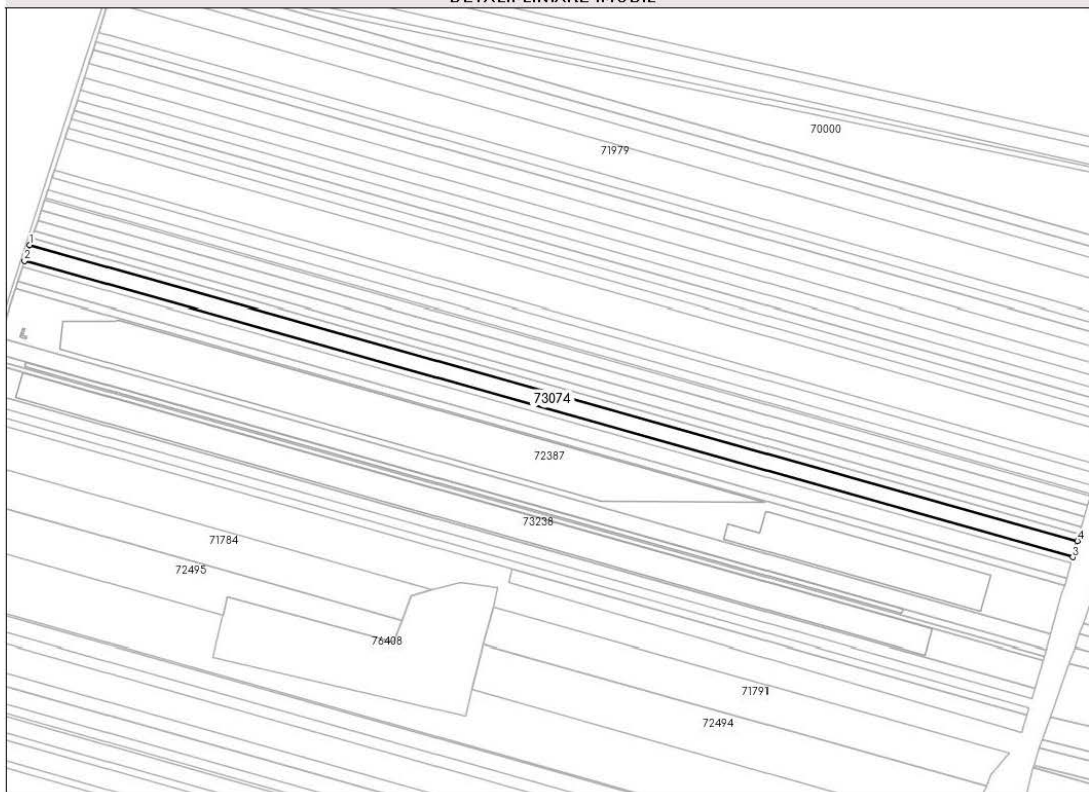
Anexa Nr. 1 La Partea I

Teren

Nr cadastral	Suprafața (mp)*	Observații / Referințe
73074	16.376	

* Suprafața este determinată în planul de proiecție Stereo 70.

DETALII LINIARE IMOBIL



Date referitoare la teren

Nr Crt	Categorie folosință	Intra vilan	Suprafața (mp)	Tarla	Parcelă	Nr. topo	Observații / Referințe
1	curti constructii	DA	16.376	104	65	-	

Lungime Segmente

1) Valorile lungimilor segmentelor sunt obținute din proiecție în plan.

Punct început	Punct sfârșit	Lungime segment (** (m)
1	2	16.013
2	3	1023.731
3	4	16.001
4	1	1023.221

** Lungimile segmentelor sunt determinate în planul de proiecție Stereo 70 și sunt rotunjite la 1 milimetru.

*** Distanța dintre puncte este formată din segmente cumulate ce sunt mai mici decât valoarea 1 milimetru.

Extrasul de carte funciară generat prin sistemul informatic integrat al ANCPİ conține informațiile din cartea funciară active la data generării. Acesta este valabil în condițiile prevăzute de art. 7 din Legea nr. 455/2001, coroborat cu art. 3 din O.U.G. nr. 41/2016, exclusiv în mediul electronic, pentru activități și procese administrative prevăzute de legislația în vigoare. Valabilitatea poate fi extinsă și în forma fizică a documentului, fără semnătură olografă, cu acceptul expres sau procedural al instituției publice ori entității care a solicitat prezentarea acestui extras.

Verificarea corectitudinii și realității informațiilor conținute de document se poate face la adresa **www.ancpi.ro/verificare**, folosind codul de verificare online disponibil în antet. Codul de verificare este valabil 30 de zile calendaristice de la momentul generării documentului.

Data și ora generării,

02/08/2024, 10:31



Oficiul de Cadastru și Publicitate Imobiliară BRAILA
Biroul de Cadastru și Publicitate Imobiliară Faurei

**EXTRAS DE CARTE FUNCİARĂ
PENTRU INFORMARE**

Carte Funciară Nr. 76185 Ulmu

Nr. cerere	27942
Ziua	02
Luna	08
Anul	2024

Cod verificare
100172578523



A. Partea I. Descrierea imobilului

TEREN Extravilan

Adresa: Jud. Braila

Nr. Crt	Nr. cadastral Nr. topografic	Suprafata* (mp)	Observatii / Referinta
A1	76185	15.630	Teren neimprejmuit;

B. Partea II. Proprietari și acte

Înscrieri privitoare la dreptul de proprietate și alte drepturi reale		Referințe
22765 / 13/04/2021		
Act Notarial nr. 828, din 08/04/2021 emis de CHIRNOAGA RALUCA-MIHAELA;		
B5	Intabulare, drept de PROPRIETATE cu titlu de schimb, dobandit prin Conventie, cota actuala 1/1 1) SC UNIREA GREEN ENERGY, CIF:30908032	A1
13315 / 03/04/2023		
Act Administrativ nr. 942, din 20/02/2023 emis de DIRECTIA PENTRU AGRICULTURA JUDETEANA BRAILA;		
B6	se noteaza modificarea categoriei de folosinta din teren arabil in teren curti constructii	A1

C. Partea III. SARCINI

Înscrieri privind dezmembrămintele dreptului de proprietate, drepturi reale de garanție și sarcini		Referințe
21313 / 14/06/2023		
Act Notarial nr. 338, din 13/06/2023 emis de NP-Mihalache Florica;		
C3	Intabulare, drept de SUPERFICIE, pe o perioada de 25 de ani incepand cu data de 13.06.2023 1) SC UNIREA GREEN ENERGY INVEST SRL, CIF:46827325	A1

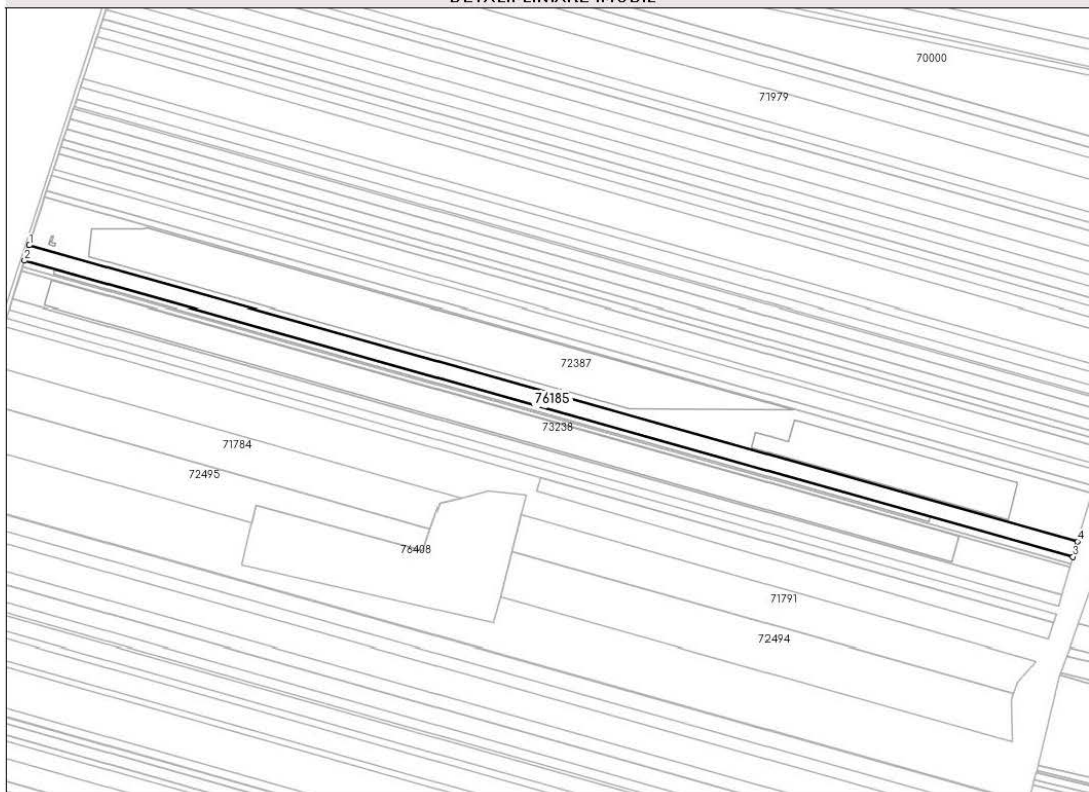
Anexa Nr. 1 La Partea I

Teren

Nr cadastral	Suprafața (mp)*	Observații / Referințe
76185	15.630	

* Suprafața este determinată în planul de proiecție Stereo 70.

DETALII LINIARE IMOBIL



Date referitoare la teren

Nr Crt	Categorie folosință	Intra vilan	Suprafața (mp)	Tarla	Parcelă	Nr. topo	Observații / Referințe
1	curti constructii	NU	15.630	104	57	-	

Lungime Segmente

1) Valorile lungimilor segmentelor sunt obținute din proiecție în plan.

Punct început	Punct sfârșit	Lungime segment (m)
1	2	15.244
2	3	1025.921
3	4	15.238
4	1	1025.61

** Lungimile segmentelor sunt determinate în planul de proiecție Stereo 70 și sunt rotunjite la 1 milimetru.

*** Distanța dintre puncte este formată din segmente cumulate ce sunt mai mici decât valoarea 1 milimetru.

Extrasul de carte funciară generat prin sistemul informatic integrat al ANCPI conține informațiile din cartea funciară active la data generării. Acesta este valabil în condițiile prevăzute de art. 7 din Legea nr. 455/2001, coroborat cu art. 3 din O.U.G. nr. 41/2016, exclusiv în mediul electronic, pentru activități și procese administrative prevăzute de legislația în vigoare. Valabilitatea poate fi extinsă și în forma fizică a documentului, fără semnătură olografă, cu acceptul expres sau procedural al instituției publice ori entității care a solicitat prezentarea acestui extras.

Verificarea corectitudinii și realității informațiilor conținute de document se poate face la adresa **www.ancpi.ro/verificare**, folosind codul de verificare online disponibil în antet. Codul de verificare este valabil 30 de zile calendaristice de la momentul generării documentului.

Data și ora generării,

02/08/2024, 10:31

Personal autorizat:



ADEVERINȚA NR. 202112957 / 15-sept-21 DE ELECTRICIAN AUTORIZAT
Gradul și Tipul IIIA, IIB
Numele Mutu
Prenumele Alin-Marius
CNP 1861114430089

Prezenta adeverință conferă calitatea de electrician autorizat pe durată nelimitată și este valabilă numai împreună cu un act de identitate. Calitatea de electrician autorizat este condiționată de vizarea periodică a adeverinței de electrician autorizat.

Titularul acestei adeverințe are competența să proiecteze și/sau să execute lucrări de instalații electrice în conformitate cu gradul și tipul de autorizare deținut.

Calitatea de electrician autorizat impune titularului respectarea obligațiilor prevăzute în regulamentul de autorizare aprobat de ANRE.

Semnătură autorizată

Data vizării	Data vizării	Data vizării	Data vizării	Data vizării
Următorul termen de vizare 15-sept-26	Următorul termen de vizare	Următorul termen de vizare	Următorul termen de vizare	Următorul termen de vizare

Falsificarea acestui document se pedepsește conform Legilor

Nr. 0076888

Scanned with CamScanner



AUTORIZAȚIA DE ELECTRICIAN Gradul și Tipul: IIIA, IIB

NR. 202410602 / 25.05.2024

Nume și prenume: Davidescu Andreea-Mihaela

CNP: 2980804038687

Autorizația este valabilă numai împreună cu un act de identitate și se dovedește prin verificarea acesteia în Registrul electronic de evidență al Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei.

Titularul acestei autorizații are competența să proiecteze/ execute instalații electrice cu orice putere instalată tehnic realizabilă și la o tensiune nominală mai mică de 1 kV.

Calitatea de electrician autorizat impune titularului respectarea obligațiilor prevăzute în Regulamentul pentru autorizarea electricienilor în domeniul instalațiilor electrice, respectiv a verificărilor de proiecte și a expertizelor tehnice de calitate și extrajudiciare în domeniul instalațiilor electrice tehnologice, aprobat prin ordin al președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, aflat în vigoare.

Prezentul document conferă calitatea de electrician autorizat pe durată nelimitată cu condiția vizării periodice a autorizației până la termenele de vizare prevăzute în tabelul de mai jos.



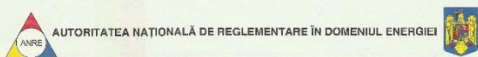
Semnătură autorizată

Data vizării 25.05.2024	Data vizării	Data vizării	Data vizării	Data vizării
Următorul termen de vizare 25.05.2029	Următorul termen de vizare	Următorul termen de vizare	Următorul termen de vizare	Următorul termen de vizare

Falsificarea acestui document se pedepsește conform Legilor

Nr. 0003192

Scanned with CamScanner



În conformitate cu Decizia președintelui ANRE nr. 2428/ 18-12-2020 se acordă societății **MAIMA DEVELOPMENT S.R.L.**, cu sediul în municipiul București, sector 6, Str. Cetatea de Bală, nr. 97, Camera nr. 3, înregistrată în registrul comerțului sub nr. J40/5949/2019, având codul unic de înregistrare nr. 41058352,

ATESTATUL

nr. 16778/ 18-12-2020

de tip B pentru "proiectare și executare de instalații electrice exterioare/interioare pentru incinte/ construcții civile și industriale, bransamente aeriene și subterane, la tensiunea nominală de 0,4 kV".

Condiții de valabilitate asociate atestului:

- Atestatul este valabil pe termen nelimitat. Valabilitatea atestului este condiționată de verificarea și vizarea periodică a acestuia la condițiile Regulamentului pentru atestarea operatorilor economici care proiectează, execută și verifică instalații electrice, aprobat prin ordin al președintelui ANRE nr. 45/2016, cu modificările și completările ulterioare.
- Titularul atestului are drepturile și trebuie să respecte obligațiile prevăzute în Regulamentul pentru atestarea operatorilor economici care proiectează, execută și verifică instalații electrice, aprobat prin ordin al președintelui ANRE nr. 45/2016, cu modificările și completările ulterioare și precum și în orice altă reglementare aplicabilă aprobată de ANRE.
- Neîndeplinirea și/sau îndeplinirea necorespunzătoare de către titularul prezentului atestat a obligațiilor impuse de lege sau de reglementările aprobate de ANRE în desfășurarea activităților ce fac obiectul atestului nu atrage răspunderea penală, civilă, contravențională, administrativă sau materială a ANRE, iar atestarea operatorilor economici nu conduce la transferul de responsabilități de la aceștia către ANRE și nici nu îi exonerează pe aceștia de obligațiile ce le revin.

p. PREȘEDINTE,

MIRCEA MÂN

Data emiterii: 18-12-2020

Falsificarea acestui document se pedepsește conform Legilor

Nr. 0052845

Loc stampă ANRE Data vizării	Loc stampă ANRE Data vizării	Loc stampă ANRE Data vizării	Loc stampă ANRE Data vizării	Loc stampă ANRE Data vizării
Următorul termen de vizare 18.12.2025	Următorul termen de vizare	Următorul termen de vizare	Următorul termen de vizare	Următorul termen de vizare
Loc stampă ANRE Data vizării	Loc stampă ANRE Data vizării	Loc stampă ANRE Data vizării	Loc stampă ANRE Data vizării	Loc stampă ANRE Data vizării
Următorul termen de vizare	Următorul termen de vizare	Următorul termen de vizare	Următorul termen de vizare	Următorul termen de vizare

Fisa tehnica panouri 695Wp

CARACTERISTICĂ TEHNICĂ	VALOARE
Greutate	37.8 kg
Dimensiuni	2384 x 1303 x 33 mm
Categorie Putere Panou	675-695 Wp
Tip panou	TOPCon cells
Putere panou	695 Wp
Număr celule	132 [2 x (11 x 6)]
Grad de protecție	IP68 – 3 diode
Tensiune maxima (Vmp)	39.8 V
Curent de scurt circuit (Isc)	18.44 A
Curent maxim (Imp)	17.43A
Eficiența modul	22.40%
Tensiune maxima sistem	1500 V
Temperatura de operare	-40°C / +85°C
NMOT	45 ± 2°C
Garanție	12 ani
Eficiență	25 ani
Garanție folosință liniară	la 10 ani – peste 92% / la 20 ani – peste 86%
CONDITII STANDARD DE TESTARE (STC):	-radiație solară 1000 W/m2; -masa aerului AM 1,5; -temperatura celulei 25°C.
SPECIFICATII DE PERFORMANTA SI CONDITII PRIVIND SIGURANTA IN EXPLOATARE:	Se va asigura asistenta tehnica la montaj și PIF; Furnizorul va pune la dispoziția beneficiarului instrucțiuni de montaj, punere în funcțiune și exploatare
CONDITII PRIVIND CONFORMITATEA CU STANDARDE RELEVANTE	IEC 61215-1:2016 (Terrestrial PV modules - Design qualification and type approval) IEC 61730-1:2016 (Photovoltaic (PV) module safety qualification)

Fisa tehnica invertor 300 kW

Caracteristica tehnica	Valoare/unitate de masura
Greutate	112 kg
Dimensiuni	1048 X 732 X 395 cm
Categorie Putere invertor	300 kW, peste 300 kW
Putere invertor	300 kW
Putere maximă invertor	330.0 kW peak
Randament maxim invertor	98.8% @480 V, 98.6% @380 V / 400 V
Eficiența europeană	98.6% @480 V, 98.4% @380 V / 400 V
Tip de unda invertor	unda sinusoidală pură
Faza invertor	Trifazat
Numar de MPPT	10
Tensiune de lucru MPPT	500-1500 V
Curent de intrare Max.	65 A
Tensiune de intrare Max.:	1080 V
Putere nominală de ieșire	300000 W
Curent de iesire Max.	133.7 A @480 V, 160.4 A @400 V, 168.8 A @380 V
Distorsiune armonica totala	< 3 %
Grad de protecție	IP66
Garanție	5 ani
SPECIFICATII DE PERFORMANTA SI CONDITII PRIVIND SIGURANTA IN EXPLOATARE:	Se va asigura asistenta tehnica la montaj și PIF; Furnizorul va pune la dispoziția beneficiarului instrucțiuni de montaj, punere în funcțiune și exploatare în limba română
CONDITII PRIVIND CONFORMITATEA CU STANDARDE RELEVANTE:	Certificare EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068,
	IEC 61683, IEC 61727,
	IEC 62910 Echipamentele vor fi insotite de certificate de conformitate, garantie si vor avea marcaj CE.

Fise tehnice sistem stocare:

Fisa tehnica sistem baterii

CARACTERISTICĂ TEHNICĂ	VALOARE
Tensiune DC	1250 V
Capacitate	1.016 MWh
Factor capacitate	</= 0.5 c
Temperatiura operare	"-30° - 50°"
dinensiuni estimate container baterii	6,058 x 2,896 x 2,438 mm
Greutate container	20 t
Sistem de racire	aer/lichid
Comunicatie	Ethernet / SFP
Garantie	6000 cicluri
Protocol comunicatie	Ethernet / SFP
Factor protectie	IP55
Certificari	IEC62477-1, IEC62040-1, IEC61000-6-2, EN55011, UL9540A, IEC62619, UN3536

Fisa tehnica PCS:

Caracteristica tehnica	Valoare/unitate de masura
Intrare DC	
Max. Tensiune de intrare PV	1500 V
Min. Tensiune de intrare PV / Tensiune de pornire a intrării	875 V / 915 V
Interval de tensiune MPP	875 – 1300 V
Max. Curent de intrare PV	207.6 A
Iesire AC	
Putere de ieşire AC	200000W @ 40 - 200kW
Max. Curent de ieşire al invertorului	3308 A
Interval de tensiune AC	20 kV – 35 kV
Frecvența nominală a rețelei	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
Faze de alimentare	3 / 3-PE
Eficiența maximă a invertorului	99.00%
Eficiența euro a invertorului	98.70%
Tensiune LV/MC	0.8 kV / (20 – 35) kV
Dimensiuni	875 * 820 * 365 mm
Greutate	95kg
Factor protectie	IP56
Garanție	5 ani
SPECIFICATII DE PERFORMANTA SI CONDITII PRIVIND SIGURANTA IN EXPLOATARE:	Se va asigura asistenta tehnica la montaj și PIF; Furnizorul va pune la dispoziția beneficiarului instrucțiuni de montaj, punere în funcțiune și exploatare în limba română
CONDITII PRIVIND CONFORMITATEA CU STANDARDE RELEVANTE:	Certificare EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, IEC 61727, IEC 62910 Echipamentele vor fi insotite de certificate de conformitate, garantie si vor avea marcaj CE.