



Universitatea  
Transilvania  
din Braşov

# TEZĂ DE ABILITARE

Titlu:

Mixuri energetice cu grad ridicat de acoperire din surse regenerabile  
a necesarului de energie termică în mediul construit

Domeniu: Inginerie mecanică

Autor: Conf. Dr. Ing. Macedon Dumitru MOLDOVAN

Universitatea Transilvania din Braşov

BRAŞOV, 2024



## CUPRINS

Listă de abrevieri.....	3
(A) Summary.....	5
(B) Realizări științifice și profesionale și plan de dezvoltare a carierei	9
Introducere.....	9
(B-i) Realizări științifice și profesionale.....	11
1 Mixuri energetice pentru obținerea energiei termice din surse regenerabile.....	11
1.1 Evoluția consumului de energie și impactul asupra mediului	11
1.2 Algoritm de proiectare a mixurilor de sisteme de energii regenerabile	19
1.3 Exemple de aplicare a algoritmului de proiectare a mixurilor SER	25
1.3.1 Căsuța Solară a Universității Transilvania din Brașov	25
1.3.2 Institutul de Cercetare al Universității Transilvania din Brașov	37
1.3.3 Comunități rezidențiale	63
1.3.4 Sere agricole	68
2 Creșterea cantității de energie termică produsă de sistemele solar termice.....	69
2.1 Orientarea colectoarelor solar termice	70
2.2 Alegerea tipului de colector solar termic	80
2.3 Dezvoltarea unor colectoare solar termice noi	91
2.3.1 Colectoare solar termice trapezoidale	103
2.3.2 Colectoare solar termice triunghiulare	111

---

3 Creșterea cantității de energie termică produsă de sistemele geotermice	133
3.1 Sisteme geotermice bazate pe pompe de căldură	135
4 Creșterea cantității de energie electrică produsă de sistemele fotovoltaice.....	145
4.1 Dispunerea modulelor fotovoltaice	146
4.2 Orientarea modulelor fotovoltaice	158
4.2.1 Sisteme cu orientare monoaxială pe elevație	159
4.2.2 Sisteme cu orientare monoaxială diurnă	164
4.2.3 Sisteme cu orientare biaxială	184
(B-ii) Planuri de evoluție și dezvoltare a carierei	213
Educație și formare	213
Activitatea didactică	224
Activitatea de cercetare științifică	225
(B-iii) Bibliografie .....	229



## Listă de abrevieri

ASHRAE	American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers
ASRO	Asociația de Standardizare din România
CAT	Climate Action Tracker
CFD	Computational Fluid Dynamics
COP	Conference of the Parties
EIA	Energy Information Administration
GES	Gaze cu Efect de Seră
IEA	International Energy Agency
IRS	Institutul Român de Standardizare
ISO	International Standard Organisation
LEB	Low Energy Building
MTCT	Ministerul Transporturilor, Construcțiilor și Turismului
nZEB	nearly Zero Energy Building
PEB	Plus Energy Building
PH	Passive House
UE	Uniunea Europeană
UN	United Nations
UTCB	Universitatea Tehnică de Construcții București
WRI	World Resource Institute
ZEB	Zero Energy Building



## (A) Summary

The habilitation thesis *Energy mixes with high degree of coverage from renewable sources of the thermal energy demand in the built environment* is in line with the global, European, national, regional and local priorities combating climate change generated by the use of fossil fuels in human activities.

The habilitation thesis presents the didactic and scientific achievements of the author in the period after the conferment of the title of Doctor of Mechanical Engineering (19.12.2012), during his activity as Lecturer (2013-2017), Assistant Professor (2017 - present) and member of the Renewable Energy Systems and Recycling Research Center (2009 - present), all within the Faculty of Product Design and Environment at Transilvania University of Brasov, Romania.

The first part of the habilitation thesis (B-i) summarizes the author's scientific and professional achievements in the field of renewable energy systems implemented in the built environment. This first part is structured in four chapters briefly presented below.

In the first chapter, the main aspects related to the energy mixes used to obtain thermal energy from renewable sources are described. The global and regional evolution of primary energy consumption and the share of primary energy sources are presented and discussed. Their close correlation with the increased number of inhabitants, greenhouse gas emissions and air temperature is highlighted. Final energy consumption and associated greenhouse gas emissions are broken down by activity sector (buildings, industry, transport and others) highlighting the need to take energy efficiency measures and increase the degree of energy use from renewable sources in the built environment. The main measures taken to date, globally and regionally, are presented, starting with the Kyoto Protocol (1997) and ending with the European Green Deal (2019). In this context, an algorithm developed by the author for the design of renewable energy system mixes is presented with examples of its application for several buildings of Transilvania University of Brasov (Solar House, Research and Development Institute of Transilvania University of Brasov) and from outside it (residential communities and agricultural greenhouses).

In the second chapter, the results obtained in the field of increasing the amount of thermal energy produced by solar thermal systems are presented. Concerns to increase this degree of coverage began as early as 2013 and focused on three directions:

- the use of solar thermal collector orientation systems (both to increase the amount of the received solar energy and to protect them from overheating)

- the choice of the type of solar thermal collector for a specific implementation location (from the point of view of the conversion efficiency depending on the temperature difference between the average operating temperature of the solar thermal collector and the ambient temperature)

- the development of novel solar thermal collectors of unconventional shapes and colors to increase the architectural acceptance of solar thermal facades (triangular and trapezoidal solar thermal collectors, with red, green, orange absorbers etc.).

In the third chapter, the results obtained in the field of increasing the amount of thermal energy produced by geothermal systems with ground-water heat pumps are described. Unlike solar thermal systems, which are largely influenced by the variability of solar energy, geothermal systems with heat pumps have the advantage of the permanent availability of geothermal energy that is not influenced by the day-night alternation nor by the change of seasons, a fact for which it can be considered as a base energy source that does not require an auxiliary source. The main types of heat pump-based systems and the main types of geothermal heat exchangers are described. The operation of a heat pump heating system with a vertical geothermal heat exchanger is detailed. Experimental results are presented for different operating modes of the heat pump.

In the fourth chapter are presented the results obtained in the field of increasing the amount of electricity produced by photovoltaic systems to supply the systems installed in a building for the production of thermal energy from renewable sources. Electricity consumption is reduced in the case of solar thermal systems, but becomes significant in the case of geothermal systems. Thus, the building's electricity consumption increases, and it is necessary to implement solutions to increase the amount of electricity produced by photovoltaic systems. Some examples are presented regarding the solutions identified for the Solar House and the Research and Development Institute of Transilvania University of Brasov.

In the second part of the habilitation thesis (B-ii) the future research directions synthesized in *the career development and evolution plans* are formulated. The competences acquired by completing, within the Transilvania University of Brasov, the doctoral and postdoctoral university studies in the field of Mechanical Engineering, the master's and bachelor's university studies in the field of Civil Engineering and in the field of Mechanical Engineering, skills that allow the integrated approach of aspects related to the implementation of renewable energy source conversion system mixes in the energy efficient built environment. The main directions for the development of the university career in teaching and scientific research are presented.

In the third part of the habilitation thesis (B-iii) a selective bibliography is presented which includes 54 scientific articles, 7 books, 2 book chapters and 10 patents published by the author directly related to the field of the habilitation thesis. Of these, 28 are published as first author, 45 as co-author, 13 in ISI rated journals with a cumulative impact factor of 48.676 (Energy and Buildings - Q1, Renewable Energy - Q1, Applied Thermal Engineering - Q1, Journal of Renewable and Sustainable Energy - Q3, ASCE Journal of Energy Engineering - Q3, Energies - Q3, Environmental Engineering and Management Journal - Q4), 28 are WOS indexed and 40 are SCOPUS indexed. The books and book chapters are published in prestigious international (Woodhead Publishing, Springer, COST) and national (AGIR, Transilvania University of Braşov) publishing houses.



## (B) Realizări științifice și profesionale și planuri de evoluție și dezvoltare a carierei

### Introducere

Teza de abilitare Mixuri energetice cu grad ridicat de acoperire din surse regenerabile a necesarului de energie termică în mediul construit se încadrează în prioritățile globale, europene, naționale, regionale și locale de combatere a schimbărilor climatice generate de utilizarea combustibililor fosili în activitățile antropice.

Obiectivul principal este de a reduce impactului sistemelor de producere a energiei termice în mediul construit prin creșterea ponderii energiei obținute printr-un mix de sisteme de conversie a surselor regenerabile implementat la nivelul clădirii sau în imediata apropiere a acesteia. Se urmărește astfel obținerea statutului de clădire cu consum aproape zero de energie din surse neregenerabile (nearly Zero Energy Building) așa cum este acesta definit în Directiva Europeană 2010/31/UE [UE, 2010] și în Legea 372/2005 republicată [Parlamentul României, 2020]. Ca și componente principale ale acestor mixuri energetice, sunt avute în vedere sisteme geotermice cu pompe de căldură și sisteme solar termice pentru asigurarea necesarului de energie termică pentru încălzirea/răcirea spațiilor și pentru prepararea apei calde menajere. În subsidiar, sunt considerate și sisteme fotovoltaice pentru asigurarea necesarului de energie electrică al sistemelor geotermice și solar termice.

În prima parte a tezei de abilitare (B-i) sunt prezentate *realizările științifice și profesionale ale autorului*, de la obținerea titlului științific de Doctor în Inginerie Mecanică (2012) până în prezent, perioadă în care și-a desfășurat activitatea de cercetare științifică în cadrul Centrului de Cercetare Sisteme de Energii Regenerabile și Reciclare al Universității Transilvania din Brașov și activitatea didactică în calitate de Șef Lucrări (2013-2017) și Conferențiar (2017-prezent) la Departamentul de Design de Prods, Mecatronică și Mediu din cadrul Facultății de Design de Prods și Mediu a Universității Transilvania din Brașov.

Pe baza rezultatelor obținute până în prezent, sunt formulate direcțiile viitoare de cercetare sintetizate în *planurile de evoluție și dezvoltare a carierei* prezentate în a doua parte a tezei de abilitare (B-ii).

Lucrările științifice publicate de autor în directă legătură cu domeniul tezei de abilitare sunt incluse în bibliografia selectivă prezentată în partea a treia a tezei de abilitare (B-iii).





## (B-i) Realizări științifice și profesionale

### 1 Mixuri energetice pentru obținerea energiei termice din surse regenerabile

#### 1.1 Evoluția consumului de energie și impactul asupra mediului

Dezvoltarea economică orientată spre profit imediat, tiparul energetic bazat majoritar pe combustibili fosili și degradarea continuă a mediului înconjurător au dus la utilizarea irațională a resurselor materiale și la creșterea emisiilor de gaze cu efect de seră (GES). Ca urmare, s-au creat dezechilibre economice, sociale și de mediu, care au generat probleme majore ale omenirii: schimbările climatice (ca rezultat al încălzirii globale) și reducerea rezervelor de materii prime pentru dezvoltarea de produse și producerea de energie.

Consumul global de energie primară a înregistrat o creștere continuă în ultima jumătate de secol (Fig. 1.1) ajungând la 167787 TWh în 2022, de aproape 4 ori mai mare decât 43307 TWh în 1965 [EIA, 2023]. Până în 1993, pe primele locuri erau America de Nord și Europa urmate pe locul trei de zona Asia Pacific. În 1993 consumul de energie primară al zonei Asia Pacific l-a depășit pe cel din Europa, iar în 2001 și pe cel al Americii de Nord. În 2022, consumul de energie primară al zonei Asia Pacific era estimat la 77110 TWh, de 2,3 ori mai mare decât cel al Americii de Nord (32994 TWh) și de 3,5 ori mai mare decât cel al Europei (22169 TWh). Dacă în zona Asia Pacific consumul de energie primară a înregistrat o rată medie anuală de creștere de 4% în ultimii 20 de ani, la nivelul Americii de Nord se observă o aplatizare a curbei consumului de energie primară, cu o rată medie anuală de creștere de doar 0,16%, în timp ce în Europa se înregistrează o scădere cu o rată medie anuală de -0,57%.

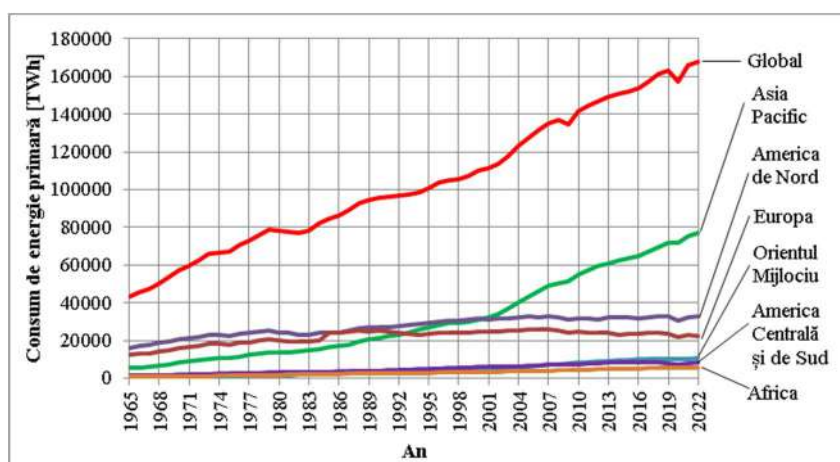


Fig. 1.1 Evoluția consumului de energie la nivel global și regional [EIA, 2023]

Această creștere a consumului de energie primară la nivel global este o consecință directă a creșterii continue a populației (Fig. 1.2) care se estimează că a depășit pragul de 8 miliarde la nivel global în 2022. Din punct de vedere regional, în 2021 Asia se situa pe primul loc cu o populație estimată la 4,7 miliarde de locuitori, urmată de Africa cu 1,4 miliarde de locuitori, Europa 0,7 miliarde de locuitori și America de Nord cu 0,6 miliarde de locuitori [UN, 2022]. Situația economică bună a regiunilor dezvoltate (de exemplu America de Nord și Europa) și stabilizarea numărului de locuitori ai acestora se corelează cu stabilizarea consumului de energie din aceste regiuni (Fig. 1.1). În schimb, creșterea numărului de locuitori din regiuni precum Asia și Africa, coroborată cu procesul de dezvoltare economică al acestora, a generat creșterea consumului de energie în aceste zone.

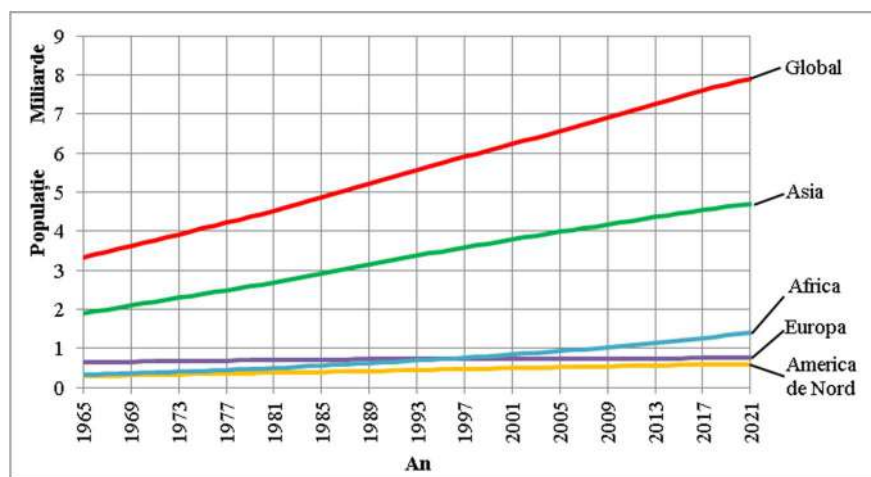


Fig. 1.2 Evoluția populației la nivel global [UN, 2022]

Această creștere a populației a dus la apariția unor probleme, dintre care cele mai importante sunt legate de energie, apă, hrană, mediu, sărăcie, terorism, război, boli, educație și democrație așa cum au fost clasificate încă din 2005 de laureatul Nobel Richard Smalley într-un top al primelor zece probleme cu care umanitatea se va confrunta până în 2055 [Smalley, 2005]. Situată pe primul loc în acest clasament, energia este una din provocările majore în contextul economic actual. Creșterea prețului energiei din ultima perioadă a generat o serie de dezechilibre pe toate nivelurile economice, fiind necesară intervenția guvernelor pentru stabilizarea situației prin acordarea de subvenții și compensații. În afara problemelor generate de creșterea prețurilor, modul de producere a energiei - în marea majoritate prin arderea combustibililor fosili - a dus la creșterea emisiilor de gaze cu efect de seră, la încălzirea globală și la apariția schimbărilor climatice, cu efecte negative asupra desfășurării tuturor activităților antropice.

În urmă cu jumătate de secol combustibilii fosili erau folosiți în proporție de 93,4% pentru producerea energiei la nivel global, iar energia din surse regenerabile reprezenta doar 6,3%, fiind produsă doar din energia hidro (Fig. 1.3). În perioada 1965 - 2000, ponderea combustibililor fosili a înregistrat o scădere continuă datorită creșterii capacității centralelor nucleare instalate în timp ce ponderea energiei hidro s-a menținut relativ constantă. După 2000, ponderea energiei obținute din surse regenerabile de energie a crescut prin mărirea numărului de sisteme eoliene și fotovoltaice instalate, ajungând în 2022 la o valoare de 13,6% din care 6,8% a fost energie hidro, 3,3% energie eoliană, 2,1% energie solară și 1,4% energie geotermică și biomasă. Se mai remarcă în figura 1.3 diminuarea ponderii utilizării cărbunelui și petrolului și creșterea ponderii utilizării gazelor naturale considerate o sursă de energie de tranziție [Energy Institute, 2023].

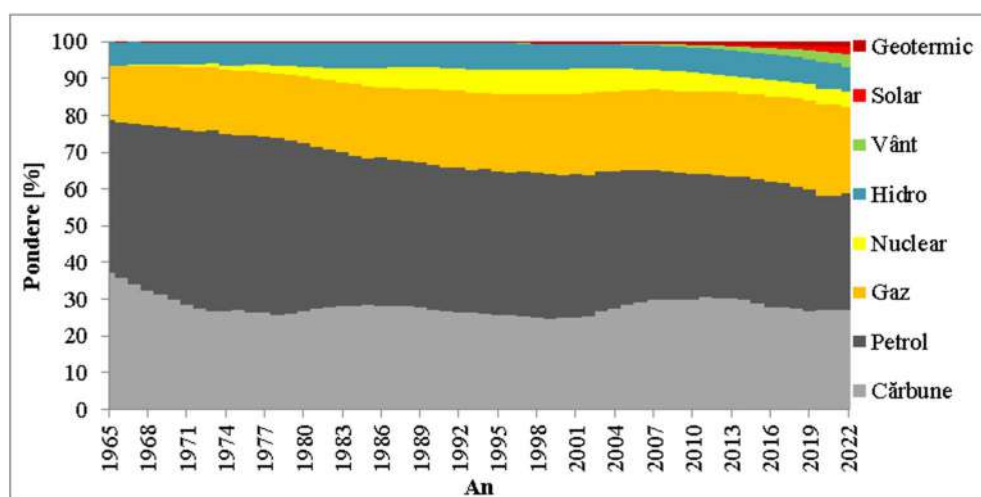


Fig. 1.3 Evoluția ponderii surselor de energie primară [Energy Institute, 2023]

Ponderea ridicată de utilizare a combustibililor fosili duce la generarea unor cantități mari de emisii de gaze cu efect de seră (Fig. 1.4) estimate la 37,12 miliarde de tone de CO<sub>2</sub> echivalent în 2021. Cantitatea cea mai mare de emisii de gaze cu efect de seră (14,98 miliarde de tone de CO<sub>2</sub> echivalent) era generată în 2021 de utilizarea cărbunelui pentru producerea de energie termică și electrică în timp ce din cauza utilizării petrolului au fost generate 11,84 miliarde de tone de CO<sub>2</sub> echivalent, iar prin arderea gazelor naturale au fost emise în atmosferă 7,92 miliarde de tone de CO<sub>2</sub> echivalent [Friedlingstein et al, 2022]. Se remarcă și în acest caz corelația directă dintre evoluția la nivel global a emisiilor de gaze cu efect de seră, cea a consumului de energie primară și cea a numărului de locuitori.

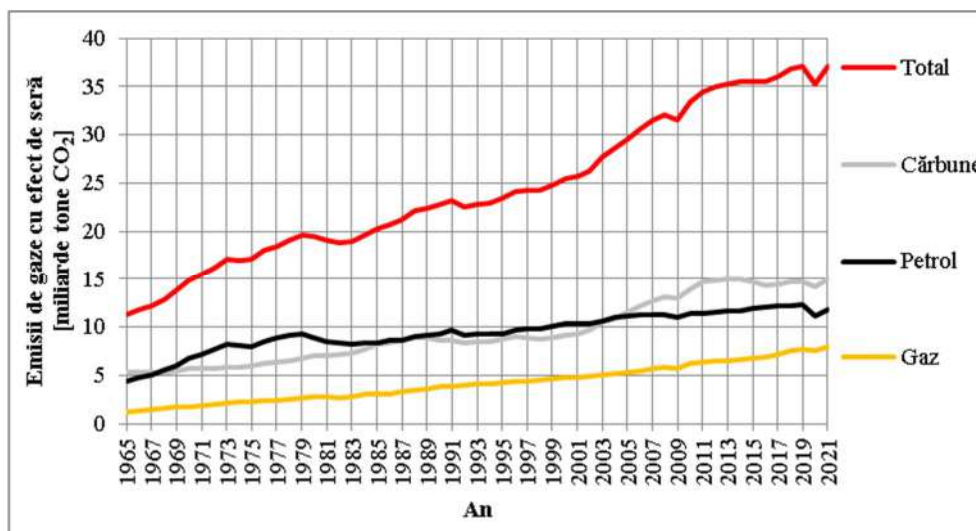


Fig. 1.4 Evoluția emisiilor de gaze cu efect de seră [Friedlingstein et al, 2022]

Efectul acestor emisii de gaze cu efect de seră se manifestă la nivel global prin fenomenul de încălzire globală, în figura 1.5 fiind prezentate diferențele maxime, medii și minime dintre temperaturile medii anuale și valoarea medie a temperaturii din perioada 1961-1990. Chiar dacă în 2022 diferențele de temperatură erau de doar 0,8°C, îngrijorător este trendul ascendent al acestora, estimându-se că până la sfârșitul secolului această creștere poate atinge valori între 2,2 și 3,4°C dacă se mențin doar politicile actuale [CAT, 2022]. Dacă țintele Agendei 2030 vor fi atinse, se estimează creșteri cuprinse doar între 1,9 și 2,9°C.

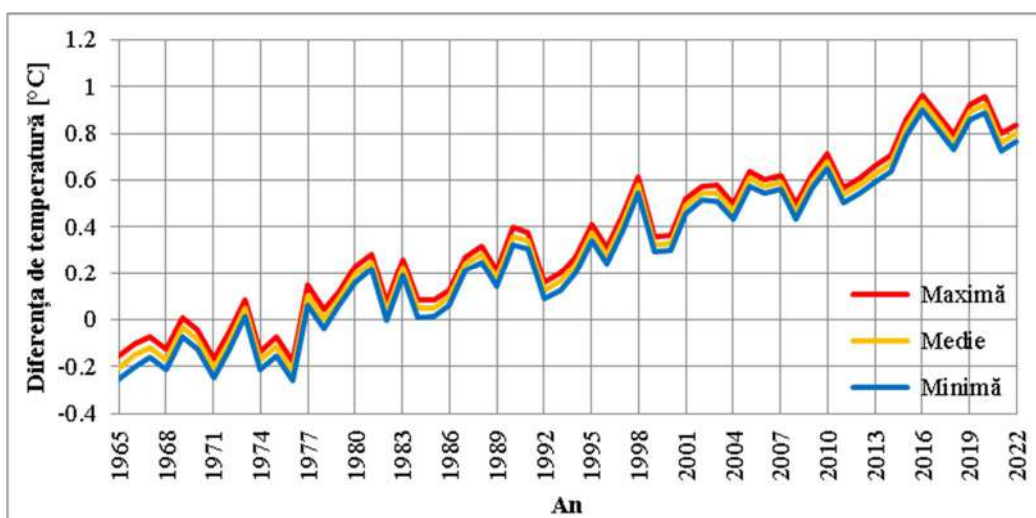


Fig. 1.5 Evoluția diferenței dintre temperatura aerului la nivel global și temperatura medie din perioada 1961-1990 [Morice et al., 2023]

Unul dintre sectoarele de activitate (Fig. 1.6) în care se înregistrează un consum ridicat de energie finală este mediul construit, responsabil pentru aproximativ 30% din consumul global de energie, pe locul doi după industrie (38%) și urmat de transport (26%) în 2021 [IEA, 2022].

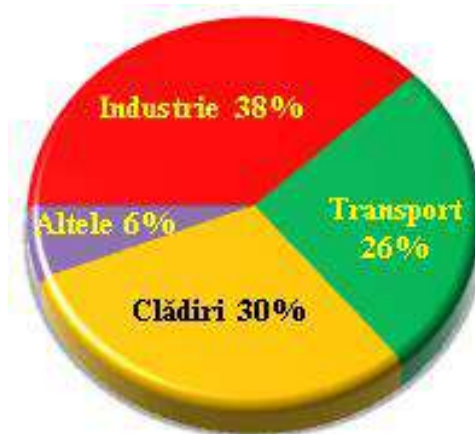


Fig. 1.6 Ponderea consumului de energie finală în 2021 în sectoarele de activitate [IEA, 2022]

Analizând evoluția consumului de energie finală în perioada 2010 - 2021 (Fig. 1.7), în toate sectoarele de activitate se înregistrează creșteri continue [IEA, 2022]. Industria este responsabilă de cele mai mari creșteri (24 EJ) urmată de mediul construit (15 EJ).

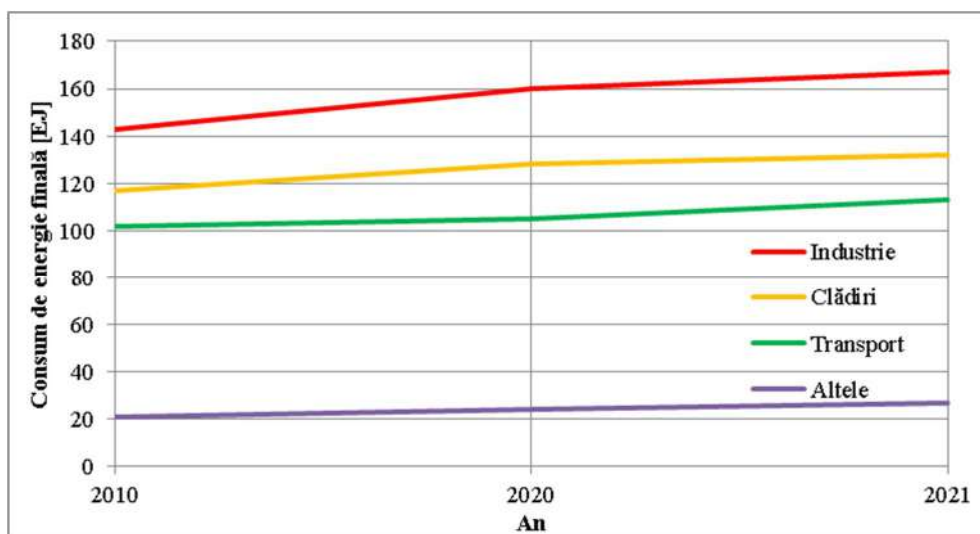


Fig. 1.7 Evoluția consumului de energie finală în principalele sectoare de activitate [IEA, 2022]

Ponderea cea mai ridicată în consumul de energie în mediul construit este reprezentată de energia termică necesară pentru încălzirea spațiilor (65%), urmată de energia electrică pentru alimentarea aparaturii electrocasnice și iluminat (15%) și de energia termică necesară pentru prepararea apei calde menajere (14%). Consumul ridicat de energie termică în mediul construit este generat și de starea anvelopei clădirilor construite în marea majoritate în perioada 1950 - 1990 fără luarea unor măsuri eficiente de izolare termică. Acest lucru poate fi considerat o oportunitate având în vedere potențialul ridicat de reducere a pierderilor de energie termică prin aplicarea soluțiilor moderne de termoizolare și de utilizare a unor sisteme eficiente energetic pentru disiparea energiei termice produse cu ajutorul sistemelor de energii regenerabile [Moldovan et al, 2014a; Moldovan et al, 2017b].

În ceea ce privește ponderea emisiilor de gaze cu efect de seră în sectoarele de activitate (Fig. 1.8), producția de energie electrică și termică se plasează pe primul loc cu o pondere de 43% din emisiile de gaze cu efect de seră generate la nivel global, urmată de transport (21%) și industrie (18%) [WRI, 2023].

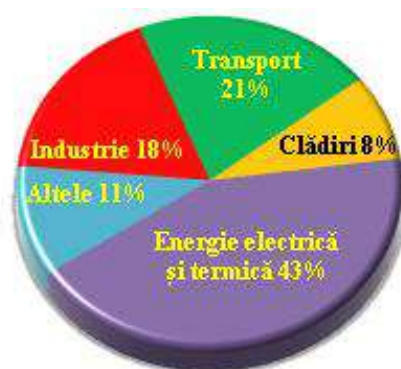


Fig. 1.8 Ponderea emisiilor de gaze cu efect de seră în 2020 în sectoarele de activitate [WRI, 2023]

La nivel mondial, un prim semnal a fost tras încă din 1968 de membrii Clubului de la Roma, moment din care preocupările de găsire a unor soluții pentru rezolvarea acestor probleme s-au intensificat, concretizându-se prin introducerea în 1987 a conceptului de Dezvoltare Durabilă promovat de Comisia Brundtland prin Raportul „Our Common Future”.

Începând din 1995 a început să fie organizată anual câte o conferință a Națiunilor Unite asupra Schimbărilor Climatice, cunoscută sub denumirea de Conference of the Parties (COP). Dintre acestea se remarcă conferința COP3 organizată în 1997 la Kyoto în cadrul căreia 36 de țări industrializate (printre care și România) au semnat Protocolul de la Kyoto prin care acestea se angajau să respecte un set de ținte obligatorii de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră în perioada 2008-2012 cu scopul de a limita efectele negative asupra mediului și implicit schimbările climatice. În cadrul conferinței COP18 organizate în 2012 la Doha,

Protocolul de la Kyoto a fost extins pentru încă o perioadă de 8 ani prin Amendamentul de la Doha semnat de 37 de țări. O altă conferință remarcabilă a fost COP21, organizată în 2015 la Paris, în cadrul căreia negocierile au dus la adoptarea de către 195 de țări a Acordului de la Paris al cărui obiectiv pe termen lung este de a limita la 1,5°C creșterea temperaturii medii globale față de nivelurile preindustriale, recunoscând că aceasta ar reduce substanțial efectele schimbărilor climatice. Pentru a reuși acest lucru, emisiile ar trebui reduse cât mai curând posibil, cu aproximativ 50% până în 2030 și să ajungă la zero net până la mijlocul secolului XXI. În cea mai recentă conferință COP28 organizată în 2023 la Dubai, a fost prezentat primul bilanț la nivel mondial după Acordul de la Paris, în care s-au măsurat progresele înregistrate în direcția atingerii obiectivelor climatice stabilite de comun acord. Bilanțul a evidențiat necesitatea ca emisiile mondiale de gaze cu efect de seră să fie reduse cu 43% până în 2030 și cu 60% până în 2035 comparativ cu nivelurile din 2019, pentru a limita încălzirea globală la 1,5°C. Părțile au convenit să își prezinte până la COP30 planurile actualizate privind clima pentru 2035, care ar trebui să fie aliniate la limita de 1,5°C pe baza celor mai bune cunoștințe științifice disponibile și a rezultatelor bilanțului la nivel mondial din 2023.

În acest context se încadrează și obiectivul climatic al Uniunii Europene (UE) pentru 2030, numit „Fit for 55”, care urmărește o reducere cu 55% a emisiilor de gaze cu efect de seră (GES) până în 2030 comparativ cu nivelurile din 1990 [Fuglsang și Weiss 2021]. Principalul instrument legislativ pentru atingerea acestui obiectiv în sectorul construcțiilor este Directiva revizuită privind performanța energetică a clădirilor, care stabilește standardele pentru clădirile noi și renovate din întreaga Europă, punând astfel UE pe calea spre îndeplinirea obiectivului său de neutralitate climatică până în 2050 (European Green Deal). În consecință, majoritatea statelor membre UE și-au revizuit recent regulile, reglementările și orientările existente și au început să stabilească mijloace pentru creșterea ponderii clădirilor performante energetic prin stabilirea definițiilor nZEB la nivel național. Cu toate acestea, există diferențe semnificative în progresul și implementarea nZEB în cele 28 de state membre. Pe de o parte, statele membre din nordul și vestul Europei au reușit să dezvolte sau să adapteze concepte, definiții și tehnologii de construcție ale nZEB care sunt eficiente și corespund climatului lor dominat de încălzire [Attia, 2018; D’Agostino and Parker, 2018]. Proliferarea standardului PassiveHaus (PH) este un exemplu în acest sens [Mueller și Berker 2013]. Pe de altă parte, statele membre estice încă încearcă să găsească soluții adecvate, având în vedere climatul local și contextul cultural, social, tehnic și economic local [Attia et al, 2022]. În toate cazurile însă, principiile de bază pentru o tranziție spre energie durabilă constau în parcurgerea succesivă a trei etape: eliminarea risipei de energie, reducerea consumului de energie prin creșterea eficienței energetice a echipamentelor utilizate și implementarea sistemelor de conversie a surselor regenerabile de energie.





## 1.2 Algoritm de proiectare a mixurilor de sisteme de energii regenerabile

Realizările proprii în domeniul asigurării energiei termice din surse regenerabile au fost obținute începând cu perioada de doctorat și până în prezent. Principiile enumerate au fost aplicate pentru mai multe clădiri ale Universității Transilvania din Brașov [Moldovan and Visa, 2023] și din afara acesteia, în continuare fiind prezentate câteva exemple reprezentative.

Prima realizare în acest sens a fost conceperea unui algoritm de proiectare a mixurilor de energii din surse regenerabile pentru atingerea standardului de clădire cu consum aproape zero de energie din surse neregenerabile (nZEB) care, împreună cu un exemplu de aplicare pe Căsuța Solară de pe Colina Universității Transilvania din Brașov, sunt prezentate în articolul *Improving the Renewable Energy Mix in a Building Towards the Nearly Zero Energy Status* [Visa, Moldovan et al, 2014b] publicat în jurnalul *Energy and Buildings* (Q1, factor de impact 2,884 în 2014 și 6,6 în 2023).

Algoritmul propus este alcătuit din trei pași principali în care se evaluează necesarul de energie al clădirii urmat de aplicarea treptată a unor măsuri pentru creșterea performanței energetice a clădirii și extinderii ponderii energiei din surse regenerabile până la nivelul necesar atingerii standarului nZEB. Algoritmul este descris schematic în figura 1.9.

### Pasul I. Evaluarea necesarului de energie

Evaluarea necesarului de energie se face pe baza următoarelor date de intrare:

- caracteristicile clădirii din punct de vedere al geometriei, componentelor anvelopei, tipului de clădire, utilizatorilor clădirii, limitărilor spațiale pentru implementarea sistemelor de energii regenerabile (suprafețe disponibile pe acoperișul și fațadele clădirii); aceste caracteristici se pot obține din proiectul tehnic al clădirii sau din relevee efectuate la fața locului și din informații de la proprietarul, administratorul și utilizatorii clădirii, după caz;
- caracteristicile zonei de implementare din punct de vedere al temperaturii aerului exterior, vitezei vântului, potențialului surselor de energii regenerabile; aceste caracteristici se pot obține prin măsurători la fața locului sau cu ajutorul unor aplicații dedicate; datele măsurate local sunt de preferat însă costurile unui sistem de monitorizare sunt ridicate și este necesară o perioadă de monitorizare de cel puțin un an de zile pentru ca aceste date să fie relevante; utilizarea aplicațiilor dedicate are avantajul unor costuri mai reduse și obținerii rapide a informațiilor necesare, dar, în cazul în care datele furnizate sunt obținute prin interpolarea datelor de la stații meteorologice situate la distanțe mari, acest mod de obținere a datelor poate duce la subestimarea sau supraestimarea potențialului de energie regenerabilă, cu consecințe negative asupra producției finale de energie și asupra costurilor;

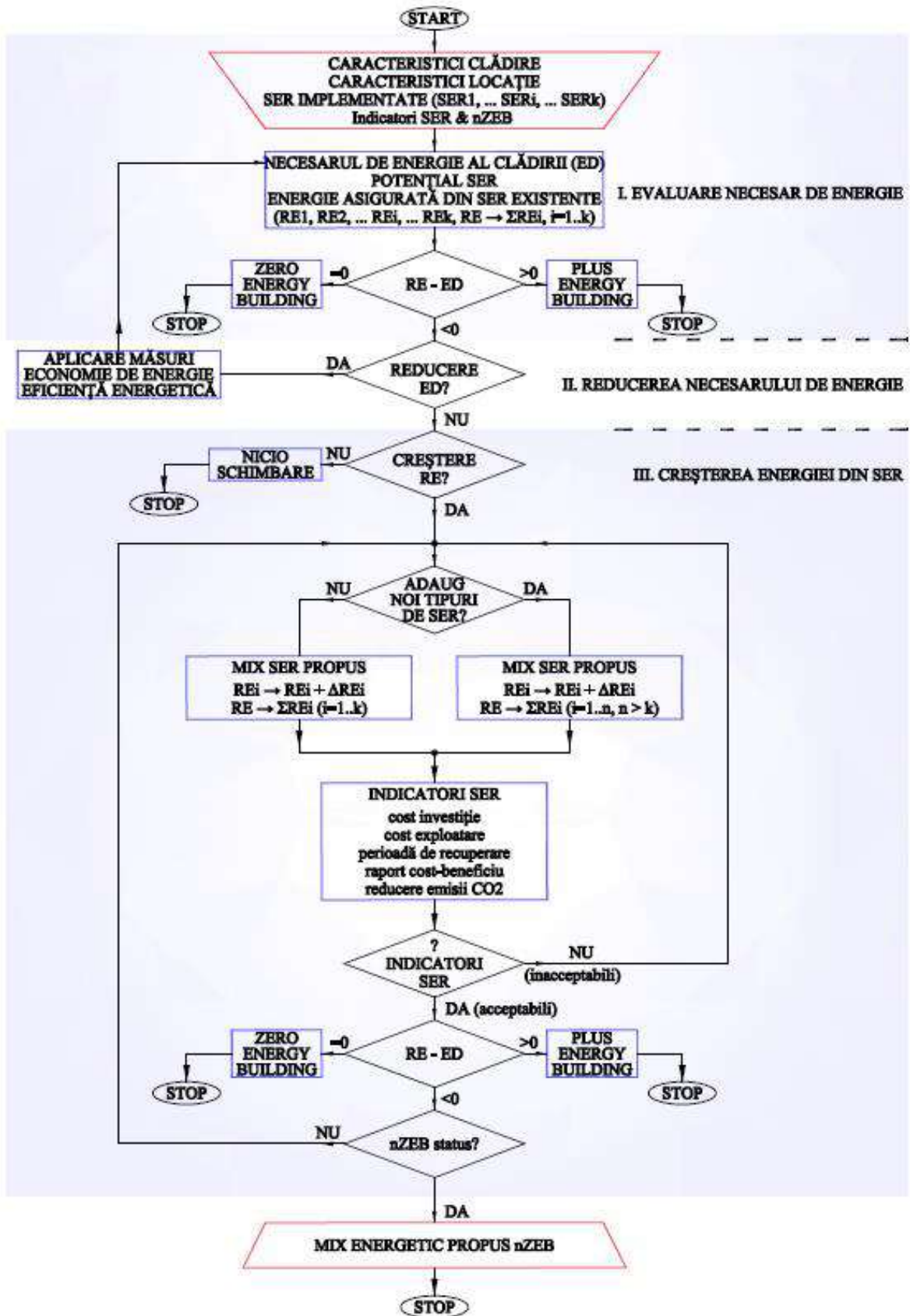


Fig. 1.9 Algoritm de proiectare al mixurilor de energii din surse regenerabile pentru atingerea standardului de clădire cu consum aproape zero de energie din surse neregenerabile (nZEB) [Visa, Moldovan et al, 2014b]

- caracteristicile sistemelor de energii regenerabile implementate, în ceea ce privește tipul (de exemplu, sisteme fotovoltaice, eoliene, solar termice, pompe de căldură, biomasă etc.) și producția de energie regenerabilă (RE) a acestora (valori medii și maxime);

- indicatori standardizați pentru sistemele de energie regenerabilă (cost inițial, cost de exploatare, timp de recuperare, raport cost/beneficiu, factori de emisii CO<sub>2</sub>) și pentru clădiri cu consum de energie aproape zero din surse neregenerabile (consum specific de energie, cantitatea minimă de energie care trebuie asigurată din surse regenerabile).

Datele de intrare sunt utilizate pentru a calcula necesarul de energie (ED) al clădirii pentru încălzirea și/sau răcirea spațiului, pentru încălzirea apei calde menajere și pentru iluminat. Pentru evaluarea necesarului de energie se pot folosi metode mai elaborate sau mai simple, metode statistice, rețele neuronale etc. [Zhao and Magoules, 2012], provocarea majoră constând în identificarea și utilizarea corectă a parametrilor de intrare.

Pe baza necesarului de energie și a ponderii energiei obținute din surse regenerabile în mixul energetic existent, se evaluează necesitatea implementării în continuare a unui sistem de energii regenerabile. Dacă necesarul de energie (ED) este satisfăcut în totalitate de sistemele de energii regenerabile deja implementate (RE), clădirea intră în standardul Zero Energy Building (ZEB); dacă energia obținută din surse regenerabile (RE) depășește necesarul de energie al clădirii (ED), clădirea intră în standardul Plus Energy Building (PEB) și, la fel ca și în cazul ZEB, nu sunt necesare alte măsuri. De menționat că statutul ZEB sau PEB poate fi atins în anumite sezoane ale anului, dar metoda descrisă aici propune calcule care acoperă un an întreg, așa cum susțin și alți autori [Hernandez and Kenny, 2010]. Majoritatea clădirilor existente însă, au într-o foarte mică măsură necesarul de energie acoperit din surse regenerabile. Pentru a atinge standardul nZEB pot fi urmate două căi: scăderea consumului de energie și/sau creșterea capacității sistemelor de energii regenerabile.

#### Pasul II. Diminuarea consumului de energie.

Este unanim convenit că instalarea sistemelor de energii regenerabile este fezabilă în clădirile în care au fost implementate măsuri de economisire a energiei și de eficiență energetică [Marszal et al, 2011]. Astfel, reducerea necesarului de energie (ED) este următorul pas care trebuie făcut prin implementarea primelor două etape ale piramidei Kyoto [Dokka and Rødsjø, 2005] prin reducerea pierderilor de căldură și prin asigurarea unei utilizări eficiente a energiei. Într-o abordare practică, reducerea necesarului de energie (ED) poate fi obținută prin diferite măsuri care ar trebui implementate în funcție de specificul clădirii: renovarea anvelopei, iluminat și echipamente eficiente energetic, măsuri de design solar pasiv. Aceste măsuri combinate pot avea o influență semnificativă asupra performanței clădirii, prin urmare trebuie realizată o nouă evaluare a necesarului de energie (ED) vs. producția de energie din surse regenerabile (RE).

Similar cu Pasul I, dacă este atins unul din standardele nZEB, ZEB sau PEB, nu sunt necesare alte acțiuni. Dacă măsurile de diminuare a necesarului de energie (ED) nu sunt suficiente pentru a îndeplini statutul nZEB, se trece la Pasul III. Există și situații în care reducerea consumului de energie nu este posibilă, deoarece soluțiile comune și accesibile au fost deja implementate. În aceste situații, algoritmul trece direct de la Pasul I la Pasul III.

Implicarea beneficiarilor în procesul de luare al deciziilor reprezintă o problemă cheie în adoptarea soluțiilor energetice durabile. Prin urmare, metoda ia în considerare o etapă decizională, atunci când utilizatorii primesc evaluarea performanței clădirii cu consum de energie diminuat și sunt întrebați dacă doresc să crească în continuare cantitatea de energie din surse regenerabile. Deoarece statutul nZEB nu este obligatoriu în cazul clădirilor existente, răspunsul poate fi „Nu” (nu există disponibilitate din partea beneficiarilor de a investi în creșterea capacității sistemelor de energii regenerabile) și, în acest caz, nu se întreprinde nicio acțiune ulterioară. Însă, având în vedere cadrul legal și costurile în creștere a energiei din surse convenționale, această opțiune este probabil să fie din ce în ce mai puțin selectată în viitor, majoritatea utilizatorilor optând pentru o creștere a capacității sistemelor de obținere a energiei din surse regenerabile.

### Pasul III. Creșterea cantității de energie din surse regenerabile.

În această etapă se are în vedere creșterea capacităților sistemelor de energie regenerabilă deja implementate  $RES_1 \dots RES_k$  cu incremente  $\Delta RE_1 \dots \Delta RE_k$  selectate în funcție de rentabilitatea fiecărui tip de sistem în parte; o altă opțiune este includerea de noi tipuri de sisteme de energie regenerabilă  $RES_{k+1} \dots RES_n$  cu incremente  $\Delta RE_{k+1} \dots \Delta RE_n$ . Creșterile  $\Delta RE_i$  sunt luate în considerare iterativ, în raport cu nevoile energetice ale clădirii și cu potențialul surselor de energie regenerabile din zona de implementare. Pe parcursul fiecărei iterații sunt evaluați indicatorii sistemelor de energie regenerabilă și, dacă nu sunt acceptabili, în comparație cu indicatorii standardizați, incrementele  $\Delta RE_i$  se modifică până la obținerea unor valori acceptabile. Criteriile de optimizare pe baza cărora este selectat un anumit mix energetic sunt legate de timpul de recuperare a investiției, luarea în considerare a unei ponderi minime de energie din surse regenerabile sau de parametrii tehnici ai sistemului (de exemplu, suprafața colectorului solar termic, a schimbătorului de căldură geotermic etc.).

După selectarea fiecărui mix energetic posibil, energia regenerabilă (RE) și necesarul de energie (ED) sunt din nou comparate și dacă se ajunge la statutul nZEB, sunt evaluați diferiți indicatori de departajare: investiția inițială, costul de exploatare, raportul cost/beneficiu etc. Alegerea mixului energetic optim depinde de opțiunile utilizatorului final și/sau de posibilitățile financiare ale acestuia. Dacă statutul nZEB nu este încă atins, algoritmul este reluat, fie prin extinderea sistemelor de energii regenerabile existente (dacă este posibil) sau prin luarea în considerare a unor noi surse regenerabile de energie.

Tranziția către clădiri cu consum de energie aproape zero din surse neregenerabile (nZEB) necesită implementarea în clădiri a mixurilor energetice bazate pe surse regenerabile de energie, eficiente și accesibile. În timp ce primele două premise sunt legate de elemente de natură tehnică necesare pentru creșterea eficienței și durabilității mixurilor de energie din surse regenerabile, accesibilitatea este direct legată de costurile acestor mixuri, în special de investiția inițială. În lucrarea *Towards nZEB—sustainable solutions to meet thermal energy demand in office buildings* [Moldovan et al, 2014a] și se analizează accesibilitatea mixurilor de energie pe bază de surse regenerabile pentru producția de energie termică. Este prezentat un studiu de caz și este propus un model general de cost, având în vedere un mix de energie termică posibil de instalat în mediul construit constând dintr-un sistem solar-termic (cu colectoare solar termice plan plate) și o pompă de căldură, împreună cu un sistem fotovoltaic capabil să furnizeze energia electrică necesară pentru alimentarea pompei de căldură.

Metoda utilizată în această lucrare se bazează pe algoritmul dezvoltat anterior pentru a îmbunătăți mixul de energie regenerabilă pentru o clădire spre statutul nZEB [Visa, Moldovan et al, 2014b], încadrat în cazul particular al clădirilor de birouri. Primii doi pași ai algoritmului sunt săriți, luând în considerare un interval dat de valori pentru consumul specific anual de energie pentru încălzirea spațiilor și al apei calde de consum. Accentul este pus pe al treilea pas: selectarea mixului optim, fezabil și accesibil de energie regenerabilă.

Metoda de calcul se aplică luând în considerare următoarele ipoteze:

- clădire de birouri ( $S = 1350 \text{ m}^2$ ), ocupată de 56 persoane, 5 zile/săptămână cu un program de 8 ore/zi (de la 8:00 la 16:00);
- cerere specifică de energie termică pentru încălzirea spațiilor între 10 și 100 kWh/(m<sup>2</sup>·an) și o cerere specifică zilnică constantă de apă caldă de 5 L/(persoană·zi);
- pentru latitudinea corespunzătoare locației de implementare (45,65°) și pe baza energiei solare monitorizate pe parcursul a doi ani, s-a obținut o eficiența anuală de captare a radiației solare de 67,5% pentru colectoare solar termice amplasate fix la un unghi de 37°;
- profil climatic temperat continental, cu valori lunare ale energiei solare globale orizontale  $E_{Gh}$ , temperaturii medii a aerului exterior  $T_E$ , și numărului de grade-zile de încălzire și răcire  $H_{DD}$  și  $C_{DD}$ , obținute pe baza măsurărilor locale și prezentate în tabelul 1.1.

Tab. 1.1 Valorile lunare ale parametrilor meteorologici din zona de implementare

Luna	Ian	Feb	Mar	Apr	Mai	Iun	Iul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
$G_h$ [kWh/m <sup>2</sup> ]	37,2	50,4	83,7	105,0	145,7	156,0	169,9	142,6	90,0	71,3	51,0	24,8
$T_E$ [°C]	-4,9	-2,5	2,6	8,5	13,3	16,1	17,5	17,0	13,4	7,9	2,8	-1,9
$H_{DD}$ [° zile]	772	630	539	345	47				53	375	516	679
$C_{DD}$ [° zile]					30	183	233	217	34			

Statutul nZEB necesită acoperirea unei cote semnificative din consumul de energie prin utilizarea surselor regenerabile de energie. În prezent, se consideră că „semnificativ” se referă la o cotă ( $f_{RES}$ ) de peste 50%. Prin urmare, au fost luate în considerare două cazuri pentru a discuta mixul energetic optim:  $f_{RES} = 70\%$  și  $f_{RES} = 50\%$ .

Opt mixuri diferite sunt analizate pentru a obține  $f_{RES} = 70\%$ , folosind cote iterative pentru sistemul solar termic (ST) între 70% și 0% cu pași de 10% (și în consecință cote pentru sistemul geotermic (HP) cuprinse între 0% și 70%). În mod similar se procedează și pentru mixul energetic cu  $f_{RES} = 50\%$ . Costurile specifice obținute sunt prezentate în figura 1.10.

Există o corelație directă între costurile de implementare a sistemelor regenerabile și consumul specific de energie termică al clădirii. Rezultatele arată că acest cost crește exponențial de la un prag de 80 kWh/(m<sup>2</sup>·an) al consumului specific de energie termică al clădirii. Prin urmare, primii pași în dezvoltarea clădirilor nZEB, înainte de implementarea mixului de energii regenerabile, trebuie făcuți pentru micșorarea consumului specific de energie al clădirii.

Cel mai mic cost specific s-a obținut pentru sistemele bazate doar pe sistemul geotermic cu pompă de căldură, atât în cazul unui grad de acoperire de 50% cât și de 70%, datorită consumului specific de energie mai redus pentru apă caldă de consum decât pentru încălzirea spațiilor. Aceasta este o caracteristică a clădirilor de birouri, în care se utilizează mai puțină apă caldă decât în clădirile rezidențiale. Pentru clădirile cu consum specific de energie mai mic de 50 kWh/(m<sup>2</sup>·an), ponderea apei calde menajere în consumul anual de energie crește, reducând diferențele dintre diferitele mixuri de energii regenerabile.

Un cost specific al mixului de energii regenerabile sub 50 €/m<sup>2</sup> poate fi considerat accesibil pentru clădirile noi, având în vedere costurile medii ale clădirilor de birouri (500 - 750 €/m<sup>2</sup>). Acest prag poate fi atins pentru un consum specific de energie mai mică de 90 kWh/(m<sup>2</sup>·an).

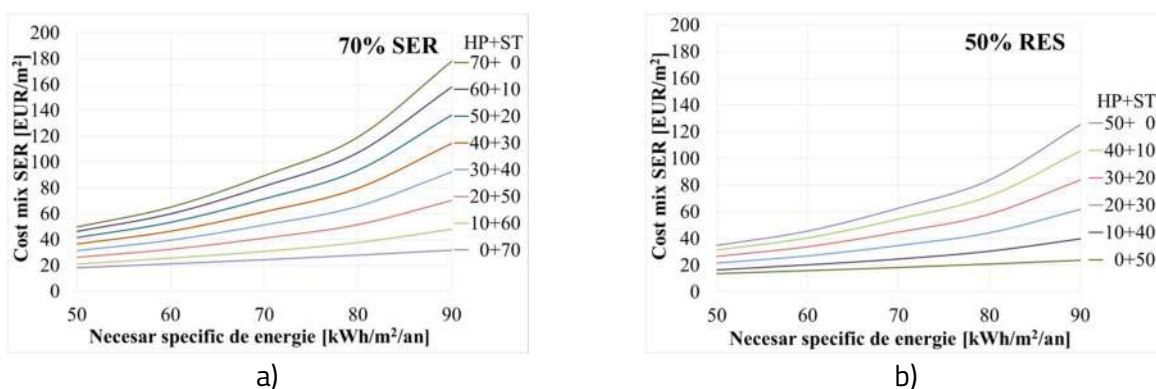


Fig. 1.10 Costul specific al mixului de energii regenerabile pentru asigurarea a 70% (a) și respectiv 50% (b) din necesarul de energie termică [Moldovan et al, 2014a]



### 1.3 Exemple de aplicare a algoritmului de proiectare a mixurilor SER

#### 1.3.1 Căsuța Solară a Universității Transilvania din Brașov

Metodologia descrisă anterior a fost aplicată pentru un caz concret, Căsuța Solară din Centrul de Cercetare Sisteme de Energii Regenerabile și Reciclare al Universității Transilvania din Brașov, România.

##### Pasul I. Evaluarea necesarului de energie al Căsuței Solare

Căsuța Solară a fost construită în perioada 2008 - 2009 pe Colina Universității Transilvania din Brașov (Fig. 1.11) cu respectarea standardului de clădire cu consum de energie aproape zero din surse neregenerabile.



a)



b)



c)

Fig. 1.11 Căsuța Solară: plan de amplasare pe Colina Universității Transilvania din Brașov (a), vedere exterioră (b) și interioară (c)

În prima etapă a fost realizat auditul energetic al Căsuței Solare în baza căruia s-a întocmit Certificatul de Performanță Energetică al acesteia (Fig. 1.12) conform căruia Căsuța Solară se încadrează în clasa energetică B cu un necesar anual specific de energie de 195,52 kWh/m<sup>2</sup> din care 97,75 kWh/m<sup>2</sup> este reprezentat de necesarul specific anual de energie pentru încălzirea clădirii, 39,10 kWh/m<sup>2</sup> este reprezentat de necesarul specific anual de energie pentru prepararea apei calde menajere și 58,67 kWh/m<sup>2</sup> este reprezentat de necesarul specific anual de energie pentru iluminat. Nu a fost evaluat necesarul specific de energie pentru climatizare și nici cel pentru ventilare mecanică deoarece temperatura exterioară medie convențională de calcul pentru perioada de vară, în Brașov, este de doar 19,6°C cu o amplitudine zilnică de 7°C, pentru luna iulie, iar în perioada iulie - august este perioadă de vacanță.

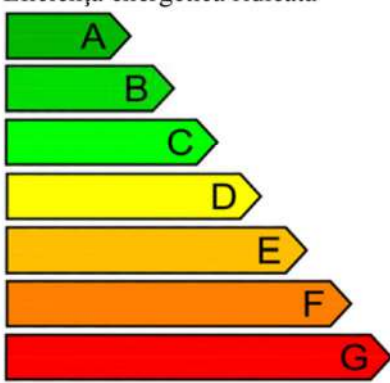


<b>Performanța energetică a clădirii</b>		<b>Notare energetică 90.94</b>	
Sistemul de certificare: Metodologia de calcul al Performanței Energetice a Clădirilor elaborată în aplicarea Legii 372/2005		Clădirea certificată	Clădirea de referință
Eficiență energetică ridicată  Eficiență energetică scăzută			
Necesarul anual specific de energie [kWh/m <sup>2</sup> an]		195.52	325.57
Necesarul anual specific de energie acoperit din SER [kWh/m <sup>2</sup> an]		148.85	-
Indice de emisii echivalent CO <sub>2</sub> [kgCO <sub>2</sub> /m <sup>2</sup> an]		33.33	57.16
Necesarul anual specific de energie [kWh/m <sup>2</sup> an] pentru:		Clasă energetică	
		Clădirea certificată	Clădirea de referință
Încălzire:	97.75	B	D
Apă caldă de consum:	39.10	C	C
Climatizare:	-	-	-
Ventilare mecanică:	-	-	-
Iluminat artificial:	58.67	C	C
Necesarul anual specific de energie acoperit din SER [kWh/m <sup>2</sup> an]:		148.85	

Fig. 1.12 Certificatul de performanță energetică al Căsuței Solare



Căsuța Solară are regim de înălțime Parter+Etaj, o suprafață construită desfășurată de 240 m<sup>2</sup> și un volum încălzit de 777 m<sup>3</sup>. Elementele anvelopei Căsuței Solare sunt proiectate să asigure cea mai bună utilizare a luminii naturale și maximizarea aportului solar pe perioada iernii pentru a contribui la încălzirea pasivă. În acest sens au fost prevăzute suprafețe vitrate de aproximativ 50% din suprafața utilă încălzită, valoare semnificativ mai mare decât cea uzuală de 10-15%. Vitrajul este realizat din profile de aluminiu cu rupere a punții termice și geam termoizolant low-e cu o rezistență termică de 0,331 m<sup>2</sup>K/W. Tavanul este realizat dintr-o structură metalică ușoară, protejată la exterior cu panouri metalice termoizolate cu o rezistență termică totală de 2,19 m<sup>2</sup>K/W și finisat la interior cu un tavan fals din gipscarton în care sunt încastrate corpurile de iluminat. Partea opacă a pereților exteriori este realizată din zidărie din blocuri de beton celular autoclavizat protejată la exterior cu termoizolație din polistiren cu o grosime de 20 cm cu o rezistență termică totală de 3,27 m<sup>2</sup>K/W și finisată la exterior și interior cu tencuieli și zugrăveli cu vopsea lavabilă. Pierderile de energie ale Căsuței Solare prin elementele anvelopei au fost evaluate pe baza standardelor românești în vigoare la data realizării studiului [IRS, 1997; ASRO, 2004; ASRO, 2014; ASRO, 2017], armonizate cu legislația europeană, conform căreia, pentru perioada de încălzire, temperatura exterioară convențională de calcul pentru Brașov, zona climatică IV a României este de -21°C, iar temperatura interioară convențională de calcul, având în vedere specificul activităților desfășurate în Căsuța Solară, este de +20°C.

În aceste ipoteze de calcul, au rezultat sarcina totală de încălzire a Căsuței Solare și pierderile de energie prin elementele anvelopei și prin aerul evacuat pentru introducerea aerului proaspăt, sintetizate în figura 1.13 care oferă indicații privind primele măsuri care trebuie luate pentru utilizarea eficientă a energiei, și anume: îmbunătățirea caracteristicilor termotehnice ale tâmplăriei exterioare, care are cele mai mari pierderi de energie (72%), cauza fiind suprafața vitrată mare, urmată de pereții exteriori (13%) și de recuperarea energiei din aerul evacuat pentru introducerea aerului proaspăt (8%).

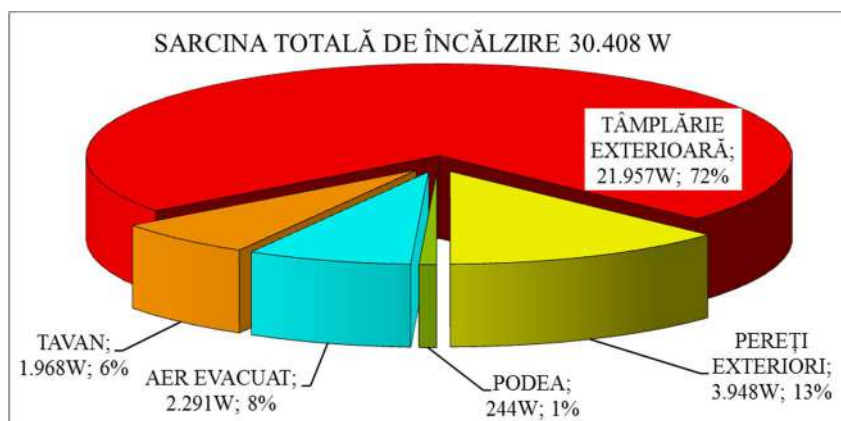


Fig. 1.13 Pierderile de căldură ale Căsuței Solare

Pentru încălzirea Căsuței Solare se utilizează o pompă de căldură sol-apă care furnizează agent termic (apă caldă) unui sistem de încălzire prin radiație de joasă temperatură (max. 35°C) prevăzut pentru încălzirea curentă a spațiului și a unui sistem de încălzire cu ventiloconvectoare (max. 45°C) care intră în funcțiune doar în perioadele cu temperaturi exterioare foarte coborâte (Fig. 1.14). Aceste două sisteme de încălzire sunt alimentate dintr-un acumulator de apă caldă cu o capacitate de 120 de litri, alimentat de pompa de căldură. Pentru acoperirea sarcinii termice, în perioadele foarte reci, în sistem este integrat și un cazan mural în condensatie cu funcționare cu gaze naturale care intră în funcție doar la scăderea temperaturii exterioare sub -21°C pentru a asigura necesarul de căldură care nu poate fi acoperit de pompa de căldură. Prepararea apei calde menajere este asigurată tot de pompa de căldură, într-un boiler bivalent cu o capacitate de 300 de litri. A doua serpentină a boilerului poate fi folosită pentru racordarea unui colector solar termic care pe perioada verii poate asigura necesarul de apă caldă al Căsuței Solare, iar în perioadele de tranziție (primăvară, toamnă) poate asigura un aport de energie în circuitul primar al pompei de căldură, îmbunătățind coeficientul global de performanță al sistemului hibrid. Pentru perioada de vară, sistemul este prevăzut cu un circuit de răcire pasivă a Căsuței Solare care transferă căldura în sol prin intermediul colectorului geotermic orizontal și a unui schimbător de căldură în plăci.

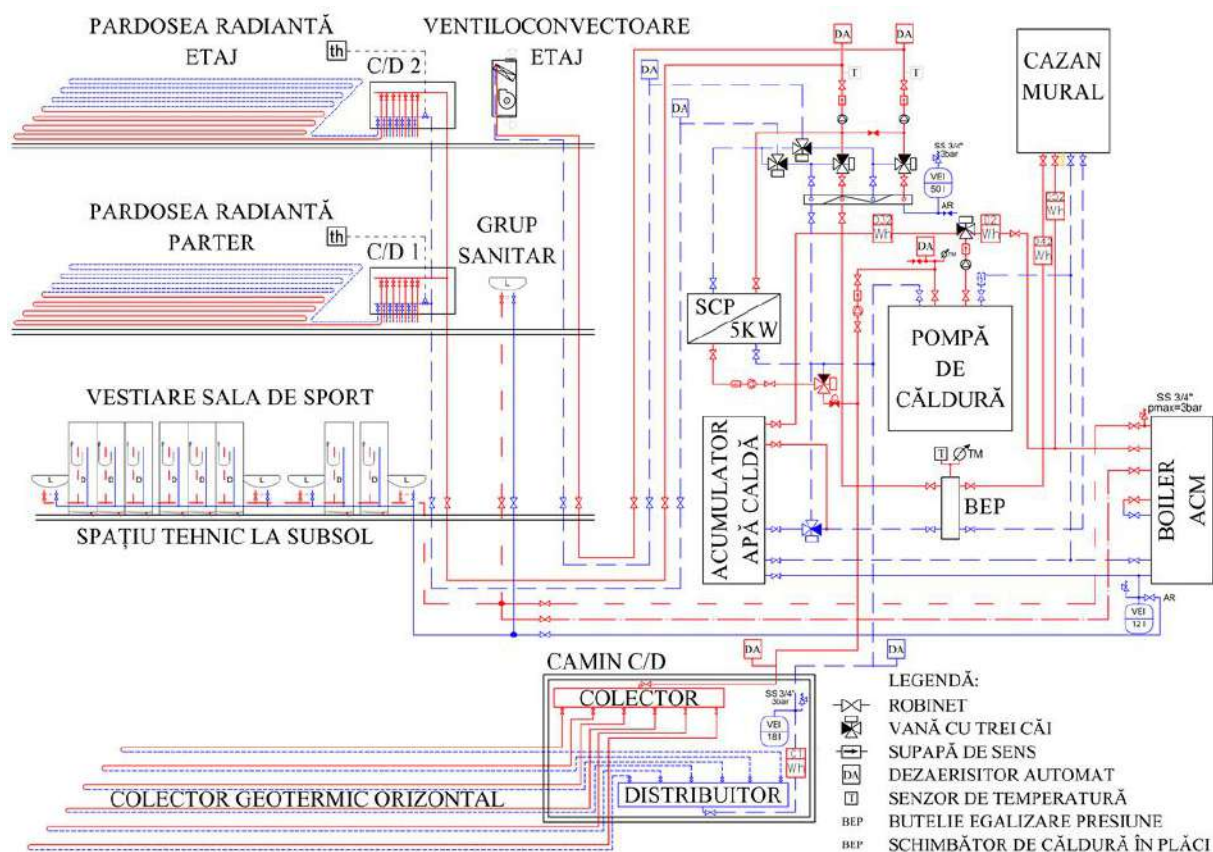


Fig. 1.14 Schema hidraulică a sistemului de încălzire a Căsuței Solare

În figura 1.15a este prezentată pompa de căldură sol-apă care are o putere termică de 10,8 kW iar în figura 1.15b sistemul de încălzire în pardoseală al Căsuței Solare. Întregul sistem de încălzire este monitorizat prin intermediul unor contoare de energie care integrează valorile măsurate de debitmetre ultrasonice și senzori de temperatură de pe turul și returul fiecărui circuit în parte. Parametrii monitorizați sunt afișați în timp real pe interfața din figura 1.16 și stocați în memoria unui calculator de unde pot fi accesați pentru prelucrare.



Fig. 1.15 Componentele principale ale sistemului de încălzire a Căsuței Solare: a) pompa de căldură sol-apă, b) sistemul de încălzire în pardoseală

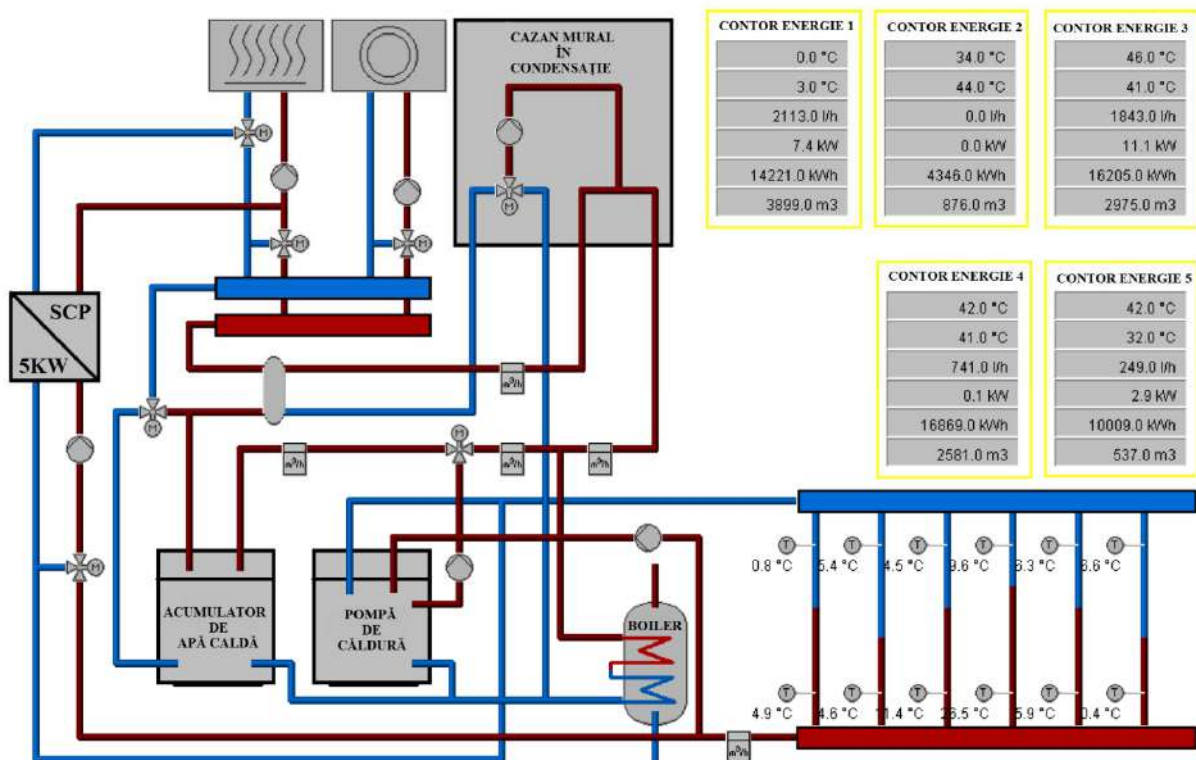


Fig. 1.16 Interfața sistemului de monitorizare a sistemului geotermic



Un prim set de rezultatele experimentale preliminare au fost diseminate prin publicare în Buletinul Universității Transilvania din Brașov [Moldovan et al, 2010], în figura 1.17 fiind prezentat un exemplu de variație a parametrilor monitorizați în perioada 22-29.03.2010. În această perioadă, primele șase zile au fost parțial senine, cu valori maxime ale intensității radiației solare globale măsurate în plan orizontal cuprinse între 450 și 700 W/m<sup>2</sup>. Datorită acestui profil al zilelor din perioada analizată, pompa de căldură a fost oprită între orele 10:00 și 17:00, perioadă în care radiația solară asigură niveluri acceptabile ale temperaturii aerului interior, între 18 și 23°C, cu excepția ultimei zile din intervalul analizat în care, din cauza faptului că a fost o zi înnorată, temperatura aerului interior a fost cuprinsă doar între 14 și 16°C. Este pusă astfel în evidență eficiența elementelor de design solar pasiv utilizate în proiectarea Căsuței Solare - suprafețele vitrate mari care permit intrarea radiației solare în interiorul Căsuței Solare care se încălzește astfel singură de la Soare în zilele senine chiar dacă temperatura exterioară este redusă. Regimul de funcționare al pompei de căldură a fost păstrat și în ziua înnorată pentru a verifica modul de variație al temperaturii aerului interior în lipsa radiației solare și a nefuncționării sistemului de încălzire.

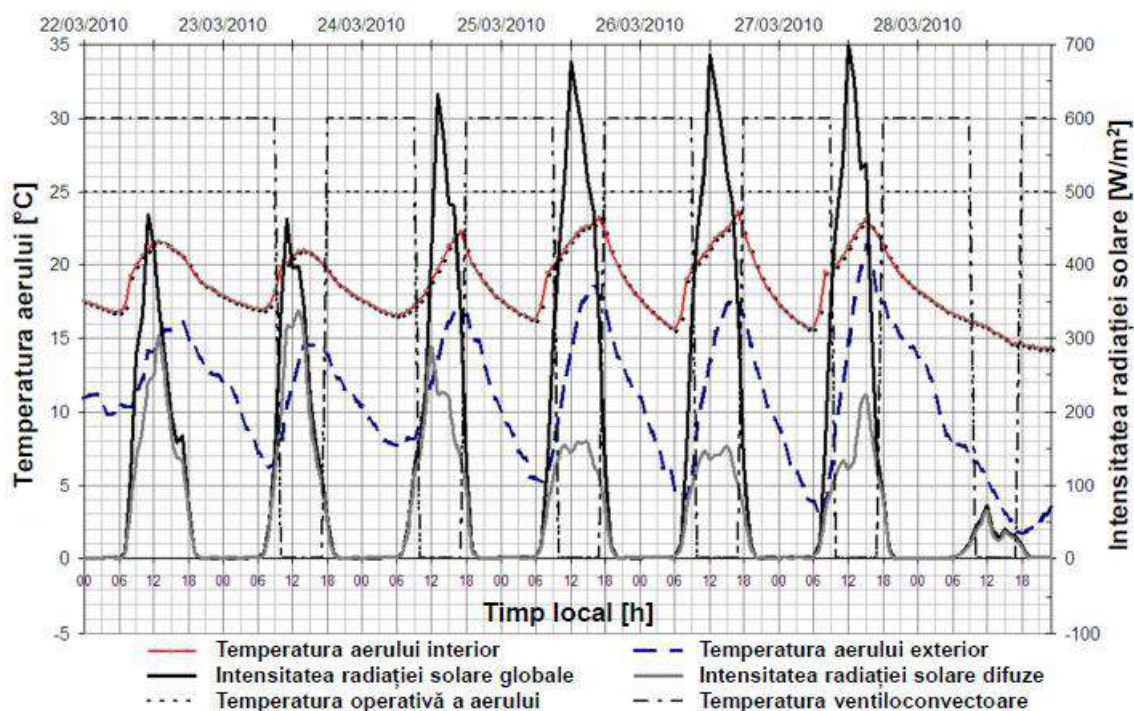


Fig. 1.17 Variația parametrilor monitorizați în perioada 22-29.03.2010 [Moldovan et al, 2010]

O parte din necesarul de energie electrică al pompei de căldură este produsă de o platformă fotovoltaică cu puterea de 10 kW instalată pe acoperișul corpului D de pe Colina Universității Transilvania din Brașov (Fig. 1.18).



Fig. 1.18 Sistem fotovoltaic instalat pe corpul D de pe Colina Universității Transilvania din Brașov

Consumul de energie electrică al Căsuței Solare este monitorizat cu contoare electrice trifazate atât pentru energia electrică consumată de sistemul de încălzire cu pompă de căldură cât și de sistemul de iluminat. Producția de energie termică furnizată de sistemul de încălzire cu pompă de căldură este monitorizată cu contoare de energie termică, iar producția de energie electrică a sistemului fotovoltaic este monitorizată cu ajutorul unui contor electric trifazat. Valorile anuale ale consumului și producției de energie termică și electrică aferente Căsuței Solare sunt prezentate în tabelul 1.2.

Tab. 1.2 Necesarul de energie al Căsuței Solare și energia regenerabilă produsă

Energie termică [MWh/an]				Energie electrică [MWh/an]		Energie totală [MWh/an]	
Încălzire		Apă caldă menajeră					
Consum	Furnizat de SER	Consum	Furnizat de SER	Consum	Furnizat de SER	Consum	Furnizat de SER
45.51	44.51	1.25	1.18	16.75	9.10	63.51	54.79

Conform tabelului 1.2, consumul total de energie al Căsuței Solare este acoperit în proporție de 86% cu energie din surse regenerabile încadrându-se astfel în standardul nZEB. Pentru a evalua posibilitățile de atingere a standardului ZEB se parcurg și pașii II și III ai algoritmului propus.

Pasul II. Fiind dezvoltată inițial ca o clădire cu consum redus de energie, Căsuța Solară permite puține îmbunătățiri în ceea ce privește reducerea consumului de energie. Pe baza datelor monitorizate, pierderile de energie termică au fost evaluate pentru principalele componente ale clădirii. Așa cum era de așteptat, pierderile majore de energie sunt prin suprafețele vitrate, de aceea s-au făcut simulări luând în considerare adăugarea unei foi suplimentare de sticlă la cele două existente. Rezultatele arată că geamul triplu va îmbunătăți rezistența termică până la  $0,44 \text{ m}^2\text{K/W}$ , reducând sarcina termică la  $37 \text{ MWh/an}$ . O analiza a soluțiilor constructive a arătat că geamul dublu existent ar trebui să fie înlocuit în totalitate cu geam triplu și, în urma unui studiu de piață, s-a concluzionat că ar fi necesară o investiție de circa 23.500 EUR. Deoarece această sumă este destul de mare, sunt investigate în continuare și alte opțiuni în ceea ce privește creșterea gradului de acoperire din surse regenerabile a necesarului de energie al Căsuței Solare.

Pasul III. Statutul ZEB poate fi atins pentru Căsuța Solară prin înlocuirea surselor tradiționale de energie existente cu surse regenerabile; prin urmare, posibilele alternative sunt investigate în continuare. Pe baza potențialului surselor de energii regenerabile existente în zonă și a restricțiilor de implementare, s-a decis investigarea posibilităților de extindere a sistemelor de energii regenerabile existente. Pompa de căldură existentă acoperă deja aproape întreaga sarcină de încălzire a spațiului, de aceea s-a luat în considerare extinderea mixului energetic pentru acoperirea celei mai dezechilibrate componente, energia electrică, prin implementarea unui nou sistem fotovoltaic (Fig.1.19). Mai multe detalii legate de acest subiect sunt prezentate în capitolul 3.



Fig. 1.19 Propunere de amplasare a sistemului fotovoltaic mobil pe terasa corpului G de pe Colina Universității Transilvania din Brașov [Moldovan et al, 2010]



Mixul energetic alcătuit din sistemul de încălzire cu pompă de căldură sol-apă al Căsuței Solare și sistemul fotovoltaic existent care asigură parțial necesarul de energie electrică al pompei de căldură a fost monitorizat în continuare, iar analiza rezultatelor obținute a fost extinsă la nivel anual. O sinteză a rezultatelor obținute în anul 2020 [Moldovan et al, 2021a] a fost publicată în jurnalul *Energies* (Q3, factor de impact 3,252 în 2021), având ca scop evaluarea gradului în care energia electrică este consumată direct de sistemul de încălzire cu pompă de căldură.

Valorile energiei termice produse lunar de pompa de căldură împreună cu energia electrică consumată de aceasta sunt prezentate în figura 1.20. Astfel, pompa de căldură a furnizat în 2020 Căsuței Solare 47086 kWh energie termică pentru care a consumat 14323 kWh energie electrică rezultând un COP anual de 3,29.

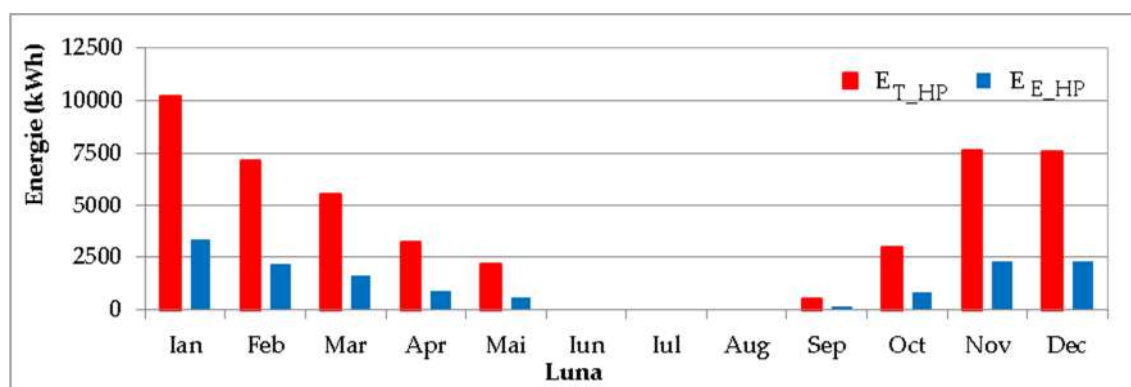


Fig. 1.20 Energia termică furnizată lunar ( $E_{T\_HP}$ ) și energia electrică consumată lunar ( $E_{E\_HP}$ ) de pompa de căldură pentru încălzirea Căsuței Solare de pe Colina Universității Transilvania din Brașov [Moldovan et al, 2021a]

Sistemul fotovoltaic a produs 9957 kWh energie electrică în 2020 cu distribuția lunară prezentată în graficul din figura 1.21, cu valori ridicate în timpul verii și reduse iarna.

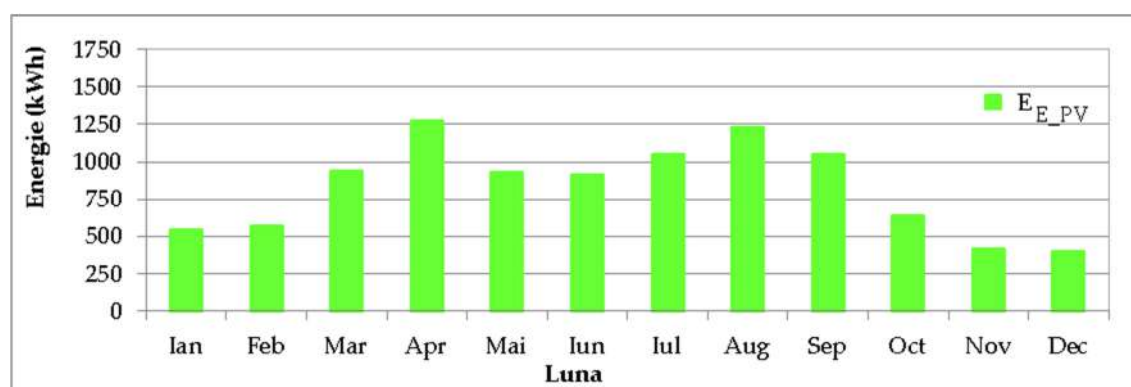


Fig. 1.21 Energia electrică produsă de sistemul fotovoltaic instalat pe corpul D de pe Colina Universității Transilvania din Brașov [Moldovan et al, 2021a]

Raportând energia electrică produsă de sistemul fotovoltaic pe toată durata anului 2020 (9957 kWh) la consumul de energie electrică al pompei de căldură din același an (14323 kWh) rezultă un grad anual de acoperire din surse regenerabile de 70% al necesarului de energie electrică. Cu toate acestea, această acoperire poate fi luată în considerare numai atunci când administratorul rețelei de distribuție a energiei electrice permite o compensare 1:1 a energiei electrice produse și livrate în rețea cu cea consumată din rețea (se aplică același preț atât pentru energie electrică produsă, cât și pentru cea consumată). Când acest lucru nu se întâmplă, trebuie analizat gradul de acoperire la o scară de timp inferioară. La compararea valorilor lunare ale consumului ( $E_{E\_HP}$ ) și producției ( $E_{E\_PV}$ ) de energie electrică (Fig. 1.22) diferențele dintre perioadele de consum și producție sunt mai mult decât evidente. Gradul lunar de acoperire scade la 16% în ianuarie iar între aprilie și septembrie producția de energie electrică a sistemului fotovoltaic este mai mare decât cea consumată de pompa de căldură.

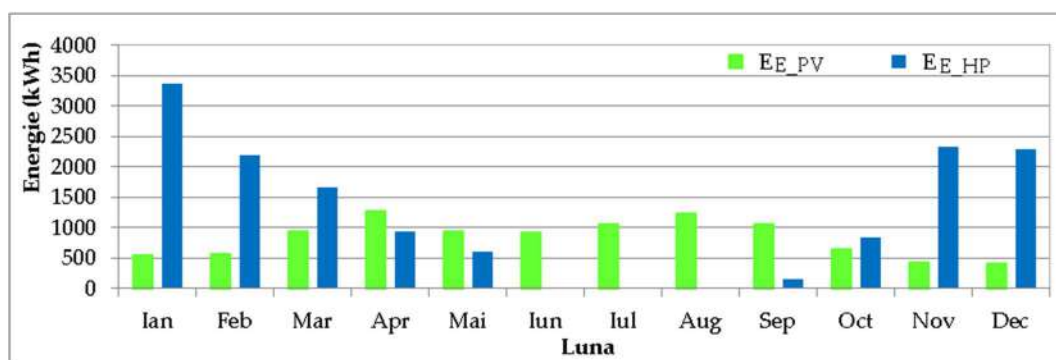


Fig. 1.22 Energia electrică produsă lunar de sistemul fotovoltaic ( $E_{E\_PV}$ ) și energia electrică consumată lunar ( $E_{E\_HP}$ ) de pompa de căldură [Moldovan et al, 2021a]

Restrângând în continuare scara temporală de analiză a datelor la o zi senină de iarnă (18.01.2020) se constată că deși sistemul fotovoltaic a produs 39,21 kWh, mai puțin decât necesarul de energie electrică al pompei de căldură (93,14 kWh), doar 65% din energia electrică produsă a fost utilizată direct (25.59 kWh - zona hașurată cu verde în figura 1.23).

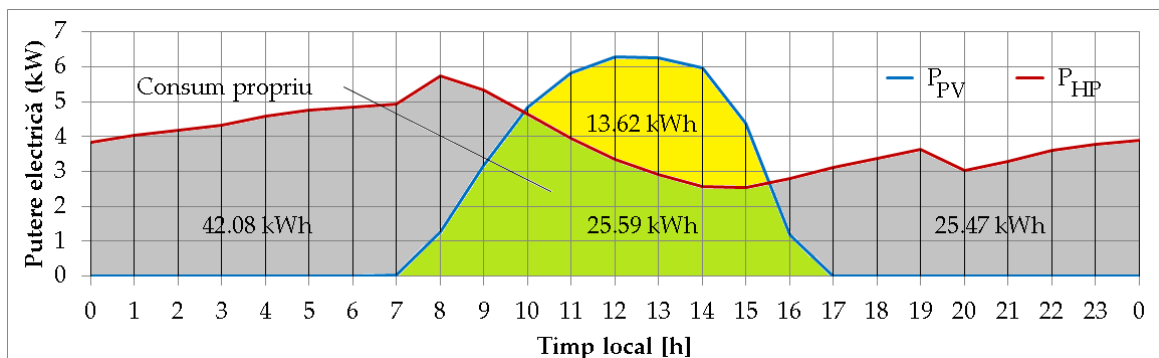


Fig. 1.23 Puterea electrică generată de sistemul fotovoltaic ( $P_{PV}$ ) și consumată de pompa de căldură ( $P_{HP}$ ) într-o zi senină de iarnă (18.01.2020) [Moldovan et al, 2021a]



Pentru a crește gradul de autoconsum al energiei electrice în acest caz, sistemul de încălzire ar trebui prevăzut cu o pompă de căldură cu o putere mai mare care ar putea valorifica toată energia electrică produsă de sistemul fotovoltaic. Astfel, și cei 13,62 kWh (zona hașurată cu galben în figura 1.23) ar fi utilizați în mod direct de pompa de căldură pentru a produce și stoca energia termică pentru utilizare pe timpul serii.

În timpul unei zile însorite de primăvară (27.04.2020), puterea electrică consumată de pompa de căldură variază între 0 și 2,68 kW și are o valoare medie de 1,74 kW pe parcursul perioadei de încălzire, corespunzătoare unui necesar zilnic de energie electrică de 26,16 kWh (Fig. 1.24). Datorită duratei crescute a zilei și puterii maxime obținute la prânz (6,76 kW), platforma fotovoltaică a produs 51,07 kWh din care doar 11% (5,69 kWh) sunt direct utilizați de pompa de căldură geotermică rezultând un grad de acoperire de 22%. În timpul unei astfel de zile, stocarea în totalitate a energiei termice produsă de pompa de căldură este obligatorie pentru a utiliza energia electrică produsă de sistemul fotovoltaic în timpul zilei. Pentru ziua considerată, ar fi necesar un stocator cu o capacitate de 1000 de litri de apă care ar trebui încălzită de la 10 la 50°C.

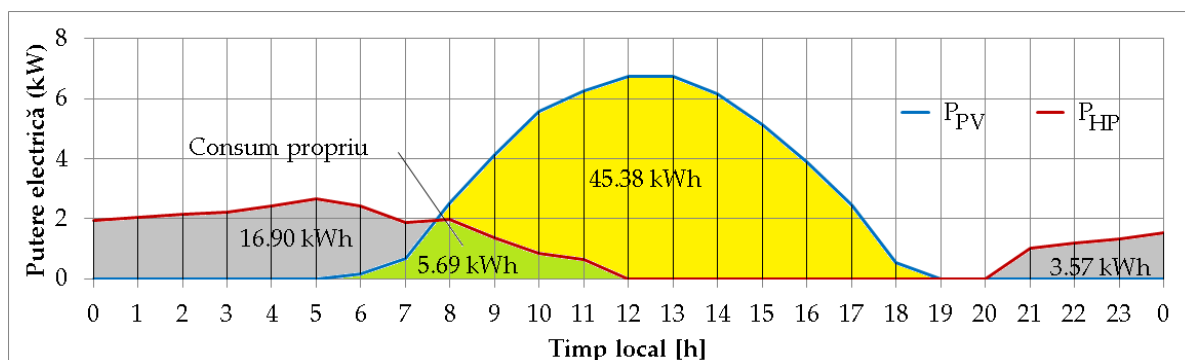


Fig. 1.24 Puterea electrică generată de sistemul fotovoltaic ( $P_{PV}$ ) și consumată de pompa de căldură ( $P_{HP}$ ) într-o zi senină de primăvară (27.04.2020) [Moldovan et al, 2021a]

Extinzând analiza zilnică a gradului de autoconsum la nivelul întregului an, gradul de acoperire anual de 70% obținut în cazul compensării 1:1 cu rețeaua de distribuție corespunde unui grad anual de un autoconsum de doar 16%. Această evaluare este foarte importantă în cazurile în care energia electrică livrată în rețea nu este plătită de distribuitorul de energie electrică, sau prețul primit este semnificativ mai mic decât prețul plătit pentru energia consumată din rețea.

*Soluțiile de creștere a gradului de autoconsum trebuie investigate în continuare (de exemplu, schimbarea unghiului de înclinare al platformei fotovoltaice, stocarea energiei termice și/sau electrice, folosirea energiei pentru alte funcționalități).*



### 1.3.2 Institutul de Cercetare al Universității Transilvania din Brașov

Experiența acumulată prin dezvoltarea și aplicarea algoritmului de proiectare al mixurilor de energii din surse regenerabile pentru atingerea standardului de clădire cu consum aproape zero de energie din surse neregenerabile (nZEB) a fost utilizată pentru proiectarea sistemelor de energii regenerabile din componența mixului energetic al Institutului de Cercetare Dezvoltare al Universității Transilvania din Brașov [Visa et al, 2015b; Visa et al, 2017b].

Institutul este rezultatul unui proiect (Institut R&D pentru Produse High-Tech, ID123, contract nr. 11/2009) finanțat parțial din fonduri structurale și parțial din fonduri proprii ale Universității Transilvania din Brașov. Institutul a beneficiat de un sprijin logistic semnificativ din partea Universității fiind proiectat „in house” de echipe de proiectanți din universitate (inginerie civilă, inginerie electrică, surse regenerabile, IT etc.). Institutul este alcătuit din 12 clădiri cu consum redus de energie (Fig. 1.25) care găzduiesc 27 de centre de cercetare (15 cu teme de cercetare și dezvoltare ingineriească și 12 pe informatică, științe umaniste, sănătate, muzică, sport și drept). Toate clădirile sunt identice din punct de vedere al structurii de rezistență și alcătuirii anvelopei, încorporând materiale și sisteme de ultimă generație. Institutul are propria sursă de apă și instalații de tratare a apei proaspete și uzate și este conectat la rețeaua de utilități publice de energie și gaz. Prin cooperare între centrele de cercetare, Institutul își propune să dezvolte produse și procese durabile și eficiente din punct de vedere energetic.



Fig. 1.25 Institutul de Cercetare Dezvoltare al Universității Transilvania din Brașov

Anticipând termenul limită al Directivei europene privind performanța energetică a clădirilor [UE, 2010], care impune obținerea statutului nZEB pentru clădirile construite după 31 decembrie 2020, clădirile din Institutul de Cercetare și Dezvoltare al Universității Transilvania din Brașov au fost proiectate respectând conceptul de design descris de Piramida Kyoto și prezentat într-un articol [Moldovan et al, 2014c] publicat în jurnalul Energy Procedia (*indexat WOS și SCOPUS*). Fiecare clădire are trei nivele, subsol, parter și etaj, fiecare cu o suprafață de 450 m<sup>2</sup> și o înălțime utilă de 3,8 m (Fig. 1.26).

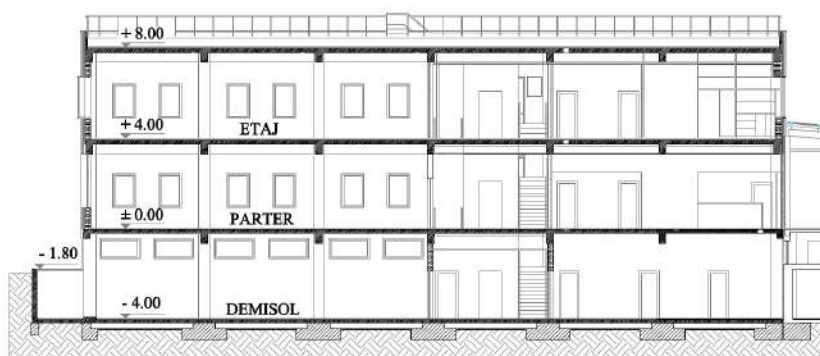


Fig. 1.26 Secțiune verticală printr-o clădire din Institutul de Cercetare Dezvoltare al Universității Transilvania din Brașov [Moldovan et al, 2014c]

La fiecare nivel, pe jumătate din suprafața acestuia, este prevăzut un spațiu de tip „open office” multifuncțional, utilizat de regulă pentru amplasarea echipamentelor mari sau cu cerințe speciale la subsol, echipamente de monitorizare la parter și birouri pentru masteranzi și doctoranzi la etaj (Fig. 1.27). Cealaltă jumătate a fiecărui nivel este compartimentată în zone de depozitare, spații tehnice și grupuri sanitare la subsol, sală de curs, oficiu, garderobă și grupuri sanitare la parter și birouri, oficiu și grupuri sanitare la etaj.

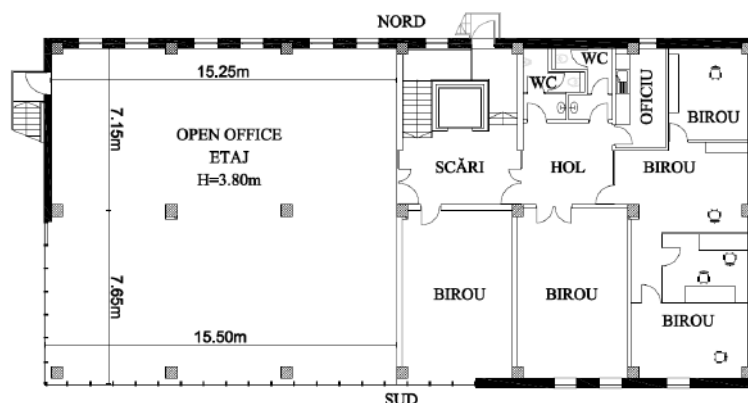


Fig. 1.27 Secțiune orizontală prin etajul 1 dintr-o clădire din Institutul de Cercetare Dezvoltare al Universității Transilvania din Brașov [Moldovan et al, 2014c]

Fiecare clădire îndeplinește standardul LEB (Low Energy Building) având o anvelopă foarte bine termoizolată: rezistență termică de  $4 \text{ m}^2\text{K/W}$  pentru pereții exteriori (panouri termoizolante și beton celular autoclavizat),  $7 \text{ m}^2\text{K/W}$  pentru planșeul de peste ultimul nivel și  $1,6 \text{ m}^2\text{K/W}$  pentru suprafețele vitrate (ferestre și uși exterioare cu triplu vitraj Low E). Pentru încălzirea clădirilor se utilizează un sistem de încălzire de tip „beton temperat” alcătuit din conducte din material plastic înglobate la mijlocul plăcilor din beton armat de deasupra subsolului, parterului și etajului. Acest sistem permite utilizarea surselor de încălzire cu temperatură redusă: cazane cu gaz în condensare, pompe de căldură și sisteme solar termice.

Conform primului pas al algoritmului propus în [Visa, Moldovan et al, 2014b] necesarul de energie pentru prepararea apei calde de consum, încălzirea și răcirea clădirii a fost calculat folosind metodologia de calcul a performanței energetice a clădirilor Mc001 [MTCT, 2006]. Rezultatele sunt detaliate într-un articol [Visa and Moldovan, 2020] publicat în 7th International Conference on Energy Efficiency and Agricultural Engineering, EE and AE 2020 - Proceedings (indexat WOS și Scopus). Necesarul total de energie este de 90030 kWh/an (4244 kWh/an pentru apă caldă de consum, 78027 kWh/an pentru încălzire și 7759 kWh/an pentru răcire, așa cum era de așteptat pentru un climat temperat continental montan). Prin raportarea necesarului total de energie la suprafața totală a pardoselii ( $1350 \text{ m}^2$ ), se obține un necesar anual specific de energie de  $66,69 \text{ kWh/m}^2\text{/an}$  ( $57,8 \text{ kWh/m}^2\text{/an}$  pentru încălzire,  $5,75 \text{ kWh/m}^2\text{/an}$  pentru răcire și  $3,14 \text{ kWh/m}^2\text{/an}$  pentru apa caldă de consum). Astfel, clădirea îndeplinește standardul LEB. Au fost estimate și sarcinile de vârf, rezultând  $0,48 \text{ kW}$  pentru apa caldă de consum,  $32,68 \text{ kW}$  pentru încălzire și  $22,9 \text{ kW}$  pentru răcire.

Conform celui de al doilea pas al algoritmului propus în [Visa, Moldovan et al, 2014b] s-a trecut la evaluarea potențialului surselor de energii regenerabile din zona de amplasare a Institutului. Potențialul solar a fost evaluat prin măsurători cu un sistem Kipp&Zonen SOLYS 2 Sun Tracker rezultând un disponibil anual de  $1128 \text{ kWh/m}^2$  în anul 2013. Potențialul eolian a fost evaluat cu o stație meteorologică Delta-T rezultând un potențial redus din cauza vitezei mici a vântului, cu o valoare medie anuală de  $1,97 \text{ m/s}$ . Potențialul geotermic este caracterizat de temperaturi ale solului cuprinse între  $10$  și  $12^\circ\text{C}$  la adâncimi cuprinse între  $2$  și  $90 \text{ m}$ . În zonă nu există potențial hidro iar potențialul biomasei nu a fost evaluat din cauza imposibilității instalării unor sisteme de conversie a acestei surse regenerabile.

În următorul pas al algoritmului propus în [Visa, Moldovan et al, 2014b] a fost identificată o soluție pasivă pentru răcire (ventilație pe timp de noapte), rezultând o scădere a sarcinii de răcire până la  $12,6 \text{ kW}$  și a necesarului anual de energie pentru răcire la  $6440 \text{ kWh/an}$ . În aceste condiții, necesarul anual de energie pentru apa caldă de consum și pentru încălzirea spațiului este de  $82271 \text{ kWh/an}$ , cu o sarcină de vârf de  $33,16 \text{ kW}$  iar necesarul anual de răcire este  $6440 \text{ kWh/an}$  cu o sarcină de răcire  $12,6 \text{ kW}$ .

În conformitate cu ultimul pas al algoritmului propus în [Visa, Moldovan et al, 2014b] se analizează două mixuri de energii regenerabile. În ambele variante sunt avute în vedere un sistem solar termic și un sistem geotermic cu pompă de căldură pentru asigurarea apei calde de consum și a încălzirii spațiului. Pentru răcirea spațiului, în primul mix se ia în considerare un sistem de răcire prin adsorbție alimentat cu energie termică de un sistem solar termic, iar în al doilea mix se ia în considerare pompa de căldură utilizată pe timpul iernii la încălzire. Ambele mixuri sunt completate cu un sistem fotovoltaic pentru producerea energiei electrice necesare pentru alimentarea componentelor fiecărui mix în parte.

Pentru decelarea variantei optime de mix energetic au fost luate în considerare următoarele ipoteze:

11. Fiecare mix energetic a fost analizat pe baza unei fracții a sistemului solar termic cuprinse între 0 și 50%, contribuția pompei de căldură fiind în consecință considerată între 100%...50% pentru acoperirea necesarului de energie pentru apă caldă de consum și încălzire.

12. În fiecare scenariu, pentru a asigura confortul termic, puterea instalată a pompei de căldură trebuie să acopere sarcina de încălzire a apei calde de consum și sarcina de vârf de încălzire (de exemplu, în cel mai rău caz luând în considerare 7 zile înnorate).

13. Necesarul de răcire este acoperit în primul mix energetic de un sistem de răcire cu adsorbție. Puterea instalată a acestuia este egală cu sarcina de răcire, pentru a asigura confortul interior pe tot parcursul sezonului cald. Energia termică necesară pentru alimentarea sistemului de răcire este obținută din energia solară prin sistemul solar termic ca sursă principală și din sistemul fotovoltaic sau dintr-un cazan pe gaz ca sursă de rezervă.

14. Necesarul de răcire în al doilea mix energetic este acoperit de aceeași pompă de căldură utilizată iarna pentru încălzire, funcționând vara în mod invers. Necesarul de energie electrică pentru pompa de căldură este preluat din rețeaua națională atunci când este necesar, această energie electrică fiind introdusă în rețeaua națională pe parcursul întregului an de către sistemul fotovoltaic conectat la rețea.

15. Energia produsă de sistemul solar termic și de sistemul fotovoltaic, precum și necesarul de energie pentru alimentarea sistemului de răcire cu adsorbție și a pompei de căldură sunt calculate lunar.

Simulările au fost realizate iterativ, pentru scenarii funcționale cu diferite fracții de acoperire a necesarului de energie termică de către sistemul solar termic și respectiv de către pompa de căldură pentru fiecare dintre cele două mixuri energetice; aceste scenarii funcționale sunt nominalizate ca FS1...FS6 (mixul energetic 1) și FS7...FS12 (mixul energetic 2). Rezultatele obținute sunt prezentate în continuare pentru cele mai bune variante obținute.

În cazul primului mix de energii regenerabile, se poate obține un grad de acoperire de 100% a necesarului de energie din surse regenerabile pentru scenariul funcțional FS6 constând din: sistem solar termic cu o suprafață de 167 m<sup>2</sup> pentru a acoperi 50% din necesarul de energie pentru apă caldă de consum și încălzire al clădirii, o pompă de căldură cu o capacitate de 33,16 kW pentru acoperirea restului de 50% din acest necesar de energie, un sistem de răcire cu adsorbție cu o capacitate de 12,6 kW pentru acoperirea în totalitate a necesarului de energie pentru răcire și un sistem fotovoltaic cu o capacitate instalată de 13 kW și o suprafață de 90 m<sup>2</sup> pentru acoperirea necesarului de energie electrică al pompei de căldură. Acoperișul clădirii (450 m<sup>2</sup>) este suficient de mare pentru a instala sistemul solar termic și sistemul fotovoltaic, dar cantitatea mare de energie termică neutilizată produsă de sistemul solar termic în timpul verii reprezintă o problemă (Fig. 1.28). Dintre scenariile funcționale analizate, acest caz are cel mai mare cost de investiție inițială. O soluție mai fezabilă financiar (FS3) constă într-un sistem solar termic cu o suprafață de 49 m<sup>2</sup> pentru a acoperi 20% din necesarul de energie pentru apa caldă de consum și de încălzire a clădirii, o pompă de căldură cu o capacitate de 33,16 kW pentru a acoperi restul de 80%, un sistem de răcire cu o capacitate de 12,6 kW și un sistem fotovoltaic de 22 kW cu o suprafață de 144 m<sup>2</sup> pentru acoperirea necesarului de energie electrică al pompei de căldură, obținându-se un grad de acoperire din surse regenerabile de 98% a necesarului total de energie al clădirii. Necesarul termic neacoperit pentru răcirea solară poate fi asigurat din surse convenționale (de exemplu, gaze naturale, rețea), dar acest dezavantaj este compensat de investiția inițială semnificativ mai mică și de suprafața mai mică ocupată pe acoperiș.

În cazul celui de al doilea mix de energii regenerabile analizat, scenariul funcțional optim pentru o acoperire 100% din surse regenerabile este FS7 și constă într-o pompă de căldură cu puterea de încălzire de 33,16 kW care acoperă 100% din necesarul de energie din clădire (apă caldă de consum, încălzire și răcire) și un sistem fotovoltaic de 30 kW cu o suprafață totală de 198 m<sup>2</sup>. Costul investiției inițiale este mai mic decât în soluțiile anterioare și, de asemenea, suprafața necesară pe acoperiș este acceptabilă. Această alternativă este susținută de pompa de căldură utilizată atât pentru încălzire (mod direct), cât și pentru răcire (mod invers). Prin urmare, rafinarea intervalului dintre 100% și 80% poate duce la o soluție care include STS.

Variația necesarului lunar de energie este prezentată în figura 1.28 împreună cu energia termică calculată pentru două cazuri: (FS3) 20% și respectiv (FS6) 50% din necesarul de încălzire acoperit de sistemul solar termic și de pompa de căldură. Conform figurii 1.28, atunci când 50% din necesarul de energie pentru încălzire este acoperit de sistemul solar termic (și 50% de pompa de căldură) rezultă un exces mare de energie termică (evidențiat cu culoarea verde) punând probleme de supraîncălzire a sistemului solar termic și de deteriorare în primul rând al agentului termic utilizat și apoi al componentelor sistemului; pentru evitarea acestei probleme ar putea fi implementate mai multe soluții de protecție (instalarea

colectoarelor solar termice pe un sistem de orientare, acoperirea colectoarelor solar termice, utilizarea unui sistem de drenare a agentului termic din colectoarele solar termice etc.), dar rămâne problema fezabilității financiare (creșterea duratei de amortizare). Atunci când 20% din necesarul de încălzire este acoperit de sistemul solar termic și 80% de pompa de căldură, energia termică produsă de sistemul solar termic este utilizată aproape în întregime (99%), pentru a acoperi 79% din necesarul de energie pentru răcire și 20% din necesarul de energie pentru încălzire.

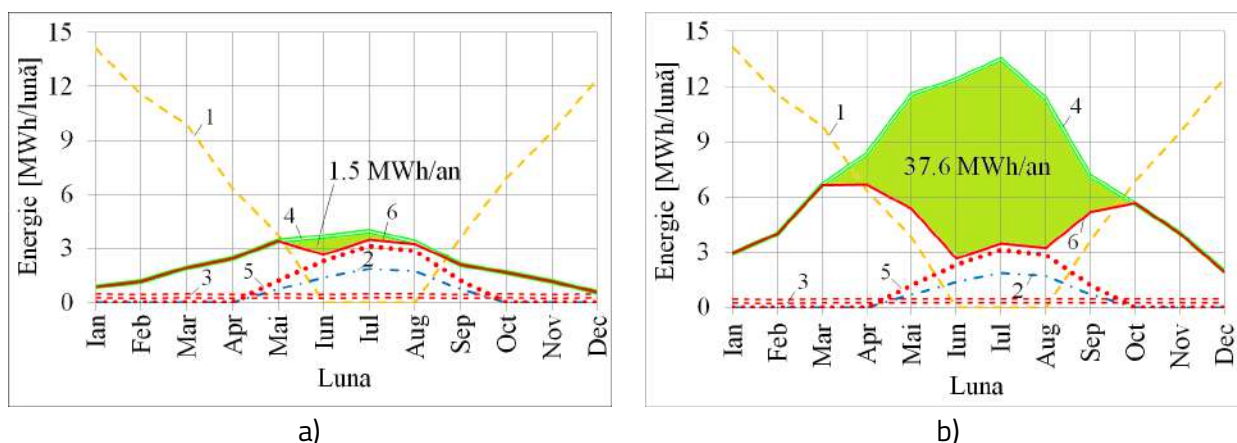


Fig. 1.28 Necesarul de energie al clădirii (1 - încălzire, 2 - răcire, 3 - apă caldă de consum), energia furnizată de sistemul solar termic, 5 - energia necesară pentru sistemul de răcire cu adsorbție, 6 - necesarul total de energie termică pentru încălzire, răcire și apă caldă menajeră pentru mixul energetic 1 în scenariul funcțional: (a) FS3 cu 20% și (b) FS6 cu 50% acoperire de sistemul solar termic [Moldovan et al, 2014c]

*Concluzionând, se poate spune că atunci când se dezvoltă o clădire cu consum aproape zero din surse neregenerabile pornind de la o clădire cu consum redus de energie, problema cheie este implementarea mixurilor optime de energie, bazate pe surse regenerabile, care ar trebui să valorifice cel mai bine potențialul surselor regenerabile disponibile în zonă, sistemele de energie regenerabilă existente (dacă există) și să acopere cererea de încălzire, răcire și electricitate în cea mai mare măsură. Varianta optimă a acestui mix se obține printr-o metodologie de proiectare integrată având în vedere profilul climatic în funcție de care se determină cerințele de încălzire și răcire pe parcursul anului; metodologia presupune utilizarea soluțiilor de proiectare pasive și dubla funcționalitate a sistemelor utilizate: a pompei de căldură (încălzire și răcire) și a sistemelor solar termice (preparare apă caldă de consum și agent termic pentru sistemul de răcire prin adsorbție).*



Dezvoltarea clădirilor eficiente, durabile și la prețuri accesibile necesită combinații de măsuri pasive și active care exploatează caracteristicile specifice locației clădirii. Una din aceste măsuri constă în creșterea suprafețelor vitrate a pereților orientați spre Sud pentru a utiliza pasiv energia solară în perioada rece a anului și a reduce necesarul de energie pentru încălzire. Această măsură însă, în climatele temperate, are drept consecință directă creșterea necesarului de energie pentru răcirea clădirii în sezonul cald. Folosind date colectate pe parcursul a trei ani într-un climat temperat continental montan (2013-2015), în lucrarea *Enhanced sustainable cooling for low energy office buildings in continental temperate climate* [Moldovan et al, 2017b] publicată în ASCE Journal of Energy Engineering (Q4, **factor de impact 1,346 în 2017 și 2,000 în 2023**) este analizată o soluție de compensare a acestui fenomen prin utilizarea ventilației naturale ca metodă pasivă de răcire pe timp de noapte și prin utilizarea unui sistem activ de răcire în beton temperat în timpul zilei în spațiile mari de birouri din clădirile eficiente energetic. Ca studiu de caz este analizată clădirea L7 din Institutul de Cercetare Dezvoltare al Universității Transilvania din Brașov (Fig. 1.29a). Întreaga clădire a fost modelată virtual 3D cu modulul Trnsys3D pentru aplicația Google SketchUp (Fig. 1.29b) în care fiecare încăpere a fost definită ca o zonă termică separată.

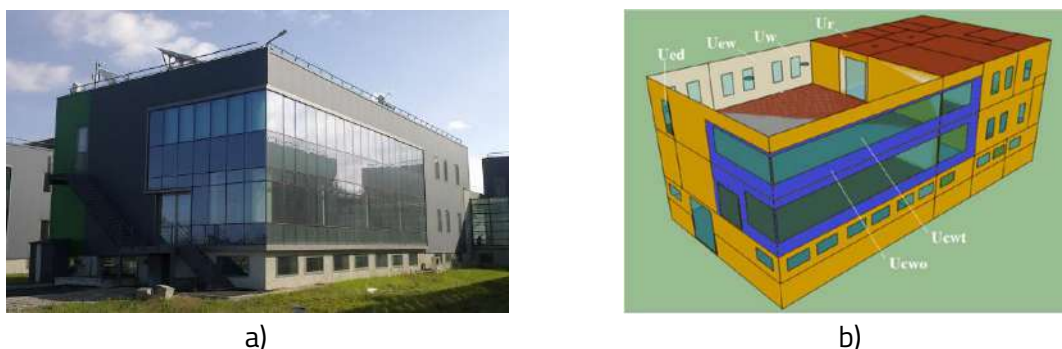


Fig. 1.29 Vedere exterioară a clădirii L7 (a) și modelul 3D al acesteia (b) [Moldovan et al, 2017b]

Modelul a fost importat în aplicația Trnsys utilizând modulul TRNBuild, unde au fost adăugate informații generale și informații specifice clădirii. Informațiile generale au inclus orientarea clădirii și emisfera, proprietățile de bază ale materialelor, lista de date de intrare (temperatura aerului exterior și umiditatea relativă, intensitatea radiației solare, orientarea clădirii față de punctele cardinale, temperatura efectivă a cerului, temperatura solului și reflexivitatea solului) și lista de date de ieșire (temperatura aerului interior și sarcina de răcire sensibilă). După inițializarea parametrilor generali s-au introdus informații specifice pentru fiecare zonă termică zona: datele de regim (volum, capacitate, valorile inițiale ale temperaturii și umidității relative a aerului), tipurile și categoriile de pereți și ferestre, precum și datele echipamentelor opționale și specificațiile de funcționare (infiltrații, ventilație, răcire, încălzire, aporturi). Noul fișier de date TRNBuild a fost folosit pentru a crea un nou proiect de clădire multizonă în TRNSYS 17 Simulation Studio (Fig. 1.30).

Datele meteorologice măsurate local au fost transferate în Meteororm unde au fost formate în fișier de tip tmy pentru a putea fi importate în modulul de date meteo; orientarea clădirii și programul de pornire și oprire a sistemului de iluminat au fost incluse în modulul de setări inițiale; intensitatea radiației solare incidente pe fiecare perete și fereastră a clădirii a fost calculată în funcție de orientarea azimutală definită în modulul de unghiuri azimutale; funcționalitatea sistemului de iluminat a fost simulată prin intermediul modulului de iluminat. Datele de ieșire sunt prezentate sub formă grafică pentru temperaturi prin intermediul modulului de temperatură și sub formă grafică și exportate în fișier cu valori pentru sarcina sensibilă de răcire prin intermediul modulului de răcire. Suplimentar, valorile intensității radiației solare sunt prezentate grafic prin intermediul modulului de intensitate a radiației solare.

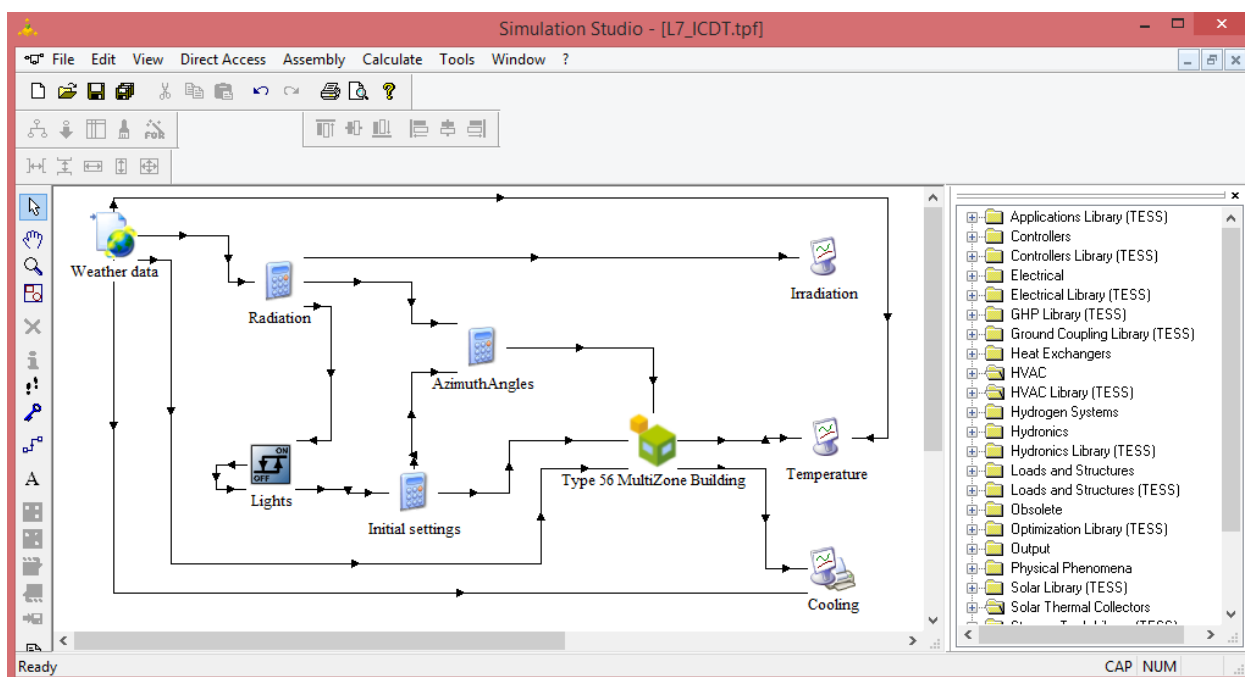


Fig. 1.30 Interfața Trnsys Simulation Studio utilizată pentru evaluarea necesarului de energie pentru răcirea clădirii L7 [Moldovan et al, 2017b]

Aplicația TRNSYS 17 a fost utilizată pentru a evalua prin simulări numerice sarcina orară și necesarul lunar de energie pentru răcire în funcție de amplasamentul și caracteristicile clădirii. Evaluarea s-a realizat pe baza bilanțului energetic pentru calculul sarcinii, conform procedurii descrise în [ASHRAE, 2013]. Simulările au acoperit în totalitate trei ani de monitorizare. Au fost utilizate două tipuri de date de intrare: (1) parametrii meteorologici mășurați la fața locului în cursul anilor 2013, 2014 și 2015 și (2) baza de date Meteororm 1991–2010 (Fig. 1.31) interval care a fost ales ca fiind cel mai apropiat de perioada experimentală, evitând astfel incertitudinea scenariilor predictive.

Temperaturile aerului exterior înregistrate local în perioada ianuarie 2013 - decembrie 2015 au permis evaluarea temperaturii minime, medii și maxime a aerului exterior pentru fiecare lună, așa cum este prezentat în figura 1.31a. Pentru a contura potențialul de răcire prin ventilația naturală de noapte, variația temperaturii aerului exterior în timpul nopții (20:00-06:00) a fost reprezentată prin dreptunghiuri suprapuse peste temperatura aerului exterior pe parcursul întregii zile (0:00-24:00) trasate cu linii groase. După cum arată datele, există nopți cu temperaturi exterioare suficient de scăzute, potrivite pentru ventilație naturală nocturnă chiar și în lunile iulie și august. În figura 1.31a sunt incluse și temperaturile medii lunare ale aerului exterior interpolate din baza de date Meteonorm 1991-2010 pentru Brașov, împreună cu valorile minime și maxime calculate utilizând o amplitudine a temperaturii aerului exterior de  $7^{\circ}\text{C}$ . Rezultatele arată că valorile maxime măsurate la fața locului sunt mai mari decât cele simulate în fiecare lună, astfel încât sarcina de răcire de vârf reală este mai mare decât cea estimată. Deoarece tendința de încălzire globală este în curs, putem concluziona că o evaluare precisă necesită date monitorizate la fața locului, atât pentru sarcina de răcire, cât și pentru necesarul de energie de răcire.

Valorile lunare ale energiei solare globale măsurate în plan orizontal ( $E_{Gh}$ ) în perioada de monitorizare sunt reprezentate grafic în figura 1.31b împreună cu energia solară estimată pentru Brașov folosind baza de date Meteonorm. Din figură rezultă o potrivire bună a datelor măsurate la fața locului și a valorilor preluate din baza de date Meteonorm 1991-2010 pentru primele șase luni ale anului; diferențe semnificative apar în iulie și august, când valorile măsurate au fost semnificativ mai mari. Deoarece energia solară este principalul factor care influențează necesarul de energie pentru răcirea clădirii, aceste diferențe sunt importante în proiectarea sistemului de răcire și subliniază încă o dată nevoia de măsurători la fața locului pe parcursul a cel puțin unui an.

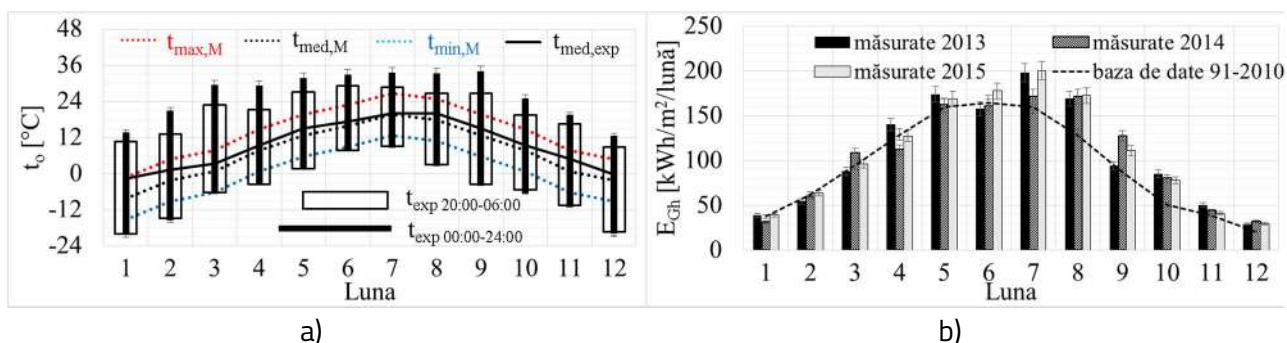


Fig. 1.31 Parametrii meteorologici utilizați în simularea numerică a necesarului de energie pentru răcirea clădirii L7: temperatura aerului exterior (a) și energia solară globală orizontală (b) [Moldovan et al, 2017b]

Rezultatele din figura 1.31b arată că în lunile iulie și august se înregistrează necesarul cel mai ridicat de energie de răcire. Cu toate acestea, există o variabilitate zilnică semnificativă a acestor valori; o variație mai detaliată este prezentată pentru august 2013, 2014 și 2015 în figura 1.32a pentru energia solară globală zilnică măsurată în plan orizontal și în figura 1.32b pentru temperatura medie zilnică, minimă și maximă a aerului exterior.

Au fost înregistrate cantități semnificative de energie solară în luna august a fiecărui an, cu valori zilnice mai mari de  $5 \text{ kWh/m}^2$ , rezultând valori crescute ale temperaturii aerului exterior. După cum arată datele din figura 1.32b, temperatura medie zilnică a aerului exterior ( $t_{\text{mean,exp}}$ ) nu depășește (în majoritatea zilelor) temperatura de confort a aerului interior ( $24^\circ\text{C}$ ), cu valori minime mai mici de  $18^\circ\text{C}$  în toate nopțile, ceea ce implică faptul că ar putea fi aplicată ventilația naturală de noapte. Mai mult, au existat zile în care temperaturile maxime ale aerului exterior ( $t_{\text{max,exp}}$ ) erau mai scăzute decât temperatura de confort, când ventilația naturală de zi putea fi folosită și pentru răcire. Astfel, ventilația naturală reprezintă o opțiune viabilă pentru scăderea necesarului de energie pentru răcire fapt pentru care au fost efectuate în continuare experimente și calcule de modelare suplimentare pentru a estima contribuția acesteia.

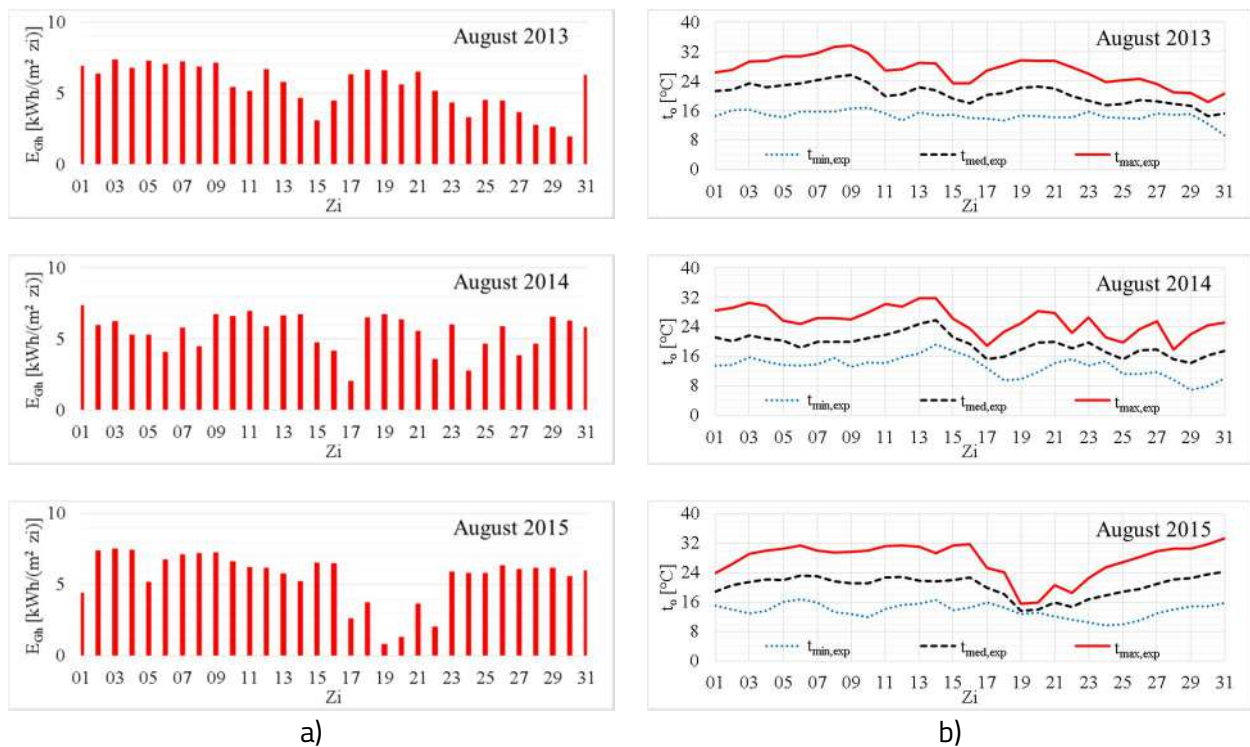


Fig. 1.32 Valorile zilnice ale energiei solare globale măsurate în plan orizontal (a) și ale temperaturii aerului exterior (b) în lunile August ale anilor 2013, 2014 și 2015 [Moldovan et al, 2017b]

Necesarul de energie pentru răcirea clădirii este evaluat în continuare pe baza temperaturii măsurate a aerului interior și prin simulări numerice în aplicația TRNSYS.

Pentru măsurarea temperaturii aerului interior, în primul an (ianuarie-decembrie 2013), în încăperea de tip Open Office de la primul etaj au fost instalați cinci senzori marcați cu SW, NW, C1, C2 și C3 în figura 1.33a. În urma analizei valorilor măsurate, s-au constatat diferențe mari de temperatură a aerului interior, de până la 10°C, între cele cinci puncte de măsurare, evidențiind necesitatea creșterii numărului de puncte de măsurare. Începând cu luna ianuarie 2014, suprafața încăperii a fost împărțită în două zone principale (Nord și de Sud) și au fost montați 31 de senzori: în zona de Nord au fost montate două rânduri a câte cinci senzori; în zona de Sud, mai expusă la radiația solară, sunt necesare măsurători în mai multe puncte, prin urmare, au fost instalate două rânduri de senzori simetrice cu cele din zona de Nord, dar cu câte șapte senzori pe rând, împreună cu un rând suplimentar pentru a monitoriza temperatura de pe suprafața interioară a peretelui cortină sudic (Fig. 1.33b). Valorile temperaturii au fost măsurate continuu și înregistrate la fiecare 5 minute. Viteza aerului din interior a fost măsurată în diferite puncte din încăpere și datorită faptului că s-au înregistrat viteze foarte mici (sub 0,1 m/s), acestea nu au fost luate în considerare în lucrare.

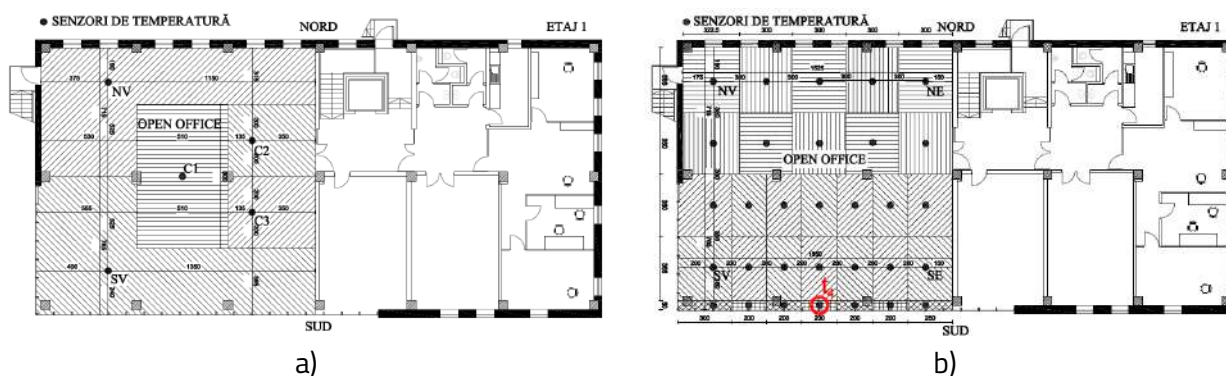


Fig. 1.33 Amplasarea senzorilor de temperatură în 2013 (a) și începând cu 2014 (b) [Moldovan et al, 2017b]

În continuare, pentru estimarea necesarului de energie pentru răcire și a eficienței măsurilor implementate, au fost stabilite trei moduri de funcționare diferite:

Anul 1 (2013): încăperea a fost monitorizată fără ventilație naturală de noapte și fără funcționarea sistemului de răcire; ferestrele au fost deschise aleator de utilizatori doar pe timpul zilei; având în vedere acest mod de funcționare, anul 2013 a fost stabilit ca referință.

Anul 2 (2014): pe lângă deschiderea aleatorie diurnă a ferestrelor, a fost implementat un program de ventilație naturală nocturnă în lunile cu necesar de răcire (din mai până în septembrie): toate cele șase ferestre nordice au fost deschise seara (la 20:00) și au fost închise dimineața (la 6:00); sistemul activ de răcire nu a fost folosit.



Anul 3 (2015): monitorizarea s-a concentrat pe perioada cea mai călduroasă (august), când un program activ de răcire prin activarea sistemului de răcire din tavan combinat cu ventilație naturală de noapte a fost efectuat 24/7 cu o temperatură setată la 24°C pentru aerul interior în prima jumătate a lunii (1- 17 august 2015). După 17 august 2015 s-a înregistrat o scădere semnificativă a aporturilor solare și a temperaturii aerului exterior, făcând ca răcirea activă să nu fie necesară. Luna august a fost luna de vacanță în toți cei trei ani de monitorizare, fără utilizatori în încăperea (deci fără ventilație naturală aleatorie de zi) și acest lucru a permis o comparație realistă a modurilor de funcționare.

Pe baza modelului matematic propus în lucrare a fost evaluat necesarul de energie pentru răcire pentru fiecare din cele trei moduri de funcționare iar rezultatele au fost comparate cu simulările realizate în aplicația Trnsys după cum urmează.

Anul 2013, doar cu deschiderea aleatorie a ferestrelor de către utilizatori.

Rezultatele experimentale bazate pe valorile măsurate ale temperaturii aerului interior ( $E_E$ ) sunt prezentate în figura 1.34 și utilizate pentru verificarea modelului utilizat pentru simulare. Rezultatele simulărilor realizate în TRNSYS pe baza datelor măsurate local în anul 2013 sunt comparate în figura 1.34 cu rezultatele simulărilor realizate în TRNSYS pe baza datelor preluate din Meteororm ca valori medii pentru perioada 1990-2010. După cum era de așteptat, rezultatele pe baza parametrilor de intrare mășurați local diferă de cele obținute pe baza datelor Meteororm datorită interpolării și medierii acestora din urmă. Diferențele mari din lunile mai, iunie, iulie și septembrie sunt cauzate de faptul că în încăperea s-au desfășurat activități specifice și ocupanții au deschis aleatoriu ferestrele beneficiind de ventilație naturală de zi atunci când parametrii exteriori o permiteau. Doar luna august a fost vacanță, prin urmare această lună corespunde de fapt cazului ideal simulat în Trnsys. Datele arată că sarcina de vârf este bine modelată de TRNSYS folosind date locale (abatere relativă de doar 2%) pentru luna august. Acest lucru a dus la concluzia că modelul TRNSYS bazat pe date locale de intrare reprezintă un instrument de încredere în estimarea necesarului de energie pentru răcire.

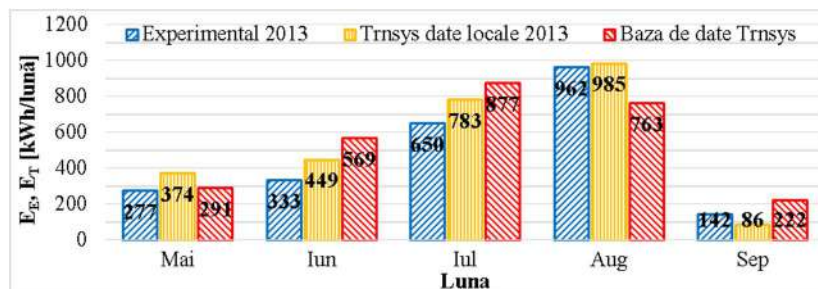


Fig.1.34 Necesarul lunar de energie pentru răcire obținut experimental ( $E_E$ ) și prin simulări numerice ( $E_T$ ) pe baza datelor de intrare măsurate local sau din baza de date Meteororm [Moldovan et al, 2017b]

Variația zilnică a temperaturilor aerului interior măsurate de cei cinci senzori, a aerului exterior și a necesarului de energie de răcire este prezentată în figura 1.35 pentru luna august 2013. Fără nicio măsură de răcire (pasivă sau activă), luna august a rezultat luna cu cel mai mare necesar lunar de energie pentru răcire cu valori zilnice cuprinse între 10 și 44 kWh (Fig. 1.35b); zilele caniculare consecutive au dus la acumularea de căldură în masa termică a clădirii și implicit la o creștere continuă a temperaturii aerului interior (Fig. 1.35a). Au fost măsurate temperaturi ridicate ale aerului interior (peste 28°C), cu valori maxime de până la 38°C în colțul de Sud-Vest, în mare parte vitrat, trasate cu roșu în figura. 1.35a, în timp ce temperatura măsurată de ceilalți senzori a fost semnificativ mai scăzută, atât ca valoare cât și ca amplitudine.

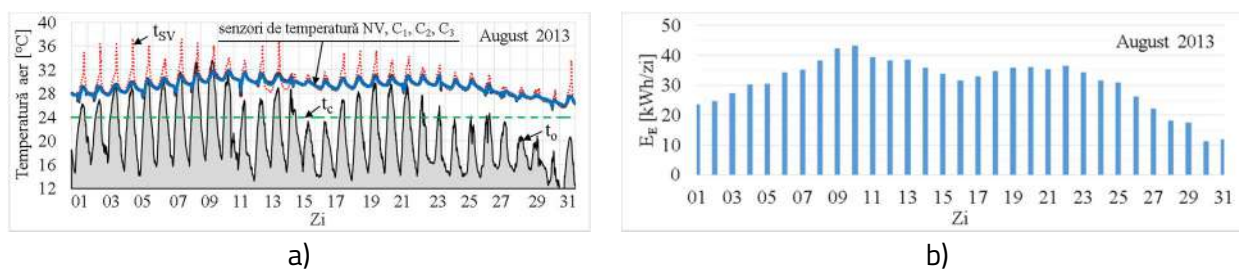


Fig. 1.35 Variația zilnică a temperaturii aerului interior și exterior (a) și a necesarului de energie pentru răcire (b) în august 2013 [Moldovan et al, 2017b]

#### Efectul ventilației naturale nocturne (anul 2014)

Ventilația naturală de noapte controlată a fost utilizată din mai până în septembrie 2014 iar variația necesarului lunar de energie pentru răcire ( $E_E$ ) determinat pe baza valorilor masurate a temperaturii aerului interior este prezentat în figura 1.36. Pentru a evalua reducerea necesarului de energie pentru răcire, s-au făcut simulări în TRNSYS, fără ventilație naturală de noapte, pe baza datelor exterioare măsurate local în 2014. Rezultatele arată o reducere semnificativă a necesarului de energie pentru răcire în iunie (97%), septembrie (82%), mai (77%) și iulie (73%). În luna august, reducerea a fost de doar 33%, din cauza temperaturilor ridicate ale aerului exterior, neadecvate pentru ventilația naturală.

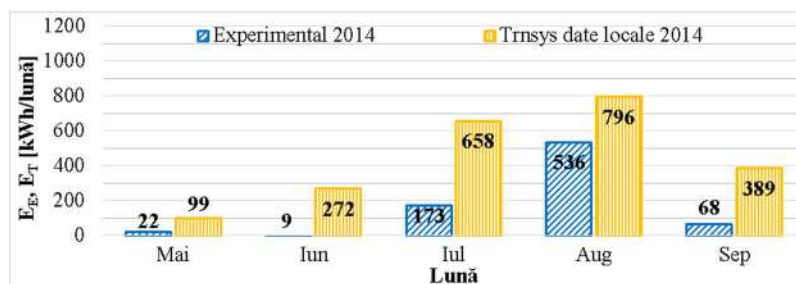


Fig.1.36 Necesarul lunar de energie pentru răcire obținut experimental ( $E_E$ ) și prin simulări numerice ( $E_T$ ) pe baza datelor de intrare măsurate local în 2014 [Moldovan et al, 2017b]

Detalii privind temperaturile interioare măsurate zilnic și necesarul de energie pentru răcire în luna august 2014 sunt prezentate în figura 1.37. Rezultatele arată că energia termică stocată în zilele consecutive foarte calde (13 – 15 august) și temperaturile exterioare mai mari de 18°C din timpul nopții limitează efectul natural de ventilație nocturnă.

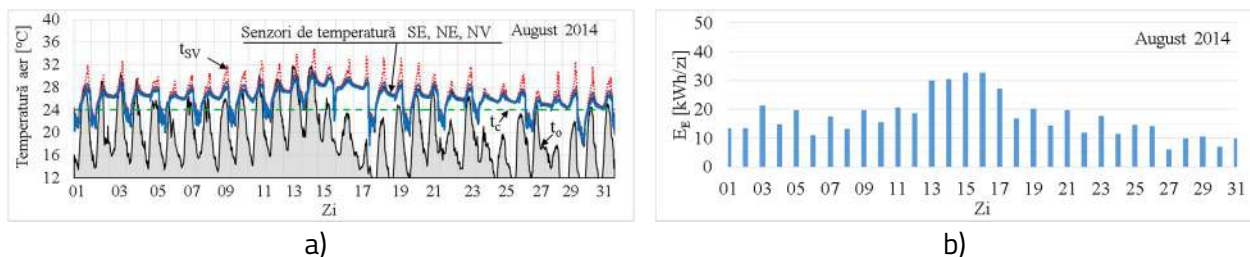


Fig. 1.37 Variația zilnică a temperaturii aerului interior și exterior (a) și a necesarului de energie pentru răcire (b) în August 2014 [Moldovan et al, 2017b]

Rezultatele au permis tragerea concluziei că ventilația naturală de noapte aduce reduceri semnificative ale necesarului de energie pentru răcire. Această scădere este importantă în balanța energetică a clădirii cu consum redus de energie (și implicit a clădirii cu consum aproape zero de energie din surse neregenerabile). Totuși, în etapa de proiectare, valorile de vârf vor impune capacitatea (și costul) echipamentului. Pentru a evalua influența ventilației naturale de noapte asupra sarcinii de răcire, a fost aleasă cea mai caldă zi din august 2014 pentru a compara sarcina de răcire experimentală cu ventilație naturală de noapte (evaluată pe baza temperaturilor măsurate ale aerului din interior) și sarcina de răcire simulată în TRNSYS fără ventilație naturală de noapte (Fig. 1.38). Pe parcursul întregului program de lucru, sarcina de răcire atunci când se aplică ventilația naturală de noapte este mai mică decât în cazul fără ventilație naturală de noapte, cu sarcina de vârf micșorată de la 6,3 kW la 5,22 kW și de aceea se recomandă ca puterea instalată a sistemului de răcire să fie redusă pentru a evita supradimensionarea acestuia.

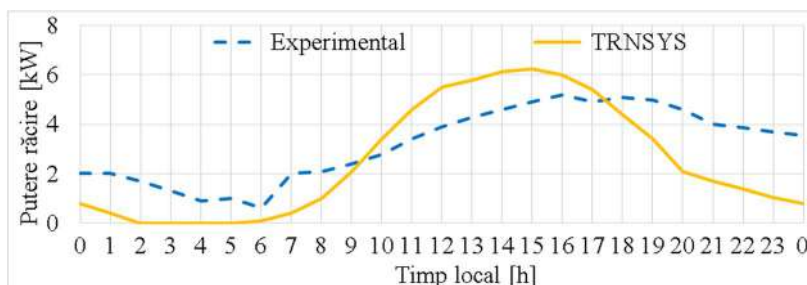


Fig. 1.38 Sarcina de răcire determinată experimental cu ventilație naturală de noapte și prin simulări în TRNSYS fără ventilație naturală de noapte pentru cea mai caldă zi din august 2014 [Moldovan et al, 2017b]



### Efectul combinat al ventilației naturale de noapte și al răcirii active (august 2015)

În prima jumătate a lunii august 2015, a fost aplicată o procedură combinată de ventilație naturală pe timp de noapte și răcire activă prin tavan, iar rezultatele arată că necesarul zilnic de energie pentru răcire scade la 7 kWh/zi (Fig. 1.39); pentru cele 17 zile, prin simulare în Trnsys folosind date locale, se arată că necesarul de energie pentru răcire fără ventilație naturală de noapte și fără răcire activă este de 692 kWh, în timp ce necesarul experimental de energie pentru răcire cu ventilație naturală de noapte și răcire activă este de doar 82 kWh, ceea ce corespunde unei reduceri de 88%. Efectul măsurilor combinate este vizibil în variația temperaturii aerului din interior (Fig. 1.39a) cu o valoare medie de 24,4°C și valori de vârf doar în colțul SW (până la 29,2°C, după-amiaza devreme la ora 16:00).

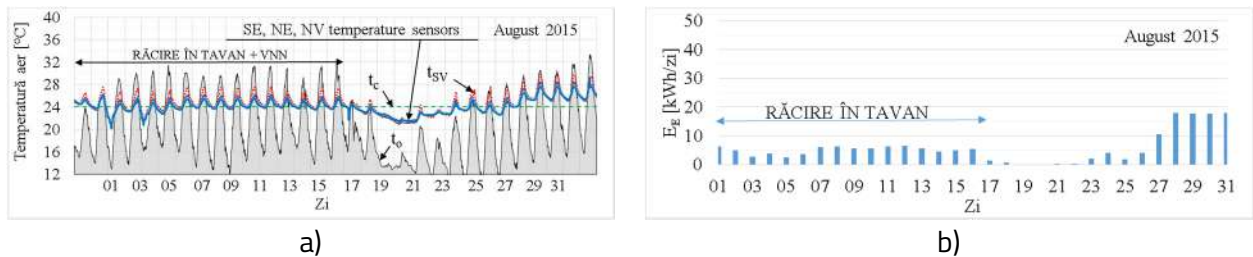


Fig. 1.39 Variația zilnică a temperaturii aerului interior și exterior (a) și a necesarului de energie pentru răcire (b) în August 2015 [Moldovan et al, 2017b]

Este important de subliniat că această reducere a fost obținută folosind o pompă de căldură existentă, instalată pentru încălzire în timpul sezonului rece (când funcționează în regim direct); aceasta poate suplimenta ventilația naturală de noapte pentru răcire, atunci când este necesar (funcționând în regim invers).

Pentru evaluarea corectă a necesarului de energie pentru răcire într-o încăpăre de birouri cu suprafața mare, trebuie ținut cont de gradientul de temperatură interioară care de obicei este mare și poate fi exploatat în continuare pentru reducerea cererii reale de energie pentru răcire.

În acest sens, a fost aleasă cea mai călduroasă zi (12 august 2015) pentru a evalua variația temperaturii aerului din interior (Fig. 1.40) și comparată cu temperatura aerului exterior ( $t_o$ ) și temperatura de confort ( $t_c$ ) de 24°C [ASHRAE, 2013]. Programul de ventilație naturală de noapte a constat în deschiderea ferestrelor seara, la ora 20:00 (moment marcat cu ON în Fig.1.40) și închiderea lor în dimineața următoare la ora 06:00 (moment marcat cu OFF în aceeași figură). Sistemul activ de răcire prin plafon a funcționat 24 de ore pe zi, doar în jumătatea de Sud a încăperii.

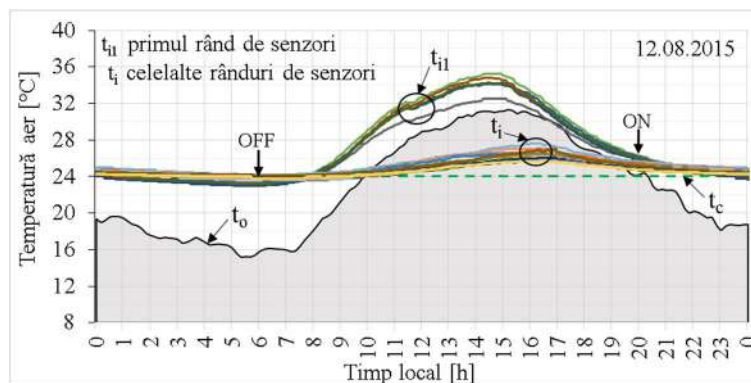


Fig. 1.40 Variația zilnică a temperaturii aerului interior măsurate de primul rând de senzori amplasați lângă fațada sudică ( $t_{i1}$ ) și de ceilalți senzori de temperatură ( $t_i$ ), și a temperaturii aerului exterior ( $t_o$ ) în 18 August 2015 [Moldovan et al, 2017b]

Pe timpul nopții, temperatura aerului exterior a fost tot timpul mai scăzută decât temperatura aerului interior și, prin urmare, ventilația nocturnă a contribuit la scăderea sarcinii de răcire. Din cauza căldurii acumulate în masa termică a încăperii și a temperaturilor destul de ridicate ale aerului exterior, efectul ventilației naturale nocturne este limitat, iar temperatura aerului interior este doar puțin mai scăzută decât temperatura de confort ( $t_c$ ). Diferența de numai 6...7°C între temperatura exterioară și cea interioară nu a fost suficientă pentru a compensa dispersia căldurii din masa termică a clădirii. Studii ulterioare sunt necesare pentru a stabili ponderea optimă între ventilația naturală pe timp de noapte și răcirea activă pentru asigurarea cererii de energie pentru răcirea încăperii.

În timpul zilei, primul rând de senzori ( $t_{i1}$ ) a înregistrat cele mai mari valori ale temperaturii interioare, de până la 35,2°C, în timp ce ceilalți au ajuns la maxim 27,6°C. Astfel, cu excepția senzorilor de temperatură de lângă peretele cortină, temperatura interioară a avut valori apropiate de pragul de confort, cu o variație graduală în încăpere, aspect care a fost investigat în continuare.

Valorile temperaturilor aerului interior măsurate la patru momente reprezentative ale zilei sunt reprezentate în figura 1.41, unde axa orizontală reprezintă distanța de la fațada de Vest, iar axa verticală reprezintă distanța de la fațada de Sud.

Rezultatele obținute arată că:

- în cursul dimineții (Fig. 1.41a), temperaturile aerului interior au fost apropiate de temperatura de confort în întreaga încăpere; distribuția uniformă a temperaturilor aerului din interior este consecința utilizării unui sistem natural de ventilație nocturnă și a unui sistem de răcire prin tavan capabil să reducă și să omogenizeze (în timpul celor 10 ore de noapte) temperaturile aerului și ale clădirii;

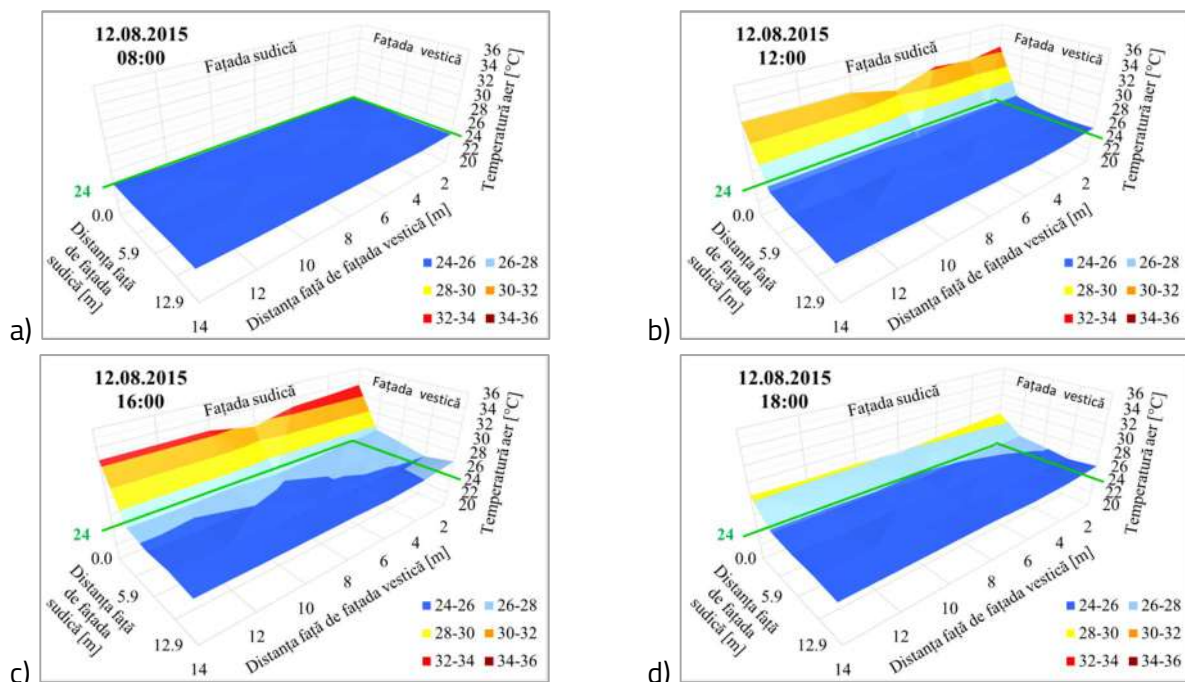


Fig. 1.41 Variația temperaturii aerului interior în 12.08.2015: (a) dimineața, la 8:00; (b) la prânz, 12:00; (c) dupămasa, la 16:00; (d) după terminarea programului de lucru, la 18:00 [Moldovan et al, 2017b]

- cea mai mare temperatură interioară înregistrată la amiază este de  $32,7^{\circ}\text{C}$  lângă peretele cortină; cu toate acestea, celelalte patru rânduri de senzori arată temperaturi cuprinse între  $24,5^{\circ}\text{C}$  și  $25,8^{\circ}\text{C}$ , sub temperatura de confort (Fig. 1.41b). Astfel, dacă birourile utilizatorilor sunt poziționate la mai mult de 2,5 m față de peretele cortină, sarcina reală de răcire poate fi considerată mult mai mică. În plus, pot fi utilizate măsuri pasive suplimentare (de exemplu, jaluzele) pentru a rezolva, cel puțin parțial, această problemă;

- la ora 16:00, temperatura a depășit  $26^{\circ}\text{C}$  în toată jumătatea de Sud a încăperii în timp ce în cealaltă jumătate este de aproape  $26^{\circ}\text{C}$ ; acest moment al zilei are sarcina de răcire de vârf, evidențiind efectul fațadelor vitrate asupra temperaturii aerului interior (Fig. 1.41c);

- la ora 18:00, scăderea temperaturii aerului exterior și a radiației solare a dus la scăderea temperaturii aerului interior, astfel la sfârșitul zilei de lucru se înregistrează valori mai mici de  $26^{\circ}\text{C}$ , cu excepția primului rând de senzori (Fig.1.41d).

Aceste rezultate subliniază faptul că, în primul rând, ar trebui implementate măsuri pasive (de exemplu, elemente de umbrire exterioare/interioare) pentru a reduce aporturile solare, aceste măsuri fiind eficiente deoarece, odată implementate, nu generează costuri de funcționare. Ulterior, ventilația naturală trebuie aplicată extensiv atunci când temperatura aerului exterior o permite, necesarul de energie fiind redus (doar pentru actuatorile ferestrelor și sistemul de control al acestuia) și capacitatea sistemelor de răcire diminuată. În cele din urmă, sistemul de răcire ar trebui să fie activat doar în acele zone în care este nevoie de răcire (zonarea termică), optimizând astfel capacitatea sistemului și consumul de energie.



Mixul energetic implementat în Institutul de Cercetare Dezvoltare al Universității Transilvania din Brașov este continuu monitorizat [Burduhos et al, 2017]. O sinteză a rezultatelor obținute în anii 2015 și 2016 a fost prezentată în volumul *Nearly Zero Energy Communities*, publicat în editura Springer [Visa et al, 2017c] având ca scop evaluarea gradului de acoperire al necesarului de energie electrică și termică al unor clădiri din cadrul Institutului și capacității sistemelor de energii regenerabile care ar trebui instalate pentru a acoperi necesarul de energie termică și electrică pentru întregul Institut.

Pentru determinarea gradului de acoperire a necesarului de energie electrică al clădirii L7 au fost prelucrate datele înregistrate în 2015 și 2016 referitoare la consumul de energie electrică al clădirii L7 și la energia electrică produsă de un sistem fotovoltaic de 12 kWp instalat pe acoperișul de tip terasă al clădirii L11. Consumul anual de energie electrică al clădirii L7 a fost de 37,5 MWh în 2015 și 35,8 MWh în 2016 cu valorile lunare prezentate în figura 1.43. Valorile cele mai ridicate (peste 4 MWh/lună) au fost înregistrate în lunile august și septembrie.

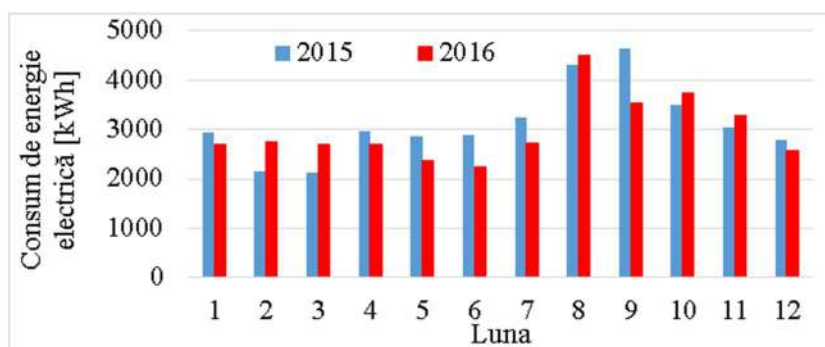


Fig. 1.43 Consumul de energie electrică al clădirii L7 în 2015 și 2016 [Visa et al, 2017c]

Producția anuală de energie electrică a sistemului fotovoltaic a fost de 12,5 MWh în 2015 și 11,5 MWh în 2016 cu valorile lunare prezentate în figura 1.44. Valorile cele mai ridicate (peste 1,5 MWh/lună) au fost înregistrate în lunile mai, iunie, iulie și august.

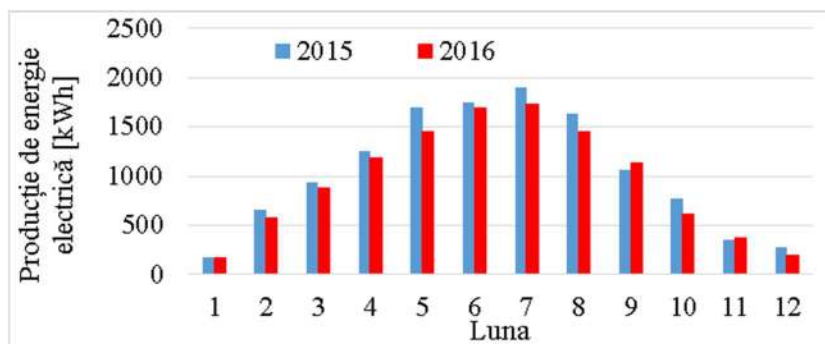


Fig. 1.44 Producția de energie electrică a sistemului fotovoltaic de 12 kWp în 2015 și 2016 [Visa et al, 2017c]



Raportând energia electrică produsă de sistemul fotovoltaic de 12 kWp la consumul de energie electrică al clădirii L7 rezultă valori anuale ale gradului de acoperire de 33,3% în 2015 și respectiv 32% în 2016 și valorile lunare prezentate în figura 1.45. Valorile cele mai ridicate (peste 50%) au fost înregistrate în lunile mai, iunie și iulie. Pentru a acoperi în totalitate necesarul anual de energie electrică al clădirii L7, numărul de module fotovoltaice similare cu cele existente trebuie majorat la 100 în cazul adoptării unui sistem fotovoltaic fix cu un unghi de înclinare optim de  $35^\circ$  care ar ocupa o suprafață de  $290 \text{ m}^2$ , respectiv la 144 dacă acestea sunt instalate orizontal pentru a micșora suprafața de acoperiș ocupată la  $230,4 \text{ m}^2$ .

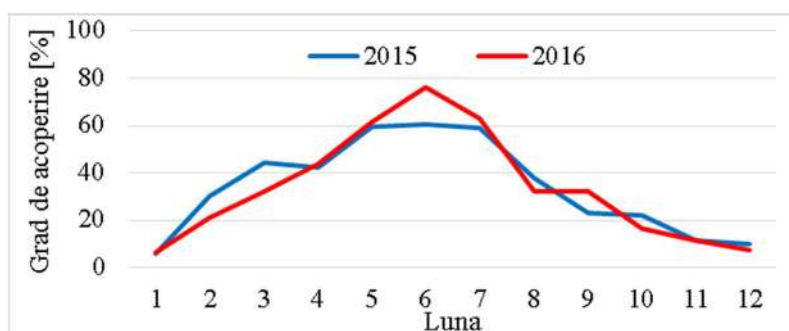


Fig. 1.45 Gradul de acoperire al necesarului de energie electrică al clădirii L7 în 2015 și 2016 [Visa et al, 2017c]

În plus față de evaluarea gradului de acoperire, în lucrare este evaluată și eficiența sistemului fotovoltaic (Fig. 1.46) prin raportarea energiei electrice produse de acesta la energia solară captată determinată cu ajutorul unei stații Solys 2 SunTracker utilizată pentru măsurarea intensității radiației solar în fiecare minut. Eficiența medie anuală a sistemului fotovoltaic a fost de 12,41% în 2015 și de 11,97% în 2016. Așa cum era de așteptat, cea mai scăzută producție și cele mai scăzute eficiențe se înregistrează în lunile de iarnă (noiembrie, decembrie și ianuarie) când zăpada și gheața acoperă modulele fotovoltaice. În lunile de vară, randamentul mediu al sistemului fotovoltaic este de aproximativ 12,5% ca urmare a temperaturii mai ridicate a aerului exterior care diminuează efectul de răcire a modulelor fotovoltaice prin convecție naturală și implicit eficiența acestora.

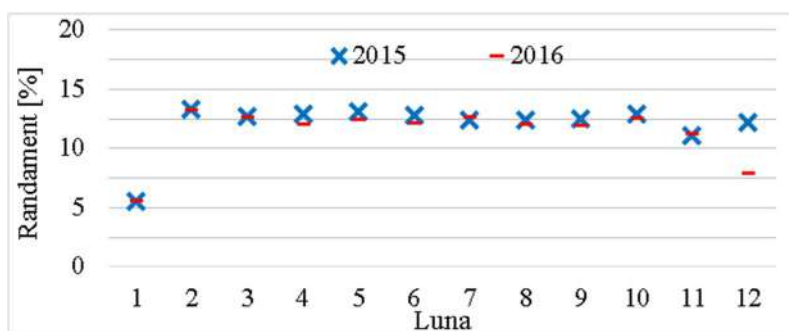


Fig. 1.46 Randamentul sistemului fotovoltaic cu puterea instalată de 12 kWp [Visa et al, 2017c]

Pentru determinarea gradului de acoperire a necesarului de energie termică pentru încălzirea apei calde menajere în clădirea L7 au fost prelucrate datele înregistrate în 2015 și 2016 referitoare la consumul de energie termică pentru prepararea apei calde în clădirea L7 și la producția de energie termică a unui sistem solar termic instalat pe clădirea L10.

Consumul anual de energie termică pentru prepararea apei calde menajere a fost de 4244 kWh cu valorile lunare prezentate în figura 1.47. Acest consum de energie termică este semnificativ mai mic decât cel de energie electrică deoarece apa caldă menajeră este utilizată doar la lavoarele din grupurile sanitare.

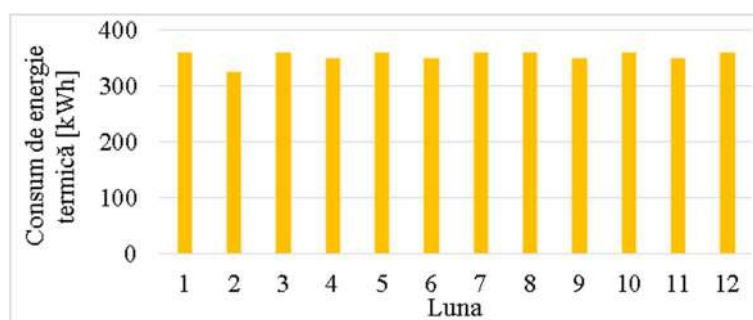


Fig. 1.47 Consumul lunar de energie termică pentru apa caldă menajeră în clădirea L7 [Visa et al, 2017c]

Producția anuală de energie termică a sistemului solar termic a fost de 2693 kWh în 2015 și 2900 kWh în 2016 cu valorile lunare prezentate în figura 1.48. Valori mai reduse au fost înregistrate în majoritatea lunilor din 2015 față de 2016 din cauza temperaturilor aerului exterior mai reduse care au generat pierderi termice mai ridicate la nivelul colectoarelor solar termice. Valorile cele mai ridicate (peste 300 kWh/lună) au fost înregistrate în lunile iunie, iulie și august.

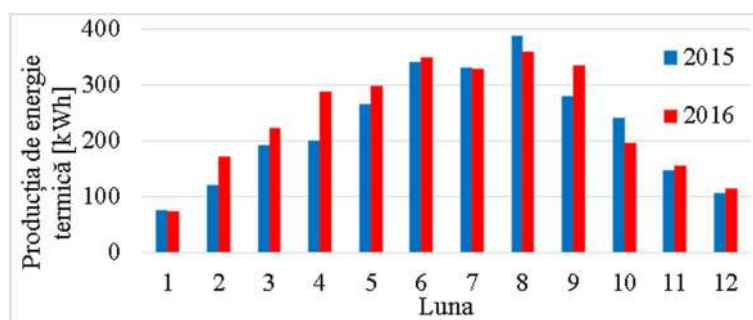


Fig. 1.48 Producția de energie termică a sistemului solar termic de pe clădirea L10 în 2015 și 2016 [Visa et al, 2017c]

Raportând energia termică produsă de sistemul solar termic la consumul de energie termică al clădirii L7 rezultă valori anuale ale gradului de acoperire de 63,5% în 2015 și respectiv 68,3% în 2016, și valorile lunare prezentate în figura 1.49. Valorile cele mai ridicate (peste 50%) au fost înregistrate în lunile iunie, iulie, august și chiar septembrie. Pe parcursul lunilor de vară, rezultatele arată un necesar de energie termică acoperit aproape în totalitate folosind energia solară. Astfel, creșterea capacității sistemului solar termic nu va fi urmată de o creștere liniară a ponderii acoperirii din surse regenerabile a necesarului de energie termică deoarece în perioada de vară va fi un exces de energie termică produsă. De altfel, pentru locația clădirii analizate (situată la o latitudine de  $45,65^\circ$ ) o fracție solară medie de 65% poate fi considerată rezonabilă în profilul climatic montan.

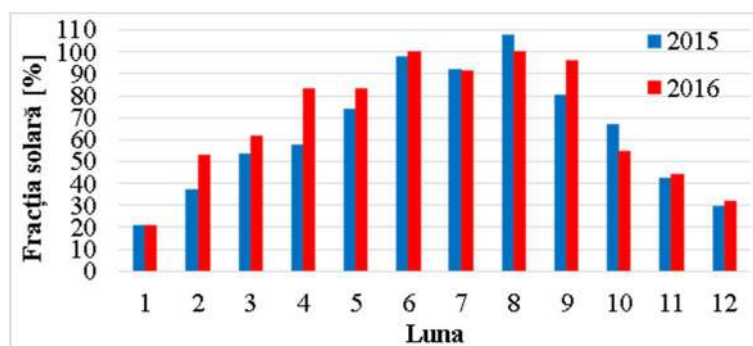


Fig. 1.49 Gradul de acoperire al necesarului de energie termică pentru prepararea apei calde în clădirea L7 în 2015 și 2016 [Visa et al, 2017c]

În urma acestor evaluări se poate estima gradul total de acoperire al energiei electrice și termice (pentru prepararea apei calde menajere) folosind sistemele de conversie a energiei solare. Rezultatele prezentate în figura 1.50 arată un grad ridicat de acoperire lunară cu energia produsă cu ajutorul energiei solare în timpul verii (peste 60%), media anuală atingând 37%.

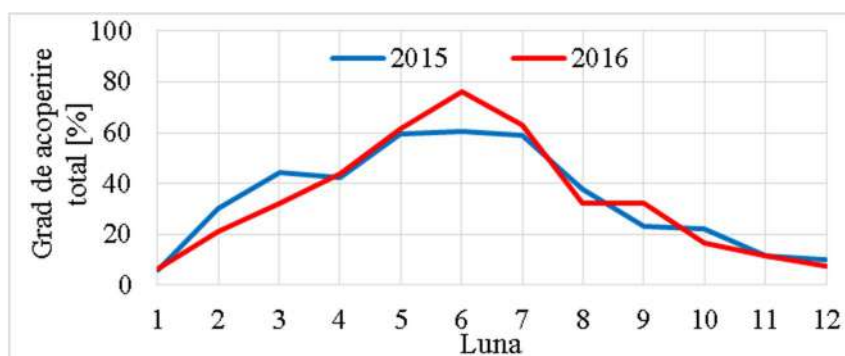


Fig. 1.50 Gradul de acoperire al necesarului de energie electrică și termică pentru prepararea apei calde în clădirea L7 în 2015 și 2016 [Visa et al, 2017c]



Pe baza rezultatelor obținute pentru sistemele deja instalate în/pe clădirile Institutului, sunt propuse două scenarii pentru dezvoltarea în continuare a acestei comunități de cercetare și dezvoltare:

- Scenariul 1, cu un grad de acoperire de 50% a necesarului de energie din surse regenerabile, corespunzător unei nearly Zero Energy Community (nZEC);

- Scenariul 2, cu un grad de acoperire de 100% a necesarului de energie din surse regenerabile, corespunzător unei Net Zero Energy Community (NZEC).

În primul scenariu (nZEC), necesarul de energie termică și electrică al Institutului și componentele mixului de sisteme de energii regenerabile necesar pentru asigurarea a cel puțin 50% din necesarul de energie sunt prezentate sintetic în tabelul 1.3. După cum arată rezultatele, mixul energetic ales este format din: module fotovoltaice și mici turbine eoliene instalate pe acoperișurile clădirii pentru producerea de energie electrică și colectoare solar termice și pompe de căldură pentru satisfacerea cererii de energie termică. Acest mix energetic va acoperi 53,5% din necesarul de energie termică și electrică al Institutului, cu o pondere mai ridicată (79,5%) în ceea ce privește energia termică și mai scăzută (25,6%) pentru energia electrică. Necesarul de energie neacoperit din surse regenerabile va fi asigurat de centrale termice în condensatie pe gaze naturale pentru energie termică și din rețeaua de distribuție a energiei electrice pentru energia electrică.

Tab. 1.3 Mixul energetic pentru Scenariul 1 - nZEC

Funcționalitate	Necesar energetic [MWh/an]	Energie produsă din surse regenerabile [MWh/an]	Grad de acoperire [%]
Energie termică pentru apă caldă menajeră	50,9	32,4 (24 colectoare solar termice)	63,7%
Energie termică pentru încălzire și răcire	552,0	447,0 (12 pompe de căldură)	80,9%
Total energie termică	602,9	479,4	79,5%
Energie electrică pentru luminat și birotică	432,0	144,0 (12 sisteme fotovoltaice de 12 kWp și 12 sisteme eoliene de 1,2 kWp)	25,6%
Energie electrică pentru pompele de căldură	125,0		
Energie electrică pentru alimentarea cu apă	4,5		
Total energie electrică	561,5	144,0	25,6%
Total general energie termică și electrică	1164,4	623,4	53,5%

Energia termică regenerabilă poate fi asigurată prin sisteme geotermice și sisteme solar-termice. Pompele de căldură sol-apă sunt utilizate pentru încălzirea și răcirea clădirilor, iar sistemele solar termice sunt utilizate pentru prepararea apei calde menajere (Fig. 1.51). În toate clădirile, sistemul de încălzire/răcire la temperatură joasă este alimentat de pompe de căldură sol-apă (1). Energia geotermală este extrasă prin schimbătoare de căldură geotermale verticale (2) compuse din câte patru sonde geotermice forate până la 90 m sub nivelul solului pentru fiecare clădire și printr-un schimbător de căldură geotermal orizontal de 2000 m<sup>2</sup> (3) amplasat la 2,5 m sub nivelul solului pentru clădirile L9 și L12. Sondele geotermice sunt amplasate în imediata vecinătate a fiecărei clădiri în parte. Pe timpul iernii pompele de căldură funcționează în regim direct pentru încălzire și vara în regim invers, pentru răcire. Pe tot parcursul anului, sistemele cu pompe de căldură furnizează ACM atunci când cererea nu este acoperită de sistemele solar termice (4). Fiecare sistem solar termic este alcătuit din câte două colectoare solar termice amplasate pe acoperișul de tip terasă al fiecărei clădiri în parte. Aceste colectoare solar termice sunt racordate la un boiler bivalent amplasat în subsolul tehnic al clădirii. Serpentina superioară a boilerelor va fi racordată la sistemul de distribuție al agentului termic preparat fie de sistemul geotermic cu pompă de căldură, fie de centralele termice în condensare pe gaze naturale (5) existente în fiecare clădire vor asigura energia termică în perioadele cu necesar foarte ridicat. Aceste centrale termice sunt alimentate cu gazelor naturale prin intermediul unei rețele de utilizare racordată la rețeaua de distribuție prin intermediul unei stații de reglare măsurare (6).

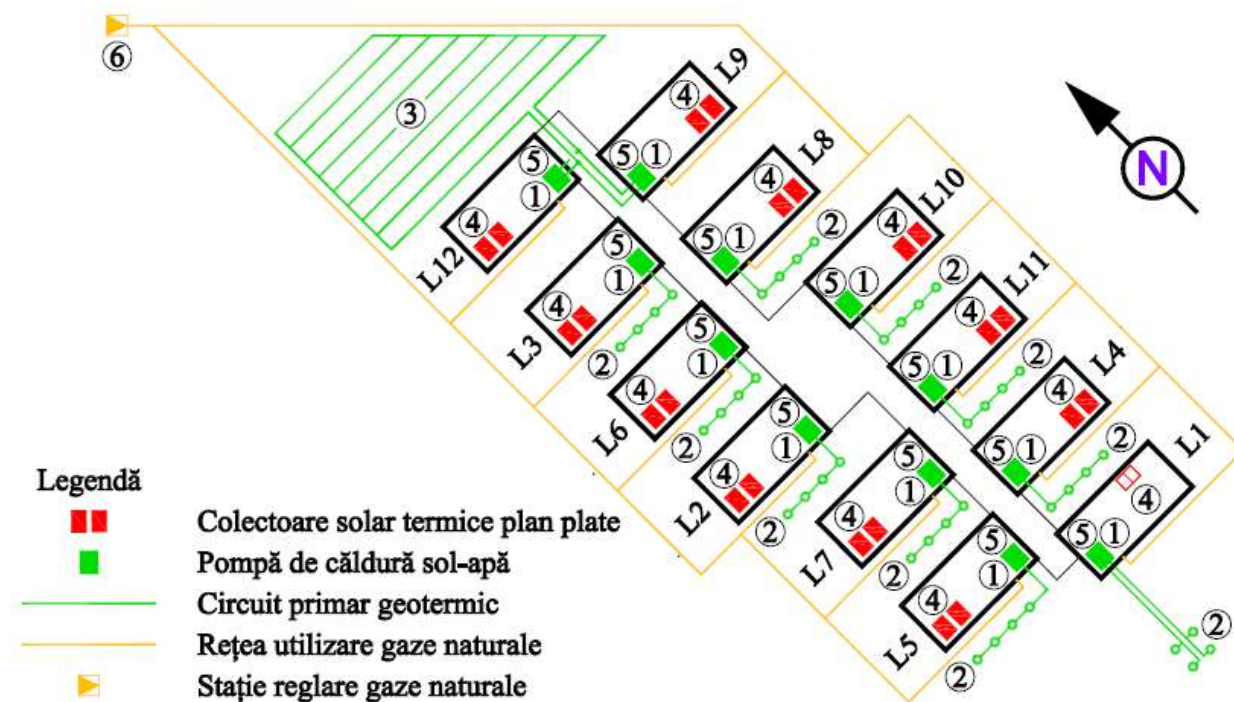


Fig. 1.51 Sistemele de producție a energiei termice din mixul energetic propus pentru Scenariul 1 [Visa et al, 2017c]

În al doilea scenariu (NZEC), necesarul de energie termică și electrică al Institutului și componentele mixului de sisteme de energii regenerabile proiectat pentru asigurarea a cel puțin 100% din necesarul de energie sunt prezentate sintetic în tabelul 1.4. Mixul energetic propus este format din aceleași sisteme utilizate pentru producerea energiei termice în Scenariul 1 la care se adaugă: 8 platforme fotovoltaice de 2 kW instalate pe terenul de lângă clădiri, 12 sisteme fotovoltaice de 44 kW fiecare și 12 sisteme eoliene de 1,8 kW fiecare instalate pe acoperișurile clădirilor pentru producerea de energie electrică. Acest mix energetic va acoperi 102,8% din necesarul de energie termică și electrică al Institutului.

Tab. 1.4 Mixul energetic pentru Scenariul 2 - NZEC

Categorie	kWh/an
Necesarul anual de energie termică	
Încălzire	556956
Apă caldă	50928
Răcire	47832
Total necesar energie termică	655716
Energie termică produsă anual din surse regenerabile	
12 Sisteme geotermice	492732
12 Sisteme solar termice	32316
12 Sisteme de răcire naturală	25272
12 Sisteme active de răcire	22560
Total energie termică produsă anual din surse regenerabile	572880
Grad de acoperire din surse regenerabile a necesarului de energie termică	86,4%
Necesarul anual de energie electrică	
Iluminat și birotică	449688
Alimentare pompe de căldură pentru încălzire	125064
Alimentare pompe de căldură pentru răcire	9024
Sistemul de alimentare cu apă potabilă	1761
Sistemul de tratare a apei uzate	2695
Energie electrică suplimentară pentru acoperirea necesarului de energie termică neasigurată din surse regenerabile	84527
Total necesar energie electrică	672758
Energie electrică produsă anual din surse regenerabile	
12 Sisteme fotovoltaice fixe, orizontale de 44 kWp	549164
12 Sisteme eoliene de 1.8 kWp (3 turbine de 600W)	14940
8 Platforme fotovoltaice de 2 kWp	228096
Total energie electrică produsă anual din surse regenerabile	792200
Grad de acoperire din surse regenerabile a necesarului de energie termică	117,8 %
Grad de acoperire din surse regenerabile a necesarului total de energie	102,8 %

Energia electrică regenerabilă poate fi asigurată prin sisteme fotovoltaice și sisteme eoliene a căror propunere de amplasare este prezentată în figura 1.52. Clădirile Institutului vor fi în continuare racordate la postul de transformare existent (1), prin intermediul căruia vor fi racordate la rețeaua de distribuție a energiei electrice și cele opt platforme fotovoltaice amplasate pe terenul de lângă clădiri (2), platformele fotovoltaice și sistemele eoliene (4) instalate pe acoperișul fiecărei clădiri. Astfel, energia electrică neutilizată în clădiri va putea fi utilizată de pompa submersibilă de extracție a apei potabile (5), de sistemul de distribuție a apei (6), de sistemul de stocare a apei (7) și de sistemul de tratare a apelor uzate (8).

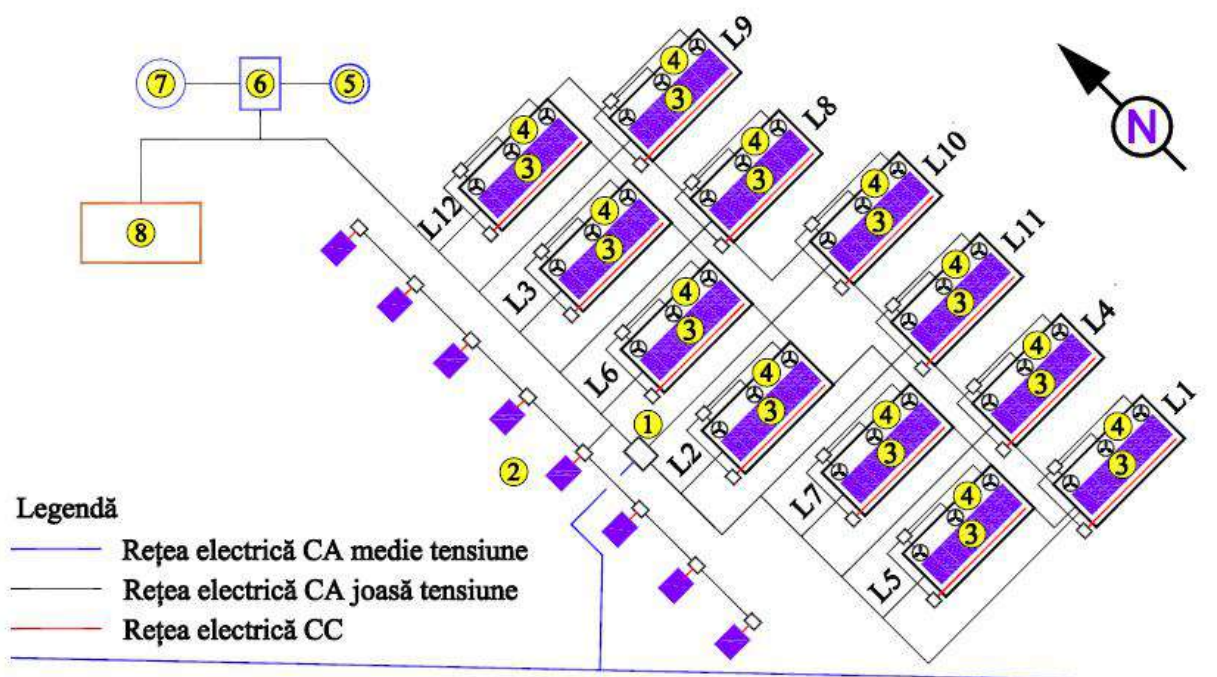


Fig. 1.52 Sistemele de producție a energiei electrice din mixul energetic propus pentru Scenariul 2  
[Visa et al, 2017c]

*În concluzie, rezultatele arată că folosind doar sisteme de conversie a energiei solare în energie termică se poate acoperi, în medie, doar 65% din necesarul de energie pentru încălzirea apei calde menajere. Pentru a mări acest grad de acoperire este necesară instalarea unui sistem geotermic cu pompe de căldură care să asigure atât energia termică necesară pentru prepararea apei calde menajere în perioadele fără energie solară, cât și necesarul de energie termică pentru încălzirea și răcirea încăperilor.*

*Prin adăugarea sistemelor geotermice cu pompe de căldură în mixul energetic, crește și necesarul de energie electrică al clădirii fiind necesară creșterea capacității sistemelor de producere a energiei electrice din surse regenerabile. Astfel, în studiul de caz analizat, suprafața disponibilă a acoperișurilor clădirii permite obținerea unui grad de acoperire de 53%. În cazul în care se dorește acoperirea în totalitate din surse regenerabile a necesarului de energie termică și electrică, este necesară și o suprafață de teren din apropierea clădirilor.*

### 1.3.3 Comunități rezidențiale

În lucrarea *Renewable Energy Systems for a Multi-family Building Community* [Moldovan and Visa, 2017], publicată în volumul *Nearly Zero Energy Communities* în editura Springer, este prezentat un algoritm prin care se poate evalua cât din necesarul de energie al unei clădirii poate fi asigurat cu energie regenerabilă produsă la fața locului sau în apropierea clădirii. Algoritmul se aplică la cinci clădiri rezidențiale, pornind de la o clădire rezidențială unifamilială cu suprafața de 100 m<sup>2</sup> (Fig. 1.53) considerată ca unitate. Alipind două clădiri unifamiliale de tip C1 se obține o clădire multifamilială de tip C2 (Fig. 1.54a). Procedând similar, prin alipirea a două clădiri de tip C2 se obține o clădire multifamilială de tip C3 (Fig. 1.54b) în care toate cele patru unități locative sunt situate la parter. În continuare, numărul unităților locative se dublează prin suprapunerea a două clădiri de tip C3 obținându-se o clădire de tip C4 (Fig. 1.54c). În final, prin suprapunerea a două clădiri de tip C4 se obține o clădire rezidențială multifamilială de tip C5 alcătuită din 16 unități locative, fiecare cu suprafața de 100 m<sup>2</sup> (Fig. 1. 54d).

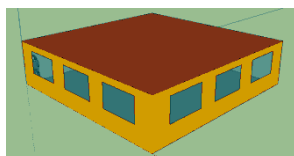


Fig. 1.53 Clădire rezidențială unifamilială C1 (1 unitate) [Moldovan and Visa, 2017]

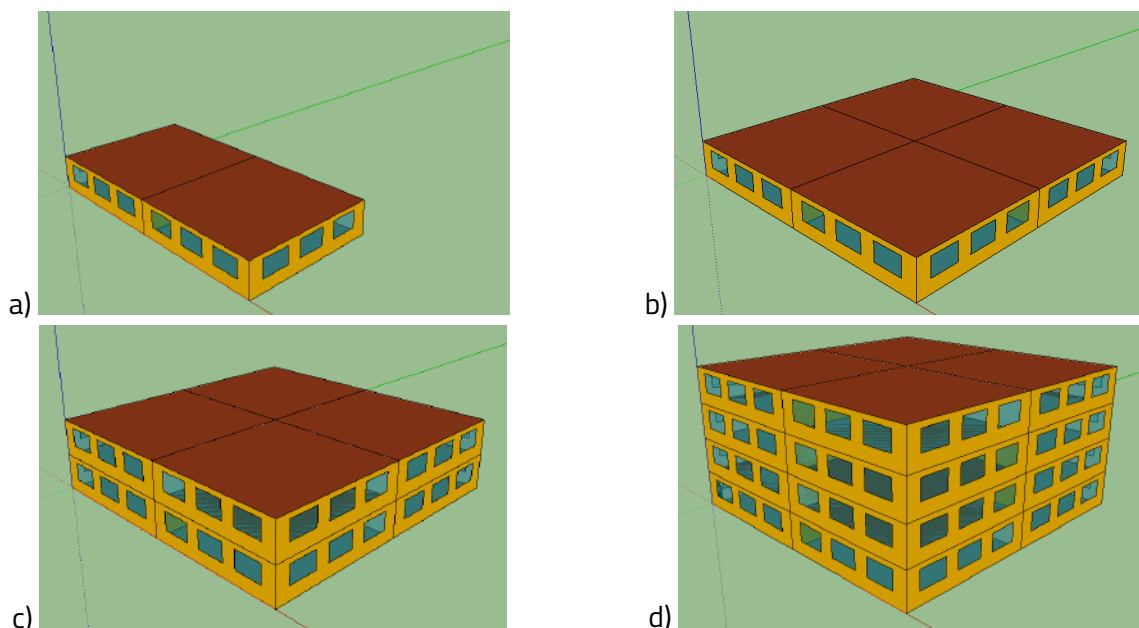


Fig. 1.54 Clădirile multifamiliale analizate: a) clădirea C2 (2 unități), b) clădirea C3 (4 unități), c) clădirea C4 (8 unități), d) clădirea C5 (16 unități) [Moldovan and Visa, 2017]

Cele cinci tipuri de clădiri analizate sunt diferențiate prin factorul de formă definit prin raportul dintre suprafața totală a anvelopei clădirii și volumul acesteia. Factorul de formă al celor cinci clădiri este prezentat în tabelul 1.5 împreună cu principalele lor caracteristici geometrice.

Tab. 1.5 Caracteristicile geometrice ale celor cinci clădiri analizate

Caracteristici	UM	C1	C2	C3	C4	C5
Număr de unități locative	UL	1	2	4	8	16
Lungime/Lățime/Înălțime	m	10/10/2,5	20/10/2.5	20/20/2.5	20/20/5	20/20/10
Număr de etaje	-	1	1	1	2	4
Suprafață pardosea	m <sup>2</sup>	100	200	400	800	1600
Suprafață pereți exteriori	m <sup>2</sup>	100	150	200	400	800
Suprafață ferestre	m <sup>2</sup>	15	30	60	120	240
Suprafață anvelopă	m <sup>2</sup>	300	550	1000	1200	1600
Volum	m <sup>3</sup>	250	500	1000	2000	4000
Factor de formă	m <sup>2</sup> /m <sup>3</sup>	1,2	1,1	1,0	0,6	0,4

Toate cele cinci clădiri au fost modelate folosind Trnsys3d. Cu excepția clădirii unifamiliale C1, care a fost modelată ca zonă unică, toate celelalte clădiri au fost modelate clădiri multizonale, fiecare unitate fiind definită ca zonă termică. Modelele au fost importate în TRNBuild unde au fost adăugate informații generale (locul de implementare a clădirii, emisfera, orientarea și proprietățile de bază, cum ar fi coeficienții de transfer de căldură etc.) împreună cu caracteristicile anvelopei clădirii (materialele și proprietățile acestora pentru fiecare dintre elementele anvelopei) și date de regim pentru fiecare zonă (program, infiltrații, încălzire, câștiguri și valori inițiale). Locația de implementare a fost considerată Brașov, România, cu un climat temperat continental.

Rezultatele obținute în urma evaluării necesarului de energie termică pentru încălzirea fiecărei clădiri sunt prezentate în tabelul 1.6. Reduceri importante ale consumului specific de energie termică se obțin prin simpla grupare a unităților locative, de până la 47% în cazul clădirii C5 în comparație cu clădirea C1.

Tab. 1.6 Consumul anual de energie termică pentru încălzirea celor cinci clădiri

Caracteristici	UM	C1	C2	C3	C4	C5
Suprafață pardosea	m <sup>2</sup>	100	200	400	800	1600
Necesar anual de energie termică	kWh/an	6251	11629	22203	36597	52766
Necesar anual specific de energie termică	kWh/(m <sup>2</sup> ·an)	62,51	58,14	55,51	45,75	32,98
Reducere consum energie termică	%	0,00	6,99	11,19	26,81	47,25



În continuare a fost evaluat necesarul de energie termică pentru prepararea apei calde menajere și necesarul de energie electrică pentru iluminat, valori care au fost adăugate necesarului de energie termică pentru încălzirea clădirilor pentru evaluarea necesarului total de energie al fiecărei clădiri prezentat în tabelul 1.7.

Tab. 1.7 Consumul anual total de energie al celor cinci clădiri

Caracteristici	UM	C1	C2	C3	C4	C5
Suprafață pardosea	m <sup>2</sup>	100	200	400	800	1600
Necesar anual total de energie	kWh/an	13017	25159	49263	90719	161009
Necesar anual total specific de energie	kWh/(m <sup>2</sup> ·an)	130,17	125,80	123,16	113,40	100,63

Următorul pas constă în proiectarea mixului de sisteme de energii regenerabile începând cu un sistem solar termic care se dimensionează pentru a maximiza producția anuală de energie termică fără a depăși cu mai mult de 10% necesarul de energie în lunile de vară, având în vedere variabilitatea sezonieră a energiei solare în locația de implementare. Pentru a îndeplini cele două cerințe este necesar ca unghiul de înclinare al colectoarelor să fie de 40° iar numărul de colectoare solar termice și capacitatea rezervoarelor de stocare să fie optimizate pentru fiecare clădire conform tabelului 1.8. Necesarul și producția de energie termică pentru prepararea apei calde menajere în clădirea 5 sunt prezentate în Fig. 1.55.

Tab. 1.8 Caracteristicile sistemelor solar termice proiectate pentru cele cinci clădiri

Caracteristici	UM	C1	C2	C3	C4	C5
Numărul de colectoare solar termice	buc	3	6	12	24	48
Energia termică produsă anual	kWh/an	4701	9362	18501	35736	64310
Energia termică utilă produsă anual	kWh/an	4234	8451	16807	3302	62168
Fracție solară	%	79,8	79,7	79,2	77,8	73,2
Procent energie termică neutilizată	%	9,9	9,7	9,2	7,7	3,3

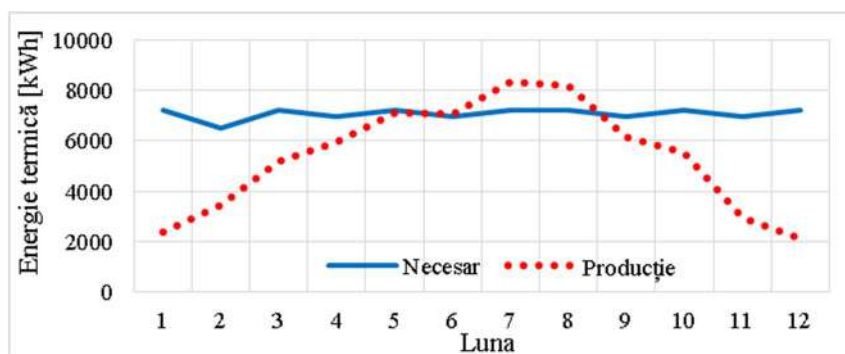


Fig. 1.55 Necesarul și producția de energie termică pentru apă caldă menajeră în clădirea C5 [Moldovan and Visa, 2017]



Pentru asigurarea necesarului de energie termică pentru încălzirea clădirii și a apei calde menajere în perioadele în care acesta nu poate fi asigurat din energie solară, se proiectează un sistem cu o pompă de căldură cuplată la sol ale cărei caracteristici sunt prezentate în tabelul 1.9. Pompa de căldură este conectată la serpentina superioară a rezervorului de stocare bivalent utilizat în sistemul solar termic.

Tab. 1.9 Caracteristicile sistemelor geotermice proiectate pentru cele cinci clădiri

Caracteristici	UM	C1	C2	C3	C4	C5
Putere termică	kW	3,94	7,55	14,54	25,67	47,82
Energie termică produsă anual	kWh/an	7322	13788	26616	46037	75481
Coeficient de performanță anual	-	2,98	3,01	3,02	3,04	3,10
Energie electrică necesară anual	kWh/an	2457	4581	8813	15144	24349

În final, se dimensionează sistemul fotovoltaic pentru a furniza energia electrică necesară pentru sistemul de iluminat și pentru pompa de căldură a fiecărei clădiri (Tab. 1.10).

Tab. 1.10 Caracteristicile sistemelor fotovoltaice proiectate pentru cele cinci clădiri

Caracteristici	UM	C1	C2	C3	C4	C5
Putere instalată	kW	4,20	8,00	15,60	28,60	50,80
Energie electrică produsă anual	kWh/an	3946	7516	14655	26868	47724
Grad de acoperire	%	100,7	100,2	100,0	100,2	100,0

Următorul pas a constat în evaluarea suprafețelor disponibile la nivelul anvelopei fiecărei clădiri (acoperiș și fațade) pentru instalarea colectoarelor solar termice și modulelor fotovoltaice. Spațiul disponibil pe acoperișurile celor cinci modele de clădiri este suficient de mare pentru a instala colectoarele solar termice (STC) necesare să acopere până la 79% din necesarul de energie pentru prepararea apei calde menajere (Fig. 1.56).

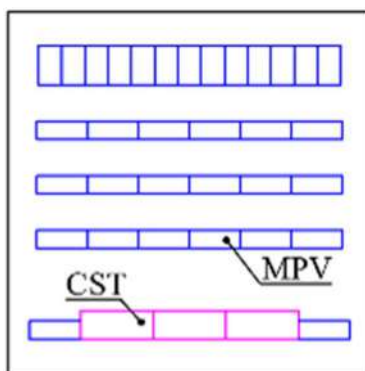


Fig. 1.56 Propunere de amplasare a colectoarelor solar termice (CST) și a modulelor fotovoltaice (MPV) pe acoperișul clădirii C1 [Moldovan and Visa, 2017]

Pentru clădiri similare clădirii C5 dar cu un număr mai mare de 4 etaje, acoperișul nu va fi suficient pentru a instala toate colectoarele solar termice necesare, fiind necesară instalarea acestora și pe fațada de Sud a clădirii. Prima barieră identificată a fost reprezentată de dimensiunile generale ale colectoarelor solar termice comerciale, mai mari decât dimensiunile spațiilor disponibile între ferestrele fațadelor. Ca soluție, se propune implementarea unui nou prototip în formă de triunghi echilateral pe fațadele clădirilor, îmbunătățind și acceptanța arhitecturală a acestora (Fig.1.57).

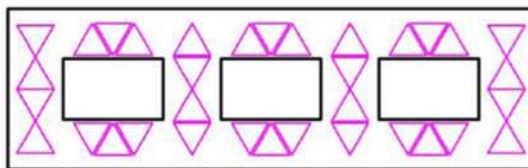


Fig. 1.57 Propunere de amplasare a colectoarelor solar termice triunghiulare pe fațada clădirii C1  
[Moldovan and Visa, 2017]

Pentru clădirea unifamilială 1 și pentru clădirea multifamilială 2, suprafețele disponibile ale acoperișului și fațadei sudice sunt suficiente pentru a instala suprafața necesară de colectoare solar termice și module fotovoltaice care, împreună cu pompa de căldură cuplată la sol, vor acoperi întregul necesar de energie al clădirii. Astfel, doar o suprafață de 98,5 m<sup>2</sup> pentru clădirea 1 și 188,7 m<sup>2</sup> pentru clădirea 2 este necesară în apropierea clădirii pentru instalarea schimbătorului de căldură geotermic orizontal, suprafață care poate fi folosită în continuare ca grădină, loc de parcare etc.

În cazul clădirii 3, este necesar să se instaleze module fotovoltaice atât pe fațada Sud cât și pe fațada de Est pentru a acoperi integral necesarul de energie al clădirii împreună cu pompa de căldură cuplată la sol, a cărei suprafață orizontală a schimbătorului de căldură geotermic crește la 363,4 m<sup>2</sup>. Pentru clădirile 4 și 5, întreaga suprafață a fațadelor de Sud, Est și Vest trebuie acoperită cu module fotovoltaice, iar 282 m<sup>2</sup> și respectiv 744 m<sup>2</sup> suprafață de sol suplimentară sunt necesare pentru instalarea numărului necesar de module fotovoltaice pentru acoperirea integrală a necesarului de energie al clădirilor. Suprafața schimbătorului de căldură geotermic este de 642 m<sup>2</sup>, respectiv 1196 m<sup>2</sup>, suprafețe care pot fi folosite și pentru instalarea modulelor fotovoltaice.

Astfel, grade de acoperire între 56,35% (clădirea 1) și 41,65% (clădirea 5) pot fi obținute instalând colectoarele solar termice și modulele fotovoltaice pe acoperișuri. Fațada de Sud permite creșterea acestor grade de acoperire cu valori cuprinse între 6,64% până la 3,53% respectiv și suplimentare de 2,4% până la 3,13% la utilizarea fațadelor de Est și de Vest. În total, energia regenerabilă care poate fi obținută „la nivelul clădirii”, poate acoperi între 63% și 50,7% din întreagul necesar de energie al clădirii.

### *1.3.4 Sere agricole*

Implementarea conceptelor de eficiență energetică și a sistemelor bazate pe surse regenerabile de energie sunt obligatorii pentru dezvoltarea durabilă și trebuie să acopere toate sectoarele economice majore: mediul construit, industrie, transport și agricultură. Până în prezent, consumul de energie în agricultură este semnificativ mai redus în comparație cu celelalte sectoare, dar din cauza creșterii populației la nivel global și implicit a nevoilor mai ridicate de hrană și apă sunt estimate creșteri importante ale consumului de energie în agricultură. Lucrarea [Moldovan, 2014] se concentrează pe problemele legate de dezvoltarea durabilă în domeniul agricol, prin dezvoltarea unui mix energetic optim bazat pe surse de energii regenerabile pentru încălzirea unei sere. Cu ajutorul aplicației RETScreen au fost analizate comparativ două mixuri energetice pentru încălzirea unei sere mici (150 m<sup>2</sup>) din Otopeni, România. Primul mix energetic este alcătuit dintr-o pompă de căldură sol-apă pentru sarcina de bază și un cazan pe biomasă pentru sarcina de vârf. Al doilea constă din două cazane pe biomasă, unul pentru sarcina de bază și al doilea pentru sarcina de vârf.

Luând în calcul prețurile actuale ale combustibililor, rata de creștere a prețurilor lor și rata inflației, rezultă că ambele mixuri energetice sunt fezabile. Sistemul bazat integral pe biomasă are o perioadă mai rapidă de amortizare (0,9 ani) în comparație cu sistemul bazat pe pompă de căldură și sistem pe biomasă (2,7 ani), considerând o durată totală de funcționare a serei de 10 ani, însă valoarea netă actualizată este cu 10% mai mare pentru al doilea mix comparativ cu primul. Astfel la o primă analiză, Mixul 2 este mai performant din punct de vedere tehnico-economic. Există câteva avantaje dar și o serie de dezavantaje ale acestuia. Uzual, exploatările agricole produc mari cantități de biomasă și astfel costurile cu combustibilul sunt legate doar de colectarea, uscarea și stocarea acestora. În proiectare trebuie însă ținut cont de necesitatea alimentării ritmice cu biomasă a sistemelor, cu precădere în perioada de iarnă-primăvară și asigurarea unui stoc corespunzător în această perioadă.

Primul mix energetic propus, sistemul hibrid bazat pe pompă de căldură și biomasă, poate reprezenta funcțional-aplicativ o soluție mai bună în condițiile în care se implementează local și o platformă fotovoltaică dimensionată astfel încât să furnizeze energia electrică necesară anual funcționării pompei de căldură, sistemul devenind astfel autonom din punct de vedere energetic. Costurile inițiale cresc dar, după trecerea perioadei de amortizare, costurile cu energia electrică vor fi nule. În același timp, statutul de clădire cu consum de energie aproape zero din surse neregenerabile poate fi obținut pentru sera analizată, așa cum se impune după 31 decembrie 2020 prin Directiva Europeană 2010/31.

## 2. Creșterea cantității de energie termică produsă de sistemele solar termice

Energia solară este una din formele de energie regenerabile prin conversia căreia se poate obține energia termică și/sau electrică necesară în majoritatea domeniilor de activitate. Unul dintre avantajele energiei solare este dat de faptul că este accesibilă. Principalul dezavantaj este reprezentat de variabilitatea energiei solare care este dependentă de condițiile meteorologice, de alternanța zi-noapte și de modificarea anotimpurilor. Astfel, în cele mai multe cazuri, un sistem solar termic nu poate fi luat în considerare ca o sursă energetică de bază, fiind necesară o sursă auxiliară și/sau sisteme de stocare a energiei. Pentru dimensionarea sistemelor solar termice este foarte importantă cunoașterea cantității de energie solară care este disponibilă în locația de implementare, având în vedere variabilitatea ridicată a acesteia. Variabilitatea energiei solare este cauzată de o serie de factori precum: activitatea solară, modificarea distanței dintre Pământ și Soare cauzată de orbita ecliptică a Pământului, înclinarea axei Pământului față de orbita sa, mișcarea de rotație a Pământului în jurul propriei axe de rotație, poziția pe glob și starea vremii [Moldovan, 2023; Visa et al, 2020c].

Așa cum s-a arătat în secțiunea anterioară referitoare la mixurile energetice bazate pe sisteme de energii regenerabile, gradul de acoperire al necesarului anual de energie termică pentru prepararea apei calde menajere într-o clădire situată într-un climat continental temperat cu ajutorul sistemelor solar termice este de regulă limitat la 50 - 65%.

Preocupările de majorare a acestui grad de acoperire au început încă din 2013 și s-au concentrat pe trei direcții:

- ✓ utilizarea unor sisteme de orientare a colectoarelor solar termice (atât pentru creșterea cantității de energie solară captată cât și pentru protecția la supraîncălzire a acestora);
- ✓ alegerea tipului de colector solar termic pentru o anumită locație de implementare (din punct de vedere al randamentului de conversie în funcție de diferența de temperatură dintre temperatura medie de funcționare a colectorului solar termic și temperatura mediului ambiant);
- ✓ dezvoltarea unor colectoare solar termice de forme și culori neconvenționale pentru creșterea acceptanței arhitecturale a fațadelor solar termice, (colectoare solar termice triunghiulare și trapezoidale, cu absorber de culoare roșie, verde, portocalie etc.).

## 2.1 Orientarea colectoarelor solar termice

Prima metodă analizată de creștere a cantității de energie termică produsă de sistemele solar termice constă în utilizarea unui sistem de orientare a colectoarelor solar termice. În funcție de complexitate (cu una sau două axe de orientare) acesta permite captarea unei cantități mai mari din energia solară disponibilă în comparație cu cea captată de un colector solar termic instalat fix.

Pentru evaluarea energiei solare globale disponibile și a energiei solare globale captate într-o anumită locație se utilizează un algoritm [Moldovan, 2023] bazat pe modelul Meliss pentru zile senine [Meliss, 1997] extrapolat la nivel lunar cu ajutorul unor factori pentru energia solară directă și difuză specifici zonei de implementare [Visa et al, 2020c].

Cu ajutorul acestui algoritm se poate calcula unghiul altitudinal al colectoarelor solar termice care asigură obținerea valorii maxime a energiei solare captate într-o anumită perioadă a unei zile, luni, sezon sau an. În figura 2.1 sunt prezentate valorile energiei solare captate anual de un colector solar termic amplasat în Brașov, spre Sud, la unghiuri altitudinale cuprinse între  $0^\circ$  (poziție verticală) și  $90^\circ$  (poziție orizontală). Valoarea maximă a energiei solare captate anual ( $1202 \text{ kWh/m}^2$ ) rezultă pentru un unghi altitudinal de  $60^\circ$  (înclinare  $30^\circ$ ), corespunzătoare cantității mari de energie solară disponibile în Brașov în timpul verii. Această valoare este cu 8,8% mai mare decât în cazul instalării orizontale a colectorului solar termic ( $1096 \text{ kWh/m}^2$ ) și cu 40,8% mai mare decât în cazul instalării verticale a colectorului solar termic ( $712 \text{ kWh/m}^2$ ). Având în vedere faptul că energia solară disponibilă anual în Brașov este de  $1467 \text{ kWh/m}^2$ , rezultă o eficiență de captare de 82% în cazul colectorului solar termic având un unghi altitudinal de  $60^\circ$ , de 74,7% în cazul colectorului solar termic orizontal și de numai 48,5% în cazul colectorului solar termic vertical. Este pusă astfel în evidență importanța orientării optime a colectorului solar termic.

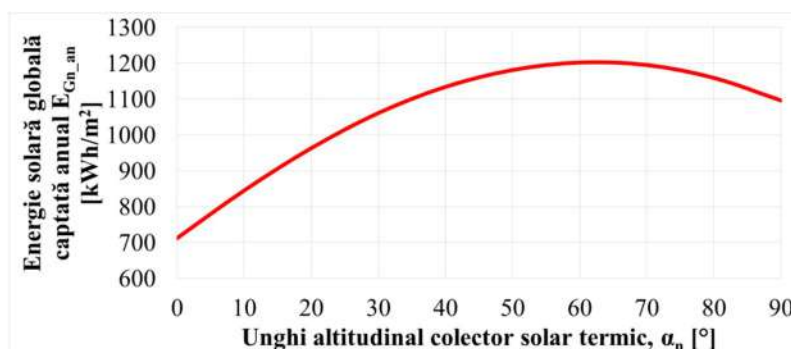


Fig. 2.1 Energia solară captată anual în Brașov în funcție de unghiul altitudinal al colectorului solar termic orientat spre Sud [Moldovan, 2023]

Pentru a evidenția pierderile de energie solară cauzate de instalarea fixă a colectoarelor solar termice, în figura 2.2 sunt prezentate comparativ valorile intensității radiației solare globale disponibile ( $G$ ) și ale intensității radiației solare globale captate ( $G_n$ ) de un colector solar termic instalat fix în Brașov ( $\varphi = 45,65^\circ$ ), spre Sud, cu un unghi altitudinal  $\alpha_n = 50^\circ$ , în cele patru zile caracteristice din an. Prin integrarea intensității radiației solare globale captate pe durata fiecărei zile analizate, considerată senină, se obține energia solară captată care variază între 3,9 și 7,9 kWh/m<sup>2</sup> la Solstițiile de Iarnă respectiv de Vară. Zona hașurată dintre curbele de variație ale intensității radiației solare globale disponibile și respectiv captate reprezintă energia solară globală pierdută din cauza poziției fixe a colectorului solar termic. În cazul colectorului fix analizat, cantitatea de energie solară globală necaptată variază între 1 și 4,4 kWh/m<sup>2</sup> la Solstițiile de Iarnă și respectiv de Vară, reprezentând 21% și respectiv 36% din energia solară globală disponibilă în cele două zile și care variază între 4,9 și 12,3 kWh/m<sup>2</sup> la Solstițiile de Iarnă și respectiv de Vară, cu o valoare intermediară de 9,2 kWh/m<sup>2</sup> la Echinocții. Întreaga energie solară disponibilă ar putea fi captată dacă s-ar utiliza un sistem de orientare pentru colectorul solar termic, sistem care ar asigura obținerea unui unghi de incidență minim în funcție de numărul de axe de rotație (una sau două) și de frecvența modificării poziției colectorului solar termic.

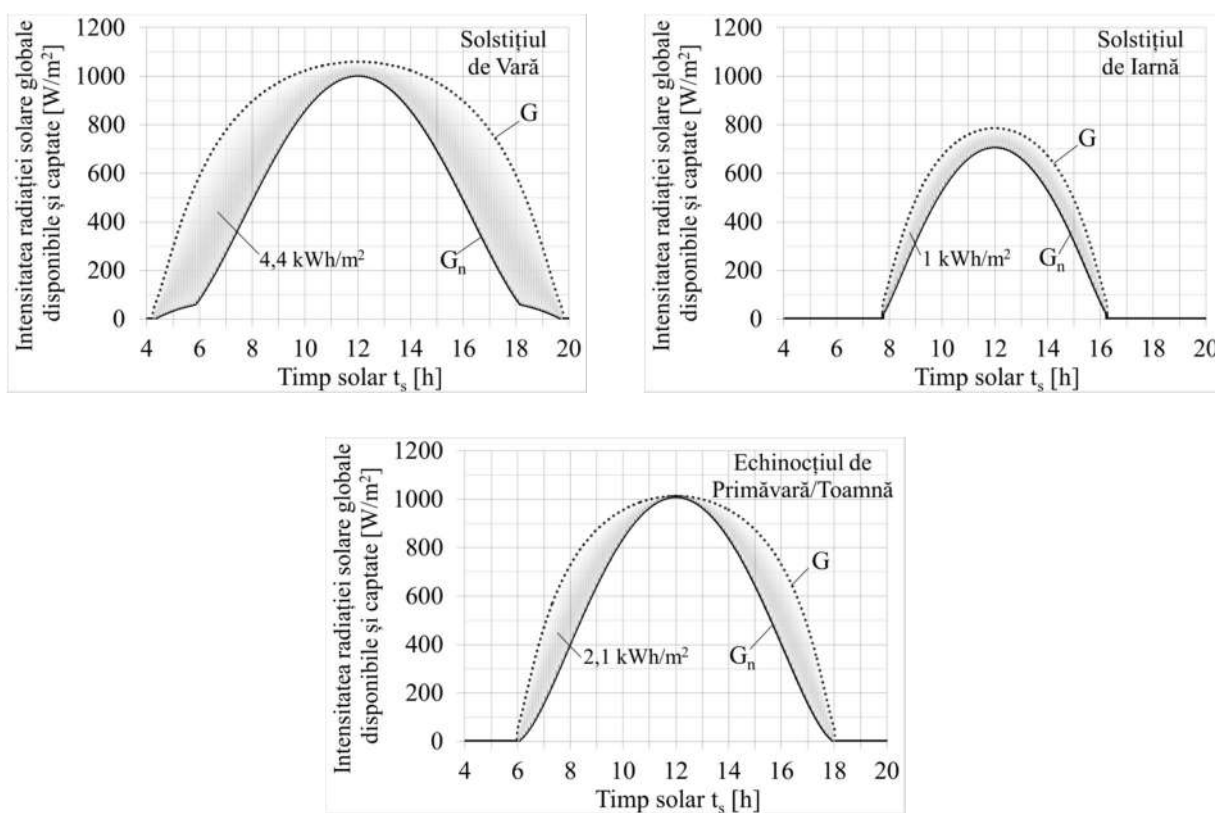


Fig. 2.2 Intensitatea radiației solare globale disponibile ( $G$ ) și captate ( $G_n$ ) de un colector solar termic instalat fix în Brașov ( $\varphi = 45,65^\circ$ ), spre Sud, la un unghi altitudinal  $\alpha_n = 50^\circ$  în cele patru zile caracteristice [Moldovan, 2023]

Eficiența de captare a unui sistem de orientare pentru colectoare solar termice a fost evaluată experimental iar rezultatele au fost prezentate într-un articol [Neagoe et al, 2014a] publicat în jurnalul Energy Procedia (indexat WOS și SCOPUS). Standul de testare este implementat în aer liber, pe acoperișul corpului E al Universității Transilvania din Brașov, România.

Schema funcțională a standului de testare este prezentată în figura 2.3a. Acesta este alcătuit din două colectoare solar termice plan plate identice (CosmoSOL BlueTec, 2008, suprafață activă 2,42 m<sup>2</sup>, randament nominal 78%, temperatură de stagnare 180°C). Cele două colectoare solar termice (1 și 2) sunt conectate în paralel prin intermediul unui circuit solar la serpentina inferioară a unui boiler bivalent (3). Acest boiler este prevăzut la partea superioară cu o serpentină racordată la un cazan pe gaze naturale (4). Automatizarea funcțională este asigurată de un controler solar care pune în funcțiune pompa P2 dacă temperatura colectoarelor solar termice este mai mare decât temperatura din partea inferioară a boilerului; în caz contrar, pompa P2 este oprită și dacă temperatura din partea superioară a boilerului este mai mică decât cea setată atunci sursa auxiliară și pompa P1 sunt pornite. Senzori de temperatură PT100 (acuratețe ± 0,05%) sunt utilizați pentru a monitoriza temperaturile de intrare/ieșire în/din colectoarele solar termice și din boiler.

Colectorul solar termic 1 este instalat pe un sistem de orientare monoaxial iar colectorul solar termic 2 este fix, orientat spre Sud și înclinat la 35° față de planul orizontal. Sistemul de orientare monoaxial este acționat de un actuator liniar printr-un mecanism articulat cu o cursă unghiulară maximă de 130° (±65°), programul de orientare modificând treptat unghiul diurn al colectorului solar termic, așa cum este prezentat în figura 2.3b., în timp ce unghiul de înclinare al acestuia este setat la 21° [Visa et al, 2018a].

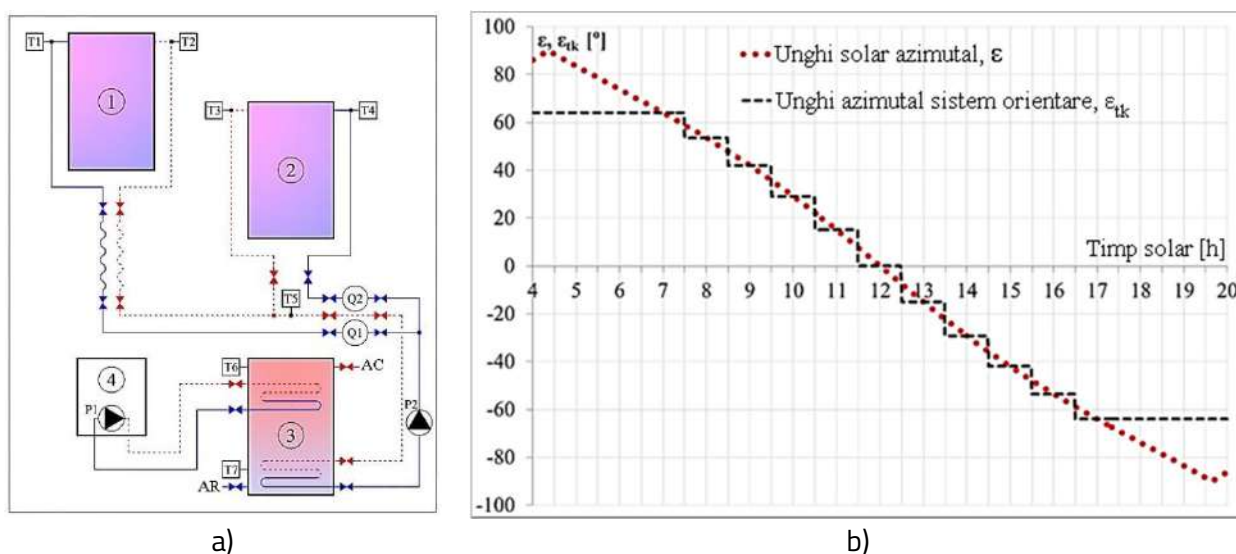


Fig. 2.3 Schema funcțională a standului de testare experimentală a colectoarelor solar termice cu și fără sistem de orientare (a), programul de orientare (b) [Visa et al, 2018a]



Pentru a evalua influența programului de orientare asupra energiei termice produse de colectorul solar termic mobil, au fost selectate trei zile cu diferite profile de radiație solară: o zi înnorată (30 iunie 2013) în care toată energia solară disponibilă a fost difuză (Fig. 2.4a), o zi însorită (2 iulie 2013) în care energia solară directă a reprezentat peste 80% din energia solară globală (Fig. 2.4b) și o zi mixtă (4 iulie 2013) senină doar dimineața și seara (Fig. 2.4c). Pe baza valorilor intensității radiației solare înregistrate de stația meteo locală au fost calculate valorile intensității radiației solare captate de cele două colectoare solar termice prezentate împreună cu puterea termică generate de acestea în figurile 2.4d, 2.4e și 2.4f pentru cele trei zile selectate.

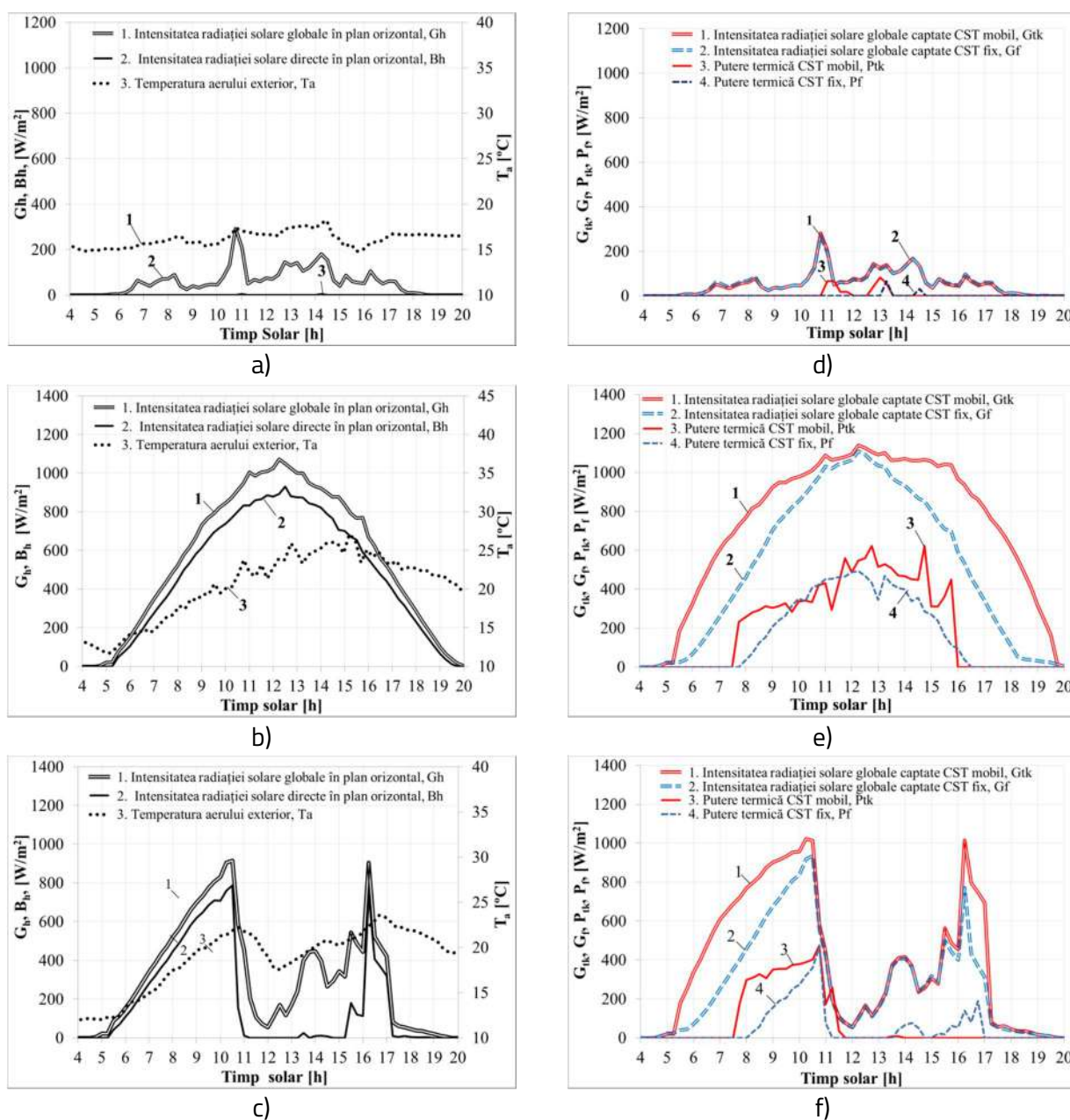


Fig. 2.4. Parametrii meteo într-o zi înnorată (a), într-o zi senină (b) și într-o zi mixtă (c) și răspunsul termic într-o zi înnorată (d), într-o zi senină (e) și într-o zi mixtă (f) [Visa et al, 2018a]



În tabelul 2.1 sunt prezentate valorile energiei termice specifice produse de cele două colectoare solar termice în fiecare din cele trei zile selectate. Pe baza datelor obținute pot fi conturate următoarele concluzii:

- sistemul de orientare îmbunătățește semnificativ răspunsul termic al colectorului solar termic mobil în comparație cu cel fix: cu 26% în ziua însorită, cu 50% în ziua mixtă și cu 262% în ziua înnorată; deși câștigul relativ este foarte mare în ziua înnorată, având în vedere valoarea absolută redusă a acestuia se poate considera că orientarea nu este recomandată; pe de altă parte, în zilele mixte și mai ales în zilele însorite câștigul de energie termică este semnificativ în condițiile experimentale și orientarea este bine justificată;

- eficiența medie de conversie solar-termică în zilele însorite este de aproximativ 45% și este de menționat efectul de „nivelare” adus de orientare care reprezintă un avantaj în proiectarea sistemului, efect vizibil și în zilele mixte, cu o valoare ceva mai mică, de 41%;

- variația temperaturii apei calde din rezervorul de stocare prezintă o scădere constantă în timpul zilei înnorate, din cauza aportului termic scăzut; datele mai arată că regimul de „stagnare” (oprire circulație forțată) se înregistrează de două ori în timpul zilei mixte, după vârful de la ora 11:15 și după ora 16:00; în timpul zilei însorite nu s-a înregistrat stagnare și asta datorită temperaturii inițiale mult mai scăzute din rezervorul de stocare (de 38°C față de 55°C în ziua mixtă).

Tab. 2.1 Energia termică specifică produsă de cele două colectoare solar termice

Tip zi	Energie termică produsă de colectorul solar termic [Wh/m <sup>2</sup> /zi]	
	Fix	Mobil
Înnorată	24	87
Mixtă	1245	829
Senină	2644	3351

Pentru protecția colectorului solar termic la supraîncălzire, este propus și testat experimental un concept nou, orientarea inversă. Orientarea inversă constă în orientarea colectorului solar termic astfel încât să nu mai fie expus la radiația solară incidentă. Programul de orientare inversă aplicat într-o zi senină (10.07.2013) este prezentat în figura 2.5a iar răspunsul termic al colectorului solar termic în figura 2.5b. Programul de orientare inversă a fost activat când temperatura de intrare a atins 100°C (în intervalele 10:30...13:00 și 13:00...15:30). Datele experimentale arată că există un gradient de temperatură în colector (temperaturile de intrare/ieșire au diferențe de până la 60°C înainte de a începe orientarea inversă, la ora 11:30) și acesta poate induce o solicitare suplimentară asupra antigelului și colectorului, în special asupra absorberului și conductelor.

Rezultatele obținute permit formularea următoarelor concluzii:

- răspunsul în timp la orientare inversă are un corespondent variabil în temperatura de ieșire, în funcție de cantitatea de radiație solară incidentă;

- un unghi de orientare inversă de  $45^\circ \dots 75^\circ$  permite obținerea unei răcirii destul de rapide, mai mic de 20 de minute.

- există un unghi minim de la care scăderea temperaturii devine efectivă; rezultatele arată că unghiurile mai mici de  $40^\circ$  nu sunt eficiente și temperatura în colector crește lent, așa cum arată rezultatele înregistrate în intervalul 14:30 ... 15:00.

Noul concept pentru orientarea colectoarelor solar termice plan plate a fost brevetat [Visa et al, 2018a] având ca scop creșterea producției de energie termică (atunci când este necesar) și de protejare a sistemului împotriva supraîncălzirii (atunci când consumul de energie termică este redus iar aportul de energie solară este ridicat). Conceptul se bazează pe un program clasic de orientare atunci când este necesară creșterea cantității de energie termică și pe un program de orientare inversă bazat pe răspunsul sistemului solar termic atunci când este necesară protecția la supraîncălzire a acestuia. Pe baza datelor experimentale se demonstrează că programul clasic de orientare este foarte eficient în perioadele în care radiația solară directă reprezintă peste 75% din radiația solară globală și poate crește semnificativ producția de energie termică, dar poate duce mai rapid la intrarea în regimul de stagnare cu risc de supraîncălzire. Orientarea inversă s-a dovedit eficientă la unghiuri mai mari de  $40^\circ$  și permite răcirea rapidă a colectorului în stagnare. Această combinație de urmărire directă și inversă protejează sistemul solar-termic, crește durata de funcționare eficientă, este sigură și fiabilă și nu necesită investiții suplimentare pentru un colector solar-termic deja instalat pe un sistem de orientare. Alte studii sunt necesare pentru optimizarea programului de orientare inversă, în corelație directă cu radiația solară incidentă și regimul de funcționare.

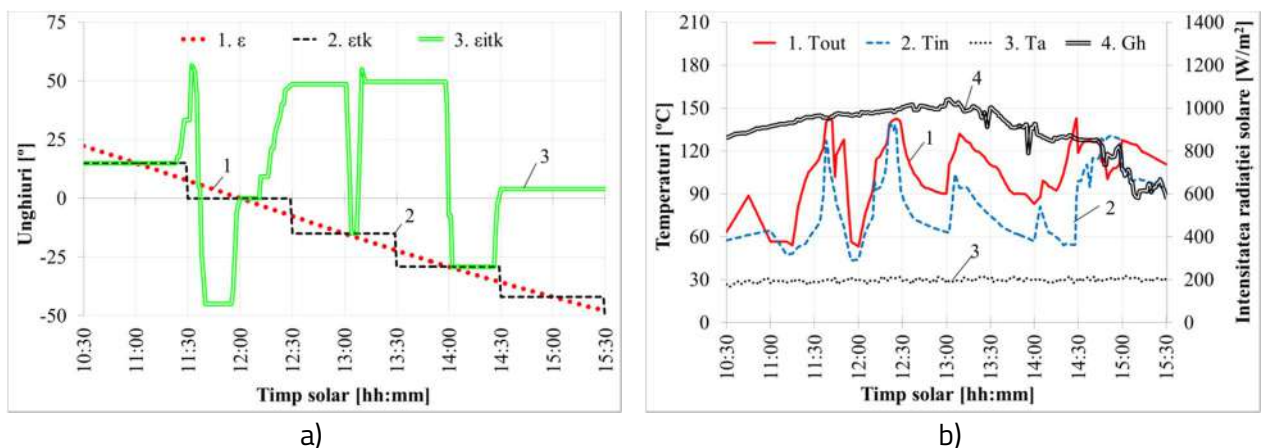


Fig. 2.5 Programul de orientare inversă (a) și răspunsul termic al colectorului solar termic (b) [Visa et al, 2018a]

În paralel cu dezvoltarea noului concept de orientare a colectoarelor solar termice, au fost realizate și o serie de studii referitoare la mecanismele de orientare atât pentru colectoarele solar termice plan plate cât și pentru cele cu concentrare [Visa et al, 2015c; Neagoie et al, 2014b]. Aceste sisteme de orientare sunt implementate de regulă în mediul construit dar pot fi instalate și pe mijloace de transport rutier pentru utilizare în locații izolate [Comsit et al, 2017] sau pe mijloace de transport maritim [Visa et al, 2016c].

Un sistem biaxial de orientare pentru colectoare solar termice a fost dezvoltat și prezentat în articolul „Two degrees of freedom parallel linkage to track solar thermal platforms installed on ships” [Visa et al, 2016b] publicat în IOP Conference Series: Materials Science and Engineering (**indexat WOS și SCOPUS**). Această lucrare investighează un nou tip de mecanism paralel, cu mobilitate  $M=2$ , bazată pe articulații sferice și actuatoare liniare, pentru a fi utilizat pentru sistemele de orientare solară de pe nave (Fig. 2.6). Mecanismul este alcătuit din baza (1), platforma mobilă (2), patru legături sferă-sferă (SS) între cele două corpuri și două actuatoare liniare conectate între bază și platforma mobilă, conform sintezei structurale descrise în [Visa et al, 2014c] utilizând metoda sistemului multicorp (MBS) [Visa et al, 2015c]. Caracteristicile constrângerilor cinematice ale mecanismului de orientare sunt prezentate în tabelul 2.2.

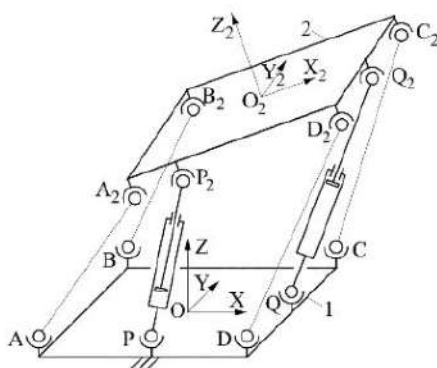


Fig. 2.6 Schema structurală a mecanismului biaxial de orientare [Visa et al, 2016b]

Tab. 2.2 Caracteristicile constrângerilor cinematice dintre corpuri

Legătura	Tip	Corpuri	Constrângeri cinematice $c_{ij}$
AA <sub>2</sub>	SS	1-2	1
BB <sub>2</sub>	SS	1-2	1
CC <sub>2</sub>	SS	1-2	1
DD <sub>2</sub>	SS	1-2	1
Suma constrângerilor cinematice			$\Sigma c_{ij} = 4$

Mobilitatea mecanismului ( $M$ ) se calculează cu ecuația (2.1), pentru un număr de două corpuri ( $n_c = 2$ ), în spațiu ( $S = 6$ ), având suma constrângerilor cinematice  $\Sigma c_{ij} = 4$ :

$$M = S \cdot (n_c - 1) - \Sigma c_{ij} = 6 \cdot (2 - 1) - 4 = 2 \quad (2.1)$$

Mobilitatea mecanismului este egală cu numărul de constrângeri cinematice reprezentate de cele două actuatoare liniare  $PP_2$  și  $QQ_2$  (Fig.2.6).

Acest mecanism paralel de orientare a fost prototipat virtual în SolidWorks și sunt prezentate în continuare două studii de mișcare, pentru mecanismul de poziționare a platformei mobile din configurația inițială (Fig.2.7a – poziția orizontală) spre Est (Fig.2.7b) și, respectiv, spre Vest (Fig.2.7c).

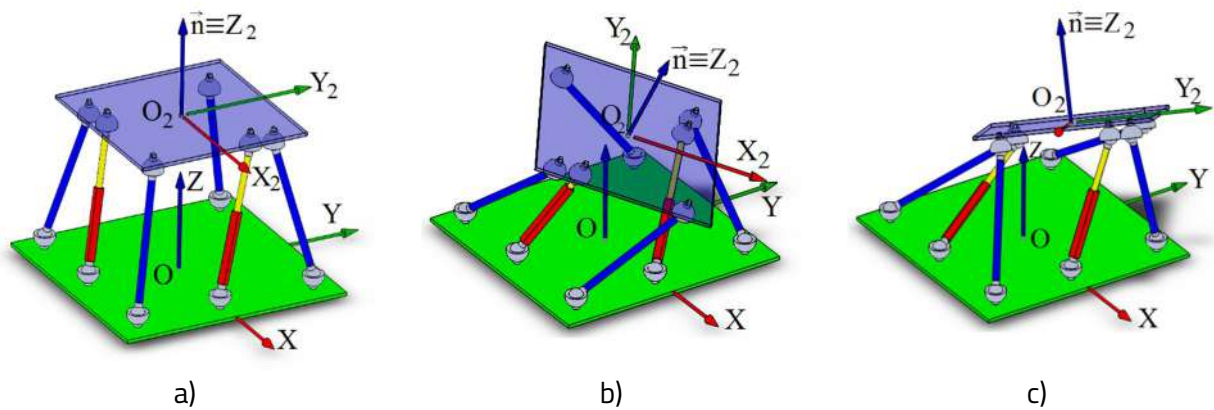


Fig. 2.7 Mecanism biaxial de orientare în poziție: orizontală (a), spre Est (b) și spre Vest (c) [Visa et al, 2016b]

Pozițiile platformei mobile 2 în timpul mișcării de la poziția orizontală spre Est și spre Vest sunt definite prin coordonatele originii sistemului său de referință  $O_2$  și prin unghiurile Bryant prezentate în tabelele 2.3 și respectiv 2.4, împreună cu elevația și azimutul platformei. Cele două actuatoare liniare au vitezele  $a_1=75\text{mm/s}$  și  $a_2=15\text{mm/s}$ .

Tab. 2.3 Pozițiile platformei mobile în timpul mișcării sale de la poziția orizontală spre Est

Timp	Coordonate origine platformă			Unghiurile Bryant			Elevație	Azimut
	$t$ [s]	$X_{O_2}$ [mm]	$Y_{O_2}$ [mm]	$Z_{O_2}$ [mm]	$\phi_1$ [°]	$\phi_2$ [°]		
0	0.00	0.00	1375.74	0.00	0.00	0.00	90.00	90.00
1	54.48	20.72	1357.25	0.69	11.77	1.80	88.22	83.92
2	28.14	28.82	1293.97	0.98	25.76	2.12	88.05	78.38
3	-4.11	-20.49	1195.79	0.25	37.96	-0.72	89.40	71.81
4	-26.11	-113.35	1060.28	-4.47	48.03	-11.13	81.87	65.95
5	-31.26	-235.13	869.58	-18.17	52.32	-37.01	65.37	62.00

Tab. 2.4 Pozițiile platformei mobile în timpul mișcării sale de la poziția orizontală spre Vest

Timp	Coordonate origine platformă			Unghiurile Bryant			Elevație	Azimut
	$X_{O_2}$ [mm]	$Y_{O_2}$ [mm]	$Z_{O_2}$ [mm]	$\phi_1$ [°]	$\phi_2$ [°]	$\phi_3$ [°]		
0	0.00	0.00	1375.74	0.00	0.00	0.00	90.00	-90.00
1	200.28	49.94	1347.77	0.79	6.14	5.49	84.53	-86.54
2	171.33	164.81	1295.53	2.04	19.29	9.06	81.33	-80.49
3	135.05	226.77	1214.55	4.39	29.64	14.62	76.87	-75.08
4	102.42	257.43	1119.34	7.94	37.75	21.54	72.07	-70.60
5	73.90	269.93	1013.83	12.81	44.00	29.90	67.05	-66.85

Pentru cele două mișcări analizate, platforma poate atinge o poziție maximă spre Est caracterizată de un unghi de elevație de  $65,37^\circ$  și un unghi azimutal de  $62^\circ$  în timp ce în cazul mișcării spre Vest unghiul de elevație este de  $67,05^\circ$  iar cel azimutal de  $-66,75^\circ$ . Astfel, cursa unghiulară maximă de elevație este de  $24,63^\circ$  iar cea azimutală este de  $47,88^\circ$ .

Pe baza coordonatelor articulațiilor actuatorilor liniare ( $P_2$  și  $Q_2$ ), lungimile actuatorilor liniare în timpul mișcării platformei din poziția orizontală spre Est sunt prezentate în tabelul 2.5. Se constată că pentru actuatorul  $PP_2$  cursa acestuia este de 375 mm iar în cazul actuatorului  $QQ_2$  cursa este de doar 100 mm. La aceste curse mai trebuie adăugate, după caz, și cursele necesare mișcării platformei din poziția orizontală în poziția spre Vest.

Tab. 2.5 Lungimile actuatorilor în timpul mișcării platformei de la poziția orizontală spre Est

Timp	Coordonatele articulațiilor actuatorilor [mm]						Lungimile actuatorilor [mm]	
	$X_{P_2}$	$Y_{P_2}$	$Z_{P_2}$	$X_{Q_2}$	$Y_{Q_2}$	$Z_{Q_2}$	$L_{PP_2}$	$L_{QQ_2}$
0	-313.6	-512.2	1185.8	521.8	345.1	1180.9	1019.4	1056.8
1	-158.5	-596.8	1155.7	496.0	403.3	1177.9	944.4	1081.8
2	-52.2	-639.8	1093.1	356.5	477.6	1119.5	869.4	1106.8
3	30.1	-601.2	1005.3	208.0	568.9	1012.6	794.4	1131.8
4	95.5	-508.3	888.4	69.1	668.8	851.4	719.4	1156.8
5	137.5	-391.6	728.7	-56.0	761.5	618.1	644.4	1181.8

Pe baza vectorilor de poziție și viteză ai punctelor de interes  $P_2$  și  $Q_2$ , se evaluează unghiurile de presiune din aceste cuple, iar valorile sunt prezentate în tabelul 2.6. Funcționarea eficientă a mecanismului se obține pentru unghiuri de presiune cât mai mici recomandările din literatura de specialitate fiind ca acest unghi să nu depășească valoarea de  $65^\circ$ , condiție care nu este respectată pentru mișcarea spre Est, fapt pentru care mecanismul trebuie optimizat.

Tab. 2.6 Vitezele și unghiurile de presiune din cuplele  $P_2$  și  $Q_2$  în timpul mișcării spre Est

Timp	Vitezele cuplelor $P_2$ și $Q_2$ [mm/s]								Unghiuri de presiune [ $^\circ$ ]	
$t$ [s]	$\dot{X}_{P2}$	$\dot{Y}_{P2}$	$\dot{Z}_{P2}$	$v_{P2}$	$\dot{X}_{Q2}$	$\dot{Y}_{Q2}$	$\dot{Z}_{Q2}$	$v_{Q2}$	$\beta_{P2}$	$\beta_{Q2}$
0	185.0	-41.7	-21.7	190.8	80.4	80.4	26.2	116.7	66.9	74.1
1	125.4	-88.1	-45.7	159.9	-112.7	-112.7	-32.3	162.6	62.1	74.7
2	91.9	2.2	-76.2	119.4	-150.2	-150.2	-82.8	228.0	51.1	70.0
3	73.7	70.1	-100.3	142.9	-144.7	-144.7	-132.0	243.5	58.3	66.5
4	56.1	111.2	-136.4	184.7	-132.6	-132.6	-193.7	269.5	66.0	66.1
5	22.9	112.4	-180.7	214.1	-117.1	-117.1	-275.3	321.3	69.5	72.0

Valorile unghiului de elevație ( $\alpha_n$ ), unghiului azimutal ( $\psi_n$ ) și unghiurilor de presiune ( $\beta_{P2}$ ,  $\beta_{Q2}$ ) depind de geometria mecanismului, poziția și viteza actualelor de antrenare. Rezultatele numerice validează modelul analitic al mecanismului. Un design optim bazat pe acești parametri este necesar în următorul pas pentru a permite atingerea pozițiilor necesare ale platformei mobile cu unghiuri de presiune acceptabile.

Noul mecanism paralel propus pentru orientarea platformelor solar termice are patru legături de tip sferă-sferă (SS) între platforma mobilă și bază și două actuatori liniare de antrenare conectate la bază și platforma mobilă (două mișcări absolute). Acest mecanism poate permite obținerea poziției necesare a platformei mobile în funcție de latitudinea locației. În lucrare este descris modelul analitic al mecanismului de orientare care este apoi validat printr-un exemplu numeric. În urma analizei valorilor unghiurilor obținute rezultă necesitatea sintezei mecanismului pentru a obține eficiența optimă de captare a radiației solare disponibile (definită de unghiul de incidență dintre razele solare și normala platformei mobile) și funcționalitatea optimă a mecanismului (unghiuri de presiune cât mai mici, curse și forțe cât mai reduse ale actualelor liniare).

## 2.2 Alegerea tipului de colector solar termic

A doua metodă de creștere a cantității de energie termică produsă de sistemele solar termice constă în alegerea tipului de colector solar termic pentru o anumită locație de implementare (din punct de vedere al eficienței de conversie).

Colectorul solar termic este principalul element al unui sistem solar termic care are rolul de a face conversia energiei solare în energie termică. Conversia energiei solare în energie termică se realizează în principal prin radiație. Există și un transfer termic prin convecție de la aerul exterior și prin conducție de la elementele pe care se montează colectorul solar termic [Moldovan, 2023]. Din punct de vedere constructiv, colectoarele solar termice se clasifică în: colectoare plan plate (Fig. 2.8a); colectoare cu tuburi vidate (Fig. 2.8b); colectoare concentratoare (Fig. 2.8c); colectoare de construcție specială (Fig. 2.8d).

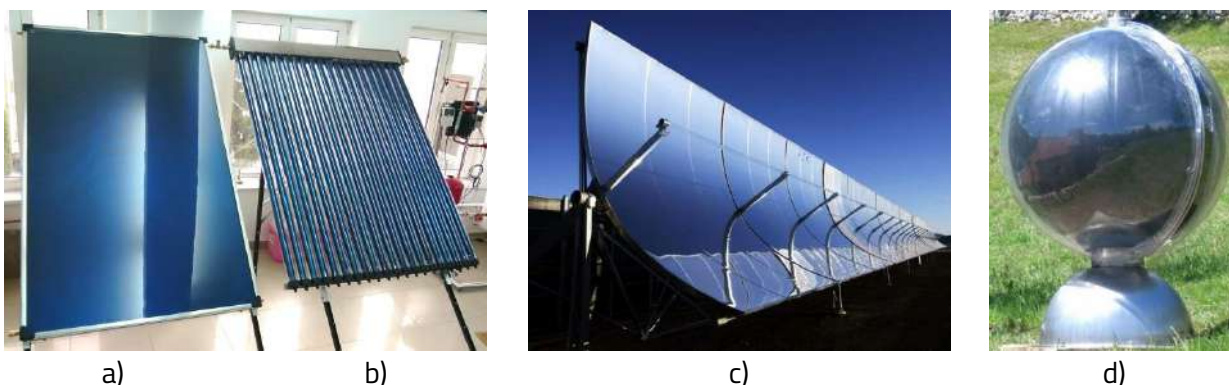


Fig. 2.8 Colectoare solar termice: plan plate (a), cu tuburi vidate (b), concentratoare (c) și speciale (d) [Moldovan, 2023]

La nivel mondial, la sfârșitul anului 2022 suprafața totală a colectoarelor solar termice instalate era de circa 774 milioane m<sup>2</sup>, cu o putere termică totală de 542 GW din care 19 GW au fost puși în funcțiune în 2022 [Weiss and Spork-Dur, 2023]. Din suprafața totală a colectoarelor solar termice instalate în 2021 la nivel mondial, 59% au fost colectoare solar termice cu tuburi vidate și 34% de colectoare solar termice plan plate; ponderea mai ridicată a colectoarelor solar termice cu tuburi vidate se datorează în principal Chinei unde 74% din colectoarele instalate au fost cu tuburi vidate și Indiei unde procentul acestora a fost de 92%, în timp ce în Europa 72% din colectoarele instalate erau plan plate și 28% cu tuburi vidate [Weiss and Spork-Dur, 2023]. Există preocupări și în dezvoltarea de noi colectoare solar termice, de forme și culori neconvenționale, trapez [Visa et al, 2015a; Visa et al, 2019a] și triunghi [Moldovan et al, 2020b ; Moldovan et al, 2021b; Visa et al, 2019b] pentru creșterea acceptanței lor arhitecturale [Visa et al, 2017a; Visa et al, 2017d; Visa et al, 2017e].



Alegerea colectoarelor solar termice trebuie făcută în strânsă corelație cu funcționalitatea pe care trebuie să o asigure sistemul solar termic. Astfel, pentru sistemele de încălzire a apei dintr-o piscină, sistemul solar termic va lucra la temperaturi joase (25-35°C), în sezonul cald, caz în care se vor putea folosi colectoare solar termice fără vitraj. În cazul sistemelor de încălzire a încăperilor cu aer cald sau prin radiație de joasă temperatură, sistemul solar termic va funcționa la temperaturi medii (35-45°C), în sezonul rece, situație în care se vor folosi colectoare solar termice cu vitraj. Pentru sistemele de preparare a apei calde în care temperatura apei calde trebuie să fie cuprinsă între 45°C și 60°C, este de asemenea necesară utilizarea unor colectoare solar termice vitrate.

Pentru a alege corect dintre colectoare solar termice existente, randamentul acestora trebuie evaluat în diferite situații funcționale cu ajutorul relației următoare:

$$\eta_{cst} = \eta_0 - a_1(T_m - T_{ae})/G_n - a_2(T_m - T_{ae})^2/G_n, [-] \quad (2.2)$$

în care,

$\eta_0$  este randamentul nominal al colectorului solar termic, [-]

$a_1$  este coeficientul de pierderi termice de ordinul unu al colectorului solar termic, [W/(m<sup>2</sup> K)]

$a_2$  este coeficientul de pierderi termice de ordinul doi al colectorului solar termic, [W/(m<sup>2</sup> K<sup>2</sup>)]

$T_{ae}$  este temperatura aerului exterior, [K]

$T_m$  este temperatura medie de funcționare a colectorului solar termic, [K]

$G_n$  este intensitatea radiației solare globale captate de colectorul solar termic, [W/m<sup>2</sup>]

Așa cum rezultă din relația (2.2), randamentul colectorului solar termic depinde *de o serie de parametri tehnici* ai acestuia (randamentul nominal și cei doi coeficienți de pierderi termice) obținuți în condiții standard de testare (intensitatea radiației solare captate de 1000 W/m<sup>2</sup>, temperatura aerului de 30°C și viteza vântului de 1,3 m/s) și care sunt extrași din fișa tehnică a colectorului, *de parametrii externi* caracteristici zonei de implementare și perioadei de utilizare a sistemului solar termic (temperatura aerului exterior și intensitatea radiației solare globale captate) care pot fi preluați din baze de date cu valori măsurate local sau obținute prin interpolare, și *de temperatura medie a colectorului solar termic* care depinde de temperatura de intrare și de ieșire a agentului termic în/din colector.

În tabelul 2.7 sunt prezentați principalii parametri extrași din fișele tehnice pentru: două colectoare solar termice plan plate fără vitraj (C1 și C2), două colectoare solar termice plan plate cu vitraj (C3 și C4) și două colectoare solar termice cu tuburi vitrate (C5 și C6).

Tab. 2.7 Parametrii tehnici principali pentru șase colectoare solar termice selectate

Cod CST	Tip colector solar termic	Randament nominal	Coeficient de pierderi termice de ordin 1	Coeficient de pierderi termice de ordin 2
		$\eta_0$ , [-]	$a_1$ , [W/(m <sup>2</sup> K)]	$a_2$ , [W/(m <sup>2</sup> K <sup>2</sup> )]
C1	Plan plat nevitrat 1	0.909	11.97	
C2	Plan plat nevitrat 2	0.895	15.11	
C4	Plan plat vitrat 1	0.851	4.04	0.050
C3	Plan plat vitrat 2	0.810	3.66	0.040
C5	Tuburi vidate 1	0.745	2.45	0.007
C6	Tuburi vidate 2	0.644	1.25	0.005

Aplicând relația (2.2) pentru o intensitate a radiației solare globale captate de 1000 W/m<sup>2</sup> și un domeniu de variație a diferenței dintre temperatura medie a colectorului solar termic și temperatura aerului exterior cuprins între 0 și 100°C, se obțin curbele de variație ale randamentului celor șase colectoare solar termice selectate (Fig. 2.9). Cele două colectoare solar termice nevitrate (C1 și C2) performează cel mai bine atunci când diferența de temperatură dintre colector și aerul exterior este mai mică de 7°C, fapt pentru care se pretează pentru încălzirea apei în piscine în sezonul cald. Deși colectoarele C1 și C2 au randamente nominale apropiate, randamentul colectorului C2 scade mai repede decât cel al colectorului C1 din cauza coeficientului de pierderi termice de ordin 1 mai mare. Colectorul plan plat vitrat C3 are randamentul cel mai mare între 7,7 și 34,5°C. Colectorul cu tuburi termice C5 va avea randamentul cel mai ridicat între 34,5 și 74,9°C, temperatură peste care colectorul cu tuburi termice C6 va fi cel mai bun.

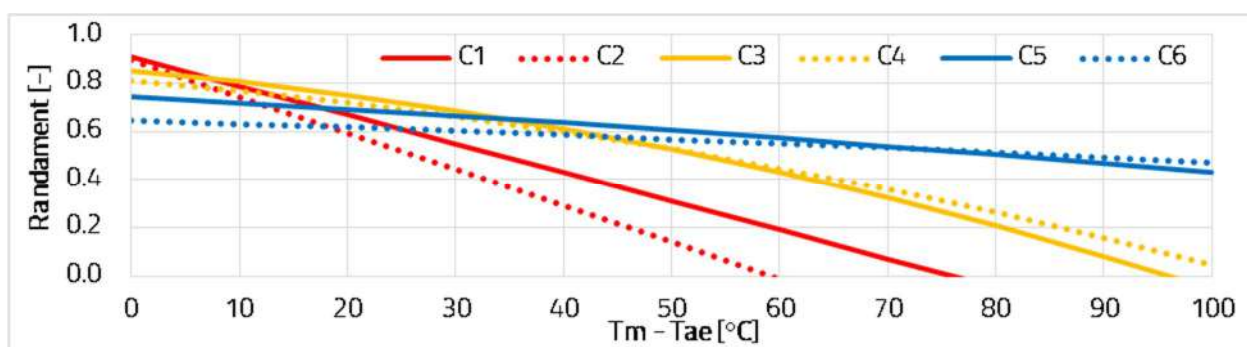


Fig. 2.9 Variația randamentului celor șase colectoare solar termice selectate [Moldovan, 2023]

Procedura de alegere a colectoarelor solar termice descrisă anterior a fost testată și experimental în Centrul de Cercetare Sisteme de Energii Regenerabile și Reciclare prin evaluarea comparativă a performanțelor unor colectoare solar termice de diferite tipuri (plan plate și cu tuburi vidate) instalate la unghiuri de înclinare cuprinse între  $0^\circ$  (orizontal) și  $90^\circ$  (vertical).

Rezultatele experimentale monitorizate pe parcursul întregului an 2017 pentru un sistem solar termic cu șase colectoare solar termice plan plate și trei colectoare solar termice cu tub vidate instalate pe acoperișul corpului E de pe Colina Universității Transilvania din Brașov sunt analizate, prelucrate și discutate comparativ într-un articol [Moldovan et al, 2020a] publicat în Journal of Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems (indexat WOS și Scopus). Producția de energie termică și randamentul celor două tipuri de colectoare solar termice sunt evaluate pe baza parametrilor mășurați (debitul în fiecare circuit, temperatura la intrarea și ieșirea fiecărui colector solar termic). În plus, energia solară globală captată este evaluată pe baza intensității radiației solare globale și difuze măsurate în plan orizontal la fața locului. Toți parametrii mășurați sunt stocați într-un data logger la fiecare minut. Randamentul este evaluat ca raport între producția de energie termică și energia solară globală captată.

Sistemul solar termic constă din șase colectoare solar termice plan plate (1) și trei colectoare solar termice cu tuburi vidate (2) instalate pe acoperiș la un unghi optim de înclinare de  $42^\circ$  (Fig. 2.10a). Celelalte componente ale sistemului solar termic sunt amplasate într-un laborator (Fig. 2.10b) unde energia termică este stocată într-un boiler de 300 L (3) în care apa caldă menajeră este încălzită până la  $60^\circ\text{C}$ . După atingerea acestei temperaturi, energia termică excedentară este transferată printr-un schimbător de căldură cu plăci în două stocatoare de 1000 L fiecare (4) unde temperatura de stocare este crescută până la  $100^\circ\text{C}$ . Un cazan cu condensare pe gaze naturale (5) este folosit ca sursă de rezervă atunci când energia solară nu este suficientă. Tot în laborator este instalat și sistemul de monitorizare (2) al tuturor parametrilor funcționali ai sistemului solar termic.



Fig. 2.10 Sistemul solar termic instalat pe Colina Universității Transilvania din Brașov: colectoarele solar termice instalate pe acoperiș (a), boilerul și stocatoarele instalate în laborator (b) [Moldovan et al, 2020a]

Colectoarele solar termice sunt conectate mixt serie/paralel (Fig. 2.11) pentru a evalua influența debitului fluidului termic asupra eficienței conversiei solar termice pentru fiecare tip de colector solar termic; în acest scop se măsoară debitul volumetric în fiecare circuit și fiecare colector solar termic este echipat cu senzori de temperatură la racordurile de intrare și ieșire, permițând astfel evaluarea energiei termice produse.

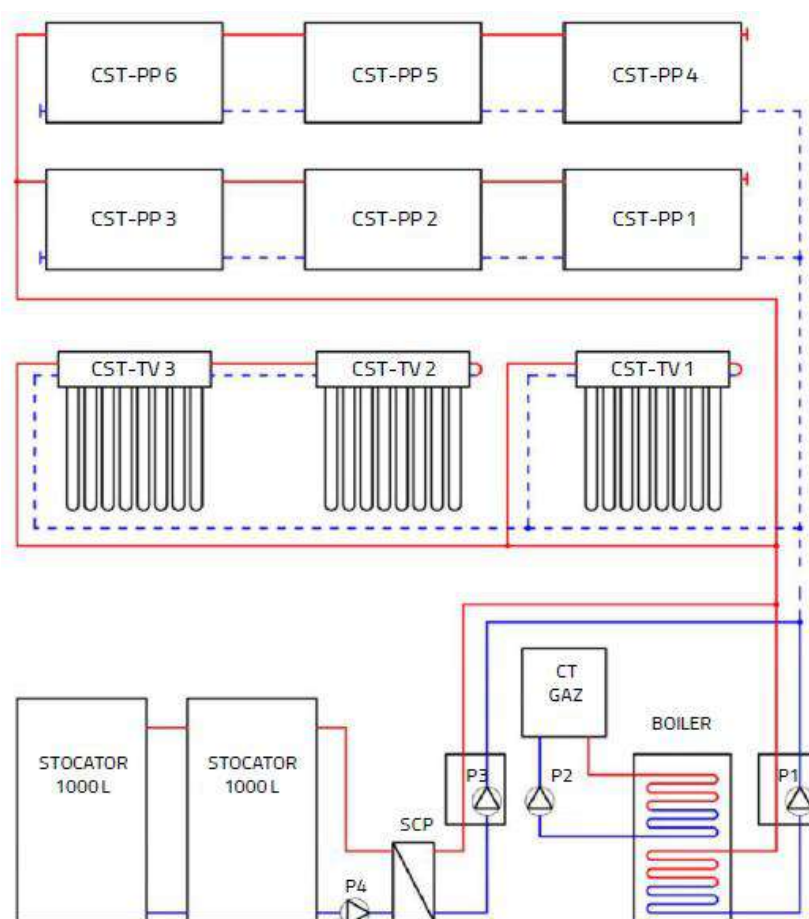


Fig. 2.11 Schema funcțională a sistemului solar termic instalat pe Colina Universității Transilvania din Brașov [Moldovan et al, 2020a]

O stație meteo DeltaT este instalată pe un acoperiș din apropiere pentru a măsura intensitatea radiației solare orizontale globale ( $G_h$ ) și difuze ( $D_h$ ) cu un piranometru SPN1 ( $\pm 5\%$  precizie globală), împreună cu temperatura și umiditatea relativă a aerului exterior cu un senzor RHT2 de precizie ( $\pm 0,1$  °C pentru temperatură și  $2\%$  pentru umiditate), viteza vântului cu un anemometru AN4 (precizie de  $\pm 0,5$  m/s), direcția vântului cu o giruetă WD4 (precizie de  $\pm 2\%$ ) și precipitații cu un pluviometru RG2 (precizie de  $\pm 2\%$ ). Datele sunt monitorizate continuu și stocate într-un data logger DL2e (la o rată de eșantionare de 1 pe minut pentru intensitatea radiației solare și de 1 la 10 minute pentru ceilalți parametri); datele stocate în data logger sunt descărcate lunar într-o bază de date dezvoltată pe un computer.

Datele monitorizate pe parcursul întregului an 2017 au fost prelucrate pe baza metodologiei propuse; sistemul solar termic a produs 17412 kWh de energie termică pentru prepararea apei calde menajere acoperind astfel 52% din necesarul de energie termică ACM a Casei Solare și a vestiarelor unei săli de sport. În cazul colectoarelor solar termice cu tuburi vidate (Fig. 2.12), energia termică specifică produsă de cele conectate în serie (TV2-3) este puțin mai mică decât în cazul celui conectat separat (TV1) datorită temperaturii crescute de intrare în colectorul solar termic TV2.

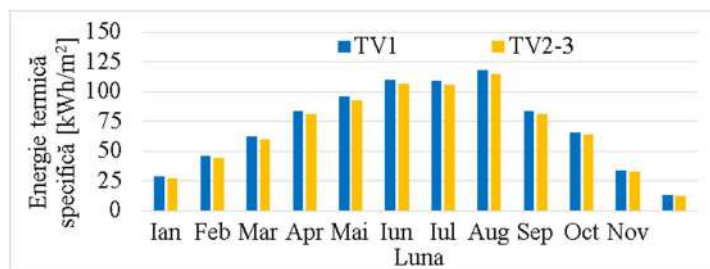


Fig. 2.12 Energia termică specifică produsă lunar de colectoarele solar termice cu tuburi vidate [Moldovan et al, 2020a]

Comparând energia termică specifică a colectoarelor solar termice plan plate (Fig. 2.13), rândul superior (PP 4-6) are o performanță mai bună decât rândul inferior (PP1-3) în lunile de iarnă, datorită poziției lor mai puțin umbrite de colectoarele solar termice instalate în fața lor.

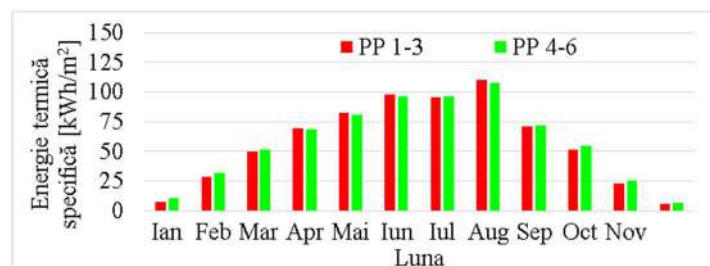


Fig. 2.13 Energia termică specifică produsă lunar de colectoarele solar termice plan plate [Moldovan et al, 2020a]

Valorile energiei termice specifice produse lunar de fiecare grup de colectoare solar termice sunt prezentate comparativ în figura 2.14. Rezultatele arată că, pe parcursul întregului an, colectoarele solar termice cu tuburi vidate (TV) au o performanță mai bună decât colectoarele solar termice plan plate (PP), în special în lunile reci (ianuarie și februarie).

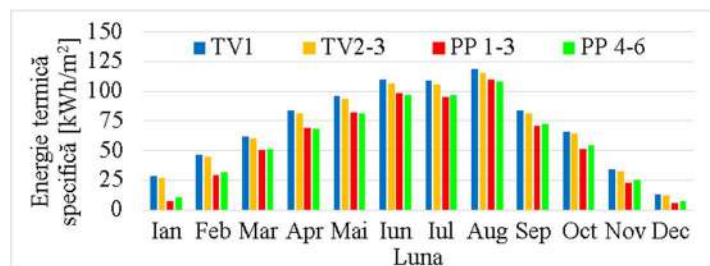


Fig. 2.14 Energia termică specifică produsă lunar de grupurile de colectoare solar termice cu tuburi vidate (TV) și de colectoare solar termice plan plate (PP) [Moldovan et al, 2020a]

Energia solară globală captată în planul colectoarelor solar termice a fost calculată pe baza intensității radiației solare orizontale globale ( $G_h$ ) și difuze ( $D_h$ ) măsurate la fața locului, iar rezultatele sunt reprezentate grafic în figura 2.15. Energia solară globală captată anual atinge o valoare de 1375 kWh/m<sup>2</sup>.

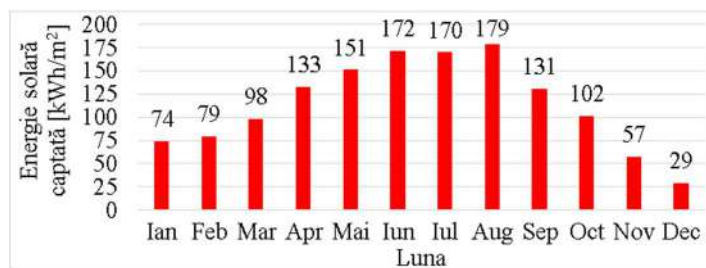


Fig. 2.15 Energia solară globală captată lunar [Moldovan et al, 2020a]

Energia termică specifică produsă lunar de colectoarele solar termice cu tuburi vidate (TV) și plan plate (PP) (Fig. 2.14) urmărește variația lunară a energiei solare globale captate (Fig. 2.15). Pentru o evaluare calitativă, eficiența lunară a fiecărui colector solar termic a fost evaluată ca raport dintre energia termică specifică lunară ( $E_t$ ) și energia solară captată ( $E_{Gh}$ ). Rezultatele sunt prezentate comparativ în tabelul 2.8. Eficiențe mai scăzute au fost obținute în cazul colectoarelor solar termice plan plate în timpul lunilor de iarnă, când temperatura aerului exterior a fost de asemenea mai scăzută (temperatura medie lunară a aerului exterior măsurată la fața locului variază între -7,78°C în ianuarie și 20,56°C în august). Astfel, pentru locații cu climă similară (continental temperată), colectoarele solar termice cu tuburi vidate ar putea fi o opțiune mai bună la implementarea sistemelor solar termice.

Tab. 2.8 Eficiența lunară a colectoarelor solar termice cu tuburi vidate (TV) și plan plate (PP)

Luna	TV 1	TV 2+3	PP 1+2+3	PP 4+5+6	Total
Ianuarie	0.389	0.366	0.099	0.149	0.224
Februarie	0.580	0.560	0.366	0.406	0.458
Martie	0.633	0.616	0.513	0.523	0.559
Aprilie	0.633	0.615	0.523	0.518	0.560
Mai	0.636	0.616	0.544	0.537	0.574
Iunie	0.639	0.619	0.572	0.563	0.591
Iulie	0.640	0.620	0.561	0.566	0.589
August	0.662	0.644	0.615	0.605	0.626
Septembrie	0.639	0.620	0.542	0.552	0.579
Octombrie	0.649	0.630	0.506	0.536	0.567
Noiembrie	0.597	0.577	0.406	0.446	0.489
Decembrie	0.449	0.425	0.192	0.242	0.303
Total	0.619	0.600	0.504	0.513	0.547



Un alt studiu care a avut ca obiect analiza comparativă a colectoarelor solar termice plan plate cu cele cu tuburi vidate a fost realizat pe baza datelor experimentale monitorizate pe parcursul anului 2014 pentru opt sisteme solar termice instalate în Institutul de Cercetare Dezvoltare al Universității Transilvania din Brașov, dintre care șase cu câte două colectoare solar termice plan plate amplasate la unghiuri de înclinare cuprinse între  $0^\circ$  și  $90^\circ$  (Fig. 2.16) și două cu câte două colectoare solar termice cu tuburi vidate amplasate orizontal și respectiv înclinate la  $45^\circ$  (Fig. 2.17). Datele meteo sunt monitorizate cu o stație meteo Delta-T care măsoară temperatura și umiditatea relativă a aerului exterior, împreună cu viteza și direcția vântului și cu un sistem SOLYS 2 care măsoară intensitatea radiației solare directe, difuze și globale. Producția de energie termică și eficiența celor două tipuri de colectoare solar termice sunt evaluate pe baza parametrilor funcționali mășurați pentru fiecare sistem (debitul în fiecare circuit, temperatura la intrarea și ieșirea fiecărui colector solar termic). Rezultatele au fost prezentate și discutate comparativ într-un articol [Cotorcea et al, 2020] publicat în 2020 7th International Conference on Energy Efficiency and Agricultural Engineering (indexat WOS și Scopus).



Fig. 2.16 Colectoare solar termice plan plate instalate orizontal (a), înclinat la  $45^\circ$  (b) și vertical (c), și cu tuburi vidate instalate orizontal (d) și înclinat la  $45^\circ$  (e)



Colectoarele solar termice sunt racordate în paralel la serpentina inferioară a unui boiler bivalent amplasat în centrala termică de la demisolul laboratorului (Fig. 2.17). Serpentina superioară a acestui boiler este racordată la o centrală termică în condensare cu gaze naturale care intră în funcțiune atunci când energia solară disponibilă nu este suficientă. Antigelul din circuitul solar este vehiculat de un grup de pompare comandat de un tablou de automatizare în funcție de temperatura din boiler și de temperatura de la colectoarele solar termice. Apa caldă preparată în boiler este utilizată în grupurile sanitare de la cele trei nivele ale clădirii la care boilerul este racordat prin intermediul unui sistem cu recirculare.

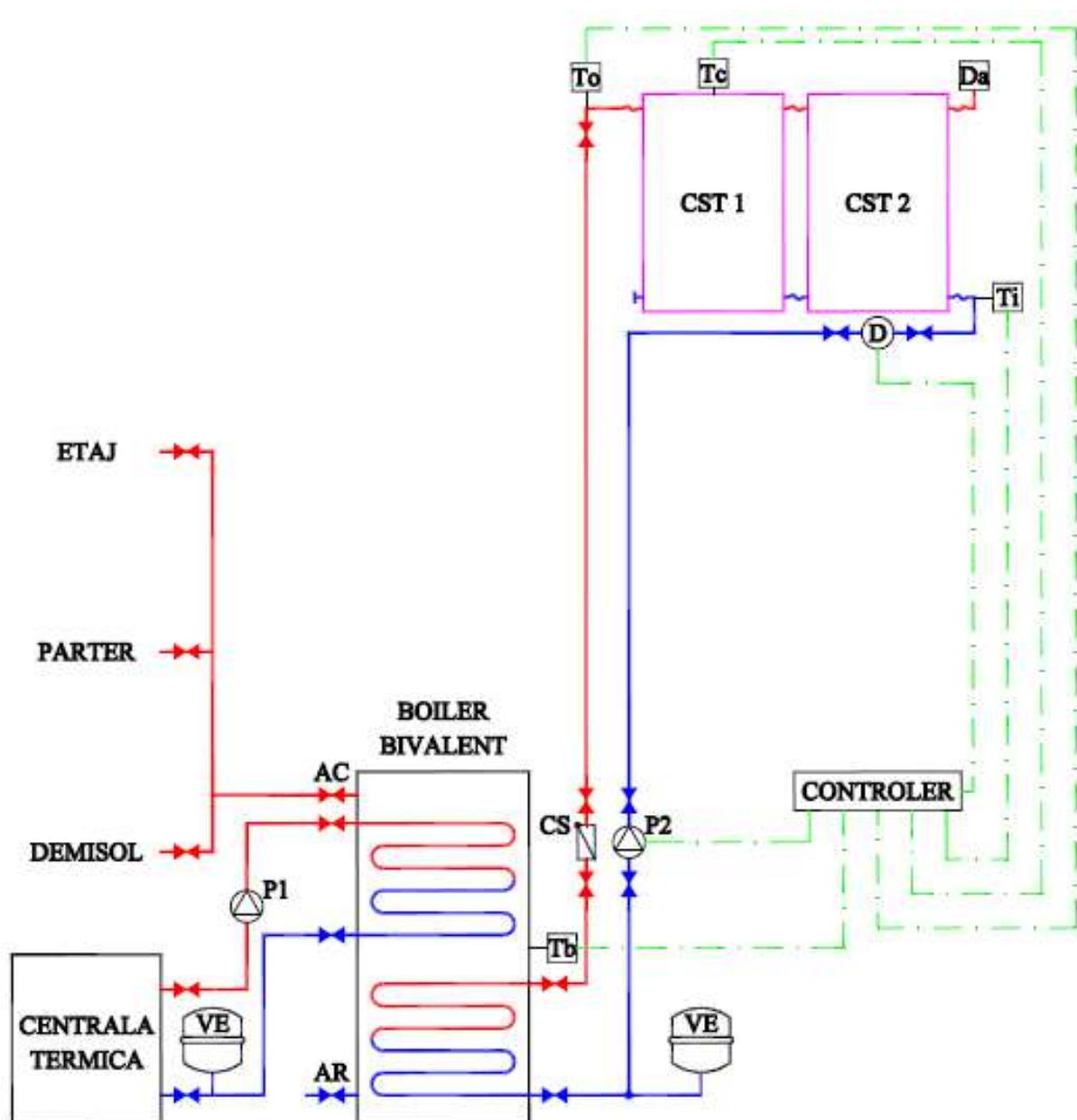


Fig. 2.17 Schema funcțională a sistemului solar termic

Din perioada de monitorizare au fost selectate trei tipuri de zile: o zi senină (11.08.2014), o zi parțial senină (16.08.2014) și o zi înnorată (23.09.2014) pentru care intensitatea radiației solare globale măsurate în plan orizontal este prezentată în figura 2.18.

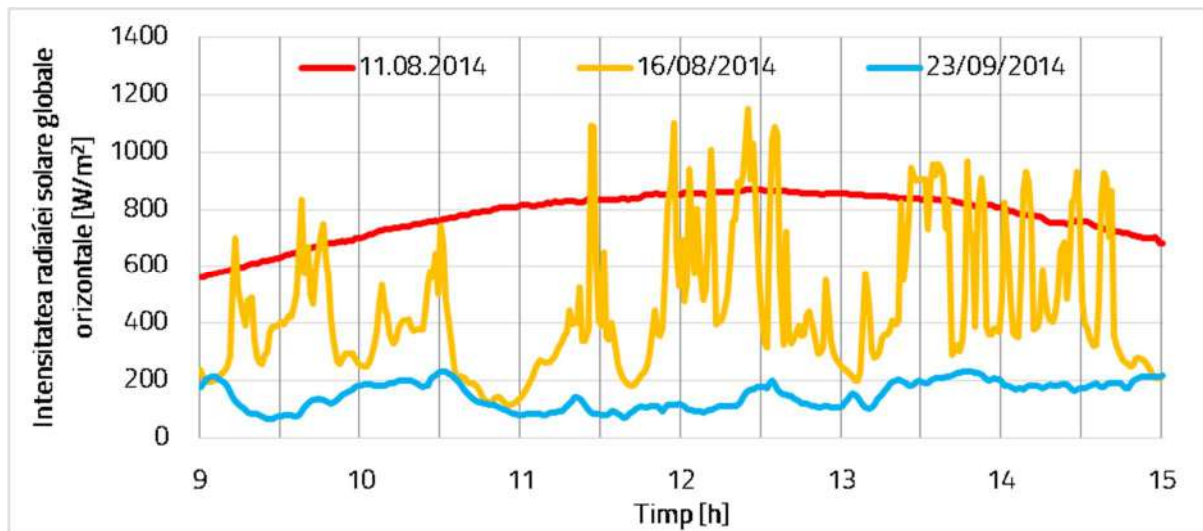


Fig. 2.18 Variația intensității radiației solare globale măsurate în plan orizontal în ziua senină (11.08.2014), în ziua parțial senină (16.08.2014) și în ziua înnorată (23.09.2014)

Pe baza modelului matematic prezentat în lucrare a fost calculată energia solară captată de fiecare colector solar termic, iar rezultatele sunt prezentate în figura 2.19 unde este pusă în evidență influența unghiului de înclinare a colectorului solar termic asupra acesteia. Valoarea maximă a fost obținută pentru unghiul de înclinare de  $40^\circ$ , de 1,8 ori mai mare decât cea mai mică valoare, obținută pentru colectorul vertical (înclinat la  $90^\circ$ ).

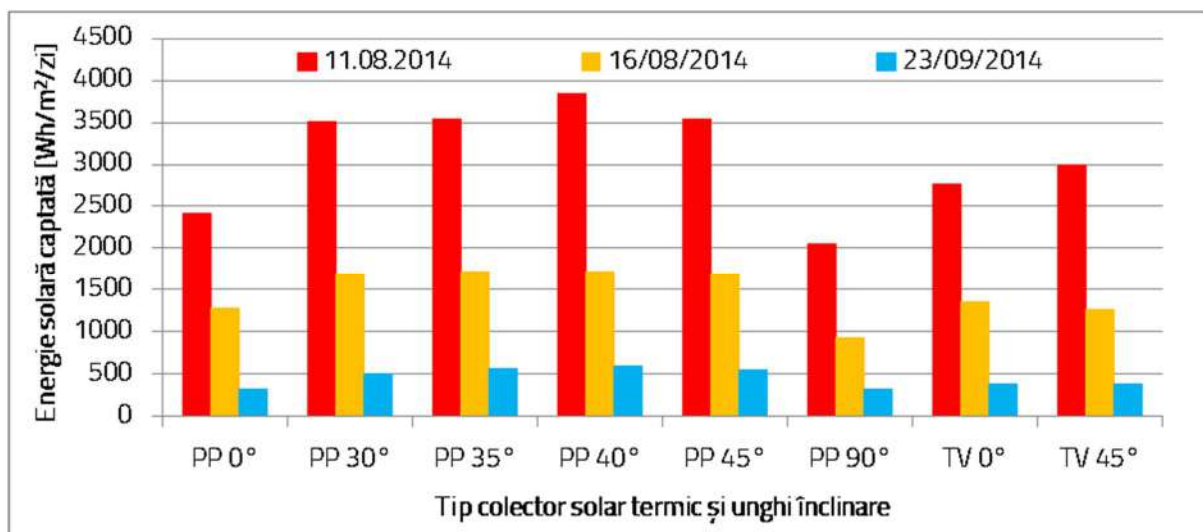


Fig. 2.19 Energia solară captată în planul colectoarelor solar termice în cele trei zile

În figura 2.20 este prezentată variația în ziua senină a eficienței colectoarelor solar termice (3) obținută prin raportarea puterii termice generate de acestea (2) la intensitatea radiației solare captate (1). Poziționarea orizontală a colectoarelor reprezintă cazul cel mai defavorabil, pentru ambele tipuri de colectoare solar termice considerate, energia colectată prezentând cele mai mici valori; în aceste condiții, colectoarele cu tuburi vidate au produs mai multă energie decât cele plan plate. Pe măsură ce unghiul de înclinare crește, energia solară captată și cea termică produsă cresc de asemenea, atingând maximum pentru o înclinare de  $40^\circ$ , fapt care confirmă astfel recomandările de alegere a unghiului optim de înclinare a colectoarelor solare în funcție de latitudine. La un unghi de înclinare de  $45^\circ$ , colectoarele plan plate generează mai multă energie termică decât cele cu tuburi vidate

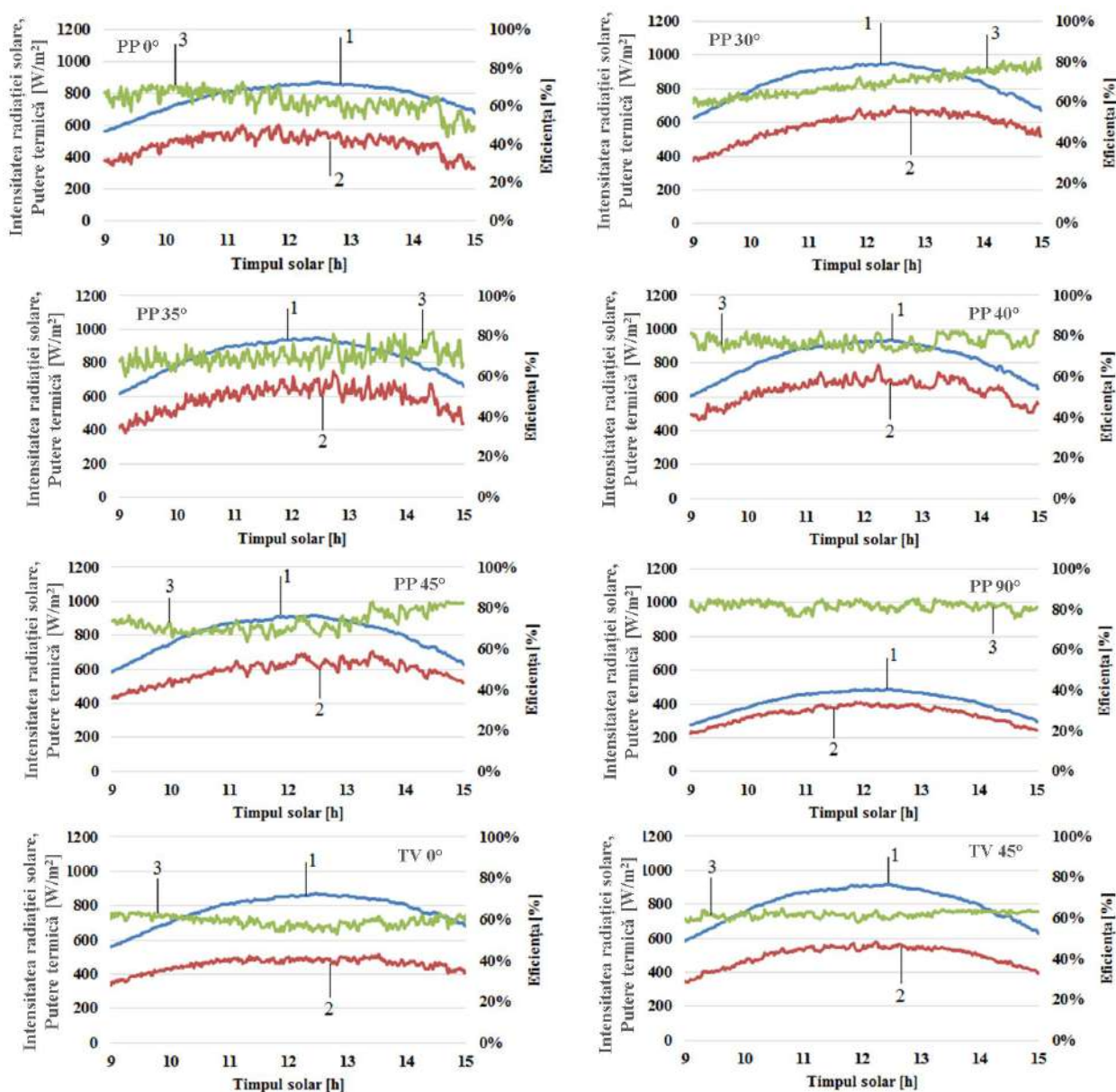


Fig. 2.20 Variația intensității radiației solare globale captate (1), a puterii termice (2) și a eficienței (3) a colectoarelor solar termice plan plate (PP) și cu tuburi vidate (TV) la diferite unghiuri de înclinare

### 2.3 Dezvoltarea unor colectoare solar termice noi

A treia metodă de creștere a cantității de energie termică produsă de sistemele solar termice constă în dezvoltarea unor colectoare solar termice noi, de forme și culori neconvenționale, pentru creșterea acceptanței arhitecturale a fațadelor solar termice, (colectoare solar termice triunghiulare și trapezoidale, cu absorber roșu, verde etc.).

Începând din 2013, în cadrul Centrului de Cercetare Sisteme de Energii Regenerabile și Reciclare, a fost dezvoltată o nouă direcție de cercetare în domeniul colectoarelor solar termice de forme și culori neconvenționale pentru care a fost depusă o cerere de brevet de invenție [Visa et al, 2013]. Invenția se referă la un sistem de colectoare solar termice poligonale, modularizate, pentru integrare în fațade, pentru generarea de energie termică din energie solară, în condiții de asigurare a unui grad ridicat de armonizare estetic-arhitecturală cu configurația fațadei și de eficiență funcțională. Sistemul este alcătuit din colectoare solar termice triunghiulare (echilaterale sau dreptunghic isoscele), romboidale, trapezoidale, dreptunghiulare, pătrate sau hexagonale, cu dimensiuni compatibile pentru a putea fi conectate între ele în scopul utilizării optime a suprafețelor disponibile pe fațadele clădirilor și a creșterii cantității de energie termică produsă prin conversia energiei solare.

În figura 2.21 sunt prezentate diferite configurații ale unei fațade solar termice alcătuite din colectoarele solar termice triunghiulare amplasate pe zonele disponibile de pe fațada sudică a unei clădiri de locuit [Comsit et al, 2014]. Folosind colectoare triunghiulare, au fost realizate mai multe ansambluri care pot fi montate vertical sau orizontal. Pentru aceeași zonă disponibilă, dispunerea verticală și orizontală permite obținerea unui grad de acoperire aproximativ egal, dar conexiunile și circuitele hidraulice sunt complet diferite. Configurația verticală are avantajul umplerii și golirii mai facile a circuitelor hidraulice în timp ce dispunerea orizontală permite racordarea mai multor ansambluri în paralel, ducând la diminuarea pierderilor de presiune pe care trebuie să le compenseze pompa hidraulică.

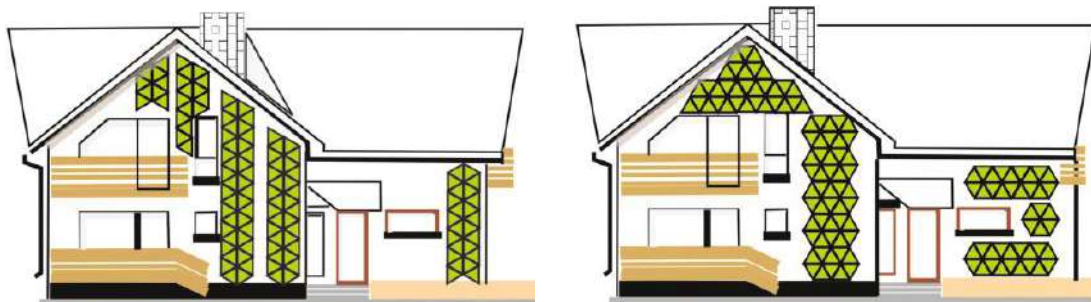


Fig. 2.21 Ansambluri de colectoare solar termice triunghiulare instalate vertical și orizontal pe fațada sudică a unei clădiri de locuit



Colectoarele solar termice triunghiulare pot fi aranjate într-o multitudine de configurații dar au dezavantajul unui număr mare de unități necesare acoperirii fațadei care generează costuri ridicate cu manopera necesară pentru montaj și interconectare. Pentru a diminua aceste costuri, au fost propuse configurații bazate pe colectoare solar termice trapezoidale și ansambluri de astfel de colectoare montate orizontal și vertical așa cum se arată în figura 2.22. Similar cazului anterior, dispunerea orizontală a ansamblurilor de colectoare solar termice trapezoidale oferă o soluție funcțională mai bună.

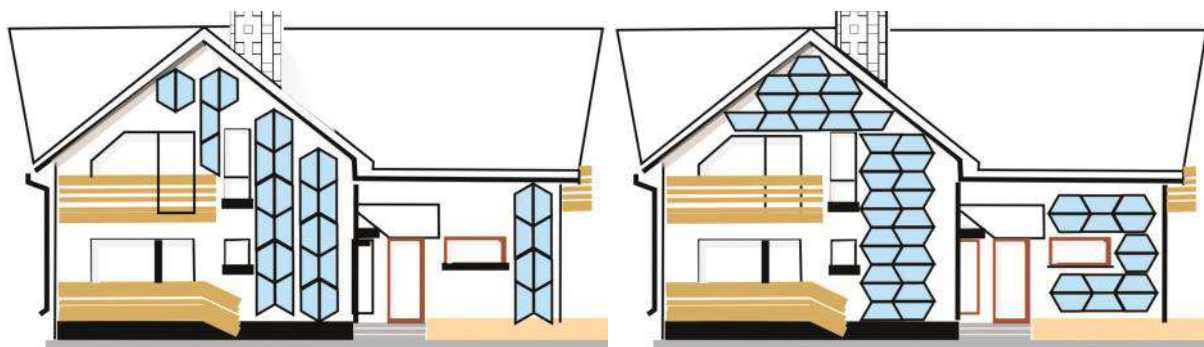


Fig. 2.22 Ansambluri de colectoare solar termice trapezoidale instalate vertical și orizontal pe fațada sudică a unei clădiri de locuit

În figura 2.23 sunt prezentate două soluții de amplasare a unor ansambluri de colectoare solar termice triunghiulare și trapezoidale, vertical (Fig. 2.23a) și orizontal (Fig. 2.23b) pe fațada unui bloc de locuințe. Aceste soluții pot fi aplicate atât în cazul clădirilor noi cât și în cazul celor existente care intră într-un proces de reabilitare, contribuind și la îmbunătățirea aspectului exterior al acestor clădiri.

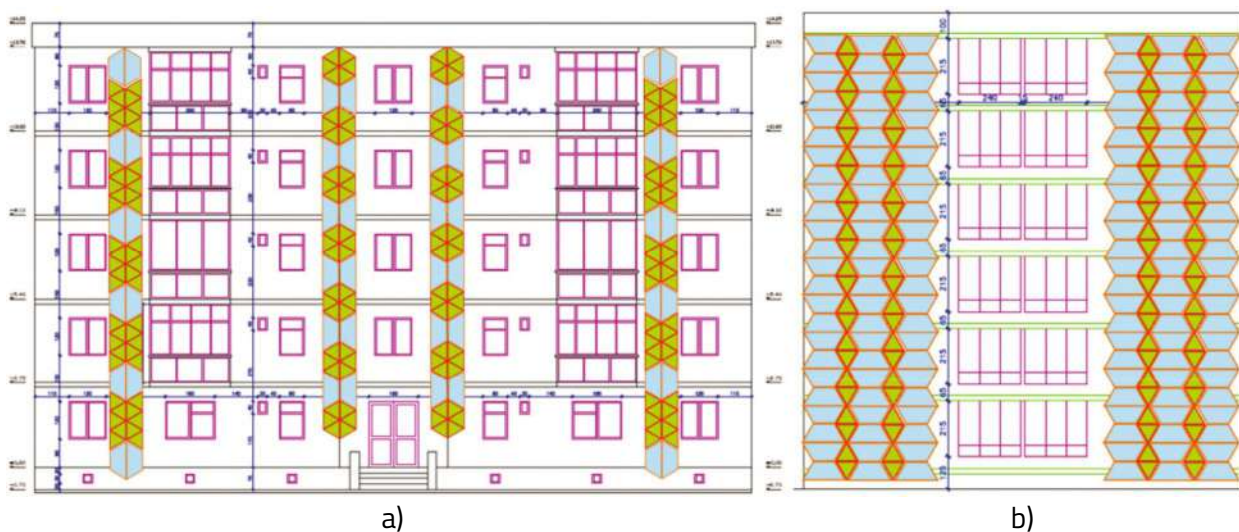


Fig. 2.23 Ansambluri de colectoare solar termice triunghiulare și trapezoidale instalate vertical și orizontal pe fațada sudică a unui bloc de locuințe

Implementarea sistemelor solar termice integrate în fațadele clădirilor poate contribui semnificativ atât la creșterea gradului de acoperire a necesarului de energie termică pentru încălzirea apei calde cât și la creșterea eficienței energetice a acestora având în vedere faptul că termoizolația colectorului solar termic se constituie în termoizolație și pentru clădire.

Un studiu referitor la influența colectoarelor solar termice integrate în fațada clădirii asupra necesarului de energie termică al acesteia a fost prezentat într-un articol științific [Moldovan et al, 2020c] publicat în Journal of Science and Arts (indexat WOS și Scopus). Clădirea care face obiectul acestui studiu (Fig. 2.24a) este o construcție modulară instalată în Centrul de Cercetare Sisteme de Energii Regenerabile și Reciclare din Universitatea Transilvania din Brașov, România. Clădirea este utilizată ca stand de testare în aer liber pentru colectoare solar termice. Clădirea este formată dintr-un cadru metalic și panouri termoizolante de 40 mm grosime ca pereți exteriori și acoperiș orizontal. Acest ansamblu este instalat pe o placă de beton la nivelul solului. Între placa de beton și sol a fost intercalată o termoizolație din polistiren extrudat cu grosimea de 40 mm.



Fig. 2.24 Stand de testare în aer liber pentru colectoare solar termice: fotografie (a) și model 3D (b) [Moldovan et al, 2020]

Clădirea a fost modelată 3D folosind Trnsys3d pentru SketchUp (Fig. 2.24b). Clădirea are o ușă exterioară pe fațada de Est, două ferestre pe fațada de Nord și o altă fereastră pe fațada de Vest. Fațada de Sud nu are nicio fereastră sau ușă pentru a maximiza suprafața disponibilă pentru integrarea colectoarele solar termice în fațadă. Modelul a fost importat în TRNBuild unde au fost luate în considerare opt locații europene de implementare (Tab. 2.9), ale căror caracteristici meteorologice au fost obținute din aplicația Meteororm cu excepția Brașovului pentru care au fost utilizate date măsurate local cu un sistem Solys2 și cu o stație meteo DeltaT. Locațiile au fost alese răspândite pe toate latitudinile din Europa, pentru a estima influența locației asupra necesarului de energie termică (pentru încălzirea spațiului, răcirea spațiului și apă caldă) a unei clădiri cu și fără colectoare încorporate în fațada sudică.

Tab. 2.9 Locațiile de implementare luate în considerare pentru studiul de caz.

Locație	Latitudine	Longitudine	Climat	Energie solară globală $E_{Gh}$ [kWh/m <sup>2</sup> ]	Temperatura medie a aerului exterior $t_a$ [°C]	Temperatura medie a apei reci $t_w$ [°C]
Finlanda Helsinki	60.19	24.95	umed continental	947	4.52	7.86
Germania Hamburg	53.55	9.99	oceanic	952	8.85	12.19
Irlanda Dublin	53.35	-6.27	maritim	948	9.48	12.82
Olanda Amsterdam	52.37	4.90	oceanic	987	9.51	12.85
Austria Graz	47.08	15.42	umed continental	1143	8.41	11.74
Romania Brașov	45.65	25.61	temperat continental	1293	9.90	13.24
Portugalia Lisabona	38.74	-9.14	subtropical	1683	16.81	20.14
Cipru Larnaca	34.87	33.61	semiarid	1847	18.98	22.31

În continuare au fost efectuate simulări numerice în Trnsys17 Simulation Studio, unde a fost dezvoltat un nou proiect MultiZone Building cu structura prezentată în figura 2.25. Fișierul clădirii TRNBuild a fost importat ca unitate Type56, datele meteorologice măsurate la fața locului au fost importate în unitatea de date meteorologice de tip 15-2, iar cardurile de ecuații au fost folosite pentru a calcula unghiurile azimutale ale componentelor anvelopei clădirii și intensitatea radiației solare captate de fiecare dintre acestea.

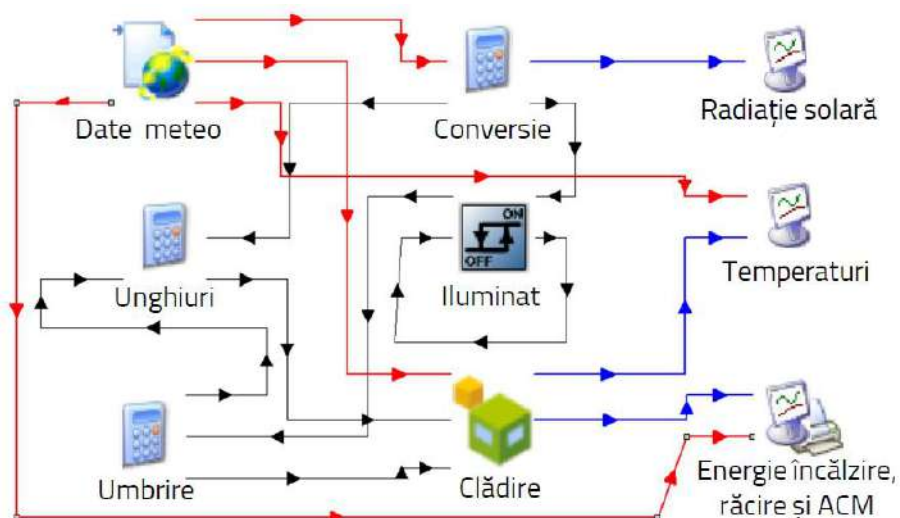


Fig. 2.25 Proiectul MultiZone Building dezvoltat în Trnsys17 [Moldovan et al, 2020]



Necesarul zilnic de energie termică pentru apă caldă menajeră este simulat numeric pe parcursul unui an luând în considerare un număr de două persoane pentru fiecare locație. Datele de ieșire (intensitatea radiației solare captate de fiecare componentă a anvelopei clădirii, temperatura medie a apei, temperatura aerului din interior, sarcina de încălzire și răcire) au fost reprezentate și exportate în fișiere csv prin intermediul modulelor de tip 65a.

Necesarul anual de energie termică este obținut prin simulări numerice în Trnsys17 pentru cele opt locații fără colectoare solar termice implementate pe fațada de Sud. Variația orară a componentelor necesarului de energie termică este prezentată în figura 2.26 împreună cu temperaturile aerului exterior și apei reci pentru Brașov, România. Temperatura aerului exterior variază între  $-20^{\circ}\text{C}$  și  $33,4^{\circ}\text{C}$ , iar temperatura apei reci variază între  $8,11^{\circ}\text{C}$  și  $18,37^{\circ}\text{C}$ . Conform acestor parametri de intrare, puterea de încălzire/răcire prezintă valori de până la  $1946\text{ W}$  și, respectiv,  $1021\text{ W}$ . Rezultatele obținute pentru cele opt locații sunt prezentate comparativ în Tabelul 2.10, arătând o distribuție normală, cu o cerere mai mare de energie de încălzire pentru latitudinile nordice și o cerere mai mare de energie de răcire pentru latitudinile inferioare. Cererea de energie pentru ACM este aproape constantă, iar în locația sudică se obțin valori mai mici datorită temperaturii mai ridicate a apei reci.

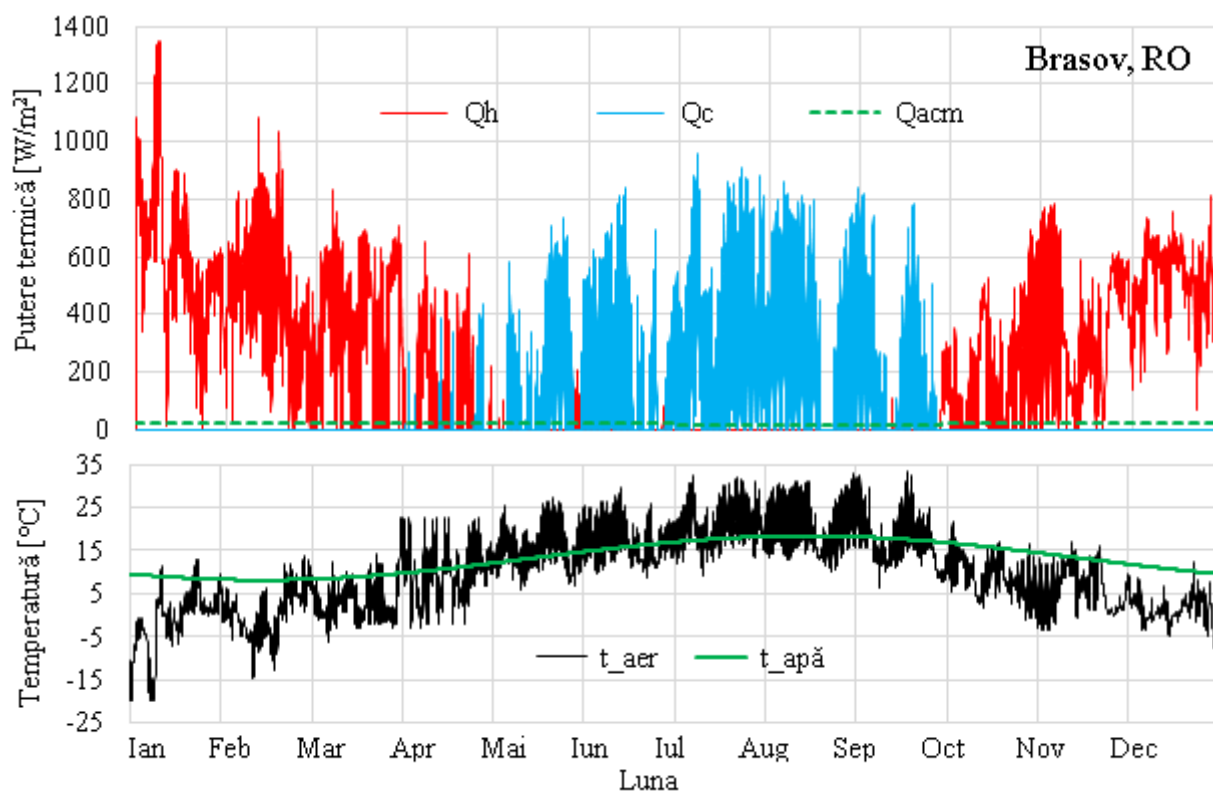


Fig. 2.26 Variația orară a necesarului de energie termică pentru încălzirea spațiului ( $Q_h$ ), pentru răcirea spațiului ( $Q_c$ ) și pentru ACM ( $Q_{acm}$ ) corespunzător variației temperaturii aerului exterior ( $t_{\text{aer}}$ ) și apei ( $t_{\text{apă}}$ ) pentru Brașov, România [Moldovan et al, 2020]

Tab. 2.10 Necesarul de energie termică al clădirilor fără colectoare solar termice în fațada sudică.

Locație	Grosime termoizolație [mm]	Necesar energie termică pentru încălzire [kWh/ an]	Necesar energie termică pentru răcire [kWh/ an]	Necesar energie termică pentru ACM [kWh/ an]	Necesar total de energie termică [kWh/ an]	Necesar specific de energie termică [kWh/m <sup>2</sup> /an]
Helsinki	40	6010	97	221	6329	210.97
Hamburg	40	4160	100	202	4464	148.82
Dublin	40	3626	9	200	3836	127.89
Amsterdam	40	3709	69	200	3979	132.64
Graz	40	4283	180	204	4668	155.63
Brașov	40	3493	492	198	4184	139.47
Lisabona	40	965	783	169	1917	63.93
Larnaca	40	728	1462	159	2351	78.37

În continuare, a fost evaluată grosimea optimă a izolației termice pentru a obține valori similare (sub 100 kWh/m<sup>2</sup>/an) ale necesarului de energie termică specifice pentru fiecare locație de implementare a clădirii. Influența grosimii izolației termice asupra componentelor necesarului de energie termică este prezentată comparativ în tabelul 2.11 pentru locațiile selectate.

Tab. 2.11 Necesarul diminuat de energie termică fără colectoare solar termice în fațada sudică.

Locație	Grosime termoizolație [mm]	Necesar energie termică pentru încălzire [kWh/ an]	Necesar energie termică pentru răcire [kWh/ an]	Necesar energie termică pentru ACM [kWh/ an]	Necesar total de energie termică [kWh/ an]	Necesar specific de energie termică [kWh/m <sup>2</sup> /an]
Helsinki	210	2099	657	221	2977	99.26
Hamburg	80	2486	241	202	2931	97.70
Dublin	60	2644	18	200	2862	95.42
Amsterdam	70	2391	147	200	2738	91.28
Graz	100	2183	463	204	2851	95.04
Brașov	90	1908	820	198	2927	97.57
Lisabona	40	965	783	169	1917	63.93
Larnaca	40	728	1462	159	2351	78.37

Pentru fiecare clădire optim termoizolată s-a luat în considerare instalarea unui geam cu o grosime de 5 mm în fața fațadei Sudice a cărei culoare s-a păstrat albă. Variația necesarului de energie termică pentru diferitele grosimi ale stratului de aer este prezentată în figura 2.27 pentru două locații, rezultând o grosime optimă de 15 mm în toate cazurile, deoarece nu există o scădere semnificativă suplimentară atunci când grosimea stratului de aer se mărește mai mult. Grosimea optimă a spațiului de aer a fost evaluată pentru fiecare locație, iar rezultatele sunt prezentate comparativ în tabelul 2.12. O grosime de 15 mm a stratului de aer a rezultat ca valoare optimă pentru toate locațiile selectate cu influențe similare asupra componentelor (încălzirea spațiului și răcirea spațiului) ale necesarului de energie termică.

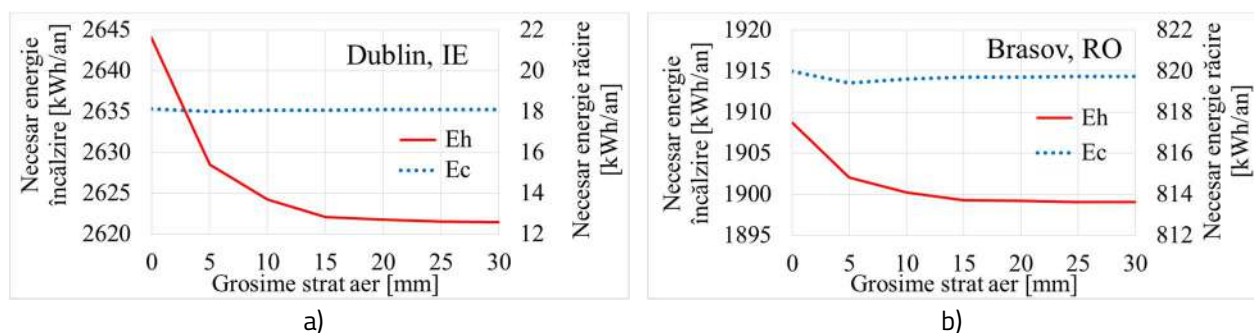


Fig. 2.27 Efectul grosimii stratului de aer asupra necesarului de energie termică pentru încălzirea (Eh) și pentru răcirea (Ec) clădirii situate în a) Dublin, IE și b) Brașov, RO [Moldovan et al, 2020]

Tab. 2.12 Necesarul de energie termică al clădirilor cu vitraj pe fațada sudică de culoare albă.

Locație	Grosimea optimă a stratului de aer [mm]	Necesar energie termică pentru încălzire [kWh/ an]	Necesar energie termică pentru răcire [kWh/ an]	Necesar energie termică pentru ACM [kWh/ an]	Necesar total de energie termică [kWh/ an]	Necesar specific de energie termică [kWh/m <sup>2</sup> /an]
Helsinki	15	2096	657	221	2975	99.19
Hamburg	15	2472	241	202	2916	97.22
Dublin	15	2622	18	200	2840	94.68
Amsterdam	15	2375	147	200	2722	90.75
Graz	15	2173	463	204	2841	94.72
Brașov	15	1899	819	198	2917	97.25
Lisabona	15	948	781	169	1899	63.31
Larnaca	15	714	1456	159	2330	77.70

În continuare, pentru grosimea optimă a golului de aer obținută anterior, între stratul de aer și izolația termică a fațadei Sudice se consideră absorber de culori diverse (negru, albastru, verde, portocaliu, roșu și bej). Influența culorii absorberului asupra consumului de energie termică pentru încălzire și răcire este reprezentată în figura 2.28 pentru clădirile implementate în Dublin și Brașov. După cum era de așteptat, culoarea neagră are cea mai mare influență asupra reducerii necesarului de energie pentru încălzire dar și asupra necesarului de energie de răcire, care crește dacă nu se ia în considerare îndepărtarea căldurii de la nivelul absorberului. Rezultatele sunt prezentate comparativ pentru locațiile selectate în tabelul 2.13.

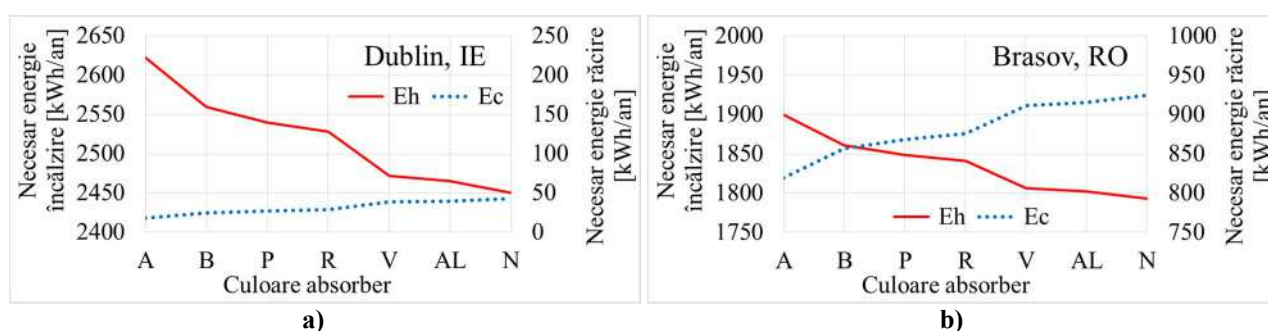


Fig. 2.28 Necesarul de energie pentru încălzire/răcire pentru absorbere colorate (A – alb, B – bej, P – portocaliu, R – roșu, V – verde, AL – albastru și N – negru) pentru: Dublin (a) și Brașov (b) [Moldovan et al, 2020]

Tab. 2.13 Necesarul de energie termică a clădirilor cu fațada solar termică de diverse culori.

Locație	Culoare și absorbanta [Owen, 2017] absorberului colectorului solar termic						
	alb	bej	portocaliu	roșu	verde	albastru	negru
	$\alpha = 0.26$	$\alpha = 0.50$	$\alpha = 0.58$	$\alpha = 0.63$	$\alpha = 0.88$	$\alpha = 0.91$	$\alpha = 0.98$
Necesar de energie termică pentru încălzire [kWh/an]							
Helsinki	2096	2082	2077	2074	2061	2060	2056
Hamburg	2472	2435	242	2416	2382	2378	2369
Dublin	2622	2559	2540	2528	2471	2465	2450
Amsterdam	2375	2327	231	2304	2261	2256	2245
Graz	2173	2136	2124	2117	2084	2080	2071
Brașov	1899	1860	1848	1841	1806	1802	1793
Lisabona	948	883	864	852	798	792	779
Larnaca	714	652	634	623	574	569	557

În final, se calculează reducerea relativă a necesarului de energie termică pentru clădirea cu colector solar termic montat pe toată fațada sudică, pentru un geam de 5 mm cu un strat de aer de 15 mm și diverse culori ale absorberului. Clădirea de referință din fiecare locație a fost considerată clădirea cu o grosime de izolație concepută pentru a reduce necesarul specific de energie termică sub 100 kWh/m<sup>2</sup>. Rezultatele prezentate comparativ în tabelul 2.14, arată reduceri relative cuprinse între 0,14% și 23,59%. Cele mai mici valori corespund țărilor nordice și culorilor deschise ale absorberelor.

Tab. 2.14 Reducerea relativă a necesarului de energie termică a clădirilor cu fațadă solar termică

Locație	Culoarea fațadei solar termice						
	alb	bej	portocaliu	roșu	verde	albastru	negru
	Reducerea relativă a necesarului de energie termică [%]						
Helsinki	0.14	0.82	1.04	1.17	1.79	1.87	2.03
Hamburg	0.57	2.07	2.54	2.83	4.20	4.36	4.72
Dublin	0.83	3.19	3.93	4.38	6.52	6.76	7.31
Amsterdam	0.66	2.64	3.26	3.63	5.42	5.63	6.09
Graz	0.44	2.13	2.66	2.98	4.52	4.70	5.11
Brașov	0.49	2.53	3.16	3.54	5.37	5.57	6.05
Lisabona	1.70	8.42	10.44	11.66	17.21	17.83	19.22
Larnaca	2.02	10.46	12.95	14.45	21.19	21.93	23.59

Când se ia în considerare efectul complet al reabilitării fațadei sudice (izolare termică și implementare fațadă solar termică), reducerea relativă a necesarului de energie termică este semnificativ mai mare în țările nordice (Tab. 2.15).

Tab. 2.15 Reducerea relativă a necesarului de energie termică a clădirilor după reabilitarea fațadei

Locație	Culoarea fațadei solar termice						
	alb	bej	portocaliu	roșu	verde	albastru	negru
	Reducerea relativă a necesarului de energie termică [%]						
Helsinki	65.12	65.36	65.43	65.48	65.70	65.72	65.78
Hamburg	40.58	41.47	41.75	41.93	42.75	42.84	43.06
Dublin	27.71	29.43	29.97	30.30	31.85	32.03	32.43
Amsterdam	35.97	37.25	37.65	37.89	39.04	39.17	39.47
Graz	49.26	50.12	50.39	50.56	51.34	51.43	51.64
Brașov	45.63	46.74	47.09	47.30	48.29	48.41	48.67
Lisabona	1.70	8.42	10.44	11.66	17.21	17.83	19.22
Larnaca	2.02	10.46	12.95	14.45	21.19	21.93	23.59

Toate aceste estimări au fost elaborate având în vedere implementarea fațadei solar termice pe toată suprafața disponibilă sudică a clădirii. Pentru a crește acceptanța arhitecturală a acestor fațade modernizate, sunt propuse forme nedreptunghiulare împreună cu diferite culori pentru a acoperi total sau parțial fațada sudică (Fig. 2.29). Astfel, arhitecții au posibilitatea de a combina diferite forme și culori ale colectoarelor solar termice cu elementele fațadelor (ferestre, uși etc.) pentru a crește acceptanța arhitecturală a colectoarelor solar termice integrate în fațada clădirii. Studii ulterioare vor fi efectuate pentru a evalua influența integrării colectorului solar în fațada clădirii, asupra eficienței colectorului/sistemului solar termic. Standul de testare în aer liber a colectoarelor solar termice va fi dezvoltat pentru a investiga experimental influența reciprocă dintre fațada solar termică și clădire.

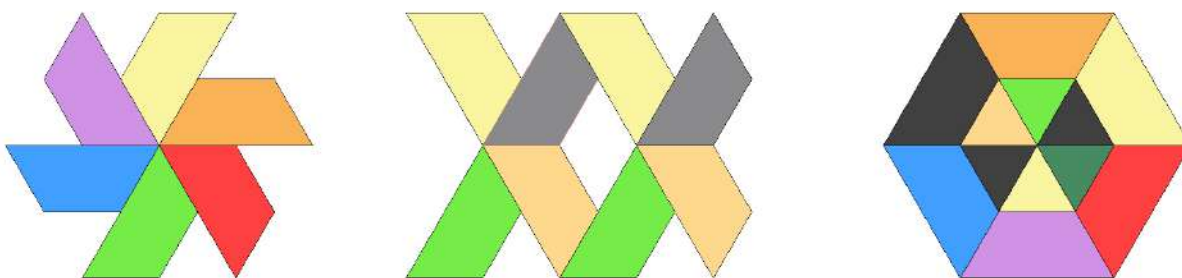


Fig. 2.29 Propuneri de amplasare a colectoarelor solar termice trapezoidale și triunghiulare variat colorate [Moldovan et al, 2020]

Un alt studiu [Rusea et al, 2023] publicat în Proceedings of I4SDG Workshop 2023. Mechanisms and Machine Science, Springer, Cham ([indexat Scopus](#)) s-a concentrat pe creșterea acceptanței arhitecturale a fațadelor solar termice prin utilizarea colectoarelor solar termice de forme și culori neconvenționale pentru crearea de forme pseudo-3D.

Studiul ia în considerare recomandările arhitecților și inginerilor din diferite regiuni europene cum ar fi: colectoarele solar termice trebuie considerate elemente de construcție; caracteristicile fizice ale colectoarelor solar termice (poziția, dimensiunile, forma) ar trebui să fie considerate ca un ansamblu sau ca un întreg; culorile colectoarelor solar termice trebuie să se potrivească cu culorile clădirii; dimensiunea și formele ar trebui să fie, de asemenea, corelate cu regulile de compoziție a clădirii [Kalogirou, 2017; Visa et al, 2017a].

În prezent, diferiți artiști dau viață clădirilor vechi pictându-le folosind un design diferit, iar oamenii manifestă reacții pozitive în ceea ce privește picturile murale. Această artă murală poate fi transpusă prin utilizarea unor noi tipuri de colectoare solar termice colorate. În plus, a fost formulat un nou concept, acela de a crea imagini pseudo-3D din forme 2D folosind grupuri de colectoare solar termice de diferite forme și culori.

Acest concept poate fi integrat în proiectarea fațadelor solar termice, iar un exemplu este prezentat în figura 2.30. Figura reprezintă o cutie cu două compartimente, unde pe pereții laterali realizați cu colectoare solar termice galbene s-a folosit cea mai deschisă culoare, terminatorul este negru, iar pentru diferitele nuanțe de umbră s-au folosit vișiniu și verde. Această combinație de linii și culori dă iluzia unui obiect 3D, dar este doar un design 2D care poate fi ușor integrat în fațada unei clădiri. Geometria ajută la obținerea efectului 3D, perspectiva liniară înseamnă seturi geometrice direct proporționale care reprezintă colțuri, margini sau suprafețe ale obiectului proiectat. Sistemele de proiecție folosesc unul, două sau trei puncte de fugă, în funcție de modul în care marginile converg către unul, două sau trei puncte. Colectoarele solar termice propuse și subansamblurile realizate cu ajutorul acestora fac posibilă crearea perspectivei folosind 2 puncte de fugă. De asemenea, unghiurile și dimensiunile colectoarelor solar termice susțin designul 3D, făcând marginile și unghiurile simetrice. Cu un colector solar termic tradițional, această iluzie nu poate fi creată.

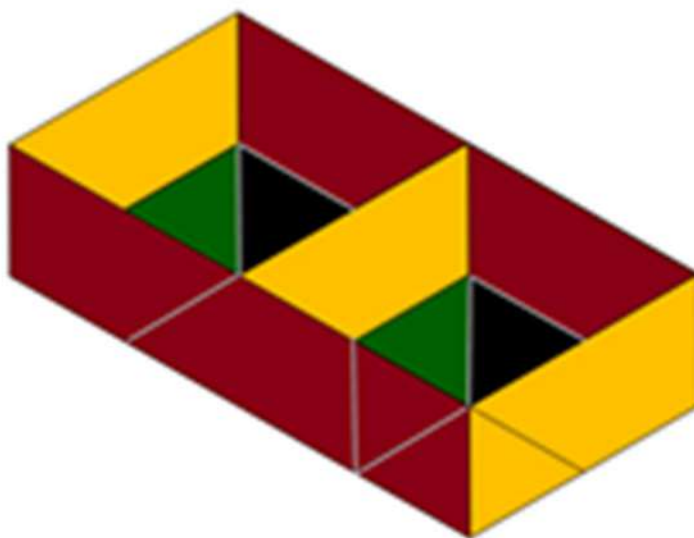


Fig. 2.30 Fațadă solar termică pseudo-3D bazată pe subansambluri de colectoare solar termice triunghiulare și trapezoidale [Moldovan et al, 2020]

Pe baza acestor subansambluri se pot dezvolta configurații inspirate din natură sau din simboluri tradiționale. În continuare, este necesară modelarea, simularea și validarea experimentală a comportamentului funcțional (modul de circulație a agentului termic și eficiența conversiei solar-termice) al subansamblurilor dezvoltate. Un alt aspect care trebuie investigat este acela că randamentul colectoarelor solar termice de alte culori (roșu, verde, portocaliu etc) este mai mic decât al celor de culori convenționale (negru sau albastru închis), cu atât mai mic cu cât culoarea este mai deschisă. Acest impediment poate fi compensat prin creșterea suprafeței acoperite de aceste colectoare solar termice.



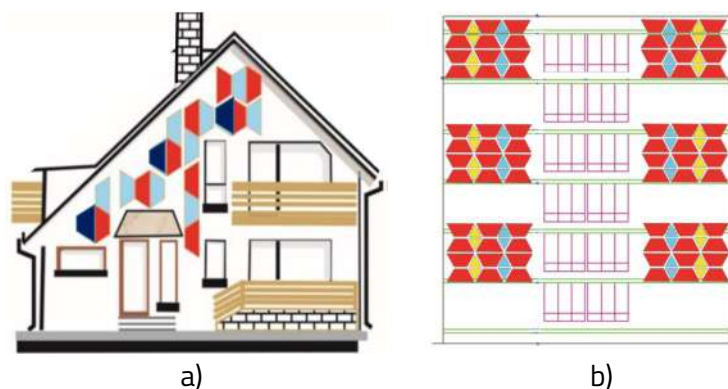
Pentru a evalua în ce măsură randamentul mai redus al colectoarelor solar termice de alte culori poate fi compenstat prin mărirea suprafeței fațadei solar termice au fost realizate o serie de studii dintre care este prezentat în continuare unul referitor la posibilitățile de implementare a colectoarelor solar termice în fațada unei clădiri de locuit [Visa et al, 2017d] publicat în volumul *Advanced Materials - TechConnect Briefs* (indexat Scopus). Partea superioară a fațadei sudice a unei case de locuit este luată în considerare pentru a evalua posibilitățile de acoperire a acesteia cu colectoare solar termice comerciale (Fig. 2.31a) și cu noile colectoare solar termice triunghiulare și trapezoidale (Fig. 2.31b). În cazul colectoarelor solar termice comerciale, doar trei colectoare pot fi montate din cauza formei lor dreptunghiulare și a dimensiunilor destul de mari (înălțime de 2070 mm și lățime de 1145 mm), rezultând o acoperire de 7,11 m<sup>2</sup>. În cazul colectorului solar termic triunghiular echilateral (cu latura de 700 mm) și a celui trapezoidal cu o suprafață echivalentă cu trei colectoare triunghiulare, se pot implementa 49 de colectoare triunghiulare și 8 trapezoidale, rezultând o acoperire de 15,47 m<sup>2</sup>, dublând astfel suprafața activă.



a).....b)

Fig. 2.31 Posibilități de implementare a colectoarelor solar termice comerciale (a) și necomerciale (b) în fațada sudică a unei clădiri de locuit [Visa et al, 2017d]

O altă propunere de implementare a noilor colectoare în fațadele unor clădiri de locuit unifamiliale (Fig. 2.32a) și multifamiliale (Fig. 2.32b) a fost publicată în volumul *Building Integration of Solar Thermal Systems Design and Applications Handbook* [Visa et al, 2017a].



a)

b)

Fig. 2.32 Propunere de amplasare a colectoarelor solar termice triunghiulare și trapezoidale în fațada unei clădiri de locuit unifamiliale (a) și multifamiliale (b) [Visa et al, 2017d]

### 2.3.1 Colectoare solar termice trapezoidale

Următorii pași în dezvoltarea noilor colectoare solar termice de forme și culori neconvenționale au constat în proiectarea, realizarea, testarea și optimizarea unui prototip trapezoidal [Visa et al, 2015a; Moldovan et al, 2017a; Visa et al, 2019a; Visa et al, 2020a].

În cadrul proiectului de cercetare Est In Urba a fost dezvoltat un colector solar termic trapezoidal descris în articolul [Visa et al, 2015a] publicat în jurnalul Applied Thermal Engineering (Q1, factor de impact 3,043 în 2015 și 6,100 în 2023). Pentru decelarea caracteristicilor geometrice optime ale noului colector solar termic a fost adaptat modelul matematic propus în [Duffie and Beckman, 2006]. Acesta se bazează pe evaluarea coeficientului global de pierderi de căldură,  $U_L$ , al colectorului solar termic ca sumă a coeficienților de pierderi prin partea superioară,  $U_T$ , inferioară,  $U_B$  și laterală,  $U_E$  cu relația:

$$U_L = U_T + U_B + U_E \text{ [W/m}^2\text{K]} \quad (2.3)$$

Coeficientul de pierderi prin partea superioară se calculează cu relația:

$$U_T = (1/(h_{c,p-c} + h_{r,p-c}) + 1/(h_w + h_{r,c-a}))^{-1}, \text{ [W/m}^2\text{K]} \quad (2.4)$$

în care,

$h_{c,p-c}$  - coeficientul de transfer termic prin convecție între absorber și sticlă, [W/m<sup>2</sup>K]

$h_{r,p-c}$  - coeficientul de transfer termic prin radiație între absorber și sticlă, [W/m<sup>2</sup>K]

$h_w$  - coeficientul de transfer termic cauzat de curenții de aer, [W/m<sup>2</sup>K]

$h_{r,c-a}$  - coeficientul de transfer termic prin radiație între sticlă și aer, [W/m<sup>2</sup>K]

Coeficientul de transfer termic prin convecție între absorber și sticlă se calculează în funcție de numărul lui Nusselt ( $Nu$ ), de conductivitatea termică a aerului ( $k$ ) și de grosimea stratului de aer ( $L$ ) cu relația:

$$h_{c,p-c} = Nu \cdot k/L, \text{ [W/m}^2\text{K]} \quad (2.5)$$

Numărul lui Nusselt se calculează în funcție de numărului lui Rayleigh ( $Ra$ ) și de unghiul de înclinare al colectorului solar termic ( $\beta$ ) cu relația:

$$Nu = 1 + 1,44 [1 - (1708(\sin 1,8\beta)^{1/6})/Ra \cdot \cos\beta]^+ \cdot [1 - 1708/Ra \cdot \cos\beta]^+ + [(Ra \cdot \cos\beta)/5830]^{1/3} - 1]^+ \quad (2.6)$$

Numărul lui Rayleigh ( $Ra$ ) se calculează în funcție accelerația gravitațională ( $g$ ), coeficientul de expansiune volumetrică a aerului ( $\beta'$ ), diferența de temperatură dintre absorber și sticlă ( $\Delta T$ ), distanța dintre absorber și sticlă ( $L$ ), vâscozitatea cinematică a aerului ( $\nu$ ) și difuzivitatea termică a aerului ( $\alpha$ ) cu relația:

$$Ra = g\beta' \Delta T L^3 / (\nu \alpha) \quad (2.7)$$

Coeficientul de transfer termic prin radiație între absorber și sticlă se calculează în funcție de constanta Stefan-Boltzmann ( $\sigma$ ), temperatura absorberului ( $T_p$ ), temperatura estimată a sticlei ( $T_c$ ), emitanța absorberului ( $\varepsilon_p$ ) și emitanța sticlei ( $\varepsilon_c$ ) cu relația:

$$h_{r,p-c} = \sigma(T_p^2 + T_c^2)(T_p + T_c) / (1/\varepsilon_p + 1/\varepsilon_c - 1), [W/m^2K] \quad (2.8)$$

Coeficientul de transfer termic prin radiație între sticlă și aer se calculează în funcție de emitanța sticlei ( $\varepsilon_c$ ), constanta Stefan-Boltzmann ( $\sigma$ ), temperatura estimată a sticlei ( $T_c$ ) și temperatura aerului ( $T_a$ ) cu relația:

$$h_{r,c-a} = \varepsilon_c \sigma (T_c^2 + T_a^2) / (T_c + T_a), [W/m^2K] \quad (2.9)$$

Următorul pas constă în calcularea temperaturii sticlei în funcție de temperatura absorberului ( $T_p$ ), coeficientul de pierderi termice prin partea superioară a colectorului solar termic ( $U_T$ ), temperatura aerului ( $T_a$ ) și coeficienții de pierderi termice prin convecție ( $h_{c,p-c}$ ) și prin radiație ( $h_{r,p-c}$ ) dintre absorber și geam cu relația

$$T_{cc} = T_p - U_T(T_p - T_a) / (h_{c,p-c} + h_{r,p-c}), [K] \quad (2.10)$$

Dacă valoarea calculată a temperaturii sticlei diferă cu mai mult de 1% față de temperatura estimată a sticlei ( $T_d$ ) utilizată în relațiile (2.7)-(2.9), calculele se reiau utilizând valoarea calculată a sticlei în locul valorii estimate până când diferența scade sub 1%.

Coeficientul de pierderi prin partea inferioară se calculează în funcție de conductivitatea termică ( $k_b$ ) și grosimea ( $L_b$ ) a termoizolației posterioare cu relația:

$$U_B = k_b / L_b [W/m^2K] \quad (2.11)$$

Coeficientul de pierderi termice prin părțile laterale ale colectorului solar termic devine semnificativ (reprezentând până la 10% din pierderile totale) în special pentru colectoarele de dimensiuni mici, precum noul colector solar termic trapezoidal dezvoltat.

Coeficientul de pierderi termice prin părțile laterale ale colectorului solar termic se calculează în funcție de conductivitatea și suprafața părților laterale  $(UA)_{edge}$  și de suprafața colectorului solar termic  $(A_c)$  cu relația

$$U_E = (UA)_{edge}/A_c \text{ [W/m}^2\text{K]} \quad (2.12)$$

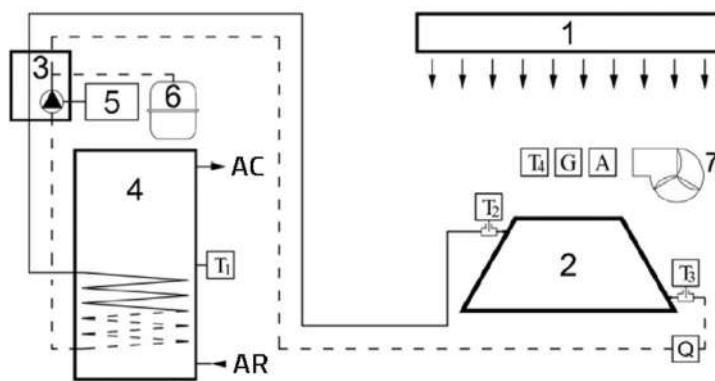
Conductivitatea părților laterale se calculează în funcție de conductivitatea termică  $(k_e)$  și grosimea  $(L_e)$  termoizolației laterale cu relația:

$$U_{edge} = k_e/L_e \text{ [W/m}^2\text{K]} \quad (2.13)$$

Cu ajutorul acestui model matematic a fost studiată influența principalilor parametri geometrici ai colectorului solar termic trapezoidal asupra pierderilor și a fost obținută varianta constructivă optimă pe baza căreia au fost realizate două demonstratoare, unul cu absorber din aluminiu și al doilea cu absorber din cupru, care au fost testate experimental pe un stand interior de testare (Fig. 2.33a) a cărei schemă funcțională este prezentată în figura 2.33b. Standul de testare permite testarea colectoarelor solar termice cu o suprafață de până la 2 m<sup>2</sup> și are în componență un simulator solar (1) amplasat orizontal deasupra colectorului solar termic testat (2), un grup de pompare (3), un boiler monovalent (4), un controler (5), un vas de expansiune (6), un ventilator (7), un senzor de măsurare a intensității radiației solare (G), un senzor de măsurare a vitezei curentului de aer (A), un debitmetru pentru agentul termic (Q) și senzori de temperatură pentru aerul de lângă colector (T<sub>a</sub>), pentru apa din boiler (T<sub>1</sub>) și pentru agentul termic la intrarea (T<sub>3</sub>) și ieșirea (T<sub>2</sub>) din colectorul solar termic. Simulatorul solar are un mix de lămpi UV și VIS și permite obținerea unei intensități maxime de 1000 W/m<sup>2</sup> care este măsurată cu ajutorul unui piranometru de clasă A+ (LSI LASTEM, BSR 153, cu o acuratețe de 5%). Temperaturile sunt măsurate cu senzori de temperatură Pt100.



a)



b)

Fig. 2.33 Stand interior de testare a colectoarelor solar termice: vedere (a) și schemă funcțională (b)

[Visa et al, 2015a]

Cele două demonstratoare au fost testate experimental pe standul interior de testare, randamentul acestora fiind prezentat în figura 2.34. Valorile experimentale (prezentate sub formă de triunghiuri albastre pentru demonstratorul cu absorber din aluminiu și cu pătrate portocalii pentru demonstratorul cu absorber din cupru) se potrivesc bine cu valorile obținute prin simulări numerice. Diferențele maxime sunt de doar 3% pentru absorberul din aluminiu și de maximum 4-5% pentru cel din cupru. Aceste diferențe pot fi considerate acceptabile având în vedere că modelul a fost dezvoltat pentru colectoare tradiționale, dreptunghiulare.

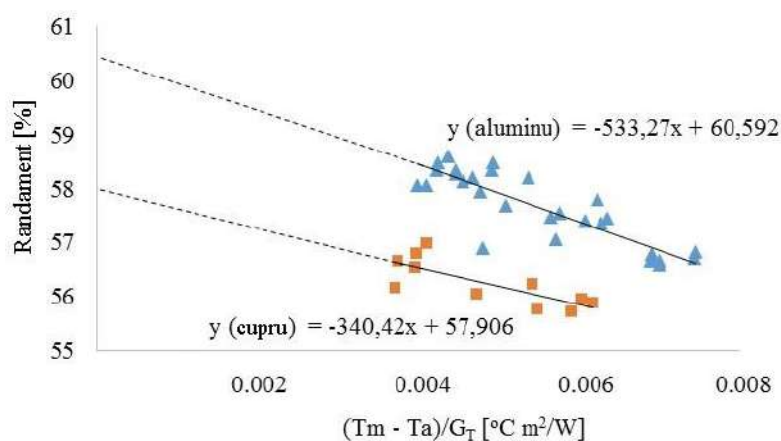


Fig. 2.34 Randamentul demonstratoarelor cu absorber din aluminiu și din cupru [Visa et al, 2015a]

Următorul pas a constat în optimizarea distanței dintre conductele serpentinei prin care este vehiculat agentul termic în interiorul colectorului solar termic în scopul creșterii eficienței transferului de căldură de la absorber la agentul termic fără însă a majora foarte mult pierderile de presiune prin serpentină. Randamentul nominal cel mai bun (62,38%) a fost obținut prin creșterea numărului de conducte la 9 și prin mărirea diametrului conductei la 22 mm. Randamentul acestui demonstrator este prezentat în figura 2.35.

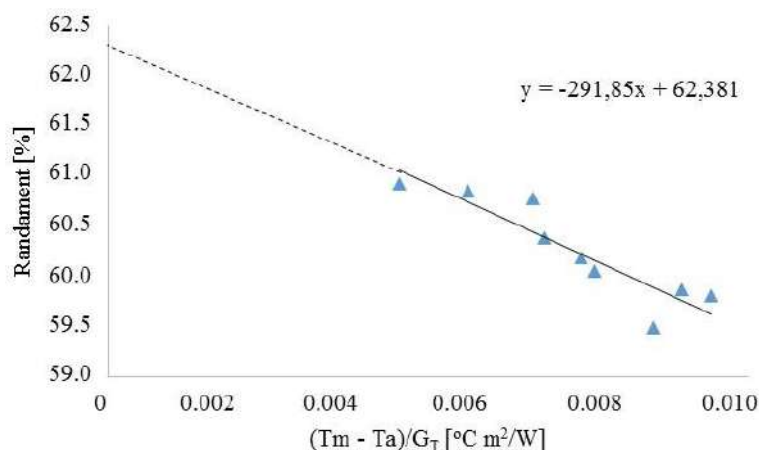


Fig. 2.35. Randamentul demonstratorului cu serpentină optimizată [Visa et al, 2015a]

Demonstratorul optimizat a fost instalat pe un stand de testare a colectoarelor solar termice în aer liber (Fig. 2.36a) a cărei schemă funcțională este prezentată în figura 2.36b.

Standul de testare constă dintr-o clădire modulară pe a cărei fațadă sudică a fost instalat demonstratorul (2a) și, ca referință, a fost montat și un colector solar termic plan plat comercial (2b). Un al doilea colector solar termic plan plat comercial este instalat pe acoperișul standului (2c), la un unghi de înclinare de  $35^\circ$ , care este unghiul optim pentru care se obține cantitatea maximă anuală de energie termică în Brașov. Ambele colectoare solar termice comerciale sunt foarte performante (Buderus, model SKS4), cu o suprafață de absorbție de  $2,1 \text{ m}^2$  și un randament nominal de 85,1%, asigurat de termoizolația performantă (fibră de sticlă, materiale compozite pentru carcasă și atmosfera interioară de argon) și de geamul din sticlă solară (transmitanță de 91%).

În interiorul clădirii sunt instalate celelalte componente ale sistemelor solar termice și sistemul de monitorizare al parametrilor funcționali ai acestora.

Fiecare colector solar termic are circuitul său individual alcătuit din grup de pompare (3), boiler (4), controler (5) și vas de expansiune (6), permițând controlul individual și măsurători precise ale energiei termice produse de fiecare colector solar termic în parte. Debitul și temperaturile agentului termic din fiecare circuit sunt măsurate cu ajutorul unor senzori identici cu cei instalați pe standul interior de testare.

Soluția de racordare separată a fiecărui colector solar termic la câte un boiler de stocare a apei calde a fost aleasă din considerentul limitării influenței reciproce care ar fi putut avea loc în cazul în care toate colectoarele solar termice ar fi fost racordate în paralel la același boiler.

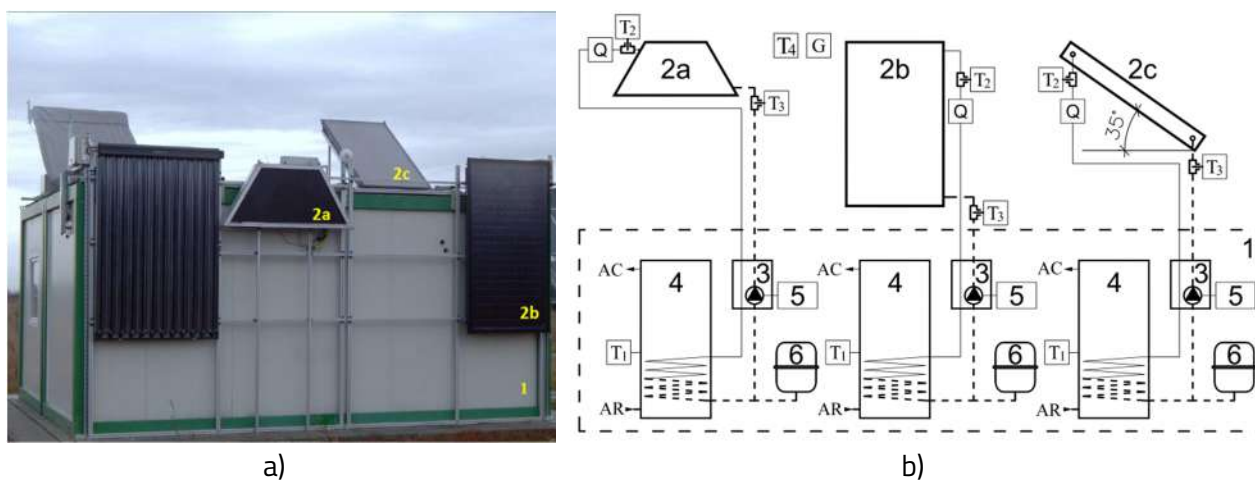


Fig. 2.36 Stand exterior de testare a colectoarelor solar termice: vedere (a) și schemă funcțională (b)

[Visa et al, 2015a]

Intensitatea radiației solare globale în plan orizontal ( $G_H$ ) și a radiației solar difuze în plan orizontal sunt măsurate cu ajutorul unor piranometre CMP22 KIPP&ZONNEN (precizie de 0,5%), iar intensitatea radiației solar directe este măsurată cu un piheliometru CHP1 KIPP&ZONNEN (precizie 1%).

Pe baza acestora sunt calculate intensitățile radiației solare captate de colectoarele verticale 2a și 2b ( $G_V$ ) și de cel înclinat 2c ( $G_T$ ) și sunt utilizate ca date de intrare în estimarea randamentului de conversie al celor trei colectoare solar termice.

Rezultatele preliminare raportate în articol au fost obținute într-o zi însorită (6 octombrie 2014), când intensitatea radiației solare în intervalul orar 11:00-13:00 a fost aproape constantă și apropiată de valorile utilizate în timpul testării în interior (Fig. 2.37).

După cum arată datele, colectorul solar termic înclinat primește (cum era de așteptat având în vedere sezonul) cea mai mare cantitate de radiație solară, iar poziția de montare verticală este puțin mai favorabilă decât cea orizontală. Diferența dintre intensitatea radiației solare captate de colectoarele solar termice verticale și înclinate ( $G_V$  și  $G_T$ ) variază în timpul zilei (și sezonier), fiind maximă la amiază; acesta poate fi un aspect benefic în anotimpurile calde, când de obicei apare un surplus de energie termică, ceea ce duce la stagnare, la supraîncălzire și, eventual, la îmbătrânirea accelerată a colectorului solar termic.

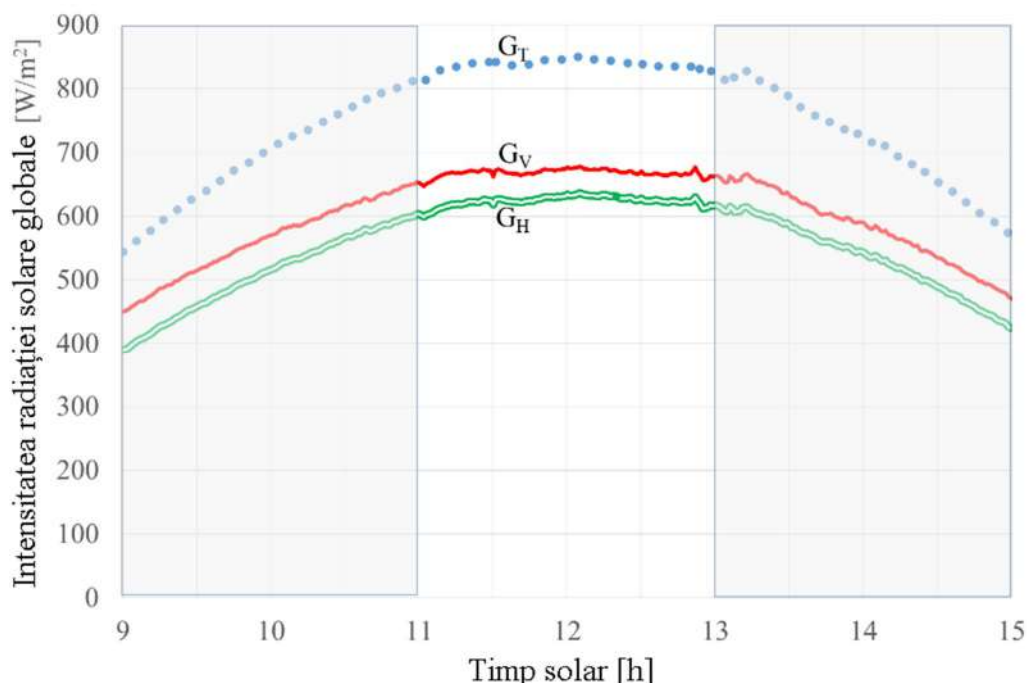


Fig. 2.37 Intensitatea radiației solare globale măsurate în plan orizontal ( $G_H$ ) și captate de colectoarele solar termice verticale ( $G_V$ ) și de colectorul solar termic înclinat ( $G_T$ ) [Visa et al, 2015a]



Puterea termică a fost monitorizată experimental și înregistrată pentru fiecare colector solar termic; pentru a compara puterile termice produse de cele trei colectoare, aceste valori au fost normalizate în funcție de suprafața colectorului solar termic pentru a obține puterea termică specifică (produsă de o suprafață de  $1 \text{ m}^2$ ) iar datele sunt prezentate în figura 2.38.

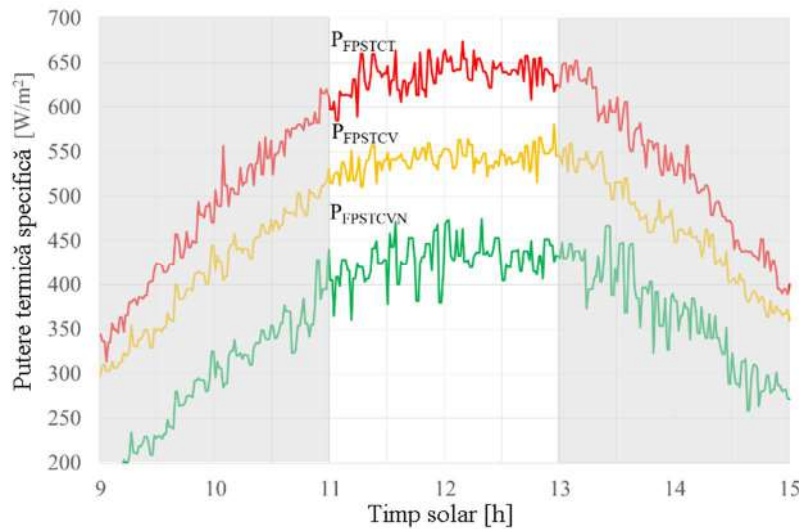


Fig. 2.38 Puterea termică specifică produsă de colectorul solar termic comercial înclinat (FPSTCT), comercial vertical (FPSTCV) și demonstrator (FPSTCVN) [Visa et al, 2015a]

Pe baza puterii termice specifice și a intensității radiației solare captate, a fost calculat randamentul fiecărui colector solar termic, variația acestora în timpul zilei de testare fiind prezentată în figura 2.39.

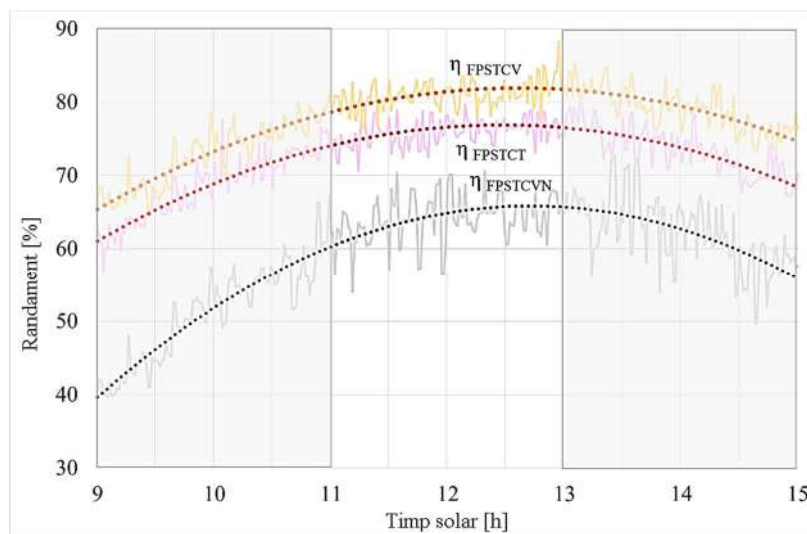


Fig. 2.39 Randamentul colectorului solar termic comercial înclinat (FPSTCT), comercial vertical (FPSTCV) și demonstrator (FPSTCVN) [Visa et al, 2015a]

Cel mai important rezultat al testării în aer liber este că, după cum arată datele, atât colectorul solar termic comercial, cât și noul colector solar termic trapezoidal de pe fațadă ating randamente apropiate de cele nominale. Diferențele dintre randamentele acestor două colectoare solar termice (15 ... 20%) pot rezulta din factori constructivi, în mare parte legate de aria absorberului; colectoarele solar termice comerciale au suprafața de aproximativ 3,3 ori mai mare, având deci un raport perimetru suprafață mult mai mic. Caracteristicile constructive ale colectoarelor solar termice comerciale (materiale utilizate pentru cadru și carcasă, izolarea cu gaz inert etc.) ar putea contribui, de asemenea, la obținerea unui randament mai bun. Având în vedere restricțiile pentru integrarea fațadelor solar termice, suprafața noului colector solar termic nu poate face obiectul unor modificări majore, dar celelalte caracteristici constructive pot și vor fi optimizate în continuare, pentru a ajunge la un compromis între eficiență și cost.

Testele au fost extinse pe o perioadă mai lungă de timp, iar datele obținute pe durata a doi ani de testare (2015 și 2016) au fost analizate, prelucrate și prezentate într-un articol [Visa et al, 2019a] publicat în jurnalul *Renewable Energy* (**Q2, factor de impact 8,634 în 2019 și 9,000 în 2023**). Pe baza acestor valori s-a calculat puterea termică specifică instantanee și energia termică specifică produsă în fiecare lună (Fig. 2.40). Cele mai mari valori au fost obținute în lunile de tranziție (septembrie, octombrie), datorită efectului combinat al unghiului de incidență mai mic pe fațada verticală sudică și al cantității încă ridicată de energie solară disponibilă. Cele mai bune valori ale unghiurilor de incidență a razelor solare pe colectoarele montate vertical corespund lunii decembrie, dar în această lună de iarnă există un număr mai mic de ore cu radiație solară, astfel energia solară disponibilă este mai mică și prin urmare, producția de energie termică este mai mică. Un alt aspect important pentru colectoarele solar termice montate pe verticală este că în lunile de vară (iunie și iulie) cantitatea de energie termică produsă este mai mică, protejând astfel sistemul solar termic împotriva supraîncălzirii în timpul stăgării. În general, pe parcursul unui an întreg, producția de energie termică a colectoarelor solar termice instalate vertical este mai uniformă în comparație cu un colector solar termic înclinat optim.

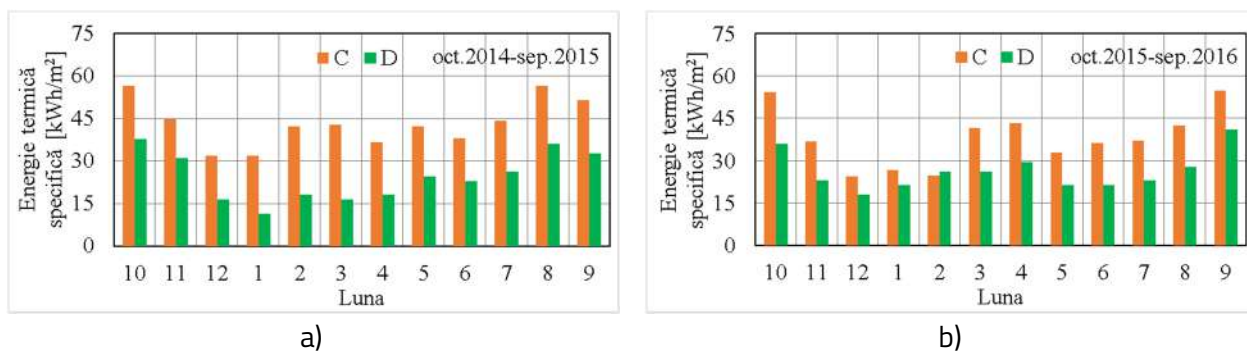


Fig. 2.40 Energia termică produsă de colectorul solar termic comercial (C) și de demonstrator (D) [Visa et al, 2019a]

### 2.3.2 Colectoare solar termice triunghiulare

În cadrul proiectului de cercetare SolTriCol a fost dezvoltat un colector solar termic triunghiular cu acoperiri selective de culoare verde și portocalie, dezvoltate pentru fațade solar termice, având ca scop creșterea atât a acceptanței arhitecturale, cât și a gradului de acoperire a necesarului de energie termică din conversia energiei solare. Conceptul, proiectarea, simularea numerică a eficienței și validarea experimentală a acestuia în condiții standard pe un stand de testare interioară pentru colectoare solar termice au fost prezentate într-un articol [Visa et al, 2019b] publicat în jurnalul *Renewable Energy* (Q2, factor de impact 6,274 în 2019 și 9,000 în 2023).

Colectorul solar termic plan plat are formă de triunghi echilateral, cu latura de 350 mm pentru absorber și de 450 mm pentru carcasă (Fig. 2.41). Datorită formei și dimensiunii sale, sistemul de conducte obișnuit utilizat pentru circulația fluidului termic în interiorul colectorului nu este recomandat. Opțiunea alternativă are în vedere un corp central (1) alcătuit dintr-o cavitate din aluminiu sub absorberul din aluminiu, pentru circulația agentului termic. Elemente de etanșare din cauciuc sunt utilizate între cavitate și absorber. La asamblarea corpului central se folosesc șuruburi, piulițe și șaibe standardizate. Corpul central este montat cu distanțiere într-o carcasă (2) formată din elemente din tablă de aluminiu de 1 mm grosime, având pe partea posterioară și pe lateral o izolație termică din polistiren grafitat. Deasupra corpului central este instalat un cadru din aluminiu care susține un geam de 3 mm (3). Între absorber și capacul vitrat este prevăzut un strat de aer; racordurile de intrare și ieșire sunt realizate din alamă și au capete filetate standardizate. Acest design permite implementarea colectorului la diferite unghiuri de înclinare.

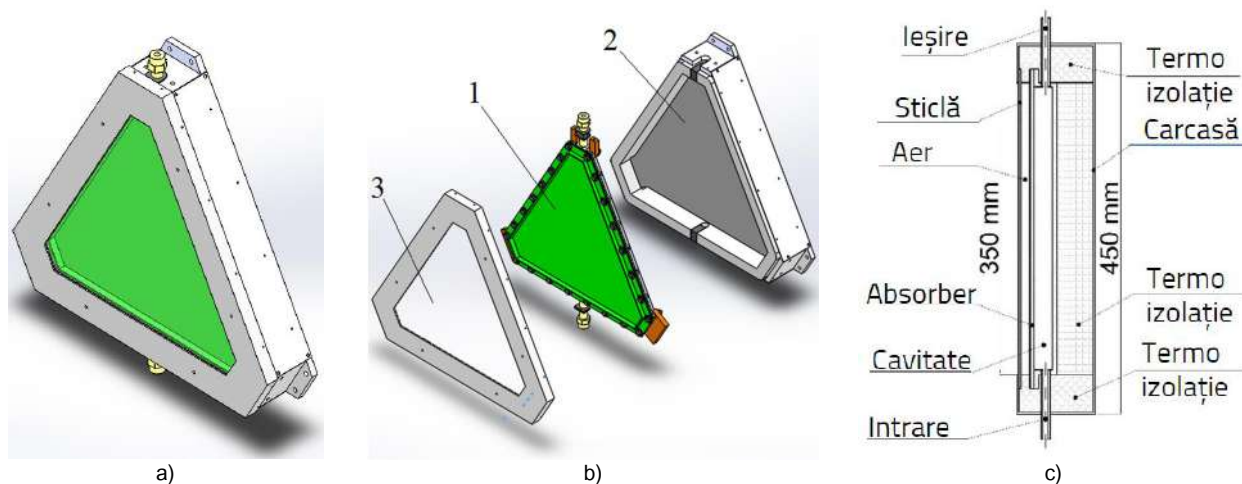


Fig. 2.41 Noul colector solar termic plan plat triunghiular asamblat (a), vedere explodată (b) și secțiune transversală (c) [Visa et al, 2019b]

Având în vedere conceptul acestui colector solar-termic și eficiența conversiei, o primă cerință se referă la absorberul care nu trebuie să fie foarte gros deoarece ar încorpora o cantitate mare de căldură care nu este transferată agentului termic. Prin urmare, obiectivul principal de modelare a fost la început proiectarea optimă a cavității și a absorberului, capabile să evite deformări mari sub presiunea de lucru din colector. Corpul central al colectorului solar termic triunghiular a fost prototipat în SolidWorks, iar modelul 3D a fost importat în platforma ANSYS Workbench, unde a fost efectuată o simulare structurală statică. Sarcina principală care acționează asupra elementelor corpului central este presiunea internă din circuitul solar, iar magnitudinea acesteia a fost mărită de la 0 la 3 bari (0,3 MPa) utilizând un pas de timp automat controlat de program de 1 s cu 3 pași în setările de analiză. Colectorul solar va fi utilizat într-un circuit solar închis cu circulație forțată și această presiune maximă apare atunci când temperatura apei crește (de exemplu, de la 10°C la 95°C). Când se consideră corpul central fără niciun element de rigidizare, în centrul acesteia are loc o deformare maximă a absorberului de 25 mm (Fig. 2.42a).

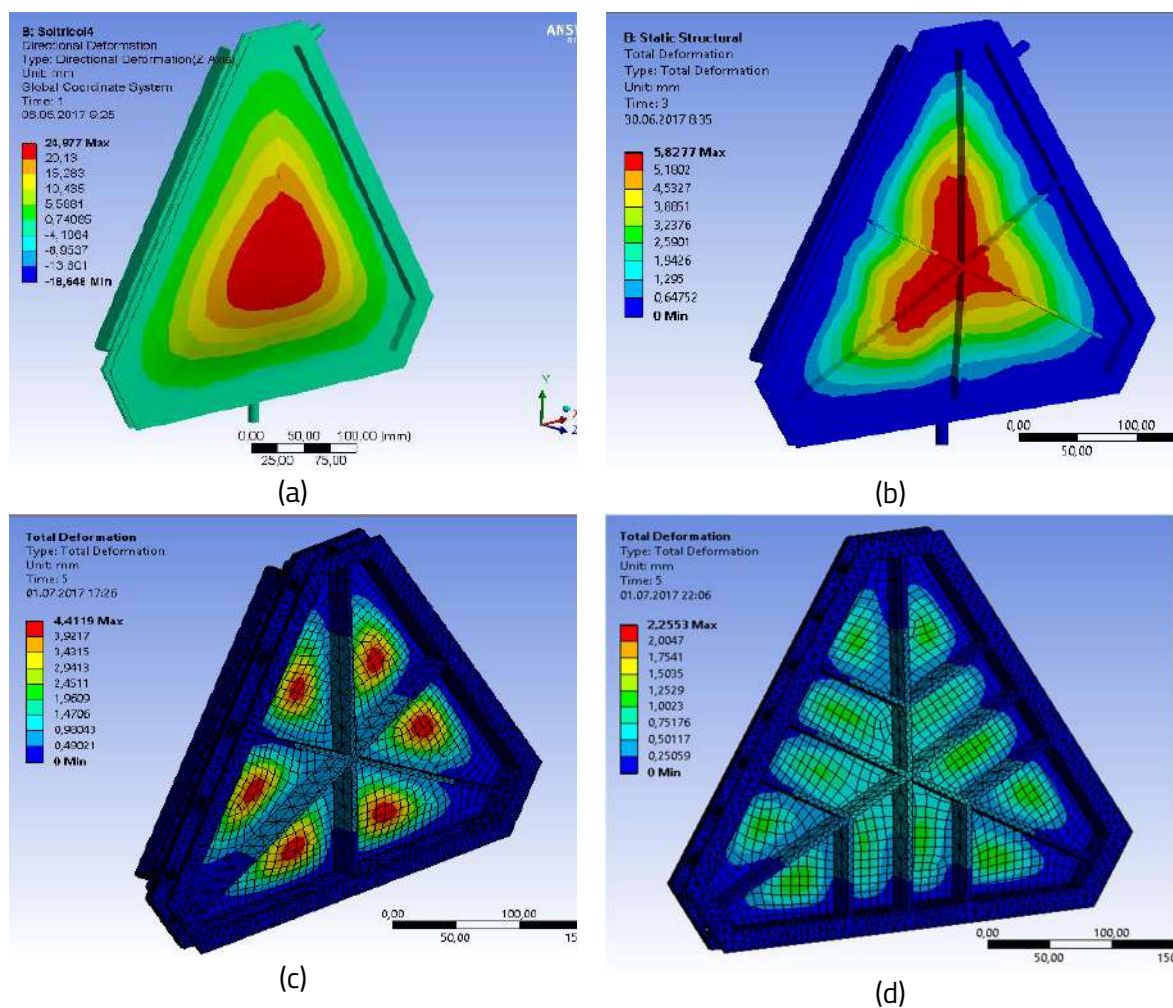


Fig. 2.42 Simulări ANSYS ale deformării absorberului în colectorul triunghiular: (a) fără grinzi; (b) cu trei grinzi de 10 x 3 mm<sup>2</sup>; (c) cu trei grinzi de 20 x 5 mm<sup>2</sup>; (d) cu nouă grinzi de 20 x 5 mm<sup>2</sup> [Visa et al, 2019b]



Această deformare destul de mare nu este acceptabilă deoarece impune un spațiu mare de aer între absorber și geam. Pentru a atenua această deformare, trei grinzi de egală rezistență au fost mai întâi aranjate ca mediane ale triunghiului echilateral (Fig. 2.42b); în cazul grinzilor cu înălțimea de 10 mm și lățimea de 3 mm deformarea maximă a fost de 5,8 mm survenind în centrul absorberului (Fig. 2.42b). Astfel, golul de aer trebuie să fie mai gros decât înălțimea grinzilor plus deformarea (15,8mm). Pentru a scădea în continuare această deformare (și grosimea spațiului de aer), dimensiunea grinzilor a fost mărită treptat, dar deformația nu a scăzut semnificativ; deformația maximă a scăzut la doar 4,4 mm pentru grinzile cu secțiunea transversală de  $20 \times 5 \text{ mm}^2$  (Fig. 2.42c). Mai departe, menținând ultima secțiune transversală de  $20 \times 5 \text{ mm}^2$  și măbind numărul de grinzi la nouă (Fig. 2.42d), deformația a fost redusă la 2,25 mm, dar construcția devine prea complicată.

A fost luată în considerare în continuare o soluție diferită, bazată pe elemente interne de fixare între cavitate și absorber. La un singur element de fixare poziționat central (Fig. 2.43a) au rezultat trei puncte de deformare maximă (19,7 mm) poziționate pe medianele triunghiului, mai aproape de centrul acestuia.

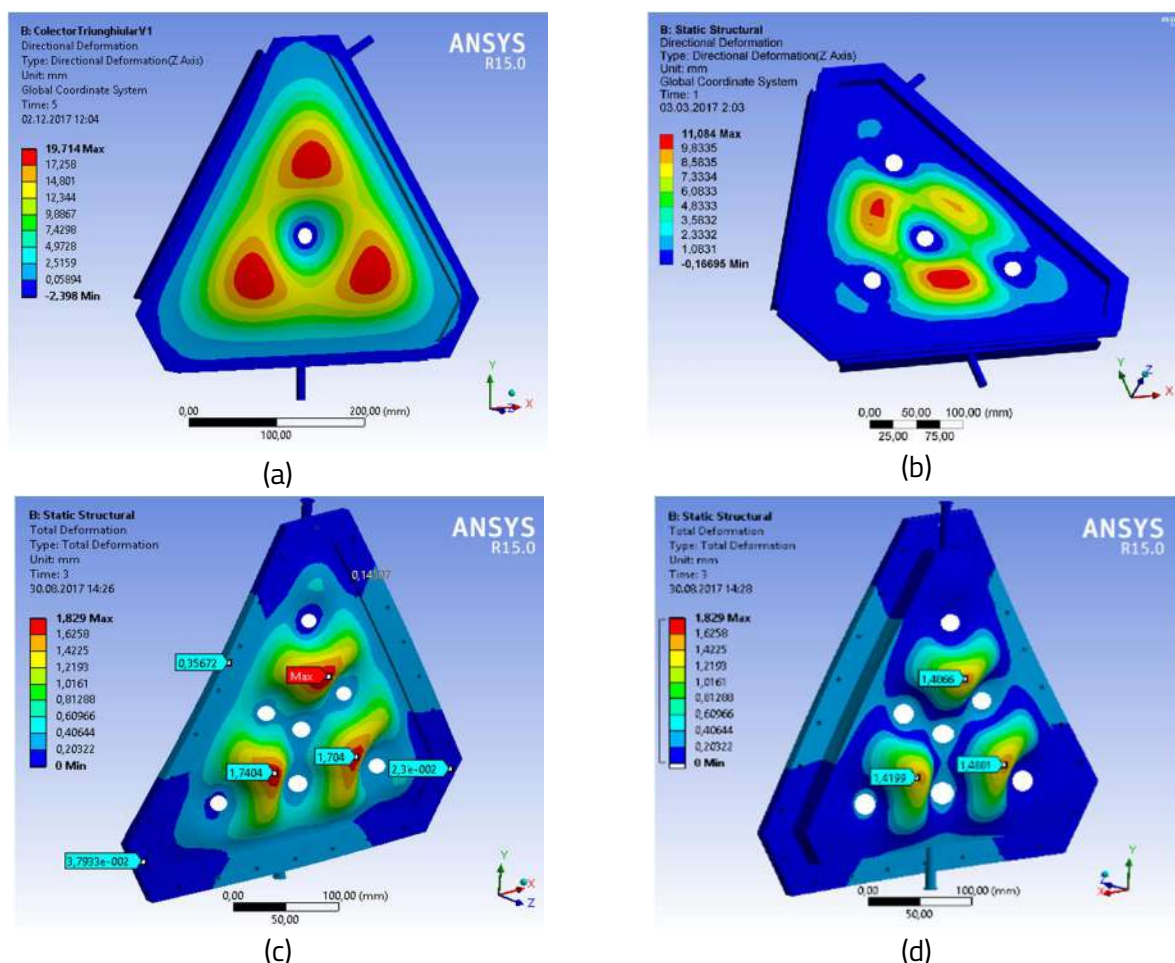


Fig. 2.43 Simulări ANSYS de deformare a corpului central cu: (a) un element de fixare; (b) 4 elemente de fixare; (c) 7 elemente de fixare - vedere de sus; (d) 7 elemente de fixare - vedere de jos [Visa et al,

Prin creșterea numărului de elemente de fixare la patru (cel central și alte trei în punctele de deformare maximă stabilite anterior) apar alte trei puncte de deformare maximă de 11 mm (Fig. 2.43b). În continuare, constrângând aceste trei puncte, se obține soluția finală formată din șapte elemente de fixare (Fig. 2.43c). Această soluție a condus la deformații maxime semnificativ mai mici, de 1,8 mm pe absorber și de 1,5 mm pe cavitate (Fig. 2.43d). Aceste valori sunt considerate acceptabile pentru noul colector solar termic triunghiular.

Având în vedere soluția finală cu șapte elemente de fixare interioară, se dezvoltă un studiu de simulare a curgerii forțate folosind apa ca agent termic. Admisia agentului termic a fost modelată în continuare, pentru o viteză de 33 mm/s stabilită ca o condiție limită în racordul de admisie al colectorului solar termic. Această valoare rezultă luând în considerare debitul specific de 0,02 kg/s/m<sup>2</sup> conform standardului de testare pentru colectoarele solar termice [ISO, 2017], suprafața absorberului de 0,083 m<sup>2</sup> și diametrul racordului de admisie de 8 mm. Simularea curgerii agentului termic a fost efectuată pe corpul central fără nici un distribuitor de debit (Fig. 2.44a), având în vedere un distribuitor de debit cu 16 orificii identice cu diametrul de 8 mm (Fig. 2.44b) și un distribuitor de debit cu 16 orificii inegale cu diametre crescând de la 5 mm în partea de mijloc până la 12 mm în părțile laterale (Fig. 2.44c).

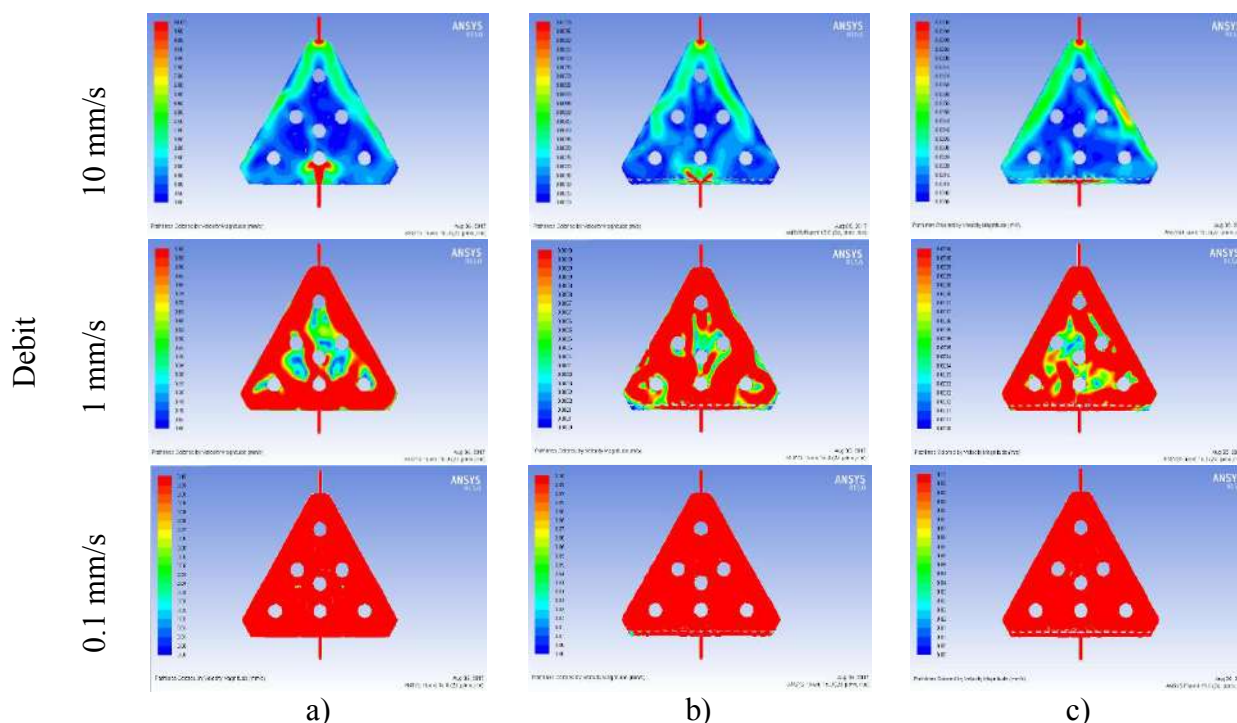


Fig. 2.44 Simulări ANSYS ale fluxului de fluid în cavitatea centrală: (a) fără nici un distribuitor de debit; (b) cu un distribuitor cu 16 orificii identice de 8 mm; (c) cu un distribuitor cu 16 orificii cu diametru variabil (5 mm la mijloc până la 12 mm în lateral) [Visa et al, 2019b]

Rezultatele simulării curgerii arată în toate cele trei cazuri viteze mai mari în apropierea ieșirii din cavitatea triunghiulară, iar distribuitorul de curgere a condus la o oarecare îmbunătățire a curgerii în zona de intrare a cavității. Pentru a identifica regiunile potențiale de stagnare din interiorul cavității, scara vitezelor de curgere afișate a fost limitată succesiv la 10, 1 și 0,1 mm/s, iar regiunile cu viteze care depășesc limita sunt marcate cu roșu.

Pe baza analizei rezultatelor prezentate în figura 2.44, se poate concluziona că adăugarea unui distribuitor nu aduce îmbunătățiri majore care ar putea justifica complexitatea crescută a colectorului solar-termic, prin urmare, colectorul fără nici un distribuitor de debit, dar cu șapte elemente de fixare a fost investigat în continuare.

Pierderile de energie termică au fost evaluate pentru proiectarea optimă a întregului colector solar termic pentru a determina: grosimea stratului de aer dintre absorber și geam, grosimea stratului de izolație posterior și lateral. Modelul matematic utilizat este similar cu cel folosit la proiectarea colectorului solar termic trapezoidal.

Rezultatele obținute prin simulări numerice pentru coeficientul de pierderi termice prin partea superioară a colectorului sunt reprezentate grafic în figura 2.45a iar pierderile termice prin partea superioară a colectorului sunt prezentate în figura 2.45b. Aceste rezultate subliniază influența semnificativă a grosimii spațiului de aer, atunci când aceasta este mai mică de 10 mm. Totuși, indiferent de temperatura medie de pe absorber, pentru valorile stratului de aer mai mari de 15 mm pierderile termice nu se mai reduc, fiind susținute de fluxul de căldură convectiv dintre absorber și geam. Având în vedere că aplicația acestui colector solar termic este pentru prepararea apei calde a cărei temperatură trebuie să fie de până la 60°C, a fost considerată optimă o grosime a stratului de aer de 10 mm.

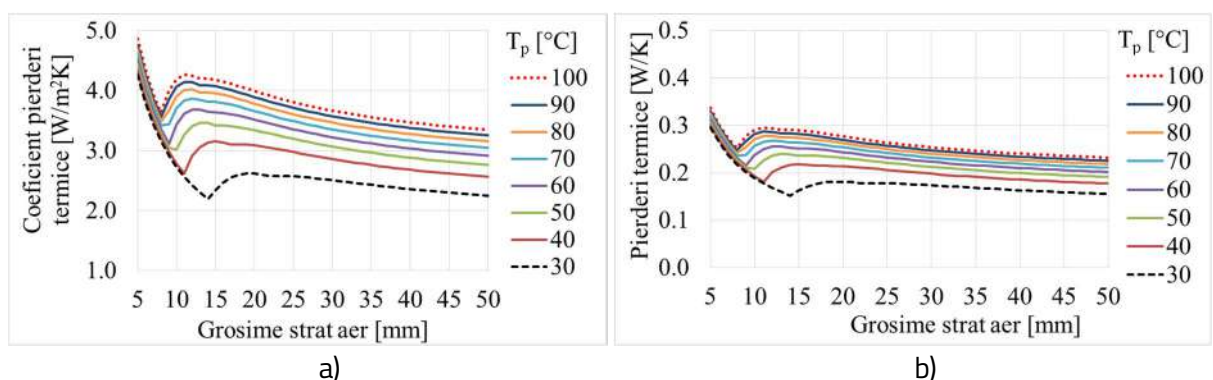


Fig. 2.45 Influența grosimii stratului de aer dintre absorber și geam asupra: coeficientului pierderilor termice (a); pierderile termice prin geam (b) [Visa et al, 2019b]



Pentru determina grosimea optimă a straturilor de termoizolație care protejează partea inferioară a cavității triunghiulare și părțile laterale ale acesteia, a fost luat în considerare polistiren expandat grafitat cu o conductivitate termică de 0,044 W/mK pentru ambele zone. O variație similară a coeficienților de pierderi termice a fost observată atât pentru partea inferioară ( $U_b$ ) cât și pentru margini ( $U_e$ ), așa cum se arată în figura 2.46a. Aceste valori au fost utilizate pentru a calcula pierderile termice prin partea inferioară și prin părțile laterale pentru o grosime a stratului izolator de până la 100 mm (Fig. 2.46b). Calculele s-au realizat pentru o grosime a stratului de aer de 10 mm. De menționat că datorită creșterii grosimii izolației termice a părților laterale crește și perimetrul și suprafața acestora și, prin urmare, scăderea pierderilor termice ale părților laterale nu duce la scăderea pierderilor termice ale părții inferioare (Fig. 2.46b) ca și în cazul coeficienților de pierderi termice (Fig. 2.46a). Rezultatele din figura 2.46 arată variația pierderilor termice totale ale colectorului ( $P_c$ ), pierderile termice prin partea superioară ( $P_t$ ), pierderile termice prin margini ( $P_e$ ) și pierderile termice prin partea inferioară a colectorului ( $P_b$ ). Se poate observa că pierderile termice au o scădere semnificativă, de 50,06%, atunci când grosimea stratului de izolație este mărită de la 10 mm la 40 mm, dar creșterea în continuare a grosimii stratului de izolație (până la 100 mm) duce la o scădere suplimentară de numai 10% a pierderilor termice. În urma acestor rezultate, grosimea optimă a stratului izolator a fost considerată a fi de 40 mm.

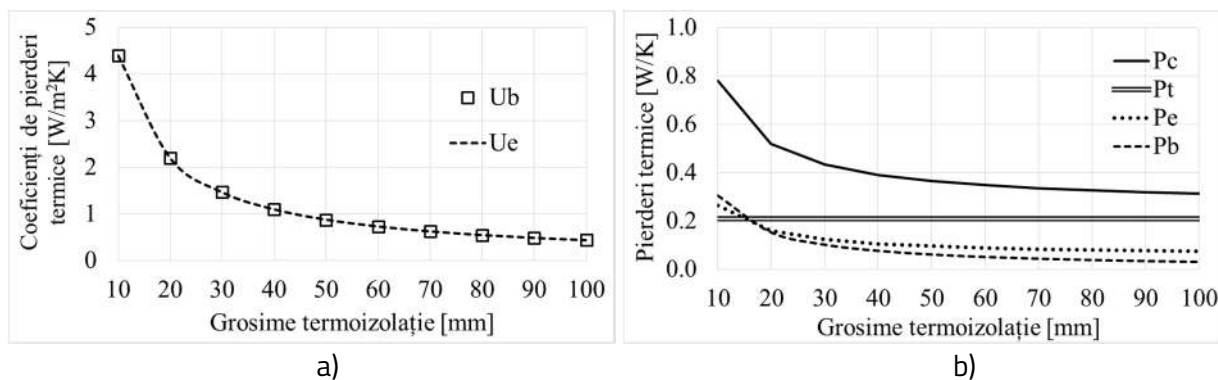


Fig. 2.46 Influența grosimii stratului de aer dintre absorber și geam asupra: coeficientului pierderilor termice (a); pierderile termice prin geam (b) [Visa et al, 2019b]

Aceste rezultate au fost folosite în continuare pentru a construi trei demonstratoare. Corpul central al demonstratorului a fost fabricat din aluminiu cu grosimea de 2 mm pentru cavitate și de 1,5 mm pentru absorber. Au fost produse trei absorbere cu culori diferite: unul a fost acoperit cu un strat absorbant negru, al doilea a fost colorat în verde folosind un amestec de pigment de sulfuri de cupru și sulfați de cupru hidratați, iar al treilea a fost colorat portocaliu cu un pigment de oxid de vanadiu. Izolația din polistiren expandat grafitat a fost montată în carcasa colectorului după care a fost adăugat corpul central împreună cu partea superioară incluzând geamul.

În continuare, demonstratorul a fost testat pe simulatorul solar orizontal (Fig. 2.47) la valori de iradiere de 800 și 900 W/m<sup>2</sup>, folosind apă ca agent termic cu un debit specific de 0,02 kg/s/m<sup>2</sup> [ISO, 2017]. Testele au fost efectuate pentru mai multe temperaturi medii ale colectorului solar variind de la o temperatură a apei egală cu cea ambientală (20°C) până la o temperatură maximă a apei de 80°C, limitată de instalația de testare.

Standul de testare constă dintr-un simulator solar (1) având surse de lumină UV și VIS, permițând o intensitate maximă a radiației solare simulate de 1000W/m<sup>2</sup>. Intensitatea radiației solare globale captate în planul colectorului solar termic (2) este măsurată cu ajutorul unui piranometru LSI Lastem, BSR 153 (Gn), cu o incertitudine de 5% (clasa A+). Colectorul solar termic (2) este conectat la serpentina inferioară a rezervorului de stocare (3) printr-un debitmetru (Q) și un grup de pompare (4) controlat de regulatorul solar (5). Colectorul solar termic (2) este conectat la serpentina inferioară a rezervorului de stocare (3) printr-un debitmetru (Q) și un grup de pompare (4) controlat de regulatorul solar (5).

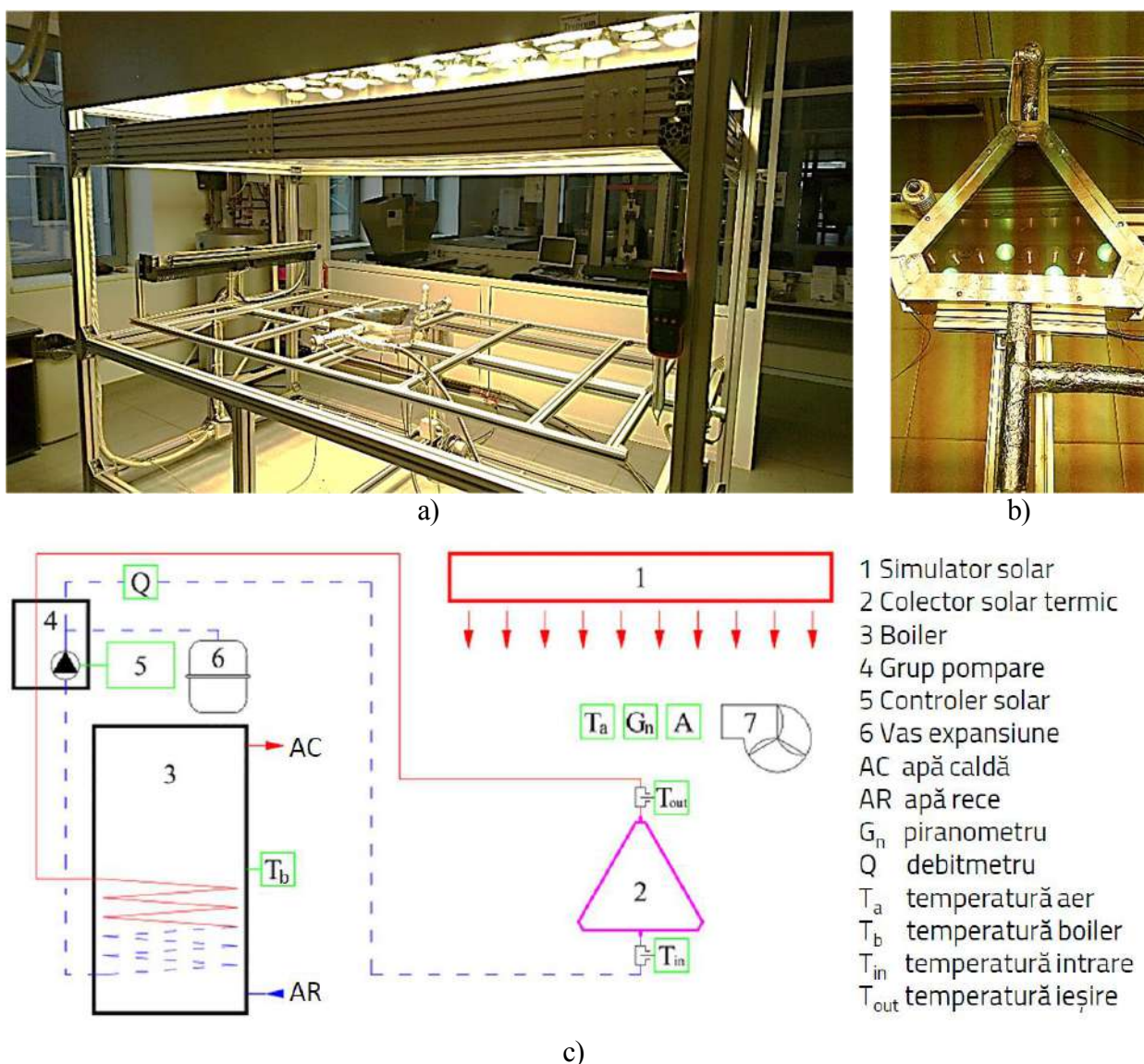


Fig. 2.47 (a) Stand de testare pentru colectoare solar termice; (b) colector solar termic triunghiular; (c) schema funcțională [Visa et al, 2019b]

Temperaturile fluidului termic la intrarea ( $T_{in}$ ) și la ieșirea ( $T_{out}$ ) colectorului solar termic, a apei din rezervorul de stocare ( $T_s$ ) și a aerului ambiental ( $T_a$ ) sunt măsurate cu ajutorul unor senzori de temperatură PT100 calibrați (precizie 0,1K). Un vas de expansiune (6) preia variația volumului agentului termic. Un ventilator (7) este utilizat pentru a simula vântul; viteza vântului este măsurată cu un anemometru Extech Instruments (A). Valorile măsurate sunt înregistrate în fiecare minut într-un data logger.

Rezultatele obținute la testarea colectorului demonstrator cu absorber negru (D1) sunt prezentate în figura 2.48a în funcție de diferența de temperatură dintre temperatura medie a colectorului și temperatura ambientală ( $T_m - T_a$ ) împărțită la intensitatea radiației solare globale captate ( $G_n$ ). Aceste rezultate arată că eficiența nominală de conversie este aproape de 55%, sub ambele valori de iradiere ( $800 \text{ W/m}^2$  și  $900 \text{ W/m}^2$ ). De asemenea, s-au obținut coeficienți de pierderi termice scăzute de  $0,27^\circ\text{C m}^2/\text{kW}$  pentru  $800 \text{ W/m}^2$  și  $0,24^\circ\text{C m}^2/\text{kW}$  pentru  $900 \text{ W/m}^2$ . Colectoare solar termice similare (de formă triunghiulară și cu dimensiuni mici) nu au fost identificate până acum în literatura de specialitate pentru a le compara, cu toate acestea, rezultatele obținute ar trebui considerate acceptabile având în vedere dimensiunile de gabarit reduse ale colectorului, deci valoarea redusă a raportului dintre suprafața colectorului expus la radiație solară și perimetrul acestuia.

Pentru demonstratoarele cu absorbere necolorate în mod tradițional (D2 – verde și D3 – portocaliu), randamentul nominal de conversie a scăzut din cauza coeficienților de absorbție mai mici, rezultând randamente nominale de conversie de 42% pentru absorberele de culoare verde și 35% pentru absorberele portocalii expuse la o intensitate a radiației solare de  $900 \text{ W/m}^2$ , așa cum este prezentat în figura 2.48b. Coeficienții de pierderi termice sunt puțin mai mari decât la colectorul negru ( $0,39 \text{ W/m}^2\text{K}$  pentru D2 și  $0,36 \text{ W/m}^2\text{K}$  pentru D3) și acest lucru poate fi cauzat de cantitatea crescută de radiație solară reflectată de absorberul colorat, parțial absorbite de geam și mai departe reflectate în mediu.

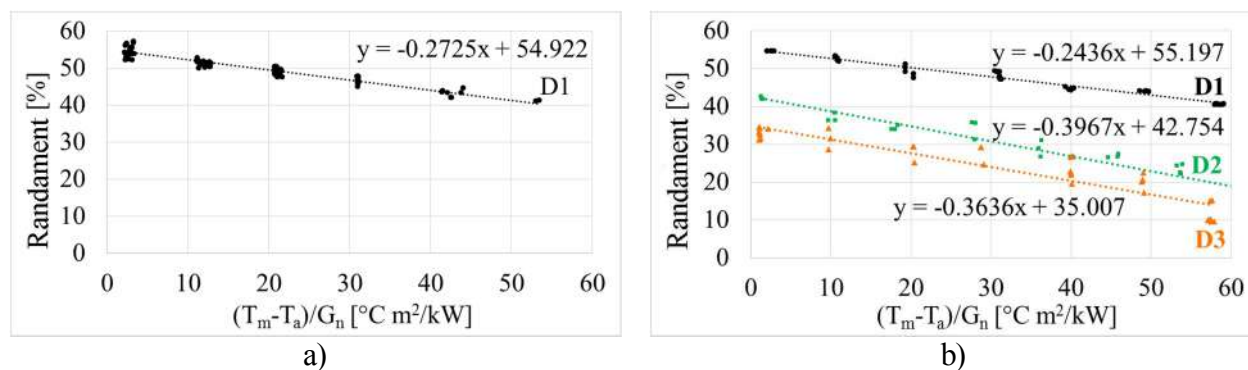


Fig. 2.48 Randamentul de conversie al demonstratorului: (a) negru la  $800 \text{ W/m}^2$ ; (b) negru (D1), verde (D2) și portocaliu (D3) la  $900 \text{ W/m}^2$  [Visa et al, 2019b]

Pentru colectorul solar termic dezvoltat a fost depusă o cerere de brevet de invenție [Visa et al, 2018b] și a fost conceput un stand de testare în poziție verticală prezentat în articolul [Moldovan and Visa, 2018] publicat în Book Series: E3S Web of Conferences (indexată WOS și Scopus).

Standul de testare pentru colectoare solar termice integrate pe fațadă a fost mai întâi proiectat 3D în SolidWorks. Acesta este alcătuit dintr-o structură din aluminiu care susține colectoarele solar termice pe o parte (Fig. 2.49a) și componentele circuitului solar (boilere, grupuri de pompare, vase de expansiune, controlere etc.) pe cealaltă parte (Fig. 2.49b). Între cele două părți există un spațiu gol cu o lățime reglabilă în care pot fi plasate diferite straturi pentru a simula diferite tipuri de pereți. Standul de testare are o suprafață activă de 1500x1500 mm fiind proiectat pentru a testa colectoarele solar termice de dimensiuni mici conectate în serie sau paralel, dar poate fi folosit și pentru colectoarele solar termice comerciale cu o suprafață de până la 2,5 m<sup>2</sup>. Două grupuri de pompare identice conectate la două boilere de 80 de litri fiecare permit testarea paralelă a două colectoare solar termice (sau grupuri de colectoare) în același timp, scurtând astfel perioada de testare. Până la patru colectoare solar termice triunghiulare pot fi conectate în serie pe un rând (Fig. 2.49a) și trei astfel de rânduri pot fi conectate în serie în continuare pentru a evalua influența creșterii temperaturii asupra eficienței fiecărui colector solar termic și pentru a stabili astfel numărul maxim de colectoare solar termice care pot fi conectate în serie.

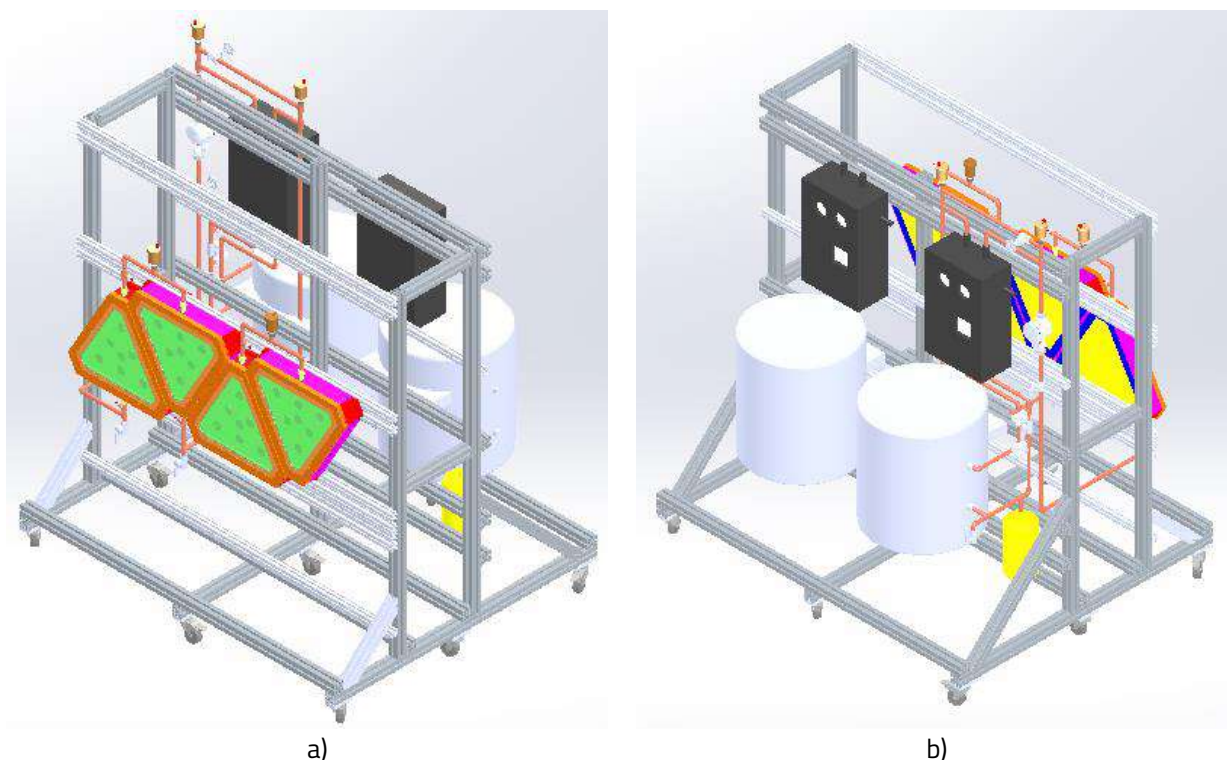


Fig. 2.49 Model 3D al standului de testare pentru colectoare solar termice integrate în fațadă: (a) vedere izometrică a părții cu colectoare solar termice și (b) a părții cu componentele circuitului solar [Moldovan and Visa, 2018]



Profile din aliaj de aluminiu au fost folosite pentru a realiza o structură care să susțină colectoarele solar termice pe o parte (Fig. 2.50a) și componentele circuitului solar pe cealaltă parte (Fig. 2.50b). Structura a fost proiectată reglabilă pentru a se putea instala diferite tipuri de colectoare solar termice, boilere, grupuri de pompare, vase de expansiune etc. Pe ea s-au montat patru colectoare solar termice triunghiulare de diferite culori (negru, verde și portocaliu). Colectoarele solar termice au fost interconectate în serie folosind conducte din cupru; țevi flexibile din oțel inoxidabil sunt folosite pentru a conecta grupul de patru colectoare solar termice la un grup de pompare Buderus Logasol KS0120 (echipat cu o pompă cu debit variabil Grundfos UPS 25-80) conectat la un boiler cu o capacitate de 80 de litri. Fiecare boiler este echipat cu un încălzitor electric încorporat de 3 kW permițând astfel reglarea temperaturii de intrare printr-un controler. Senzori de temperatură Pt1000 cu o precizie de  $\pm 0,1^{\circ}\text{C}$  sunt instalați la fiecare intrare și ieșire a colectorului solar termic și în rezervorul de stocare. Un senzor de temperatură similar este utilizat pentru a măsura temperatura ambiantă. Pentru măsurarea debitului în circuitul hidraulic al colectoarelor solar termice se utilizează un debitmetru magnetic-inductiv IFM – SM4000 cu o precizie de  $\pm 0,5\%$ . Debitul poate fi reglat electronic prin fiecare circuit în funcție de suprafața absorberului colectorului/colectoarelor solar termic/e testat/e. Intensitatea radiației solare este măsurată în planul colectorului solar termic cu un piranometru LSI BSR 153, cu un interval spectral cuprins între 300 și 3000 nm și o incertitudine mai mică de 5%. Un sistem de monitorizare este utilizat pentru înregistrarea datelor pe termen scurt, din care datele sunt transferate într-o bază de date pentru stocare, procesare și analiză pe un calculator.



a)



b)

Fig. 2.50 Standul de testare pentru colectoare solar termice integrate în fațadă: (a) vedere izometrică a părții cu colectoare solar termice și (b) a părții cu componentele circuitului solar [Moldovan and Visa, 2018].

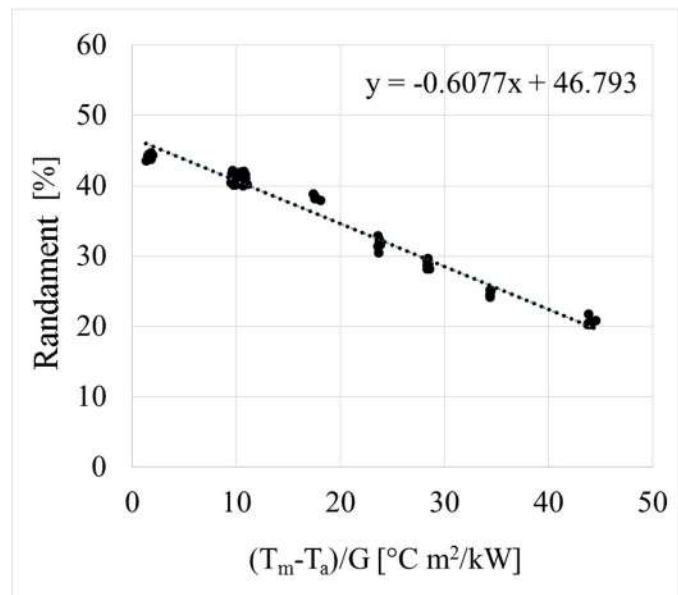
Un exemplu de utilizare a standului de testare este prezentat în continuare. Pe stand au fost instalate patru colectoare solar termice triunghiulare cu diferite culori (unul negru, unul verde și două portocalii), interconectate în serie în circuitul hidraulic, care a fost umplut cu apă. Grupul de patru colectoare solar termice a fost expus la simulatorul solar care a generat o intensitate a radiației solare simulate de  $1000 \text{ W/m}^2$  (Fig. 2.51a) pentru a evalua eficiența acestora conform standardului de testare a colectoarelor solar termice ISO 9806:2017 [ISO, 2017].

Pe baza temperaturii măsurate la intrarea primului colector solar termic și la ieșirea ultimului colector solar termic, eficiența globală a grupului de patru colectoare solar termice conectate în serie a fost calculată și reprezentată în figura 2.51b în funcție de diferența de temperatură dintre temperatura medie a colectoarelor solar termice și temperatura ambientală ( $T_m - T_a$ ) împărțită la intensitatea radiației solare globale ( $G$ ) rezultând o eficiență nominală de 46,79%. Rezultatele pot fi calificate drept bune, având în vedere faptul că un singur colector solar termic are absorberul negru, al doilea este verde iar ultimele două sunt portocalii.

Studii ulterioare vor fi dezvoltate pentru evaluarea eficienței interconectării în paralel a colectoarelor solar termice și în domeniul influenței reciproce dintre colectoarele solar termice integrate în fațada clădirii și clădire.



a)



b)

Fig. 2.51 Standul de testare pentru colectoare solar termice integrate pe fațadă expuse la simulatorul solar vertical (a) și eficiența grupului de patru colectoare solar termice (b) [Moldovan and Visa, 2018]



După testarea pe standul interior vertical, cele patru colectoare solar termice triunghiulare au fost instalate pe fațada sudică a standului de testare în aer liber (Fig. 2.52) în august 2018. Pe fațada sudică a standului mai sunt instalate: un colector solar termic comercial plan plat (1), unul cu tuburi vidate (2) și nouă colectoare solar termice trapezoidale (3). Colectorul solar termic plan plat comercial (1) este folosit ca referință în testarea noilor colectoarelor solar termice triunghiulare (4) [Moldovan et al, 2020b].



Fig. 2.52 Standul de testare în aer liber pentru colectoare solar termice [Moldovan et al, 2020b]

Schema hidraulică a sistemului solar termic al celor patru colectoare solar termice triunghiulare este prezentată în figura 2.53. Cele patru colectoare solar termice triunghiulare (1) sunt interconectate în paralel la un boiler (2) cu o capacitate de 500 L. Un amestec de apă și propilenglicol este vehiculat în circuitul solar de către grupul de pompare (3) acționat de controlerul solar (4). Variația de volum a antigelului este compensată de un vas de expansiune (5). Un încălzitor electric (6) este utilizat pentru a crește temperatura în boiler atunci când este necesară o temperatură de intrare mai mare pentru testarea colectoarelor solar termice.

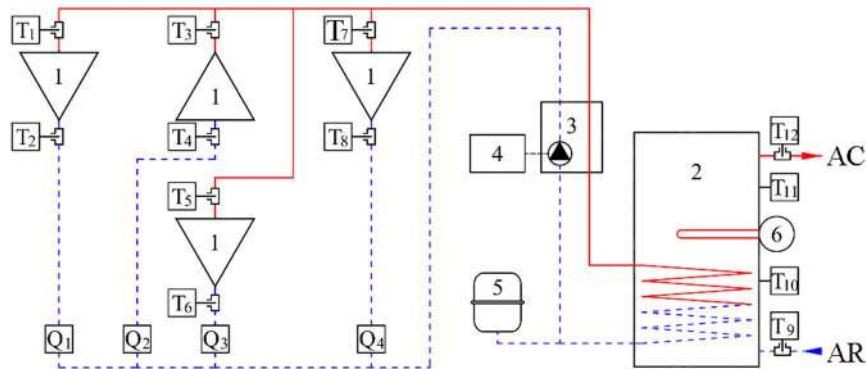


Fig. 2.53 Schema hidraulică a standului de testare al celor 4 colectoare solar termice triunghiulare [Moldovan et al, 2020b]

Temperatura se măsoară cu ajutorul unor senzori Pt1000 (T1...T12), cu o precizie de  $\pm 0,1^\circ\text{C}$ , instalați la fiecare intrare și ieșire a colectoarelor solar termice precum și în patru poziții în rezervorul de stocare. Debitul masic prin fiecare colector solar termic este măsurat folosind debitmetre IFM-SM4000 (Q1...Q4) cu o precizie de  $\pm 0,5\%$ . Parametrii mășurați sunt stocați, în fiecare minut, într-un data logger. După instalarea noilor colectoare solar termice triunghiulare pe fațada sudică a standului de testare în aer liber, debitul masic a fost ajustat la  $0,001\text{ kg/s}$  prin fiecare colector, conform standardului pentru testarea colectoarelor solar termice [ISO, 2017]. În perioada de testare nu a existat un consum de apă caldă, iar pompa a vehiculat în continuu antigelul prin sistemul solar termic.

Parametrii meteorologici au fost monitorizați folosind o stație meteo DeltaT și un sistem Solys2 instalate pe acoperișul clădirii L7 din Institutul de Cercetare și Dezvoltare al Universității Transilvania din Brașov din apropierea standului de testare. Stația meteo DeltaT este echipată cu un senzor RHT2 pentru măsurarea temperaturii aerului exterior și a umidității relative, cu o precizie de  $\pm 0,1^\circ\text{C}$  pentru temperatură și de  $2\%$  pentru umiditatea relativă, cu un anemometru AN4 pentru măsurarea vitezei vântului cu o precizie de  $\pm 0,5\text{ m/s}$ , cu o giruetă WD4 pentru măsurarea direcției vântului cu o precizie de  $\pm 2\%$  și un pluviometru RG2 pentru măsurarea precipitațiilor cu o precizie de  $\pm 2\%$ . Sistemul Solys2 este echipat cu un pirheliometru CHP1 pentru măsurarea intensității radiației solare directe (B) cu o precizie de  $1\%$ , un piranometru CMP22 pentru măsurarea intensității radiației solare globale orizontale (Gh) cu o precizie de  $0,5\%$  și un piranometru CMP22 umbrit pentru măsurarea intensității radiației solare difuze orizontale (Dh) cu o precizie de  $0,5\%$ . Din rezultatele obținute prin prelucrarea parametrilor înregistrați în perioada de un an de monitorizare au fost selectate zilele însorite cele mai apropiate de echinocții și solstiții, iar valorile intensității radiației solare globale, directe și difuze măsurate în aceste zile sunt prezentate comparativ în figura 2.54.

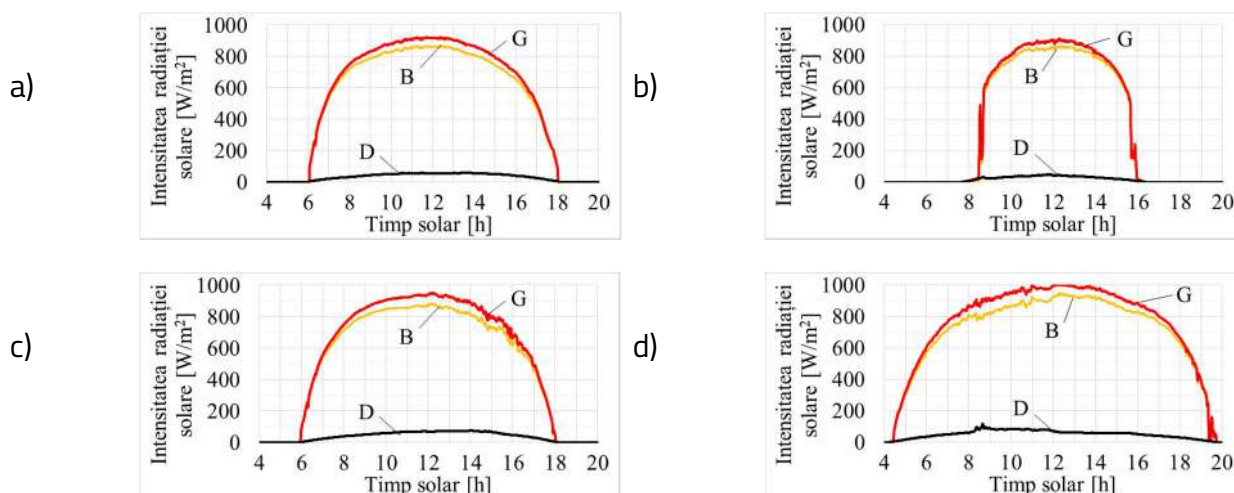


Fig. 2.54 Intensitatea radiației solare globale (G), directe (B) și difuze (D) disponibile în zilele selectate: (a) 20.09.2018, (b) 05.01.2019, (c) 24.03.2019 și (d) 26.06. 2019 [Moldovan et al, 2020b]

Pe baza valorilor intensității radiației solare măsurate, se calculează intensitatea radiației solare directe ( $B_n$ ), difuze ( $D_n$ ) și globale ( $G_n$ ) captate de colectoarele solar termice montate vertical și orientate spre Sud. Rezultatele sunt prezentate comparativ în figura 2.55.

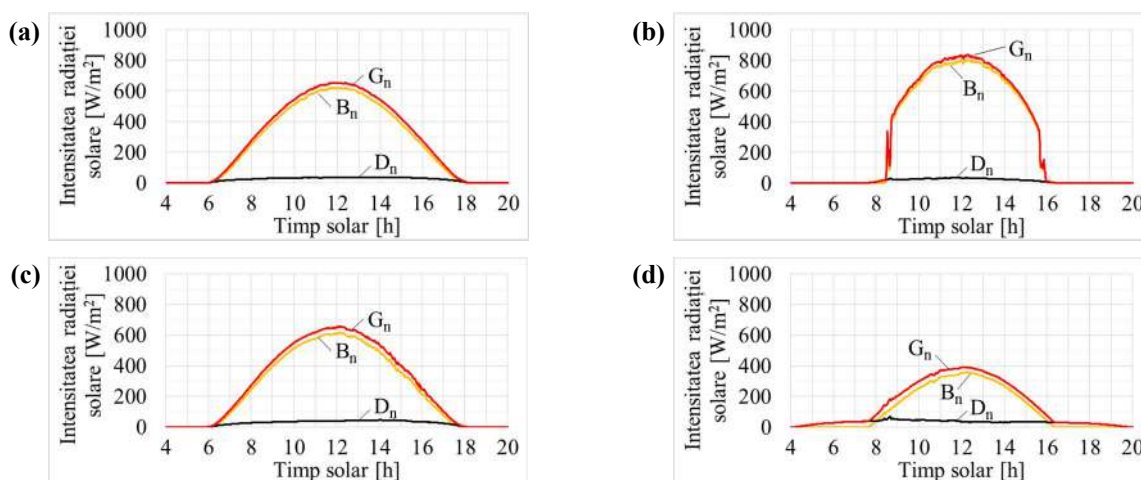


Fig. 2.55 Intensitatea radiației solare globale ( $G_n$ ), directe ( $B_n$ ) și difuze ( $D_n$ ) captate în zilele selectate: (a) 20.09.2018, (b) 05.01.2019, (c) 24.03.2019 și (d) 26.06. 2019 [Moldovan et al, 2020b]

Profiluri similare pot fi observate în figurile 2.54 și 2.55 pentru zilele apropiate de echinocțiu. Valoarea maxim disponibilă ajunge la  $1013 \text{ W/m}^2$  doar în ziua de vară la prânz, în timp ce pentru celelalte zile aceasta a ajuns la doar aproximativ  $900 \text{ W/m}^2$ , chiar și în ziua de iarnă. Datorită colectoarelor solar termice montate vertical, orientate spre Sud, intensitatea radiației solare captate este redusă semnificativ ( $392 \text{ W/m}^2$ ) în timpul zilei de vară (Fig. 2.55d) reprezentând 38,7% din intensitatea radiației solare disponibile, iar pentru ziua de iarnă intensitatea radiației solare captate atinge un maxim de  $836 \text{ W/m}^2$  (Fig. 2.55b) reprezentând 91,7% din intensitatea radiației solare disponibile ( $912 \text{ W/m}^2$ ). Aceste rezultate arată că valoarea de  $1000 \text{ W/m}^2$ , cerută în standardul pentru testarea colectoarelor solar termice [ISO, 2017], nu este niciodată atinsă pe fațada sudică în locația de implementare.

În continuare, a fost calculată puterea termică specifică generată de fiecare colector pentru zilele selectate pe baza debitelor masice și a temperaturilor de intrare/ieșire măsurate. Rezultate similare au fost observate pentru cele două colectoare portocalii, prin urmare, rezultatele vor fi prezentate doar pentru unul dintre ele. Puterea termică specifică ( $p_t$ ) este reprezentată în figura 2.56 împreună cu intensitatea radiației solare globale captate în plan vertical ( $G_n$ ). Din nou, profiluri similare rezultă pentru zilele apropiate de echinocțiu (Fig. 2.56a și Fig. 2.56c). Cea mai mare putere termică specifică de ieșire se obține în timpul zilei de iarnă (Fig. 2.56b), în ciuda celor mai scăzute temperaturi ale aerului exterior, compensate de intensitatea mai mare a radiației solare captate. Pentru ziua de vară (Fig. 2.56d), din cauza unghiului altitudinal solar mare, unghiul de incidență este cel mai defavorabil și la fel intensitatea radiației solare captate și puterea termică specifică generată.

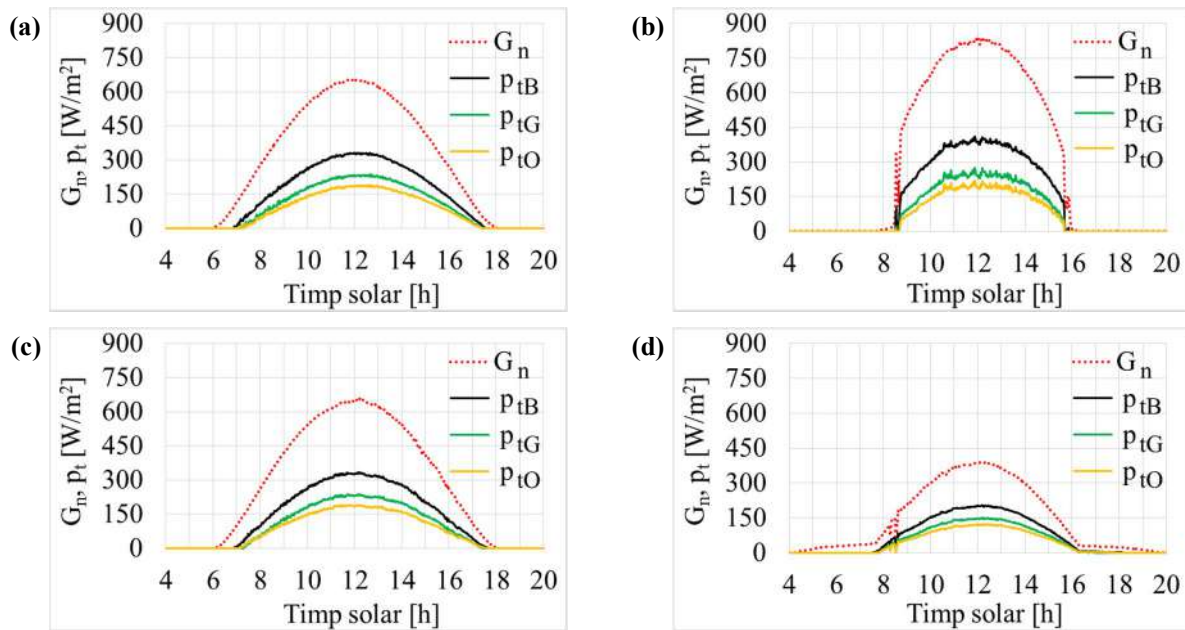


Fig. 2.56 Intensitatea radiației solare globale captate ( $G_n$ ) și puterea termică specifică generată de colectorul negru ( $P_{tB}$ ), verde ( $P_{tG}$ ) și portocaliu ( $P_{tO}$ ) în zilele selectate: (a) 20.09.2018, (b) 05.01.2019, (c) 24.03.2019 și (d) 26.06.2019 [Moldovan et al, 2020b]

Randamentele celor trei colectoare solar termice sunt prezentate în figura 2.57 pentru intervalul de timp 10:00-14:00 în fiecare din cele patru zile selectate. S-au obținut valori apropiate cu excepția zilei de iarnă în care, din cauza temperaturii exterioare reduse, s-au obținut valori mai reduse.

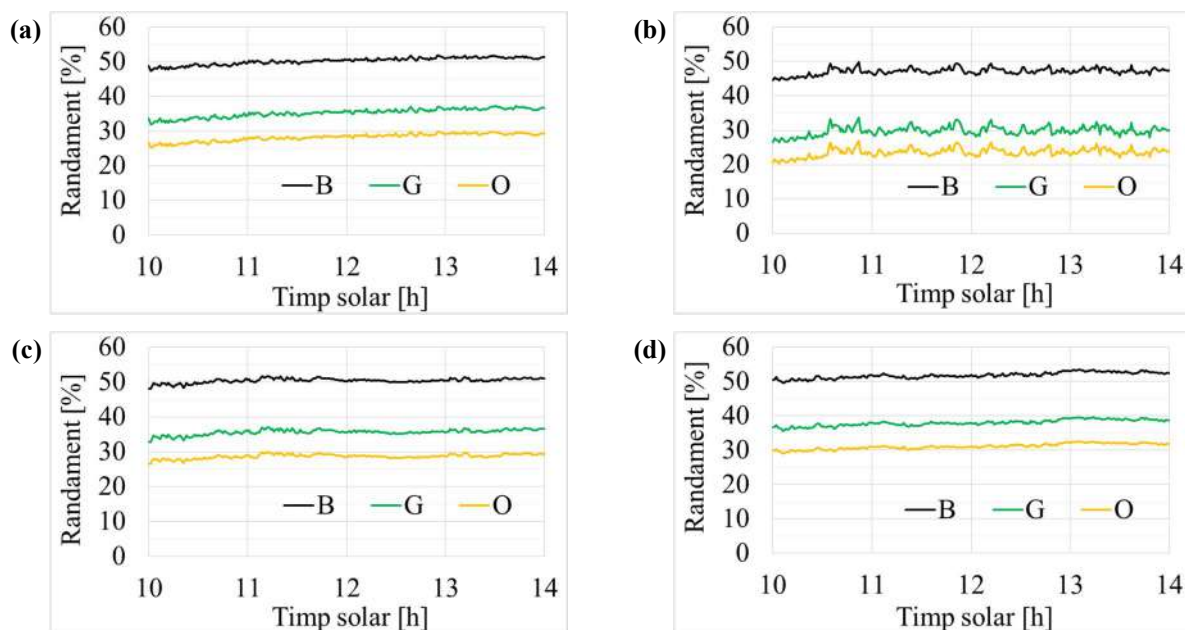


Fig. 2.57 Randamentul colectorului negru ( $P_{tB}$ ), verde ( $P_{tG}$ ) și portocaliu ( $P_{tO}$ ) în zilele selectate: (a) 20.09.2018, (b) 05.01.2019, (c) 24.03.2019 și (d) 26.06.2019 [Moldovan et al, 2020b]



După cum era de așteptat, culoarea absorberului are o influență semnificativă asupra randamentului conversiei, cu cele mai mari valori (aproape de 50%) pentru absorberul negru și cele mai mici valori (aproape de 30%) pentru absorberul portocaliu. În ciuda acestor diferențe, se mai poate observa că sensibilitatea la condițiile exterioare este similară pentru toate culorile, așa cum arată rezultatele din figura 2.57b pentru ziua de iarnă.

În cele din urmă, variația randamentului în funcție de diferența de temperatură dintre temperatura medie a colectorului solar termic și temperatura aerului exterior este reprezentată (folosind puncte) în figura 2.58 și comparată cu randamentul acelorași colectoare solar termice înregistrate anterior pe standul interior de testare [Moldovan and Visa, 2018] reprezentat folosind linii (Fig. 2.58). Valori similare ale abaterii medii pătratice cuprinse între 0,45 și 1,03% rezultă pentru zilele de primăvară și toamnă (Fig. 2.58a și Fig. 2.58). Influența temperaturilor scăzute exterioare în timpul zilei de iarnă poate fi observată în figura 2.58b cu abaterii medii pătratice variind între 0,83 și 1,20%. Cea mai bună corelare este observată în timpul zilei de vară (Fig. 2.58d), când valoarea abaterii medii pătratice variază între 0,30 și 0,37%. Cu toate acestea, valorile abaterii medii pătratice mai mici de 1,2%, așa cum s-au observat în timpul perioadei de testare între randamentul evaluat experimental în exterior și interior, pot fi considerate acceptabile.

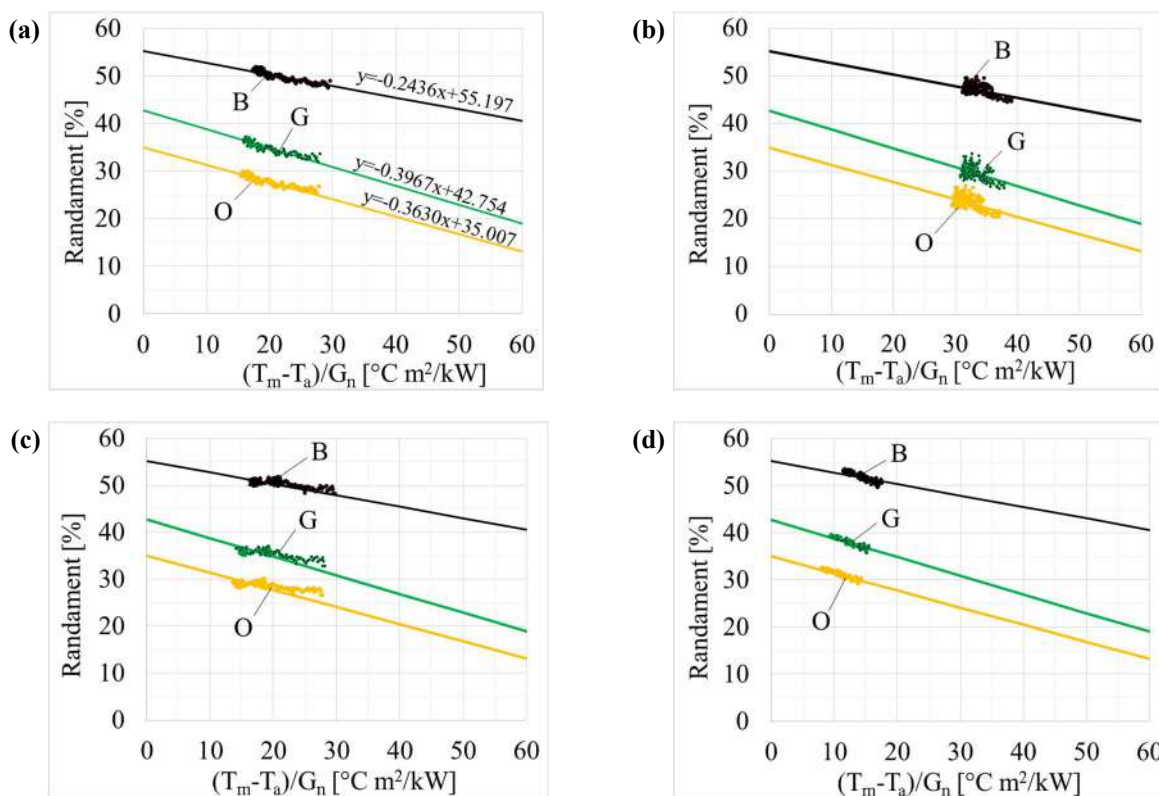


Fig. 2.58 Randamentul obținut pe standul de testare interior (linii) și exterior (puncte) pentru colectorului negru (B), verde (G) și portocaliu (O) în zilele selectate: (a) 20.09.2018, (b) 05.01.2019, (c) 24.03.2019 și (d) 26.06.2019 [Moldovan et al, 2020b]

După testarea noilor colectoare solar termice triunghiulare în condiții standard (utilizând apă ca agent termic, cu un debit de 0,001 kg/s și o intensitate a radiației solare de 1000 W/m<sup>2</sup>) pentru care au fost obținute randamente cuprinse între 35 și 55%, a fost dezvoltat un proces de optimizare pentru îmbunătățirea acestor randamente. Rezultatele obținute prin simulări CFD au fost prezentate în articolul „Optimising the thickness of the water layer in a triangle solar thermal collector” [Moldovan et al, 2021b] publicat în jurnalul Renewable Energy (Q2, factor de impact 8,001 în 2020 și 9,000 în 2023).

Pentru a îmbunătăți randamentul noilor colectoare solar termice triunghiulare, a fost dezvoltat un proces de optimizare bazat pe simulări CFD luând în considerare debitul masic și grosimea stratului de apă ca parametri. Modelele 3D ale colectorului triunghiular cu grosimi ale stratului de apă de 20, 10 și 5 mm au fost prototipate virtual în SolidWorks și transferate în Ansys Fluent unde au fost efectuate simulări CFD. Pentru fiecare grosime a stratului de apă, au fost luate în considerare debitele masice în intervalul 0,0005...0,05 kg/s. Modelul este validat experimental pe un colector cu o grosime a stratului de apă de 20 mm în condiții standard de testare. Rezultatele simulării arată că randamentul nominal poate fi majorat de la 55,74%, obținut pentru un debit masic standard și o grosime a stratului de apă de 20 mm, până la 66,12% pentru un debit masic de 0,01 kg/s și o grosime a stratului de apă de 5 mm.

Pentru a investiga influența grosimii stratului de apă și a debitului masic asupra randamentului colectorului solar termic, se efectuează simulări CFD folosind Ansys Fluent R15.0 [ANSYS, 2013]. Deoarece geometria demonstratorului (Fig. 2.59a) este complexă, au fost luate în considerare câteva aproximări la modelarea geometriei acestuia. Un model 3D simplificat al colectorului solar termic a fost dezvoltat în SolidWorks (Fig. 2.59b) prin modelarea completă a cavității interne, a absorberului, a celor șapte elemente de fixare care conectează cavitatea cu absorberul pentru a reduce deformarea acestuia și pentru a evita zonele de curgere preferențiale, stratul de aer, geamul și izolația termică (Fig. 2.59c) în timp ce carcasa, elementele de asamblare și de etanșare sunt neglijate.

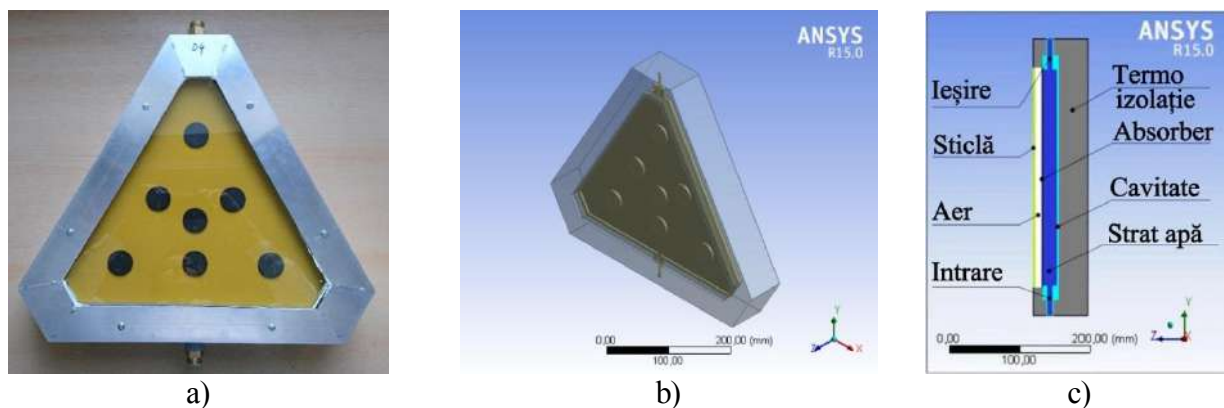


Fig. 2.59 Colectorul solar termic triunghiular: a) demonstratorul, b) modelul 3D, c) secțiune prin planul median YZ [Moldovan et al, 2021b]



Modelul 3D este importat în Ansys R15.0 ca model 3D Fluent și poziționat vertical. Datorită diferenței mari dintre dimensiunile racordurilor de intrare/ieșire (8mm) și a cavității (363 mm), se generează o rețea adaptivă care conține aproximativ 750000 de elemente tetraedrice pentru modelul cu grosimea stratului de apă de 20 mm. O vedere frontală a stratului de apă este prezentată în figura 2.60a și o vedere izometrică detaliată a zonei de ieșire în figura 2.60b. Densitatea elementelor variază între  $7,6e-11$  și  $2,1e-8$  m<sup>3</sup>/element.

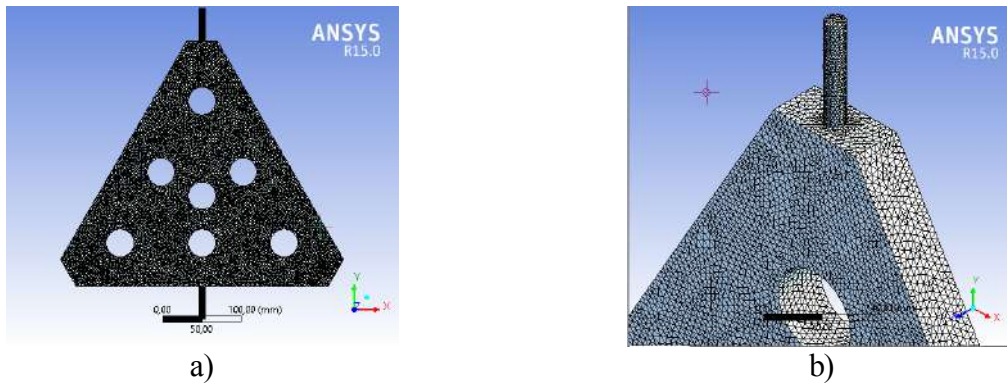


Fig. 2.60 Rețeaua de elemente tetraedrice aplicate stratului de apă: a) vedere frontală; b) detaliu al zonei de ieșire [Moldovan et al, 2021b]

Pentru a valida simulările CFD, colectorul solar termic triunghiular este testat pe un stand de testare verticală interioară pentru colectoare termice solare [Moldovan and Visa, 2019] constând dintr-o structură din aluminiu care susține colectorul solar termic triunghiular pe partea expusă la un simulator solar vertical (Fig. 2.61a), iar pe partea opusă celelalte componente ale instalației de testare: două boilere, două grupuri de pompare, două vase de expansiune, două reglatoare și un sistem de monitorizare (Fig. 2.61b).



Fig. 2.61 Stand de testare pentru colectoare solar termice: a) vedere laterală cu colectorul solar termic instalat și simulatorul solar vertical; b) vedere laterală cu boilerele [Moldovan et al, 2021b]

În primul rând, se efectuează simulări numerice în Ansys Fluent pentru colectorul solar termic triunghiular existent având o grosime a stratului de apă de 20 mm, în condiții standard de testare: debit masic de 0,001 kg/s, intensitatea radiației solare de 1000 W/m<sup>2</sup> pentru o gamă de patru temperaturi de intrare: 20, 40, 60 și 80 °C [ISO, 2017]. Pe baza temperaturilor de ieșire obținute prin simulări, este calculat randamentul colectorului solar termic și rezultatele sunt reprezentate în figura 2.62 cu triunghiuri roșii. Linia de tendință trasată pe baza acestor rezultate indică o eficiență nominală de 55,74%.

În continuare, demonstratorul este instalat pe standul de testare verticală (Fig. 2.61a), circuitul solar este umplut cu apă, viteza pompei este reglată pentru a obține un debit masic de 0,001 kg/s și demonstratorul este expus la o intensitate a radiației solare de 1000 W/m<sup>2</sup> generată de simulatorul solar vertical. Temperatura de intrare este crescută iterativ de la 20 la 80 °C. Pe baza temperaturii măsurate la intrare și la ieșire, se calculează randamentul experimental și valorile obținute sunt reprezentate cu puncte în figura 2.62. În timpul experimentului, temperatura ambiantă crește până la aproximativ 35 °C la sfârșitul procedurii de testare, astfel ultimul set de puncte experimentale corespunde unei diferențe de temperatură între intrarea apei ( $t_i$ ) și aerul ambiant ( $t_a$ ) de aproximativ 45 °C. Linia de tendință trasată pe baza rezultatelor experimentale indică un randament nominal de 55,16%. Rezultatele simulării sunt în bună concordanță cu cele experimentale, eroarea relativă de 1,1% între randamentele nominale încadrându-se în marja acceptată și în alte studii similare.

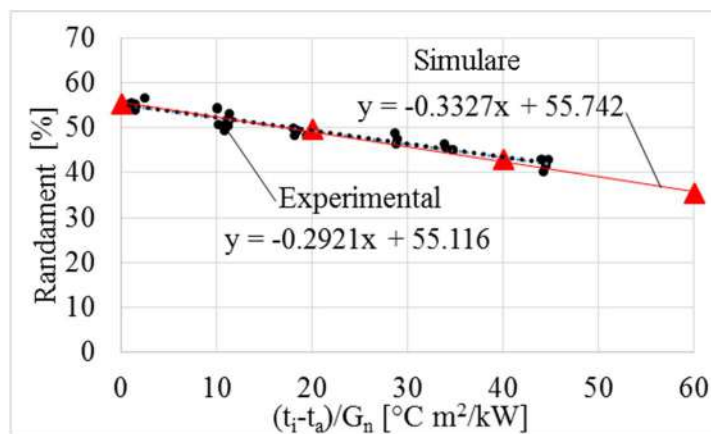


Fig. 2.62 Randamentul colectorului solar termic triunghiular cu o grosime a stratului de apă de 20 mm obținut prin simulări CFD (triunghiuri) și experimental (puncte) [Moldovan et al, 2021b]

Simulările numerice sunt efectuate în continuare în Ansys Fluent pentru a investiga influența debitului masic asupra randamentului colectorului solar termic având aceeași grosime a stratului de apă (20 mm) și păstrând același interval de temperaturi de intrare a apei.

În primul rând, debitul masic standard (0,001 kg/s) este înjumătățit (0,0005 kg/s). Randamentul scade pentru fiecare temperatură de intrare (Fig. 2.63) cu valori relative cuprinse între 8,4% pentru temperatura de intrare de 20°C (de la 55,34% la 50,69%) și 12,7% pentru 80°C (de la 35,39% la 30,91%). Din cauza acestei scăderi a randamentului, investigațiile sunt continuate prin creșterea debitului masic la 0,002 kg/s. Se obține în acest caz o creștere a randamentului colectorului solar termic, cu valori relative cuprinse între 3,6% la temperatura de intrare de 20°C (de la 55,34% la 57,34%) și 5,1% la 80°C (de la 35,39% la 37,21%). Debitul masic este crescut în continuare până când randamentul scade de două ori consecutiv (la 0,02 și 0,05 kg/s). Dintre debitele masice considerate, randamentul maxim se obține la 0,01 kg/s pentru fiecare temperatură de intrare, câștigul relativ variind între 6,9% pentru temperatura de intrare de 20°C (de la 55,34% la 59,16%) la 8,9% pentru 80°C (de la 35,39% la 38,54%).

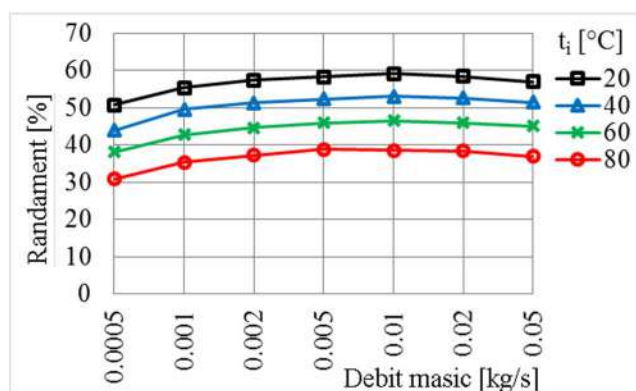


Fig. 2.63 Randamentul colectorului solar termic triunghiular obținut prin simulări în Ansys Fluent pentru diferite debite masice și temperaturi de intrare [Moldovan et al, 2021b]

Setul anterior de simulări se repetă pentru încă două grosimi ale stratului de apă (10 și 5 mm). Variația temperaturii de ieșire este reprezentată comparativ în figura 2.64 în funcție de temperatura de intrare pentru debitele masice selectate anterior pentru cele trei grosimi ale stratului de apă ( $d_w$ ). În fiecare caz, cel mai mic debit masic (0,0005 kg/s) a permis ca temperatura de ieșire să ajungă la valoarea cea mai mare. Pentru debite masice cuprinse între 0,005 și 0,05 kg/s, graficele variației temperaturii de ieșire sunt aproape suprapuse și, prin urmare, sunt marcate cu 0,005-0,05 kg/s. După cum se arată în figura 2.64, pentru cel mai subțire strat de apă ( $d_w = 5$  mm) și pentru un debit masic de 0,0005 kg/s, temperatura de ieșire este cu 2,95°C mai mare decât cea obținută pentru o grosime a stratului de apă de 20 mm și pentru o temperatură de intrare de 20°C. Această diferență de temperatură crește ușor la 2,96°C când temperatura de intrare crește la 80°C. Pentru debite mai mari, aceste diferențe scad continuu, până la 0,02°C pentru un debit masic de 0,05 kg/s pentru întregul interval de temperaturi de intrare cuprinse între 20 și 80°C.

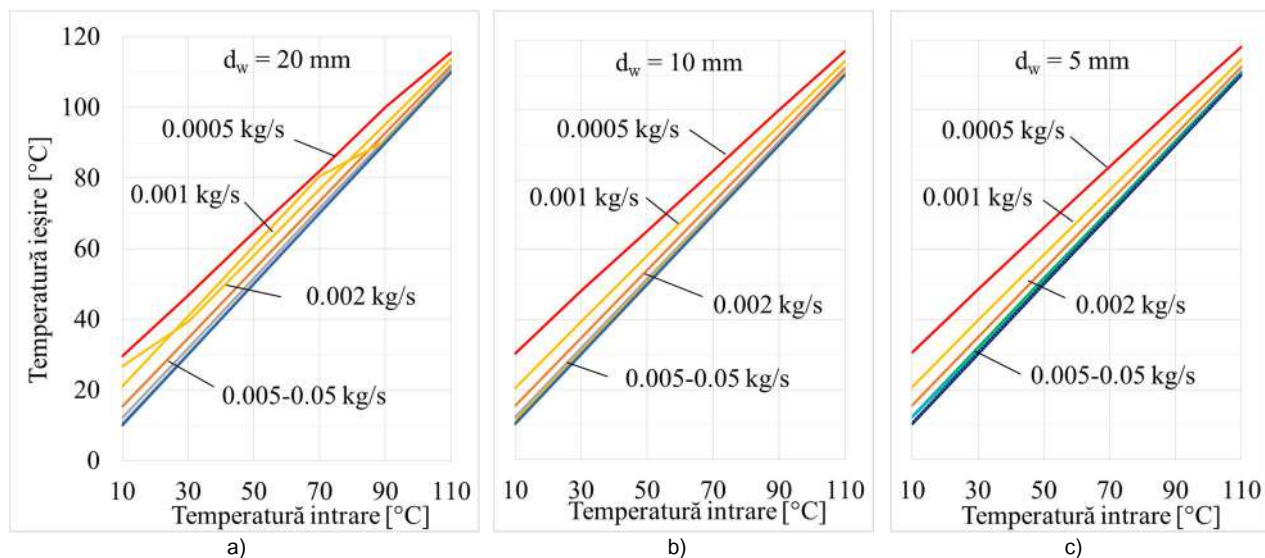


Fig. 2.64 Variația temperaturii de ieșire pentru colectorul solar termic cu grosimea apei de 20 mm (a), 10 mm (b) și 5 mm (c) [Moldovan et al, 2021b]

Pe baza temperaturilor de ieșire rezultate în urma simulărilor, randamentele celor trei colectoare solar termice sunt calculate și rezultatele sunt prezentate comparativ în figura 2.65. Pentru cele două grosimi ale stratului de apă (10 și 5 mm), influența debitului masic asupra eficienței colectorului solar termic este similară cu cea obținută pentru colectorul solar termic cu un strat de apă de 20 mm: când debitul masic standard (0,001 kg/s) scade la 0,0005 kg/s, randamentele scad considerabil pentru toată gamă de temperaturi de intrare, cu valori relative între 3,7 și 10,1% pentru 10 mm și între 3,2 și 4,7% pentru 5 mm; la creșterea debitului masic crește și randamentul, ajungând la o limită superioară la 0,01 kg/s; creșterea în continuare a debitului masic are ca rezultat scăderea randamentului.

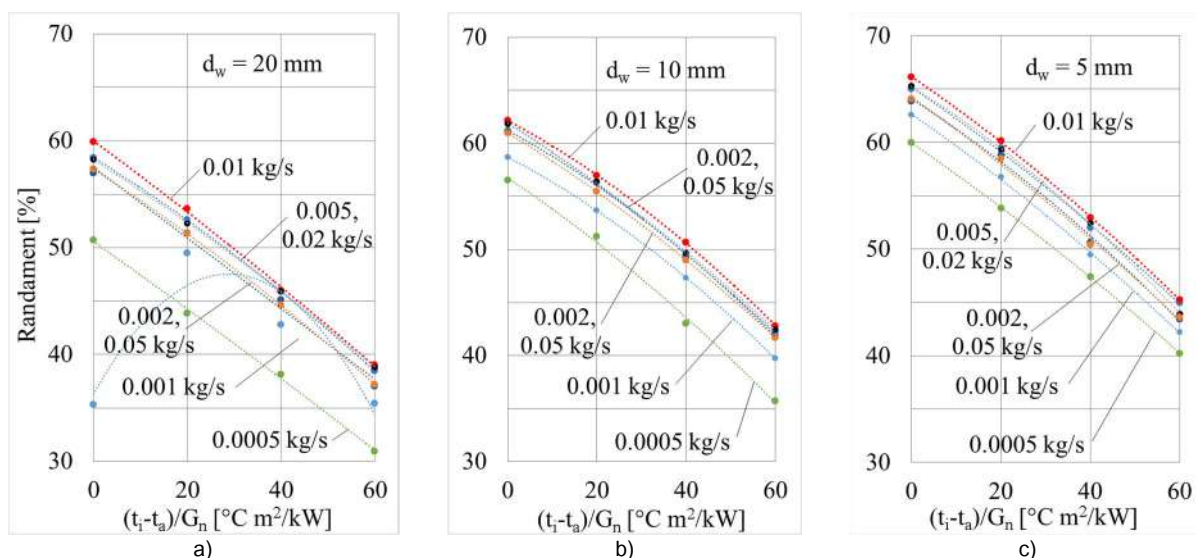


Fig. 2.65 Variația randamentului colectorului solar termic cu grosimea stratului de apă de 20 mm (a), 10 mm (b) și 5 mm (c) [Moldovan et al, 2021b]



Creșterea semnificativă a randamentului are loc atunci când grosimea stratului de apă este redusă. Randamentul nominal maxim (59,16%) obținut pentru grosimea stratului de apă de 20 mm cu un debit masic de 0,01 kg/s, crește la 62,18% și 66,12% când grosimea stratului de apă scade la 10 mm și respectiv 5 mm. Aceste creșteri corespund unor creșteri relative ale randamentului nominal de 5,1%, respectiv 11,8%. Câștiguri relative și mai mari se obțin pentru celelalte trei temperaturi de intrare, variind între 7,4 și 11,1% pentru o grosime a stratului de apă de 10 mm și între 13,4 și 17,4% pentru o grosime a stratului de apă de 5 mm, față de colectorul solar termic cu o grosime a stratului de apă de 20 mm. În final, comparând randamentul nominal (55,34%) obținut pentru grosimea stratului de apă de 20 mm în condiții standard de testare (0,001 kg/s și 1000 W/m<sup>2</sup>) cu randamentul nominal maxim (66,12%) obținut pentru un strat de apă de 5 mm, cu un debit masic de 0,01 kg/s și o intensitate a radiației solare de 1000 W/m<sup>2</sup> rezultă un câștig absolut de randament de 10,78% care este o creștere importantă obținută prin modificarea grosimii stratului de apă și a debitului masic. Acest câștig absolut de randament scade ușor la creșterea temperaturii de intrare, atingând o valoare de 9,86% pentru o temperatură de intrare de 80°C, un câștig absolut mediu de randament de 10,35% rezultând pentru întregul interval de temperaturi de intrare a apei.

Pentru a investiga influența grosimii stratului de apă asupra transferului de căldură de la absorber la stratul de apă, contururile de temperatură pentru o secțiune transversală prin planul median YZ al colectorului solar termic sunt prezentate figura 2.66a și 2.66b pentru colectorul solar termic cu grosimea stratului de apă de 20 mm și respectiv 5 mm. Distribuția temperaturii sugerează că transferul de căldură este puternic influențat de grosimea stratului de apă. Conform figurii 2.66, grosimea straturilor limită încălzite de absorber este similară, dar în comparație cu întreaga grosime a stratului de apă, se observă că o cantitate mare de apă trece prin colector fără a fi încălzită în cazul stratului de apă de 20 mm.

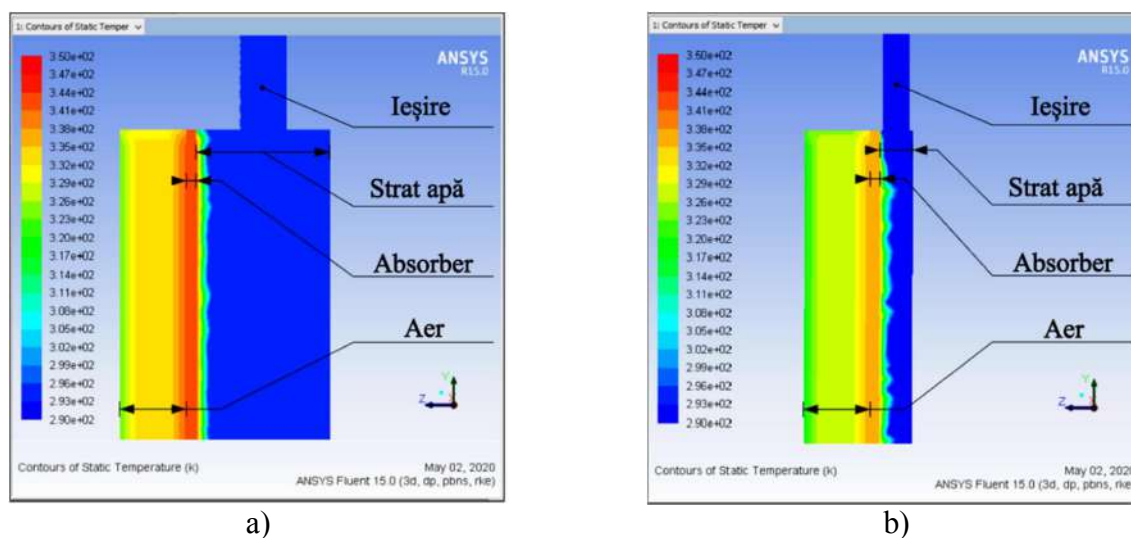


Fig. 2.66 Contururi de temperatură pentru o secțiune prin planul median YZ al colectorului solar termic cu grosimea stratului de apă de 20 mm (a) și 5 mm (b) [Moldovan et al, 2021b]

### 3. Creșterea cantității de energie termică produsă de sistemele geotermice

Spre deosebire de sistemele solar termice, care sunt major influențate de variabilitatea energiei solare, sistemele geotermice cu pompe de căldură au avantajul disponibilității permanente a energiei geotermice care nu este influențată de alternanța zi-noapte și nici de modificarea anotimpurilor, fapt pentru care poate fi luată în considerare ca sursă energetică de bază care nu necesită o sursă auxiliară [Moldovan, 2017a].

Se estimează că energia termică internă a Pământului este de  $10^{31}$  J cu o putere termică de 44,2 TW. Căldura produsă în nucleu și în rocile din manta (Fig. 3.1) ajunge la suprafața Pământului neomogen, cu puteri de la 25 mW/m<sup>2</sup> până la 1 W/m<sup>2</sup>, valori foarte mici în comparație cu intensitatea radiației solare înregistrate la suprafața Pământului (1000 W/m<sup>2</sup>). Fluxul termic terestru mediu este de 87 mW/m<sup>2</sup>, obținut prin ponderare după suprafață din cel al continentelor (65 mW/m<sup>2</sup>) și al oceanelor (101 mW/m<sup>2</sup>) [Pollack et al., 1993].

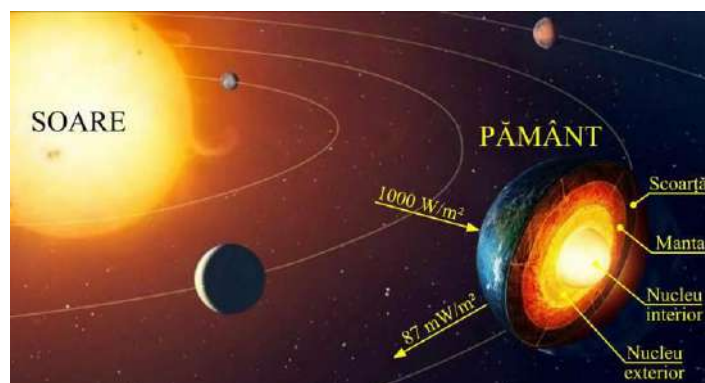


Fig. 3.1 Structura internă a Pământului [Moldovan, 2017a]

Energia geotermică are ca surse: procesele de fisiune nucleară din interiorul nucleului Pământului; procesele de dezintegrare a elementelor radioactive din scoarța terestră; căldura latentă eliberată atunci când nucleul lichid extern cristalizează la limita cu nucleul intern; mișcarea plăcilor tectonice; energia primită de la Soare; căldura reziduală a acreției planetare; efectele câmpului magnetic al Pământului.

În plus față de avantajul principal menționat la începutul subcapitolului, energia geotermică mai are și alte avantaje: emisii reduse de gaze cu efect de seră; se poate utiliza atât pentru încălzire cât și pentru răcire; suprafața ocupată este mult mai redusă în comparație cu alte sisteme de conversie a energiei [Argonne National Laboratory, 2010; Geothermal Energy Administration, 2007 și Lund, 2007].



Utilizarea energiei geotermice are și câteva dezavantaje: necesită investiții mari atât pentru explorare cât și pentru implementarea sistemelor de conversie a energiei geotermice; sunt aduse la suprafață gaze și elemente corozive și/sau toxice conținute în scoarța terestră; poate duce la instabilitatea terenului prin realizarea forajelor de mare adâncime; pentru extragerea energiei geotermice este necesară energie electrică.

Înainte de instalarea unui sistem de conversie a energiei geotermice este necesară investigarea potențialului geotermic în scopul determinării estimative a cantității de energie termică înmagazinată în scoarța terestră dintr-o anumită regiune, care poate fi exploatată și utilizată în condiții optime din punct de vedere tehnico-economic.

În funcție de temperatura sursei, energia geotermică poate fi utilizată astfel (Fig. 3.2):

- în cazul energiei geotermice de temperatură ridicată (peste  $150^{\circ}\text{C}$ ), se utilizează sisteme de conversie în energie electrică, energia reziduală rezultată din aceste sisteme putând fi utilizată în continuare sub formă de energie termică;
- în cazul energiei geotermice de temperatură medie (între  $20^{\circ}\text{C}$  și  $150^{\circ}\text{C}$ ), se utilizează sisteme de conversie pentru încălzirea spațiilor; prepararea apei calde menajere; diverse procese tehnologice în industrie (uscare, spălare, pasteurizare); încălzirea serelor (de flori și legumicole); încălzirea apei în crescătoriile de pești; tratament în stațiuni balneoclimaterice; relaxare și petrecerea timpului liber (ștranduri, piscine etc);
- în cazul energiei geotermice de temperatură joasă (sub  $20^{\circ}\text{C}$ ), se utilizează sisteme de conversie bazate pe pompe de căldură pentru obținerea de energie termică pentru încălzirea spațiilor în principal cu sisteme radiante de joasă temperatură.

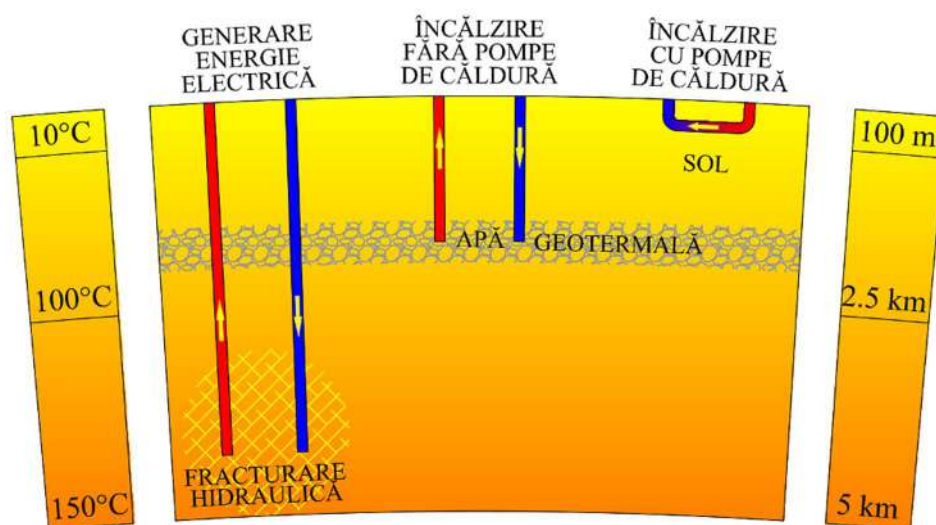


Fig. 3.2 Moduri de utilizare a energiei geotermice [Moldovan, 2017a]

### 3.1 Sisteme geotermice bazate pe pompe de căldură

Preocupările autorului în domeniul conversiei energiei geotermice au avut ca obiect cea de-a treia categorie care implică utilizarea pompelor de căldură sol-apă pentru exploatarea surselor geotermice de joasă temperatură (sub  $20^{\circ}\text{C}$ ). Aceste pompe de căldură au rolul de a ridica nivelul de temperatură al sursei (situat de obicei în jurul valorii de  $10^{\circ}\text{C}$ ) la valoarea cerută de consumator ( $25 \dots 30^{\circ}\text{C}$  pentru sisteme de încălzire,  $40 \dots 45^{\circ}\text{C}$  pentru prepararea apei calde menajere). Aceste sisteme sunt alcătuite dintr-un colector geotermic de suprafață (orizontal) sau de adâncime (vertical), din pompa de căldură și din sistemul de încălzire al consumatorului (Fig. 3.3). Pentru extragerea energiei geotermice, pompele de căldură au nevoie de energie electrică pentru acționarea compresorului (în cazul celor cu compresie mecanică). Acest necesar de energie electrică este cu atât mai mic (sistemul este cu atât mai performant) cu cât temperatura sursei este mai ridicată și cu cât temperatura la consumator este mai scăzută. Performanța sistemului mai poate fi mărită și prin implementarea unui acumulator de energie termică care va uniformiza funcționarea pompei de căldură.

Colectoarele geotermice se realizează uzual din conducte din material plastic datorită bunei rezistențe a acestui material la acțiunea substanțelor din sol și a prețului scăzut. Colectoarele geotermice de suprafață se amplasează în sol la adâncimi de până la 2 m și au avantajul costurilor reduse de execuție, însă necesită suprafețe mari de teren. Se recomandă ca terenul în care sunt dispuse aceste colectoare geotermice orizontale să nu fie acoperit cu construcții sau suprafețe betonate, pentru a permite regenerarea termică a solului. Colectoarele geotermice de adâncime se realizează până la adâncimi de 100 - 150 m și au un preț ridicat de instalare din cauza forajelor necesare. Principalele avantaje ale acestora sunt: suprafața redusă de teren necesară și influența foarte redusă a condițiilor meteorologice.

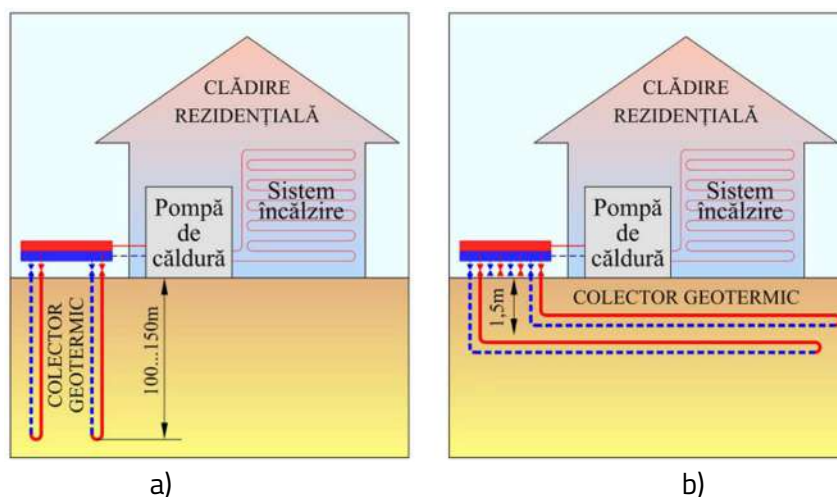


Fig. 3.3 Sisteme geotermice cu pompă de căldură cu colector geotermic: a) vertical; b) orizontal

Sistemul de încălzire la consumator trebuie să fie de tip radiant (încălzire în pardosea, perete, tavan sau încălzire prin beton temperat) pentru a permite reducerea temperaturii agentului termic furnizat de pompa de căldură și implicit reducerea consumului de energie electrică al acesteia. Realizarea acestor sisteme de încălzire este ceva mai complicată decât a sistemelor clasice de încălzire cu radiatoare dar acestea au avantajul obținerii unei temperaturi interioare uniforme datorită transferului termic realizat majoritar prin radiație.

Pompa de căldură parcurge un ciclu Carnot inversat, având ca funcționalitate asigurarea energiei termice necesare încălzirii spațiilor și/sau a apei calde menajere. Principalele componente ale unei pompe de căldură (Fig. 3.4) sunt: compresorul (K), condensatorul (C), ventilul de laminare (VL) și vaporizatorul (V). Toate aceste componente sunt conectate printr-un circuit închis umplut cu un agent frigorific. Agentul frigorific aflat în stare lichidă la ieșirea din ventilul de laminare ajunge în vaporizator, unde intră în contact indirect cu agentul termic din circuitul primar de la care preia căldură și se vaporizează. Compresorul îi ridică presiunea și temperatura la o valoare corelată cu cea cerută de consumator la care o transmite prin intermediul condensatorului în care agentul frigorific cedează căldură agentului termic din circuitul secundar. La trecerea prin ventilul de laminare, agentul frigorific se răcește accentuat și trece din nou în fază lichidă, ciclul reluându-se. Astfel, pe baza energiei geotermice extrase din sol și a energiei electrice necesare pentru antrenarea compresorului, pompa de căldură asigură necesarul de energie termică la consumator. Eficacitatea unei pompe de căldură de a extrage energia geotermică este exprimată prin coeficientul de performanță (COP) care se calculează ca raport între energia termică utilă furnizată consumatorului și energia electrică necesară antrenării compresorului.

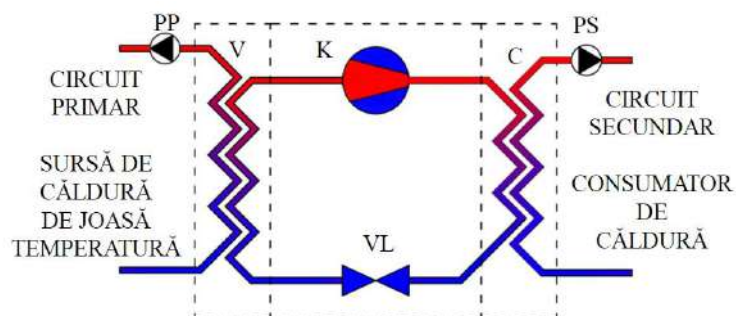


Fig. 3.4 Elementele componente principale ale unei pompe de căldură [Moldovan, 2017a]

Schema funcțională a unui sistem geotermic de joasă entalpie bazat pe o pompă de căldură este prezentat în Fig. 3.5. Controlul funcționării acestui sistem este realizat de automatizarea pompei de căldură [Burduhos and Moldovan, 2016].

Pompa de căldură și pompa circuitului principal (PP) sunt pornite dacă temperatura (TR) măsurată pe returul circuitului secundar este mai mică decât temperatura setată în unitatea de control a pompei de căldură. Pompa de căldură furnizează agent termic prin intermediul pompei din circuitul secundar (PS) și al vanei cu trei căi (V3C) fie circuitului de încălzire, fie boilerului pentru prepararea apei calde, în funcție de prioritatea setată la nivelul unității de control a pompei de căldură. Astfel, dacă a fost setată cu prioritate funcția de preparare apă caldă, vana cu trei căi va fi comutată pe poziția în care boilerul este alimentat cu agent termic până când temperatura apei calde din boiler, măsurată cu senzorul de temperatură T2, atinge valoarea setată, moment în care vana cu trei căi este comutată pe poziția de alimentare a circuitului de încălzire și menținută în această poziție până când temperatura apei calde din boiler scade sub valoarea setată (în urma consumului de apă caldă sau a pierderilor termice prin mantaua acestuia). Dacă a fost setată cu prioritate funcția de încălzire, vana cu trei căi va fi comutată pe poziția în care circuitul de încălzire este alimentat cu agent termic și menținută în această poziție până când este atinsă temperatura setată în spațiile încălzite, moment în care vana cu trei căi este comutată pe poziția în care boilerul este alimentat cu agent termic dacă temperatura apei din boiler este mai mică decât temperatura setată. Pentru fiecare din cele două funcțiuni se poate seta temperatura dorită prin intermediul unității de control a pompei de căldură. Pompa de căldură și pompa circuitului principal (PP) sunt oprite în momentul în care temperatura măsurată de senzorul de pe conducta de retur a circuitului secundar este mai mare decât temperatura setată în unitatea de control a pompei de căldură. Reglarea temperaturii în spațiile încălzite se realizează prin intermediul închiderii și deschiderii vanelor distribuitorilor sistemelor de încălzire în pardoseală comandate local de termostate prevăzute cu senzori care măsoară temperatura aerului (Ta). Pentru a evita deteriorarea finisajelor (gresie, parchet, etc.) în cazul încălzirilor în pardoseală, se instalează un termostat suplimentar care, în funcție de temperatura măsurată de un senzor suplimentar (Ti) montat la intrarea în distribuitor, limitează accesul agentului termic în circuitul din pardoseală prin comanda vanei cu trei căi (V3C) și a pompei circuitului de încălzire în pardoseală (Pi).

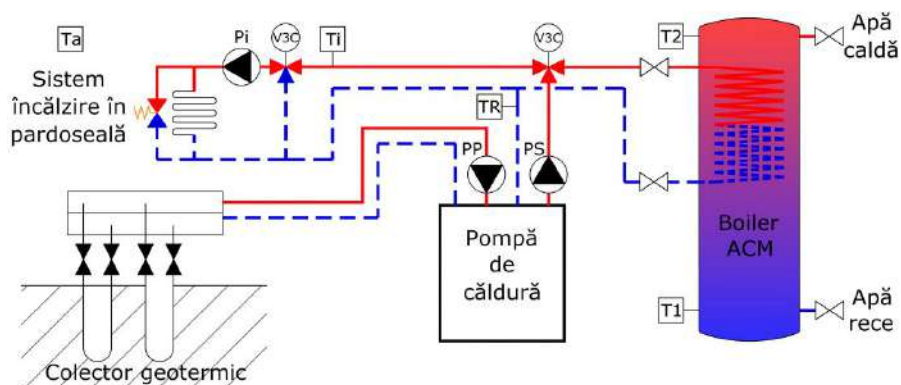


Fig. 3.5 Sistem geotermic de joasă entalpie bazat pe o pompă de căldură [Burduhos and Moldovan, 2016]

Pentru locațiile cu perioade foarte reci, dar de scurtă durată, în care pompa de căldură nu poate asigura în totalitate sarcina termică, se pot utiliza următoarele soluții: pe turul circuitului secundar se poate instala un încălzitor electric instantaneu care să suplimenteze energia termică produsă de pompa de căldură atunci când este necesar; acumulatorul de apă caldă poate fi prevăzut cu o serpentină suplimentară care se poate racorda la o sursă auxiliară de energie termică (cazan pe biomasă, gaze naturale, electric etc.).

Pompele de căldură trebuie judicios dimensionate în funcție de necesarul de energie termică pentru încălzire sau răcire (după caz) care depinde de zona în care este amplasată clădirea, de materialele utilizate pentru anvelopa acesteia și de modul de utilizare.

Preocupările în acest domeniu au început din perioada studiilor doctorale în cadrul cărora a fost dezvoltat un sistem de încălzire bazat pe o pompă de căldură sol apă proiectat și instalat în perioada 2009-2010. Un set preliminar de rezultate a fost publicat în articolul Heat pump operation & data collection [Moldovan et al, 2010] și prezentat la Sixth International Conference Mechanics and Machine Elements, Sofia, Bulgaria 2010.

Proiectarea și dimensionarea sistemelor cu pompe de căldură depind de condițiile de funcționare ca o interacțiune multiplă între clădire și pompa de căldură dar și între pompa de căldură și sursa de energie regenerabilă care este influențată de condițiile climatice. Atunci când se alege o pompă de căldură cu putere termică mai mare decât necesarul clădirii, coeficientul de performanță al acesteia va scădea ca urmare a apariției fenomenului de ciclare. Performanțe mai scăzute se obțin și din cauza unei suprafețe mici de teren disponibile (când temperatura sursei de căldură scade considerabil în perioada de funcționare a sistemului geotermic) și în cazul în care temperatura solicitată de consumator este ridicată. La dimensionarea unui sistem geotermic cu pompă de căldură trebuie să se țină cont de faptul că atât capacitatea de încălzire cât și coeficientul de performanță declarate de producătorul pompei de căldură sunt valori nominale determinate în condiții standard de testare a produsului și trebuie completate cu factori de ajustare bazați pe măsurătorile din locația de amplasare. Pentru a determina acești factori au fost desfășurate o serie de experimente în laboratorul de pompe de căldură din cadrul Facultății de Construcții de la Universitatea Transilvania din Brașov cu scopul de a colecta date funcționale atât în sezonul de încălzire, cât și în sezonul de răcire. Pompa de căldură este utilizată pentru a asigura confortul termic într-o încăpere situată sub nivelul solului, beneficiind de o ambianță mai rece în timpul verii și de o temperatură exterioară mai ridicată pentru sezonul de încălzire în comparație cu încăperile amplasate deasupra nivelului solului, înconjurate de aerul exterior. Iarna, pentru încălzirea încăperii, pompa de căldură recuperează energia termică din aerul viciat evacuat. Vara, pompa de căldură folosește ca sursă de energie termică aerul din clădire pe care îl răcește pentru a climatiza clădirea iar energia termică recuperată din aerul interior este utilizată pentru prepararea apei calde menajere.

Schema sistemului de încălzire/răcire cu pompă de căldură este prezentată în figura 3.6. Pompa de căldură (HP) are ca sursă de energie aerul din clădire evacuat de ventiloconvectorul (FC) instalat în holul principal de la parterul clădirii. Căldura recuperată de acest ventiloconvector este transferată de către o pompă hidraulică (P1) cu ajutorul unui agent termic (apă) într-un rezervor intermediar de apă rece (CWT). Apa din acest rezervor este preluată cu o altă pompă hidraulică (P2) și trimisă la un schimbător de căldură în plăci (SCP). Schimbătorul de căldură în plăci este utilizat pentru a separa circuitul ventiloconvectorului (în care este utilizată apă) de circuitul primar al pompei de căldură (în care se utilizează antigel). În circuitul primar al pompei de căldură, energia termică preluată de la schimbătorul de căldură în plăci este transferată vaporizatorului (V) pompei de căldură. Energia termică generată de pompa de căldură este apoi distribuită, utilizând apa caldă ca agent termic cu o temperatură cuprinsă între 30 și 40°C, printr-un circuit de încălzire radiant, de joasă temperatură, amplasat sub pardoseala unei încăperi situate la 2,5 m sub nivelul solului. Pentru a preveni funcționarea intermitentă a pompei de căldură, în circuitul de încălzire este intercalat un rezervor de apă caldă (WWT). Pompa de căldură are și un boiler de apă caldă menajeră încorporat prevăzut cu un schimbător de căldură în plăci conectat la un colectorul solar termic cu tuburi vidate. Schimbătorul de căldură în plăci este utilizat pentru a separa circuitul boilerului (în care este utilizată apă) de circuitul colectorului solar termic (în care se utilizează antigel). Acest colector solar termic cu tuburi vidate are o suprafață de 3 m<sup>2</sup> și este instalat în poziție verticală pe peretele exterior al laboratorului. Toate circuitele hidraulice sunt prevăzute cu elemente de siguranță (supape de siguranță, supape de sens și vase de expansiune), cu filtre și cu armături de separare.

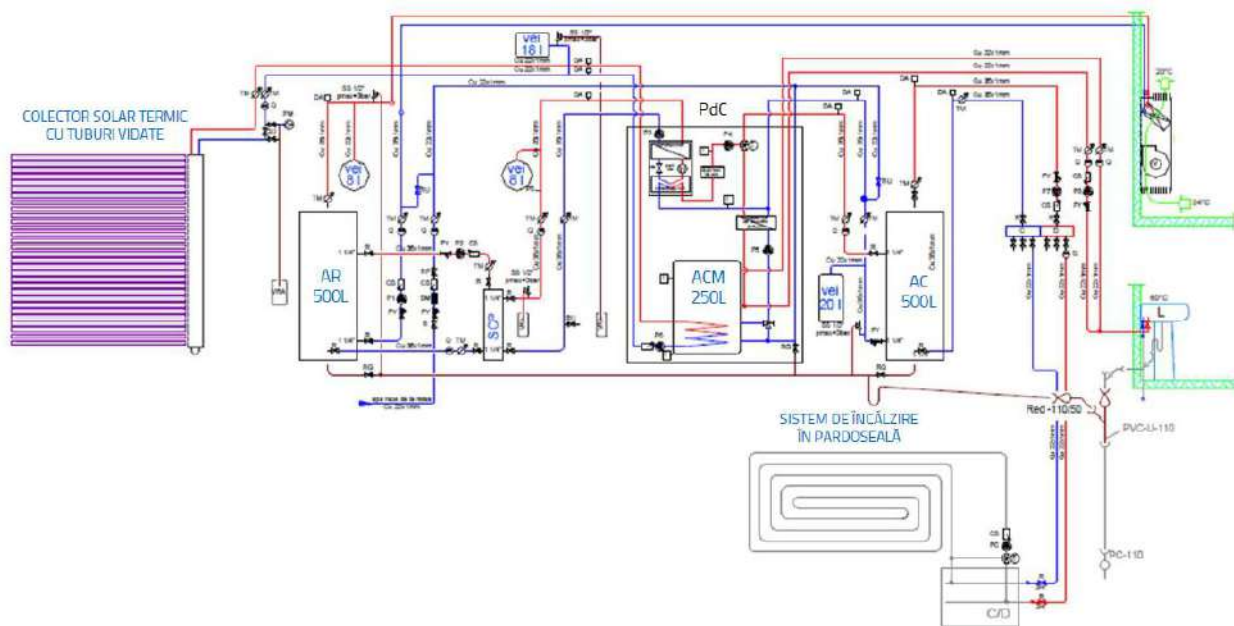


Fig. 3.6 Schema funcțională a sistemului cu pompă de căldură sol-apă [Moldovan et al, 2010]



Întregul sistem este automatizat prin unitatea de control a pompei de căldură. În paralel cu acest sistem de automatizare, a fost instalat un sistem de monitorizare a principalilor parametri funcționali ai sistemului. Pentru măsurarea temperaturilor și debitelor agenților termici din circuitele hidraulice ale sistemului se utilizează un datalogger OPUS 208 echipat cu 8 canale și un datalogger OPUS 200 echipat cu 2 canale. Achiziția de date se realizează cu aplicația Smartcontrol 1.5 care poate fi utilizată și pentru afișarea de grafice ale variației în timp a până la 3 parametri monitorizați simultan, cu evidențierea valorilor minime, medii și maxime pe perioada de interes. Pentru înregistrarea consumului de energie electrică al sistemului sunt instalate două contoare electrice trifazate (pentru măsurarea separată a consumului compresorului pompei de căldură și a consumului încălzitorului electric) și un contor electric monofazat (pentru măsurarea consumului pompelor hidraulice, automatizării pompei de căldură, sistemului de monitorizare etc).

În figura 3.7 este prezentat un exemplu de variație a parametrilor monitorizați într-o zi de toamnă în care temperatura aerului exterior a atins un minim de aproximativ  $10^{\circ}\text{C}$  în timpul nopții și un maxim de aproximativ  $20^{\circ}\text{C}$  în timpul zilei. Pentru asigurarea temperaturii aerului din interiorul încăperii (setată la  $22^{\circ}\text{C}$ ) pompa de căldură a funcționat într-un mod uniform, cu perioade de oprire de aproximativ 2,5 ore și cu perioade active de aproximativ o oră în care a furnizat apă caldă cu temperatura cuprinsă între  $30$  și  $36^{\circ}\text{C}$ .

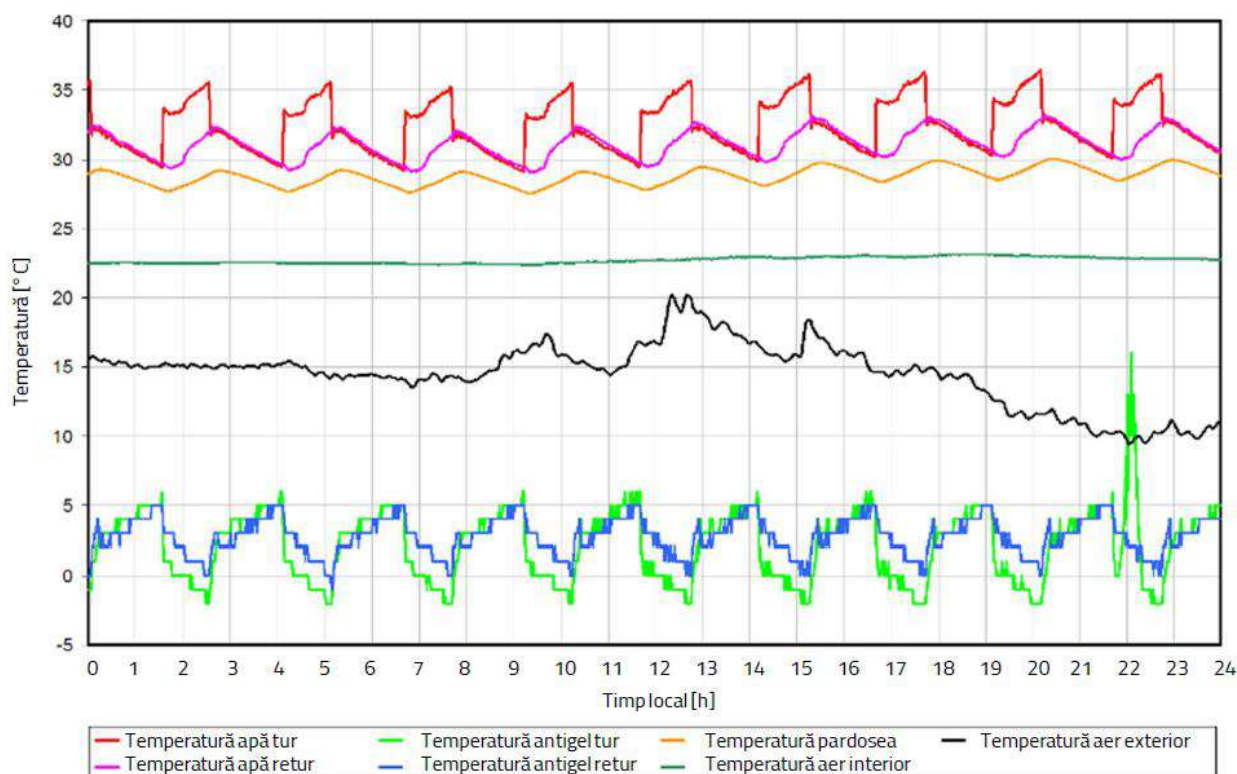


Fig. 3.7 Variația parametrilor monitorizați într-o zi de toamnă cu regim uniform de funcționare [Moldovan et al, 2010]

Temperatura aerului exterior are o influență minoră asupra parametrilor de confort interior ai încăperii încălzite, care este situată sub nivelul solului, dar temperatura solului, care este aproape constantă, afectează pozitiv cererea de încălzire în timpul sezonului de încălzire. Temperaturile diverselor elemente din interiorul încăperii încălzite cu pompa de căldură sunt prezentate în imaginea termografică din figura 3.8a. Se poate observa o diferență de temperatură între peretele aflat sub nivelul solului ( $20,2^{\circ}\text{C}$ ) și partea superioară a acestuia în contact cu aerul exterior ( $18,5^{\circ}\text{C}$ ). Camera este încălzită printr-un circuit hidraulic care poate fi observat în figura 3.8b unde temperatura medie a podelei este de  $20,2^{\circ}\text{C}$ . Distanța dintre serpentinele circuitului de încălzire este de 20 cm, iar diametrul conductelor este de 16 mm.

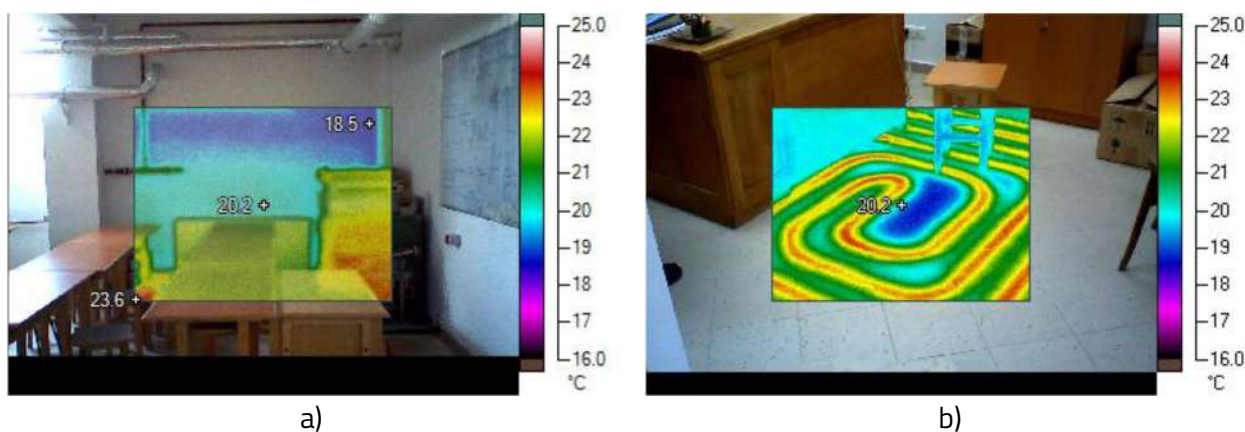


Fig. 3.8 Imagine termografică a încăperii încălzite de sistemul cu pompă de căldură (a) și sistemul de încălzire radiativ de joasă temperatură (b) [Moldovan et al, 2010]

Pentru a evalua răspunsul sistemului în regim neuniform de funcționare, a fost generată o funcționare ciclică a pompei de căldură. În timpul testului, procesul de recuperare a căldurii din aerul evacuat folosit ca sursă de căldură (menținut la o valoare constantă de  $16\pm 1^{\circ}\text{C}$ ) a fost întrerupt prin oprirea ventilatorului. Când energia termică transferată din aerul evacuat în rezervorul de apă rece este insuficientă în comparație cu energia extrasă de pompa de căldură din acest rezervor atunci temperatura din interiorul rezervorului de stocare se reduce progresiv. În figura 3.9 este prezentată această scădere a temperaturii: temperatura pe returul circuitului primar este de  $9\pm 5^{\circ}\text{C}$  în modul uniform de funcționare și de doar  $0\pm 2^{\circ}\text{C}$  în modul de funcționare ciclică. După acest test are loc o creștere a temperaturii suprafeței podelei de la  $17\text{...}19^{\circ}\text{C}$  la  $21\text{...}24^{\circ}\text{C}$ . Și temperatura aerului din interior înregistrează o variație similară. Temperatura mai mare a apei la ieșire între 12:30 și 16:30 este rezultatul ciclării frecvente a pompei de căldură și se bazează pe energia electrică utilizată pentru alimentarea compresorului pompei de căldură și nu pe energia termică extrasă din rezervorul de apă rece.

Funcționarea ciclică (cu o frecvență de 3 opriri și 3 porniri pe oră) rezultă din presetarea producătorului pentru a proteja pompa de căldură când temperatura la ieșirea pompei de căldură scade sub  $-5^{\circ}\text{C}$ , moment în care controlerul oprește compresorul și îl repornește când temperatura crește peste  $2^{\circ}\text{C}$  [Burduhos and Moldovan, 2016]. Ciclarea pompei de căldură îi reduce performanța ca rezultat al reducerii timpului de funcționare. Acest efect este similar cu cel obținut în cazul în care temperatura ridicată a aerului exterior generează pierderi scăzute de căldură iar energia termică furnizată de pompa de căldură depășește considerabil aceste pierderi. Acest fenomen apare și în cazul sistemelor geotermice cu pompe de căldură cu rate mari de extragere a energiei din sol, când temperatura solului este scăzută, în special la sfârșitul sezonului de încălzire.

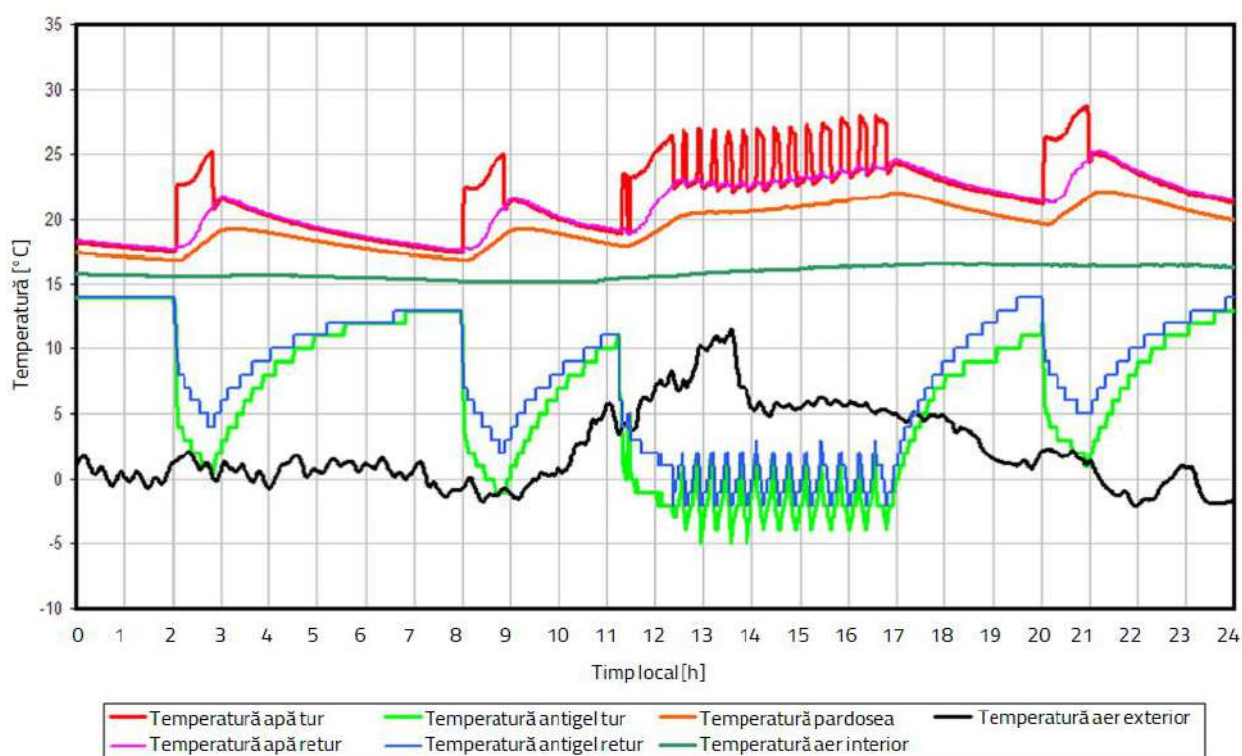


Fig. 3.9 Variația parametrilor monitorizați într-o zi de toamnă cu regim ciclic de funcționare [Moldovan et al, 2010]

Pentru a evalua influența fenomenului de ciclare asupra coeficientului de performanță nominal al pompei de căldură se utilizează un factor de corecție în funcție de factorul de sarcină (calculat prin raportarea duratei de funcționare a pompei de căldură la timpul total de funcționare a sistemului de încălzire) și de distanța dintre conductele sistemului de distribuție a încălzirii prin pardoseală. Valorile obținute pentru sistemul evaluat sunt prezentate în figura 3.10. După cum se poate observa, rezultă o scădere maximă a factorului de corecție cuprinsă între 1% și 4% în cazul unor valori mici ale factorului de sarcină. Influența factorului de sarcină este mai mică pentru distanțe mai mici între conducte, inerția sistemului de distribuție fiind de importanță majoră.

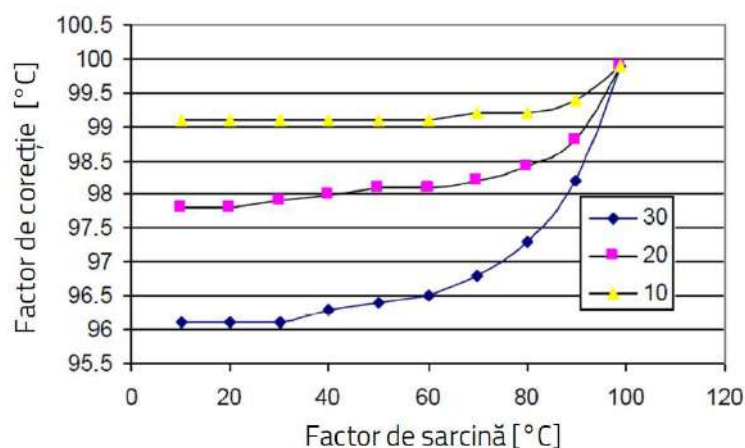


Fig. 3.10 Variația factorului de corecție pentru regim parțial de funcționare pentru distanțe între conductele sistemului de încălzire cuprinse între 10 cm și 30 cm [Moldovan et al, 2010]

Sistemul de încălzire cu pompă de căldură este asistat solar de un colector solar termic cu tuburi vidate. În figura 3.11 este prezentată variația temperaturii apei calde menajere din rezervorul de stocare, împreună cu temperatura circuitului solar și a aerului exterior pentru o perioadă de o săptămână. Se poate observa că temperatura aerului exterior se situează între 20°C și 30°C în timpul zilei și între 10°C și 20°C în timpul nopții. Ca urmare, temperatura din circuitului solar este între 30°C și 50°C în timpul zilei și de numai 20°C până la 30°C în timpul nopții. Temperatura apei calde menajere se menține în intervalul de la 30°C la 44°C.

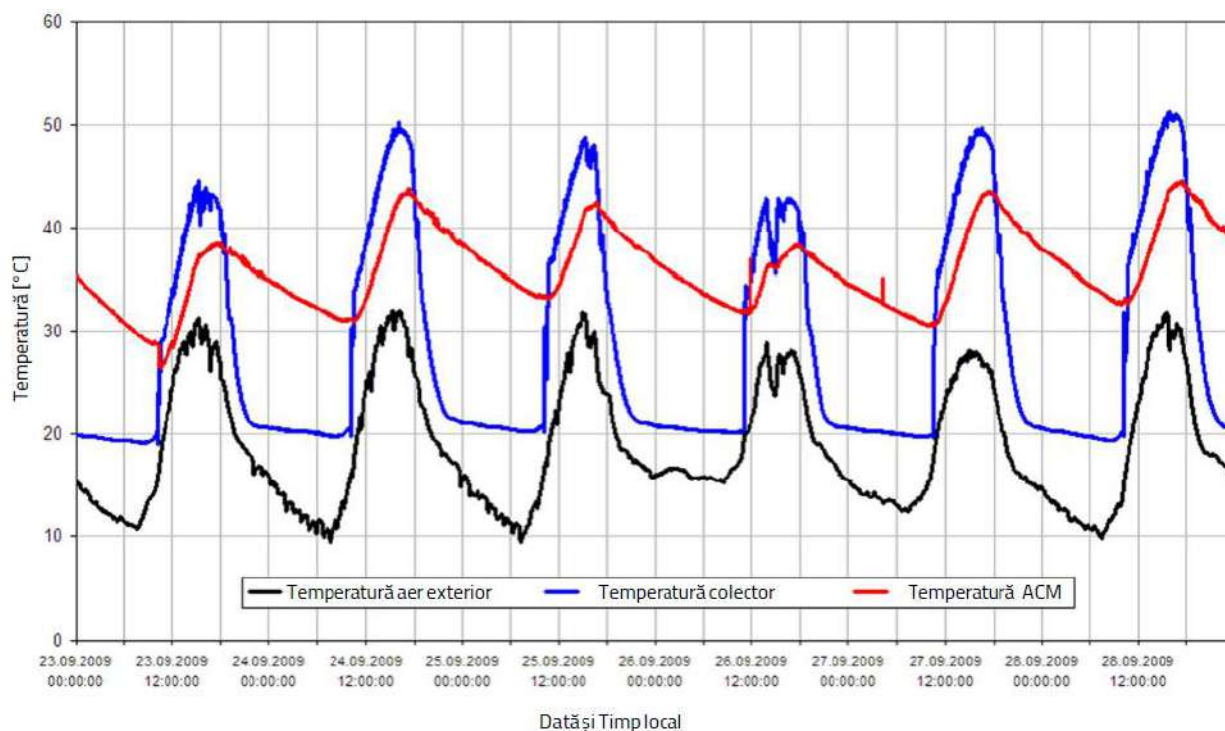


Fig. 3.11 Variația parametrilor sistemului solar termic de preparare a apei calde menajere [Moldovan et al, 2010]

*În concluzie, rezultatele obținute până în prezent arată că există posibilități de creștere a gradului de acoperire a necesarului de energie termică din energie geotermică.*

*Infrastructura existentă permite realizarea în continuare de studii în ceea ce privește evaluarea influenței unor parametri geometrici și funcționali asupra eficienței schimbătoarelor de căldură geotermice. Printre parametrii geometrici se numără diametrul și grosimea peretelui conductelor, distanța dintre conducte, lungimea conductelor, adâncimea de amplasare a conductelor, numărul de straturi în care sunt amplasate conductele și distanța dintre aceste straturi, modul de interconectare (serie/paralel) al conductelor etc. Din punct de vedere funcțional, vor fi evaluate influența debitului și temperaturii de intrare a agentului termic în schimbătorul de căldură geotermic.*

*O direcție nouă de cercetare va fi dezvoltată pentru evaluarea posibilităților de stocare în sol a surplusului de energie termică produsă de sistemele solar termice. Se urmărește regenerarea termică mai rapidă a solului utilizat pentru extragerea energiei geotermice, în special în cazul sondelor geotermice verticale. Unul dintre obiectivele cercetării va fi acela de a optimiza schimbătoarele geotermice de căldură pentru a îmbunătăți transferul termic al căldurii în sol și capacitatea de stocare a rezervorului geotermic.*

*Validarea experimentală a rezultatelor obținute prin simulări numerice se va realiza prin extinderea infrastructurii existente prin dezvoltarea unui sistem de evaluare a eficienței schimbătoarelor de căldură geotermice atât la extragerea căldurii din sol cât și la regenerarea termică a acestuia.*

*Pentru optimizarea funcțională a ansamblului clădire - sistem geotermic - sistem solar termic, se va dezvolta un sistem de control predictiv bazat pe un sistem de monitorizare, un algoritm de operare și un sistem de comandă a componentelor ansamblului. Sistemul de monitorizare va fi alcătuit din senzori de temperatură amplasați în sol, în aer, în colectoarele solar termice și în clădire, senzori de monitorizare a intensității radiației solare și senzori de măsurare a vitezei și direcției vântului. Algoritmul de operare va fi bazat pe rețele neuronale artificiale care permit extragerea unui model, printr-un proces de învățare bazat pe un set de date monitorizate, model care este validat și apoi aplicat pentru comanda componentelor ansamblului.*



#### 4. Creșterea cantității de energie electrică produsă de sistemele fotovoltaice

Sistemele instalate într-o clădire pentru producerea energiei termice din surse regenerabile consumă energie electrică. Acest consum este redus în cazul sistemelor solar termice însă devine semnificativ în cazul sistemelor geotermice. Astfel, consumul de energie electrică al clădirii crește, fiind necesare implementarea unor soluții de creștere a cantității de energie electrică produsă de sistemele fotovoltaice. În continuare sunt prezentate câteva exemple referitoare la soluțiile identificate pentru Căsuța Solară și Institutul de Cercetare Dezvoltare al Universității Transilvania din Brașov.

În cazul Căsuței Solare prezentate în Secțiunea 1 energia electrică furnizată de sistemul fotovoltaic existent acoperă doar 70% din necesarul de energie electrică pentru alimentarea pompei de căldură sol-apă din sistemul de încălzire al Căsuței Solare. A fost analizată o soluție de creștere a gradului de acoperire din surse regenerabile a necesarului de energie electrică prin implementarea unui sistem fotovoltaic suplimentar prevăzut cu un sistem de orientare pentru creșterea energiei solare captate de sistemul fotovoltaic și implicit a energiei electrice produse de acesta. Rezultatele sunt prezentate în articolul Energetic autonomy for a solar house [Moldovan et al, 2011a] publicat în jurnalul Environmental Engineering & Management Journal (Q4, factor de impact 1,004 în 2011). Acesta a fost și unul din obiectivele tezei de doctorat din care sunt selectate și prezentate în continuare principalele rezultate obținute. Pentru implementarea noului sistem fotovoltaic a fost identificat un spațiu disponibil pe terasa corpului G din imediata vecinătate a Căsuței Solare (Fig. 4.1a). Suprafața disponibilă este de formă aproximativ dreptunghiulară (Fig. 4.1b), cu latura lungă (39 m) orientată pe direcția NV-SE și latura scurtă (18,5 m) pe direcția NE-SV. Din cauza orientării defavorabile a terasei se ia în calcul utilizarea unei lungimi de 18 metri pe direcția Est-Vest și de 16 metri pe direcția Nord-Sud în premisa amplasării șirurilor fotovoltaice pe direcția Est-Vest, cu orientare spre Sud.

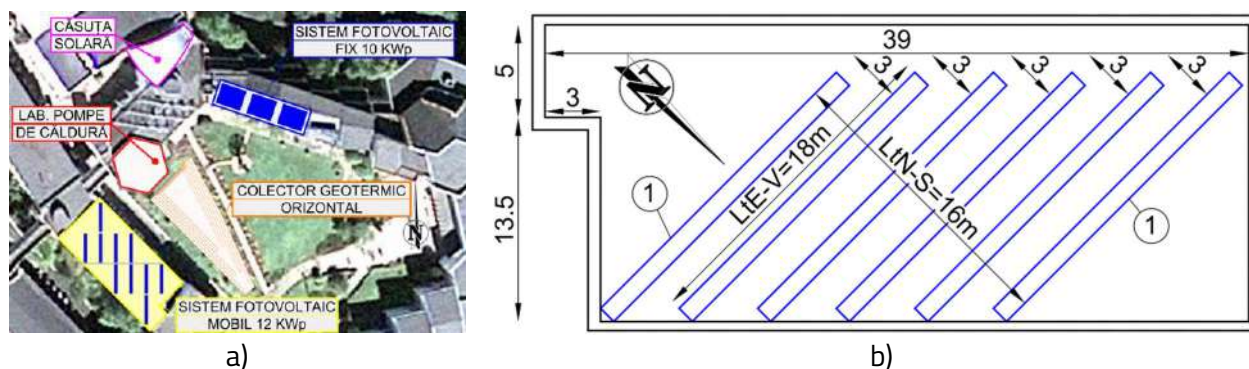


Fig. 4.1 Propunere de amplasare a sistemului fotovoltaic mobil cu puterea instalată de 12 kWp pe terasa corpului G de pe Colina Universității Transilvania din Brașov [Moldovan et al, 2011a]



#### 4.1 Dispunerea modulelor fotovoltaice

Posibilitățile de dispunere a șirurilor de module fotovoltaice în raport cu laturile terenului disponibil sunt prezentate în figura 4.2. Șirurile de module fotovoltaice pot fi amplasate cu una din laturi pe direcția N-S, cealaltă latură formând cu verticala unghiul diurn  $\varepsilon^*$  (Fig. 4.2a), respectiv cu una din laturi pe direcția E-V, cealaltă latură formând cu planul orizontal unghiul de elevație  $\rho^*$  (Fig. 4.2b). În cazul sistemelor fotovoltaice fixe, eficiența de captare a energiei solare este maximă în cea de a doua variantă deoarece energia solară disponibilă atinge valoarea maximă la amiază. Din acest considerent se vor analiza în continuare doar variantele de amplasare a șirurilor fotovoltaice cu o latură pe direcția E-V.

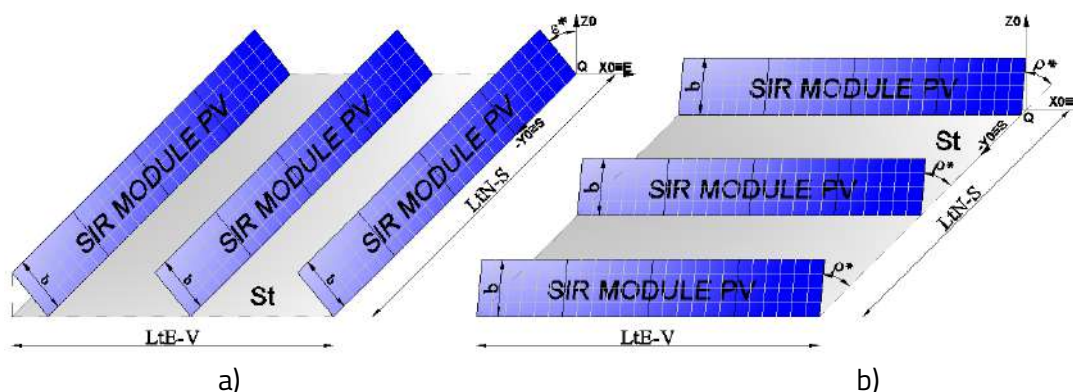


Fig. 4.2 Posibilități de amplasare a șirurilor de module fotovoltaice în raport cu laturile terenului

Modelul matematic propus pentru evaluarea energiei solare captate de șirurile de module fotovoltaice are la baza următorii parametri de intrare:

- suprafața de teren disponibilă,  $S_t$  [m<sup>2</sup>] și suprafața modulelor fotovoltaice,  $S_{pv}$  [m<sup>2</sup><sub>pv</sub>]
- dimensiunea terenului pe direcția N-S și respectiv E-V,  $L_{tN-S}$  [m],  $L_{tE-V}$  [m]
- dimensiunile modulelor fotovoltaice,  $b$  și respectiv  $c$  [m].

Se introduce noțiunea de indice de formă a terenului,  $q$  [-], definit prin raportul:

$$q = L_{tE-V} / L_{tN-S} \quad (4.1)$$

Limitele între care variază acest raport sunt prezentate în figura 4.3, rezultând o valoare minimă a indicelui de formă a terenului ( $q_{min}$ ) pentru varianta de amplasare din (Fig. 4.3a) și respectiv maximă ( $q_{max}$ ) pentru varianta de amplasare din (Fig. 4.3b). Sunt puse în evidență suprafețele de teren suplimentare ( $S_{td}$ ) necesare în cazul valorii minime a indicelui de formă a terenului din cauza distanței ( $d$ ) care trebuie lăsată între șiruri pentru a fi evitată umbrirea reciprocă a acestora.

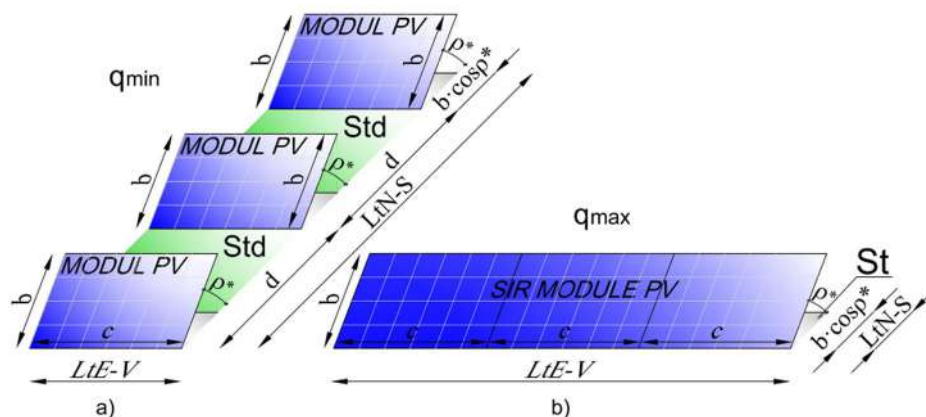


Fig. 4.3 Cazurile limită ale posibilităților de amplasare a șirurilor fotovoltaice fixe.

Indicele de formă  $q_{min}$  corespunde celei mai defavorabile configurații a terenului disponibil și anume cazului în care dimensiunea acestuia pe direcția Est-Vest este egală cu lățimea ( $c$ ) a modulelor fotovoltaice:

$$q_{min} = L_{tE-V} / L_{tN-S} = c / L_{tN-S}, \text{ pentru } L_{tE-V} = c \quad (4.2)$$

Indicele de formă  $q_{max}$  corespunde celei mai favorabile configurații a terenului disponibil și anume cazului în care dimensiunea acestuia pe direcția Est-Vest este suficient de mare pentru ca prin instalarea unui singur șir fotovoltaic (alcătuit dintr-un număr  $n_{pv}$  de module fotovoltaice) să se asigure necesarul de energie impus:

$$q_{max} = L_{tE-V} / L_{tN-S} = (n_{pv} \cdot c) / L_{tN-S}, \text{ pentru } L_{tE-V} = n_{pv} \cdot c \quad (4.3)$$

În cazul în care indicele de formă al terenului are valoarea maximă (corespunzător instalării unui singur șir fix de module fotovoltaice orientat pe direcția E-V (Fig. 4.3b) dimensiunea terenului ocupat pe direcția N-S se obține utilizând schema de calcul din figura 4.4.

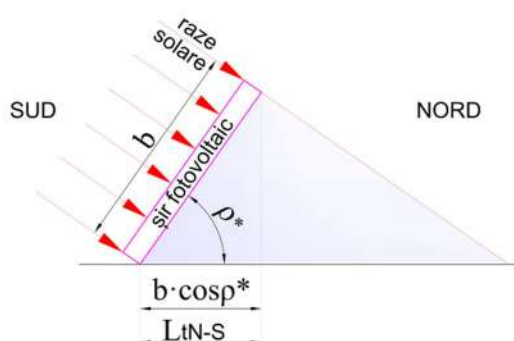


Fig. 4.4 Schema de calcul a dimensiunii terenului ocupat pe direcția N-S pentru cazul  $q_{max}$ .

Conform figurii 4.4, dimensiunea terenului ocupat pe direcția Nord-Sud,  $L_{tN-S}$  [m], prin amplasarea unui singur șir pe direcția Est-Vest, este dată de relația (4.4) în care s-a considerat numai proiecția orizontală a șirului și a structurii de susținere a acestuia. Deoarece este suficientă instalarea unui singur șir de module fotovoltaice pe direcția Nord-Sud, lungimea umbrei acestuia nu se calculează.

$$L_{tN-S} = b \cdot \cos \rho^* \quad (4.4)$$

Indicele de ocupare a terenului,  $O_t$  [ $m^2_t / m^2_{pv}$ ], se determină prin raportarea suprafeței de teren ocupate,  $S_t$  [ $m^2_t$ ], la suprafața modulelor fotovoltaice,  $S_{pv}$  [ $m^2_{pv}$ ]. Pentru cazul  $q = q_{max}$ , dimensiunile pe direcția Est-Vest ale terenului și ale șirului alcătuit dintr-un număr,  $n_{pv}$ , de module fotovoltaice, indicele de ocupare a terenului se stabilește cu relația:

$$O_t = S_t / S_{pv} = (L_{tN-S} \cdot L_{tE-V}) / (b \cdot c \cdot n_{pv}) = \cos \rho^* \quad (4.5)$$

*Energia solară specifică captată anual*,  $e^*_{Ban}$  [ $Wh / (m^2_t \cdot an)$ ], de un sistem fotovoltaic fix având elevația ( $\rho^*$ ), suprafața modulelor fotovoltaice ( $S_{pv}$ ) și suprafața terenului ocupat ( $S_t$ ), are expresia:

$$e^*_{Ban} = E^*_{Ban} \cdot S_{pv} / S_t = E^*_{Ban} / O_t \quad (4.6)$$

În cazul în care *indicele de formă al terenului are valoarea minimă* (corespunzător situației în care este posibilă instalarea a câte unui singur modul fotovoltaic pe șir și respectiv a unui număr maxim de șiruri fixe pe direcția Nord-Sud), pentru calculul dimensiunii terenului ocupat pe direcția Nord-Sud se utilizează schema de calcul din figura 4.5. În această situație suprafața de captare a primului șir nu va fi niciodată umbrată de celelalte șiruri, problema umbririi reciproce punându-se doar pentru celelalte șiruri, umbrirea acestora fiind influențată de *distanța* ( $d$ ) dintre șiruri și respectiv de *elevația* ( $\rho^*$ ) față de planul orizontal a șirurilor.

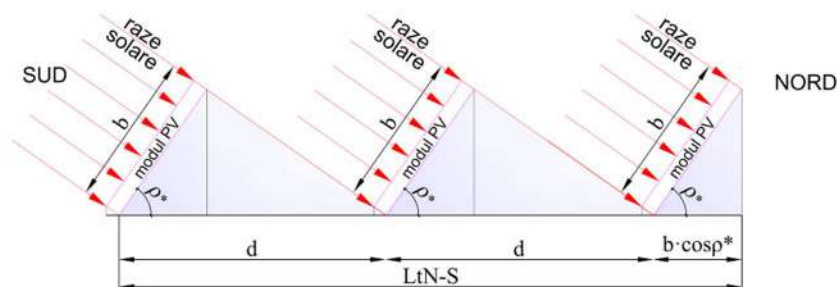


Fig. 4.5 Schema de calcul a dimensiunii terenului ocupat pe direcția N-S pentru cazul  $q_{min}$ .

Dimensiunea terenului ocupat pe direcția Nord-Sud, de un număr de șiruri fotovoltaice ( $n_s$ ), amplasate la distanța ( $d$ ) se calculează pe baza schemei de calcul din figura 4.5 cu relația:

$$L_{tN-S} = (n_s - 1) \cdot d + b \cdot \cos \rho^* \quad (4.7)$$

Indicele de ocupare a terenului ( $O_t$ ), pentru cazul  $q = q_{min}$  în care dimensiunile pe direcția Est-Vest ale terenului și ale șirului alcătuit dintr-un singur modul fotovoltaic ( $n_{pv}=1$ ) sunt egale, se stabilește cu relația:

$$O_t = S_t / S_{pv} = (L_{tN-S} \cdot L_{tE-V}) / (c \cdot b \cdot n_s) = [(n_s - 1) \cdot d + b \cdot \cos \rho^*] / (b \cdot n_s) \quad (4.8)$$

Pentru decelarea distanței optime de amplasare a șirurilor fotovoltaice fixe ( $d$ ) și a elevației acestora ( $\rho^*$ ) în funcție de numărul necesar de șiruri ( $n_s$ ) se introduce noțiunea de energie solară captată zilnic de un șir echivalent,  $E_{Bzi,se}^*$  [Wh/(m<sup>2</sup><sub>pv</sub>·zi)]. Mărimea acesteia se calculează prin raportarea la numărul de șiruri ( $n_s$ ) a energiei solare captate zilnic de primul șir ( $E_{Bzi}^*$ ) și de următoarele ( $n_s - 1$ ) șiruri afectate de umbrirea reciprocă ( $E_{Bzi,d}^*$ ), descrisă prin relația (4.9):

$$E_{Bzi,d}^* \approx [\sum B_{df}^* - (B_{d1}^* + B_{dn}^*) / 2] \cdot \Delta t, \quad \text{cu condiția } u \leq d \quad (4.9)$$

În această relație se iau în calcul doar valorile  $B_{df}^*$  corespunzătoare momentelor  $t_j$  în care lungimea umbrei șirurilor de module fotovoltaice ( $u$ ) este mai mică sau egală cu distanța dintre șiruri ( $d$ ), având în vedere faptul că umbrirea, chiar și parțială, a modulelor fotovoltaice determină scăderea la zero a producției de energie electrică [Drif et al, 2012; Garcia et al, 2008; Lorenzo et al, 2011; Martinez-Moreno et al, 2010].

Lungimea umbrei ( $u$ ) a șirurilor de module fotovoltaice, necesară verificării condiției din relația (4.9), se calculează pe baza schemei de calcul din figura 4.6, cu relația:

$$u = b \cdot \cos \rho^* + b \cdot \sin \rho^* \cdot \cos \psi / \operatorname{tg} \alpha \quad (4.10)$$

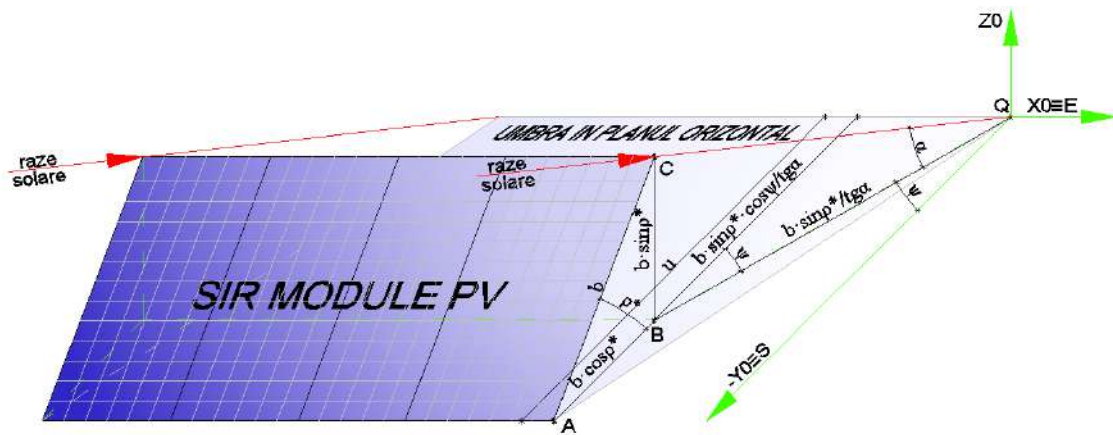


Fig. 4.6 Schema de calcul a lungimii umbrei unui șir de module fotovoltaice.

*Energia solară captată zilnic de un șir echivalent* ( $E_{Bzi.se}^*$ ) din componența unui sistem fotovoltaic alcătuit dintr-un număr ( $n_s$ ) de șiruri fixe, se obține prin raportarea energiei captate de toate șirurile sistemului ( $E_{Bzi}$  pentru primul șir neumbrit și respectiv  $E_{Bzi,d}$  pentru de celelalte șiruri cu umbrire reciprocă) la numărul de șiruri ( $n_s$ ), cu relația:

$$E_{Bzi.se}^* \approx [E_{Bzi} + (n_s - 1) \cdot E_{Bzi,d}] / n_s \quad (4.11)$$

*Energia solară captată anual de un șir echivalent*,  $E_{Ban.se}^*$  [Wh/(m<sup>2</sup>·an)], din componența unui sistem fotovoltaic alcătuit dintr-un număr ( $n_s$ ) de șiruri fixe, se obține prin însumarea energiilor solare captate zilnic de șirul echivalent ( $E_{Bzi.se}^*$ ) calculate cu relația (4.11), atribuind factorului de traversare a norilor (CCF) valorile corespunzătoare fiecărei perioade în parte.

$$E_{Ban.se}^* \approx \sum E_{Bzi.se}^* \quad (4.12)$$

*Energia solară specifică captată anual de un șir echivalent*,  $e_{Ban.se}^*$  [Wh/(m<sup>2</sup>·an)], din componența unui sistem fotovoltaic alcătuit dintr-un număr ( $n_s$ ) de șiruri fotovoltaice fixe, amplasate la distanța ( $d$ ) între ele pe direcția Nord-Sud, cu elevația ( $\rho^*$ ) față de planul orizontal se calculează cu relația:

$$e_{Ban.se}^* = E_{Ban.se}^* / O_t \quad (4.13)$$

Valoarea maximă a energiei solare captate anual se poate obține prin simulări numerice pentru valori discrete, atribuite distanței ( $d$ ) dintre șiruri și respectiv elevației ( $\rho^*$ ) a șirurilor de module fotovoltaice.

Pe baza energiei solare captate anual de un șir echivalent ( $E_{Ban.se}^*$ ) și a indicelui de ocupare a terenului ( $O_t$ ) se determină durata de amortizare,  $A$  [ani], a investiției în sistemul fotovoltaic cu relația:

$$A = I / V \quad (4.14)$$

Investiția specifică,  $I$  [ $\text{€}/\text{m}^2_{pv}$ ], necesară implementării sistemului fotovoltaic, se calculează în funcție de costurile specifice de procurare și amenajare a terenului  $P_t$  [ $\text{€}/\text{m}^2_t$ ] și respectiv de achiziție și instalare a sistemului fotovoltaic  $P_{pv}$  [ $\text{€}/\text{m}^2_{pv}$ ], cu relația:

$$I = (P_{pv} + O_t \cdot P_t) \quad (4.15)$$

Veniturile specifice anuale,  $V$  [ $\text{€}/(\text{m}^2_{pv} \cdot \text{an})$ ], generate din exploatarea sistemului fotovoltaic, se calculează în funcție de contravaloarea energiei electrice introduse în rețea,  $P_e$  [ $\text{€}/(\text{MWh})$ ] și a Certificatelor Verzi pentru fiecare MWh introdus în rețea,  $P_{cv}$  [ $\text{€}/\text{CV}$ ] cu relația:

$$V = E_{Ban.se}^* \cdot (P_e + P_{cv}) \quad (4.16)$$

Prin modelul matematic propus pentru evaluarea duratei de amortizare a investiției se pot decela soluțiile optime de dispunere a șirurilor fotovoltaice fixe în funcție de parametrii de intrare impuși. Prin simulări numerice se obțin, pentru orice combinație a importanței parametrilor de intrare, familii de curbe care permit alegerea numărului de șiruri, distanța dintre acestea și elevația la care trebuie instalate pentru îndeplinirea cerințelor impuse.

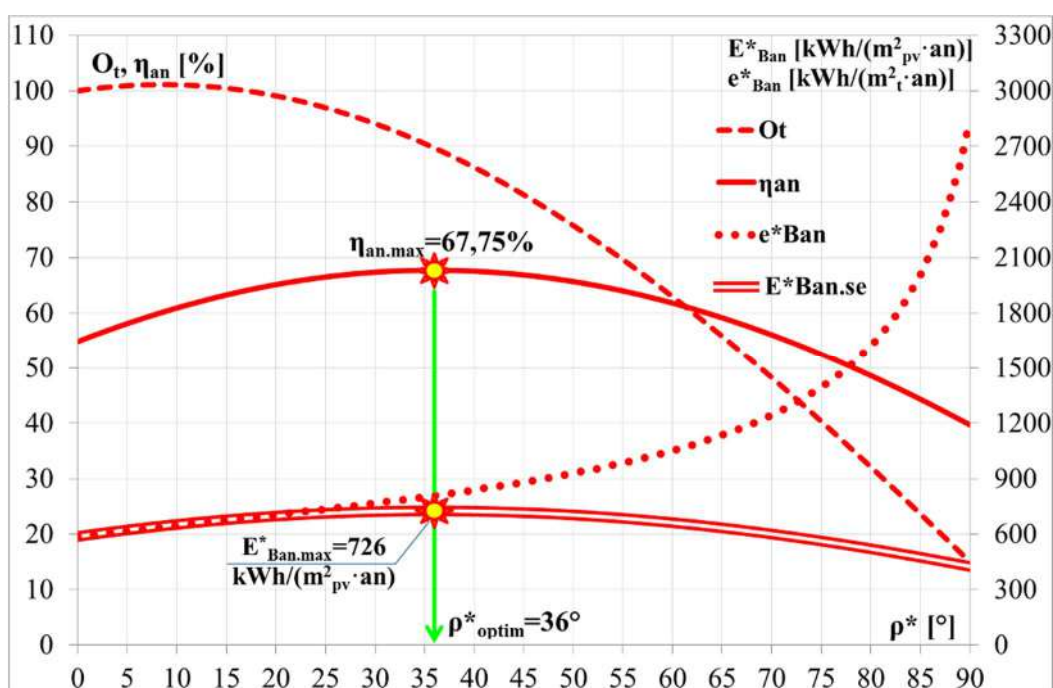
Considerând Brașovul ca locație de implementare, se realizează simulări numerice în scopul determinării valorilor optime ale elevației șirurilor de module fotovoltaice și distanței dintre șiruri, pentru care se obțin valori maxime pentru energia solară captată anual ( $E_{Ban}^*$ ) și pentru energia solară specifică captată anual ( $e_{Ban}^*$ ). În simulări, pentru factorul de turbiditate se consideră valoarea medie anuală  $T_L \approx 3$  [Vatasescu, Moldovan et al, 2011], iar coeficienții  $CCF$  din Tab. 4.1 [Diaconescu et al, 2009].



Tab. 4.1 Valorile medii lunare ale coeficienților  $CCF$  pentru Brașov, România [Diaconescu et al, 2009]

Luna	Ian	Feb	Mar	Apr	Mai	Iun	Iul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
$CCF$	0,30	0,30	0,35	0,35	0,35	0,41	0,45	0,38	0,35	0,35	0,35	0,25

În cazul în care indicele de formă a terenului are valoarea maximă (corespunzător situației instalării unui singur șir fix de module fotovoltaice orientat pe direcția E-V) rezultatele obținute în urma simulărilor numerice sunt prezentate în figura 4.7, conform căreia eficiența de captare anuală maximă  $\eta_{an,max} = 67,75\%$  se obține pentru elevația optimă  $\rho^*_{optim} = 36^\circ$ .

Fig. 4.7 Variația mărimilor  $O_t$ ,  $\eta_{an}$ ,  $E^*_{Ban}$  și  $e^*_{Ban}$  în funcție de elevația șirului fotovoltaic.

Așa cum a rezultat din modelarea analitică a energiei solare specifice anuale ( $e^*_{Ban}$ ) care poate fi captată de un șir de module fotovoltaice, se observă că acest parametru are o valoare maximă pentru o elevație de  $90^\circ$  a modulelor fotovoltaice (montaj vertical); acest fapt este însă datorat micșorării suprafeței de teren ocupate.

Pe baza graficelor din figura 4.7 se pot evalua rapid eficiența de captare și energia solară captabilă anual pentru situațiile în care elevația șirurilor de module fotovoltaice este impusă din considerente estetice, constructive sau de rezistență la încărcările generate de vânt și/sau zăpadă. Totodată se poate evalua gradul de ocupare al terenului disponibil prin intermediul indicelui de ocupare a terenului ( $O_t$ ).

În cazul în care indicele de formă a terenului are valoarea minimă, corespunzător situației în care este posibilă instalarea unui singur modul fotovoltaic pe șir și a unui număr maxim de șiruri fixe pe direcția Nord-Sud, se realizează simulări numerice în scopul determinării elevației și distanței optime de dispunere a șirurilor de module fotovoltaice în vederea obținerii valorii maxime a energiei solare directe captate anual ( $E_{Ban}^*$ ) respectiv a energiei solare specifice captate anual ( $e_{Ban}^*$ ); rezultatele simulărilor numerice sunt prezentate în figura 4.8.

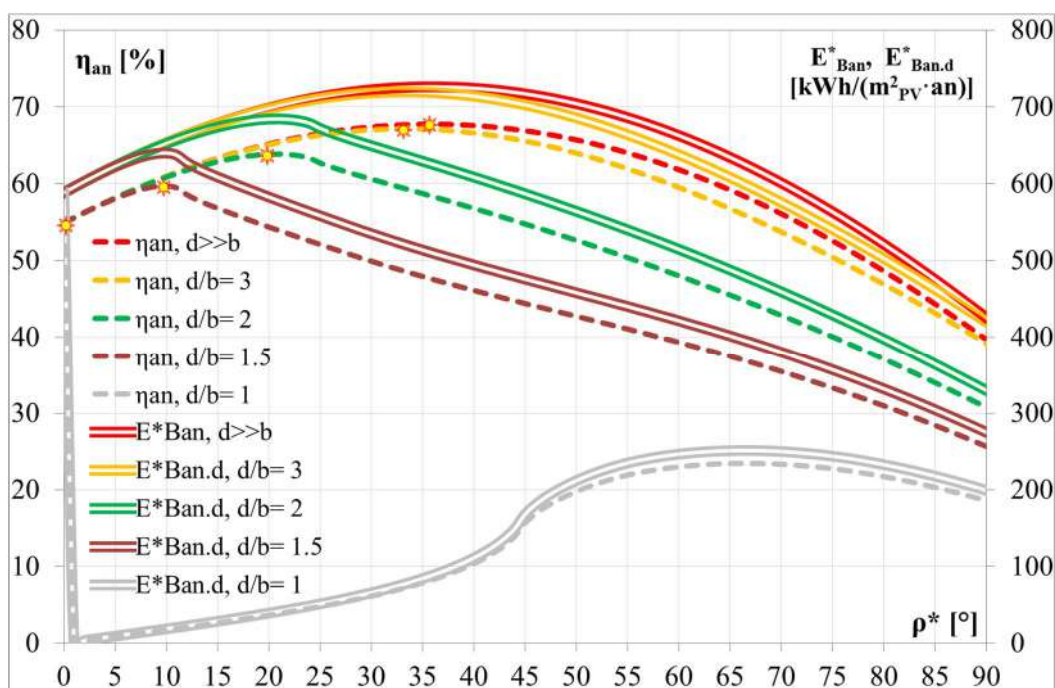


Fig. 4.8 Variația eficienței anuale de captare ( $\eta_{an}$ ), a energiei solare directe captate anual de primul șir ( $E_{Ban}^*$ ) ( $d \gg b$ ) și de un șir intermediar ( $E_{Ban.d}^*$ ) în funcție de distanța ( $d$ ) dintre șiruri.

Conform figurii 4.8, elevația optimă ( $\rho^*$ ) la care se obține eficiența anuală de captare ( $\eta_{an}$ ) maximă depinde de distanța dintre șirurile de module fotovoltaice, variind între  $0^\circ$  corespunzător unei distanțe între șiruri egală cu lățimea șirurilor și valoarea corespunzătoare primului șir ( $\rho^* = 36^\circ$ ,  $\eta_{an} = 67,75\%$ ), la care se poate ajunge prin mărirea exagerată a distanței între șiruri. În cazul  $d/b=1$ , eficiența anuală maximă de captare a radiației solare este  $\eta_{an} = 54,89\%$  la poziționarea orizontală a șirurilor, pentru valori nenule ale elevației, eficiența de captare are valori reduse din cauza perioadelor foarte lungi cu umbră reciprocă. Pentru  $d/b=1,5$  eficiența anuală de captare atinge valoarea maximă  $\eta_{an} = 59,71\%$  pentru o elevație a șirurilor fotovoltaice  $\rho^* = 10^\circ$ , pentru  $d/b=2$  eficiența de captare atinge valoarea maximă  $\eta_{an} = 63,86\%$  la o elevație a șirurilor fotovoltaice  $\rho^* = 21^\circ$ , iar pentru  $d/b=3$  eficiența anuală de captare atinge valoarea maximă  $\eta_{an} = 67,13\%$ , la o elevație a șirurilor fotovoltaice  $\rho^* = 33^\circ$ .

Odată cu creșterea numărului de șiruri se constată o scădere a *eficienței de captare anuală a energiei solare pentru un șir echivalent* ( $\eta_{an.se}$ ) așa cum este ilustrat în figura 4.9, cauzată de creșterea numărului de șiruri intermediare afectate de fenomenul de umbră reciprocă dintre șirurile de module fotovoltaice.

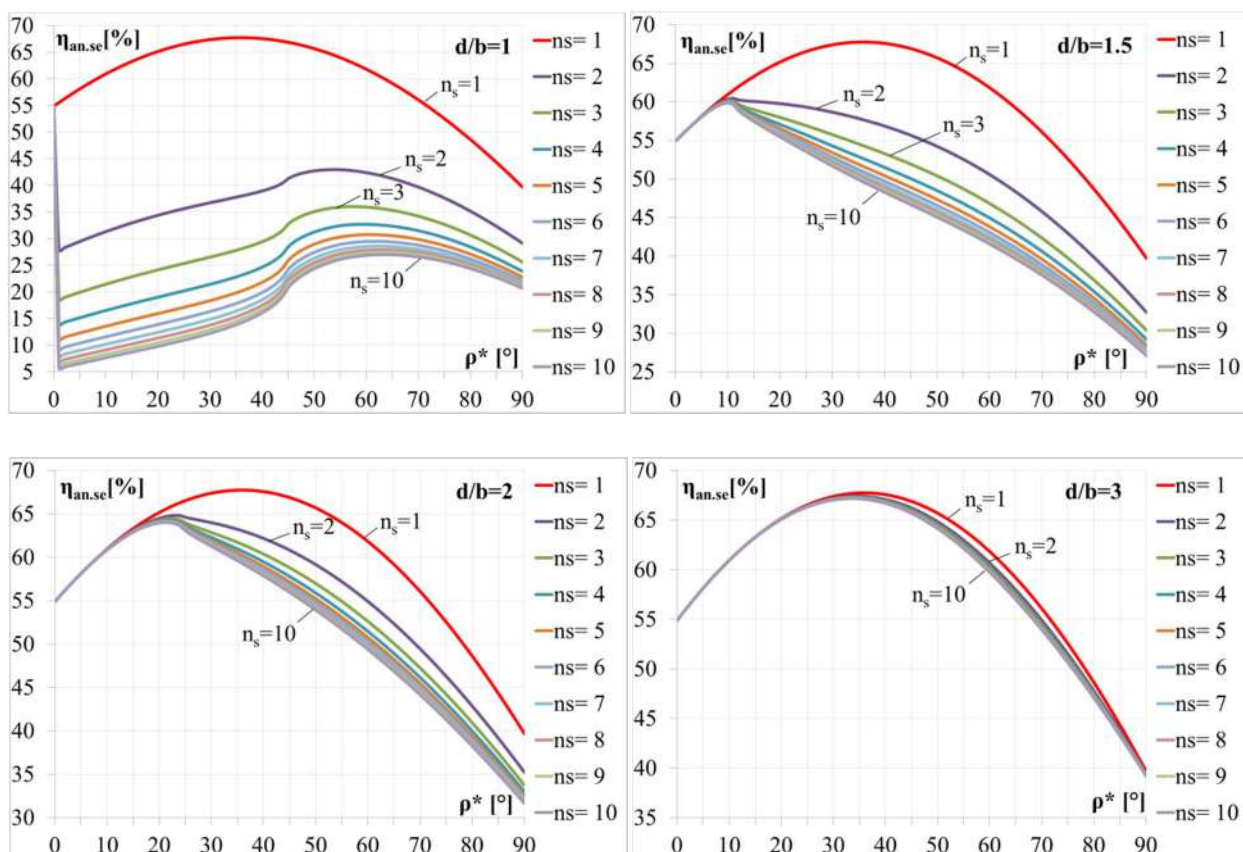


Fig. 4.9 Variația eficienței de captare anuală a energiei solare pentru un șir echivalent ( $\eta_{an.se}$ ) în funcție de elevația șirurilor ( $\rho^*$ ) pentru valori discrete ale numărului de șiruri ( $n_s$ ) și raportului  $d/b$ .

*Energia solară directă captată anual de un șir echivalent* ( $E_{Ban.se}$ ) din componența unui sistem de șiruri fotovoltaice fixe, depinde de distanța dintre șiruri exprimată prin raportul  $d/b$  și de numărul de șiruri instalate. Valorile elevației optime la care trebuie instalate șirurile fotovoltaice se obține prin simulări numerice realizate pe baza modelului matematic prezentat anterior, în cazul unui sistem implementat în Brașov rezultatele simulărilor sunt prezentate sub formă grafică în figura 4.10.

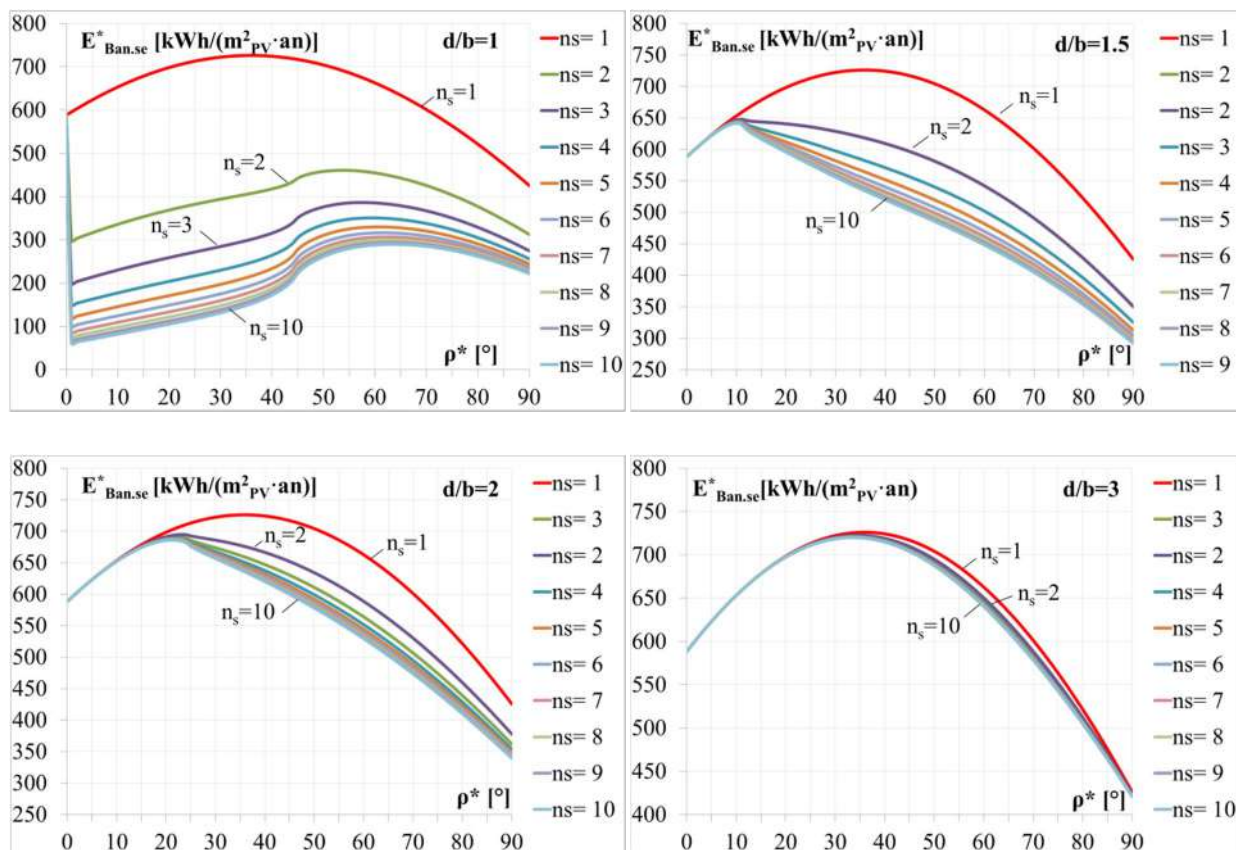


Fig. 4.10 Energia solară directă captată anual de un șir echivalent ( $E^*_{Ban.se}$ ) în funcție de elevația șirurilor ( $\rho^*$ ) pentru valori discrete ale numărului de șiruri ( $n_s$ ) și raportului  $d/b$ .

Analiza graficelor din figura 4.10 conduce la următoarele concluzii:

- prin creșterea distanței dintre șiruri, energia solară captată de șirurile intermediare tinde spre cea captată de primul șir (neumbrit);
- prin creșterea numărului de șiruri, determinată de o formă a terenului dezavantajoasă (dimensiune a terenului mică pe direcția Est-Vest și mare pe direcția Nord-Sud), se reduce energia solară captată de șirurile intermediare;
- pentru valori ale raportului  $d/b$  peste 3, trebuie făcut un studiu referitor la oportunitatea ocupării suprafeței de teren suplimentare în raport cu câștigul rezultat din creșterea energiei solare captate de șirurile intermediare.

Simulări numerice sunt realizate și pentru evaluarea *energiei solare directe specifice captate anual de un șir echivalent*,  $e^*_{Ban.se}$  [Wh/(m<sup>2</sup>·an)], din componența unui sistem de șiruri fotovoltaice fixe. Simulările sunt efectuate pentru diferite distanțe dintre șiruri, exprimate prin raportul  $d/b$ , și pentru un număr de șiruri instalate cuprins între 2 și 10. Valorile elevației optime la care trebuie instalate șirurile fotovoltaice, decelate prin simulări numerice realizate pe baza modelului matematic propus (pentru un sistem fotovoltaic cu șiruri fixe, implementat în Brașov), pot fi extrase din graficele prezentate în figura 4.11.



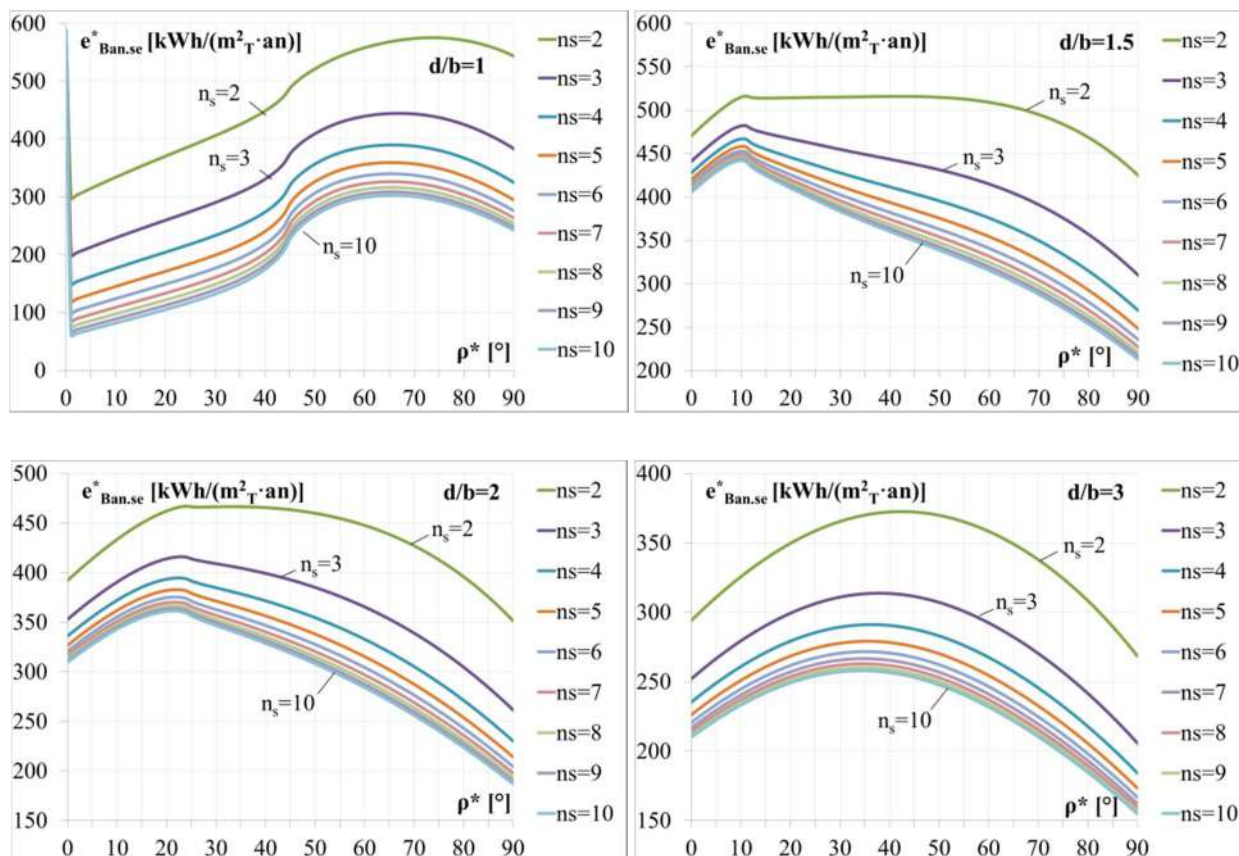


Fig. 4.11 Energia solară directă specifică captată anual de un șir echivalent ( $e^*_{Ban.se}$ ) în funcție de elevația șirurilor ( $\rho^*$ ) pentru valori discrete ale numărului de șiruri ( $n_s$ ) și raportului  $d/b$ .

Analizând graficele din figura 4.11 se pot trage următoarele concluzii:

- cu cât distanța dintre șiruri crește, energia solară directă specifică captată anual de un șir echivalent ( $e^*_{Ban.se}$ ) scade din cauza creșterii suprafeței de teren ocupat la care se raportează energia solară directă captată;

- cu cât numărul de șiruri crește, fapt care poate fi determinat de un necesar mare de energie și de o formă a terenului dezavantajoasă (dimensiune a terenului mică pe direcția Est-Vest și mare pe direcția Nord-Sud), energia solară directă specifică captată anual de un șir echivalent ( $e^*_{Ban.se}$ ) scade;

- ținând seama că ambii parametri de intrare amintiți mai sus ( $d$  și  $n_s$ ) conduc la scăderea energiei solare directe specifice captate anual de un șir echivalent ( $e^*_{Ban.se}$ ) se poate concluziona că prețul terenului va influența hotărâtor durata de amortizare a investiției.

Corespunzător dimensiunilor terasei disponibile pentru amplasarea sistemului fotovoltaic prezentate în figura 4.1b se trasează curbele de variație a energiei electrice obținute anual pentru valori discrete ale elevației șirurilor fotovoltaice ( $\rho^*$ ) și ale raportului ( $d/b$ ) de amplasare a acestora. În figura 4.12 sunt prezentate valorile obținute pentru energia electrică produsă de șiruri cu lungimea de 18m, amplasate la o distanță  $d=3m$  între ele și pentru o eficiență medie de conversie a energiei solare în energie electrică de 12,8%.

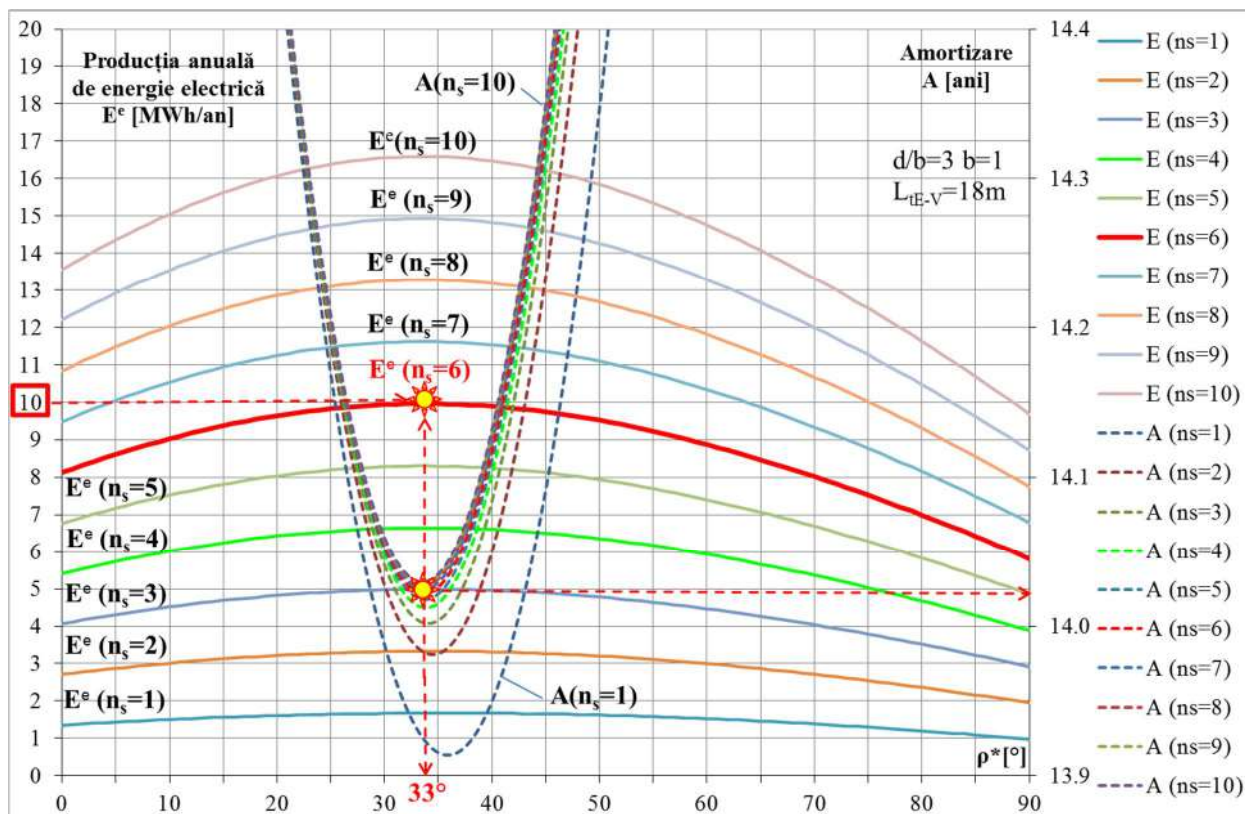


Fig. 4.12 Determinarea numărului de șiruri fotovoltaice necesar și a elevației optime.

Luând în calcul costurile investiției (2,5 eur/W echivalent cu 375 €/m<sup>2</sup><sub>pv</sub> pentru sistemul fotovoltaic și de 0 €/m<sup>2</sup><sub>t</sub> pentru amenajarea terasei pentru amplasarea șirurilor fotovoltaice) și veniturile care pot fi obținute pentru energia electrică introdusă în rețea (50 €/MWh și 6 Certificate Verzi pentru fiecare MWh introdus în rețea, un Certificat Verde fiind estimat la 40 €/CV) se suprapun curbele de variație a amortizării investiției peste curbele de variație a energiei electrice produse de sistemul de șiruri fotovoltaic prezentate în figura 4.12.

Pentru un necesar anual de energie electrică de 10 MWh rezultă un număr minim de 6 șiruri fotovoltaice cu o putere instalată totală de 16,5 kWp, și o lungime  $L = 18$  m, care amplasate la o distanța  $d = 3$  m unul față de celălalt (considerând lățimea unui șir  $b=1$ m), la o elevație  $\rho^* = 33^\circ$ , vor produce circa 10 MWh/an energie electrică, cu o amortizare a investiției în circa 14 ani.

*Diagrama prezentată în figura 4.12 permite dimensionarea rapidă a unui sistem de șiruri fotovoltaice fixe în condițiile prezentate. Prin modificarea parametrilor de intrare privind costurile și veniturile, pe baza modelului matematic propus, se pot obține rapid informații legate de valorile optime pentru numărul de șiruri fotovoltaice, elevația la care trebuie instalate acestea și distanța dintre șiruri care asigură durata minimă de amortizare a investiției.*



## 4.2 Orientarea modulelor fotovoltaice

Pentru creșterea eficienței de captare a energiei solare, se utilizează mecanisme pentru orientarea șirurilor de module fotovoltaice; geometric, această condiție este modelată prin intermediul unghiului de incidență (format de normala suprafeței receptoare și razele solare) care trebuie să fie cât mai aproape de zero. Mecanismele pentru orientare utilizate în prezent sunt împărțite în două categorii principale: mecanisme pentru orientare bazate pe senzori și mecanisme pentru orientare bazate pe programe astronomice de calcul. Mecanismele pentru orientare bazate pe senzori se pretează pentru sisteme implementate în locații în care cerul este senin lungi perioade de timp. Mecanismele pentru orientare bazate pe programe astronomice de calcul a pozițiilor relative Soare-Pământ au avantajul că permit implementarea unor elemente de comandă și control simple, care în funcție de condițiile meteorologice (raport radiație solară difuză/directă, viteză vânt, temperatură etc.) permit optimizarea programelor de orientare în scopul maximizării eficienței de captare, a diminuării uzurii elementelor componente și a micșorării consumului de energie pentru realizarea orientării. În continuare sunt prezentate modele matematice existente [Ghosh, 2010; Huld, 2008; Mousazadeh, 2009] și propuse pentru simularea răspunsului energetic al sistemelor de șiruri fotovoltaice echipate cu mecanisme de orientare controlată după una sau două axe.

Similar sistemelor fotovoltaice cu șiruri fixe, în continuare se modelează analitic răspunsul energetic al sistemelor fotovoltaice formate din șiruri echipate cu mecanisme pentru orientare după una sau două axe. Sunt luate în calcul în mod special aspectele legate de amplasarea acestora astfel încât umbrirea reciprocă să fie evitată. Soluția optimă se obține ca varianta care asigură îndeplinirea unui set de criterii contradictorii precum: complexitatea sistemului, suprafața ocupată, durata de amortizare a investiției, rata internă a rentabilității, durata de viață a produsului etc. La fel ca și în cazul sistemelor fotovoltaice cu șiruri fixe, indicatorul sintetic propus a fi utilizat pentru alegerea soluției optime se referă la energia solară specifică captată anual,  $e^*_{\text{Ban}}$  [ $\text{kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{an})$ ], de un sistem fotovoltaic cu șiruri orientate după una sau două axe, calculată prin raportarea energiei solare captate de sistemul fotovoltaic pe durata unui an la suprafața de teren ocupată.

În cazul modelelor matematice propuse pentru orientarea monoaxială a sistemelor formate din șiruri fotovoltaice sunt utilizate sistemele unghiulare de tip pseudo-ecuatorial ( $\beta^*$ ,  $\gamma^*$ ) și pseudo-azimutal ( $\varepsilon^*$ ,  $\rho^*$ ). Utilizarea acestor sisteme unghiulare este motivată, pe de o parte, prin aceea că permit obținerea de valori ridicate pentru indicatorul  $e^*$ , în condiții economice mai avantajoase (în raport cu sistemele unghiulare de tip azimutal și ecuatorial) și, pe de altă parte, prin faptul că devin identice în cazul particular, frecvent aplicat, în care unghiurile de elevație sunt nule. Pe baza modelelor matematice propuse sunt realizate simulări numerice în condiții meteo-geografice specifice locației de implementare.

Modelarea răspunsului energetic al unui sistem fotovoltaic format din șiruri cu orientare după o axă (monoaxială) este abordată inițial pentru un singur șir fotovoltaic, utilizând *sistemul unghiular pseudo-ecuatorial* ale cărui unghiuri caracteristice ( $\gamma^*$ ,  $\beta^*$ ) sunt prezentate în figura 4.13. Sistemele pentru orientarea monoaxială a șirurilor fotovoltaice pot fi clasificate, din punct de vedere al axei de rotație, în sisteme la care se realizează modificarea: elevației șirurilor fotovoltaice ( $\gamma^*$ ) în jurul unei axe de rotație orizontale având direcția Est-Vest (Fig. 4.13a) sau a unghiului diurn  $\beta^*$  al șirurilor fotovoltaice în jurul unei axe cuprinse în planul meridian al locației de implementare, dispusă orizontal sau înclinat față de planul orizontal (Fig. 4.13b).

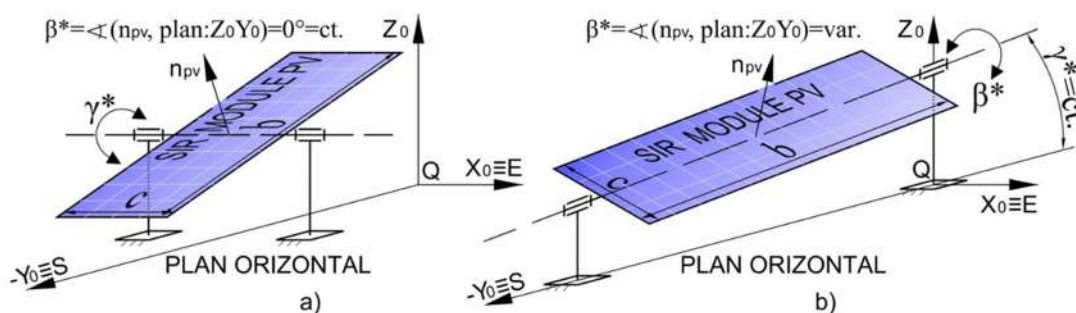


Fig. 4.13 Unghiurile pseudo-ecuatoriale (*unghiul de elevație  $\gamma^*$  și unghiul diurn  $\beta^*$* ) ale șirului fotovoltaic cu axă de rotație dispusă pe direcția a) Est-Vest, b) Nord-Sud.

#### 4.2.1 Sisteme cu orientare monoaxială pe elevație

În vederea realizării unei analize comparative, este abordat mai întâi sistemul cu orientare orientare monoaxială pe elevație, caracterizat prin reglarea elevației șirurilor fotovoltaice ( $\gamma^*$ ) în jurul unei axe orizontale orientate Est-Vest; acest sistem are avantajul unei structuri simple, cu curse unghiulare reduse, însă creșterea eficienței de captare a radiației solare este sever limitată. Orientarea se face prin modificarea sezonieră a unghiului de *elevație* al șirurilor ( $\gamma^*$ ) și menținerea fixă, pe toată durata anului, a unghiului *diurn*:  $\beta^* = 0^\circ$ .

Parametrii de intrare care intervin în acest caz se referă la: *dispunerea șirurilor, numărul sezoanelor* în care este împărțit anul, *durata și poziționarea fiecărui sezon* în an și *unghiul de elevație* corespunzător fiecărui sezon.

Criteriile de optimizare în decelarea valorilor optime ale acestor parametri de intrare sunt maximizarea eficienței anuale de captare a radiației solare ( $\eta_{an}$ ) și a energiei solare specifice captate anual ( $e^*_{Ban}$ ). Considerând că sistemul fotovoltaic cu șiruri fixe, pentru care s-a determinat anterior elevația optimă de instalare, este un sistem orientat cu un singur sezon anual, se propune în continuare un model matematic pentru calculul valorii optime a elevației sezoniere a șirului fotovoltaic pentru 2, 4, 6, 8, 10 și respectiv 12 sezoane, precum și al duratelor și poziționării sezoanelor, care asigură maximizarea criteriilor de optimizare.

În cazul împărțirii anului în două sezoane, de vară și de iarnă, sinteza *duratelor sezoanelor* ( $d_1$  și  $d_2$ ) și a *elevațiilor optime* ( $\gamma^*_1$  și  $\gamma^*_2$ ) se realizează prin simulări numerice, în condiții specifice zonei Brașov, ale *eficienței anuale de captare* ( $\eta_{an}$ ), pentru lungimi ale sezonului de vară cuprinse între 26 și 263 de zile cu iterații de 40 de zile, (Fig. 4.14a). Simulările se reiau pentru intervalul în care rezultă eficiența de captare anuală maximă, respectiv pentru lungimi ale sezonului de vară cuprinse între 143 și 163 de zile cu iterații de 2 zile, (Fig. 4.14b).

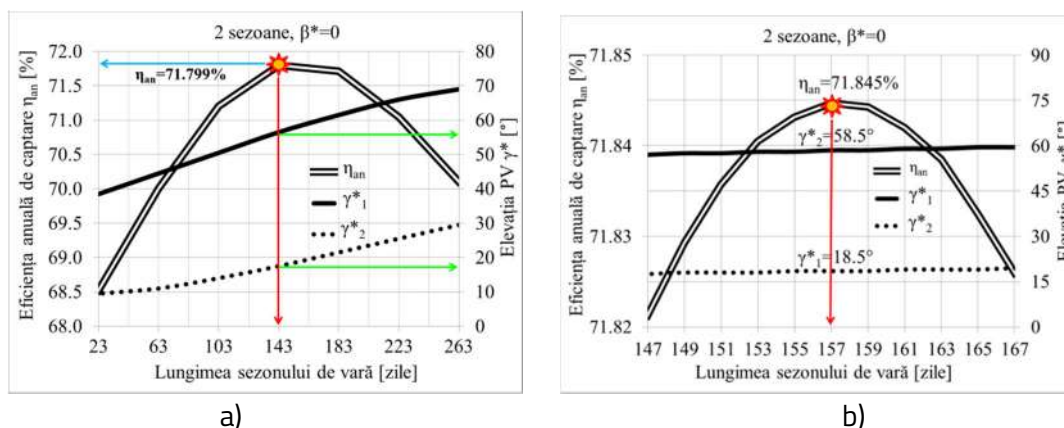


Fig. 4.14 Eficiența anuală de captare pentru 2 sezoane anuale: evaluare a) grosieră și b) fină.

Valorile optime, în cazul instalării unui șir fotovoltaic cu unghi diurn nul ( $\beta^* = 0$ ) pe toată durata anului pentru care se obține eficiența anuală de captare maximă ( $\eta_{an} = 71,85\%$ ), sunt: durata sezonului de vară  $d_1 = 157$  de zile, centrat pe solstițiul de vară, unghiul de elevație pentru sezonul de vară  $\gamma^*_1 = 18,5^\circ$  și unghiul de elevație pentru sezonul de iarnă  $\gamma^*_2 = 58,5^\circ$ ; aceste valorile optime sunt reprezentate grafic, prin suprapunere peste curba de variație anuală a declinației solare ( $\delta$ ), în figura 4.15.

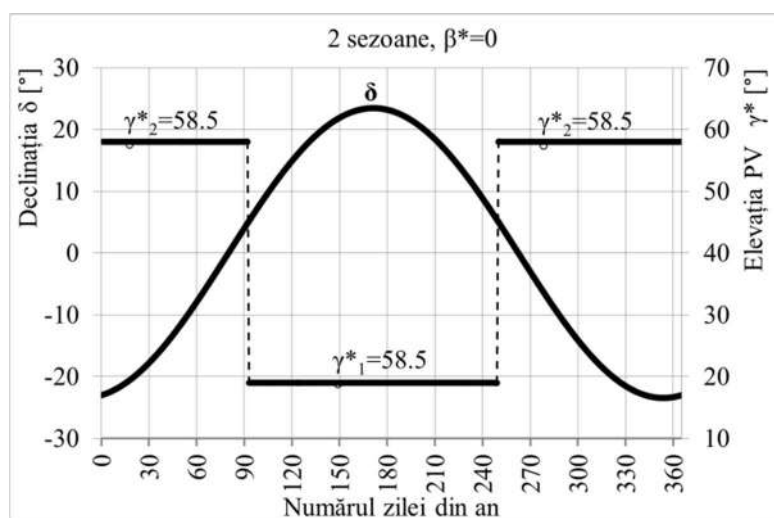


Fig. 4.15 Duratele optime pentru două sezoane și elevațiile aferente ale șirului fotovoltaic.

În cazul împărțirii anului în patru sezoane (primăvară, vară, toamnă și iarnă), duratele ( $d_1$ ,  $d_2$ ,  $d_3$  și  $d_4$ ) și elevațiile optime corespunzătoare ( $\gamma^*_1$ ,  $\gamma^*_2$ ,  $\gamma^*_3$  și  $\gamma^*_4$ ) se obțin prin simulări numerice ale eficienței anuale de captare realizate pentru 9 combinații ale duratelor sezonului de vară (43, 103 și 163 de zile) și respectiv de iarnă (48, 108 și 168 de zile), centrate pe solstițiul de vară respectiv de iarnă; rezultatele obținute sunt sintetizate grafic în figura 4.16a.

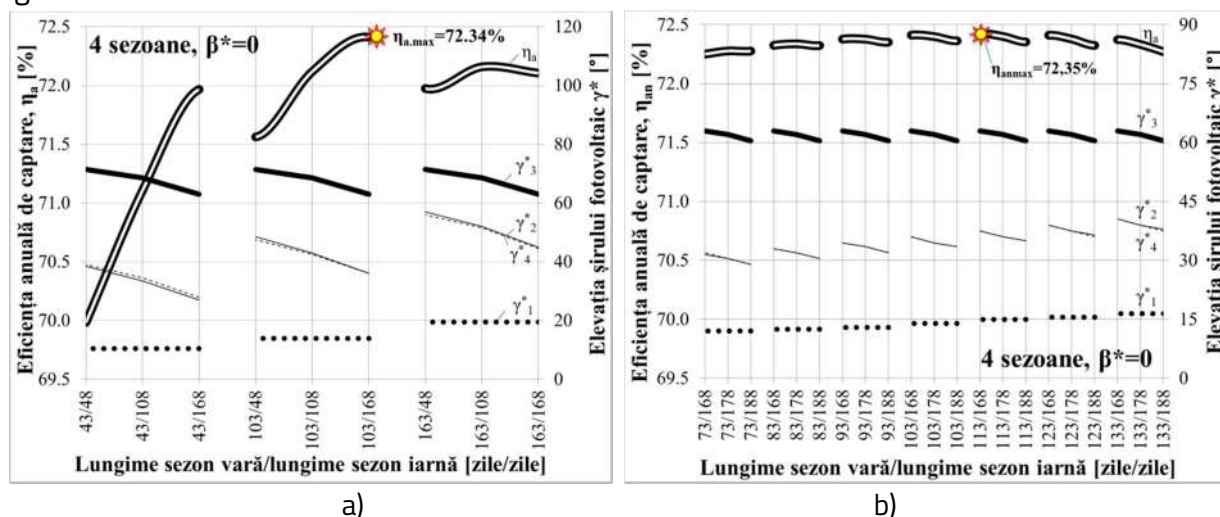


Fig. 4.16 Eficiența anuală de captare pentru 4 sezoane anuale: evaluare a) grosieră și b) fină.

Eficiența anuală de captare maximă (72,34%) s-a obținut pentru combinația 103/168. Simulările s-au reluat pentru valori ale duratei sezonului de vară de la 73 până la 133 de zile și de la 168 până la 188 de zile pentru sezonul de iarnă, cu iterații de 10 zile (Fig. 4.16b). Eficiența anuală de captare maximă (72,35%) s-a obținut pentru combinația 113/168. În toate combinațiile analizate, eficiența anuală de captare cea mai bună s-a obținut pentru durata de 168 de zile a sezonului de iarnă. Având în vedere acest fapt, simulările s-au reiterat pentru combinații între durata sezonului de iarnă de 168 de zile și valori ale duratei sezonului de vară de la 103 pînă la 121 de zile cu iterații de 2 zile. Rezultatele simulărilor sunt sintetizate în figura 4.17a, în care sunt evidențiate valorile optime pentru care se obține eficiența anuală de captare maximă  $\eta_{an} = 72,42\%$ : unghiul de elevație pentru sezonul de vară  $\gamma^*_1 = 15^\circ$ , unghiul de elevație pentru sezoanele de toamnă și primăvară  $\gamma^*_{2,4} = 37,5^\circ$ , unghiul de elevație pentru sezonul de iarnă  $\gamma^*_3 = 63^\circ$ , durata sezonului de vară de 113 zile, centrat pe solstițiul de vară, durata sezonului de iarnă de 168 de zile, centrat pe solstițiul de iarnă. Duratele celorlate două sezoane (primăvara și toamna) sunt delimitate de sezoanele de vară și de iarnă, duratele tuturor sezoanelor și a elevațiilor sezoniere optime fiind reprezentate grafic, prin suprapunere peste curba de variație anuală a declinației solare, în figura 4.17b.

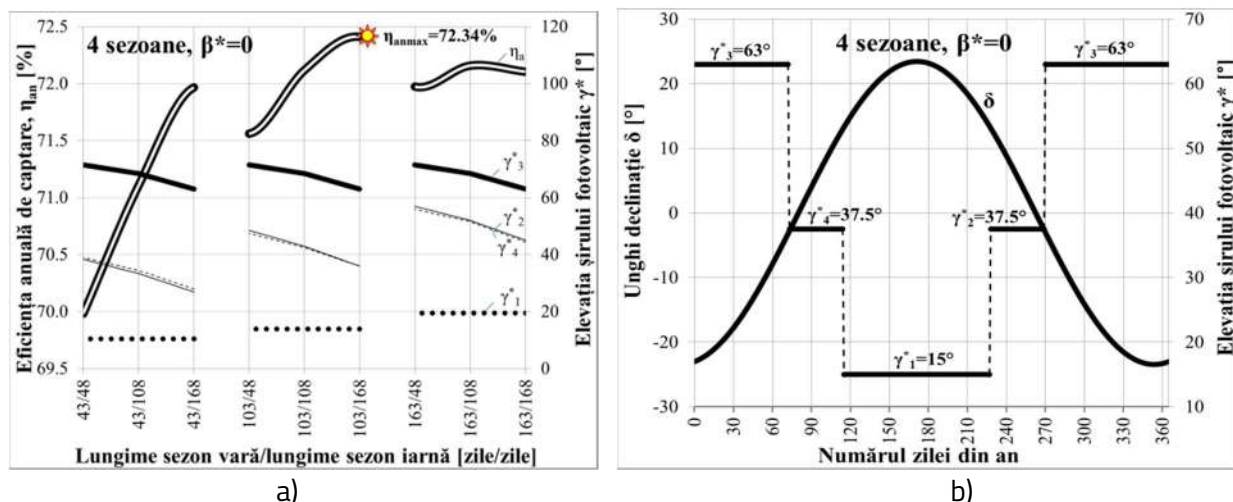


Fig. 4.17 Eficiența anuală de captare (a) și cele 4 sezoane anuale (b) cu elevațiile lor optime.

Similar procedurilor iterative utilizate în cazul împărțirii anului în două și respectiv patru sezoane, se realizează simulări numerice pentru decelarea soluțiilor optime (durata și poziționarea sezoanelor în an și elevațiile sezoniere optime) care asigură obținerea eficienței anuale maxime de captare a energiei solare ( $\eta_{an}$ ) în cazul împărțirii anului în 6, 8, 10 și 12 sezoane. Valorile elevațiilor optime la care trebuie poziționat *șirul fotovoltaic* în fiecare sezon, în funcție de numărul de sezoane, sunt sintetizate în tabelul 4.2 și în figura 4.18.

Tab. 4.2 Valorile optime ale elevației sezoniere și ale eficienței anuale aferente.

Nr. sezoane	Elevație sezonieră [°]												Eficiența anuală [%]
	$\gamma_1^*$	$\gamma_2^*$	$\gamma_3^*$	$\gamma_4^*$	$\gamma_5^*$	$\gamma_6^*$	$\gamma_7^*$	$\gamma_8^*$	$\gamma_9^*$	$\gamma_{10}^*$	$\gamma_{11}^*$	$\gamma_{12}^*$	
1	36,0												67,75
2	19,0	58,0											71,84
4	37,5	15,0	37,5	63,0									72,42
6	37,5	17,5	10,0	17,5	37,5	63,0							72,48
8	37,5	17,5	10,0	17,5	37,5	60,0	60,5	71,0					72,56
10	67,5	54,5	36,0	17,5	10,0	17,0	35,0	54,5	67,5	72,0			72,65
12	69,5	60,5	46,5	30,0	16,0	10,0	14,0	26,5	43,0	58,0	68,0	72,0	72,71

Prin poziționarea șirului fotovoltaic în fiecare sezon la elevațiile optime prezentate în figura 4.18 se obțin eficiențele anuale maxime de captare a energiei solare prezentate figura 4.19.

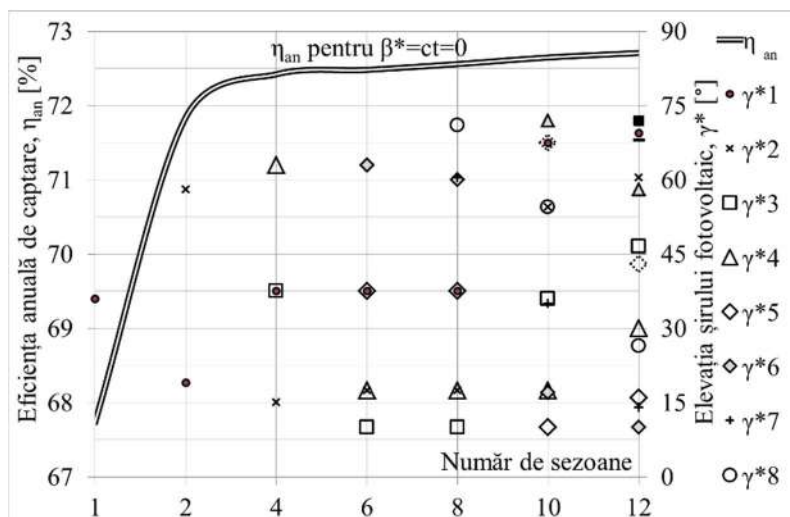


Fig. 4.18 Valorile elevațiilor optime sezoniere ale șirului fotovoltaic.

Se poate concluziona că orientarea sezonieră a sistemelor fotovoltaice este oportună, fiind necesare cel puțin 2 sezoane și cel mult 4 sezoane; în aceste cazuri, eficiența anuală de captare a energiei solare crește de la 67,75% (pentru un șir fotovoltaic fix, cu elevația  $\gamma^* = 36^\circ$  constantă pe toată durata anului) la 71,84% pentru 2 sezoane și respectiv 72,42% pentru 4 sezoane. Limitarea la maximum 4 sezoane este cauzată de creșterea nesemnificativă a eficienței anuale de captare la majorarea numărului de sezoane peste 4.

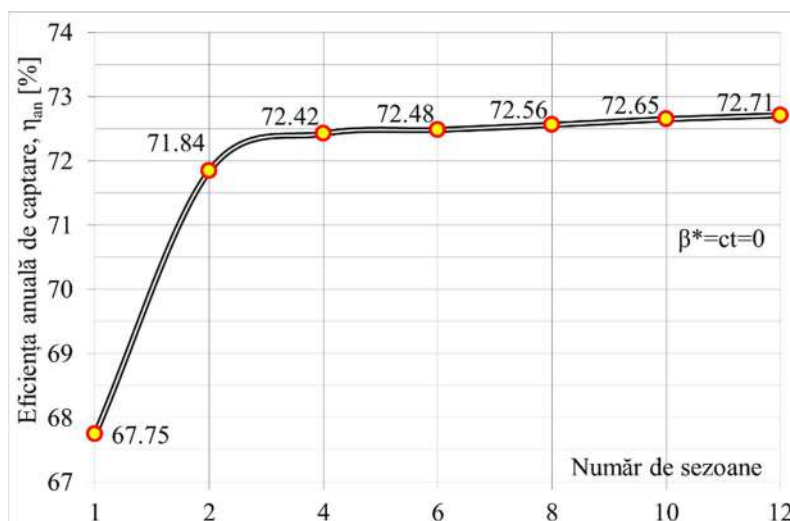


Fig. 4.19 Eficiența anuală de captare în funcție de numărul sezonelor de reglare a unghiului de elevație a șirului fotovoltaic  $\gamma^*$ .

În consecință, în cazul orientării monoaxiale de tip elevație (cu axă de rotație pe direcția Est-Vest), eficiența anuală de captare a energiei solare atinge un prag superior de doar 72% începând de la un număr de 4 sezoane anuale (72,42%); prin creșterea numărului de sezoane peste 4, creșterea eficienței devine nesemnificativă: 72,71% pentru 12 sezoane!



#### 4.2.2 Sisteme cu orientare monoaxială diurnă

Pentru comparație, se abordează în continuare cazul sistemului cu orientare monoaxială diurnă (Fig. 4.13b) caracterizat prin reglarea unghiului *diurn* ( $\beta^*$ ) al șirurilor fotovoltaice, în jurul unei axe dispuse pe direcția Nord-Sud. Această axă diurnă poate fi orizontală sau înclinată la un anumit unghi constant de *elevație* ( $\gamma^*$ ), față de planul orizontal.

Spre deosebire de sistemele cu orientare monoaxială de tip elevație (cu axa de rotație dispusă pe direcția Est-Vest), la care orientarea este reglată sezonier, în cazul orientării monoaxiale diurne (cu axa de rotație dispusă pe direcția Nord-Sud) orientarea șirurilor fotovoltaice se efectuează zilnic pe baza unei legi de mișcare în pași (program de orientare). În acest caz, modelul matematic propus cuprinde și legea de mișcare utilizată pentru orientarea șirului fotovoltaic descrisă printr-o funcție în trepte de forma  $\beta^* = \beta^*(\text{timp})$ ; această funcție este modelată astfel ca *unghiul diurn* ( $\beta^*$ ) al șirului fotovoltaic, pe durata unui pas, să fie constant și egal cu valoarea *unghiului solar diurn* ( $\beta$ ) de la mijlocul pasului. În figura 4.20 sunt prezentate rezultatele unor simulări numerice, efectuate pe baza modelului matematic propus, în cazul solstițiului de vară (N=172), considerând Brașovul ca locație de implementare, poziționare orizontală a axei de rotație a șirului fotovoltaic  $\gamma^*=0^\circ$  și o durată a *pasului diurn*  $\Delta p=1h$ . În Fig. 4.20 sunt trasate curbele de variație pentru *unghiul diurn* al soarelui ( $\beta$ ) și respectiv al șirului fotovoltaic ( $\beta^*$ ), *elevația* soarelui ( $\gamma$ ), *unghiul de incidență* ( $\nu_{Ps.Eq}$ ), *intensitatea radiației solare directe*, în condiții de cer senin, la nivelul solului, pe direcția razelor solare, disponibile ( $B_{cs}$ ) și respectiv captate ( $B^*_{cs}$ ), *intensitatea radiației solare directe*, în condiții de cer real, la nivelul solului, pe direcția razelor solare, disponibile ( $B$ ) și respectiv captate ( $B'$ ) și *eficiența instantanee de captare* a radiației solare ( $\eta$ ).

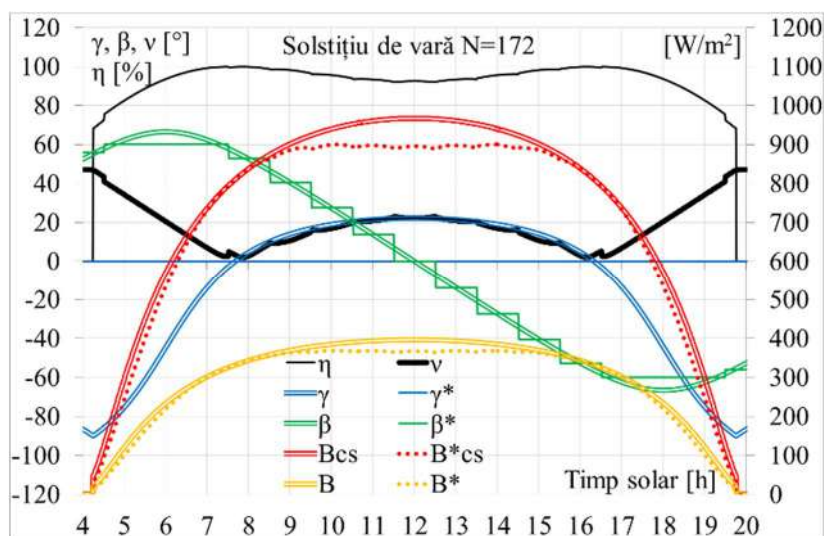


Fig. 4.20 Exemplificarea programului de orientare în pași pentru solstițiul de vară.

Așa cum se poate observa în figura 4.20 programul de orientare a fost bine decelat, unghiul diurn ( $\beta^*$ ) al șirului fotovoltaic aproximând corect, în pași, variația unghiului solar diurn ( $\beta$ ); variația unghiului de incidență ( $\nu$ ) este semnificativ influențată de dispunerea orizontală a axei diurne, valorile minime corespunzând momentelor în care unghiul solar de elevație ( $\gamma$ ) este nul. Din punct de vedere al orientării, eficiența de captare a radiației solare este influențată de:

- *elevația șirului fotovoltaic ( $\gamma^*$ )*, la care acesta este menținut pe toată durata anului;
- *durata pasului diurn ( $\Delta p$ )*, (intervalul de timp dintre două mișcări succesive ale șirului; este format dintr-un sub-interval de mișcare a șirului, de ordinul secundelor sau a fracțiunilor de secundă, și dintr-un sub-interval de repaus, de ordinul minutelor sau orelor); într-un program de orientare durata pasului poate fi constantă sau variabilă; după cum va rezulta din cele expuse în continuare, pentru minimizarea numărului de porniri și pentru simplificarea programului de orientare, este preferată o durată a pasului constantă de 1 h;
- *cursa diurnă ( $\Delta\beta^*$ )*, definită ca diferența dintre unghiul diurn corespunzător primei poziții (de dimineață) și ultimei poziții (de seară) a șirului fotovoltaic.

Influențele acestor parametri asupra eficienței anuale de captare a energiei solare sunt analizate prin simulări numerice [Moldovan et al, 2011b] ale căror rezultate sunt sistematizate în figura 4.21.

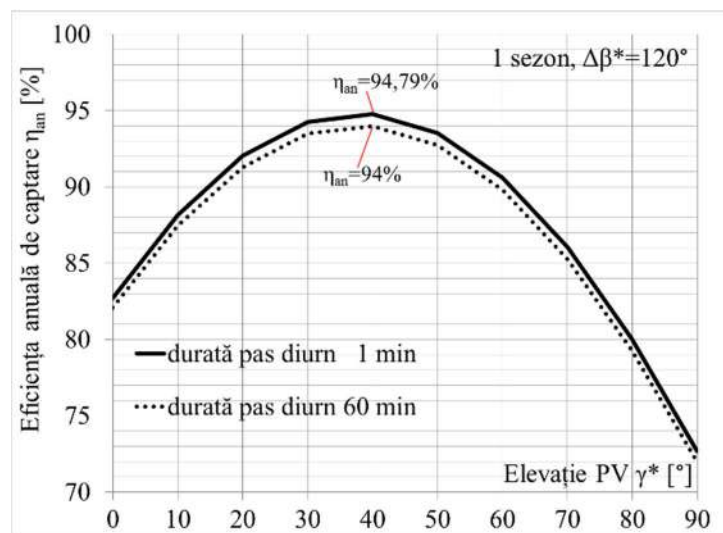


Fig. 4.21 Variația eficienței anuale de captare a energiei solare în funcție de *elevația șirului fotovoltaic ( $\gamma^*$ )* și de *durata pasului diurn ( $\Delta p$ )*.

Conform figurii 4.21, *elevația șirului fotovoltaic ( $\gamma^*$ )* are o influență semnificativă asupra eficienței anuale de captare ( $\eta_{an}$ ), în timp ce *durata pasului diurn ( $\Delta p$ )* are o influență net mai redusă. Se observă că diferențele dintre curbele de variație a eficienței anuale de captare trasate pentru durate ale pasului de 1 minut și respectiv de 60 de minute sunt foarte mici, câștigul de eficiență fiind sub 1%.

*Durata optimă a pasului diurn* în cazul sistemelor de orientare monoaxială, cu axa de rotație cuprinsă în planul meridian al locației de implementare, se poate obține prin simulări numerice; acestea permit trasarea unor familii de curbe privind variația eficienței anuale de captare a energiei solare în funcție de *durata pasului diurn* pentru valori discrete ale *elevației* șirului fotovoltaic ( $\gamma^*$ ) în intervalul  $0^\circ \dots 90^\circ$  cu increment de  $5^\circ$ , discretizat în vecinătatea valorilor maxime obținute. Rezultatele simulărilor numerice, pentru un sistem fotovoltaic cu axa de rotație dispusă pe direcția N-S amplasat în Brașov, sunt prezentate în figura 4.22.

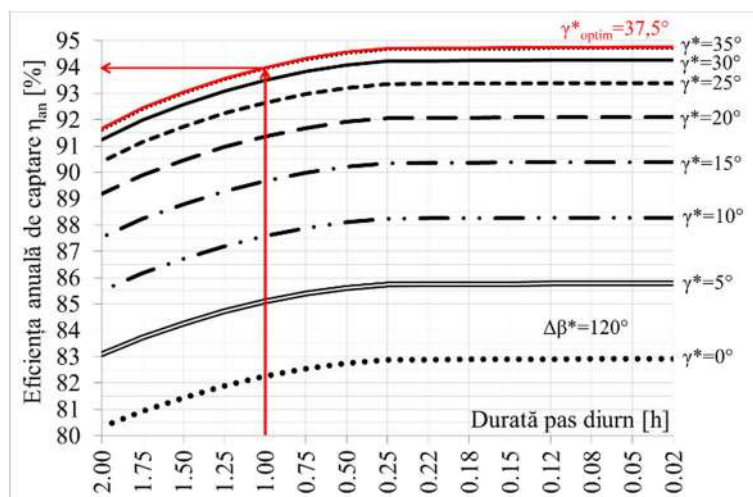


Fig. 4.22 Variația eficienței anuale de captare a radiației solare directe în funcție de *elevația* șirului fotovoltaic ( $\gamma^*$ ) și de *durata pasului diurn*.

Simulările numerice au fost realizate pentru *durate ale pasului diurn* cuprinse între 0.02 h (1 minut) și 2 h (120 minute), la o *cursă diurnă* ( $\Delta\beta^*$ ) de  $120^\circ$ . Prin micșorarea *duratei pasului diurn*, de la 2 ore până la 1 oră, se constată o creștere a eficienței anuale de captare a radiației solare de până la 2,5%. Micșorarea acestei durate sub valoarea menționată generează câștiguri de eficiență foarte mici. Sunt trasate doar curbele corespunzătoare elevațiilor între  $0^\circ$  și  $37,5^\circ$  deoarece curbele corespunzătoare unor elevații mai mari de  $37,5^\circ$  au poziții inferioare.

Graficele din figura 4.22 pun în evidență următoarele aspecte:

- valoarea optimă a *elevației* ( $\gamma^*$ ), în condițiile anterior precizate, este de circa  $37,5^\circ$ ;
- valoarea optimă a *duratei pasului diurn* este de circa 1 oră;
- pentru valorile precizate, eficiența anuală de captare a radiației solare este de 94%;
- la valori ale *elevației* ( $\gamma^*$ ), diferite de valoarea optimă, eficiența anuală de captare a radiației solare se diminuează indiferent de *durata pasului diurn*;
- valori ale *duratei pasului diurn* sub 1 oră nu se recomandă, deoarece eficiența anuală de captare crește nesemnificativ iar numărul de porniri ale actuatorului crește, afectând negativ necesarul de energie pentru antrenare, durabilitatea și rentabilitatea sistemului.

Comparând eficiențele anuale maxime de captare a energiei solare care pot fi obținute prin cele două metode de orientare prezentate anterior, și anume pentru șirul cu orientare monoaxială de tip elevație (cu axa de rotație dispusă pe direcția Est-Vest:  $\eta_{an,max} = 72\%$ ) și respectiv în cazul șirului cu orientare monoaxială diurnă (cu axa de rotație pe direcția Nord-Sud:  $\eta_{an,max} = 94\%$ ), rezultă că a doua variantă asigură un răspuns energetic semnificativ mai bun decât prima. Ca urmare, *orientarea monoaxială diurnă* va fi analizată în continuare din punct de vedere al optimizării dispunerii șirurilor pentru diminuarea efectului umbririi reciproce. Ținând seama de faptul că axa diurnă a sistemului optim de orientare este orizontală, pe direcția N-S, în continuare va fi utilizat sistemul unghiular pseudo-azimutal:  $(\varepsilon, \rho)$  pentru raza solară și  $(\varepsilon^*, \rho^*)$  pentru normala la șirul fotovoltaic (Fig. 4.23), în care mișcarea diurnă, descrisă prin unghiul  $\varepsilon^*$ , se realizează în jurul unei axe de rotație orizontale dispuse pe direcția N-S [Vatasescu, Moldovan et al, 2011].

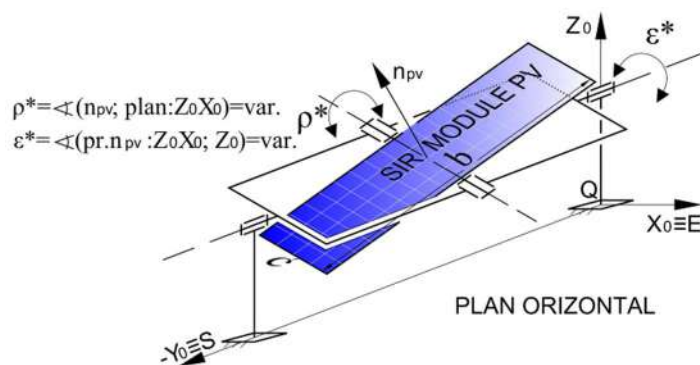


Fig. 4.23 Unghiurile pseudo-azimutale: *elevația* ( $\rho^*$ ) și *unghiul diurn* ( $\varepsilon^*$ ) ale șirului fotovoltaic

Ca și în cazul sistemelor fotovoltaice cu șiruri fixe, se urmărește identificarea soluției optime de amplasare a șirurilor fotovoltaice și a programului optim de orientare în pași pentru care *eficiența anuală de captare* ( $\eta_{an}$ ) și *energia solară specifică captată anual* ( $e_{Ban}^*$ ) ating valori maxime. Se adoptă câteva ipoteze simplificatoare prin considerarea, într-o primă etapă, a cazurilor în care terenul disponibil este plan și are o formă rectangulară cu laturile orientate pe direcțiile cardinale Est-Vest și Nord-Sud. Prin asemănare cu sistemele de șiruri fixe, parametrii de intrare ai modelului matematic conțin:

- suprafața de teren disponibilă,  $S_t$  [ $m^2_t$ ];
- dimensiunea terenului pe direcția Nord-Sud,  $L_{tN-S}$  [m];
- dimensiunea terenului pe direcția Est-Vest,  $L_{tE-V}$  [m];
- suprafața modulelor fotovoltaice,  $S_{pv}$  [ $m^2_{pv}$ ]
- dimensiunile modulelor fotovoltaice,  $b$  și respectiv  $c$  [m]
- indicele de formă a terenului,  $q$  [-] calculat cu relația (4.17)

$$q = L_{tN-S} / L_{tE-V} \quad (4.17)$$

Limitele între care variază acest raport sunt prezentate în figura 4.24; se obține o valoare maximă a indicelui de formă a terenului ( $q_{max}$ ) pentru varianta de amplasare din figura 4.24a, și respectiv minimă ( $q_{min}$ ) pentru varianta de amplasare din figura 4.24b. Sunt puse în evidență suprafețele de teren suplimentare ( $Std$ ) necesare în cazul valorii minime a indicelui de formă a terenului din cauza distanței ( $d$ ) care trebuie lăsată între șiruri pentru a fi evitată umbrirea reciprocă a acestora.

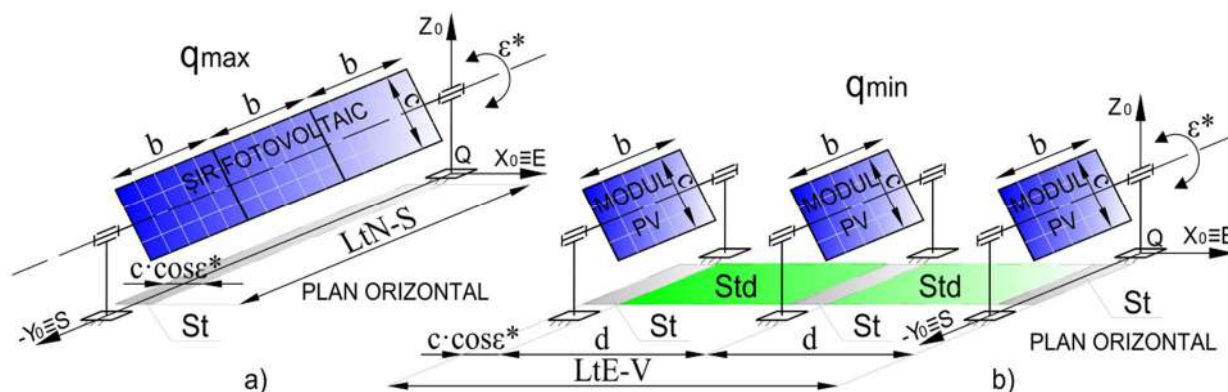


Fig. 4.24 Cazurile limită de amplasare a șirurilor fotovoltaice cu orientare diurnă.

Indicele de formă  $q_{max}$  corespunde celei mai favorabile configurații a terenului disponibil și anume cazului în care dimensiunea acestuia pe direcția Nord-Sud este suficient de mare pentru ca prin instalarea unui singur șir fotovoltaic, alcătuit dintr-un număr  $n_{pv}$  de module fotovoltaice, să se asigure necesarul de energie impus.

$$q_{max} = L_{tN-S} / L_{tE-V} = (n_{pv} \cdot b) / c, \quad \text{pentru } L_{tE-V} = c. \quad (4.18)$$

Indicele de formă  $q_{min}$  corespunde celei mai defavorabile configurații a terenului disponibil și anume cazului în care dimensiunea acestuia pe direcția Nord-Sud este egală cu lățimea ( $b$ ) a modulelor fotovoltaice. În acest caz numărul ( $n_s$ ) de șiruri fotovoltaice care trebuie instalate va fi maxim.

$$q_{min} = L_{tN-S} / L_{tE-V} = b / L_{tE-V}, \quad \text{pentru } L_{tN-S} = b. \quad (4.19)$$

În cazul în care indicele de formă a terenului are valoarea maximă, dimensiunea terenului ocupat pe direcția Nord-Sud este egală cu lungimea șirului iar dimensiunea terenului ocupat pe direcția Est-Vest, este modelată prin relația (4.20) pe baza schemei de calcul din figura 4.25. Practic, este egală cu lățimea  $c$  a șirului, corespunzător poziției de la amiază:  $\varepsilon^* = 0^\circ$ .

$$L_{tE-V} = \max(c \cdot \cos \varepsilon^*) = c \quad (4.20)$$

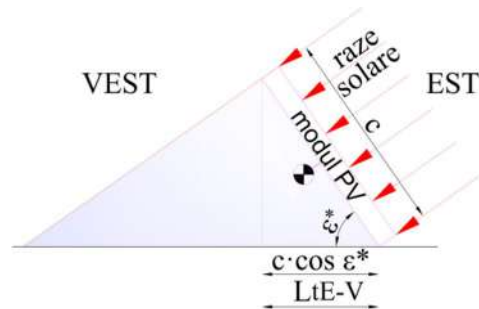


Fig. 4.25 Schema de calcul a dimensiunii terenului ocupat pe direcția Est-Vest pentru cazul  $q_{max}$ .

Indicele de ocupare a terenului ( $O_t$ ) se determină prin raportarea suprafeței de teren ocupate,  $S_t$  [ $m^2_t$ ], la suprafața șirului de module fotovoltaice,  $S_{pv}$  [ $m^2_{pv}$ ], cu relația:

$$O_t = S_t / S_{pv} = (L_{tN-S} \cdot L_{tE-V}) / (n_{pv} \cdot b \cdot c) = 1 \quad (4.21)$$

Energia solară specifică anuală,  $e^*_{Ban}$  [ $Wh/(m^2_t \cdot an)$ ], care poate fi captată de un sistem fotovoltaic alcătuit dintr-un singur șir are expresia:

$$e^*_{Ban} = E^*_{Ban} / O_t = E^*_{Ban} \quad (4.22)$$

În cazul în care *indicele de formă al terenului are valoarea minimă*, corespunzător situației în care este posibilă instalarea a câte unui singur modul fotovoltaic pe șir și a unui număr maxim de șiruri pe direcția Est-Vest, umbrirea reciprocă dintre șiruri este influențată de distanța dintre două șiruri consecutive ( $d$ ) și respectiv de *unghiul diurn* al șirurilor ( $\epsilon^*$ ). Dimensiunea terenului ocupat pe direcția Est-Vest, de un număr de șiruri fotovoltaice ( $n_s$ ) amplasate la distanța  $d$ , se calculează cu relația (4.23) pe baza schemei de calcul din figura 4.26, iar dimensiunea terenului pe direcția N-S este egală cu dimensiunea  $b$  a șirului fotovoltaic.

$$L_{tE-V} = (n_s - 1) \cdot d + \max(c \cdot \cos \epsilon^*) = (n_s - 1) \cdot d + c \quad (4.23)$$

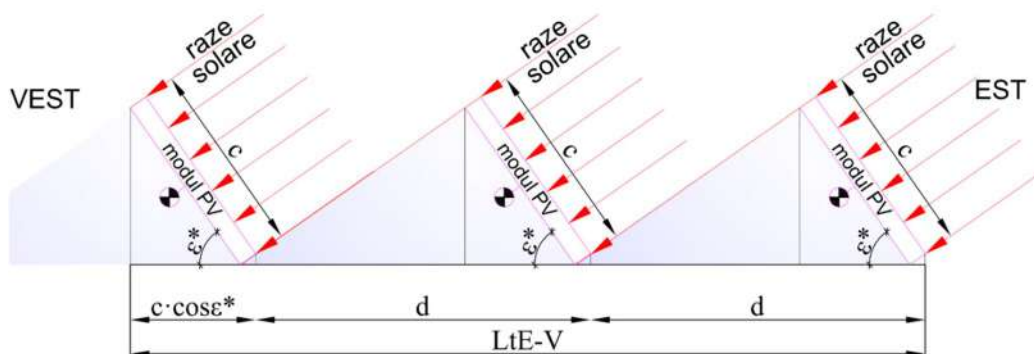


Fig. 4.26 Schema de calcul a dimensiunii terenului ocupat pe direcția Est-Vest în cazul șirurilor cu axa de rotație diurnă orizontală, dispusă pe direcția Nord-Sud.



Indicele de ocupare a terenului ( $O_t$ ) se calculează cu relația (4.24) prin raportarea suprafeței terenului ocupat ( $S_t$ ) la suprafața șirurilor fotovoltaice ( $S_{pv}$ ).

$$O_t = S_t / S_{pv} = (L_{tN-S} \cdot L_{tE-V}) / (n_{pv} \cdot b \cdot c \cdot n_s) = [(n_s - 1) \cdot d + c] / (c \cdot n_s) \quad (4.24)$$

Pentru decelarea distanței optime de amplasare a șirurilor fotovoltaice fixe ( $d$ ) și a programului de orientare, în funcție de numărul necesar de șiruri ( $n_s$ ) se introduce noțiunea de energie solară captată zilnic de un șir echivalent,  $E_{Bzi.sei}^*$  [Wh/(m<sup>2</sup><sub>pv</sub>·zi)].

În cazul dispunerii șirurilor fotovoltaice cu axa de rotație pe direcția Nord-Sud, având în vedere că primul șir, situat la Est, nu este afectat de umbrirea reciprocă dintre șiruri decât după ora 12 iar ultimul șir, situat la Vest, nu este afectat de umbrirea reciprocă dintre șiruri decât până la ora 12, se pot asimila cele două șiruri, afectate de umbrire fiecare câte o jumătate de zi, cu un prim șir neafectat de umbrire pe toată durata zilei și cu un al doilea șir afectat de umbrire pe toată durata zilei precum celelalte șiruri intermediare.

Astfel, *energia solară captată zilnic de un șir echivalent* ( $E_{Bzi.se}^*$ ) se calculează prin însumarea energiei solare captate zilnic de primul șir ( $E_{Bzi}^*$ ) cu energia solară captată zilnic de fiecare dintre șirurile următoare ( $E_{Bzi,d}^*$ ) afectate de umbrirea reciprocă urmată de divizarea sumei la numărul de șiruri ( $n_s$ ).

Lungimea umbrei ( $u$ ) a șirurilor de module fotovoltaice, necesară verificării condiției din relația (4.9), se calculează cu relația 4.25 pe baza schemei de calcul din figura 4.27.

$$u = c \cdot \cos \varepsilon^* + c \cdot \sin \varepsilon^* \cdot \sin \psi / \operatorname{tg} \alpha \quad (4.25)$$

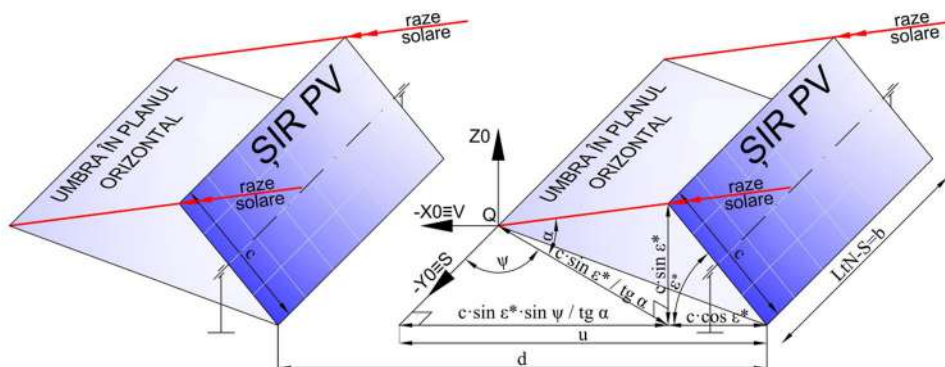


Fig. 4.27 Schema de calcul a lungimii umbrei ( $u$ ) a unui șir fotovoltaic cu axa diurnă Nord-Sud.

*Energia solară captată anual de un șir echivalent* ( $E_{Ban.se}^*$ ) din componența unui sistem fotovoltaic alcătuit dintr-un număr de șiruri fotovoltaice ( $n_s$ ) cu orientare monoaxială diurnă, amplasate la distanța  $d$  între ele, se obține cu relația (4.12) prin însumarea energiei solare captate zilnic de șirul echivalent ( $E_{Bzi.se}^*$ ) calculată cu relația (4.11), atribuind factorului de traversare a norilor ( $CCF$ ) valorile corespunzătoare fiecărei perioade în parte. Valoarea

maximă a *energiei solare captate anual de un șir echivalent* ( $E_{Ban.se}^*$ ) se poate obține prin simulări numerice pentru valori discrete atribuite distanței  $d$  dintre șiruri și pentru diferite programe de orientare a șirurilor fotovoltaice.

*Energia solară specifică captată anual de un șir echivalent* ( $e_{Ban.se}^*$ ) din componența unui sistem fotovoltaic alcătuit dintr-un număr  $n_s$  de șiruri fotovoltaice cu orientare monoaxială diurnă, amplasate la distanța  $d$  între ele, se calculează cu relația (4.13).

*Eficiența anuală de captare a energiei solare* pentru un șir echivalent ( $\eta_{Ban.se}$ ) rezultă prin raportarea *energiei solare captate anual de un șir echivalent* ( $E_{Ban.se}^*$ ) la *energia solară disponibilă anual* ( $E_{Ban}$ ).

Prin luarea în calcul a elementelor de cost privind realizarea, exploatarea și întreținerea sistemului de șiruri fotovoltaice (majorate prin introducerea mecanismului de orientare), și a veniturilor generate din exploatarea acestuia (majorate datorită creșterii cantității de energie solară captată) pot fi decelate soluțiile optime din punct de vedere economic (care asigură recuperarea în cel mai scurt timp a investiției).

Astfel, pe baza *energiei solare captate anual de un șir echivalent* ( $E_{Ban.se}^*$ ) și a indicelui de ocupare a terenului ( $O_t$ ) se determină mai întâi *investiția specifică* ( $I$ ), necesară implementării sistemului fotovoltaic, în funcție de costurile specifice de procurare și amenajare a terenului ( $P_t$ ) și respectiv de achiziție și instalare a sistemului fotovoltaic ( $P_{pv}$ ) cu relația (4.15); se determină apoi *veniturile specifice anuale* ( $V$ ) generate din exploatarea sistemului fotovoltaic, în funcție de contravaloarea energiei electrice introduse în rețea ( $P_e$ ) și a celor 6 Certificate Verzi pentru fiecare MWh introdus în rețea, cu relația (4.16). Prin raportarea *investiției specifice* ( $I$ ) la *veniturile specifice anuale* ( $V$ ) rezultă durata de amortizare a investiției ( $A$ ) în sistemul fotovoltaic conform relației (4.14).

În continuare, sunt sintetizate rezultatele simulărilor numerice realizate pe baza modelului matematic propus pentru sistemele monoaxiale diurne (cu axa de rotație dispusă pe direcția Nord-Sud), pe baza cărora se pot decela soluțiile optime de dispunere a șirurilor fotovoltaice în funcție de parametrii de intrare impuși. Prin *simulările numerice* se obțin, pentru orice combinație a importanței parametrilor de intrare, familii de curbe care permit alegerea numărului de șiruri ( $n_s$ ), distanța dintre acestea ( $d$ ) și elevația ( $\gamma^*$ ) la care trebuie instalate pentru îndeplinirea cerințelor impuse. În cazul sistemelor monoaxiale diurne (cu axa de rotație dispusă pe direcția Nord-Sud) orientarea șirurilor fotovoltaice se face pe baza unei legi de mișcare în pași (program de orientare). În figura 4.28 sunt sintetizate rezultatele simulărilor numerice efectuate, pe baza modelului matematic propus, în condițiile de implementare descrise anterior, pentru solstițiul de vară ( $N=172$ ), un unghi nul de elevație:  $\rho^*=0^\circ$  (normala la modulul fotovoltaic este permanent paralelă cu planul vertical E-V), un raport  $d/c=2$ , și o *cursă diurnă*  $\Delta\varepsilon^*=130^\circ$ . Legea de mișcare în pași, cu durata pasului diurn de o oră, utilizată pentru orientarea șirurilor fotovoltaice este definită printr-o funcție în trepte,  $\varepsilon^* = \varepsilon^*(timp)$ , care asigură condiția ca *unghiul diurn*  $\varepsilon^*$  al șirului fotovoltaic pe durata unui pas

să fie egal cu valoarea *unghiului solar diurn*  $\varepsilon$  de la mijlocul pasului. Sunt reprezentate grafic curbele de variație ale: unghiurilor solare ( $\varepsilon$ ,  $\rho$ ), unghiului diurn al șirurilor fotovoltaice ( $\varepsilon^*$ ), unghiului de incidență al razelor solare la modulul fotovoltaic ( $\nu$ ), eficienței de captare a radiației solare ( $\eta$ ), lungimii umbrei pe direcția E-V a unui șir fotovoltaic ( $u$ ), intensității radiației solare directe în condiții de cer senin și de cer variabil, disponibile ( $B_{cs}$  și  $B$ ), captate fără umbrire ( $B^*_{cs}$  și  $B^*$ ) și captate cu umbrire ( $B^*_{csu}$  și  $B^*_u$ ).

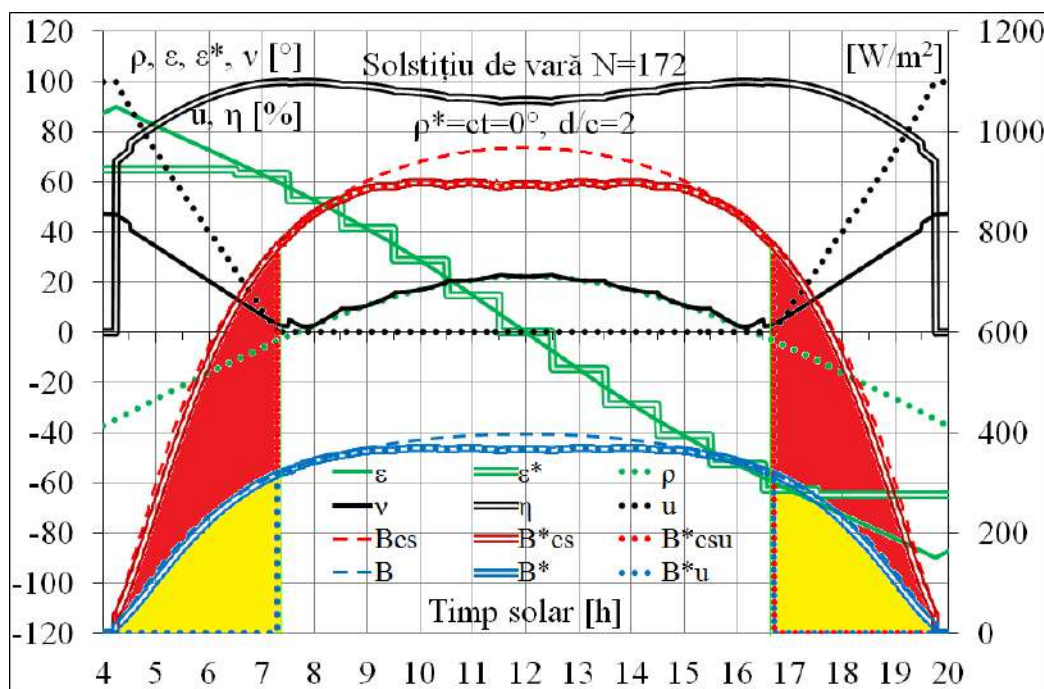


Fig. 4.28 Influența umbririi reciproce dintre șirurile fotovoltaice pentru  $d/c=2$ .

În figura 4.28 este pusă în evidență prin ariile marcate cu galben (în condiții de cer variabil) și respectiv roșu + galben (cer senin) energia solară necaptabilă zilnic, din cauza umbririi reciproce dintre șirurile fotovoltaice; curba trasată cu linie punctată de culoare gri reprezintă variația lungimii umbrei ( $u$ ), exprimată ca procent din distanța dintre două șiruri consecutive ( $d$ ). Cu cât distanța dintre șirurile fotovoltaice ( $d$ ) este mai mică cu atât cantitatea de energie solară necaptabilă crește influențând negativ eficiența zilnică de captare a radiației solare directe.

Criteriile de optimizare fiind exprimate prin maximizarea *eficienței anuale de captare a energiei solare* ( $\eta_{an}$ ), și a *energiei solare specifice captate anual* ( $e^*_{Ban}$ ) va fi analizată în continuare influența următorilor parametri de intrare:

- *elevația șirului fotovoltaic* ( $\rho^*$ ), menținută constantă pe durata anului;
- *durata pasului diurn*;
- *numărul de sezoane* luate în calcul pentru definirea legii de mișcare;
- *cursa diurnă* ( $\Delta\varepsilon^*$ );
- *distanța relativă* dintre șiruri exprimată prin raportul  $d/c$ .

În cazul configurațiilor de tipul celor din figura 4.24a, influența *elevației* șirurilor fotovoltaice ( $\rho^*$ ), asupra eficienței anuale de captare a energiei solare directe, a fost evaluată prin simulări numerice în care s-au folosit valori discrete cuprinse între  $0^\circ$  și  $180^\circ$  cu un increment de  $10^\circ$  pentru *cursa diurnă* ( $\Delta\varepsilon^*$ ), și respectiv între  $0^\circ$  și  $90^\circ$  cu un increment de  $10^\circ$  pentru *elevația* șirurilor fotovoltaice ( $\rho^*$ ). Rezultatele simulărilor sunt sintetizate în figura 4.29a.

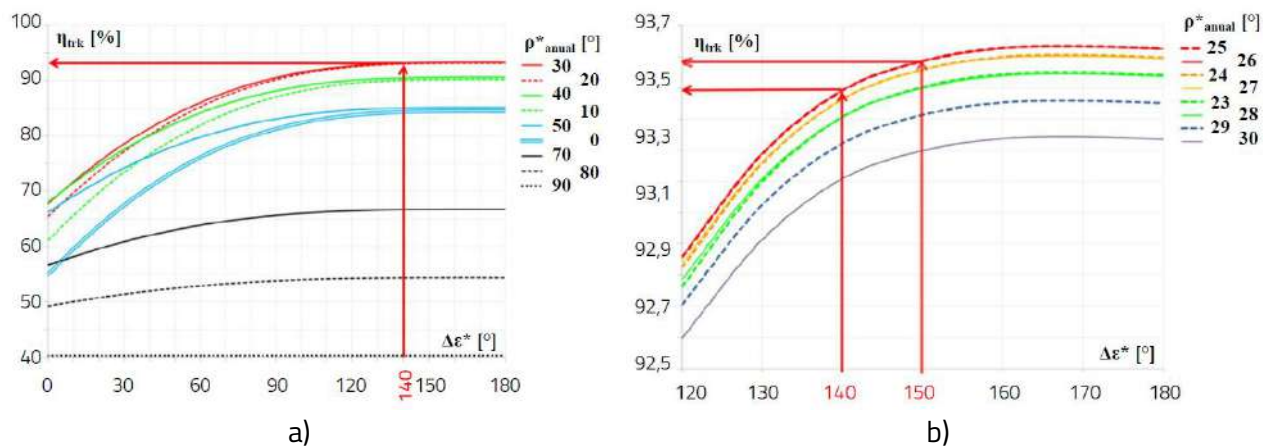


Fig. 4.29 Variații ale eficienței anuale de captare a energiei solare directe, în funcție de *cursa diurnă* ( $\Delta\varepsilon^*$ ), pentru valori ale *elevației* ( $\rho^*$ ) între  $0^\circ$  și  $90^\circ$  (a) și între  $25^\circ$  și  $30^\circ$  (b).

Pentru valori discrete ale *elevației* șirurilor fotovoltaice ( $\rho^*$ ), situate în intervalul  $20 \dots 30^\circ$ , se obțin valori maxime ale eficienței anuale de captare a radiației solare directe situate în proximitatea valorii de 93%; se constată că o *cursă diurnă*  $\Delta\varepsilon^*$  mai mare de  $140^\circ$  nu este justificată. Pentru aceeași *cursă diurnă* ( $\Delta\varepsilon^*=140^\circ$ ), *elevația* nulă realizează o eficiență cu circa 9% mai redusă. Pentru decelarea optimă a *elevației* șirurilor fotovoltaice ( $\rho^*$ ), se reiterează simulările numerice pentru valori ale *elevației* ( $\rho^*$ ) cuprinse în intervalul  $23 \dots 30^\circ$ , cu un increment de  $1^\circ$ . Rezultatele simulărilor numerice sunt sintetizate în figura 4.29b conform căreia *elevația* optimă de dispunere a șirurilor fotovoltaice este de  $25^\circ$  pentru orice valoare a *curselor diurne* ( $\Delta\varepsilon^*$ ). Se justifică realizarea unei *cursuri diurne* ( $\Delta\varepsilon^*$ ) doar până la  $140^\circ \dots 150^\circ$ , deoarece peste aceste valori eficiența anuală de captare a energiei solare înregistrează creșteri ne semnificative. Astfel, prin menținerea constantă a *elevației* șirurilor fotovoltaice ( $\rho^*$ ) la valoarea de  $25^\circ$  pe tot parcursul anului, și prin realizarea unei *cursuri diurne* ( $\Delta\varepsilon^*$ ) de  $150^\circ$ , se obține o *eficiență anuală de captare a radiației solare directe* de circa 93,6%; mărirea *cursuri diurne* la  $180^\circ$  asigură o creștere ne semnificativă a eficienței anuale de captare, situată sub 0,1%. Deși, din punct de vedere strict energetic, soluția cu *elevația* nulă ( $\rho^*=25^\circ$ ) este evident mai avantajoasă decât soluția cu *elevație* nulă, din punct de vedere constructiv și economic situația se inversează, cu precădere, în cazul lungimilor medii și mari ale șirului (Fig. 4.24a): *elevația* nulă induce o creștere a complexității constructive, care se accentuează exponențial cu creșterea lungimii șirului; soluția alternativă, de a fragmenta șirul

în subunități fotovoltaice (cu elevație nenulă și dispuse la distanțe care asigură evitarea umbririi reciproce), deși reduce gradul de complexitate constructivă, este inacceptabilă din punct de vedere economic deoarece reduce drastic suprafața fotovoltaică pe unitatea de suprafață a terenului ocupat. În aceste condiții, soluția cu elevația nulă devine optimă, deoarece asigură un compromis rezonabil între cerințele contradictorii precizate.

În continuare, pentru șirurile de tipul celor din figura 4.24b, sunt prezentate rezultatele simulărilor numerice pentru determinarea *energiei solare directe captate anual de primul șir* ( $E_{Ban}^*$ ) și respectiv de un *șir intermediar* ( $E_{Ban,d}^*$ ) în funcție de *cursa diurnă* ( $\Delta\varepsilon^*$ ) și de *distanța relativă dintre șiruri* ( $d/c$ ) pentru două valori anuale ale *elevației* șirurilor fotovoltaice ( $\rho^*$ ).

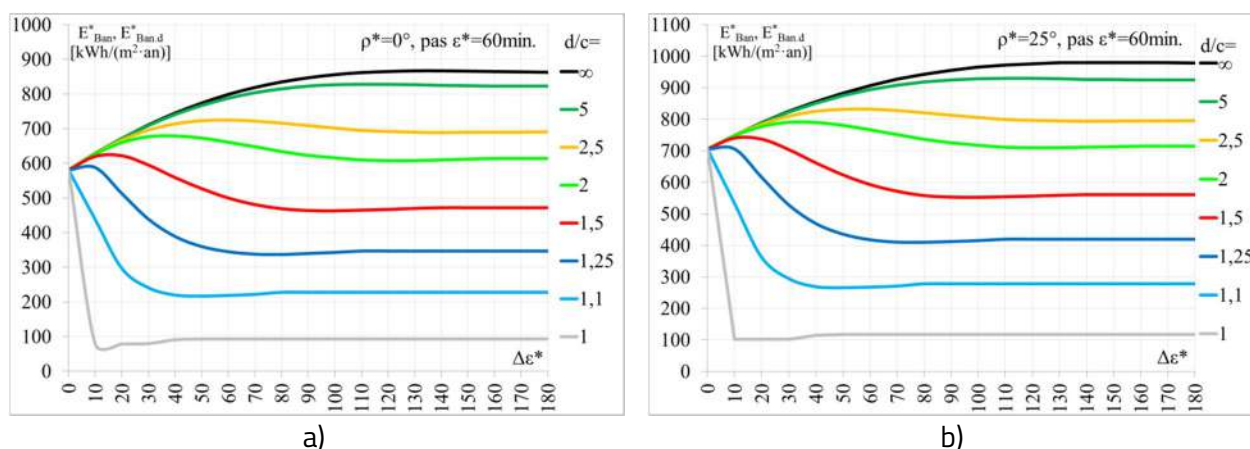


Fig. 4.30 Familii de curbe de variație a energiei solare captate anual, în funcție de *cursa diurnă* ( $\Delta\varepsilon^*$ ), pentru 8 valori discrete ale *raportului*  $d/c$ , trasate pe baza unor programe de orientare zilnice cu durata pasului de 1h, în cazul elevației anuale a)  $\rho^* = 0^\circ$  și b)  $\rho^* = 25^\circ$ .

Comparând graficele din figura 4.30 se pot formula următoarele concluzii:

- distanțele mici între șiruri, caracterizate printr-un raport  $d/c < 1,25$ , indiferent de valoarea *curselor diurne* ( $\Delta\varepsilon^*$ ), nu permit obținerea unor valori ale energiei solare directe captate anual de șirurile intermediare ( $E_{Ban,d}^*$ ) mai mari decât în cazul sistemelor cu orientare fixă ( $\Delta\varepsilon^* = 0^\circ$ ); evident, în acest caz, utilizarea unui sistem cu orientare diurnă nu este justificată;

- odată cu creșterea distanței dintre șiruri, se obțin valori ale energiei solare captate anual de șirurile intermediare ( $E_{Ban,d}^*$ ) tot mai apropiate de cele captate anual de primul șir ( $E_{Ban}^*$ ); pentru  $d/c \geq 5$ , *cursa diurnă optimă* ( $\Delta\varepsilon^*$ ) se situează în proximitatea valorii  $130^\circ$ ;

- din motivele precizate anterior, utilizarea de șiruri fotovoltaice cu elevație nenulă ( $\rho^* \neq 0^\circ$ ), deși îmbunătățește eficiența de captare anuală a energiei solare, în multe cazuri nu este recomandată (mai ales în cazurile în care suprafața de teren disponibilă este limitată) deoarece reduce sever suprafața fotovoltaică din cauza necesității distanțării modulelor fotovoltaice din componența șirului (pentru evitarea umbririi reciproce); majoritatea soluțiilor utilizate în practică, utilizează șiruri fotovoltaice cu elevația nulă.



Se vor prezenta în continuare rezultate ale unor simulări numerice privind răspunsul energetic al sistemelor fotovoltaice de tipul celor din figura 4.24b, formate din șiruri cu elevație nulă ( $\rho^*=0$ ) și orientare monoaxială diurnă (cu axa diurnă orizontală, dispusă pe direcția N-S).

Eficiența anuală de captare a unui șir fotovoltaic intermediar, ținând seama și de umbrirea reciprocă dintre șiruri indusă de programele de orientare zilnice de tipul celui din figura 4.28, este determinată prin simulări numerice realizate cu luarea în calcul a valorilor raportului  $d/c$  cuprinse în intervalul 1 ... 2 cu un increment de 0,1 și în intervalul 2 ... 15 cu un increment de 1. Rezultatele obținute sunt sintetizate în figura 4.31, sub forma unor familii de curbe, privind variațiile eficienței anuale de captare a energiei solare directe, trasate în funcție de *cursa diurnă*  $\Delta\varepsilon^*$ , pentru anumite valori discrete ale raportului  $d/c$  (distanța relativă dintre șiruri).

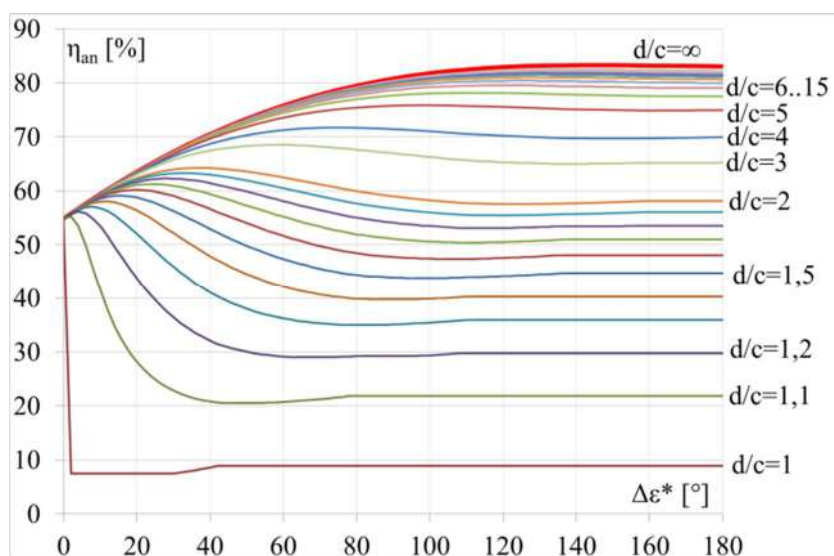


Fig. 4.31 Familii de curbe privind variația eficienței anuale de captare a unui șir fotovoltaic intermediar, cu elevație nulă, în funcție de *cursa diurnă* ( $\Delta\varepsilon^*$ ), pentru valori discrete ale raportului  $d/c$ , trasate pe baza unor programe zilnice de orientare cu durata *pasului de 1h*.

Din analiza figurii 4.31, se remarcă faptul că, pentru rapoarte  $d/c < 1,5$ , eficiența anuală maximă de captare a energiei solare directe poate fi cu doar 5% mai mare decât în cazul sistemelor fixe; evident, în acest caz nu se justifică utilizarea orientării diurne controlate. Pentru valori ale raportului  $d/c > 5$ , curbele de variație a eficienței de captare anuală a energiei solare tind spre curba corespunzătoare unui șir neumbrit; ca urmare, în această zonă urmează să se deceleze soluția optimă căutată.



### Îmbunătățirea eficienței anuale de captare prin corectarea programului de orientare

Ținând seama că efectele negative ale umbririi reciproce dintre șiruri, asupra eficienței anuale de captare a energiei solare, devin maxime dimineața și seara, se propune corectarea programului de orientare (utilizat în cazul unui șir individual, Fig. 4.28) prin poziționarea orizontală a șirurilor fotovoltaice în cursul dimineții, până la un moment ( $t_d$ ), și în cursul serii, începând de la un moment ( $t_s$ ), astfel încât să se evite umbrirea reciprocă a șirurilor. Cele două momente ( $t_d$  și  $t_s$ ) se stabilesc pentru ziua cea mai apropiată de solstițiul de iarnă pentru fiecare sezon distinct (subprogram de orientare distinct). Astfel, în cazul unui singur sezon (când se utilizează un singur program de orientare), valorile celor două momente ( $t_d$  și  $t_s$ ), sunt exprimate prin relațiile (4.27) și (4.28); momentele  $t_1$  și  $t_2$  sunt soluții ale ecuației (4.26), obținute din condiția ca lungimea umbrei șirului fotovoltaic ( $u$ ) calculată în ziua solstițiului de iarnă, să fie egală cu distanța dintre două șiruri adiacente ( $d$ ):

$$u(timp) - d = 0 \quad (4.26)$$

$$t_d = \min(t_1, t_2) \quad (4.27)$$

$$t_s = \max(t_1, t_2) \quad (4.28)$$

Pentru cazul în care se utilizează mai multe sezoane (mai multe subprograme distincte de orientare), se vor determina cele două momente  $t_d$  și  $t_s$ , pentru fiecare sezon în parte, calculându-se lungimea umbrei șirurilor fotovoltaice pentru ziua cea mai apropiată de solstițiul de iarnă, din fiecare sezon. În acest fel, corectarea programului de orientare se face în sensul evitării umbririi reciproce, în ziua cu cea mai lungă umbră a fiecărui sezon. Pe parcursul dimineții și respectiv serii, chiar dacă unghiul de incidență crește, radiația solară cade pe toată suprafața șirului fotovoltaic și generează mai multă energie electrică decât în cazul în care șirurile s-ar umbri reciproc și nu ar produce deloc [Garcia et al, 2008; Lorenzo et al, 2011; Martinez-Moreno et al, 2010]. În acest context, se reiau simulările numerice, pe baza modelului matematic propus pentru noul program de orientare corectat, în condițiile de implementare descrise anterior pentru: ziua N=172 (solstițiul de vară), șiruri cu elevație nulă ( $\rho^*=0^\circ$ ), raportul  $d/c=2$ , și cursa diurnă  $\Delta\varepsilon^*=130^\circ$ ; pentru aceste date, se obțin  $t_d=7:19$  și  $t_s=16:41$ , iar rezultatele acestor simulări sunt sintetizate în figura 4.32, în premisa ideală că orientarea, până la momentul  $t_d$  și de la momentul  $t_s$ , ar fi continuă (linia întreruptă dublă de culoare verde  $\varepsilon^*$ ); curbele de orientare continuă sunt trasate pe baza ecuației (4.26).

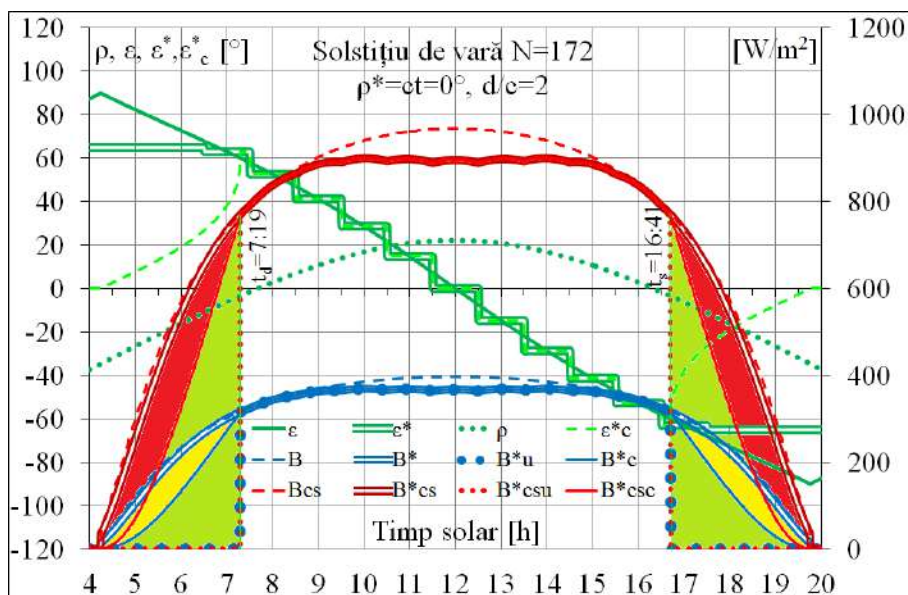


Fig. 4.32 Efectele corectării programului de orientare.

Figura 4.32 pune în evidență, prin zonele hașurate cu verde, energia solară care poate fi captată zilnic suplimentar, cu programul de orientare corectat  $\varepsilon^*_c = \varepsilon^*_c(\text{timp})$ , față de programul de orientare  $\varepsilon^* = \varepsilon^*(\text{timp})$  (cu umbrire reciprocă a șirurilor fotovoltaice); energia solară care nu poate fi captată din cauza unghiului de incidență defavorabil este marcată prin zonele hașurate cu galben (în condiții de cer variabil) și respectiv cu roșu (în condiții de cer senin). Aceste zone sunt delimitate de curbele de variație ale intensității radiației solare directe în condiții de cer senin și respectiv de cer variabil, disponibile ( $B$  și  $B_{cs}$ ), captate fără umbrire ( $B^*$  și  $B^*_{cs}$ ), captate cu umbrire fără corecția programului de orientare ( $B^*_u$  și  $B^*_{csu}$ ) și captate cu corecția programului de orientare ( $B^*_c$  și  $B^*_{csc}$ ).

În aplicații practice, curbele orientării continue, din cursul dimineții și respectiv al serii (Fig. 4.33), pot fi approximate prin linii frânte cu una sau mai multe trepte (pași). În cel mai simplu caz, când aproximația se reduce la o treaptă (un pas), șirurile se mențin orizontale și, evident, câștigul energetic suplimentar este ușor diminuat; acest caz va fi considerat în continuare precum în figura 4.33.

Eficiența anuală de captare a unui șir fotovoltaic intermediar, cu *programul de orientare corectat*, este determinată prin simulări numerice realizate cu luarea în calcul a valorilor raportului  $d/c$  cuprinse în intervalul 1 ... 2 cu un increment de 0,1 și în intervalul 2 ... 15 cu un increment de 1. Rezultatele obținute sunt sintetizate în figura 4.33 sub forma unor familii de curbe, privind variația eficienței de captare anuale a energiei solare directe, trasate în funcție de *cursa unghiulară diurnă* ( $\Delta\varepsilon^*$ ), bazate pe programe zilnice de orientare corectate, pentru anumite valori discrete ale raportului  $d/c$ .

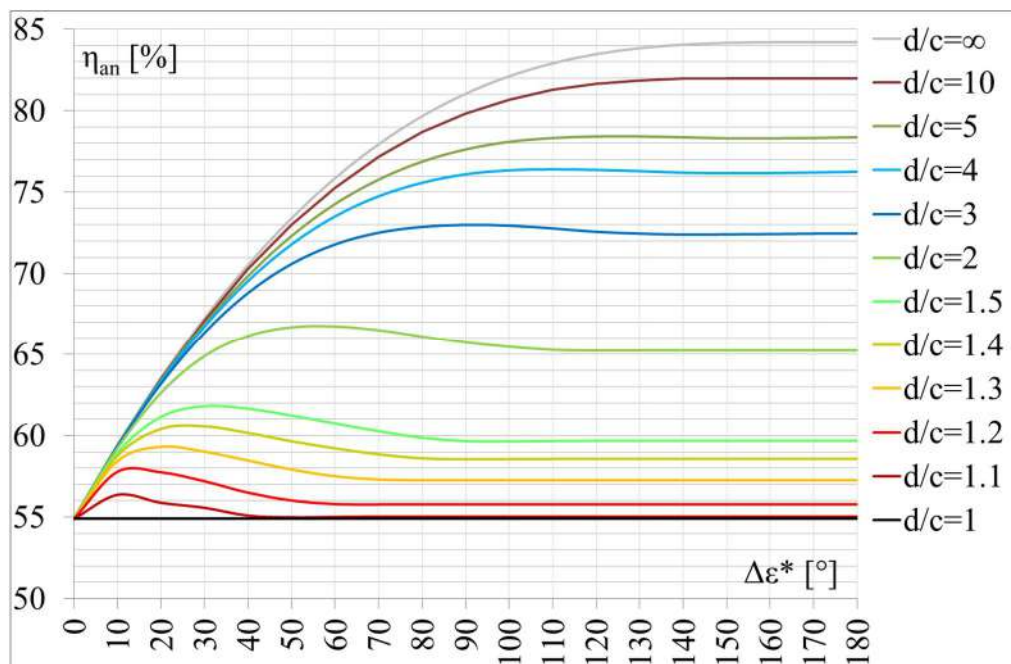


Fig. 4.33 Curbe de variație ale eficienței anuale de captare pentru un șir fotovoltaic intermediar, în funcție de *cursa diurnă* ( $\Delta\epsilon^*$ ), pentru programul de orientare corectat.

Prin implementarea programului de orientare corectat se elimină complet problema umbririi reciproce între șiruri, acestea fiind poziționate orizontal în momentul în care lungimea umbrei este mai mare decât distanța dintre șiruri. Pentru valori ale raportului  $d/c$  mai mari de 2, se pot obține eficiențe anuale de captare a energiei solare cu 10% ... 28% mai mari decât în cazul sistemelor fotovoltaice cu șiruri fixe orizontale și cu circa 5 ... 7% mai mari decât în cazul sistemelor fotovoltaice cu program de orientare necorectat. *Cursa diurnă* ( $\Delta\epsilon^*$ ) optimă depinde de distanța dintre șiruri luând valori cuprinse în intervalul  $90^\circ \dots 150^\circ$  pentru valori ale raportului  $d/c$  cuprinse între 3 și 10.

Pentru decelarea valorilor optime ale distanței ( $d$ ) de amplasare a șirurilor fotovoltaice cu orientare monoaxială diurnă, și a *cursei diurne* ( $\Delta\epsilon^*$ ), în funcție de numărul ( $n_s$ ) de șiruri fotovoltaice, în cazul utilizării unui program de orientare corectat, se introduce noțiunea de energie solară captată zilnic de un șir fotovoltaic cu program de orientare corectat,  $E_{Bzi.sc}^*$  [ $Wh/(m^2_{pv} \cdot zi)$ ] descrisă prin relația:

$$E_{Bzi.sc}^* \approx [\sum B_{dcj}^* - (B_{dc1}^* + B_{dcn}^*) / 2] \cdot \Delta t \quad (4.29)$$

În această relație, prin condiția de corectare impusă pentru evitarea umbririi reciproce, nu mai intervine condiția ca lungimea ( $l$ ) a umbrei șirurilor de module fotovoltaice să fie mai mică sau egală cu distanța ( $d$ ) dintre șiruri.

### Optimizarea numărului de sezoane ale programului de orientare

Prin sezon se înțelege intervalul de timp dintr-un an în care programul de orientare rămâne neschimbat; așadar, în cazul programelor zilnice de orientare, utilizate de pildă în trasarea familiilor de curbe din figura 4.31 intervin 365 de sezoane și implicit 365 de programe distincte de orientare pentru fiecare pereche unghiulară ( $\Delta\varepsilon^*$ ;  $\rho^*$ ).

Optimizarea numărului de sezoane urmărește simplificarea sistemului de comandă / control prin determinarea numărului minim de sezoane (programe de orientare) pentru care performanțele energetice obținute sunt cât mai apropiate de cele maxime (realizabile prin programe zilnice de orientare).

În procesul de optimizare, care urmează, se iau în considerare următoarele variante:

- 1 sezon (anual);
- 2 sezoane (fiecare cu 183 de zile, centrate pe solstiții);
- 4 sezoane (primăvară, vară, toamnă și iarnă);
- 6 sezoane (3 sezoane cu 61 de zile și 3 sezoane cu 62 de zile);
- 12 sezoane (6 sezoane cu 30 de zile și 6 sezoane cu 31 de zile);
- 26 de sezoane (1 sezon cu 16 zile centrat pe solstițiul de iarnă și 25 de sezoane cu 14 zile);
- 52 de sezoane (1 sezon cu 9 zile centrat pe solstițiul de iarnă și 51 de sezoane cu 7 zile).

Programul de orientare diurnă,  $\varepsilon^* = \varepsilon^*(timp)$ , cu o durată a pasului cunoscută, se stabilește, pentru ziua centrală a sezonului, astfel încât, la mijlocul perioadei de repaus, valoarea *unghiului diurn* ( $\varepsilon^*$ ) al șirurilor fotovoltaice să coincidă cu valoarea *unghiului solar diurn* ( $\varepsilon$ ). Conform celor expuse anterior, pentru corectarea programului de orientare în perioadele de dimineață și seară, ziua de calcul pentru care se face această corecție este ziua cea mai apropiată de solstițiul de iarnă, din sezonul considerat.

În continuare, se prezintă modul de lucru privind determinarea programelor de orientare, cu exemplificare pentru sezonul 8 / 26 (sezonul 8 din cazul în care anul este divizat în 26 de sezoane).

SEZONUL 8 / 26 conține echinocțiul de primăvară și are 14 zile, dintre care se disting:

-prima zi a sezonului:  $N=80$ ;

-ultima zi a sezonului:  $N=93$ ;

-ziua de calcul a programului de orientare:  $N_{cp}=86$ ;

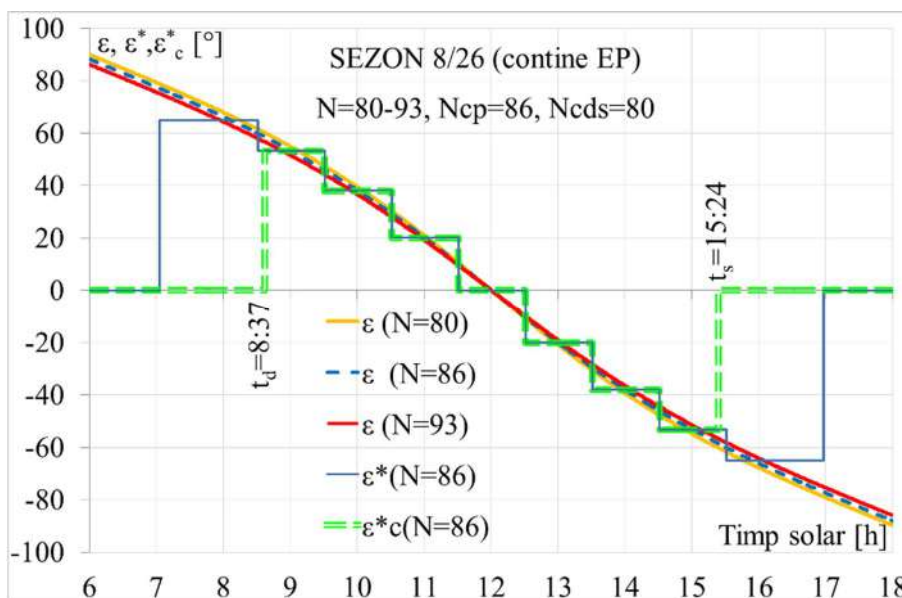
-ziua pentru corectarea programului de orientare dimineața și seara  $N_{cds}=80$ .

Pentru aceste zile de calcul se stabilește programul de orientare corectat,  $\varepsilon_c^* = \varepsilon_c^*(timp)$  definit prin valorile din tabelul 4.3.

Tab. 4.3 Programul de orientare optim corectat pentru sezonul 8/26.

Timp Solar	$t_n$	$t_d$	$t_i$						$t_s$	$t_n$
		00:00	08:37	09:31	10:31	11:31	12:31	13:31	14:31	15:24
Elevație, $\varepsilon^*_c$	0.00	53.34	38.10	20.09	0.00	-20.08	-38.06	-53.27	0.00	0.00

Pentru sezonul considerat, se realizează simulări numerice, privind răspunsul energetic al sistemului fotovoltaic de șiruri cu orientare monoaxială diurnă, pe baza programului de orientare corectat conform metodei propuse; pe baza acestor simulări se trasează curbele de variație prezentate în figura 4.34 pentru: *unghiul solar diurn* ( $\varepsilon$ ), corespunzător zilelor extreme și respectiv zilei centrale ale sezonului, peste care se suprapune curba de variație în pași, cu durata pasului de o oră, a *unghiului diurn* ( $\varepsilon^*$ ) al șirurilor fotovoltaice.

Fig. 4.34 Programul de orientare în pași (cu durata de 1h),  $\varepsilon^* = \varepsilon^*(timp)$ , pentru sezonul 8 / 26.

Conform figurii 4.34, curba de variație în pași a *unghiului diurn* ( $\varepsilon^*$ ) aproximează relativ bine cele trei curbe de variație a *unghiului solar diurn* ( $\varepsilon$ ), rezultând că programul de orientare a șirurilor fotovoltaice a fost bine decelat.

Pentru decelarea numărului optim/minim de sezoane, care asigură obținerea unei eficiențe anuale de captare cât mai apropiate de valoarea maximă care poate fi obținută (prin programe zilnice de orientare), s-au realizat simulări numerice pentru 1, 2, 4, 6, 12, 26 și respectiv 52 de sezoane; rezultatele simulărilor numerice sunt sintetizate în figura 4.35, sub forma unei familii de curbe privind variația eficienței anuale de captare și a cursei diurne, în funcție de raportul  $d/c$ , pentru diverse numere de sezoane.

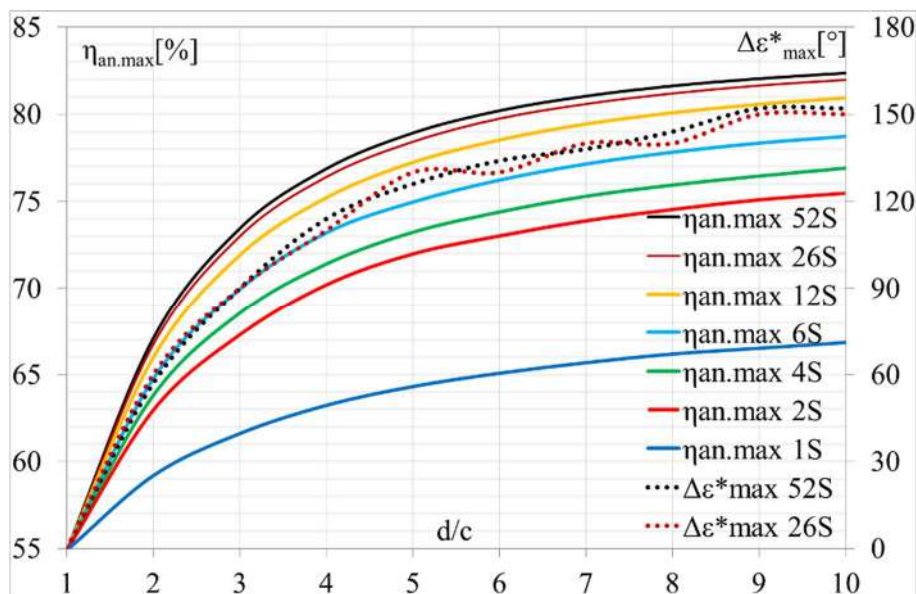


Fig. 4.35 Curbe de variație ale eficienței anuale de captare maxime ( $\eta_{an.max}$ ) și ale cursei diurne maxime ( $\Delta\epsilon^*_{max}$ ), în funcție de raportul  $d/c$ , pentru diverse numere de sezoane ( $S$ ).

Conform figurii 4.35, valori rezonabile pentru eficiența de captare a energiei solare se obțin la un număr minim de 26 de sezoane privind reglarea *unghiului diurn* ( $\epsilon^*$ ); diferențele dintre curbele eficienței de captare, corespunzătoare numerelor de sezoane 26 (26S) și respectiv 52 (52S) sunt nesemnificative față de diferențele dintre curba trasată pentru 26 de sezoane (26S) și cele trasate pentru un număr inferior de sezoane (12S, 6S etc.). În funcție de spațiul disponibil pentru instalare, eficiența de captare poate atinge valoarea de aproximativ 82% în condițiile în care *cursa diurnă* ( $\Delta\epsilon^*$ ) atinge  $150^\circ$ .

Un număr mare de sezoane asigură o eficiență de captare mai bună, dar presupune un sistem de comandă/control capabil să memoreze și să gestioneze un număr egal de programe distincte; de aceea, ca soluție optimă se consideră numărul minim de sezoane (26, în cazul analizat) care asigură un compromis rezonabil între valoarea eficienței de captare, pe de o parte, și complexitatea sistemului de comandă/control, pe de altă parte.

În continuare, pe baza rezultatelor obținute, se realizează un studiu pentru decelarea soluției optime de dispunere a șirurilor cu orientare monoaxială diurnă din componența unui sistem fotovoltaic destinat asigurării independenței energetice a Căsuței Solare. Pentru asigurarea necesarului anual de energie electrică de 10 MWh al Căsuței Solare, se propune amplasarea sistemului alcătuit din șiruri fotovoltaice cu orientare monoaxială diurnă pe terasa disponibilă a unui corp de clădire (G) prezentată în figura 4.1b.

Pentru fiecare valoare discretă a raportului  $d/c$  (privind amplasarea șirurilor fotovoltaice) se realizează simulări numerice privind răspunsul energetic al sistemului fotovoltaic format din șiruri cu orientare monoaxială diurnă; rezultatele simulărilor sunt prezentate în figura 4.36, în care sunt trasate, în funcție de costurile de procurare și amenajare a terenului, curbe de variație pentru: puterea instalată ( $P$ ), energia electrică



produsă anual ( $E^e$ ), costurile de procurare și instalare a sistemului fotovoltaic ( $I$ ) (luând în calcul un cost de procurare și amenajare a terenului de  $0 \text{ €/m}^2_t$ ) precum și duratele de amortizare a investiției ( $A$ ). Costurile de procurare și instalare a sistemului fotovoltaic includ și costurile aferente sistemului de orientare.

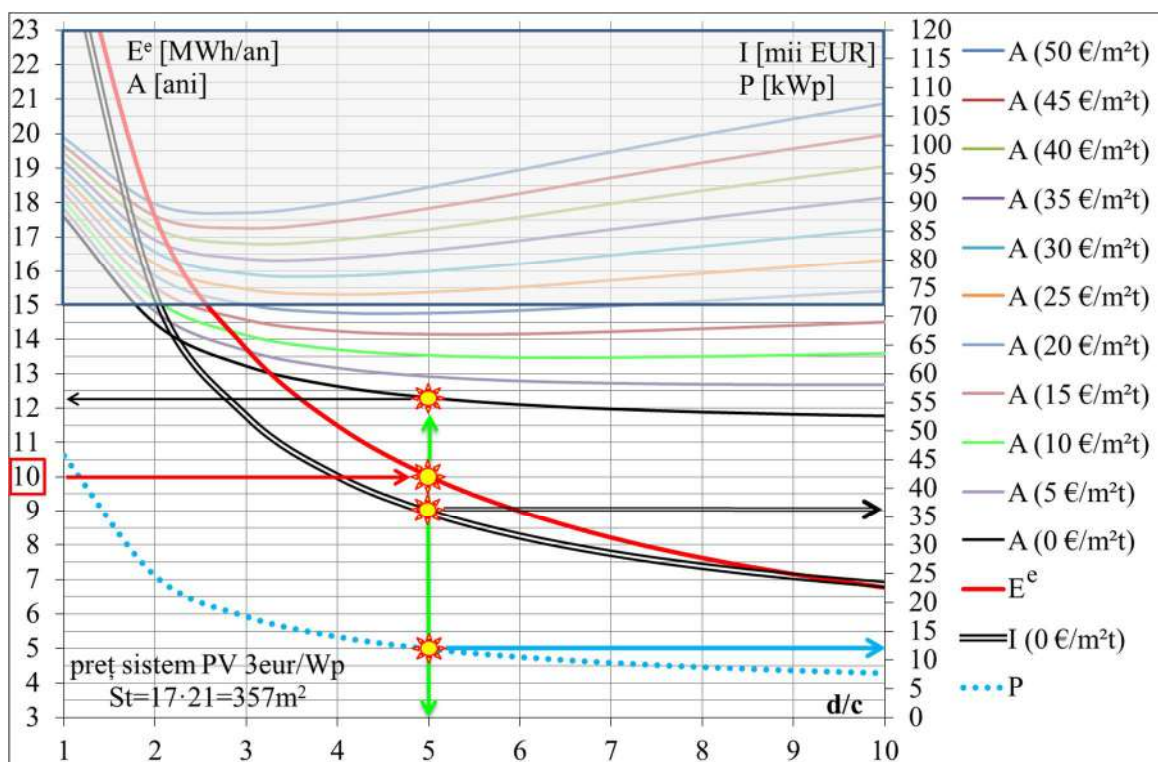


Fig. 4.36 Curbe de variație a puterii instalate ( $P$ ), a energiei electrice produse anual ( $E^e$ ), a costurilor cu investiția ( $I$ ) și a duratei de amortizare ( $A$ ) în funcție de raportul  $d/c$ .

Pentru calculul *duratei de amortizare a investiției* au fost luate în calcul următoarele costuri și venituri generate de implementarea și exploatarea sistemului fotovoltaic:

- costuri de procurare și instalare a sistemului fotovoltaic:  $3 \text{ €/Wp}$  respectiv  $450 \text{ €/m}^2_{pv}$ ;
- costuri de procurare și amenajare a terenului necesar: între  $0$  și  $55 \text{ €/m}^2_t$ ;
- contravaloarea energiei electrice introduse în rețea:  $50 \text{ €/MWh}$ ;
- contravaloarea a 6 Certificate Verzi pentru fiecare MWh introdus în rețea:  $240 \text{ €/6CV}$ .

Pe baza figurii 4.36 pot fi formulate următoarele concluzii:

a) în cazul unui necesar anual de energie electrică impus ( $E^e = 10 \text{ MWh/an}$ ), din Fig. se pot determina puterea instalată ( $P = 12 \text{ kWp}$ ) a sistemului fotovoltaic, costurile investiției ( $I = 36.000 \text{ €}$ ) pentru acest sistem și durata de amortizare ( $A$ ) a investiției în funcție de costurile de procurare și amenajare a terenului, plecând de la o valoare ( $A = 12 \text{ ani}$ ) corespunzătoare situației în care acestea sunt nule, de exemplu în cazul amplasării sistemului fotovoltaic pe terasa unei clădiri existente; cele 6 șiruri trebuie dispuse la o distanță  $d = 5 \text{ m}$  între ele determinată pe baza lățimii unui șir  $c = 1 \text{ m}$  și a raportul optim

$d/c=5$ ; având în vedere că forma suprafeței disponibile nu permite instalarea a 6 șiruri întregi (Fig. 4.37), se vor instala 4 șiruri (1) cu lungimea de 17m și 2 șiruri (2) cu lungimea de 8,5 m, toate cu axa de rotație orizontală dispusă pe direcția N-S.

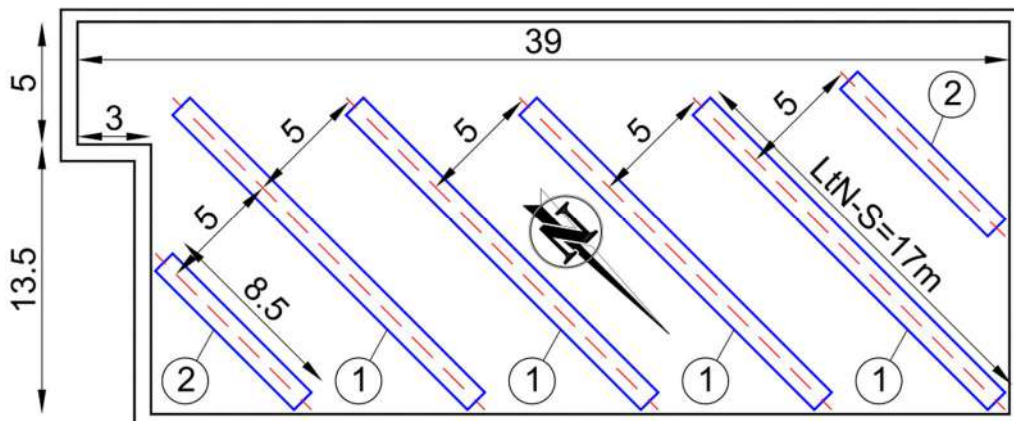


Fig. 4.37 Propunere de amplasare a șirurilor fotovoltaice cu orientare monoaxială diurnă pe terasa corpului G.

b) pentru o suprafață dată de teren, valorile maxime ale puterii instalate, energiei electrice produse anual dar și ale investiției în sistemul fotovoltaic, se obțin la dispunerea orizontală a șirurilor fotovoltaice ( $d/c=1$ ); în aceste condiții însă, durata de amortizare a investiției depășește valoarea limită de 15 ani;

c) în cazul impunerii unei valori maxime a investiției ( $I$ ), se poate decela valoarea optimă a raportului  $d/c$ , în cazul suprafeței de teren date, în funcție de care se obține puterea instalată ( $P$ ) a sistemului fotovoltaic, cantitatea anuală de energie electrică ( $E^e$ ) obținută și durata de amortizare ( $A$ ) a investiției;

d) în ceea ce privește costurile cu procurarea și amenajarea terenului necesar instalării sistemului fotovoltaic, în cazul analizat, pentru valori de până la 20 €/m<sup>2</sup> perioada de amortizare se încadrează în limita de 15 ani în anumite condiții de amplasare a șirurilor fotovoltaice; pentru valori, ale acestor costuri, superioare limitei de 20 €/m<sup>2</sup> durata de amortizare depășește limita de 15 ani;

e) zona hașurată din partea superioară a figurii 4.36 pune în evidență faptul că sistemul actual de promovare a producerii de energie electrică din surse regenerabile de energie [Guvernul României, 2011] bonifică energia astfel produsă cu Certificate Verzi pentru o perioadă de doar 15 ani de la punerea în funcțiune a investiției. Peste această limită, nu se mai pot lua în calcul veniturile obținute prin vânzarea Certificatelor Verzi, fapt care generează o creștere accentuată a duratei de amortizare din cauza ponderii mari a valorii acestora (240 €/Mwh) în veniturile estimate.

### 4.2.3 Sisteme cu orientare biaxială

Pentru a evalua limita superioară a eficienței anuale de captare a energiei solare în cazul sistemelor fotovoltaice cu șiruri orientate, în acest subcapitol se propune un model matematic pentru modelarea răspunsului energetic al sistemelor fotovoltaice formate din șiruri cu orientare biaxială. Se utilizează *sistemul unghiular pseudo-ecuatorial* ale cărui unghiuri caracteristice ( $\gamma^*$ ,  $\beta^*$ ) sunt prezentate în figura 4.38 pentru un sistem de orientare biaxial. Pe baza modelului matematic propus se realizează simulări numerice și sunt prezentate grafic rezultatele obținute.

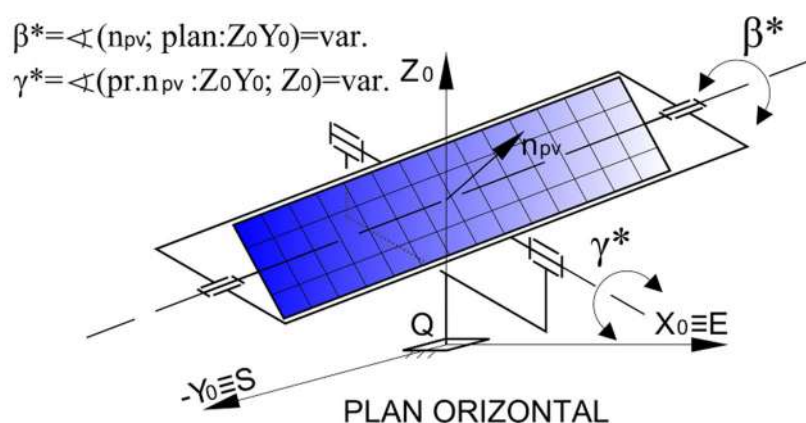


Fig. 4.38 Unghiurile pseudo-ecuatoriale (*unghiul elevației*  $\gamma^*$  și *unghiul diurn*  $\beta^*$ ) ale șirului fotovoltaic cu orientare biaxială.

Modelul matematic propus constă în suprapunerea peste mișcarea de orientare diurnă (cu axă de rotație pe direcția Nord-Sud) a modificării sezoniere a elevației șirurilor fotovoltaice (cu axă de rotație pe direcția Est-Vest) în vederea obținerii unei eficiențe anuale de captare a energiei solare îmbunătățite. Simulări numerice sunt realizate în acest sens pentru 1, 2, 4, 6, 8, 10 și 12 sezoane de modificare a elevației ( $\gamma^*$ ), respectiv pentru durate cuprinse între 1 minut și 60 de minute ale pașilor de modificare a unghiului *diurn* ( $\beta^*$ ). Rezultatele simulărilor sunt sintetizate grafic în figura 4.39. Ca și în cazul orientării monoaxiale, rezultă oportunitatea împărțirii anului în cel puțin două sezoane, dar nu mai mult de patru sezoane de modificare a *elevației* ( $\gamma^*$ ), și a utilizării unui pas diurn de 1h. În aceste condiții, eficiența anuală de captare a energiei solare atinge pentru două sezoane valoarea de 97 % respectiv pentru patru sezoane valoarea de 97,50% în condițiile în care cursa diurnă ( $\Delta\beta^*$ ) luată în calcul este de 120°.

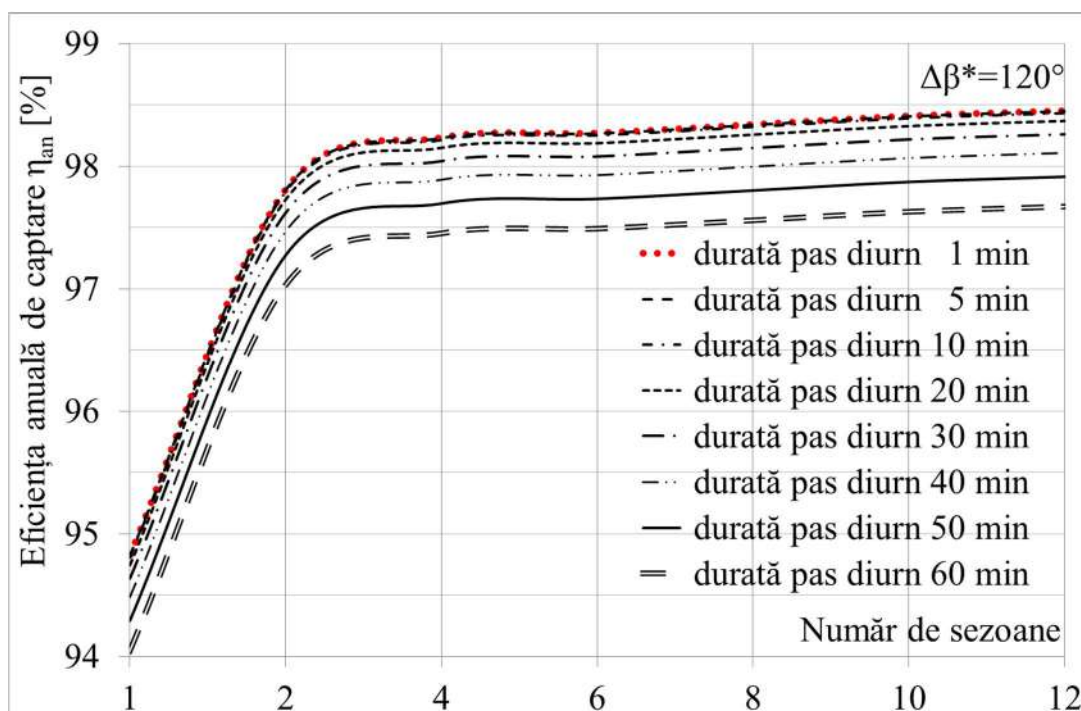


Fig. 4.39 Familii de curbe de variație a eficienței anuale de captare a unui sistem biaxial de orientare, în funcție de numărul de sezoane de modificare a elevației ( $\gamma^*$ ), pentru valori discrete ale duratei pasului diurn.

Plecând de la eficiența de captare de 67,75% a unui sistem fotovoltaic cu șiruri fixe, având *elevația optimă* a șirurilor de  $36^\circ$ , prin modelări matematice și simulări numerice ale răspunsului energetic al sistemelor fotovoltaice cu șiruri orientate, mono și biaxial, au rezultat valorile maxime ale eficienței de orientare sintetizate în cele care urmează:

A. în cazul unui singur șir (forma terenului cea mai favorabilă,  $q = q_{max}$ )

- 72% în cazul modificării sezoniere (4 ... 12 sezoane) a *elevației* ( $\gamma^*$ ) a șirurilor fotovoltaice cu menținerea constantă a *unghiului diurn*  $\beta^* = 0^\circ$ ;
- 82% în cazul modificării zilnice a programului de orientare pentru *unghiul diurn* ( $\beta^*$ ) al șirurilor fotovoltaice, cu o *cursă unghiulară*  $\Delta\beta^* = 120^\circ$  și *durata pasului* de 1 oră, cu menținerea constantă a *elevației*  $\gamma^* = 0^\circ$  pe toată durata anului;
- 94% în cazul modificării zilnice a programului de orientare pentru *unghiul diurn* ( $\beta^*$ ) al șirurilor fotovoltaice, cu o *cursă unghiulară*  $\Delta\beta^* = 120^\circ$  și *durata pasului* de 1 oră, cu menținerea elevației constantă  $\gamma^* = 37,5^\circ$  pe toată durata anului;
- 97,5% în cazul unui sistem de orientare biaxială (4 sezoane de modificare a *elevației* ( $\gamma^*$ ) și program de orientare cu pas diurn de 1 oră).

B. în cazul unui număr maxim de șiruri (forma terenului cea mai defavorabilă,  $q=q_{min}$ )

- 75% în cazul modificării zilnice (365 de sezoane) a programului de orientare diurn, cu o cursă  $\Delta\epsilon^* = 130^\circ$  și durata pasului de 1 oră, cu menținerea constantă a elevației  $\gamma^*=0^\circ$  pe toată durata anului, pentru un raport  $d/c > 15$ ;
- 78% în cazul modificării zilnice (365 de sezoane) a programului de orientare diurn, cu o cursă  $\Delta\epsilon^* = 130^\circ$  și durata pasului de 1 oră, cu menținerea constantă a elevației  $\gamma^*=0^\circ$  pe toată durata anului, pentru un raport  $d/c > 10$  prin corectarea programului de orientare dimineața și seara astfel încât în aceste perioade umbrirea reciprocă dintre șiruri să fie evitată;
- 78% în cazul modificării sezoniere (26 de sezoane) a programului de orientare diurn corectat, cu o cursă  $\Delta\epsilon^* = 130^\circ$  și durata pasului de 1 oră, cu menținerea elevației constantă  $\gamma^*=0^\circ$  pe toată durata anului, pentru un raport  $d/c > 10$ .

Prin coroborarea aspectelor legate de condițiile în care pot fi obținute eficiențele de captare mai sus sistematizate, soluția optimă decelată pentru o suprafață dată de teren este definită prin: distanța relativă dintre șiruri  $d/c = 5$ ; sistem monoaxial de orientare diurnă (axă diurnă orizontală, dispusă pe direcția N-S); program de orientare corectat diurn  $\epsilon^*_c = \epsilon^*_c(\text{timp})$  cu durata pasului de 1 oră; cursă diurnă  $\Delta\epsilon^* = 130^\circ$ . În aceste condiții, eficiența anuală de captare estimată prin simulări numerice este de 78%. Valori mai ridicate ale eficienței de captare pot fi obținute prin modificarea, sezonieră, a elevației șirurilor fotovoltaice însă complexitatea ridicată a structurii și diminuarea suprafeței fotovoltaice instalabile atenuează câștigul de eficiență; astfel, soluțiile de amplasare cu elevație nenulă sau chiar reglabilă sezonier nu se justifică.

În urma validării experimentale a modelelor matematice dezvoltate, s-a trecut la realizarea unui studiu tehnico-economic pentru evaluarea multicriterială [Diaconescu et al, 2010] a variantelor conceptuale obținute. În urma acestei evaluări s-a obținut soluția conceptuală, ilustrată în figura 4.40, privind dispunerea șirurilor fotovoltaice din sistemul pilot propus pentru asigurarea independenței energetice a Căsuței Solare: sistem de șiruri fotovoltaice cu orientare monoaxială diurnă de tip pseudo-azimutal (cu axe de rotație orizontale, dispuse pe direcția Nord-Sud). Ținând seama de particularitățile terenului, sistemul conține două șiruri (1 și 6) cu lungimea de 8,5 m și patru șiruri (2 ... 5) cu lungimea de 17 m. Șirurile au lățimea  $c = 1\text{ m}$  (egală cu lățimea unui modul fotovoltaic, pentru minimizarea înălțimii sistemului și încadrarea armonioasă în mediul construit). Șirurile scurte conțin câte 5 module fotovoltaice iar cele lungi câte 10. Distanța dintre două șiruri adiacente este de 5 m ( $d/c=5$  și lățimea  $c = 1\text{ m}$ ), iar cursa unghiulară diurnă a șirurilor fotovoltaice este de  $130^\circ$ .



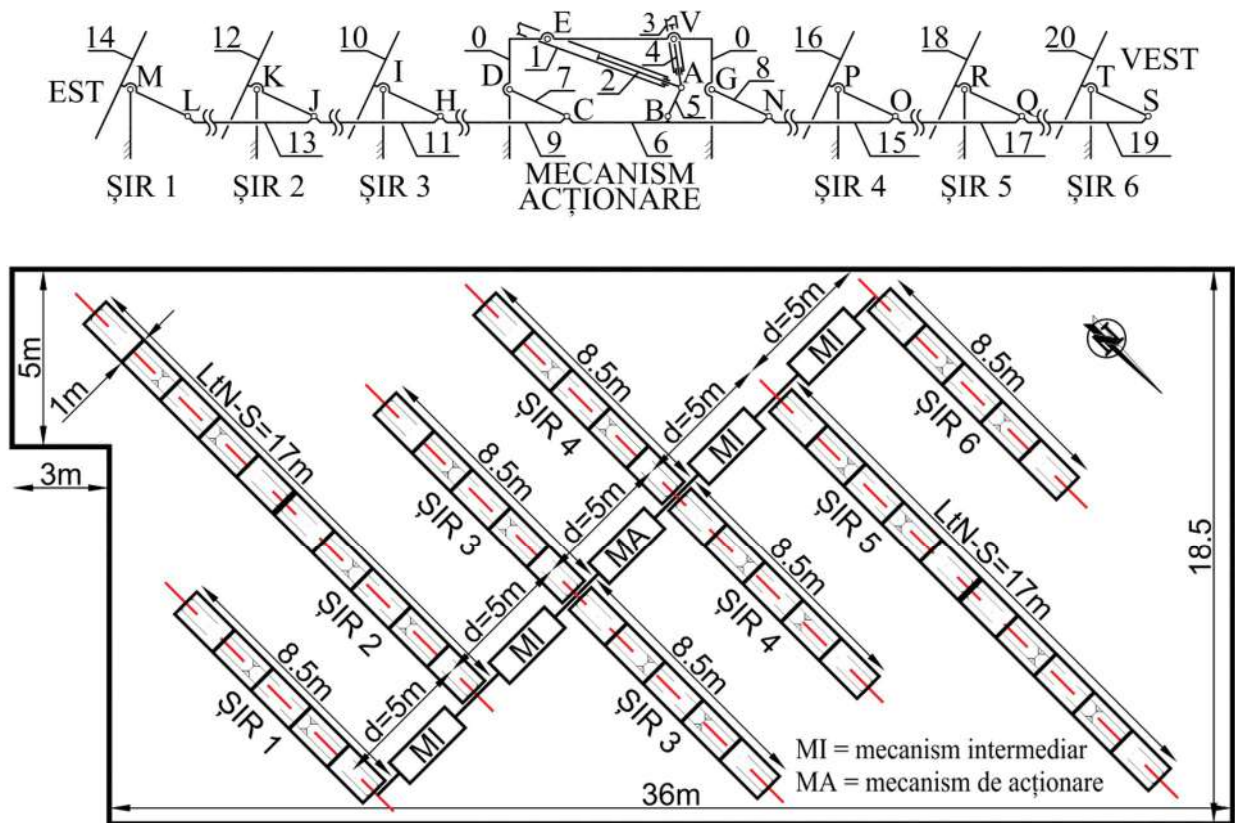


Fig. 4.40 Soluția conceptuală a sistemului fotovoltaic pilot de pe terasa corpului G

Pe baza soluției conceptuale a sistemului pilot format din șiruri fotovoltaice (destinat asigurării independenței energetice a Căsuței Solare) s-a trecut la definitivarea soluției conceptuale a mecanismului pentru orientarea șirurilor. Prin aplicarea algoritmului de design conceptual [Visa et al, 2004], în condițiile extinderii inovative a soluțiilor existente utilizate și/sau brevetate, s-a obținut soluția conceptuală a unui moto-mecanism central (Fig. 4.41), dispus între șirurile 3 și 4, format din două actuatori liniari (1-2 și 3-4) dispuse în paralel care, prin intermediul unei bielete (5), antrenează biețele (6, 9, 11, 13, 15, 17 și 21) ale unor mecanisme paralelogram înseriate, destinate orientării diurne a șirurilor fotovoltaice.

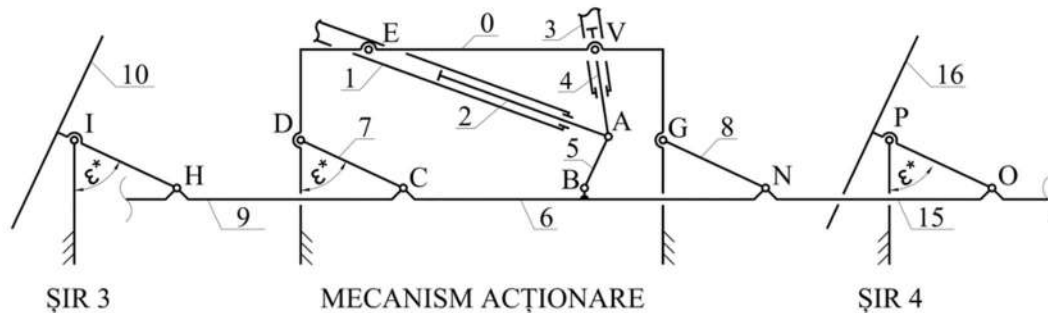


Fig. 4.41 Schema structurală a mecanismului bimobil pentru orientare diurnă a șirurilor.



Sinteza dimensională a noului mecanism de orientare bimobil, cu două actuatore liniare în paralel, s-a bazat pe necesitatea îndeplinirii următoarelor cerințe principale:

- preluarea încărcărilor statice și dinamice pentru viteze ale vântului de până la maxim 30 m/s și o arie a șirurilor fotovoltaice de 85 m<sup>2</sup>;
- realizarea programului de orientare diurnă în pași, cu durata de 1h;
- realizarea unei curse diurne  $\Delta \varepsilon^* = 130^\circ$ , cu evitarea umbririi reciproce a șirurilor.

Mecanismul de orientare bimobil propus, a cărui schemă structurală este ilustrată în figura 4.41, formează obiectul a două brevete de invenție eliberate de OSIM [Visa et al, 2016d; Visa et al, 2020b].

Particularitatea mecanismului constă în utilizarea a două actuatore electrice liniare (1-2 și 3-4) pentru asigurarea celor două cerințe principale: *realizarea orientării pe o cursă diurnă  $\Delta \varepsilon^* = 130^\circ$  și învingerea unor forțe mari*, cauzate de acțiunea vântului pe suprafața mare a șirurilor fotovoltaice, cu precădere la capetele de cursă. Mișcarea rezultantă a actuatorelor este transmisă șirurilor, prin intermediul unei bielete (5), care elimină riscul blocării actuatorelor, și a unor mecanisme înseriate de tip paralelogram (alcătuite din bieletele 6, 9, 11, 13, 15, 17 și 21, balansierele mecanismului de acționare 7, 8 și cele aferente șirurilor 10, 12, 14, 16, 18 și 20).

În figura 4.42 este prezentată schema mecanismului bimobil propus, cu mărimile geometrice care intervin în funcțiile de mișcare ale acestuia. Funcționarea ideală a mecanismului se obține dacă bieleta (5) este perpendiculară pe balansierele (7 și 8), adică dacă unghiul de presiune dintre bieleta (5) și biela (6) este nul și, implicit, dacă unghiul de transmitere corespunzător este drept ( $\theta = 90^\circ$ ); conform figurii 4.42, această condiție este echivalentă cu egalitatea:  $\varepsilon^* = \alpha_e$ .

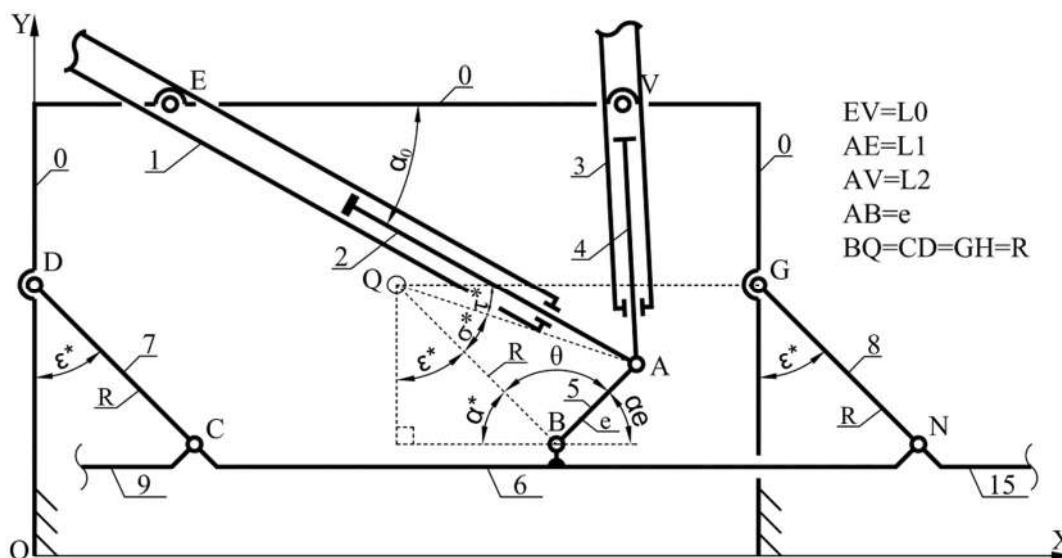


Fig. 4.42 Schema mecanismului de acționare cu principalele mărimi geometrice aferente.

În continuare, pe baza figurii 4.42, se stabilesc funcțiile de mișcare ale mecanismului, care intervin în:

a) sinteza programelor de comandă ale actuatorilor:  $L_1, L_2 = L_j(\varepsilon^*, \theta=90^\circ)$  în care mărimile  $\varepsilon^*$  și  $\theta$  sunt considerate independente, și

b) răspunsul mecanismului la diverse combinații de mișcări ale actuatorilor:  $\theta = \theta(L_1, L_2)$ ,  $\varepsilon^* = \varepsilon^*(L_1, L_2)$ , în care lungimile  $L_1, L_2$  sunt mărimi independente.

În prima etapă se determină legile de variație a lungimilor celor două actuatore ( $L_1, L_2$ ) în funcție de mărimile constante  $AB=e$ ,  $QB=R$ ,  $E(X_E, Y_E)$ ,  $V(X_V, Y_V)$  și  $Q(X_Q, Y_Q)$  și de parametrii impuși  $\varepsilon^* = \varepsilon^*(timp)$ ,  $\theta = 90^\circ$ . În acest scop, în sistemul de coordonate XOY din figura 4.42, se determină succesiv următoarele mărimi:

- coordonatele articulației B, dintre bieleta (5) și biela (6):

$$X_B = X_Q + R \cdot \sin \varepsilon^* \quad Y_B = Y_Q - R \cdot \cos \varepsilon^* \quad (4.30)$$

- coordonatele articulației A, dintre bieleta (5) și actuatorile (1-2 și 3-4):

$$X_A = X_B + e \cdot \sin \alpha_e \quad Y_A = Y_B + e \cdot \cos \alpha_e \quad (4.31)$$

- unghiul dintre bieleta (5) și biela (6):

$$\alpha_e = 90 + \varepsilon^* - \theta = \varepsilon^* \quad (4.32)$$

- lungimile celor două actuatore (1-2 și 3-4):

$$L_1 = \sqrt{(X_A - X_E)^2 + (Y_A - Y_E)^2} \quad L_2 = \sqrt{(X_A - X_V)^2 + (Y_A - Y_V)^2} \quad (4.33)$$

În figura 4.43 sunt prezentate curbele de variație ale lungimilor actuatorilor ( $L_1, L_2$ ) trasate în funcție de unghiul diurn  $\varepsilon^*$ , în premisa variației continue a acestuia (nu în pași); de asemenea sunt marcate limitele constructive ( $L_{min}, L_{max}$ ) ale lungimilor actuatorilor.

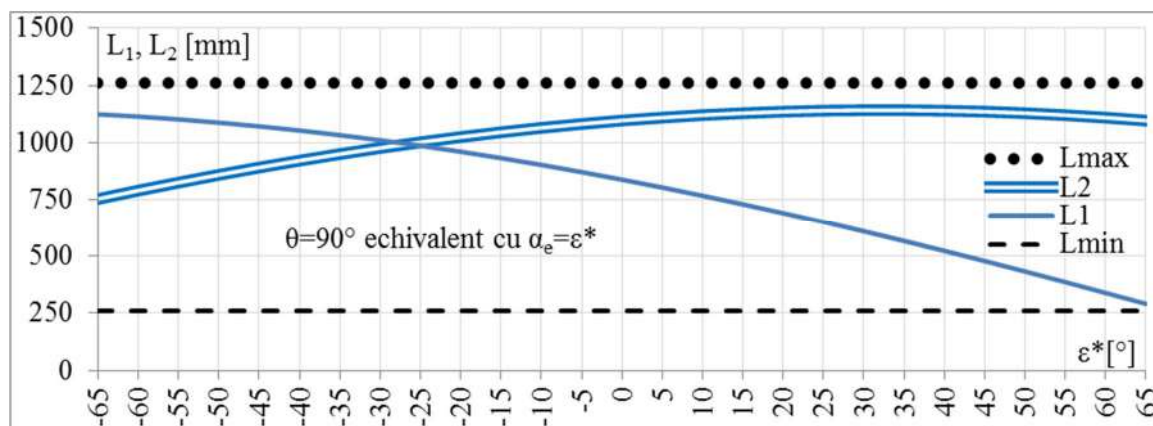
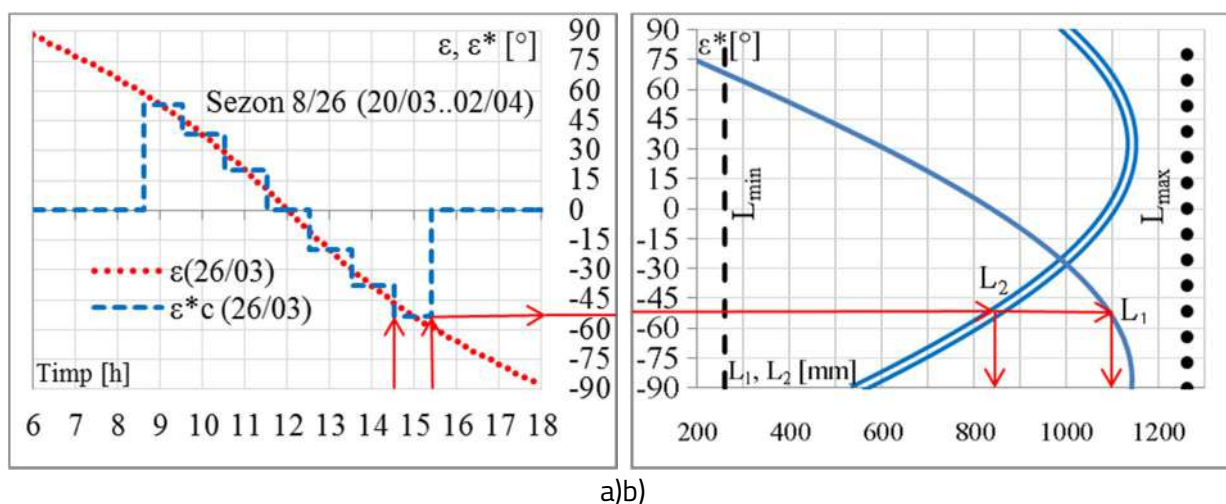


Fig. 4.43 Legile de mișcare  $L_1, L_2 = L_j(\varepsilon^*, \theta=90^\circ)$ .

În fiecare din cele 26 de sezoane se utilizează câte un program distinct de orientare pentru mecanismul de acționare. Pentru ca orientarea discretă a șirurilor să urmărească cât mai fidel variația continuă a unghiului solar diurn ( $\varepsilon$ ), calculat pentru ziua centrală a sezonului, se utilizează un program în pași,  $\varepsilon^* = \varepsilon^*(\text{timp})$ , cu durata pasului de o oră (Fig. 4.44a). Corespunzător unghiului diurn ( $\varepsilon^*$ ), care se dorește să fie realizat într-un anumit moment (conform liniei întrerupte în trepte din figura 4.44a), se extrag din figura 4.44b valorile corespunzătoare ale lungimilor pe care trebuie să le aibă cele două actuatoare ( $L_1, L_2$ ), în momentul considerat; pentru exemplificare, în figurile 4.44a și 4.44b, sunt evidențiate lungimile pe care trebuie să le aibă cele două actuatoare de la ora 14:30 pînă la ora 15:30, iar în figura 4.45 sunt reprezentate grafic variațiile mărimilor  $\varepsilon, \varepsilon^*, L_1$ , și  $L_2$ , în ziua centrală a sezonului 8/26, în funcție de timpul solar.



a)b)

Fig. 4.44 Stabilirea legilor de mișcare ale actualelor, în funcție de timpul solar, pe baza funcțiilor: a)  $\varepsilon = \varepsilon(\text{timp}), \varepsilon^* = \varepsilon^*(\text{timp})$  și b)  $L_1, L_2 = L_i(\varepsilon^*, \theta = 90^\circ)$ .

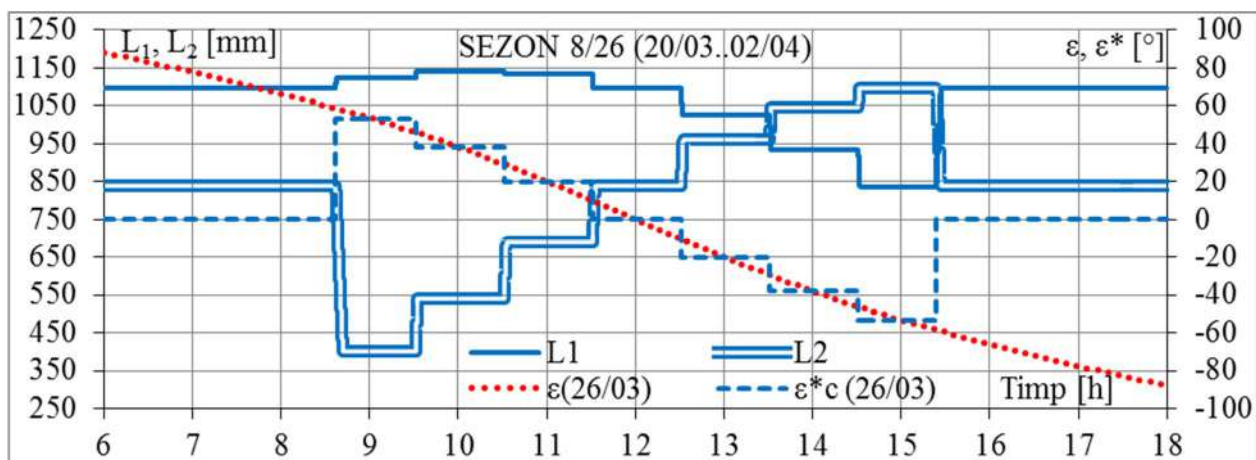
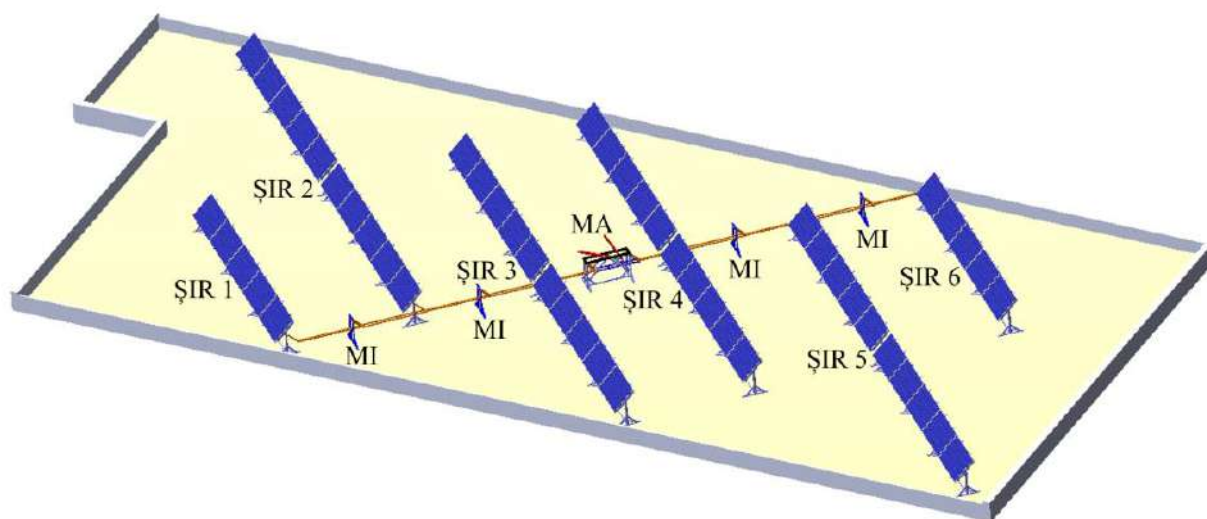
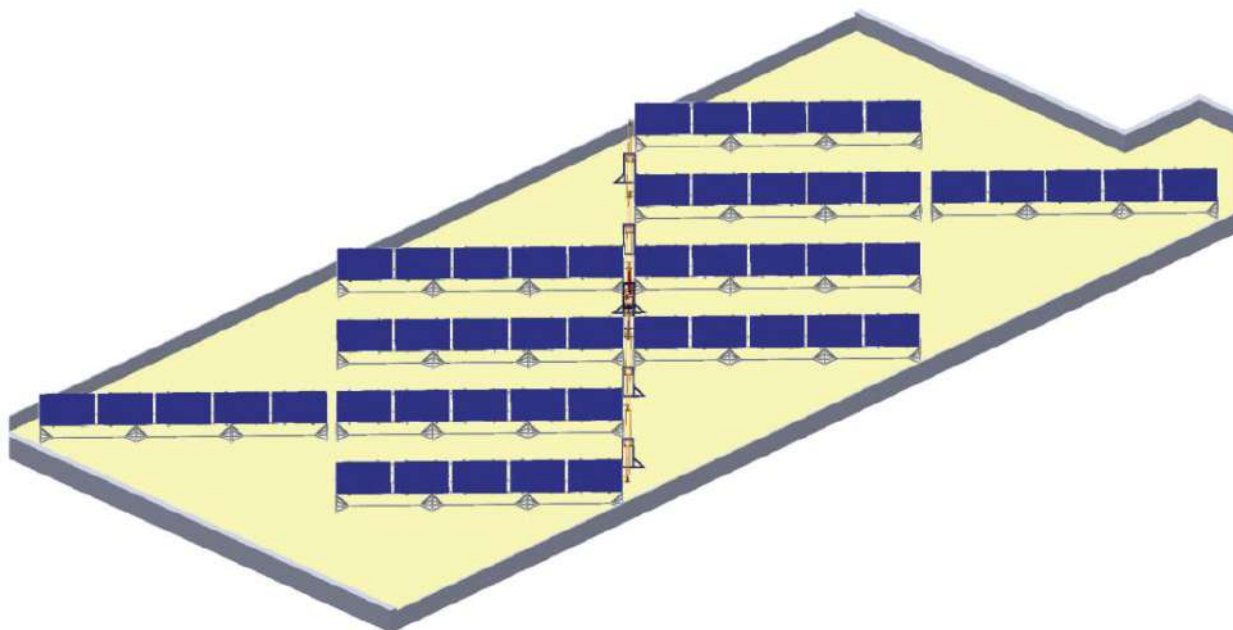


Fig. 4.45 Variații ale unghiului diurn solar ( $\varepsilon$ ), unghiului diurn al șirurilor fotovoltaice ( $\varepsilon^*$ ), și ale lungimilor actualelor ( $L_1$  și  $L_2$ ), în funcție de timpul solar, în ziua 26/03.

După definitivarea soluției conceptuale cantitative a sistemului pilot alcătuit din șiruri fotovoltaice cu orientare monoaxială diurnă, de tip pseudo-azimutal, s-a trecut la modelarea virtuală, în 3D, cu ajutorul programului de proiectare SolidWorks; a fost utilizat acest program datorită flexibilității în definirea și validarea rapidă a geometriei, a modalității de asamblare și a funcționalității sistemului, permițând eliminarea erorilor de proiectare, optimizarea și micșorarea costurilor prin simulare virtuală și generarea automată a desenelor de execuție ale tuturor componentelor ansamblului. Modelul virtual 3D al sistemului pilot este prezentat în imaginile de ansamblu ale terasei corpului G pe care se propune amplasarea acestuia, în figurile 4.46 a și 4.46b.



a)



b)

Fig. 4.46 Vedere izometrică din Nord (a) și din Vest (b) a sistemului pilot de șiruri fotovoltaice.

Au fost modelate virtual toate elementele componente ale sistemului-pilot. Principalele subansamble ale acestuia, prezentate în figurile următoare, sunt: mecanismul de acționare (Fig. 4.47), mecanismele intermediare de tip paralelogram (Fig. 4.48), destinate transmiterii mișcării de la un șir fotovoltaic la următorul și șirurile fotovoltaice, realizate modular pentru câte 5 module fotovoltaice, (Fig. 4.49). Au fost utilizate elemente standardizate atât pentru structurile metalice (țeavă rectangulară și pătrată zincată termic, profile laminate etc.) cât și pentru organele de mașini (rulmenți, lagăre, elemente de asamblare etc.).

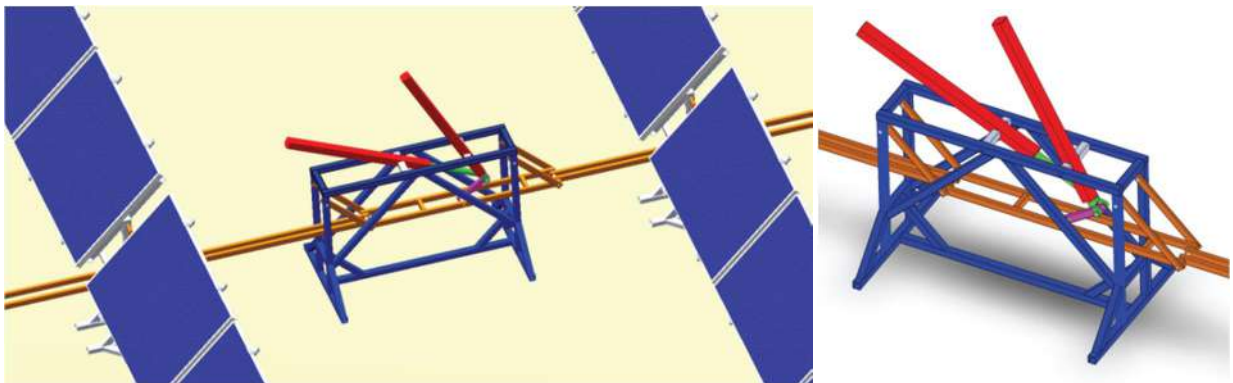


Fig. 4.47 Detaliu de dispunere a mecanismului de acționare și vedere de ansamblu a acestuia.

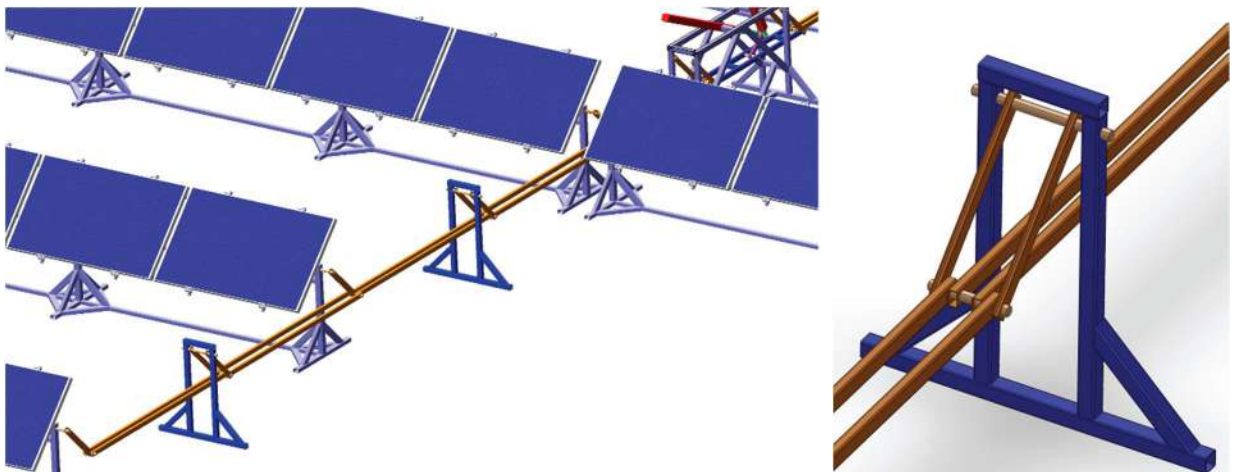


Fig. 4.48 Detaliu de dispunere a mecanismului intermediar și vedere de ansamblu a acestuia.



Fig. 4.49 Vedere de ansamblu a structurii metalice a unui șir cu 5 module fotovoltaice.



În anul susținerii tezei de doctorat (2012), a fost luată decizia de implementare a unui sistem fotovoltaic similar pe terasa laboratorului L11 din cadrul Institutului de Cercetare Dezvoltare al Universității Transilvania din Brașov. Sistemul fotovoltaic proiectat pentru corpul G de pe Colina Universității Transilvania din Brașov a fost adaptat pentru terasa laboratorului L11 care este de formă dreptunghiulară, are dimensiunile în plan de 30x15m și are latura lungă orientată pe direcția Est-Vest (Fig. 4.50). Sistemul este alcătuit din 8 șiruri a câte 6 module fotovoltaice fiecare. Șirurile de module fotovoltaice sunt amplasate paralel cu latura de Est a terasei, câte 4 de o parte și de alta a mecanismului central de acționare. Distanța dintre șirurile de module fotovoltaice este de câte 4m. Pe cele 4 șiruri din jumătatea estică a terasei au fost instalate 24 de module fotovoltaice de 250W din siliciu policristalin LDK 250-P, iar pe celelalte 4 șiruri din jumătatea vestică au fost instalate 24 de module fotovoltaice de 250W din siliciu monocristalin HEE215MA68. Cele două tipuri de module fotovoltaice au fost alese astfel încât să aibă parametri funcționali similari (tensiune și curent) iar pentru evitarea apariției unor pierderi de eficiență toate modulele fotovoltaice din siliciu policristalin au fost interconectate în serie și racordate pe una din intrările MPPT ale unui invertor trifazat de 10kW SMA Sunny Tripower 10000TL, iar cele din siliciu monocristalin au fost interconectate tot în serie și racordate pe cealaltă intrare MPPT a aceluiași invertor. Invertorul a fost ales cu o putere totală (10 kW) mai mică decât puterea instalată a tuturor modulelor fotovoltaice (12 kW) datorită amplasării acestora pe un sistem de orientare în jurul unei axe orizontale de rotație care nu va duce la atingerea acestei puteri maxime.

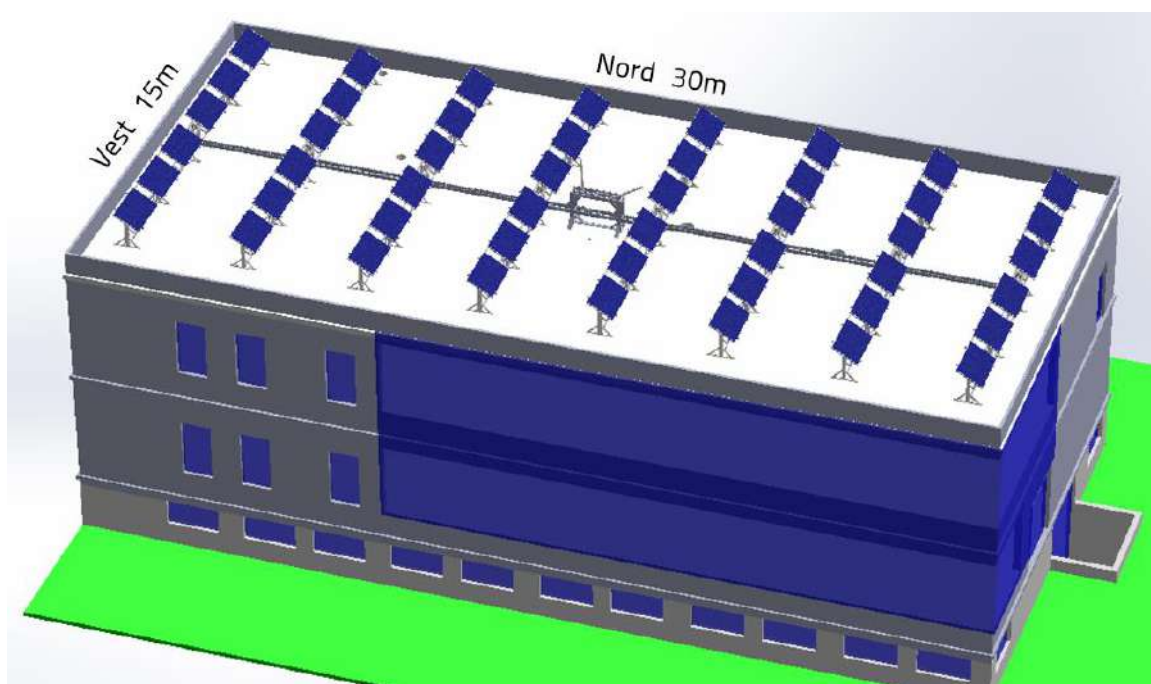


Fig. 4.50 Propunere de amplasare a sistemului fotovoltaic pe trasa laboratorului L11 din Institutul de Cercetare Dezvoltare al Universității Transilvania din Brașov.



În urma aprobării propunerii de amplasare a sistemului fotovoltaic pe terasa laboratorului L11 din Institutul de Cercetare Dezvoltare al Universității Transilvania din Brașov am realizat proiectul tehnic la nivel de detalii tehnice de execuție, am întocmit caietele de sarcini pentru achiziție și am supravegheat implementarea sistemului fotovoltaic începând de la aducerea componentelor la fața locului (Fig. 4.51a), ridicarea lor pe terasă (Fig. 4.51b), montarea structurii metalice a sistemului de orientare (Fig. 4.51c), montajul mecanismului central (Fig. 4.51d), montajul modulelor fotovoltaice (Fig. 4.51e) și al invertorului (Fig. 4.51f) până la punerea în funcțiune a sistemului.



a)



b)



c)



d)



e)



f)

Fig. 4.51 Implementarea sistemului fotovoltaic pe terasa laboratorului L11: a) aprovizionarea componentelor pe șantier, b) ridicarea componentelor pe terasă, c) montajul structurii metalice, d) montajul mecanismului central, e) montajul modulelor fotovoltaice și f) montajul invertorului.

Următoarea provocare a fost de optimizare a modului de acționare al actuatorilor liniare deoarece viteza de funcționare a acestora este aproximativ egală și constantă (1,5 mm/s) iar cursele pe care cele două actuatore trebuie să le realizeze sunt diferite (Fig. 4.45) rezultând durate diferite de funcționare ale acestora, inducând abateri de la condiția ideală impusă unghiului de transmitere  $\theta = 90^\circ$ . O funcționare corectă a mecanismului se poate realiza fără riscuri doar dacă abaterile unghiului de transmitere  $\theta$  nu sunt mai mari de  $20 \dots 30^\circ$  față de valoarea ideală ( $90^\circ$ ).

În lucrarea [Moldovan et al, 2015] publicată în Proceedings of the 14th IFToMM World Congress, Taipei, Taiwan ([indexat Scopus](#)), este prezentat modul de modelare prin metoda multicorp a mecanismului central al sistemului de orientare (Fig. 4.52) pe baza căruia se definesc legile de poziție ale mecanismului de orientare  $\varphi_4 = \varphi_5 = \varepsilon^* = f(L_1; L_2)$ .

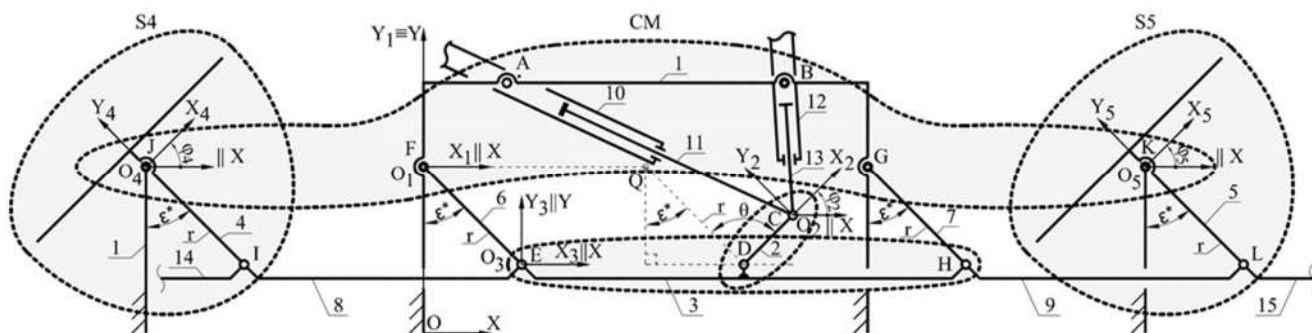


Fig. 4.52 Modelul multicorp al mecanismului central de acționare a sistemului de orientare [Moldovan et al, 2015]

Valorile pozițiilor unghiulare ale corpurilor de ieșire S4 și S5 sunt prezentate în figura 4.53, în funcție de lungimile celor două actuatore liniare. Au fost luate în considerare valori discrete între 0 mm și 1200 mm cu un increment de 50 mm pentru lungimile ambelor actuatore. Celulele marcate cu „x” reprezintă combinații ale lungimilor actuatorilor liniare care nu au o soluție geometrică viabilă (mecanismul nu există). Prin urmare, dacă mecanismul de urmărire solară trebuie să facă o cursă unghiulară mare, lungimile actuatorilor liniare trebuie să fie bine controlate pentru a evita aceste zone. De exemplu, seara, după apus, mecanismul de orientare trebuie să revină din poziția de Vest ( $\varepsilon^* = -70^\circ$ ) în poziția de Est ( $\varepsilon^* = +70^\circ$ ). Pentru a face acest lucru, lungimile actuatorilor liniare trebuie modificate în mod corespunzător, evitând combinațiile situate de-a lungul săgeții roșii din figura 4.53. Pentru a identifica drumul optim pentru cursele unghiulare mari, trebuie respectată condiția ca unghiul de presiune dintre corpurile de intrare și de ieșire ale mecanismului de orientare trebuie să fie cât mai mic. Valorile unghiului de presiune  $\beta$  calculate în funcție de lungimile celor două actuatore liniare sunt prezentate în figura 4.60, unde valorile convenabile ( $< 10^\circ$ ) sunt evidențiate cu verde și cele care trebuie evitate ( $> 60^\circ$ ) cu roșu. Pentru a corela pozițiile unghiulare ale corpurilor de ieșire din figura 4.53 cu valorile

		$L_2$																								
		0	50	100	150	200	250	300	350	400	450	500	550	600	650	700	750	800	850	900	950	1000	1050	1100	1150	1200
$L_1$		$\phi_1 = \phi_2$																								
1200	x	x	x	x	x	87	77	84	85	87	88	89	84	78	73	67	60	54	48	41	34	26	16	x	x	
1150	x	x	x	86	85	76	69	82	85	86	86	86	84	78	72	66	60	53	47	40	33	26	18	8	x	
1100	x	x	87	85	77	70	64	83	84	86	88	90	84	77	71	65	58	52	45	39	32	25	17	9	-2	
1050	x	88	86	80	73	67	61	82	84	86	88	89	82	75	69	62	56	50	43	36	29	22	15	7	-2	
1000	88	90	84	79	73	67	61	84	86	89	87	80	73	66	59	52	46	39	33	26	19	12	5	-3		
950	x	88	87	81	75	69	62	82	84	87	90	83	76	68	61	54	48	41	35	28	22	16	9	2	-6	
900	x	x	87	86	80	73	67	82	85	88	87	78	69	62	55	48	42	36	30	24	18	12	5	-2	-9	
850	x	x	x	86	88	82	76	70	86	89	76	65	58	52	46	40	35	29	24	18	13	7	1	-6	-13	
800	x	x	x	x	85	89	89	88	x	x	x	x	x	x	31	29	26	22	17	12	7	2	-4	-11	-18	
750	x	x	x	x	x	83	85	x	x	x	x	x	x	x	x	11	14	12	9	5	1	-4	-8	-15	-22	
700	x	x	x	x	x	x	80	x	x	x	x	x	x	x	x	x	-2	1	1	-2	-6	-10	-15	-21	-27	
650	x	x	x	x	x	x	x	77	x	x	x	x	x	x	x	x	x	-11	-9	-10	-13	-16	-21	-26	-33	
600	x	x	x	x	x	x	x	x	74	x	x	x	x	x	x	x	x	-24	-18	-18	-20	-23	-27	-32	-38	
550	x	x	x	x	x	x	x	x	x	69	x	x	x	x	x	x	x	-37	-28	-26	-27	-29	-33	-38	-44	
500	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	65	x	x	x	x	x	x	-48	-37	-34	-34	-36	-39	-44	-50	
450	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	61	x	x	x	x	x	-57	-46	-42	-41	-43	-45	-50	-56	
400	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	57	x	x	x	x	-64	-53	-49	-48	-49	-52	-56	-63	
350	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	53	x	x	x	-78	-63	-61	-56	-54	-55	-58	-65	
300	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	50	22	7	-1	-5	-9	-12	-15	-18	-22	-29	
250	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	46	26	15	8	3	-2	-5	-9	-14	-22	
200	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	43	27	18	12	7	2	-2	-7	x	
150	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	39	26	19	13	9	5	0	x	
100	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	36	25	19	14	12	x	x	
50	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	31	23	20	x	x	x	
0	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	

Fig. 4.53 Valorile poziției unghiulare a corpurilor de ieșire ale mecanismului de orientare în funcție de lungimile  $L_1$  și  $L_2$  ale celor două actuatori [Moldovan et al, 2015]

optime obținute pentru unghiul de presiune din figura 4.54, combinațiile omoloage ale lungimilor actuatorilor liniare au fost evidențiate cu verde în figura 4.53. Astfel, combinațiile de lungimi ale actuatorilor liniare trebuie să urmeze calea verde din figura 4.53 pentru a scădea sarcinile, iar aceasta corespunde cu valorile minime ale unghiului de presiune din figura 4.54 rezultând forțe mai mici în actuatorii liniare și implicit mai puțină energie electrică necesară acționării mecanismului.

		$L_2$																								
		0	50	100	150	200	250	300	350	400	450	500	550	600	650	700	750	800	850	900	950	1000	1050	1100	1150	1200
$L_1$		$\beta$																								
1200	x	x	x	x	x	46	36	29	24	21	18	17	16	16	17	19	21	25	30	36	43	53	70	x	x	
1150	x	x	x	53	30	22	16	11	8	5	3	2	2	3	4	6	9	13	17	23	30	38	49	66	x	
1100	x	x	33	17	10	5	0	3	6	8	10	10	10	9	8	5	2	7	12	19	27	37	49	70	x	
1050	x	19	7	1	5	9	13	16	19	21	22	22	22	21	19	16	12	8	3	3	10	18	27	38	53	
1000	6	0	6	12	17	21	25	28	31	33	33	34	33	31	29	26	22	17	11	5	2	10	19	30	43	
950	x	5	16	22	27	32	36	40	42	44	45	45	44	42	39	35	31	25	19	13	5	3	12	23	36	
900	x	x	14	29	36	42	47	51	54	57	58	58	56	53	49	45	39	33	26	19	11	3	7	17	30	
850	x	x	x	24	41	49	57	63	68	72	75	74	71	66	60	54	48	41	33	25	17	8	2	13	25	
800	x	x	x	x	32	54	65	77	x	x	x	x	x	x	75	65	56	48	39	31	22	12	2	9	21	
750	x	x	x	x	x	40	68	x	x	x	x	x	x	x	x	79	65	54	45	35	26	16	5	6	19	
700	x	x	x	x	x	x	47	x	x	x	x	x	x	x	x	x	75	60	49	39	29	19	8	4	17	
650	x	x	x	x	x	x	x	53	x	x	x	x	x	x	x	x	x	66	53	42	31	21	9	3	16	
600	x	x	x	x	x	x	x	x	58	x	x	x	x	x	x	x	x	71	56	44	33	22	10	2	16	
550	x	x	x	x	x	x	x	x	x	62	x	x	x	x	x	x	x	74	58	45	34	22	10	2	17	
500	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	63	x	x	x	x	x	x	75	58	45	33	22	10	3	18	
450	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	62	x	x	x	x	x	72	57	44	33	21	8	5	21	
400	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	58	x	x	x	x	68	54	42	31	19	6	8	24	
350	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	53	x	x	77	63	51	40	28	16	3	11	29	
300	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	47	68	65	57	47	36	25	13	0	16	36	
250	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	40	54	49	42	32	21	9	5	22	46	
200	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	32	41	36	27	17	5	10	30	x	
150	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	24	29	22	12	1	17	53	x	
100	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	14	16	6	7	33	x	x	
50	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	5	0	19	x	x	x	
0	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	

Fig. 4.54 Variația unghiului de presiune  $\beta$  în funcție de lungimile  $L_1$  și  $L_2$  ale celor două actuatori [Moldovan et al, 2015]



Implementarea programului de orientare a șirurilor de module fotovoltaice a fost realizată prin îndrumarea studentului Erasmus Thomas Cambier la întocmirea lucrării de disertație [Cambiert, 2018] al cărei obiectiv a fost instalarea unui controler programabil LS XGB-DR32H (Fig. 4.55a) pentru comandarea funcționării celor două actuatori liniari ale mecanismului central și de a dezvolta un program de comandă (Fig. 4.55b) care în funcție de dată și oră pornește și oprește cele două actuatori pentru a se obține unghiul diurn la care trebuie poziționate șirurile de module fotovoltaice. Pentru realizarea programului de comandă s-a utilizat limbajul de programare Ladder în aplicația XG5000. Programul de comandă are o parte principală în care sunt integrate funcții de calcul al unghiului diurn necesar a fi realizat în funcție de dată și oră, funcții de transformare a valorilor acestui unghi în valori ale curselor care trebuie realizate de celor două actuatori liniari, funcții de comandă a actuatorilor, funcții de numărare a impulsurilor primite de la encoderele celor două actuatori și de conversie a acestora în unități de lungime și funcții de comparare a curselor necesare a fi realizate de cele două actuatori și cursele efectiv realizate calculate pe baza mărimilor primite de la encoderele actuatorilor. În partea secundară a programului de comandă sunt integrate funcții pentru identificarea capetelor de cursă ale celor două actuatori și de oprire a sistemului în cazul atingerii acestora, funcții de identificare a posibilelor erori de funcționare și funcții de resetare a sistemului de orientare în cazul unei pene de curent. Programul este prevăzut și cu funcția de poziționare a șirurilor fotovoltaice în poziție de protecție (orizontală) atunci când viteza vântului depășește o valoare limită setabilă. Această poziție este utilizată și pe durata nopții sau a zilelor înnorate în care utilizarea sistemului de orientare nu este necesară.

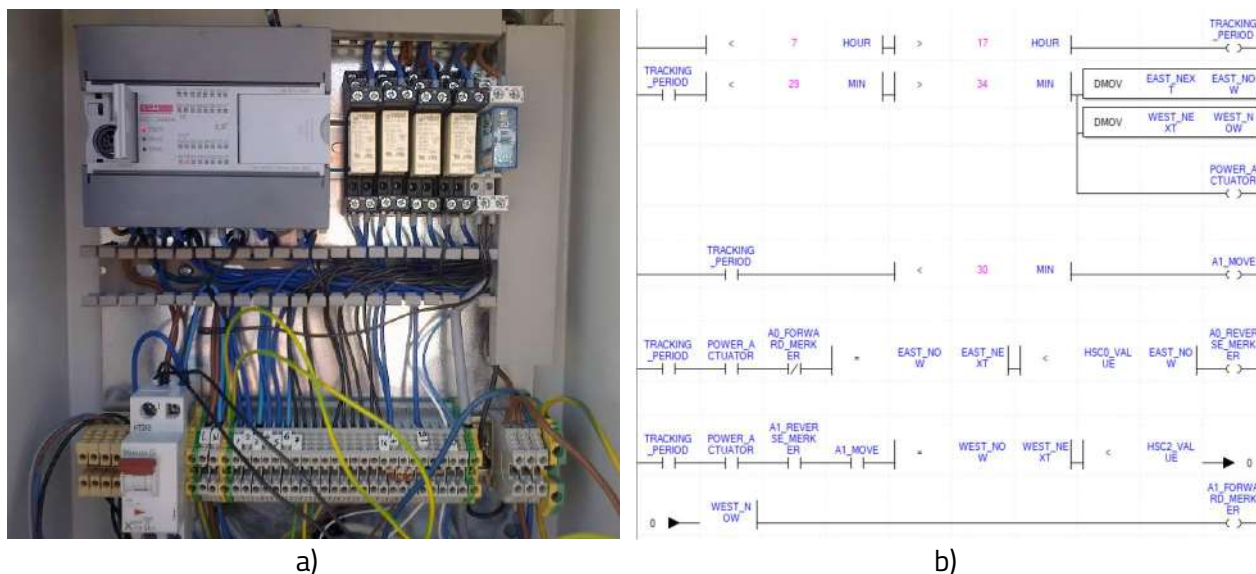


Fig. 4.55 Sistemului de comandă și control a sistemului fotovoltaic de pe terasa laboratorului L11: a) automat programabil LS XGB și b) extras din programul de comandă [Cambiert, 2018]

După punerea în funcțiune a programului de orientare, sistemul fotovoltaic de pe terasa laboratorului L11 din Institutul de Cercetare Dezvoltare al Universității Transilvania din Brașov a intrat într-o perioadă de monitorizare în scopul verificării experimentale a beneficiilor aduse de sistemul de orientare a șirurilor de module fotovoltaice. Metodologia utilizată pentru testarea experimentală și rezultatele obținute în anul 2018 au fost prezentate în articolul [Moldovan and Visa, 2021] publicat într-un volum *Mechanisms and Machine Science* [indexat Scopus](#). În lucrare au fost analizate două perioade din anul 2018: primele șase luni ale acestuia în care sistemul de orientare nu a funcționat, șirurile fotovoltaice fiind menținute în poziție orizontală, și ultimele șase luni ale anului 2018 în care sistemul de orientare a funcționat.

În prima etapă au fost selectate două zile senine cu profile similare ale intensității radiației solare: 02.05.2018 și 06.07.2018 din cele două perioade analizate (Fig. 4.56). În ambele zile analizate intensitatea radiației solare globale (G) depășește ușor 1000 W/m<sup>2</sup> la prânz. Aceasta, precum și numărul similar de ore de lumină, generează valori comparabile pentru energia solară globală disponibilă zilnic, care în 02.05.2018 este de 11,39 kWh/m<sup>2</sup> și 11,31 kWh/m<sup>2</sup> în 06.07.2018. Astfel, zilele selectate au atât un profil al intensității radiației solare, cât și un potențial de energie solară similar. Evaluarea energiei solare globale disponibile a fost extinsă în primele și în ultimele șase luni ale anului 2018, rezultând 862 kWh/m<sup>2</sup> și, respectiv, 871,61 kWh/m<sup>2</sup>. Astfel, cele două perioade ale anului luate în considerare sunt similare în ceea ce privește energia solară disponibilă și acesta este un aspect important pentru variabilitatea sezonieră a energiei solare în climatul temperat continental al locației de implementare.

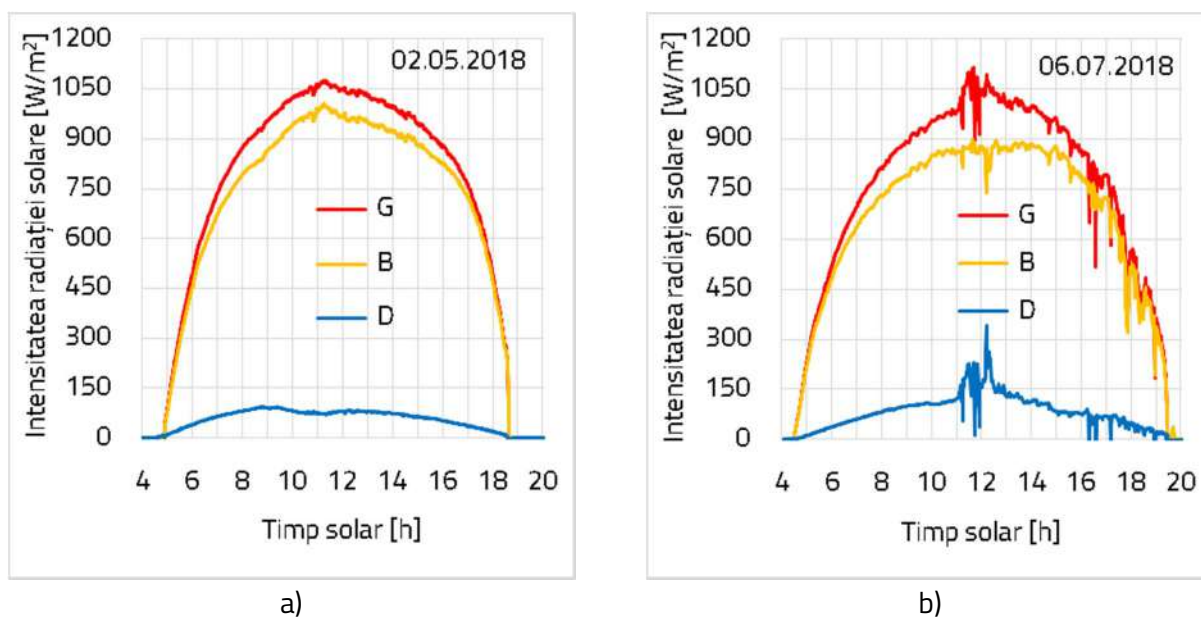


Fig. 4.56 Zilele senine selectate din perioada fără funcționare a sistemului de orientare (a) și cu funcționare a sistemului de orientare (b) [Moldovan and Visa, 2021]

Puterea electrică generată de sistemul fotovoltaic în timpul celor două zile cu cer senin selectate este prezentată în figura 4.57. În 02.05.2018, când instalația fotovoltaică a fost fixată orizontal, a rezultat o putere electrică maximă de 8,23 kW la prânz (datorită atingerii valorii minime a unghiului de incidență în acest moment zilei) și o producția zilnică de energie electrică de 64,02 kWh. Raportând această valoare la energia solară globală disponibilă (11,39 kWh/m<sup>2</sup>) și la suprafața totală a celor 48 de module fotovoltaice (78,96 m<sup>2</sup>), a rezultat o eficiență globală de 7,12%.

Începând cu iulie 2018, a fost implementat un program de orientare a șirurilor de module fotovoltaice prin rotirea automată a acestora la fiecare oră, pentru a reduce unghiul de incidență și pentru a crește producția de energie [Moldovan et al, 2016]. În data de 06.07.2018 s-au înregistrat valori mai mari ale puterii de ieșire înainte și după prânz, cu un maxim de 8,81 kW în jurul orei 13:00, ceea ce a dus la creșterea producției de energie electrică dimineața (18,4 kWh) și după amiază (18,93 kWh), rezultând o producție zilnică de energie electrică de 101,35 kWh. Astfel, luând în considerare suprafața sistemului fotovoltaic (78,96 m<sup>2</sup>) și energia solară globală disponibilă (11,31 kWh/m<sup>2</sup>) se obține o eficiență globală de 11,35%.

Raportând eficiențele globale obținute în cele două zile senine, rezultă un câștig de 59,4% generat de utilizarea sistemului de orientare al șirurilor de module fotovoltaice.

Un alt avantaj al sistemului de urmărire solară este subliniat în figura 4.57: puterea de ieșire a sistemului urmărit este aproape constantă pentru o perioadă mai lungă de timp (aproximativ 8 ore) decât în cazul sistemului fix (aproximativ 2 ore), adică sistemul de orientare este benefic pentru stabilitatea rețelei electrice.

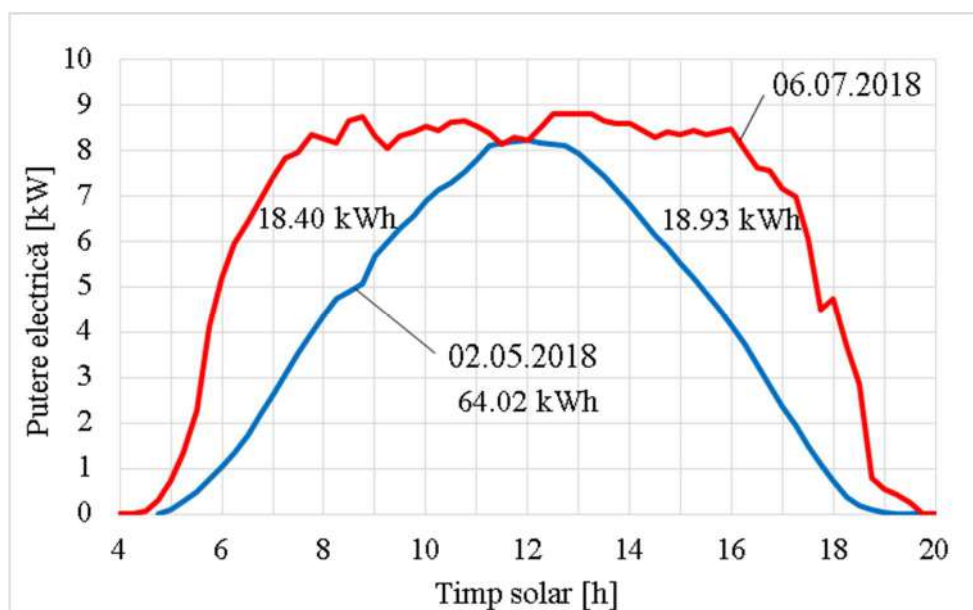


Fig. 4.57 Puterea electrică produsă de sistemul fotovoltaic în 02.05.2018 fără funcționarea sistemului de orientare și în 06.07.2018 cu funcționarea sistemului de orientare [Moldovan and Visa, 2021]



Extinzând procedura pentru primele șase luni ale anului în care sistemul fotovoltaic a fost menținut fix, o eficiență globală de 8,88% a rezultat prin raportarea întregii cantități de energie electrică produsă în perioada ianuarie-iunie 2018 (6046,61 kWh) la energia solară globală disponibilă pentru această perioadă (862 kWh/m<sup>2</sup>) și la întreaga suprafață a sistemului fotovoltaic (78,96 m<sup>2</sup>). În mod similar, în ultimele șase luni din 2018, în care sistemul de orientare a șirurilor de module fotovoltaice a funcționat, eficiența globală a atins valoarea de 11,09%, datorită cantității mai mari de energie electrică produsă (7632,32 kWh) pentru o energie solară disponibilă globală de 971,61 kWh/m<sup>2</sup>.

Raportând valorile eficienței globale sezoniere în cele două perioade analizate (primele șase luni ale anului 2018 fără funcționare a sistemului de orientare și ultimele șase luni ale aceluiași an cu funcționarea sistemului de orientare) rezultă un câștig de 24,9% generat de utilizarea sistemului de orientare al șirurilor de module fotovoltaice. Se evidențiază astfel efectul zilelor cu cer parțial senin și al zilelor cu un potențial de energie solară mai scăzut (luni de tranziție și de iarnă).

Având în vedere necesarul anual de energie electrică al clădirii (16605 kWh/an), se obține o acoperire mai mare pentru ultimele șase luni (92%) decât pentru primele șase luni (73%), justificând astfel implementarea sistemului de orientare în special atunci când spațiul disponibil pentru implementarea sistemului fotovoltaic este limitat pe acoperiș și este vizată obținerea unei cantități mai ridicate de energie electrică din surse regenerabile.

Acest câștig de energie electrică se poate reflecta în avantaje financiare evaluate la 407 euro/an pentru cazul particular al sistemului fotovoltaic analizat având în vedere prețul energiei electrice din România de 134 euro/MWh. Desigur, acest avantaj este redus de costurile sistemului de orientare a șirurilor de module fotovoltaice. Costul principal este reprezentat de costul inițial al sistemului de orientare (circa 2000 euro) urmat de costurile de întreținere evaluate la 20% din costul inițial (circa 400 euro) care raportat la o durată de viață de 20 de ani reprezintă aproximativ 120 euro/an. Mai trebuie adăugate încă 9 euro/an pentru consumul de energie electrică pentru antrenarea actuatorilor liniari (circa 67 kWh/an). Astfel, un câștig financiar net de 278 euro/an rezultă în urma implementării sistemului de orientare a șirurilor de module fotovoltaice fără a lua în considerare creșterea anuală a prețului energiei și reducerea gazelor cu efect de seră care încă nu este bonificată în România.

Rezultatele obținute pentru acest sistem de orientare a șirurilor de module fotovoltaice au fost utilizate în continuare pentru alte tipuri constructive de mecanisme de orientare, având ca obiectiv principal creșterea cantității de energie electrică ce poate fi obținută de pe o suprafață disponibilă de implementare, și implicit creșterea gradului de acoperire a necesarului de energie electrică al unei clădiri din surse regenerabile.

Un studiu similar a fost realizat pe un alt sistem de orientare pentru șiruri de module fotovoltaice de tip pseudoecuatorial al cărui mecanism de orientare și program de control al acestuia au fost realizate prin îndrumarea studentului Erasmus Bert Ervijn la întocmirea lucrării de disertație [Bert, 2018] al cărei obiectiv a fost de a proiecta și instala sistemul de orientare biaxial (Fig. 4.58a), sistemul de control al acestuia (Fig. 4.58b) și programul de orientare în pași pe un controler programabil LS XGB-DR32H (Fig. 4.58c) pentru comandarea funcționării celor două actuatoare liniare ale mecanismului de orientare. Programul de comandă pornește și oprește cele două actuatoare în funcție de dată și oră pentru a se obține unghiurile diurne și altitudinale la care trebuie poziționat șirul de trei module fotovoltaice. Pentru realizarea programului de comanda s-a utilizat limbajul de programare Ladder în aplicația XG5000. Programul de comandă are o parte principală în care sunt integrate funcții de calcul al unghiului diurn necesar a fi realizat în funcție de dată și oră, funcții de transformare a valorilor acestui unghi în valori ale curselor care trebuie realizate de celor două actuatoare liniare, funcții de comandă a actuatorilor, funcții de numărare a impulsurilor primite de la encoderele celor două actuatoare și de conversie a acestora în unități de lungime și funcții de comparare a curselor necesare a fi realizate de cele două actuatoare și cursele efectiv realizate calculate pe baza mărimilor primite de la encoderele actuatorilor. În partea secundară a programului de comandă sunt integrate funcții pentru identificarea capetelor de cursă ale celor două actuatoare și de oprire a sistemului în cazul atingerii acestora, funcții de identificare a posibilelor erori de funcționare și funcții de resetare a sistemului de orientare în cazul unei pene de curent. Programul este prevăzut și cu funcția de poziționare a șirurilor fotovoltaice în poziție de protecție (orizontală) atunci când viteza vântului depășește o valoare limită setabilă. Aceeași poziție este utilizată și pe durata nopții sau a zilelor înnorate în care utilizarea sistemului de orientare nu este necesară.

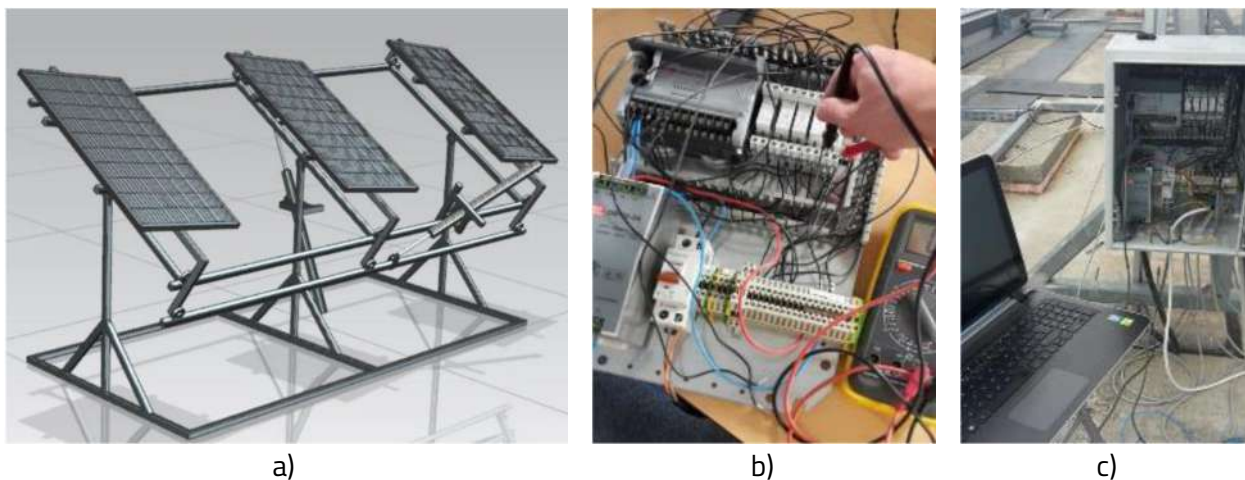


Fig. 4.58 Modelul 3D al sistemului de orientare (a), asamblarea sistemului de control (b), încărcarea programului de orientare în automatul programabil (c) [Bert, 2018]

Rezultatele experimentale obținute cu acest sistem de orientare au fost prezentate în lucrarea [Moldovan et al, 2023b] publicat într-un volum Mechanisms and Machine Science [indexat Scopus](#). Prin această lucrare este evaluată experimental creșterea puterii unui sistem fotovoltaic instalat pe un sistem biaxial de orientare solară (Fig. 4.59a) în comparație cu un sistem fotovoltaic fix înclinat optim (Fig. 4.59b), ambele instalate într-un climat temperat continental în Centrul de Cercetare și Dezvoltare pentru Sisteme de Energie Regenerabilă și Reciclare al Universității Transilvania din Brașov, Romania.



Fig. 4.59 Sistem de orientare pseudo-ecuatorial pentru trei module fotovoltaice (a) și platformă fixă cu trei module fotovoltaice similare (b) instalate pe acoperișul clădirii L7 din ICDT [Moldovan et al, 2023b]

Rezultatele înregistrate în patru zile senine reprezentative din perioada de monitorizare (1 iulie 2018 ... 30 iunie 2019) sunt prezentate în continuare în ceea ce privește energia solară disponibilă, energia solară captată și producția de energie electrică a celor două sisteme fotovoltaice.

Au fost selectate cele mai însorite zile apropiate de echinocții (20.09.2018 și 24.03.2019) și solstiții (01.12.2018 și 26.06.2019). Energia solară globală disponibilă zilnic variază între 5,72 kWh/m<sup>2</sup> în decembrie și 11,89 kWh/m<sup>2</sup> în iunie, cu valori aproape similare aproape de echinocții (8,77 kWh/m<sup>2</sup> în septembrie și 8,88 kWh/m<sup>2</sup> în martie). Energia solară globală primită în planul modulelor fotovoltaice fixe variază între o valoare minimă de 4,47 kWh/m<sup>2</sup> în decembrie și maximă de 7,29 kWh/m<sup>2</sup> în iunie, cu valori medii apropiate de 6,5 kWh/m<sup>2</sup> și 6,66 kWh/m<sup>2</sup> în martie și septembrie. Aceste valori reprezintă 78,1%, 61,3%, 74,1% și respectiv 75% din energia solară disponibilă în cele patru zile analizate, justificând astfel necesitatea unui sistem de urmărire solară, în special în zilele însorite de vară cu un câștig maxim potențial de 38,7%, la urmărirea continuă a poziției Soarelui pe bolta cerească.

Variația zilnică a puterii electrice măsurate produse de un modul fotovoltaic amplasat pe sistemul de orientare ( $P_t$ ) și de un modul fotovoltaic amplasat pe sistemul fix ( $P_f$ ) sunt prezentate comparativ în figura 4.60 cu linii roșii și respectiv albastre, pentru cele patru zile cu cer senin selectate.

În toate cazurile, puterea electrică a modului fotovoltaic de pe sistemul cu orientare este mai mare în timpul orelor de dimineață și seară când sistemul de orientare reduce semnificativ unghiul de incidență. La prânz, cu excepția lunii decembrie, puterile electrice produse de cele două module fotovoltaice similare, datorită unghiurilor de înclinare aproape egale. În decembrie, modulul fotovoltaic fix este vizibil dezavantajat de unghiul fix de înclinare ( $40^\circ$ ) care generează un unghi de incidență mare la amiaza solară ( $27^\circ$ ).

Cea mai mare cantitate de energie electrică a fost obținută de modulul fotovoltaic amplasat pe sistemul de orientare în 26 iunie (2,48 kWh), cu 49,4% mai mare decât energia electrică produsă de modulul fotovoltaic fix (1,66 kWh). Pe 20 septembrie și pe 24 martie puterea modului fotovoltaic mobil a fost de 2,05 kWh și 2,23 kWh, cu 29,7% și 28,2% mai mare decât energia electrică produsă de modulul fotovoltaic fix (1,58 kWh și 1,74 kWh). La 1 decembrie, energia electrică produsă de modulul fotovoltaic mobil era de 1,47 kWh/zi, cu 59,8% mai mare decât 0,92 kWh produsă de modulul fotovoltaic fix.

Extinzând analiza pe întreaga perioadă de monitorizare (1 iulie 2018 ... 30 iunie 2019) energia electrică produsă de modulul fotovoltaic mobil a fost de 414,68 kWh/an, cu 27,5% mai mare decât 325,35 kWh/an produs de modulul fotovoltaic fix. Câștigul lunar de energie variază între 3,73 kWh în decembrie și 12,71 kWh în iunie, rezultând un câștig anual de energie de 89,33 kWh pentru modulul fotovoltaic mobil.

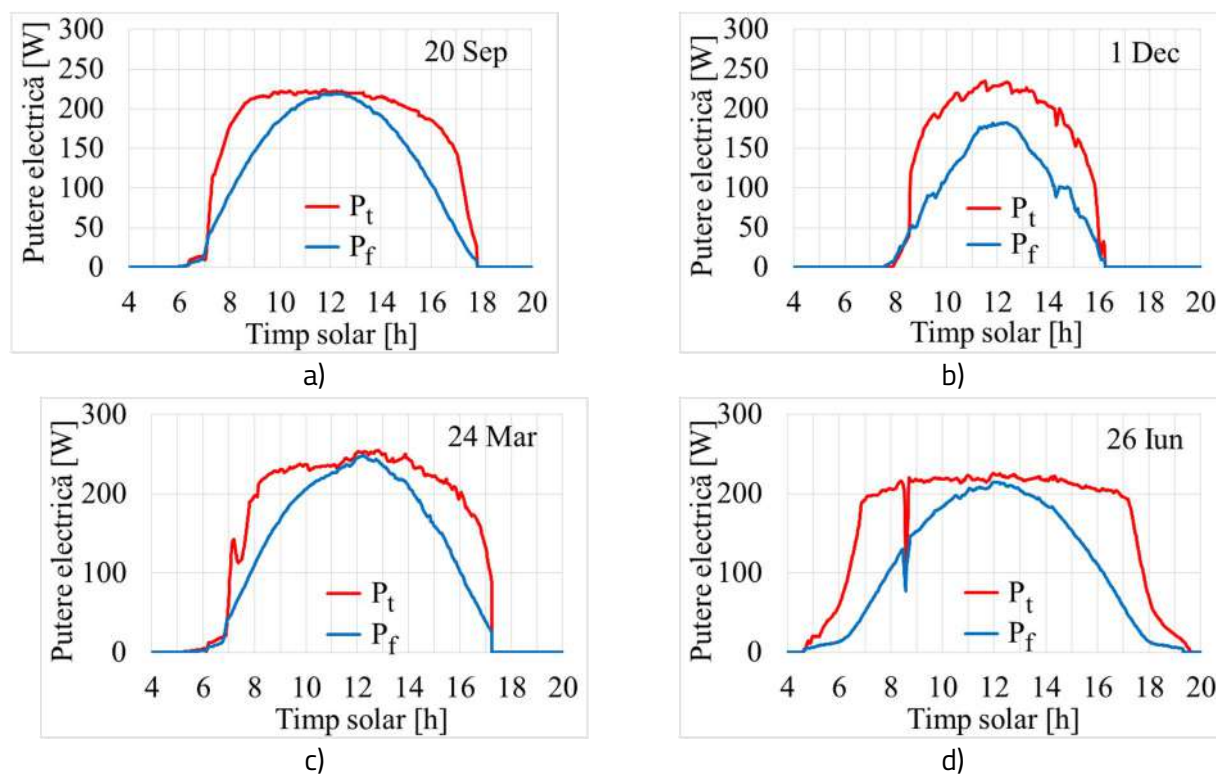


Fig. 4.60 Puterea electrică generată de sistemul fotovoltaic cu orientare ( $P_t$ ) și de cel fix ( $P_f$ ) în: (a) 20.09.2018, (b) 01.12.2018, (c) 24.03.2019 și (d) 26.06.2019 [Moldovan et al, 2023b]

În continuare au fost studiate problemele ridicate de implementarea acestor sisteme de orientare în diverse zone de pe glob din punct de vedere al curselor unghiulare pe care acestea trebuie să le realizeze. În lucrarea [Moldovan and Visa, 2019] publicată într-un volum Mechanisms and Machine Science [indexat Scopus](#) sunt analizate corelațiile dintre poziția pe glob a locației de implementare, definită prin latitudinea acesteia ( $\varphi$ ) și cursele unghiulare pe care trebuie să le realizeze un sistem de orientare azimutal pentru urmărirea unghiului solar altitudinal ( $\alpha$ ) și respectiv azimutal ( $\psi$ ) definite în planul orizontal conform figurii 4.61.

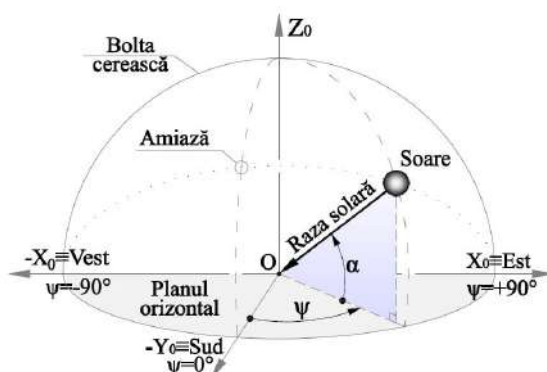


Fig. 4.61 Unghiurile solare  $\alpha$  și  $\psi$  în sistemul de referință azimutal al observatorului O

Dependența dintre valorile minime și maxime ale unghiurilor solare altitudinale și azimutale și latitudine este reprezentată în figura 4.62. O dependență liniară a  $\alpha_{\max}$  poate fi observată pentru latitudini cuprinse între Polii Pământului și Tropice ( $-90^\circ \leq \varphi \leq -23.4^\circ$  și  $+23.4^\circ \leq \varphi \leq +90^\circ$ ) și o valoare constantă de  $90^\circ$  pentru latitudinile dintre tropicele pământului ( $-23,4^\circ \leq \varphi \leq +23,4^\circ$ ). Unghiul minim de altitudine solară nu este dependent de latitudine, fiind zero – valoarea corespunzătoare momentelor de răsărit și respectiv apus. Cursa unghiulară maximă pentru unghiul azimutal este de  $360^\circ$  (de la  $0^\circ$  la  $\pm 180^\circ$ ) între tropice și între cercurile polare și polii Pământului. Între tropice și cercurile polare, cursa unghiulară scade de la  $360^\circ$  ( $\pm 180^\circ$ ) la  $226,9^\circ$  ( $\pm 113,5^\circ$ ).

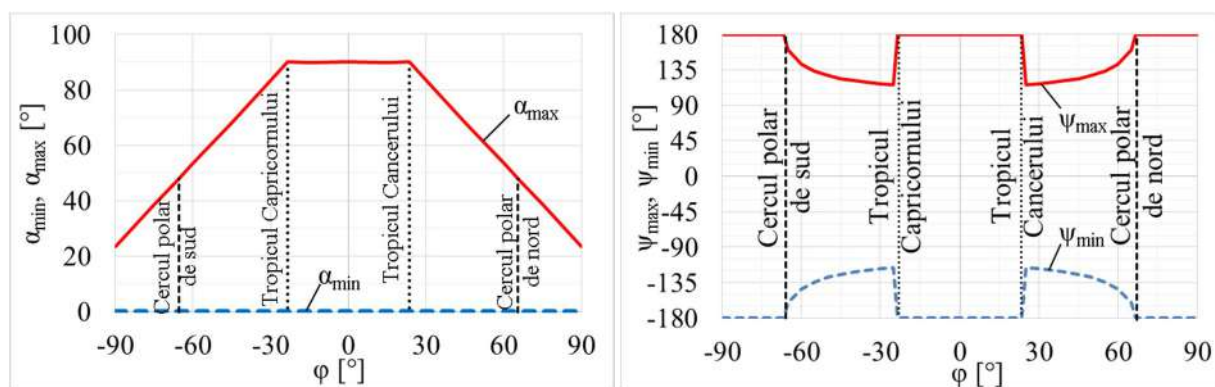


Fig. 4.62 Valorile minime și maxime ale unghiurilor solare în sistemul de referință azimutal [Moldovan and Visa, 2019]



Pe baza valorilor maxime ale unghiurilor solare altitudinale ( $\alpha_{\max}$ ) și azimutale ( $\psi_{\max}$ ), se poate alege mecanismul de orientare adecvat: mecanisme cu bare pentru unghiul de altitudine și cursele unghiulare azimutale mai mici de  $130^\circ$  (de obicei RRTR cu actuator liniar) și mecanisme combinate cu bare și cu roți dințate sau numai cu roți dințate pentru curse unghiulare azimutale mai mari peste  $130^\circ$ .

Un studiu referitor la sinteza unui mecanism patrulater acționat cu un actuator liniar pentru realizarea unor curse unghiulare azimutale mari a fost prezentat în lucrarea [Moldovan et al, 2014d] publicată într-un volum Mechanisms and Machine Science [indexat Scopus](#). Cerințele impuse mecanismului sunt: cursa unghiulară diurnă  $\Delta\psi^*$  să fie mai mare de  $180^\circ$ ; unghiurile de presiune sunt limitate la  $60 \dots 65^\circ$  pentru a evita forțele excesive în actuatorul liniar și în elementele de legătură; biela BC a mecanismului nu trebuie să interfereze cu stâlpul sistemului de orientare poziționat în cupla de rotație A (Fig. 4.63a). Poziția articulațiilor actuatorului liniar (O pe bază și M pe biela mecanismului patrulater) sunt supuse optimizării pentru a asigura o cursă liniară minimă. Pentru cursa unghiulară completă a manivelei AB ( $\Delta\psi^*$ ), unghiurile de presiune  $\beta_B$  (între manivela AB și biela BC),  $\beta_C$  (între biela BC și manivela CD) și  $\beta_M$  (în articulația rotativă M a servomotorului cu biela) trebuie să fie mai mică decât  $\beta_{\max}$  (de obicei  $60^\circ \dots 65^\circ$ ). Prin sinteza grafică și analitică se obține un mecanism patrulater care permite o cursă unghiulară maximă  $\Delta\psi^* = 235^\circ$ , oriunde este conectat actuatorul liniar (pe manivelă sau pe bielă), când se consideră un unghi de presiune maxim impus de  $60 \dots 65^\circ$  (Fig. 4.63a). Pozițiile cuplelor M și O ale actuatorului liniar sunt determinate prin simulări numerice pentru diferite poziții ale cuplei M definite în sistemul de coordonate  $BX_2Y_2$ , față de biela BC (Fig. 4.63b). Zona explorată pentru găsirea poziției optime a cuplei M constă într-un dreptunghi centrat pe biela BC, având lungimea  $L = l_2 + 2 \cdot l_1$ , și lățimea  $W = 2 \cdot l_1$ , unde  $l_2$  este lungimea bielei BC și  $l_1 = l$  (lungimea manivelei AB). Șapte poziții particulare ale cuplei M sunt analizate, patru pe biela BC și trei în exteriorul acesteia, traiectoriile acestora fiind trasate în figura 4.69c.

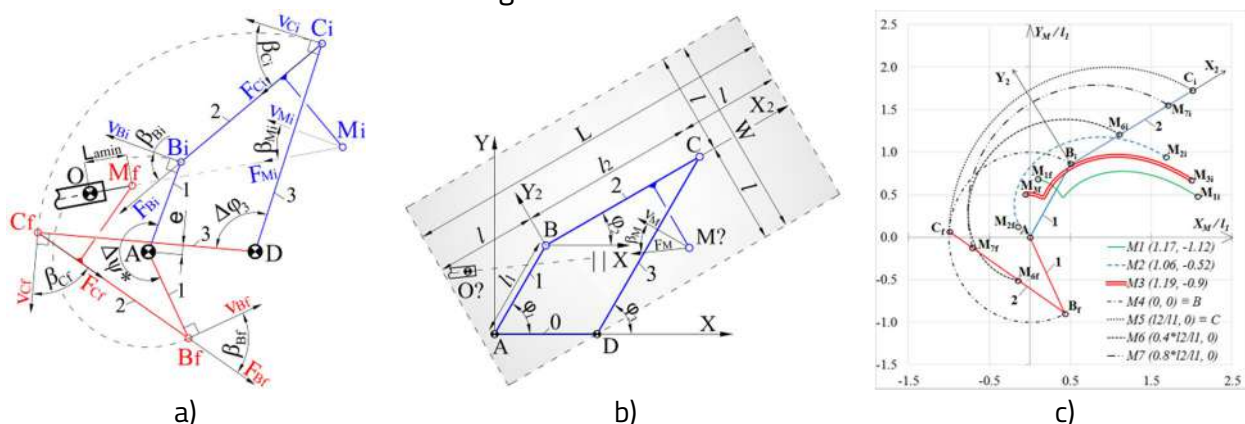


Fig. 4.63 a) Schema structurală a mecanismului patrulater în poziția inițială (albastru) și finală (roșu), b) zona explorată de amplasare a cuplei M a actuatorului liniar, c) traiectoriile cuplei M [Moldovan et al, 2014d]



Graficele reprezentate în figura 4.63c permit o descriere calitativă a traiectoriei cuplei M. Aceste traiectorii trebuie să fie cât mai aproape posibil de linii drepte și cu o distanță minimă între poziția inițială,  $M_i$  și finală,  $M_f$ , pentru a reduce cursa actuatorului liniar. Pozițiile corespunzătoare majorității celor mai mici curse ale acționatorului liniar sunt în semiplanul bielei BC care conține baza. Prin poziționarea cuplei M pe bielă sau pe prelungirea acesteia nu se obțin îmbunătățiri; în mod similar, prin creșterea ariei suprafeței explorate (Fig. 4.63c) nu s-au obținut soluții mai bune.

Variația lungimii actuatorului,  $L_a$ , ar trebui să fie o funcție monotonă. Astfel, în figura 4.64a este reprezentată grafic variația lungimii reduse a actuatorului liniar,  $L_a/l_1$ , pentru cele mai bune trei soluții (M1, M2 și M3), împreună cu cazurile când cupla M este poziționată pe biela BC (M4, M5, M6 și M7). Se poate observa că la suprapunerea cuplelor M și B ( $M_4 = B$ ) nu se îndeplinește condiția impusă: lungimea redusă a actuatorului crește de la 1,77 ( $\varphi_1 = 0^\circ$ ) la 1,97 ( $\varphi_1 = 50^\circ$ ), apoi începe să scadă. Prin urmare, conectarea articulației M a actuatorului liniar în articulația B va permite doar o cursă unghiulară de  $\Delta\psi^* = 50^\circ$ , mult mai mică decât cea așteptată ( $\Delta\psi^* = 235^\circ$ ). Celelalte cazuri sunt toate funcții monotone.

Rezultatele cantitative sunt prezentate și în figura 4.64a: cele mai bune trei soluții au fost obținute pentru M1, M2 și M3, cu curse reduse ale actuatorului de aproximativ 2. Prin urmare, poziția optimă a îmbinării M nu aparține bielei BC. Când M aparține bielei BC (M5, M6 și M7), cursa redusă a actuatorului este în intervalul 2,1 ... 3,5. Doar pentru  $M_4 = B$  cursa este mai mică de 2, dar variația lungimii servomotorului nu este monotonă.

Cele trei soluții (M1, M2 și M3) au valori apropiate, fapt pentru care, pentru a alege poziția optimă a cuplei M, unghiurile de presiune  $\beta_B$ ,  $\beta_C$  și  $\beta_M$  au fost evaluate în funcție de deplasarea unghiulară  $\varphi_1$  a manivelei AB (Fig. 4.64b). Toate cele trei unghiuri de presiune sunt mai mici decât  $\beta_{max} = 60 \dots 65^\circ$ . Pentru a decela poziția optimă a cuplei M se calculează valoarea medie a unghiului de presiune pentru punctele M1, M2 și M3 ( $28.26^\circ$ ,  $33.65^\circ$  și respectiv  $25.25^\circ$ ) rezultând astfel că poziția optimă se obține în punctul M3.

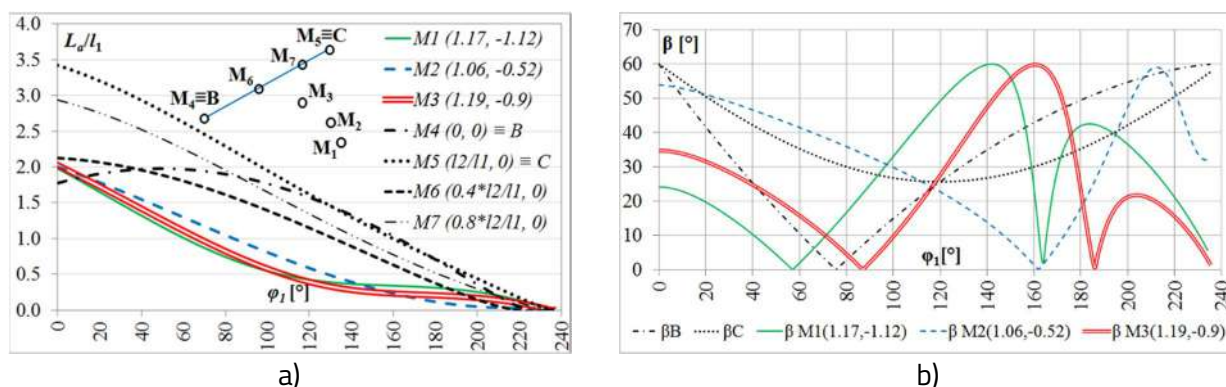


Fig. 4.64 Variația lungimii reduse a actuatorului liniar (a) și a unghiurilor de presiune (b) în funcție de unghiul de rotație  $\varphi_1$  al manivelei AB [Moldovan et al, 2014d]

O altă zonă de interes în domeniul mecanismelor de orientare pentru sisteme fotovoltaice o constituie cea a mecanismelor articulate paralele. O metodă de sinteză structurală a mecanismelor paralele a fost dezvoltată în lucrarea [Visa et al, 2014c] prezentată în lași la a șasea Conferință Internațională Advanced Concepts in Mechanical Engineering ACME 2014 și publicată în jurnalul Applied Mechanics and Materials [indexat Scopus](#). Această lucrare propune o metodă generală în șapte pași pentru analiza și sinteza structurală a mecanismelor paralele, considerate sisteme multicorp. Metoda se bazează pe conceptul care descrie un mecanism printr-un număr minim de corpuri. Folosind ca date de intrare zona de instalare, spațiul disponibil, mobilitatea mecanismului și tipul de cuple, se obțin toate lanțurile multicorp fundamentale posibile și, pe baza, mecanismele corespunzătoare. Metoda este descrisă în detaliu și aplicată pentru constrângeri geometrice de tip sferic (S), rotație (R), translație (T) și combinațiile acestora. Metoda poate fi aplicată pentru mecanisme cu mobilitate  $M = 1 \dots 6$ , pentru spațiul general ( $S = 6$ ), spațiu sferic și plan ( $S = 3$ ). Algoritmul propus acoperă toate versiunile posibile de mecanisme, pe baza numărului redus de date inițiale luate în considerare. Cu această metodă pot fi dezvoltate baze de date cu lanțuri fundamentale multicorp de diferite mobilități, pentru un număr diferit de corpuri ( $n_b \geq 2$ ) cu diverse tipuri de constrângeri geometrice și cinematice.

Ca și exemplu, este prezentat un sistem de orientare bazat pe un mecanism paralel cu două grade de libertate (Fig. 4.65), cu constrângeri geometrice sferice (S), de rotație (R) și de translație (T) și cu constrângeri cinematice reprezentate de două actuatore liniare. Doar două grade de libertate sunt necesare datorită celor două mișcări aparente ale Soarelui pe bolta cerească: mișcarea diurnă de la răsărit până la apus și mișcarea sezonieră între orizont și zenit. Se consideră o soluție cu un număr de două corpuri (Fig. 4.65a): corpul fix 1 și corpul de intrare și de ieșire 2. Două actuatore liniare, conectate între cele două corpuri, sunt utilizate pentru a acționa mecanismul. Un prototip virtual a fost modelat 3D în Solidworks fiind prezentat cu o vedere izometrică (Fig. 4.65b) și o vedere de detaliu (Fig. 4.65c).

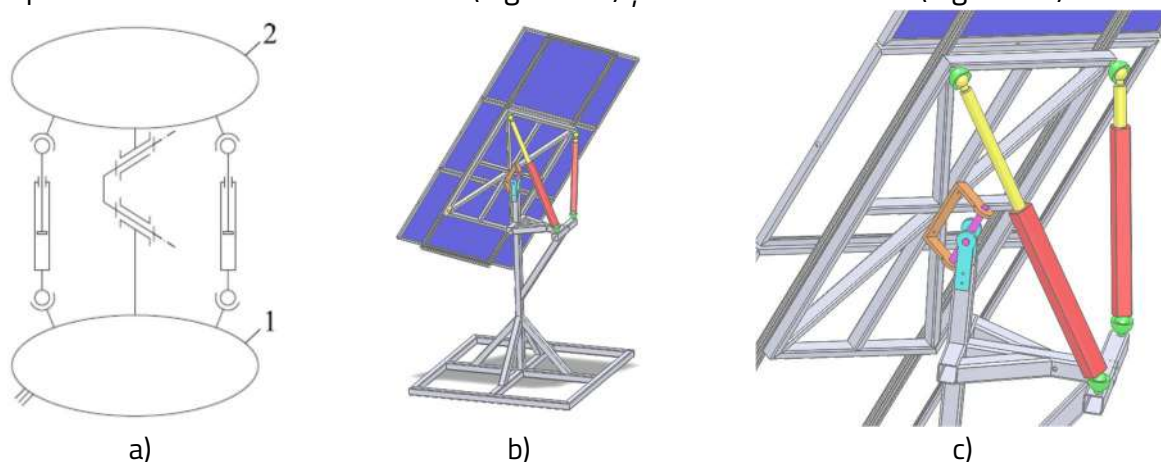


Fig. 4.65 Sistem de orientare: a) schema structurală a mecanismului, b) vedere izometrică a prototipului virtual, c) vedere de detliu a prototipului virtual [Visa et al, 2014c]

Un nou mecanism articulat bimobil de tip paralel pentru orientarea convertoarelor solare la orice latitudine [Visa and Moldovan, 2019] a fost prezentat la Congresul Mondial IFToMM 2019 și publicat într-un volum Mechanisms and Machine Science [indexat Scopus](#), soluția propusă fiind protejată prin brevetul de invenție RO 133554 B1 [Visa et al, 2023].

Mecanismul de urmărire propus are două grade de libertate corespunzător celor două mișcări pe care trebuie să le realizeze (I și II în Fig. 4.66a): unul pentru poziționarea suprafeței active la unghiul  $\varphi - \delta$  printr-o rotație în jurul direcției locale E-V (unghiul de înclinare  $\chi$  la amiază – Fig. 4.66b); celălalt pentru urmărirea mișcării diurne printr-o rotație în jurul axei definite de unghiul de înclinare  $\chi$  (unghiul  $\varphi_3$  – Fig. 4.66b). Structura este foarte simplă, constând dintr-un contur plan RSSR în care biela asigură mișcarea de elevație și de asemenea mișcarea diurnă prin rotația sa pasivă în conturul plan. Un avantaj al acestui mecanism de orientare este că ambele actuatoare liniare sunt legate direct de bază, îmbunătățind stabilitatea și rezistența acestuia la sarcini externe.

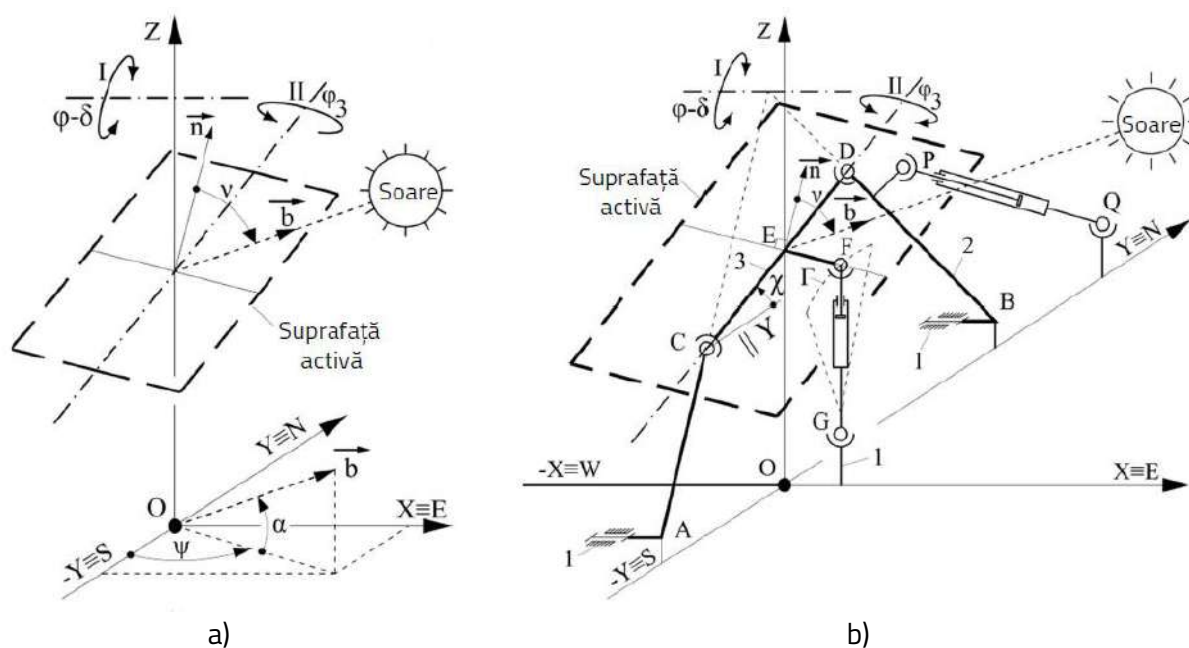


Fig. 4.66 Unghiurile solare pe care trebuie să le realizeze mecanismul de orientare (a) și schema structurală a mecanismului de orientare (b) [Visa and Moldovan, 2019]

Detaliile mecanismului de orientare sunt date pentru mișcarea de elevație în figura 4.67a și pentru mișcarea diurnă în figura 4.67b. Reglarea unghiului de înclinare  $\chi$  se obține prin rotirea bielei CD sub acțiunea actuatorului liniar PQ. Reglarea unghiului diurn  $\varphi_3$  se obține cu ajutorul rotației pasive a bielei CD sub acțiunea actuatorului liniar FG. Cele două mișcări sunt independente, pentru orice latitudine dată ( $\varphi$ ) unghiul de înclinare  $\chi$  este mai întâi ajustat la o valoare fixă ( $\varphi - \delta$ ) și doar unghiul diurn  $\varphi_3$  este modificat treptat în timpul zilei.

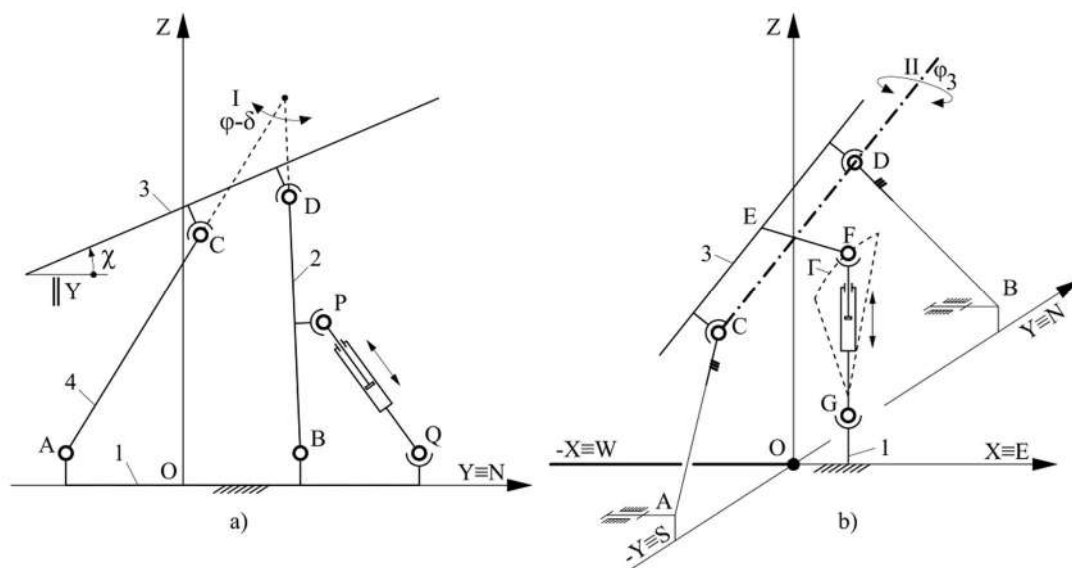


Fig. 4.67 Mecanismul de orientare pentru mișcarea de elevație (a) și pentru mișcarea diurnă (b) [Visa and Moldovan, 2019]

Funcționalitatea mecanismului de orientare și eficiența acestuia de captare a radiației solare au fost analizate prin simulare la diferite latitudini  $\varphi$  în emisfera nordică ( $\varphi = 0^\circ \dots +60^\circ$ ) și sudică ( $\varphi = 0^\circ \dots -60^\circ$ ). Un prototip virtual a fost modelat 3D în Solidworks (Fig. 4.74) mecanismul de orientare fiind definit de:  $L_1 = 1000$  mm,  $L_2 = L_4 = 1250$  mm,  $L_3 = 150$  mm,  $L_2/L_1 = 1,25$ ,  $L_3/L_1 = 0,15$ ,  $(L_{PQ})_0 = 784$  mm,  $(L_{FG})_0 = 929$  mm. Pozițiile mecanismului la prânz ( $\varphi_3 = 0^\circ$ ) pentru trei unghiuri de înclinare ( $\chi = 60^\circ, 0^\circ$  și  $-60^\circ$ ) sunt date în figura 4.68a și, pentru o locație la Ecuator ( $\chi = 0^\circ$ ), pozițiile mecanismului la răsărit, amiaza și apusul ( $\varphi_3 = 60^\circ, 0^\circ$  și  $-60^\circ$ ) sunt date în figura 4.68b.

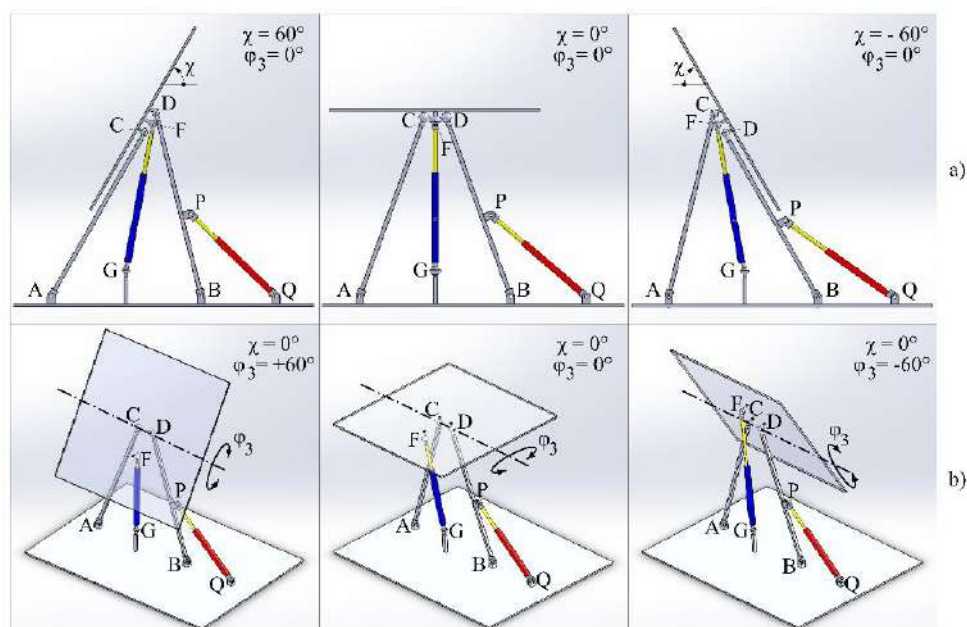


Fig. 4.68 Prototip virtual 3D al mecanismului de orientare [Visa and Moldovan, 2019]

O altă categorie de mecanisme de orientare bazate pe combinații între mecanisme articulate cu bare și mecanisme cu roți dințate a fost studiată în scopul creșterii cursei unghiulare diurne. Sinteza structurală a acestor mecanisme prin metoda multicorp a fost realizată și prezentată în lucrarea [Visa et al, 2017f] în Conferința Mechanisms, Mechanical Transmissions and Robotics 2016 și publicată într-un volum Mechanisms and Machine Science [indexat Scopus](#). Mecanismele articulate cu bare și cu roți dințate sunt definite în lucrare ținând cont de numărul de elemente ale mecanismului, de obicei cu patru sau cinci elemente, fiind prezentate diferite versiuni prin schimbarea intrării/ieșirii, a bazei și a legăturilor geometrice și cinematice dintre corpuri.

Lucrarea propune sinteza structurală a mecanismelor articulate cu o pereche de angrenaje, ca sisteme multicorp cu patru corpuri. Algoritm derivat din sinteza structurală a mecanismelor ca sisteme multicorp cu patru corpuri conduce la identificarea tuturor variantelor posibile (90 de soluții) din care s-au putut identifica șapte variante de lanțuri cinematice distincte cu un grad de libertate. Pe baza acestora, au fost obținute 27 de mecanisme distincte. Această abordare a permis identificarea mecanismelor deja cunoscute dar și a unora noi.

Mecanismul plan articulat cu o pereche de roți dințate analizat în lucrare conține lanțul cinematic prezentat în figura 4.69a, unde între corpurile 1 și 2 există o legătură curbă-curbă, între corpurile 1 și 3 o legătură de tip rotație și la fel și între corpurile 2-3, rezultând un total de cinci constrângeri geometrice. Schema structurală a lanțului cinematic considerat ca un sistem multicorp cu trei corpuri este prezentat în figura 4.69b, cu forma generală descrisă în figura 4.69c. Pornind de la această formă generală, pentru a se obține un mecanism articulat cu bare și roți dințate trebuie adăugat cel puțin un corp suplimentar. În continuare se aplică algoritmul de sinteză structurală prezentat în [Visa et al, 2015d] pentru a identifica toate lanțurile cinematice posibile bazate pe patru corpuri. Corespunzător numărului de 4 corpuri și mobilității impuse mecanismului plan (un grad de libertate) rezultă că suma constrângerilor geometrice este 8 și un număr total de 90 de combinații posibile între cele patru corpuri care asigură această sumă (în urma eliminării lanțurilor cinematice rigide).

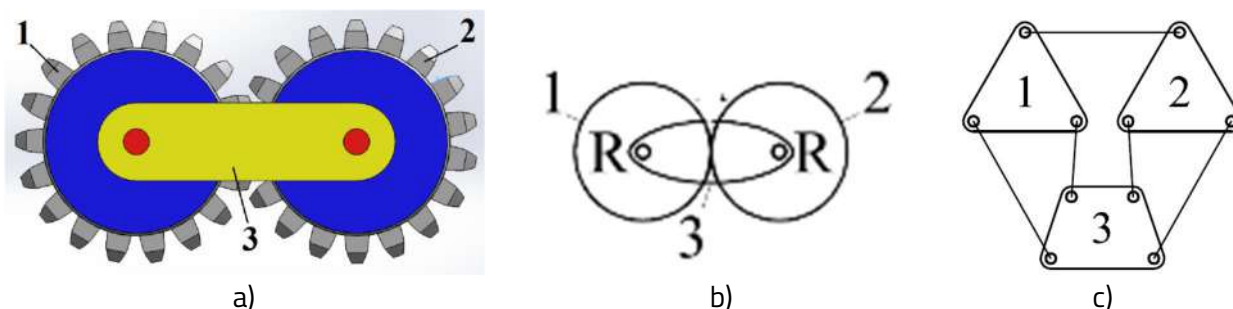


Fig. 4.69 Lanțul cinematic cu o pereche de roți dințate din componența mecanismului articulat cu bare și roți dințate: a) model 3D, b) schema structurală, c) forma generală [Visa et al, 2017f]



Cele șapte posibilități de a adăuga al patrulea corp lanțului cinematic din figura 4.69b sunt prezentate în figura 4.70. Din fiecare din cele șapte variante se pot obține câte patru variante distincte doar prin considerarea unuia dintre cele patru corpuri ca bază.

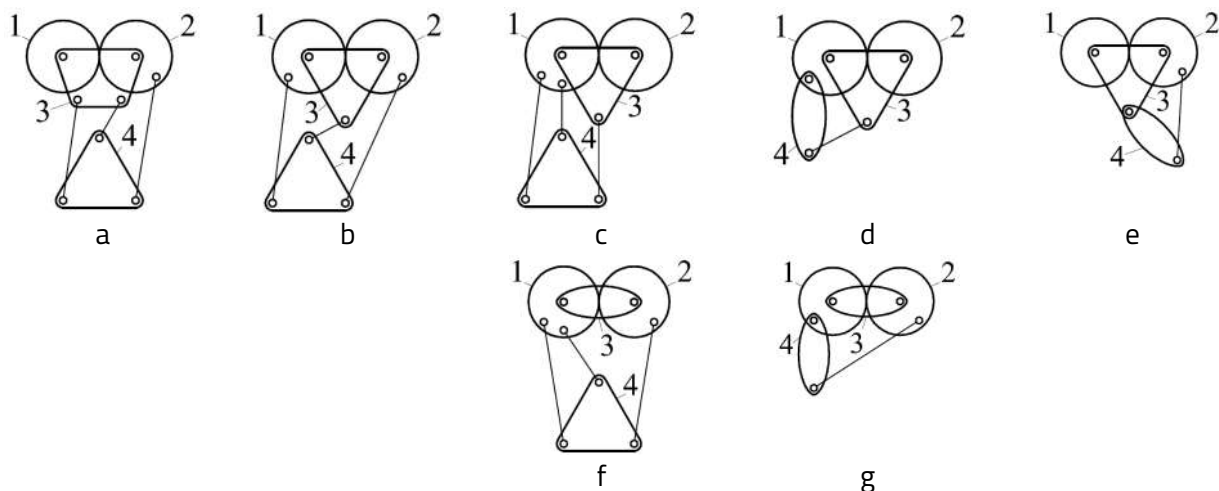


Fig. 4.70 Variante de mecanisme bazate pe lanțul cinematic din Fig. 4.69b [Visa et al, 2017f]

Pentru lanțul cinematic din figura 4.70a, în care corpul 4 este considerat bază, se pot obține opt variante de mecanisme prin introducerea unui actuator liniar sau rotativ între două dintre corpurile mecanismului (Fig. 4.71).

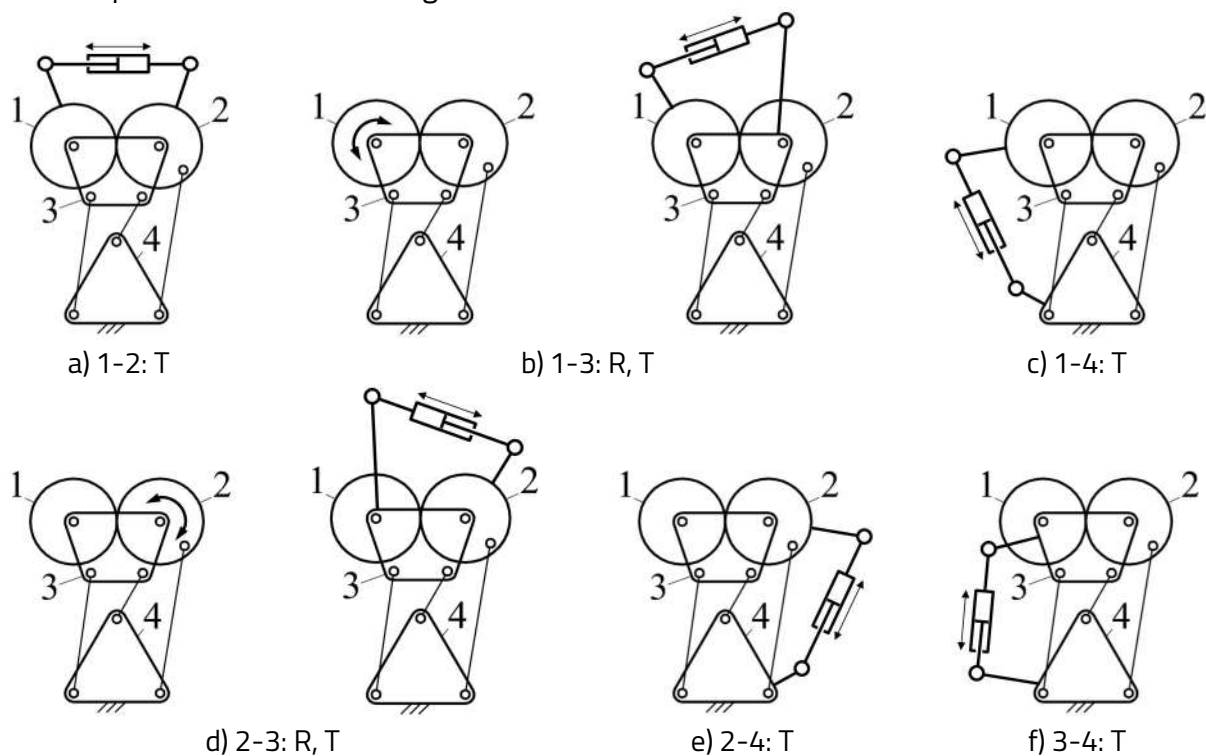


Fig. 4.71 Variante posibile ale mecanismului de orientare [Visa et al, 2017f]





## (B-ii) Planuri de evoluție și dezvoltare a carierei

Planurile de evoluție și dezvoltare a carierei vizează desfășurarea la înalte standarde de calitate a activităților didactice și de cercetare, direcții prioritare ale Universității Transilvania din Brașov în cadrul căruia mi-am desfășurat activitatea profesională în ultimii 15 ani, pe parcursul studiilor doctorale (2009-2013) și post-doctorale (2014-2015), și în calitate de Șef lucrări (2013-2017) și conferențiar (2017 - prezent).

### Educație și formare

Competențele dobândite prin finalizarea, în cadrul Universității Transilvania din Brașov, a studiilor universitare de doctorat și postdoctorat în domeniul Inginerie Mecanică, a studiilor universitare de masterat și licență în domeniul Inginerie Civilă și în domeniul Inginerie Mecanică, permit abordarea integrată a aspectelor legate de implementarea mixurilor de sisteme de conversie a surselor regenerabile de energie în mediul construit eficient energetic.

În 1996 am finalizat cu media generală 8,80 a anilor de studii și media 8,84 la examenul de licență studiile universitare de licență în domeniul Inginerie Mecanică, specializarea Mecanică Agricolă, organizate de Facultatea de Mecanică a Universității Transilvania din Brașov. În 1997 am finalizat cu media generală 9,50 a anilor de studii și media 9,37 la examenul de disertație studiile universitare de masterat (studii aprofundate) în domeniul Inginerie Mecanică, organizate tot de Facultatea de Mecanică a Universității Transilvania din Brașov.

În 2009 am finalizat cu media generală 9,05 a anilor de studii și media 10 studiile universitare de licență în domeniul Ingineria Instalațiilor, program de studii Instalații pentru Construcții, organizate de Facultatea de Construcții a Universității Transilvania din Brașov, la examenul de licență. Pe parcursul desfășurării acestor studii, am realizat designul conceptual, constructiv și de detaliu, și coordonarea implementării unui sistem de energii regenerabile bazat pe o pompă de căldură la Facultatea de Construcții (Fig.II.1).

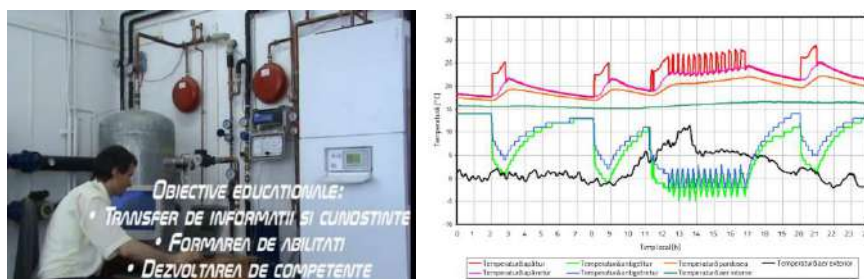


Fig. II.1 Sistem de încălzire/răcire cu pompă de căldură implementat la Facultatea de Construcții a Universității Transilvania din Brașov

Acest sistem a făcut obiectul lucrării de licență „Laborator pentru studiul performanțelor funcționale ale unei pompe de căldură cu compresie mecanică”. Sistemul este utilizat în prezent atât pentru activități didactice cât și pentru activități de cercetare în cadrul Facultății de Construcții, cu studenții și masteranzii de la programele de studii Instalații pentru Construcții și respectiv Modernizare Energetică în Mediul Construit. În timpul în care nu se efectuează lucrări de laborator sau de cercetare, echipamentele din laborator sunt utilizate pentru încălzirea în sezonul rece a laboratorului de inginerie civilă amplasat la subsolul clădirii (prevăzută cu o instalație de încălzire prin radiație de joasă temperatură în pardoseală), răcirea aerului din spațiile de circulație de la parterul clădirii în sezonul cald, și respectiv preparare apă caldă de consum pentru grupurile sanitare ale clădirii pe tot parcursul anului.

În 2011 am finalizat studiile universitare de masterat în domeniul Inginerie Civilă, program de studii Modernizare Energetică în Mediul Construit, organizate de Facultatea de Construcții a Universității Transilvania din Brașov, cu media generală 9,80 a anilor de studii și media 10 la examenul de disertație. Pe parcursul desfășurării acestor studii, am realizat designul constructiv și de detaliu urmat de coordonarea implementării unui sistem de preparare apă caldă de consum cu un colector solar cu tuburi vidate amplasat pe fațada clădirii Facultății de Construcții (Fig. II.2). Colectorul solar a fost cuplat în paralel la pompa de căldură din laboratorul de pompe de căldură obținându-se un sistem hibrid de preparare apă caldă de consum având ca surse radiația solară și energia termică din aerul viciat evacuat. Acest sistem hibrid a făcut obiectul lucrării de disertație intitulată „Eficientizare energetică în mediul construit prin îmbunătățirea performanțelor instalațiilor de încălzire și preparare apă caldă de consum cu sisteme hibrid formate din colectoare solare termice și pompe de căldură”. Sistemul este utilizat în prezent atât pentru activități didactice cât și pentru activități de cercetare în cadrul Facultății de Construcții, cu studenții și masteranzii de la programele de studii Instalații pentru Construcții și respectiv Modernizare Energetică în Mediul Construit.

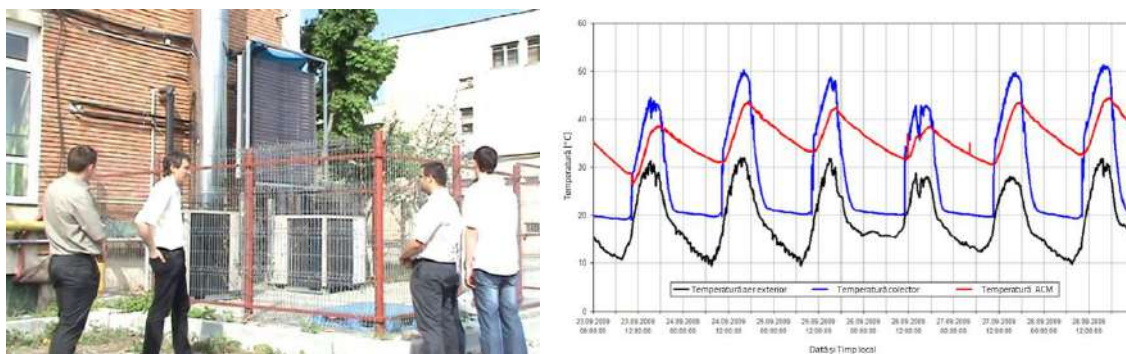


Fig. II.2 Sistem de preparare apă caldă de consum cu colector solar termic cu tuburi vidate implementat la Facultatea de Construcții a Universității Transilvania din Brașov

Competențele dobândite în domeniul mecanic, prin finalizarea studiilor de licență și master la Facultatea de Mecanică, le-am fructificat pe parcursul desfășurării studiilor doctorale prin îmbinarea acestora cu competențele din domeniul instalațiilor pentru construcții, în special al sistemelor de energii regenerabile, în cadrul sistemelor de orientare a șirurilor fotovoltaice pentru creșterea cantității de energie solară captată și implicit a răspunsului energetic al acestora.

În 2009 am început un program de studii doctorale finalizat cu calificativul excelent prin susținerea publică în 2012 a tezei de doctorat intitulată „Optimizarea eficienței sistemelor fotovoltaice prin dispunerea șirurilor și orientare monoaxială cu mecanisme articulate”. Teza de doctorat tratează problematica creșterii eficienței sistemelor formate din șiruri fotovoltaice utilizate în conversia energiei solare în energie electrică, în concordanță cu obiectivele și prioritățile atât ale Planului Național de Cercetare Dezvoltare și Inovare cât și cele de la nivel european de promovare a utilizării energiei obținute din surse regenerabile. Prin teză a fost abordat și un studiu de caz concret: asigurarea statutului Nearly Zero Energy Building pentru Căsuța Solară de pe Colina Universității, prin proiectarea până în faza de documentație tehnică de detaliu și propunerea spre implementare a unui sistem cu șiruri fotovoltaice cu orientare monoaxială cu o putere instalată de 12,5 kWp, care împreună cu platforma fotovoltaică fixă existentă cu puterea instalată de 10 kWp și cu pompa de căldură sol-apă existentă formează un sistem complex care poate asigura din surse regenerabile întregul necesar anual de energie al Căsuței Solare. Sistemul fotovoltaic a fost implementat pe acoperișul Laboratorului L11 din cadrul Institutului de Cercetare Dezvoltare al Universității Transilvania din Brașov (Fig. II.3).



Fig. II.3 Sistem cu șiruri fotovoltaice cu orientare monoaxială instalat pe laboratorul L11

În 2012 am proiectat, întocmit caietul de sarcini pentru achiziții, instalat și pus în funcțiune un stand de laborator pentru monitorizarea parametrilor de confort termic interior în încăperea Open Office de la etajul 1 al clădirii L7 din cadrul Institutului de Cercetare Dezvoltare al Universității Transilvania din Brașov. Sistemul de monitorizare este alcătuit din 35 de senzori wireless cu data logger integrat pentru măsurarea temperaturii și umidității relative a aerului, 6 interfețe de comunicare cu senzorii wireless pentru preluarea datelor măsurate de aceștia și transmiterea acestora într-o bază de date specializată dezvoltată pe un calculator local (Fig. II.4a). Sistemul de monitorizare este folosit pentru maparea termică și monitorizarea în timp real a temperaturii și umidității relative a aerului în mediul construit (Fig. II.4b) pentru dezvoltarea unor noi direcții de cercetare privind studiul comparativ și optimizarea răspunsului energetic al sistemelor de încălzire și răcire, comportarea higrotermică a clădirilor cu consum redus de energie, conceperea unor sisteme inovative care implementate în mediul construit să asigure utilizarea eficientă a energiei.

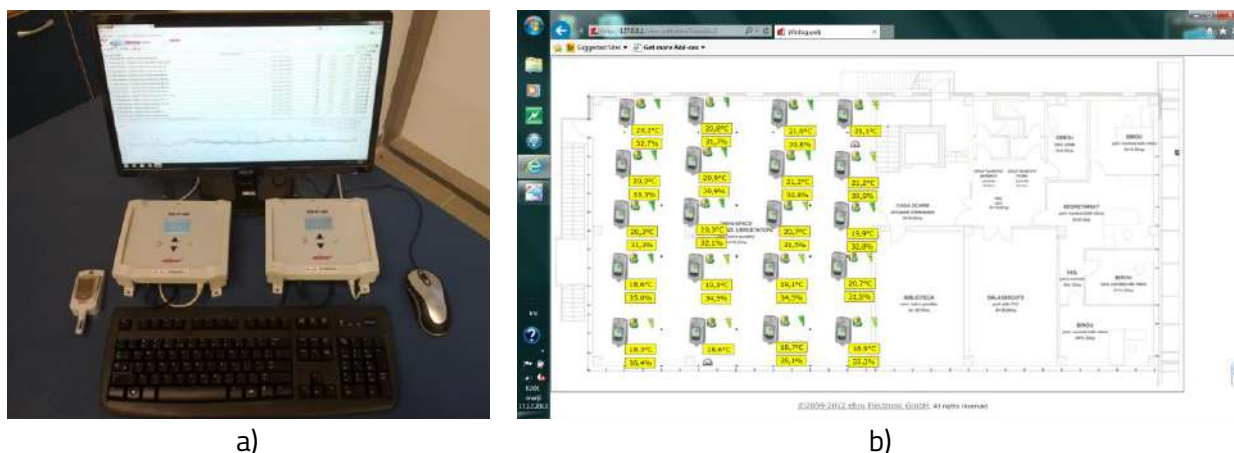


Fig. II.4 Sistem de monitorizare a temperaturii și umidității relative a aerului din clădirea L7 - ICDT

În 2013 am proiectat, întocmit caietul de sarcini pentru achiziții, coordonat instalarea și punerea în funcțiune a unui stand de laborator sisteme solar termice cu colectoare plan plate și cu tuburi vidate instalate în clădirile L1, L2, L3, L4, L5, L6, L8, L9 și L10 din cadrul Institutului de Cercetare Dezvoltare al Universității Transilvania din Brașov.

În clădirile L1, L2, L3, L4, L8, L10 a fost implementat câte un sistem de conversie a energiei solare în energie termică utilizată pentru prepararea apei calde menajere, alcătuit din câte două colectoare solare plane plate amplasate pe terasa clădirii (Fig. II.5a), grup de pompare, automatizare și boiler bivalent de 500 de litri amplasate la demisolul clădirii (Fig. II.5b). În clădirile L5 și L9 au fost instalate câte două colectoare solare cu tuburi vidate amplasate pe terasa clădirii (Fig. II.5c), grup de pompare, automatizare și boiler bivalent de 500 de litri amplasate la demisolul laboratorului (Fig. II.5d). Colectoarele solar termice sunt instalate la diverse unghiuri de înclinare pentru a evalua influența unghiului de înclinare asupra energiei termice produse.



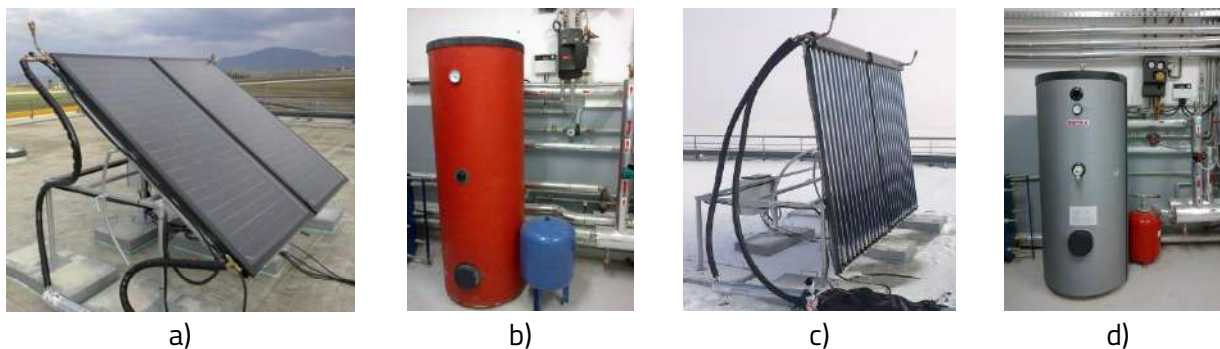


Fig. II.5 Sisteme solar termice instalate în clădirile L1, L2, L3, L4, L5, L6, L8, L9 și L10 din ICDT

În 2013 și 2014 am proiectat, întocmit caietul de sarcini pentru achiziții, coordonat instalarea și punerea în funcțiune a unui stand de laborator pentru monitorizarea consumului de energie termică în clădirile L1 și L9 din cadrul Institutului de Cercetare Dezvoltare al Universității Transilvania din Brașov. Sistemul de monitorizare este alcătuit dintr-un contor volumetric (Fig. II.6a) pentru măsurarea consumului de gaze naturale al centralei termice, contor de energie cu debitmetru ultrasonic pentru măsurarea energiei termice produse de centrala termică (Fig. II.6b), contor de energie cu debitmetru ultrasonic pentru măsurarea energiei termice produse de pompa de căldură (Fig. II.6c) și contor de energie cu debitmetru ultrasonic pentru măsurarea energiei termice produse de colectoarele solar termice (Fig. II.6d). Datele măsurate sunt salvate într-o bază de date pentru prelucrare și analize ulterioare.

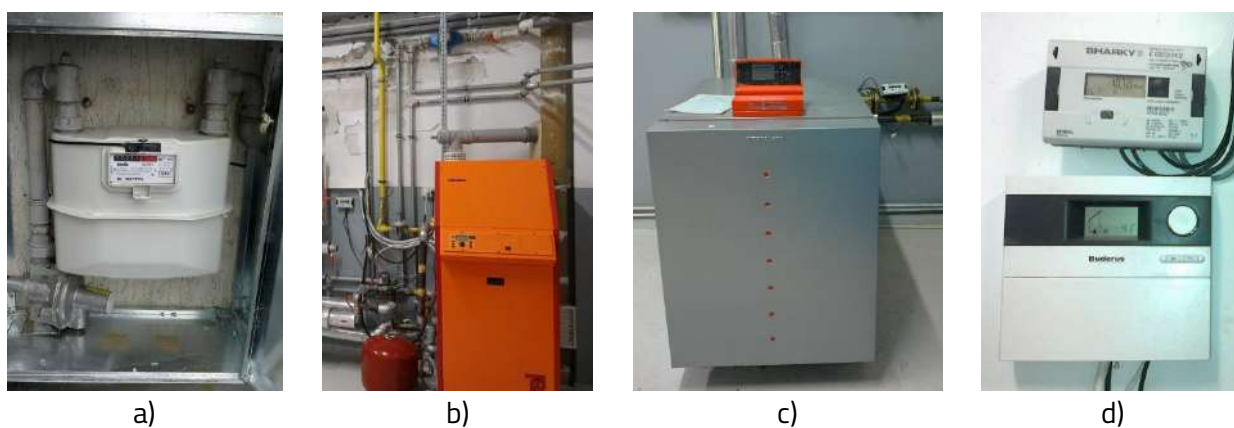


Fig. II.6 Sistem de monitorizare a consumului de gaz și de energie termică din clădirea L1 - IC DT

În perioada 2014-2015 am urmat un program de studii postdoctorale cu tema „Mixuri bazate pe energii regenerabile implementate în clădiri cu consum energetic redus” care a avut ca obiectiv principal designul conceptual al mixului optim bazat pe energii regenerabile, care prin implementare în clădiri cu necesar redus de energie să asigure transformarea lor în clădiri al căror consum de energie convențională este aproape egal cu zero.



În 2015 am proiectat, întocmit caietul de sarcini pentru achiziții, instalat și pus în funcțiune un stand de laborator pentru monitorizarea parametrilor de confort termic interior de la etajul Căsuței Solare din corpul E al Universității Transilvania din Brașov. Sistemul de monitorizare este alcătuit din 12 de senzori wireless cu data logger integrat pentru măsurarea temperaturii și umidității relative a aerului (Fig. II.7a) și o interfață de comunicare cu senzorii wireless pentru preluarea datelor măsurate de aceștia și transmiterea lor într-o bază de date specializată dezvoltată pe un calculator (Fig. II.7b).



a)



b)

Fig. II.7 Sistem de monitorizare a temperaturii și umidității relative a aerului din Căsuța Solară

În 2016 am proiectat, întocmit caietul de sarcini pentru achiziții, instalat și pus în funcțiune un stand de laborator pentru monitorizarea consumului de energie termică și electrică a Căsuței Solare din corpul E al Universității Transilvania din Brașov. Sistemul de monitorizare este alcătuit din debitmetre volumetrice și senzori de temperatură instalați pe circuitul primar al pompei de căldură, pe circuitul de alimentare cu agent termic a sistemului de încălzire în pardoseală și a ventiloconvectoarelor Căsuței Solare (Fig. II.8a). Datele măsurate sunt preluate de un sistem de achiziție de date bazat pe un controler PXC la care sunt conectate și transformatoare de curent utilizate pentru măsurarea consumului de energie electrică a pompei de căldură și a pompelor hidraulice din circuitul primar și secundar ale acesteia (Fig. II.8b). Consumul de energie electrică al consumatorilor din Căsuța Solară este monitorizat cu un sistem de achiziție de date similar (Fig. II.8c). Datele sunt salvate într-o bază de date și sunt prelucrate și analizate de studenții programului de studii ISER în cadrul activităților de laborator de la disciplinele Energie geotermală și Managementul energiei.



a)



b)



c)

Fig. II.8 Sistem de monitorizare a consumului de energie termică și electrică a Căsuței Solare

În 2017 am proiectat, întocmit caietul de sarcini pentru achiziții, coordonat instalarea și punerea în funcțiune a unui stand de laborator pentru monitorizarea consumului de energie termică în clădirea L7 din cadrul Institutului de Cercetare Dezvoltare al Universității Transilvania din Brașov. Sistemul de monitorizare este alcătuit dintr-un contor volumetric (Fig. II.9a) pentru măsurarea consumului de gaze naturale al centralei termice, contor de energie cu debitmetru ultrasonic pentru măsurarea energiei termice produse de centrala termică (Fig. II.9b) și contor de energie cu debitmetru ultrasonic pentru măsurarea energiei termice produse de colectoarele solar termice (Fig. II.9c). Datele măsurate sunt salvate într-o bază de date pentru prelucrare și analize ulterioare.

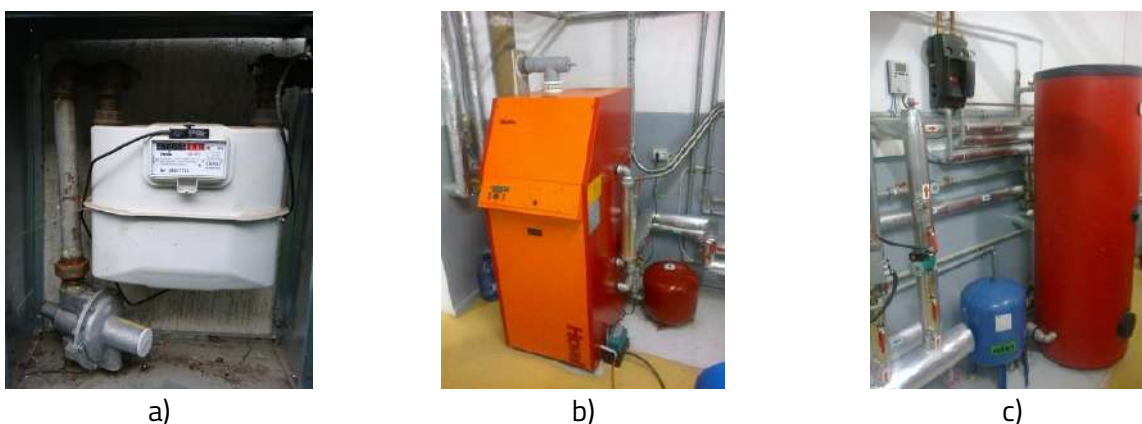


Fig. II.9 Sistem de monitorizare a consumului de gaz și de energie termică din clădirea L7 - ICDT

În 2019 am proiectat, întocmit caietul de sarcini pentru achiziții, instalat și pus în funcțiune Laboratorul didactic Sisteme solar termice de la parterul Căsuței Solare din corpul E al Universității Transilvania din Brașov (Fig.II.10). Laboratorul permite studenților programului de studii ISER realizarea de activități de laborator specifice: instalarea colectoarelor solar termice (plan plate și cu tuburi vidate) pe structuri metalice și din lemn, a boilerului, a grupului de pompare și a vasului de expansiune, interconectarea acestor componente, realizarea probelor de presiune, umplerea circuitului solar cu agent termic, instalarea controlerului solar și punerea în funcțiune a sistemului solar termic în cadrul disciplinei Sisteme Solar Termice.



Fig. II.10 Laborator Sisteme solar termice situat la parterul Căsuței Solare

În 2020 am proiectat, întocmit caietul de sarcini pentru achiziții, coordonat instalarea și punerea în funcțiune a unui stand de laborator - Sistem fotovoltaic off-grid de 15 kW în cadrul Bazei Didactice Multidisciplinare Gârcin a Universității Transilvania din Brașov. Sistemul este alcătuit din 60 de module fotovoltaice cu puterea de 250W amplasate pe platforme metalice cu posibilitatea de modificare a unghiului de înclinare, deasupra a 3 din bazinele de creștere a păstrăvilor (Fig. II.11a). Energia electrică este stocată în 36 de acumulatori de 12V cu o capacitate de 220 Ah fiecare, amplasați în trei adăposturi, câte unul pentru fiecare bazin în parte (Fig. II.11b).



Fig. II.11 Sistem fotovoltaic off-grid de 15 kW în cadrul Bazei Didactice Multidisciplinare Gârcin a Universității Transilvania din Brașov

În 2021, sistemul a fost extins cu încă un sistem fotovoltaic off-grid de 6kW, alcătuit din 24 de module fotovoltaice cu puterea de 250W amplasate pe platforme metalice cu posibilitatea de modificare a unghiului de înclinare, deasupra a 4 din bazinele de creștere a păstrăvilor (Fig. II.12a). Energia electrică este stocată în 12 de acumulatori de 12V cu o capacitate de 220 Ah fiecare, amplasați într-un adăpost comun (Fig. II.12b).



Fig. II.12 Sistem fotovoltaic off-grid de 6 kW în cadrul Bazei Didactice Multidisciplinare Gârcin a Universității Transilvania din Brașov



În 2020 am proiectat, întocmit caietul de sarcini pentru achiziții, coordonat instalarea și punerea în funcțiune a unui stand de laborator - Sistem fotovoltaic on-grid de 10 kW în cadrul Bazei Didactice Multidisciplinare Sânpetru a Universității Transilvania din Brașov. Sistemul este alcătuit din 40 de module fotovoltaice de 250W amplasate pe un acoperiș înclinat cu învelitoare din tablă metalică (Fig. II.13a) și dintr-un invertor trifazat, elemente de protecție și monitorizare amplasate în laboratorul de la mansarda clădirii (Fig. II.13b).



a)



b)

Fig. II.13 Sistem fotovoltaic on-grid de 10 kW în cadrul Bazei Didactice Multidisciplinare Sânpetru a Universității Transilvania din Brașov

Tot în 2020, am proiectat, întocmit caietul de sarcini pentru achiziții, coordonat instalarea și punerea în funcțiune a unui stand de laborator - Sistem fotovoltaic on-grid de 18 kW în cadrul Bazei Didactice Multidisciplinare Sânpetru a Universității Transilvania din Brașov. Sistemul este alcătuit din 60 de module fotovoltaice cu puterea de 305W amplasate pe o structură metalică (Fig. II.14a) și dintr-un invertor trifazat de 20 kW, elemente de protecție și monitorizare amplasate într-un cabinet metalic (Fig. II.14b).



a)



b)

Fig. II.14 Sistem fotovoltaic on-grid de 18 kW în în Baza Didactică Multidisciplinară a Universității Transilvania din Brașov

Sistemul de producție al energiei electrice din energie solară din Baza Didactică Multidisciplinară Sânpetru a Universității Transilvania din Brașov a fost extins în 2022 cu alte două sisteme fotovoltaice cu o putere totală instalată de 33,6 kW (Fig. II.15a) pentru care am realizat proiectul tehnic, am întocmit caietul de sarcini pentru achiziții, am coordonat instalarea și punerea în funcțiune. Energia electrică produsă de cele două sisteme fotovoltaice este transferată în rețeaua de distribuție a bazei didactice prin intermediul a câte unui invertor trifazat de 20 kW, elemente de protecție și monitorizare amplasate în câte un cabinet metalic (Fig. II.15b).



Fig. II.15 Sisteme fotovoltaice on-grid de 33,6 kW instalate în Baza Didactică Multidisciplinară Sânpetru a Universității Transilvania din Brașov

În 2021 am proiectat, întocmit caietul de sarcini pentru achiziții, coordonat instalarea și punerea în funcțiune a două standuri de laborator - Sistem de încălzire geotermic și Sistem de încălzire aerotermic în cadrul Bazei Didactice Multidisciplinare Sânpetru a Universității Transilvania din Brașov. Sistemul este alcătuit din două pompe de căldură sol-apă (Fig. II.16a) și dintr-o pompă de căldură aer-apă (Fig. II.16b) pentru a încălzi una din serele din baza didactică (Fig. II.16c).

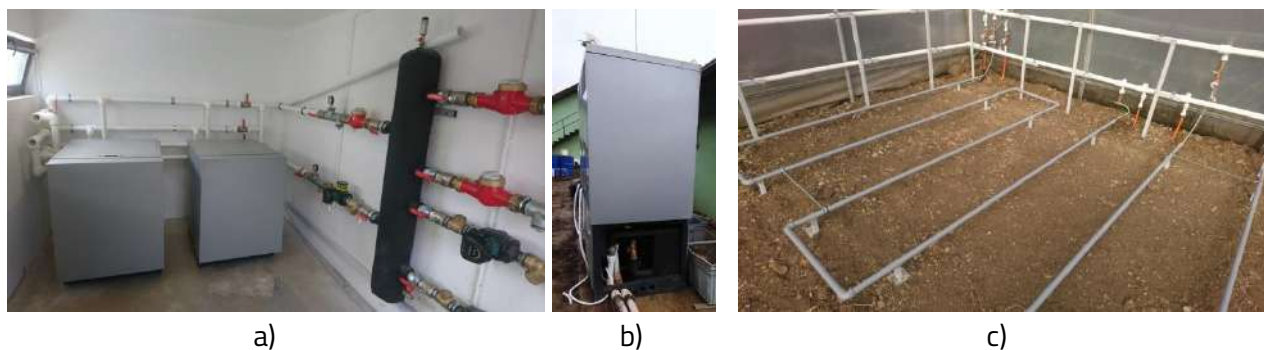


Fig. II.16 Sistem de încălzire geotermic (a) și aerotermic (a) a unei sere (c) din Baza Didactică Multidisciplinară Sânpetru a Universității Transilvania din Brașov

În 2022 am proiectat, întocmit caietul de sarcini pentru achiziții, coordonat instalarea și punerea în funcțiune a unui stand de laborator - Sistem de climatizare cu pompă de căldură aer-aer pentru Biobaza din cadrul Bazei Didactice Multidisciplinare Sânpetru a Universității Transilvania din Brașov. Sistemul este alcătuit dintr-o centrală de tratare a aerului (Fig. II.17a) prevăzută cu o pompă de căldură aer-aer (Fig. II.17b).

Sistemul de climatizare asigură un mediu curat, lipsit de potențiali contaminanți și patogeni, cu condiții de temperatură și umiditate optime în încăperile deservite. Instalatia de climatizare creează o presiune diferențială de 15 - 50 Pascali între spațiile protejate și spațiile convenționale.

Centrala de tratare a aerului este de tip Lindab CompAir CF1(Plus) 3000 cu o capacitate maximă de 3300 m<sup>3</sup>/h, recuperare de căldură de 83%, cu regim de operare între - 20°C și + 40°C, filtre clasa F7, cu capacitatea de până la 90 % de a reține particule (spori, bacterii, virusuri etc.). Controlul temperaturii este asigurat de o pompă de căldură aer-aer marca DAIKIN model ERQ125AW1, cu o capacitate de răcire de 14 kW și de încălzire de 16 kW. Pompa de căldură aer-aer are dimensiuni 1,680x635x765 mm (înălțime/lățime/adâncime) și este amplasată pe o platformă de beton pe latura de sud-vest a clădirii.

Traseele de tur și retur ale centralei de tratare a aerului sunt realizate din tronsoane de tubulatură rectangulară și cilindrică amplasate pe peretele exterior sud-vest al clădirii și în zonele de pod-spații tehnice ale Mansardei la care sunt conectate prin coturi de 90° difuzoarele amplasate pe tavanul încăperilor. Fluxul de aer este controlat prin dispozitive circulare de reglaj manual accesibile prin ușițele de serviciu dintre laborator și spațiile tehnice.



a)



b)

Fig. II.17 Sistem de climatizare cu pompă de căldură aer-aer pentru Biobaza din cadrul Bazei Didactice Multidisciplinare Sânpetru a Universității Transilvania din Brașov



Pentru dezvoltarea în continuare a carierei universitare am în vedere următoarele:

## ACTIVITATEA DIDACTICĂ

- continuarea coordonării programului de studii de licență Ingineria Sistemelor de Energii Regenerabile prin actualizarea permanentă și aplicarea conceptelor didactice moderne, centrate pe nevoile studenților și corelate cu cerințele mediului economic;

- îmbunătățirea cunoștințelor, aptitudinilor și competențelor didactice prin participare la proiecte pentru perfecționarea activității didactice și introducerea metodelor interactive de predare, învățare și evaluare și prin studiu individual;

- elaborarea unor noi lucrări didactice (curs, suport de curs și îndrumar de laborator) în domeniul implementării sistemelor de energii regenerabile în mediul construit și al designului de produs pentru dezvoltare durabilă, adaptate la cerințele exprimate de mediul economic; conținutul acestor discipline va fi orientat în sensul asigurării competențelor necesare absolvenților pentru integrare pe piața muncii la nivel național și european;

- continuarea implicării în activitățile UNITA și ESEIA pentru construirea unei comunități de profesori și studenți implicați în dezvoltarea durabilă și asigurarea rezilienței verzi;

- extinderea laboratoarelor de sisteme solar termice, sisteme fotovoltaice și sisteme cu pompe de căldură existente pe Colina Universității, în Institutul de Cercetare Dezvoltare al Universității Transilvania din Brașov și în Bazele Didactice Multidisciplinare ale Universității Transilvania din Brașov pentru stocarea în sol a energiei termice excedentare produse de sistemele solar termice și pentru utilizarea pompelor de căldură și în afara sezonului de încălzire, pentru răcirea pasivă și activă a clădirilor, și dezvoltarea sistemului de monitorizare și achiziție a datelor atât în vederea realizării lucrărilor de laborator propuse cât și pentru realizarea unor lucrări de cercetare științifică ale căror rezultate vor fi valorificate prin diseminare în jurnale indexate ISI cu factor mare de impact;

- colaborarea cu cadre didactice din mediul preuniversitar pentru desfășurarea în comun a unor ateliere destinate elevilor de liceu pentru atragerea acestora la programul de studii Ingineria Sistemelor de Energii Regenerabile;

- menținerea legăturii cu mediul economic în scopul identificării companiilor cu activitate în domeniul sistemelor de energii regenerabile pentru încheierea de parteneriate pentru efectuarea de stagii de practică cu studenții de la programul de studii ISER;

- îndrumarea studenților pentru obținerea de burse de studii și documentare, în activitățile de practică și în realizarea proiectelor de licență și disertație;

- participare la activitățile departamentului (organizare de conferințe, seminarii, școli de vară, acțiuni de promovare etc.), menținerea colaborării deschise și permanente cu membrii departamentului și cu conducerea facultății și universității.

## ACTIVITATEA DE CERCETARE ȘTIINȚIFICĂ

Pentru viitorul imediat (următorii 3 ani), activitatea de cercetare va continua pe direcțiile începute (Sisteme de conversie a surselor regenerabile de energie în energie termică implementate într-un mediu construit eficient energetic), prin colaborarea în echipele proiectelor de cercetare dezvoltate în Centrul de Cercetare Sisteme de Energii Regenerabile și Reciclare, pentru dezvoltarea de soluții integrate de eficiență energetică și implementare de sisteme de energii regenerabile în clădiri nZEB și în comunități nZEB, prin:

- asigurarea funcționalității și dezvoltarea echipamentelor de laborator și cercetare specifice sistemelor de energii regenerabile aflate în Centrul de Cercetare Sisteme de Energii Regenerabile și Reciclare;

- creșterea gradului de autoconsum a energiei electrice produse de sistemele fotovoltaice (de exemplu, schimbarea unghiului de înclinare al platformei fotovoltaice, stocarea energiei termice și/sau electrice, folosirea energiei pentru alte funcționalități).

- monitorizarea necesarului de energie termică și electrică a laboratoarelor din cadrul ICDT, în vederea elaborării unor strategii de reducere a consumului de energie din surse convenționale, în principal prin implementarea unor metode pasive (ventilație naturală, night cooling, green-roof, elemente de umbrire) și active (instalarea unei pompe de căldură sol-apă atât pentru încălzirea/răcirea spațiilor cât și pentru recuperarea căldurii din aerul viciat);

- designul conceptual și de detaliu al unui sistem pilot de asigurare a aerului proaspăt pentru laboratorul L7 din cadrul ICDT, implementarea, testarea și optimizarea acestuia în perspectiva replicării la nivelul tuturor laboratoarelor din institut;

- exploatarea și optimizarea standului de testare în aer liber a colectoarelor solar termice integrate în fațadă, implementat în ICDT, propunere de brevet de invenție pentru acest stand;

- atragerea de fonduri prin propuneri de proiecte de cercetare în domeniul implementării sistemelor de energii regenerabile în mediul construit la competiții interne și internaționale, în colaborare cu alte centre de cercetare din țară și străinătate;

- diseminarea rezultatelor cercetării prin publicarea de lucrări științifice în reviste de specialitate cotate ISI cu factor mare de impact și prin participarea la conferințe internaționale de profil;

- atragerea de doctoranzi prin implicarea graduală a studenților în activități de cercetare prin îndrumarea de lucrări în cadrul cercurilor științifice, proiecte de licență și disertație cu tematică de cercetare;

- formarea și coordonarea unui colectiv de cercetare în domeniul sistemelor de energii regenerabile.

Pe termen mediu, competențele dobândite vor fi extinse de la implementarea sistemelor regenerabile în mediul construit către implementarea acestora și în alte în sectoare de activitate (industrie, transport, agricultură etc.) din perspectiva dezvoltării durabile. În acest sens, au fost deja realizate o serie de contacte cu reprezentanți ai mediului economic interesați de principiile dezvoltării durabile și de obținere a energiei din surse regenerabile (TotalEnergies România SA, Autoliv România SRL, Bilka Steel SRL, Selgros Cash & Carry SRL, Preh România SRL, Kronospan România SRL, Eldon SRL, RATBV SA etc.). De asemenea, vor fi continuate activitățile desfășurate în comun cu Agenția pentru Dezvoltare Regională Centru, Biroul Regional Brașov al ADR Centru, Agenția de Dezvoltare Durabilă a Județului Brașov, Grupul de Acțiune Locală Asociația Transilvană Brașov Nord, Fundația Pentru Aarii Protejate ProPark, Clusterul Green Energy, Clusterul ProNZEB, Asociația Energia Inteligentă etc.

Urmarea activității de cercetare (pe termen scurt și mediu) va fi îmbunătățirea indicatorilor specifici proprii de evaluare a activității de cercetare, contribuind astfel atât la consolidarea propriei cariere academice cât și la promovarea și vizibilitatea colectivului din care fac parte.

Brașov  
24.10.2024

Conf. dr. ing. Macedon-Dumitru MOLDOVAN

## (B-iii) Bibliografie

1. ANSYS (2013) ANSYS ® Help Viewer, Version: 15.0.0, © SAS IP, ANSYS Inc.
2. Argonne National Laboratory (2010) Life Cycle Analysis Results of Geothermal Systems in Comparison to Other Power Systems.
3. ASHRAE - American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers (2013), 2013 ASHRAE Handbook – Fundamentals, American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers Inc. Atlanta
4. ASRO - Asociația de Standardizare din România (2004) SR EN ISO 13790:2004 - Performanța termică a clădirilor. Calculul necesarului de energie pentru încălzirea spațiilor, Editura ASRO, București, România
5. ASRO - Asociația de Standardizare din România (2014) SR 4839/2014 – Instalații de încălzire. Numărul anual de grade-zile, Editura ASRO, București, România
6. ASRO - Asociația de Standardizare din România (2017) SR EN ISO 52016-1:2017 - Performanța energetică a clădirilor. Necesarul de energie pentru încălzire și răcire, temperaturi interioare și sarcini termice sensibile și latente. Partea 1: Metode de calcul, Editura ASRO, București, România
7. Attia S. (2018) Net zero energy buildings (NZEB). Concepts Frameworks and Roadmap for Project Analysis and Implementation, Elsevier, Amsterdam, The Netherlands
8. Attia S., Kurnitski J., Kosiński P., Borodiņecs A., Belafi Z.D., István K., Krstić H., Moldovan M., Visa I., Mihailov N., Evstatiev B., Banionis K., Čekon M., Vilčeková S., Struhala K., Brzoň R., Laurent O. (2022) Overview and future challenges of nearly zero-energy building (nZEB) design in Eastern Europe, Energy and Buildings, 267, 112165 (Q1, FI 6,7 în 2022)
9. Bert E. (2018) Sustainable energy – pseudo-equatorial solar tracking system for photovoltaic modules, Masteral thesis
10. Burduhos B. G., Moldovan M. D. (2016) Controlul sistemelor de energii regenerabile, Editura Universității Transilvania din Brașov
11. Burduhos B., Duta A., Moldovan M. (2017) The Role of Energy Management Systems in nZEB and nZEC, Nearly Zero Energy Communities, 50-69, Springer

12. Burduhos B., Toma C., Neagoe M., Moldovan M. (2011) Pseudo-equatorial tracking optimization for small photovoltaic platforms, *Environmental Engineering and Management Journal*, 10, 1059-1068 (Q4, FI 1,004 în 2011)
13. Burduhos BG., Visa I., Neagoe M., Duta-Capra A., Comsit M., Moldovan M.D. (2023) Stand cu parametri climatici controlați pentru testarea convertoarelor solare, Brevet de inventie RO 132448 B1
14. Cambier T. (2018) Automation systems for sustainable energy: pseudo-azimuthal photovoltaic solar tracking systems with one fixed axis, Masteral thesis
15. CAT - Climate Action Tracker (2022) Warming Projections Global Update, November 2022
16. Comsit M., Visa I., Moldovan M. D., Isac L. (2014) Architecturally integrated multifunctional solar-thermal façades, *Sustainable Energy in the Built Environment - Steps Towards nZEB*, 47-65, Springer
17. Comsit M., Moldovan M., Neagoe M. (2017) Deployable Mobile Units Concepts for Photovoltaic and Solar Thermal Arrays, *Nearly Zero Energy Communities*, 364-374, Springer
18. Cotorcea A., Visa I., Moldovan M., Ristea M. (2015) Performance assessment of solar thermal collectors in various sea states, *Scientific Bulletin Mircea cel Batran Naval Academy* 18 (1), 173
19. Cotorcea A., Pocora A., Nicolae F., Visa I., Moldovan M. (2020) Experimental Assessment of the Tilt Angle Influence on the Solar Thermal Collectors Performance, 2020 7th International Conference on Energy Efficiency and Agricultural Engineering (EE&AE), Ruse, 1-6 (indexat WOS și SCOPUS)
20. D'Agostino D., Parker D. (2018) A framework for the cost-optimal design of nearly zero energy buildings (NZEBs) in representative climates across Europe. *Energy*, 149, 814-829
21. Diaconescu D., Negoe M., Jaliu C., Saulescu R. (2010) *Product's Conceptual Design*, Editura Universității Transilvania din Brașov, România
22. Diaconescu D., Visa I., Hermenean I., Vatasescu M. (2009), Clouds influence on the solar radiation for a mountain location, *Environmental Engineering and Management Journal*, 8, 849-853, Gheorghe Asachi Technical University of Iași, România
23. Dokka T.K., Rødsjø A. (2005) *Kyoto Pyramiden*, disponibil la [www.lavenergiboliger.no](http://www.lavenergiboliger.no)



24. Drif M., Mellit A., Aguilera J., Perez P.J. (2012) A comprehensive method for estimating energy losses due to shading of GC-BIPV systems using monitoring data, *Solar Energy* 86, 2397-2404, Elsevier Ltd.
25. Duffie J.A., Beckman W.A. (2006) *Solar Engineering of Thermal Processes*, John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey
26. EIA - Energy Information Administration (2023) *Energy Institute Statistical Review of World Energy*
27. Energy Institute (2023) *Statistical Review of World Energy*
28. Friedlingstein P. et al (2022) Global Carbon Budget 2022, *Earth System Science Data*, 14, 4811–4900
29. Fuglsang N., Weiss P. (2021) Revising the Energy Efficiency Directive: Fit for 55 package, *EU Legislation in Progress*, European Parliament, Brussels, Belgium
30. Garcia M., Maruri J.M., Marroyo L., Lorenzo E., Perez M. (2008) Partial Shadowing, MPPT Performance and Inverter Configurations: Observations at Tracking PV Plants, *Progress In Photovoltaics: Research And Applications*, 16, 529-536, John Wiley & Sons, Ltd.
31. Geothermal Energy Administration (2007) *A Guide to Geothermal and the Environment*.
32. Ghosh H.R., Bhowmik N.C., Hussain M. (2010) Determining seasonal optimum tilt angles, solar radiations on variously oriented, single and double axis tracking surfaces at Dhaka, *Renewable Energy*, 35(6), 1292-1297, Elsevier Ltd.
33. Guvernul României (2011) OUG 22/2008 privind modificarea și completarea Legii nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie, *Monitorul Oficial al României nr. 736*
34. Hernandez P., Kenny P. (2010) From net energy to zero energy buildings: defining life cycle zero energy buildings (LC-ZEB), *Energy and Buildings* 42 (6), 815–821
35. Huld T., Šúri M., Cebecauer T., Dunlop E. (2008) Optimal Mounting Strategy for Single-Axis Tracking Non-Concentrating PV in Europe, *Proceedings of 23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 3253-3257, Valencia, Spain
36. IEA - International Energy Agency (2022) *World Energy Outlook 2022*, IEA Publications, Paris
37. IRS - Institutul Român de Standardizare (1997) SR 4839/1997 – Instalații de încălzire. Număr anual de grade-zile, Editura ASRO, București, România

38. ISO - International Standardization Organization (2017) Solar energy — Solar thermal collectors — Test methods, ISO 9806:2017, Second edition
39. Kalogirou S. (2017) Building integrated solar thermal systems, BISTS – Design and Applications Handbook. COST Action TU1205
40. Lorenzo E., Narvarte L., Munoz J. (2011) Tracking and back-tracking, Progress In Photovoltaics: Research And Applications, 19, 747-753, John Wiley & Sons, Ltd.
41. Lund J. W. (2007) Characteristics, Development and Utilization of Geothermal Resources, Geo-Heat Center, Oregon Institute of Technology, GHC Bulletin.
42. Marszal A.J., Heiselberg P., Bourrelle J.S., Musall E., Voss K., Sartori I., Napolitano A. (2011) Zero energy building – a review of definitions and calculation methodologies, Energy and Buildings 43(4), 971–979.
43. Martinez-Moreno F., Munoz J., Lorenzo E. (2010) Experimental model to estimate shading losses on PV arrays, Solar Energy Materials & Solar Cells, 94, 2298–2303, Elsevier B. V.
44. Meliss M. (1997) Regenerative Energiequellen, Springer, Berlin
45. Moldovan M. (2014) Renewable Energy Mixes for Sustainable Agrosystems, The VIII<sup>th</sup> Edition of the Annual Conference the Academic Days of the Academy of Technical Sciences in Romania – Products and Technologies for Sustainable Development, 356-362
46. Moldovan M. (2017a) Conversia energiei geotermice. Suport de curs, Editura Universității Transilvania din Brașov
47. Moldovan M. (2017b) Conversia energiei geotermice. Îndrumar de laborator, Editura Universității Transilvania din Brașov
48. Moldovan M. (2023) Sisteme Solar Termice, Editura AGIR București
49. Moldovan M., Boian I. (2010) Heat pump operation & data collection, Proceedings of Sixth International Conference Mechanics and Machine Elements, Sofia, Bulgaria, 261-270
50. Moldovan M., Visa I. (2017) Renewable Energy Systems for a Multi-family Building Community, Nearly Zero Energy Communities, 129-147, Springer
51. Moldovan M., Visa I. (2018) Development of an indoor testing rig for façade integrated solar thermal collectors, E3S Web of Conferences, 85, 04005 (2019), Eenviro ([indexat WOS și SCOPUS](#))

52. Moldovan M., Visa I. (2019) Angular stroke requirements for solar tracking azimuthal mechanism at any latitude. In: Uhl T. (eds) *Advances in Mechanism and Machine Science*. IFToMM WC 2019. *Mechanisms and Machine Science*, vol 73, 3573-3582, Springer, Cham ([indexat SCOPUS](#))
53. Moldovan M., Visa I. (2021) One Year Experimental Evaluation of the Electrical Gain by Solar Tracking a 12 KW Photovoltaic System Installed on a Building Rooftop, *Mechanisms and Machine Science*, 91, 551–559, Springer, Cham ([indexat SCOPUS](#))
54. Moldovan M., Visa I. (2023) Sustainable Product Development Through the Interdisciplinary Study Programme Engineering of Renewable Energy Systems, IFToMM World Congress on Mechanism and Machine Science, 721-731, Springer, Cham ([indexat SCOPUS](#))
55. Moldovan M., Visa I., Duta A. (2010) Energetic monitoring and optimization of a Solar House, *Bulletin of the Transilvania University of Braşov*, 3 (52), Series I: Engineering Sciences, 91-98
56. Moldovan M., Visa I., Burduhos B. G. (2011a) Energetic autonomy for a solar house, *Environmental Engineering & Management Journal*, 10(9), 1283-1290 ([Q4, FI 1,004 în 2011](#))
57. Moldovan M., Visa I., Burduhos B. (2011b) Energy modeling of a single axis tracked string PV system from a hybrid RES, *Proceedings of 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Hamburg, Germany, 3804-3807
58. Moldovan M., Visa I., Ciobanu I. (2014a) Towards nZEB—sustainable solutions to meet thermal energy demand in office buildings, *Sustainable Energy in the Built Environment - Steps Towards nZEB*, 115-133, Springer
59. Moldovan M., Visa I., Duta A. (2014b) The influence of thermal zoning on the thermal comfort and energy consumption in low energy office buildings, *Proceedings of the 45th International Congress & Exhibition on Heating, Refrigeration and Air Conditioning*, Belgrad, Serbia
60. Moldovan M., Visa I., Neagoe M., Burduhos B. G. (2014c) Solar heating & cooling energy mixes to transform low energy buildings in nearly zero energy buildings, *Energy Procedia*, 48, 924-937 ([indexat WOS și SCOPUS](#))
61. Moldovan M., Visa I., Saulescu R., Comsit M. (2014d) Four-bar linkages with linear actuators used for solar trackers with large angular diurnal strokes, *The 11th IFToMM International Symposium on Science of Mechanisms and Machines*, *Mechanisms and Machine Science*, 17, 411-423, Springer ([indexat SCOPUS](#))

62. Moldovan M., Visa I., Neagoe M. (2015) Optimising the strokes and loads of the linear actuators in a two degrees of freedom linkage used in solar tracking systems. In: Proceedings of the 14th IFToMM World Congress, Taipei, Taiwan (*indexat SCOPUS*)
63. Moldovan M., Visa I., Duta A. (2016) Future trends for solar energy use in nearly zero energy buildings, *Advances in Solar Heating and Cooling*, 547-569, Woodhead Publishing (*indexat WOS și SCOPUS*)
64. Moldovan M. D., Duta Capra A., Comsit M., Totu I., Visa I. (2017a) Colectoare de energie solară, Certificat de înregistrare desen/model nr. 021558
65. Moldovan M., Visa I., Duta A. (2017b) Enhanced sustainable cooling for low energy office buildings in continental temperate climate, *ASCE Journal of Energy Engineering* 143 (5), 1-12 (*Q3, FI=1.346 în 2017*)
66. Moldovan M., Visa I., Burduhos B. (2020a) Experimental Comparison of Flat Plate and Evacuated Tube Solar Thermal Collectors for Domestic Hot Water Preparation in Education Facilities, *Journal of Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems*, 8(2), 293-303
67. Moldovan M., Visa I., Duta A. (2020b) Outdoor Performance of Triangle Solar Thermal Collectors for Facades Integration, *Solar Energy Conversion in Communities*, Springer Nature Switzerland
68. Moldovan M., Visa I., Rusea I. (2020c) The influence of the solar thermal collectors integrated in the building façade on the building thermal energy demand across Europe, *Journal of Science and Arts*, 1(50), 203-214 (*indexat WOS*)
69. Moldovan M., Burduhos B., Visa I. (2021a) Yearly Electrical Energy Assessment of a Photovoltaic Platform/Geothermal Heat Pump Prosumer, *Energies*, 14(13), 3776 (*Q3, FI=3,252 în 2021*)
70. Moldovan M., Rusea D., Visa I. (2021b) Optimising the thickness of the water layer in a triangle solar thermal collector, *Renewable Energy* 173, 381-388, 2021 (*Q1, FI=8,634 în 2021*)
71. Moldovan M., Burduhos B., Visa I. (2023a) Efficiency Assessment of Five Types of Photovoltaic Modules Installed on a Fixed and on a Dual-Axis Solar-Tracked Platform, *Energies*, 16 (3) (*Q3, FI=3,000 în 2023*)
72. Moldovan M., Visa I., Burduhos B (2023b) Experimental Energy Gain Assessment of a Photovoltaic System Equipped with a Biaxial Solar Tracking Mechanism. In: Doroftei, I., Nitulescu, M., Pislă, D., Lovasz, EC. (eds) *Mechanisms and Machine Science*, 127, Springer, Cham (*indexat SCOPUS*)

73. Morice CP., Kennedy JJ., Rayner NA., Winn JP., Hogan E., Killick RE., Dunn RJH., Osborn TJ., Jones PD., Simpson IR. (2023) An updated assessment of near-surface temperature change from 1850: the HadCRUT5 dataset. *Journal of Geophysical Research (Atmospheres)*
74. Mousazadeh H., Keyhani A., Javadi A., Mobli H., Abrinia K., Sharifi A. (2009) A review of principle and sun-tracking methods for maximizing solar systems output, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13, 1800–1818, Elsevier Ltd.
75. MTCT - Ministerul Transporturilor, Construcțiilor și Turismului (2006) Metodologie de calcul al performanței energetice a clădirilor, Mc-001
76. Mueller L., Berker T. (2013) Passive House at the crossroads: The past and the present of a voluntary standard that managed to bridge the energy efficiency gap. *Energy Policy*, 60, 586-593
77. Neagoe M., Visa I., Burduhos B., Moldovan M. (2014a) Thermal load based adaptive tracking for flat plate solar collectors, *Energy Procedia*, 48, 1401–1411 ([indexat WOS și SCOPUS](#))
78. Neagoe M., Visa I., Cretescu N., Moldovan M. (2014b) On a new parallel tracking system for accurate orientation of concentrated solar convertors, *Applied Mechanics and Materials*, 658, 105-110 ([indexat SCOPUS](#))
79. Owen M.S. (2017) *ASHRAE Handbook—Fundamentals*.
80. Parlamentul României (2020) LEGEA nr. 372 din 13 decembrie 2005 (republicată) privind performanța energetică a clădirilor, *Monitorul Oficial* 868
81. Pollack H. N., Hurter S. J., Johnson J. R. (1993) Heat flow from the Earth's interior: Analysis of the global data set, *Reviews of geophysics*, 31(3) 267-280.
82. Rusea D, Moldovan M., Visa I. (2023) Novel Pseudo 3D Design of Solar Thermal Facades with Triangle and Trapeze Solar Thermal Collectors for Increased Architectural Acceptance. In: Petuya, V., Quaglia, G., Parikyan, T., Carbone, G. (eds) *Proceedings of I4SDG Workshop 2023. I4SDG 2023. Mechanisms and Machine Science*, 134. 27-36, Springer, Cham ([indexat SCOPUS](#))
83. Smalley R. E. (2005) Future Global Energy: Prosperity The Terawatt Challenge, *MRS Bulletin*, 30, 412-417
84. UE - Uniunea Europeană (2010) Directiva 2010/31/UE a Parlamentului European și a Consiliului din 19 mai 2010 privind performanța energetică a clădirilor (reformare), *Jurnalul Oficial al Uniunii Europene*, L153/13
85. UN - United Nations (2022) *UN World Population Prospects*

86. UTCB - Universitatea Tehnică de Construcții București (2005) Reglementari Tehnice NP-082-04 din 15 februarie 2005 privind Cod de proiectare. Bazele proiectării și acțiuni asupra construcțiilor. Acțiunea vântului, Monitorul Oficial al României, nr. 349 bis
87. Vatasescu M., Moldovan M., Burduhos B. (2011) Sisteme Articulate pentru Orientare Solară, Editura Universității Transilvania din Brașov, Brașov, România
88. Visa I., Moldovan M. (2019) Solar Tracking Linkage RSSR for all Latitudes. In: Uhl T. (eds) Advances in Mechanism and Machine Science. IFToMM WC 2019. Mechanisms and Machine Science, 73, 3541-3550, Springer, Cham ([indexat SCOPUS](#))
89. Visa I., Moldovan M. (2020) Energy Efficient Built Environment of the R&D Institute of the Transilvania University of Brașov Romania, 2020 7th International Conference on Energy Efficiency and Agricultural Engineering (EE&AE), Ruse, 1-4 ([indexat WOS și SCOPUS](#))
90. Visa I., Moldovan M. (2022) Achieving the Sustainable Development Goals Through Education on Renewable Energy. In: Quaglia, G., Gasparetto, A., Petuya, V., Carbone, G. (eds) Proceedings of I4SDG Workshop 2021. I4SDG 2021. Mechanisms and Machine Science, 108, Springer, Cham ([indexat WOS și SCOPUS](#))
91. Visa I., Alexandru P., Talabă D., Alexandru C. (2004) Proiectarea Funcțională a Mecanismelor. Metode Clasice și Moderne, Editura Lux Libris, Brașov, România
92. Visa I., Duta-Capra A., Neagoe M., Comsit M., Moldovan M. D., Burduhos B. G. (2013) Sistem de panouri solare plane poligonale modularizate pentru integrare în fațade, Propunere de brevet de invenție RO128860/30.09.2013
93. Visa I., Comsit M., Moldovan M., Duta A. (2014a) Outdoor simultaneous testing of four types of photovoltaic tracked modules, Journal of Renewable and Sustainable Energy 6, 1-12 ([Q3, FI=0,904 în 2014](#))
94. Visa I., Moldovan M., Comsit M., Duta A. (2014b) Improving the Renewable Energy Mix in a Building Towards the Nearly Zero Energy Status, Energy and Buildings, 68, 72-78 ([Q1, FI=2,884 în 2014](#))
95. Visa I., Neagoe M., Moldovan M., Comsit M. (2014c) Structural synthesis of parallel linkages by multibody systems method, Applied Mechanics and Materials, 658, 153-160 ([indexat SCOPUS](#))
96. Visa I., Duta A., Comsit M., Moldovan M.D., Ciobanu D., Saulescu R., Burduhos B.G. (2015a) Design and experimental optimization of a novel flat plate solar thermal



- collector with trapezoidal shape for facades integration, Applied Thermal Engineering, 90, 432-443 (Q1, FI=3,043 în 2015)
97. Visa I., Duta A., Moldovan M., Burduhos B. (2015b) Conceptual Design of Renewable-Based Energy Mixes For Sustainable Communities, Buletinul AGIR, Supliment 1, 117-127
98. Visa I., Jaliu C, Duta A., Neagoe M., Comsit M., Moldovan M., Ciobanu D., Burduhos B., Saulescu R. (2015c) The role of mechanisms in sustainable energy systems, Editura Universității Transilvania din Brașov
99. Visa I., Neagoe M., Moldovan M. (2015d) Algorithm for Structural Synthesis of Planar Mechanisms as Multibody Systems. 14th World Congress of Mechanisms and Machine Science, Taipei, Taiwan (indexat SCOPUS)
100. Visa I., Burduhos B.G., Neagoe M., Moldovan M., Duta A. (2016a) Comparative analysis of the infield response of five types of photovoltaic modules, Renewable Energy, 95, 178-190 (Q1, FI=4,357 în 2016)
101. Visa I., Cotorcea A., Moldovan M., Neagoe M. (2016b) Two degrees of freedom parallel linkage to track solar thermal platforms installed on ships, IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, 147 (1), 012071 (indexat WOS și SCOPUS)
102. Visa I., Cotorcea A., Neagoe M., Moldovan M. (2016c) Adaptability of solar energy conversion systems on ships, IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, 147 (1), 012070 (indexat WOS și SCOPUS)
103. Visa I., Diaconescu D., Neagoe M., Eftimie E., Serban C., Moldovan M., Saulescu R., Vatasescu Porca M.M., Burduhos B., Totu I. (2016d) Mecanism de orientare monoaxială cu două actuatore liniare, Brevet de inventie RO 127979 (B1)
104. Visa I., Comsit M., Duta A., Neagoe M., Moldovan M., Burduhos B., Perniu D., Enesca A., Isac L., Cosnita M., Totu I., Savvides I., Vassiliades C. (2017a) Novel solar-thermal collectors/array with increased architectural acceptance for building integration, Building integration of solar thermal systems design and applications handbook, 373-391, COST Office
105. Visa I., Duta A., Moldovan M. (2017b) Nearly Zero Energy Community - a transition concept towards sustainability, Journal of Engineering Sciences and Innovation, 2 (3), 69-79
106. Visa I., Duta A., Moldovan M., Burduhos B. (2017c) Implementing Renewable Energy Systems in Nearly Zero Energy Communities, Nearly Zero Energy Communities, 3-24, Springer

107. Visa I., Moldovan M., Comsit M., Duta A. (2017d) Infield output of a new solar-thermal façade with increased architectural acceptance, *Advanced Materials - TechConnect Briefs*, 2, 62-65 (indexat SCOPUS)
108. Visa I., Moldovan M., Comsit M., Neagoe M., Duta A. (2017e) Facades integrated solar-thermal collectors – challenges and solutions, *Energy Procedia*, 112, 176-185 (indexat WOS și SCOPUS)
109. Visa I., Neagoe M., Moldovan M. (2017f) Structural synthesis of planar geared linkage mechanisms as multibody systems, *New Advances in Mechanisms, Mechanical Transmissions and Robotics, Mechanisms and Machine Science*, 46, 99-106, Springer (indexat WOS și SCOPUS)
110. Visa I., Dombi V., Neagoe M., Moldovan M., Saulescu R., Totu I., Badea M., Vatasescu Porca M., Serban C. (2018a) Metodă de reglare a orientării unui colector solar termic plan, Brevet de invenție RO127678B1
111. Visa I., Moldovan M., Neagoe M., Duta A., Isac L., Perniu D. (2018b) Colector solar termic plan plat triunghiular, propunere de brevet de invenție RO 132733 A0
112. Visa I., Neagoe M., Moldovan M., Comsit M. (2018c) Solar tracking parallel linkage applicable for all latitudes, *Mechanisms and Machine Science*, 57, 3-11 (indexat SCOPUS)
113. Visa I., Duta A., Moldovan M. (2019a) Outdoor performance of a trapeze solar thermal collector for facades integration, *Renewable Energy*, 137, 37-44 (Q1, FI=6,274 în 2019)
114. Visa I., Moldovan M., Duta A. (2019b) Novel triangle flat plate solar thermal collector for facades integration, *Renewable Energy*, 143, 252-262 (Q1, FI=6,274 în 2019)
115. Visa I., Comsit M., Duta A., Neagoe M., Saulescu R., Ciobanu D., Moldovan M., Burduhos B., Perniu D., Enesca A., Isac L., Ienei E., Mihoreanu C., Totu I. (2020a) Colector solar termic modular pentru optimizarea prin testare a eficienței conversiei și creșterea acceptanței arhitecturale, Brevet de invenție RO130275B1
116. Visa I., Diaconescu D., Neagoe M., Moldovan M., Saulescu R., Vatasescu Porca M.M., Burduhos B., Totu I., Serban C., Grigorescu C.M. (2020b) Mecanism de orientare cu două actuatore liniare în paralel pentru șiruri fotovoltaice, Brevet de invenție RO 128315 (B1)
117. Visa I., Duta A., Moldovan M., Burduhos B., Neagoe M. (2020c) *Solar Energy Conversion Systems in the Built Environment*, Green Energy and Technology, Springer Nature Switzerland AG (indexat WOS și SCOPUS)

- 118.Visa I., Moldovan M., Duta A. (2020d) Experimental Performance Assessment of Vertically Installed Solar Thermal Collectors, *Journal of Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems*, 8(4), 692-700 (indexat WOS și SCOPUS)
- 119.Visa I., Diaconescu D., Neagoe M., Jaliu C., Alexandru C., Dobre B., Botoman M., Saulescu R., Moldovan M., Porca Vatasescu M. (2022a) Actuator de viteză mică cu reductor articulată intermitent, Brevet de invenție RO128120 B1
- 120.Visa I., Neagoe M., Moldovan M., Duta A., Burduhos B. (2023) Mecanism articulată bimobil de tip paralel pentru orientarea convertoarelor solare la orice latitudine, Brevet de invenție RO 133554 B1
- 121.Weiss W., Spork-Dur M. (2023) Solar heat worldwide. Global market development and trends in 2022. Detailed market data 2021, Edition 2023, IEA Solar Heating & Cooling Programme
- 122.WRI - World Resource Institute (2023) Climate Watch, Historical GHG emissions 1990-2020
- 123.Zhao H., Magoules F. (2012) A review on the prediction of building energy consumption, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16, 3586–3592