**RAPORT ANUAL**

**privind implementarea proiectului din cadrul Programului de Stat (2020-2023)**

„Soluţii tehnice ecoinovative de eficientizare a consumului de energie în clădiri şi elaborarea opţiunilor de dezvoltare a reţelelor inteligente cu integrare avansată a energiei regenerabile în Moldova (**SINERGIE**), 20.80009.7007.18

Prioritatea Strategică **Mediu și schimbări climatice**

Conducătorul proiectului TÎRŞU Mihai

Directorul organizației TÎRŞU Mihai

Chișinău 2020

# Contents

**Scopul etapei anuale conform proiectului depus la concurs** **3**

**Obiectivele etapei anuale** **3**

**Acțiunile planificate pentru realizarea scopului și obiectivelor etapei anuale** **3**

**Acțiunile realizate pentru atingerea scopului și obiectivelor etapei anuale** **4**

**Rezultatele obținute** **7**

**Elaborarea schemei pompei de căldură (care funcționează pe bază de dioxid de carbon) predestinată pentru prepararea apei calde de consum şi încălzirea unui bloc multietajat.** 7

**Cercetarea variaţiei factorilor de influenţă asupra ponderii componentelor eSER** 15

**Analiza surselor intermitente de energie (fotovoltaică) și aportul acestora la acoperirea deficitului de energie pentru sectorul clădirilor** 30

**Elaborarea unei prognoze de lungă durată privind aportul surselor intermitente de energie la acoperirea deficitului de energie pentru sectorul clădirilor, eSER, tSER** 43

**Elaborarea unei prognoze de 30 ani pentru mun. Chișinău privind variația sarcinii termice, luând la baza rezultatele echipelor de cercetare** 60

**Aportul colectoarelor solare la producerea apei calde de consum la îmbunătățirea performanței energetice a clădirilor** 75

**Colectarea datelor privind progresele înregistrate la nivel mondial legate de acumulatoarele de căldură** 107

**Dezvolatrea instrumentelor de control pentru rețelele de transport și distribuție bazate pe tehnologiile SMART GRID** 113

BIBLIOGRAFIE 168

LISTA EXECUTORILOR 172

## *Scopul etapei anuale conform proiectului depus la concurs*

Identificarea posibilelor soluţii tehnice pentru realizarea sistemului hibrid de încălzire/răcire şi pentru reţelele inteligente. Dezvoltarea modelelor matematice şi de simulare pentru soluţiile identificate

## *Obiectivele etapei anuale*

1. Colectarea datelor de intrare pentru analiza soluţiilor de integrare a SER, de realizare a pompei de căldură hibridă şi de dezvoltare a conceptului reţelelor inteligente
2. Analiza şi elaborarea modelelor părţilor componente a sistemului hibrid de alimentare cu energie termică
3. Analiza şi elaborarea conceptelor reţelelor inteligente pentru Moldova
4. Testarea modelelor şi elaborarea schemelor de structură a sistemului hibrid de asigurare cu energie termică în blocuri
5. Testarea modelelor şi elaborarea schemelor de structură a reţelelor inteligente în Moldova
6. Cercetarea variaţiei factorilor de influenţă asupra ponderii componentelor eSER în mix-ul surselor angajate spre acoperirea cu costuri minime a cererii de energie
7. Analiza sistemelor informaționale și identificarea parametrilor elementelor rețelelor electrice prin utilizarea dispozitivelor de măsurări fazoriale
8. Identificarea amplasării optime a dispozitivelor de măsurări fazoriale în rețelele electrice

## *Acțiunile planificate pentru realizarea scopului și obiectivelor etapei anuale*

1. Determina profilului de consum al energiei în blocurile multietajate în baza căruia să se stabilească gradul de participare a surselor de energie regenerabile.
2. Elaborarea schemei de principiu şi modelul matematic pentru pompa hibridă ecologică care funcţionează pe CO2, care să asigure colectarea căldurii din mai multe surse: ţeava de retur a sistemului de alimentare cu energie termică (SACET), energia de la colectoarele solare, energia de la aerul evacuat, energia de la acumulatoarele de căldură şi energia din mediul înconjurător.
3. Elabora modelului matematic de calcul a ponderii fiecărui gen de SER la acoperirea cu costuri minime a cererii de energie a ţării în diferite condiţii a factorilor de influenţă.
4. Elaborarea soluţiilor tehnice de realizare a instalaţiei de reglare a defazajelor de fază şi denivelărilor de tensiune în reţelele de transport şi distribuţie, care să constituie un element important al viitoarelor reţele inteligente.

5. Elaborarea modelului matematic pentru fiecare soluţie tehnică elaborată a instalaţiei.
6. Testarea modelelor matematice şi celor de simulare pentru schemele elaborate şi realizarea unui set de calcule matematice pentru a identifica cele mai avantajoase soluţii de realizare a sistemului hibrid de asigurare cu energie termică, dar şi frig a locatarilor blocurilor, precum şi cele mai realiste concepte de reţele inteligente pentru Moldova.
7. Identificarea celei mai optime soluţii de realizare a instalaţiilor de reglare a decalajelor de faze şi de nivelare a tensiunilor pe faze.
8. Realizarea schimbătorul de căldură cu suprafaţă reglabilă a pompei termice ecologice ce va asigura un COP mai mare de 5.
9. Elaborarea studiul privind ponderea fiecărui gen de SER la acoperirea cu costuri minime a cererii de energie a ţării în diferite condiţii a factorilor de influenţă.
10. Analizarea datelor estimatorilor de stare care folosesc surse mixte de informaţie (SCADA şi PMU).
11. Elaborarea metodelor de identificare a parametrilor elementelor rețelelor electrice în baza măsurărilor fazoriale.
12. Utilizarea metodei mărimilor determinante pentru identificarea locurilor optime de amplasare a dispozitivelor de măsurări fazoriale

## *Acțiunile realizate pentru atingerea scopului și obiectivelor etapei anuale*

1. Au fost analizate consumurile totale de energie electrică pentru RM și orașul Chișinău în sectorul rezidențial;
2. Au fost analizate mecanismele legale de susținere a schemelor de sprijin în domeniu producerii energiei electrice din SER;
3. A fost studiată aplicarea contorizării nete pentru sectorul rezidențial și ÎMM;
4. Au fost identificate costurile investiționale a unui kW putere instalată de PVh;
5. A fost estimat potențialul prosumatorilor casnici ce pot genera energie electrică din PVh total pe RM;
6. A fost estimat potențialul prosumatorilor casnici ce pot genera energie electrică din PVh pentru orașul Chișinău.
7. Au fost studiate datele statistice cu privire la sursele de generare a energiei termice din țară și a celor din mun. Chișinău;
8. Au fost colectate datele privind progresele înregistrate la nivel mondial legate de colectoarele solare de producere a apei calde de consum;
9. S-a analizat posibilitatea tehnică a integrării în sistemul centralizat de încălzire din mun. Chișinău a colectoarelor solare de producere a apei calde de consum;

10. Au fost analizate soluțiile tehnice existente la nivel mondial, privind utilizarea instalațiilor cu pompe de căldură (IPC) pentru sistemul de termoficare a unei clădiri și prepararea apei calde de consum.
11. S-au analiza soluțiile tehnice existente la nivel mondial, privind utilizarea instalațiilor cu pompe de căldură (IPC) pentru elaborarea unui model matematic al procesului de utilizare a apei calde de retur din rețeaua centralizată, ca sursă de căldură cu potențialul scăzut (SCPS) pentru IPC.
12. S-a elaborat model matematic ce permite analiza eficienţei utilizării aerului evacuat din clădiri, în scopul folosirii acestuia de IPC.
13. S-a elaborat modelul matematic pentru analiza eficienţei utilizării energiei solare, în scopul folosirii acesteia pentru IPC.
14. S-a elaborat modelul matematic de calcul al performanței tehnice și economice a conturului transformatorului de temperatură pentru conectarea IPC cu diferite SCPC.
15. A fost elaborată construcția schimbătorului de căldură cu suprafaţa de schimb de căldură variabilă și a listei aparatelor de automatizare.
16. S-a realizat calculul tehnic și economic privind eficiența utilizării diferitor scheme de conectare a pompei de căldură elaborate cu sistemul de termoficare
17. A fost elaborat modelul de calcul în vederea determinării ponderii genurilor de SER la acoperirea cu costuri minime a cererii de energie a ţării în diferite condiţii a factorilor de influenţă
18. Au fost efectuate cercetări în vederea identificării gradului de integrare optim a SER în sistemul electroenergetic naţional în diferite condiţii a factorilor de influenţă
19. Au fost analizate soluţiile tehnice existente a FACTS controlerelor posibile de utilizat pentru dezvoltarea reţelelor inteligente. Au fost identificate avantajele şi dezavantajele acestora.
20. Au fost elaborate soluţii tehnice inovative a FACTS controlerelor pentru utilizarea în cadrul reţelelor inteligente şi s-a dezvoltat strategia de comandă cu acestea.
21. Au fost elaborate modelele matematice pentru analiza eficienţei funcţionării acestora, inclusiv modulele de comutare şi comandă.
22. Au fost realizate testările de simulare a caracteristicilor tehnice pentru soluţiile tehnice elaborate.
23. Au fost analizate posibilităţile de integrare a acestor instalaţii în sistemul energetic.
24. S-a realizat analiza publicațiilor, lucrărilor științifice, rapoartelor, normativelor, în domeniul de măsurări şi aplicări sincronizate în SEE atât pe plan mondial, cât şi în rețele electrice ale Republicii Moldova; metodelor de evaluare sau identificare a parametrilor ai

modelelor matematice ale elementelor componente ale SEE; metodelor de amplasare optimă a dispozitivelor de măsurări sincronizate.

25. Clasificarea metodelor de identificare a parametrilor pasivi ai elementelor componente ale SEE în funcție de diferite condiţii;
26. Au fost propuse și elaborate metode noi de identificare a parametrilor pasivi ai liniilor electrice;
27. Propunerea și elaborarea metodelor noi de identificare a parametrilor pasivi ai transformatoarelor de putere cu două înfășurări;
28. Propunerea și elaborarea metodelor noi de identificare a parametrilor pasivi ai transformatoarelor de putere cu trei înfășurări;
29. Cercetarea influenței erorilor de măsurare asupra preciziei rezultatelor obținute;
30. Verificarea corectitudinii de amplasare optimă conform metodei propuse pe scheme de diverse structuri şi dimensiuni;
31. Efectuarea calculului rapid al regimului în schema cu 14 noduri unde dispozitivele de măsurări fazoriale sincronizate sunt amplasate în mod optimal;
32. Elaborarea soft-ului destinat pentru optimizarea amplasării dispozitivelor de măsurări fazoriale sincronizate și verificarea pe scheme de diverse structuri şi dimensiuni.

## *Rezultatele obținute*

Elaborarea schemei pompei de căldură (care funcționează pe bază de dioxid de carbon) predestinată pentru prepararea apei calde de consum şi încălzirea unui bloc multietajat.

**Obiectivul tematicii de cercetare**

Analiza schemelor pompelor de căldură încorporate în sisteme de termoficare ținând cont de alimentarea cu energie termică a clădirilor multe etajate (încălzire și alimentare cu apă caldă de consum) și evaluarea modelelor matematice ale proceselor de utilizare a diferitelor tipuri de energie termică cu potențial redus.

**Sarcinile tematicii de cercetare**:

1. Analiza soluțiilor tehnice existente la nivel mondial, privind utilizarea instalațiilor cu pompe de căldură (IPC) în sistemul de termoficare a unei clădiri și a sistemului de preparare a apei calde de consum.
2. Analiza modelelor existente și formarea unui model matematic al procesului de utilizare a apei calde de retur din rețeaua centralizată, ca sursă de căldură cu potențialul scăzut (SCPS) pentru IPC.
3. Analiza modelelor existente și formarea unui model matematic privind utilizarea aerului evacuat din clădiri în scopul folosirii acestuia de IPC.
4. Analiza modelelor existente și formarea unui model matematic privind utilizarea energiei solare, în scopul folosirii acesteia pentru IPC.
5. Elaborarea modelului matematic de calculare a performanței tehnico economice a regimului de lucru atribuit controlului de schimb de căldură în pompa de căldură

**Rezultatele științifice ale cercetărilor efectuate în cadrul tematicii de cercetare**

Lucrarea se referă la domeniul de utilizare a pompelor de căldură în sistemele centralizate de alimentare cu căldură. Este cunoscută lucrarea [1], în care dintr-un sistem centralizat de alimentare cu căldură printr-un schimbător de căldură, agent termic este furnizat cu temperatură constantă sau variabilă înntr-un cazan- utilizator de căldură. În același cazan-utilizator de căldură se duce energie termică: de la cazanele care funcționează pe diverse tipuri de combustibil, de la colectoarele solare, de la pompele de căldură și de la surse de energie termică secundară. În [2], este studiat un sistem de încălzire combinat format dintr-o pompă de căldură cu compresie de vapori (PC) și o centrală termică (CT).

În această lucrare, s-a marcat faptul că pentru toate modurile de funcționare separată a pompei de căldură cu compresie de vapori și a centralei termice, temperatura ridicată a sursei cu potențial scăzut permite reducerea lucrării de compresie în PC și reducerea consumului de energie electrică, creșterea coeficientului de conversie a energiei și reducerea consumului de combustibil convențional. În [3] a fost propusă schemă pentru încorporarea unei instalații de pompă de căldură într-un sistem de încălzire și alimentare cu apă caldă. Se propune utilizarea unei pompe de căldură pe R134a. În articolul se propune utilizarea răcirii unei părți a apei din rețeaua de retur și reducerea consumului de apă directă din rețea datorită căldurii prelevate din apa rețelei de retur. Sunt cunoscute lucrările Școlii termotehnice din Novosibirsk [4,5], care iau în considerare atât pompele de căldură cu absorbție, cât și pompele de căldură cu compresie de vapori. Problemele legate de funcționarea sistemului de alimentare cu apă caldă nu sunt luate în considerare în lucrările acestea.

Printre lucrările autorilor occidentali, remarcăm [6], în care metoda de modelare matematică este folosită pentru a studia sistemul de încălzire cu pompă de căldură centrală (PCC) și PC auxiliare

plasate la consumatorii. În lucrare, este studiat un model care raportează temperaturile rețelei, pierderile și valorile COP din sistem. Folosind acest model, a fost investigat un sistem de încălzire cu temperatură joasă (de tip „pardoseală caldă”) și un sistem de apă caldă menajeră. În [7], au fost luate în considerare diagrame bloc ale sistemelor de încălzire cu surse de căldură cu potențial scăzut (SCPS) sub formă de aer, ape subterane și ape de mare, precum și o combinație a celor trei SCPS. În [8], este prezentată revista literaturii asupra sistemelor europene moderne care utilizează pompe de căldură în sistemele de alimentare cu căldură. De asemenea, sunt cunoscute sistemele care utilizează apa retur de rețea pentru pompele de căldură instalate în rețele cu un graficul de reglare a temperaturii redus pentru centralele termice pentru încălzirea apei la consumator, de exemplu, [9]. În [12] sunt prezentate cantitatea mare a articolelor savanților de West legate cu utilizarea pompelor de căldură legate cu CET în sistemele de încalzire a blocurilor. În [13] se studiază încalzire a blocurilor cu sisemul ”pardoseală caldă” și utilizare apei de mare și aerului exterior ca SCPS.

Pentru a îndeplini cerințele privind eficiența energetică și încălzirea clădirilor, legislația națională din toate țările UE încurajează opțiuni de încălzire și răcire mai durabile.

Una dintre ele este o pompă de căldură cu tehnologiile pompelor de căldură de absorbție și pompelor de căldură cu compesie de vapori. În [16], sunt identificate schemele pentru utilizarea căldurii apei retur din rețea ca SCPS pentru pompe de căldură. Aproape de sistemele luate în considerare în acest articol sunt sisteme în care pompa de căldură utilizează apa retur de rețea ca sursă de căldură și concomitent aer exterior.

O caracteristică a sistemelor luate în considerare anterior este faptul că temperatura sistemului de alimentare cu apă caldă de consum menageră este întotdeauna mai mare decât temperatura apei de rețea directă livrată de mini-CET, care nu și-a găsit încă aplicarea în Republica Moldova sau în Federația Rusă, unde sunt utilizate pe scară largă CET de capacitate mare.

Scopul lucrării prezentate este majorarea eficienței energetice a sistemelor combinate de livrare a căldurii cu pompe de căldură cu dioxid de carbon ca agent frigorific. Acest obiectiv este realizat prin identificarea unor scheme de sisteme în care o parte a clădirii este încălzită centralizat din CET, iar cealaltă parte este încălzită de la o pompă de căldură instalată într-un punct individual de încălzire a clădirii, primind căldură din rețeaua de retur de apă care iese din partea clădirii, încălzită centralizat, sau a două parte a clădirii este încălzită cu purtător de căldură, care iese din prima parte a clădirii, sau cladire este încălzită cu apă tur de CET cu graficul termic de reglare scăzut, iar pompa de căldură instalată în paralel cu sistemul de încălzire a clădirii se încălzește clădire cu graficul redicat de încălzire.

Rezultatele cele mai semnificative ale lucrării sunt schema a unei pompe de căldură cu dioxid de carbon, care combină atât posibilitățile de a lucra într-un sistem de alimentare cu căldură cu reglarea calitativă și cantitativă, cât și atunci când pregătiți apa caldă pentru clădiri într-o perioadă care nu este de încălzire.

Semnificația rezultatelor obținute constă în faptul că soluțiile tehnice propuse permite reducerea consumului de combustibil pentru centralele termice și a costurilor consumatorilor atunci când plătesc pentru energia consumată.

## Cerințele tehnice ale sistemului și elementelor lui

Întrucât baza unui sistem distribuit de producere a căldurii într-un sistem combinat de alimentare cu căldură (SCT) este o pompă de căldură cu dioxid de carbon, vom analiza mai întâi evoluțiile principale din acest domeniu pentru a determina design-urile raționale ale pompelor de căldură. Este cunoscută o lucrare [10], în care sunt analizate ultimele elaborări pentru 2019 pe această temă. Alegerea noastră s-a bazat pe dioxidul de carbon, deoarece refrigerantul trebuie să fie

natural, netoxic, neinflamabil, să îndeplinească clasa de siguranță A1 ASHRAE și care poate fi trimis în mediu, să aibă GWP=1 și ODP = 0.

Conținutul de CO2 din mediu (0,04% din volumul de aer atmosferic) îl face rentabil. Chimic, CO2 este un gaz inert și, în conformitate cu standardele de siguranță ASHRAE 15 și 34 și ISO 5149, CO2 este un agent frigorific inofensiv. Prin urmare, există probleme minime care pot apărea cu scurgeri. Pompa de căldură pentru producerea apei calde trebuie să funcționeze la temperaturi ambiante de la 6°C la 46°C. COP al acestei pompe de căldură trebuie să fie de cel puțin cinci. Temperatura agentului frigorific după răcirea cu gaz a acestei pompe de căldură trebuie să fie de cel puțin 65°C (pentru a asigura o protecție antibacteriană a apei). Temperatura punctului de funcționare la intrarea în compresor nu trebuie să fie mai mică de 20 ... 25°C. Pompa de căldură pentru apa caldă menajeră funcționează în modul „pornire -oprire".

O pompă de căldură pentru încălzire în timpul funcționării într-un reglare a temperaturii calitativ trebuie să satisfacă următoarele cerințe: să funcționeze într-un program de temperatură de încălzire de 70/40 sau mai mic, să aibă o intrare de aer pentru reglarea intercoolerului fluidului de lucru după prima treaptă a compresorului. La agregarea unei pompe de căldură pentru a pregăti apa caldă într-un sistem de aer condiționat, aceasta trebuie să fie echipată cu un acumulator de frig.
Pe baza analizei literaturii [10], două cicluri au fost selectate pentru analiză: cu două trepte cu un intercooler și cu un singur stadiu cu un ejector.

Alegerea acestor cicluri se bazează pe faptul că utilizarea legilor de control calitative și cantitative pentru pompele de căldură întâmpină o serie de dificultăți asociate controlului simultan al presiunii compresorului și a punctului de operare la intrarea compresorului. Întrucât pompa de căldură pentru încălzirea clădirii trebuie să asigură simultan sarcinile de preparare a apei calde în perioada de vară, schema care combină atât pompa de căldură cu două trepte, cât și ejectorul ca componentă este, în ciuda costului crescut, rațional [18, 19].

Dacă pompa de căldură trebuie să funcționeze la un debit de agent frigorific variabil sau la o presiune variabilă a compresorului, atunci schimbătorul de căldură intern al acestei pompe trebuie să aibă și o zonă de schimb de căldură variabilă, deoarece punctul de operare la intrarea compresorului trebuie să fie stabilizat. În plus, lucrul cu un sistem de control cantitativ necesită utilizarea unor moduri de temperatură joasă de funcționare a sistemelor de alimentare cu căldură, astfel încât acestea să ofere COP maxim al pompelor de căldură. Cu legea cantitativă de dirijare a sistemului de alimentare cu căldură, va fi necesară modificarea rețelelor interne de încălzire a clădirilor și schimbarea suprafețelor de transfer de căldură ale radiatoarelor.

**Descrierea variantelor sistemelor de încălzire**

Schema sistemului "CET - pompe de căldură locale" pentru un sistem de alimentare cu căldură (SAC) cu o lege calitativă a dirijării termice este prezentată în Fig. 1. Schimbătorul de căldură a sistemului de preparare a apei calde menajeră este conectal la rețea prin schema paralelă.

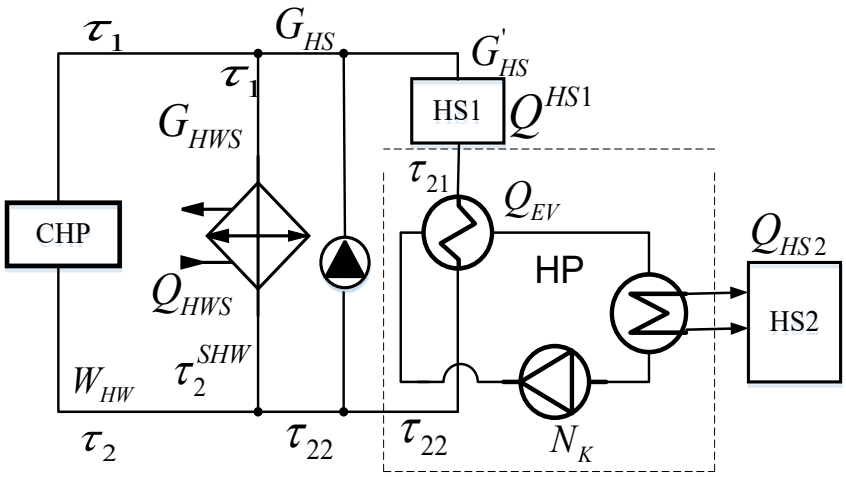



**Figura 1** – Schema de alimentare cu căldură,

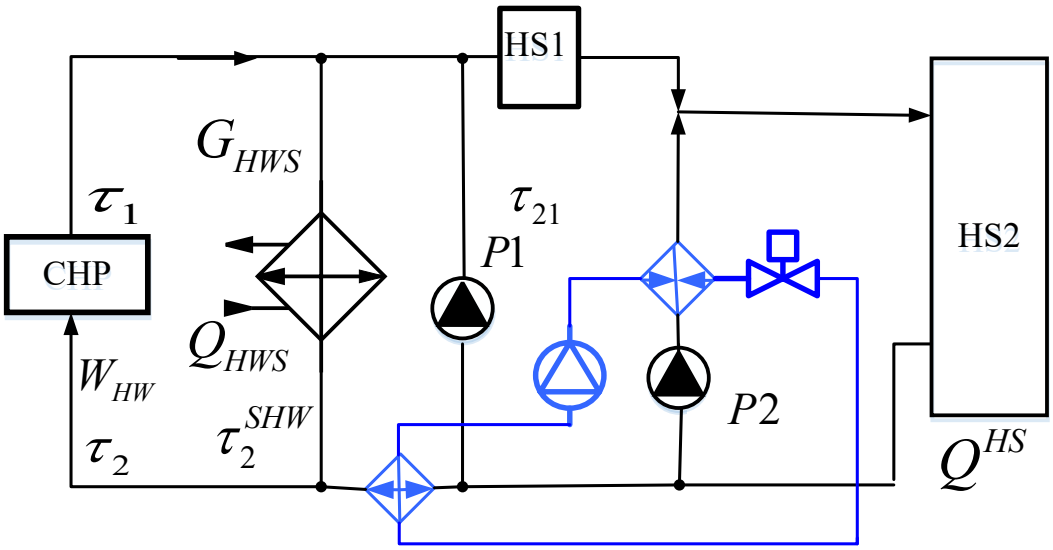



**Figura 2** – Schema de alimentare cu căldură.

În schemă se utilizează concomitent căldura din apa retur a rețelei a unei părți a clădirii și căldura din aerul exterior pentru a încălzi o altă parte a clădirii în perioada de încălzire, iar restul anului, apa caldă menajeră este generată de pompa de căldură existentă.

Întreaga clădire primește energie termică pentru apa caldă menajeră din CHP în perioada de inter sezon. Evident, răcirea apei din rețeaua de retur pentru o parte a clădirii, căldură pentru cealaltă parte este furnizată cu o pompă de căldură folosind căldura rețelei de retur de apa care iese din partea clădirii încălzită de la centrala termică, ar trebui să producă efect atunci când două evaporatoare sunt utilizate în paralel în pompa de căldură: unul folosind temperatura apei de retur, cealaltă - căldura aerului exterior și / sau căldura din alte surse de căldură. (În ultimul caz, va fi nevoie de mai mulți evaporatori). Schema de conectare a pompei de căldură cu sistemul de alimentare cu căldură (SAC) cu legea calitativă a managementului termic este prezentată în figura 1.

### Graficile temperaturilor apei tur și retur în dependență de condiții meteo

Sunt cunoscute publicări în care sunt studiate [1, 12, p.29] sistemele de alimentare cu căldură de temperatură medie și joasă, inclusiv sisteme CHP-pompe de căldură(PC) și lucrări [3], unde investigate diverse variante de utilizare a pompelor de căldură în sistemele de alimentare cu căldură, în special: la conexiune dependentă și independentă a sistemelor de încălzire. O analiză

a acestor lucrări ne permite să concluzionăm că cea mai importantă condiție pentru posibilitatea utilizării PC ca surse de căldură directe pentru circuitele de încălzire este proiectarea sau reconstrucția sistemelor de încălzire a clădirii, ținând cont de temperatura maximă a fluidului de răcire din circuitul de încălzire la sarcina nominală, care depinde în primul rând de caracteristicile specifice de încălzire ale clădirii kF ( W / K).

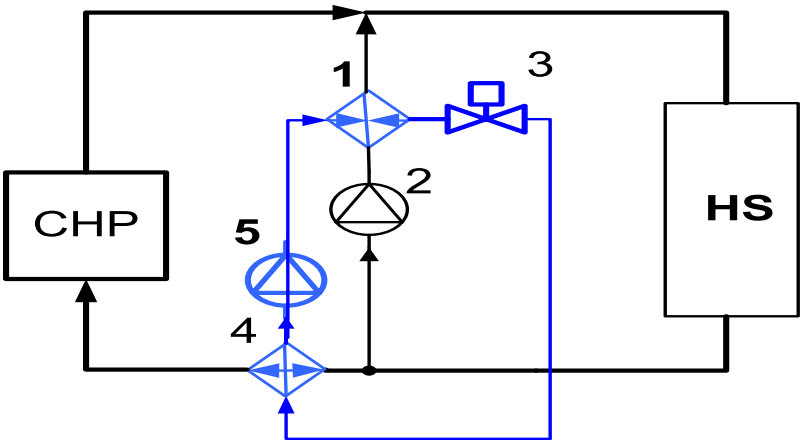



**Figura 3** – Schema de alimentare cu căldură

În [1], s-a arătat, că la reconstrucția clădirilor și modernizarea sistemelor de încălzire, sarcinile calculate de încălzire pot fi reduse semnificativ, ceea ce face posibil transferul unor astfel de sisteme într-un program de reglare a temperaturei mai scăzută în dependența de la temperatura aerului calculat (de exemplu, de la 95/70°C la 70/40°C). În același timp, în această lucrare se arată că pentru o serie de clădiri construite anterior (de exemplu în regiunea Harkov), datele reale privind valoarea kF sunt mai mici decât valorile calculate, ceea ce necesită o temperatură ridicată a lichidului din conducta de alimentare. Astfel, transferului al clădirilor sau al părților lor într-un grafic de temperatură de încălzire mai scăzut ar trebui să fie precedat de o analiză calculată a stării reale a acestor sisteme și, eventual, reconstrucția clădirilor și a sistemelor de încălzire cu o creștere a eficienței energetice a acestora.

După cum arată analiza, pentru condițiile de utilizare a dioxidului de carbon ca fluid de lucru, graficele de temperatură ale rețelelor de căldură pot asigura funcționarea sistemelor de încălzire și a consumatorilor de apă caldă. În acest caz, graficele de temperatură pentru apa de rețea a preparare a apei calde de consum (PAC) sau a centralei termice pot fi semnificativ mai mari în ceea ce privește temperatura maximă în linia de alimentare (de la 115°C la 150°C în circuitele independente și circuitele de amestec la unitățile de încălzire (încălzire centrală și unități de încălzire industrială) decât pentru consumatorii de încălzire.

Mai devreme, la proiectarea unor astfel de sisteme în țările fostei URSS, programul de reglare a temperaturilor tur/retur apei de rețeaua termică 95/70 a fost utilizat pe scară largă pentru consumatorii de încălzire, iar în proiectele moderne de construcții cu eficiență energetică ridicată, sisteme de încălzire cu temperatură medie și joasă, cu o temperatură estimată de răcire de 70/50 și chiar de mai jos. În toate aceste cazuri, temperatura calculată a apei de rețea în linia de retur a rețelei de încălzire, ținând cont de sarcina termică atât a apei de încălzire, cât și a apei calde menajere, variază în intervalul de la 40°C la 70°C (pe întreg intervalul graficului de temperatură), ceea ce face posibilă utilizarea unei părți din potențialul termic și de temperatură al rețelei de retur, apă în sistemele de încălzire cu pompe de căldură (atât pentru încălzire, cât și pentru apa caldă menajeră).

În același timp, intervalul de temperatură minimă al apei de rețea de retur răcite când se utilizează dioxid de carbon ca mediu de lucru poate fi redus la nivelul de 15-20 ° C, iar programele de temperatură ale sistemelor de încălzire conectate la HPP sau transferate la încălzirea de la HPP nu trebuie să depășească 70 ° C linia de curgere a circuitului de încălzire la

temperatura de proiectare a aerului exterior [12]. Astfel de condiții pot fi îndeplinite la proiectarea de noi sisteme de încălzire la temperatură medie și joasă, precum și la reconstrucția sistemelor proiectate anterior, luând în considerare o scădere a încărcării calculate de încălzire prin reducerea pierderilor de căldură în clădiri sau prin adăugarea suprafețelor de încălzire la suprafețele (zonele) de încălzire suplimentare ale dispozitivelor de încălzire.

**Particularitățile schemei pompei de căldură**

Particularitatea schemei (Figura 4) este că regulatoarele de debit de gaze prin evaporatoare sunt situate în fața regulatoarelor de presiune ale evaporatorului și că presiunea diferențială asupra acestora depinde mai mult de debit decât presiunea diferențială pe regulatoarele de presiune. Rezervoarele 8,12 servesc pentru a asigura funcționarea fiabilă a supapelor 7, 11 într-un mediu lichid. Ejectorul 15 servește la amestecarea gazelor la ieșirea din evaporatoarele 10 și 14. În acest articol, este luată în considerare o schemă cu două ejectoare. Utilizarea celui de-al doilea ejector conectat între evaporatoare și compresor va fi discutată în articolul următor. Particularitatea schemei constă în faptul, că regulatoarele de debit de gaze prin evaporatoare sunt situate în fața regulatoarelor de presiune a evaporatorului și că presiunea diferențială asupra acestora depinde mai mult de debit decât de presiunea diferențială asupra regulatoarelor de presiune. presiunea evaporatorilor și ce scădere a presiunii asupra lor

**Eficiența economică pentru consumator datorită utilizării sistemelor"CET-pompe de căldură locale"**

Eficiența economică pentru consumator rezultă din economiile costurilor de energie ca urmare a înlocuirii (parțial sau complet) a sursei de energie termică. Mai mult, aceste economii ar trebui să fie suficiente pentru a compensa toată investiția cheltuită pentru schimbarea sursei de furnizare de energie într-un interval de timp acceptabil. În acest sens, este necesar să se determine: costurile locuitorilor casei pentru plata energiei termice consumate din rețelele centrale pentru încălzire și pregătirea apei calde; cheltuieli pentru plata energiei electrice consumate; componența și valoarea costurilor de capital pentru modificarea sursei de alimentare cu energie. Costurile anuale medii (folosind exemplul unei clădiri cu 100 de apartamente (în conformitate cu schimă figura 2) ca scenariu de analiză a eficienței utilizării HPU), furnizarea de energie a casei a fost determinată pe baza facturilor pentru plata căldurii și a energiei electrice consumate.

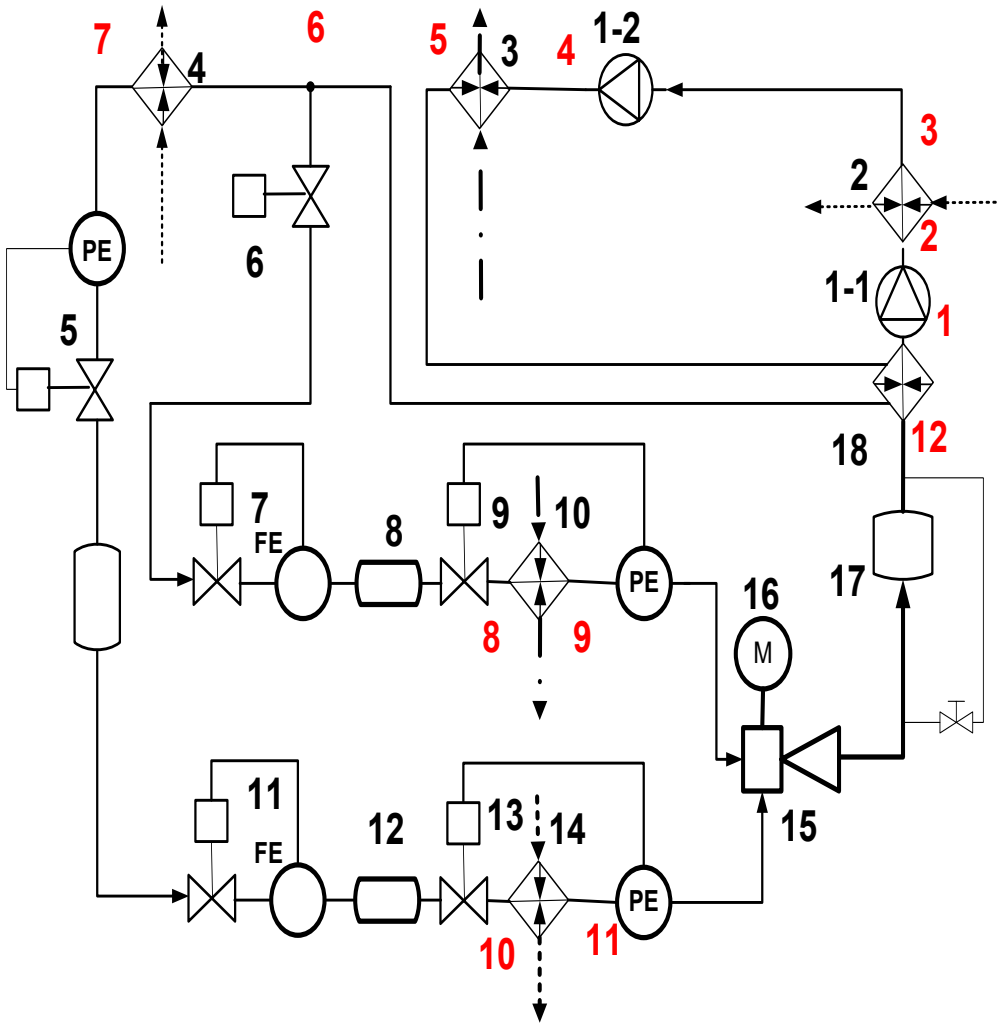



**Figura 4.** - Schema simplificată a pompei de căldură

A. Liniele punctate cu linie –apă, Liniele punctate – aer, liniile solide – agent frigorific. 1-1, 1-2 – compresoare, 2 – răcitorul de gaze a treprei întâia a compresorului, 3 – răcitorul de gaze pentru sistemul de încălzire, 4 – suprarăcitorul de gaze, 5, 6 – regulatoarele de presiune ale evaporatizatoarelor, 7,11- regulatoarele de debit a agentului frigorific prin evaporatizatoarele, 8 și 10, 12 – rezevoarele pentru stabilizarea regimurilor supapelor 7 și 11, 9, 13 – regulatoarele de supraîncălzire a gazului după evaporatizatoarelor 10 și 14, 15 – ejector cu acționarea reglabilă, 16, 17- acumulatoare, 18 – schimbător de căldură intern.

În medie, o astfel de casă necesită de 781 Gcal / an de energie termică (TE) pentru încălzire și apă caldă, care în termeni monetari constituie de 877,4 mii lei pe an. În conformitate cu aceasta, costurile de capital necesare, ținând cont de costul de proiectare, instalare și punere în funcțiune, la un cost de 1 kW de capacitate termică de PC egală cu 400 de euro, se vor ridica la 700 de mii de lei. Componența costurilor de funcționare după modernizare include: energia electrică consumată de PC pe parcursul anului, bani care trebuie plătiți furnizorului de servicii, deoarece, în această schemă, PC va genera, în medie, 42,3% din suma necesară pentru o casă, baterie de combustibil. După modernizare, costul unei case pentru pilele de combustibil se va ridica la 676,8 mii de lei pe an. Astfel, perioada de rambursare simplă a costurilor de capital a fost de 3,5 ani.

**Concluzii**

1. Schema unui sistem de alimentare cu căldură cu o centrală termică și o pompă de căldură, în care pompele de căldură primesc căldură din apa rețelei de retur și din aerul din jur, economisesc energie electrică, gaze naturale și bani pentru plata facturilor de la consumatori.
2. Circuitul pompei de căldură cu dioxid de carbon trebuie să includă cel puțin două compresoare (sau un compresor cu două trepte).
4. Schimbătorul de căldură intern și răcitorul de gaze trebuie să fie realizate cu o suprafața de schimb de căldură variabilă.
5. Implementarea în practică al sistemului propus în conformitate cu schema propusă poate fi rentabilă pentru consumatorii noi de căldură care sunt conectați la CET sau la o centrală termică de asemenea, duce la o scădere a consumului suplimentar de combustibil la sursa necesară pentru furnizarea de căldură consumatorilor nou conectați, însă acest lucru necesită tehnici mai detaliate și mai detaliate calcule economice.
6. A fost elaborată documentația tehnică de execuție a schimbătorului de căldură cu suprafață variabilă

Bibliografie


1. Șit M.L., Juravleov A.A., Suvorov D.M., Suvorova L.A. Sistem de termoficare cu CET-uri și pompelelor de căldură locale, care utilizează căldură apei retur din rețeua termică. Partea II, **Problemele energeticii regionale, N2(46)2020, pp.108-121, DOI:** 10.5281/zenodo.3898322
2. Șit M.L., Juravleov A.A., Suvorov D.M., Suscih V.M. Sistem de termoficare cu CET-uri și pompelelor de căldură locale, care utilizează căldură apei retur din rețeua termică., **Problemele energeticii regionale, N1(45)2020, pp.81-93, DOI:** 10.5281/zenodo.3713430
3. Șit M.L., Juravleov A.A., Suvorov D.M., Suvorova L.A. Identificare a unor sisteme de termoficare cu cet și pompele de căldură. WEC CENTRAL & EASTERN EUROPE REGIONAL ENERGY FORUM – FOREN 2020 6-10 September 2020, Vox Maris Grand Resort, Romania, 10pp.
4. Șit M.L., Juravleov A.A. ”Система теплоснабжения «ТЭЦ-тепловые насосы на диоксиде углерода”. 5pp. **Всеукраинская научно-техническая конференция** «Актуальные проблемы энергетики и экологии». Одесская национальная академия пищевых технологий. 29-30 сентября 2020 г.
5. Șit M.L., Juravleov A.A.,Timcenco D.V., Pațiuc V.I. ” Cuadripol termic pentru includerea pompelor de căldură în sistemul de alimentare cu căldură de la CET.” **Problemele energeticii regionale, N4(48)2020, p.90-100.** https://journal.ie.asm.md/assets/files/09_04_48_2020.pdf
   DOI: 10.5281/zenodo.4317194

**Obiectivele tematicii de cercetare:**

Cercetarea variaţiei factorilor de influenţă asupra ponderii componentelor eSER în mix-ul surselor angajate spre acoperirea cu costuri minime a cererii de energie

**Sarcinile tematicii de cercetare**:

- Identificarea factorilor de influenţă
- Identificarea metodologiilor de modelare
- Dezvoltarea modelului în conceptul atingerii acoperirii directe de la sursele eoliene (SE) şi fotovoltaice (SF) a cererii maxime de energie
- Dezvoltarea modelului în conceptul atingerii acoperirii directe de la SE şi FV a cererii în mod maxim şi costuri minime
- Identificarea ponderii tehnice maxime a eSRE în acoperirea directă a cererii
- Calcularea şi analiza ponderii maxime a SRE, din punct de vedre economic, în acoperirea directă a cererii
- Analiza rezultatelor privind pondereatehnică şi economică de penetrare a SRE în acoperirea cererii de energie
- Dezvoltarea de recomandări şi efectuarea de calcule adiţionale în vederea justificării acestora

**Rezultatele ştiinţifice ale cercetărilor efectuate în cadrul tematicii de cercetare**

Amploarea promovării surselor regenerabile de energie pentru producerea energiei electrice (SREe) în lume cunoaște impresionante statistici. În țările OECD ponderea surselor eoliene (SE) a crescut de la 0,3% în 1990 la 28,3% din energia electrică regenerabilă în 2019, o rată de creștere medie anuală de 20,4%, ceea ce o face a doua cea mai mare sursă regenerabilă de energie electrică în aceste țări, după energia hidro. Ponderea energiei provenită de la sursele fotovoltaice (SF) în producția de energie electrică regenerabilă a OECD a avut o rată de creștere medie anuală de 33,1% în aceeași perioadă de timp. Astfel că, în anul 2019 ponderea energiei vântului la acoperirea cererii de energie electrică a constituit 7,6%, iar a soarelui – 3,2%[1]. Adică, ponderea energiei fotovoltaice reprezintă cca 30% din totalul de energie produsă de ambele surse, eoliene şi fotovoltaice. Este de aşteptat că ponderea în cauză variază de la ţară la ţară, inclusiv şi în ţările care nu fac parte din OECD. Bunăoară, în România ponderea energiei produse de SF a constituit 13,2% în 2014, înregistrând ulterior o slabă creştere, atingând 17,8% către anul 2018. Evident, apare întrebarea, care sunt promotorii stabilirii acestor ponderi în ţările respective. Bineînţeles, aceştia sunt multipli. Totodată, ponderea surselor regenerabile de energie în mix-ul surselor chemate să acopere curba sarcinii de consum este determinată în principal, presupunem, de elementele de piaţă. Motivaţia (remunerația) stabilită în mod competitiv acoperă aproape 75% din totalul capacității eoliene și solare fotovoltaice care urmează să fie comandată în perioada 2019-24. În timp ce majoritatea va fi determinată prin licitații organizate de guvern, este de așteptat și un număr tot mai mare de Acorduri de achiziţie a energiei electrice (Power Purchase Agreement (PPA)) cu mari cumpărători și utilități corporative[2].

Tendințele politicii de remunerare regională variază de la o piaţă la alta. În Uniunea Europeană, creșterea capacității regenerabile este determinată în mare parte de licitații competitive, după propunerea Comisiei Europene de a elimina treptele „feed-in tariff (FIT) system”.
În Statele Unite, remunerația pentru energie eoliană și solară este de obicei stabilită în mod competitiv prin achiziții corporative sau de utilități, dar proiectele primesc și stimulente pentru

[1] https://webstore.iea.org/download/direct/4030
[2] https://www.iea.org/articles/what-are-the-trends-for-remunerating-renewable-electricity-in-the-next-five-years

producție și investiții (credite fiscale de producție și credite fiscale de intrare, care sunt stabilite administrativ)[2].

Este de remarcat şi altă tendinţă în cadrul ţărilor OECD. Rata medie anuală de creștere a energiei provenite de la SF în perioada anilor 2010 - 2018 a fost de 42,8%, pe când cea produsă de SE de 17,9%, adică de cca 2,4 ori mai mică[1].

Deci, din cele relatate mai sus, adică, din experienţa mondială, este greu a identifica pentru R. Moldova, ponderea energiei produse de SF în totalul de energie produse de SF şi SE, sau, cu alte cuvinte, ponderea SE şi SF în mix-ul de energie produse în ţară pentru acoperirea cererii de energie electrică. Drept urmare, această temă reprezintă subiect de cercetare şi este actuală în condiţiile în care ţara, în strategiile sale, acordă mare atenţie promovării surselor regenerabile. Este evident, că identificarea ponderii susmenţionate nu poate fi analizată altfel, decât în cadrul cunoaşterii obiectivelor urmărite în acest exerciţiu.

În lipsa propriilor zăcăminte de combustibili fosili, sursele naturale de energie eoliană și fotovoltaică ale țării sunt mai mult decât suficiente pentru a îndestula necesitatea în energie electrică pentru mulţi ani înainte, adică cererea ar putea fi acoperită integral de la SRE (scenariul 100%SRE). Potenţialul tehnic eolian din R. Moldova este estimat la nivelul de 23 miliarde kWh energie și 9GW putere[3], iar cel fotovoltaic – la aproximativ 12 miliarde kWh energie şi 8,7GW putere[4] [2]. Pentru comparație, cererea brută de energie electrică în 2018 a fost de aproximativ 4,2 miliarde kWh, iar puterea maximă consumată a fost de aproximativ 0,8GW.

Este bine ştiut, că RM se distinge printr-un grad foarte redus al nivelului de securitate energetică şi, concomitent, s-a angajat să contribuie adecvat la depăşirea problemelor schimbărilor climatice globale. Astfel, R. Moldova importă mai bine de 85% din energia electrică necesară, iar Contribuţia Naţională Determinată actualizată (CND2, 2020)[5] stabilește un obiectiv necondiționat de reducere cu 70% a emisiilor de GES către 2030 faţă de anul 1990, precum şi o țintă condiționată de reducere corespunzătoare a GES de 88%.

Aceste constatări a obiectivelor RM în domeniul energiei electrice ne fac să trasăm obiectivul pentru dezvoltarea SE şi SF. După cum a fost demonstrat de studiile Institutului Energetic[6], în conceptul 100%SRE, când energia produsă de SE+SF anual este egală după valoare cu cererea anuală de energie, acoperirea directă a cererii de energie din partea SE+SF are loc la nivelul de cca 70%, fenomen produs din cauza intermitenţei generării energiei de către aceste surse regenerabile. Restul energiei urmează a fi acoperit din surse tradiţionale sau din import. Rezultatul menţionat a fost obţinut pentru situaţia în care ponderea energiei provenite de la SF reprezintă 16,4% din energia produsă combinat de SF+SE, caz întâlnit în 2016 în sistemul electroenergetic românesc. Presupunem că există o gamă largă de factori care pot duce la o creştere mai însemnată, decât 70%, a nivelului de acoperire directe a cererii de energie din partea SE+SF, printre aceştia numărându-se şi ponderea SF în acest tandem de surse regenerabile. Studiul de faţă este orientat anume spre identificarea condiţiilor în care poate fi obţinută o acoperire maximă a cererii anuale de energie electrică în mod direct din partea SE+SF, şi ca urmare – ponderile rezonabile ale SE şi SF în mix-ul de energie produse în ţară pentru acoperirea integrală a cererii de energie electrică.

## Formularea problemei

[3] I. Sobor, A. Chiciuc and V. Rachier "Wind Energy Atlas of the Republic of Moldova," (in romanian). Exibition MOLDENERGY 2017, 22-26 March 2017, Chisinau. <http://www.aee.md/images/ATLASUL_RESURSELOR_ENERGETICE_EOLIENE_AL_REPUBLICII_MOLDOVA.pdf>

[4] D. Braga "Photovoltaic technical potential in Republic of Moldova," IEEE SIELMEN Conference, Chisinau, 10-11 October 2019.

[5] Oficiul Schimbarea Climei MADRM. Proiectul CND2. <http://www.clima.md/doc.php?l=ro&idc=93&id=4392>

[6] Ion Comendant and other. Identifying the opportunity to meet the Republic of Moldova Electricity Demand by Combining Renewable Energy Sources and Energy Storage Systems. Conferinţa SIELMEN, 6 pages, 2019.

Pentru o curbă a sarcinii de consum anuale, reprezentată prin puteri electrice la fiecare oră (adică 8760 ore anuale) urmează de stabilit proporţia (ponderea) maximă a energiei eoliene şi fotovoltaice la acoperirea acesteia în mod direct, adică energia produsă de acestea este consumată instantaneu de cererea sistemului electroenergetic. Este evident că dacă puterea electrică în fiecare oră a SE+SF nu depăşeşte puterea cererii în ora respectivă, atunci toată energia produsă de SE+SF va fi absorbită de sistem. Dacă, însă, puterea SE+SF=R în ora corespunzătoare depăşeşte cererea în ora „i" atunci $DP_R = P_{SR} - P_C$ ($P_R$ – puterea sumară a SE şi SF în ora „i", $P_C$ – puterea cererii în ora „i") este tăiată şi nu participă la acoperirea cererii.
La prima fază, sarcina formulată va fi rezolvată în conceptul cel puţin egalităţii energiei totale produse de SE+SF anual cu cererii de energie anuale, adică

$$\sum_{i=1}^{8760} PRi * \gamma = \sum_{i=1}^{8760} PCi \qquad (1)$$

Unde,
$P_R$i – puterea surselor regenerabile R (SE+SF) în ora i a anului;
$P_C$i – puterea cererii de energie în aceiaşi oră i a anului;
γ - nivelul de depăşire a cererii de energie de către cel produs (nu asimilat de cerere / sistem) total de către SE+SF.

Actualitatea identificării proporţiei (ponderii) susmenţionate este determinată de:

a) Necesitatea asigurării unei ponderi maxime a SE+SF la acoperirea cererii de energie, dat fiind că acestea sunt mai scumpe după investiţii, decât sursele obişnuite, dar şi după preţ le depăşesc pe acestea din urmă, dacă se consideră şi costul energiei de balansare pentru compensarea intermitenţei eSRE. După cum este cunoscut, o investiţie specifică mai mare cere un factor de capacitate de utilizare mai mare, pentru a asigura recuperarea investiţiilor respective în termeni rezonabili;
b) Ponderea în cauză permite de a identifica şi proporţia energiei produse de SE şi separat SF, în tandemul SE+SF, aspect important la faza determinării politicii de promovare a acestor surse în ţară.

**Metodologia aplicată pentru atingerea scopului**

Identificarea ponderii maxime de acoperire a cererii de energie în mod direct din partea SE+SF este examinată de pe două poziţii:

1. SE şi SF participă la acoperirea directă a cererii de energie, fără luarea în consideraţie sursele de energie care asigură acoperirea cererii de energie ne acoperită de SE+SF, adică fără luarea în consideraţie a energiei de balansare. Ponderea respectivă vom numi-o ponderea tehnică;
2. SE şi SF participă la acoperirea directă a cererii de energie cu luarea în consideraţie a energiei de balansare. În studiul de faţă, în calitate de atare sursă serveşte centrala electrică de tip turbine pe gaze, care se distinge prin particularităţi de reacţii adecvate la intermitenţa SE şi SF în cadrul producerii energiei electrice. Ponderea respectivă vom numi-o ponderea economică.

**Ponderea tehnică** va fi determinată prin utilizarea următoarei ecuaţii:

$$\sum_{i=1}^{8760} (PCi - (IF(PRi \leq PCi, PRi, PCi))) = min \qquad (2)$$

La rândul său,

$$P_Ri = Pei + Pfi = P_Ri*(1-Z) + P_Ri*Z, \qquad (3)$$

cu respectarea egalităţii (1).

Unde:
$P_{R}i$ – energia produsă de tandemul SE+SF în ora i;
Pei – valoarea producerii energiei de către sursa eoliană în ora i în condiţia respectării egalităţii (1);
Pfi - valoarea producerii energiei de către sursa fotovoltaică în ora i în condiţia respectării egalităţii (1);
Z – ponderea energiei produse de sursa fotovoltaică în mix-ul energiei produse de SE+SF.

Gradul de acoperire maximă (Gmax) a cererii de către SE+SF va fi determinat conform formulei:

$$\text{Gmax} = \max \frac{\sum_{i=1}^{8760} PRi}{\sum_{i=1}^{8760} PCi}, \qquad (4)$$

în care variabilele sunt $\gamma$ , $Z$ şi nivelul de aplatizare a curbei cererii de energie, N (a se vedea mai jos explicaţiile la acest capitol).

În exerciţiul dat, calculele sunt efectuate pentru cazul în care cererea de energie în fiecare oră a anului, PCi, corespunde anului 2016 (a se vedea articolul /[7]/.

**Ponderea economică** a SE+SF, aşa cum s-a subliniat mai sus, este dependentă atât de componentele economice ale fiecărei dintre sursele regenerabile, participante la acoperirea cererii de energie electrică, cât şi de caracteristicile economice ale sursei de balansare. Valoarea maximă a Z în cazul tratării economice este determinată din ecuaţia obţinută de la derivata (d) dependenţei preţului la energia electrică nivelat (T) funcţie de „Z”:

dT/dZ = d(Pe*Ie*NPVie + If*Pf*NPVif + Itg*Ptg*NPVi-tg + Pe*Ie*NPVe-o&m + If*Pf*NPVf-o&m + Itg*Ptg*NPVtg-o&m + Etg*Pg*NPVtg-gaz/η)/NPVEc)/dZ = 0, (5)

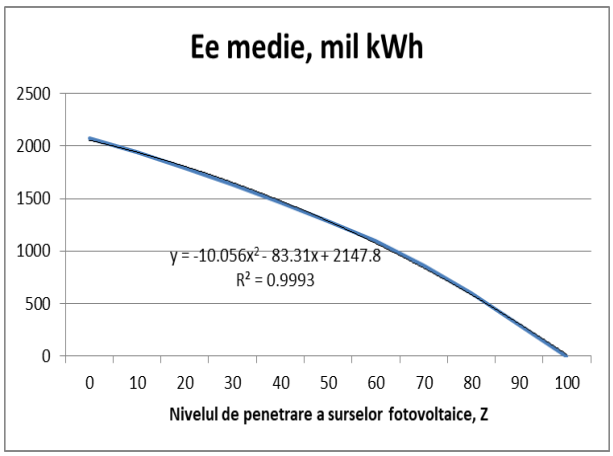
unde
Etg = Ec – Ee – Ef;
Ec = $\sum_{i=1}^{8760} PCi$;
Ee – energia eoliană anuală care acoperă direct cererea energiei anuale, Ec;
Ef – energia fotovoltaică care acoperă direct Ec;
Etg – energia produsă de turbinele pe gaze;
Pe – puterea nominală a surselor eoliene în conceptul egalităţii (1);
Pf – puterea nominală a surselor fotovoltaice în conceptul egalităţii (1);
Ptg – puterea nominală a turbinelor pe gaze;
Ie – investiţia specifică în sursele eoliene;
If – investiţia specifică în sursele fotovoltaice;
NPVie, NPVif, NPVi-tg – valorile actualizate a costului de capital aferente surselor eoliene, fotovoltaice şi turbinelor pe gaze;
NPVe-o&m, NPVf-o&m, NPVtg-o&m – valorile actualizate a costului de capital aferente surselor eoliene, fotovoltaice şi turbinelor pe gaze;
NPVEc – valoarea actualizată a cererii de energie;
Pg – preţul gazelor naturale;
η – randamentul turbinelor pe gaze;

Datele aferente puterilor şi energiei surselor eoliene şi fotovoltaice corespund valorilor medii integrate, înregistrate pe parcursul anilor 2014-2018 în sistemul electroenergetic românesc, preluate de pe platforma Transelectrica S.A[8], ele fiind readuse la valorile aplicate pentru R. Moldova, în vederea îndeplinirii condiţiei (1).

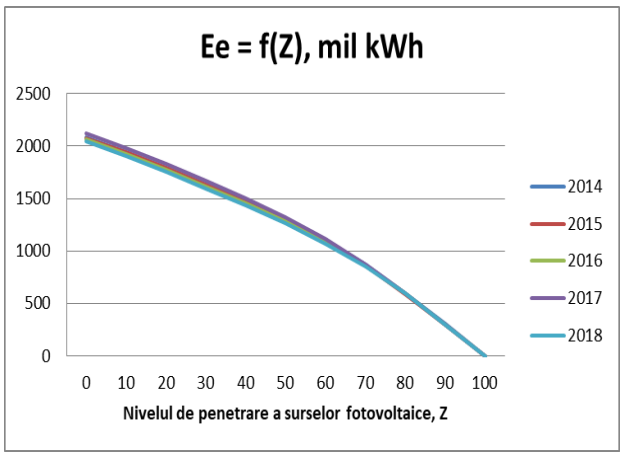
[7] I. Comendant, Iu Prepelita, L. Turcuman. Deploying Renewable Energy Sources and Energy Storage Systems to Achieve Energy Security in the R. of Moldova. Annals of the University of Craiova, Electrical Engineering series, No. 43, Issue 1, 2019; ISSN 1842-4805
[8] http://www.transelectrica.ro/widget/web/tel/sen-grafic/-/SENGrafic_WAR_SENGraficportlet

**Rezultatele calculelor**

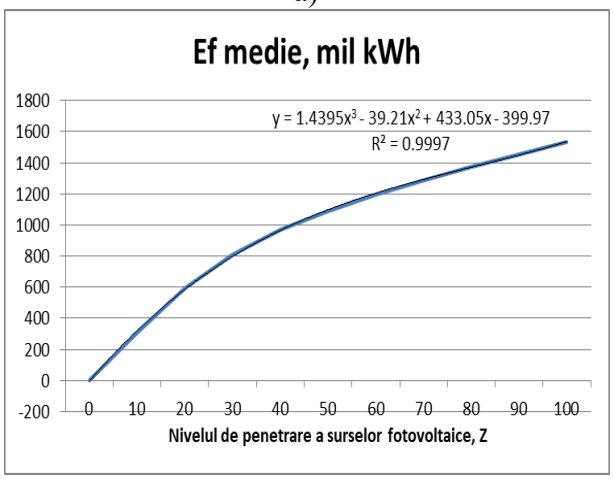
În vederea atingerii obiectivelor stabilite în capitolul 2 se cere, în primul rând, de identificat dependenţa puterilor nominale ale SE şi SF, precum şi a energiei produse de acestea funcţie nivelului de integrare a surselor fotovoltaice, Z. În urma analizei efectuate, cu aplicarea informaţiei respective expuse pe platforma Transelectrica S.A.[8] au fost obţinute dependenţele / funcţiile prezentate în Fig. 1, unde figurile din stânga reprezintă valorile medii pentru anii 2014-2018, iar în dreapta – valorile pentru fiecare an din perioada 2014-2018:



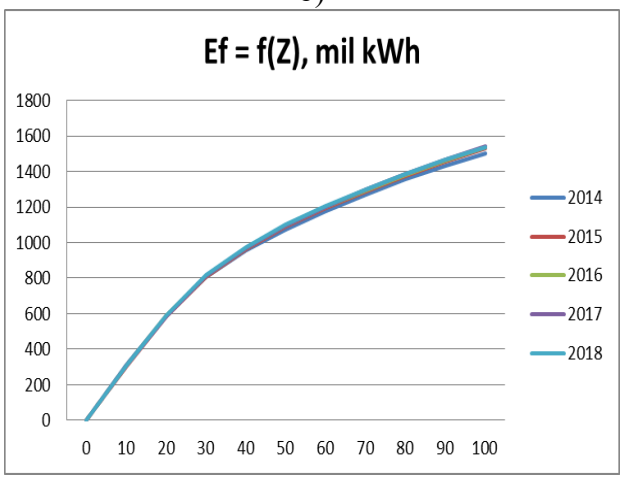

a)



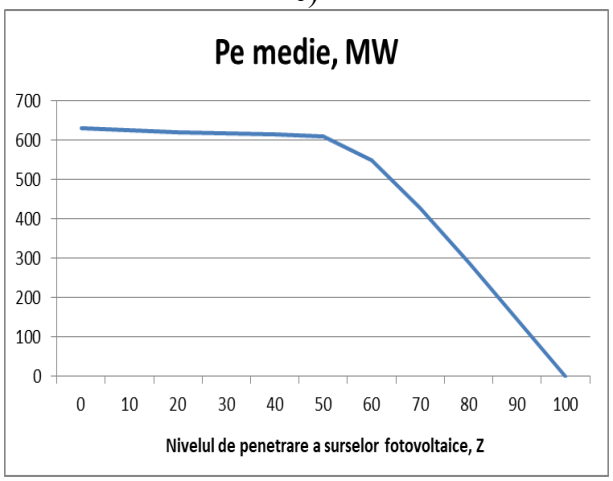

b)



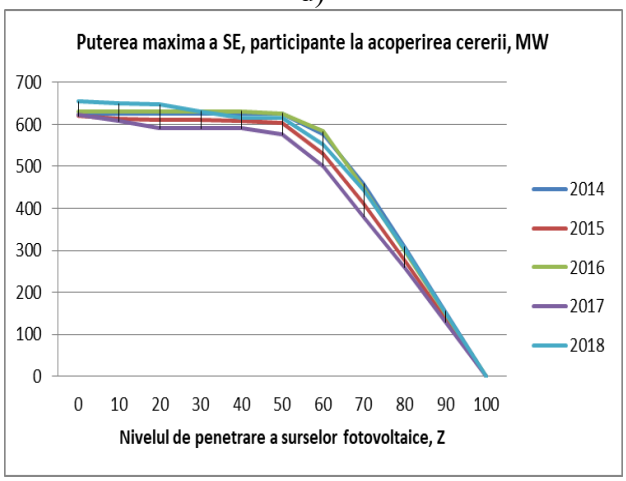

c)



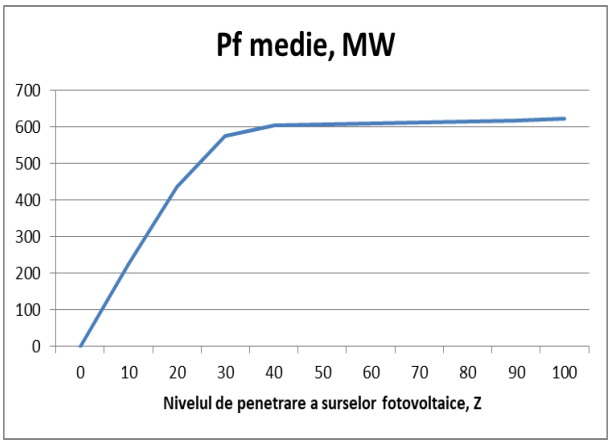

d)

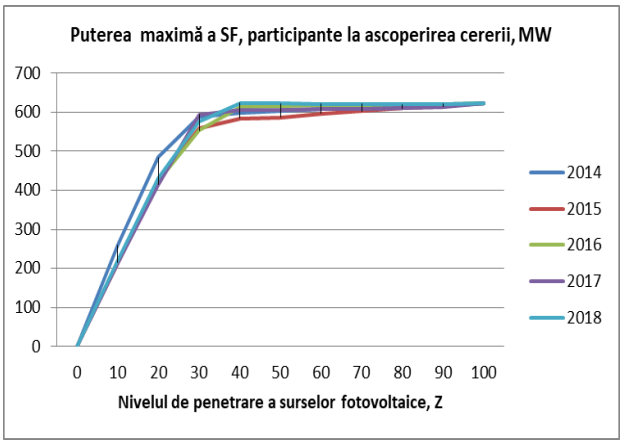



e)




f)




g) h)

**Figura 1.** Dependenţa energiei SE şi SF la acoperirea cererii de energie anuale, precum şi a puterilor nominale ale acestor surse funcţie de nivelul de penetrare a surselor fotovoltaice, Z.

După cum putem observa din Figurile 1,e,g penetrarea SF de la 0% până la nivelul de 50%, practic nu influenţează puterea SE care acoperă direct cererea de putere (doar cu cca 3%). Totodată, energia produsă de SE şi care participă direct la acoperirea cererii de energie se micşorează cu aproape 40% pentru Z=50% faţă de Z=0%. Aceasta se lămureşte prin faptul că cererea de putere maximă se înregistrează în timpul sezonului rece, când puterea vântului înregistrează, de asemenea, valorile maxime, iar cea aferentă radiaţiei solare atestă valorile minime, după cum aceasta poate fi identificat din Fig. 2.

În condiţiile în care penetrarea SF depăşeşte 40%, puterea absorbită efectiv de cererea de putere nu depinde de Z (a se vedea Fig. 1,g), pe când puterea eoliană, care participă direct la acoperirea cererii de putere, scade insistent liniar (Fig. 1,e). Totodată, în diapazonul Z, aflat în intervalul 40%-100%, energia produsă de SF, şi care participă direct la acoperirea cererii de energie, înregistrează declin mai lent, decât în intervalul 0%-40%. Toate acestea se explică prin faptul că puterea absorbită de cerere de la SF nu poate depăşi cea maximă, egală cu aproximativ 655MW (puterea maximă a cererii), nivel aproape atins la Z=40% (cca 605MW). În ce priveşte energia de la această sursă (SF), în intervalul 0%-40%, datorită puterii instalate relativ mică, toată energia produsă poate fi absorbită de cerere, pe când la puteri instalate mai mari, nu toată energia produsă merge la acoperirea sarcinii, adică o parte din aceasta este aruncată în van.

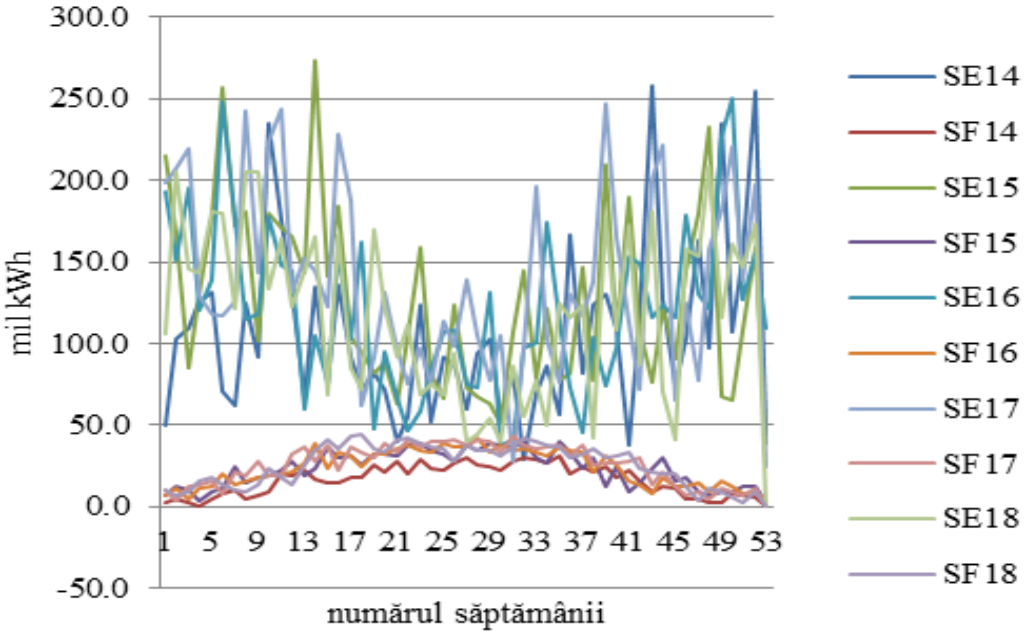


**Figura 2**. Evoluţia producerii energiei eoliene şi fotovoltaice pe parcursul anului în România în anii 2014-2018.

Dependenţa puterilor nominale ale SE şi SF funcţie Z sunt prezentate în Fig. 3, în stânga fiind ilustrată dependenţa medie a puterilor aferente anilor 2014-2018, iar în dreapta – dependenţele respective pentru anii concreţi ale acestei perioade:

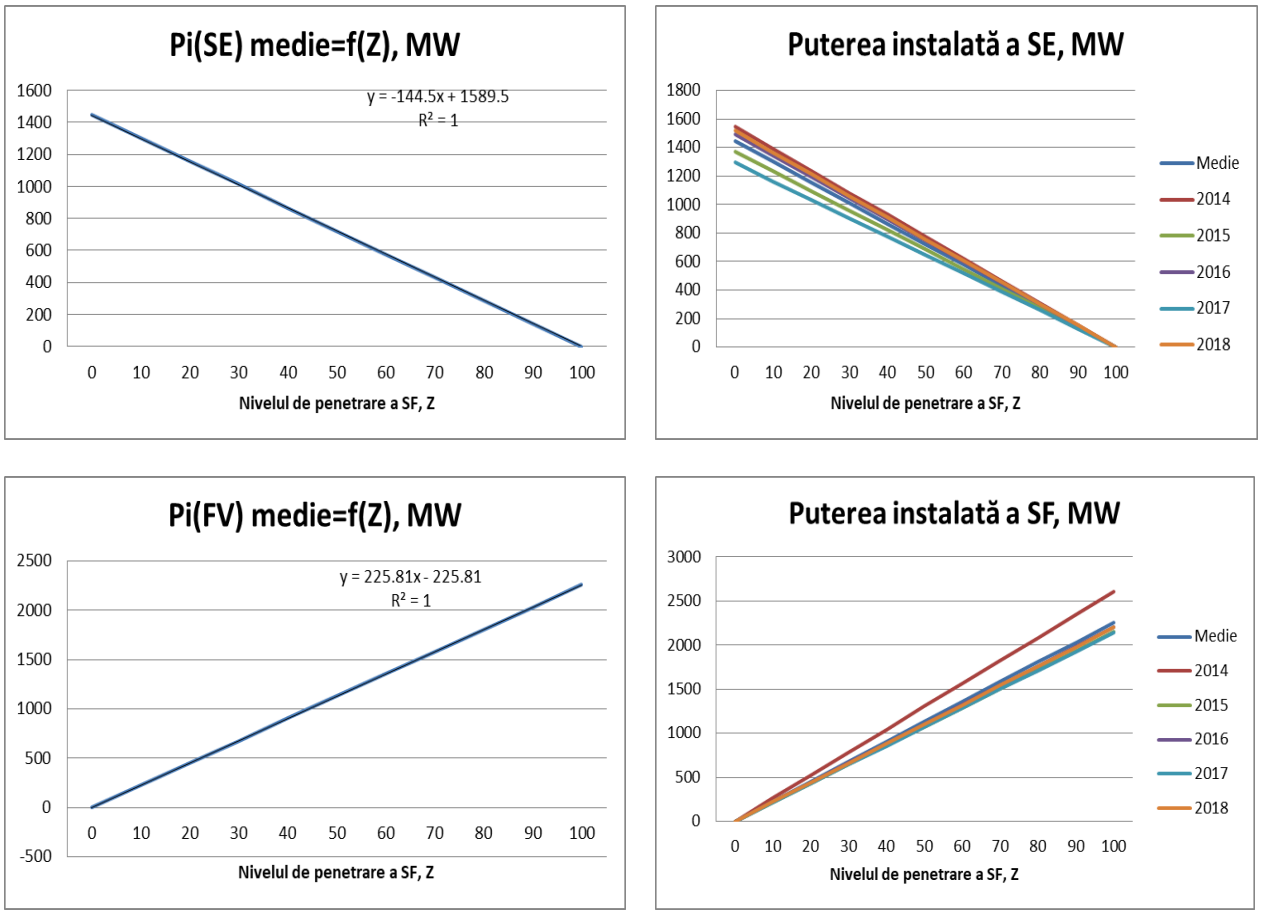



**Figura 3**. Dependenţa puterii instalate a SE şi SF funcţie de nivelul de penetrare a SF, Z

## Ponderea tehnică

Alături de parametrul Z, care arată nivelul de penetrare a energiei fotovoltaice în tandemul SE+SF de producere a energiei, egală cu cererea anuală de energie, vom examina şi altă caracteristică, echivalentă cu Z, dar care arată nivelul de acoperire efectivă a cererii din partea SF. Vom denumi-o prin Zef (efectiv, fotovoltaic). Cu luarea în consideraţie a dependenţelor susmenţionate, relaţia dintre Zef şi Z corespunde celei expuse în Figura 4.

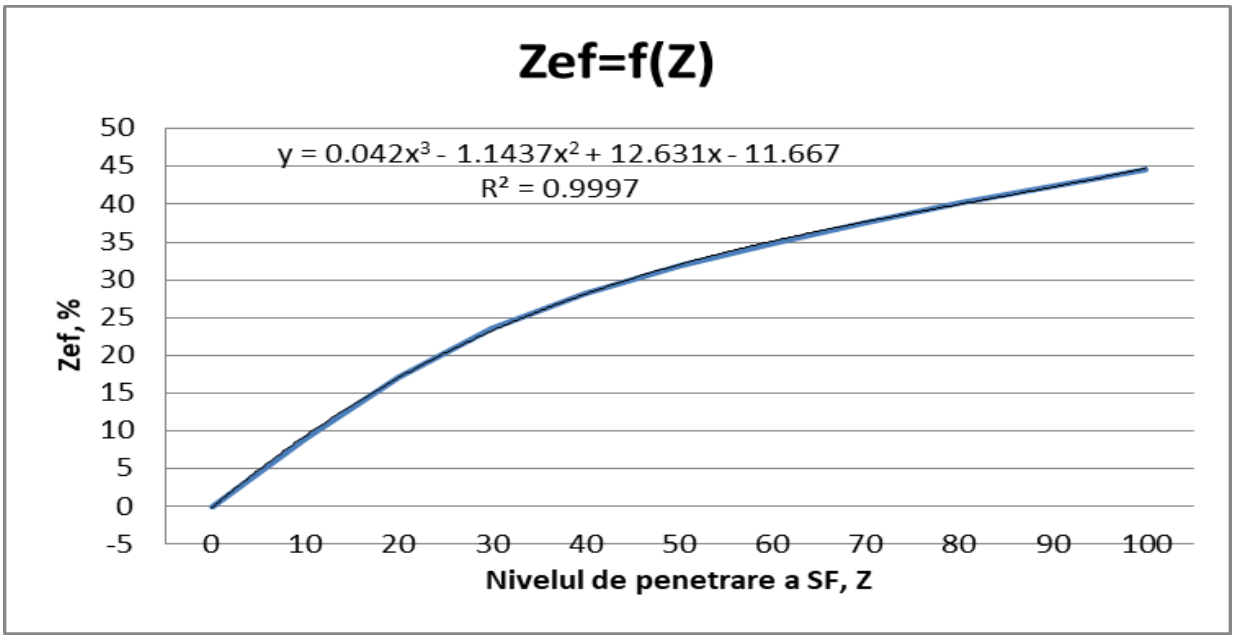



**Figura 4**. Dependenţa nivelului efectiv de penetrare a SF (Zef) spre acoperirea directă a cererii de energie funcţie Z

După cum observăm din Fig. 4, nivelul efectiv de penetrare a SF spre acoperirea directă a cererii de energie în condiţia (1) nu depăşeşte 45%, valoare atinsă atunci când sursele eoliene sunt lipse în sistem.
În ce priveşte SE, acestea se disting printr-un grad mai ridicat de acoperire directă a cererii de energie, valoarea maximă fiind de cca 60.6%, corespunzător cazului când Z=0, adică în lipsa totală a surselor fotovoltaice în tandemul SE+SF. Funcţia respectivă este reflectată în Fig. 5.

Ponderea de 45% (SF) şi 62% (SE) sunt departe insuficiente pentru a atinge obiectivul de acoperire a cererii exclusiv de la aceste surse, examinate separat. Drept urmare este de interes a afla ponderea tehnică maximă de acoperire a cererii în condiţiile în care sursele în cauză participă conjugat, adică în tandem. În acest sens, pe lângă determinarea ponderii maxime de acoperire directă a cererii din partea SE+SF, va fi identificată proporţia între energia SE şi SF care asigură acest maxim, adică Zmax, conform (4).

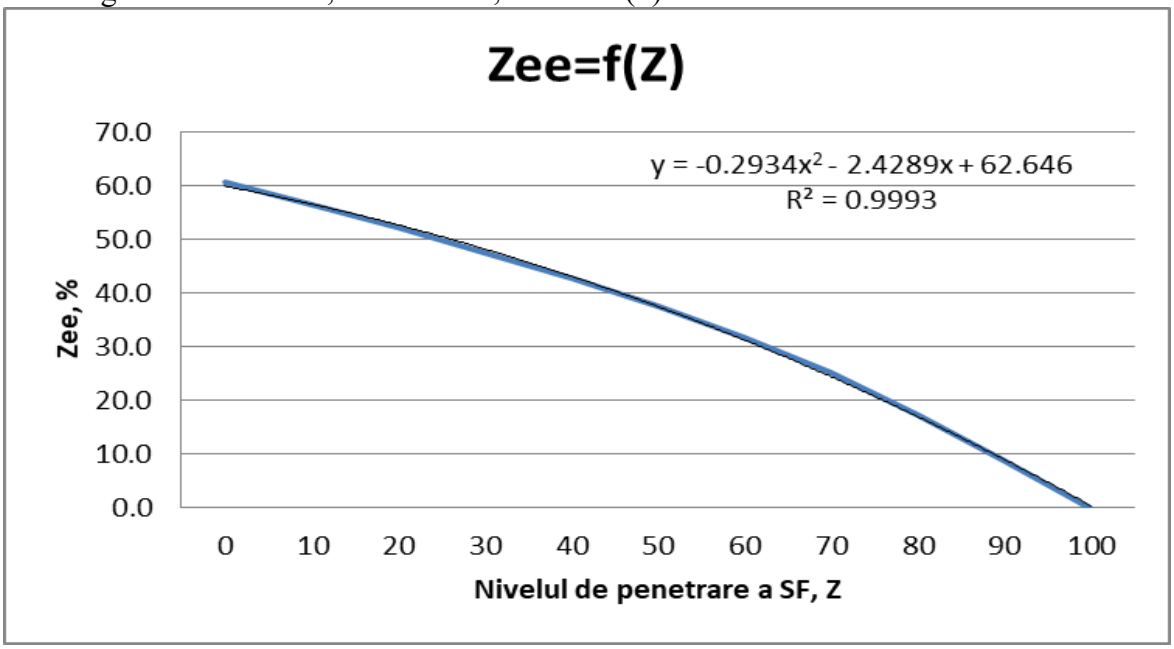



**Figura 5**. Dependenţa nivelului efectiv de penetrare a SE (Zee) spre acoperirea directă a cererii de energie funcţie Z

Prin aplicarea sistemului de relaţii (1) – (4) descris mai sus, au fost obţinute funcţiile care permit determinarea Gmax conform relaţiei (4):

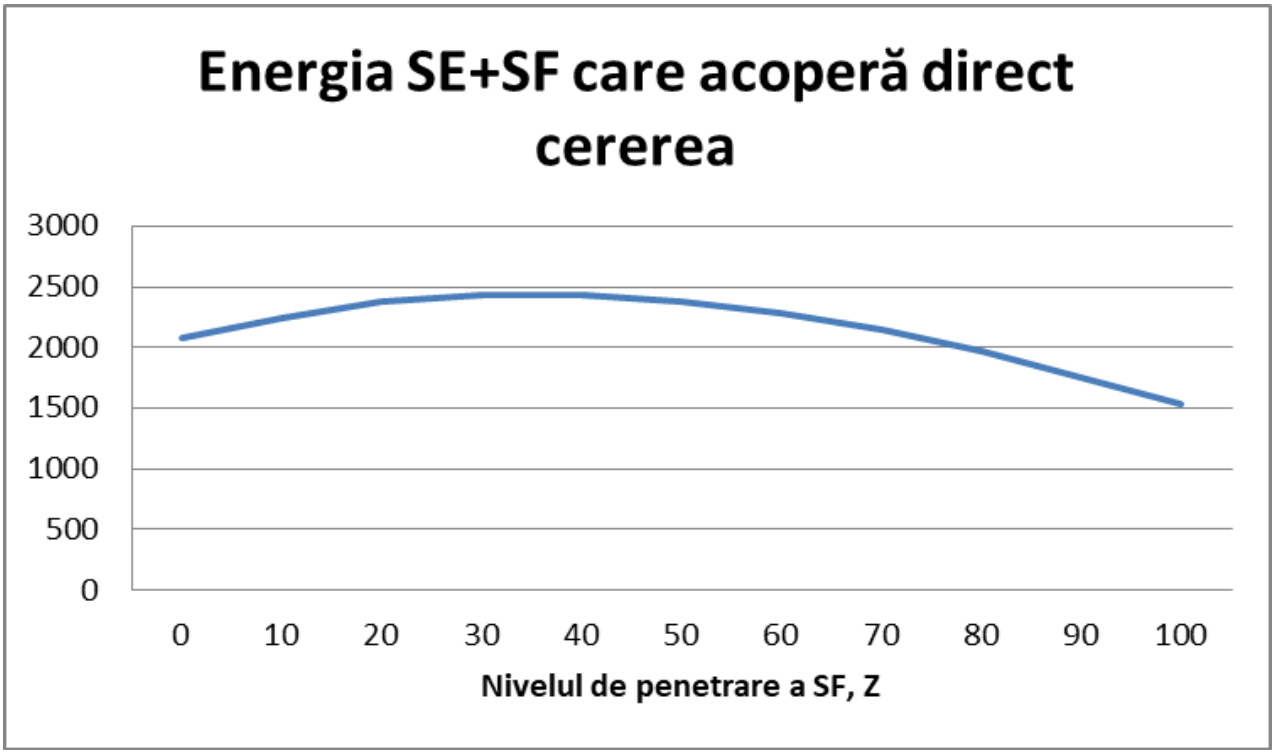



**Figura 6**. Cantitatea de energie a cererii acoperită direct de către SE+SF

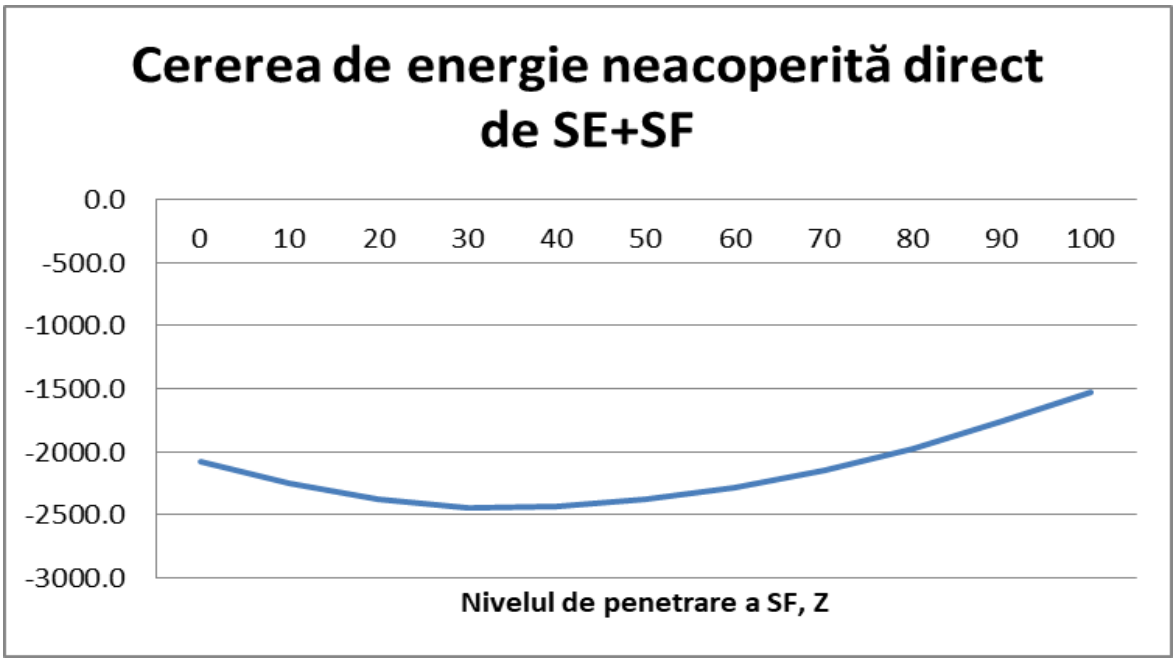



**Figura 7**. Cantitatea de energie a cererii neacoperită de SE+SF

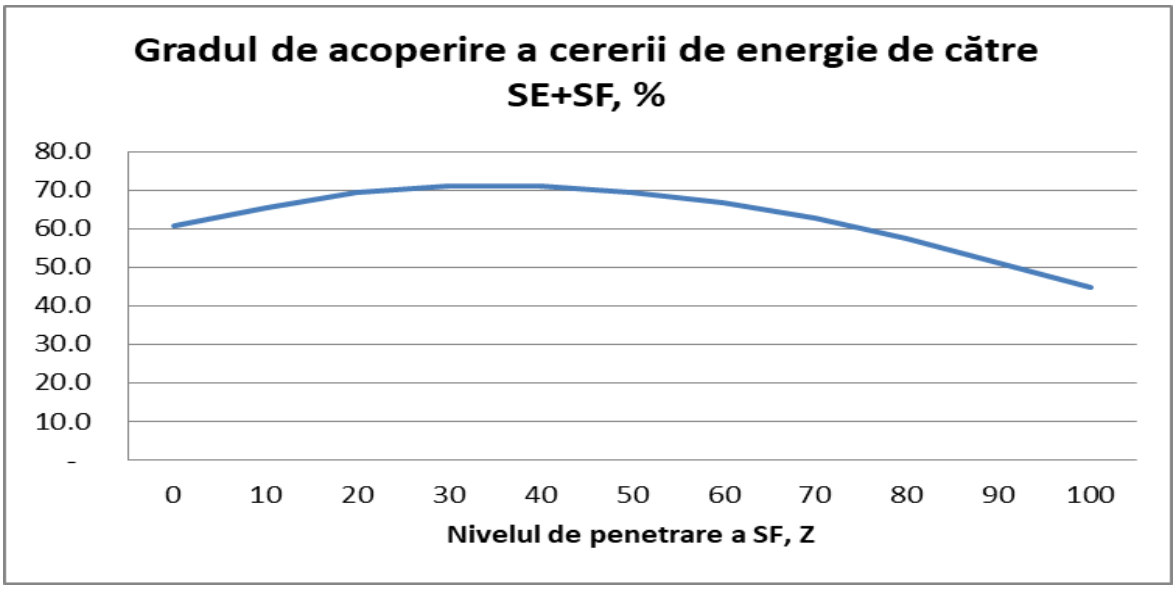



**Figura 8**. Gradul de acoperire a cererii de energie de către SE+SF în funcţie de nivelul de penetrare a SF (Z).

Din cele relatate mai sus reiese că potenţialul tehnic maxim, mediu pentru anii 2014-2018, de acoperire a cererii de energie din partea SE+SF este de cca 71,2%, cel mai mare obţinându-se pentru anul 2017, egal cu 72,4%, iar valoarea Z pentru care se obţine ponderea de 71,2% este egală cu 35%. Adică, componenta energiei eoliene în tandemul SE+SF care participă la acoperirea directă a cererii de energie este de 65%, iar fotovoltaic – 35%. Acest rezultat este obţinut pentru situaţia în care $\gamma = 1$, adică energia anuală a SE+SF este egală după valoarea cu cererea anuală de energie. În condiţia în care energia produsă de SE+SF ar fi mai mare, decât cererea de energie, adică s-ar instala capacităţi de SE şi SF mai mari, decât în cazul $\gamma = 1$, atunci, evident, ponderea tehnică va creşte. În ce măsură aceasta va avea loc este reflectat în Tabelul 1, unde Gmax este dependent de $\gamma$.

**Tabelul 1.** Dependenţa Gmax de $\gamma$

| Γ | 1 | 1.1 | 1.2 | 1.3 | 1.4 | 1.5 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Gmax | 71.18% | 73.69% | 75.80% | 77.60% | 79.15% | 80.51% |

După cum observăm din Tab. 1, majorarea puterii instalate a SE şi SF duce la o creştere relativ mică a gradului de acoperire directe a cererii. Astfel, o majorare cu tocmai 50% ($\gamma = 1.5$) a puterii instalate ale SE şi SF asigură o majorare a Gmax de doar 9,33 puncte procentuale faţă de cazul când $\gamma = 1$.

**Ponderea economică**

Aşa cum s-a subliniat mai sus, ponderea economică a SE+SF este dependentă de indicii economici a trei componente: SE, SF şi TG. Energia produsă de TG este egală cu cantitatea de energie a cererii, neacoperită de SE+SF, reprezentată prin Fig. 7, care la rândul său este dependentă de nivelul de penetrare a SF, Z. Așa cum au arătat studiile precedente[6,7], puterea de balansare a SE+SF practic este egala cu puterea maxima a cererii, din motivul că pe parcursul anului sunt epizoade când SE+SF produc zero energie. Dar, totuși, cu o anumita probabilitate putem considera că puterea de balansare maxima reprezintă 95% din puterea maxima a cererii, adică SE+SF acoperă doar 5% din puterea maximă a cererii de putere.
Prin utilizarea egalităţii (5) vom determina valoarea Z pentru care preţul la energia electrică produsă de SE+SF+TG capătă valoare minimă. În acest sens, vom utiliza datele de intrare prezentate în Tab. 2. În varianta de date V1-de bază, informaţia corespunde surselor din literatură. În variantele V2, V3, V4 şi V5 datele corespund cu celea din V1, cu excepţia celor marcate din coloanele acestora.

**Tabelul 2.** Datele de intrare la identificarea ponderii economice a SE+SF

| **Parametrii** | u.m. | marcarea | valoarea | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | V1-de bază | V2 | V3 | V4 | V5 |
| Puterea maxima a cererii | MW | Pm | 655 | | | | |
| Rentabilitatea asupra investitiei | %/inv neta | Ri | 5 | | | | |
| Rata de actualizare | %/an | Ra | 5 | | | | |
| Descresterea Ratei de rentabilitate | %/an | | 0 | | | | |
| Investitia specifica in SE | $/kW | Ie | 1445 | 750 | | | |
| Perioada de viata a SE | ani | | 20 | | | | |
| Costurile de operare a SE | %/invest | | 0.011 | | | | |
| Investitia specifica in SF | $/kW | If | 1206 | | 800 | | |
| Perioada de viata a SF | ani | | 20 | | | | |
| Costurile de operare a SF | %/invest | | 0.016 | | | | |
| Investitia specifica in TG | $/kW | Itg | 800 | | | 600 | |
| Perioada de viata a TG | ani | | 25 | | | | |
| Costurile de operare constante a TG | $/kW*luna | | 1.58 | | | | |
| Costurile de operare variabile a TG | $/MWh | | 2.45 | | | | |
| Randamentul TG | % | η | 39.2 | | | | |
| Pretul gazului | $/mie m3 | Pg | 240 | | | | 200 |
| Rata anuala de crestere a pretului gazelor | %/an | | 1 | | | | |

Pentru datele din Tab. 2 au fost obţinute următoarele dependenţe ale preţului la energia electrică produsă de SE+SF+TG, funcţie de Z, prezentate în Tab. 3 şi 4, precum şi Fig. 9, preţul fiind calculat conform formulei:

T = (Pe*Ie*NPVie + If*Pf*NPVif + Itg*Ptg*NPVi-tg + Pe*Ie*NPVe-o&m + If*Pf*NPVf-o&m + Itg*Ptg*NPVtg-o&m + Etg*Pg*NPVtg-gaz/η)/NPVEc)/NPVEc,

Unde NPVEc reprezintă cererea de energie pe parcursul a 20 ani actualizată.

**Tabelul 3.** Dependenţa preţului la energia electrică produsă de SE+SF+TG funcţie Z, pentru variantele V1-V5

| Variantele | Parametrii | Valorile | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| V1 - de baza | X | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
| | Z, % | 0 | 10 | 20 | 30 | 40 | 50 | 60 | 70 | 80 | 90 | 100 |
| | T, centi/kWh | 9.879 | 9.704 | 9.667 | 9.756 | 9.963 | 10.276 | 10.687 | 11.186 | 11.769 | 12.405 | 13.107 |
| V2, preţ redus la SE | T, centi/kWh | 7.205 | 7.298 | 7.528 | 7.884 | 8.358 | 8.939 | 9.618 | 10.383 | 11.227 | 12.138 | 13.107 |
| V3, preţ redus la SF | T, centi/kWh | 9.879 | 9.447 | 9.152 | 8.984 | 8.933 | 8.989 | 9.142 | 9.383 | 9.702 | 10.088 | 10.532 |
| V4, preţ redus la TG | T, centi/kWh | 9.610 | 9.435 | 9.398 | 9.487 | 9.693 | 10.007 | 10.418 | 10.916 | 11.492 | 12.136 | 12.837 |
| V5, preţ redus la gaze | T, centi/kWh | 9.409 | 9.298 | 9.302 | 9.411 | 9.618 | 9.914 | 10.291 | 10.742 | 11.256 | 11.828 | 12.447 |

**Tabelul 4.** Nivelul de penetrare optim a SF (Zopt) la care se înregistrează preţul minim al energiei produce de SE+SF+TG

| Variantele | Tmin, centi/kWh | Zopt, % |
|---|---|---|
| V1-de baza | 9.664 | 18 |
| V2, pret redus la SE | 7.205 | 0 |
| V3, pret redus la SF | 8.933 | 40 |
| V4, pret redus la TG | 9.395 | 18 |
| V5, pret redus la gaze | 9.286 | 15 |

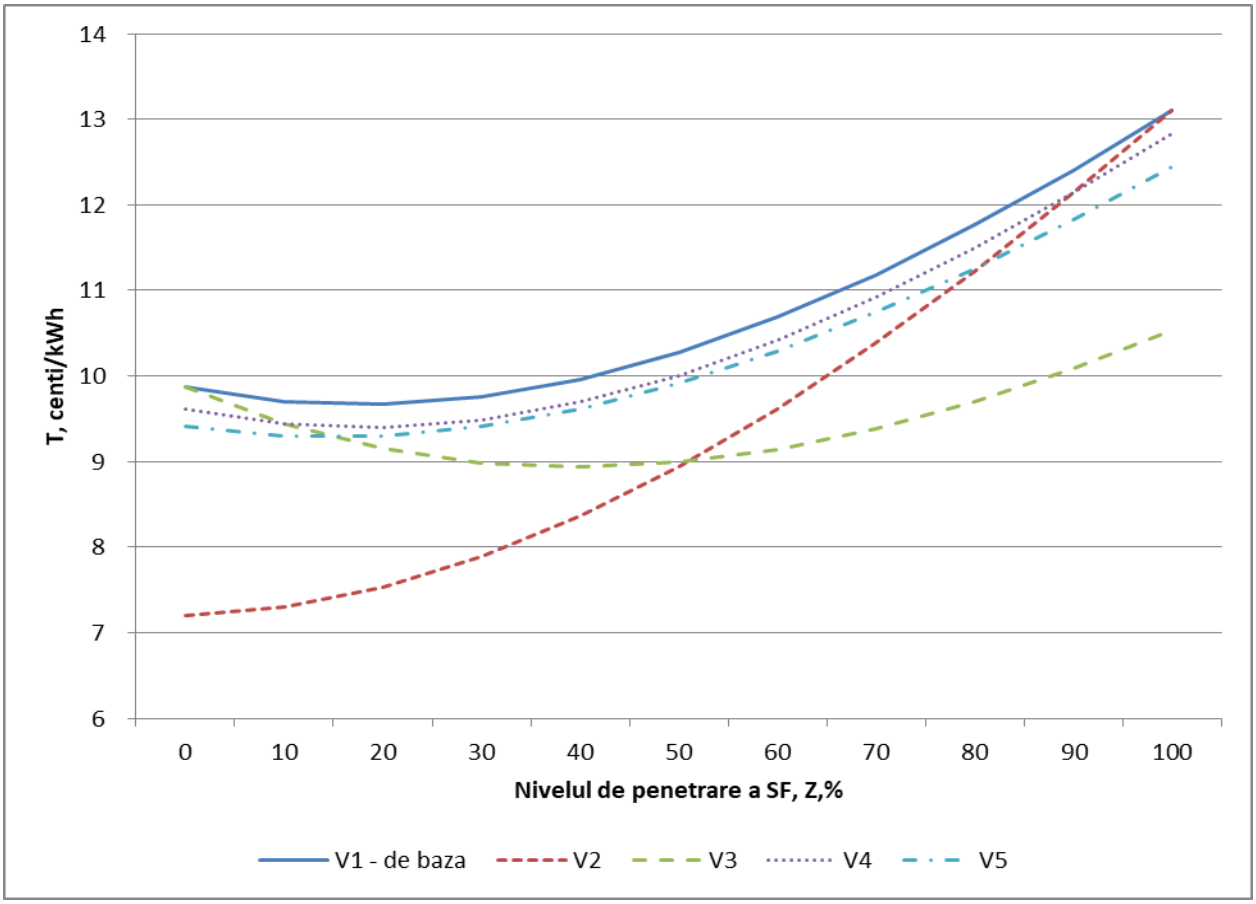



**Figura 9**. Dependenţa preţului la energia electrică produsă de SE+SF+TG funcţie Z, pentru variantele V1-V5.

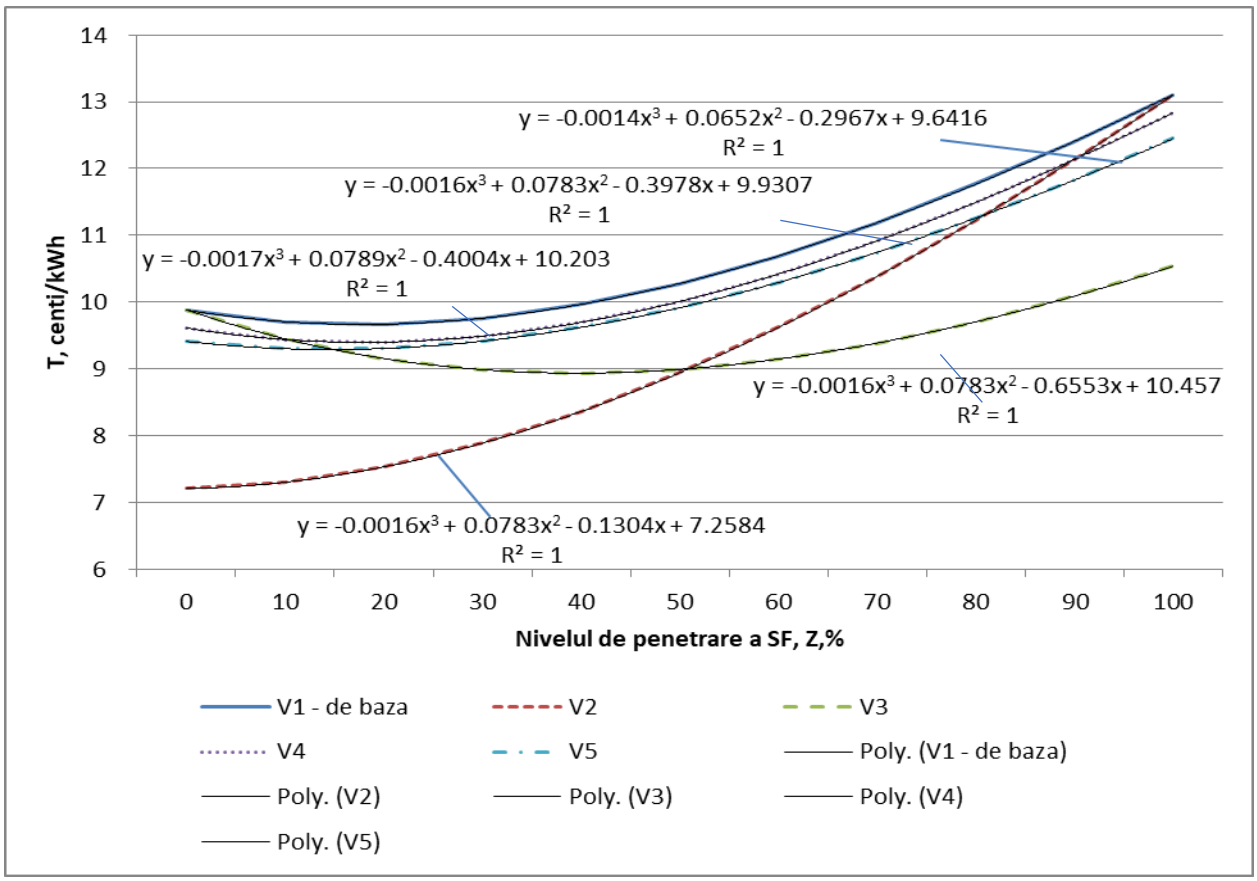



**Figura 10**. Dependenţa preţului la energia electrică produsă de SE+SF+TG funcţie Z, pentru variantele V1-V5, cu indicarea funcţiilor care aproximează dependenţele din Fig. 10.

După cum observăm din rezultatele prezentate în Tab. 3 şi 4, precum şi în Fig. 9 şi 10, preţul minim al energiei produse de SE+SF+TG în varianta de date V1 (varianta de bază) are loc la nivelul de integrare al SF, egal cu 18% (Zopt). La o atare Z, Gradul de acoperire directă a cererii de energie electrică din partea tandemului SE+SF are loc la nivelul de 68,6%, cu 2,58 puncte procentuale mai puţin decât Gradul tehnic maxim posibil.

O aşteptată descreştere a investiţiilor specifice pentru SE va face ca Zopt să descrească în continuare, iar la o investiţie specifică pentru SE, egală cu 750 $/kW (V2), faţă de 1445 $/kW în V1, Zopt este egal cu zero. **Adică, la o atare investiţie specifică pentru SE, implementarea SF nu este rentabilă!** În varianta V2 Gradul de acoperire directă a cererii de energie are loc exclusiv din partea SE şi este egal cu 60,62%, cu 10,56 puncte procentuale mai puţin, decât Gradul tehnic maxim posibil. Preţul energiei în această variantă este cel mai mic din toate cele 5 variante examinate şi este egal cu 7,205 centi/kWh. Chiar şi la o investiţie specifică de cca 1000 $/kW preţul minim la energie se obţine în condiţia lipsei SF.

Pe de altă parte, o descreştere a investiţiilor specifice în SF de la 1206 $/kW la 800 $/kW (o diminuare de 33,7%) duce la creşterea valorii Zopt, atingând valoarea de 40%, cu un preţ la energia electrică, egal cu 8.933 centi/kWh, cu 7,57% mai puţin decât în varianta V1-de bază. În acest caz, Ponderea tehnică de acoperire directă a cererii de energie pentru Zopt = 40% este egal cu 70,92%, cu 0,26 puncte procentuale mai puţin decât valoarea medie maximă a Ponderii tehnice. Adică, scăderea preţului la SF cu până la 50% faţă de cel stabilit în V1 influenţează puţin Ponderea tehnică maximă de acoperire directă a cererii din partea SE+SF.

În ce priveşte TG, diminuarea investiţiilor specifice pentru această centrală cu 25%, precum şi a preţului la gazele naturale utilizate cu 17% faţă de V1 practic nu influenţează Ponderea tehnică maximă de acoperire directă a cererii din partea SE+SF, stabilită la nivelul de cca 71%, ducând,

totodată, la diminuarea preţului la energia electrică produsă de SE+SF+TG, cu respectiv, 2,8% şi 3,9%.

**Concluzii**

1. Pentru cazul în care capacităţile SE şi SF sunt determinate pentru a produce total energie electrică egală cu cererea anuală de energie ($\gamma$=1), antrenarea doar a SF poate asigura acoperirea directă a cererii de energie la nivelul de 45%, iar antrenarea doar a SE – 60,6%. Operarea în tandem a acestor două surse de energie majorează gradul de acoperire directă a cererii de energie până la maxim de 71-72%, SE asigurând 65%, iar SF – 35% din acest volum. În condiţia în care energia efectivă produsă de SE+SF ar fi mai mare, decât cererea de energie, adică s-ar instala capacităţi de SE şi SF mai mari, decât în cazul $\gamma$ = 1, atunci, evident, ponderea tehnică maximă creşte. Astfel, pentru $\gamma$=1,5, adică, majorarea capacităţii SE şi SF cu încă 50% faţă de cazul $\gamma$=1, tandemul SE+SF pot acoperi cererea de energie în mod direct la nivelul maxim de 80,5%. Cu alte cuvinte, o creştere a capacităţilor SE şi SF cu 50% aduc un câştig în acoperirea directă a cererii cu doar 9,33 puncte procentuale faţă de cazul când $\gamma$=1.
2. Spre deosebire de ponderea tehnică, ponderea economică, adică gradul optim de participare a SE şi SF la acoperirea directă a cererii de energie, depinde, evident, de particularităţile economice ale surselor participante la acoperirea cererii: SE, SF şi TG. Au fost examinate cinci variante de variaţie a indicilor economici: investiţiile specifice şi preţul la gaze. Calculele au arătat că:

   a) preţul minim al energiei produse de SE+SF+TG în varianta de date V1 (varianta de bază) are loc la nivelul de integrare al SF, egal cu 18% (Zopt). La o atare Z, Gradul de acoperire directă a cererii de energie electrică din partea tandemului SE+SF are loc la nivelul de 68,6%, cu 2,58 puncte procentuale mai mic decât Gradul tehnic maxim posibil;
   b) la o investiţie specifică pentru SE, egală cu 750 $/kW (V2), faţă de 1445 $/kW în V1, Zopt este egal cu zero. **Adică, la o atare investiţie specifică pentru SE, implementarea SF nu este rentabilă!** În varianta V2 Gradul de acoperire directă a cererii de energie are loc exclusiv din partea SE şi este egal cu 60,62%, cu 10,56 puncte procentuale mai puţin, decât Gradul tehnic maxim posibil. Preţul energiei în această variantă este cel mai mic din toate cele 5 variante examinate şi este egal cu 7,205 cenţi/kWh. Chiar şi la o investiţie specifică de cca 1000 $/kW preţul minim la energie se obţine în condiţia lipsei SF;
   c) scăderea preţului la SF cu până la 50% faţă de cel stabilit în V1 influenţează puţin Ponderea tehnică maximă de acoperire directă a cererii din partea SE+SF. Bunăoară, o descreştere a investiţiilor specifice în SF de la 1206 $/kW la 800 $/kW (o diminuare de 33,7%) duce la creşterea valorii Zopt, atingând valoarea de 40%, cu un preţ la energia electrică, egal cu 8.933 cenţi/kWh, cu 7,57% mai puţin decât în varianta V1-de bază. În acest caz, Ponderea tehnică de acoperire directă a cererii de energie pentru Zopt = 40% este egal cu 70,92%, cu 0,26 puncte procentuale mai puţin decât valoarea medie maximă a Ponderii tehnice.
   d) diminuarea investiţiilor specifice pentru TG cu 25%, precum şi a preţului la gazele naturale utilizate cu 17% faţă de V1 practic nu influenţează Ponderea tehnică maximă de acoperire directă a cererii din partea SE+SF, stabilită la nivelul de cca 71%, ducând, totodată, la diminuarea preţului la energia electrică produsă de SE+SF+TG, cu respectiv, 2,8% şi 3,9%.

**Concluzie generală**

Scenariul 100%SRE (70%SRE+30%TG) asigură o securitate energetică substanţial mai înaltă decât scenariul asincron de racordare la ENTSO-E. Totodată, scenariul 100%SRE se distinge prin reducerea emisiilor de GES cu 45% mai mici decât scenariile As(0.6c/kWh) şi As(0.0 c/kWh). La o investiţie specifică pentru SE, egală cu 750 $/kW, aşteptată, conform IRENA pe viitor, preţul energiei produse de SE+SF+TG este de cca 7.2 cenţi/kWh, un preţ chiar mai mic, decât în cazul scenariului asincron promovat la moment de R. Moldova. Pornind de la aceasta, el merită toată atenţia spre a fi promovat, în locul scenariului asincron, dat fiind că conţine oportunităţi adiţionale de reducere a preţului la energia produsă:

- În preţul de 7.2 cenţi/kWh nu intră câştigul care ar putea fi obţinut de la realizarea energiei SE+SF produse în afara acoperirii cererii de energie, cu impact benefic asupra preţului energiei produse de SE+SF+TG;
- În configuraţia SE+SF+TG, factorul de sarcină a TG este mic, de cca 19%. Deci, TG ar putea realiza producerea de energie adiţională, cu impact benefic asupra preţului energiei produse de SE+SF+TG.

## Analiza surselor intermitente de energie (fotovoltaică) și aportul acestora la acoperirea deficitului de energie pentru sectorul clădirilor

**Obiectivele tematicii de cercetare**

Analiza surselor intermitente de energie (fotovoltaică) și aportul acestora la acoperirea deficitului de energie electrică pentru sectorul clădirilor în RM și orașul Chișinău.

**Sarcinile tematicii de cercetare**:

1.Analiza consumurilor de energie electrică în sectoarele economiei naționale și orașul Chișinău;
2. Mecanismele legale de susținere a schemelor de sprijin în domeniu producerii energiei electrice din eSER;
3.Aplicarea contorizării nete pentru sectorul rezidențial și ÎMM (întreprinderile mici și mijlocii);
4. Determinarea costurilor investiționale a sistemelor fotovoltaice;
5. Evaluarea prosumatrorilor casnici de energie electrică în calitate de beneficieri;
6. Estimarea puterii instalate PVh în orașul Chișinău;
7. Efectuarea calului tehnico economic a fezabilității investițiilor în proiecte fotovoltaice.

**Rezultatele ştiinţifice ale cercetărilor efectuate în cadrul tematicii de cercetare**

În lipsa propriilor surse de energie, Moldova importă (inclusiv din alte surse) aproximativ 76,3% din consumul brut de energie pentru a satisface cererea internă dintr-un număr limitat de surse. În anul 2018 importurile de energie, inclusiv intrările din alte surse în Moldova au constituit 85 955 TJ. Lipsa interconexiunilor cu sistemul energetic european și structura actuală de furnizare a energiei electrice prezintă riscuri semnificative de aprovizionare și împiedică concurența în aprovizionarea cu energie electrică, ceea ce duce la procurarea energiei electrice la un preț ridicat și vulnerabilitate la șocurile externe.

Din consumul final energetic de 116 663 TJ în 2018, 57 953 TJ sau 49,67% au revenit sectorului rezidenţial, urmat de sectorul transporturilor cu 31 722 TJ sau 27,19% și al treilea cel mai mare consumator de energie din anul 2018, sectorul comerţului şi serviciilor publice cu 11 833 TJ sau 10,14%.

Statisticile arată că consumul final energetic în Republica Moldova are un trend ascendent. Dacă în anul 2015 consumul final energetic era de 101 231 TJ, iar primele trei sectoare cele mai mari consumatoare de energie consumau după cum urmează sector rezidențial cu 50 114 TJ, sectorul transporturilor cu 28 133 TJ și sectorul comerțului şi serviciilor publice cu 10 952 TJ, atunci în 2018, în conformitate cu BNS, consumul brut de energie a constituit deja 116 663 TJ iar structura consumului după sectoare a rămas neschimbată.

Creșterea eficienței energetice și sporirea securității aprovizionării cu energie este esențială pentru îmbunătățirea competitivității economice a Moldovei. Ținând cont de situația din domeniul dat, Guvernul întreprinde acțiuni concrete pentru sporirea eficientei energetice în principalele sectoare ale economiei naționale și stimularea producerii energiei din surse regenerabile.

În sectoarele la care autoritățile au contribuție sau pot interveni direct, sunt create mecanisme de stimulare a eficientei energetice, în special aceasta se referă la sectorul public. Sectorul rezidential și sectorul întreprinderi mici și mijlocii rămân sectoare în care intervenția din partea autorităților nu este satisfăcută pe deplin, aceasta se datoreaza în mare parte mecanismelor necesare a fi create și în special se referă la mecanismele de finanțare.

Motivarea atragerii sectorului rezidențial în proiecte de promovare a surselor de energie regenerabilă ar soluționa într-o oarecare măsură conceptul dezvoltat de autorități privind autonomia energetică locală.

**Sărăcia energetică și premieze pentru promovarea conceptului de autonomie energetică locală**

Sărăcia energetică reprezintă un element de bază ce face vulnerabilă Republica Moldova de dependența de import a resurselor energetice, atât la gazele naturale cât și de energia electrică. Valoarea importurilor de energie electrică în țară pe perioada anului 2018 a constituit 82%. În marea majoritate aceste importuri au fost de la Centrala Termoelectrică Moldovenească, care se află sub jurisdicția autoproclamate regiuni transnistrene și a constituit - 2544 mil. kWh, din Ucraina – 956 mil. kWh și doar 804 mil. kWh a reprezentat producția internă de energie electrică. Importurile de energie electrică sunt realizate prin intermediul a 25 linii electrice aeriene, interconectate cu sistemul energetic din Ucraina și România. Importurile de energie electrică din România poate fi asigurată doar insular alimentarea țării, din cauza ne sincronizărilor sistemului electroenergetic din țara vecină cu Republica Moldova. Capacitatea nominală a centralelor de generare a energiei electrice pe teritoriul țării constituie 495 MW, majoritatea fiind prin aplicarea tehnologiilor de cogenerare sau de valorificare a surselor regenerabile de energie.

Reieșind din dependența mare de import a resurselor energetice, Republica Moldova încearcă să-și diversifice alimentarea cu energie electrică, inclusiv prin abordarea unui nou concept la nivel de politici și anume promovarea autonomiilor energetice locale. Raportul IRENA pentru anul 2019, Evaluarea gradului de pregătire privind valorificarea energiei regenerabile în Republica Moldova, scoate în evidență necesitatea promovării autonomiei energetice locale și atingerea obiectivelor privind producția distribuită a energiei. Acest lucru este specificat și în cadrul

primar de politici a Republicii Moldova și anume Secțiunea 3,2 Mecanisme de sprijin pentru energia regenerabilă, Legea nr. 10 din 26.02.2016 privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile, prin dezvoltarea proiectelor în materie de energie regenerabilă promovate de comunitate la scară mică. În plus, aceasta prevede: o obligație a furnizorului central de energie electrică de a achiziționa energie din surse regenerabile, acces garantat și nediscriminatoriu la rețea și furnizare cu prioritate.
Chiar dacă operează cu noțiunea de „consumator vulnerabil", legislația nu conține soluții plauzibile care ar viza și rezolva problema „sărăciei energetice" care afectează categorii largi de populație. Înțeleasă ca o situație în care „o gospodărie sau o persoană nu își poate permite la preț accesibil servicii de încălzire adecvată sau alte servicii energetice de bază în locuințele lor", „sărăcia energetică" are tangențe cu mai multe elemente interdependente. În primul rând, veniturile scăzute ale persoanelor sau ale gospodăriilor le subminează capacitatea financiară de a obține facilități legate de consumul de energie. În al doilea rând, acest tip de sărăcie rezultă din episoade frecvente de politizare a politicii tarifare de către autoritatea de reglementare a pieței, ceea ce diminuează predictibilitatea și caracterul sustenabil al prețurilor la energie. În al treilea rând, condiția sărăciei energetice include eficiența energetică inadecvată în menținerea mijloacelor de trai, această problemă începând să fie abordată abia de curând. Majoritatea acestor aspecte sunt în mare parte trecute cu vederea în legislația și politicile publice naționale în sectorul energetic9.

**Mecanisme de sprijin pentru energia electrică produsă din surse regenerabile**

Până în martie 2018, producţia de energie din surse regenerabile a fost sprijinită prin Legea energiei regenerabile din 2007 (Nr. 160-XVI din 12.07.2007). Legea a luat în considerare principiul cost investiții la stabilirea tarifului reglementat pentru producerea unui kWh. Conform acestuia, ANRE a emis un tarif pe 15 ani, pe baza costurilor eligibile actuale percepute, numai după ce s-au realizat investițiile, tarifele fiind actualizate anula la costurile de întreținere și mentenanță. În plus, autoritatea de reglementare avea dreptul de a ajusta tariful la valorile de referinţă regionale, dacă acestea ar fi fost mai mici. Această abordare nu a fost suficientă pentru a atrage investiţii în sector și, prin urmare, a fost revizuită.

Legea privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile (Legea nr. 10 din 26.02.2016), a intrat în vigoare în martie 2018, sub forma unei scheme bazate pe tarife feed-in și a principiului contorizării nete. De asemenea, legea a prevăzut garanţiile necesare pentru investiţii, inclusiv: conectare la reţea nediscriminatorie, furnizare cu prioritate și o obligaţie din partea furnizorului central de energie electrică de a achiziţiona energia electrică generată în întregime din surse regenerabile timp de 15 ani. În plus, nouă schemă bazată pe principii de piaţă promovează concurenţa printre investitori, întrucât prevede organizarea de licitaţii pentru proiectele cu o capacitate de peste 4 MW în cazul energiei eoliene și 1 MW pentru alte tehnologii. În același timp, legea sprijină dezvoltarea proiectelor de energie regenerabilă promovate de comunitate, la scară mică.

*Contorizarea netă a energiei electrice din surse regenerabile:* Contorizarea netă a fost introdusă pentru a încuraja proprietarii de proiecte să acopere propriul consum de energie electrică cu unităţi de producţie bazate pe energie regenerabilă. Orice exces, calculat într-o perioadă contabilă de un an, poate fi vândut la preţul mediu de pe piaţa en-gros a energiei. În plus, Ministerul Economiei și Infrastructurii și Agenţia pentru Eficienţă Energetică promovează intens conceptul proiectelor de energiei regenerabilă gestionate de comunităţile locale, pentru a creşte utilizarea producţiei distribuție a energiei. În ciuda eforturilor permanente de promovare a

[9] https://www.expert-grup.org/ro/biblioteca/item/1900-s%C4%83r%C4%83cia-energetic%C4%83-%C3%AEn-moldova-asisten%C8%9B%C4%83-social%C4%83-versus-capacitare-tehnic%C4%83

conceptului autosuficienţei comunitare, în principal prin împărtășirea celor mai bune practici europene, ţara nu a resimţit încă asemenea dezvoltare.
Consumatorul final, deţinător al centralei electrice, care solicită contorizarea netă a energiei electrice din surse regenerabile trebuie să îndeplinească următoarele condiții:

- energia electrică trebuie să fie produsă numai din surse regenerabile de energie;
- centrala electrică trebuie să dispună de o putere instalată de pînă la 200 kW, dar nu mai mare decît puterea contractată cu furnizorul respectiv;
- centrala electrică trebuie să fie conectată la reţeaua electrică şi să funcţioneze în mod paralel şi sincron cu aceasta;
- centrala electrică trebuie să fie echipată cu un mecanism de protecţie care să deconecteze automat centrala electrică de la reţeaua electrică şi să întrerupă livrarea energiei electrice în reţea în cazul în care este întreruptă livrarea energiei electrice către consumatorul final, deţinător al centralei electrice.

Beneficiază de mecanismul de contorizare netă, în baza principiului „primul venit, primul servit", consumatorii finali deţinători ai centralelor electrice a căror capacitate instalată cumulată nu depăşeşte 5% din valoarea sarcinii maxime înregistrate pe parcursul anului precedent de către operatorul sistemului de distribuţie la reţelele căruia sînt racordate centralele electrice respective. Limita de 5%, stabilită în prezentul alineat, poate fi revizuită şi modificată de către Agenția Națională pentru Reglementare în Energetică prin aprobarea, în conformitate cu Legea cu privire la energetică, a unei hotărîri motivate şi supuse în prealabil consultărilor publice.

*Tarif fix:* ANRE va emite tarife garantate pentru producătorii de energie regenerabilă stabilite administrativ pentru instalaţiile mici (cele cu capacităţi sub 4 MW în cazul energiei eoliene și 1 MW în cazul altor tehnologii) folosind principiul primul venit, primul servit. În 2017, ANRE a aprobat metodologia (Decizia nr. 375 din 28.09.2017) pentru stabilirea acestor tarife, dar unele dintre elementele sale sunt supuse reviziei. Capacitatea totală a acestor proiecte care ar beneficia de tarife garantate este estimată la 55 MW.

*Preț fix, stabilit în cadrul licitației:* Introducerea licitaţiilor de capacitate, programate anterior pentru anul 2019, este considerată cea mai importantă schimbare din sectorul energiei regenerabile. Guvernul are drept scop organizarea licitaţiilor specifice per tehnologie pentru o capacitate totală de 113 MW, care va garanta tarife fixe timp de 15 ani. Schema a fost concepută în conformitate cu instrucţiunile UE cu privire la ajutorul de stat pentru protecţia mediului înconjurător și energie, valabilă în perioada 2014-2020. Aceasta este obligatorie pentru părţile contractante ale Comunităţii Energetice.

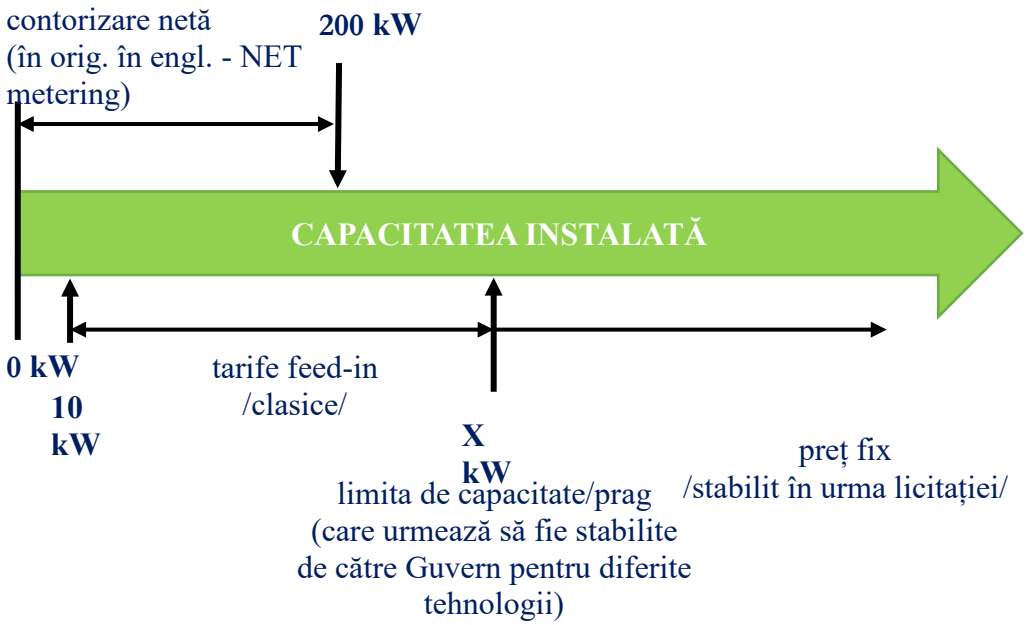



**Figura 1** Schemele de suport a investițiilor în eSER din Republica Moldova

**Estimarea puterii instalate PVh utilizând schemele de sprijin existente**

În scopul utilizării schemelor de sprijin și a condițiilor imputate de Legea 10 din 26.02.2016 privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile Art. 39. Contorizarea netă a energiei electrice din surse regenerabile, (pct.6) Beneficiază de mecanismul de contorizare netă, în baza principiului „primul venit, primul servit", consumatorii finali deținători ai centralelor electrice a căror capacitate instalată cumulată nu depășește 5% din valoarea sarcinii maxime înregistrate pe parcursul anului precedent de către operatorul sistemului de distribuție la rețelele căruia sînt racordate centralele electrice respective. Limita de 5%, stabilită în prezentul alineat, poate fi revizuită şi modificată de către Agenția Națională pentru Reglementare în Energetică prin aprobarea, în conformitate cu Legea cu privire la energetică, a unei hotărîri motivate şi supuse în prealabil consultărilor publice și a datelor on line oferite de dispeceratul central al IS Moldoelectrica, puterea electrică instalată constituie 820 MW pe țară. Acest lucru denotă faptul că, puterea totală instalată pentru aplicarea schemei contorizării nete pe țară nu poate depăși 41 MW10.

Conform raportului anual din 2019 al SA Energocom11 privind garanțiile de origine pentru energia electrică produsă din surse regenerabile de energie prezentate de furnizorul central de energie, au fost emise în total 90 215 garanții. Ponderea garanțiilor de origine pentru sistemele fotovoltaice de generare a energiei electrice constituie 1,5 % sau 1352 garanții de origine eliberate producătorilor SER. Aceasta este echivalentul unei produceri anuale de energie electrică din PVh de 1352 MWh/an. Puterea totală a instalațiilor PVh ce furnizează energie electrică distribuitorului central constituie 2 MW. În continuare, sunt prezentate un șir de date tehnice care vin să prezinte un tablou general (tabelul 1) cu privire la situația în domeniul energiei regenerabile, sub aspectul capacităților de generare a energiei. Diferența de 2 MW putere instalată PVh reprezintă preponderent puterile contractate de producători de energie electrică prin aplicarea schemei de sprijin contorizare netă. La moment 24 de companii au

[10] http://moldelectrica.md/ro/activity/system_state
[11] http://www.energocom.md/images/rapoarte/GO-raport-anual-2019-ANRE-site.pdf

încheiate contracte de furnizare a energiei electrice produse din PVh cu furnizorul central de energie Energocom SA. [12]

**Tabelul 1.** Capacitățile SER existente de producere a energiei electrice (sfârșitul a. 2018)[13]

| Nr. | Sursa | Puterea instalată, MW | |
|---|---|---|---|
| | | EE* | Î&R** |
| 1. | Centrală hidro-electrică | 16,25 | |
| 2. | **Centrale electrice solare /PVh/** | **4,02** | |
| 3. | Centrale electrice eoliene | 35,62 | |
| 4. | Centrale electrice în cogenerare pe biogaz | 5,71 | |
| 5. | Biomasă | | 153,24 |
| | - Sectorul rezidențial | | 67,54 |
| | - Sectorul public | | 85,7 |
| **TOTAL** | | **61,60** | **153,24** |

*Notă*: * - capacități instalate pentru producerea energiei electrice
** - capacități instalate pentru producerea energiei pentru încălzire și răcire

Capacitățile de generare a energiei electrice menționate mai sus au permis generarea, în 2017, a unui volum de energie electrică ce a permis atingerea țintei de 2,16% a ponderii energiei electrice regenerabile în consumul final brut de energie electrică.

Astfel, limitele de capacități prevăzute de cadrul normativ existent nu vor depăși 168 MW putere totală instalată pe țară prin aplicarea schemelor de sprijin tarife fixe și licitații de capacități către finele anului 2020. Datele totalizatoare sunt agreat în tabelul de mai jos.

**Tabelul 2.** Cotele și limitele de capacități regenerabile

| Tehnologia de producere a energiei electrice regenerabile | Cotă maximă de capacitate pentru tipurile de instalații de generare considerate, MW | | | Limita de capacitate, MW |
|---|---|---|---|---|
| | TOTAL | Tarif fix /capacități mici/ | Preț fix /licitații de capacități/ | |
| **Instalații EOLIENE** | **100** | 20 | 80 | 3 |
| **Instalații SOLARE PV** (fotovoltaice) | **40** | 15 | 25 | 1 |
| **Instalații de COGENERARE pe BIOGAZ** | **20** | 12 | 8 | 1 |
| **Instalații de COGENERARE** (pe biomasă solidă) | **5** | 5 | - | 1 |
| **Instalații HIDRO** | **3** | 3 | - | 1 |
| **TOTAL** | **168** | **55** | **113** | - |

[12] Sursa: Energocom SA
[13] http://mei.gov.md/ro/documents-terms/energetic%C4%83-rapoarte

În baza celor expuse mai sus și a calculului efectuat în lucrare este admis că contorizării nete ii va fi atribuită ponderea de 37 MW putere instalată.

**Determinarea costurilor investiționale a sistemelor fotovoltaice în sectorul rezidențial și IMM**

Reprezentanții companiilor de vânzare a echipamentelor care activează în sectorul energetic în Moldova afirmă, că cea mai mare parte din echipamentele necesare pentru montarea unei instalații solar fotovoltaice sunt disponibile pe piață cu livrare relativ rapidă la domiciliu. Atunci când aceste tehnologii nu sunt disponibile in stoc, există posibilitatea importării, însă la un preț mai mare. De asemenea, aceștia subliniază faptul că unele categorii de consumatori, cum ar fi persoanele din mediul rural, întâmpină dificultăți în accesarea echipamentelor menționate din cauza lipsei de informare şi lipsa resurselor financiare.

Echipamentele si costurile necesare pentru montarea instalațiilor solar fotovoltaice au fost calculate din ofertele disponibile pe piata la data evaluării. Totodată, la data de 22/08/2019 ANRE lansează dezbateri publice privind Proiectul tarifelor fixe şi a prețurilor la energia electrică produsă din surse regenerabile de energie de către producătorii care au obținut statutul de producător eligibil în anul 2019[14]. Ca costuri investiționale, cu unele mici ajustări, se va accepta următoarele:

Costurile investiționale pentru panourile fotovoltaice pot fi determinate reieșind din următoarele categorii (vezi tabelul 4): costul panourilor, costul invertoarelor și costurile de sistem (cabluri solare, racordarea la rețea, lucrări de proiectare și montare, costurile de finanțare, inspectarea). Astfel, reieșind din experiența statelor cu cea mai mare capacitate fotovoltaică instalată în ultimii ani (China, Germania, Italia), investiția specifică Iw propusă spre a fi utilizată la determinarea prețului/tarifului fix este în cuantum de 950 $/kW.

Această valoare reflectă ultima tendință de micșorare a costurilor investiționale aferente panourilor fotovoltaice și corespunde condițiilor Republicii Moldova, fapt confirmat și prin analiza ultimelor proiecte fotovoltaice prezentate ANRE pentru aprobarea tarifului.

Cheltuielile de întreținere și exploatare cuprind: cheltuielile aferente remunerării muncii personalului angajat și a corpului administrativ și consumurile materiale pentru mentenanța tehnică a instalației. Valoarea specifică acestor cheltuieli se determină ca $/kW și variază în dependență de tipul panourilor fotovoltaice, regiunea de amplasare, locul de montare (la sol sau pe acoperiș), regiunea climaterică etc. În studiul prezentat de Laboratorul Național Lawrence Berkeley (LBNL) cuantumul acestor cheltuieli variază între 10-18 $/kW/an. Dat fiind faptul, că în Republica Moldova capacitățile instalate până la momentul actual variază în limitele 10-500 kW și nu este formată o experiență de operare a parcurilor fotovoltaice de capacități mari, se propune ca cuantumul cheltuielilor specifice de întreținere și exploatare Kfix să fie acceptat la nivel de 19 $/kW/an.

Factorul de capacitate variază în dependență de poziția fizico-geografică, tipul instalației utilizate, calitatea modulelor PV și de frecvența eliminării depunerilor de praf de pe suprafața modulelor. Valoarea acestui factor la nivel global variază între limitele 10-25 %. Pentru condițiile Republicii Moldova (cu climă temperat-continentală) unde se înregistrează 2060-2360 ore însorite pe an, se propune pentru determinarea cantității de energie electrică generată de instalațiile fotovoltaice utilizarea unui factor de capacitate Kw de 15 %. Pentru prezenta lucrare

[14] http://www.anre.md/consultari-publice-3-27

se va accepta o valoare medie de funcționare a sistemelor fotovoltaice pe teritoriul țării de 1200 h. Această valoare corespunde valorii medii pentru proiectele analizate în publicația IRENA pe teritoriul european și este demonstrată prin cantitatea de energie electrică produsă de instalațiile PV existente.

**Tabelul 3.** Componentele investiționale la panourile fotovoltaice

| Nr. Crt. | Categoria componentelor | Componente | Total, $/kW |
|---|---|---|---|
| 1 | Costurile de sistem | Conductoare electrice | 280 |
| 2 | | Racordarea la rețea | |
| 3 | | Control și monitorizare | |
| 4 | | Lucrări de montare a echipamentelor | |
| 5 | | Servicii de securitate | |
| 6 | | Instalarea suporturilor mecanice | |
| 7 | | Costuri de finanțare | |
| 8 | | Cheltuieli de proiectare | |
| 9 | Panourile PV | Panouri fotovoltaice (China, Germania, Japonia) | 550 |
| 10 | Invertoare | Invertorul | 120 |
| | **Total** | | **950** |

Reieșind din datele descrise mai sus și a puterilor stabilite în baza schemei de sprijin contorizare netă, suma totală a investiților necesare bazate pe conceptul descris va constitui 35 150 000 USD/37 MW.

**Evaluarea prosumatorilor casnici de energie electrică în calitate de beneficiari ai instalațiilor solare fotovoltaice**

În prezent se constata o dezvoltare accelerată a electrificării rurale descentralizate în țările în curs de dezvoltare folosind energia regenerabilă. Deși tehnologia fotovoltaica se considera scumpă acum câțiva ani în urma, în ultima perioada tehnologia data s-a ieftinit considerabil stimulând prin aceasta investițiile in proiecte din domeniul dat.

Extinderea proiectelor PVh în cadrul comunităților perfect se încadrează în cadrul conceptului privind Autonomia Energetică Locală promovat de autoritățile competente în domeniul energetic. Independența energetică reprezintă o prioritate a consumatorilor locali, iar siguranța alimentării cu energie electrică un proces continuu în activitatea antreprenorială. Mai mult ca atât, conceptul de „self sufficiency" este promovat actualmente de către autoritățile comunitare, urmând ca acest să devină unul din elementele-cheie ale noii politici europene în domeniul regenerabilelor.

În scopul determinării cererii s-a decis utilizarea noțiunii de consumator mediu de energie pentru care vor fi utilizate datele statistice privind consumurile de energie electrică, suprafețele disponibile ale clădirilor din sectorul rezidențial, veniturile populației și posibilitățile persoanelor rezidente de a reinvesti în surse regenerabile de energie.

În conformitate cu datele Raportului privind activitatea Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică în anul 2018, consumatorilor finali, exceptând consumatorii finali care au făcut uz de dreptul de eligibilitate, le-a fost livrată o cantitate de energie electrică de 3737.6 mil. kWh, cu 2.8 % mai mult decât în anul 2017. Majorarea consumului a fost atestată în ambele zone de

activitate ale furnizorilor serviciului universal care furnizează energie electrică la prețuri reglementate. Structura livrărilor de energie electrică pe categorii de consumatori finali în perioada 2016-2018 arăta ca în anul 2016 către consumatorii casnici a fost livrata energie electrică în volum de 1633.3 mil. kWh, în anul 2017 - 1635.7 mil. kWh și în anul 2018 - 1637.5 mil. kWh. Ponderea consumului de energie electrice livrată consumatorilor rezidențial constituie 43% din totalul de energie electrică livrată tuturor consumatorilor în anul 2018. Raportul ANRE pentru aceiași perioada a anului arată ca ponderea consumatorilor finali de energie electrică era de 1.239.236 consumatori casnici (total S.A. „FEE Nord" și Î.C.S. „Gas Natural Fenosa FE" S.R.L.). Numărul gospodăriilor casnice constituie 959 mii[15] cu un număr de persoane per gospodărie de 2,2. Astfel, putem concluziona că unui membru al gospodării îi revine un consum de energie electrică de 605 kWh/an*pers, respectiv unei gospodării 1331 kWh/an. Numărul total al populației acceptat 2 706 049.16

Determinarea potențialilor beneficiari în sectorul rezidențial presupune acceptarea unui șir de ipoteze, prezentate mai jos:

- Energia electrică generată de instalațiile PVh este orientată preponderent pentru acoperirea propriului consum de energie electrică;
- Pentru instalațiile de generare a energiei vor fi utilizate acoperișurile caselor sau terenul aferent gospodăriilor;
- Doar 10 % din gospodării și sau gospodării țărănești își vor permite să implementeze un proiect PVh in gospodărie, reieșind din puterea de cumpărare a fiecăreia.

Beneficiarii potențiali (teoretici) care ar putea aplica pentru această schemă de suport în domeniul producerii energiei electrice ar fi de 96 mii gospodării, cu un număr de beneficiari finali de 211 220 persoane.

Reieșind din faptul că gospodăriile țărănești relationează față de terțe ca persoane fizice, în lucrare, acestea vor fi tratate ca activitate non economică. Beneficiarii reali vor fi calculați reieșind din puterea totală instalată pe țară pentru aplicarea schemei de sprijin contorizare netă 37 MW și puterea medie electrică instalată per gospodărie. Numărul gospodăriilor potențiale calculate în baza celor expuse ar fi de 5 286, cu un număr total de beneficiari direcți de 11 628 persoane, repartizați pe grupe de gen 6046 femei și 5582 bărbați.

Pentru sectorul rezidențial se vor examina trei trepte de putere și anume: 4 kW, 7 kW și 10 kW. Datele legate de putere reiasă din puterea electrică contractată de o gospodărie, gospodării asociate și/sau gospodărie țărănească.

Cantitatea de energie electrică generată în urma implementării proiectului va fi de 44 400 000 KWh/an, ceia ce ar acoperi 3% din consumul total de energie din sectorul rezidențial. Conform cadrului legislativ, în speță prin aplicarea Legii nr. 107 din 27/05/2016 cu privire la energia electrică art. 2 Noțiuni principale, se va utiliza în prezenta lucrare noțiunea de centrală electrică destinată uzului intern și reprezintă centrala din a cărei producție anuală de energie electrică este mai mare de 40 % și este destinată consumului intern al deținătorului. Datele agreate și utilizate ulterior ca date de intrare pentru calculul tehnico-economic sunt refecate în tabelul de mai jos.

[15] https://statistica.gov.md/newsview.php?l=ro&id=5583&idc=168

[16] https://statbank.statistica.md/pxweb/pxweb/ro/20%20Populatia%20si%20procesele%20demografice/20%20Populatia%20si%20procesele%20demografice__POPrec__POP010/POP011000rcl.px/table/tableViewLayout1/?rxid=b2ff27d7-0b96-43c9-934b-42e1a2a9a774

**Tabelul 4.** Repartizarea prosumatorilor după puteri

| Prosumator | Categorii de putere, kW | Energia electrică uz intern, kWh/an | Energia electrică livrată în rețea kWh/an | Valoarea estimativă pentru realizare, % | Numărul estimativ de Beneficiari |
|---|---|---|---|---|---|
| Gospodărie individuală (casă, vilă, reședință, etc) | 4 | 2 029 824 | 3 044 736 | 20 | 1057 |
| Gospodării individuale asociate (grupuri de case, de vile, etc) | 7 | 10 656 576 | 15 984 864 | 60 | 3172 |
| Gospodării țărănești, inclusiv și asociații de gospodării | 10 | 5 074 560 | 7 611 840 | 20 | 1057 |

Reieșind din faptul că o instalație fotovoltaică cu o putere medie instalată de 7 kW ar genera anual pentru o gospodărie 8400 kWh/an, iar necesarul acesteia raportat la numărul de persoane per gospodărie și a necesităților de consum intern de 40%, surplusul de energie generată, va fi injectat în rețeaua publică de distribuție a energie electrice și va constitui 5 040 kWh/an. Respectiv 26 641 440 kWh/an pe toate gospodăriile analizate și 17 758 560 kWh/an pentru acoperirea necesităților proprii de energie electrică. Datele obținute vor servi drept date de intrare pentru calcul tehnico economic.

Astfel, numărul de beneficiari indirecți ar constitui 61 763 persoane, cu o pondere a femeilor de 32 117 și a bărbaților de 29 646. Sub formă de potențiali beneficiari acestea pot fi persoane fizice individuale, asociate, sau gospodării țărănești individuale sau asociate.

**Structura schemei de creditare**

Republica Moldova reprezintă o țară cu acces limitat la resursele financiare ale băncilor comerciale cauzate de două aspecte, primul dobânzi mari la obținerea unui credit, doi necesitatea acoperii creditului cu un gaj, ce reprezintă o valoare net superioară creditelor oferite de bănci. În lucrare este examinată varianta de finanțare a proiectelor prin accesul la credite preferențiale a unor surse de finanțare din exterior, cât și utilizarea unor facilități de grant pentru atare proiecte.

Structura schemei de creditare a proiectului va fi bazată pe aportul financiar extern și cofinanțarea internă.

**Tabelul 5.** Structura schemei de creditare

| **Schema de sprijin**<br>**Investiția** | | **Contorizare netă**<br>**35 150 000 USD** |
|---|---|---|
| **Surse de finațare** | | |
| Aport beneficiar | 25% | 8 787 500 |
| Cofinanțare Sursa 1 | 10% | 3 515 000 |
| Grant Sursa 2 | 30% | 10 545 000 |
| Creditare Sursa 2 | 35% | 12 302 500 |

Valoarea de 25 % contribuție din partea Beneficiarilor reiese din bunele practici pe care l-ea avut Republica Moldova la implementarea proiectelor SER, EE și de mediu pe perioada ultimilor 7 ani. Printre principalele proiecte putem menționa următoarele în sectorul public:

- Fondul pentru Eficiență Energetică. Prin intermediul Apelului de Propuneri de Proiecte nr. 3 și a fost acordat grant în valoare de 75 % din costul total al proiectului cu o contribuție din partea Beneficiarului nu mai puțină de 25 %[17];
- Proiectul Energie și Biomasă. Cofinanțarea din partea Beneficiarilor constituia cel puțin 15 % pentru comunitățile rurale, iar orașele mici cel puțin 20 %[18] din valoarea totală a proiectului;
- Proiectul Suport pentru Procesul Național de Planificare a Adaptării Republicii Moldova la Schimbările Climatice. Contribuția din partea Beneficiarului constituia cel puțin 20% din costul total al proiectului[19].

La creditarea persoanelor juridice și fizice cu o dobândă bancară preferențială putem aduce exemplul proiectului Moseff, cu o componentă de grant de la 5 - 20 %20, iar pentru sectorul rezidențial proiectul Morreff21 cu componenta de grant de la 5 - 35 %. Ambele proiecte fiind produsele BERD ului.

**Calculul economic al proiectului și compararea variantelor analizate**

Calculul economic este bazat pe un șir de ipoteze admise în capitolele anterioare și faptul că prosumatorii au consum propriu de 40 % din energia electrică produsă, iar diferența este livrată în rețeaua publică. Agrearea datele de intrare și calculul tehnic economic este reflectat conform tabelului 6.

[17] http://fee.md/files/Apel_n3.pdf
[18] http://biomasa.md/public-institutions/
[19] http://adapt.clima.md/public/files/Ghidul_solicitantului.pdf
[20] http://www.moseff.org/index.php?id=98
[21] http://moreeff.info/granturi/about-grants-ro/

**Tabelul 6.** Calculul tehnico economic al proiectului

| Denumirea parametrului inițial sau calculate | Notație | Valoare | Unități |
|---|---|---|---|
| Puterea nominală PV pentru schema mecanismul contorizării nete | $P_{NM}$ | 37 000 | kW |
| Investiția specifică în instalația PV | $i_{sp}$ | 950 | $/kW |
| Cheltuielile anuale de operare și mentenanță | $c_{O\&M,0}$ | 19 | $/kW/an |
| Durata de utilizare a puterii maxime | $T_M$ | 1 200 | h/an |
| Volumul de energie electrică generată de instalația PV, care vor funcționa după schema de sprijin mecanismul contorizării nete | $W_{NM,0}$ | 44 400 000 | kWh/an |
| Numărul de gospodării casnice beneficiare ale programului de finanțare pentru instalarea panouriloe solare | $N_{gc}$ | 5 286 | unități |
| Puterea nominală medie a instalației fotovoltaice instalate în cadrul unei gospodării casnice | $P_{gc}$ | 7 | kW |
| Consumul mediu anual de energie electrică într-o gospodărie casnică | $W_{an,cons}$ | 3 360 | kWh/an |
| Cantitatea medie de energie electrică generată de instalația PV din cadrul gospodăriei casnice | $W_{an,prod}$ | 8 400 | kWh/an |
| Surplusul mediu de energie electrică injectată în rețea conform schemei de sprijn mecanismul contorizării nete | $W_{an,surpl}$ | 5 040 | kWh/an |
| Surplusul total mediu de energie electrică injectat în rețea de către toate instalațiile PV de la gospodările casnice care vor funcționa după schema de sprijin mecanismul contorizării nete | $W_{an,surpl,tot}$ | 26 641 440 | kWh/an |
| Cantitatea totală medie de energie electrică consumată de către gospodăriile casnice de la instalațiile PV, care vor funcționa după schema de sprijin mecanismul contorizării nete | $W_{an,cons,tot}$ | 17 758 560 | kWh/an |
| Valoarea tarifului fix propus de către ANRE pentru instalațiile solare fotovoltaice. Sursa: | $T_{FiT}$ | 0,102 | $/kWh |
| Prețul mediu de procurare a energiei electrice pe piață, de către furnizorul serviciului universal. Sursa: https://premierenergy.md/sites/default/files/ro/Achiziti_de_energie/2019/GNFFE_adjudecat_oferta_achizitie.pdf Sursa 2: https://fee-nord.md/wp-content/uploads/2019/02/Comunicat%20informativ%203.pdf | $T_{FSU}$ | 0,0542 | $/kWh |
| Rata de creștere a prețului de procurare a energiei electrice de către furnizorul serviciului universal. Sursa: http://repository.utm.md/bitstream/handle/5014/2335/Conf_UTM_2014_I_pg335_339.pdf?sequence=1&isAllowed=y | $r_{cump,fsu}$ | 8% | %/an |

| | | | |
|---|---|---|---|
| Durata perioadei de stuiu analizată | $T_s$ | 25 | ani |
| Contribuția investițională proprie | $k_{propr}$ | 25% | % |
| Rata de rentabilitate a capitalului propriu. Sursa: Arion V., Hlusov V., Gherman C. Ghid privind evaluarea economică a proiectelor din domeniile eficienței energetice și energiilor regenerabile. Chișinău, Tipografia Sirius, 2014. | $r_{propr}$ | 20% | %/an |
| Cota cofinanțării investiționale oferite din partea Sursei 1 | $k_{NEFCO}$ | 10% | % |
| Rata dobânzii eferente finațării din partea Sursei 1 | $r_{NEFCO}$ | 5% | %/an |
| Cota cofinanțării investiționale oferite de Sursa 2 în calitate de grant | $k_{FVC,gr}$ | 30% | % |
| Costul capitalului oferit de către Sursa 2 în calitate de grant<br>Sursa: Arion V., Hlusov V., Gherman C. Ghid privind evaluarea economică a proiectelor din domeniile eficienței energetice și energiilor regenerabile. Chișinău, Tipografia Sirius, 2014. | $r_{FVC,gr}$ | 2% | %/an |
| Cota cofinanțării investiționale oferite de Sursa 2 în calitate de credit | $k_{FVC,cr}$ | 35% | % |
| Rata dobânzii eferente creditului din partea | $r_{FVC,cr}$ | 5% | %/an |
| Rata de actualizare considerată egală cu costul mediu ponderat al capitalului WACC participant la investiție | I | 7,85% | %/an |

Datele obținute arată că, proiectele cu puterea de 3-4 kW au o perioadă de recuperare mai mică a investițiilor, decât cele cu puteri cuprinse intre 7-10 kW, în cazul în care consumul de energie electrică rămâne constant. În cazul în care generarea depășește consumul propriu de energie, acestea sunt ne atractive. Acest lucru preponderent este cauzat și de rata creșterii tarifului la energia electrică pe perioada de studiu aleasă de 25 ani.

| P, kW | 3 | 4 | 7 | 10 |
|---|---|---|---|---|
| TR (simpla), ani | 6,3 | 7,1 | 9,3 | 14,2 |
| TR (actualizata), ani | 10,1 | 11,2 | 13,5 | 15,5 |
| RIR % | 24,5 | 23 | 19,2 | 14,5 |

**Estimarea puterii instalate PVh în Chișinău**

Acoperișurile blocurilor rezidențiale multietajate din orașul Chișinău, reprezintă un potențial semnificativ pentru acoperirea sarcinii de consum de energie electrică din contul instalațiilor PVh.

Suprafața la sol a blocurilor locative a fost estimată de 1 495 000 m2, iar suprafața disponibilă pentru instalarea PVh se consideră 75% adică din suprafața acesteia și constituie 1 121 250 m2. Această suprafața a fost estimată reieșind din numărul total a ascensoarelor din blocurile de locuit a orașului Chișinău și care constituie 4600. S-a acceptat că unui ascensor îi revine o scara din bloc cu o suprafață medie la sol a unei scări cuprinsă între 300-350m2.

În analiza efectuată nu au fost luate în considerație clădirile până la 5 nivele, deoarece majoritatea acestor clădiri au un grad mărit de umbrire sau sunt construite mansarde pe acoperiș.

Pentru calculul potențialului puterii instalate ca reper au fost alese panourile monocristaline Premium 310W (EG-310M60), cu dimensiunile de 1,65x0,99 m. Unghiul de înclinare a panourilor fiind de 35° față de orizont, iar distanța între rînduri a constituit 2,5 m. Puterea instalată calculată pentru un metru pătrat cei revine PVh constituie 0,075 kW. Iar pentru suprafața disponibilă a acoperișurilor blocurilor locative din Chișinău potențialul teoretic al acestora constituie 84 MW.

La calcularea energiei electrice produse de aceste panouri fotovoltaice s-a utilizat softul specializat PVgis. Energia electrică produsă de PVh-uri calculată de acest soft este de 100,55 mil. kWh/an. Astfel, putem concluziona că prin instalarea panourilor fotovoltaice pe blocurile rezidențiale ale or. Chișinău ar acoperi 28% din cererea de energie electrică din acest sector.

**4. Concluzii**

- Aportul contorizării nete la atingerea țintei naționale de generare a energiei electrice produse din SER va constitui 1,2 % și corespunde priorităților investiționale de țară și a strategiilor sectoriale;
- Proiectele implementate în domeniul SER prin aplicarea schemei contorizării nete sunt atractive și pot reprezenta un interes pentru sectorul rezidențial în cazul în care puterea generată este egală cu consumul propriu de energie;
- Valoarea ratei de rentabilitate pentru condițiile stipulate în lucrare, înregistrează o valoare pozitivă și constituie 19,2 %;
- Realizarea proiectelor PVh în sectorul rezidențial va contribui semnificativ la diminuarea sărăcii energetice în țară și la promovarea unei idei privind autonomia energetică locală.
- Potențialul puterii instalate PVh pe acoperișurile blocurilor multietajate din orașul Chișinău este de 84 MW.

## Elaborarea unei prognoze de lungă durată privind aportul surselor intermitente de energie la acoperirea deficitului de energie pentru sectorul clădirilor, eSER, tSER

**Obiectivele tematicii de cercetare**

Obiectivul activității este sectorul clădirilor- determinarea costului minim de alimentare cu energie termică în contextul respectării limitelor de emisii atmosferice.

În urma realizării proiectului propus se planifică obținerea unor rezultate semnificative în vederea dezvoltării sistemelor de încălzire/răcire pentru clădiri, dezvoltării rețelelor inteligente și integrarea avansată a surselor de energie regenerabilă.

Pe direcția sistemelor de încălzire/răcire a clădirilor se vor dezvolta soluții ecologic inovative în scopul reducerii dependenței de resursele fosile și decarbonizării sectorului energetic.

**Sarcinile tematicii de cercetare:**

Cu ajutorul metodelor avansate de modelare a sistemului energetic până în anul 2050 s-au elaborat scenarii de dezvoltare cu emisii reduse. Scenariile 2050 utilizate pentru a identifica soluția optimă, s-au elaborat cu ajutorul instrumentului TIMES-Moldova.
Sarcina cercetării este de a studia scenariile de dezvoltare a sistemului centralizat de încălzire până în 2050 cu respectarea angajamentelor de mediu a Republicii Moldova.

Lucrarea dată vine să contribuie la decarbonizarea sectorului energetic și promovarea tranziției energetice. Primordial, proiectul se axează pe două laturi: a) dezvoltarea unui nou concept de asigurare cu energie termică/frig a clădirilor multietajate unde există încălzire centralizată și b) elaborarea de propuneri și soluții tehnice care să contribuie la dezvoltarea rețelelor inteligente de termoficare.

Astăzi asigurarea cu energie termică a orașelor este una din cele mai acute probleme nu numai în Moldova. Calitatea joasă a serviciilor acordate de sistemul de alimentare centralizat cu energie termică (SACET) pe o perioadă lungă de timp a condus la debranșări și favorizarea centralelor murale individuale, care au contribuit la poluarea avansată a mediului ambiant. Problema asigurării cu frig a consumatorilor pe perioada caldă a anului nici nu s-a pus la nivel de clădire sau cartier.

În ce privește energia electrică viitorul concept de producere, transport și distribuție va fi total diferit de cel actual, bazat pe rețele inteligente cu integrare avansată a SER. Implementarea acestui concept necesită eforturi considerabile atât științifice, cât și economice. În cadrul proiectului se va axa pe elaborarea de scenarii privind integrarea avansată a surselor de energie regenerabilă cu analiza factorilor: capacitatea de plată a consumatorilor; factorul de sarcină; capacitatea de balansare a energiei intermitente a SER; nivelul deziderat al securității energetice; riscul țării pentru investiții; combinația optimă între genurile de SER; capacitatea rețelelor electrice de a încorpora SER; palierul prețului energiei de balansare atractiv pentru potențialii generatori ale energiei de balansare; forma de integrare în sistem: la preț reglementat sau liber pe piață; pronosticul investițiilor specifice ale SER etc.

Noutatea cercetărilor propuse în proiect constă în faptul, că sistemul hibrid de asigurare cu energie termică/frig vine să implementeze așa numitul concept de generația 4-a a sistemului de alimentare centralizată cu energie termică și frig, care include o cerere redusă de energie, energie inteligentă (interacțiune surselor de energie, distribuție și consum), alimentare centralizată bidirecțională. Cercetărilor ce ține de dezvoltarea opțiunilor privind realizarea conceptului de rețele inteligente și integrare avansată a SER vin să ofere diverse scenarii de dezvoltare caracteristice sistemului energetic al țării.

Republica Moldova și-a asumat angajamentul în CND[22] de a atinge ținta necondiționată la nivelul întregii economii de a reduce emisiile de gaze cu efect de seră cu 70% sub nivelul din 1990 către 2030. Obiectivul condiționat este de 88% sub nivelul anului 1990, dacă va fi un acord global care va aborda subiecte importante, inclusiv resurse financiare cu costuri reduse, tehnologie, transferul și cooperarea tehnică, accesibile tuturor la o scară proporțională provocării schimbărilor climatice globale.

Moldova nu are resurse energetice și depinde de importurile de combustibili fosili și electricitate, iar aproximativ 30% din bugetul de import al Republicii Moldova este cheltuit pentru energie. Principalii consumatori de energie din Moldova sunt sectorul rezidențial (aproximativ 44%), sectorul transporturilor (18%) și industria (13%). 75% din clădirile urbane sunt conectate la sistemul centralizat majoritatea fiind în stare proastă și foarte ineficiente în ceea ce privește consumul de energie. Potențialul de economisire a energiei din sectorul rezidențial este de aproximativ 60% din potențialul tehnic național general. Țara are un nivel ridicat de intensitate energetică, care, în combinație cu aprovizionarea costisitoare, duce la o situație în care energia este foarte scumpă în raport cu puterea de cumpărare a populației. Rata actuală de sărăcie

[22] Updated NDC Moldova 2020 https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Republic%20of%20Moldova%20Second/MD_Updated_NDC_final_version_EN.pdf

energetică este estimată la aproximativ 78% din populație. În ciuda acestui procent foarte ridicat, tarifele la energie sunt, în cele mai multe cazuri, încă sub nivelul de recuperare a costurilor.

Infrastructura de producere a energiei electrice și a căldurii în Moldova este învechită și se deteriorează, ceea ce duce la ineficiență și costuri mai mari ale energiei produse. Aproximativ 25% din cererea internă de energie electrică este îndeplinită în cea mai mare parte de cele trei centrale combinate de căldură și energie electrică (CET); CET-1 și CET-2 Chișinău, CET Nord la Bălți. Toate CET-urile sunt operate cu mult peste durata lor de viața economică. Termoelectrica este Compania de încălzire centralizată care deservesc Chișinăul și a fost creată în 2015.

**Metodologia TIMES**

Modelul TIMES[23] (**T**he **I**ntegrated **M**ARKAL-**E**FOM **S**ystem) este utilizat în Moldova pentru elaborarea de scenarii energetice pe termen lung pentru analize energetice și de mediu aprofundate. Generatorul de model TIMES combină două abordări diferite, dar complementare, sistematice ale modelării energiei: o abordare tehnică de inginerie și o abordare economică. TIMES este un generator de model de jos în sus, bogat în tehnologie, care folosește programarea liniară pentru a produce un sistem energetic cu costuri reduse, optimizat în funcție de o serie de constrângeri ale utilizatorului, pentru orizonturi de timp pe termen mediu-lung. Pe scurt, TIMES este folosit pentru „explorarea unor posibile rezultate energetice bazate pe scenarii contrastate". Moldova are experiență la modelarea[24]. cu instrumental MARKAL.
**Sistemul integrat MARKAL-EFOM (Eng: The Integrated MARKAL-EFOM System** (**TIMES**)), este un instrument de calcul elaborat în 1999, și la moment este actualizat în cadrul sistemului MARKAL de către Programul Agenției Internaționale de Analiză a Tehnologiilor de Sistem (Eng: International Energy Agency Energy Technology System Analysis Program (www.etsap.org)). TIMES este un instrument utilizat pentru modelarea dinamicii energetice în sistemele energetice locale, naționale sau multiregionale pentru un orizont de timp cu o perioadă medie sau lungă, sau pe mai multe perioade, utilizând analiza scenariilor. Modelul este construit printr-o descriere detaliată a tehnologiilor și comodităților sistemului energetic. Principalul avantaj pe care TIMES îl are față de predecesorii săi MARKAL și EFOM este flexibilitatea sa. Cu TIMES, este posibilă subdiviziunea anului în mai multe perioade de timp cu lungimi diferite, ceea ce este util pentru studii mai detaliate care trebuie să încorporeze mai multe dinamici fie în ofertă, fie în cerere. Alte avantaje sunt posibilitatea de a dispune de niveluri diferite de dezagregare pentru diferite sectoare și opțiunea de a face investiții în tranșe.TIMES poate fi descris ca un **model dinamic de optimizare de sus-în-jos cu echilibru parțial** deoarece acesta calculează soluția cu cost minim de aprovizionare cu energie prin intermediul a câteva perioade de timp, prim oferirea deciziei privind echipamentul în care se investește și modul de operare, furnizarea energiei primare și comerțul cu energie. Pentru a construi modelul, utilizatorul trebuie să furnizeze informații cu privire la cererea de servicii energetice la nivel de consum final pentru un caz de referință, estimări ale stocului existent de echipamente legate de energie în toate sectoarele, caracteristicile tehnologiilor viitoare disponibile, precum și sursele actuale și viitoare de furnizare a energiei primare și potențialul lor de dezvoltare. Utilizând un algoritm de optimizare, modelul determină cea mai bună soluție, astfel încât cantitățile și prețurile din fiecare perioadă să fie pe mărimea la care furnizorii să producă exact cantitățile cerute de consumatori, ceea ce înseamnă că sectorul energetic este în echilibru. Distribuția de energie electrică și orice

[23] TIMES Model, https://iea-etsap.org/index.php/etsap-tools/model-generators/times
[24] Sergiu Robu, Elena Bikova, Philip Siakkis, Dr. George Giannakidis, "MARKAL Application for Analysis of Energy Efficiency in Economic Activities of the Republic of Moldova and Feasible use of Renewable Energy Sources", Electronic Journal nr. 2(13) (2010) " Problems of the Regional Energetics " http://ieasm.webart.md/archive_ro/

alte mărfuri se face printr-o ordine crescătoare de cost, cu considerarea oricărei constrângeri definite de utilizator (de exemplu, o limitare a cotei de energie regenerabilă). Modelul poate include, de asemenea, emisiile de GES și, prin urmare, poate aborda problemele de mediu, ceea ce îl face potrivit pentru a analiza impactul politicilor energetice și de mediu.

În concluzie, TIMES este **și un model de optimizare, ce aplică metoda de colectare a datelor de jos-în-sus**. Programul TIMES poate contribui la efectuarea modelărilor regimurilor optimie de funcționare a **sistemului energetic** (oferta și cererea de energie) din perspectiva planificării unificate, care are scopul general de a maximaliza bunăstarea socială și de a minimiza costul energiei. Instumentul dat de calcul poate răspunde la întrebări precum:

- Care ar fi mixul de tehnologii la cel mai mic cost pentru a atinge obiective specifice, de exemplu, ținta de 20% a energiei regenerabile, o eficiență energetică de 10% în comparație cu o scenariul de bază de dezvoltare, niveluri specifice de emisii de GES;
- Care ar fi strategia cu cel mai mic cost pentru energie și climă, în conformitate cu abordarea elaborării planurilor naționale integrate pentru energie și climă;
- Analiza aspectului securității energetice, examinînd, de exemplu, cazul furnizării restricționate de petrol și a importurilor de energie, analiza efectului întreruperii aprovizionării cu gaze naturale a țării sau modelarea prețurilor de import extrem de ridicate ale resurselor energetice.

**Scenariile considerate în analiză**

Trei scenarii sunt considerate în cadrul studiului propus: Referință; Energie durabilă; Decarbonizare. Pentru toate scenariile a fost utilizată aceeași prognoză a populației și factori economici și fizici.

Scenariul de referință - se bazează pe principiul păstrării tendințelor actuale în dezvoltarea sistemului energetic a Moldovei, cu interconectări mai reduse cu sistemele de vecinătate; fără limite la emisiile de CO2; Subvenții pentru renovarea clădirilor; și aplicarea lentă a standardelor tehnologice

Scenariu energie durabilă - prevede interconexiuni mai multe cu sistemele de vecinătate; o limită de 36% CO2 până în 2030 și 65% CO2 în 2050 (comparativ cu 2019); nivel superior de subvenții pentru clădiri; și implementarea rapidă a noilor tehnologii.

Scenariul decarbonizare - prevede o interconectare majoră cu sistemele energetice vecine; o limită de 52% CO2 până în 2030 și 85% CO2 în 2050 (comparativ cu 2019); nivel superior de subvenții pentru clădiri; și implementarea rapidă a noilor tehnologii.

Scenariile au fost definite pentru a fi aplicați factorii ce determină consumul folosind modelul TIMES-MD, respectiv scenariul de referință, scenariul energie durabilă și scenariul de decarbonizare. Factorii de bază implicați în fiecare dintre aceste scenarii sunt prezentați în tabelul următor.

**Tabelul 1.** Definiția Scenariilor

| | **Factorii** | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| **Scenariul** | **Populația** | **Indicatorii de activitate Economică** | **Sistemele energetice vecine** | **Ambițiile de mediu** | **Subsidii** |
| **Referință** | Prestabilit | Prestabilit | Non-cooperative | Moderate | Subsidii mici |
| **Energie Durabilă** | Prestabilit | Prestabilit | Cooperative | Nivel 1 de Ambiții | Subsidii Medii |
| **Decarbonizare** | Prestabilit | Prestabilit | Cooperative | Nivel 2 de Ambiții | Nivel majorat de Subsidii |

Prognoza numărului populației este utilizată pentru toate scenariile aceiași în baza cercetărilor existente[25] ale Organizației Națiunilor Unite.

În toate scenariile sunt utilizate aceiași indicatori macroeconomici și de activitate, pe baza proiecțiilor incluse în Primul Raport bienal al Republicii Moldova către CCONUSC (2016). Tabelul 2 de mai jos indică o descriere sumară a scenariilor analizate.

**Tabelul 2.** Descrierea Scenariilor

| **Scenariul:** | **sistemele energetice vecine** | **Limite de emisii $CO_2$** | **Aplicarea standardelor(**) tehnologice** |
|---|---|---|---|
| Referință | Non-Cooperative (interconexiuni slabe) | Fără limite | Da - lent |
| Energie Durabilă | Cooperative (interconexiuni puternice) | Reducerea GES (*) ref. 2019<br>36% in 2030<br>65% in 2050 | Da - rapid |
| Decarbonizare | Cooperative (interconexiuni puternice) | Reducerea GES ref. 2019<br>52% in 2030<br>85% in 2050 | Da - rapid |

(*) Energia electrică din Malul Stîng și cea importată are incluse emisii de $CO_2$ .
(**) Disponibilitate tehnologiilor mai avansate

În calcul sa ținut cont de posibilitatea cooperării (sau interconectării) sistemului electroenergetic cu sistemele energetice vecine. În scenariul de **Referință** linia electrică de interconexiune Vulcănești - Isaccea este funcțională începând cu 2024 (600MW), iar linia de interconexiune Bălți-Suceava nu este disponibilă. Gazoductul Ungheni-Chișinău este funcțional din 2021 (cu capacitatea transportare a gazelor de 1.5 bmc /an) și este disponibil importul revers din gazoductul Trans-Balcanic începând cu finele anului 2020. Pentru scenariile **Energie Durabilă** și **Decarbonizare**, conexiunile electroenergetice Bălți-Suceava 300MW sunt de asemenea în operare din 2027.

**Măsurile de Mediu** sunt transpuse în modelul de calcul prin indicarea limitelor emisiilor totale de CO2echivalent de la utilizarea de energie. În scenariul de *Referință* nu sunt impuse limite de emisii, astfel sistemul se dezvoltă numai în baza politicilor deja implementate și înlocuirea echipamentelor în baza meritelor economice. În scenariul *Energie Durabilă* sunt impuse limite de emisii de CO2echivalent, dar în scenariul *Decarbonizare* sunt impuse limite și mai dure de reducere a emisiilor. Aceste limite de emisii sunt consistente cu versiunea nouă a Contribuției Naționale Determinate a Republicii Moldova din februarie 2020.

**Stimulente sau Subsidiile** sunt transpuse prin diferite intervenții de promovare a eficienței energetice și echipamentului eficient energetic. Scutirea de taxe actuale pentru automobilele electrice și cele hibride sunt incluse la fel în scenariile analizate. În scenariul de ***Referință*** au fost incluse următoarele subsidii per sectoare:

| **Sursa de Finanțare** | **Stimulente în Scenariul de Referință** |
|---|---|

[25] " Medium Projection from United Nations Department of Economic and Social Affairs/Population Division - World Population Prospects: The 2017 Revision, Key Findings and Advance Tables".

| | |
|---|---|
| IFI și suport de stat pentru reabilitarea clădirilor Rezidențiale | aspecte financiare: intervenții limitate, 5 milioane EUR investite fiecare 5 ani<br>Distribuția: 50% - clădiri cu multe etaje, 50% - case individuale |
| Creditele băncilor comerciale pentru reabilitarea clădirilor rezidențiale | aspecte financiare: 25 milioane EUR oferite gospodăriilor pentru măsuri de EE. Rata de creștere pe viitor este legată de creșterea PIB<br>Distribuția: 50% pentru măsuri de EE în clădiri, și 50% pentru echipamentului casnic eficient |
| IFI și sprijin de stat pentru reabilitarea clădirilor publice | aspecte financiare: intervenții limitate, 3 milioane EUR investite pe an<br>Constrângeri: focus Național (excepție Chișinău și Bălți).<br>Distribuția: 100% pentru clădiri publice |
| IFI-urile și sprijinul de stat pentru industrie | aspecte financiare: intervenții limitate, 3 milioane EUR /an<br>Distribuția: 95% din buget pentru măsuri EE la nivel de producere, 5% din buget pentru măsuri EE în clădiri |
| Susținerea de la băncile comerciale prin intermediul băncilor pentru industrie | aspecte financiare: intervenții limitate, 12 milioane EUR /an<br>Distribuția: 95% din buget pentru măsuri EE la nivel de producere, 5% din buget pentru măsuri EE în clădiri |

Subsidiile în ***scenariul Energie Durabilă*** sunt reprezentate în Tabelul de mai jos:

| Sursa de Finanțare | Stimulente în Scenariul de Referință |
|---|---|
| IFI și suport de stat pentru reabilitarea clădirilor Rezidențiale | aspecte financiare: 20 milioane EUR investite fiecare 5 ani cu componenta de grant de 20%.<br>Distribuția: 80% - clădiri cu multe etaje, 20% - case individuale |
| Creditele băncilor comerciale pentru reabilitarea clădirilor rezidențiale | aspecte financiare: 25 milioane EUR oferite gospodăriilor pentru măsuri de EE. Rata de creștere pe viitor este legată de creșterea PIB<br>Distribuția: 50% pentru măsuri de EE în clădiri, și 50% pentru echipamentului casnic eficient |
| IFI și sprijin de stat pentru reabilitarea clădirilor publice | aspecte financiare: Suport major de la IFI, 100 milioane EUR fiecare 5 ani (20% componenta de grant)<br>Distribuția: focus Național (excepție Chișinău și Bălți).<br>Distribuția: 100% - clădiri publice |
| IFI-urile și sprijinul de stat pentru industrie | aspecte financiare: 10 milioane EUR /an<br>Distribuția: 95% din buget pentru măsuri EE la nivel de producere, 5% din buget pentru măsuri EE în clădiri |
| Susținerea de la băncile comerciale prin intermediul băncilor pentru industrie | aspecte financiare: intervenții limitate, 12 milioane EUR /an<br>Distribuția: 95% din buget pentru măsuri EE la nivel de producere, 5% din buget pentru măsuri EE în clădiri |

Subsidiile prevăzute în ***scenariul Decarbonizare*** sunt prezentate în Tabelul de mai jos:

| Sursa de Finanțare | Stimulente în Scenariul de Referință |
|---|---|
| IFI și suport de stat pentru reabilitarea clădirilor Rezidențiale | aspecte financiare: 50 milioane EUR investite fiecare 5 ani cu componenta de grant de 20%.<br>Distribuția: 80% - clădiri cu multe etaje, 20% - case individuale |
| Creditele băncilor comerciale pentru reabilitarea clădirilor rezidențiale | aspecte financiare: 25 milioane EUR oferite gospodăriilor pentru măsuri de EE. Rata de creștere pe viitor este legată de creșterea PIB<br>Distribuția: 50% pentru măsuri de EE în clădiri, și 50% pentru echipamentului casnic eficient |
| IFI și sprijin de stat pentru reabilitarea clădirilor publice | aspecte financiare: Suport major de la IFI, 120 milioane EUR fiecare 5 ani (20% componenta de grant)<br>Distribuția: focus Național (excepție Chișinău și Bălți).<br>Distribution: 100% - clădiri publice |
| IFI-urile și sprijinul de stat pentru industrie | aspecte financiare: 15 milioane EUR /an<br>Distribuția: 95% din buget pentru măsuri EE la nivel de producere, 5% din buget pentru măsuri EE în clădiri |
| Susținerea de la băncile comerciale prin intermediul băncilor pentru industrie | aspecte financiare: intervenții limitate, 12 milioane EUR /an<br>Distribuția: 95% din buget pentru măsuri EE la nivel de producere, 5% din buget pentru măsuri EE în clădiri |

Obiectivele schimbărilor climatice vor schimba utilizarea clasică a energiei și este necesar să acționăm acum pentru atingerea obiectivelor viitoare. Energia pentru dezvoltarea durabilă a unei țări cu regenerabile intermitente și obiective ambițioase privind emisiile de mediu va costa cu siguranță mai mult pentru societate. Lucrarea prezintă analize ale sistemului energetic al Republicii Moldova al scenariilor dezvoltare durabilă și de decarbonizare. Punerea în aplicare a scenariului de decarbonizare va necesita eforturi substanțiale pentru Republica Moldova, în timp ce implementarea scenariului durabil este posibil realist.

**Sursa de date și factorii de impact**

Unul dintre parametrii cheie de intrare care descrie scenariile - este limita emisiilor de CO2 în conformitate cu angajamentele naționale pentru declarația de la Paris a Moldovei, actualizată în contribuția națională determinată în 2020. Scenariul de bază nu are limite ale emisiilor de CO2. Scenariile sustenabile și de decarbonizare au limite de emisie maxime. Figura 1 de mai jos arată limitele de emisie pentru Moldova, acestea includ emisiile de energie electrică de pe malul stâng al Nistrului și importate.

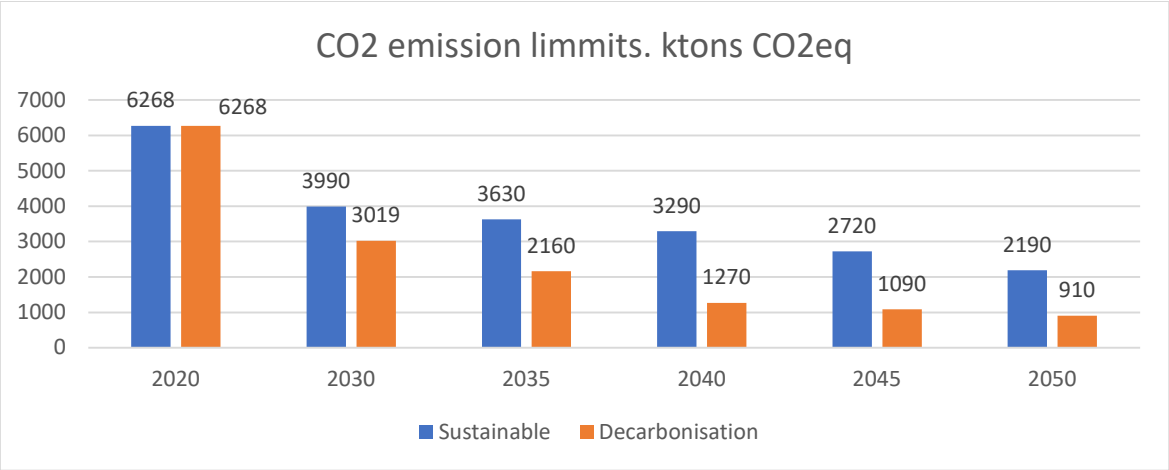



**Figura 1.** Limitele maxime de emisii pentru scenariile Energie Durabilă și Decarbonizare

Datele de intrare pentru analize provin din surse oficiale disponibile. Alte resurse și rapoarte internaționale au fost utilizate pentru parametrii tehnologici. Este important de reținut că se prognozează scăderea numărului populației cu 0,2% pe an până în 2050 și o creștere a PIB-ului cu 4% pe an până la sfârșitul perioadei de studiu - anul 2050. Tabelul 3 mai jos rezumă principalele surse de date utilizate în analize.

**Tabelul 3.** Surse de date

| Tipul de date | Sursa de informare |
|---|---|
| Furnizarea energiei primare pe tip de combustibil | Balanța energetică a Republicii Moldova |
| Utilizarea combustibililor: intrările și ieșirile de energie | Balanța energetică a Republicii Moldova |
| Prețul resurselor energetice de import și locală | Rapoartele ANRE (Agenția Națională pentru Reglementare în Energetică) & IEA |
| Prețul energiei electrice de import și locală | Rapoartele ANRE |
| Numărul locuințelor în anul de bază, persoane per locuință, consum de energie per sectoare, cota în consumul final, valoarea adăugată per sector, energie electrică în transport | Anuarul statistic al Republicii Moldova |
| Capacitate existentă a centralelor electrice, scoatere din exploatare planificate, consum de combustibil, producere de energie electrică și / sau de căldură, eficiență și disponibilitate, cota de energie electrică la căldură pentru CET, funcționare minimă pe tip de instalație. Pierderi de energie electrică, gaz și căldură. | • Balanța energetică a Republicii Moldova<br>• Rapoartele ANRE.<br>• Termoelectrica;<br>• Moldelectrica |

| | |
|---|---|
| Consum final de energie: per sector și combustibil | Balanța energetică a Republicii Moldova |
| Populația [descreștere cu 0.2% în pe an] | Anuarul statistic al Republicii Moldova; Raport PNUD de dezvoltare umană. |
| PIB [creștere cu 4% pe an] | Anuarul statistic al Republicii Moldova; Prognoze Băncii Mondiale; Banca Națională a Moldovei |
| Importul pe viitor și limitele de producere | Strategia Energetică a Moldovei 2030 |

Se prognozează o creștere a cererii de încălzire a spațiului, ceea ce reprezintă îmbunătățirea condițiilor de încălzire spațială în sectorul rezidențial. Ipotezele sunt că până în 2050 cererea de încălzire a spațiului va crește pentru a atinge valoarea care corespunde condițiilor de confort din gospodării (20oC pentru 24 de ore pe zi). Prin urmare, acest lucru este tradus în model, că până în 2050 nu va exista nicio „cerere neacoperită".

Printre altele, noile tehnologii de termoficare sunt luate în considerare în scenariile alternative și includ cazane pe gaz natural, cazane pe biomasă și pompe de căldură pentru încălzirea spațiului. Selecția celei mai bune opțiuni se bazează pe calcule de optimizare în limite de emisii și alte constrângeri. Presupunerea este că pompele de căldură au o investiție de 800 Euro / kW și un COP de 3 sau mai mult.

Sectorul energetic al Moldovei este legat de sectorul de încălzire centralizată, deoarece toate centralele electrice existente sunt de cogenerare.

În urma utilizării modelului TIMES se va căuta să se satisfacă cererea de energie, identificând configurația cu cel mai mic cost al furnizării de energie.

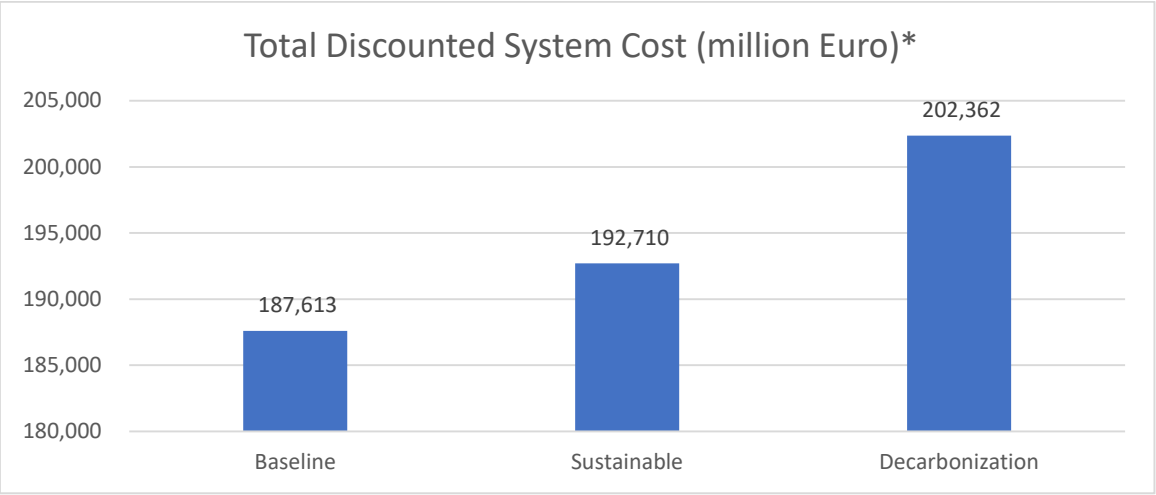
Tabelul 4 prezintă indicatorii factorilor de impact care au fost utilizați în analiza curentă, și sursele și estimările corespunzătoare. Trebuie evidențiat faptul că aceste valori trebuie actualizate odată ce sunt disponibile date noi relevante mai detaliate.

**Tabelul 4.** Factorii de impact folosiți la scenariile examinate

| Factor de impact | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 | 2050 | Comentarii |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Populația (000)** | 2845 | 2680 | 2630 | 2564 | 2482 | 2315 | 2222 | 2129 | Prognoza medie pentru partea dreaptă a Nistrului al Departamentul Afaceri Economice și Sociale / Divizia Populație a Națiunilor Unite - Perspective mondiale ale populației: Revizuirea din 2017, concluziile cheie și tabelele de avansare (statistici actualizate privind populația pentru malul drept de pe https://stiri.md/article/economic/expert-numarul-populatiei-din-moldova-e-la-nivelul-anului-1962) |
| **Urbanizarea (% din populație în zone urbane)** | 42% | 43% | 44% | 45% | 46% | 48% | 49% | 50% | Estimat - a fi revizuit |
| **Număr de Persoane per apartament** | 2.90 | 2.85 | 2.80 | 2.75 | 2.70 | 2.65 | 2.60 | 2.55 | Urmând aceeași tendință de reducere |
| **Număr de clădiri (000)** | 981 | 940 | 938 | 932 | 919 | 873 | 855 | 835 | Calculat din cele de mai sus (Populație / Persoane pe apartament) |
| **PIB Real (mil USD)** | 7948 | 10621 | 12922 | 15722 | 19128 | 23272 | 28314 | 34448 | Stabilit la 4% creștere pe an după 2020 |
| **PIB Real (USD) per locuitor** | 2794 | 3963 | 4913 | 6132 | 7707 | 10055 | 12742 | 16183 | Calculat din cele de mai sus (PIB / Populație) |
| **Valoare Adăugată în Agricultură (billion MDL )** | 14 | 19 | 24 | 31 | 40 | 51 | 66 | 85 | Estimat. Trebuie revizuit atunci când sunt disponibile date mai detaliate |
| **Aria (000 m2) a clădirilor** | 13435 | 13607 | 13664 | 13693 | 13722 | 13751 | 13779 | 13808 | Calculat din stocul anului de bază |
| **Valoare Adăugată în Sectorul Transport (billion MDL)** | 12 | 18 | 27 | 39 | 56 | 81 | 116 | 167 | Estimat. Trebuie revizuit atunci când sunt disponibile date mai detaliate |
| **Valoare Adăugată în Industrie (billion MDL )** | 17 | 27 | 39 | 56 | 80 | 115 | 164 | 235 | Estimat. Trebuie revizuit atunci când sunt disponibile date mai detaliate |
| **Volumul indexului de producere industrială: minerale non metalice** | 100 | 103 | 106 | 109 | 113 | 116 | 120 | 123 | Estimat. Trebuie revizuit atunci când sunt disponibile date mai detaliate |
| **Volumul indexului de producere industrială: Alimente, băuturi și tutun** | 100 | 105 | 110 | 116 | 122 | 128 | 135 | 142 | Estimat. Trebuie revizuit atunci când sunt disponibile date mai detaliate |
| **Producere de Ciment (ktone)** | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 | Estimat. Trebuie revizuit atunci când sunt disponibile date mai detaliate |

**Rezultatele analizei scenariilor**

Ca rezultat al scenariului Energie durabilă, costul total actualizat al sistemului energetic a crescut de la 187.613 MEuro în scenariul de referință la 192.710 MEuro. Concluzionăm că, dacă toate măsurile luate în considerare în scenariul Energie durabilă vor fi implementate în țară, acest lucru va contribui la creșterea a aproximativ 3% din costul sistemului energetic în scenariul de referință. De menționat că, o creștere cu 8% a costului sistemului reprezintă costul implementării scenariului de Decarbonizare, unde vom avea nevoie de mai multe măsuri de reducere a emisiilor, costul total actualizat al sistemului va crește. Figura 2 mai jos ilustrează costul total actualizat al sistemului.




* - virgula reprezintă separatorul miilor

**Figura 2.** Costul total actualizat al sistemului energetic

O observație interesantă pentru analiză reprezintă scenariul de Decarbonizare, deoarece are același consum final de energie comparativ cu scenariul Energie durabilă în 2050. Putem concluziona că implementarea oricăruia dintre cele două scenarii va scădea consumul final de energie cu 33PJ fiecare (sau 18%) până în 2050 comparativ cu scenariul de referință. Figura 3 ilustrează consumul final de energie per scenarii.

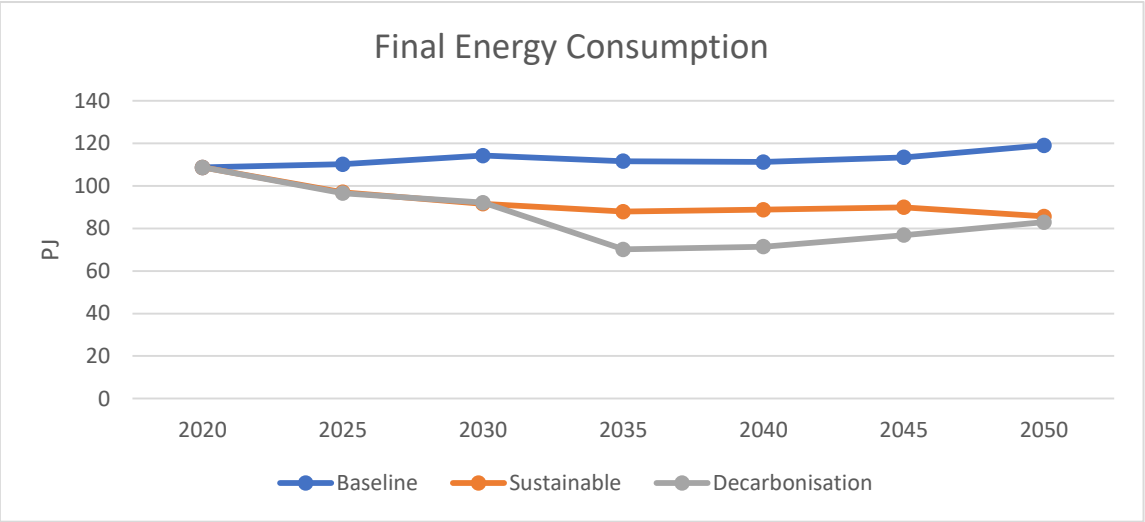



**Figura 3.** Consumul final de energie per scenarii

Sectoarele cu cel mai mare potențial de reducere a consumului de energie și a emisiilor de GES sunt: rezidențial (minus 13 PJ / an până în 2030 și minus 25 PJ / an până în 2050) datorită consumului redus de biomasă și gaz, înlocuit de electricitate; și servicii (minus 4 PJ / an până în 2030 și păstrează aceeași valoare până în 2050) în principal datorită reducerii consumului de gaze naturale, înlocuit de electricitate.

Costul mediu anualizat pentru energia electrică nu diferă prea mult în scenariile de referință și energie durabilă și este de aproximativ 9 cenți / kWh până în 2050. În toate scenariile, costul maxim pentru energie electrică este în 2030 din cauza investițiilor în unități CET pe biomasă și biogaz. După 2030 sectorul eolian și solar vor fi principalul obiectiv pentru investiții. Scenariul de decarbonizare arată o creștere substanțială a costului energiei electrice datorită costurilor majore de electrificare pentru înlocuirea gazelor naturale, iar cea mai mare valoare este în 2030 cu 24 de centi / kWh, în scădere la 17 centi / kWh până în 2050 din cauza turbinelor eoliene și a sistemelor solare fotovoltaice. Figura 4 prezintă tendințele costului mediu pentru electricitate.

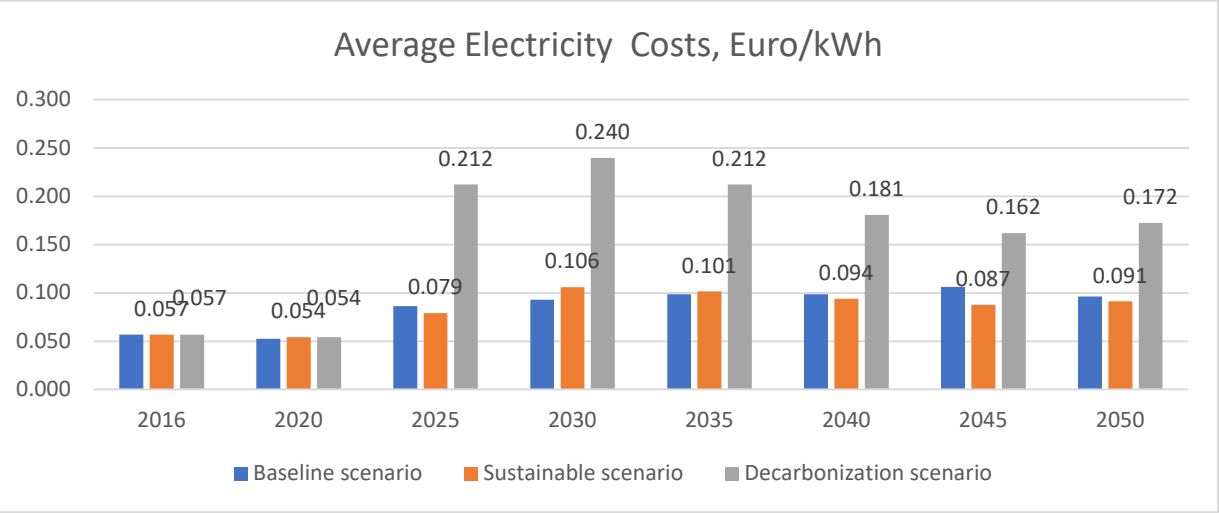



**Figura 4.** Costul anualizat al energiei electrice.

Concluzionăm că implementarea scenariului de decarbonizare va necesita eforturi substanțiale pentru Republica Moldova, în timp ce implementarea scenariului energie durabilă este fezabil de realist. Emisiile de CO2 corespund obiectivelor definite în conformitate cu angajamentul naționale de la Paris. Dacă nu sunt luate în considerare acțiuni de reducere a emisiilor, se observă o creștere a emisiilor de CO2 în scenariul de bază de la 5363 kt în 2020 la aproape 7000 kt în 2050, sau cu 40% mai mult. Scenariul Energie durabilă are 2460 kt CO2 până în 2050 sau o scădere cu 50% față de 2016. Scenariul de decarbonizare arată o valoare de 1184 kt CO2 până în 2050 sau o scădere cu 76% față de 2016. Figura 5 mai jos reprezintă tendința emisiilor de CO2eq.

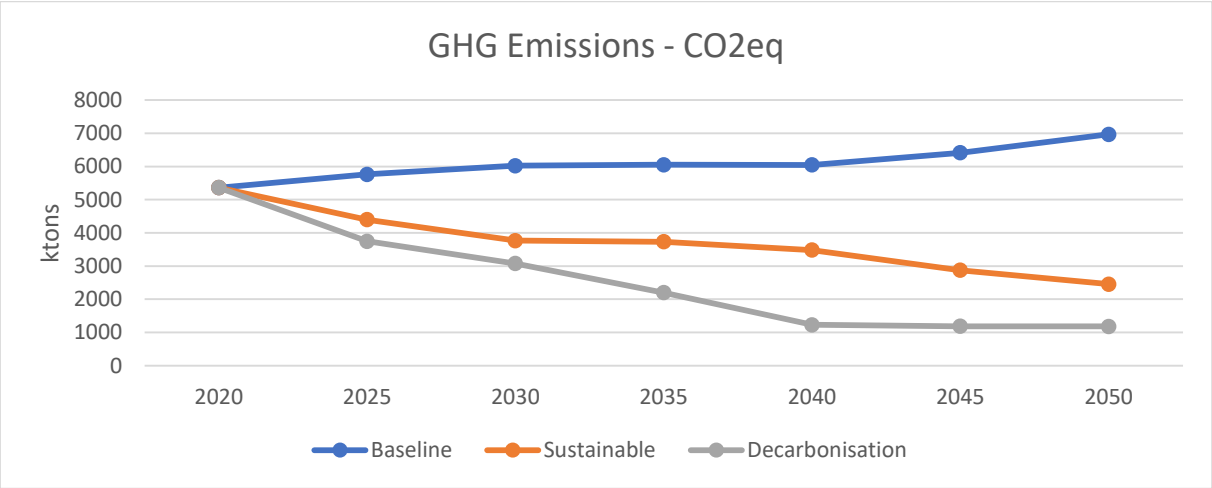



**Figura 5.** Emisiile de CO2eq per scenariu

Scenariul de referință are sectorul transporturilor principală sursă de CO2, urmat de sectorul rezidențial. Creșterea emisiilor de CO2 până în anul 2050 se datorează în principal consumului de gaz al noilor CET. Figura 6 mai jos arată emisiile de CO2 ale scenariului de referință.

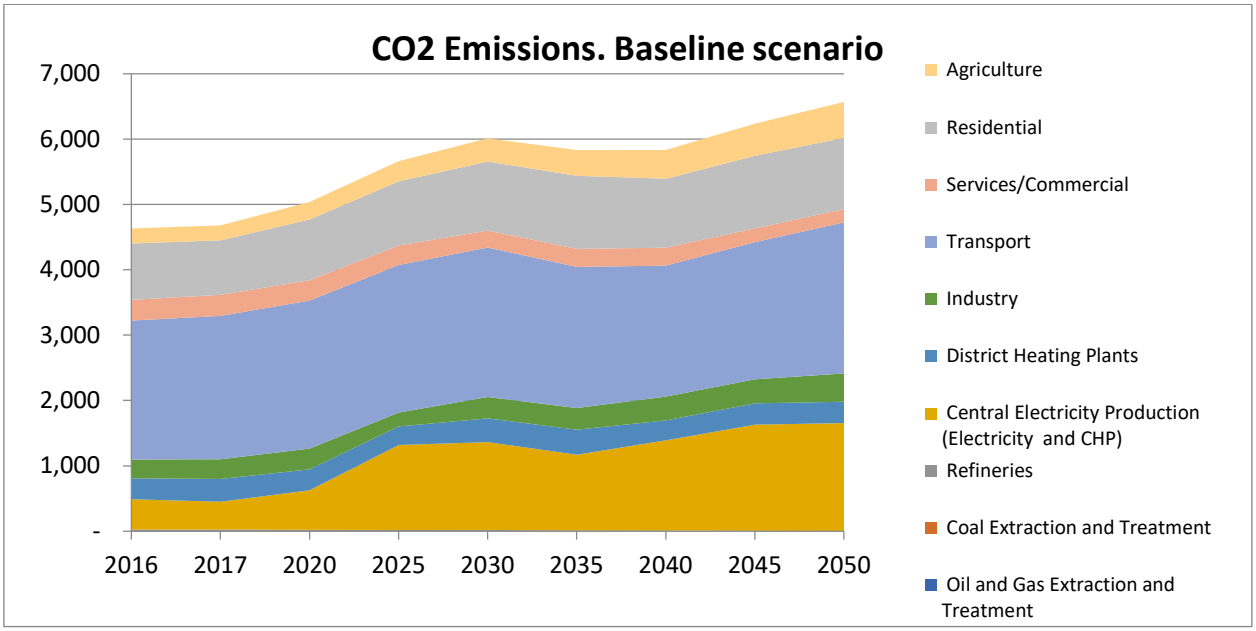



**Figura 6.** Emisiile de CO2 per sector al scenariului de referință

Scenariul energie durabilă are o reducere semnificativă a GES în funcție de limitele asumate ale contribuției naționale determinate la acordul de la Paris, iar sectorul transporturilor rămâne principala sursă de emisii de GES, urmată de CET-uri. Figura 7 mai jos indică emisiile de CO2 ale scenariului de energie durabilă.

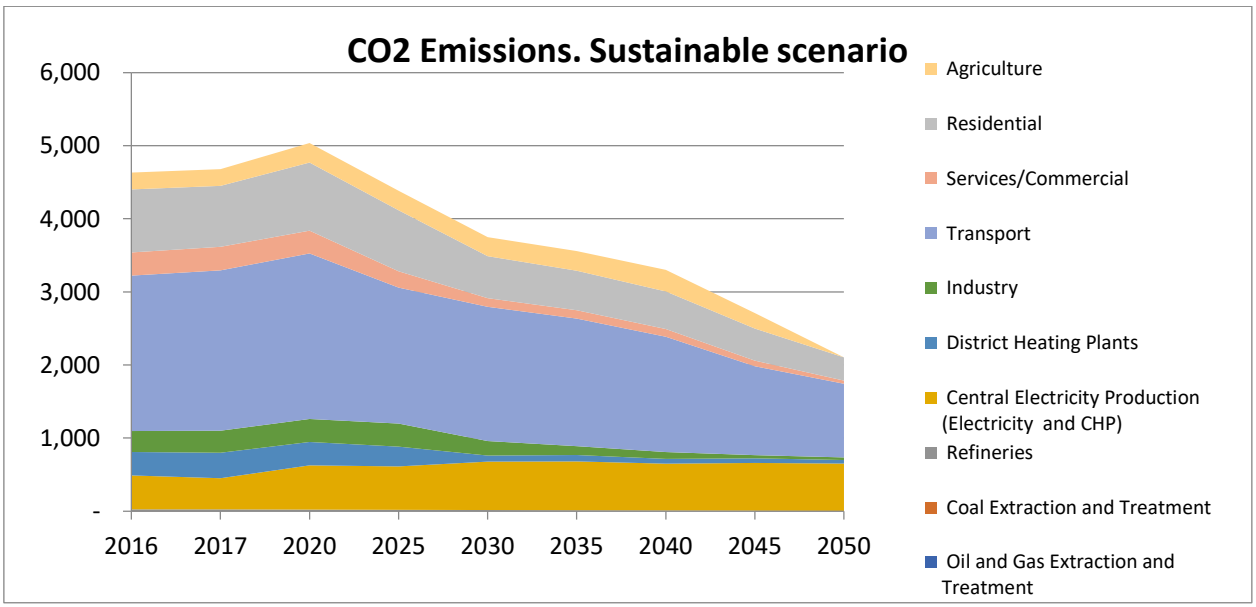



**Figura 7**. Emisiile de CO2 per sector al scenariului energie durabilă

Scenariul de decarbonizare indică o reducere la zero a GES pentru toate sectoarele, cu excepția transportului. Reducerea emisiilor de GES în toate sectoarele este posibilă datorită electrificării masive a sistemului energetic al Moldovei, cu energia electrică în principal de la instalațiile eoliene și solare și înlocuirea sistemului de încălzire centralizată cu pompe de căldură avansate pentru încălzirea spațiului și aprovizionarea cu apă caldă. Această opțiune este foarte costisitoare și va avea un impact asupra costului energiei electrice, dar acesta este costul decarbonizării sistemului energetic a Moldovei. Figura 8 mai jos arată emisiile de CO2 ale scenariului de decarbonizare.

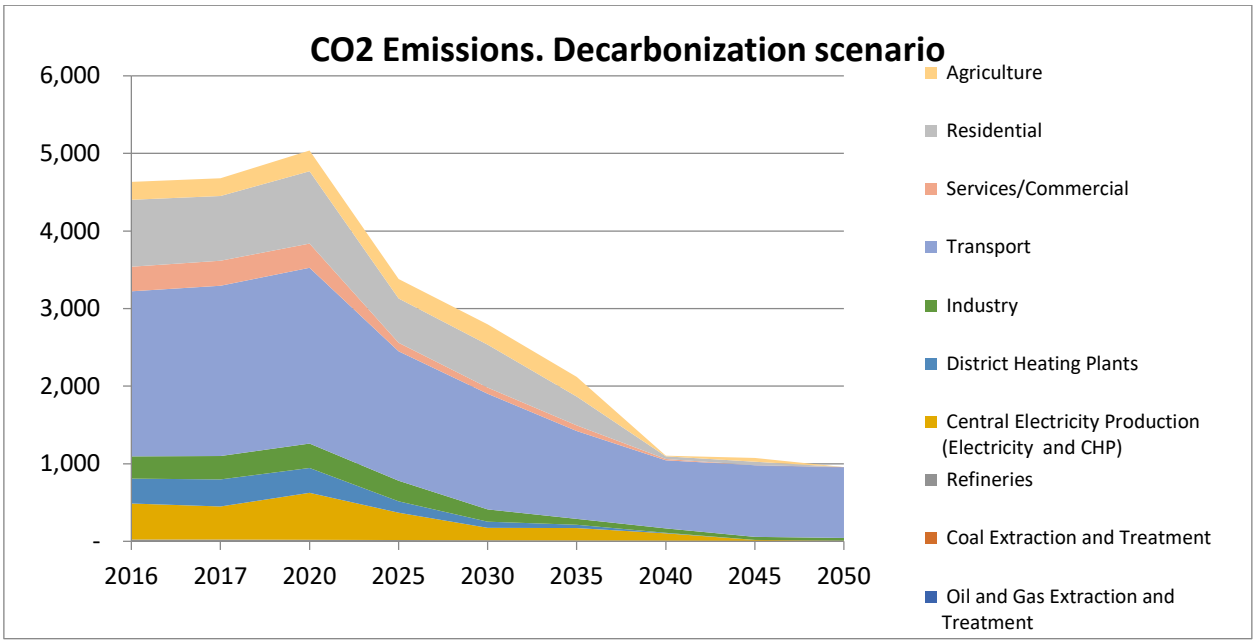



**Figura 8.** Emisiile de CO2 per sector al scenariului de decarbonizare

Reducerea emisiilor de GES a sistemului energetic a Moldovei este determinată de implementarea surselor regenerabile de energie (SRE). Scenariul de referință are o scădere a SRE de la 25% în 2020 la 17% în 2050, din cauza noilor instalațiilor de cogenerare pe gaz și a cazanelor doar pentru încălzire care s-au dovedit a fi fezabile pentru furnizarea de energie. Atât

scenariile energie durabilă, cât și decarbonizare arată o pondere de 60% de SRE în consumul final de energie. Figura 9 mai jos arată ponderea SRE în consumul final de energie per scenariu.

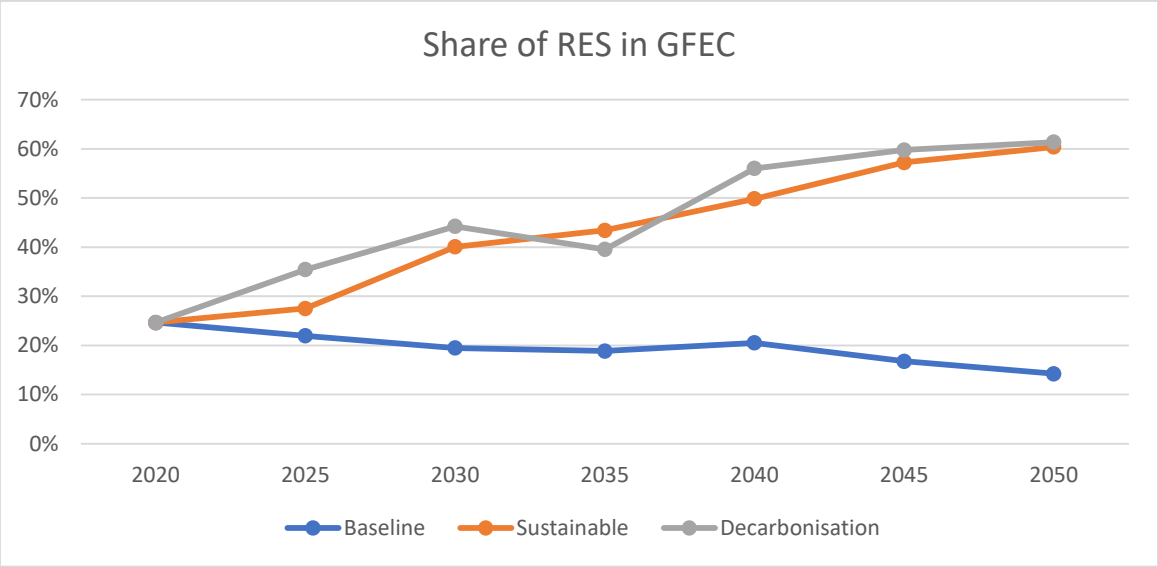



**Figura 9**. Ponderea SRE în consumul final de energie pe scenariu

Generarea de energie electrică din SRE crește de la 10% în 2020 la 40% în 2050 în scenariul de referință, în principal datorită instalațiilor eoliene și solare implementate în sistem. Scenariul energie durabilă înregistrează o creștere a energiei electrice din SRE de la 57% în 2025 la 72% în 2030, cu o creștere suplimentară la 86% în 2050. Scenariul de decarbonizare indică o creștere a producției de energie electrică din SRE de la 93% până în 2030 la aproape 100% în 2040. Figura 10 mai jos arată ponderea SRE în generarea de energie electrică pe scenariu.

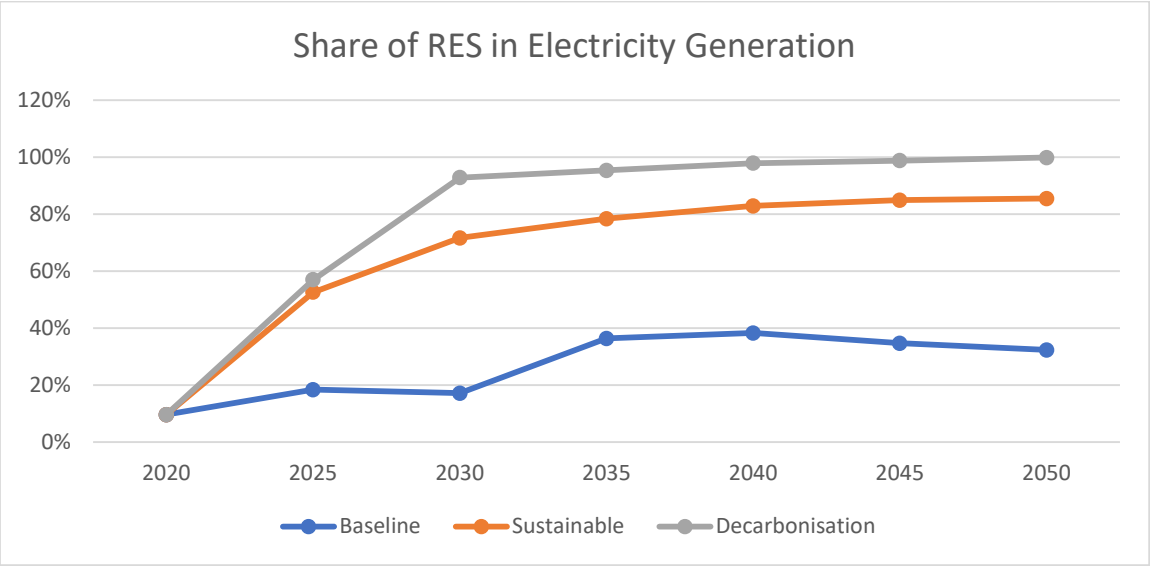



**Figura 10.** Ponderea SRE în generarea de energie electrică per scenariu

Sectorul transport înregistrează o creștere a cotei combustibililor regenerabili și a energiei electrice pînă la 8% până în 2050 în scenariul de referință, în principal datorită disponibilității autovehiculelor hibride și electrice pe piață. Scenariul energie durabilă indică 8% din combustibilii SRE până în 2030 și 56% până în 2050, în principal datorită înlocuirii motorinei cu biocombustibili și electrificării mijloacelor de transport. Scenariul de decarbonizare indică 24% de biocombustibili și electricitate disponibile în 2030, și 68% până în 2050, adică utilizarea resurselor de biocombustibili la limitele tehnice. Sau, țara se va confrunta cu un deficit de

biocombustibili începând cu 2040 dacă nu se întreprind acțiuni acum. Figura 11 mai jos arată cota SRE în sectorul transport per scenariu

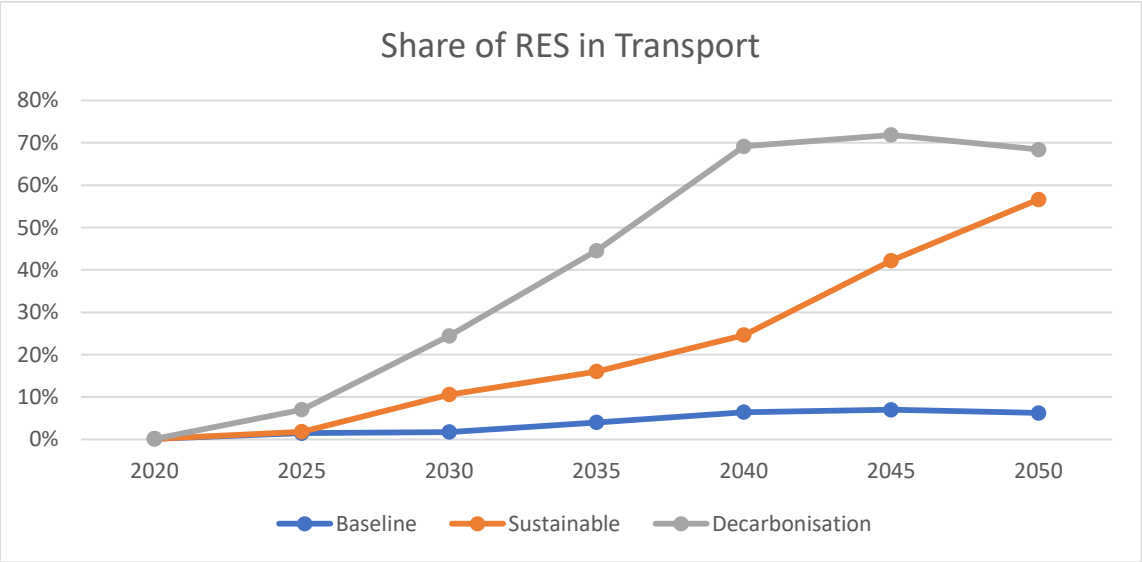



**Figura 11**. Ponderea SRE în sectorul transportului per scenariu

Ponderea energiilor regenerabile pentru încălzire și răcire este calculată conform metodologiei Directivei 2009/28/CE pentru fiecare scenariu. Scenariul de referință are o pondere de biomasă în totalul consumului final de energie de 45% în 2020, cu o descreștere la 31% în 2030 și la 19% în 2050, în principal datorită noilor pompe de căldură care înlocuiesc cazanele de biomasă. Ponderea energiei electrice regenerabile crește de la 1,5% în 2020 la 9% în 2030 și la 34% în 2050, în principal din cauza noilor turbinelor eoliene urmate de PV. Sectorul transporturilor arată în scenariul de bază o fezabilitate a autovehiculelor electrice și hibride cu o pondere de 4% în 2030 și 8% în 2050. Figura 12 mai jos arată cota SRE în utilizarea finală a scenariului de referință.

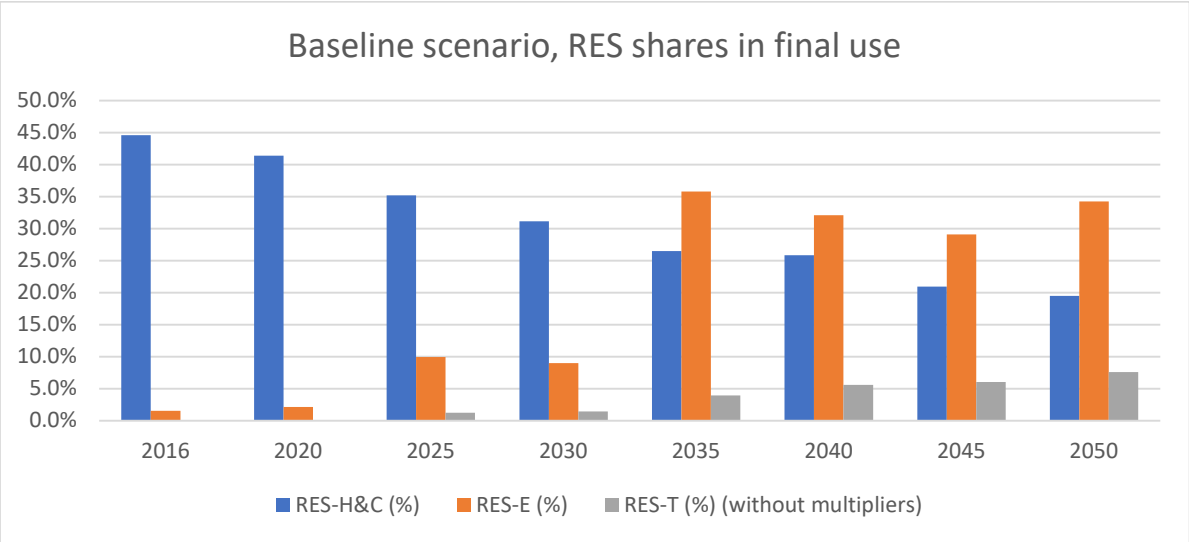



**Figura 12**. Ponderea SRE în utilizarea finală a energiei din scenariul de referință

Scenariul energie durabilă arată o creștere a consumului de energie din biomasă până la 59% în 2030 și la 76% până în 2050, în principal datorită utilizării biogazului pentru încălzirea a cazanelor de biogaz. Consumul de energie electrică de la turbine eoliene, solar PV și CET pe biogaz are o pondere de 64% în 2030 și 78% în 2050 în consumul de energie finală, în principal de către pompele de căldură. Sectorul transporturilor a înregistrat o schimbare substanțială prin

înlocuirea motorinei cu biocombustibili și electrificarea stocului auto și are 7% din energie regenerabilă în 2030 și 54% în 2050. Figura 13 mai jos arată cota SRE în utilizarea finală a scenariului energie durabilă.

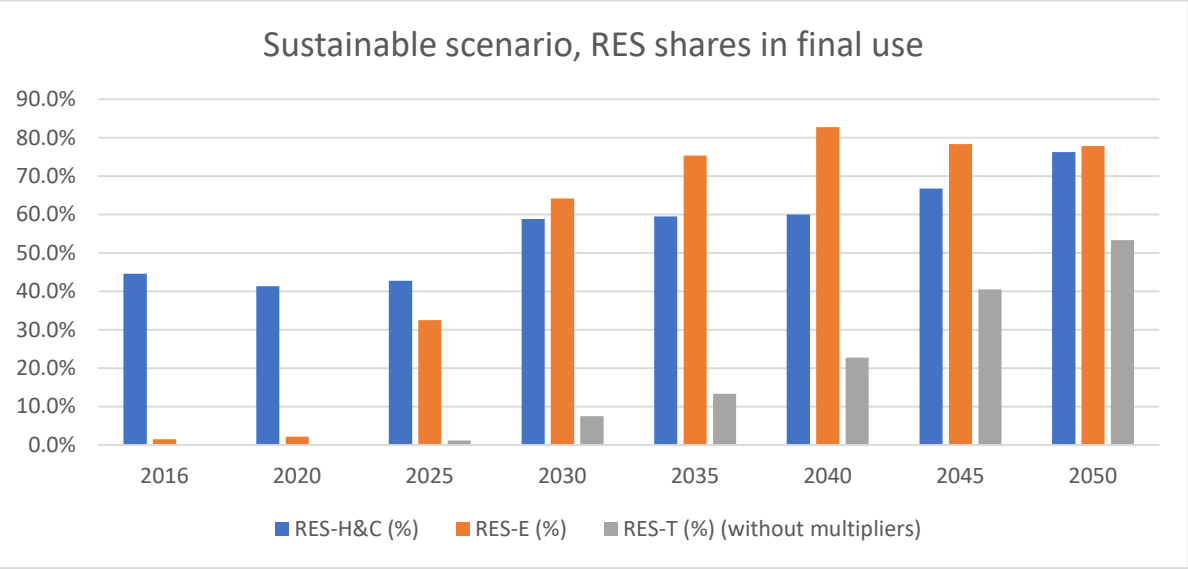



**Figura 13**. Ponderea SRE în utilizarea finală a energiei a scenariului energie durabilă

Scenariul de decarbonizare indică o cotă de biomasă și biogaz în utilizarea finală a energiei cu o creștere până la 64% în 2030 și la 82% în 2050. Utilizarea finală a energiei electrice din SRE crește până la 52% în 2030 și la 68% în 2050, în principal pentru pompe de căldură pentru încălzire, care înlocuiesc încălzirea centralizată pe cazane cu gaz. Mașinile electrice, mașinile pe biodizel și hibride vor însuma până la 17% în 2030 și 57% în 2050 în consumul final de energie. Figura 14 mai jos arată ponderea SRE în utilizarea finală a scenariului de decarbonizare.

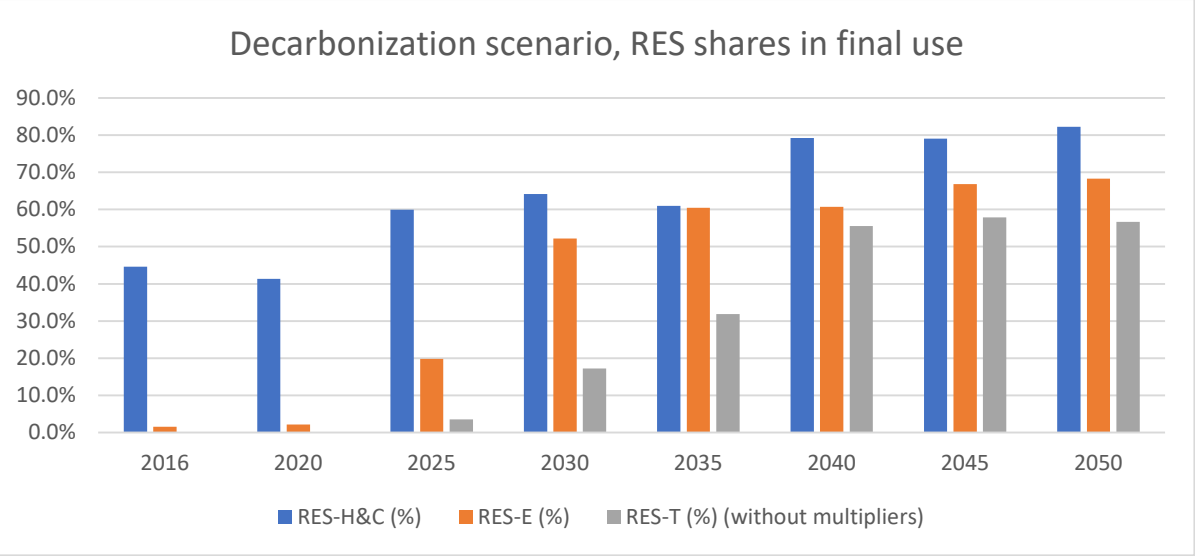



**Figura 14**. Ponderea SRE în utilizarea finală a energiei în scenariul de decarbonizare

## Elaborarea unei prognoze de 30 ani pentru mun. Chișinău privind variația sarcinii termice, luând la baza rezultatele echipelor de cercetare

Pentru analiza scenariilor pînă în 2050 a sectorului clădiri a mun Chișinău a fost examinat un stoc de 51,8 mii de case individuale, care au o suprafață medie de 114,7 m2/casă. Studiul a examinat de asemenea 245,9 mii de apartamente ce au o suprafața medie de 58,93 m2/apartament. Figura 2 mai jos ilustrează numărul și suprafața medie a clădirilor examinate.

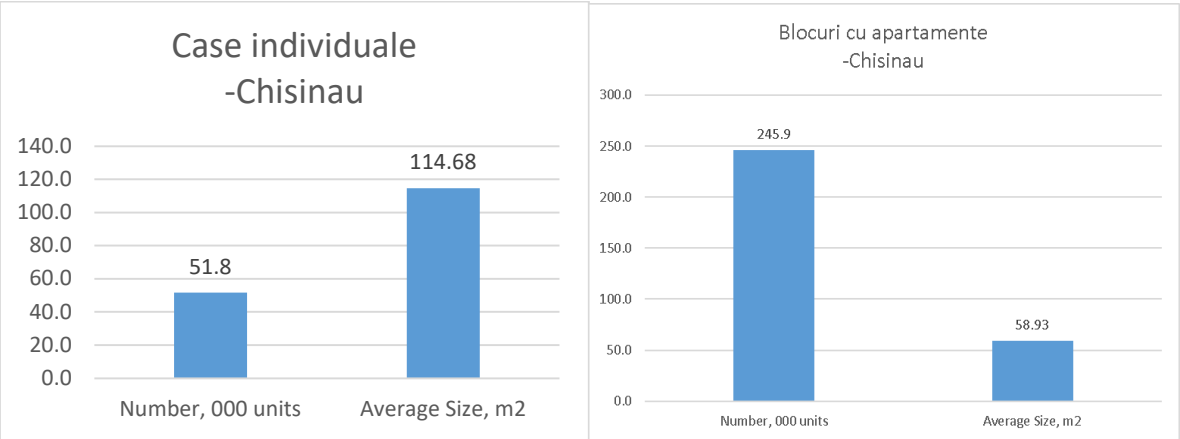



**Figura 15.** Stocul de clădiri rezidențiale din mun Chișinău

**Consum teoretic de energie**

Studiul dat a determinat cererea teoretică de energie pentru fiecare tip de clădire. Pentru **Case individuale** s-a presupus că sunt în medie construite din pereți din cotiliți, cu valoarea densității $\rho$ = 1400 [kg/m³], $\lambda$=0.6[W/(mK)]. Calculele au demonstrat pentru case individuale o valoare U-value = 1,41 [W/(m2K)]. Figura 3 de mai jos indică straturile peretelui și materialele considerate la determinarea valorii U-value pentru o casă individuală.

| | U-Value Calculation | | | Text Entry |
|---|---|---|---|---|
| Transfer to Interior Rooms | Description of Building Component | Enter Description of Building Component | | Actual |
| | Thermal Transfer Resistance $R_i$ | Choice From the Table Below Window =0 | | 0.13 |
| Layer 1 | Description of Materials | Enter Description of Materials | | Lime Mortar, Cement Lime Mortar, Hydraulic Lime Mortar |
| | λ-Value [W/mK] | Enter the Values From the Building Materials Table | | 0.87 |
| | Layer Thickness | Enter Layer Thickness in cm | | 1.5 |
| Layer 2 | Description of Materials | Enter Description of Materials | | Solid blocks |
| | λ-- Value[W/mK] | Enter the Values From the Building Materials Table | | 0.6 |
| | Layer Thickness | Enter Layer Thickness in cm | | 30 |
| Layer 3 | Description of Materials | Enter Description of Materials | | Lime Mortar, Cement Lime Mortar, Hydraulic Lime Mortar |
| | λ-Value [W/mK] | Enter the Values From the Building Materials Table | | 0.87 |
| | Layer Thickness | Enter Layer Thickness in cm | | 2 |
| Layer 4 | Description of Materials | Enter Description of Materials | | |
| | λ-Wert [W/mK] | Enter the Values From the Building Materials Table | | |
| | Layer Thickness | Enter Layer Thickness in cm | | |
| Layer 5 | Description of Materials | Enter Description of Materials | | |
| | λ-Value [W/mK] | Enter the Values From the Building Materials Table | | |
| | Layer Thickness | Enter Layer Thickness in cm | | |
| Transfer to Exterior | Thermal Transfer Resistance $R_a$ | Choice From the Table Below Window=0 | | 0.04 |
| Calculation Results | R Total [m²K/W] | $R_i + \Sigma\, s/\lambda - \Omega\varepsilon\rho\tau + R_a$ | | |
| | | E6+E9/100/E8+E12/100/E11+E15/100/E14+E18/100/E17+E21/100/E20+E22 | | 0.71 |
| | U [W/m²K] | *1/R Total* | 1/E24 | 1.41 |
| | Exterior Surface Correction A.F.K. | if u<=1.5 AFK=0; u=1.5-2.5 AFK 0.1; u=2.5-3.1 AFK=0.2; u>3.1 AFK=0.3 | | |
| | Standard U-Value | *1/R total + A.F.K.* | E25+E26 | 1.41 |

**Figura 16.** Componentele peretelui casei individuale la calculul valorii U-value

Pentru determinarea consumului teoretic de energie pentru **Blocuri cu apartamente** s-a utilizat aproximația că fiecare apartament are 40% de pereți exteriori, clădirea este din beton armat cu ρ = 1500 [kg/m³], λ=0.890 [W/(mK)]. În urma calculelor s-a determinat pentru fiecare apartament valoarea U-value = 2,04 [W/(m2K)]. Figura 4 de mai jos indică straturile peretelui și materialele considerate la determinarea valorii U-value pentru un apartament.

| | U-Value Calculation | | | Text Entry |
|---|---|---|---|---|
| | Description of Building Component | Enter Description of Building Component | | Actual |
| Transfer to Interior Rooms | Thermal Transfer Resistance $R_i$ | Choice From the Table Below Window =0 | | 0.13 |
| Layer 1 | Description of Materials | Enter Description of Materials | | Lime Mortar, Cement Lime Mortar, Hydraulic Lime Mortar |
| | λ-Value [W/mK] | Enter the Values From the Building Materials Table | | 0.87 |
| | Layer Thickness | Enter Layer Thickness in cm | | 1.5 |
| Layer 2 | Description of Materials | Enter Description of Materials | | Lightweight Concrete, Lightweight Concrete and Steel |
| | λ-- Value[W/mK] | Enter the Values From the Building Materials Table | | 0.89 |
| | Layer Thickness | Enter Layer Thickness in cm | | 25 |
| Layer 3 | Description of Materials | Enter Description of Materials | | Lime Mortar, Cement Lime Mortar, Hydraulic Lime Mortar |
| | λ-Value [W/mK] | Enter the Values From the Building Materials Table | | 0.87 |
| | Layer Thickness | Enter Layer Thickness in cm | | 2 |
| Layer 4 | Description of Materials | Enter Description of Materials | | |
| | λ-Wert [W/mK] | Enter the Values From the Building Materials Table | | |
| | Layer Thickness | Enter Layer Thickness in cm | | |
| Layer 5 | Description of Materials | Enter Description of Materials | | |
| | λ-Value [W/mK] | Enter the Values From the Building Materials Table | | |
| | Layer Thickness | Enter Layer Thickness in cm | | |
| Transfer to Exterior | Thermal Transfer Resistance $R_a$ | Choice From the Table Below Window=0 | | 0.04 |
| Calculation Results | R Total [m²K/W] | $R_i + \Sigma\, s/\lambda - \Omega\varepsilon\rho\tau + R_a$ | | |
| | | E6+E9/100/E8+E12/100/E11+E15/100/E14+E18/100/E17+E21/100/E20+E22 | | **0.49** |
| | U [W/m²K] | *1/R Total* | 1/E24 | **2.04** |
| | Exterior Surface Correction A.F.K. | if u<=1.5 AFK=0; u=1.5-2.5 AFK 0.1; u=2.5-3.1 AFK=0.2; u>3.1 AFK=0.3 | | |
| | **Standard U-Value** | ***1/R total + A.F.K.*** | **E25+E26** | 2.04 |

**Figura 17.** Componentele peretelui apartamentului la calculul valorii U-value

**Stocul de clădiri ne-rezidențiale**

Studiul a considerat un stoc de 43867 de clădiri nerezidențiale care au o suprafață totală de 13435595 m2, sau o clădire ne-rezidențială are în mediu o suprafață de 306,28 m2/clădire ne-rezidențială. Această valoare este considerată pentru calculele ulterioare. S-a admis în baza estimărilor de expert că pereții sunt din cotileți cu ρ = 1400 [kg/m³], λ=0.7[W/(mK)]. Astfel, s-a obținut o valoare medie a U-value = 1,76 [W/(m2K)]. Structura peretelui clădirii ne-rezidențiale este interpretată în Figura de mai jos.

| | U-Value Calculation | | | Text Entry |
|---|---|---|---|---|
| | Description of Building Component | Enter Description of Building Component | | Actual |
| Transfer to Interior Rooms | Thermal Transfer Resistance $R_i$ | Choice From the Table Below Window =0 | | 0.13 |
| Layer 1 | Description of Materials | Enter Description of Materials | | Lime Mortar, Cement Lime Mortar, Hydraulic Lime Mortar |
| | λ-Value [W/mK] | Enter the Values From the Building Materials Table | | 0.87 |
| | Layer Thickness | Enter Layer Thickness in cm | | 1.5 |
| Layer 2 | Description of Materials | Enter Description of Materials | | Full Brick, Hollow Brick, Perforated Brick |
| | λ– Value[W/mK] | Enter the Values From the Building Materials Table | | 0.7 |
| | Layer Thickness | Enter Layer Thickness in cm | | 25 |
| Layer 3 | Description of Materials | Enter Description of Materials | | Lime Mortar, Cement Lime Mortar, Hydraulic Lime Mortar |
| | λ-Value [W/mK] | Enter the Values From the Building Materials Table | | 0.87 |
| | Layer Thickness | Enter Layer Thickness in cm | | 2 |
| Layer 4 | Description of Materials | Enter Description of Materials | | |
| | λ-Wert [W/mK] | Enter the Values From the Building Materials Table | | |
| | Layer Thickness | Enter Layer Thickness in cm | | |
| Layer 5 | Description of Materials | Enter Description of Materials | | |
| | λ-Value [W/mK] | Enter the Values From the Building Materials Table | | |
| | Layer Thickness | Enter Layer Thickness in cm | | |
| Transfer to Exterior | Thermal Transfer Resistance $R_a$ | Choice From the Table Below Window=0 | | 0.04 |
| Calculation Results | R Total [m²K/W] | $R_i + \Sigma\, s/\lambda - \Omega\varepsilon\rho\tau + R_a$ | | |
| | | E6+E9/100/E8+E12/100/E11+E15/100/E14+E18/100/E17+E21/100/E20+E22 | | **0.57** |
| | U [W/m²K] | *1/R Total* | 1/E24 | **1.76** |
| | Exterior Surface Correction A.F.K. | if u<=1.5 AFK=0; u=1.5-2.5 AFK 0.1; u=2.5-3.1 AFK=0.2; u>3.1 AFK=0.3 | | |
| | **Standard U-Value** | ***1/R total + A.F.K.*** | **E25+E26** | 1.76 |

**Figura 18.** Componentele peretelui clădirii ne-rezidențiale la calculul valorii U-value

Studiul dat prevede două tipuri de reabilitatre termică a clădirilor, cu următoarele caracterisitici:

✓ **Reabilitare standard**

**Geamuri**

- U-value pentru geam existent 2.8[W/(m2K)].
- Geamuri noi au U-value =1.5 [W/(m2K)],
- un cost de 250 Euro/m2 de geam.

**Termoizolarea clădirii**

- material "Polystyrene (PS) Thermal conductivity group 040",
- λ=0.04 [W/(mK)],
- cost 21 Euro/m2 de PS.

✓ **Reabilitare avansată**

**Geamuri**

- U-value pentru geam existent 2.8[W/(m2K)].
- Geamuri noi au U-value = 0.8 [W/(m2K)],
- un cost de 350 Euro/m2 de geam.

**Termoizolarea clădirii**

- material "Polystyrene (PS) Thermal conductivity group 025",
- λ=0.025 [W/(mK)],
- cost 49.9 Euro/m2 de PS.

În urma modelării celor două tipuri de reabilitare termică a clădirilor, a fost obținut potențialul de reducere a consumului de energie per apartament și per casă individuală în urma implementării măsurilor de eficiență energetică. Tabelul de mai jos ilustrează calculul termic al clădirilor înainte și după implementarea măsurilor de eficiență energetică. De exemplu, pentru apartamente, consumul teoretic este de 162 kWh/m2/an înainte de reabilitare, iar după implementarea măsurilor de eficiență energetică – 65 kWh/m2/an.

| | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Quick Calculation of Heat Load and Heating Requirements of a Building** | | | | | | Weather Static | Chisinau | HDD: | 2482 | $t_a$ Standar | -14 | |
| | | | | | | Used Surface: | 58.93 | | | | | |
| **Transmission** | | **Actual** | | | | | **New** | | | | | |
| Building Component | 40% of Extertior Wall | Window | Roof | Cellar Ceiling | Total | 40% of Extertior Wall | Window | Roof | Cellar Ceiling | Total | | |
| Surface | 38.14 | 16 | 58.93 | 58.93 | 172.0033 | 38.14 | 16 | 58.93 | 58.93 | 172.0033 | | |
| U-Value | **2.04** | 2.8 | 0.2 | 0.2 | | **0.31** | 1.5 | 0.2 | 0.2 | | | |
| Specific Performance | 78 | 45 | 12 | 12 | 146 | 12 | 24 | 12 | 12 | 59 | B5*B6 | |
| ϑ Internal [°C] | 20 | 20 | 20 | 20 | | 20 | 20 | 20 | 20 | | | |
| ϑ External [°C] | -14 | -14 | -14 | 8 | | -14 | -14 | -14 | 8 | | | |
| Δϑ [K] | 34 | 34 | 34 | 12 | | 34 | 34 | 34 | 12 | | B8-B9 | |
| **Q Transmission KW** | 2.6 | 1.5 | 0.4 | 0.1 | **4.7** | 0.4 | 0.8 | 0.4 | 0.1 | **1.8** | B10*B7/1000 | |
| | | | | | | | | | | | | |
| **Ventilation Losses** | **Ist** | Excel | | | | **neu** | | | | | | |
| Gross Volume [m³] | 176.79 | | | | | 176.79 | | | | | | |
| Factor for Free Volume | 0.85 | | | | | 0.85 | | | | | | |
| Net Volume [m³] | 150.27 | B15*B14 | | | | 150.27 | G15*G14 | | | | | |
| Air Exchange Rate [1/h] | 0.5 | | | | | 0.3 | | | | | | |
| c Air [Wh/m³K] | 0.336 | | | | | 0.336 | | | | | | |
| Δϑ [K] | 34 | B10 | | | | 34 | G10 | | | | | |
| **Q Ventilation = c x V x LWZ x Δϑ [** | **0.9** | B18*B17*B16*B19/1000 | | | | **0.5** | G18*G17*G16*G19/1000 | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |
| **Total Heat Load** | | | | | | | | | | | | |
| Simultaneity Factor fg | 0.85 | | | | | 0.85 | | | | | | |
| **Q´ N = Q´ T + fg x Q´ L [kW]** | 5.4 | F11+B20*B23 | | | | 2.2 | K11+G20*G23 | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |
| **Heating Requirements** | | | | Characterist | Actual | | | | Characteris | New | | Savings |
| Q N = Q'N / dT x HDD x 24h | **9,532** | (B24/(20-B9)*J1*2 | | **162** | **kWh/m2/a** | **3,851** | (G24/(20-G9)*J1*2 | | **65** | **kWh/m2/a** | | |
| Q ww Hot Water Requirements | 21,600 | | | 5722 | VBH | 21,600 | | | 11579 | VBH | | 1k |
| Q Ha Annual Heat Requirements | 31,132 | B27+B28 | | | | 25,451 | G27+G28 | | | | | 0.00 |
| η Annual Utilisation Rate | 0.8 | | | | | 0.8 | | | | | | % of sa |
| **Fuel Requirements** | | | | | | | | | | | | |
| **Q B = Q N / η ges [kWh/a]** | **38,915** | B29/B30 | | | | **31,813** | G29/G30 | | | | | 0.00 |

**Figura 19.** Consum energie per apartament înainte și după eficientizare energetică

Termoizolarea pereților:

- ✓ Analizele au demonstrat că pentru reabilitare termică standard a caselor individuale va fi necesar o investiție de 47 Euro/m2podea, dar pentru apartamente 53 Euro/m2podea. Pentru clădirile comerciale și publice investiția va fi de 33 Euro/m2podea.
- ✓ În cazul în care se va implementa reabilitare termică avansată cu un strat de izolare cu caracteristici mai performante, atunci pentru izolarea termică a caselor individuale va fi necesar o investiție de 112 Euro/m2podea, dar pentru apartamente 126 Euro/m2podea. Pentru clădirile comerciale și publice investiția va fi de 79 Euro/m2podea.

Instalarea de geamuri eficiente energetic:

În cazul în care suplimentar la izolarea termică a clădirilor se vor schimba și geamurile cu geamuri eficiente energetic, la costurile de mai sus se vor adăuga costul geamurilor noi:

- ✓ pentru reabilitare termică standard a caselor individuale va fi necesar o investiție de 35 Euro/m2podea, dar pentru apartamente 68 Euro/m2podea. Pentru clădirile comerciale și publice investiția va fi de 26 Euro/m2podea.
- ✓ În cazul în care se va implementa reabilitare termică avansată cu geamuri noi cu caracteristici mai performante, atunci pentru casele individuale va fi necesar o investiție de 49 Euro/m2podea, dar pentru apartamente 95 Euro/m2podea. Pentru clădirile comerciale și publice investiția va fi de 37 Euro/m2podea.

Figura de mai jos ilustrează costurile măsurilor de eficiență energetică și potențialul de reducere a consumului.

| | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | 21 | Euro/m2 wall | | | 49.9 |
| | **Envelope Insulation** | | | **standard refurbishment** | | | | **advanced refurbishment** | | | |
| | | Average Size | MD | Energy savings | | | EE measures cost | Energy savings | | | EE measures costs |
| | | (m2/dwelling) | 000dwellings | TJ/m2 | TJ/dwelling | Euro/dwelling | Euro/m2 of floor area | TJ/m2 | TJ/dwelling | Euro/dwelling | Euro/m2 of floor area |
| 1.5 | Detached-Chisinau | 114.68 | 51.8 | 0.000294 | 0.033691 | 5410 | 47 | 0.000332 | 0.038111 | 12855 | 112 |
| 1.6 | Appartment-Chisinau | 58.93 | 245.9 | 0.000271 | 0.015991 | 3114 | 53 | 0.000292 | 0.017218 | 7399 | 126 |
| 1.9 | Commercial and Public | 306.28 | 43.9 | 0.000289 | | | 33 | 0.000316 | | | 79 |
| | | | | | | | 250 | Euro/m2 window | | | 350 |
| | **Windows Replacement** | | | **standard refurbishment** | | | | **advanced refurbishment** | | | |
| | | Average Size | MD | Energy savings | | | EE measures cost | Energy savings | | | EE measures costs |
| | | (m2/dwelling) | 000dwellings | TJ/m2 | TJ/dwelling | Euro/dwelling | Euro/m2 of floor area | TJ/m2 | TJ/dwelling | Euro/dwelling | Euro/m2 of floor area |
| 1.5 | Detached-Chisinau | 114.68 | 51.8 | 0.000039 | 0.004460 | 4000 | 35 | 0.000060 | 0.006862 | 5600 | 49 |
| 1.6 | Appartment-Chisinau | 58.93 | 245.9 | 0.000076 | 0.004460 | 4000 | 68 | 0.000116 | 0.006862 | 5600 | 95 |
| 1.9 | Commercial and Public | 306.28 | 43.9 | 0.000030 | | | 26 | 0.000047 | | | 37 |
| | **Env. Insulation&Windows repl.** | | | **standard refurbishment** | | | | **advanced refurbishment** | | | |
| | | Average Size | MD | Energy savings | | | EE measures cost | Energy savings | | | EE measures costs |
| | | (m2/dwelling) | 000dwellings | TJ/m2 | TJ/dwelling | Euro/dwelling | Euro/m2 of floor area | TJ/m2 | TJ/dwelling | Euro/dwelling | Euro/m2 of floor area |
| 1.5 | Detached-Chisinau | 114.68 | 51.8 | 0.000333 | 0.038151 | 9410 | 82 | 0.000392 | 0.044973 | 18455 | 161 |
| 1.6 | Appartment-Chisinau | 58.93 | 245.9 | 0.000347 | 0.020452 | 7114 | 121 | 0.000409 | 0.024081 | 12999 | 221 |
| 1.9 | Commercial and Public | 306.28 | 43.9 | 0.000320 | | | 60 | 0.000362 | | | 116 |

**Figura 20.** Reabilitarea energetică a a clădirilor

Un alt aspect important observat în urma efectuării acestui studiu este diferența dintre consumul real și cel teoretic de energie per apartament sau per casă individuală. Astfel, pentru case individuale s-a observat o diferență de 25% (116 versus 155 kWh/m2/an) dintre consumul real și cel teoretic. Pentru apartamente diferența este de 48% (84 versus 162 kWh/m2/an) dintre consumul real și cel teorectic.

**Cu alte cuvinte, în Chișinău 25% din case individuale și 48% din apartamente - nu se încălzesc.** Acest rezultat necesită analize suplimentare pentru a identifica motivul acestor valori: sunt apartamente nelocuite deoarece proprietarii au plecat peste hotare, sau unii proprietari au două apartamente și folosesc doar unul?

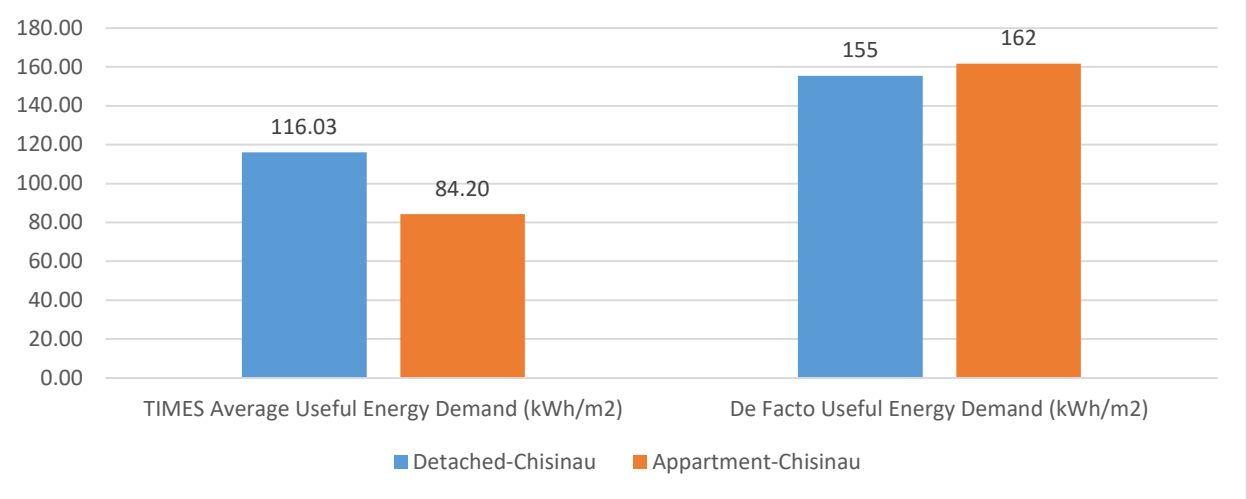



**Figura 21**. Cererea de energie teoretică vs de facto

Studiul dat presupune că clădirile noi construite o să aibă o eficiență energetică sporită, sau pentru case individuale se prevede un consum de 63 kWh/m2/an; pentru apartamentele noi - 67 kWh/m2/an; cladirile comerciale și publice noi vor avea un consum de 61 kWh/m2/an. Figura de mai jos indică caracteristicile clădirilor noi construite.

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | **New buildings** | | | | | |
| | | Average Size | MD | **new buildings** | **new buildings** | |
| | | (m2/dwelling) | 000dwellings | TJ/m2 | kWh/m2 | |
| 1.5 | Detached-Chisinau | 114.68 | 52 | 0.000226 | 63 | Uv=0.32 wall ; Uv=1.5 win.; infiltr 0.3 |
| 1.6 | Appartment-Chisinau | 58.93 | 246 | 0.000241 | 67 | Uv=0.31 wall ; Uv=1.5 win.; infiltr 0.3 |
| 1.9 | Commercial and Public | 306.28 | | 0.000218 | 61 | Uv=0.31 wall ; Uv=1.5 win.; infiltr 0.3 |
| | | | 1kWh= | 0.0036 | GJ | |

**Figura 22.** Caracteristicile clădirilor noi construite

Odată ce în studiul dat se elaborează o prognoză pînă în 2050, se presupune că dezvoltarea tehnologiilor noi va duce la un mai bun randament al sistemului de încălzire. Astfel, randamentul încălzirii apartamentelor și pentru sectorul comercial din Chișinîu va crește de la 80 la 95%. Figura de mai jos indică prognoza randamentului sistemului de încălzire.

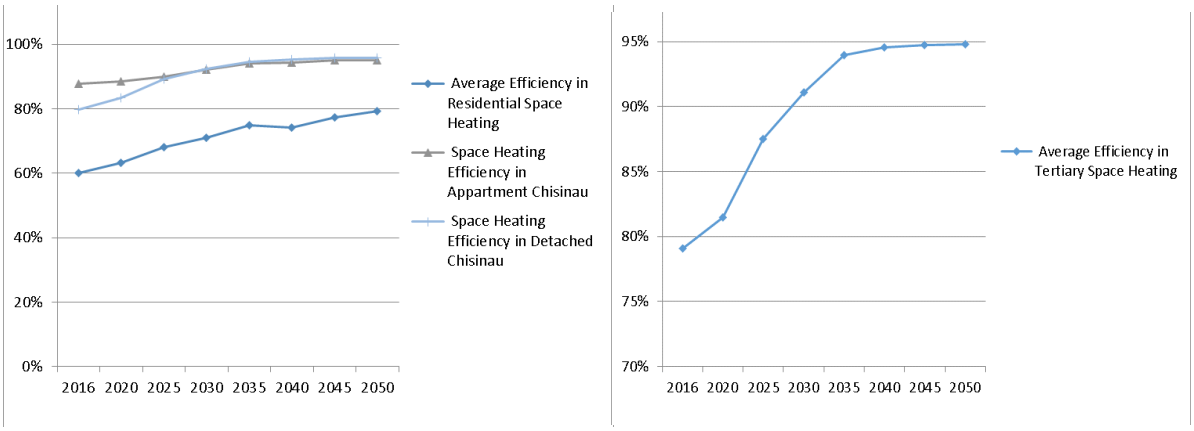



**Figura 23.** Randamentul încălzirii locuințelor individuale și a celor comerciale și publice

**Scenariul de referință** indică un consum final de energie cu o reducere a consumului de biomă către 2050 de la 27.5%PJ în 2020 la 9.5PJ în 2050, cu o creștere de la 10 la 17PJ a cotei gazului natural către 2050. Consumul final de energie descrește de la 51.3 in 2016 la 47.5 PJ in 2050 datorită eficienței energetice a clădirilor noi și a eficienței cazanelor pe gaz care înlocuiesc cazanele pe biomasă.
De menționat că în cota consumului final de energie biomasa a constituit 48% in 2016; urmată de combustibili lichizi pentru transport; și cu energie electrică – 17%.
Figura de mai jos indică consumul final de energie în scenariul de referință.

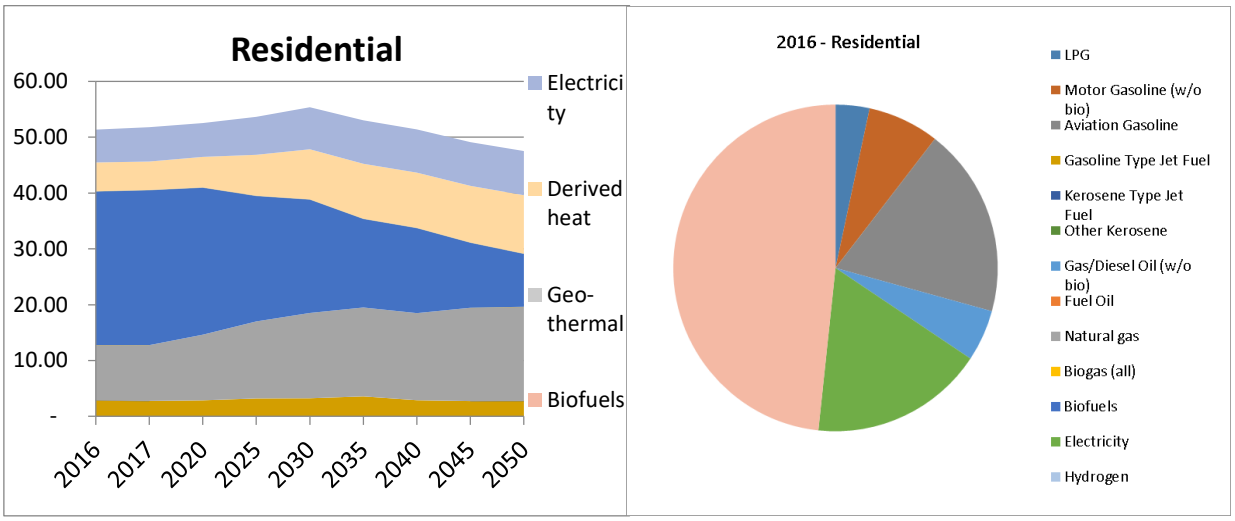



**Figura 24.** Consum final de energie în Scenariul de Referință, sectorul rezidențial

Sectorul comercial și public are o cotă a energiei electrice de 36% (4PJ); urmată de consumul de gaz natural în volum de 35% (4PJ); și de încălzire centralizată de 17%, în anul 2016.

Scenariul de referință indică o reducere a consumului final de energie de la 11.3 la 9.4 PJ către 2050, datorită eficientizării energetice a clădirilor comerciale și publice. Figura de mai jos reprezintă structura consumului final de energie în sectorul comercial și public.

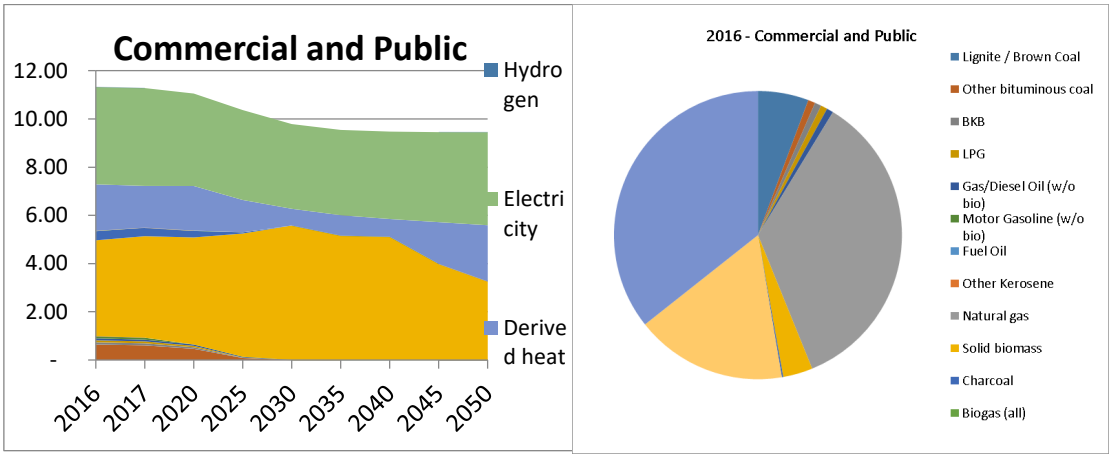



**Figura 25**. Consum final de energie în Scenariul de Referință, sectorul comercial

Apartamentele din Chișinău consumă 61%(4.4PJ) din energie pentru încălzire de la SACET, urmat de 37%(2.7PJ) gaz natural, în 2016. Consumul final de energie în apartamentele din Chișinău înregistrează o creștere de la 8.4 la 9.5 PJ în 2050. Încălzirea centralizată rămîne cel mai importantă sursă de energie pentru apartamente către 2050. Figura de mai jos reprezintă structura consumului final de energie în apartamentele din Chișinău.

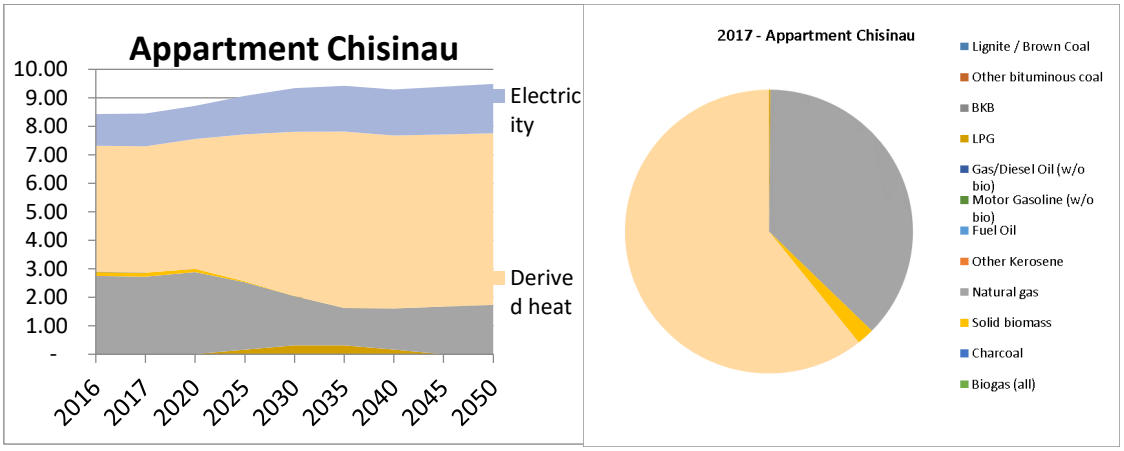



**Figura 26**. Consum final de energie în Scenariul de Referință, apartamente Chișinău

Consumul final de energie în casele individuale din Chișinău este caracterizat printr-un volum de 59%(1.3PJ) de gaz natural; urmat de 22%(0.48PJ) de energie termică de la SACET; și 16%(0.35PJ) de biomasă.

Scenariul de referință indică reducerea consumului de energie finală de la 3.2 în 2016 la 2.9 PJ în 2050, datorită reducerii consumului de biomasă , și a gazului natural. SACET reprezintă principala sursă de energie pentru casele individuale din Chișinău către 2050 cu o cotă de 41%(1.2PJ), urmat de energia electrică 36%(1.06PJ). Figura de mai jos reprezintă structura consumului final de energie în casele individuale din Chișinău.

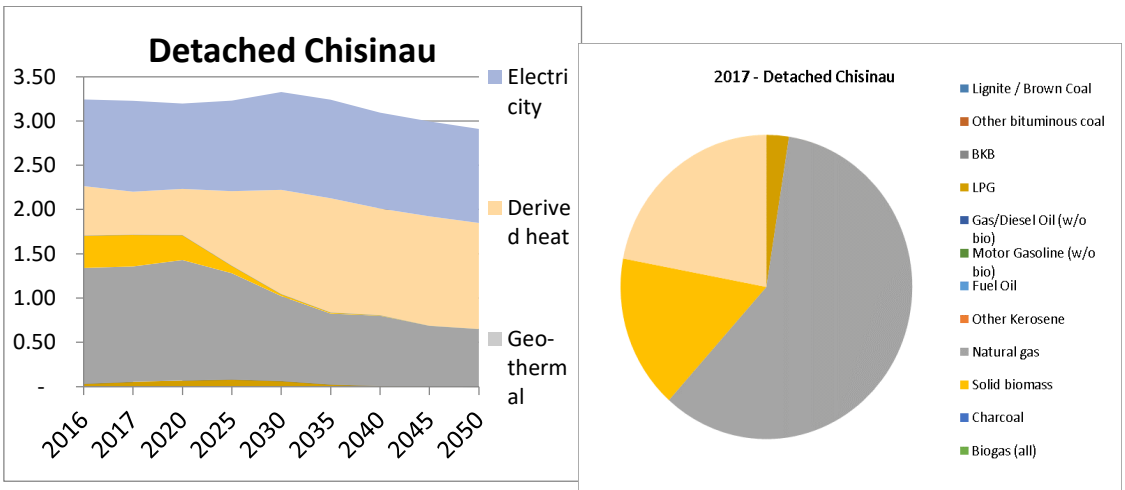



**Figura 27**. Consum final de energie în Scena u

**Scenariul Energie Durabilă**

**Scenariul Energie Durabilă** prevede interconexiuni puternice cu sistemele energetice vecine, dar și o reducere cu 36% a emisilor de GES către 2030 și 65% către 2050, comparativ cu 2019. Apartamentele din Chișinău consumă 61%(4.4PJ) din energie pentru încălzire de la SACET, urmat de 37%(2.7PJ) gaz natural, în 2016.

Consumul final de energie în apartamentele din Chișinău în Scenariul Energie Durabilă înregistrează o scădere de la 8.4 la 7.4 PJ în 2050, datorită măsurilor de eficiență energetică a clădirilor. Încălzirea centralizată rămîne cel mai importantă sursă de energie pentru apartamente către 2050 cu o descreștere de la 61% în 2016 la 37% în 2050; urmată de consumul de energie electrică 30%(2.45PJ); și gaz natural 30% (2.2PJ) în 2050. Figura de mai jos reprezintă structura consumului final de energie în apartamentele din Chișinău.

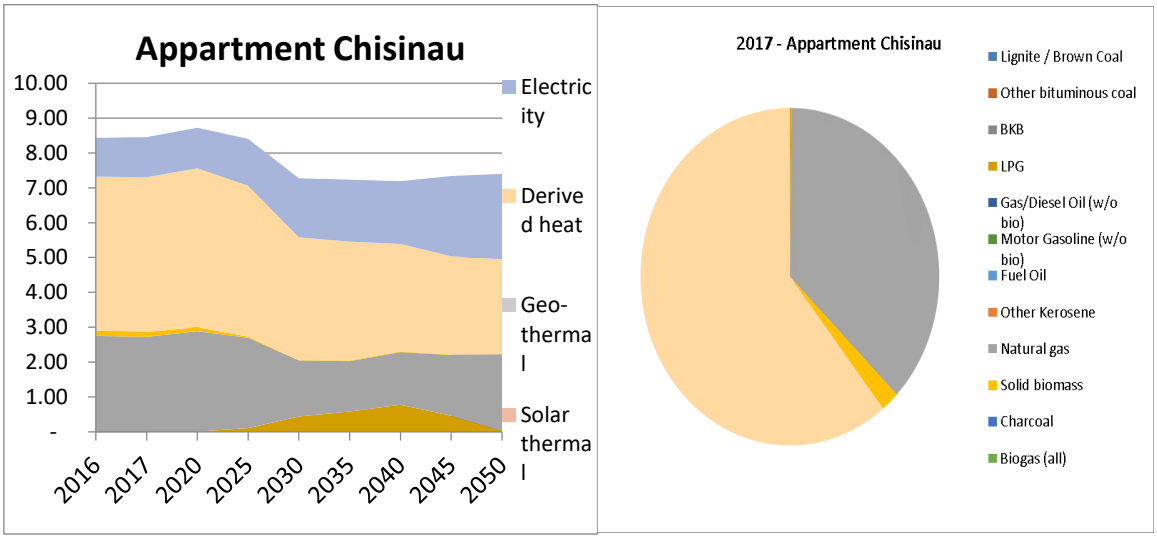



**Figura 28.** Consum final de energie în Scenariul Energie Durabilă, apartamente Chișinău

Consumul final de energie în casele individuale din Chișinău este caracterizat printr-un volum de 59%(1.3PJ) de gaz natural; urmat de 22%(0.48PJ) de energie termică de la SACET; și 16%(0.35PJ) de biomasă.

**Scenariul energie durabilă** indică reducerea consumului de energie finală de la 3.2 în 2016 la 2.0 PJ în 2050, datorită reducerii consumului de biomasă , SACET și a gazului natural. Consumul de **energie electrică** reprezintă principala sursă de energie pentru casele individuale

din Chișinău către 2050 cu o cotă **de 71%(**1.42PJ), urmat de gazul natural 25%(0.51PJ). Figura de mai jos reprezintă structura consumului final de energie în casele individuale din Chișinău.

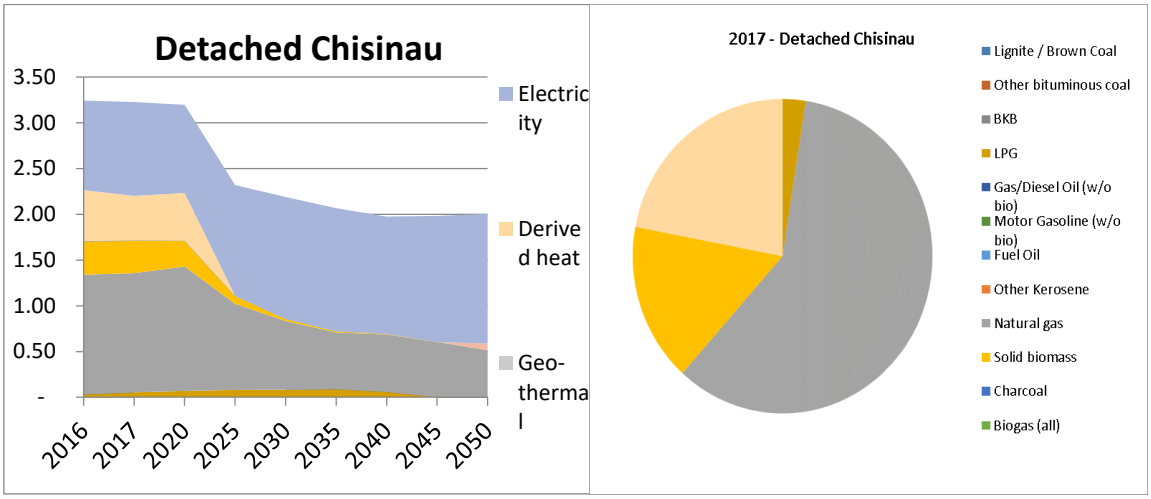



**Figura 29.** Consum final de energie în Scenariul Energie Durabilă, case individuale Chișinău

Sectorul comercial și public are o cotă a energiei electrice de 36% (4PJ); urmată de consumul de gaz natural în volum de 35% (4PJ); și de încălzire centralizată de 17%, în anul 2016.

**Scenariul energie durabilă** indică o reducere a consumului final de energie de la 11.3 la 6.1 PJ către 2050, datorită eficientizării energetice a clădirilor comerciale și publice, dar și angajamentele de mediu stabilite a Republicii Molodva la Acordul de la Paris. **Energia electrică** rămîne principala sursă de energie finală cu o cotă de **74%**(4.55PJ) în consumul final; urmat de gaz natural cu o cotă de 13%; și energie solară termo 13%(0.8PJ) în 2050.

Figura de mai jos reprezintă structura consumului final de energie în sectorul comercial și public.

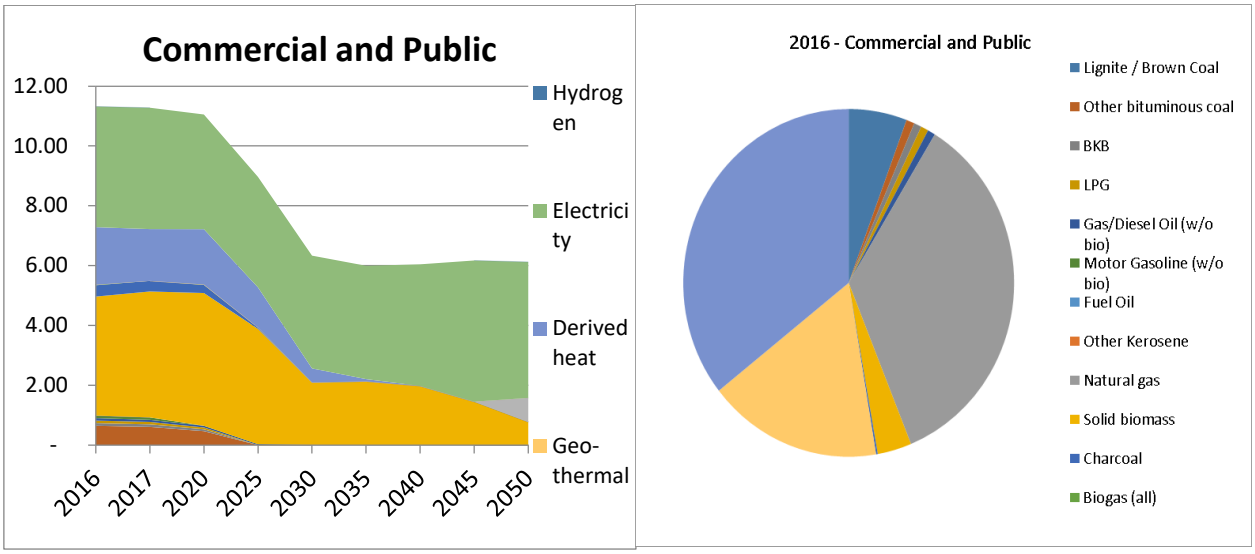



**Figura 30**. Consum final de energie în Scenariul Energie Durabilă, clădiri comerciale și publice Chișinău

**Scenariul Decarbonizare**

**Scenariul Decarbonizare** prevede interconexiuni puternice cu sistemele energetice vecine, dar și o reducere cu 52% a emissilor de GES către 2030 și 85% către 2050, comparativ cu 2019.

Apartamentele din Chișinău consumă 61%(4.4PJ) din energie pentru încălzire de la SACET, urmat de 37%(2.7PJ) gaz natural, în 2016.

Consumul final de energie în apartamentele din Chișinău în **Scenariul Decarbonizare** înregistrează o scădere de la 8.4 la 5.25 PJ în 2050, datorită măsurilor de eficiență energetică a clădirilor și a restricțiilor de mediu. Încălzirea centralizată este înlocuită cu **energie electrică** în calitate de cea mai importantă sursă de energie pentru apartamente către 2050 cu o valoare de **65%**(3.4PJ) în 2050; urmată de SACET 28%(1.48PJ); și solar termo 7% (0.35PJ) în 2050. Consumul de gaz natural și biomasă este zero în 2050. Figura de mai jos reprezintă structura consumului final de energie în apartamentele din Chișinău.

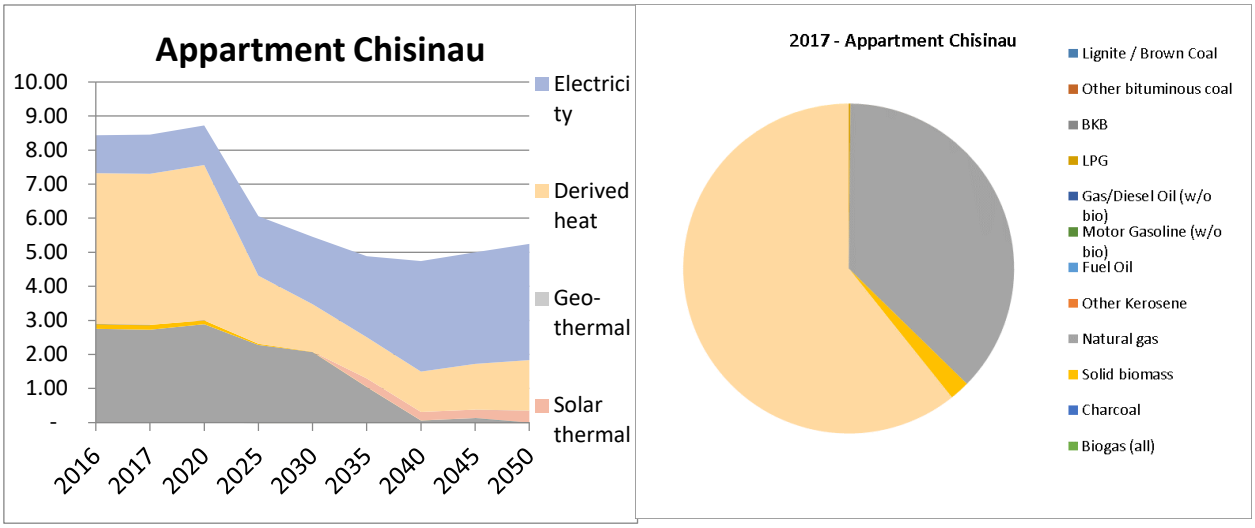



**Figura 31.** Consum final de energie în Scenariul Decarbonizare, apartamente Chișinău

**Scenariul decarbonizare** indică reducerea consumului de energie finală a caselor individuale din Chișinău de la 3.2 în 2016 la 2.0 PJ în 2050, datorită reducerii consumului de biomasă , SACET și a gazului natural. Consumul de **energie electrică** reprezintă principala sursă de energie pentru casele individuale din Chișinău către 2050 cu o cotă **de 82%(**1.63PJ), urmat de gazul natural 12%(0.23PJ), și 7%(0.14PJ) solar termo. Figura de mai jos reprezintă structura consumului final de energie în casele individuale din Chișinău.

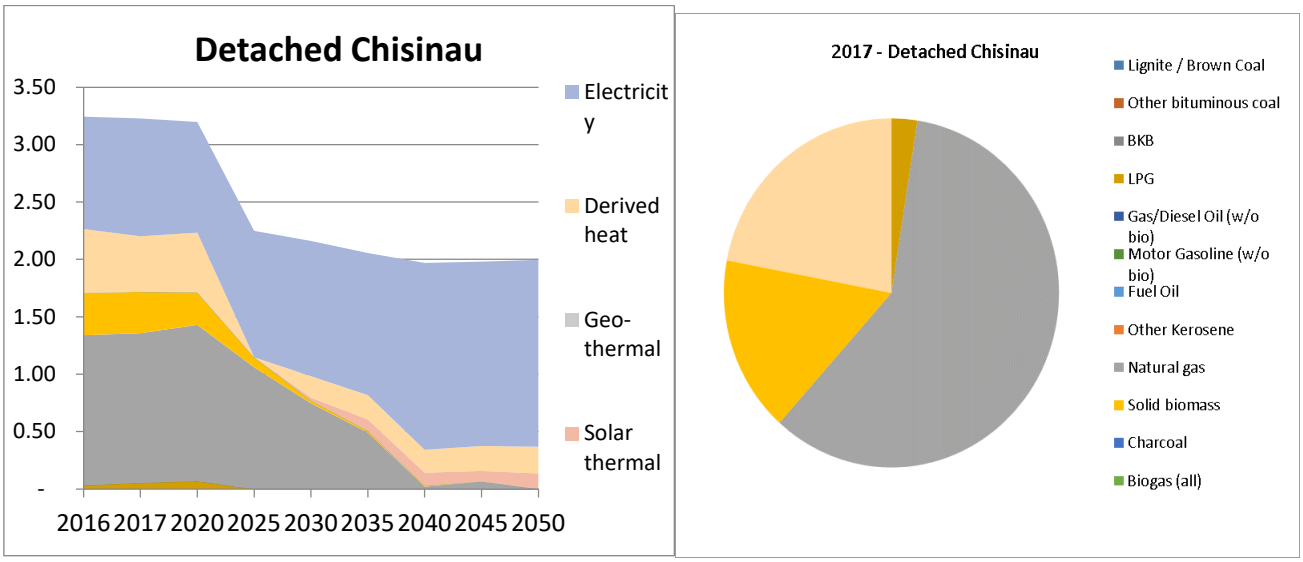



**Figura 32.** Consum final de energie în Scenariul Decarbonizare, case individuale Chișinău

**Scenariul decarbonizare** indică o reducere a consumului final de energie de la 11.3 la 6.1 PJ către 2050, datorită eficientizării energetice a clădirilor comerciale și publice, dar și angajamentele de mediu stabilite a Republicii Moldova la Acordul de la Paris. **Energia electrică** rămîne principala sursă de energie finală cu o cotă de **87%**(5.3PJ) în consumul final; urmat de energie solară termo 13%(0.8PJ) în 2050. Figura de mai jos reprezintă structura consumului final de energie în sectorul comercial și public.

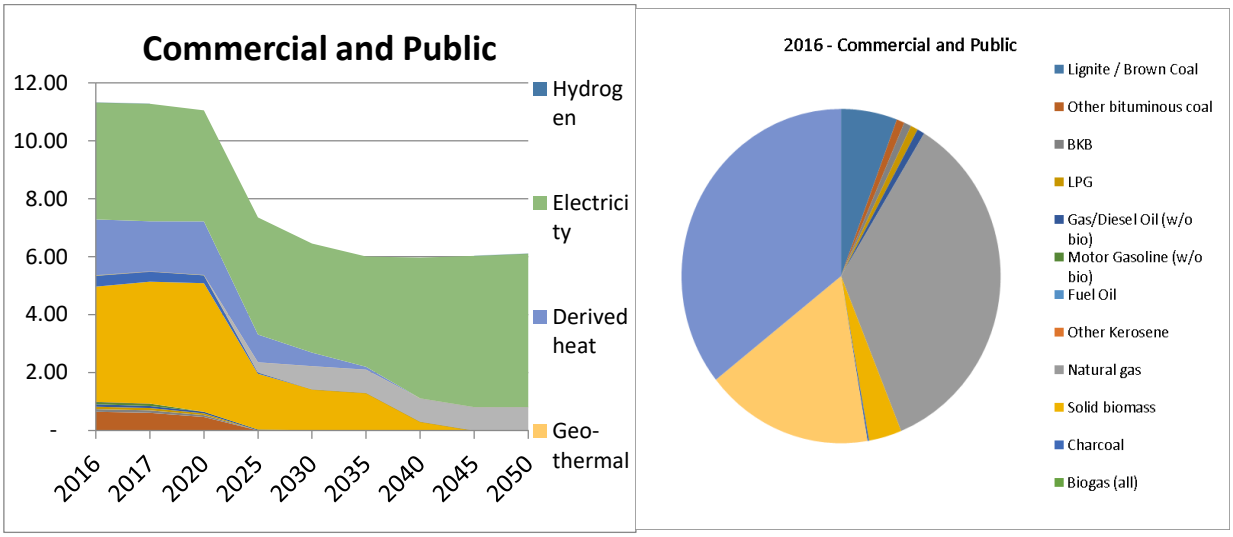



**Figura 33.** Consum final de energie în Scenariul Decarbonizare, clădiri comerciale și publice

**Costul mediu al energiei termice și electrice**

Costul mediu de producere a energiei termice și electrice crește în toate scenariile, datorită prognozei de creștere a costului resurselor energetice, inclusiv a gazului natural.

**Scenariul de referință** indică un cost de producere a energiei termice de la instalațiile de termoficare noi de aproximativ 4 Euro/GJ către 2050. Producerea de energie elctrică înregistrează o creștere de la 0.10 Euro/kWh ăn 2016, la 0.45 Euro/kWh în 2050. Figura de mai jos reprezintă costul mediu de producere a energiei termice și electrice.

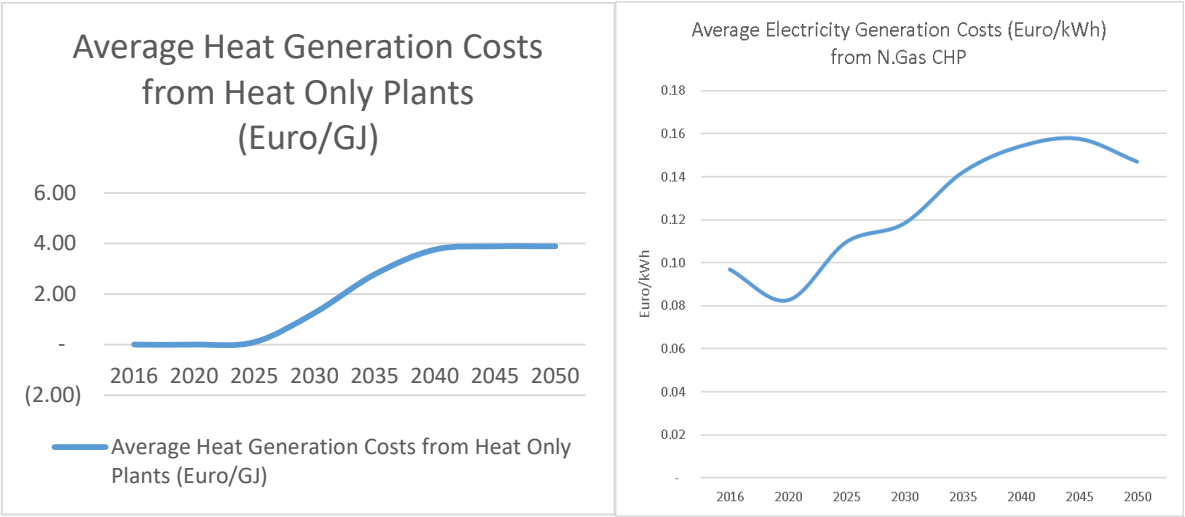



**Figura 34**. Costul mediu al energiei termice și electrice în Scenariul de Referință

**Scenariul Energie durabilă** înregistrează o creștere substanțială a costului de produecere a energiei din cauza restricțiilor de mediu ce impun tehnologii mai avansate și scumpe. Costul de producere a energiei termice atinge o valoare de 7 Euro/ GJ în 2030 și 20 Euro/GJ în 2050 datorită restricțiilor de mediu ce impun tehnologii noi avnsate. Costul de producere a energiei electrice crește de la 0.10 Euro/kWh în 2016 la 0.56 Euro/kWh în 2050 datorită funcționării CET în regim de putere de rezervă fierbinte pentru sursele regenerabile. Figura de mai jos reprezintă costul mediu de producere a energiei termice și electrice.

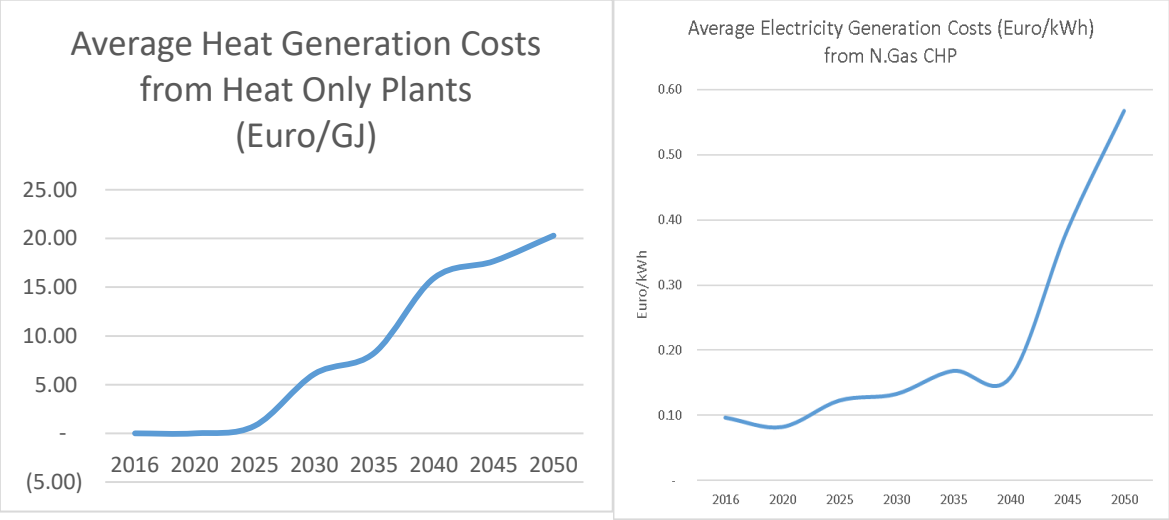



**Figura 35.** Costul mediu al energiei termice și electrice în Scenariul Energie Durabilă

**Scenariul decarbonizare** indică un cost major pentru atingerea obiectivelor de reducere a emisiilor de GES conform acordului de la Paris. Costul mediu de producere a energiei termice înregistrează o valoare de 100 Euro/GJ din 2035. Costul mediu de producere a energiei electrice crește de la 0.10 Euro/kWh în 2016 la 0.70 Euro/kWh în 2050 datorită funcționării CET în regim de putere de rezervă fierbinte pentru sursele regenerabile. Figura de mai jos reprezintă costul mediu de producere a energiei termice și electrice.

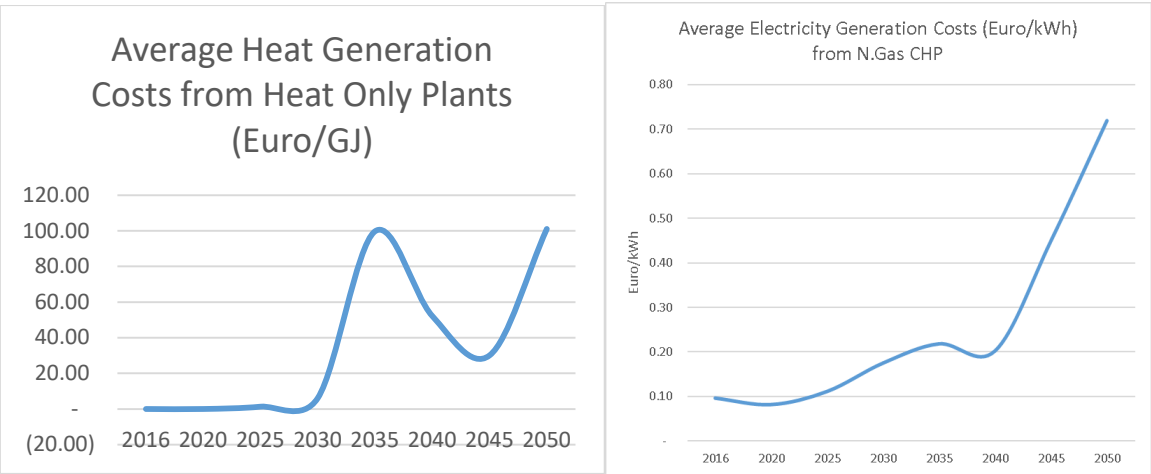


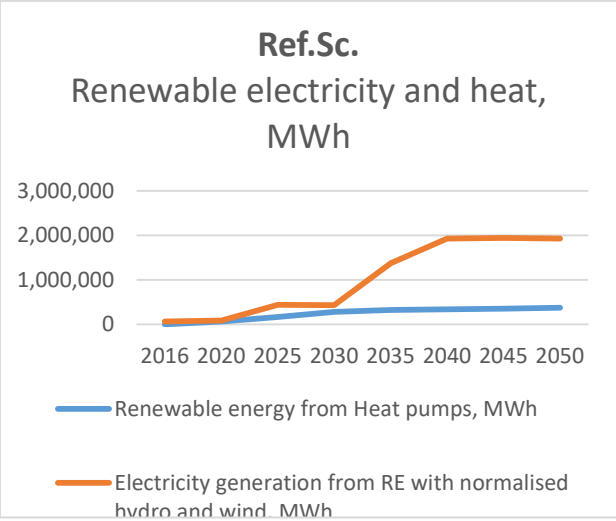

**Figura 36**. Costul mediu al energiei termice și electrice în Scenariul Decarbonizare

**Producerea de energie regenerabilă**

Producerea de energie din surse regenerabile înregistrează o creștere în toate scenariile.

**Scenariul de referință** indică o creștere a energiei termice produse de pompe de căldură la aproximativ 400 mii.MWh în 2050, și a energiei electrice din surse regenerabile pînă la 2 mln.MWh în 2050. Costul mediu a energiei electrice crește de la 0.055 Euro/kWh în 2016 la

0.11 Euro/kWh în 2050. Figura de mai jos reprezintă volumul producerii și costul mediu a energiei electrice.



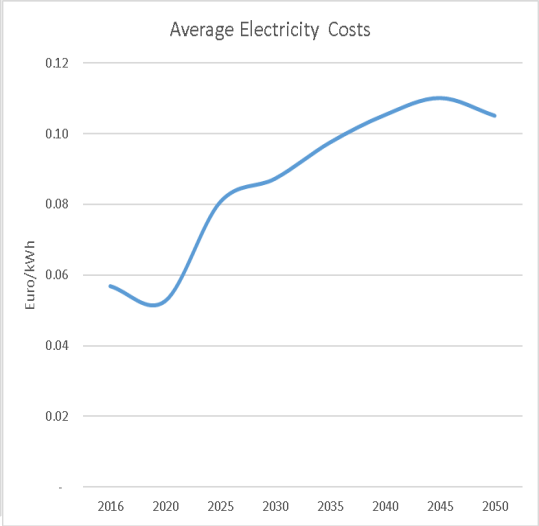
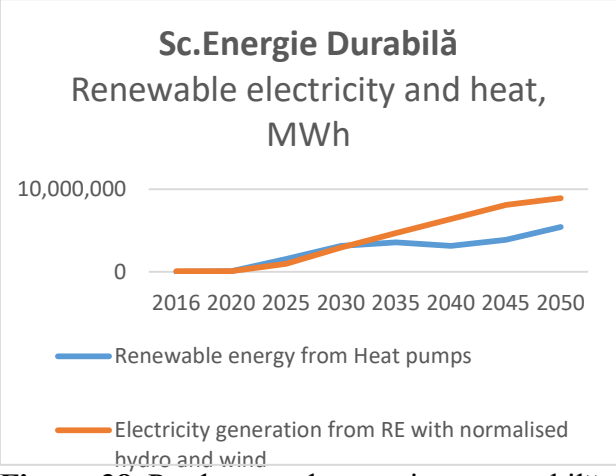




**Figura 37.** Producerea de energie regenerabilă și costul mediu al energiei electrice în Scenariul de Referință

**Scenariul energie durabilă** indică o creștere a energiei termice produse de pompe de căldură la aproximativ 5.5 mln.MWh în 2050, și a energiei electrice din surse regenerabile pînă la 9 mln.MWh în 2050. Costul mediu a energiei electrice crește de la 0.055 Euro/kWh în 2016 la 0.9 Euro/kWh în 2050, datorită penetrării tehnologiilor regenerabile. Figura de mai jos reprezintă volumul producerii și costul mediu a energiei electrice.



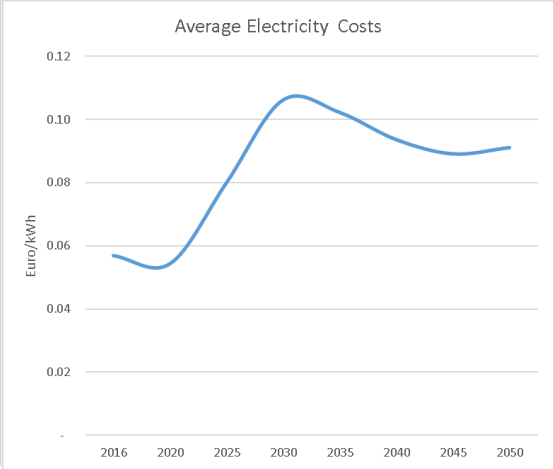




**Figura 38.** Producerea de energie regenerabilă și costul mediu al energiei electrice în Scenariul Energie Durabilă

**Scenariul decarbonizare** indică o creștere a energiei termice produse de pompe de căldură la aproximativ 6 mln.MWh în 2050, și a energiei electrice din surse regenerabile pînă la 9 mln.MWh în 2050. Costul mediu a energiei electrice crește de la 0.055 Euro/kWh în 2016 la 024 Euro/kWh în 2030, datorită penetrării tehnologiilor regenerabile, cu o descreștere la 0.16 Euro/kWh în 2050. Figura de mai jos reprezintă volumul producerii și costul mediu a energiei electrice.

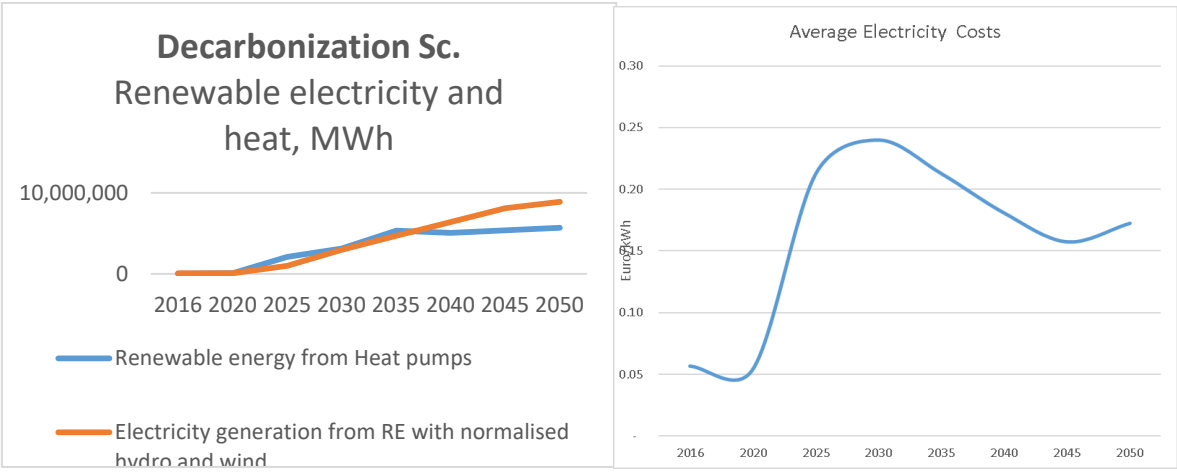



**Figura 39.** Producerea de energie regenerabilă și costul mediu al energiei electrice în Scenariu Decarbonizare

## Concluzii

Studiul a demonstrat că Republica Moldova poate atinge angajamentele de la Paris cu o schimbare substanțială a sistemului energetic

- Scenariul energiei durabile va contribui la creșterea cu 3% a costului total al sistemului energetic. Dar o creștere cu 8% a costului sistemului energetic reprezintă costul implementării scenariului de decarbonizare
- Scenariul de decarbonizare are același consum de energie finală comparativ cu scenariul energiei durabile, către 2050. Implementarea oricărui dintre cele două scenarii va scădea consumul final de energie cu 33PJ fiecare (sau 18%) în 2050, comparativ cu scenariul de referință.
- Sectoarele cu cel mai mare potențial energetic și climatic sunt: rezidențial (minus 13 PJ / an în 2030 și minus 25 PJ / an în 2050) datorită consumului redus de biomasă și gaz, înlocuit de electricitate; și servicii (minus 4 PJ / an până în 2030 și păstrează aceeași valoare în 2050) în principal datorită înlocuirii consumului de gaze naturale cu electricitate.
- Costul mediu anualizat pentru energia electrică nu diferă prea mult în scenariile de referință și energiei sustenabile, și este de aproximativ 9 cenți / kWh până în 2050. Scenariul de decarbonizare arată o creștere substanțială a costurilor energiei electrice datorită costurilor majore de electrificare pentru înlocuirea gazelor naturale, și are cea mai mare valoare în 2030 cu 24 de centi / kWh, și 17 centi / kWh în 2050
- Implementarea scenariului de decarbonizare va necesita eforturi substanțiale pentru Republica Moldova, în timp ce implementarea scenariului energiei durabile este fezabilă și realistă.
- Emisiile de CO2 corespund obiectivelor definite în conformitate cu angajamentul național la summitul de la Paris. Dacă nu sunt luate acțiuni de reducere a emisiilor, se observă o creștere a emisiilor de CO2 în scenariul de referință de la 5363 kt în 2020 la aproape 7000 kt în 2050, sau cu 40% mai mult comparativ cu 2016. Scenariul energiei durabile are o valoare de 2460 kt CO2 în 2050 sau o scădere cu 50% față de 2016. Scenariul de decarbonizare arată o valoare de 1184 kt CO2 în 2050 sau o scădere cu 76% față de 2016.

- Reducerea emisiilor de GES în toate sectoarele este posibilă datorită electrificării masive a sistemului energetic al Moldovei, a energiei electrice eolienne și solare și înlocuirea sistemului centralizat de termoficare cu pompe de căldură avansate pentru încălzirea spațiului și furnizarea apei calde.
- Reducerea emisiilor de mediu ale sistemului energetic a Moldovei este determinată de promovarea surselor regenerabile de energie (SRE). Scenariul de referință are o scădere a SRE de la aproximativ 25% în 2020 la 17% în 2050, din cauza noilor instalații de cogenerare pe gaz și a cazanelor doar pentru încălze care s-au dovedit a fi fezabile pentru furnizarea de energie. Atât scenariile energiei durabile, cât și decarbonizare arată o pondere de 60% a SRE în consumul final brut de energie.
- Generarea de energie electrică din SRE crește de la 10% în 2020 la 40% în 2050 în scenariul de referință, în principal datorită instalațiilor eoliene și solare implementate în sistem. Scenariul energiei durabile înregistrează o creștere a energiei electrice de la SRE la 57% în 2025 și la 72% în 2030, cu o creștere suplimentară la 86% în 2050. Scenariul de decarbonizare necesită o creștere a producției de energie electrică de la SRE la 93% în 2030 și aproape 100% în 2040.
- Scenariul de referință are o pondere de biomasă în totalul consumului final de energie de 45% în 2020, scăzând la 31% în 2030 și la 19% în 2050, în principal datorită noilor pompe de căldură care înlocuiesc cazanele de biomasă. Ponderea energiei electrice regenerabile crește de la 1,5% în 2020 la 9% în 2030 și la 34% în 2050, în principal din cauza noilor turbine eoliene urmate de PV. Sectorul transportului arată în scenariul de bază o fezabilitate a mașinilor electrice și hibride cu o pondere de 4% în 2030 și 8% în 2050.
- Scenariul energiei durabile indică o creștere a consumului de energie din biomasă până la 59% în 2030 și la 76% în 2050, în principal datorită utilizării biogazului pentru încălzire. Consumul de energie electrică de la turbine eoliene, solar PV și biogaz CET are o pondere de 64% în 2030 și 78% în 2050 în consumul de energie finală, în principal de către pompe de căldură. Sectorul transport înregistrează o schimbare substanțială prin înlocuirea motorinei cu biocombustibili și electrificarea stocului auto și are 7% de energie regenerabilă în 2030 și 54% în 2050.
- Scenariul de decarbonizare indică o cotă de biomasă și biogaz în utilizarea finală a energiei care crește până la 64% în 2030 și până la 82% în 2050. Utilizarea finală a energiei electrice din SRE crește până la 52% în 2030 și până la 68% în 2050 , în principal pentru pompe de căldură pentru încălzire, care înlocuiesc încălzirea centralizată pe cazane cu gaz. Mașinile electrice, mașinile pe biodiesel și hibride vor însuma până la 17% în 2030 și 57% în 2050 în consumul final de energie.

## Aportul colectoarelor solare la producerea apei calde de consum la îmbunătățirea performanței energetice a clădirilor

**Obiectivele tematicii de cercetare**

Cercetarea privind "Aportul colectoarelor solare de producere a apei calde de consum la îmbunătățirea performanței energetice a clădirilor" este un studiu selectiv, care are drept scop furnizarea informației și propunerea soluțiilor concrete în domeniul menționat.

**Sarcinile tematicii de cercetare**:

- de a analiza aportul colectoarelor solare de producere a apei calde de consum (datele statistice) pentru îmbunătățirea performanței energetice a clădirilor din mun. Chișinău.
- de a identifica celelalte avantaje ale utilizării colectoarelor solare de producere a apei calde de consum pentru îmbunătățirea performanței energetice a clădirilor.
- de a elabora soluţii tehnice principale de implementare a colectoarelor solare de producere a apei calde de consum.

**Rezultatele ştiinţifice ale cercetărilor efectuate în cadrul tematicii de cercetare**

În studiu este analizata situația generală în sectorul energetic și este descrisă situația consumatorilor de energie termică ceea ce ajută la o mai buna înțelegere a problemei precum și argumentării soluțiilor propuse.

Studiul își focusează tema pe evaluarea a situației la zi în principalele sectoare ale economiei naționale și în special în sectorul rezidential din Municipiul Chișinău. Secțiunea principală a studiului conține prezentarea structurii consumului de energie și evaluarea consumatorilor după tipul de energie în sectorul rezidential.

Studiu s-a efectuat în baza datelor publicate în următoarelor documente:

1. Balanţa energetică pentru perioada 2010-2018 – date statistice incluse în rapoartele BNS (după tipurile de combustibil).
2. Prognoza preliminară a indicatorilor macroeconomici pentru anii 2020-2023 (coordonată cu Fondul Monetar Internațional).
3. International Energy Agency, Key energy statistics, 2018.
4. Situaţia social-economică a municipiului Chişinău în ianuarie - iunie 2020 (BNS).
5. Renewable energy statistics 2020, The International Renewable Energy Agency (IRENA).
6. Anuarul statistic „Chişinău în cifre" 2019 (BNS).

**Date generale. Republica Moldova. Municipiul Chișinău**

Republica Moldova este o țară mică cu o suprafață de 33,8 mii km2 și cu o populație de aproximativ 2,6 milioane de persoane în 2019. De la începutul anilor 2000, creșterea economică a înregistrat o medie de 4,6% anual. Economia a crescut cu 3,6% în 2019, determinată de investiții, consum privat, salarii și beneficii sociale. Remitențele sunt cruciale pentru dezvoltarea economiei și reprezintă 16% din Produsul Intern Brut (PIB) în 2019[26].
Chișinău, capitala și cel mai mare oraș al Republicii Moldova, este principalul centru industrial și comercial și este situat în mijlocul țării, pe râul Bâc, afluent al Nistrului. Conform rezultatelor

[26] https://www.ifad.org/en/web/operations/country/id/moldova

recensământului din 2014, orașul avea o populație de 532.513, în timp ce populația municipiului Chișinău (care include orașul în sine și alte comunități din apropiere) era de 700.000[27].
Chișinău are o climă continentală umedă (clasificarea climei Köppen Dfa) caracterizată de veri calde și ierni reci și vântoase. Temperaturile minime pe timpul iernii sunt adesea sub 0 °C, deși rareori scad sub -10 °C. Vara, temperatura maximă medie este de aproximativ 25 °C, cu toate acestea, temperaturile ajung ocazional la 35 până la 40 °C la jumătatea verii în centrul orașului. Deși precipitațiile medii și umiditatea în timpul verii sunt relativ scăzute, există furtuni rare, dar totodată abundente.
Temperaturile de primăvară și toamnă variază între 16 și 24 °C, iar precipitațiile în această perioadă tind să fie mai mici decât în timpul verii, dar cu perioade de ploaie mai frecvente, dar mai blânde.
Temperatura medie a aerului în orașul Chișinău a evaluat de la 10,8 grade Celsius în anul 2002 la 12,2 grade Celsius în 2019[28].

**Evoluția consumului de energie în Republica Moldova**

În 2018, consumul intern brut total de energie a constituit 129394 TJ. Gazul natural cu 29% și produsele petroliere cu 33% sunt pe primele locuri în balanța energetică a țării la consumul intern brut sumînd în total 62%. Biocombustibili şi deşeurile reprezinta 25%, energia electrică 10%, iar cărbunele 3%.

Datele statistice a Balantei Energetice arată că consumul final energetic în 2018 a constituit 116663 TJ. Sectorul rezidențial a fost și rămâne cel mai mare consumator de energie cu 49.67% din consumul total în 2018 sau 57953 TJ, în timp ce consumul în alte sectoare a fost de 27% în transport, în industrie - 9%, agricultura - 4%, în servicii/comerț - 2%. Sectoarele comercial și rezidențial consumă în principal gaze naturale și electricitate.

Din consumul intern brut total Republica Moldova este asigurată cu resurse energetice primare doar în proporție de 25.81%, restul fiind asigurat din import. În anul 2018, pentru producerea de energie electrică și termică au fost utilizate preponderent gazele naturale - 96.8%. Energia electrică a fost generată de trei centrale (prin cogenerare): CET 1, CET 2 ȘI CET Nord. Cele trei CET-uri acoperă 91-95% din producția de energie electrică în Moldova. Partea rămasă este asigurată de o centrală de la Costești. Cea mai mare parte a energiei termice este produsă și consumată în zonele urbane, unde există 12 sisteme de încălzire centralizată. Cele mai mari sisteme de termoficare sunt operate în două orașe principale: Chișinău (CET1, CET2) și Bălți (CET Nord).

**Evoluţia consumului final: Cărbune 2010-2018 (TJ)[29]**

În anul 2018, consumul final de cărbune a înregistrat o scădere de aproximativ 31% comparativ cu anul 2010. Aceasta descreștere a fost înregistrată aproape în toate sectoarele economiei. În Industrie, consumul final de cărbune în anul 2010 constituia 1.380 TJ, iar în anul 2018, acesta a scăzut până la 990 TJ sau, a fost înregistrată o scădere de aproximativ 28,2%. În Sectorul rezidențial a fost înregistrată o scădere similară unde consumul scăzut cu aproximativ 32%, de la 2.168 TJ în anul 2010 la 1.474 TJ în anul 2018. Aceeași situație este în Comerţ şi servicii

[27] https://en.wikipedia.org/wiki/Chi%C8%99in%C4%83u
[28] http://statbank.statistica.md/PxWeb/pxweb/en/ Temperatura medie lunara a aerului, 2002-2019
[29] Biroul Național de Statistica

publice, care înregistrează o descreștere de la 1.186 TJ în anul 2010 la 753 TJ în anul 2018 sau aproximativ 36,5%. Unicul sector care înregistrează o creștere la consumul final de cărbune este Agricultura. Dacă în anul 2010 acest sector consuma doar 4 TJ, atunci în anul 2018, consumul a constituit deja 40 TJ, sau o creștere de aproximativ 900%. De menționat că, ponderea sectorului Agricol în consumul final total de cărbune în anul 2018 constituie doar 1%.

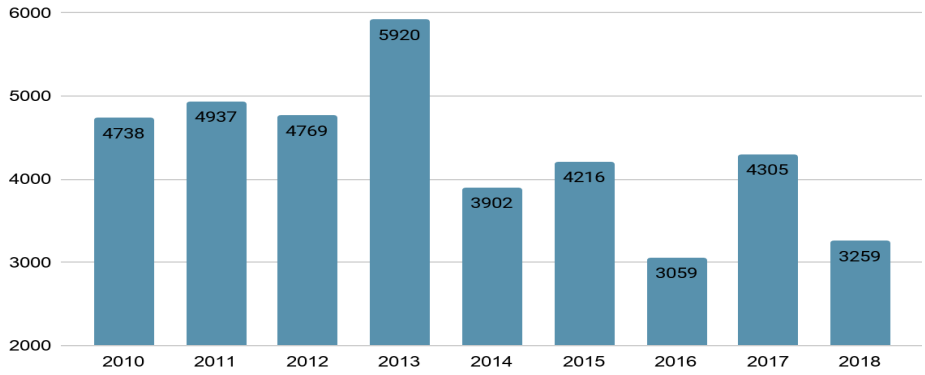



**Figura1.** Evoluţia consumului final de cărbune 2010-2018 (TJ)

**Evoluţia consumului final: Gaz natural 2010 - 2018 (TJ)**

În anul 2018, consumul final de Gaz natural a înregistrat o creștere de aproximativ 7% în comparație cu consumul final al anului 2010. De menționat că în perioada anilor 2010-2014 se înregistrează o tendință de scădere a consumului final de Gaz natural de la 18.992 TJ în anul 2010 la 16.171 TJ în anul 2014, scăderea în aceasta perioada a fost de aproximativ 14,8%. Începând cu anul 2015 este înregistrată o accelerare a consumul final de Gaz natural care către anul 2018 depășește indicatorii anului de referință, 2010. Consumul final de Gaz natural înregistrează o creștere aproape în toate sectoarele economiei. În Industrie, consumul final de Gaz natural în anul 2010 constituia 2.693 TJ, iar în anul 2018, acesta a crescut până la 3.199 TJ sau aproximativ, o creștere cu 18,7%. În Sectorul Transporturilor, consumul final de Gaz natural în anul 2010 constituia 319 TJ, iar în anul 2018, acesta a crescut până la 1.039 TJ sau aproximativ, o creștere cu 225,3%. În Sectorul rezidențial este unicul sector care înregistrează o situație în care consumul a scăzut cu aproximativ 2,4%, de la 12.308 TJ în anul 2010 la 12.004 TJ în anul 2018. Consumul final de Gaz natural în Comerţ şi servicii publice înregistrează o creștere de la 3.565 TJ în anul 2010 la 4.001 TJ în anul 2018 sau aproximativ 12,23%. Sectorul Agricol la fel înregistrează o creștere la consumul final de Gaz natural. Dacă în anul 2010 acest sector consuma 96 TJ, atunci în anul 2018, consumul a constituit deja 122 TJ, sau o creștere cu aproximativ 27%.

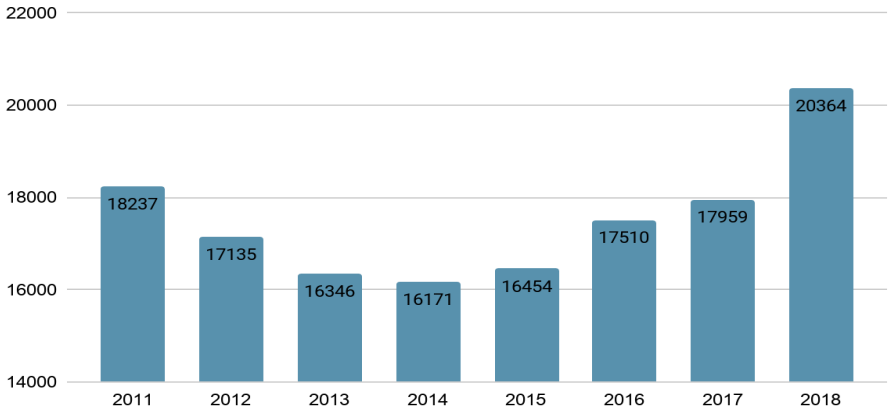



**Figura 2.** Evoluţia consumului final de gaze naturale 2010 - 2018 (TJ)

Federația Rusă a este practic unica sursă de gaze naturale pe piața Republicii Moldova.

Activitatea de comercializare a gazului natural comprimat pentru vehicule (GNCV) poate fi desfășurată prin intermediul stațiilor de alimentare, în anul 2015, în acest domeniu activau 10 titulari de licență, care deținеau 19 stații de alimentare cu gaz natural comprimat pentru autovehicule.

**Evoluţia consumului final: Produse petroliere 2010-2018 (TJ)**

În anul 2018, consumul final de Produse petroliere înregistrează o creștere de aproximativ 31,7% comparativ cu anul 2010. Consumul final de Produse petroliere înregistrează o creștere aproape în toate sectoarele economiei. În Industrie, consumul final de Produse petroliere în anul 2010 constituia 493 TJ, iar în anul 2018, acesta a crescut până la 1.568 TJ sau aproximativ, o creștere de 218%. În Sectorul Transporturilor, consumul final de Produse petroliere în anul 2010 constituia 24.615 TJ, iar în anul 2018, acesta a crescut până la 30.427 TJ sau aproximativ, o creștere de 23,6%. În Sectorul rezidențial creșterea a fost înregistrată cu aproximativ 41,1%, de la 1.849 TJ în anul 2010 la 2.610 TJ în anul 2018. Consumul final de Produse petroliere în Comerţ şi servicii publice înregistrează o descreștere de la 683 TJ în anul 2010 la 48 TJ în anul 2018 sau aproximativ 92,9%. Sectorul Agricol la fel înregistrează o creștere la consumul final de Produse petroliere. Dacă în anul 2010 acest sector consuma 2.623 TJ, atunci în anul 2018, consumul a constituit deja 4.129 TJ, sau o creștere cu aproximativ 54,7%.

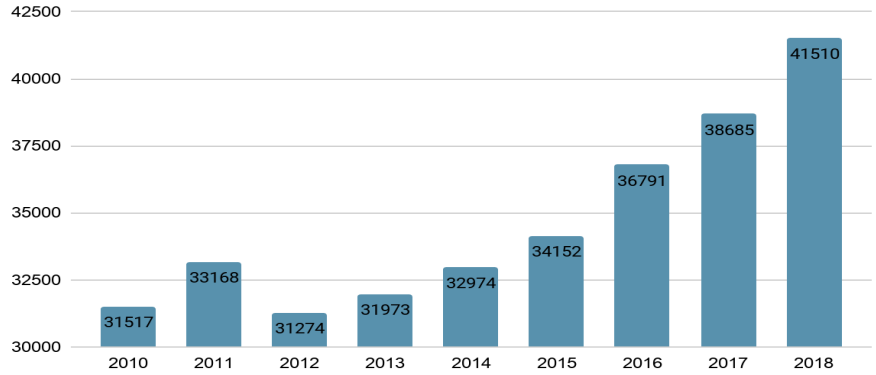



**Figura 3**. Evoluţia consumului final de produse petroliere 2010-2018 (TJ)

România reprezintă principalul furnizor de produse petroliere, deținând în anul 2018 din cantitatea totală importată cotă de 98.35% la benzină și 82.47 % la motorină. Aceasta se explică prin prezența pe piața locală a companiilor petroliere care dețin rafinării proprii în statul vecin, precum și distanță mică de transport al produselor petroliere, care permite importul produselor petroliere pe cale rutieră la costuri relativ mici.

**Evoluția consumului final: Biocombustibili şi deşeuri 2010 - 2018 (TJ)**

În Hotararea de Guvern Nr. 1070 din 27-12-2013 pentru aprobarea Regulamentului cu privire la biocombustibilul solid care este elaborat în concordanţă cu prevederile ediţiei consolidate a Directivei 2009/28/CE a Parlamentului European şi a Consiliului din 23 aprilie 2009 privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile, care modifică şi ulterior abrogă directivele 2001/77/CE şi 2003/30/CE, noţiunea de biocombustibil solid defineşte un combustibil solid produs direct sau indirect din biomasă. La randul sau, în Balanța energetică a Republicii Moldova noţiunea de "Biomasa solidă" reprezintă materialele organice, nefosile, de origine biologică, care pot fi utilizate drept combustibil pentru producerea de energie termică sau electrică.

În anul 2018, consumul final de Biocombustibili şi deşeuri înregistrează o creștere de aproximativ 53,12% comparativ cu anul 2010. Aceasta tendință are un trend ascendent pe parcursul întregii perioade de monitorizare a anilor 2010 - 2018.

Consumul final de Biocombustibili şi deşeuri s-a majorat de la 20.902 TJ în anul 2010 la 32.006 TJ în anul 2018. Principalul consumator de Biocombustibili şi deşeuri în Moldova este Sector rezidenţial, care în 2018 a consumat 30.827 TJ sau 96,31 din consumul total.

Cantităţile impunătoare de deşeuri biodegradabile pe teritoriul Republicii Moldova care pot fi valorificate în scopuri energetice provin în cea mai mare parte din: agricultură, sectorul fitotehnic, forestier şi zootehnic, industria prelucrătoare a produselor alimentare şi băuturilor alcoolice, infrastructură apelor, cât şi sectorul rezidenţial.

Proiectul Energie și Biomasă a fost implementat în două etape și pe o perioada mai indelungata, ceea ce a permis acoperirea în practică a teritoriului întregii țări și implicarea în principalele sectoare pentru a contribui la utilizarea celei mai disponibile surse de energie regenerabilă în Republica Moldova.
În cadrul primei faze a proiectului (2011-2014), în 144 instituții publice din comunitățile rurale, inclusiv 86 de școli, 49 de grădinițe, 4 centre comunitare, 3 primării și 2 școli profesionale, au fost instalate sisteme de încălzire cu biomasă.
În cadrul fazei a doua a proiectului (2015-2018), în 45 de instituţii publice beneficiare, prioritar în grădiniţe şi centre de sănătate, au fost instalate colectoare solare complementar la sistemele de încălzire pe biomasă. 250 de gospodării casnice și 50 de microîntreprinderi au fost sprijinite să-și procure și să instaleze cazane pe biomasă în condiții preferențiale.

Aceasta activitate și-a adus aportul major la dezvoltarea domeniului de producere și consum a biomasei în întreaga țară și aceasta se poate observa elocvent în datele statistice.

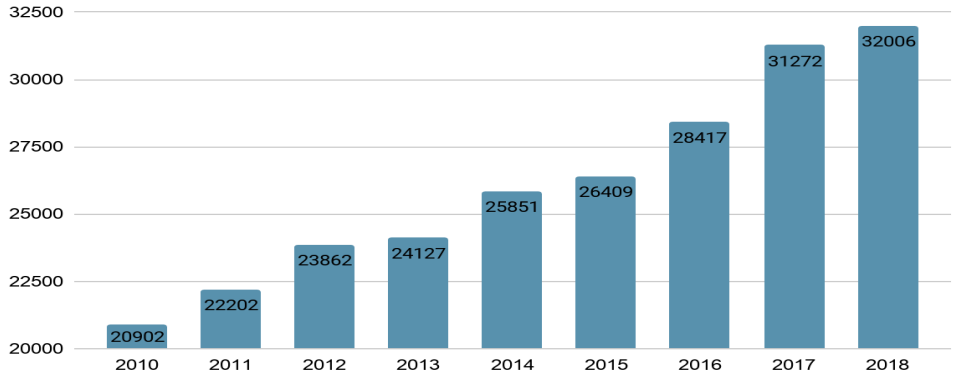



**Figura 4.** Evoluția consumului final de biocombustibili şi deşeuri 2010 - 2018 (TJ)

În anul 2018, energia electrică produsă din biogaz a constituit 54.1% din cantitatea totală de energie electrică produsă din surse regenerabile.

**Evoluţia consumului final: Energia electrică 2010-2018 (TJ)**

Consumul final de Energia electrică s-a majorat de la 11.840 TJ în anul 2010 la 13.842 TJ în anul 2018. Principalul consumator de Energia electrică în Moldova este Sector rezidenţial, care în 2018 a consumat 5.916 TJ sau 42,73% din consumul total. Comerţ şi servicii publice este al doilea consumator de Energia electrică în anul 2018 cu 4.654 TJ sau 33,62% din consumul total fiind urmat de Industrie cu 2.780 TJ sau 20,08%.

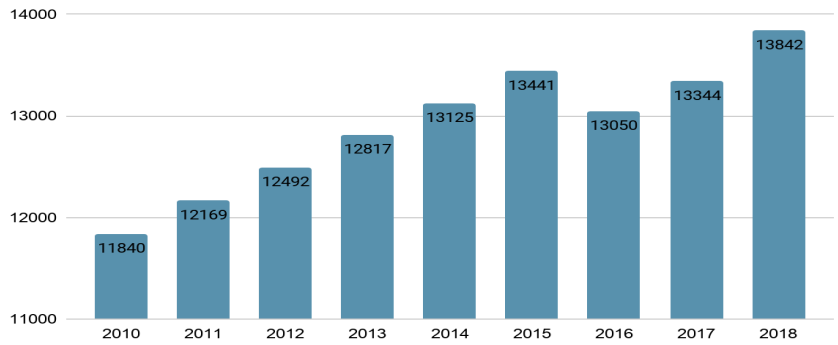



**Figura 5.** Evoluţia consumului final a energiei electrice 2010-2018 (TJ)

**Evoluţia consumului final: Energia termică 2010-2018 (TJ).**

Consumul final de Energia termică s-a micşorat de la 10.024 TJ în anul 2010 la 8.963 TJ în anul 2018. Principalul consumator de Energia termică în Moldova este Sector rezidenţial, care în 2018 a consumat 5.122 TJ sau 57,14% din consumul total. Industia este al doilea consumator de Energia termică în anul 2018 cu 1.973 TJ sau 22,01% din consumul total fiind urmat de Comerţ şi servicii publice cu 1.867 TJ sau 20,83%.

Sectorul de termoficare se confruntă cu o serie de provocări semnificative. Acestea includ, printre altele, aspectele legate de eficiența scăzută a sistemului, deconectarea clienților, precum și neplata facturilor. Rețeaua de termoficare din Moldova este considerată a fi extrem de ineficientă și necesită fonduri importante pentru reabilitarea și modernizarea sistemelor existente, precum și pentru dezvoltare. Energia termică produsă are la bază gazele și se folosește mazutul (ulei greu) drept combustibil de rezervă.

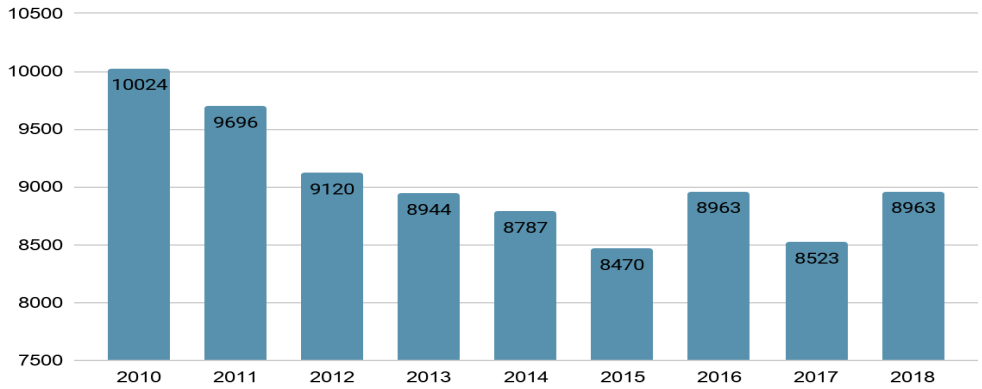



**Figura 6.** Evoluţia consumului final al energiei termice 2010-2018 (TJ)

**Evoluţia consumului final: Total produse 2010-2018 (TJ)**

Consumul final total pe produse s-a majorat de la 98.013 TJ în anul 2010 la 119.944 TJ în anul 2018, sau aproximativ 22,37%. Principalul consumator de energie în Moldova este Sectorul rezidențial, care în 2018 a consumat 57.953 TJ sau 48,31% din consumul total a produselor energetice, iar comparativ cu anul 2010, creșterea a constituit aproximativ 21,11%. Transportul este al doilea consumator de produse energetice în anul 2018 cu 31.722 TJ sau 26,44% din consumul total de produse energetice. Comparativ cu anul 2010, creșterea consumului de energie

în acest sector a constituit 26,38%. Al treilea cel mai mare consumator de energie în anul 2018 a fost sectorul Comerţului şi serviciilor publice cu 11.833 TJ sau 9,86% din consumul total.

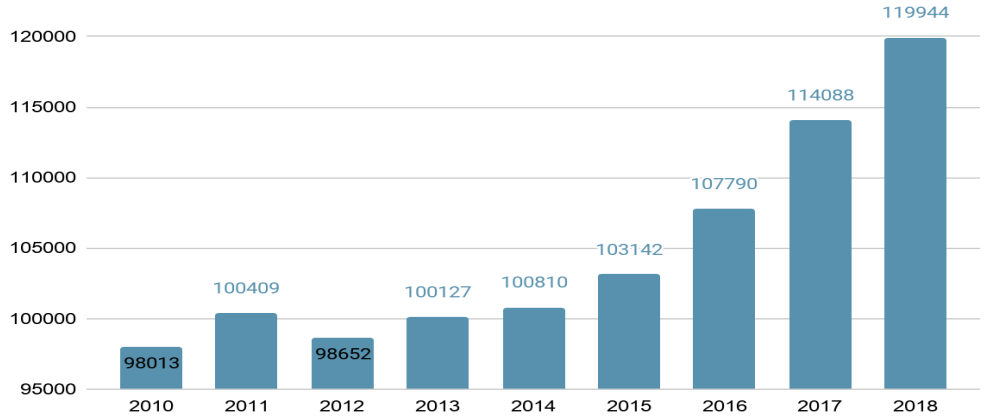



**Figura 7.** Evoluţia consumului final: Total produse 2010-2018 (TJ)

Cea mai relevantă descreștere atât relativă, cât și absolută a consumului de gaze naturale în anul 2015, cu 11,2%, a fost înregistrată de către agenții economici din industrie, agricultură, transport, comerț etc., cu excepția celor din sectorul energetic, în valoare absolută constituind 27,1 mil. m3, această categorie înregistrând o diminuare, practic, comparabilă cu majorarea pe parcursul a doi ani consecutiv.

**Structura consumului final de energie în Industrie în anul 2018 (TJ)**

În structura consumului final de energie în Industrie în anul 2018 predomină Gazul natural cu 3199 TJ sau 30.2% fiind urmat de Energia Electrică cu 2780 TJ sau 26.3% și Energia Termică cu 1973 TJ sau 18.7%.

Datele menționate atestă o descreștere în consumul final de Cărbune de la 1380 TJ în 2010 la 990 în 2018. La fel, o descreștere nesemnificativă este înregistrată la consumul de Energie Electrică, de la 2841 TJ în 2010 la 2780 TJ în 2018 și Energia Termică de la 2208 TJ în anul 2010 la 1973 TJ în anul 2018. La rândul său, consumurile de Gaz Natural a înregistrat o creștere de la 2693 TJ în 2010 la 3199 TJ în 2018, Produse petroliere de la 493 TJ în 2010 la 1568 TJ în 2018 și Biocombustibili și deșeuri de la 27 TJ în 2010 la 66 TJ în 2018.

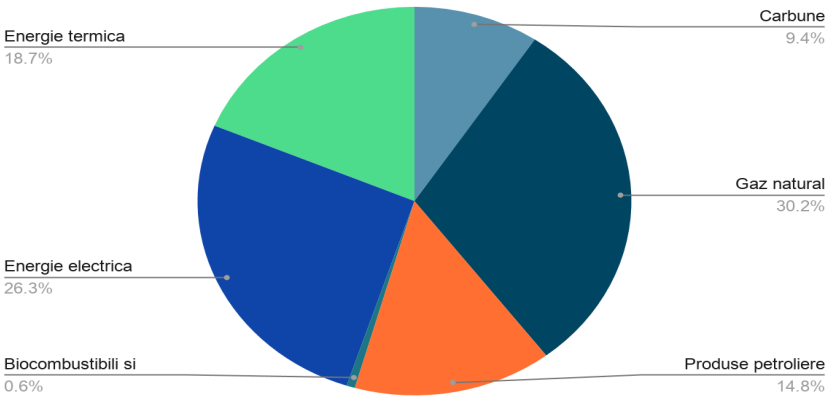



**Figura 8.** Consumului final de energie în Industrie în anul 2018 (TJ)

**Structura consumului final de energie în Transport în anul 2018 (TJ).**

Lider în structura consumului final de energie în Transport în anul 2018 sunt Produse petroliere 30427 TJ sau 95.9% din consumul total, fiind urmat de Gaz natural cu 1038 TJ sau 3.3% și

Energie Electrică cu 257 TJ sau 0.8%. Toate produsele înregistrată o creștere comparativ cu anul 2010.

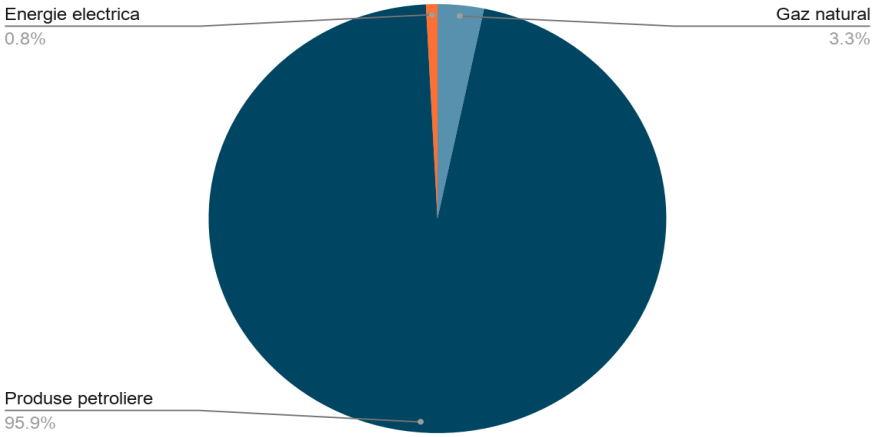



**Figura 9.** Consumului final de energie în Transport în anul 2018 (TJ)

În anul 2017 consumul de energie în sectorul transporturilor a constituit 28% din consumul final energetic.

**Structura consumului final de energie în Sectorul rezidențial (populatie) în anul 2018 (TJ).**

Biocombustibili și deșeurile sunt lideri în structura consumului final de energie în Sectorul rezidențial (populatie) în anul 2018 cu 30827 TJ sau 53.2%, inregistrand o creștere semnificativă comparativ cu anul 2010 când consumul final era de 20520 TJ. Urmează Gazul Natural cu 12004 TJ sau 20.7% din consumul total, care la rândul său înregistrează o descreștere de la 12308 TJ comparativ cu anul de referinta 2010. Energie Electrică plasată pe locul 3 în structura consumului final de energie în Sectorul rezidențial a constituit 5916 TJ în anul 2018, înregistrând o mica creștere de la 5455 TJ în anul 2010.

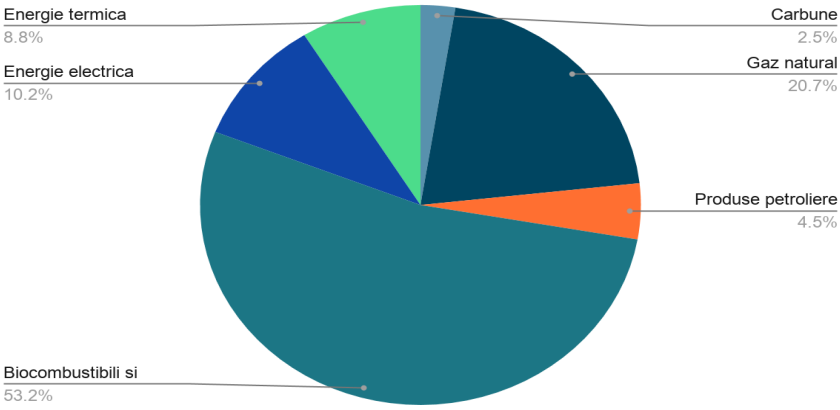



**Figura 10.** Consumului final de energie în Sectorul rezidențial (populație) în anul 2018 (TJ)

**Structura consumului final de energie în Sectorul Comerț și servicii publice în anul 2018 (TJ)**

Lider  în structura consumului final de energie în Sectorul Comerț și servicii publice în anul 2018 este Energia electrica cu 4654 TJ sau 39.3% din structura consumului total, înregistrând la rândul său o creștere de la 3184 TJ comparativ cu anul 2010.

Pe locul 2 se afla consumul final de Gaz natural cu 4001 TJ sau 33.8%, la fel, înregistrând o creștere de la 3565 TJ în anul 2010.
Consumul de Energia Termica aflata pe locul 3, a constituit 1867 TJ în anul 2018, sau 15.8%, înregistrând o descreștere de la 2233 TJ în anul 2010.

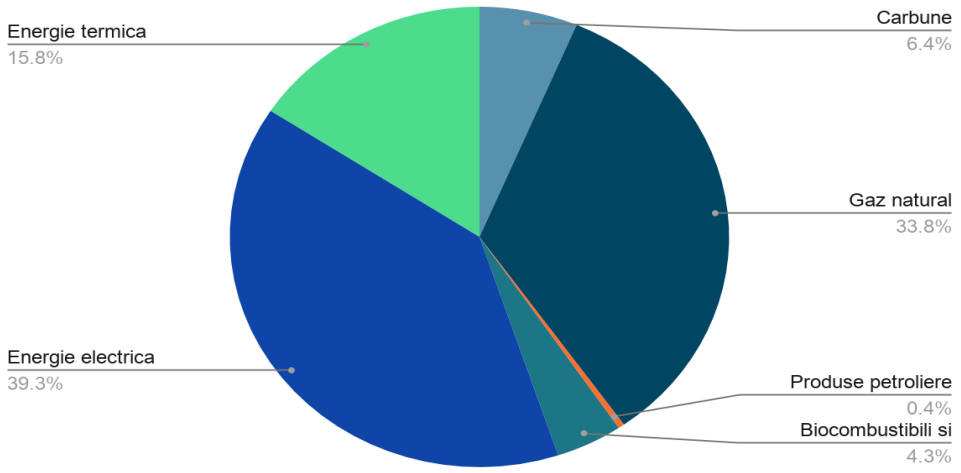



**Figura 11.** Consumului final de energie în Sectorul Comerț și servicii publice în anul 2018 (TJ)

**Structura consumului final de energie în Sectorul Agricultură, silvicultură și pescuit în anul 2018 (TJ).**

Produse petroliere se afla pe primul loc în structura consumului final de energie în Agricultura, silvicultura și pescuit cu 4129 TJ în anul 2018 sau 90.2%, înregistrând aproximativ o creștere dubla de la 2623 comparativ cu 2010. Pe locul 2 se afla Gaz natural cu 122 TJ urmată de Energia electrică cu 235 TJ, ambele înregistrând o creștere comparativ cu anul 2010.

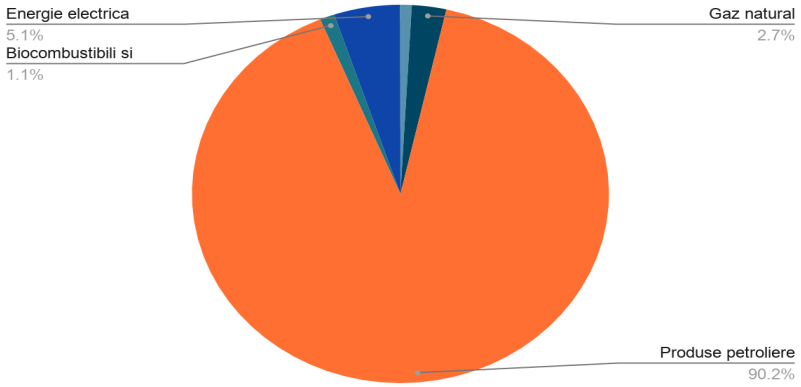



**Figura 12.** Consumului final de energie în Sectorul Agricultură, silvicultură și pescuit în anul 2018 (TJ)

**Evoluția consumului final în Sectorul rezidential (populatie) după tipul de energie în perioada 2010-2018**

Consumul total final în Sectorul rezidential crește consecutiv în perioada de referința de la 47848 TJ în anul 2010 la 57953 TJ în anul 2018, ceea ce constituie o creștere de aproximativ 21.11%. Consumul de Cărbune, Gaz natura și Energie Termica au înregistrat scăderi de la 2168 TJ în anul 2010 la 1474 TJ în anul 2018 sau o scădere de aproximativ 23% pentru consumul de Cărbune, pentru consumul de Gaz natural, o scădere de aproximativ 3%, sau de la 12308 TJ în anul 2010 la 12004 TJ în anul 2018 și de la 5548 TJ în anul 2010 la 5122 TJ în anul 2018 sau o scădere aproximativ 8% pentru Energia Termică.

La rândul său, Consumul total final în Sectorul rezidential înregistrează creștere pentru consumul de Produse petroliere de la 1849 TJ în anul 2010 la 2610 TJ în anul 2018, ceea ce este echivalent cu o creștere de aproximativ 41%, la fel și consumul de Biocombustibili și deșeuri crește semnificativ de la în 20520 TJ în anul 2010 la 30827 TJ în anul 2018 sau o creștere de 50%,

consumul final de Energie electrică înregistrează creștere de la în 5455 TJ în anul 2010 la 5916 TJ în anul 2018 sau o creștere de aproximativ 8%.

**Tabelul 1.** Evoluția consumului final în Sectorul rezidential (populație) după tipul de energie în perioada 2010-2018

| | Sector rezidențial | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Total | Cărbune | Gaz natural | Produse petroliere | Biocombustibili și deșeuri | Energie electrică | Energie termica |
| 2010 | 47 848 | 2 168 | 12 308 | 1 849 | 20 520 | 5 455 | 5 548 |
| 2011 | 48 903 | 1 955 | 11 663 | 2 499 | 21 839 | 5 572 | 5 375 |
| 2012 | 49 632 | 2 463 | 10 498 | 2 592 | 23 444 | 5 679 | 4 956 |
| 2013 | 49 127 | 2 548 | 9 788 | 2 661 | 23 769 | 5 805 | 4 556 |
| 2014 | 50 058 | 1 767 | 10 012 | 2 665 | 25 167 | 5 976 | 4 471 |
| 2015 | 50 114 | 1 733 | 9 442 | 2 312 | 25 574 | 6 118 | 4 935 |
| 2016 | 52 724 | 1 282 | 9 899 | 2 912 | 27 597 | 5 887 | 5 147 |
| 2017 | 56 254 | 2 254 | 10 476 | 2 642 | 30 165 | 5 895 | 4 822 |
| 2018 | 57 953 | 1 474 | 12 004 | 2 610 | 30 827 | 5 916 | 5 122 |

**Analiza cadrului normativ național**[30]

Legea **Nr. 92 din 29.05.2014** cu privire la energia termică şi promovarea cogenerării

Scopul prezentei legi este instituirea unui cadru legal pentru funcţionarea eficientă şi reglementarea sistemelor centralizate de alimentare cu energie termică, promovarea cogenerării în baza cererii de energie termică utilă, stabilirea principiilor de desfăşurare a activităţilor specifice sistemelor centralizate de alimentare cu energie termică, în condiţii de accesibilitate, disponibilitate, fiabilitate, continuitate, competitivitate, transparenţă, cu respectarea normelor de calitate, de securitate şi de protecţie a mediului la producerea, distribuţia, furnizarea şi utilizarea energiei termice.

Legea **Nr. 128 din 10.10.2014** privind performanţa energetică a clădirilor
Scopul prezentei legi constă în promovarea îmbunătăţirii performanţei energetice a clădirilor, ținând cont de condiţiile climatice, de cerinţele privind climatul interior şi de raportul cost-eficienţă.

Legea **Nr. 10 din 26.02.2016** privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile.
Prezenta lege are drept scop instituirea unui cadru juridic pentru promovarea şi utilizarea energiei din surse regenerabile şi stabileşte obiectivele naţionale obligatorii privind ponderea energiei din surse regenerabile în consumul final brut de energie, precum şi ponderea energiei din surse regenerabile în consumul final de energie în transporturi.

Legea **Nr. 139 din 19.07.2018** cu privire la eficiența energetică
Scopul prezentei legi constă în crearea cadrului juridic necesar pentru promovarea și îmbunătățirea eficienței energetice prin realizarea planurilor de acțiuni în domeniul eficienței

[30] https://www.legis.md

energetice, prin dezvoltarea pieței serviciilor energetice, precum și prin implementarea altor măsuri de eficiență energetică.

Hotărârea de Guvern **Nr. 1073 din 27.12.2013** cu privire la aprobarea Planului naţional de acţiuni în domeniul energiei din surse regenerabile pentru anii 2013-2020. Obiectivul global pentru consumul de energie din surse regenerabile în anul 2020 a fost determinat de Strategia energetică pînă în 2030, astfel armonizîndu-se prevederile legislaţiei în vigoare a Republicii Moldova, ca o contribuţie de 20% a energiei din surse regenerabile în volumul consumului de energie, obiectivele sectoriale fiind stabilite egale cu 10% energie din surse regenerabile în energie electrică şi 10% energie din surse regenerabile în transporturi, în energie din surse regenerabile – încălzire şi răcire, rezultând astfel 27%. Obiectivul global al energiei din surse regenerabile de 17% şi obiectivul energiei din surse regenerabile în transporturi de 10% reprezintă obligaţiile Republicii Moldova ce rezultă din calitatea de parte contractantă la Comunitatea Energetică, fiind stabilite de Decizia D/2012/04/MC-EnC a Consiliului Ministerial al Comunităţii Energetice.

Hotărârea de Guvern **Nr. 698 din 27.12.2019** cu privire la aprobarea Planului naţional de acţiuni în domeniul eficienţei energetice pentru anii 2019-2021.

Ordin al Ministerului Dezvoltării Regionale şi Construcţiilor al Republicii Moldova **Nr. 47 din 15.04.2013** cu privire la aprobarea documentului normativ NCM G.04.04-2012 „Alimentare cu căldură pe apartamente a blocurilor de locuit cu termogeneratoare pe combustibil gazos”

Codul practic în construcții **CP G.05.01-2014**/A1:2018 aprobat și pus în aplicare prin ordinul Ministerului Economiei și Infrastructurii nr. 185 din 05.04.2018 (Monitorul Oficial al Republicii Moldova, 2018, nr. 121-125, art. 511), cu aplicare din 20.04.2018.

**Mecanismul regulatoriu al sectorului energetic**

Sectorul energetic este supravegheat de către Ministerul Economiei și Infrastructurii. Piața sectorului energetic este obiectul reglementării de către Agenția Națională pentru Reglementare în Energetică (ANRE). Creata prin Hotărirea de Guvern Nr. 767 din 11.08.1997 cu privire la Agenţia Naţională pentru Reglementare în Energetică, ANRE implementează politica statului privind reglementarea în sectoarele energetice, asigură reglementarea şi monitorizarea funcţionării eficiente a pieţei de energie şi desfăşurarea activităţilor în sectoarele energetice în condiţii de accesibilitate, disponibilitate, fiabilitate, continuitate, competitivitate şi transparenţă, cu respectarea normelor de calitate, de securitate şi de protecţie a mediului.

În sectorul energiei electrice, operatorul sistemului de transport și operatorii sistemelor de distribuție sunt separați în mod legal. Operatorii sistemelor de distribuție, de asemenea, acționează în calitate de comercianți cu amănuntul. Principalii producători de energie electrică sunt: CET-1 (66 MW), CET-2 (240 MW), ambele situate în Chișinău, CET Nord (20,4 MW) și centrala Costești (16 MW). Companiile de alimentare cu energie termică și de termoficare din Moldova sunt, în prezent, în curs de restructurare. În sectorul gazelor naturale, Moldovagaz îndeplinește majoritatea funcțiilor, inclusiv transmiterea, distribuția și vânzarea.

ANRE Eliberează licenţe pentru desfăşurarea, pe pieţele de energie, a activităţilor autorizate în conformitate cu Legea nr. 174 din 21 septembrie 2017 cu privire la energetică, Legea nr.461-XV din 30 iulie 2001 privind piaţa produselor petroliere, Legea nr.107 din 27 mai 2016 cu privire la energia electrică, Legea nr.108 din 27 mai 2016 cu privire la gazele naturale şi Legea nr. 160 din 22 iulie 2011 privind reglementarea prin autorizare a activităţii de întreprinzător.

Din cauza divizării sectorului, ANRE reglementează tarifele pentru sectorul energetic, inclusiv următoarele:

a) tarifele la gazele naturale pentru:

- aprovizionare;
- transmisie;
- distribuție;
- utilizatorii finali;

b) tarifele la energia electrică pentru:

- energia electrică produsă de centralele electrice de cogenerare;
- electricitatea generată din surse regenerabile de energie;
- transmisie;
- distribuție;
- utilizatorii finali;

c) tarifele pentru încălzire:

- energia termică produsă la centralele electrice;
- tarifele pentru serviciile publice de alimentare cu energie termică prin sistemele de termoficare.

**Subvenții în energetică pentru consumatorii finali**

Legislația Republicii Moldova nu prevede nicio definiție cuprinzătoare privind subvențiile naționale. Însă în unele acte normative guvernamentale se regăsesc câteva definiții succinte ale subvențiilor.

În ceea ce privește sectorul energiei electrice din Moldova, aproape jumătate din energia electrică este importată din Transnistria. Subvenționarea se realizează printr-un nivel redus de impozitare: cotă de impozitare TVA este de 0%.

Subvenționarea în sectorul termoficării se realizează prin impozitarea redusă: cotă TVA este de 0%.

Există mai multe programe guvernamentale care oferă subvenții în energie pentru păturile vulnerabile, dar acestea sunt pentru un număr limitat de grupuri de persoane și există limite ale consumului. Cel mai important program de subvenționare este cel pentru municipiul Chișinău. Locuitorii din municipiul Chișinău, la/sub un nivel de venit minim, primesc compensatii pentru încălzire în mărime de 40% din factură. Subvenția este estimată la 52-77 milioane lei anual, în baza cheltuielilor bugetare ale orașului.

**Potențialul solar în Republica Moldova.**

Caracteristicile climatice de temperatură ale aerului exterior sunt un rezultat al intensităţii radiaţiei solare şi depind de cantitatea de energie termică radiată de suprafaţa pământului pe parcursul ciclurilor de zilnice şi respectiv anuale.

În Republica Moldova durata posibilă (teoretică) de strălucire a soarelui este de 4445 - 4452 h/an. Durata reală constituie 47 – 52 % sau 2100 – 2300 h din cea posibilă. Variaţia cu circa 5 % se datorează diferenţei de latitudine dintre zona de nord şi cea de sud, care este de circa 2,50. O parte considerabilă a orelor de strălucire a soarelui revine lunilor aprilie – septembrie şi constituie 1500 – 1650 de ore. Radiaţia globală (suma radiaţiei directe şi a celei difuze) pe o suprafaţă orizontală în condiţii de nebulozitate medie constituie 1280 kWh/m2.an în zona de nord şi 1370 kWh/m2.an – în zona de sud. Peste 75 % din această radiaţie revine lunilor aprilie – septembrie. Radiaţia globală în zona de nord este mai mică cu 3,5 % decât în zona de centru şi mai mare cu 2,6 % - în zona de sud.

Radiația globală este compusă din radiații directe și difuze. În figura 13 este demonstrată evoluția anuală a radiației globale pe plan orizontal (GHI) pentru perioada Ianuarie 2016 – Decembrie 2016 în Municipiul Chișinău. Pentru aprecierea radiației solare disponibile, pe

teritoriul Republicii Moldova, este suficient de a lua în calcul radiația solară globală pe o suprafață orizontală, care prin definiție este suma radiației difuze și radiației directe.

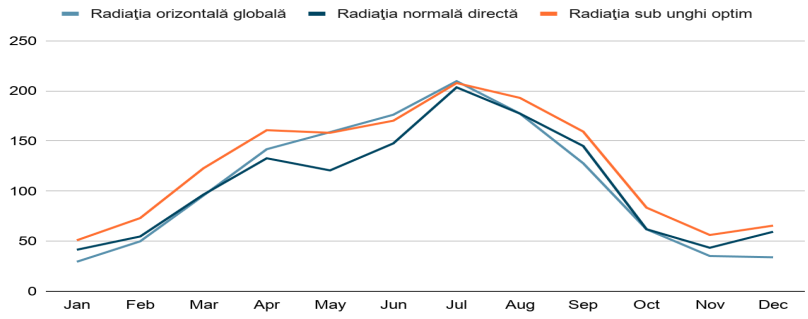



**Figura 13.** Radiaţia media lunară în plan orizontal în oraşul Chişinău (anul de referinţă 2016, kWh/m2)[31]

Energia necesară pentru furnizarea apei calde menajere depinde din două puncte de vedere de sursa de apă rece: cu cât este mai rece apa, cu atât mai multă energie va fi necesară pentru a fi încălzită la o temperatură dată (de exemplu necesarul de stocare) şi mai multă apă caldă va fi necesară, volumetric, pentru a asigura o temperatură constantă în momentul amestecării cu apa din sursa rece.

Atunci când nu există date disponibile, se poate utiliza formula următoare:

$$twi = ( Ta + Tai ) / 2$$ [32]

unde:

- twi este temperatura medie lunară a apei reci, pentru luna i;
- Ta este media anuală a temperaturii aerului ambiant;
- Tai este media lunară a temperaturii aerului ambiant, pentru luna i;

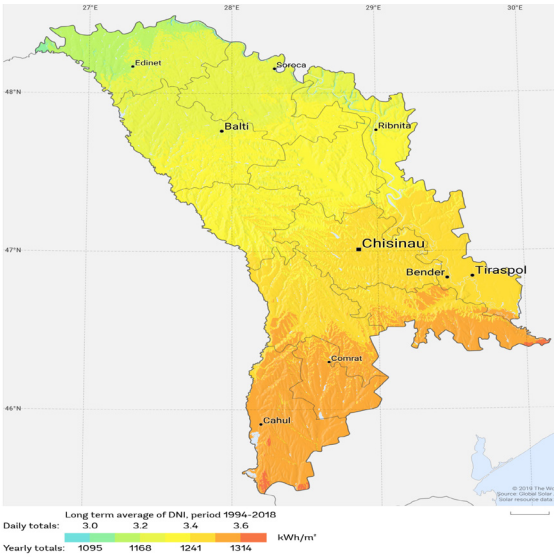



**Figura 13.** Radiaţia regională pentru Republica Moldova

**Municipiu Chişinău, profilul energetic prin prisma utilizarii colectoarelor solare**

**Date generale.** Municipiul Chişinău este o unitate administrativ-teritorială de nivelul al doilea din Republica Moldova. Aceasta include în componența sa capitala țării, propriu-zis Chişinăul,

[31] JRC PVGIS Interactive tools

[32] ESM 2 / European Simplified Method - DG XII

plus 6 orașe și 12 comune din imediată vecinătate (suburbii) ale orașului, cu o suprafață totală de 572 km. Municipiului îi este atribuit nivelul întâi de autoritate în administrația publică, conform Legii Administrației Publice în Republica Moldova (Legea 436/2007). Bugetul Municipiului Chișinău este alcătuit din bugetul municipal și bugetele locale ale satelor (comunelor) și orașelor incluse în componența sa.

Sursele de energie regenerabilă au o capacitate mică de utilizare în sistemul de termoficare și sistemul de producere a energiei electrice pentru acoperirea necesităților municipiul Chișinău.

O buna parte din apartamentele individuale conectate la sistemul centralizat de termoficare nu au contracte individuale sau contorizare separată pentru energia termică, iar rețelele de încălzire centralizată sunt învechite și supraterane, fiind nevoie de investiții pentru modernizarea lor, inclusiv trecerea lor subterană și dotarea cu sisteme individuale de măsurare și control al consumului pentru încălzire. Datele arată că clădirile construite în ultima perioada, doar 5% sunt proiectate pentru a fi conectate la sistemul centralizat de termoficare, celelalte având sisteme individuale pentru încălzire.

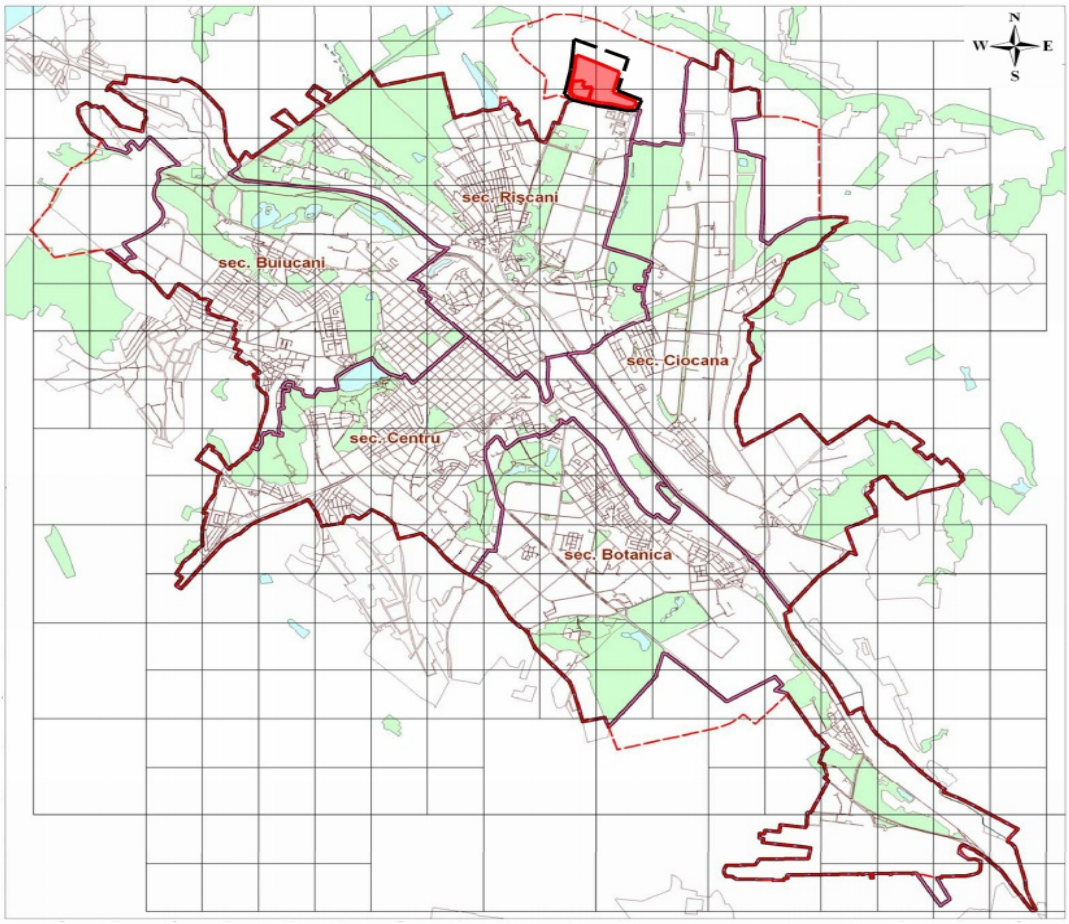



**Figura 14.** Harta Municipiului Chișinău

**Profilul energetic al mun. Chișinău**

Biroul Național de Statistică informează că în Republica Moldova în prima jumătate a anului 2019, producția industrială s-a majorat față de luna corespunzătoare a anului precedent cu 0,9%. În același timp, la producția și furnizarea de energie electrică și termică, gaze, apă caldă și aer condiționat producția industrială a scăzut cu 17,3%. La rândul său, în prima jumătate a anul 2020, s-au înregistrat creșteri la producția și furnizarea de energie electrică și termică, gaze, apă caldă și aer condiționat (+1,6%).

În Municipiul Chișinău, în anul 2018, indicii volumului producţiei industriale, pe tipuri de activităţi economice, în special producţia şi furnizarea de energie electrică şi termică, gaze, apă caldă şi aer condiţionat au înregistrat 105,5% faţă de anul 2017. Valoarea producţiei industriale fabricate pe tipuri de activităţi economice pentru Producţia şi furnizarea de energie electrică şi termică, gaze, apă caldă şi aer condiţionat a constituit 4258,4 milioane lei. Energie termică, produsă pentru a fi livrată a constituit 1408,0 mii Gcal.

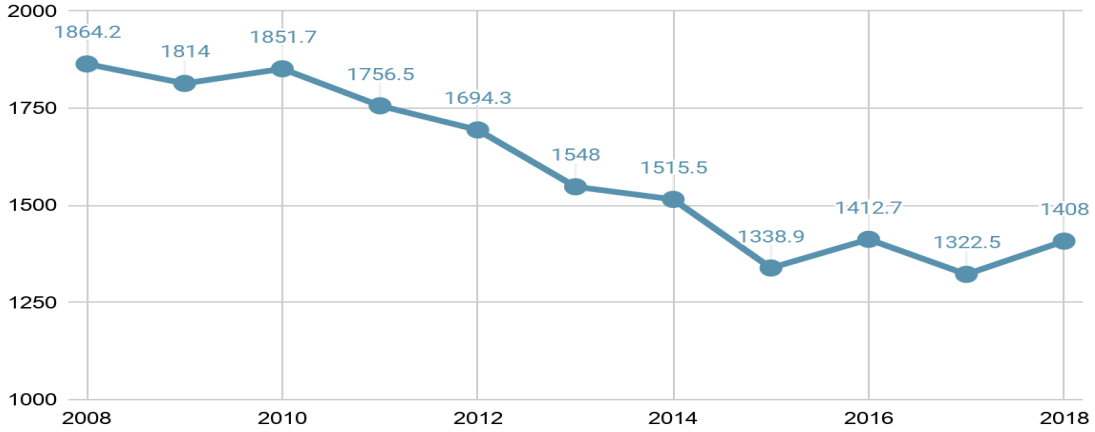



**Figura 15.** Energie termică, produsă pentru a fi livrată, mii Gcal

Din numărul total de întreprinderi înregistrate pe teritoriul municipiului Chișinău după principalele tipuri de activităţi conform Clasificatorul Activităţilor din Economia Moldovei (CAEM), 112 activau în domeniul Energie electrice şi termică, gaze, apă, dintre ele 100 fiind întreprinderile mici şi mijlocii. Numărul mediu scriptic de salariaţi constituia 8023 persoane.
Veniturile din vânzări ale agenţilor economici, după principalele tipuri de activităţi conform Clasificatorul Activităţilor din Economia Moldovei (CAEM) a constituit 20920,9 milioane lei în anul 2018, înregistrând un trend ascendent pe perioada ultimilor 5 ani. La rândul său, creanţele curente ale agenţilor economici au crescut de la 9396,0 milioane lei în anul 2017 la 9595,4 milioane lei în anul 2018.

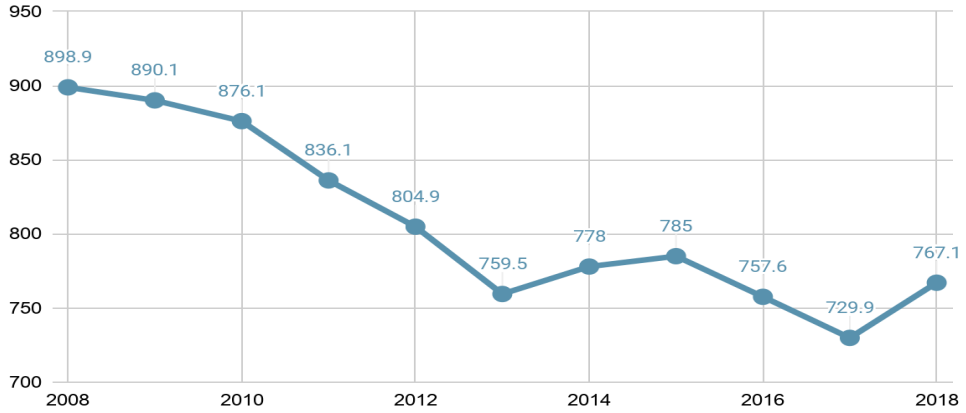



**Figura 16.** Energie electrică, produsă pentru a fi livrată, mil. kWh

**Sectorul rezidenţial**

Conform Anuarului Statistic al municipiului Chișinău (Ediția 2019), în 2018, fondul locativ total constituia 20426,0 mii m2, suprafaţă totală în medie pe un locuitor era de 24,6 m2 iar mărimea medie unei locuinţe constituia 65,5 m2. După formele de proprietate, 472,7 mii m2 erau în proprietate Publică şi 19944,6 mii m2 în proprietate Privată. Acestea la rândul său constituiau 4,5 mii locuinţe în proprietate Publică şi 293,0 mii locuinţe în proprietate Privată.

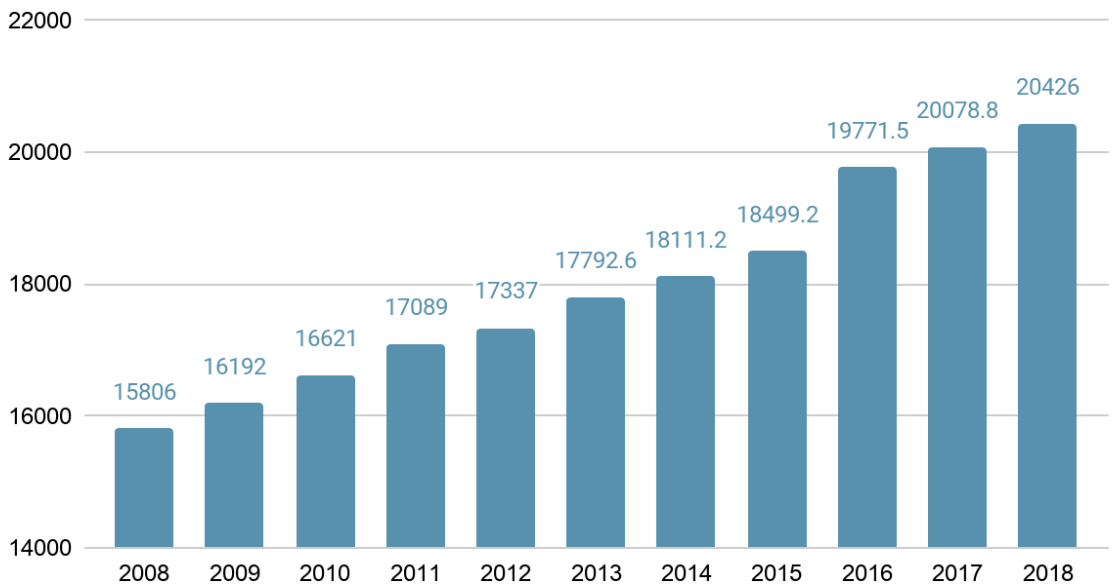


**Figura 17.** Fondul locativ în municipiul Chișinău (total, mii m2 )

După numărul de camere, din numărul total de locuinţe, 63,1 mii unităţi erau cu o cameră, 119,9 mii unităţi erau cu două camere şi 114,6 mii unităţi, cu trei şi mai multe camere.

**Analiza consumurilor de energie termică și apa caldă menajeră din mun. Chișinău**

**Analiza Sectorului Termoenergetic.** Datele prezentate în Evoluţia balanţei energiei termice în anii 2017-2019 demonstrează o descreștere a cantităţii totale de energie termică livrată în rețea cu 6.75% pentru perioada de referinta.

**Tabelul 2.** Sectorul termoenergetic. Evoluția balanței energiei termice în anii 2017-2019 (mii Gcal)

| **Denumirea întreprinderilor** | **Energia termică livrată în reţea, mii Gcal** | | | **Livrat util consumatorilor finali, mii Gcal** | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | **2017** | **2018** | **2019** | **2017** | **2018** | **2019** |
| S.A.„Termoelectrica" | 1635,8 | 1710,1 | 1532,3 | 1286,3 | 1374,2 | 1228,1 |
| S.A. „CET-Nord" | 192,9 | 211,8 | 175,7 | 150,4 | 166,8 | 137,6 |
| S.A. „Apă-Canal Chişinău" | 25,1 | 28,2 | 24,3 | 22,4 | 25,0 | 20,8 |
| Î.M. „Termogaz-Bălți" | 11,2 | 12,4 | 10,7 | 10,1 | 11,0 | 9,5 |
| S.A. „Comgaz Plus" | 7,4 | 7,1 | 6,2 | 6,4 | 6,2 | 5,2 |
| Î. M. R. C.T. Comrat | 7,0 | 7,9 | 6,8 | 6,7 | 7,6 | 6,6 |
| S.R.L. „Thermohouse" | 3,5 | 0,0 | 0,0 | 3,0 | 0,0 | 0,0 |
| Î.M. „Servicii Comunale Glodeni" | 2,1 | 2,0 | 2,0 | 1,9 | 1,9 | 1,8 |
| **Total** | **1885,1** | **1979,5** | **1757,9** | **1487,1** | **1592,8** | **1409,5** |

Analiza evoluției livrărilor energiei termice pe categorii de consumatori, denotă o diminuare a consumului energiei în anul 2019 pentru toate categoriile de consumatori. În 2019, furnizarea de energie termică pe categorii de consumatori în termeni absoluți a înregistrat cel mai puternic declin. Dacă în 2017 față de 2016 a existat o scădere cu 105,2 mii Gcal, atunci în 2019 față de 2018, furnizarea de energie termică pe categorii de consumatori a scăzut cu 183,3 mii Gcal.
În valorile relative pentru 2018 și 2019, nu au existat modificări semnificative în structura alimentării cu energie termică pe categorii de consumatori. Ponderea categoriilor de consumatori

în volumul total de energie termică furnizată practic nu sa modificat. În 2019, consumatorii casnici au reprezentat 76,8%, instituțiile bugetare - 14,2%, iar agenții economici - 9,0%.

**Tabelul 3.** Livrarea energiei termice pe categorii de consumatori, (2013-2019, mii Gcal)

| Categorii de consumatori | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Consumatori casnici | 1.089,33 | 1.091,6 | 1.171,59 | 1.225,7 | 1.152,1 | 1.223,6 | 1.082,7 |
| Instituţii bugetare | 220,59 | 215,64 | 216,49 | 226,5 | 207,1 | 226,7 | 200,2 |
| Agenţi economici | 112,81 | 117,05 | 125,19 | 140,1 | 127,9 | 142,5 | 126,6 |
| Total livrat util consumatorilor | 1.422,7 | 1.424,3 | 1.513,3 | 1.592,3 | 1.487,1 | 1.592,8 | 1.409,5 |

Dacă anul 2015, reieșind din datele prezentate de întreprinderi, pe categorii de consumatori, a fost înregistrată o creștere a consumului de energie termică la toate categoriile de consumatori, cea mai mare majorare fiind la consumatorii casnici cu 80,0 mii Gcal sau cu 7,3%, atunci, anul 2019 denotă o diminuare a consumului energiei termice pentru toate categoriile de consumatori. În valori absolute cea mai semnificativă diminuare s-a înregistrat la categoria consumatorilor casnici, unde consumul s-a micșorat cu 140,9 mii Gcal (-11,5%). Energia termică livrată instituțiilor bugetare s-a diminuat cu 26,5 mii Gcal (-11,7%), iar în cazul agenților economici s-a diminuat cu 15,9 mii Gcal (-11,2%).

**Analiza consumurilor de energie termică și apa caldă menajeră din or. Chișinău produs din contul SACET (Sistemul de Alimentare Centralizată cu Energie Termică)**

Pe parcursul anului 2019, pe întreg teritoriul țării, serviciile publice de alimentare cu energie termică prin sistemele centralizate au fost asigurate de către 7 titulari de licențe, care desfășoară activități de producere, distribuție și furnizare a energiei termice, din ei în municipiul Chișinău în anul 2020 activează 2 titulari de licențe SA „Termoelectrica” (2 CET-uri, CT Sud, CT Vest, 19 CT suburbane) - și S.A. „Apă Canal Chișinău”, ultimul având în gestiune trei centrale termice (Aeroport, Costiujeni, Codru). Activitatea de bază a S.A. „Apă Canal Chișinău” este prestarea serviciului public de alimentare cu apă și de canalizare. Întreprinderea pe parcursul ultimilor ani abordează subiectul de transmitere a celor trei centrale termice și rețele către SA „Termoelectrica”, dar până în prezent nu a fost definitivat procesul.

**Tabelul 4.** Energia termică livrată util consumatorilor, de către titularii de licențe, care desfășoară activități de producere, distribuție și furnizare a energiei termice în municipiul Chișinău ( 2013 - 2019, mii Gcal)

| Denumirea întreprinderilor | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| S.A.„Termoelectrica" | 1218.3 | 1222.2 | 1302.6 | 1374.4 | 1286.3 | 1374.2 | 1228.1 |
| S.A. „Apă-Canal Chişinău" | 21.2 | 21.4 | 23.0 | 24.2 | 22.4 | 25.0 | 20.8 |

În dinamica livrării se obervă o descreștere în ultimii 5 ani la ambii titularii de licențe. Deși perioada de funcționare a utilajului pe parcursul sezonului de încălzire în anul 2019 a fost comparativ egală cu perioada anului 2018, micșorarea cantității de energie termică livrată a fost determinată de temperaturile medii ridicate ale aerului comparativ cu perioada similară a anului precedent.

**Tabelul 5.** Pierderi de energie termică, de către titularii de licențe, care desfășoară activități de producere, distribuție și furnizare a energiei termice în municipiul Chișinău ( 2013 - 2019, mii Gcal)

| Denumirea întreprinderilor | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| S.A.„Termoelectrica" | 358.9 | 350.9 | 314.1 | 324.3 | 349.6 | 335.8 | 304.1 |

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| S.A. „Apă-Canal Chişinău" | 2,5 | 2,3 | 2,8 | 2.4 | 2.7 | 3.2 | 3,5 |

Pe parcursul anilor, în deosebi începând cu anul 2001, au avut loc în mod constant deconectări ale consumatorilor de SACET. În mun. Chișinău până în prezent s-au debranșat peste 24,1 mii de apartamente (circa 11% din numărul total de apartamente în zona de deservire SA „Termoelectrica”) cu o sarcină termică sumară de 85,2 Gcal/h, maximul deconectărilor fiind în anii: 2003-2005, respectiv 5581, 5442 și 2744 apartamente.

**Analiza consumurilor de energie termică și apa caldă menajeră din mun. Chișinău produs din contul CTI (Centrala termica individuala)**

Pentru analiza consumurilor de energie termică și apă caldă menajeră din mun. Chișinău produs din contul Centralelor termice individuale s-a luat în considerare numărul de locuințe totale în orașul Chișinău, care constituia - 292900, numărul de locuințe asigurate cu energie termică de la Termoelectrica - 184122, numărul Punctelor Termice Individuale - 770[33] (conform datelor S.A. Termoelectrica). Aceste date ne-au permis sa estimăm că numărul de locuințe care folosesc energia termică produsă de la CTI este de 75344. Având Anuarul Statistic unde este indicată aria medie a unei locuințe - 63,9m2, deducem că pentru 1 $m^2$ este livrată - 0,076 Gcal și Energia necesară pentru încălzire = Nr. de locuințe * aria medie *En pe $m^2$ = 365900,6 Gcal energie finală iar Energia primară = Energia finală * 1,227 (coeficientul pentru gaze naturale) = 448959,3 Gcal. Capacitatea calorică a unui $m^3$ de gaz = 9,47 kWh/$m^3$ = 0,008Gcal. Cantitatea de gaze naturale = energia primară/capacitatea calorică = 56119912,5 $m^3$

**Piața colectoarelor solare în Republica Moldova**

**Colectoarele solare** se folosesc pentru captarea acestei energii radiante a soarelui în pentru încălzirea unor spaţii închise, pentru producerea de apă caldă, sau pentru utilizarea ca sursa de energie într-un sistem de refrigerare. De asemenea, căldura obţinută poate fi folosită pentru a genera indirect energie electrică prin producerea de abur şi utilizarea unor sisteme de tipul generator, sau prin alimentarea cu aer cald a unor sisteme de tipul motor generator.

Structura standard a unui sistem de încălzire a apei tehnice folosind energia radiantă solară conține următoarele componente:

- Panoul cu colectoare solare, care la rândul sau pot fi plane, cu tuburi vidate, sau cu tuburi de încălzire directă a apei;
- Sistemul de transfer de căldura şi sistemul de (re) circulare sau schimbătorul de căldură (dacă este cazul, în dependență de tipul instalaţiei);
- Sistemul de colectare și stocare a apei calde;
- Sistemul de comandă şi control (dacă este cazul, în dependență de tipul instalaţiei);
- Sistemul auxiliar de încălzire, care furnizează căldură suplimentară în situaţiile în care radiaţia solară nu este suficientă (dacă este cazul. De obicei acesta constă într-o rezistenţă electrică sau un echipament de încălzire cu gaze naturale);

[33] https://www.termoelectrica.md/ro_RO/energie-termica/

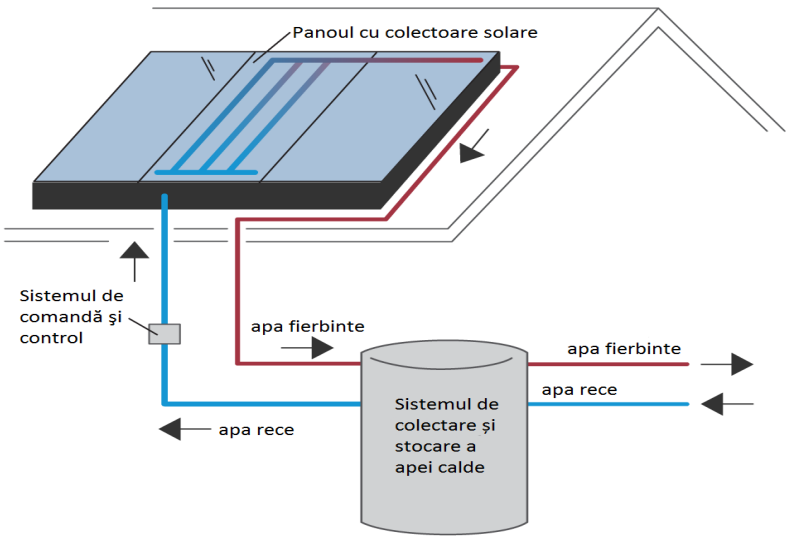



**Figura 18.** Sistem de încălzire a apei tehnice folosind energia radiantă solară

Sunt cunoscute 2 tipuri de colectoare solare utilizate pentru sistemele de încălzire a apei calde tehnice în încăperile din Republica Moldova: Colectoare plane și colectoare cu tuburi vidate.

*Colectoarele plane* sunt destinate încălzirii unui agent termic fluid (apă, aer sau o soluţie cu lichid antigel) la temperaturi de până la 80°C. De obicei se utilizează pentru producerea de apă caldă pentru aplicaţii rezidenţiale sau comerciale, pentru încălzirea piscinelor, a spaţiilor închise, dar şi pentru furnizarea de căldura pentru unele procese industriale.

În condiţii optime de funcţionare, eficienţa tipică a acestor panouri este de 40-50%, însă aceasta variază în funcţie de calitate şi de valoarea temperaturii care trebuie obţinută.

*Colectoare cu tuburi vidate* sunt formate din tuburi colectoare dispuse paralel. Fiecare tub este realizat din sticlă borosilicat cu o bună rezistenţă mecanică şi are perete dublu, spaţiul dintre pereţi fiind vidat pentru a întrerupe pierderile de căldura prin transfer termic între interiorul tubului colector şi mediu. Pentru a menţine vidul se depune în interiorul peretelui dublu, la capătul inferior, o peliculă de bariu de culoare argintie. Aceasta va absorbi o serie de gaze care pot fi emise pe parcursul ciclului de viata al tubului, cum ar fi CO, CO2, N2, O2, H2O şi H2, menţinând astfel starea de vacuum. Atunci când această stare se pierde pelicula îşi schimbă culoarea din argintiu în alb, oferind o modalitate facilă de identificare a tuburilor defecte. Pornind de la aceste principii, au fost dezvoltate mai multe variante constructive.

În comparație cu panourile plane, tuburile vidate au o eficienţă uşor mai redusă în condiţii perfect însorite, însă sunt mai eficiente în perioadele reci şi foarte reci, precum şi pe vreme înnorată.

Una din componentele instalațiilor solar termale este sistemul de colectare și stocare a apei calde. Acesta depinde de doi factori important:

1) Suprafața totală a colectoarelor solare;
2) Sarcina zilnică constantă;

Volumul rezervorului trebuie să fie admis cu 25% mai mare decât volumul total al agentului termic necesar pentru umplerea circuitului, după care în rezervor trebuie să rămână suficient lichid, astfel încât pompa de circulație a conturului să funcționeze eficient. La fel, volumul rezervorului de stocaj trebuie să fie suficient pentru a păstra surplusul de energie termică

generată, dar trebuie să limiteze creșterea temperaturii a apei stocate până la 90º. În absența unor date fiabile privind diagrama de sarcină se permite să se admită un volum minim al rezervorului de stocaj în proporție de 40 l/m2 din suprafața totală a colectoarelor solare.

**Tabelul 6.** Volumul minim al rezervorului de stocaj

| **Diagrama de sarcină** | **Volumul minim al rezervorului de stocaj, l/m2 din suprafața totală a colectoarelor solare** |
|---|---|
| Sarcina zilnică constantă 7 zile pe săptămână | de la 20 până la 30 |
| Sarcina zilnică constantă 5 zile pe săptămână fără sarcină în week-end | 40 |
| Sarcina de noapte constantă 7 zile pe săptămână | 70 |
| Sarcina de noapte constantă 5 zile pe săptămână fără sarcină în week-end | 80 |

Colectoarele solare trebuie orientate spre sud. Se admit abateri spre vest și est până la 30°. Dacă nu este posibilă orientarea colectoarelor solare spre sud, atunci se recomandă ca acestea să fie orientate spre vest. Unghiul de înclinație al colectoarelor solare către orizont trebuie să fie admis, de regulă, egal cu latitudinea terenului. Colectoarele cu tuburi vidate, de regulă, trebuie să fie instalate paralel cu planul acoperișului, rotind panourile absorbante ale tuburilor separate sub unghiul necesar la orizont.

### 4.2. Calcul al eficienţei colectoarelor solare

Cantitatea de energie pe care o poate absorbi un colector depinde nu doar de caracteristicile constructive ale acestuia dar şi de energia radiată de soare, specifică zonei de amplasare, precum şi de orientarea colectorului.
O orientare corecta a colectorului maximizează cantitatea de energie captată.

Cantitatea de energie termică pe care o produce un colector solar (Qcs) pe parcursul unei zile se poate calcula cu următoarea ecuaţie:

$$Qcs = Qp\,\eta(1 - c1T + c2T\,2\,)$$

unde:

- Qp este cantitatea medie de energie termică, în kWh/m2 , pe care o primeşte 1 m2 de colector solar pe parcursul unei zile;
- η reprezintă eficienţa colectorului plan şi depinde de caracteristicile constructive ale acestuia;
- c1 şi c2 sunt coeficienţi determinaţi experimental, care de asemenea depind de caracteristicile constructive ale colectorului;
- T este un parametru (în °C) care depinde de temperatura agentului termic (Tat) şi de cea a mediului înconjurator (Tm), putând fi calculat cu relaţia:

$$T = Tat - Tm\,/\,Esg\,/\,Eg$$

În aceasta ultima relaţie, cele două mărimi de la numitor se definesc ca fiind:

- *Esg* este media zilnică de energie solară globală primită pe parcursul unei luni de o suprafaţă orizontală de 1m2 (în kWh/m2 ) la nivelul solului;
- *Eg* este media zilnică de energie solară globală primită pe parcursul unei luni de o suprafaţă orizontală de 1m2 (în kWh/m2 ) în afara atmosferei terestre;

Cantitatea de energie *Esg* se poate calcula în funcţie de constanta solară, latitudine (φ în °), unghiul de declinare al soarelui (δ, în grade) şi de energia solară radiantă maximă (*Rmax*, în kWh/m2 ) asupra suprafeţei colectorului pe parcursul unei zile:

$$Esg = (4 * \arccos(tg\varphi * tg\delta) / 15\pi) * Rmax$$

La limita superioară a atmosferei, energia radiată de soare atinge valoarea de 1367 W/m2[34] – o constantă solară general acceptată, determinată cu ajutorul sateliţilor de cercetare ştiinţifică. Datorită interacţiunii cu atmosfera, o parte din această radiaţie este reflectată, dispersată, absorbită de vaporii de apă, de particule şi de diverse gaze, astfel încât fluxul de radiaţie care ajunge la suprafaţa Pământului este format din radiaţie directă şi difuză şi are o valoare energetică mai mică decât valoarea constantei solare.
Energia solară radiantă maximă se calculează cu relaţia:

$$Rmax = 1367 * [\cos(\delta) * \cos(\varphi) * \cos(h) + \sin(\delta) * \sin(\varphi)]$$

unde cos(*h*) reprezintă unghiul de zenit al soarelui şi depinde de ora din zi la care se calculează. La amiază h=0, deci unghiul de zenit va avea valoarea 1. Unghiul de declinare a soarelui se poate calcula în funcţie de ziua din an (d; de ex. pentru 1 ianuarie d=1) utilizând următoarea formulă:

$$\delta = \sin{-1} (\sin(23.45) * \sin ( (360 / 365) *(d - 81))$$

Cu aceste mărimi introduse în prima relaţie, se poate determina cantitatea de energie termică produsă de un colector solar într-o zi.

În timpul funcţionării permanente, caracteristicile unui colector sunt obţinute cu ajutorul următoarei ecuaţii de evaluare a energiei globale:

$$Qu = Qa _ Qp$$

Unde:
- *Qu* reprezintă energia transferată fluidului de transfer termic;
- Q*a* reprezintă energia solară absorbită;
- *Qp* reprezintă energia corespunzătoare pierderilor de căldură;

Pentru estimarea energiei absorbite de colector este important de făcut o distincţie între radiaţia directă şi radiaţia difuză, asociindu-le coeficienţi de transmisie şi de absorbție adecvaţi.
În practică se iar în considerare componenta radiaţiei globale incidente pe suprafaţa colectorului si în acest caz, energia absorbită este indicată în Watts, în următoarea ecuaţie:

$$Qa = A * \tau s * \alpha s * G$$

Unde:
- *A* reprezintă aria suprafeţei intrării colectorului în m2;
- *τs* şi *αs* reprezintă valorile medii ale coeficientului de transmitere a capacului transparent şi ale coeficientului de absorbție a panoului absorbant pentru întregul spectru solar;
- *G* reprezintă energia de admisie globală în W/m2 (aria de admisie), măsurată în planul colectorului.

[34] D. Yogi Goswami, F. Kreith and J. Kreider, Principles of Solar Engineering, Second Edition, Taylor and Francis, 2000, p. 694.

Având în vedere că colectoarele de obicei sunt relativ subţire, pierderile pot fi neglijate în estimarea aproximativă, doar pierderile frontale şi prin partea din spate a colectorului fiind luate în considerare. aceste pierderi sunt exprimate după cum urmează:

$$Qp = QAV + QAR$$

Atunci când sunt reduse la o unitate a suprafeţei panoului absorbant, toate pierderile reprezentând un flux termic dinspre colector înspre exterior pot fi exprimate în relaţia cu diferenţa de temperatură care le cauzează, astfel:

$$QAV / A = UAV\ (Tm\text{-}Ta) \text{ şi } QAR / A = UAR\ (Tm\text{-}Ta) \text{ sau } QA / A = U\ (Tm\text{-}Ta)$$

unde $U = UAV + UAR$:

- *UAV* = Coeficientul de pierdere termică dinspre partea frontală (W/m2*K);
- *UAR* = Coeficientul de pierdere termică dinspre partea din spate (W/m2*K);
- *Tm* = Temperatura medie a panoului absorbant;
- *Ta* = Temperatura ambiantă medie;

**Tabelul 7**. Caracteristici termotehnice ale colectoarelor solare[35]

| Denumire | Tipul colectorului | | |
|---|---|---|---|
| | I | II | III |
| Coeficientul total al pierderilor de căldură UL , W/(m 2 ·°C) | 7,5 | 4,3 | 4,4 |
| Capacitatea de absorbție a suprafeței de recepție a căldurii | 0,95 | 0,90 | 0,95 |
| Grad de negru a suprafeței absorbante în intervalul temperaturilor de funcționare ale rezervorului | 0,95 | 0,10 | 0,95 |
| Capacitatea de reflexie a suprafețelor vitrate ɪɪ | 0,87 | 0,87 | 0,72 |
| Coeficientul de eficiență FR | 0,91 | 0,93 | 0,95 |
| NOTĂ:<br>I – colector solar neselectiv cu vitraj;<br>II - colector solar selectiv cu vitraj;<br>III – colector solar neselectiv cu vitraj dublu; | | | |

Colectoarele solare trebuie să fie fabricate în conformitate cu standardele, care asigură o performanță de lungă durată, fiabilitate, siguranță și capacitate de încălzire nu mai puțin decât în SM SR EN 12975-1.
Certificarea colectoarelor solare este un subiect important în determinarea eficientei acestora, se poate face în laboratoare acreditate, disponibile în majoritatea centrelor de standardizare și evaluare a calității în ţările Uniunii Europene. Calitatea superioară a colectoarelor solare este dovedită prin eticheta de certificare cunoscută sub numele de *Solar Keymark*.

**Piața colectoarelor solare.**
Așa cum se arată în graficul de mai jos, capacitatea globală a colectoarelor solare a crescut de la 62 GWth (89 milioane m2) în 2000 la 479 GWth (684 milioane m2) în 2019. Randamentele anuale corespunzătoare de energie solară termică s-au ridicat la 51 TWh în 2000 și 389 TWh în 2019. Cu excepția câtorva țări, energia solară termică trece prin perioade foarte dificile în întreaga lume de câțiva ani însă capătă tot mai mult teren[36].

[35] NCM G.04.XX:20XX ICS 91.140.40
[36] AEE - Institute for Sustainable Technologies, Solar Heat Worldwide, Global Market Development and Trends in 2019

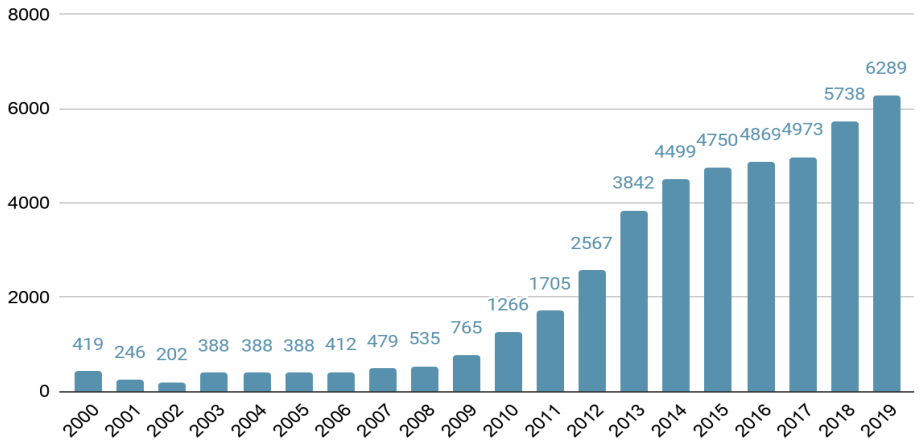



**Figura 19.** Capacitatea totală a instalațiilor de colectoare solare (Mondial, MW, 2000 - 2019)[37]

China a promovat adoptarea pe scară largă a instalațiilor de încălzire a apei tehnice cu ajutorul colectoarelor solare. În special au fost aprobate Planuri Naționale de Acțiuni în care au fost incluse obiective specifice focusate pe aceasta tehnologie. Obiectivele fixate au fost atinse și depășite începând cu 2017, iar China la moment are cea mai mare capacitate instalată din lume. În politică sa, China s-a axat pe promovarea la nivel național a tehnologiei date prin subvenționarea încălzitoarelor solare pentru sectorul rezidențial[38].

Danemarca de asemenea și-a focusat activitatea pe politici care integrează în mod eficient energia termică solară. Șaizeci și patru la sută din clădirile daneze sunt conectate la un sistem de încălzire urbană, iar companiile energetice din țară sunt obligate să economisească 0,1 milioane de tone de echivalent petrol (Mtoe) în perioada 2016-2020. Modernizarea sistemelor de încălzire urbane alături de rate scăzute ale dobânzii, scutirile de impozite pentru sursele regenerabile și costul redus a tehnologiei au contribuit la rentabilitatea energiei solare termice în Danemarca.

America de Nord, SUA și Canada reprezintă aproximativ patru la sută din capacitatea termică solară globală pusă în funcțiune în anul 2019. Aceasta la fel este datorat politicii de stimulare a tehnologiei.

La capitolul import de panouri solar termale și echipamente adiționale, Republica Moldova s-a clasat pe locul 113 în anul 2019 cu 346,975 Dolari SUA.

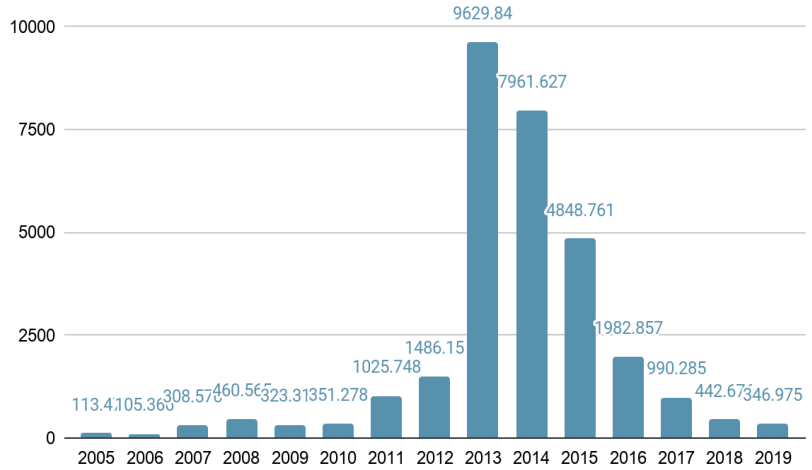



**Figura 20.** Evoluția importului de colectoare solare în Republica Moldova în perioada 2010 - 2019 (mii USD $)

[37] Source: IRENA (2020), Renewable Capacity Statistics 2020; & IRENA (2020), Renewable Energy Statistics 2020, The International Renewable Energy Agency, Abu Dabi

[38] Solar Thermal: An Overview of the Policy and Market Landscapes https://www.dgardiner.com/solar-thermal-an-overview-of-the-policy-and-market-landscapes/

Analizând statistica importului de colectoare solare, putem observa ca în perioada 2011-2017 se atestă o accelerare a importului la acest capitol. În special aceasta se datorează Proiectului Energie şi Biomasă în Moldova, finanţat de UE, cofinanţat şi implementat de PNUD Moldova care a fost implementat în două faze, prima în perioada anilor 2011-2014 cu un buget total de 14,56 milioane EUR şi a doua în perioada anilor 2015-2018 cu un buget total de 10.593.426,80 USD. Unul din rezultatele fazei a doua a fost faptul ca în 45 de instituţii publice beneficiare, prioritar în grădinişe şi centre de sănătate, au fost instalate colectoare solare complementar la sistemele de încălzire pe biomasă.

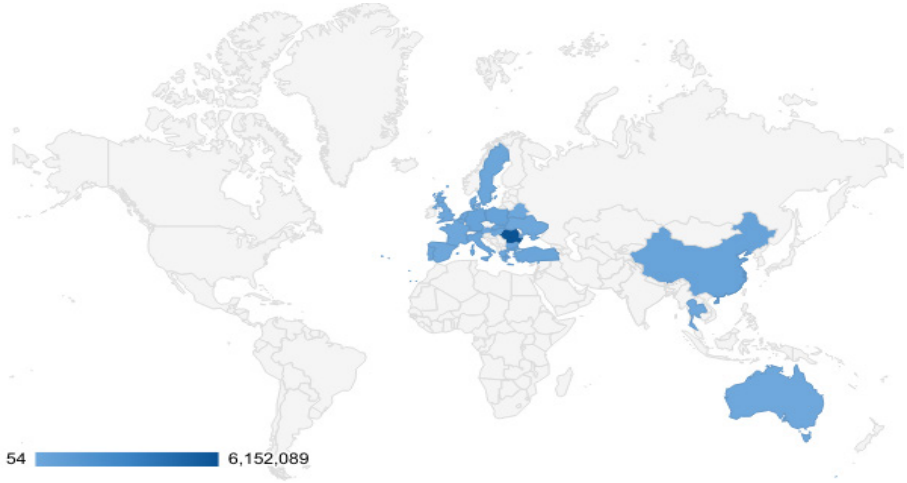



**Figura 21.** Harta partenerilor de afaceri la importul de colectoare solare în Republica Moldova în perioada 2015 - 2019 (mii USD $)

**Identificarea suprafeţelor disponibile ale clădirilor rezidenţiale ale acoperişurilor, potenţiale pentru amplasarea colectoarelor solare**

În prezent, gestionarea bunurilor imobile cu destinaţie locativă din municipiul Chişinău este realizată de către Asociaţiile de Proprietari ai Locuinţelor Privatizate (APLP), Cooperativele de Construcţie a Locuinţelor (CCL), Asociaţiile de Coproprietari în Condominiu (ACC) şi 23 de Întreprinderi Municipale de Gestionare a Fondului Locativ (ÎMGFL).

**Tabelul 8.** Suprafeţele bunurilor imobile aflate în gestionarea Întreprinderilor Municipale de Gestionare a Fondului Locativ (ÎMGFL)

| Nr. ÎMGFL | Nr total de case | Suprafaţa acoperişului m2 | Suprafaţa disponibilă m2 | Suprafaţa colect. instalate m2 | Suprafaţa de absorbţie m2 |
|---|---|---|---|---|---|
| ÎMGFL 1 | 106 | 78102.3 | 50766.5 | 16770.0 | 10062.0 |
| ÎMGFL 2 | 71 | 57147.0 | 37145.6 | 12670.9 | 7602.5 |
| ÎMGFL 3 | 53 | 58288.9 | 37887.8 | 14487.3 | 8692.4 |
| ÎMGFL 4 | 51 | 59529.0 | 38693.9 | 15477.5 | 9286.5 |
| ÎMGFL 5 | 51 | 41063.4 | 26691.2 | 9624.7 | 5774.8 |
| ÎMGFL 6 | 63 | 263490.0 | 171268.5 | 68507.4 | 41104.4 |
| ÎMGFL 7 | 32 | 25944.0 | 16863.6 | 6745.4 | 4047.3 |
| ÎMGFL 8 | 30 | 20331.0 | 13215.2 | 5117.0 | 3070.2 |
| ÎMGFL 9 | 36 | 32073.0 | 20847.5 | 8303.1 | 4981.9 |
| ÎMGFL 10 | 75 | 31847.0 | 20700.6 | 7244.6 | 4346.8 |
| ÎMGFL 11 | 53 | 34564.0 | 22466.6 | 8147.2 | 4888.3 |
| ÎMGFL 12 | 74 | 45221.0 | 29393.7 | 11435.3 | 6861.2 |
| ÎMGFL 13 | 42 | 32709.0 | 21260.9 | 8262.7 | 4957.6 |
| ÎMGFL 14 | 155 | 87042.8 | 56577.8 | 18504.2 | 11102.5 |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| ÎMGFL 15 | 78 | 63506.8 | 41279.4 | 16428.4 | 9857.0 |
| ÎMGFL 16 | 47 | 38460.8 | 24999.5 | 9999.8 | 5999.9 |
| ÎMGFL 17 | 90 | 71826.1 | 46687.0 | 7547.8 | 4528.7 |
| ÎMGFL 18 | 61 | 42657.0 | 27727.1 | 8073.4 | 4844.1 |
| ÎMGFL 19 | 50 | 57584.0 | 37429.6 | 14817.8 | 8890.7 |
| ÎMGFL 20 | 38 | 28551.8 | 18558.6 | 7423.5 | 4454.1 |
| ÎMGFL 21 | 121 | 6160.0 | 4004.0 | 1601.6 | 961.0 |
| ÎMGFL 22 | 37 | 10155.0 | 6600.8 | 2512.8 | 1507.7 |
| ÎMGFL 23 | 27 | 1756.0 | 1141.4 | 456.6 | 273.9 |

În total, au fost analizate 1441 de edificii aflate în gestiunea celor 23 de Întreprinderi Municipale de Gestionare a Fondului Locativ cu suprafaţa totală a acoperişului de 1188009.9 m2, având o suprafață disponibilă pentru instalarea colectoarelor solare de 772206.8 m2. În cazul instalării colectoarelor solare, suprafața colectoarelor ar avea 280159 m2 cu suprafața de absorbție 168095.5 m2.
Menționăm că, S.A.„Termoelectrica" aprovizionează cu energie termică pentru prepararea apei calde menajere în 2555 edificii, printre care 1489 gestionate de cele 23 de Întreprinderi Municipale de Gestionare a Fondului Locativ (ÎMGFL).

La identificarea suprafețelor disponibile pentru instalarea colectoarelor solare s-a ținut cont de faptul ca Colectoarele solare separate și blocurile de colectoare solare sunt recomandate a fi amplasate în rânduri paralele, menținând o anumită simetrie a locației pentru a simplifica calculul conductelor și a egalităților consumului de agent termic. Distanța orizontală în direcția meridională între rândurile paralele ale colectoarelor solare (sau blocurile de colectoare solare), întinse în direcție latitudinală trebuie să fie suficientă pentru a evita umbrirea panourilor absorbante ale unui rând de colectoare solare cu construcțiile din rândul anterior.

Distanța minimă dintre rândurile colectoarelor solare trebuie să fie determinată conform formulei:

$$D = L \cos a + (L \sin a * \cos \varphi) / tg \beta$$

Se recomandă unirea colectoarelor solare în blocuri, în care numărul colectoarelor solare, de regulă, nu trebuie să depășească 8. Atunci când numărul colectoarelor solare dintr-un bloc este mai mare de 8, mărimea și configurația magistralei tur și retur trebuie selectate cu deosebită atenție pentru a preveni o distribuție inegală a agentului termic dintre colectoarele solare, ce

**Calculul puterii termice necesare pentru acoperirea sarcinii de consum**

În anul 2019, S.A.„Termoelectrica" aprovizionează cu energie termică 4.500 edificii cu 208.000 apartamente. Conform Anuarului statistic pentru Chișinău, mărimea medie a unei locuințe în 2018 este de 63,9 m2, ceea ce înseamnă ca 13291200 m2 sunt asigurați cu căldură energie termică livrată de către S.A.„Termoelectrica" în municipiul Chișinău.

Conform studiului "Consumul de energie în gospodăriile casnice" realizat de Biroul Național de Statistică al Republicii Moldova în anul 2016, consumul de energie termică pentru necesitățile casnice din municipiul Chișinău în 2016 este de 1278,4 mii Gcal. La rândul sau, fondul locativ total în orașul Chișinău în 2016 constituia 19771,5 mii $m^2$. Aceste calcule, ne permit să estimăm consumul utilizând urmatoarea formulă: 1278400/19771500 = 0,065 Gcal/m2, la rândul său, pentru 1 $m^2$ este livrată 0,065 Gcal, iar în total, utilizând formula de calcul 13291200 $m^2$ * 0,065 Gcal = 859392 Gcal.
La calcularea consumului de apă caldă menajeră a fost utilizată aceeași formulă și aceleași date de intrare de bază. În anul 2019, S.A.„Termoelectrica" aprovizionează cu energie termică 4.500 edificii cu 208.000 apartamente. Conform Anuarului statistic pentru Chișinău, numărul mediu de

persoane per apartament este de 3 persoane. Avand aceste date, calculam numarul persoanelor beneficiari a apei calde, 208000*3=624000 persoane în apartamentele din municipiul Chișinău. Conform standardelor, unei persoane i se revine 50l apa caldă de consum pe zi, utilizând volumul standard folosim calculul 624000*50=31200 $m^3$ apă caldă de consum pe zi livrată sectorului rezidențial în municipiul Chișinău.

Pentru a calcula necesarul de energie termică pentru a încălzi 1 $m^3$ de apă menajera se utilizează formula:

$$Q=mcw(t2-t1)=1000*4,186(60-10)= 0.05\ Gcal$$

unde:

a) Q - Cantitatea de energie pentru a încălzi 1 $m^3$de apă;
b) cw - este căldura specifică a apei, mărime care variază cu temperatura, dar pentru care se poate considera valoarea cw = 4,186 kJ/kgK;
c) t2 - este temperatura minima a apei calde, [°C];
d) t1 - este temperatura apei reci, [°C];
e) m - masa [kg];

În cazul dat, la calcularea cantității de energie necesară pentru a încălzi 31200 m3, vom avea formula 31200*0,05 = 1560 Gcal/zi, și 1560 Gcal/zi * 30 zile = 46800 Gcal/luna sau 561600 Gcal/an. Calculul dat demonstrează că energia termică livrată pentru apa caldă menajera în sectorul rezidențial pentru anul 2016 a constituit 561600 Gcal/an.

Vom face calcule aproximative pentru o cladire rezidențială de tip MS din mun. Chișinău pentru a determina cîte colectoare avem nevoie pentru a încălzi apa caldă de consum. Luăm în calcul următoarele date:

a) Numărul de locuitori într-un apartament (n) – 3 persoane;
b) Necesarul zilnic de apă (V1) în zi – 50 l/perosană;
c) Temperatura dorită a apei calde (tv) – 60 °C;
d) Temperatura apei reci de la furnizor (tr) – 10 °C;
e) Locul aflării clădirii – orașul Chișinău;
f) Orientarea acoperișului – Sud;
g) Unghiul optim de instalare a colectoarelor – 35°.

Pentru început se va calcula volumul cantității necesare de apă caldă pentru un apartament după formula:

$$V = V1*n = 150\ l/zi\ \ (0,15\ m3/zi)$$

unde:

a) V - volumul de apă caldă necesar pentru un apartament;
b) V1 - necesarul zilnic de apă calcă pe zi pentru o persoană;
c) n - numărul de locuitori într-un apartament;

$$Vt = V*N = 8100\ l/zi\ \ (8,1\ m3/zi)$$

unde:

a) Vt - volumul de apă caldă necesar pentru cladire;
b) N - numărul de apartamente în clădire;

Alegem un vas de 1000l și calculăm cantitatea necesară de căldură pentru a încălzi apa din vas după formula:

$$Q = \frac{V_t \cdot c_w \cdot (t_v - t_r)}{\tau \cdot 3600} = 96{,}9\ kW$$

unde:

a) Vt - volumul de apă caldă necesar pentru cladire;
b) cw - este căldura specifică a apei, mărime care variază cu temperatura, dar pentru care se poate considera valoarea cw = 4,186 kJ/kgK;
c) tv - este temperatura apei din vas [°C];
d) tr - este temperatura apei reci, la intrarea în vas [°C];
e) τ - este durata perioadei de încălzire a apei calde considerat 6 ore, având o importanţă deosebită pentru valoarea sarcinii termice [h];

Pentru obiectul studiat s-a ales colectorul cu tuburi vidate CBK-A-30. Colector solar cu 30 tuburi vidate de tip Heat Pipe, productivitatea 7,65 (kWoră)/zi. Colectorul CBK-A este eficient pentru utilizare în regim „all-season", în orice regiune a Moldovei. Randamentul colectorului este de pînă la 95 % si este caracterizat printr-o productivitate înaltă în condiţiile de insolaţie scăzută. Termoizolarea schimbătorului de căldură este de 75 mm. Cadrul de aluminiu al colectorului face posibilă reducerea presiunii asupra elementelor portante al acoperişului. Structura universală a cadrului este prevăzută pentru montarea colectorului pe orice tip de acoperişuri, atit pe suprafeţe orizontale pînă la cele verticale fiind utilat cu element de fixare reglabil al tubului vidat de cadru.

Având datele necesare, calculăm numărul necesar de colectoare:

a) Suprafața de deschidere S1 = 2,462 m2;
b) Randamentul instalației η = 0,85;

Cantitatea de căldură Q generată de sistem este calculată după formula:

$$Q = q*St*\eta$$

unde:

a) Q - Cantitatea de căldură generată de sistem;
b) q - nivelul mediu lunar de radiații, kWh/m2/zi = 3,55;
c) η - randamentul instalației;
d) St - suprafața totală a colectoarelor, m2;

Aria totală a colectoarelor este calculată după formula:

$$S_t = \frac{Q}{q \times \eta} = 32{,}2\ m^2$$

Cunoscând aria totală necesară pentru colectoare, putem afla numarul colectoarelor de care avem nevoie după formula:

$$n_c = \frac{S_t}{S_1} = 13{,}07$$

unde:

a) nc - este numarul de colectoare;

**Analiza profilului energetic a clădirilor, (puterea termică instalată a clădirii nu va depăși 100 kw)**

La analiza profilului energetic a clădirilor din perspectiva acoperirii consumului de apă caldă menajera de colectoarele solare, s-a analizat consumul lunar a clădirilor aflate în gestionarea

celor 23 de Întreprinderi Municipale de Gestionare a Fondului Locativ (ÎMGFL), suprafețele disponibile și potențialul solar tehnic.

La asigurarea cu energie termică în sectorul rezidențial, pentru edificii compuse din case de locuit colective cu număr redus de niveluri şi case de locuit individuale, alimentarea cu energie termică se va prevedea de la stații termice de grup sau de la surse de energie termică individuale cu respectarea reglementărilor tehnice în special se va ține cont de suprafața necesară instalațiilor.

Dacă suprafața dimensională a instalației de colectoare solare este de cel mult 30 $m^2$ și volumul rezervorului de stocaj nu depășește 3 $m^3$, în cazul dat, se va instala un singur schimbător de căldură, și intensitatea transferului de căldură al schimbătorului de căldură pe o unitate din suprafața dimensională a colectorului va fi de cel puțin 40 $W/(K \cdot m^2)$ în condiții normale de exploatare.

Amplasarea colectoarelor solare va fi determinată, ținând cont de tipul de construcție și de condițiile climatice. Orientarea optimă a colectoarelor solare - sudică. Abaterea de la orientarea sudică spre est până la 15 ° duce la o scădere a căderii radiației solare cu 5%, dar spre vest până la 30 ° - cu 10%. Alegerea locului de amplasare al colectoarelor solare trebuie să excludă fasciculele solare pentru clădirile înconjurătoare și spațiile publice, pentru trecerea mijloacelor de transport, aterizarea și și decolarea aeronavelor.

Colectoarele solare, instalate pe acoperișul clădirilor, nu trebuie să reducă gradul de rezistență la foc al acoperișului clădirii. La amplasarea colectoarelor solare pe acoperișul unei clădiri trebuie să fie asigurat accesul controlat către acoperișul clădirii. Lățimea trecerii libere pentru deservirea colectoarelor solare, a armăturii, a dispozitivelor de măsurare și control și a altor echipamente trebuie să fie de cel puțin 0,8 m.

Metoda calculului necesarului de energie pentru apa caldă menajeră în funcţie de suprafaţa pardoselii edificiului ia în considerare ipoteza unei relaţii liniare între necesarul de energie pentru apă caldă menajeră şi suprafaţa pardoselii clădirii. În acest caz, necesarul de energie pentru apa caldă menajeră QW poate fi calculat cu ajutorul formulei:

$$QW = QW,A,an * Af$$

în care:

a) *QW,A,an* - reprezintă un necesar de energie specific pentru apa caldă menajeră, exprimat în kWh/(m2·an), bazat pe o temperatură definită a apei în punctul de consum (60 °C) şi o temperatură de alimentare cu apă rece definită (10 °C);
b) *Af* - reprezintă suprafaţa totală a clădirii, exprimată în m2;

**Tabelul 9.** Valori implicite ale necesarului de energie specific pentru apa caldă menajeră

| Categoria clădirii | QW,A,an, kWh/(m2·an |
|---|---|
| Case de locuit unifamiliale | 10 |
| Clădiri de locuit cu mai multe apartamente | 20 |

Pentru calculele consumul zilnic de apă caldă din sistemul de alimentare cu apă caldă menajeră (G) se admite conform datelor în funcție de consumul real de apă caldă menajeră pentru necesități casnice și gospodării. În absența unor date fiabile privind consumul de facto este permis (G) să se admită conform NCM G.03.03. În cazul lunilor cu consum neuniform de apă caldă menajeră, calculul suprafeței panourilor absorbante ale colectoarelor solare trebuie efectuat în funcție de consumul zilnic de apă caldă din fiecare lună și să se admită cea mai mare suprafață din cele obținute.
Circuitul de apă potabilă va fi calculat pentru presiunea maximă permisă pentru rețeaua interioară de apeduct a alimentării cu apă caldă menajeră în conformitate cu NCM G.03.03 pentru tipul corespunzător al sistemului de alimentare cu apă caldă menajeră.

**Tabelul 10.** Potențialul colectoarelor instalate pe imobile aflate în gestionarea Întreprinderilor Municipale de Gestionare a Fondului Locativ (ÎMGFL)

| Instituţia | Potenţialul solar termic total | | Consum lunar ACM | | Acoperirea consumului de ACM de colectoarele solare |
|---|---|---|---|---|---|
| | GJ | MWh | GJ | MWh | % |
| ÎMGFL 1 | 25316.8 | 7033.0 | 45922.6 | 12757.3 | 55.13 |
| ÎMGFL 2 | 18890.1 | 5247.7 | 25594.8 | 7110.2 | 73.80 |
| ÎMGFL 3 | 22235.8 | 6177.1 | 43945.8 | 12208.1 | 50.60 |
| ÎMGFL 4 | 24106.4 | 6696.8 | 54100.0 | 15029.0 | 44.56 |
| ÎMGFL 5 | 14990.5 | 4164.4 | 17484.3 | 4857.1 | 85.74 |
| ÎMGFL 6 | | | | | |
| ÎMGFL 7 | 6195.6 | 1721.1 | 6421.4 | 1783.9 | 96.48 |
| ÎMGFL 8 | 7875.7 | 2187.9 | 19709.8 | 5475.4 | 39.96 |
| ÎMGFL 9 | 12912.9 | 3587.2 | 37061.6 | 10295.7 | 34.84 |
| ÎMGFL 10 | 11094.9 | 3082.2 | 22765.6 | 6324.3 | 48.74 |
| ÎMGFL 11 | 12598.3 | 3499.8 | 32388.4 | 8997.5 | 38.90 |
| ÎMGFL 12 | 17665.1 | 4907.4 | 39228.6 | 10897.7 | 45.03 |
| ÎMGFL 13 | 12869.3 | 3575.1 | 80542.7 | 22374.8 | 15.98 |
| ÎMGFL 14 | 28296.5 | 7860.8 | 52680.8 | 14634.7 | 53.71 |
| ÎMGFL 15 | 25354.3 | 7043.4 | 56320.1 | 15645.7 | 45.02 |
| ÎMGFL 16 | 15574.8 | 4326.7 | 69579.8 | 19329.3 | 22.38 |
| ÎMGFL 17 | 11012.8 | 3059.3 | 12281.7 | 3411.9 | 89.67 |
| ÎMGFL 18 | 12341.1 | 3428.4 | 31673.9 | 8799.0 | 38.96 |
| ÎMGFL 19 | 23035.9 | 6399.4 | 71224.9 | 19784.7 | 32.34 |
| ÎMGFL 20 | 11562.1 | 3212.0 | 36710.2 | 10198.1 | 31.50 |
| ÎMGFL 21 | 2494.5 | 693.0 | 84526.4 | 23481.4 | 2.95 |
| ÎMGFL 22 | 3913.7 | 1087.2 | 17366.6 | 4824.4 | 22.54 |
| ÎMGFL 23 | 711.1 | 197.5 | 10979.4 | 3050.1 | 6.48 |
| **TOTAL** | **321048.2** | **89187.2** | **868509.3** | **241270.3** | |

Deservirea instalațiilor solare de alimentare cu apă caldă menajeră la o înălțime de până la 5 m de la suprafața solului, planșeelor sau pardoselilor de lucru se permite de efectuat de pe scările portante și turnurile mobile, ce îndeplinesc cerințele NCM A.08.02.

**Calcul tehnico-economic a investiției în instalații (colectoare solare) în clădirea de referință**

La calculul investițiilor instalației colectoarelor solare s-a luat ca prețuri de referinta:

a) Colectoare solare cu tuburi vidate - 18.500 MDL / colector;
b) Rezervor de apa (2 rezervoare de apă izolate cu un volum de 5m3 fiecare) - 17.300 MDL plus 50% pentru cheltielile de transport și taxe vamale;
c) Servicii de transportare și instalare - 10.000 MDL;

Total - 450.900 MDL;

La calculul recuperării investițiilor s-a luat în considerare următoarele variabile:

a) Rata de actualizare - 5%;
b) Rata de creștere a tarifului - 2%;
c) Cheltuieli pentru operare și mentenanță - 1,5% din costul utilajului;

d) Rata de creștere a cheltuielilor de operare și mentenanță 5%;

**Tabelul 11.** Calcul tehnico-economic a investiției (anul de referință pentru instalare - 2019)

| Nr. | Anul | Economisire anuală de energie | Economisire anuală MDL | Economisire sumară fără actualizare | Economisire sumară cu actualizare | Tarif prognozat (incl. TVA) | Investiție |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | **MWh/an** | **Mii Lei** | **Mii Lei** | **Mii Lei** | **Lei** | **Mii Lei** |
| 0 | 2019 | 56.98 | 55.01 | 55.01 | 55.01 | 1122.00 | 450.9 |
| 1 | 2020 | 56.98 | 56.11 | 111.12 | 103.57 | 1144.44 | 450.9 |
| 2 | 2021 | 56.98 | 57.23 | 168.35 | 150.44 | 1167.33 | 450.9 |
| 3 | 2022 | 56.98 | 58.37 | 226.72 | 193.60 | 1190.68 | 450.9 |
| 4 | 2023 | 56.98 | 59.54 | 286.26 | 233.26 | 1214.49 | 450.9 |
| 5 | 2024 | 56.98 | 60.73 | 347.00 | 269.63 | 1238.78 | 450.9 |
| 6 | 2025 | 56.98 | 61.95 | 408.95 | 302.91 | 1263.55 | 450.9 |
| 7 | 2026 | 56.98 | 63.19 | 472.13 | 333.28 | 1288.83 | 450.9 |
| 8 | 2027 | 56.98 | 64.45 | 536.58 | 360.93 | 1314.60 | 450.9 |
| 9 | 2028 | 56.98 | 65.74 | 602.32 | 386.01 | 1340.89 | 450.9 |
| 10 | 2029 | 56.98 | 67.05 | 669.38 | 408.68 | 1367.71 | 450.9 |
| 11 | 2030 | 56.98 | 68.40 | 737.77 | 429.11 | 1395.07 | 450.9 |
| 12 | 2031 | 56.98 | 69.76 | 807.54 | 447.41 | 1422.97 | 450.9 |
| ***13*** | ***2032*** | ***56.98*** | ***71.16*** | ***878.69*** | ***463.74*** | ***1451.43*** | ***450.9*** |
| 14 | 2033 | 56.98 | 72.58 | 951.28 | 478.20 | 1480.46 | 450.9 |
| 15 | 2034 | 56.98 | 74.03 | 1025.31 | 490.94 | 1510.06 | 450.9 |
| 16 | 2035 | 56.98 | 75.51 | 1100.82 | 502.05 | 1540.27 | 450.9 |

În urma calculelor efectuate s-a demonstrat că investițiile în valoare totala de 450,900 MDL pentru instalația solar termală cu utilizarea colectoarelor solare se recuperează în al 13-lea an de exploatare.

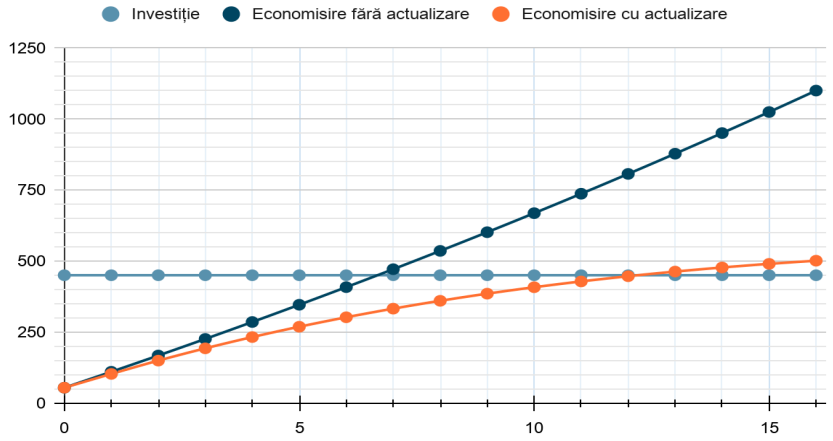



**Figura 22.** Calcul tehnico-economic a investiției

**Tabelul 12.** Consumul de energie până şi după instalarea colectoarelor solare

| Consumul de energie | u.m | SB | SP | Economiile | % |
|---|---|---|---|---|---|
| **Consumul energie final** | MWh/an | 137.5 | 80.5 | 57.0 | 41.4 |
| **Consumul energie primar** | MWh/a | 168.7 | 98.8 | 69.9 | 41.4 |
| **Emisii CO2** | t/a | 27.8 | 16.3 | 11.5 | 41.4 |

**Elaborarea certificatului de performanță energetică a clădirii de referință** dotată cu colectoare solare pentru producerea apei calde menajere.

La evaluarea impactului colectoarelor solare în procesul de elaborare a certificatului de performanță energetică a clădirilor s-a ținut cont de NCM M.01.01:2016 Performanța energetică a clădirilor "Cerințe minime de performanță energetică a clădirilor", NCM M.01.02:2016 Performanța energetică a clădirilor "Metodologia de calcul al performanței energetice a clădirilor" și NCM B.01.05:2019 Urbanism "Sistematizarea şi amenajarea localităţilor urbane şi rurale".

Utilizarea de baza a colectoarelor solare este planificată pentru producerea apei calde menajere, în situația dată, calculele de baza s-au axat pe evaluarea consumului de energie necesar pentru prepararea apei calde menajere.

Pentru calcule, instalaţia de distribuţie se consideră ca fiind împărţit în două părţi: o buclă de recirculare, dacă este cazul, şi ţevile de distribuţie individuale către punctul sau punctele de consum. Pierderile termice ale fiecărei părţi se calculează separat.
Pierderile termice totale *QW,dis,ls* din instalaţia de distribuţie se calculează prin însumarea pierderilor
termice ale fiecărei părţi, cu ajutorul formulei:

$$QW,dis,ls = \Sigma\, ind\ QW,dis,ls,ind\ + QW,dis,ls,col$$

în care:

a) $\Sigma$ *ind QW,dis,ls,ind* - reprezintă suma pierderilor termice din părţile individuale ale instalaţiei de distribuţie (în afara buclei de recirculare), determinată în conformitate cu relația exprimată în kWh/an;
b) *QW,dis,ls,col* - reprezintă pierderile termice din bucla de recirculare a instalaţiei de distribuţie (parte colectivă), dacă este cazul, exprimate în kWh/an.

Pierderile termice ale instalaţiei de distribuţie a apei calde menajere depind de temperatura medie a apei calde menajere şi de temperatura mediului înconjurător. Tipul de izolaţie are, de asemenea, o influenţă semnificativă asupra pierderilor termice ale instalaţiei.

Pierderile termice totale recuperabile ale instalației de distribuției a apei calde menajere reprezintă pierderile căldurii emise de instalația de distribuție în spații încălzite ale clădirii. Majoritatea acestor pierderi poate fi recuperată pentru încălzire, ceea ce este reflectat prin factorul de recuperare a pierderilor de căldură din instalația de distribuție. Valoarea factorului de recuperare a pierderilor de căldură din instalația de distribuție poate varia între 0,00 pînă la 1,00, în funcție de cantitatea de energie termică emisă de instalație. Cu cît mai mare este valoarea factorului, cu atît mai multă energie termică este recuperată.

Pentru instalaţia de distribuţie a apei calde menajere pentru pompe poate fi utilizată energia electrică,
şi, atunci, energia auxiliară, Ww,dis,aux, exprimată în kWh/an, se determină cu ajutorul formulei:

$$Ww,dis,aux = \Sigma\, 8760\ * Ppmp$$

în care:

a) *Ppmp* - reprezintă suma puterilor nominale ale pompelor, exprimată în kW;

*b) 8760* - reprezintă numărul de ore de funcționare a pompelor într-un an, exprimat în h/an;
Energia primită din exterior reprezintă cantitatea de energie exprimată pe unitatea de agent energetic, furnizată instalaţiilor aferente clădirii prin limitele instalaţiei, pentru a satisface utilităţile luate în calcul (încălzire, prepararea apei calde menajere) sau pentru producerea energiei electrice. Aceasta include pierderile termice ale instalațiilor de emisie, distribuție și acumulare a căldurii, precum și energia auxiliară pentru funcționarea pompelor și ventilatoarelor ale instalației de distribuție a căldurii în clădire și de preparare a apei calde menajere. La rândul său, energie termică solară produsă la fața locului este dedusă din energia primită din exterior, iar estimarea ei se efectuează în conformitate cu partea corespunzătoare a standardului SM SR EN 15316. Energia totală primită din exterior ca indicator global al clasei energetice din certificatul de performanță energetică reprezintă suma energiilor primite din exterior pentru toți agenții energetici.

În rezultatul evaluării performanței energetice a clădirilor (energiei primare pentru încălzire și preparare a apei calde menajere), acestea se încadrează într-o clasă de performanță energetică de la A la G. Pentru clădirile cu destinație mixtă clasa de performanță energetică a întregii clădiri se determină ca valoarea ponderată a claselor de performanță energetică a părților clădirii cu diferită destinație, în funcție de suprafața totală a pardoselii fiecărei părți a clădirii.

**Tabelul 13.** Date de intrare pentru calculul performanței energetice a clădirii

| | Case de locuit unifamiliale | Clădiri de locuit cu mai multe apartamente |
|---|---|---|
| Factorul de forma a clădirii 1/m | 0,83 | 0,36 |
| Temperatura conventionala °C | 20 | 20 |
| Rata de schimb a aerului 1/h | 0,5 | 0,5 |
| Temperatura de gardă °C | - | - |
| Timpul de încălzire pentru temperatura de gardă | - | - |
| Numărul de ore încălzirea la *Tconv* Zona climatică I | 4128 | 4128 |
| Numărul de ore încălzirea la *Tconv* Zona climatică II | 3984 | 3984 |
| Numărul de ore încălzirea la *Tconv* Zona climatică III | 3936 | 3936 |
| *Tconv* corectată constantă °C | 20 | 20 |
| Grade-zile K·zi | 3220 | 3220 |

în care:

a) *Tconv* - Temperatura convențională;
b) Zona climatică I (regiunea de nord: or. Bălți și nordul Republicii Moldova);
c) Zona climatică II (regiunea centrală: or. Bălți – or. Comrat);
d) Zona climatică III (regiunea de sud: or. Comrat – sudul Republicii Moldova);

**Tabelul 14.** Scala claselor de performanță energetică pentru prepararea apei calde menajere (EW,del,p – energie primită din exterior pentru prepararea apei calde menajere)

| Categoria clădirii | Clasele de performanţă energetică a clădirilor, kWh/(m2*an) | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | A | B | C | D | E | F | G |
| Case de locuit unifamiliale | <12 | 12-24 | 25-36 | 37-48 | 49-60 | 61-72 | >72 |
| Clădiri de locuit cu mai multe apartamente | <13 | 13-26 | 27-39 | 40-52 | 53-65 | 66-78 | >78 |

## Colectarea datelor privind progresele înregistrate la nivel mondial legate de acumulatoarele de căldură

**Obiectivele tematicii de cercetare**

Studierea tehnologiilor stocării energiei termice și fezabilitatea sporirii efecienței energetice a clădirilor folosind acumulatoarele de căldură

**Sarcinile tematicii de cercetare**:

1. Prezentarea generală și clasificarea dispozitivilor pentru stacarea energiei termice.
2. Colectarea datelor privid progresele înregistrate la nivel mondial legate de acumulatoarele de căldură.
3. Analiza economică a proiectelor realizate la nivel mondial.

**Rezultatele ştiinţifice ale cercetărilor efectuate în cadrul tematicii de cercetare**

**Prezentarea generală și clasificarea dispozitivilor pentru stacarea energiei termice**

Stocarea termică este procesele fizice sau chimice în rezultatul cărora are loc acumularea căldurii într-un dispozitiv de stocare a energiei termice numit acumulatorul de căldură (AC). Un acumulator de căldura constă dintr-un rezervor de stocare (de obicei izolat termic), mediu acumulator (agent de lucru), dispozitive pentru încărcare și descărcare și echipamentelor auxiliare. Sistemul de stocare se caracterizează prin modalitățile prin care energia pentru încărcarea acumulatorului este preluată de la sursă, transformată (dacă este necesar) în tipul de energie dorit și livrată consumatorului. Crearea acumulatoarelor de căldură depinde de nivelul de temperatură, de scara instalației și de durata de stocare a căldurii.

Astfel putem face o clasificare a AC.

*AC cu acumulare directă*. În astfel de AC mediu de stocare și mediu de schimb de căldură este unu și același. Mediu de stocare poate fi solid, lichid, gaz sau bifazat (lichid plus gaz).

*AC cu acumulare indirectă*: energia se acumulează numai prin transfer de căldură (de exemplu, conducția căldurii prin pereții rezervorului) sau ca urmare a transferului de masă a unui mediu special de schimb de căldură într-o stare lichidă, în două faze sau gazoase). Mediul acumulator în sine poate fi solid, lichid sau gazos (procesul poate continua fără o tranziție de fază, cu o tranziție de fază un solid - solid - solid, solid - lichid - lichid sau vapori - vapori). Aici, mediul de transfer de căldură este puțin implicat în acumulare.

Masa sau volumul materialului de stocare a căldurii (MSC) depinde de densitatea corespunzătoare a energiei stocate și de eficiența procesului de stocare a căldurii. În procesul real de acumulare de căldură, densitatea energiei stocate este un ordin de mărime mai mic decât valoarea teoretică datorată pierderilor de căldură, nivelului câmpului de temperatură, pierderilor în timpul încărcării și descărcării bateriei.

În prezent, există o mare varietate de tipuri și proiectări de acumulatori de căldură cu MSC granular, datorită gamei largi de aplicații de acumulatori de căldură. Multe metode și metode de acumulare conduc la diverse soluții tehnice și constructive de abur). Aici, mediul de schimb de căldură este puțin implicat în acumulare.

- baterii termice cu MSC solid;

- baterii termice cu MSC bifazat (ce se topește);
- acumulatori de căldură cu lichid;
- acumulatori de căldură cu abur;
- acumulatoare termochimice;- acumulatori de căldură cu element electric de încălzire.

**Exemple de sisteme de stocare a energiei termice la nivel mondial**

În practică cel mai dens întîlnite acumulatoare de energie termică sunt în sistemele cu colectoare solare: În prezent, în Europa există 10 sisteme de încălzire solară cu suprafețe de colectare de la 2.400 la 8.040 m2; 22 sisteme cu suprafețe de colectare de la 1.000 la 1.250 $m^2$ și 25 sisteme cu suprafețe de colectare de la 500 la 1.000 $m^2$.[39]

Mai jos sunt prezentate cîteva dintre sistemele majore construite în țările Uniunii Europene.

*Hamburg (Germania)*

Suprafața încălzită - 14800 $m^2$

Suprafața colectoarelor solare - 3000 $m^2$

Volumul acumulatorului de căldură din apă este de 4500 $m^3$

*Friedrichshafen (Germania)*

Suprafața încălzită este de 33.000 $m^2$

Suprafața colectoarelor solare - 4050 $m^2$

Volumul acumulatorului de căldură din apă - 12000 $m^3$

*Neckarsulm (Germania)*

Suprafața încălzită este de 25.000 $m^2$

Suprafața colectoarelor solare - 5300 $m^2$

Volumul acumulatorului de căldură al solului - 63.400 $m^3$

*Steifurt (Germania)*

Suprafața încălzită - 3800 $m^2$

Suprafața colectoarelor solare - 510 $m^2$

Volumul acumulatorului de căldură pietriș-apă este de 1500 $m^3$

*Rostock (Germania)*

Suprafața încălzită - 7000 $m^2$

Suprafața colectoarelor solare - 1000 $m^2$

Volumul acumulatorului de căldură al solului - 20.000 $m^3$

*Hanovra (Germania)*

Suprafața încălzită - 7265 $m^2$

Suprafața colectoarelor solare –1350 $m^2$

Volumul acumulatorului de căldură din apă este de 2750 $m^3$

*Chemnitz (Germania)*

Suprafața încălzită - 4680 $m^2$

Suprafața colectoarelor solare cu vid - 540 $m^2$

Volumul acumulatorului de căldură din pietriș - apă - 8000 $m^3$

*Attenkirchen (Germania)*

[39] https://studwood.ru/1056774/matematika_himiya_fizika/teplovye_shemy_solnechnyh_sistem_teplosnabzheniya

Suprafața încălzită - 4500 $m^2$

Zona colectoarelor solare cu vid - 800 $m^2$

Volumul acumulatorului de căldură al solului - 9850 $m^3$

*Saro (Suedia)*

Sistemul este format din 10 case mici, inclusiv 48 de apartamente.

Suprafața colectoarelor solare este de 740 $m^2$.

Volumul acumulatorului de căldură este de 640$m^3$.

Sistemul solar va acoperi 35% din sarcina totală de căldură a sistemului de alimentare cu căldură.

*Falkenberg (Suedia)*

Colectoarele cu o suprafață totală de 5500 $m^2$ sunt situate la nivelul solului și sunt conectate la o rețea de încălzire locală. Capacitatea bateriei cu apă este de 1100 $m^3$

*Hammerkülen (Suedia)*

1.500 $m^2$ de colectori solari sunt amplasați pe acoperișul clădirii de apartamente. Sistemul de stocare a căldurii este format din patru blocuri cu o capacitate de 80 $m^3$ fiecare. 40% din sarcina de apă caldă este acoperită de energia solară.

La sfîrșitul anului 2014, a fost pusă în funcțiune în regiunea Nürnberg-Sandreuth din orașul german Nürnberg cel mai mare acumulator de energie termică din Europa. Un rezervor cilindric de 70 de metri înălțime are un diametru de 26 de metri și deține 33 de mii de metri cubi de apă caldă (temperatura atinge 120 de grade). Conform N-ERGIE, acumulatorul va permite stocarea a 1.500 MWh de energie termică.

Dispozitivul este integrat în rețeaua de termoficare din Nürnberg. Principalele obiective ale utilizării acumulatorului sunt asigurarea funcționării mai flexibile a centralelor termice, optimizarea modurilor de producție a energiei termice și electrice, precum și creșterea posibilităților de utilizare a generării de surse regenerabile. Acestea din urmă sunt introduse în mod activ atât în toată Germania, în general, cât și în regiunea bavareză (unde se află Nuremberg), în special.

Investiția totală în proiect (inclusiv instalarea a două încălzitoare electrice) s-a ridicat la aproximativ 17 milioane de euro. Utilizarea unui acumulator va reduce emisiile de CO2 cu 40 de mii de tone pe an.

**Acumularea subterană a energiei termice**

ASET – acumularea subterană a energiei termică, unde mediul de depozitare poate fi formațiuni geologice între sol sau nisip și fundul solid, sau acvifere.

Printre tehnologiile ASET se numără: ASETA (acumularea subterană de energie termică în acvifer). Acumulatorul pentru ASETA constă dintr-o pereche, de regulă, din două sau mai multe surse într-un acvifer adânc, care este conținut între straturile geologice impermeabile de deasupra și de sub el. O jumătate din pereche este necesară pentru extragerea apei, iar cealaltă pentru reinjectare, menținând astfel echilibrul în acvifer. Mediul pentru stocarea căldurii (sau frigului) este apa și substratul în care se află.

*Clădirea Reichstag din Germania*[40] a fost încălzită și răcită din 1999 cu ajutorul acumulatoarelor ASETA situate în două acvifere la adâncimi diferite. În Olanda, există deja peste 1.000 de sisteme ASETA care au un design standard. Timp de câțiva ani, colegiul Richard Stockton College (New Jersey)[41] a avut un sistem solid.

ASETA are un cost de instalare mai mic decât ASETF, deoarece, de cele mai multe ori, mai puține puțuri sunt găurite, dar ASETA necesită costuri de operare mari. ASETF necesită, condiții speciale în subteran pentru a fi adecvate pentru utilizare, inclusiv prezența unui acvifer.

ASETF (acumularea sezonieră a energiei termice în foraje). Instalațiile de depozitare pentru ASETF pot fi construite oriunde, forajele pot fi găurite și, de regulă, constau dintr-una sau sute de puțuri verticale cu un diametru de 155 mm (6.102 inci). Au fost create sisteme de toate dimensiunile, inclusiv cele mari.

Straturile pot fi amplasate oriunde de la nisip până la roca cristalină și, în funcție de condițiile tehnice, adâncimea poate varia de la 50 la 300 m (164-984 ft). Intervalele pot varia de la 3 la 8 metri.

*ASETF din Crailsheim, Germania*[42]

*ASETF* din Crailsheim este format din 80 de foraje cu o adâncime de 55 m. Volumul de stocare de 37.500 m³ formează un cilindru cu găurile situate pe un model pătrat de 3 x 3 m. Schimbul de căldură cu solul are loc conducte duble U-U din polietilenă reticulată (PEX). Volumul de stocare poate fi dublat atunci când a doua parte a zonei rezidențiale conectate va fi construită peste câțiva ani.

Conform simulărilor în funcționare regulată, BTES va fi încălzit până la 65 °C la sfârșitul anului În septembrie, temperaturile cele mai scăzute la sfârșitul perioadei de încălzire vor fi de 20 °C. Maxim temperaturile în timpul încărcării vor depăși 90 °C. Partea principală a căldurii va fi evacuată prin intermediul pompei de căldură care poate funcționa în condiții foarte favorabile și este de așteptat să aibă sezon factori de performanță (SPF)

*ASETF în comunitatea solară Drake Landing, Canada*

Comuna Drake Landing din Okotoks, Alberta[43], Canada a decis în 2003 să dezvolte o „Comunitate solară" pentru 52 de case unifamiliale noi care au fost realizate ca parte a unei noi comunități rezidențiale mai mari în 2005. Cererea anuală de căldură se ridică la 800 MWh /cu 30% mai eficiente din punct de vedere energetic decât cele convenționale. Sistemul solar ar putea fi finalizat în 2007. Scopul cercetării și dezvoltării proiectului pilot a fost să demonstreze fezabilitatea tehnică de a obține economii de energie de peste 90% utilizând stocarea sezonieră a energiei solare în clima rece canadiană.

---

[40] https://www.researchgate.net/publication/264873673_Aquifer_thermal_energy_storage_for_the_Berlin_Reichstag_Building_New_seat_of_the_German_Parliament

[41] https://books.google.md/books?id=7MR0lR6sO14C&pg=PA16&lpg=PA16&dq=heat+accumulator+Richard+Stockton+College+(New+Jersey)&source=bl&ots=wXuLsBFGWD&sig=ACfU3U1yslTQ96zqKW6B64NOoW8QPc0buA&hl=ru&sa=X&ved=2ahUKEwie4InOm67qAhUklosKHRvjBvsQ6AEwAHoECAgQAQ#v=onepage&q=heat%20accumulator%20Richard%20Stockton%20College%20(New%20Jersey)&f=false

[42] SHC solar heating &cooling programme international energy agency

[43] https://www.dlsc.ca/

*ASETF* realizat are un volum de 34.000 m3 cu un echivalent de apă de 15.800 m3. În general sistemul este prezentat în figura 8 și integrează un volum tampon de 240 m³.

*În Danemarca* des este folosită acumularea energiei termice în piloți. Niște rezervoare izolate umplute cu pietriș și apă sunt utilizate ca mediu de depozitare a energiei termice sezoniere în multe sisteme de încălzire centrală din Danemarca. Piloții de depozitare sunt acoperiți cu un strat de izolație, apoi cu un strat de sol și sunt folosiți în agricultură sau în alte scopuri.

Cel mai mare sistem de stocare în piloți (200.000 $m^3$ (7.000.000 mc)) a fost lansat în orașul Vojens în 2015 și permite căldurii solare să furnizeze 50% din energia anuală pentru cel mai mare sistem solar de încălzire centrală.[44]

*Un colegiu pregătitor din Suffolk*,[45] Anglia de Est, folosește un colector de căldură cu o conductă îngropată sub o stație de autobuz pentru a stoca energia solară și a stoca în puțuri de 18100 de metri pentru utilizare la încălzirea de iarnă.

*În Bradstrupul danez*, aproximativ 8.000 $m^2$ (86.000 mp) de colectoare solare termice sunt utilizate pentru a acumula aproximativ 4.000.000 kWh / an, care sunt, de asemenea, stocate într-o rețea de ape de 50 de metri.

***Instalații de stocare a gheții***

*Stocarea energie la Centru de Cercetare în Medicină din Arizona*

Stocarea energiei IceBank îmbunătățește eficiența energetică a cogenerarii la una dintre cele mai mari instalații de stocare a energiei termice din lume.

În esență, Stocarea gheții folosește gheața produsă noaptea pentru a răci clădirile a doua zi.

Sistemul de stocare a gheții (cunoscut și sub denumirea de proiectul de stocare termică sau instalația de gheață) este alimentat de un sistem combinat de căldură și energie (CHP), situat la Centru de Cercetare în Medicină din Arizona[46] (Cu o populație de studenți de peste 37.000 de persoane și care sprijină aproximativ 216 de clădiri pe un campus de 378 acri), care furnizează electricitate la trei răcitoare de gheață Trane CenTraVac ", spune localnicul Ned Morris Trane reprezentant. „Aceste răcitoare fac gheață la 910 tone și 0,783 kilowatt / tonă. Acestea îngheață apa în cele 156 tancuri de stocare care sunt evacuate la cerere, oferind 23.400 tone ore de capacitate sau 3.120 tone pentru 7,5 ore. Adeseori accelerăm descărcarea până la 3.500 de tone în orele de vârf, reducând în continuare costurile cu cererea electrică. "

*Sediul Bibliotecii Județului Alachua*[47] reduce cererea de energie în timpul zilei la jumătate folosind depozitarea gheții.

Universitatea din Illinois la Urbana-Champaign[48] adaugă un acumulator de stocare a energie termice (ASET) rezervor către campus Sistem de apă rece.

---

[44] https://proagregat.com/energetika/tehnologii-sezonnogo-nakopleniya-teplovoy-energii-snte/
[45] https://www.icax.co.uk/Suffolk_One_College.html
[46] http://www.calmac.com/large-energy-storage-project-university-of-arizona
[47] http://www.calmac.com/energy-storage-installation-alachua-county-library
[48] https://sustainability.illinois.edu/research/energy-at-illinois/energy-storage/

Domeniu de aplicare: 6,5 milioane de galon rezervor.
Costul rezervorului: ~ 3.700.000 USD
Început de construcție: vara 2009
Finalizare substanțială: vara 2010

Rezervorul de 6,5 milioane de galoni va ajuta la îndeplinirea a ~ 7.000 de tone suplimentare cerințe de răcire pentru proiectele de construcție.

**Analiza economică a proiectelor realizate la nivel mondial**

Costurile specifice pentru construirea sistemelor de stocare a energiei termice, diferă foarte mult de la un proiect la altul. Prețul lor depinde de tipul acumulatorului, capacitatea, tehnologia proceselor, regiunea unde este construit ș.a.

În tabelul 1 de mai jos sunt prezentate indicii economici și tehnici pentru un șir de proiecte a sistemelor de tip ASETA (acumularea subterană de energie termică în acvifer), realizate la nivel mondial. [49]

**Tabelul 1.** Indicatori economici și tehnici a proiectelor ASETA realizate la nivel mondial

| Nr. | | Încălzire /răcire | Preț 1 kW, euro | Puterea instalată, MW | Investiția totală, mil. euro | Recuperarea investiției |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Research Centre, Agassiz, Canada | înc./răc. | **350** | **0,6** | **0,2** | **6** |
| 2 | University, New Jersey, USA | Răcire | **720** | **2** | **1,5** | **12** |
| 3 | District heating, Klippan, Sweden | Încălzire | **-** | **-** | **1,25** | **10** |
| 4 | School, Falun, Sweden | Încălzire | **-** | **-** | **0,4** | **9** |
| 5 | Hospital, Brasschaat, Belgium | înc./răc. | **575** | **1,2** | **0,7** | **8,5** |
| 6 | District heating, Kristianstad, Sweden | înc./răc. | **-** | **-** | **0,3** | **3** |
| 7 | Airport, Oslo, Norway | înc./răc. | **330** | **7** | **2,4** | **2** |
| 8 | Airport, Stockholm, Sweden | înc./răc. | **630** | **8** | **5** | **5** |
| 9 | Airport, Copenhagen, Denmark | răcire | **1640** | **5** | **8,1** | **8** |
| 10 | University, Eindhoven, Netherlands | înc./răc. | **610** | **20,3** | **12** | **8** |
| 11 | Office, Amersfoot, Netherlands | înc./răc. | **420** | **2** | **0,75** | **6,5** |

[49] https://doi.org/10.1186/s40517-019-0127-6

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 12 | Office, Malle, Belgium | răcire | **600** | **0,6** | **0,35** | **15** |
| 13 | Office, Frösundavik, Swede | înc./răc. | **125** | **3** | **0,4** | **5** |
| 14 | University, Utrecht, Netherlands | încălzire | **420** | **2,6** | **1,2** | **5** |
| 15 | Shopping centre, Malmö, Sweden | înc./răc. | **-** | **-** | **0,2** | **3,5** |
| 16 | District heating, Lomma, Sweden | încălzire | **-** | **-** | **1** | **5** |
| 17 | Shopping centre, Utrecht, Netherlands | răcire | **460** | **2,7** | **1,2** | **-** |
| 18 | Residential, Malmö, Sweden | înc./răc. | **270** | **1,3** | **0,4** | **-** |
| 19 | District heating, Neubrandenburg, Germany | înc./răc. | **680** | **4** | **2,7** | **-** |
| 20 | Hospital, Karlsruhe, present case | înc./răc. | **416** | **3,2** | **1,3** | **2,8** |

**Concluzii**

În urma studierii proiectelor realizate în domeniul stocării energiei termice observăm că marea majoritatea a acestor proiecte au fost realizate în țările dezvoltate ca: SUA, Suedia,Canada, Germania, Niderlanda.

Cele mai răspîndite acumulatoarele de căldură sunt cu material de stocare a căldurii lichid (de obicei apa) și solid (pietris sau solul), sistemele de acumulare subterană a energiei folosind mediul de depozitare formațiuni geologice între sol sau nisip și fundul solid, sau acvifere și acumularea sezonieră a energiei termice în foraje.

Costul specific pentru un kW capacitate a acumulatorului de căldură variază destul de mult de la caz la caz, între 200-1600 euro kW.

## Dezvolatrea instrumentelor de control pentru rețelele de transport și distribuție bazate pe tehnologiile SMART GRID

Una dintre problemele actuale este furnizarea energiei electrice de înaltă calitate (EE) către consumatorii de rețele electrice de distribuție (RED) cu o tensiune de 0,4-10 kV. Cei mai importanți indicatori ai RED sunt nivelul de tensiune și asimetria, a căror abatere de la indicatorii standard duce la defecțiuni și la o scădere a duratei de viață a echipamentelor electrice. În cazul în care indicatorii standard ai calității energiei electrice (ICEE) nu sunt respectați, consumatorul are dreptul să solicite compensații companiilor de furnizare a energiei electrice, deci electricitatea este specificată în „Nomenclatorul produselor pentru care certificarea obligatorie este prevăzută de acte legislative”, trebuie să respecte cerințele din GOST 32144-2013 „Energia electrică. Compatibilitatea electromagnetică a mijloacelor tehnice. Standarde de calitate a energiei electrice în sistemele de alimentare cu energie generală ", conform cărora sunt stabilite standarde atât pentru abateri, cât și pentru dezechilibrul de tensiune. O altă dintre problemele

importante în EE cu o tensiune de 0,4-10 kV sunt pierderile mari de energie electrică în timpul transmiterii către consumatori. Astfel, potrivit unor date, acestea reprezintă 62% din totalul pierderilor din rețelele electrice. Unele dintre aceste pierderi sunt pierderi suplimentare de putere rezultate din dezechilibrul de tensiune.
Stadiul actual de dezvoltare a industriei energiei electrice se caracterizează printr-o creștere semnificativă a volumului producției de energie datorită utilizării surselor regenerabile, a căror producție este supusă în mod semnificativ fluctuațiilor zilnice și sezoniere. Această circumstanță afectează și parametrii calității energiei. În aceste condiții, problema controlabilității rețelelor de transport și distribuție devine din ce în ce mai urgentă. Dispozitivele tehnice concepute pentru rezolvarea acestui tip de probleme (reprezentate de FACTS, tehnologiile SMART GRID) sunt în mare parte asociate cu utilizarea conversiei de energie în două etape - rectificare și inversare. Efecte de control similare pot fi obținute și pe baza directă (conversie de putere într-o singură etapă), ceea ce face posibilă implementarea unor dispozitive tehnice mai simple, mai fiabile și mai puțin costisitoare. Una dintre aceste tehnologii sunt transformatoarele cu adaos de tensiune (TAT) de diverse configurații și scopuri.
**Scopul lucrării** este de a dezvolta și cerceta noi soluții tehnice care să sporească fiabilitatea rețelelor de transport și distribuție a sistemului energetic, în contextul utilizării intensive a surselor de energie regenerabile și având caracteristici tehnice și economice îmbunătățite.

## 1. Caracteristicele sistemului de alimentare cu energie electrică a orașului.

### 1.1 Caracteristicile consumatorilor de energie electrică din mediul urban

Schimbările sociale și economice, care au loc în ultimii ani, au condiţionat schimbări semnificative în componenţa și regimurile funcţionării consumatorilor racordaţi la *sistemul urban de alimentare cu energie electrică* (**SUAEE**). În special, s-a majorat semnificativ volumul și nomenclatura aparatelor electrice de uz casnic utilizate, a crescut numărul şi echiparea tehnică întreprinderilor cu destinaţie publică și rezidenţială, s-a modificat structura și consumul industrial de energie. A crescut puterea și s-a extins utilizarea echipamentelor consumatoare de energie cu reglare electronică şi cu microprocesoare. Rezultatul efectului acestora se manifestă prin schimbări semnificative în structura și caracterul consumului de energie electrică, care au condus la următoarele consecințe:
1. predomină caracterul inductiv al consumului de energie electrică;
2. a crescut neuniformitatea consumului de energie electrică;
3. a crescut neumogenitatea curbelor de sarcină;
4. a crescut asimetria consumului de putere pe faze.
Acestea au condus la creșterea pierderilor și agravarea *calității energiei electrice* (CEE) în rețele, contribuind astfel la reducerea eficienţei de funcţionare atât a rețelelor, cât şi a consumatorilor conectaţi la ele. Astfel, pentru gestionarea eficientă cu regimurile de funcționare a SUAE, prognozarea dezvoltării acestora este necesară pentru cercetarea și identificarea legilor de bază ale funcționării consumatorilor lor. Clasificarea celor mai frecvenţi consumatori de energie electrică este prezentată în figura 1.

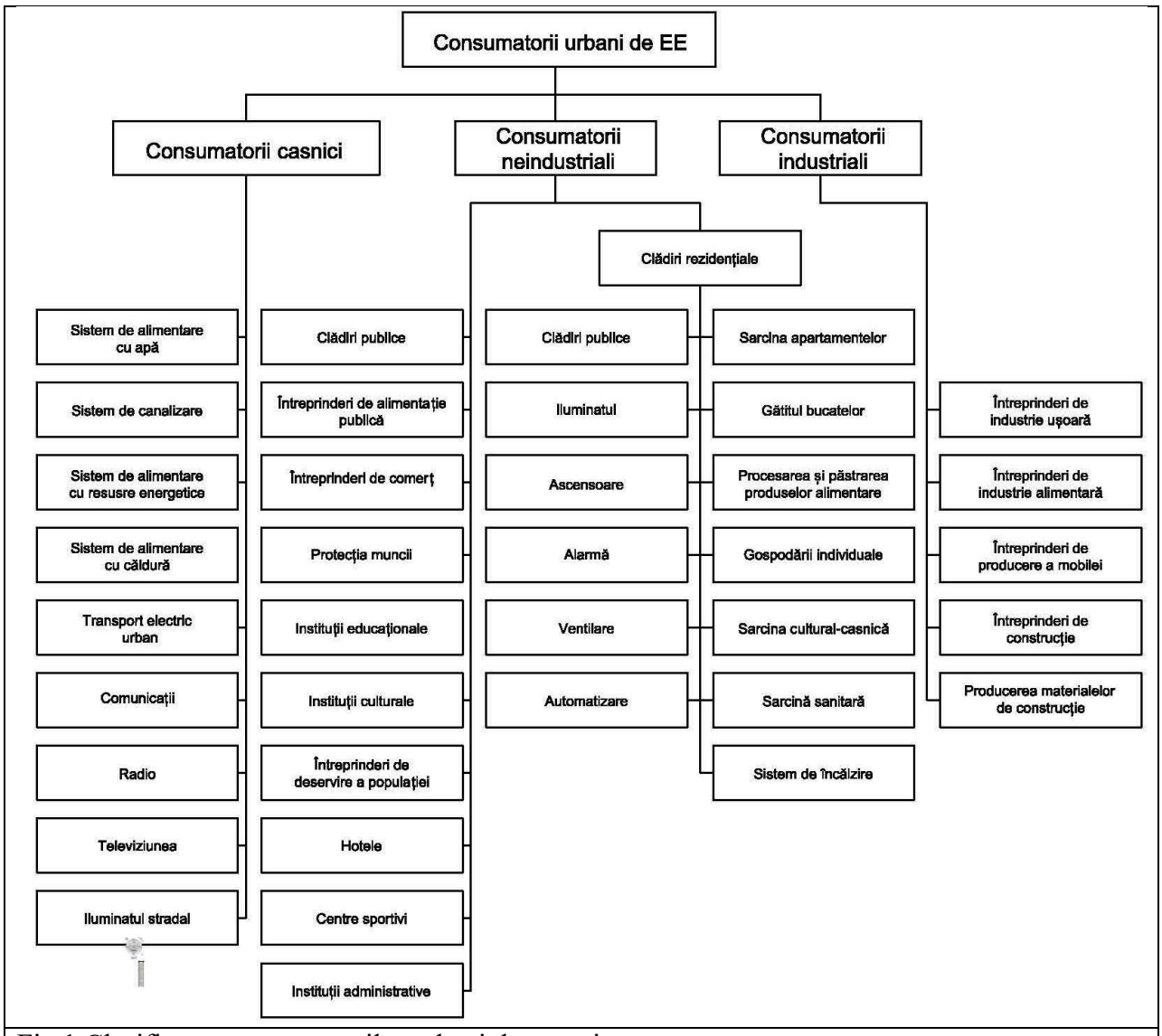



Fig.1 Clasificarea consumatorilor urbani de energie

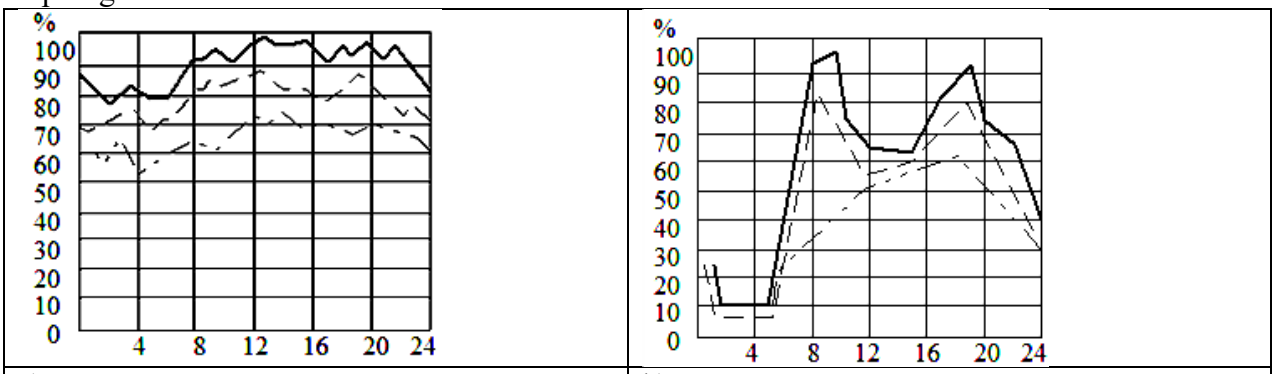
Consumatorii casnici au cel mai mare impact asupra SUAEE. Capacitățile mari instalate pentru consumatorii de energie în combinație cu varietatea regimurilor lor de funcţionare (fig. 2) cauzează impactul semnificativ a consumatorilor casnici asupra parametrilor regimului SUAE, pe de o parte, și complică normalizarea acestora, pe de altă parte. La astfel de consumatori se atribuie sistemul de furnizare a energiei termice, sistemul de alimentare cu apa şi canalizare, transportul electric, iluminatul stradal, televiziunea, radio și altele asemenea.

Sistemul de aprovizinare cu apă și canalizare (SAC) se află printre cei mai mari consumatori de putere în SUAEE. Puterea principalelor stații de pompare și stațiilor de epurare ale orașelor mari atinge acum 6-10 MW, alimentarea cu putere a cărora se efectuează de la tensiunea de 6-10 sau 35 kV. Sarcina principală a sistemelor de alimentare cu apă și canalizare o constituie acţionările electrice de mare putere pe baza motoarelor sincrone și asincrone cu tensiunea de (0,4-6,3) kW la putere de (500-5000) KW. Tendința îmbunătățirii eficienței conversiei energetice în ele a cauzat creșterea în continuare a puterii de sarcină a motoarelor acţionărilor electrice și a nivelului de automatizare a proceselor în ele. Aceasta a acutizat extrem problema calităţii energiei electrice în SUAE. Totodată, cu devierea tensiunii au apărut probleme cu oscilaţiile și căderile de tensiune, care sunt cauzate de pornirile de exploatare sau autoporniri ale motoarelor. În condițiile create, o direcţie importantă de sporire a eficienţei funcţionării SUAE a oraşelor, este utilizarea sistemelor de compensare a devierilor sau oscilaţiilor de tensiune cu acţionare rapidă. Deoarece limita apartenenţei reţelelor trece la nivelul liniilor de alimentare de tensiune înaltă sau medie,

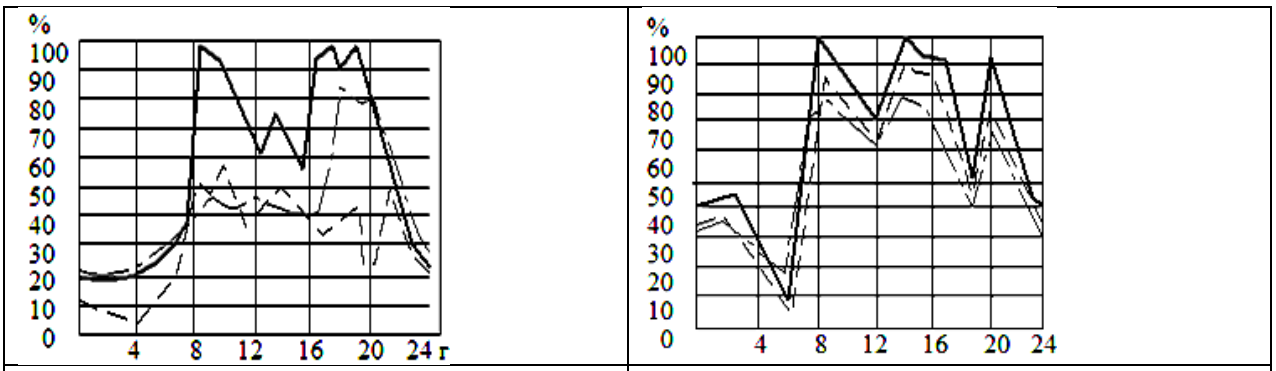
problema majoră actută de exploatare a SAC constă în menţinerea devierilor conform standardelor şi a fluctuaţiilor de tensiune stabilite în punctele de racordare a acestora la reţelele de alimentare. Datele măsurărilor multiple indică faptul că, în multe cazuri, aceşti indicatori ai calităţii energiei electrice trec peste valorile normative. Durata oscilaţiilor şi căderilor tensiunii în reţelele SAC se află în intervalul de (0,5-5,0 s), în dependenţă de condiţiile de pornire, tipul şi puterea motoarelor utilizate. Adâncimea căderilor de tensiune atinge valoarea de 10 - 15%, iar intensitatea lor este de 3 - 5 ori pe zi. Asimetria şi caracterul nesinusoidal al tensiuni şi curenţilor în reţelele SAC actualmente se află într-un interval acceptabil. Însă, utilizarea din ultimii ani în sistemele acţionărilor electrice a sistemelor tiristoare, ameninţă pe viitor cu creşerea nivelului armonicilor superioare în reţele. Mai mult, reglarea de fază prin tiristoare conduce la majorarea consumului de energie reactivă din reţea cu creşterea ulterioară a pierderilor de tensiune şi putere în reţelele electrice. Aceasta conduce la scăderea factorului de putere în reţelele electrice de distribuţie racordate la sistemele de alimentare cu apă şi de canalizare.

Pentru SAC este tipic regimul de funcţionare non-stop şi curba de sarcină fiind relativ plată, cu mici variaţii ale sarcinii zilnice, săptămânale şi sezoniere (fig.2,a). Funcţionarea normală a SAC în regim stabilit se poate realiza prin stabilizarea tensiunii şi a puterii reactive la un nivel determinat sau reglarea lor prin două nivele în interval de o zi. Pentru realizarea acesteia se pot utiliza sisteme cu dirijare automată a ciclurilor de control pe durată îndelungată.

Transportul electric urban (TEU) utilizează până la 20% din energia electrică a oraşelor. Alimentarea consumatorilor TEU, de regulă, se efectuează de la staţii de transformare 6,10/0,6 kW cu puterea de (2-4) MW. La baza consumului de energie electrică a transportului electric modern stau acţionările electrice de curent continuu sau alternativ de putere medie. Regimurile şi caracterul consumului de energeie de către TEU iniţial depind de intensitatea fluxului de pasageri, deaceea, TEU reprezintă sursa de pulsaţii considerabile a puterii active şi reactive. O caracteristică importantă a sarcinii de tracţiune este dependenţa de valoarea sarcinii şi caracterul depinde de viteza şi poziţia garniturii rulante pe segmentul de drum. Pentru acestea este caracteristică o anumită periodicitate a pulsaţiilor, determinată de programul de trafic şi intensitatea mişcării transportului public, la fel dependentă de zona orăşenească, componenţa şi natura activităţii de muncă a populaţiei sale. Oscilaţia sarcinii ajunge la 15-20%, iar viteza de schimbare la 100-200 kW/s, astfel încât funcţionarea transportului electric municipal este însoţită cu devieri şi oscilaţii de tensiune, care ating o valoare de (10-15)% în intervalul fluxului maxim de pasageri.




a) b)




v) g)

Fig.2. Curbele caracteristice ale sarcinii SUAE: a) SAC; b) transport electric urban; v) întreprinderi industriale; g) zona rezidentială (_____ ziua de muncă (iarna), _._._._ziua de muncă (vara), _ _ _ _ duminică (iarna))

Prezenţa unei astfel de valori şi intensitate a oscilaţiilor tensiunii agravează parametrii tehnici şi economici ale garniturii rulante a TEU şi condiţinează fluctuaţia fluxului luminos a surselor de lumină cu valoare şi intensitate corespunzătoare în reţelele publice de alimentare. Datorită sensibilităţii ochiului uman la schimbarea fluxului luminos cu o frecvenţă de 4-10 Hz, acest lucru are un efect negativ asupra stării sănătăţii populaţiei urbane. Astfel, una dintre problemele principale de exploatare în sistemul de transport electric public este asigurarea intervalului acceptabil a oscilaţiilor de tensiune în reţelele electrice orăşăneti.

Pentru SUAE consumatorii TEU sunt convertoarele de putere dirijate cu caracter alternativ al sarcinii. În scopul reducerii fluctuaţiilor de tensiune cauzate de ele în liniile de tracţiune, staţiile redresoare a TEU sunt executate numai pe baza comutatoarelor tiristoare de putere reglabile, cuplarea cărora provoacă o denaturare suplimentară a tensiunii şi fluxuri de putere reactivă în reţele. Pe lângă pierderile suplimentare de putere în reţelele, se provoacă oscilaţii de tensiune cu frecvenţa de 1-10 Hz, deaceia o alta, problema nu este mai puţin importantă de exploatare a instalţiilor TEU este reducerea distorsiunii tensiunii şi de compensarea modificărilor rapide în reţelele de putere reactivă.

În cazul puterii insuficiente a SUAEE exploatarea TEU este însoţită de devieri şi oscilaţii de tensiune în reţelele electrice publice. Aceasta conduce la utilizarea unor mijloace de limitare a efectelor expuse. Condiţiile de funcţionare a instalaţiilor de corecţie în astfel de condiţii, determină prezenţa în curba de sarcină a patru segmente staţionare: căderea evidentă a sarcinii nocturne cu o variaţie de până la 30% şi cădere implicită a sarcinii de zi cu o variaţie de până la 20%, precum şi picurilor de dimineaţa şi de seara cu o variaţie de până la 10% (fig.2,b). Condiţiilor menţionate satisface sistemul cu patru cicluri de control pe parcursul intervalului de zi cu o corectare săptămânală şi sezonieră a legilor de dirijare.

<u>Iluminatul public</u> este constituit din retelele electrice pentru iluminare de cartier şi de iluminare stradală. Ca surse de iluminare pentru sistemele de iluminat stradal, sunt utilizate preponderent lămpile fluorescente de înaltă presiune. Acestea sunt, în special, lămpile cu vapori de sodiu (80%) şi vapori de mercur (20%). O mică pondere în iluminatul stradal o au lămpile incandescente (5%) şi lămpile cu diozi LED (5%). În sistemele pentru iluminare de intracartier predomină lămpile cu vapori de sodiu (60%), lămpi fluorescente compacte (30%), lămpi cu incandescenţă (5%) şi lămpi cu LED-uri (5%).

Datorită influenţei semnificative a calităţii tensiunii asupra parametrilor tehnici şi economici ai consumatorilor de energie pentru iluminare, precum şi dificultăţile de menţinere a curbei de sarcină a *centrelor de alimentare* (CA) şi a consumatorilor uluminatului exterior în condiţiile nivelului ridicat de neomogenitate, una dintre principalele probleme de funcţionare a reţelelor electrice orăşăneşti de iluminare publică, este asigurarea intervalului acceptabil de deviere a tensiunii.

Mai mult decât atât, particularitatea lămpilor cu descărcare constă în necesitatea utilizării unui inductor de limitare a curentului. Prezenţa sa determină reducerea factorului de putere consumată

din rețea până la nivelul de 0,6-0,65. Un alt aspect la fel de important al exploatării sistemelor de iluminat exterior, constă în compensarea puterii reactive consumată de lămpile fluorescente pe timp de seară şi de noapte.
În rezumat general al experienței de funcționare a consumatorilor rezidenţiali orăşăneşti, permite evidenţierea particularităţilor tehnice ale regimurilor lor, care determină cerințele către mijloacele de reglare cu ele:
1. valorile semnificative, intervalul extins şi viteza mare a schimbării curbei de sarcină, ce provoacâ prezența unor abateri și oscilaţii de tensiune în rețele, depășesc limitele stabilite;
2. nivelul inferior și viteza sporită a modificării factorului de putere în rețelele din cauza numărului mare de lămpi cu descărcare, precum și a traductorilor cu reglare pe tiristoare.
Consumatorii de energie electrică din zonele rezidențiale constituie baza consumului de energie electrică a orașelor. Acestea sunt caracterizate printr-o mare varietate de parametri și regimuri de funcționare, determinată de componenţa și parametrii de sarcină. În general, se observă faptul neomogenităţii curbelor și fluctuaţiilor semnificative a sarcinilor zilnice, săptămânale și de sezon, precum și factorul de putere redus.
Toți consumatorii casnici se pot împărți condiționat în două grupuri: consumatori de case rezidențiale și consumatori ai instituțiilor sociale și publice.
Energia electrică în clădirile rezidențiale este utilizată pentru iluminatul încăperilor de trai și auxiliare, recepție și reproducere a informației de sunet și lumină, punerea în funcţiune a diferitor tipuri de maşini și aparate de uz casnic. Baza consumului de energie electrică al apartamentelor constituie iluminatul. În general, acestea sunt lămpile fluorescente şi lămpile cu incandescență. În cazuri relativ mici (până la 30%) pentru iluminatul apartamentelor se utilizează lămpile cu LED-uri.
În ciuda schimbărilor care au avut loc recent în caracterul consumului energiei electrice, parametrii și regimurile de funcționare ale consumatorilor de energie pentru iluminare continuă menţinerea unui impact semnificativ asupra regimurilor de funcţionare a SUAEE. Aceasta se referă la timpul și durata vârfurilor de sarcină (fig.3), valoarea și natura modificării factorului de putere în rețelele. Este importantă pentru corpurile de iluminat din apartamente dependența indicatorilor lor tehnici și economici de valoarea (mărimea) tensiunii aplicate, la fel şi valoarea ridicată a coeficientului de distorsiune.

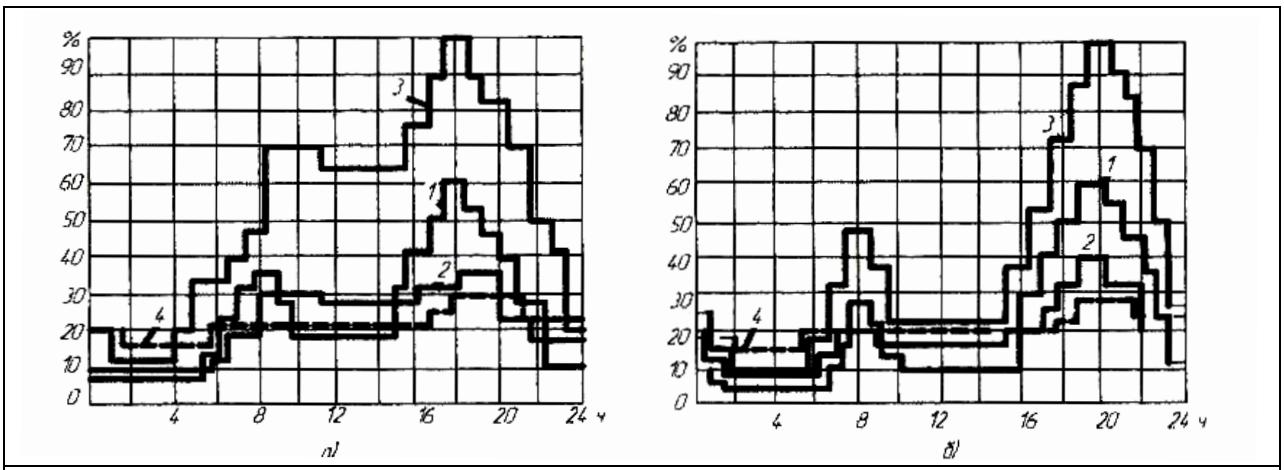
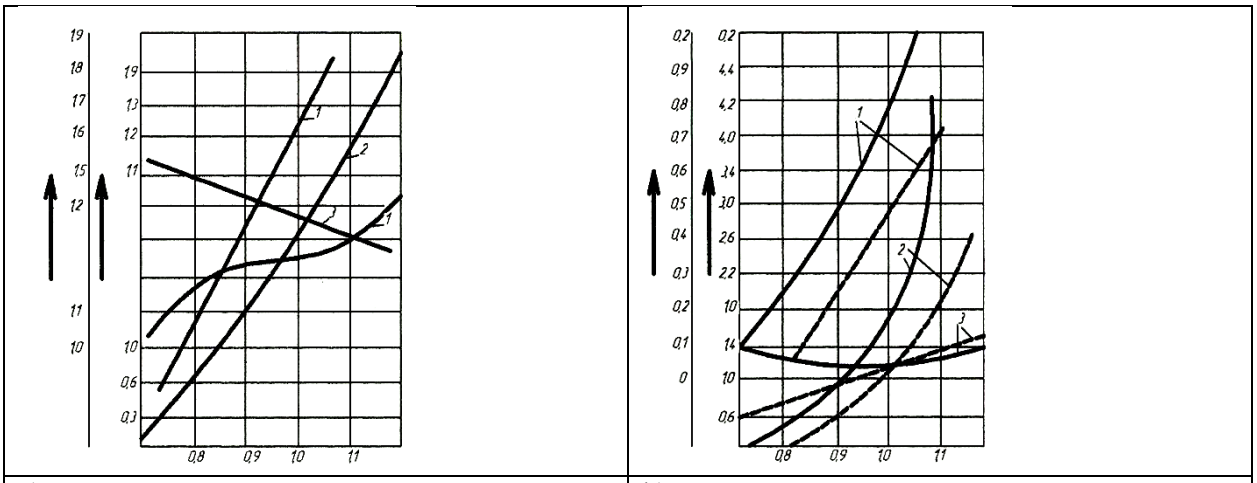


Fig.3 Diagramele de încărcare a consumatorilor rezidențiali și publici: a) clădire rezidențială cu sobe electrice; b) o casă de locuit cu sobe pe gaz: 1 – sarcina iluminatului; 2 - sarcina de putere; 3 - sarcina totală; 4 - sarcină reactivă

Este semnificativ nivelul tensiunii care afectează valoarea consumului de putere din reţea P, termenul de exploatare T şi fluxul luminos F al lămpilor. În intervalul real de schimbare a parametrilor regimului SUAE, influenţa tensiunii asupra caracteristicilor tehnice şi economice ale lămpilor incandescente şi lămpilor fluorescente se poate estima pentru fiecare procent de

modificare a tensiunii la termenul de exploatare a lămpilor cu 14% şi 3,0%, consumul de energie cu 1,58% şi 3,50%, iar fluxul luminos cu 3,61% şi 1,5%, respectiv. În plus, creşterea tensiunii la lămpile fluorescente este însoţită de o creştere a consumului de putere reactivă în mărime de 3% pentru fiecare procent de creştere a tensiunii.

Corpurile electrice de putere din apartamente conform destinaţiei lor pot fi împărţite în mai multe grupuri: pentru prepararea bucatelor, prelucrarea şi păstrarea alimentelor, de uz casnic, de uz cultural casnic, aer condiţionat, încălzire a apei şi a spaţiului de încălzire, sanitare, etc. Acestea sunt bazate pe traductoare electromecanice (asincron, sincron, chei tiristoare etc.). Acestea sunt caracterizate printr-un factor de putere scăzută şi o durată lungă de funcţionare. O caracteristică a acestui grup de dispozitive este dependenţa regimului lor de funcţionare şi natura consumului de energie de valoarea tensiunii energiei electrice aplicate. În plus, utilizarea pe scară largă în ultimii ani de tehnicii electronice şi cu microprocesoare pentru dirijarea cu regimurile de lucru a aparatelor de uz casnic, a sporit cerinţele faţă de CEE la un nivel mai ridicat. Cele mai tipice corpuri receptoare de putere din apartamente sunt frigiderele casnice cu compresor şi televizoarele. Caracteristicile lor statice sunt prezentate în fig.3. Analiza caracteristicilor indică o influenţă semnificativă a tensiunii asupra valorii de putere activă şi reactivă consumată de acestea. De exemplu, creşterii cu 1% a tensiunii aplicate corespunde o maorare a consumului de energie activă de frigidere cu 1,7%, iar a energiei reactive cu 2,5%. Pe când valoarea factorului de putere se reduce de aproximativ 1,5 ori.



a) b)

Fig.4. Caracteristicile statistice ale frigiderului (a) şi a televizorului (b)
1 - tgφ=f(Uc), 2 - Q=Q/Qном=f(Uc), 3 - P=P/Pном=f(Uc), 4 - T= TЛ/TЛP=f(Uc)

Televizoarele produse în serie, de regulă, admit o distorsiune de durată a tensiunii în intervalul de (- 10 + 5)%. În practică, aceste limite, în special în sectorul privat deseori nu sunt menţinute, ceea ce conduce la utilizarea stabilizatorelor individuale de tensiune. Utilizarea lor pentru fiecare procent de creştere a tensiunii conduce la creşterea consumului de putere reactivă cu 10% (vezi fig. 4).

În plus, din cauza numărului mare, precum şi a incertitudinii de timp şi locul de conectare a corpurilor consumatoare de energie în apartamente, sarcinile clădirilor rezidenţiale sunt variabile aleatorii. În aceste condiţii, combinaţia unui sistem trifazat de linii extinse de joasă tensiune cu executare monofazată a reţelelor de distribuţie în grup în apartamente şi cu implementare a reglării simetrice centralizate a tensiunii în CA, a cauzat prezenţa unor nesimetrii cu valori semnificative de natură probalistică, deviaţii şi oscilaţii de tensiune în reţelele de alimentare. Astfel, majoritatea corpurilor receptoare electrice de natură inductivă în combinaţie cu legea aleatorie de conectare a acestora, conduce la o valoare scăzută şi caracterul probabilistic al modificăriir factorului de putere în reţelele.

Precum demonstrează cercetările, rezultatul efectului combinat al factorilor principali examinaţi este faptul că, cazul tipic de alimentare electrică a consumatorilor casnici constă în micşorarea tensiunii în timpul orelor de vîrf a sarcinii dimineaţa şi seara pe durată de circa 5 ore fiecare în valoare de 7-10%, de astfel, şi majorarea tensiunii cu 10-5% cu durată de circa 8 ore în timpul căderii sarcinii noaptea. Mai mult decât atât, în timpul sarcinii de vârf, dezechilibrul (nesimetria) de tensiune ajunge de la 15% până la 30%, iar valoarea factorului de putere – 0,6.
Consumatorii publici și rezidențiali au o pondere semnificativă în consumul total de energie electrică al orașelor, determinat de specificul întreprinderilor și instituțiilor din sectorul serviciilor. În ceea ce privește compoziția lor, obiectele din sectorul public și comunal sunt împărțite în: alimentație publică, comerț, asistență medicală, instituții preșcolare, instituții de învățământ, culturale, de artă, servicii pentru consumatori etc. (Fig. 1).
Consumatorii din sectorul utilităților publice diferă prin existenţa practică a graficului de de sarcină în două trepte, cu maxime de vârf în timpul zilei şi căderi de sarcină în timpul nopţii, cauzate de prezența relativ uniformă a curbei sarcinii de putere și programul de sarcină în două nivele la iluminare, cu o ușoară variație a acestuia.
Pentru consumatori din domeniul comerțului și alimentării publice este caracteristică o capacitate suficient de mare de putere instalată la echipamente, depășind capacitatea sarcinii de iluminare. Aceasta se datorează necesității depozitării pe termen lung a produselor alimentare la temperaturi scăzute. O caracteristică a curbelor de sarcină ale acestor consumatori, este prezența în valoare mică și durata scurtă zilnică a căderii curbei cauzate de pauza de prânz, precum și deplasarea cu 2 ore în direcţia vârfului de seară.
La instituțiile medicale se referă diferite tipuri de centre de sănatate, spitale, clinici, farmacii, etc., care nu afectează semnificativ SUAEE, dar posedă cu echipamente tehnologice, cu cerințe ridicate faţă de calitatea energiei electrice.
În componenţa utilajului tehnologic al instituţiilor de învățământ și preșcolare un loc aparte il au bicătăriile cu echipamente termice de prelucrare a produselor alimentare, care nu impun cerințe stricte pentru calitatea energiei electrice.
Instituțiile culturale ale orașelor intră: cinematografe, teatre, case de cultură etc. Echipamentul lor tehnologic nu prezintă cerințe speciale pentru EE. Programele de încărcare ale acestor consumatori seara, cu o durată maximă de 5-6 ore. Acest lucru necesită menținerea tensiunii pe șinele de alimentare la un nivel ridicat în timpul serii și noaptea.
Astfel, generalizarea experienței de exploatare a consumatorilor de energie electrică din zonele rezidențiale, permite selectarea principalelor caracteristici care determină cerințele pentru mijloacelor de reglare:
1. un diapazon extins și caracterul probabilistic al modificării sarcinii a fiecărei dintre faze ale rețelei în interval zilnic de 24 ore, care provoacă o asimetrie considerabilă, distorsiune și oscilaţie de tensiune;
2. valoarea mică și natura probabilistică a modificărilor factorului de putere în rețea cauzate de legea probabilităţii la conectarea numarului mare de consumatori de energie cu caracter inductiv al consumului de energie electrică;
3. diferite legi de modificare a puterii active și reactive care determină specificul legilor de reglare a tensiunii și de compensare a puterii reactive;
4. cerințe sporite pentru CEE de către consumatori, datorită numărului mare a corpurilor de iluminat şi a sarcinii consumate de tehnică cu comandă electronică și cu microprocesoare.
Consumul industrial de energie electrică în orașe este determinat în principal de întreprinderile industriei locale: brutării, fabrici de cărămidă, fabrici de confecţii, etc. Acestea sunt caracterizate prin utilizarea utilajelor consumatoare de energie, capacitatea instalată a cărora este comparabilă cu puterea corpurilor de iluminare. Aceste intreprinderi au curbă de sarcini relativ plană și un raport relativ mic a consumul de energie. În legătiră cu diapazonul considerabil și neuniformitatea evidentă a curbei sarcinii de iluminat, curba retultativă a consumului de putere a consumatorilor industriali reprezintă variații semnificative în intervalul unei zile și ajunge la

20% pe timp de zi și 50% pe timp de noapte. Acest fapt necesită utilizarea sistemelor de corecție rapidă a regimului SUAEE cu o perioadă mică de schimb a informației.
La baza consumului de energie a întreprinderilor industriale urbane stau motoarele asincrone trifazate de 380V cu puterea de 1-20kW, deseori cu acționare electrică reglată prin frecvență. Majoritatea consumatoarelor de putere se caracterizează prin funcţionare îndelungată. În unele cazuri, sunt legate de efectuarea operațiilor auxiliare şi există regimuri de lucru intermitente sau ciclice a consumatoarelor. Însă, puterea lor mică în combinaţie cu numărul lor mic, nu afectează semnificativ caracterul consumului energiei electrice. Majoritatea intreprinderilor industriale au o capacitate instalată de până la 1000 kVA și măsuri de compensare a puterii reactive la ele nu se efectuează. Ca rezultat, cos φ la acesti consumatori se află la nivelul de 0,65-0,70, în legătură cu care în *reţelele electrice* de ditribuţie (RED) orăşeneşti se crează fluxuri semnificative de putere reactivă, astfel provocând pierderi suplimentare de tensiune și putere în rețele și diminuind eficiența funcționării atât a rețelelor, cât și a consumatorilor conectaţi la acestea.

## 1.2 Evaluarea eficienței procesului tehnologic de transport a energiei electrice și a procesului de distribuție în Sistemul Urban de Alimentare cu Energie electrică

Precum rezultă din cele expuse mai sus, SUAEE ca un obiect de gestionare reprezintă un sistem complex de mai multe nivele în dezvoltare, cu un număr mare de conexiuni interne și externe, cu viteza și continuitatea modificării parametrilor proceselor tehnologice de producere, transport și distribuție a energiei electrice. Funcționarea stabilă a acestor sisteme, costul de exploatare și pagubele consumatorilor sunt determinate în mare măsură de nivelul automatizării controlului parametrilor procesului tehnologic.
În diversitatea schemelor și a regimurilor de funcţionare a SUAEE, în schema de furnizare a energiei electrice către consumatori există un grafic tipic de distribuție (fig.4). Operațiile tehnologice generale sunt următoarele:

1. Transformarea tipului de energie se realizează la centralele electrice;
2. Transformarea directă a parametrilor energiei electrice se realizează la stațiile electrice;
3. Transportarea energiei electrice se realizează prin rețele sistemului energetic;
4. Transformarea inversă a parametrilor energiei electrice se realizează la stațiile electrice;
5. Distriburea puterii între grupurile de consumatori;
6. Aducerea CEE în corespundere cu cerințele grupurilor de consumatori;
7. Distribuția energiei electrice între consumatori individuali;
8. Aducerea CEE în corespundere cu cerințele consumatori individuali;
9. Distribuția energiei electrice între grupurile corpurilor consumatoare de energie;
10. Aducerea parametrilor energiei electrice în conformitate cu cerințele corpurilor consumatoare de energie;
11. Distribuția energiei electrice între corpurile separate consumatoare de energie;
12. Transformarea tipului de energie electrică în corpurile consumatoare de energie.

Eficacitatea executării fiecărei dintre procesele examinate influenţează semnificativ asupra parametrilor tehnici și economici ai sistemelor de alimentare cu energie și a consumatorilor de energie conectaţi la acestea. Cea mai mică este eficiența operațiilor de distribuție a energiei electrice între consumatorii individuali. Pierderile de energie electrică la această etapă actualmente depăşeşc de câteva ori pierderile la transportul enrgiei. Pierderile de putere în reţelele de tensiune medie și joasă în SUA, Anglia, Germania, Japonia și altele constituie 8%-12%, pe când pierderile de putere în rețelele de înaltă tensiune nu depășesc 4%. În Moldova și Ucraina situaţie e şi mai rea. Pierderile de putere în reţelele de tensiune medie și joasă ating o medie de 15-20%.
Eficiența fiecăruia dintre procesele revuzuite afectează semnificativ parametrii tehnici și economici ai sistemelor de alimentare cu energie electrică și ai consumatorilor de energie

asociaţi. Cea mai mică este eficiența operațiunilor de distribuție a energiei electrice între consumatorii individuali.

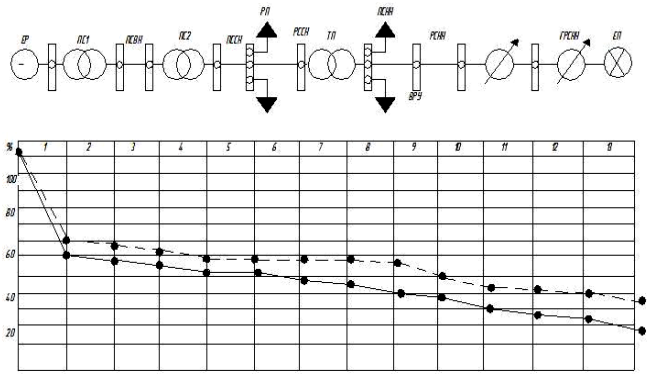



Fig.5. Curba tipică de distribuţie a energiei electrice

Analiza cauzelor acestei situații indică faptul că cea mai importantă direcţie a eficienței energetice în SUAEE este îmbunătățirea CEE și ridicarea nivelului de compensare a puterii reactive în reţele. În țările de frunte ale lumii (SUA, Anglia, Franța, Germania, Japonia) de demult creșterea anuală a consumului de energie electrică cu 5-10% este compensată datorită ameliorării eficienței procesului tehnologic la diferite etape ale producerii de energie şi nu a creșterii capacității de generare. Consecința acestui fapt este că pierderile de energie electrică sunt de câteva ori mai mici, iar cheltuieile tehnologice de energie electrică la consumatori sunt la un nivel mai mic, decât în Moldova și Ucraina.

Analiza situației existente demonstrează efectul mai multor factori asupra eficienței realizării proceselor tehnologice în SUAEE: locul amplasării, puterea stabilită și gradul de sarcină al echipamentelor, scheme și parametrii rețelelor, calitatea și nivelul de automatizare al proceselor de reglare a tensiunii și de compensare a puterii reactive. Aceste probleme, în general, sunt rezolvate la etapa planificării curente şi în perspectivă a regimurilor de funcţionare a reţelelor electrice.

Cu toate acestea, diapazonul extins în combinaţie cu viteza ridicată de schimbare a parametrilor regimului SUAEE necesită rezolvarea problemei la nivelul de control operativ sau dirijare automată.

Cercetarea SUAEE ca un obiect de gestionare a permis generalizarea cerinţelor pentru mijloacele de reglare cu regimurile de funcţionare a SUAEE:

- acţionarea promtă, condiţionată de schimbările rapide ale puterii active şi reactive;
- abordarea complexă la soluţionarea problemelor de reglare şi de echilibrare, precum şi reducerea fluctuaţiilor de tensiune şi compensarea puterii reactive;
- controlul separat ce regimurile tensiunii şi puterii reactive;
- optimizarea multicriterială ale regimurilor instalaţiilor de compensare;
- coordonarea acţiunilor de corectare a mijloacelor de reglare locale şi centralizate.

## 2. Modalităţi de ameliorare a eficienţei SUAEE

### 2.1 Reglarea tensiunii

Subiectul reglării tensiunii în SUAEA este abordat în multe lucrări ale autorilor autohtoni şi de peste hotare [1-12]. Problema reglării tensiunii anterior s-a sugerat de rezolvat prin apropierea instalaţiilor de reglare la consumatori şi îmbunătăţirea preciziei lor datorită reducerii gradului de reglare. Drept consecinţă a fost utilizarea *reglatoarelor sub sarcină* (RSS) la transformatoarele CA şi reducerea gradului de reglare la 1,5%.

Cu toate acestea, în legătură cu schimbările care au avut loc în ultimii ani în structura și natura consumului de energie electrică în orașe, a apărut întrebarea despre descentralizarea sistemului

de reglare a tensiunii și abordarea ulterioară a dispozitivelor de reglare către consumatori. Pentru a depăși neomogenitatea curbelor de sarcină zilnice a liniilor 6-10 și 0,38 kV, se propune utilizarea diferitelor tipuri de regulatoare liniare. Rezultatul acestor recomandări a fost dezvoltarea transformatoarelor de rapel de putere mică și medie. Cu toate acestea, după cum a arătat practica, aceste dispozitive nu sunt utilizate pe scară largă. Motivul pentru aceasta este discreția acțiunii și limitarea funcționalității unor astfel de dispozitive în sistemul de reglare a tensiunii centralizate. O soluție la această problemă este distribuția reglării tensiunii combinată cu automatizarea și coordonarea tuturor dispozitivelor (elemente SmartGrid).

În ultimii ani, dezvoltarea economică a țărilor dezvoltate s-a caracterizat printr-o creștere semnificativă a ponderii tehnologiilor și industriilor cu intensitate științifică care impun cerințe stricte pentru CEE în rețele, adesea prin mai mulți indicatori simultan. Pe piața energiei, acest lucru ridică întrebări legate de reglarea tensiunii la un nivel nou, mai înalt. Într-un mediu extrem de competitiv, CEE a devenit principalul factor de preț care l-a transformat de la o categorie tehnică la o categorie economică [19, 20]. Modalitățile de soluționare a acestei probleme au determinat atitudinea față de proprietatea companiilor care furnizează energie. În țările cu energie de stat, reglarea tensiunii a mers pe calea optimizării cuprinzătoare a modurilor de operare ale întregului sistem în ansamblu. În statele cu energie privată, procesul de reglare a tensiunii, datorită afilierii diferitor companii individuale, a mers pe calea dezvoltării mijloacelor de reglare a tensiunii individuale și de grup. În plus, în ciuda fragmentării companiilor individuale, a diferenței sau chiar a contradicției de interese, rezultatul final al activităților lor este de natură locală, nu întotdeauna și nu corespunde în totalitate condițiilor de optimitate a sistemului în ansamblu. În consecință, putem spune că în statele cu energie privată, eficiența reglării tensiunii este mai mică, iar procesul este de natură locală.

SUAEE se caracterizează prin conectarea predominantă a receptoarelor electrice la rețelele electrice de distribuție de 0,38 kV, unde cel mai important este asigurarea indicatorilor normativi a CEE. În condițiile, liniilor electrice lungi, curbelor de sarcină neuniforme și absența dispozitivelor de reglare între ST și consumatori, soluționarea acestor probleme, în cadrul conceptului existent de reglare a tensiunii centralizate, este o problemă destul de complexă, în mare parte practic de nerezolvat.

Pentru a rezolva aceste probleme, este necesară reglarea tensiunii în mai multe puncte ale rețelei cu plasare descentralizată și coordonarea funcționării tuturor mijloacelor tehnice și optimizarea modurilor de lucru ale SUAEE în ansamblu.

Creșterea lungimii rețelelor de distribuție, creșterea numărului și puterii receptoarelor electrice conectate la acestea, combinată cu diferența de parametri și moduri de funcționare a acestora, a limitat și mai mult posibilitățile de reglare a tensiunii centralizate, aducând situația într-un număr de cazuri la un nivel critic și ridicând problema necesității de a regla tensiunea în SUAEE.

Principalele motive pentru această situație pot fi următoarele:

- creșterea pierderilor de tensiune în rețele cauzată de o creștere a lungimii și sarcinii rețelei;
- o creștere a nivelului de neuniformitate a curbelor de sarcină a consumatorilor conectați, cauzată de modurilor diferite de funcționare a consumatorilor electrici;
- o gamă largă de reglare a tensiunii transformatoarelor ST, ceea ce duce la prezența unei zone moarte semnificative;
- lipsa mijloacelor de reglare a tensiunii între ST și consumatori.

Consecința acestei situații este dauna semnificativă, atât pentru consumatori, cât și pentru sistemele de alimentare, ale căror componente sunt:

- creșterea consumului tehnologic a EE în rândul consumatorilor;
- creșterea pierderilor EE în rețelele de sistemele de alimentare cu energie electrică;
- reducerea duratei de viață a echipamentelor electrice ale sistemelor energetice și a echipamentelor tehnologice ale consumatorilor;
- scăderea productivității echipamentelor tehnologice ale consumatorilor;
- creștere a prețului EE furnizate de sistemele de alimentare.

Un loc important în soluționarea tehnică a problemei reglării tensiunii îi revine utilizării transformatoarelor cu ados de tesiune (TAT) pentru a normaliza regimul de tensiune pentru consumatorii aflați la distanță [13-20].

**2.2 Compensarea puterii reactive**

În ultimul timp, în Moldova şi ţările din vecinătate şi din străinătatea îndepartată a crescut semnificativ interesul pentru problemele de compensare a puterii reactive, care reprezintă un factor important în conservarea energiei. Distanţele mari a RD cauzează pierderi considerabile de tensiune şi de putere în reţele la trecerea chiar a unei cantităţi mici de putere reactivă, deaceea în RD este raţională compensarea totală de putere reactivă, şi aproximativ 50% pe partea liniilor de joasă tensiune.

Cercetării regimurilor de putere reactivă în SUAEE sunt dedicate lucrările [21-35]. În majoritatea lucrărilor este menţionat, că în perioada de sarcină maximă în SUAE factorul de putere din RD este aproape de 1, deaceea necesitatea în compensarea puterii reactive în reţele practic dispare. Totodată, evaluarea situaţiei reale din reţelele în funcţiune denotă altceva. Creşterea constantă a populaţiei urbane, îndestularea cu aparate electrice de uz casnic şi extinderea volumului de servicii pentru populaţie, a condus la o creştere anuală a a consumului de energie a oraşelor cu depăşire a consumului de putere reactivă. Mai mult decât atât, în ultimii ani merge tendinţa de creştere a numărului de companii locale cu program de lucru într-un singur schimb sau în două schimburi, racordate la o sarcină de până la 100 kVA, asupra cărora nu se aplică scara de reduceri şi suprataxe pentru cos φ, şi care nu sunt echipate cu dispozitive de compensare a puterii reactive, şi aceasta agravează foarte mult factorul de putere a RD.

Aceasta se referă şi la sectorul de utilitate publică, unde o pondere semnificativă o constituie sarcina de iluminare. Utilizarea pe larg a lămpilor performante cu descărcare pentru iluminarea clădirilor publice şi instituţiilor de prestare serviciilor populaţiei în mare măsură au crescut fluxurile de putere reactivă în reţele. În plus, valoarea cos φ pentru lămpile de iluminat stradal sunt la nivelul de 0,4-0,6; pentru iluminarea clădirilor publice şi a instituţiilor de servicii municipale 0,6-0,8; pentru spaţii casnice 0,4-0,5.

În deosebi de rapid are loc dotarea apartamentelor cu aparate de uz casnic (frigidere, maşini de spălat, aspiratoare, aparate de bucatarie, tehnică audio şi video, etc). În ultimii ani dotarea apartamentelor cu aparate electrice de uz casnic a crescut în zeci de ori. În perspectivă, această tendinţă se va menţine. Deoarece tehnica uzuală posedă un regim de funcţionare de durată sau non-stop, aceasta se caracterizează printr-un impact semnificativ asupra valorii cos φ în RD orăşeneşti. Valoarea medie ponderată a cos φ în reţelele de distribuţie de 6-10 kV este acum la nivelul de 0,75-0,85, iar în orele căderilor de sarcină pe timp de zi şi de noapte scade şi mai mult. Programul zilnic de sarcină activă şi reactivă, la fel schimbarea tensiunii pe barele de tensiune joasa a SE de transformare este prezentată în fig.8.

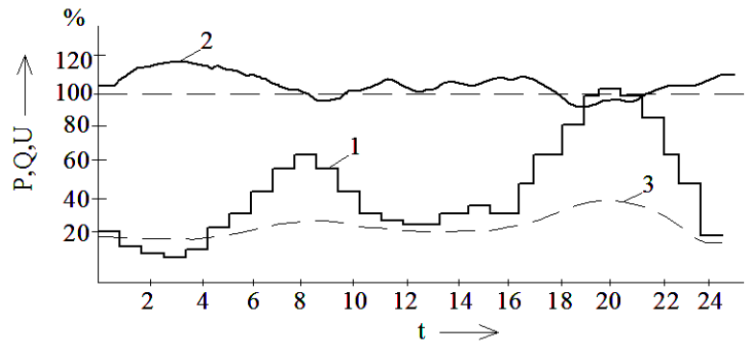



Fig.7. Curbele modificării puterii active 1, tensiunii 2 şi a puterii reactive pe barele de joasă tensiune a staţiei electrice

Pe viitor, datorită creşterii utilizării sarcinii motoarelor de mică putere şi a sarcinii de conversie, se poate sconta pe reducerea în continuare a cos φ în RD orașenești.
Cauzele principalele ale acestei situații sunt :
1. Creșterea cantității și caracterul probabilistic al consumului de putere reactivă de către consumatorii SUAEE;
2. Lipsa unui suport metodologic și tehnic de asigurare a măsurilor pentru compensarea puterii reactive în rețelele electrice de distribuție;
3. Eficacitatea scăzută a utilizării condensatoarelor cosinus pentru compensarea puterii reactive.
Această situație conduce la următoarele consecinţe:
1. Majorarea semnificativă a pierderii de tensiune și putere în rețelele;
2. Reducerea capacității de sarcină a echipamentelor și rețelelor;
3. Reducerea CEE la consumatori.
Având în vedere că majoritatea orașelor sunt alimentate din surse aflate la distanță, trecând prin câteva trepte de transformare, transmiterea prin rețele a puterii reactive este însoțită de suprasarcina lor considerabilă, pierdere de tensiune și putere. În aşa cazuri este rezonabilă compensarea totală a puterii reactive. Anume pe aşa cale au mers majoritatea țărilor din Europa de Vest, America și Japonia. Raportul dintre puterea instalată a surselor generatoare și compensatoare a acestora este acum 1:1. Compensarea puterii reactive în RD este acum direcția principală a economisirii energie în SUAEE. Compensarea puterii reactive în RD are ca rezultat:
- reducerea pierderilor de EE în rețelele electrice cauzate de o scădere a fluxurilor de putere activă și reactivă;
- reducerea consumului de energie pentru nevoile tehnologice cauzate de îmbunătățirea eficienței energetice în rețelele de consumatori;
- creșterea duratei de viață a echipamentelor electrice cauzată de îmbunătățirea CEE în acestea.
Experiența multor sisteme energetice din lume sugerează faptul că cele mai efective mijloace de ameliorare a eficienţei de funcţionare a reţelelor, precum și la transportarea și distribuția energieie electrice, este utilizarea unor sisteme flexibile de transport a energiei electrice de curent alternativ (FACTS). Funcţionarea lor, în dependenţă de condițiile de exploatare, este bazată pe utilizarea:
- condensatoarelor reglabile;
- compensatoarelor tiristoare statice (CTS);
- transformatoarelor de rapel.
Experienţa în utilizarea sistemelor flexibile FACTS în SUA, Anglia, Germania demonsrează că domeniul de utilizare al sistemelor flexibile construite pe baza condensatoarelor și *compensatoarelor tiristoare statice* (CTS), sunt:
- sisteme de alimentare cu energie a cuptoarelor cu arc și industria metalurgică;
- sisteme de alimentare cu energie a consumatorilor din industria extractivă, minieră;
- sisteme de alimentare cu energie a consumatorilor din agricultură, unităţi-acţionări electrice de mare putere agricole.
Condițiile de utilizare a acestora:
- schimbarea rapidă a regimului consumului de energie;
- valoarea scăzută a factorului de putere;
- nivelul ridicat de corelare a regimului tensiunii și de putere reactivă;
- neliniaritatea sarcinii.
După cum demonstrează rezultatele analizei, particularităţile de exploatare a RD orașănești sunt:
- nivelul ridicat al neomogenităţii curbei de sarcini a consumatorilor, fapt ce condiţionează utilizarea mijloacelor individuale și de grup de dirijare la puteri mici și medii cu tensiunea de 6-10 kV și 0,4, ceea ce reduce considerabil eficacitatea sistemelor bazate pe CTS;
- o corelație slabă între curbele de putere activă și reactivă, aducând ineficienţa soluționării problemei cu utilizarea condensatoarelor de comutare încrucișată și CTS;
- un diapazon extins de variație a sarcinii în timp, condiţionează prezența în acelaş punct din rețea la diferite momente de timp a devierilor și oscilațiilor tensiunii cu semne diferite.

Luând în consideraţie cele expuse mai sus, în aceste condiții utilizarea unor sisteme flexibile bazate pe condensatoare reglabile sau CTS pentru RD orâşeneşti, de reguţă, din punct de vedere tehnic este ineficientă şi, totodată, iraţional din punct de vedere economic. Astfel, apare necesitatea în modernizarea *sistemelor flexibile* (SF) pe baza unor noi structuri și principii de dirijare, ținând cont de particularităţile și parametrii SUAEE.

## 2.3 Mijloace tehnice de dirijare cu regimurile de funcţionare a reţelelelor de distribuţie orăşeneşti

Pentru gestionarea cu regimurile RD orașâneşti se utilizează o varietate de mijloace tehnice. În primul rând, sunt transformatoarele de putere şi de repel, condensatoare de putere, compensatoarele statice și sisteme bazate pe ele. Condensatoarele de putere și compensatoarele statice în rețelele electrice urbane nu sunt utilizate pe larg din cauza imposibilității de coordonare a legilor de reglare a tensiunii și puterii reactive. Actualmente cele mai răspândite mijloace tehnice de dirijare cu regimurile rețelelor electrice urbane sunt transformatoarele de putere și transformatoare de rapel, care asigură reglarea cu regimurile de funcţionare a reţelei după un singur parametru - valoarea medie a devierii tensiunii dintre cele trei faze. Tînând cont că transformatoarele *cu trecere fără excitație* (TFE) admit doar schimbările sezoniere a factorului de transformare, acestea nu pot fi examinate ca mijloace tehnice de reglare a tensiunii. Astfel, principalele mijloace tehnice de reglare a regimurilor RD orâşeneşti rămân transformatoarele *cu reglare sub sarcină* (RSS) şi *transformatoarele cu ados de tensiune* (TAT) [36-46].

Transformatoarele cu RSS sunt utilizate în mod tradițional pentru reglarea tensiunii în punctul de racordare la rețeaua de alimentare sau de distribuție. Eficiența economică a funcţionării acestora este dependentă de costul lor și diapazonul de reglare a tensiunii. Eficenţa este mai mare cu cât mai mare este devierea tensiunii în rețelele (adică, cu cât ma extins este diapazonul de reglare a tensiunii). Analiza comparativă a indicatorilor economici specifici pentru transformatoarele reglabile arată că cheltuielile specifice la reglarea tensiunii cresc brusc odată cu micşorarea puterii (fig. 9). Acesta se datorează costului destul de mare a transformatorului cu RSS, puţin dependentă de puterea transformatoarelor şi condiţionează utilizarea lor la transformatoarele cu putere medie şi înaltă. Deaceea, oportunități extinse oferă utilizarea transformatoarelor TAT. În ţările CSI TAT până în prezent s-a utilizat exclusiv pentru compensarea pierderilor de tensiune în rețelele de 6-10 kV sub aspectul transformatoarelor nereglabile cu racordare oarbă („boostere surd“). Autorii Holmskii V.G., Zorin V.V., Kolesnichenko B.V., Arhipova N.K. au argumentat necesitatea utilizării pe larg a acestor transformatoare în rețelele electrice urbane.

Este dovedit faptul că instalarea TAT în ST este în măsură să asigure o reglare independentă a regimului de tensiune în rețele de 6-10 kV pentru grupurile eterogene de consumatori și să extindă intervalul de reglare contra-tensiune. La aceeași concluzie a ajuns Barkan Ia.D. care afirmă că „regulatoarele liniare de tensiune în viitorul apropiat vor avea, fără îndoială, o aplicare extinsă“.

Astfel, lungimea mare a reţelelor şi încărcarea lor în creştere, în combinaţie cu eficienţă scăzută şi costul ridicat a transformatoarelor cu RSS, denotă necesitatea utilizării TAT pentru reglare centralizată (mai des diferenţiată) sau reglare locală (de obicei, un grup) a tensiunii în reţelele.

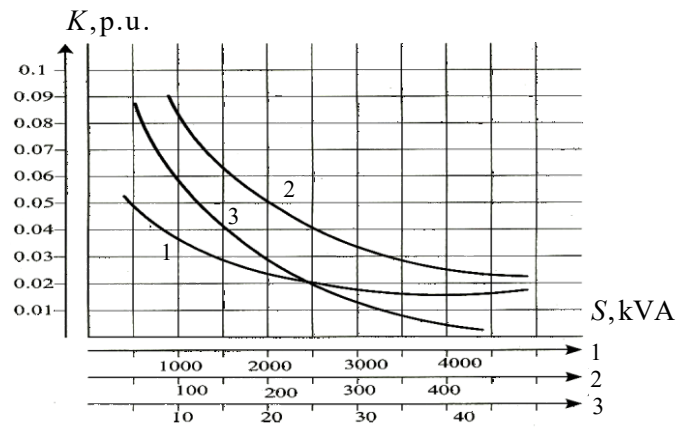



Fig.8. Scumpirea transformatoarelor cu reglare a tensiunii sub sarcină în comparaţie cu transformatoarele nereglabile în dependenţă de puterea lor S:
1 - pentru transformatoare 110/35kV, 2 - pentru transformatoare 35/6, 10kV, 3 - pentru transformatoare 10/0,4 (scara 3).

În ţările Europei şi Japonia se folosesc predominant TAT cu executare contructivă de o singură fază, care corespund în totalitate condiţiior reglării individuale de tensiune. Deopotrivă, în SUA se utilizează pe larg transformatoarele cu structură constructivă trifazată, care formează baza reglării în grup şi centralizată a tensiunii. Totodată, specificul reţelelor de distribuţie orăşăneşti din SUA este nivelul ridicat de fracţionare a puterii transformatoare, cauzat de trecerea în masă la construcţia caselor particulare, care condiţionează în mare parte utilizarea transformatoarelor de mică putere, în special, transformatoare monofazate de 11/0,4 kV. Aşa că în SUAEE al oraşelor din SUA se utilizează pe larg TAT de construcţie monofazată, cu producerea şi utilizarea cărora se ocupă în principal companiile japoneze şi germane. Cu toate acestea, utilizarea TAT-urilor este acum limitată la rețelele cu tensiune mai mare (110 kV și mai mult), în care este suficient să se utilizeze reglarea tensiunii pas cu ajutorul unui transformator cu RSS. SUAEE necesită o reglare lină a modulului și fazei a forței eletromotoare (FE) suplimentare cauzate de mici abateri de tensiune, menținând în același timp o valoare cos φ scăzută, precum și cerințe crescute ale consumatorilor pentru CEE.
Combinaţia avantajelor tehnicii magnetice şi a semiconductoarelor oferă soluţii simple şi convenabil de rezolvare cu mijloace de reglare fină non-contact a tensiunii în interval extins. Iar conexiunea în serie a TR cu sarcina determină transmisia prin transformator numai a cantităţi suplimentare de energie, fapt ce oferă idici ameliorați de cost şi dimensiuni a TAT.
Însă, funcţionarea TR împreună cu elemente electronice de control are un număr posedă un şir de caracteristici asociate de caracterul schimbării modulului, fazei şi conţinutului armonic al TEM şi curentului în bobine. Luarea în consideraţie a acestor caracteristici este importantă la asigurarea condiţiilor de funcţionare fiabilă şi eficace a TAT şi a reţelelor.
Analiza efectuată a mijloacelor tehnice de dirijare cu regimurile RD oraşeneşti conduce la concluzia lipsei în nomenclatorul mijloacelor tehnice a dispozitivelor suficient de mobile şi de mici în dimensiuni cu destinaţie multifuncţuinală, capabile pentru integrare în sistemele existente de dirijare automatizată cu regimurile reţelelor de 6-10/0,38 kV. Celor mai complete sarcini specificate corespunde utilizarea TAT cu dirijare electronică. În acest caz, posibilitatea instalării acestora în orice punct din reţea în combinaţie cu indicatorii ameliorati ai preţului şi dimensiunii de gabarit, precum și nivelul ridicat de automatizare al gestionării, crează condiţii pentru integrare reuşită în sistemele existente de dirijare cu regimurile SUAEE orăşeneşti. În plus, nivelul ridicat de automatizare creează condiţiile de utilizare a acestora ca element modern al sistemelor inteligente Smart Grid.

### 2.3.1 Caracteristica generală a transformatoarelor cu adaos de tensiune TAT

TAT este un transformator electric, infasurarea secundara a caruia este conectata in serie cu infasurarea secundara a transformatorului principal sau in retea principala. De obice un TAT are coeficient de tranformare variabil (analogic co autotranformator), dar poate fi și nereglabil.
Transformatoarele cu adaos de tensiune (TAT) sunt utilizate în mod tradițional pentru a regla automat tensiunile liniilor individuale sau ale unui grup de linii. De exemplu, în timpul reconstrucției rețelei, unde este utilizat un transformator fără posibilitatea de reglare sub tensiune, TAT vă permite să reglați tensiunea - face posibilă alinierea tensiunii în rețea, elimină asimetria tensiunii într-o anumită secțiune a circuitului și reduce consecințele periculoase în cazul unei arderi a conductorului neutru.
După cum este ușor de înțeles, un TAT afectează tensiunea furnizată consumatorului, adăugându-i suplimentar forță electromotoare (FE) proprie, care este scăzută sau adăugată la tensiunea principală a rețelei. În principiu, TAT pot fi atât reglabile, cât și nereglabile.
În orice caz, ele formează o anumită tensiune suplimentară, indiferent de ce sarcină este conectată și primesc curent din această rețea în acest moment. Mărimea suplimentară este aleasă pe baza sarcinii maxime și minime, astfel încât supratensiunea să nu apară în niciun caz asupra consumatorului.
Totul funcționează ca de obicei: curenții înfășurărilor primare creează fluxuri magnetice în circuitele magnetice ale transformatoarelor descendente, FE este indusă în înfășurările secundare, care sunt adăugate sau scăzute secvențial (în funcție de fazajul conexiunii) cu tensiunile de rețea în fiecare fază.
Ca urmare, tensiunea la ieșirea rețelei reglementate, ca urmare a unei astfel de porniri, se modifică cu 5-10%, în funcție de poziția în care se află comutatorul în acest moment. Comutatorul în sine este realizat în așa fel încât la comutarea între contacte, chiar și sub sarcină, nu se rupe circuitele înfășurărilor primare ale transformatoarelor TAT.
În general, TAT este o combinație unui sistem magnetic, un anumit număr de înfășurări și chei electronice (Fig. 11), unite într-o singură schemă de execuție simplă, complexă concentrată sau distribuită (Fig. 12) [47,48]. Particularitățile schemei conectării TAT la rețea determină că în intervalul de variație a parametrilor circuitului înfășurărilor primare și secundare, valoarea curentului în înfășurarea secundară (tensiune de adas) este determinată de rezistența echivalentă a rețelei de încărcare. Acest lucru ne permite să considerăm că înfășurarea secundară a TAT este conectată la sursa de curent. Valoarea tensiunii la bornele înfășurării primare (controlate) este determinată exclusiv de parametrii rețelei de alimentare. Prin urmare, putem spune că ea este conectată la o sursă de tensiune. Ca urmare valoarea curenților din înfășurările TAT, se determină cu ajutorul parametrilor rețelei de sarcină, iar tensiunea - rețelei de alimentare.
Pentru TAT, este caracteristică dependența modulelor și a fazei FE și a curenților din înfășurări de starea sistemului magnetic, a circuitului și a proiectării transformatorului, precum și a parametrilor rețelei externe.
Anterior, TAT a fost considerat o legătură liniară cu coeficientul de transfer prin tensiune și curent, același pentru valorile instantanee și efective și egal cu raportul de transformare al transformatorului. Astfel, a fost luată în considerare o problemă importantă de funcționare, asociată cu o modificare a caracteristicilor externe ale RCCB cu variații ale parametrilor rețelei de alimentare și încărcare. Astfel, a fost luată în considerare o problemă importantă de funcționare, asociată cu o modificare a caracteristicilor externe ale RCCB cu variații ale parametrilor rețelei de alimentare și încărcare. În plus, în condițiile secționării înfășurărilor RCCB, fiecare stare posibilă a cheilor electronice corespunde anumitor valori ale coeficienților de transmisie separat pentru tensiune și separat pentru curent. În plus față de starea tastelor, valorile coeficienților de transmisie depind și de legea comutării lor în timp, precum și de starea sistemului magnetic.

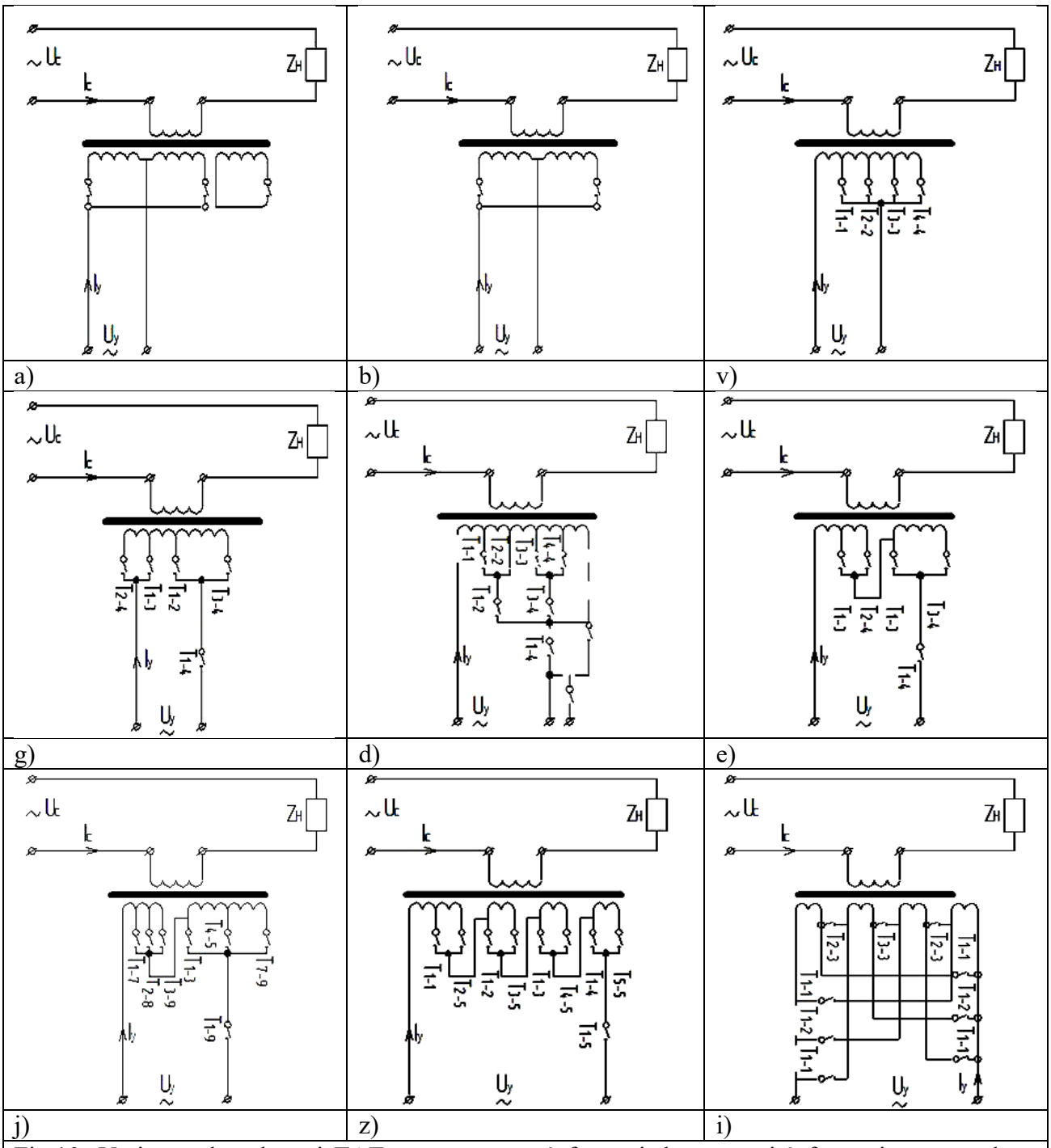



Fig.10. Variante ale schemei TAT: a – cu patru înfăşurări; b - cu trei înfăşurări; v – cu două înfăşurări şi ramificaţii într-o singură ieşire; g - cu ramificaţii în ambele ieşiri; d - cu ramificaţii şi un sistem de comutare; e - codificare dublă; j - codificate triplă; c - cu un singur cod; i – cu comutare a secţiunilor în paralel şi în serie

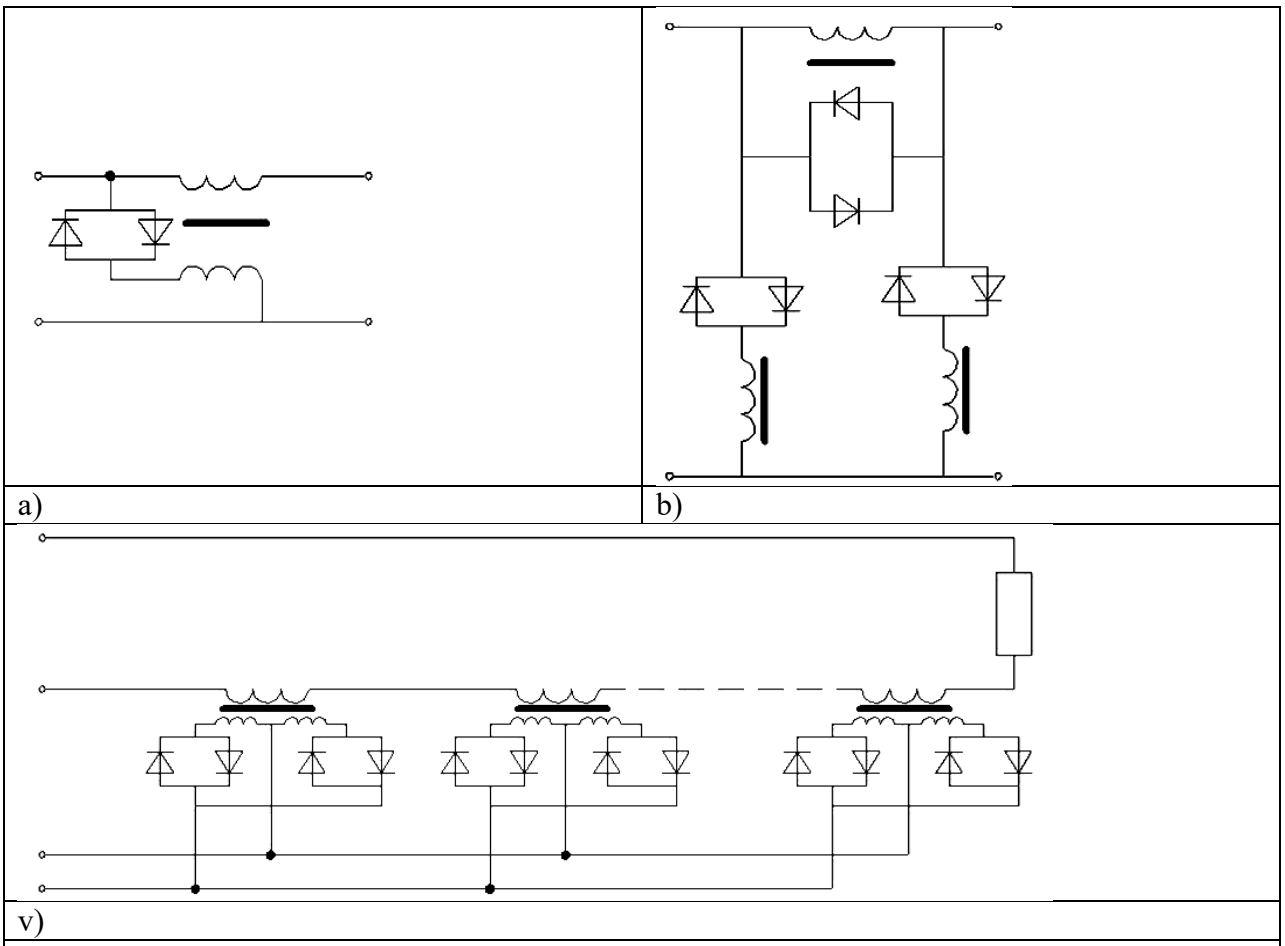



Fig.11. Structuri de realizare a TR: a - simplă; b - complexă concentrată; v) - complexă distribuită

Analiza schemelor cunoscute a TAT cu reglare fină de tensiune denotă că cei mai buni indicatori tehnico-economici au instalaţiile dirijate electronic. Una dintre variante a TAT, care asigură o comutare pe faze este prezentată în fig.12. Varianta circuitului TAT pentru simulaţie structurală va fi selectată în etapele ulterioare a lucrării.

Combinația acestor avantaje ale tehnologiei magnetice și semiconductoare pot rezolva relativ simplu și convenabil problema de reglare fină fără contact a tensiunii în limite extinse. Iar conexiunea în serie a înfăşurării cu rapel a TAT cu sarcina, determină transmiterea numai a cantităţii suplimentare de energie prin transformator, fapt ce asigură parametrii îmbunătăţiţi de cost și a dimensiunilor de gabarit şi masă a TAT.

Posibilitatea de instalare a TAT în orice punct din rețea, combinată cu indicatorii îmbunătăţiţi de cost și a dimensiunilor şi de greutate, precum și nivelul ridicat de automatizare al dirijării, crează condiții pentru integrare favorabilă în sistemele actuale existente de gestionare cu regimurile SUAEE în contextul construirii reţelelor de distribuţie Smart Grid inteligente. Mai mult decât atât, experiența utilizării TAT cu dirijare electronică demonstrează că nivelul ridicat de automatizare creează condiții pentru adaptarea lor cu succes la sistemele moderne de dirijare de orice complexitate și asigură economia cantităţii considerabile de resurse materiale, combustibile și energetice.

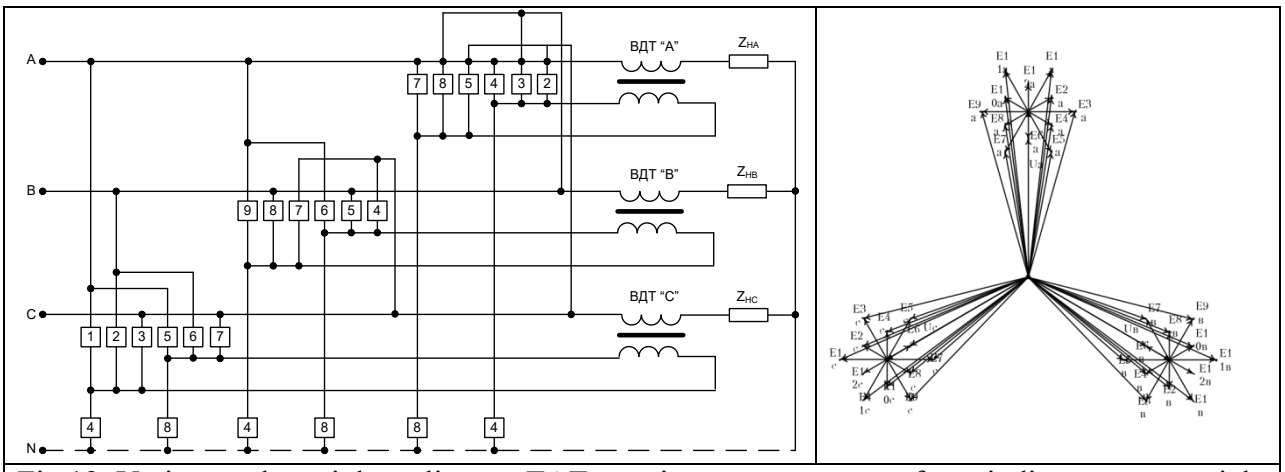


Fig.12. Varianta schemei de realizare a TAT ce asigură comutarea pe faze și diagrama vectorială

### 2.3.2 Controllerul unificat a fluxului de putere (UPFC)

Recent, s-au spus multe despre crearea așa-numitelor rețele electrice „inteligente" (Smart Grid). Termenul „rețea inteligentă" se referă la construirea unei rețele inteligente de distribuție electrică care reduce pierderile din rețea. De asemenea, aceste sisteme vizează o funcționare, o optimizare și o distribuție a sarcinii mult mai eficiente în rețea. Construcția sistemelor în care este ușor să se integreze ulterior sursele regenerabile de energie se propune a fi denumită Mid-Small Grid (M-S Grid) și a fi considerată o perioadă de tranziție la cele mai eficiente sisteme de nivel superior, numite acum Microgrid, unde în viitor, sursa și consumatorul de energie vor prezenta un singur întreg. Astfel de sisteme vor permite tranziția sigură a sistemelor de distribuție a energiei (DERs), care includ în sine sisteme de stocare a energiei și sisteme de consum (încărcare) de energie.

Caracteristicile dorite ale Microgridului sunt capacitatea de a controla tensiunea de ieșire, implimentarea controlului actual a diverșilor parametri DER, capacitatea de a echilibra puterea și de a distribui sarcinile în mod economic și capacitatea de a funcționa atât în mod autonom, cât și ca parte a unui singur sistem energetic. Multe țări dezvoltate creează deja astfel de sisteme.

Pe de o parte, în Smard Grid transformatorul de distribuție se folosește pentru a permite integrarea Microgrid de joasă tensiune a curentului alternativ în sistemul de distribuție de medie tensiune. Pe de altă parte, transformatoarele de distribuție sunt plasate între DERs și linii de curent alternativ și formează Microgrid. Aceștia trebuie să asigure factorul optim de sarcină - acesta este, în primul rând, absența fluctuațiilor de tensiune în rețeaua primară, cât și în secundară, precum și un factor de putere ridicat – ceea ce este compensarea puterii reactive.

Deci, rețelele noi necesită transformatoare noi.

Pentru a compensa fluctuațiile de tensiune, este necesar să se comuteze de la o înfășurare secundară la alta, cu un număr diferit de spire. În prezent, tensiunea din rețea este reglată de transformatoare, în care comutarea între înfășurări se efectuează electromecanic, unde apare o uzură rapidă a contactelor.

Fiabilitatea comutatoarelor semiconductoare este semnificativ mai mare. Cu toate acestea, dirijarea lor este mult mai dificilă. De aceea, cea mai promițătoare este utilizarea tiristoarelor ca întrerupătoare electronice - dispozitive semiconductoare care utilizează proprietățile unei joncțiuni p-n. În noile transformatoare semiconductoare se vor folosi cipuri speciale care vor putea regla rapid și eficient tensiunea pe o gamă mai largă. Transformatoarele semiconductoare vor face posibilă gestionarea optimă a sarcinilor și consumului de energie electrică în fiecare casă și vor completa bine Smart Grid. Potrivit cercetărilor, utilizarea acestor transformatoare va economisi până la 3% energie.

Pentru a regla puterea reactivă, este posibilă conectarea regulatoarelor de flux de putere în serie cu linia de alimentare.

Unul dintre dispozitivele moderne care asigură reglarea tensiunii și a puterii în rețele este Controllerul unificat a fluxului de putere (UPFC- Unified Power Flow Controller). Primul controllerul unificat a fluxului de putere (UPFC) din lume a fost proiectat și pus în funcțiune la stația Inez (AEP) a American Electric Power în 1998. Dispozitivul este o combinație între un compensator static sincron (STATCOM) și un compensator static sincron longitudinal (SSSC) prin intermediul unei legături comune de curent continuu pentru a asigura un schimb bidirecțional de putere activă între compensatoare, al cărui scop este acela de a compensați puterea activă și reactivă într-o linie de transmisie fără sursă de energie externă. [49-57] Prin injectarea unei tensiuni de adios longitudionaale cu faza regulată de UPFC este capabil în regim de timp real simultan sau selective de regulat tensiunea liniei, rezistenței, unghiului sau fluxul de putere activă și reactivă în linie. Cu UPFC, este, de asemenea, posibil să se efectueze compensarea lateral independent controlată . Astfel, UPFC are toate posibilitățile funcționale a dispozitivelor bazate pe tehnologii FACTS (STK, STATCOM, FRT, TUPK, SSSC).
În Fig. 13 se prezintă schema bloc a unui controller unificat a fluxului de putere, care constă din două convertoare de tensiune (PN1 și PN2) care acționează printr-o legătură comună a curentului continuu (condensator). În acest caz, PN1 este conectat la rețeaua de curent alternativ în paralel, iar PN2 este conectat în serie. Puterea activă poate circula liber în ambele direcții între bornele de curent alternativ ale convertoarelor de tensiune, în plus, fiecare dintre convertoare este capabil să genereze sau să consume în mod independent putere reactivă. PN2 injectează în serie o tensiune de adaos $U_{pq}$ cu amplitudine și fază reglabile în linie. În plus, unghiul tensiunii $U_{pq}$ poate fi schimbat forțat de la 0 ° la 360 °.

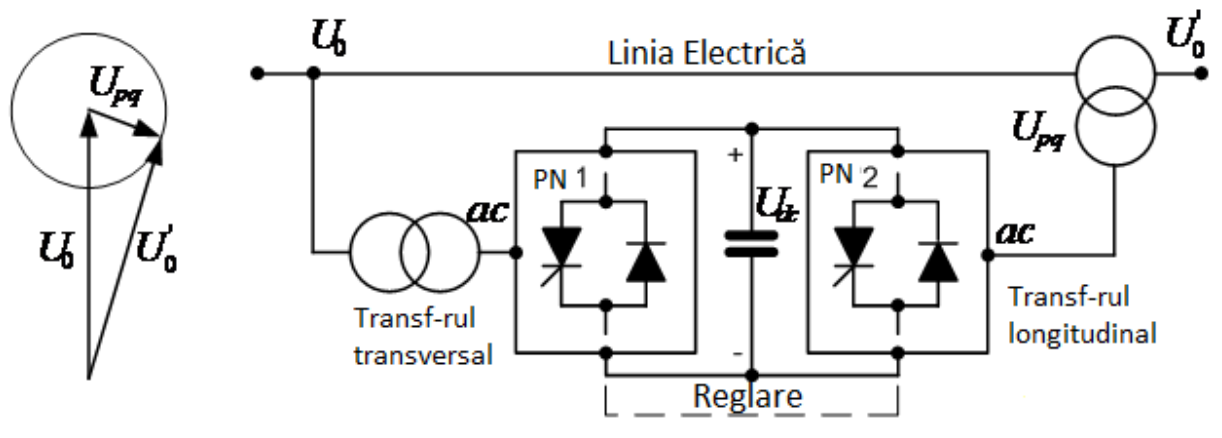



Fig.13 Controllerul unificat a fluxului de putere (UPFC)

Funcția principală a PN1 este de a furniza PN2 (sau consuma din acesta) cu puterea necesară folosind o legătură comună a curentului continuu. În plus, o parte din puterea activă preluată de PN1 din rețeaua de curent alternativ este cheltuită pentru acoperirea pierderilor. PN1 menține, de asemenea, tensiunea specificată pe partea curentului continuu. Astfel, puterea activă este consumată din rețeaua externă de curent alternativ de către controllerul unificat a fluxului de putere, care este cheltuit pentru a acoperi pierderile din convertoare și din transformatoarele care le conectează la rețea. În plus, PN1 acționează ca STATCOM, de aceea el reglează și tensiunea pe bornele stației la care este conectat, prin intermediul consumului sau generării de putere reactivă.
Funcția principală a PN2 este de a regla (consuma) puterea activă pe linia de transmisie printr-un transformator conectat transversal. În plus, PN2, dacă este necesar, poate genera sau consuma putere reactivă controlată și, astfel, poate oferi compensare independentă a liniei reactive.
Концепции различных управляющих воздействий объединенного регулятора перетока мощности представлены на Fig.14.

Conceptele diferitelor acțiuni de control ale controllerului unificat a fluxului de putere sunt prezentate în Fig. 14.

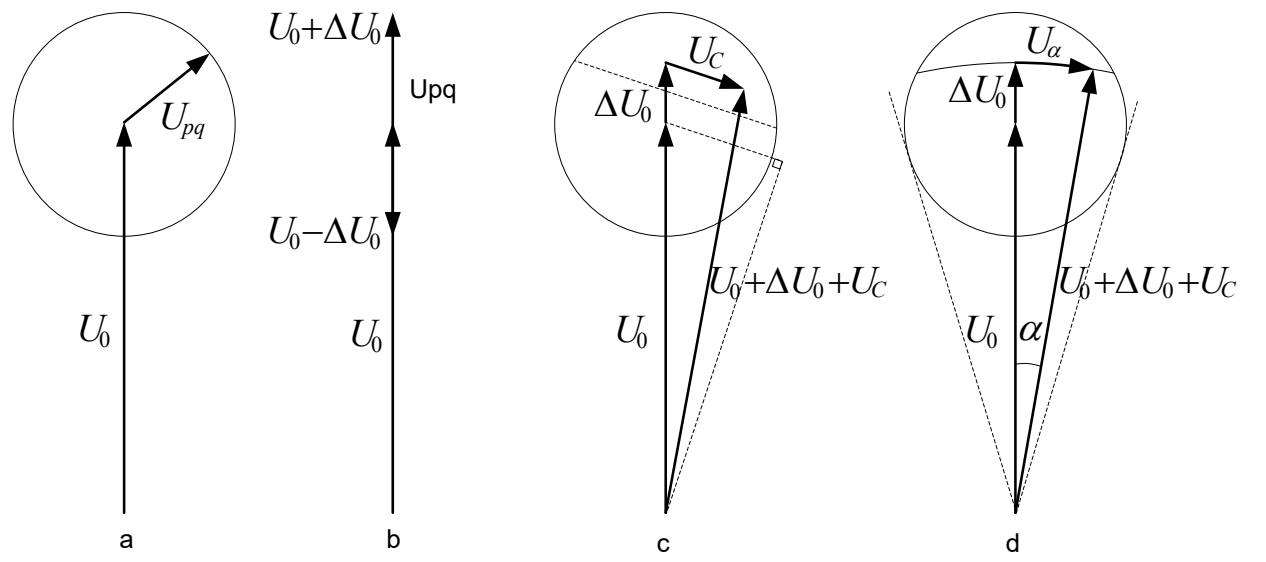



Fig.14 Diagrama vectorială care ilustrează capacitățile de control ale controlerului fluxului de putere integrat: (a) introducerea tensiunii de adaos cu diferite componente; (b) reglarea tensiunii; (c) reglarea tensiunii și rezistenței longitudinale a liniei (căderea tensiunii pe reactanța inductivă a liniei); (d) - reglarea tensiunii și a defazajului.

Diagrama (a) arată posibilitatea creării unui vector de tensiune suplimentar $U_{pq}$ la tensiunea existentă la borne cu un unghi de la 0 ° la 360 °. Reglarea tensiunii scalare, este posibilă creînd o tensiune de adaos $U_{pq}$, coencind în fază cu $U_0$ așa cum se arată în diagrama (b). Reglarea combinată a tensiunii și a rezistenței liniei longitudinal este prezentată în diagrama (c), unde tensiunea de adaos $U_{pq}$ este reprezentată de suma tensiunilor $\Delta U_0$ (component tensiunii suplimentară ce cencide în faza cu $U_0$) și $U_c$ (componenta tensiunii suplimentară care caracterizează compensarea longitudională), în timp ce $U_c$ rămâne în urma curentului liniei cu 90 ° ...

La schimbarea defazajului la capătul transmisiei, așa cum se arată în diagrama (d), tensiunea de adaos $U_{pq}$ produsă de controllerul unificat a fluxului de putere este o combinație a componentelor $\Delta U_0$ (componenta tensiunii suplimentare ce coincide în faza cu $U_0$) și (comnenta tensiunii de adaos care caracterizează defazajul). Astfel, prin componenta $U_\alpha$ se efectuează defazajul tensiunii $U_0 + \Delta U_0$. Rezultatul controlului fluxului de putere datorat tuturor acțiunilor de control menționate mai sus este prezentat în Fig. 15.

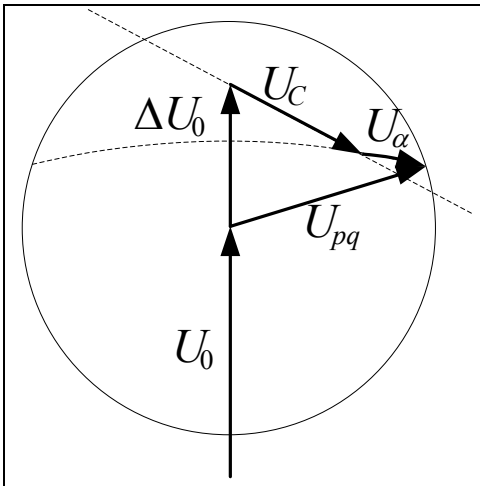



Fig.15 Diagrama vectorială care caracterizează reglarea simultană a tensiunii, rezistenței și unghiului de transmisie.

Regulatorul combinat al debitului de putere, la schimbarea modului de transmisie a puterii, în funcție de setările specificate, selectează una sau mai multe acțiuni de control (reglarea tensiunii, rezistenței sau defazarea la capetele transmisiei).
Puterea nominală a echipamentelor UPFC este selectată în funcție de următorii parametri:
1. Amplitudinea tensiunii suplimentare $U_{pq}$;
2. Curentul nominal al liniei de transmisie (la alegerea unui convertor serial);
3. Curentul nominal al convertorului transversal; gama de reglare a tensiunii liniare;
4. Valoarea puterii active transmise între convertoarele longitudinale și transversale.
*Avantajele și dezavantajele avantajelor UPFC:*
• Influență mai profundă asupra performanței liniei în comparație cu alte mijloace de reglare.
• UPFC combină proprietățile a trei dispozitive simultan: un compensator static de putere reactivă, o unitate de compensare longitudinală și un dispozitiv de schimbare de fază.
*Dezavantaje:*
• Odată cu creșterea gamei de reglare, este necesară creșterea puterii dispozitivelor de reglare (în primul rând, convertorul PN2).
• Tensiunea de ieșire poate fi semnificativ mai mare decât tensiunea nominală sau semnificativ mai mică, în funcție de valorea $U_{pq}$ și unghiul de rotație al acestuia, ceea ce poate duce la formarea coroanei de fire și necesită întărirea izolației.
• O creștere a lungimii liniei poate duce la o scădere a variației puterii active în timpul procesului de reglare.
• Preț mare.
Costurile ridicate de instalare și operare au împiedicat utilizarea pe scară largă a UPFC în rețelele de distribuție.

### 2.3.3 Transformatorul SEN

Transformatorul „Sen” poate îndeplini aceleași funcții ca UPFC, dar cu costuri mai mici, dar o fiabilitate și eficiență mai mare [58-62]. Un transformator „Sen” este o combinație între un transformator și un comutator de ramuri care este utilizat în mod tradițional pentru a construi un transformator de reglare a tensiunii și un reglator de unghi de fază. Transformatorul „Sen” reglează tensiunea în linia de transmisie și asigură, de asemenea, controlul debitului independent și bidirecțional în linia de transmisie a puterii active și reactive, ca un convertor de tensiune, pe baza UPFC combinat.

Fig. 16 arată transformatorul „Sen” (ST), care este un transformator cu înfășurarea primară conectată în stea și cu nouă înfășurări secundare.

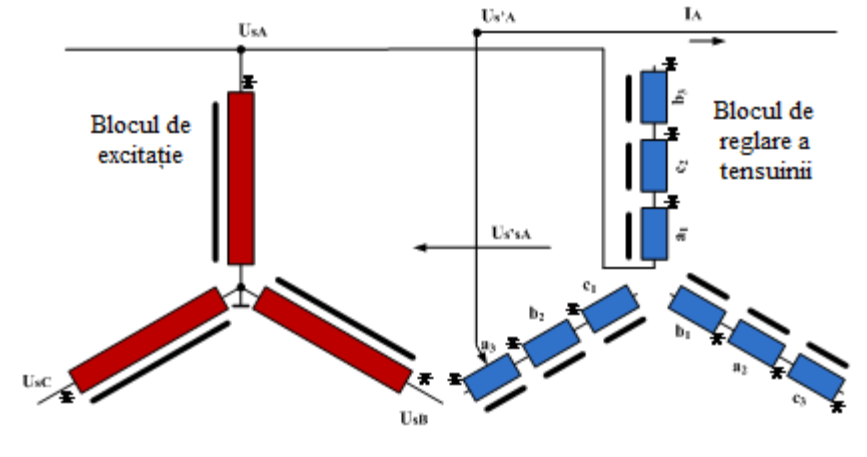



Fig.6 Schema principială a ST.

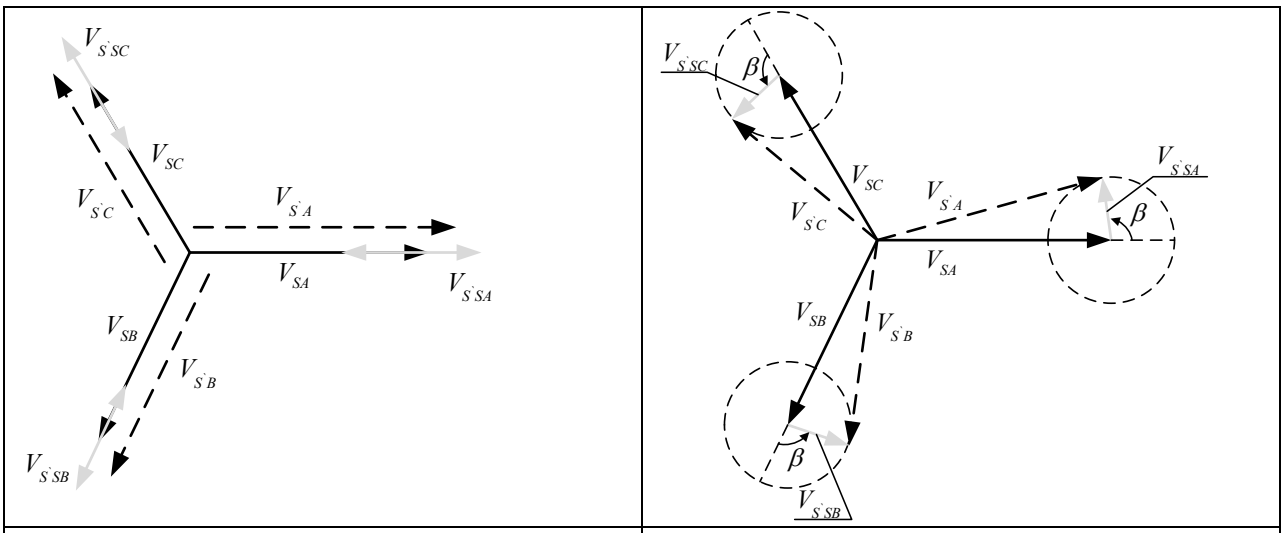
ST oferă două funcții:

1. Reglarea tensiunii;
2. Reglarea impedanței pentru controlul independent al puterii active și reactive.

Așa cum se arată în Fig. 6, tensiunea în orice punct al sistemului electric este aplicată înfășurărilor primare ale unui transformator trifazic amplasat pe un singur miez. Cele nouă înfășurări secundare (a1, c2 și b3 pe miezul de fază A, b1, a2 și c3 pe miezul de fază B și c1, b2 și a3 pe miezul de fază C) constituie o unitate de control a tensiunii și impedanței. La alegerea numărului de spire, a fiecăreia dintre cele trei înfășurări și a valorii tensiunii din cele trei faze îndepărtate la 120 de grade, impulsul de tensiune în oricare dintre faze este obținut din suma tensiunilor:

1.a1, a2 și a3 pentru faza A,
2.b1, b2 și b3 pentru faza B
3.c1, c2 și c3 pentru faza C.

Atunci când se utilizează ST ca regulator de tensiune (Fig. 17.a), tensiunea de compensare pentru orice fază este indusă în înfășurarea, care se află în faza corespunzătoare miezului transformatorului. Ea este compusă din suma vectorială a tensiunilor induse în două înfășurări identice, care sunt plasate pe celelalte două faze ale miezului transformatorului. De exemplu în înfășurarea plasată pe același miez cu înfașurarea primară de excitație a fazei A, se induce componenta de fază a tensiunii de adaos pentru faza A. Componenta fazorială a tensiunii de adaos pentru faza A este suma vectorială a tensiunilor induse în două înfășurări identice, care sunt situate pe miez cu înfășurările primare de excitație ale fazei B și, respectiv, ale fazei C. Acest lucru vă permite reglarea tensiunii în linia de transmisie.




| a) Reglarea tensiunii | b) Reglarea fazei |
|---|---|

Fig.17 Schema principială ST.

Când ST este utilizat ca regulator de impedanță (Fig.17.b), se adaugă o tensiune de de adaos $U_{s's}$ la tensiunea $U_s$ pentru a controla fluxul de putere activă și reactivă pe linie. Componenta reactivă a tensiunii de adaos asigură rezistență în serie, în timp ce componenta reactivă oferă rezistență paralelă.

Funcțiile de reglare a tensiunii și de reglare a impedanței pot fi realizate simultan prin programarea corectă a unității de comandă. Fiecare dintre fazele a1, b1 și c1; a2, b2 și c2; a3, b3 și c3 sunt alese cu același număr de rotații. Cu toate acestea, numărul de rotații din setul a1-b1-c1, a2-b2-c2 și a3-b3-c3 poate diferi unul de celălalt. Schema conexiunii ST în rețea este prezentată în Fig. 18.

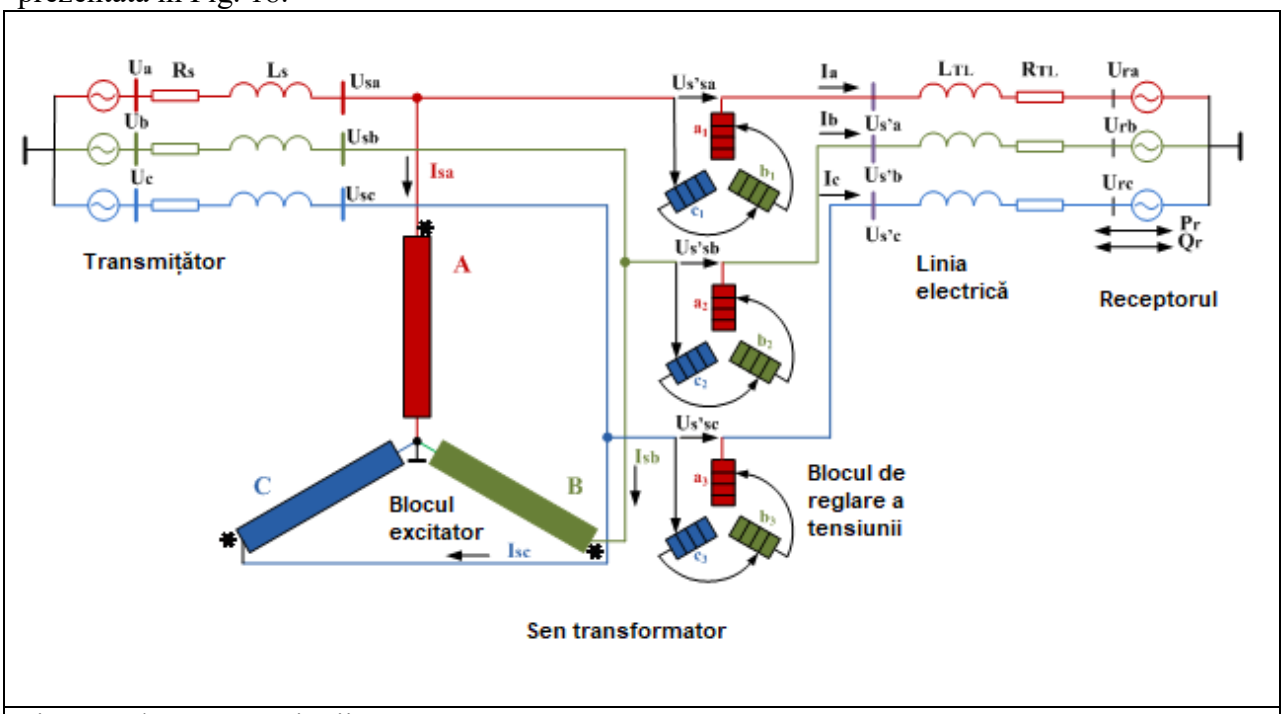


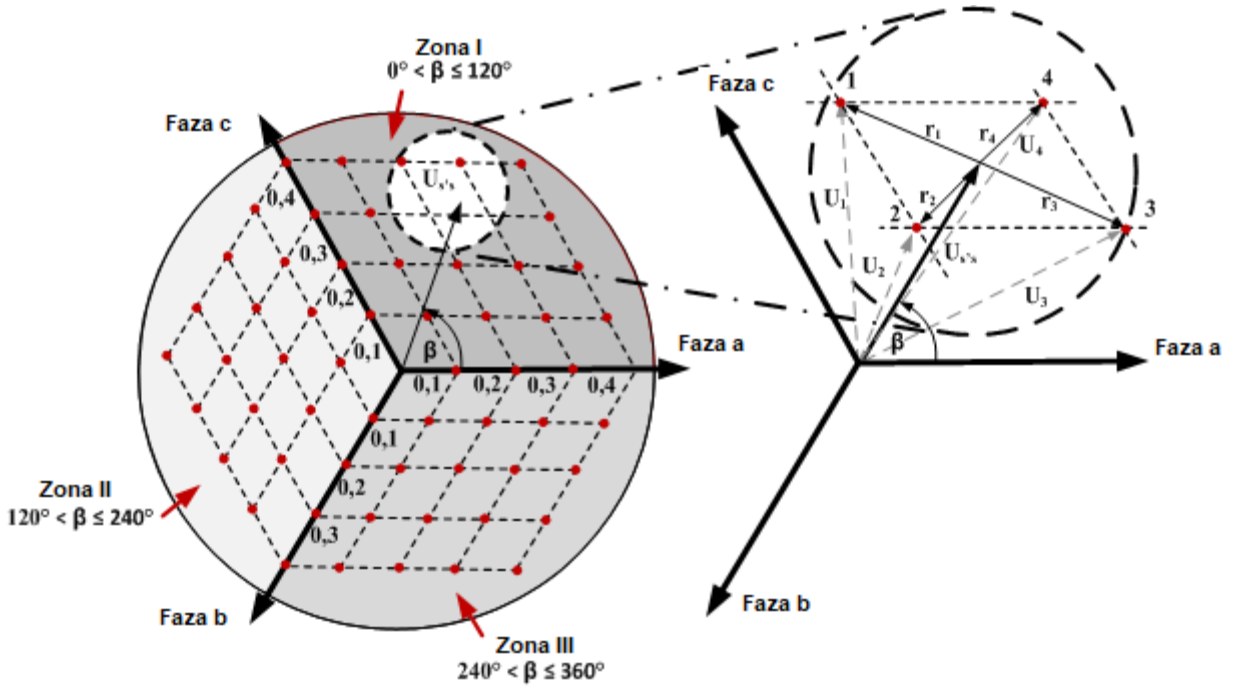

Fig.18 Schema conexiunii ST în rețea

Există momente în care este necesar doar unul din cele trei înfășurări secundare în fiecare fază pentru curentul nominal la tensiunea nominală. De aceea, fiecare dintre cele nouă înfășurări secundare trebuie să fie calculată pentru curentul nominal la tensiunea nominală. Pentru aceasta este necesar ca puterea tipică ST să conțină de 2 p.u. Trebuie remarcat faptul că eficiența ST este de 99,7% la utilizarea comutatoarelor mecanice în intervalul de 99% la folosirea comutatoare de putere. ST, cu un diapazon de adaos de tensiune de 360 de grade, folosește doar trei înfășurări

primare și nu mai mult de șase înfășurări secundare în oricare punct de funcționare. Celelalte trei înfășurări secundare rămân inactive. De aceea, este posibil să se atingă un diapazon de funcționare de 360 de grade doar folosind 6 înfășurări secundare în loc de 9 înfășurări secundare. În acest caz, puterea tipică ST este de numai 1,5 p.u. în loc de 2 p.u. Trebuie tragem atenția la aceea că folosind șase înfășurări secundare, poate fi selectată una dintre cele șase zone de lucru (0 la 120 °, 120 la 240 °, 240 la 360 °, -60 ° la 60 °, 60 la 180 ° și de la 180 la 300 °).

Algoritmul de funcționare ST este următorul. Tensiunea de adaos $U_{s's}$ în oricare dintre faze este obținută din trei faze diferite ale înfășurărilor de adaos ST. Dacă unghiul de fază al tensiunii de adaos este exact 0 °, 120 ° sau 240 °, acesta poate fi construit dintr-una din cele trei faze A, C sau respectiv B. Pentru orice alt unghi, tensiunii de adaos constă din cele două tensiuni cele mai apropiate.

Luăm în considerare ST, în Fig. 18, care are patru combinații în fiecare dintre cele nouă înfășurări secundare de adaos. Fiecare combinație asigură o tensiune de 0,1 p.u. și, prin urmare, se obține maximum 0,4 p.u. din fiecare fază. Combinațiile posibile de poziții de reglare a tensiunii sunt prezentate în grila punctată din Fig. 19.




| a) rețea de distribuție | b) selectarea celei mai bune poziții de reglementare |
|---|---|

Fig.19. Zona de reglare ST

Fie $U_{s's}$ tensiunea de adaos necesară rotită la un unghi $\beta$ față de unghiul de fază corespunzător. Pentru a asigura tensiunea de adaos necesară, ar trebui selectată una dintre cele patru combinații incluse în cercul punctat. În plus, combinația aleasă ar trebui să fie cea mai apropiată de vectorul de tensiune $U_{s's}$. În Fig.19.b, cercul este aratat într-un format mai mare, unde cele patru combinații, sunt numerotate 1, 2, 3 și 4, reprezintă vectorii r1, r2, r3 și, respectiv, r4 ai valorii tensiunii necesare $U_{s's}$. Acești patru vectori indică abaterea, cauzată de alegerea unei anumite combinații. Cu cât valoarea vectorului este mai mică, cu atât este și abaterea mai mică de la valoarea necesară a tensiunii de adaos și, prin urmare, această combinație ar trebui aleasă pentru construcția $U_{s's}$

Fie $U_{s's}^{x}$ и $U_{s's}^{y}$ coordinatele $U_{s's}$ în sistemul de coordonate carteziene. Analogic, fie $U_k^x$ и $U_k^y$ coordonatele $U_k$ ($K = 1,2,3,4$), format din patru combinații posibile. Apoi deviația față de $U_{s's}$ se calculează:

$$\varepsilon_k = \|r_k\|2 = \sqrt{\left(U_k^x - U_{s's}^x\right)^2 + \left(U_k^y - U_{s's}^y\right)^2}.$$

Combinația de setări corespunzătoare $U_k$ cu celei mai mici valori este selectată ca setare de control mai potrivită pentru funcționare $U_{s's}$.

Astfel, algoritmul pentru determinarea unei combinații adecvate de reglare $U_{s's}$ constă din următorii pași:

1) Obținem datele inițiale (amplitudinea $U_{s's}$ și unghiul de fază inițial $\beta$) relativ la tensiunea necesară pentru alimentarea tensiunii la faza A.

2) Pe baza datelor unghiului $\beta$, determinăm zona în care se încadrează faza de tensiune secvențială: zona 1 (0 ° <β ≤ 120 °), zona 2: (120 ° <β ≤240 °) și zona 3: (240 ° <β≤ 360 °). Apoi determinăm poziția (una sau două) faze și setăm faza rămasă la zero. Când $\beta$ este egal cu 0 °, 60°, 120 °, 180 °, 240 ° și 300 °, iar valoarea $U_{s's}$ este exact la mijloc între două poziții succesive ale grilei, selectați poziția superioară.

3) În funcție de valoare $U_{s's}$, identificăm cele mai apropiate patru poziții de reglare (puncte din grilă în Fig. 19).

4) Calculați distanțele vectoriale standard între tensiunile create de cele patru poziții de reglare și tensiunea de adios $U_{s's}$. Aceasta va da marimea devierii $\varepsilon_k$ ($k = 1,2,3,4$) care va fi selectată de poziția regulatorului.

5) Comparăm abaterile și determinăm combinația cu abaterea minimă.

6) Introducem cea mai bună combinație în fazele ST corespunzătoare.

7) Introduceți combinații similare pentru tensiuni care vor fi adăugate în serie la fazele B și C.

Dînd cu ajutorul comutatorului, combinația necesară ramurii, transformatorul „Sen” poate corecta tensiunea controlând mărimea ei și unghiul de fază, adică îndeplinesc aceleași funcții ca UPFC și, astfel, asigură controlul fluxului de putere, care corespunde conceptului de control inteligent al fluxului de putere (SPFC) [35]. Transformatorul „Sen” are capacitatea de a controla fluxul de putere activă și reactivă în majoritatea rețelelor de distribuție [37]. Cu toate acestea, niciun transformator „Sen” nu a fost încă utilizat în sistemul energetic [35].

În procesul de creare a așa-numitelor rețele „inteligente” (Smart Grid) și a tranziției lor în viitor către cele mai eficiente sisteme de cel mai înalt nivel, numite acum Microgrid, la sistemele electrice vor fi impuse anumite cerințe: asigurarea unei factor de sarcină optim și factor de putere ridicat. Cerințele de mai sus pot fi îndeplinite în prezent de noi transformatoare semiconductoare, cum ar fi transformatorul „Sen”.

Astfel, una dintre cele mai importante sarcini urgente este dezvoltarea bazelor științifice și analiza condițiilor pentru utilizarea sistemelor flexibile alternative care conțin TAT cu scopul controlate electronic, pentru a identifica condițiile pentru funcționarea lor efectivă ca parte a SUAEE ca subsisteme ale managementului urban, pe de o parte, și sistemul energetic, pe de altă parte.

Dispozitivul care urmează să fie dezvoltat și cercetat în continuare se bazează pe principiul de funcționare al transformatorului „Sen”, dar au o gamă extinsă și o precizie de reglare mai mare.

## 3. Transformator de reglare pentru controlul fluxurilor de putere în rețelele de transport și distribuție

Fluxul de putere activă și reactivă $(P_s, Q_s)$ de-a lungul liniilor de curent alternativ ale rețelelor electrice este determinat de impedanța sa $(X)$, valorile tensiunilor la intrare și ieșire $(U_s, U_r)$, unghiul decalajului de fază dintre ele ($\delta_{sr}$), precum și din unghiul suplimentar $(\alpha)$ introdus de un dispozitiv special de reglare:

$$P_r = \frac{U_s U_r}{X}\sin(\delta_{sr} + \alpha);\ Q_r = \frac{U_s U_r}{X}(\cos(\delta_{sr} + \alpha) - \frac{U_r}{U_s}) \quad . \qquad (1)$$

Prin urmare, rezultă că, acționînd pe oricare dintre parametrii de mai sus, este posibil să se ofere o reglare independentă a fluxurilor setate de putere activă și reactivă a liniei de curent alternativ, cît după mărime atît și după direcție.
Unul dintre cele mai eficiente mijloace tehnice de implementare a acțiunilor de control de acest tip este controlerul FACTS, numit CUFP sau UPFC (Controller de flux de putere unificat), precum și transformatorul SEN descris mai sus.

### 3.1 Schema autotransformatorului cu reglare „în zig-zag”.

Transformatorul de control propus este capabil să ofere aceleași opțiuni pentru acțiuni de control sub forma unei tensiuni adaugată suplimentar reglabilă ca și UPFC, dar pe o bază mai simplă și mai practică. În plus, opțiunea propusă oferă posibilități mai largi de reglare a tensiunii fazei (în raport cu UPFC) cu aceleași standarde pentru limitele admise ale variației sale în modul.
Fig. 20 prezintă o diagramă schematică a dispozitivului propus, constînd din două transformatoare, dintre care unul este de referință (paralel - p), al doilea - suplimentar (serial - q).

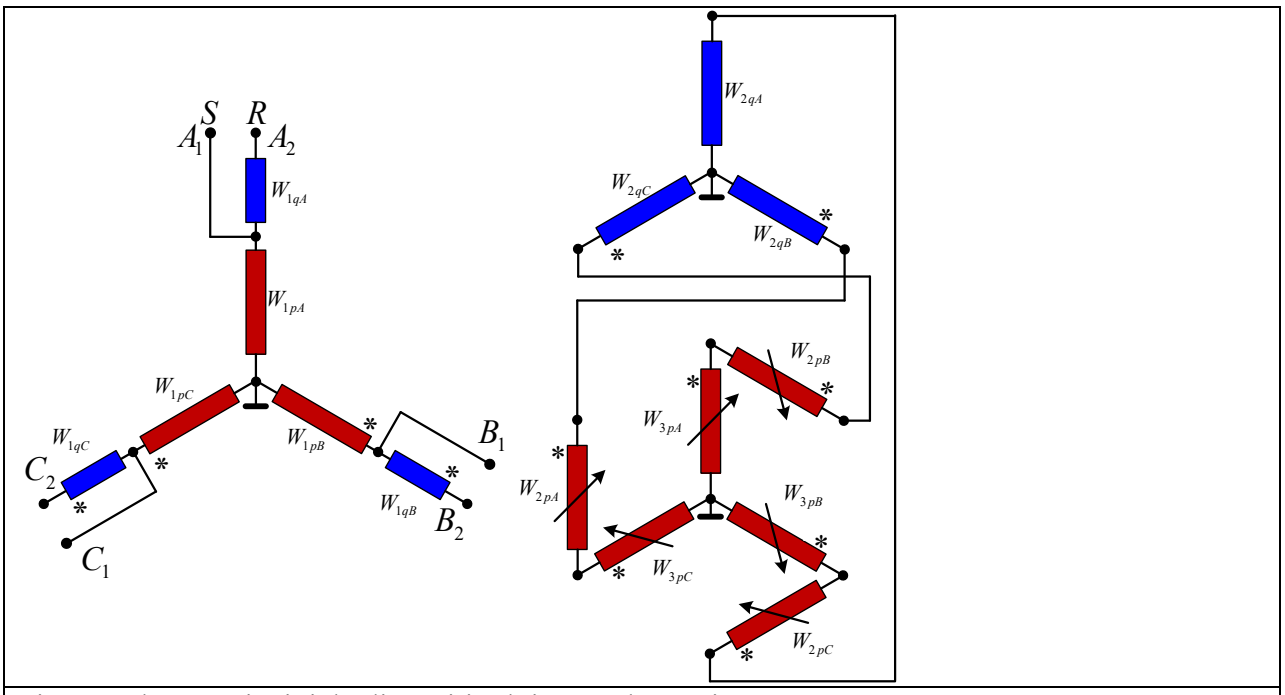



Fig.20 Schema principială dispozitivului cu reglare „zig-zag”

După cum rezultă din diagrama Fig. 20, înfășurările de tensiune înaltă ($W_{1pA}$, $W_{1pB}$, și $W_{1pB}$) ale transformatorului de referință sunt alimentate de la rețeaua electrică prin intrările electrice A1, B1 și C1. Capetele acestor înfășurări sunt conectate la pămînt. La rîndul său, alimentarea a transformatorului suplimentar este conectată înfășurărilor sale de joasă tensiune ($W_{2qA}$, $W_{2qB}$ și

$W_{2qC}$) sub formă de tensiuni reglate discret în mărime și în fază (folosind electronice de putere), care sunt formate de un sistem de înfășurări de control ($W_{2pA}$, $W_{2pB}$, $W_{2pC}$, $W_{3pA}$, $W_{3pB}$, $W_{3pC}$) amplasate pe tijele circuitului magnetic al transformatorului de referință. Tensiunile formate în acest fel, fiind aduse pe partea de înaltă tensiune prin transformarea în înfășurări ($W_{1qA}$, $W_{1qB}$ și $W_{1qC}$), sunt însumate algebric cu tensiunile din fazele corespunzătoare ale sistemului de alimentare, realizând astfel acțiunea de control necesară.

Pe baza versiunii schematice (Fig. 20), este dezvoltată schema principială a dispozitivului cu pinout corespunzător pentru construirea unui model de simulare structurală în mediul Simulink / Matlab, prezentată în Fig. 21. În cercuri sunt date numerele nodurilor, în funcție de care elementele modelului imitat structurale sunt unite.

Elementele legate de transformatorul de bază sunt numerotate 1-30, iar elementele legate de transformatorul de adaos sunt numerotate 31-39.

Lista desemnărilor elementelor prezentate în Fig. 21:

A,B și C – numerotarea fazelor sistemului trifazat de tensiune.

A1,B1 и C1 - intrările electrice (bornele de intrare) a dispozitivului.

A2,B2 и C2 – iesirile electrice (bornele de iesire) a dispozitivului.

1,2,3 - Înfășurări primare de înaltă tensiune ale fazelor A, B, C ale transformatorului de bază.

4,5,6 - Primele înfășurări de reglare și reglarea fină a fazelor A, B, C ale transformatorului de bază.

7,8,9 - Primele înfășurări de reglare a reglării dure a fazelor A, B, C ale transformatorului de bază.

10,11,12 - Al doilea înfășurare de reglare pentru reglarea fină a fazelor A, B, C ale transformatorului de bază.

13,14,15 - Al doilea înfășurare de reglare dură a fazelor A, B, C ale transformatorului de bază.

16,17,18 - Blocuri de comutatoare electronice de putere ale primelor înfășurări de reglare a reglării fine a fazelor A, B, C ale transformatorului de bază.

19,20,21 - Blocuri de comutatoare electronice de putere ale primelor înfășurări de reglare a reglării dure a fazelor A, B, C ale transformatorului de bază.

22,23,24 - Blocuri de comutatoare electronice de putere ale celeai de-a doua înfășurări de reglare a reglării fine a fazelor A, B, C ale transformatorului de bază.

25,26,27 - Blocuri de comutatoare electronice de putere ale celei de-a doua înfășurări de reglare a reglării dure a fazei A a transformatorului de bază.

28,29,30 - Miezurile circuitelor magnetice ale fazelor A, B, C ale transformatorului suplumentar.

31,32,33 - Înfășurări de înaltă tensiune ale fazelor A, B, C ale unui transformator suplimentar.

34,35,36 - Înfășurări de joasă tensiune ale fazelor A, B, C ale unui transformator suplimentar.

37,38,39 - Miezurile circuitelor magnetice ale fazelor A, B. C ale unui transformator suplimentar.

K1÷K15 - Comutatoare anti-paralele pentru electronica de putere.

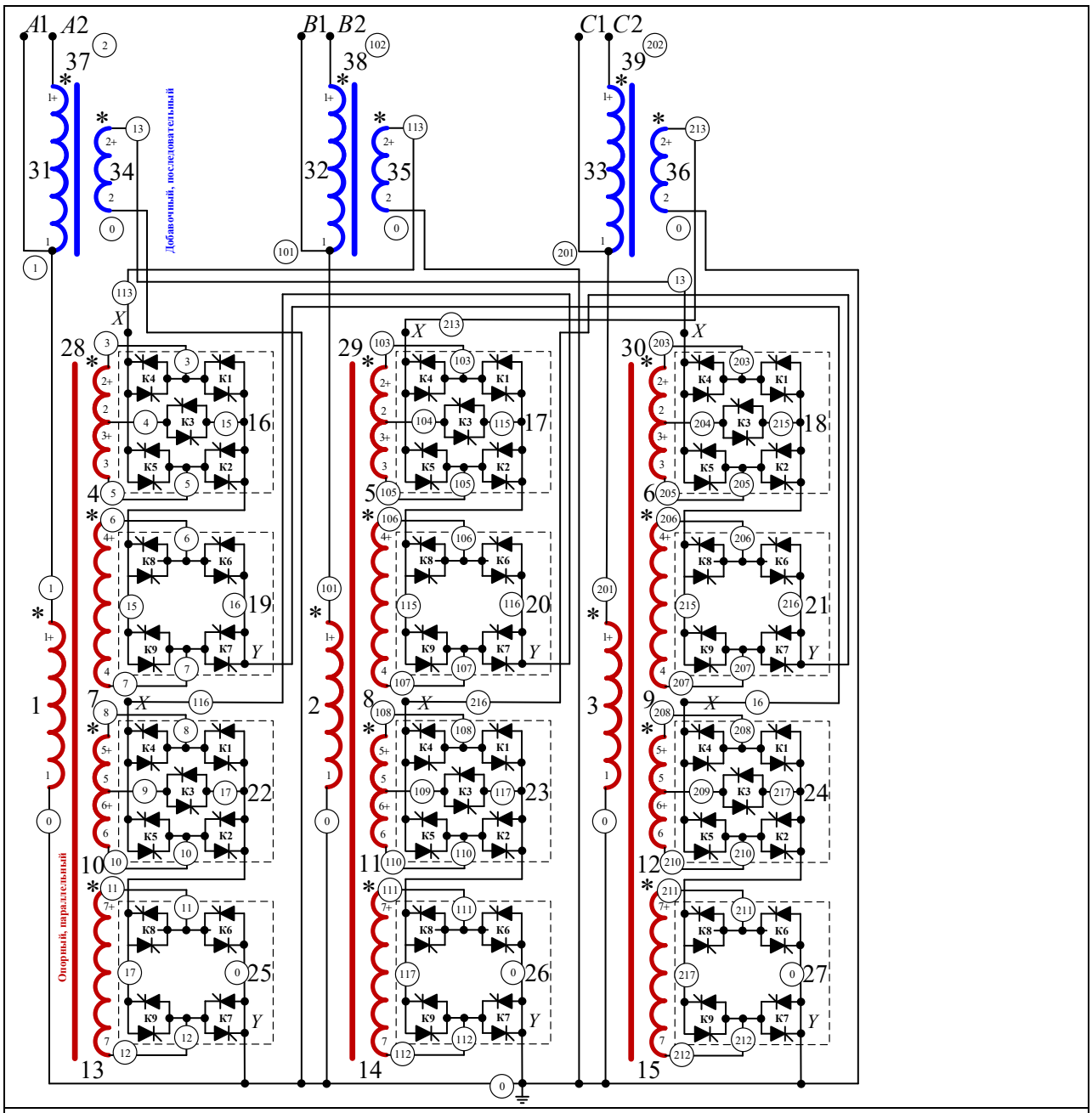



Fig.21 Schema electrică principială dispozitivului „stea”cu reglare în „zig-zag”

Curenții și tensiunile nominale ale elementelor dispozitivului Fig. 20 adoptate pentru simularea structurală, prezentate în Fig. 22, iar parametrii transformatoarelor suplimentare și de susținere calculate pe baza lor sunt prezentați în Fig. 23

$I_{1qA} = 9,5A,\ U_{1qA} = 120V;$

$I_{2qA} = 10,5A,\ U_{2qA} = 120V;$

$I_{1pA} = 3,2A,\ U_{1pA} = 301,7V;$

$I_{2pA} = 3,2A,\ U_{2pA} = 96,7V;$

$I_{3pA} = 3,2A,\ U_{3pA} = 96,7V;$

$I_{4pA} = 10,5A,\ U_{4pA} = 85,7V;$

$I_{5pA} = 6A,\ U_{5pA} = 85,7V.$

Fig.22 Curenți și tensiunile nominale pentru calcularea parametrilor modelului dispozitivului

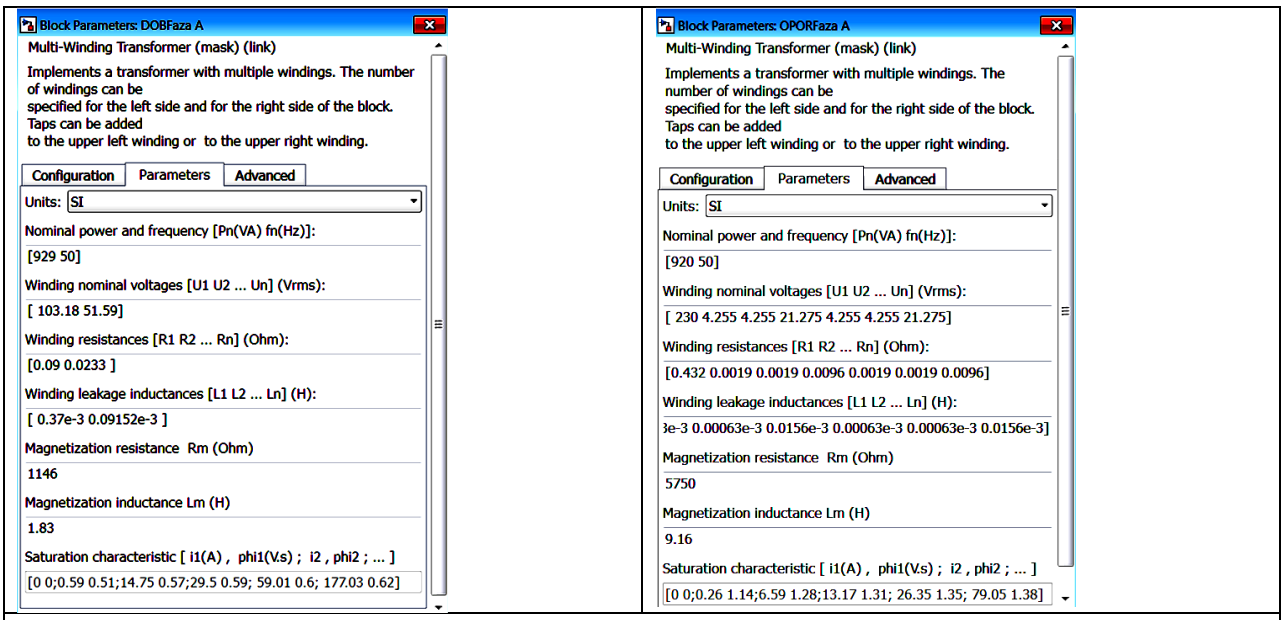



Fig.23 Parametrii modelului transformatorului suplimentar și cel de bază variantei schematice Fig.20

Compararea zonelor de reglare a tensiunii la ieșirea dispozitivelor UPFC, a transformatorului SEN și a dispozitivului (Fig. 20), obținute ca urmare a comutării operațiunii prezentate în Fig. 24. Se poate observa că dispozitivul propus oferă o zonă de reglare în formă de romb, extinzând în mod semnificativ gama sa.

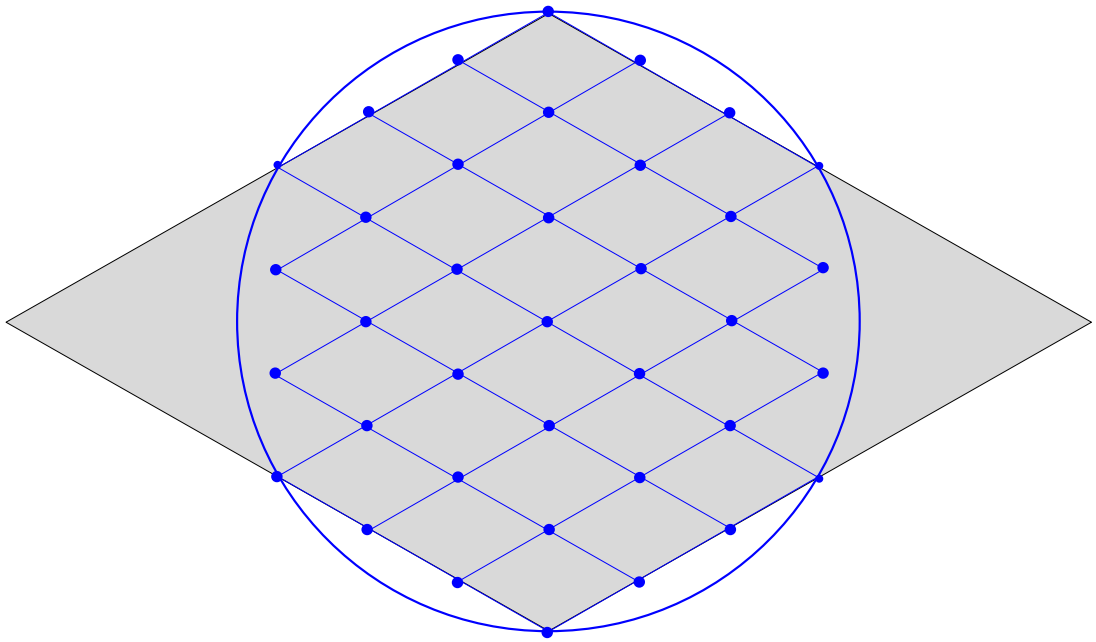


Fig.24 Zonele de reglare a tensiunii la ieșirea UPFC (cerc), transformator SEN (puncte din cerc) și dispozitiv (Fig. 20) (romb gri)

Diagonala mare a rombului este de $\sqrt{3}$ mai mare decât cea mică și este perpendiculară pe vectorul tensiunii de fază corespunzător. Remarcăm faptul că limitele admisibile reglării tensiunii pe modul sunt limitate de regulile de funcționare tehnică. Limitele reglării tensiunii de fază nu sunt limitate. Rezultă că domeniul de control furnizat de dispozitiv (romb) poate fi mai preferabil decât cercul reprodus cu UPFC și transformatorul SEN clasic.

### 3.2 Schema "poligon" a autotransformator cu reglare în "triunghi".

Transformatorul de control propus este capabil să ofere aceleași opțiuni pentru acțiunile de control sub forma unei tensiuni de adaos reglabile ca dispozitivul descris în p. 3.1. În plus, se presupune că opțiunea propusă va fi capabilă să ofere o gamă mai largă de reglare a tensiunii.
În plus, se presupune că opțiunea propusă va putea oferi un interval mai larg de reglare a tensiunii. Fig. 10 prezintă schema principială a dispozitivului propus, constând din două transformatoare, dintre care unul este de referință (paralel - p), al doilea - suplimentar (serial - q).

Așa cum rezultă din schema reprezentată în Fig.10, înfășurările de înaltă tensiune ($W_{1pA}$, $W_{1pB}$, $W_{1pC}$, $W_{2pA}$, $W_{2pB}$, $W_{2pC}$ și $W_{3pA}$, $W_{3pB}$, $W_{3pC}$) ale transformatorului de referință sunt alimentate de la rețeaua electrică prin intrările electrice A1, B1 și C1 și sunt conectate conform schemei "hexagonului". La rândul său, sursa de alimentare a transformatorului suplimentar este furnizată înfășurărilor sale de joasă tensiune ($W_{2qA}$, $W_{2qB}$ și $W_{2qC}$) sub formă de tensiuni reglate discret după mărimea și după faza (folosind foondurile electronice de putere), care sunt formate de un sistem de înfășurări de control ($W_{3pA}$, $W_{3pB}$, $W_{3pC}$, $W_{4pA}$, $W_{4pB}$, $W_{4pC}$) amplasate pe tijele circuit magnetic al transformatorului de bază. Tensiunile formate în acest fel, aduse anterior pe partea de înaltă tensiune prin transformarea în înfășurări ($W_{1qA}$, $W_{1qB}$, și $W_{1qC}$), sunt însumate algebric cu tensiunile din fazele corespunzătoare ale sistemului de alimentare, realizând astfel acțiunea de control necesară.

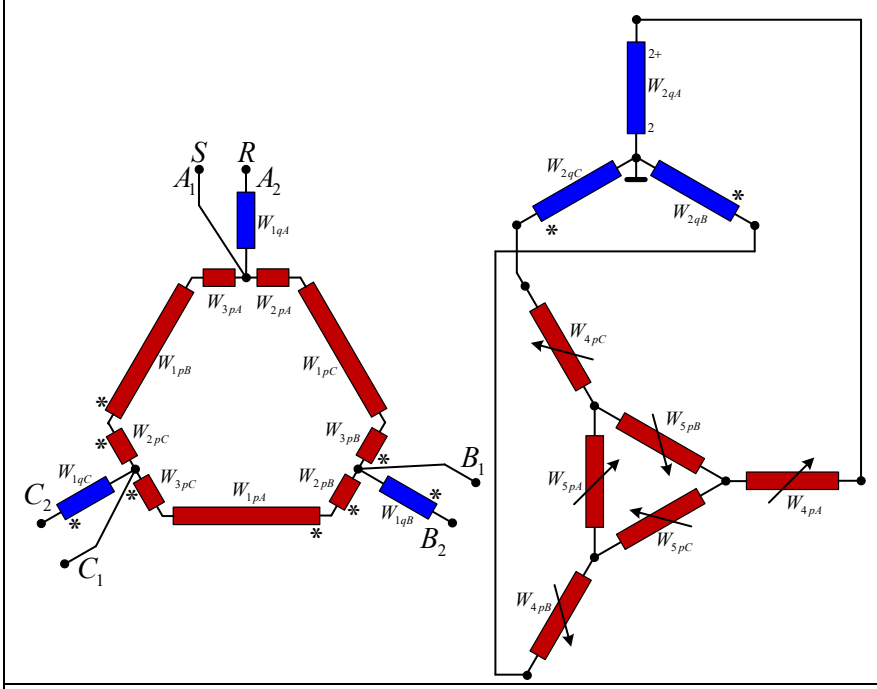



Fig.25 Schema "poligon" a dispozitivului cu reglare în "triunghi"

Curenții și tensiunile nominale ale elementelor dispozitivului Fig. 25 adoptate pentru modelarea prin simulare structurală sunt prezentate în Fig. 26, iar parametrii transformatoarelor suplimentare și de bază calculați pe baza lor sunt prezentați în Fig. 27.

$I_{1qA} = 9,5A,\ U_{1qA} = 120V;$

$I_{2qA} = 10,5A,\ U_{2qA} = 120V;$

$I_{1pA} = 3,2A,\ U_{1pA} = 301,7V;$

$I_{2pA} = 3,2A,\ U_{2pA} = 96,7V;$

$I_{3pA} = 3,2A,\ U_{3pA} = 96,7V;$

$I_{4pA} = 10,5A,\ U_{4pA} = 85,7V;$

$I_{5pA} = 6A,\ U_{5pA} = 85,7V.$

Fig.26 Curenții și tensiunile nominale pentru calculul parametrilor dispozitivului medel

Pe baza versiunii schematice (Fig. 25), este dezvoltată o schemă principială a dispozitivului cu pinout corespunzător pentru construirea unui model de simulare structurală în mediul Simulink / Matlab, prezentată în Fig. 28.

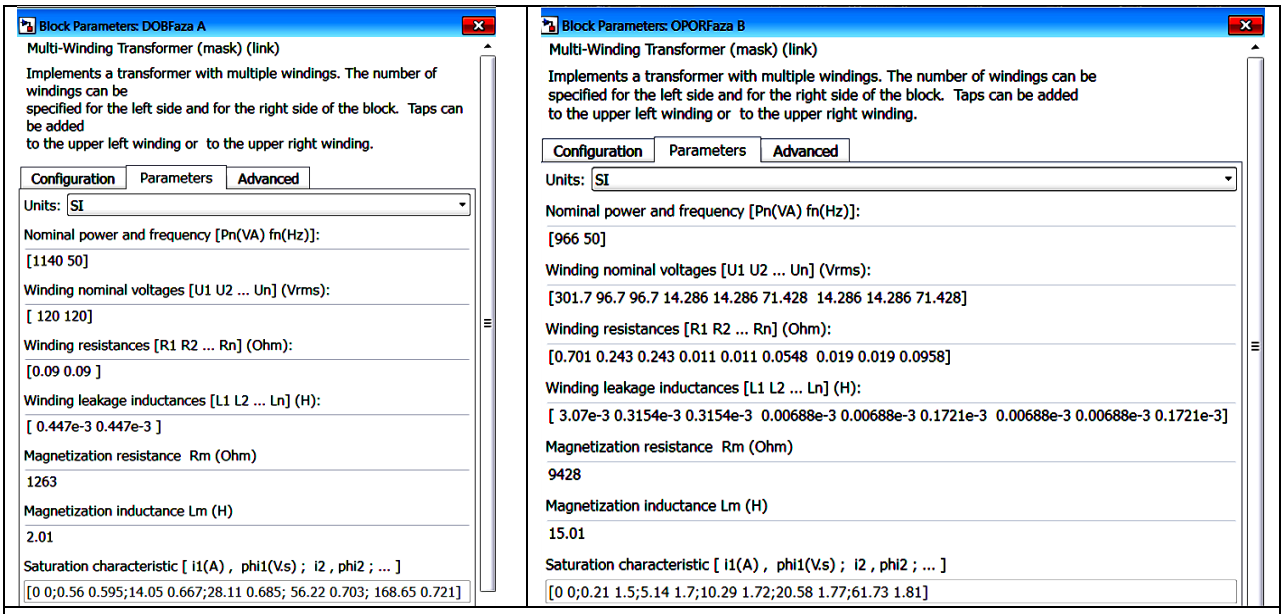



Fig.27 Parametrii modelelor de transformatoare suplimentare și de bază în variantă schematică Fig.25

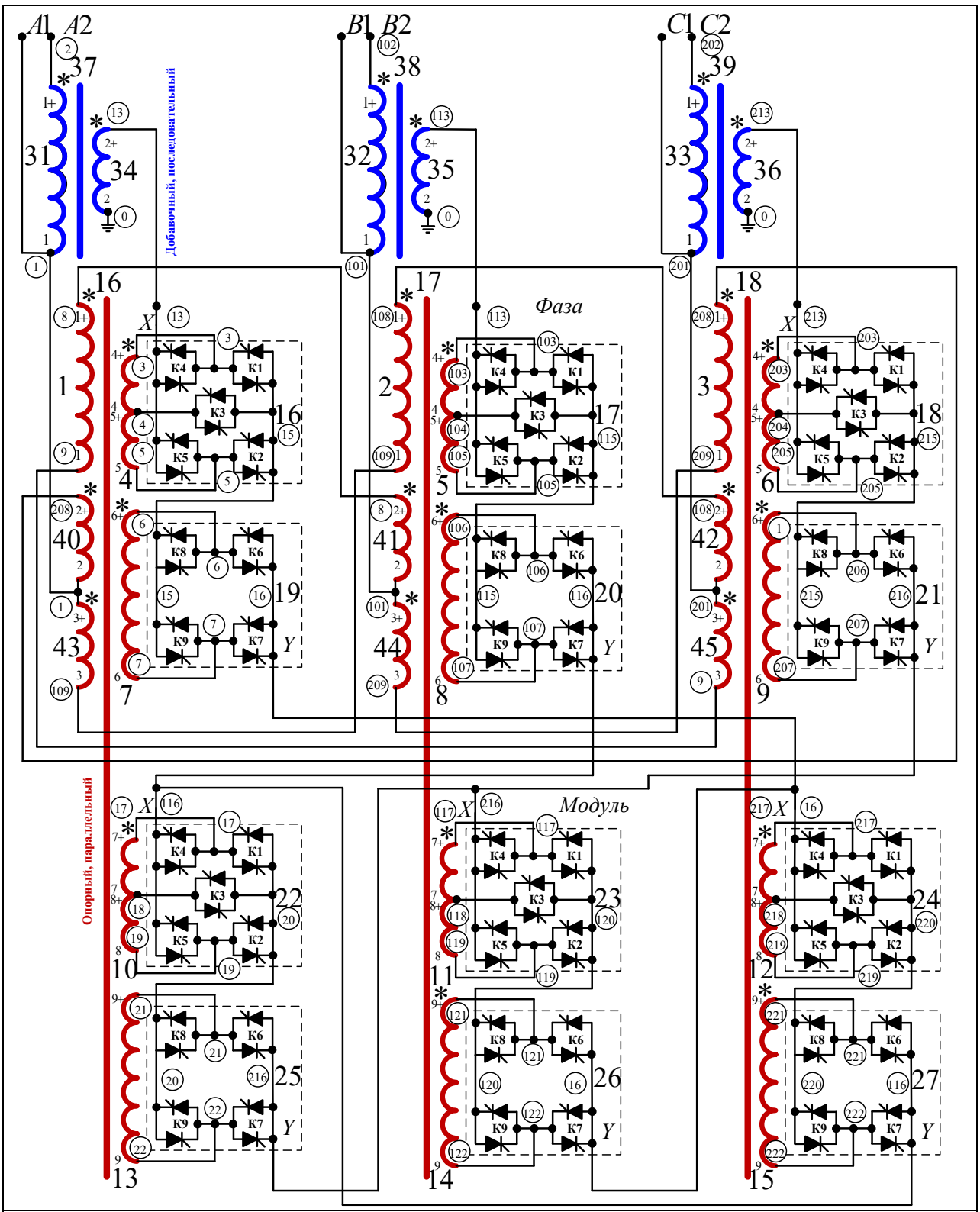



Fig.28 Schema electrică principială a dispozitivului " poligon" cu reglare în "triunghi"

Elementele legate de transformatorul de bază sunt numerotate de la 1-30 și de la 40 la 45, iar elementele legate de transformatorul suplimentar sunt numerotate 31-39.

Lista desemnărilor elementelor prezentate în Fig. 28:

A,B și C – numerotarea fazelor sistemului trifazat de tensiune.

A1,B1 и C1 - intrările electrice (bornele de intrare) a dispozitivului.

A2,B2 и C2 – ieșirile electrice (bornele de iesire) a dispozitivului.

1,2,3 - Înfășurări primare de înaltă tensiune ale fazelor A, B, C ale transformatorului de bază.

4,5,6 - Primele înfășurări de reglare și reglarea fină a fazelor A, B, C ale transformatorului de bază.
7,8,9 - Primele înfășurări de reglare a reglării dure a fazelor A, B, C ale transformatorului de bază.
10,11,12 – A doua înfășurare de reglare pentru reglarea fină a fazelor A, B, C ale transformatorului de bază.
13,14,15 – A doua înfășurare de reglare dură a fazelor A, B, C ale transformatorului de bază.
16,17,18 - Blocuri de comutatoare electronice de putere ale primelor înfășurări de reglare a reglării fine a fazelor A, B, C ale transformatorului de bază.
19,20,21 - Blocuri de comutatoare electronice de putere ale primelor înfășurări de reglare a reglării dure a fazelor A, B, C ale transformatorului de bază.
22,23,24 - Blocuri de comutatoare electronice de putere celeai de-a doua înfășurări de reglare a reglării fine a fazelor A, B, C ale transformatorului de bază.
25,26,27 - Blocuri de comutatoare electronice de putere ale celei de-a doua înfășurări de reglare a reglării dure a fazei A a transformatorului de bază.
28,29,30 - Miezurile circuitelor magnetice ale fazelor A, B, C ale transformatorului suplimentar.
31,32,33 - Înfășurări de înaltă tensiune ale fazelor A, B, C ale unui transformator suplimentar.
34,35,36 - Înfășurări de joasă tensiune ale fazelor A, B, C ale unui transformator suplimentar.
37,38,39 - Miezurile circuitelor magnetice ale fazelor A, B. C ale unui transformator suplimentar
40,41,42 –Înfășurările primare doi de înaltă tensiune a fazelor A, B, C ale transformatorului de bază.
43,44,45 –Înfășurările primare trei de înaltă tensiune a fazelor A, B, C ale transformatorului de bază
K1÷K15 - Comutatoare anti-paralele pentru electronica de putere.
Compararea zonelor de reglare a tensiunii la ieșirea dispozitivelor UPFC, a transformatorului SEN și a dispozitivului (Fig. 25), obținute ca urmare a operațiunilor de comutare, prezentate în Fig. 29. Se vede că dispozitivul propus oferă o zonă de control dreptunghiulară, extinzând, de asemenea, semnificativ gama sa.

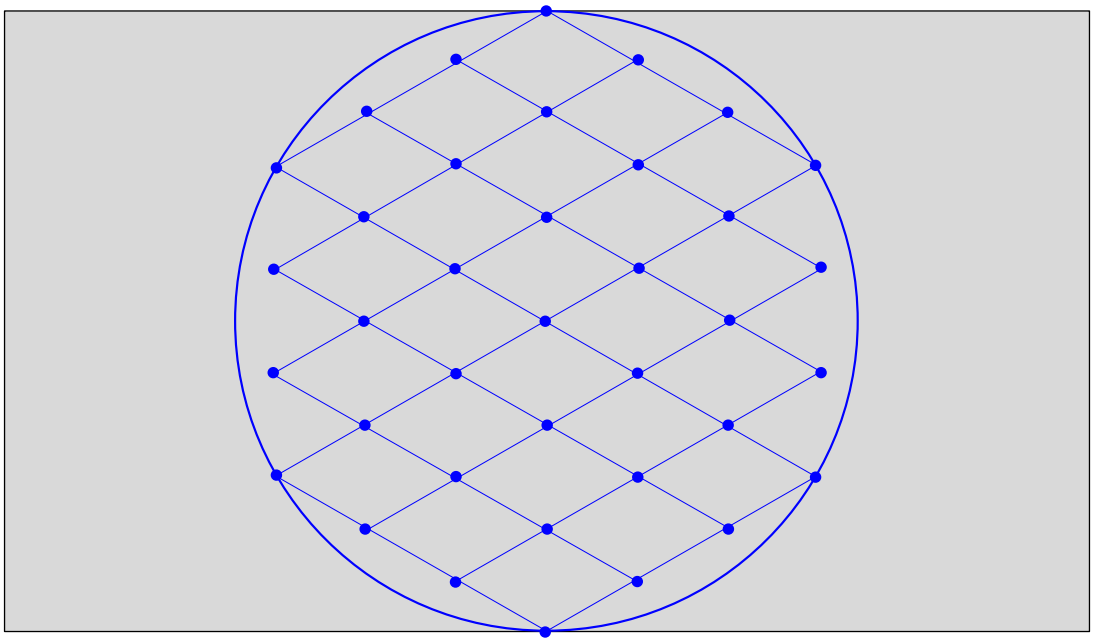


Fig.29 Zonele de reglare a tensiunii la ieșirea UPFC (cerc), transformator SEN (puncte din cerc) și dispozitiv (Fig. 25) (dreptunghi gri)

Partea mai mare a dreptunghiului este de $\sqrt{3}$ mai mare decât cea mică și este perpendiculară pe vectorul tensiunii de fază corespunzător. Remarcăm faptul că limitele admisibile de reglare a tensiunii în modul și fază de tensiune sunt luate la fel ca în p. 3.1 pentru condiții egale de comparație. Se poate observa că intervalul de reglare (dreptunghi) furnizat de dispozitiv poate fi, de asemenea, mai preferabil în comparație cu cercul reprodus cu UPFC și transformatorul SEN clasic, precum și cu dispozitivul Fig. 20. Trebuie remarcat faptul că, în acest caz, precizia controlului va scădea ușor.

### 3.3 Schema "triunghi" a autransformatoarelor cu reglare în "triunghi".

Varianta de schemă Fig. 30 este capabilă să ofere aceleași opțiuni pentru acțiunile de control sub forma unei tensiuni de adaos reglabile ca dispozitivul descris în punctul 3.2.

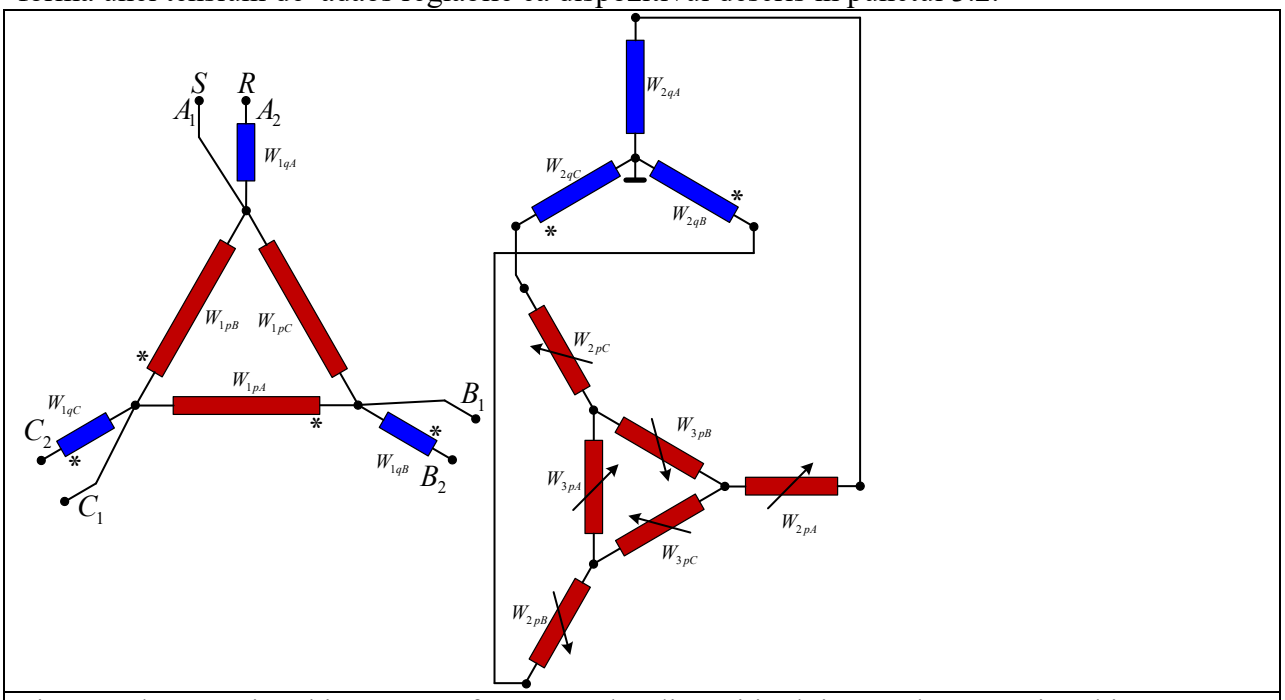



Fig.30 Schema "triunghi" a autransformatoarelor dispozitivului cu reglare în "triunghi".

Versiunea schematică a dispozitivului propus (Fig. 30) constă, de asemenea, din două transformatoare, dintre care unul este de bază(paralel - p), al doilea este suplimentar (seria - q).

După cum urmează din diagrama Fig.30, înfășurările de înaltă tensiune ($W_{1pA}$, $W_{1pB}$, $W_{1pC}$) ale transformatorului de bază sunt alimentate de la rețea prin intrările electrice A1, B1 și C1 și sunt conectate conform schemei "triunghi". La rândul său, sursa de alimentare a transformatorului suplimentar este furnizată înfășurărilor sale de joasă tensiune ($W_{2qA}$, $W_{2qB}$ și $W_{2qC}$) sub formă de tensiuni discrete reglabile în mărime și fază (utilizând electronice de putere), care sunt formate de sistemul de reglare a înfășurărilor ($W_{2pA}$, $W_{2pB}$, $W_{2pC}$, $W_{3pA}$, $W_{3pB}$, $W_{3pC}$), amplasat pe miezul circuitul magnetic al transformatorului de bază. Tensiunile formate în acest mod, fiind aduse pe partea de tensiune înaltă prin transformarea în înfășurări ($W_{1qA}$, $W_{1qB}$ и $W_{1qC}$), sunt însumate algebric cu tensiunile din fazele corespunzătoare ale sistemului de alimentare, realizând astfel acțiunea de control necesară.

Curenții și tensiunile nominale ale elementelor dispozitivului Fig. 30 luate pentru simularea structurală sunt prezentate în Fig. 31, iar parametrii transformatoarelor suplimentare și de bază calculate pe baza lor sunt prezentați în Fig. 32.

$I_{1qA} = 9,5A,\ U_{1qA} = 120V;$

$I_{2qA} = 9,7A,\ U_{2qA} = 120V;$

$I_{1pA} = 2,9A,\ U_{1pA} = 398,4V;$

$I_{2pA} = 9,7A,\ U_{2pA} = 100V;$

$I_{3pA} = 5,6A,\ U_{3pA} = 100V.$

Fig.31 Curenți și tensiuni nominale pentru calcularea parametrilor modelului dispozitivului

Pe baza versiunii schematice (Fig. 30), este dezvoltată schema principială a dispozitivului cu pinout corespunzător pentru construirea unui model de simulare structurală în mediul Simulink / Matlab, prezentată în Fig. 33.

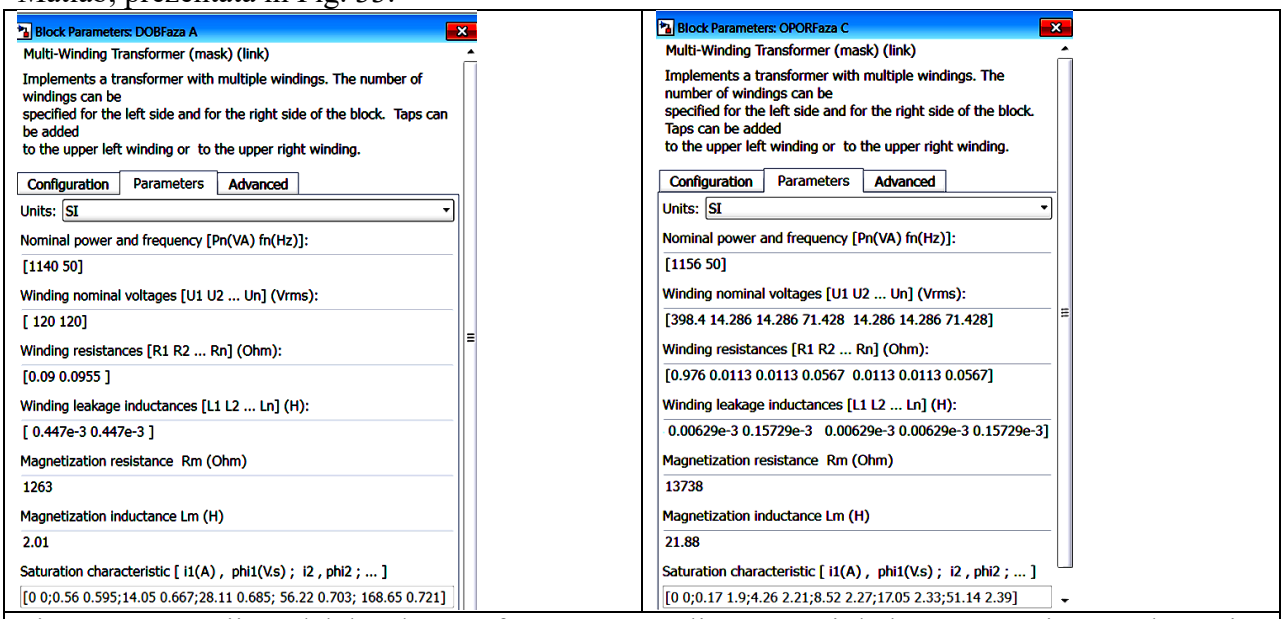



Fig.32 Parametrii modelelor de transformatoare suplimentare și de bază în versiunea schematică Fig.30

Elementele legate de transformatorul de bază sunt numerotate 1-30, iar elementele legate de transformatorul suplimentar sunt numerotate 31-39.

Lista desemnărilor elementelor prezentate în Fig. 33:

A,B și C – numerotarea fazelor sistemului trifazat de tensiune.

A1,B1 и C1 - intrările electrice (bornele de intrare) a dispozitivului.

A2,B2 и C2 – iesirile electrice (bornele de iesire) a dispozitivului.

1,2,3 - Înfășurări primare de înaltă tensiune ale fazelor A, B, C ale transformatorului de bază.

4,5,6 - Primele înfășurări de reglare și reglarea fină a fazelor A, B, C ale transformatorului de bază.

7,8,9 - Primele înfășurări de reglare a reglării dure a fazelor A, B, C ale transformatorului de bază.

10,11,12 – Înfășurările doi de reglare pentru reglarea fină a fazelor A, B, C ale transformatorului de bază.

13,14,15 – Înfășurările doi de reglare dură a fazelor A, B, C ale transformatorului de bază.

16,17,18 - Blocuri de comutatoare electronice de putere ale primelor înfășurări de reglare a reglării fine a fazelor A, B, C ale transformatorului de bază.

19,20,21 - Blocuri de comutatoare electronice de putere ale primelor înfășurări de reglare a reglării dure a fazelor A, B, C ale transformatorului de bază.

22,23,24 - Blocuri de comutatoare electronice de putere ale celeai de-a doua înfășurări de reglare a reglării fine a fazelor A, B, C ale transformatorului de bază.

25,26,27 - Blocuri de comutatoare electronice de putere ale celei de-a doua înfășurări de reglare a reglării dure a fazei A a transformatorului de bază.
28,29,30 - Miezurile circuitelor magnetice ale fazelor A, B, C ale transformatorului suplumentar.
31,32,33 - Înfășurări de înaltă tensiune ale fazelor A, B, C ale unui transformator suplimentar.
34,35,36 - Înfășurări de joasă tensiune ale fazelor A, B, C ale unui transformator suplimentar.
37,38,39 - Miezurile circuitelor magnetice ale fazelor A, B. C ale unui transformator suplimentar.
K1÷K15 - Comutatoare anti-paralele pentru electronica de putere.

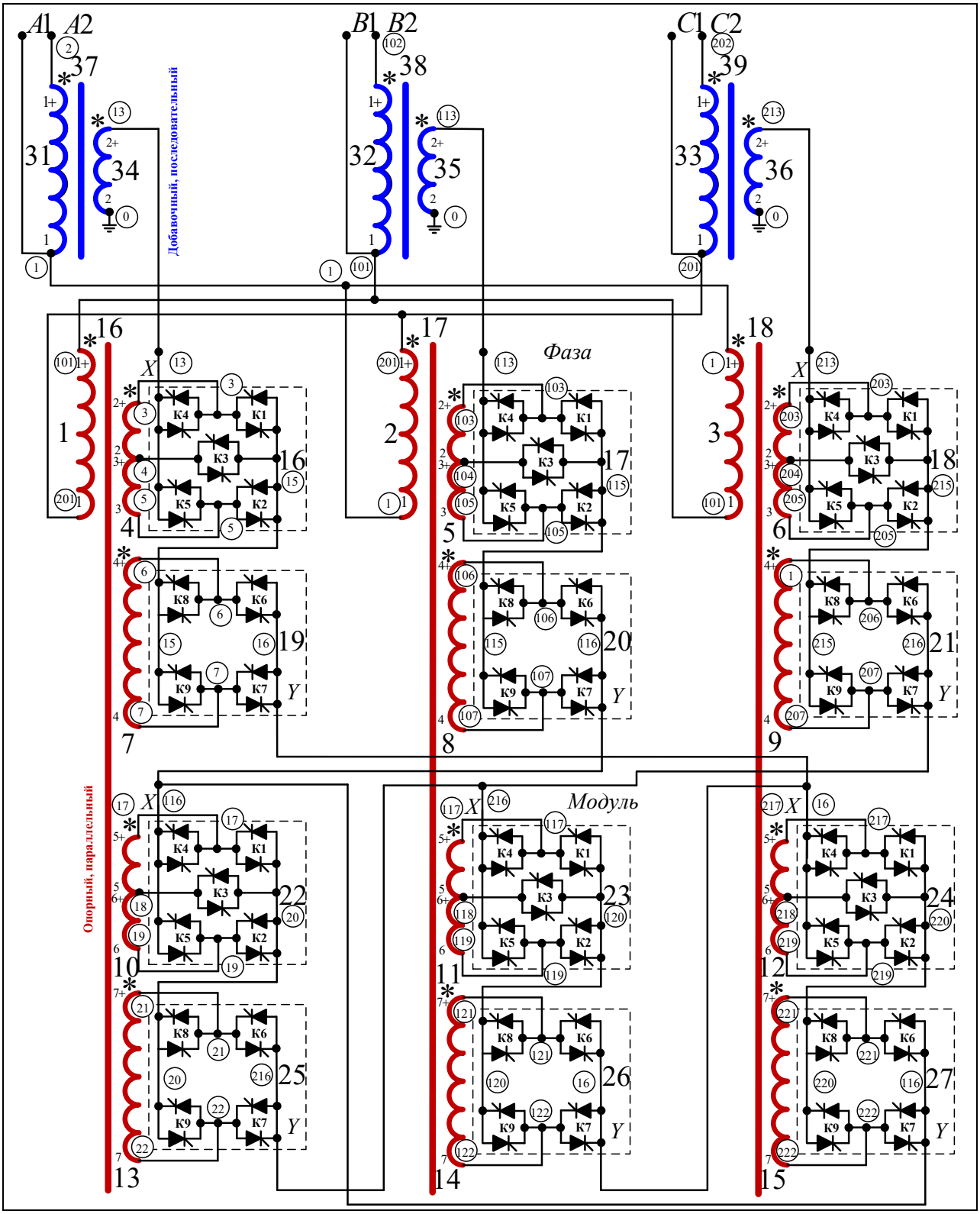
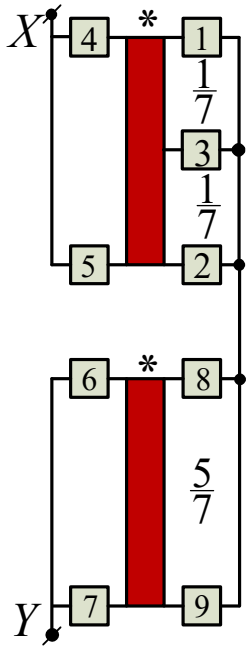


Fig.33 Schema electrică principială a dispozitivului " triunghi" cu reglare în "triunghi"

Zona de reglare a tensiunii la ieșirea dispozitivului (Fig. 30) este similară cu zona de reglare a dispozitivului discutată la punctul 3.2.

## 4. Sistema de reglare

Unitățile de control ale dispozitivelor din clauza 3.1.3.2.3.3 au aceeași arhitectură.
Prima înfășurare de reglare fină a unei faze și prima înfășurare de reglare dură a aceleiași faze a transformatorului de bază sunt conectate în serie și formează un modul de control elementar. În mod similar,este conectată și a doua înfășurare de reglare fină cu a doua înfășurare de reglare dură a aceleiași faze, formând astfel un al doilea modul de reglare elementar. În Fig. 34 se prezintă schema unui astfel de modul, precum și schema de comutare care explică esența principiului de reglare utilizat. Luând ca unitate suma spirelor a înfășurării reglării fine și dure, stabilim pentru fiecare dintre ele numărul spirelor în conformitate cu raporturile 2/7 și 5/7 din numărul total indicat. În acest caz, prin intermediul unei ramuri intermediare, înfășurarea de reglare fină este împărțită în două secțiuni identice (elementare). Fiecare dintre aceste secțiuni definește etapa minimă de comutare a tensiunii reglementate.




| | K1 | K2 | K3 | K4 | K5 | K6 | K7 | K8 | K9 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| -7 | ● | | | | ● | ● | | | ● |
| -6 | | | ● | | ● | ● | | | ● |
| -5 | ● | | | ● | | ● | | | ● |
| -4 | | | ● | ● | | ● | | | ● |
| -3 | | ● | | ● | | ● | | | ● |
| -2 | ● | | | | ● | | ● | | ● |
| -1 | | | ● | | ● | | ● | | ● |
| 0 | ● | | | ● | | ● | | ● | |
| 1 | | | ● | ● | | ● | | ● | |
| 2 | | ● | | ● | | ● | | ● | |
| 3 | ● | | | | ● | | ● | ● | |
| 4 | | | ● | | ● | | ● | ● | |
| 5 | | ● | | | ● | | ● | ● | |
| 6 | | | ● | ● | | | ● | ● | |
| 7 | | ● | | ● | | | ● | ● | |

Fig.34 Schema și legea de reglare a modulului

Comutatoarele antiparalel ale electronicei de putere K1÷K15 unește schema într-un singur modul controlat în conformitate cu schema de comutare prezentată în Fig.34. După cum urmează din schema de mai sus, un modul elementar oferă reproducerea a 15 valori discrete ale tensiunii reglate între contactele sale externe (X-Y) (7 poziții pozitive, 7 poziții negative și o poziție zero). Fiecare poziție este implementată de un set corespunzător de combinații de comutatoare electronice de putere, format din patru comutatoare anti-paralele.

Zona de reglare a tensiunii la ieșirea dispozitivului, obținută ca urmare a implementării operațiunilor de comutare efectuate de două module conectate în serie în conformitate cu schema de comutare propusă, prezentată pentru varianta schemei (Fig. 20) în Fig. 35.

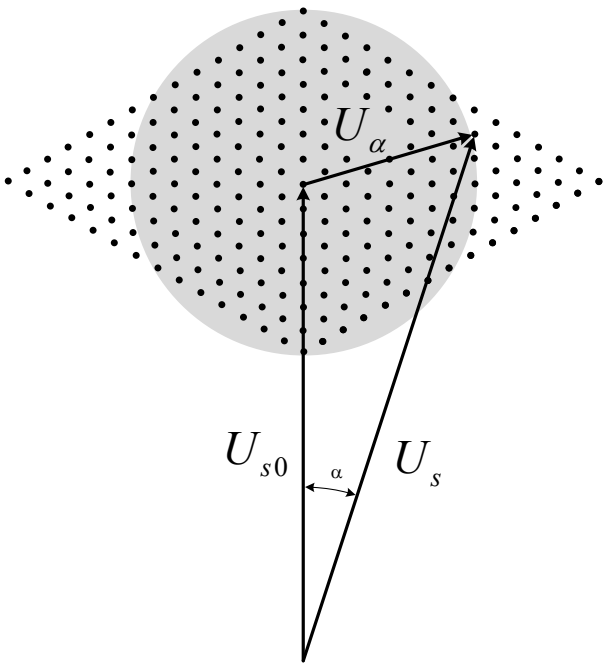



Fig.35 Zona de reglare a tensiunii la ieșirea dispozitivului

În Fig.35 sunt folosite următoarele denumiri:

$U_{S0}$ - tensiunea de alimentare a sistemului,

$U_S$ - tensiunea la ieșirea transformatorului de reglare,

$U_\alpha$ - tensiunea de adaos a transformtaorului de reglare.

După cum rezultă din rezultatele obținute, situarea punctelor calculate (pentru schema Fig. 20) se caracterizează printr-o figură geometrică sub formă de romb, iar pentru schema Fig. 25,30 sub forma unui dreptunghi. Numărul total de stări discrete pentru fiecare schemă se determină de valoarea $n = 15^2 = 225$ (punctele din Fig. 36, 37) care este mai mult decât suficientă în majoritatea situațiilor practice.

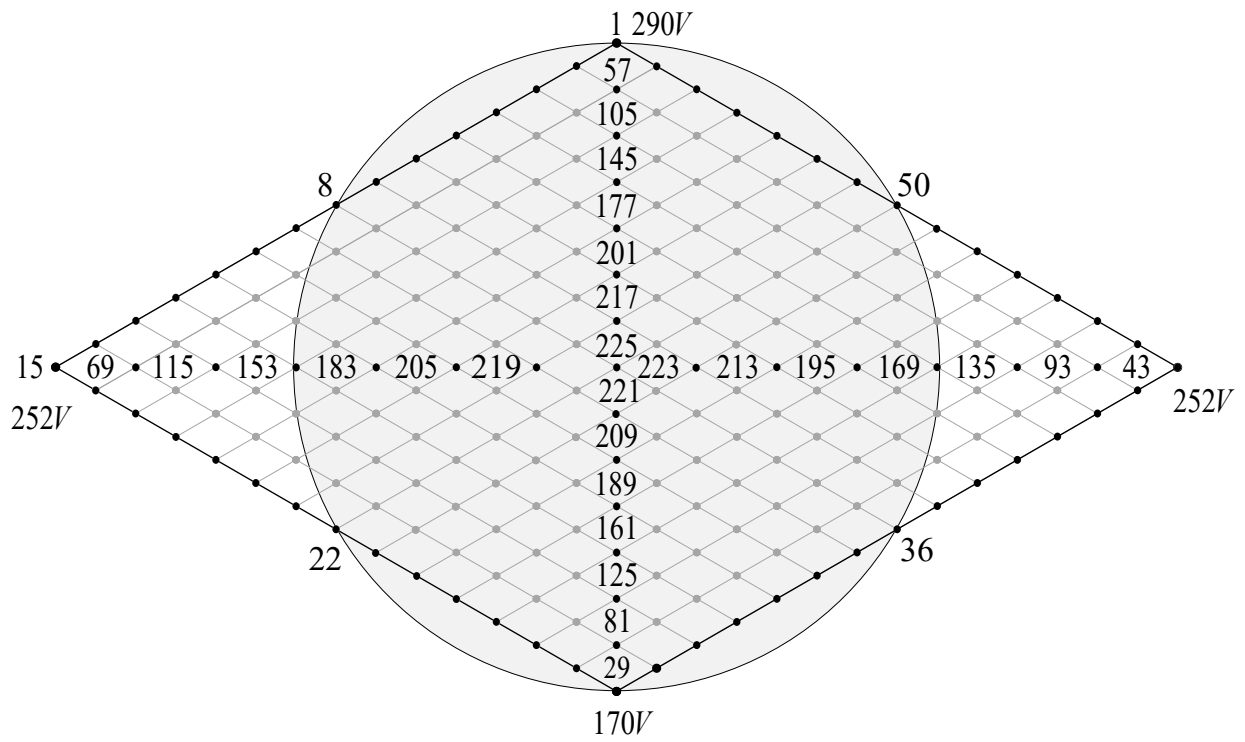



Fig.36 Situarea punctelor calculate a tensiunii de reglare pentru dispozitiv Fig. 20

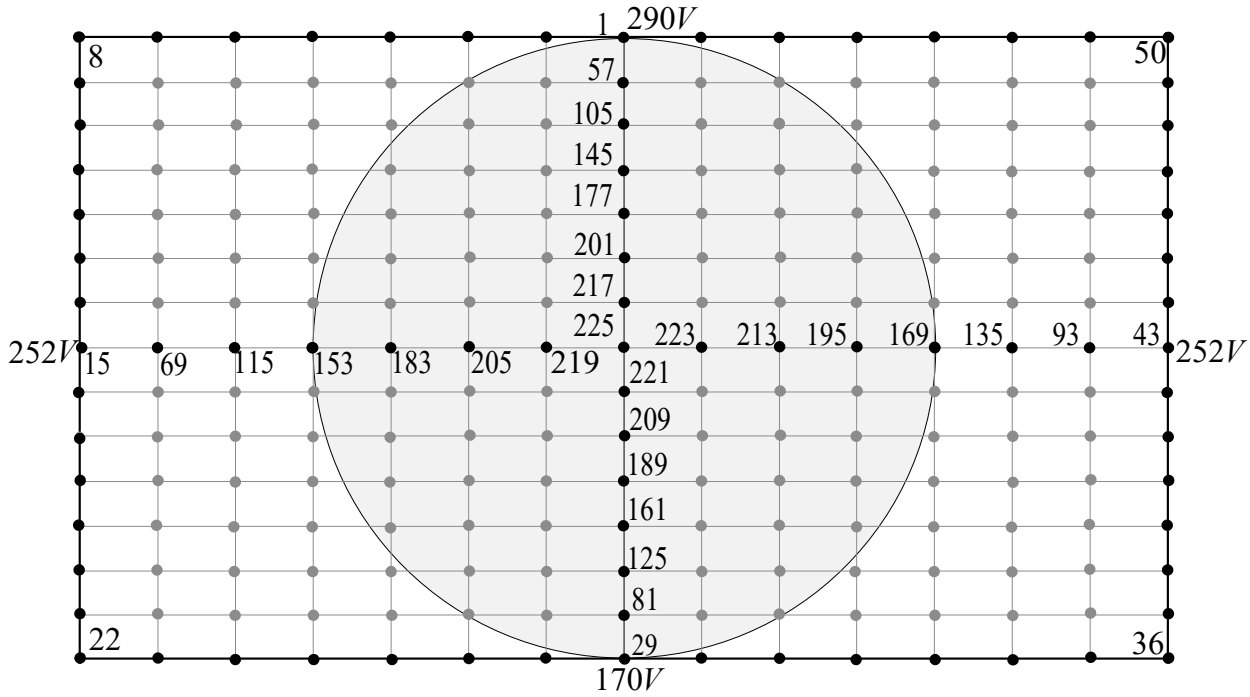



Fig.37 Fig.36 Situarea punctelor calculate a tensiunii de reglare pentru dispozitiv Fig. 25,30.

În modul de comutare coordonată a elementelor de comutare corespunzătoare din diferite faze, dispozitivele propuse pot funcționa ca un transformator de reglare pentru controlul fluxurilor de putere (Line Impedance Modulator). În modul controlului pe faze separat, dispozitivul poate îndeplini funcțiile unui compensator pentru dezechilibrul tensiunii de alimentare cauzat de fluctuații necontrolate ale curenților de sarcină sau alte motive operaționale. Soluțiile tehnice propuse pot fi considerate ca o dezvoltare ulterioară a familiei de transformatoare Sen [49].

**5. Modelarea structural - imitată**

**5.1 Modelul strutural-imitat a transformatorului de reglare pentru a controla fluxurile de energie din rețeaua de transport și distribuție.**

Pe baza schemelor transformatoarelor de control Fig. 20,25,30 în mediul Matlab / Simulink, au fost dezvoltate modele de dispozitive SPS, prezentate pentru dispozitivul (Fig. 20) cu o zonă de reglare în formă de romb în Fig. 38.

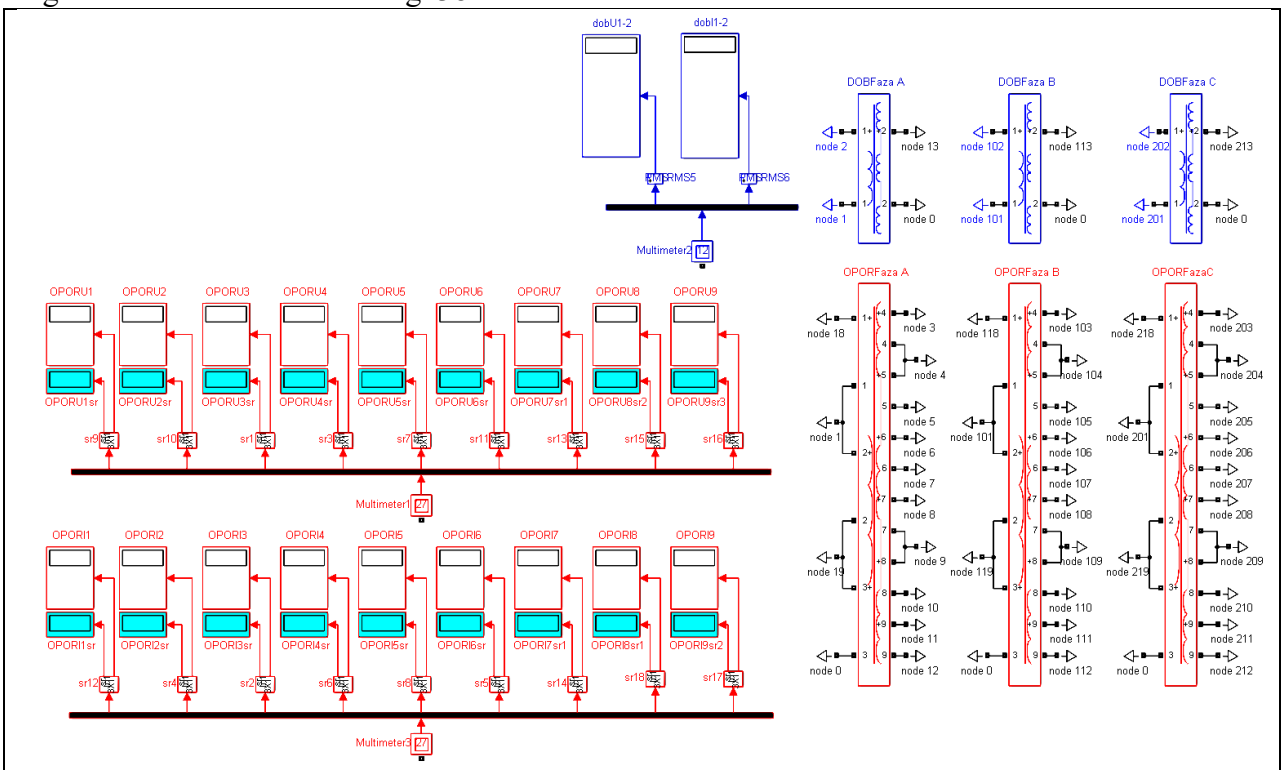



Fig.38. Modelul structural-imitat a transformatorului cu o zonă de reglare în formă de romb.

Pentru a simula dispozitivul transformator, s-au folosit blocuri de transformatoare monofazate cu mai multe înfășurări (Multi-Winding Transformer din biblioteca Sim Power Systems), care ulterior au fost conectate într-un grup trifazat. Această tehnică a fost utilizată pentru a permite construirea în continuare a modelului de laborator.

Modelul sistemului de control cu chei electronice de putere construit pe baza circuitului propus al comutatorului de putere și legea controlului acestuia prezentat în Fig.34 este prezentat în Fig.39 și, respectiv, în Fig.40, respectiv la necesitatea controlului simetric și asimetric. Cheile electronice de putere au fost simulate într-o manieră simplificată folosind blocuri de comutatoare monofazate și trifazate (Breaker, Three-Phase Breaker).

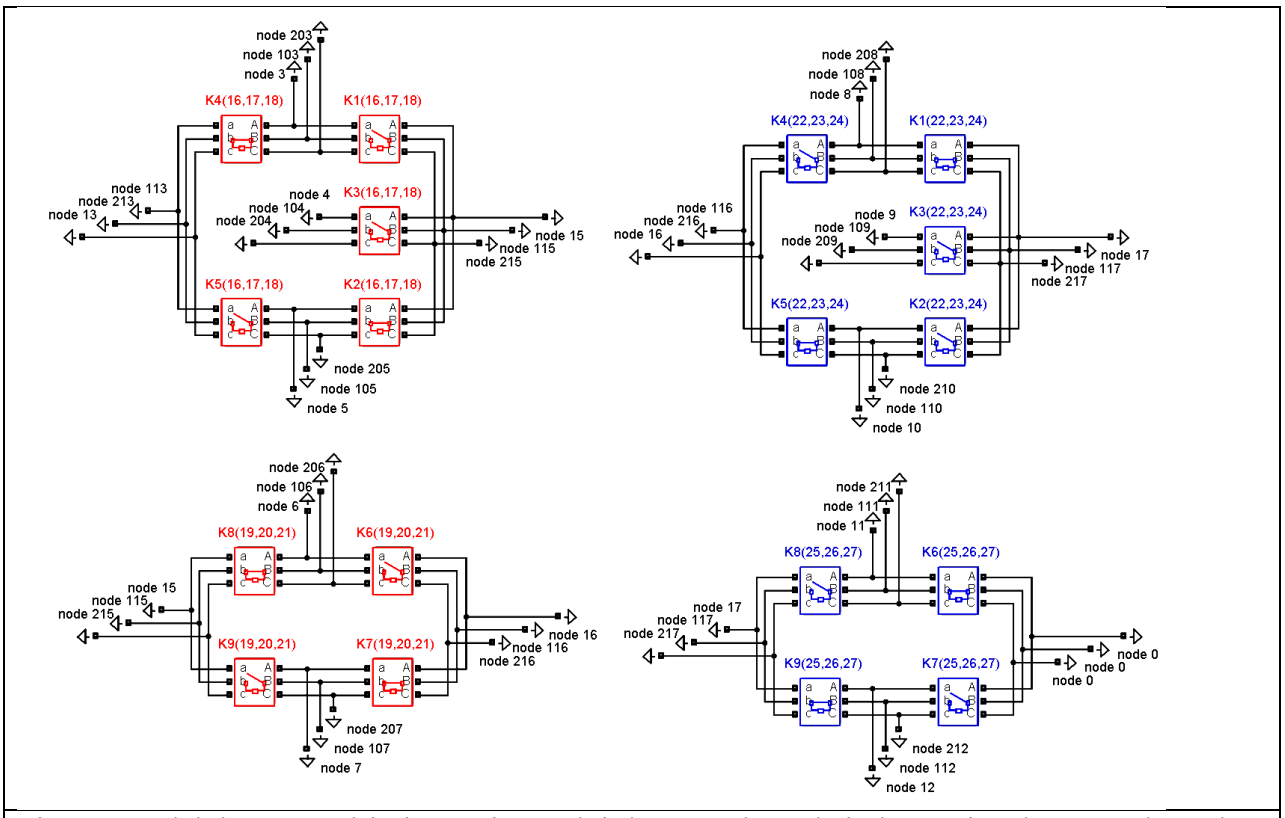



Fig.39. Modelul structural-imitat a sistemului de control cu chei electronice de putere la reglare simetrică.

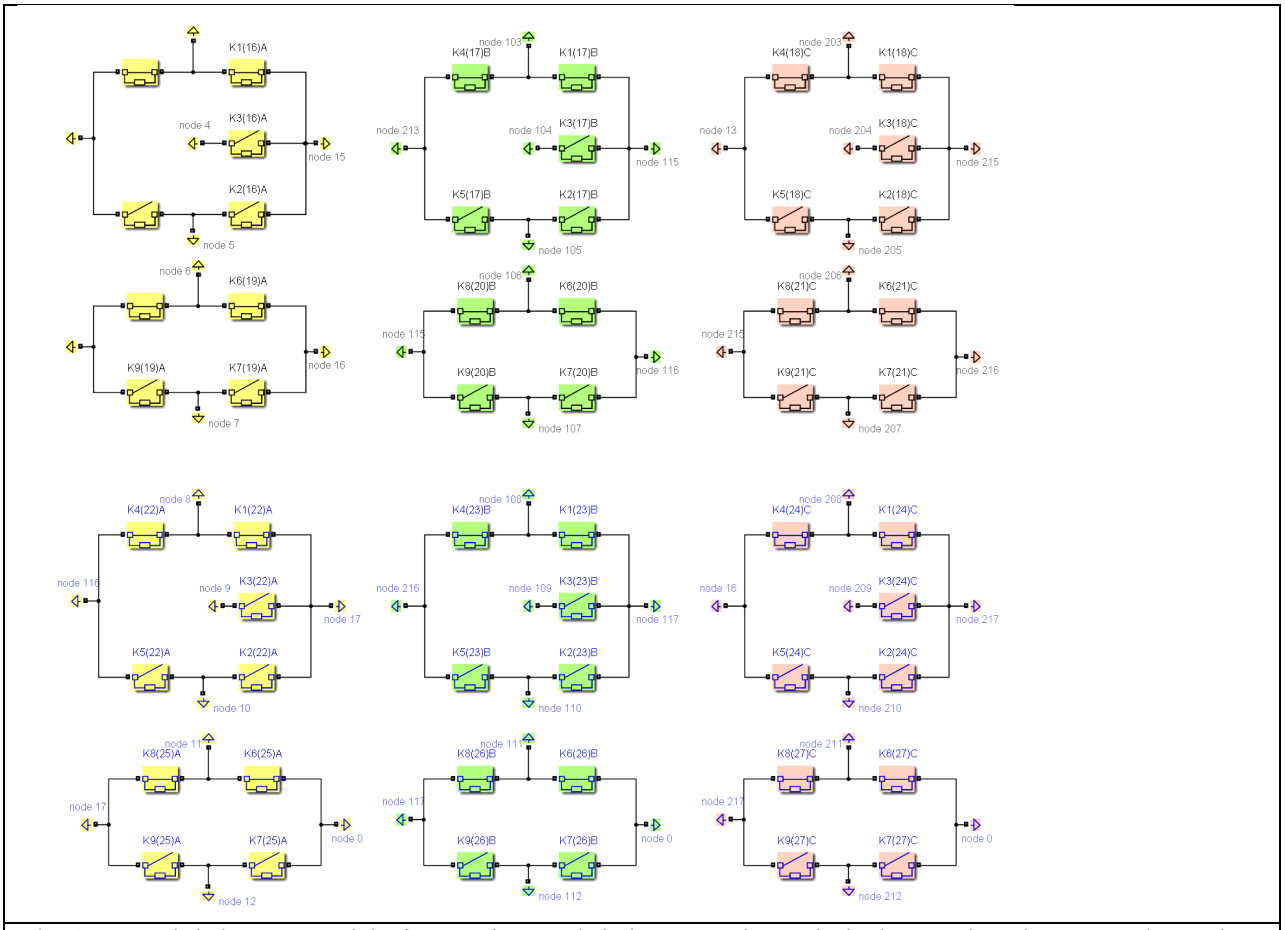



Fig.40. Modelul structural-imitat a sistemului de control cu chei electronice de putere la reglare asimetrică.

## 5.2 Sisteme de măsurare virtuale

În procesul de realizare a experimentelor de calcul pe baza modelelor structurale-imitate, apar sarcinile de măsurare a parametrilor de operare necesari în orice punct al dispozitivului în studiu. Pentru a rezolva acest tip de probleme, au fost dezvoltate și implementate subsisteme de măsurare, care sunt descrise mai jos.

### 5.2.1 Măsurător de atenuare a vîrfurilor

Acesta este un instrument virtual în mediul SIMULINK, pentru preluarea caracteristicilor de amplitudine-frecvență ale oricărui obiect considerat ca o „cutie neagră”, vezi Fig. 41.

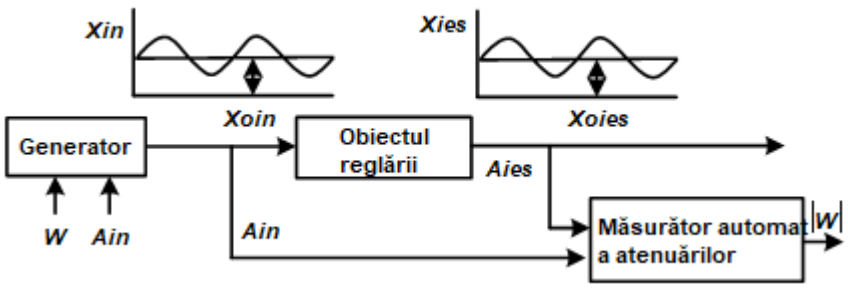



Fig.41. Schema de conectare a contorului de atenuare

Principiul de funcționare.

La un semnal sinusoidal, este suficient să se determine și să se stocheze valorile semnalului în punctele Xmin și Xmax pentru intrare și ieșire, vezi Fig. 42.

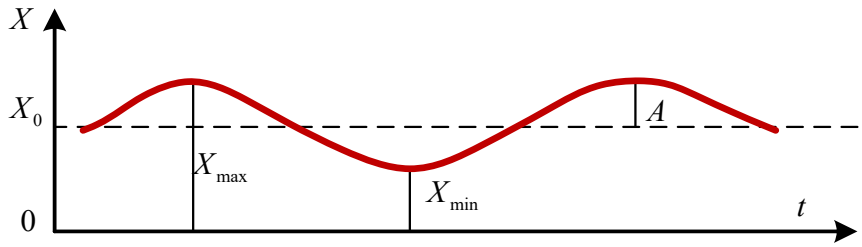



Fig.42. Caracteristicile semnalului sinosoidal

Indiferent de frecvență, obținem valoarea amplitudinii: A = 0,5 * (Xmax - Xmin). Modulul funcției de transfer (atenuare): | W | = Aout / Ain. Dispozitivul efectuează, de asemenea, calcule suplimentare ale componentelor constante ale semnalelor de intrare și ieșire (compensează X0in și X0out în fig.23): X0 = 0,5 * (Xmax + Xmin). Dispozitivul este construit pe baza elementelor liniare, logice și de comutare SIMULINK, vezi Fig. 43.

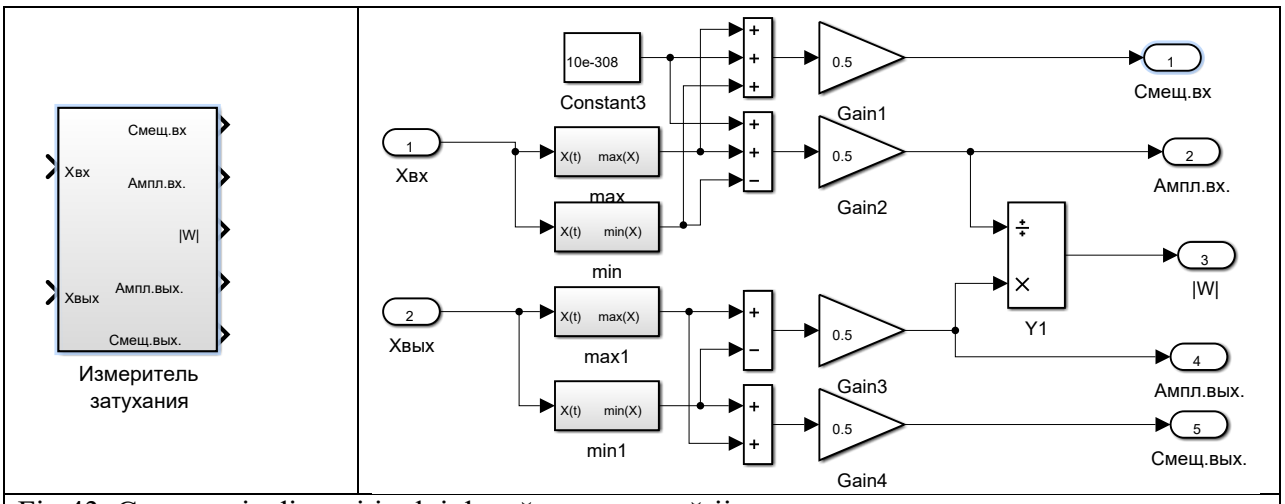



Fig.43. Construcția dispozitivului de măsurare atenuării

Dispozitivul are două intrări:
- primul - pentru semnalul de intrare;
- al doilea - pentru semnalul de la ieșirea obiectului.
Timpul de măsurare trebuie să fie astfel încât procesele tranzitorii din obiect să se termine și să se formeze oscilații staționare.
Dispozitivul are cinci ieșiri:
- amplitudinea intrării (semnal de test);
- decalajul semnalului de intrare X0in;
- modul AFCH, | W |;
- amplitudinea semnalului de ieșire;
- decalajul semnalului de ieșire X0out.
Valorile decalajului sunt utilizate ca date de intrare la contorul de fază armonic descris mai jos.
Trebuie remarcat faptul că atunci când se calculează atenuarea în momentul inițial al timpului, apare o situație de „împărțire la zero” în elementul Y1. Pentru a evita acest lucru, la semnalul de intrare X (t) se adaugă un număr infinit de mic $10^{-308}$. De asemenea, menționăm că nu există dispozitive simple pentru găsirea minimului sau maximului unei funcții scalare în setul de elemente Matlab / Simulink. De aceea, s-au construite suplimentar folosind elemente standard existente. Circuitul pentru găsirea minimului este prezentat în Fig. 44.

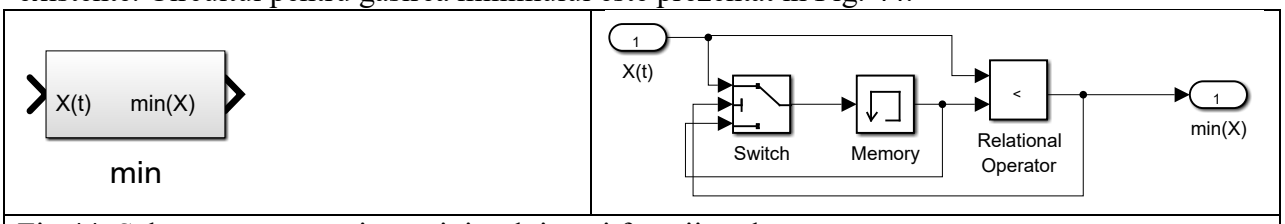



Fig.44. Schema pentru găsirea minimului unei funcții scalare.

<u>Funcționarea schemei din Fig. 44</u>
Semnalul de intrare X (t) intră în unitatea de analiză și este comparat cu valoarea sa anterioară. (La început, X (t) este comparat cu numărul scris ca condiții inițiale ale blocului de memorie). În schema de găsire a minimului, se recomandă setarea numărului $10^{307}$ (sau + inf) ca condiții inițiale ale blocului de memorie, iar la găsirea maximului, numărul minus $10^{307}$ (sau -inf).
Dacă inegalitatea este îndeplinită (adică semnalul curent Xi este mai mic decât Xi-1 anterior), atunci aceasta înseamnă că se găsește o valoare și mai mică (vezi Fig. 45) și se aplică 1 la intrarea de mijloc a comutatorului (vezi Fig. 44). El devine în poziția de sus și căutarea continuă.

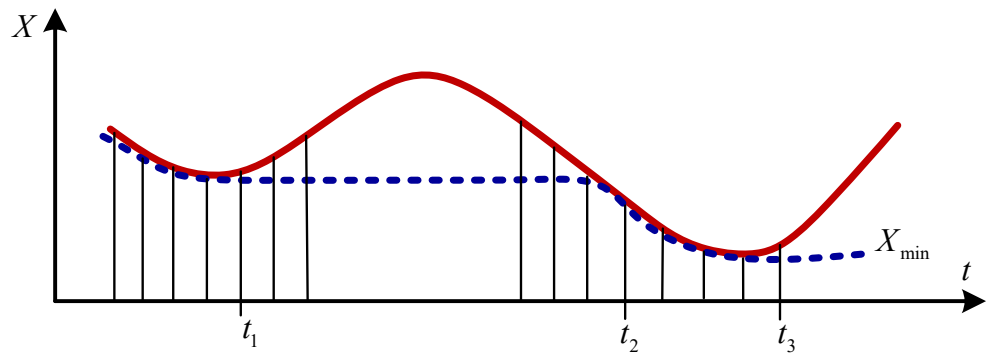



Fig.45. Ilustratrea controlului inegalității (semnalul actual $X_i$ este mai mect decît cel anterior $X_{i-1}$)

În momentul t1, vezi Fig. 45, valoarea curentă a lui Xi va deveni mai mare decât Xi-1 precedent (adică ne îndepărtăm de minimul local), inegalitatea nu este efectuată, se aplică zero la intrarea comutatorului și acesta trece în poziția de jos. Unde, blocul de memorie se blochează pe el însuși și astfel își amintește ultima valoare minimă. În continuare, următoarea valoare curentă X (t) este comparată cu minimul local găsit.
În momentul t2, valoarea curentă va deveni mai mică decât minimul găsit anterior, - inegalitatea este îndeplinită din nou și comutatorul se va deplasa în poziția superioară. Căutarea continuă până când următorul minim este găsit în mometul t3.
Dispozitivul pentru căutarea maximului funcționează în același mod (vezi Fig. 46).

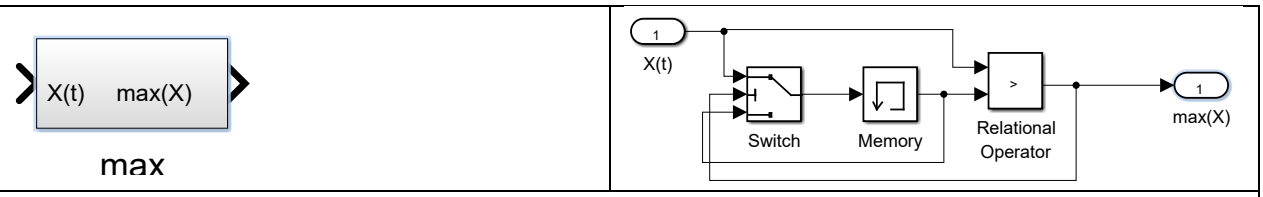



Fig.46. Schema pentru găsirea maximului funcției scalare.

### 5.2.2. Măsurător de frecvență a oscilațiilor armonice fazoriale

Acesta este un instrument virtual conceput pentru a măsura caracteristicile frecvenței oscilațiilor armonice de fază ale oricărui obiect considerat ca o „cutie neagră” (Fig. 47).
Principiul de funcționare. Pentru a calcula faza, este suficient să măsurați intervalele de timp L și D, vezi graficele din Fig. 48.

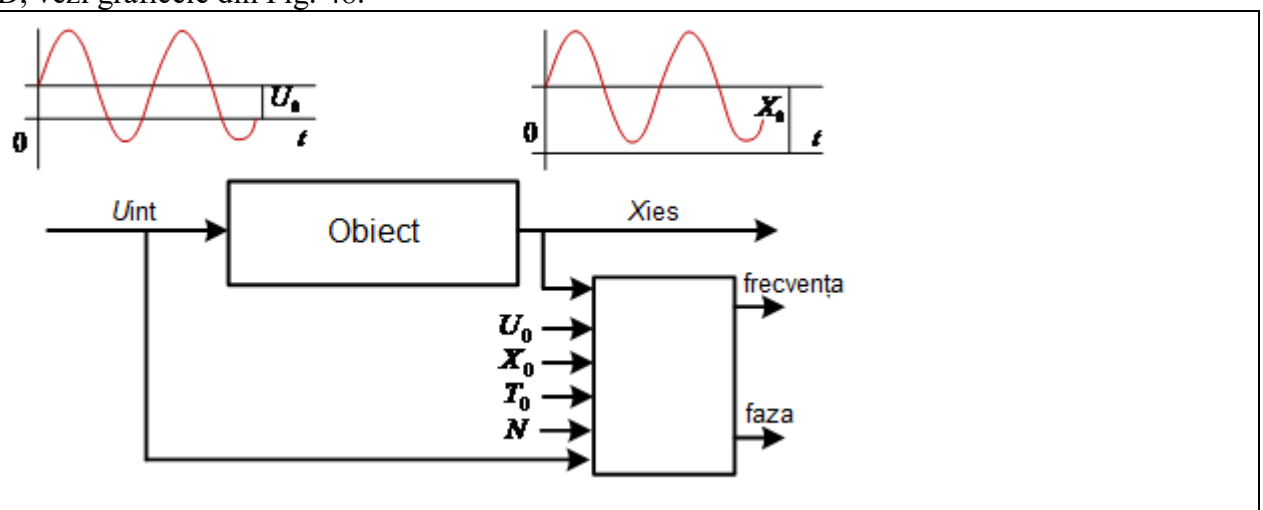



Fig.47. Schema de măsurare cu ajutorul măsurătorului de frecvență a oscilațiilor armonice fazoriale

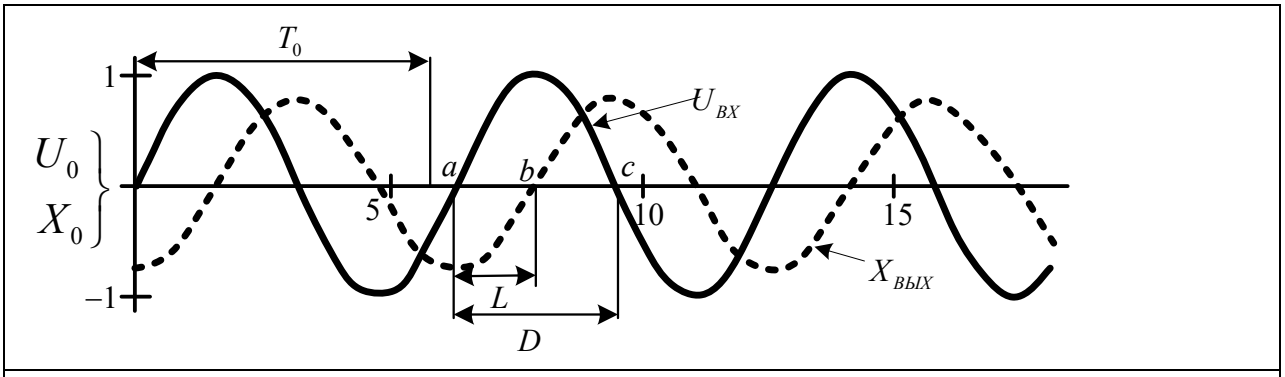



Fig.48. Graficele ce explică procesul de măsurare a fazelor

Dispozitivul efectuează următorii pași de măsurare:

1. Citește de la intrare intervalul de timp, în afara căruia vor fi stabilite oscilațiile staționare (intervalul $T_0$ din Fig. 48),
2. Măsoară durata D a unei jumătăți de oscilație a semnalului de intrare și decalajul L al oscilațiilor de ieșire față de cele de intrare, vezi Fig. 48,
3. După obținerea valorilor L și D, calculează faza și anume: $\Phi = (L / 2D) * 2\pi$,

Cunoașterea deplasărilor constante ale oscilațiilor de intrare $U_0$ de ieșire $X_0$ este necesară pentru a calcula faza, deoarece în practică oscilațiile apar relativ la un nivel diferit de zero).

4. Cunoscând D, dispozitivul calculează frecvența oscilațiilor: frad = π / D sau fhertz = 1 / (2 * D).

Dispozitivului este prezentat în Fig. 49. Are 6 intrări și 5 ieșiri.

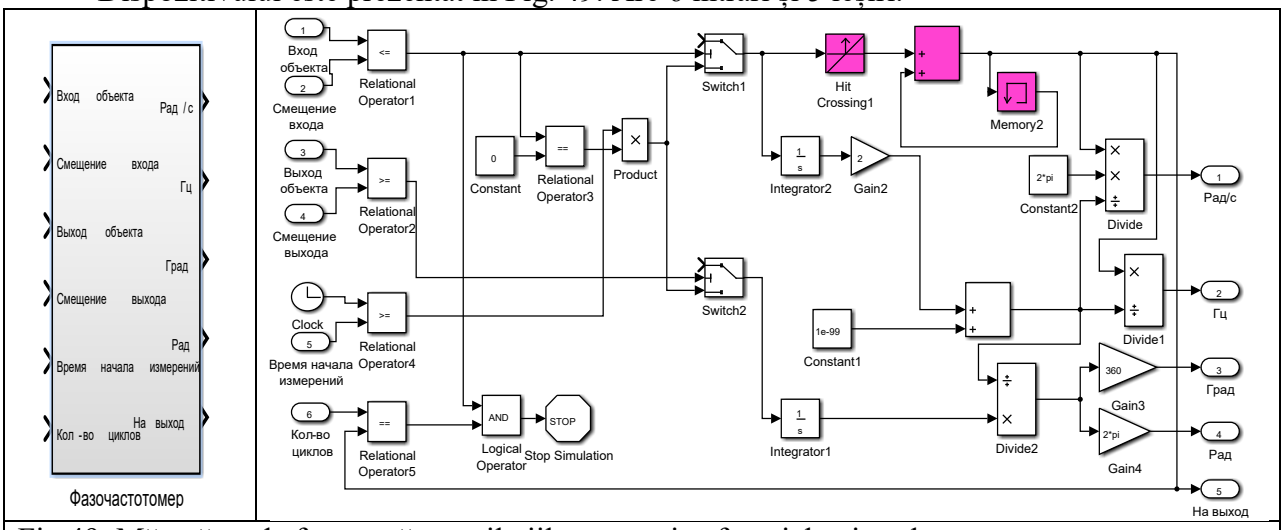



Fig.49. Măsurător de frecvență a oscilațiilor armonice fazoriale virtual

Măsurător de frecvență a oscilațiilor armonice fazoriale folosește elemente logice pentru a compara decalajul constant ($U_0$) relativ la semnalul însuși (blocul C1) - dacă condiția este îndeplinită, atunci "curba este în jos", dacă nu - "curba este în sus" (la ieșirea 1 sau respectiv 0).

La măsurarea valoarii lui D, dispozitivul consideră o jumătate de undă pozitivă (dar numai pe parcursul intervalul $T_0$).

Blocul C3 este utilizat împreună cu elementul Clock pentru a compara timpul de simulare curent cu valoarea $T_0$ și apoi pentru a emite un semnal de autorizare la începutul măsurării segmentelor L și D.

Pentru măsurarea precisă a lui L și D influențează nu doar timpul $T_0$ (sfârșitul proceselor tranzitorii), ci și valorile diferite de zero ale componentelor constante $U_0$ și / sau $X_0$.

Pentru a lua în considerare acest lucru, valoarea semnalului este comparată cu valoarea deplasării $U_0$ (sau $X_0$) și, de îndată ce $U_{in}$ se află în punctul „a”, adică la nivelul $U_0$ (sau la punctul "b",

adică la nivelul $X_0$ pentru Xout), calculul intervalelor L și D începe imediat. Pentru semnalul de intrare, se măsoară doar durata de semi-oscilație D, deoarece semnalul este simetric.
Măsurarea efectivă a intervalelor L și D se efectuează pe integratori.
Constanta 1e-99 permite evitarea situației "împărțirea la zero" la începutul perioadei [0-$T_0$].
Un element important al dispozitivului este un bloc numit „Contor de tranziție" (vezi Fig. 50).

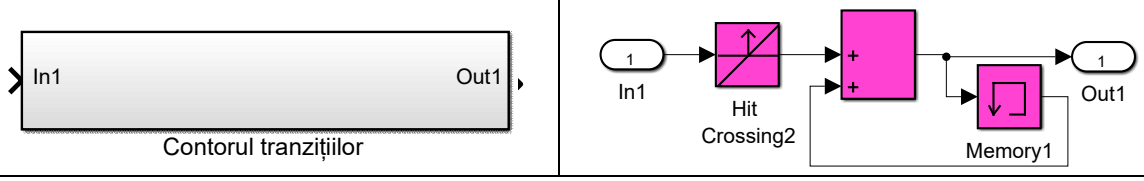



Fig.50. Contor de tranziție

Este folosit pentru a număra numărul de traversări ale semnalului de intrare la nivelul $U_0$ care a avut loc pe parcursul întregului timp de măsurare. Elementele standard Memory and Hit Crossing joacă rolul principal aici, vezi Fig.50.
Ultimul este un senzor de bloc care raportează când semnalul de intrare a trecut de un nivel stabilit.
Trebuie remarcat aici că semnalul său de intrare reprezintă deja oscilații dreptunghiulare în intervalul [0 - 1].
Într-o perioadă completă, traversarea este posibilă: una „în creștere" și una „în coborâre". Astfel, setând valoarea „sus" în setările blocului Hit Crossing, la ieșire primim un semnal despre începutul unei noi perioade de oscilație. Pentru memorarea numărului de tranziții, se utilizează blocul Memory, care stochează valoarea sa anterioară în memorie.
Dispozitivul este proiectat în așa fel încât în timpul măsurării valorile L și D să fie numărate de N ori (și însumate). Acest lucru este util pentru medierea valorilor măsurate pe mai multe perioade, mai ales atunci când există distorsiuni și zgomot în semnale.
Organizarea sfârșitului procesului de măsurare se reduce la următorul. Cu ajutorul elementului logic C4, numărul necesar de cicluri N setat de noi este comparat cu numărul de tranziții „de jos în sus" care au avut loc deja. Dacă imediat se trimite un semnal de la ieșirea C4 către elementul Stop, calculele se vor opri. Cu toate acestea, aceasta ar fi o decizie greșită. Într-adevăr, ultimul ciclu nu va fi finalizat, deoarece semi-oscilația pozitivă tocmai a început și măsurătorile nu au fost încă finalizate.
Din acest motiv, vom folosi un AND logic, la a doua intrare a căruia vom aplica un semnal de la ieșirea elementului C1, care va „întârzia" oprirea măsurătorilor până când semnalul de intrare intră în regiunea negativă.
În concluzie, trebuie remarcat faptul că schema propusă măsoară faza în intervalul 0 - 180˚.

### 5.2.3 Sistem de măsurare a parametrilor de funcționare

Pentru a determina parametrii de funcționare ai rețelei electrice în mediul Matlab / Simulink, a fost dezvoltat un dispozitiv virtual (a se vedea Fig. 51), care permite măsurarea și calcularea:
- curentului,
- tensiunea de fază și de linie,
-puterea activă, reactivă și totală.

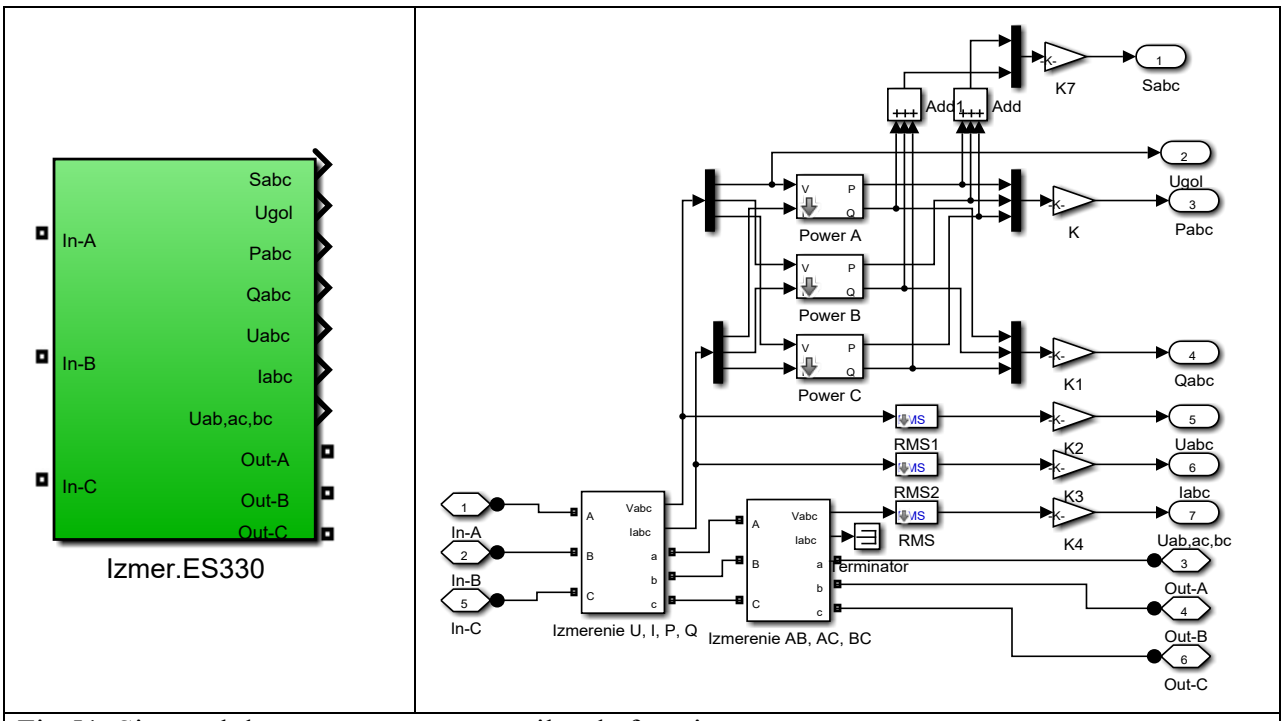



Fig.51. Sistemul de măsurare a parametrilor de funcționare

Unitățile de măsurare Phree-Phase VI au fost utilizate pentru a măsura curenții și tensiunii. Puterile active și reactive au fost calculate folosind blocurile „Power”. Pentru a obține valorile efective ale curenților și tensiunilor, s-au folosit blocuri RMS. Elementele „Gain” au fost folosite pentru a scala valorile măsurate într-o formă convenabilă pentru percepție și procesare. Dispozitivele de măsurare virtuale dezvoltate vor fi utilizate la efectuarea experimentelor de calcul pe modelul de simulare structurală a unei zone rețelei de distribuție urbană.

### 5.2.4 Modelul structural-imitat a unei zone rețelei de distribuție urbană

În timpul lucrării, au fost studiate rețelele de distribuție a orașului Chișinău. A fost efectuată o analiză a parametrilor de funcționare a rețelelor de distribuție pentru a detecta locuri cu diferite tipuri de asimetrie, atât în modul de tensiune, cât și în fază. Ca rezultat al lucrărilor efectuate, a fost selectată o secțiune a rețelei de distribuție, pentru care, în mediul Matlab / Simulink, a fost construit un model de structural - imitat. Modelul va fi utilizat în continuare pentru a efectua o serie de experimente de calcul pentru a demonstra eficacitatea opțiunilor de dispozitiv propuse.
Sursele de tensiune au fost modelate de blocuri de surse de alimentare trifazate "Three-Phase Sourse". Cablurile și liniile aeriene au fost modelate de blocuri de linii trifazate pe baza circuitului echivalent în formă de U „Trifazat PI-Section Line”. Transformatoarele au fost modelate de blocuri de transformatoare trifazate cu două înfășurări „Transformator trifazat (Two Windings)”. Încărcarea în noduri a fost modelată de blocurile de sarcină trifazate RLC„Three-Phase Series RLC Load”. În general, un model al unei secțiuni a unei rețele urbane este prezentat în Fig. 53, o vedere mai detaliată a unei părți a unei rețele de distribuție în Fig. 52.

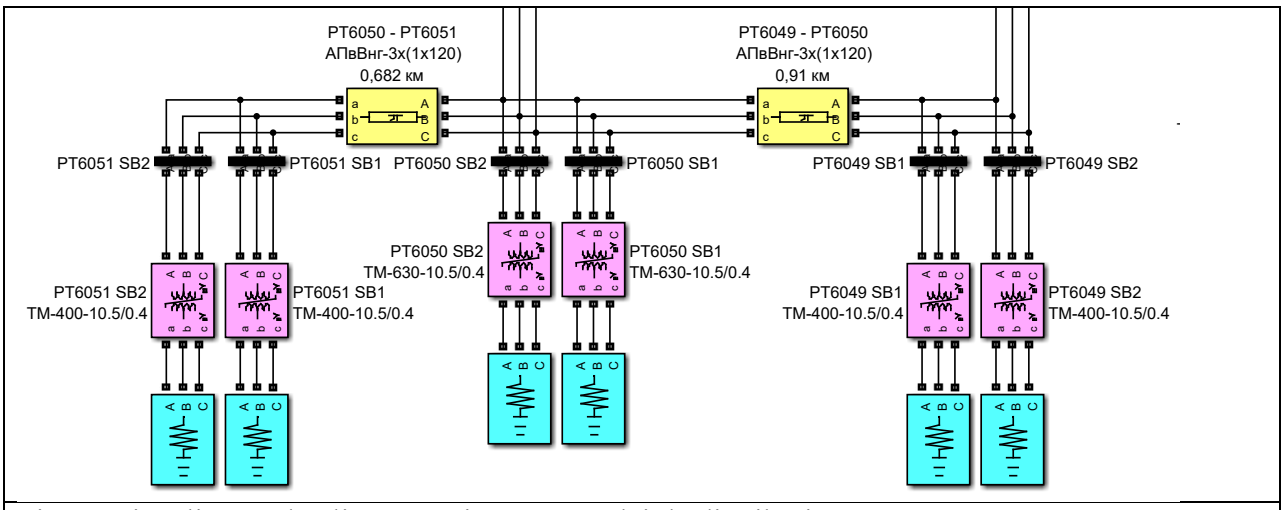



Fig 52 Vizualizarea detaliată a unei zone a rețelei de distribuție

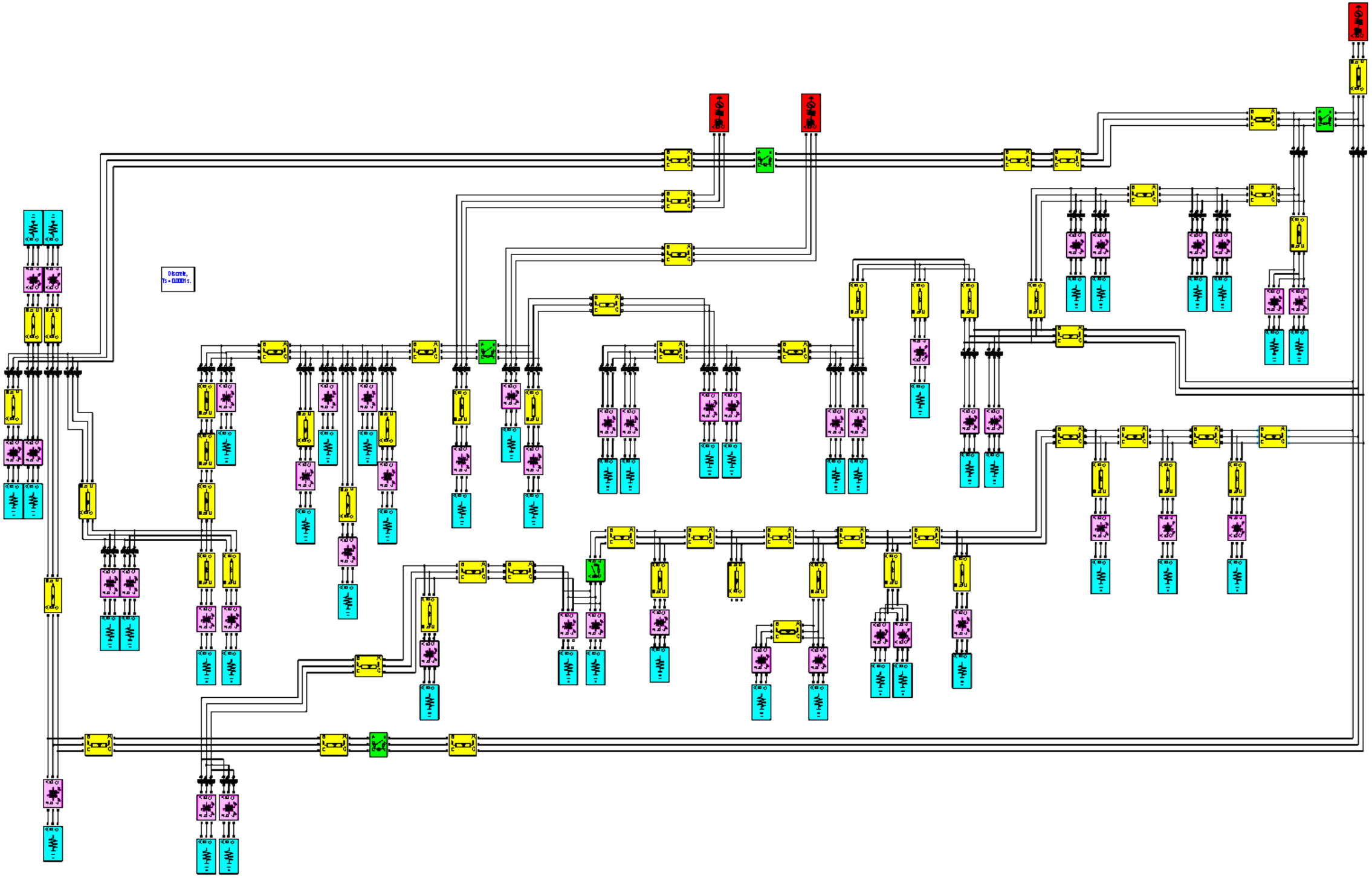



Fig.53. Modelul structural – imitat a unei zone rețelei de distribuție urbană

Secțiunea selectată a rețelei de distribuție urbană conține elemente transformatoare și liniare. Stațiile de transformare sunt realizate pe baza transformatoarelor de tip TM și TMG. Datele pașaportului echipamentului de transformare sunt date în Tabelul 2.

Tabelul 2. Datele despre transformatoarele din seria TM și TMG

| **Seria** | **Snom, MBA** | **Unom, кВ** | **Pierderi Pxx, кВт** | **Pierderi Pкз, кВт** | **Curent Ixx,%** | **Tensiunea Uкз, %** |
|---|---|---|---|---|---|---|
| TM-25/10 | 0,025 | 10,5 | 0,13 | 0,6 | 3,2 | 4,5 |
| TM-40/10 | 0,04 | 10,5 | 0,175 | 0,88 | 3 | 4,5 |
| TM-63/10 | 0,063 | 10,5 | 0,24 | 1,28 | 2,8 | 4,5 |
| TM-100/10 | 0,1 | 10,5 | 0,33 | 1,97 | 2,6 | 4,5 |
| TM-160/10 | 0,16 | 10,5 | 0,51 | 2,65 | 2,4 | 4,5 |
| TM-250/10 | 0,25 | 10,5 | 0,74 | 3,7 | 2,3 | 4,5 |
| TM-400/10 | 0,4 | 10,5 | 0,95 | 5,5 | 2,1 | 4,5 |
| TM-630/10 | 0,63 | 10,5 | 1,31 | 7,6 | 2 | 5,5 |
| TM-1000/10 | 1 | 10,5 | 2 | 12,2 | 1,4 | 6,5 |
| TMG-25/10 | 0,025 | 10,5 | 0,115 | 0,6 | 2,8 | 4,5 |
| TMG-40/10 | 0,04 | 10,5 | 0,155 | 0,8 | 2,6 | 4,5 |
| TMG-63/10 | 0,063 | 10,5 | 0,22 | 1,28 | 1,8 | 4,5 |
| TMG-100/10 | 0,1 | 10,5 | 0,27 | 1,97 | 1,6 | 4,5 |
| TMG-160/10 | 0,16 | 10,5 | 0,41 | 2,6 | 1,5 | 4,5 |
| TMG-250/10 | 0,25 | 10,5 | 0,58 | 3,7 | 1 | 4,5 |
| TMG-400/10 | 0,4 | 10,5 | 0,83 | 5,4 | 0,8 | 4,5 |
| TMG-630/10 | 0,63 | 10,5 | 1,24 | 7,6 | 0,6 | 5,5 |
| TMG-1000/10 | 1 | 10,5 | 1,6 | 10,8 | 0,5 | 5,5 |

Conform tabelului. 2, au fost determinați parametrii schemelor echivalente (a se vedea tabelul 3), precum și curbele de magnetizare ale transformatoarelor cu două înfășurări de tipurile corespunzătoare (a se vedea tabelul 4) pentru SPS - modelarea elementelor transformatorului.

Tabelul 3. Parametrii schemelor echivalente ale transformatoarelor din seria TM și TMG

| **Seria** | **Rm, o.e.** | **Lm, o.e.** | **R1, R2, o.e.** | **L1, L2, o.e.** |
|---|---|---|---|---|
| TM-25/10 | 192,31 | 31,25 | 0,01200 | 0,0190 |
| TM-40/10 | 228,57 | 33,33 | 0,01100 | 0,0196 |
| TM-63/10 | 262,50 | 35,71 | 0,01016 | 0,0201 |
| TM-100/10 | 303,03 | 38,46 | 0,00985 | 0,0202 |
| TM-160/10 | 313,73 | 41,67 | 0,00828 | 0,0209 |
| TM-250/10 | 337,84 | 43,48 | 0,00740 | 0,0212 |
| TM-400/10 | 421,05 | 47,62 | 0,00688 | 0,0214 |
| TM-630/10 | 480,92 | 50,00 | 0,00603 | 0,0268 |
| TM-1000/10 | 500,00 | 71,43 | 0,00610 | 0,0319 |
| TMG-25/10 | 217,39 | 35,71 | 0,01200 | 0,0190 |
| TMG-40/10 | 258,06 | 38,46 | 0,01000 | 0,0202 |
| TMG-63/10 | 286,36 | 55,56 | 0,01016 | 0,0201 |
| TMG-100/10 | 370,37 | 62,50 | 0,00985 | 0,0202 |
| TMG-160/10 | 390,24 | 66,67 | 0,00813 | 0,0210 |
| TMG-250/10 | 431,03 | 100,00 | 0,00740 | 0,0212 |
| TMG-400/10 | 481,93 | 125,00 | 0,00675 | 0,0215 |
| TMG-630/10 | 508,06 | 166,67 | 0,00603 | 0,0268 |
| TMG-1000/10 | 625,00 | 200,00 | 0,00540 | 0,0270 |

Tabelul 4. Coordonatele punctelor curbei de magnetizare a transformatoarelor din seria TM și TMG

| **Seria** | **Ψ1, o.e.** | **I1, o.e.** | **Ψ2, o.e.** | **I2, o.e.** | **Ψ3, o.e.** | **I3, o.e.** |
|---|---|---|---|---|---|---|
| TM-25/10 | 0 | 0 | 1,15 | 0,0368 | 1,218 | 1 |
| TM-40/10 | 0 | 0 | 1,15 | 0,0345 | 1,218 | 1 |
| TM-63/10 | 0 | 0 | 1,15 | 0,0322 | 1,218 | 1 |
| TM-100/10 | 0 | 0 | 1,15 | 0,0299 | 1,218 | 1 |
| TM-160/10 | 0 | 0 | 1,15 | 0,0276 | 1,218 | 1 |
| TM-250/10 | 0 | 0 | 1,15 | 0,0265 | 1,218 | 1 |
| TM-400/10 | 0 | 0 | 1,15 | 0,0242 | 1,218 | 1 |
| TM-630/10 | 0 | 0 | 1,15 | 0,0230 | 1,233 | 1 |
| TM-1000/10 | 0 | 0 | 1,15 | 0,0161 | 1,248 | 1 |
| TMG-25/10 | 0 | 0 | 1,15 | 0,0322 | 1,218 | 1 |
| TMG-40/10 | 0 | 0 | 1,15 | 0,0299 | 1,218 | 1 |
| TMG-63/10 | 0 | 0 | 1,15 | 0,0207 | 1,218 | 1 |
| TMG-100/10 | 0 | 0 | 1,15 | 0,0184 | 1,218 | 1 |
| TMG-160/10 | 0 | 0 | 1,15 | 0,0173 | 1,218 | 1 |
| TMG-250/10 | 0 | 0 | 1,15 | 0,0115 | 1,218 | 1 |
| TMG-400/10 | 0 | 0 | 1,15 | 0,0092 | 1,218 | 1 |
| TMG-630/10 | 0 | 0 | 1,15 | 0,0069 | 1,233 | 1 |
| TMG-1000/10 | 0 | 0 | 1,15 | 0,0058 | 1,233 | 1 |

Secțiunile liniare ale rețelei de distribuție urbană cu o tensiune de 10 kV pot fi cabluri trifazate cu conductori de aluminiu (parametrii de funcționare pentru modelare sunt dați în tabelul 5),

precum și liniile aeriene realizate cu fire din oțel - aluminiu (parametrii de funcționare pentru modelare sunt dați în tabelul 6). Distanța dintre fire a secțiunilor aeriene de 10 kV este de 1500 mm.

Tablița 5. Parametrii liniari ai cablurilor de 10kV cu conductori de aluminiu

| **Secțiunea nominală a conductorului, mm2** | **Rezistență activă la 1 km la 20 ° C, Ohm** | **Rezistență inductivă la 1 km, Ohm** | **Conductivitate capacitivă la 1 km * 10-4, S.** | **Inductanță pe km, H** | **Capacitate pe 1 km, F** |
|---|---|---|---|---|---|
| 16 | 1,94 | 0,113 | - | 3,597E-04 | - |
| 25 | 1,24 | 0,099 | 72,2 | 3,151E-04 | 2,298E-05 |
| 35 | 0,89 | 0,095 | 85 | 3,024E-04 | 2,706E-05 |
| 50 | 0,62 | 0,09 | 91 | 2,865E-04 | 2,897E-05 |
| 70 | 0,443 | 0,086 | 97,5 | 2,737E-04 | 3,104E-05 |
| 95 | 0,326 | 0,083 | 110 | 2,642E-04 | 3,501E-05 |
| 120 | 0,258 | 0,081 | 116 | 2,578E-04 | 3,692E-05 |
| 150 | 0,206 | 0,079 | 138 | 2,515E-04 | 4,393E-05 |
| 185 | 0,167 | 0,077 | 141 | 2,451E-04 | 4,488E-05 |
| 240 | 0,129 | 0,075 | 144 | 2,387E-04 | 4,584E-05 |

Tabelul 6. Parametri liniari ai liniilor aeriene de 10kV

| **Secțiunea nominală a firelor din oțel-alum., mm2** | **Diametrul exterior al firului, mm** | **Rezistență activă la 1 km la 20 ° C, Ohm** | **Rezistență inductivă la 1 km, Ohm** | **Inductanță pe km, H** |
|---|---|---|---|---|
| 10/1,8 | 4,5 | 2,7064 | 0,4226 | 1,345E-03 |
| 16/2,7 | 5,55 | 1,7818 | 0,4095 | 1,304E-03 |
| 25/4,2 | 6,9 | 1,1521 | 0,3959 | 1,260E-03 |
| 35/6,2 | 8,4 | 0,774 | 0,3836 | 1,221E-03 |
| 50/8,0 | 9,6 | 0,5951 | 0,3753 | 1,194E-03 |
| 70/11,0 | 11,4 | 0,4218 | 0,3645 | 1,160E-03 |
| 95/16,0 | 13,5 | 0,3007 | 0,3539 | 1,127E-03 |
| 120/19,0 | 15,2 | 0,244 | 0,3465 | 1,103E-03 |
| 120/27,0 | 15,4 | 0,2531 | 0,3457 | 1,100E-03 |
| 150/19,0 | 16,8 | 0,2046 | 0,3403 | 1,083E-03 |
| 150/24,0 | 17,1 | 0,2039 | 0,3392 | 1,080E-03 |

Toate informațiile prezentate în tabel. 2-6 va fi folosit în viitor pentru a construi și ajusta SPS - modele atât ale secțiunii de rețea, cât și ale dispozitivului propus

**Concluzii**

Pe baza rezultatelor muncii efectuate, se pot trage următoarele concluzii:
1. S-a efectuat analiza consumului de energie în rețelele urbane de distribuție și impactul acestuia asupra indicatorilor de calitate a energiei. Au fost identificate caracteristicile modurilor SUAEE, care includ:
- predominanța naturii inductive a consumului de energie electrică;
- o gamă largă și o natură probabilitatea schimbării încărcării fiecăreia dintre fazele rețelei pe un interval zilnic, provocând asimetrie semnificativă, abateri și oscilațiilor de tensiune;
- valoarea scăzută și probabilitatea modificărilor factorului de putere în rețele cauzate de legea probabilității pornirii unui număr semnificativ de consumatori de energie cu un caracter inductiv al consumului de energie;
- creșterea eterogenității curbelor de sarcină;
- diferența dintre legile schimbării puterii active și reactive, care determină legile reglării tensiunii și compensării puterii reactive;
- cerințe sporite pentru CEE de la consumatori, cauzate de prezența unui număr mare de receptoare electrice de iluminat și receptoare electrice cu control electronic și microprocesor.
2. Studiul SUAEE ca obiect de control a făcut posibilă generalizarea cerințelor pentru mijloacele de control ale modurilor de operare SUAEE, care pot fi reduse la următoarele:
- performanță ridicată datorită schimbărilor rapide ale puterii active și reactive;
- natura complexă a rezolvării problemelor de reglare și echilibrare, precum și reducerea oscilațiilor de tensiune și compensarea puterii reactive;
- control separat al regimurilor de tensiune și putere reactivă;
- optimizarea multicriterială regimurilor dispozitivelor de corecție;
- coordonarea acțiunilor mijloacelor de corecție la nivel local și centralizat..
3. Se face o revizuire a soluțiilor tehnice existente în domeniul reglării regimurilor SUAEE. S-au identificat dezavantajele lor. Au fost formulate cerințele pentru controlerele FACTS de un nou tip pentru utilizare în Microgrid SUAEE:
- capacitatea de a regla rapid și calitativ(prin utilizarea electronice de putere) tensiunea de pe o gamă largă,
- monitorizarea parametrilor necesari ai modului;
- capacitatea de a echilibra puterea, tensiunea și de a distribui economic sarcinile;
- capacitatea de a lucra atât în regim autonom, cât și ca parte a unui sistem energetic;
- capacitatea de a asigura un factor de sarcină optim este, în primul rând, absența oscilațiilor de tensiune în rețea, precum și un coieficient înalt de putere - aceasta este compensarea puterii reactive.
4. Sunt propuse opțiuni de scheme a transformatoarelor de reglare, care pot oferi aceleași opțiuni pentru acțiunile de control sub forma unei tensiuni de adaos reglementate ca controlerul FACTS numit UPFC (Unified Power Flow Controller), dar cu o realizare mai simplă și mai practică.
5. Au fost dezvoltate schemele elctrice principiale ale dispozitivelor propuse noi. Este formulată și formalizată o strategie pentru gestionarea obiectelor de cercetare.
6. Se arătat că soluțiile tehnice propuse oferă posibilități mai largi de reglare a tensiunii pe faze (în raport cu UPFC și Sen - transformator) cu aceleași standarde la limitele admisibile ale modificării sale de modul.
7. A fost dezvoltată o metodă pentru secționarea înfășurărilor de reglare, precum și legile controlului acestora.
8. Au fost dezvoltate și testate modele structural-imitate a transformatoarelor de reglare pentru controlul fluxului de putere în rețelele de transport și distribuție, precum și sistemele de control al dispozitivelor.
9. Au fost propuse și testate SPS - modele de măsurare virtuală a sistemelor concepute pentru colectarea și prelucrarea informațiilor obținute în cursul experimentelor de calcul.

10. A fost analizată schema rețelei de distribuție din Chișinău. A fost selectată o secțiune a rețelei pentru efectuarea experimentelor de calcul. Se determină parametrii elementelor liniare și echipamentelor de rețea necesare pentru modelare.
11. A fost construit și pregătit pentru experimente un model de simulare a unei secțiuni a rețelei de distribuție a orașului Chișinău.

## Bibliografie


1. Михайлов В.В., Тарнижевский М.В., Тимченко В.Ф. Режимы коммунально-бытового электропотребления. - М.: Энергоатомиздат, 1993. - 288 с.
2. Маркушевич Н.С., Солдаткина Л.А. Качество напряжения в городских электрических сетях. - М.: Энергия, 1975. - 256 с.
3. Шидловский А.К., Кузнецов В.Г. Повышение качества энергии в электрических сетях. - Киев.: Наукова Думка, 1985. - 268 с.
4. Козлов В.А. Электроснабжение городов. - Л.: Энергия, 1977. - 280 с.
5. Говоров Ф.П. Проблемы регулирования напряжения в городских электрических сетях 6 – 10/0,4 кВ // Коммунальное хозяйство городов. – 1993. – №7. – с. 37 – 41.
6. Маркушевич Н.С. Автоматизация управления режимами электрических сетей 6-20 кВ. - М.: Энергия, 1980. - 209 с.
7. Говоров Ф.П, Власов К.П. Анализ функции напряжения в системах электроснабжения городов // Изв. Вузов // Электромеханика.-1996.-№6.-с.21-23.
8. Баркан Я.Д Автоматизация регулирования напряжения в распределительных сетях. -М.: Энергия, IV - 1971. - 232 с.
9. Железко Ю.С. Определение мощности и мест установки средств местного регулирования напряжения //Электрические станции.-1972.-№11.-с.34-36.
10. Зорин В.В., Крушельницкий А.Г., Экель П.Я. Выбор сетевых средств Регулирования напряжения в распределительных сетях при вероятностном задании нагрузок // В КН.: Повышение качества электрической энергии в распределительных сетях. - К.: И ЭД АН Украины, 1974. - с. 91 - 93.
11. Шидловский А.К., Новський В.О., Жаркін А.Ф. Стабілізація параметрів електричної енергії в трифазних системах напівпровідниковими керуючими пристроями. / Киев, Институт электродинамики НАНУ. – 2013. – 378 с.
12. Железко Ю.С., Карпов Ф.И. Регулирование напряжения в городских и сельских распределительных сетях.- Электрические станции, 1971, №5.
13. The Application Of FACTS Devices On The Transmission System In England And Weles I Davis I., An Dersen B., Fyviet II Rev. E. ISRBE. - 1995. 3, №3. - с 35-41.
14. More Large Quadrature Boosters Delivered II Eur. Poewer News. - 1995. -k-Na4.-c.22.
15. FACTS Devices Enhauge Transmission System I Reuz Klaus, Tyle Heiuz "Rev p. I SRBE. - 1995. - 3, №3, с 42 - 48.194 A Fast Static Booster For Voltage Saq Compensation I Quaia S., Tosato F. \ Im. J. Model And Sinoul. - 1994. - 14, №3. - с 91 -105.
16. Phase-shifting Transformer With Fixed Phase Between Termime Voltage Boost: Tool For Transient. Stabiling Marginenhancement I Michalic R., Zunko P. IIIEE- Proc- Generat> Transmiss. And. Dictrib. - 1995. - 142, №3/ - с 257-262.

17. Present And Future Applications Of Phasse Shifters In A Large Power Transsmition Network I Grosh Kauchan II Pror Anoer Power Gons.: 55* Anah. Amer. PowerConf., Cicago 3t 1993, Vol. 55,Pt. 1 ~Cicago(3) 1993,c727-731.
18. Optimaler Eiuzats Voilregelberer Netzkuppeltransformatiren I Edwin Kurt W., Li Naihu II Energiewirt Tagasfragen. - 1992. - 42, №4, с. 238 - 243.
19. Experences With Parallal EHV Phase Sehifting Transformers I Bladov J., Montoja A. II IEEE Trans. Power Deliv. - 91. - 6, №3, с 1096 - 1100.
20. Unified power flow controller: The Ultimate FACTS Device I Stahekopf U.E. VMod. Power Syst. - 1996.-16, №4. - с 57-61.
21. Железко Ю.С. Компенсация реактивной мощности и повышениекачества енергии. - М.: Энергоатомиздат, 1985. - 224 с.
22. Аберсон М.Л. Реактивные нагрузки электрических сетей больших городов. М.: ГОСИНТИ. – 1971. – С. 3-41.
23. Говоров Ф.П., Говоров В.Ф., Терешин О.В., Ганус А.И. Компенсация реактивной мощности в электрических сетях с разрядными лампами // Техническая электродинамика. – К.: Институт электродинамики НАН Украины. 2010. Тематический выпуск: Проблемы современной электротехники. Ч.1. – С. 37-42.
24. Говоров Ф.П. К вопросу о компенсации реактивной мощности в системах электроснабжения и освещения городов / Ф.П. Говоров, В.А. Перепеченный, В.Ф. Говоров // Энергетика и электрификация. – 2007. - №7. – С. 54-58.
25. Ахметшин А.Р. Увеличение пропускной способности линий электропередач в распределительных сетях 10 кВ // IV Слет молодых энергетиков Республики Башкортостан: Сборник докладов молодежной научно-технической конференции. – Уфа: Издательство “Скиф”, 2010 – 586 с., илл.
26.Жежеленко И.Г., Саенко Ю.Л. Реактивная мощность в системах электрических сетей. – К.: УМК 80, 1989. – 108 с.
27. Z. Peng, G.W. Ott, D.J. Adams «Harmonics and reactive power compensation based on Generalized instantaneous reactive power theory for three-faze four-wire systems.» IEEE Trans. Power Electronics, vol.13, no 6, pp. 1174-1181, 1998.
28. Солодухо Я.Ю. Состояние и перспективы внедрения в электропривод статических компенсаторов реактивной мощности (Обобщение отечественного и зарубежного опыта). Реактивная мощность в сетях с несинусоидальными токами и статические устройства для ее компенсации. М. Информ-Электро, 1981 г. 89с.
29. Солодухо Я. Ю. Тенденции компенсации реактивной мощности. Реактивная мощность при несинусоидальных режимах работы. М. Информэлектро, 1987. 52с.
30. Солодухо Я. Ю. Тенденции компенсации реактивной мощности. Методы и средства компенсации реактивной мощности. М.: Информэлектро, 1988,48с.
31. Г. Г. Жемеров, Д. В. Тугай Мгновенные и средние активные и реактивные мощности в линейных цепях с синусоидальными напряжениями. «Вестник НТУ «ХПИ», серия «Электро».
32. Домнин И. Ф., Жемеров Г. Г., Ильина О. В. Активные и реактивные мощности в трехфазных четырехпроводных сетях с асимметричной нагрузкой. .Технічна електродінаміка. Темат. Вип. „Силова електроніка та енергоефективніть» част. 4, Київ, 2005, с. 44-49.
33. Ф.П. Говоров, И.М. Четверикова, В.Н. Терешин, В.И. Денисенко, Говоров В.Ф. К вопросу о реактивной мощности в осветительных установках с разрядными лампами. Технічна електродинаміка.-К.: Інститут електродинаміки НАН України. 2008. – Тематичний випуск: Проблеми сучасної електротехніки, Ч.5.
34. Говоров П.П., Говоров В.П. Компенсация реактивной мощности в осветительных электрических сетях городов. Технічна електродинаміка.-К.: Інститут електродинаміки НАН України. - 2008. – Тематичний випуск: Силова електроніка та енергоефективність, Ч.3.

35. Ф.П. Говоров, В.А. Перепеченый, О.В. Терешин, Говоров В.П. К вопросу о компенсации реактивной мощности в осветительных электрических сетях с разрядными лампами. Світло люкс. – 2009. -№6.
36. Туманов И. М., Алтунин Б. Ю. Тиристорные и тиристорно-контактные установки для стабилизации и регулирования параметров электроэнергии: Учебн. Пособие / Нижегород. гос. техн. ун-т. Н. Новгород, 1993.- 223 с.
37. Алтунин Б. Ю. Тиристорные переключающие устройства регулирования под нагрузкой трансформаторного оборудования электротехнологических установок: Автореф. дис…доктора техн. наук.- Нижегород. гос. техн. ун-т. Н. Новгород, 1997
38. Липковский К. А. Трехфазные трансформаторно-тиристорные регуляторы и стабилизаторы дискретного действия // Оптимизация полупроводниковых устройств энергетической электроники. –Киев:Наукова думка, 1980 с.171-176.
39. Липковский К. А., Михайлевич Л. А. Широкодиапазонные регуляторы напряжения. – Киев, 1970. 60 с. (Предпринт АН УССР. Ин-т электродинамики; №318, ч. 2).
40. Симанов С. В., Тиристорные переключающие устройства для регулирования напряжения силовых трансформаторов: Автореф. дис…канд. техн. наук. Горький: ГПИ 1986.-19с.
41. Новский В.А. Голубев В.В., Козлов А.В., Бойко П.С. Быстродействующее уравновешивание трехфазной четырехпроводной системы с помощью трансформаторно-ключевых преобразователей // Техн. електродинаміка. Тем. випуск «Силова електроніка та енергоефективність». – 2007. – Ч. 3. – С. 7-12.
42. Липківський К.О. Оптимізація розрахункових характеристик виконавчих структур дискретних стабілізаторів напруги // Праці ІЕД НАНУ. – 2006. - №2(14). – С. 98-99.
43. Unified power flow controller: The Ultimate FACTS Device / Stahekopf U.E. // Mod. Power Syst. –
1996.4 16, №4. – с. 57461.
44. Говоров Ф.П., Лопушанский М.В. Особенности работы вольтодобавочных трансформаторов в стабилизаторах напряжения при различных режимах коммутации // Изв. Вузов. Сер. Энергетика. – 1980. - №6. – С. 103-106.
45. Зорин В.В., Крушельницкий А.Г., Экель П.Я. Выбор сетевых средств регулирования напряжения в распределительных сетях при вероятностном задании нагрузок // В КН.: Повышение качества электрической энергии в распределительных сетях. - К.: И ЭД АН Украины, 1974. - с. 91 - 93.
46. Power Flow Control By Use Of Controllable Series Components I Nowozian M., Anderson G/ /AEEE Trans. Power Deliv.-l993.-8, №3, - с 1420 - 1427.
47. Говоров Ф.П. Классификация вольтодобавочных трансформаторов с тиристорным управлением/Коммунальное хозяйство городов: Респ.минвед научно-техн. сб Вып.8.-К.: Техника, 1992. С.101-104.
48. Говоров Ф.П. Вольтодобавочный трансформатор с тиристорным управлением. – Промышленная энергетика, 1980, №1.
49. Kim S. Y., Yoon J. S., Chang B. H, Baek D. H., The Operation Experience of KEPCO UPFC. 2005 International Conference on Electrical Machines and Systems. 27-29 Sept. 2005. pp 2502 - 2505.
50. Schauder, C. D., Gyugyi, L., Lund, M.R., Hamai, D.M., Rietman, T.R.,Torgerson, D.R., Edris, A. A. Operation of the unified power flow controller (UPFC)under practical constrains. IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 13, no. 2, pp.630–639, April 1998.
51. “Power Flow Model of Sen Transformer for Loadability Enhancement and Comparison with UPFC in Hybrid Electricity Markets” by K. Ashwani and W. Gao, Electric Power Components and Systems, vol.37, no. 2, pp. 189-209, Feb. 2012.
52. Nabavi-Niaki, A.; Iravani, M.R. (2018-12-18). "Steady-state and dynamic models of unified power flow controller (UPFC) for power system studies". IEEE Transactions on Power Systems. 11 (4): 1937–1943. doi:10.1109/59.544667.

53. Fuchs, Ewald F.; Masoum, Mohammad A. S. (January 2008). "Unified Power Quality Conditioner (UPQC)". Power Quality in Power Systems and Electrical Machines: 443–468. doi:10.1016/B978-012369536-9.50012-7. ISBN 9780123695369. Retrieved 2019-01-16.
54. Sen, K.K.; Stacey, E.J. (2018-12-18). "UPFC-unified power flow controller: theory, modeling, and applications". IEEE Transactions on Power Delivery. 13 (4): 1453–1460. doi:10.1109/61.714629.
55. L.Gyugyi, C.D. Schauder, S.L. Williams, T.R.R D.R.Torgerson, A.Edris, "The Unified Power Flow Controller: A New Approach to Power Transmission Control", IEEE Trans.on Power Delivery April 1995, pp.1085- 1097.
56. Yathisha L., Davoodi K., Kulkarni S.P.,Optimal Switching Control Strategy For UPFC For Wide Range Of Operating Conditions In Power System, Indian Control Conference, ICC 2017 - Proceedings. 3. 2017. pp. 225-232.
57. Baskaran S., Karpagam N., Devaraj D., Optimization Of UPFC Controllable Parameters For Stability Enhancement With Real-Coded Genetic Algorithm, IEEE-International Conference on Advances in Engineering, Science and Management, ICAESM-2012. 2012. pp. 250-255.
58. K. K. Sen and M. L. Sen "Introduction to FACTS Controllers: Theory, Modeling, and Applications", IEEE Press and John Wiley & Sons, 2009.
59. D. Fentie, M.S. Thesis, "Transient Modeling and Protection of Sen Transformer" University of Saskatchewan, 2010.
60. D. Fentie, J. C. Garcia, R. Gokaraju and S. O. Faried, "EMT Model of the 'Sen Transformer' for Fault Analysis Studies" International Conference on Power Systems Transients (IPST 2015), Cavtat, Croatia, Jun. 2015.
61 M. O. Faruque and V. Dinavahi, A tap-changing algorithm for the implementation of Sen transformer", IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 22, no. 3, pp. 1750-1757, July 2007.
61. Kalyan K. Sen, Mey Ling Sen, Introducing the Family of "Sen" Transformers: A Set of Power Flow Controlling Transformers, IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, VOL. 18, NO. 1, JANUARY 2003, pp.149-157.
62. B. Asghari, M. O. Faruque and V. Dinavahi, "Detailed real-time transient model of Sen transformer", IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 23, no. 3, pp. 1513-1521, July 2008.

# LISTA EXECUTORILOR

| Echipa proiectului conform contractului de finanțare (la semnarea contractului) | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Nr** | **Nume, prenume (conform contractului de finanțare)** | **Anul nașterii** | **Titlul științific** | **Norma de muncă conform contractului** | **Data angajării** | **Data eliberării** |
| 1. | Tîrșu Mihai | 1972 | Dr. | 0,5 | 03.01.2020 | |
| 2. | Zaițev Dmitri | 1963 | Dr. | 1 | 03.01.2020 | |
| 3. | Calinin Lev | 1934 | Dr. | 1 | 03.01.2020 | |
| 4. | Comendant Ion | 1949 | Dr. | 1 | 03.01.2020 | |
| 5. | Burciu Vitalie | 1949 | Dr. | 1 | 03.01.2020 | 28.04.2020 (decedat) |
| 6. | Șit Mihail | 1946 | Dr. | 1 | 03.01.2020 | |
| 7. | Juravliov Alexandru | 1949 | Dr. | 1 | 03.01.2020 | |
| 8. | Uzun Mihail | 1983 | | 1 | 03.01.2020 | |
| 9. | Colesnic Igori | 1976 | Dr. | 1 | 03.01.2020 | |
| 10. | Turcuman Lilia | 1961 | | 1 | 03.01.2020 | |
| 11. | Prepelița Iulia | 1974 | | 1 | 03.01.2020 | |
| 12. | Daud Vasile | 1958 | Dr. | 1 | 03.01.2020 | |
| 13. | Robu Sergiu | 1972 | | 1 | 03.01.2020 | |
| 14. | Lupu Mihail | 1977 | | 1 | 03.01.2020 | |
| 15. | Golub Irina | 1967 | | 1 | 03.01.2020 | |
| 16. | Caloșin Danila | 1982 | | 1 | 03.01.2020 | |
| 17. | Speian Aurel | 1988 | | 1 | 03.01.2020 | |
| 18. | Martnos Ion | 1992 | | 1 | 03.01.2020 | |
| 19. | Uzun Galina | 1982 | | 1 | 03.01.2020 | |
| 20. | Calbură Victor | 1996 | | 1 | 03.01.2020 | |
| 21. | Donțu Ion | 1994 | | 1 | 03.01.2020 | |