

## Modul 2. Noțiuni de eficiență energetică

Dezvoltarea industrială a unei societăți nu poate fi realizată fără consum de energie. În acest sens, în figura 2.1 se poate urmări comparativ variația în timp a produsului intern brut (**PIB**) al unei țări (industrializate) și variația consumului de energie.

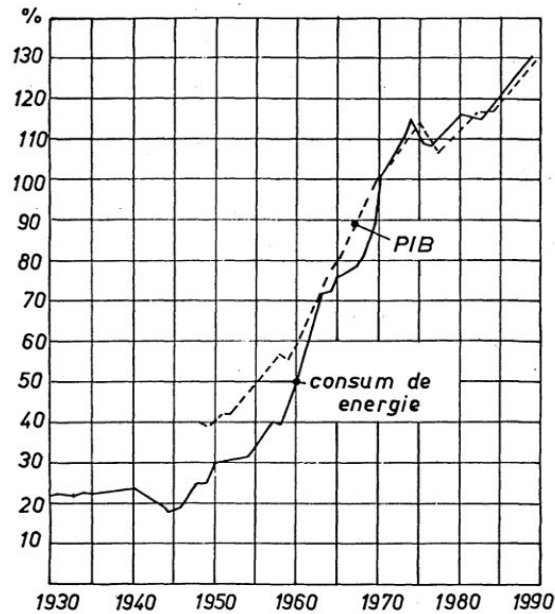


Fig.2.1 Variațiile în timp ale produsului intern brut și al consumului de energie

Analiza curbelor din figura 2.1 pune în evidență prezența celor două crize energetice din deceniul 8 și din deceniul 9.

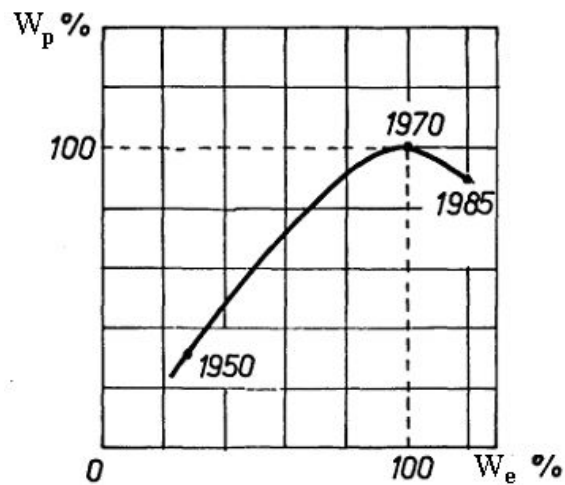


Fig.1.2 Variația în timp a consumurilor energetice

Structura consumului de energie a cunoscut mutații importante prin creșterea ponderii energiei electrice în consumul total de energie. Acest lucru este determinat în primul rând de introducerea tehnologiilor electrice, mai eficiente, mai puțin poluante și care asigură produse de calitate superioară. În acest sens, în figura 2.2 este indicată o curbă tipică a consumurilor energetice într-o țară dezvoltată. Începând din anul 1970, consumul sub formă de energie primară scade iar creșterea consumului total de energie se face pe seama creșterii consumului de energie electrică.

Consumul specific de energie pentru realizarea fiecărui produs este, de obicei, un indicator foarte sensibil asupra eficienței economice a tehnologiei adoptate și în general asupra nivelului tehnologic al unei țări. În acest sens, pentru a aprecia eficiența industrială dintr-o țară se poate utiliza un indicator global numit intensitate energetică în kWh/\$, definit ca fiind energia consumată pentru producerea unei unități PIB.

Variația în timp a intensității energetice cuprinde informații importante privind dezvoltarea industrială a unei țări. Astfel, în figura 2.3 este indicată variația intensității energetice pentru diferite țări. Din figura 2.3 se observă faptul că, în Anglia în perioada dezvoltării intensive (până la începutul secolului 20) producția s-a făcut fără restricții energetice și deci consumul specific de energie a crescut. În continuare, progresele tehnologice au permis reducerea consumurilor specifice. SUA care au preluat tehnologii din Anglia, au avut maximumul curbei mai târziu (după 1920) de valoare mai redusă. În figura 1.3 este indicată estimativ și curba aproximativă pentru țara noastră, în care, se pare, că nu s-a atins maximumul curbei care însă va avea un maxim mai redus determinat în special de transferul de tehnologie de la țările dezvoltate.

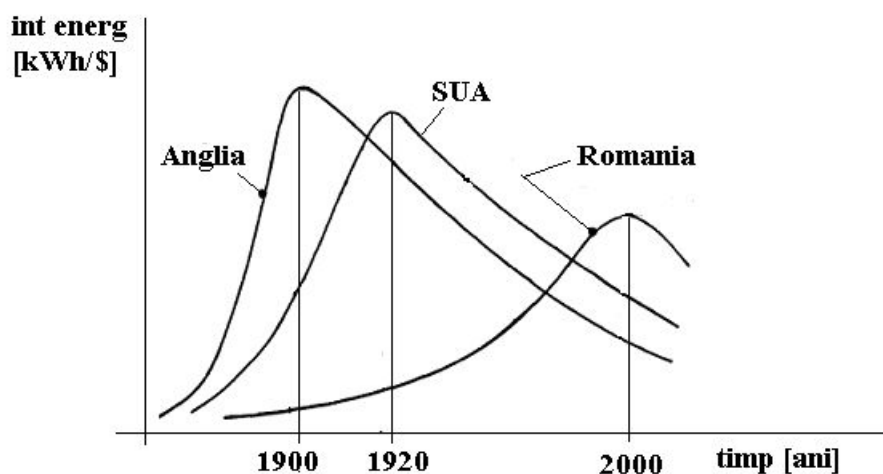


Fig2.3 Variația intensității energetice în diferite țări

În analiza indicatorului intensitate energetică plecând, de la valoarea în moneda națională, nu poate fi luat în considerare cursul de schimb oficial care nu reprezintă suficient de corect valoarea monedei naționale ci cursul determinat pe baza standardului de viață din fiecare țară.

Cea mai importantă metodă pentru reducerea consumurilor specifice de energie dar și pentru asigurarea condițiilor specifice industriei moderne este introducerea largă a tehnologiilor electrice, înlocuirea tehnologiilor bazate pe combustibili fosili cu tehnologii utilizând energia electrică.

Desigur că avantajele importante oferite de implementarea tehnologiilor electrice pot fi puse în

evidentă numai în condițiile unui sistem energetic capabil de a asigura derularea sigură a proceselor, să asigure calitatea corespunzătoare a energiei electrice livrate, să poată prelua o serie de perturbații introduse în rețea de instalațiile electrice (regim deformant, șocuri de putere, regimuri asimetrice) și să poată asigura creșterea consumurilor de energie electrică determinată de creșterea ponderii proceselor industriale în care se implementează tehnologii electrice.

Calitatea energiei electrice livrată consumatorilor industriali este unul dintre factorii importanți care determină eficiența economică a tehnologiilor electrice. Menținerea parametrilor de calitate în limitele acceptate impune definirea corectă a parametrilor de calitate ca și adoptarea metodelor corespunzătoare de măsurare.

## **2.1 Standarde de eficiență energetică**

Una dintre metodele cele mai eficiente de reducere a consumurilor energetice pentru echipamentele consumatoare de energie electrică este impunerea de standarde de eficiență energetică. Acestea au ca scop să elimine de pe piață produsele cu eficiență energetică redusă.

Necesitatea standardelor de eficiență energetică este impusă de faptul că producătorii de echipamente nu sunt interesați în a investi în studii legate de reducerea consumurilor de energie. Acest lucru este determinat de observația că există o corelație redusă între piața de desfacere și eficiența energetică. În general, cumpărătorul este foarte sensibil la prețul de vânzare și mult mai puțin interesat de consumul de energie (factura energetică) pe durata de funcționare.

Standardele de eficiență reprezintă o componentă a politicii energetice a unei țări și au rolul de a asigura reducerea consumurilor de energie dar și reducerea poluării mediului ambiant.

Programele de eficiență energetică au în principal trei componente:

1. *Informarea consumatorilor* asupra performanțelor energetice și ecologice a produselor de pe piață (programul de etichetare);
2. *Realizarea standardelor de eficiență* prin înțelegeri voluntare, între producători. Unde nu este posibilă realizarea de standardele naționale;
3. *Acțiuni de stimulare a producătorilor* pentru realizarea de produse de eficiență ridicată.

Programul de etichetare are ca principal scop informarea cumpărătorului asupra consumului anual de energie electrică, în condiții standard, a fiecărui produs, pentru a putea estima valoarea facturii energetice și deci a decide, prin prisma acestor costuri, investiția care trebuie făcută în momentul cumpărării.

Etichetarea, deși nu previne apariția pe piață a produselor cu eficiență energetică redusă, permite cumpărătorului orientarea către produsele cu costuri energetice totale mai reduse. Astfel, se apreciază că programul de etichetare pentru aparatele frigorifice de uz casnic, dezvoltat în Austria a condus în anul 1992 la o reducere cu 11 % a consumurilor de energie electrice la aceste produse iar în întreaga Europă, programele de etichetare ca și introducerea standardelor de eficiență energetică, vor permite până în anul 2015 o reducere cu circa 40 % a consumurilor energetice la acest tip de aparate.

În afara informațiilor privind consumurile energetice, programul de etichetare cuprinde și date privind poluarea determinată de funcționarea produsului, nivelul de zgomot acustic. De asemenea,

programele de etichetare au urmărit realizarea unui sistem de informare (eticheta) sugestiv, ușor de interpretat, penetrant în masa de cumpărători.

Programele de etichetare au un rol deosebit în stabilirea prin standarde a nivelului maxim de eficiență energetică în primul rând prin stimularea prin piață a producătorului să dezvolte produse de eficiență energetică ridicată. În acest fel, este posibilă ridicarea treptată a nivelului standardizat ai maximului de eficiență energetică.

Eficiența programelor de etichetare apare pregnant în primul rând la produsele de serie mare. având o pondere importantă în consumul de energie electrică, dar care sunt cumpărate de persoane cu cunoștințe energetice limitate. În acest sens, programele actuale de etichetare se referă la: aparate frigorifice de uz casnic, lămpi electrice de iluminat, televizoare, mașini de spălat rufe, încălzitoare de apă, instalații de aer condiționat, mașini electrice de gătit, mașini de spălat vase, calculatoare, faxuri, monitoare, imprimante.

Programul de etichetare din România s-a concretizat în elaborarea standardului de eficiență și etichetare pentru aparatele frigorifice de uz casnic.

Standardele de eficiență energetică sunt în principiu de două tipuri:

- *standarde de sistem;*
- *standarde de produs* (pe componente).

Standardele de sistem se referă la mari consumatori de energie, cuprinzând un ansamblul de receptoare energetice. Studiile actuale se referă în primul rând la clădiri, blocuri de locuințe, unde prin utilizarea unor materiale moderne de izolație termică, utilizarea de instalații performante de ventilație și *iluminat* ca și altor măsuri pot fi obținute importante economii de energie.

Studiile privind standardizarea energetică se realizează în prezent și pentru instalații industriale mari consumatoare de energie: cuptoare electrice cu rezistoare, cuptoare cu arc electric, instalații de încălzire cu inducție electromagnetică etc.

În prezent sunt finalizate numai standarde de sistem pentru clădiri, noile construcții urmând a fi realizate conform acestor standarde.

Standardele de produs au o importanță deosebită nu numai prin faptul că determină reducerea consumurilor energetice atât în sectorul industrial, cât și în cele casnic și terțiar, dar, împreună cu programele de etichetare, determină la producător elaborarea de studii de dezvoltare, de cercetare și implementare de noi tehnologii, de stimulare a unor noi domenii de cercetare. De asemenea, standardele de produs determină creșterea pe piață a ponderii produselor realizate pe baza noilor tehnologii și deci reducerea nivelului de poluare.

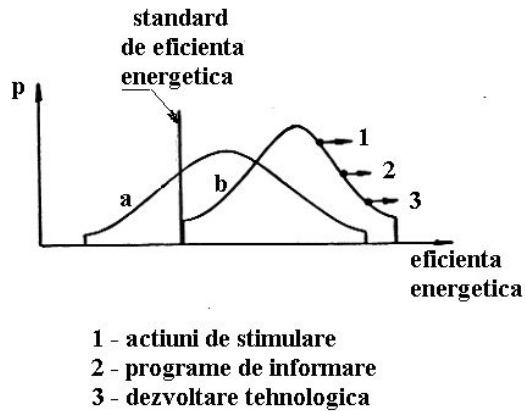
În principal standardul de eficiență stabilește valoarea minimă a indicelui *i* de eficiență energetică, definit în continuare:

$$i_e = \frac{W}{W_{\text{ref}}} \quad (2.1)$$

unde *W* este consumul energetic anual, în condiții standard, iar *W<sub>ref</sub>* este consumul energetic real, pe același interval de timp (în standardul de eficiență pentru aparatele frigorifice pentru uz casnic, indicele *i* variază de la valori sub 55 % la aparatele din clasa **A** de eficiență cele mai bune, până la valori de peste

125 % la aparatele din clasa **G** de eficiență, cele mai slabe din punct de vedere energetic).

Realizarea standardelor de eficiență ca și programele de etichetare, nu rezolvă în întregime problema consumurilor energetice. Sunt necesare și acțiuni concrete de stimulare, programe specifice care să încurajeze dezvoltarea tehnologică și studiile pentru implementarea de noi tehnologii. Factorii care influențează apariția pe piață dinamică a eficienței energetice la diferitele produse de pe piață sunt indicați în fig. 2.4



*Fig.2.4 Factori care determină dinamica eficienței energetice*

Curba a reprezintă densitatea de probabilitate  $p$  a prezenței pe piață a produselor cu o anumită valoare a indicelui de eficiență energetică. Se observă faptul că pe piața există, în mod natural, o mare varietate de produse, cu diferite valori ale indicelui  $i$ , acțiunea de standardizare precum și programele de informare a cumpărătorilor, stimulare a producătorilor ca și programele proprii de dezvoltare tehnologică deplasează în timp curba de densitate de probabilitate  $p$ , astfel încât se obține curba  $b$ .

Din figura 2.4 se observă faptul că standardele de eficiență permit limitarea produselor cu eficiență energetică redusă, iar programele de stimulare, informare și dezvoltare tehnologică permit promovarea produselor cu eficiență energetică ridicată.

## 2.2 Parametrii de calitate aferenți energiei electrice livrate consumatorilor

### a) Tensiunea la bornele receptoarelor electrice

Tensiunea la bornele receptoarelor electrice variază în timp în funcție de condiții specifice din rețeaua electrică. În acest sens, indicarea unei valori a tensiunii la bornele unui receptor reprezintă o informație insuficientă pentru aprecierea calității energiei electrice. Definiția corectă a tensiunii la bornele unui receptor impune să fie indicate cel puțin două mărimi și anume valoarea medie  $U_{med}$  și domeniul de variație (fig.2.5). Normativele actuale impun ca tensiunea pe barele de alimentare să fie egală cu tensiunea nominală  $U_N \pm \Delta U$  unde

$$\Delta U [\%] = \frac{U_N - U_{med}}{U_N} \cdot 100 \quad (2.2)$$

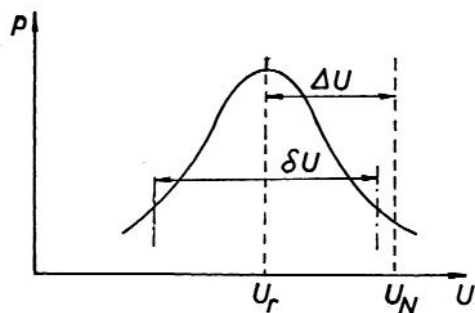


Fig. 2.5 Variația tensiunii pe barele de alimentare

Normativele din țara noastră impun o abatere admisă  $\Delta U_{adm}$  5 [%] (7,5 [%] pentru zonele agricole).

Definirea completă a tensiunii la bornele unui receptor se face prin indicarea legii de variație a tensiunii și a parametrilor acesteia (în cazul unei repartiții normale, valoarea medie și abaterea medie pătratică).

#### b) Puteri electrice

Consumatorii de energie electrică se definesc prin puterea activă absorbită (puterea utilă) care asigură desfășurarea procesului tehnologic (cuplul la arborele unui motor electric, căldura disipată în procese electrotermice, masa depusă în procese electrochimice etc).

Prin definiție puterea activă într-un circuit monofazat este o mărime cvasi instantanee, fiind definită pe o perioadă a tensiunii alternative

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T p \cdot dt = \frac{1}{T} \int_0^T u \cdot i \cdot dt \quad (2.3)$$

În relația (2.3) s-a notat cu  $p$  puterea instantanee,  $u$  este valoarea instantanee a tensiunii aplicate,  $i$  este valoarea instantanee a curentului electric în circuit, iar  $T$  este perioada tensiunii aplicate.

În sistemele moderne de achiziție de date se asigură eșantionarea mărimilor instantanee  $u$  și  $i$ , astfel că pe durata unei perioade se obțin  $n$  eșantioane, iar intervalul de timp între două eșantioane este

$$\Delta t = \frac{T}{n} \quad (2.4)$$

În cazul sistemelor moderne de achiziție de date, puterea activă monofazată se determină deci pe baza relației

$$P = \frac{1}{n \cdot \Delta t} \cdot \sum_{k=1}^n U_k \cdot I_k \cdot \Delta t = \frac{1}{n} \cdot \sum_{k=1}^n U_k \cdot I_k \quad (2.5)$$

În relația (2.5),  $U_k$  și  $I_k$ , sunt eșantioanele curbei tensiunii și respectiv a curentului electric, corespunzătoare momentului  $t_i = i \cdot \Delta t$ .

În cazul sistemelor trifazate, puterea trifazată  $P_T$  se determină ca sumă a puterilor corespunzătoare celor trei faze A, B și C, adică:

$$P_T = P_A + P_B + P_C \quad (2.6)$$

Fiecare dintre puterile  $P_A$ ,  $P_B$  și  $P_C$  este determinată pe baza unei relații de forma 2.5.

Puterea aparentă în regim monofazat  $S$  prin definiție are expresia

$$S = U_{ef} \cdot I_{ef} \quad (2.7)$$

și este determinantă în dimensionarea circuitelor de curent (tensiunea  $U_{ef}$  într-o rețea electrică este aproximativ constantă și deci valoarea efectivă a curentului electric în circuit este practic proporțională cu puterea aparentă).

Valoarea efectivă a unei mărimi (de exemplu a tensiunii  $u$ ) rezultă din relația de definiție

$$U_{ef} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \int_0^T u^2 \cdot dt} \quad (2.8)$$

În sistemele moderne de achiziție de date, valoarea efectivă a unei mărimi rezultă

$$U_{ef} = \sqrt{\frac{1}{n \cdot \Delta t} \cdot \sum_{k=1}^n U_k^2 \cdot \Delta t} = \sqrt{\frac{1}{n} \cdot \sum_{k=1}^n U_k^2} \quad (2.9)$$

În sistemele trifazate, puterea aparentă trifazată rezultă ca sumă a puterilor pe cele trei faze A, B și C

$$S_T = S_A + S_B + S_C \quad (2.10)$$

Puterea fictivă (complementară)  $F$  poate fi considerată ca o abatere a puterii active în raport cu puterea aparentă

$$F^2 = S^2 - P^2 \quad (2.11)$$

În cazul particular al regimurilor perfect sinusoidale, puterea fictivă  $F$  corespunde puterii reactive  $Q$ .

În activitatea practică a specialiștilor electroenergeticieni se urmărește reducerea puterii fictive astfel încât abaterea puterii active față de puterea aparentă să fie cât mai redusă.

Teoretic, puterea fictivă  $F$  (în regim deformant) poate fi separată în putere reactivă și putere deformantă. Din punct de vedere practic, cele două componente nu pot fi separate iar măsurile adoptate în sistemul energetic, vizează reducerea puterii fictive și nu a fiecărei componente în parte.

Atașarea noțiunii de putere reactivă prezenței în rețeaua electrică a unor condensatoare sau bobine care determină defazarea curbelor de tensiune și curent electric, este posibilă numai într-un regim pur sinusoidal. În regimuri nesinusoidale, defazajul dintre cele două curbe nu rezultă numai ca urmare a prezenței elementelor reactive. Ca exemplu, în figura 2.6 sunt indicate variațiile curbei tensiunii  $u$  la

barele de alimentare, a curentului  $i$  absorbit și a componentei fundamentale  $i_1$  a curentului  $i$ , pentru cazul uzual al reglării puterii disipate într-un element rezistiv  $R$  cu ajutorul unui variator de tensiune alternativă (VTA).

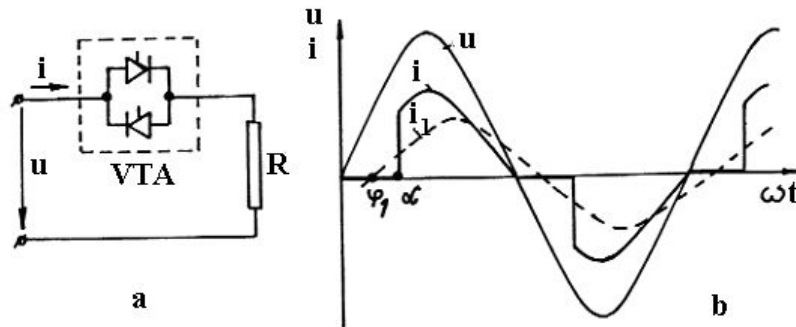


Fig.2.6 Schema de reglare a puterii disipată într-un rezistor (a) și variația mărimilor electrice din schema (b)

Analiza curbelor din figura 2.6.b arată că într-un circuit pur rezistiv (fig.2.6.a) poate fi pusă în evidență o putere reactivă (componentă a puterii fictive) care nu poate fi atașată unui element reactiv.

În cazurile practice, este necesară urmărirea puterii absorbite de consumatori, în special a puterii la orele de vârf ca și a puterii maxime absorbite. Determinarea acestor mărimi se face pe baza energiilor înregistrate cu contoarele de energie activ.

### c) Factorul de putere al unui consumator

Receptoarele electrice monofazate liniare, sunt caracterizate prin defazajul dintre curbele sinusoidale ale tensiunii și curentului electric (fig.2.7). În acest caz particular, noțiunii de factor de putere, definit ca raportul dintre puterea activă absorbită și puterea aparentă, i se poate atașa noțiunea de defazaj

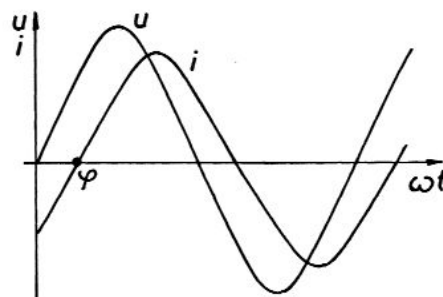


Fig.2.7 Defazajul dintre curbele sinusoidale ale tensiunii și curentului electric



$$\lambda = \frac{P}{S} = \cos \varphi \quad (2.12)$$

În cazul general al regimului nesinusoidal, noțiunii de factor de putere nu i se poate atașa noțiunea de defazaj dintre curbele tensiunii și curentului electric.

În sistemele trifazate, factorul de putere poate fi diferit pe fiecare fază (chiar și în regimuri sinusoidale) și deci se poate defini un factor de putere trifazat  $\lambda_T$

$$\lambda_T = \frac{P_T}{S_T} \neq \lambda_A \neq \lambda_B \neq \lambda_C \quad (2.13)$$

unde  $\lambda_A$ ,  $\lambda_B$  și  $\lambda_C$  sunt factorii de putere pe fazele A, B și respectiv C ale rețelei trifazate.

De remarcat faptul că expresia factorului de putere ca raport dintre puterile activă și aparentă definește o mărime cvasi instantanee, fiind posibilă, teoretic, o modificare a factorului de putere în fiecare perioadă a tensiunii alternative. Definiția sub această formă a factorului de putere nu poate fi utilizată pentru urmărirea modului în care consumatorii industriali își desfășoară activitatea energetică. Conform normativelor în vigoare, aceștia trebuie să funcționeze cu un factor de putere peste cel neutral (valoare stabilită pentru fiecare zonă, prin calcule de regimuri). În practică, factorul de putere  $\lambda_{med}$  se definește pe baza măsurărilor de energie pe un interval determinat de timp (în mod uzual 15 zile, intervalul dintre două citiri succesive de contoare de către furnizorul de energie electrică, în scopul decontării facturii energetice):

$$\lambda_{med} = \frac{W_a}{\sqrt{W_a^2 + W_r^2}} \quad (2.14)$$

unde  $W_a$  este energia activă înregistrată (cu contoare de energie activă) pe intervalul considerat de timp, iar  $W_r$  este energia reactivă înregistrată (cu contoare de energie reactivă) în același interval de timp.

Din relația (2.14) se observă faptul că valoarea măsurată în practică a factorului de putere  $\lambda_{med}$ , în regim deformant este diferită de valoarea teoretică  $\lambda_T$  (relația 2.13), fiind o valoare medie pe intervalul considerat de timp și neluând în considerare componenta puterii deformante din puterea fictivă (în regim deformant  $S^2 \neq P^2 + Q^2$ ).

Controlul mărimii  $\lambda_{med}$ , la consumatorii industriali și penalizarea acestora la funcționare cu valori sub factorul de putere neutral nu este o garanție a asigurării unui regim corespunzător de funcționare în sistemul energetic. Consumatorul poate funcționa unele intervale de timp cu un factor de putere redus, afectând astfel nivelele de tensiune din rețea, iar alte intervale de timp cu factor de putere ridicat. În medie realizând un factor de putere egal sau superior celui neutral, fără a fi însă penalizat pentru regimuri necorespunzătoare de lucru.

Introducerea, pentru asigurarea unei calități corespunzătoare a energiei electrice livrate a sistemelor numerice de achiziție și prelucrare de date permite urmărirea în timp real a factorului de putere și atenționarea consumatorului (până la deconectarea sa) la neîncadrarea în limitele admise a puterii fictive.

Ca exemplu, în figura 2. 8 este indicat modul în care variază puterile activă și reactivă ca și

factorul de putere, valori măsurate la un consumator real (blocuri de locuințe)

d) coeficienții de nesimetrie

Unele instalații electrotermice (cuptoarele cu inducție electromagnetică pentru topire, cuptoare cu topire sub flux, instalații de sudare etc) sunt alimentate monofazat sau între două faze ale rețelei electrice, conducând astfel la o încărcare nesimetrică a rețelei electrice.

Pentru a pune în evidență gradul de nesimetrie al curenților absorbiți și deci nivelul perturbației asupra rețelei electrice de alimentare, sunt definiți coeficientul de disimetrie  $k^-$  (coeficient de nesimetrie negativă - *inversă*) și coeficientul de asimetrie  $k^0$  (coeficientul de nesimetrie zero - *homopolară*)

$$k^- = \frac{I^-}{I^+} ; k^0 = \frac{I^0}{I^+} \quad (2.15)$$

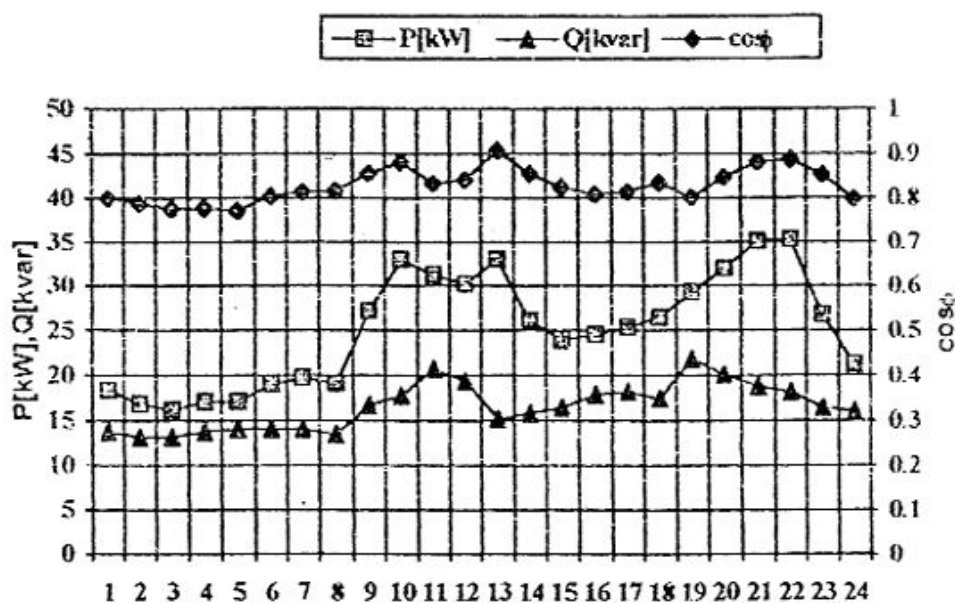


Fig.2.8 Variația mărimilor electrice la un consumator casnic

În relația (2.15) s-a notat cu  $I^-$  valoarea efectivă a componentei inverse (negative) a curentului electric, cu  $I^0$  valoarea efectivă a componentei homopolare (zero) a curentului electric, iar cu  $I^+$ , valoarea efectivă a componentei directe (pozitive) a curentului electric. În același mod pot fi definiți coeficienții de disimetrie și asimetrie pentru tensiunile de pe barele de alimentare.

În cazul regimurilor nesinusoidale, coeficienții de disimetrie și asimetrie pot fi definiți pe fiecare armonică în parte.

Calitatea tensiunii pe barele de alimentare ale consumatorului industrial, din punctul de vedere al nesimetriei, se verifică prin valorile coeficienților de disimetrie și asimetrie care trebuie să fie inferioari valorilor impuse (1% pentru fiecare dintre cei doi coeficienți) Datele experimentale încă insuficiente nu permit definirea exactă a limitelor admise: nu se stabilește probabilitatea acceptată de depășire a valorilor

admise și nici legea de variație a abaterilor. De asemenea, domeniul admis al valorilor coeficienților de nesimetrie, face ca practic determinarea lor prin măsurători să fie foarte dificilă, incertitudinea de măsurare a aparatelor analogice actuale fiind de același ordin de mărime cu diferențele dintre tensiunile măsurate (pentru determinarea coeficientului de disimetrie se măsoară tensiunile dintre faze iar pentru determinarea coeficientului de asimetrie se măsoară tensiunile pe fază).

Pentru domeniul uzual, al nesimetriilor din rețeaua electrică pot fi folosite relațiile aproximative

$$U^- = 0,62 \cdot |U_M - U_m| ; U^0 = 0,62 \cdot |U_{fM} - U_{fm}| \quad (2.16)$$

În relațiile (2.16) s-au folosit notațiile:

$U_M$  - valoarea efectivă a celei mai mari tensiuni între faze dintre cele trei faze ale rețelei;

$U_m$  - valoarea efectivă a celei mai mici tensiuni între faze dintre cele trei faze ale rețelei;

$U_{fM}$  - valoarea efectivă a celei mai mari tensiuni pe fază dintre cele trei faze ale rețelei;

$U_{fm}$  - valoarea efectivă a celei mai mici tensiuni pe fază dintre cele trei faze ale rețelei.

Analiza relațiilor de definiție (2.15) ca și a relațiilor aproximative (2.16) permite să se pună în evidență faptul că coeficienții de nesimetrie, ca și tensiunile între faze și pe fază, sunt mărimi care variază în timp și deci definirea lor corectă poate fi făcută numai ca mărime statistică cu indicarea legii de repartiție și a parametrilor acesteia. Datele insuficiente pentru definirea corectă a acestor mărimi impune stabilirea limitei maxime admise, dar trebuie completat cu probabilitatea admisă de depășire a acestei valori (se consideră uzual că o probabilitate de 5 % ca valoarea admisă să fie depășită poate fi acceptată).

În unele cazuri se impune drept parametru de control, coeficientul total de nesimetrie de tensiune  $k_{nes}$  :

$$k_{nes} = k^- + k^0 \quad (2.17)$$

Coeficientului total de nesimetrie este o mărime sintetică ce însă nu redă suficient de clar aspectul fizic al fenomenului.

Din punctul de vedere al consumatorului de energie electrică, o metodă mai sensibilă este controlul nesimetriei curenților din circuit, pentru care sunt admise valori ale nesimetriilor, mult mai mari decât la tensiunile de pe bare. Datele insuficiente până în prezent, fac însă ca valori admisibile ale nesimetriilor de curent să nu fie încă disponibile.

Utilizarea coeficienților de nesimetrie ca indicator de calitate este justificată numai în cazul sistemelor echilibrate (impedanțe identice pe cele trei faze) unde pot fi definite componentele simetrice. Utilizarea componentelor simetrice în sisteme dezzechilibrate (de exemplu, conținând linii electrice aeriene), pentru calculul efectelor regimurilor nesimetrice, nu este posibilă. În aceste condiții, este necesară definirea unor noi indicatori bazați pe componentele modale.

*e) coeficientul de distorsiune și nivelul armonicilor*

În cazul regimurilor nesinusoidale, deformarea curbelor de tensiune sau curent electric poate fi

indicată prin coeficientul de distorsiune  $\delta_U$ , definit ca raportul dintre reziduul deformant  $U_d$  al curbei și valoarea efectivă  $U_{ef}$  a acesteia (de exemplu, pentru curba de tensiune):

$$\delta_U = \frac{U_d}{U_{ef}} = \frac{\sqrt{\sum_{k=2}^{\infty} U_k^2}}{\sqrt{\sum_{k=1}^{\infty} U_k^2}} \quad (2.18)$$

În relația (2.18) s-a notat cu  $U_1, U_2, \dots, U_n$ . valorile efective ale armonicilor de rang 1 (armonica fundamentală), de rang 2 și respectiv de rang n.

Valorile maxim admise ale coeficientului de distorsiune pe curba de tensiune și de curent electric sunt indicate în normative în funcție de nivelul de tensiune la care se face racordul consumatorului.

Coeficientul de distorsiune este o mărime care se definește pe o perioadă a curbei alternative analizate și reprezintă o mărime cvasi instantanee. În acest sens, definirea sa corectă poate fi făcută numai pe cale statistică. Intervalele de timp recomandate de către CIGRE pentru studiul statistic sunt:

- interval foarte scurt (very short) - 3 secunde;
- interval de timp scurt (short) - 10 minute;
- interval zilnic (day) - 24 ore;
- interval săptămânal (week) - 7 zile.

În prezent încă nu există informații suficiente pentru a stabili legea de repartiție și parametrii acesteia, în scopul definirii corecte a coeficientului de distorsiune și a unor mărimi care să reprezinte limitele admise.

În concepția actuală, la depășirea valorilor admise ale coeficientului de distorsiune, se analizează nivelul  $\gamma_U$  al fiecărei armonici (până la armonica de rang 40) și se compară cu valorile admisibile:

$$\gamma_{U_k} = \frac{U_k}{U_1} \quad (2.19)$$

De asemenea, definirea corectă a nivelului armonicilor poate fi făcută numai pe cale statistică, pe intervalele de timp indicate mai sus.

#### *f) doza de flicker*

La alimentarea consumatorilor cu șocuri de putere (cupatoare cu arc electric, laminoare, pompe cu piston etc) apar variații repetate, cu o anumită frecvență, a tensiunii pe barele de alimentare, determinate de variația cu frecvența respectivă a sarcinii absorbite. Aceste variații periodice ale tensiunii pe bare determină efectul de flicker, definit în funcție de variația luminanței surselor incandescente de lumină la variația tensiunii de alimentare.

Determinările efectuate pentru diferite tipuri de receptoare a permis să se pună în evidență o curbă de perceptibilitate și o curbă de iritabilitate, datorate efectului de flicker (fig.2.9).

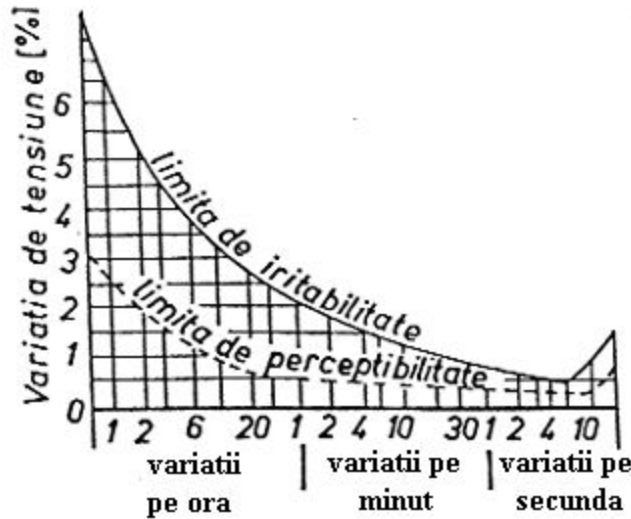


Fig.2.9 Curbele de perceptibilitate si iritabilitate ale efectului de flicker

Analiza datelor din figura 2.9 pune în evidență faptul că efectul maxim al flickerului se constată în jurul valorii de 10 variații pe secundă. În acest sens, în cadrul măsurătorilor de flicker se determină valoarea relativă a variației de tensiune  $\Delta U_{10}/U_{IN}$ , corespunzătoare valorii de 10 Hz (10 variații pe secundă ale tensiunii pe bare), raportată la tensiunea nominală pe fază  $U_{IN}$ . În mod uzual, se impune ca limită admisă valoarea de 0,3 %.

Deoarece de cele mai multe ori variația tensiunii pe bare nu se face cu o periodicitate fixă, normativele actuale, preluate și în România, impun ca parametru de calitate a tensiunii pe bare, doza de flicker  $f_k$

$$f_k = \frac{1}{T} \cdot \int_0^T dt \int_0^{25} [g(f) \cdot \Delta U(f)]^2 \cdot df \quad (2.20)$$

În relația (2.20) s-a notat cu  $g(f)$  o funcție de ponderare care permite corectarea valorilor  $\Delta U$  corespunzătoare diferitelor frecvențe de variație (cuprinse, în mod uzual între 0,5 și 25 Hz) în funcție de senzația produsă în sistemele de iluminat datorită efectului de flicker. Valorile corespunzătoare funcției  $g(f)$  sunt indicate în figura 2.10.

Intervalul de integrare  $T$  se alege suficient de mare pentru a pune în evidență variațiile de tensiune datorate efectului de flicker. În mod uzual, se adoptă  $T = 10$  minute dar la unele echipamente de măsurare se utilizează și intervalul de un minut.

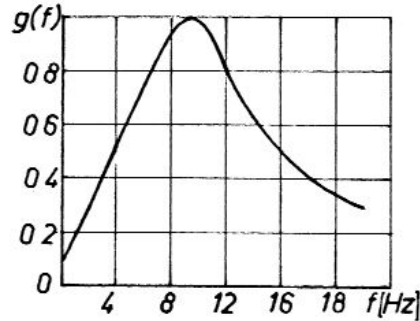


Fig. 2.10 Valorile funcției de ponderare  $g(f)$

Se apreciază faptul că media pătratică ponderată a variațiilor de tensiune reprezintă cel mai corect nivelul senzației determinată de apariția efectului de flicker în sistemele de iluminat.

Variațiile de tensiune în cazul consumatorilor cu șocuri, de cele mai multe ori, nu pot fi analizate determinist. În acest sens, flickermetrele moderne sunt prevăzute cu blocuri speciale pentru analiza statistică a fenomenului.

De remarcat faptul că deși normativele în România impun condiții limitative privind efectul de flicker, încă nu există echipamentele necesare punerii în evidență a acestui fenomen.

## UNELE MĂSURI CARE CONDUC LA REDUCEREA PIERDERILOR DE ENERGIE ÎN ECHIPAMENTELE ELECTRICE

*Cablurile* (liniile electrice aeriene) care alimentează în paralel secții de producție însă, din motive de siguranță, sunt menținute unele în funcțiune, altele în rezervă. Se vor examina posibilitățile de menținere a tuturor în funcțiune, simultan, dacă alte condiții nu împiedică acest lucru (de exemplu, dacă nu se depășesc puterile de rupere ale întreruptoarelor, dacă protecția existentă nu asigură selectarea corectă a elementului defect în caz de avarie ș.a.). Se examinează atât economia de energie în schema propusă, cât și costul lucrărilor necesare pentru realizarea acesteia.

*Transformatoarele supradimensionate.* Se face comparația între situația existentă și aceea în care s-ar monta un transformator mai mic. Se pornește de la curba de sarcină și de la caracteristicile pierderilor în cele două transformatoare, conform exemplului de mai jos. În cazul în care transformatoarele sunt dotate cu sisteme de răcire artificială, în caracteristica pierderilor se va include și puterea medie absorbită de motoarele instalației de răcire.

Înlocuirea este economică dacă punctul de funcționare curentă se situează la stânga punctului de intersecție al curbelor caracteristice astfel construite. Sarcina limită la care se impune schimbarea este dată de relația:

$$S_{\text{lim}} = \sqrt{\frac{P_{Fe1} - P_{Fe2}}{\frac{P_{scc2}}{S_{n2}^2} - \frac{P_{scc1}}{S_{n1}^2}}}$$

unde:

$P_{Fe1}, P_{Fe2}$  - pierderile în fier celor două transformatoare, [kW];

$P_{scc1}, P_{scc2}$  - pierderile în scurtcircuit în înfășurări, [kW];

$S_{n1}, S_{n2}$  - puterile nominale ale transformatoarelor, [kVA].

Se va ține seama de aspectul curbei de sarcină, respectiv de durata de menținere a transformatoarelor în sarcină, ca și de durata de menținere în gol (proces tehnologic într-un singur schimb, în două, în trei; cu zi de odihnă, fără zi de odihnă). Durata limită de funcționare, sub care înlocuirea transformatorului mare cu altul mai mic este eficientă, este dată de relația:

$$D_{\text{lim}} = \frac{8760 \cdot (P_{Fe1} - P_{Fe2})}{(P_{sa2} - P_{sa1}) + (P_{Fe1} - P_{Fe2})}, \quad [\text{ore/an}]$$

unde:

$P_{sa1}, P_{sa2}$  reprezintă pierderile în sarcină, la sarcina medie rezultată din calcul pentru transformatoarele 1 (mai mare), respectiv 2 (mai mic).

*Transformatoarele care funcționează în paralel* și al căror număr se poate diminua pe durata sarcinilor reduse. Sarcina limită de trecere de la unul la două transformatoare în funcțiune se determină cu relația:

$$S_{\text{lim}} = S_n \cdot \sqrt{2 \cdot P_{Fe} / P_{scc}}$$

unde:

$S_n$  reprezintă puterea aparentă nominală a transformatoarelor (presupuse identice).

Un exemplu de calcul în acest sens se dă la sfârșitul aceste anexe.

*Motoarele cu turație reglabilă* cu ajutorul rezistențelor conectate în circuitul rotoric. Se vor examina următoarele posibilități de introducere a:

- motoarelor cu instalații de reglare a turației cu tiristoare;
- turbotransmisiile hidraulice.

Prima variantă este de preferat sub aspect energetic; oportunitatea aplicării ei va rezulta pe baza unui calcul de eficiență, care va ține seama de durata de funcționare la turație redusă.

Introducerea de instalații de reglare a debitului “prin laminare” nu se recomandă.

Pentru *condensatoarele statice* de 0,4 [kV] pierderile de putere activă [kW] în dielectric se vor lua egale cu 0,35% din capacitate bateriei [kVAr], iar pentru condensatoarele de 6 [kV], pierderile active se vor lua egale cu 0,25% din capacitatea bateriei.

Pentru stabilirea pierderilor în instalațiile și în corpurile de iluminat se recomandă utilizarea următoarelor randamente:

- iluminat fluorescent: 0,1;
- iluminat fluorescent cu vapori de mercur: 0,2;
- iluminat fluorescent cu vapori de sodiu: 0,3.

Exemplu de calcul privind înlocuirea unui transformator supradimensionat

### Cazul 1.

Se admite că:

- sarcina medie este de 3000 [kVA];
- transformatorul existent are:  $S_{nl} = 5600$  [kVA],  $P_{Fel} = 17$  [kW],  $P_{scc1} = 57,5$  [kW];
- transformatorul propus are:  $S_{nl} = 3200$  [kVA],  $P_{Fel} = 11,5$  [kW],  $P_{scc1} = 37$  [kW];
- transformatorului funcționează tot timpul anului.

Caracteristicile pierderilor în înfășurări, inclusiv puterea consumată de instalațiile de răcire, sunt cele din figura de mai jos.

Sarcina efectivă fiind mai mare decât cea corespunzătoare punctului de intersecție al caracteristicilor  $S_A$ , este indicată menținerea mai departe a transformatorului de 5600 [kVA]: segmentul MB este mai mic decât segmentul MC, corespunzător transformatorului de 3200 [kVA].

În cazul în care transformatorul existent ar fi fost cel de 3200 [kVA], înlocuirea lui cu cel de 5600 [kVA] ar fi condus la economisirea a:

$$\Delta E = (MC - MB) \cdot t, \quad [\text{kWh}]$$

### Cazul 2.

Procesul tehnologic funcționează numai în două schimburi (16 [ore/zi]), iar în zilele de sărbătoare nu se lucrează.

Durata de nefuncționare este de:

$$D_n = 55 \text{ zile} \cdot 24 \text{ ore} / \text{zi} + 310 \text{ zile} \cdot 8 \text{ ore} / \text{zi} = 3800 \text{ [ore/an]}$$

iar durata de funcționare:



$$D_f = 8760 - 3800 = 5000 \text{ [ore / an]}.$$

La sarcina medie de 3000 [kVA], pierderile totale la transformatorul în funcțiune sunt de 33,5 [kW], iar la cel propus de 44,0 [kW].

Păstrând în funcțiune transformatorul existent se economisesc, pe durata de funcționare:

$$E_f = (44,0 - 33,5) \cdot 5000 = 52500 \text{ [kWh/an]}$$

în schimb se pierd, pe durata de nefuncționare:

$$E_n = (17,0 - 11,5) \cdot 3800 = 20900 \text{ [kWh/an]}$$

Economia propriu-zisă este de numai:

$$\Delta E = E_f - E_n = 31600 \text{ [kWh/an]}$$

Durata limită peste care menținerea transformatorului de 5600 [kVA] în funcțiune nu mai este economică, este:

$$D_{lim} = 3011 \text{ [ore/an]}$$

Echivalentul economiei economisite, în [tcc/an], este:

$$B = \Delta E \cdot c_{sp} = 11 \text{ [tcc/an]}$$

La prețul combustibilului marginal în vigoare acesta echivalează cu:

$$E = 32190 \text{ [lei/an]}$$

Costul investiției este:

**2.** În cadrul tabelelor 12.1...12.4 sunt prezentate *valorile actuale ale unor indicatori tehnico-economici necesari pentru stabilirea soluțiilor de reducere a pierderilor* din posturi de transformare și linii electrice de distribuție.

*Costurile specifice pe baza cărora trebuie studiată eficiența eforturilor de investiții necesare pentru reducerea pierderilor de energie electrică.*

Costurile  $c_{iv}^*$  din tabelul 12.5, ale kilowattorei pierdute în sistemul nostru electroenergetic sunt sensibil mai mari față de prețurile sistemului de tarifare a energiei furnizate întreprinderilor în scop productiv.

Atragem atenția asupra acestui aspect, deoarece costurile din tabelul 12.6, în medie, reflectă efortul real pe care îl face economia națională, atunci când "acceptă" pierderea unui [kWh], pentru producerea căruia trebuie consumat "combustibil marginal". Ca urmare, justificarea economică a investițiilor pentru reducerea pierderilor de energie electrică este legiferat să fie făcută pe baza sistemului de costuri normat.

Tabelul 12.1 Curentul economic  $I_{fec}$ , în [A],

Tipul liniei	Sec	T <sub>SM</sub> durata de utilizare a sarcinii maxime						curentul termic I <sub>fr</sub> la temp. de 40°C	
		1000	2000	3000	4000	5000	6000	7000	
-	mm <sup>2</sup>	h/an	h/an	h/an	h/an	h/an	h/an	h/an	A
<b>LEA j. t.</b> s <sub>M</sub> = 95mm <sup>2</sup>	35	135	110	90	75				140
	50	175	140	115	100				175
	70	220	175	145	130				215
	95	275	220	180	155				
<b>LEA de 20kV</b> cu conductoare din OL-Al s <sub>M</sub> = 120mm <sup>2</sup>	35		125	105	90	75	65		140
	50		155	130	110	95	80	65	175
	70		195	165	140	120	100		225
	95		240	200	170	145	125		270
	120		285	240	200	175	150		310
<b>LEA de 110 kV</b> cu conductoare din OL-Al s <sub>M</sub> = 300mm <sup>2</sup>	150		440	375	325	280	250	220	360
	185		505	430	375	325	285	250	420
	240		610	515	455	390	345	310	495
	300		715	610	535	460	405	345	575

Tabelul 12.2 Curentul economic  $I_{fec}$ , la joasă tensiune, în [A],

Tipul liniei	Sec	durate de utilizare a sarcinii maxime $T_{SM}$						curent termic $I_{ft}$ , la 20°C, pozat în:	
		1000	2000	3000	4000	5000	6000	Sol	Aer
	mm <sup>2</sup>	h/an	h/an	h/an	h/an	h/an	h/an	A	A
<b>LEC de joasă tensiune</b> cu izolație sintetică și conductoare din aluminiu $S_M=240 \text{ mm}^2$	35	130	105	90	75			120	100
	50	165	130	110	90			145	125
	70	195	160	130	110			175	155
	95	235	195	160	135			215	190
	120	275	225	185	155			245	220
	150	320	260	215	180			275	250
	185	375	305	250	210			310	285
	240	450	365	305	155			360	340
<b>LEC de 6 kV</b> cu izolație sintetică și conductoare din aluminiu $S_M=240 \text{ mm}^2$	35		125	110	90	80	70	115	105
	50		155	130	110	100	90	175	130
	70		190	160	140	120	110	170	160
	95		230	200	165	145	130	200	195
	120		270	230	195	170	150	230	220
	150		310	265	225	190	175	260	250
	185		360	310	260	230	205	290	285
	240		440	375	315	275	250	330	340
<b>LEC de 20kV</b> realizate cu câte trei cabluri monofazate, cu izolație sintetică (PVC/polietilenă) conductoare din AL $S_M=150 \text{ mm}^2$	50		235	200	170	150	130	135	130
								180	185
	70		295	245	210	185	160	165	160
								215	220
	95		360	305	265	230	200	195	195
								245	255
	120		425	360	305	270	235	225	230

								275	295
	150		500	420	360	320	280	250	260
								305	325

Tabelul 12.3 Curenți maximi de calcul  $I_M$  la joasă tensiune, în [A]. [PE 135]

Tipul constructiv al liniei electrice	Sec mm <sup>2</sup>	Durata de utilizare a sarcinii maxime, în h/an			
		1000	2000	3000	4000
<b>LEC j.t.</b> În izolație sintetică și conductoare din aluminiu $S_M=240 \text{ mm}^2$	25	26	21	18	15
	35	37	30	25	20
	50	50	42	35	30
	70	70	60	50	40
	95	95	75	65	55
	120	115	95	80	65
	150	145	120	100	80
	185	185	150	125	105
	240	370	300	250	210
<b>LEA j.t.</b> cu 3+1 conductoare din aluminiu $S_M=95 \text{ mm}^2$	35	34	27	22	20
	50	47	38	32	27
	70	65	55	45	37
	95	200	160	140	120

Tabelul 12.4 Curenți maximi de calcul  $I_M$  la medie tensiune, în [A]. [PE 135]

Tipul constructiv al liniei electrice	s mm <sup>2</sup>	Durata de utilizare a sarcinii maxime					
		2000	3000	4000	5000	6000	7000
		h/an	h/an	h/an	h/an	h/an	h/an
<b>LEC 6 kV</b> cu izolație sintetică și conductoare de aluminiu	35	32	27	23	20	18	16
	50	45	36	33	29	26	23
	70	63	54	45	40	35	31

$S_M=240 \text{ mm}^2$	95	82	70	60	52	46	41
	120	103	88	74	65	58	51
	150	127	109	92	80	72	64
	195	162	138	119	102	91	82
	240	380	325	275	240	215	190
<b>LEC 20 kV</b> realizate cu câte trei cabluri monofazate, având izolație sintetică și conductoare din aluminiu	50	60	50	45	40	35	30
	70	85	70	60	55	50	45
	95	110	95	80	70	60	55
	120	140	115	100	90	80	70
	150	400	350	300	260	230	200
<b>LEA 20 kV</b> cu conductoare din Cu-Al $S_M=120 \text{ mm}^2$	35	26	22	19	16	14	12
	50	37	31	26	23	20	18
	70	50	45	35	31	27	25
	95	65	55	50	40	35	30
	120	200	170	140	120	110	100

Tabelul 12.5 Coeficienți de încărcare ai transformatoarelor la sarcină maximă [PE 145]

Durata de utilizare a sarcinii maxime anuale $T_{SM}$ , h/an	Frontierele domeniilor de încărcări maxime anuale recomandate			
	Încărcarea la sarcina $S_M$ , din primul an de exploatare		Încărcările la sarcinile maxime din toți ani de exploatare	
	$k_{1,inf}$	$k_{1,sup}=1.6k_{1,inf}$	$k_{inf}$	$k_{sup}$
h/an	0.60	0.96	0.50	1.00
$\leq 2000$	0.55	0.88	0.50	1.00
3000	0.50	0.80	0.45	0.90
4000	0.45	0.72	0.40	0.80
5000	0.40	0.64	0.35	0.70
6000	0.35	0.56	0.30	0.60
7000	0.30	0.48	0.25	0.50
8000	0.60	0.96	0.50	1.00

Tabelul 12.6 Costurile specifice ale energiei electrice, la diferite trepte din SEN [PE 011]

Treapta de tensiune	$c_w^*$	$c_p^{**}$
220-400 kV	0.71	7500
110 kV	0.78	
M.T.	0.92	
J.T.	1.42	

\* [lei/kWh]; cheltuielile exclusive de amortizare ale investiției la capacitatea respectivă de producție din “centrala electrică etalon”;

\*\* [lei/kW]; investiția în centrala etalon care, conform normelor în vigoare se consideră că este cea care produce energia electrică ce se pierde în rețea.

# Managementul cererii de energie electrică

## 1 Introducere

Conceptul DSM a fost dezvoltat inițial de către companiile furnizoare de energie electrică pentru a asigura alimentarea utilizatorilor în condițiile creșterii necesarului de energie a acestora și a dificultăților care au apărut în realizarea de noi surse de energie electrică, în special datorită constrângerilor de mediu. În prezent acest concept se referă la programe destinate controlului energiei utilizate pentru a asigura creșterea eficienței energetice, securitatea în alimentare și reducerea impactului asupra mediului înconjurător prin limitarea poluării prin energia neutilizată (așa numiții NJ).

Furnizorii de energie electrică, deși au interesul de a vinde cât mai multă energie, sunt conștienți că în multe cazuri există o risipă importantă datorită menținerii unor tehnologii cu energie specifică ridicată sau datorită utilizării neraționale a energiei electrice. În același timp, furnizorii de energie electrică cunosc faptul că nu toți utilizatorii de energie electrică, mai ales cei cu putere instalată relativ redusă, au posibilitatea efectuării de investiții datorită dificultăților de a prezenta un proiect bancabil, bine justificat tehnic și economic.

În aceste condiții încă din anul 1970 s-au căutat primele soluții pentru un posibil parteneriat între furnizorul de energie electrică și utilizatori pentru a dezvolta o afacere în care furnizorul investește, iar utilizatorul plătește investiția din economiile realizate la factura de energie electrică. În prezent conceptul s-a dezvoltat și au apărut și societăți de consultanță (ESCO) ce asigură finanțarea unor proiecte energetice și recuperarea investiției din economia de energie electrică.

În general, orice acțiune DSM asociază măsuri de ordin tehnic, financiar și de marketing [1] și este realizată de către:

- utilizatorul de energie electrică, din resurse proprii,
- cu sprijinul furnizorului de energie electrică,
- cu sprijinul unor societăți de consultanță.

Începând din anul 1990, acțiunile DSM au fost încurajate de către autorități în cadrul preocupărilor legate de reducerea energiei utilizate în scopul reducerii poluării mediului ambiant.

În principal acțiunile DSM au vizat investițiile în înlocuirea tehnologiilor, modificarea graficului de sarcină al utilizatorului, reducerea pierderilor de energie și utilizarea mai eficientă a energiei electrice.

Principalele limitări la nivelul utilizatorilor de energie electrică pentru creșterea eficienței energetice sunt [2]:

- lipsa informațiilor privind existența unor instalații sau tehnologii care determină o utilizare mai eficientă a energiei electrice;
- lipsa posibilităților de acces la capital pentru investiții în creșterea eficienței energetice;
- reticiența față de investițiile ale căror costuri nu sunt recuperate în cel mult doi ani;

- factura pentru energia electrică este relativ redusă în comparație cu alte note de plată;
- incertitudinea privind evoluția tarifului energiei electrice.

Furnizorul de energie electrică poate ajuta la depășirea acestor bariere prin soluții DSM. Acest lucru se justifică în special atunci când furnizorul poate oferi servicii energetice la un cost mai redus prin acțiuni DSM decât prin investiții în noi instalații de furnizare a energiei. Societățile de consultanță (ESCO) pot asigura soluțiile și fondurile necesare, iar investiția realizată poate fi recuperată prin economia de energie obținută prin implementarea soluțiilor DSM.

Principalele domenii în care acțiunile DSM au o eficiență ridicată sunt:

- controlul graficului de sarcină al utilizatorilor;
- modernizarea acționărilor electrice ale mașinilor de lucru;
- controlul adaptiv al proceselor din industrie;
- modernizarea sistemului electroenergetic industrial;
- modernizarea sistemelor de iluminat electric.

În figura 1 sunt indicate cele mai eficiente aplicații DSM în zona comercială, industrială și în domeniul serviciilor [3]

	Comerț	Industrie	Servicii
Procese de încălzire - uscare		■	
Încălzire			■
Răcire	■		■
Motoare	■	■	
Iluminat	■		■
Altele			■
■ prioritar ; ■ justificat ; □ posibil			

Fig. 1 – Domenii prioritate ale programelor DSM

Principalul avantaj al furnizorului de energie electrică constă în posibilitatea de a-și maximiza veniturile obținute pe baza infrastructurii existente.



Din perspectiva guvernului, acțiunile DSM permit evitarea crizei de energie electrică, limitarea problemelor legate de dezvoltarea infrastructurii sectorului energetic, limitarea importurilor de energie și a problemelor de mediu.

## 2 Studii de caz

### Cazul 1

O pompă p acționată electric (fig. 2 a)) trebuie să asigure circulația lichidului de vopsire într-o întreprindere de producție auto. Pompa are un debit nominal  $Q_n = 280 \text{ m}^3/\text{oră}$  și este acționată de un motor electric M cu puterea nominală  $P_n = 45 \text{ kW}$ , ceea ce corespunde punctului de funcționare A (fig. 3). În realitate, pe baza măsurărilor efectuate [4] s-a constatat faptul că debitul era de  $Q_2 = 194 \text{ m}^3/\text{oră}$ , reglarea făcându-se cu un sistem mecanic r de limitare (robinet). Puterea absorbită măsurată este de  $P_1 = 36 \text{ kW}$ , iar randamentul întregii instalații era  $\eta_1$ , sistemul funcționând în punctul B (fig. 2), în care sistemul mecanic de reglare r determina o înălțime suplimentară  $h_r$ .

Același debit  $Q_2$  poate fi obținut prin reducerea vitezei motorului asincron, alimentându-l de la un convertor de frecvență CFV (fig. 2 b)) cu o frecvență de 34,8 Hz, iar sistemul funcționând în punctul C caracterizat de o putere absorbită  $P_2 = 15 \text{ kW}$  (fig. 3).

Pompa funcționează în regim continuu timp de 50 săptămâni pe an. În acest fel, economia de energie realizată prin montarea sistemului este de

$$(36 - 15)[\text{kW}] \cdot 24[\text{ore/zi}] \cdot 7[\text{zile/săptămână}] \cdot 50[\text{săptămâni/an}] = 176\,400 \text{ kWh/an}$$

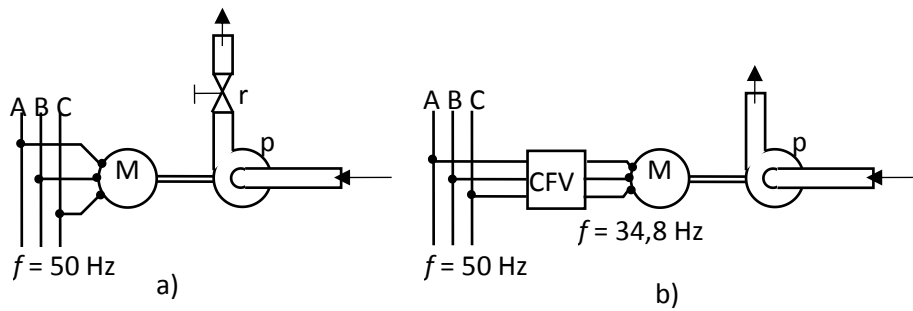


Fig. 2 – Reglarea debitului pompelor cu robinet a) și cu viteză variabilă a motorului de acționare b).

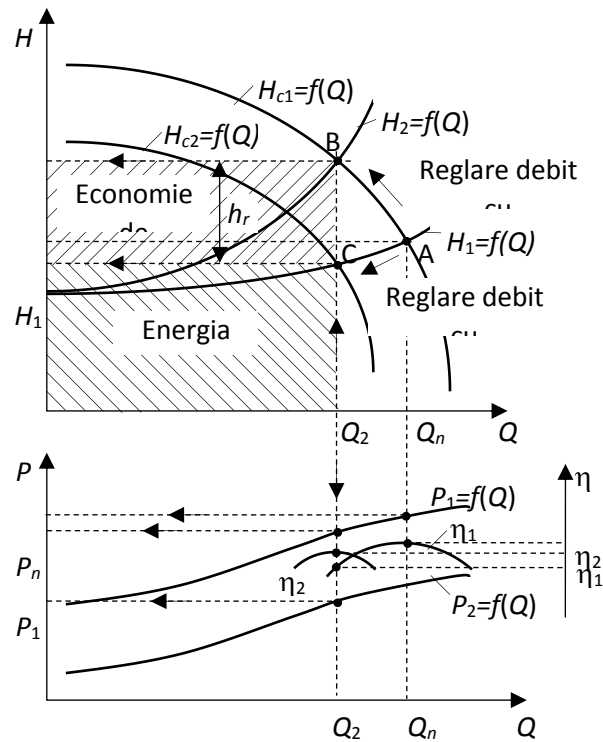


Fig. 3 – Economia de energie în cazul utilizării sistemelor cu viteză variabilă pentru acționarea unei pompe:

$H = H(Q)$  – caracteristica de sarcină a pompei (internă);

Dacă se consideră că energia electrică poate fi obținută la un tarif mediu de 80 €/MWh rezultă o economie anuală de 14080 €. Având în vedere că un convertor de frecvență cu puterea nominală de 16 kVA, inclusiv montarea, costă circa 12 000 €, rezultă că investiția realizată este recuperată în circa 14 luni.

Pentru acoperirea investiției efectuată de către furnizor sau o societate ESCO pot fi propuse mai multe soluții. Una dintre cele mai simple ar fi ca beneficiarul să plătească timp de 14 luni factura de energie electrică la nivelul corespunzător puterii absorbite de 36 kW, realizată înainte de investiție.

Desigur că la implementarea soluției trebuie analizate și problemele legate de calitatea energiei electrice. Convertorul de frecvență este un element neliniar care ar putea determina, atât în circuitul motorului electric cât și în circuitul electric de alimentare. În acest sens, schema convertorului (fig. 4) trebuie să fie comandată PWM atât pe partea de redresare cât și pe partea de invertare, pentru a asigura limitarea spectrului armonic.

Pentru a realiza o tensiune alternativă de alimentare, apropiată de o sinusoidă, comenzile la tranzistoarele din schema inverterului se transmit în momentul în care tensiunea auxiliară  $u_a$  de frecvența dorită a fi obținută devine superioară tensiunii triunghiulare  $u_t$ . În acest sens cele două tensiuni se aduc la bornele comparatorului C care asigură impulsurile de comandă corespunzătoare în momentul în care  $u_a > u_t$ .

Analiza curbelor din figura 4 pune în evidență faptul că utilizarea unui sistem de comandă PWM în care frecvența tensiunii triunghiulare este suficient de mare permite obținerea unui curent de ieșire suficient de apropiat de sinusoidală. De remarcat însă faptul că funcționarea sistemului determină apariția unui spectru larg de frecvențe ridicate (în general în afara domeniului de interes din punctul de vedere al calității energiei electrice) care trebuie să fie limitate prin măsuri corespunzătoare pentru a asigura compatibilitatea electromagnetică a echipamentului.

## Cazul 2

Într-o zonă rezidențială săracă, utilizatorii nu reușesc să-și plătească energia electrică utilizată, realizată în special prin valorile ridicate datorate echipamentelor electrice depășite. În cea mai mare parte energia utilizată este determinată de iluminatul electric cu lămpi cu incandescență. Pentru a menține clienții și a asigura posibilitatea de plată a utilizatorilor, furnizorul de energie electrică asigură înlocuirea lămpilor cu incandescență cu lămpi economice compacte. Ca exemplu, se consideră un apartament în care sunt utilizate 6 lămpi cu incandescență, fiecare cu puterea nominală de 80 W și care funcționează în medie 100 ore/lună. La un tarif de 0,08 €/kWh, utilizatorul trebuie să plătească lunar 3,84 €. Înlocuind lămpile cu incandescență cu lămpi compacte de 20 W (având același flux luminos ca și lampa cu incandescență de 80 W) rezultă pe același interval de timp de plătit doar 0,96 €. Având în vedere costul unei lămpi compacte de 20 W de circa 10 € rezultă că investiția în cele 6 lămpi compacte poate fi acoperită în circa 21 luni prin economia de energie electrică.

Desigur că înlocuirea lămpilor cu incandescență – receptor pur rezistiv și liniar – cu lămpi economice compacte – receptor neliniar – determină apariția în rețeaua electrică de alimentare a unor regimuri perturbate (armonice) (fig. 5), dar curenții electrici rezultați sunt în general sub valorile care trebuie luate în considerare la analiza soluțiilor pentru filtrare.

Economia realizată prin utilizarea lămpilor compacte trebuie analizată și prin prisma reducerii poluării mediului ambiant datorită energiei neutilizate. În acest sens în figura 6 este prezentată o analiză a celor două tipuri de lămpi, din punctul de vedere al reducerii cantității de dioxid de carbon datorită energiei neutilizate.

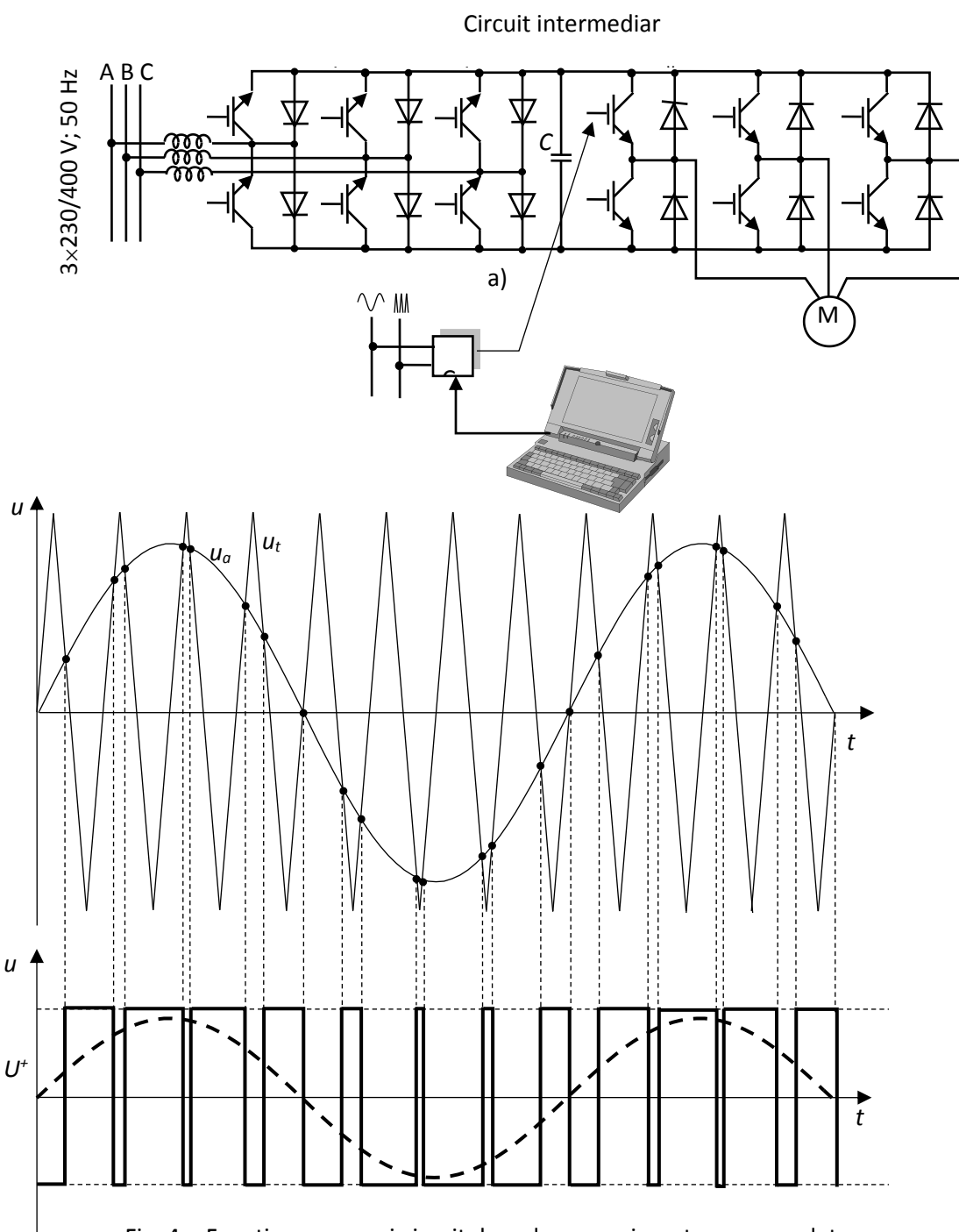


Fig. 4 – Funcționarea unui circuit de redresare – invertare comandate PWM

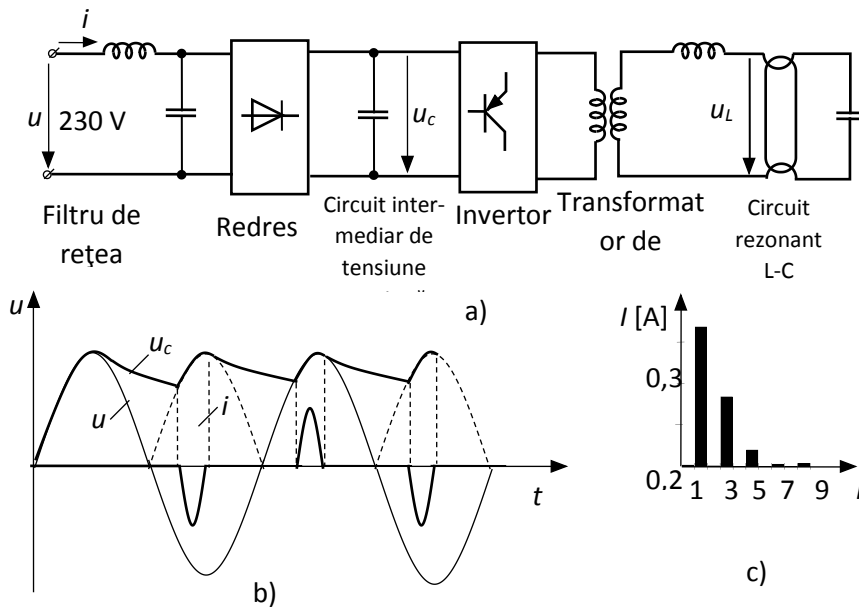


Fig. 5 – Schema bloc a unui balast electronic a), forma curbelor de tensiune și curent la

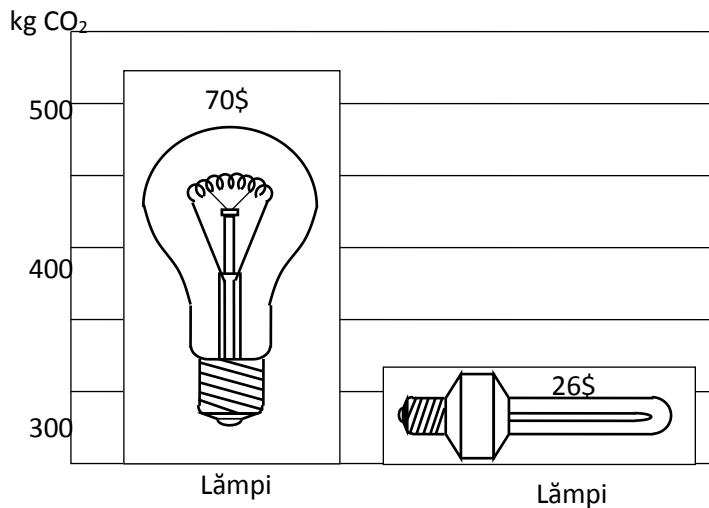


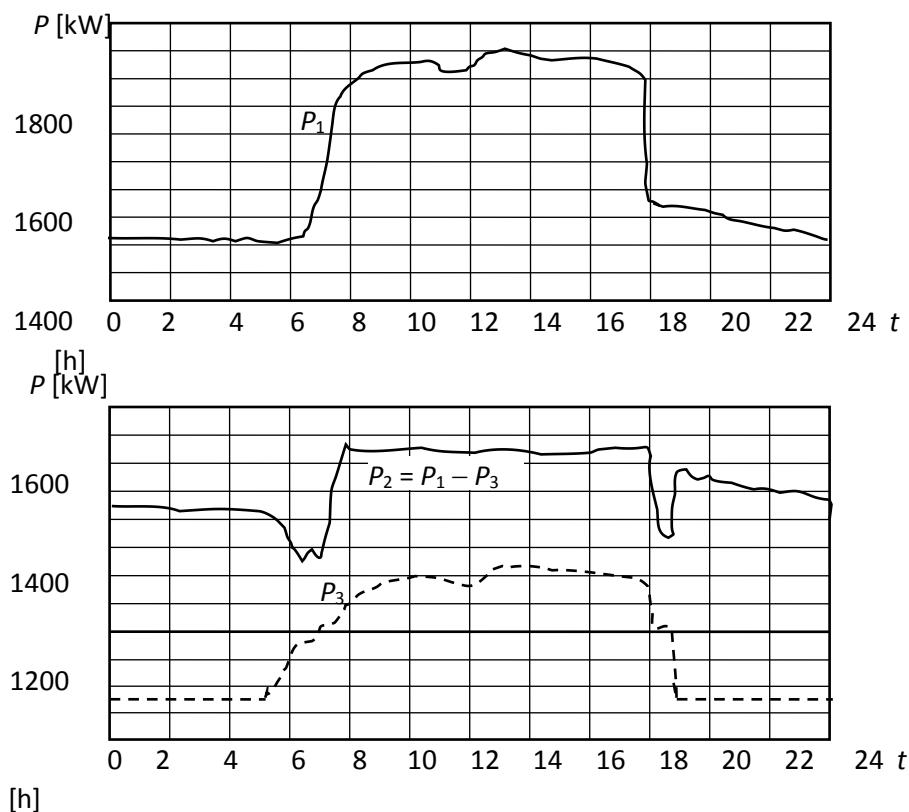
Fig. 6 – Emisia de CO<sub>2</sub> corespunzătoare energiei utilizate și costurile pe durata de viață a lămpilor cu incandescență și a lămpilor compacte.

(Lampa compactă asigură o economie de 44\$ pe durata de viață și reducerea cantității de CO<sub>2</sub> cu circa 500 kg. Se consideră :

- lampa incandescentă: durata de viață 1250 ore : puterea 80

### Cazul 3

Un utilizator de energie electrică lucrează într-un singur schimb determinând un grafic de sarcină cu variații mari de putere pe durata unei zile (fig. 7) [5]. Dacă este implementat un sistem de stocare a energiei electrice pe durata nopții (fig. 8) se asigură îmbunătățirea substanțială a caracteristicilor graficului de sarcină. Astfel în lipsa măsurilor de aplatizare a graficului de sarcină, acesta era caracterizat de un factor  $P_{1\max}/P_{1\min} = 4,5$ . Pe timp de noapte (0,00 ... 6,00 și 22,00 ... 24) utilizatorul folosește circa 3520 kWh iar pe durata zilei circa 21300 kWh.



După implementarea sistemului de stocare pe durata nopții rezultă un factor  $P_{3\max}/P_{3\min} = 3,6$ . Energia utilizată pe durata nopții crește la circa 7700 kWh, iar pe durata zilei scade la circa 19000 kWh (s-a considerat randamentul sistemului de stocare invertare de circa 93%). Dacă de exemplu, tariful mediu pe timp de zi ar fi 0,08 €/kWh iar tariful pe durata nopții ar fi 0,04 €/kWh, utilizatorul ar avea o factură zilnică de 1844,8 €. După implementarea sistemului de stocare a energiei utilizatorul ar trebuie să achite o factură zilnică de 1828 €.

Dacă se are în vedere că pentru realizarea instalației din figura 8 este necesară utilizarea unui sistem de stocare de 500 kW (circa 3750 kWh), iar costul instalației este de 525000 € se observă faptul că, în ipotezele făcute, echipamentul nu poate fi recuperat într-un interval de timp prescris de considerentele economice. Proiectul devine economic rentabil numai în măsura în care în care sunt

luate în considerație și daunele evitate datorate îmbunătățirii calității energiei electrice prin faptul că golurile de tensiune precum și întreruperile de scurtă sau lungă durată sunt eliminate prin intervenția energiei stocate

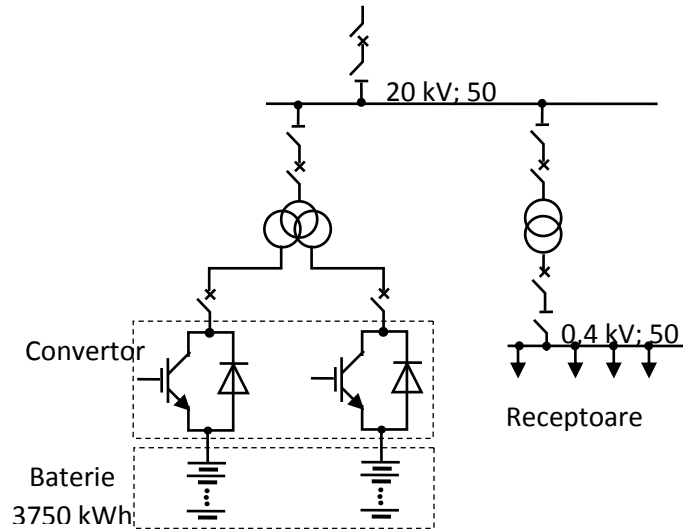


Fig. 8 – Schema de principiu a instalației de control al graficului de sarcină a unui utilizator.

Analiza efectuată se referă la un caz extrem în care graficul de sarcină al utilizatorului nu poate fi modificat prin mijloace caracterizate de costuri reduse. În cele mai multe cazuri pot fi adoptate măsuri cu costuri reduse pentru aplatisarea graficului de sarcină, care asigură și eficiența economică a măsurilor adoptate. Existența sistemelor SCADA la nivelul utilizatorilor de energie electrică precum și cunoașterea în profunzime a proceselor care se derulează în cadrul întreprinderii permit operatorului energetic adoptarea celor mai adecvate măsuri pentru aplatisarea graficului de sarcină pe durata zilei, cu evitarea utilizării de energie pe durata vârfurilor de sarcină.

#### Cazul 4

Un utilizator de energie electrică utilizează energia electrică la un factor de putere redus. Ca exemplu se consideră un utilizator care are o putere activă constantă de 5 MW și 4 MVar realizând astfel un factor de putere mediu  $\lambda = 0,78$ . Utilizarea excesivă de putere reactivă determină creșterea pierderilor la operatorul de distribuție și conduce la dificultăți în asigurarea nivelurilor corespunzătoare de tensiune în rețea. Utilizatorul nu dispune de sumele necesare pentru investiția în baterie cu condensatoare necesară aducerii factorului de putere la valoarea neutrală (corespunzătoare puterii reactive de 2,13 MVar) dar plătește lunar circa 375 € pentru energia reactivă. Costul unei instalații automate de compensare a puterii reactive pentru 2,5 MVar este de circa 15 000 €, ceea ce ar permite recuperarea investiției în circa 40 luni. Un aranjament financiar adecvat ar permite distribuitorului să

realizeze investiția și să-și recupereze suma investită prin economia la factura de energie electrică a utilizatorului.

### **3 Tarife pentru energia electrică consumată**

În condițiile liberalizării pieței de energie electrică tarifarea energiei electrice se referă numai la activitățile reglementate ale operatorilor din sectorul energetic. Practic energia electrică sub formă de produs nu este supusă tarifării, fiind obiectul negocierii directe între furnizor și utilizator sau obiectul negocierii pe piața liberă.

Totuși și în viitor vor rămâne unii utilizatori, în special cei casnici sau mici utilizatori care vor beneficia de energie electrică la prețuri reglementate. Pentru acești utilizatori precum și pentru cei care nu beneficiază de dreptul de a-și alege furnizorul există o gamă largă de tarife, dintre care pot să aleagă pe cel care le asigură factura cea mai redusă de energie electrică. Decizia privind factura aleasă impune o analiză complexă privind în special modul în care utilizatorul folosește energia electrică. În acest sens, consultanța furnizorului și/sau a unor societăți specializate are un rol important.

Deși tarifele reglementate nu sunt aplicabile utilizatorilor independenți, principiile care stau la baza realizării acestora și anume transmiterea de semnale pentru realizarea unui comportament energetic adecvat al utilizatorului (graficul de sarcină cât mai apropiat de cel aplatisat, pe parcursul întregii săptămâni, lipsa perturbațiilor introduse în rețeaua electrică de alimentare) rămân valabile în cadrul negocierii prețului produsului energie electrică cu furnizorii specializați.

Tariful de distribuție trebuie să acopere costurile serviciului de transfer a energiei electrice prin rețelele operatorului de distribuție. În acest sens, acesta trebuie să-și estimeze corect toate costurile și să ofere argumentele necesare la ANRE pentru aprobarea tarifelor necesare. Profitul societății depinde de efortul propriu pentru minimizarea costurilor și a pierderilor de energie electrică în rețelele sale.

O atenție deosebită trebuie acordată utilizatorilor care pot asigura servicii pentru operatorul de distribuție:

- serviciul de reducere a puterii utilizate;
- serviciul de control al puterii reactive.

Existența acestor utilizatori care pot să-și controleze în mod inteligent necesarul de energie poate fi benefică furnizorului care își poate optimiza curba globală de sarcină astfel încât să asigure achiziția produsului energie electrică la un preț cât mai convenabil. Deși în România nu s-a dezvoltat sistemul de comandă de la dispecerul zonal a unor receptoare de energie utilizând conductoarele rețelei electrice ca suport pentru semnalele necesare conectării și deconectării adecvate a acestora, realizarea acestui sistem poate asigura o eficientizarea a rețelelor electrice ale distribuitorului. Utilizarea eficientă a sistemului TCC (de telecomandă centralizată) este limitată de necesitatea controlului nivelului interarmonicelor din rețeaua electrică. În general semnalele TCC utilizează semnale de nivel redus, cu o frecvență diferită de armonicile care pot să apară în rețeaua electrică. De exemplu ar putea fi utilizată o frecvență de 185 Hz. Apariția de interarmonice care ar putea avea o frecvență apropiată sau egală cu



frecvența semnalelor TCC ar putea conduce la o funcționare defectuoasă a sistemului. În acest sens, introducerea sistemului TCC impune o analiză de detaliu a nivelului interarmonicelor din rețea și adoptarea de măsuri pentru limitarea acestora sub valorile admise, în toate regimurile de funcționare ale rețelei.

#### **4 Concluzii**

Selectarea proiectelor care pot face obiectul unor acțiuni DSM este o primă etapă și cea mai importantă în abordarea problemelor specifice utilizatorilor.

La baza selectării și ierarhizării proiectelor reprezentative pot sta următoarele criterii [6]:

- existența proiectelor de eficiență energetică;
- situația financiară a utilizatorilor;
- necesarul anual de energie electrică în cadrul proiectului analizat;
- ponderea energiei electrice în costurile de producție;
- energia specifică pe tip de produs.

Un rol important pentru realizarea unui control adecvat a energiei utilizate îl au tarifele de energie electrică în cazul utilizatorilor captivi și al prețului negociat în cazul utilizatorilor independenți. Acestea trebuie să ia în considerație comportamentul energetic al utilizatorilor și să transmită acestora semnalele necesare îmbunătățirii modului lor de utilizare a energiei electrice. Un utilizator cu un grafic de sarcină aplatisat (durată mare anuală de utilizare a puterii maxime) beneficiază de un tarif sau preț mai atractive față de un utilizator cu un grafic de sarcină cu diferențe mari pe durata unei zile (durata redusă anuală de utilizare a puterii maxime).

Programele DSM deși se referă la managementul sarcinii la utilizatori pot fi privite într-un context mai general al contribuției utilizatorului la reducerea costurilor pentru infrastructura operatorilor din sectorul energetic, al contribuției utilizatorilor la distribuția și utilizarea mai eficientă a resurselor țării precum și la efortul tuturor lucrătorilor din sectorul energetic pentru reducerea poluării mediului ambiant și realizarea unei dezvoltări durabile a acestui sector.

#### **Bibliografie**

[1] Leca A., *Principii de management energetic*, Editura Tehnică, București, 1997.

[2] Patterson C.W., *demand-Side management: de la vest la est*; Energetica (42)

nr. 3,1994, pg. 105 ...111.

[3] Harper R.A. ș.a. *The application of a industrial demand-side management expert system for the analysis of electroheat technology retrofits*, CIREC 2001, raport 4-23.

[4] Pauwels K.,M., *Energy saving with variable speed drives*, CIREC, 2001, raport 4-25.

[5] Oshima T.ș.a., *Development of compact sodium sulfur batteries*, International Conference of Electrical Energy Storage Systems Applications and Technologies, Chester UK, June 16-18 1998).

[6] Jișă Mihaela ș.a. *Managementul utilizării energiei pentru sectorul de energie electrică din România în contextul economiei actuale de piață*, Energetica, vol. 49, nr.11, 2001, pg. 508 ... 515.