

u kojima se nalaze samo anionski permselektivne membrane, a u komore među njima vodi se izmjenično sok i otopina kalcijum-hidroksida. Kroz membrane nastaje zamjena citratnog iona u soku za hidroksidni, čime se postiže smanjenje kiselosti od 20-40%.

U USA se predviđa *dekontaminacija mlijeka* od radioaktivnog stroncijuma  $^{90}\text{Sr}$  elektrodijalizatorima u kojima se nalaze samo kationski permselektivne membrane kroz koje se ioni stroncijuma zamjenjuju ionima kalcijuma.

U jednom nizozemskom poduzeću koje se bavi preradom mlijeka, elektrodijalizom se *desalinira surutka* da bi se dobila hrana sa sadržajem soli sličnim kao u majčinom mlijeku.

U USA izrađen je postupak za *rekuperaciju sastojaka otpadne sulfatne podlužnice* od proizvodnje celuloze. Pri tome se koncentrirana podlužnica elektrodijalizom rastavlja u tri frakcije: čistu vodenu otopinu kemikalija upotrijebljenih za odvajanje celuloze od lignina (natrijum-, magnezijum-, kalcijum- ili amonijum-sulfit), ligninsulfonske kiseline i šećeri, niskomolekularne organske kiseline.

Osim u navedenim područjima, elektrodijaliza se može korisno upotrijebiti i za niz drugih svrha, npr. demineralizaciju sirovih amino-kiselina, proizvodnju nekih hormona, u laboratorijskoj tehnici, itd.

LIT.: P. H. Prausnitz, J. Reistötter, Elektrophorese, Elektroosmose, Elektrodialyse in Flüssigkeiten, Dresden 1931. — J. R. Wilson (ed.), Demineralization by electrodialysis, London 1960. — S. B. Tuwiner, Diffusion and membrane technology, New York 1962. — W. K. W. Chen, Electrodialysis, u djelu: Kirk-Othmer, Encyclopedia of chemical technology, vol. 7, New York 1965.

Ž. Viličić

**ELEKTROENERGETSKI SISTEM** sastoji se od elektrana za proizvodnju električne energije, rasklopnih postrojenja za razvod i transformaciju električne energije, vodova za prijenos i razdiobu električne energije, te potrošačkih uređaja, motora i aparata. Svi su dijelovi elektroenergetskog sistema električki ili magnetski među sobom tako spojeni da električne prilike u jednom dijelu sistema ovise o prilikama u svim ostalim dijelovima. Sve elektrane u sistemu rade paralelno spojene s točno istom frekvencijom. Danas su u svim razvijenijim zemljama praktički sve elektrane spojene u elektroenergetski sistem bez obzira na vlasnike elektrana i vodova, i bez obzira na organizacione oblike elektroprivrede. Osim toga su i elektroenergetski sistemi mnogih zemalja jedni s drugima povezani, pa u tim slučajevima jedan elektroenergetski sistem pokriva i više zemalja.

**Prednosti povezivanja elektrana i njihovih opskrbnih područja u elektroenergetski sistem.** Povezivanje elektrana i povezivanje više područja u elektroenergetski sistem ima niz prednosti u usporedbi s odvojenim pogonom elektrana ili odvojenom opskrbom manjih područja. Povećanjem broja raznovrsnih potrošača, čija potrošnja varira prema satu, danu, godišnjem dobu, klimatskim prilikama i karakteristikama potrošnje, postiže se da je maksimalno opterećenje sistema manje od zbroja maksimalnih opterećenja pojedinih područja, pa je za zadovoljenje potražnje potrebna i manja izgradnja elektrana. U većem elektroenergetskom sistemu radi velik broj elektrana i još veći broj agre-

Tablica 1  
RAZVOJ POTROŠNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE  
U SVIJETU, EVROPI, SSSR i USA

Godina	Potrošnja električne energije (10 <sup>6</sup> kWh) <sup>1</sup>				Potrošnja električne energije po stanovniku <sup>1</sup> (kWh/stan.)			
	Svijet	Evropa <sup>2</sup>	SSSR	USA	Svijet	Evropa <sup>2</sup>	SSSR	USA
1946	655	203	46	271	280	510	270	1920
1951	1077	331	97	436	440	790	530	2830
1956	1692	490	192	689	618	1124	960	4081
1961	2431	732	328	884	799	1563	1502	4809
1966	3602	1027	543	1250	1077	2133	2329	6344
1967	3864	1091	586	1317	1130	2252	2487	6614
1968	4160	1180	636	1432	1196	2416	2675	7121
1969	4495	1266	685	1551	1265	2568	2847	7632
1970 <sup>3</sup>	4790	1358	740	1675	1324	2740	3044	8162

<sup>1</sup> uključeni gubici u mreži i potrošnja u pumpno-akumulacionim postrojenjima  
<sup>2</sup> bez SSSR  
<sup>3</sup> provizorni podaci

Tablica 2  
GODIŠNJA POTROŠNJA ELEKTRIČNE ENERGIJE U ZEMLJAMA  
EVROPE 1968 I PROSJEČNI GODIŠNJI PORAST U RAZDOBLJU  
1959-1968

	Godišnja potrošnja 10 <sup>6</sup> kWh	Godišnja potrošnja po stanovniku kWh	Godišnji prosječni porast potrošnje 1958-68 %
Norveška	57 129	14 959	7,6
Švedska	57 948	7 324	7,0
Luksemburg	3 080	6 604	9,6
Švicarska	25 210	4 113	4,8
Istočna Njemačka	63 227	3 948	6,9
Finska	17 559	3 868	8,7
Velika Britanija	209 909	3 797	6,9
Island	729	3 645	4,7
Zapadna Njemačka	196 765	3 392	7,9
Austrija	21 216	2 886	5,7
Čehoslovačka	39 852	2 774	8,2
SSSR	636 200	2 675	10,4
Belgija	24 995	2 595	7,1
Nizozemska	31 573	2 478	9,0
Danska	11 835	2 425	10,5
Francuska	119 404	2 372	6,8
Italija	102 365	1 941	8,4
Bugarska	15 752	1 883	18,8
Poljska	51 768	1 607	8,9
Mađarska	14 100	1 374	8,5
Rumunjska	25 605	1 320	15,3
Španjolska	42 123	1 300	10,3
Jugoslavija	20 935	1 036	11,6
Portugal	6 223	655	8,5
Turska	6 666	199	11,9

Tablica 3  
MAKSIMALNA SNAGA U TRAJNOM POGONU NA PRAGU  
ELEKTRANA (NA KRAJU 1968)

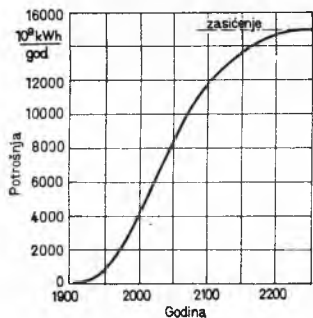
	Snaga termoelektrana MW	Snaga hidroelektrana MW	Snaga nuklearnih elektrana MW	Ukupno MW
Austrija	2 235	4 821	—	7 056
Belgija	6 004	62	11	6 077
Bugarska	2 691	771	—	3 462
Čehoslovačka	7 963	1 439	—	9 402
Danska	3 620	8	—	3 628
Finska	2 547	2 105	—	4 652
Francuska	16 588	14 268	1 146	32 002
Grčka	1 082	600	—	1 682
Irski	1 027	219	—	1 246
Island	86	127	—	213
Italija	13 432	13 035	945	27 412
Jugoslavija	2 042	2 821	—	4 973
Luksemburg	252	903 <sup>1</sup>	—	1 155
Mađarska	2 303	20	—	2 323
Nizozemska	8 880	—	50	8 930
Njemačka DR	—	—	—	10 829 <sup>2</sup>
Njemačka, SR	38 360	4 630	820	43 810
Norveška	120	11 955	—	12 075
Poljska	11 059	454	—	11 513
Portugal	566	1 532	—	2 098
Rumunjska	4 780	831	—	5 611
SSSR	115 469	27 035	1 184 <sup>4</sup>	143 688
Španjolska	4 845	8 473	153	13 471
Švedska	3 298	10 423	10	13 293
Švicarska	560	8 940	—	9 500
Turska	1 145	736	—	1 881
Velika Britanija	49 557	2 158	3 972	55 687
USA	254 661	51 870	2 817	309 348

<sup>1</sup> pumpno-akumulaciono postrojenje Vianden  
<sup>2</sup> nema podataka  
<sup>3</sup> podatak za 1967  
<sup>4</sup> procjena

gata u elektranama, pa je za istu sigurnost opskrbe potrošača potrebna manja rezerva nego u malom sistemu s malim brojem agregata u termoelektranama. Zbog toga je u većem sistemu potrebna manja instalirana snaga elektrana nego što bi iznosila suma instaliranih snaga kad bi se uz istu sigurnost željela opskrbiti pojedina izolirana područja toga elektroenergetskog sistema. Osim toga u većem sistemu, uzevši u obzir potrebnu rezervu snage, mogu se graditi agregati većih snaga, čime se smanjuju potrebne investicije za izgradnju elektrana, jer su specifične investicije po jedinici snage agregata to manje što je snaga agregata veća. Povezivanjem hidroelektrana u sistem na većem području postiže se da se elektrane među sobom dopunjuju zbog različitog vremenskog rasporeda protoka. To ima za posljedicu smanjenje potrebne izgradnje elektrana za opskrbu iste potrošnje, jer se na taj način

smanjuju oscilacije ukupne proizvodnje u hidroelektranama, a o njima ovisi potrebna dopunska snaga termoelektrana za zadovoljenje potražnje. Veći elektroenergetski sistem omogućava praktički potpuno iskorištenje vode u hidroelektranama (bez preljeva još iskoristive vode) i potpunije korištenje ekonomičnih termoelektrana, što u malim sistemima ne bi bilo moguće zbog dnevnih i sezonskih oscilacija potražnje. U elektroenergetskom sistemu, osim toga, potrošački centri spojeni su vodovima na dvije ili više elektrana, odnosno, mreža je tako izgrađena da omogućuje opskrbu potrošačkih centara preko više vodova, što povećava kontinuiranost dobave električne energije.

**Veličina, struktura i razvoj proizvodnje električne energije.** Razvoj potrošnje električne energije (a to je ujedno i razvoj proizvodnje) pokazuje stalan porast bilo da se promatra cijeli svijet ili velika geografska područja (tabl. 1), bilo da se promatraju pojedine zemlje (tabl. 2). Intenzitet potrošnje električne energije u nekom sistemu može se karakterizirati specifičnom potrošnjom po stanovniku (tabl. 2); ova se 1968 u evropskim zemljama kretala od skoro 15 000 pa niže do 200 kWh po stanovniku. Veličina elektroenergetskog sistema u pojedinim zemljama može se prikazati maksimalnom snagom elektrana (tabl. 3) i duljinom izgrađenih visokonaponskih vodova (tabl. 4). Struktura proizvodnje električne energije po vrstama elektrana vrlo je različita u pojedinim zemljama (tabl. 5), što ovisi u prvom redu o energetske potencijalu vodnih snaga i o dosadašnjem iskorištenju tog potencijala (tabl. 6). I struktura potrošnje električne energije u pojedinim je zemljama vrlo različita (tabl. 7). Dosadašnji razvoj potrošnje električne energije pokazuje da se potrošnja — uzevši u obzir svijet kao cjelinu — udvostručuje svakih deset godina, tj. da porast potrošnje raste u prosjeku po godišnjoj stopi od 7,2%. Ta se zakonitost više ili manje ostvaruje u svim zemljama (v. tabl. 2). Treba napomenuti da dosada nije zapažena pojava zasićenja, pa ni u zemljama s velikom potrošnjom po stanovniku (Norveška,



Sl. 1. Predviđanje razvoja potrošnje električne energije u USA

zakonitost više ili manje ostvaruje u svim zemljama (v. tabl. 2). Treba napomenuti da dosada nije zapažena pojava zasićenja, pa ni u zemljama s velikom potrošnjom po stanovniku (Norveška,

Tablica 4

DULJINA PRIJENOSNIH VODOVA PREMA NAZIVNIM NAPONIMA NA KRAJU 1968 (u kilometrima)

	Nazivni napon			
	110...150 kV	220...275 kV	345...400 kV	≥ 500 kV
Austrija	3 682	1 558	180	—
Belgija	1 878	100	—	—
Bugarska	4 310	1 195	—	—
Čehoslovačka	9 350	2 350	1 095	—
Danska	1 583	—	—	—
Finska	6 468	1 635	983	—
Francuska	8 568	26 848	4 022	15 <sup>a</sup>
Grčka	3 575	—	100	—
Irska	3 395	—	—	—
Italija	28 322	12 537	792	—
Jugoslavija	7 250	3 190	—	—
Luksemburg	—	18	—	—
Mađarska	3 400	1 061	—	—
Nizozemska	2 299	204	—	—
Njemačka DR	10 504 <sup>1</sup>	3 584 <sup>1</sup>	662 <sup>1</sup>	—
Njemačka, SR	32 161	11 753	2 648	—
Norveška	2 894	792	2 261	—
Poljska	15 803	4 158	317	—
Portugal	1 496	1 050	—	—
Rumunjska	6 860	1 470	842	—
SSSR	126 200 <sup>a</sup>	—	50 500 <sup>a</sup>	9 700 <sup>a</sup>
Španjolska	13 306	9 740	1 294	—
Švedska	9 708	5 126	5 457	—
Švicarska	1 872	1 930	821	—
Turska	4 403	—	—	—
Velika Britanija	24 169	8 480	2 288	—
USA	245 432	68 725	18 262	7 916

<sup>1</sup> podaci za kraj 1964

<sup>a</sup> u 1968. godini u pogonu s naponom od 380 kV

<sup>b</sup> podaci za kraj 1967

Tablica 5  
STRUKTURA PROIZVODNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE  
U 1963 I 1968

	Konvencionalne termoelektrane		Hidroelektrane		Nuklearne termoelektrane	
	1963 %	1968 %	1963 %	1968 %	1963 %	1968 %
Austrija	35,2	29,3	64,8	70,7	—	—
Belgija	99,0	98,8	1,0	1,0	—	0,2
Bugarska	68,0	91,6	32,0	8,4	—	—
Čehoslovačka	91,8	91,8	8,2	8,2	—	—
Danska	99,6	99,8	0,4	0,2	—	—
Finska	29,2	42,5	70,8	57,5	—	—
Francuska	50,2	54,6	49,2	42,7	0,6	2,7
Grčka	74,6	81,6	25,4	18,4	—	—
Irska	—	83,8	—	16,2	—	—
Island	5,2	5,2	94,8	94,8	—	—
Italija	30,5	51,9	65,8	43,2	3,7	4,9
Jugoslavija	39,4	43,0	60,6	57,0	—	—
Luksemburg	72,5	64,0	27,5	36,0	—	—
Mađarska	99,1	99,3	0,9	0,7	—	—
Nizozemska	100,0	99,9	—	—	—	0,1
Njemačka DR	98,2	98,1	1,8	1,9	—	—
Njemačka, SR	91,3	90,4	8,7	8,7	—	0,9
Norveška	0,5	0,2	99,5	99,8	—	—
Poljska	98,0	98,0	2,0	2,0	—	—
Portugal	7,0	16,0	93,0	84,0	—	—
Rumunjska	95,4	94,2	4,6	5,8	—	—
SSSR	81,6 <sup>1</sup>	83,7 <sup>1</sup>	18,4	16,3	—	—
Španjolska	44,4	45,2	55,6	54,8	—	—
Švedska	6,8	13,2	93,2	86,8	—	—
Švicarska	1,5	3,8	98,5	96,2	—	—
Turska	45,2	52,6	54,8	47,4	—	—
Velika Britanija	94,1	86,4	2,2	1,8	3,7	11,8
USA	83,0	83,4	16,7	15,7	0,3	0,9

<sup>1</sup> uključene i nuklearne termoelektrane

<sup>2</sup> nuklearne uključene u konvencionalne termoelektrane

<sup>3</sup> manje od 0,05%.

Tablica 6  
ISKORISTIVI I ISKORIŠTENI VODNI POTENCIJAL  
U EVROPSKIM ZEMLJAMA (1968)

	Iskoristivi vodni potencijal kWh	Iskoristivi vodni potencijal po stanovniku kWh	Iskorišteni vodni potencijal %
Austrija	43,80	5 974	40,2
Belgija	0,55	57	44,0
Bugarska	15,80 <sup>1</sup>	1 888	8,3
Čehoslovačka	12,00	836	25,9
Danska	0,05	10	42,0
Finska	21,70 <sup>1</sup>	4 629	46,5
Francuska	82,00 <sup>1</sup>	1 630	62,1
Grčka	20,70 <sup>1</sup>	2 351	10,8
Irska	1,05	361	75,1 <sup>a</sup>
Island	35,00 <sup>1</sup>	175 000	1,9 <sup>a</sup>
Italija	76,50 <sup>1</sup>	1 450	57,6 <sup>a</sup>
Jugoslavija	66,00 <sup>1</sup>	3 270	17,8
Luksemburg	0,10	298	78,0
Mađarska	3,40	332	2,6
Nizozemska	—	—	—
Njemačka DR	2,00	125	53,0 <sup>a</sup>
Njemačka, SR	20,60	342	64,6
Norveška	151,60 <sup>1</sup>	39 696	34,8 <sup>a</sup>
Poljska	12,10 <sup>1</sup>	376	8,7
Portugal	13,20	1 389	47,2
Rumunjska	23,40 <sup>1</sup>	1 206	6,3 <sup>a</sup>
SSSR	2 106,00 <sup>1</sup>	9 080	4,8
Španjolska	62,80	1 938	42,7
Švedska	80,00 <sup>1</sup>	10 364	63,5
Švicarska	39,00 <sup>1</sup>	6 362	73,7
Turska	150,00 <sup>1</sup>	4 474	2,1
Velika Britanija	11,50	208	45,3 <sup>a</sup>

<sup>1</sup> odnosi se na tehnički iskoristivi vodni potencijal, koji je veći od ekonomski iskoristivog potencijala

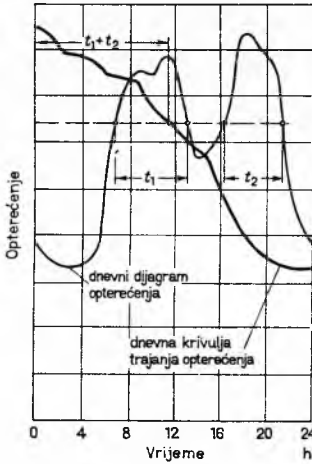
<sup>a</sup> u 1967

Švedska, USA), iako ima pojava niže stope porasta (Švicarska, Austrija). U prvoj fazi elektrifikacije normalno je da potrošnja električne energije polagano raste, a kasnije postiže stopu porasta između 7 i 10%. Vjerojatno treba u daljoj budućnosti — po nekim procjenama tek za 200 ... 250 godina (sl. 1) — očekivati zasićenje potrošnje.

**Potrebe energije i snage u elektroenergetskom sistemu.** Elektroenergetski sistem mora biti izgrađen tako da može zadovoljiti potražnju koja je za svaki sistem karakterizirana dnevnim dijagramima potrošnje (v. *Elektrane*, TE 3, str. 548), koji se jedni od drugih razlikuju u pojedinim danima u sedmici i u sezonama tokom godine. Da bi se ustanovilo da li je postojećim elektranama

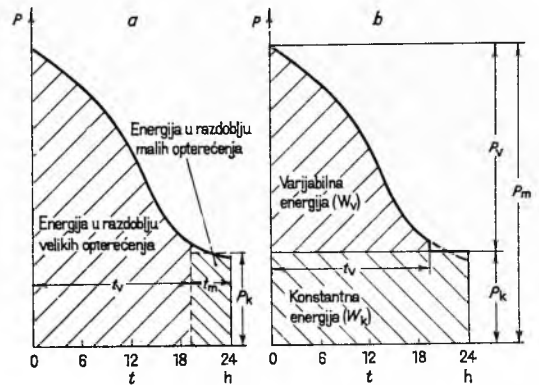
moguće zadovoljiti potražnju, odnosno, da bi se odredilo kakve i kolike elektrane treba izgraditi kako bi se zadovoljila potražnja u budućnosti, potrebno je analizirati mogućnosti zadovoljenja potražnje. Takvu analizu bilo bi vrlo teško provesti polazeći od dnevnih dijagrama potražnje, pa se zbog toga upotrebljavaju pogodniji načini prikazivanja potražnje, ali polazeći uvijek od dnevnih dijagrama.

Budući da će se u daljem izlaganju promatrati prilike sa strane elektrana, razmotrit će se dnevni dijagrami opterećenja (v. *Elektrane*) na pragu elektrana. Mjesto da se neposredno upotrebljavaju dijagrami opterećenja, upotrebljava se najčešće *krivulja trajanja opterećenja* (sl. 2), koja se dobiva iz dijagrama opterećenja zbrajanjem trajanja pojedinih opterećenja (npr.  $t_1$  i  $t_2$ ) i nanošenjem tog zbroja kao apscisu ( $t_1 + t_2$ ) u jednaki koordinatni sistem. U tako dobivenom dijagramu trajanja opterećenja gubi se kronološki redoslijed opterećenja, ali se zadržavaju sve ostale karakteristike (maksimalno opterećenje, količina energije).



Sl. 2. Dnevni dijagram opterećenja i dnevna krivulja trajanja opterećenja

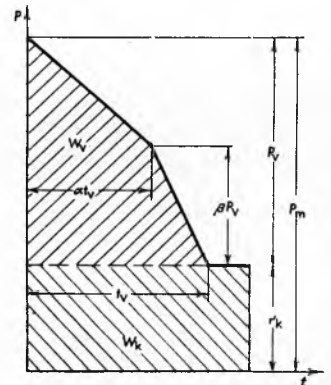
Trajanje opterećenja može se podijeliti na dva razdoblja: razdoblje velikih opterećenja  $t_v$  i razdoblje malih opterećenja  $t_m$  (sl. 3 a). Granica između ta dva razdoblja nije točno definirana, a trajanje tih razdoblja ovisi o obliku krivulje trajanja opterećenja, odnosno o karakteristikama potrošača. Razdoblje malih opterećenja traje obično nekoliko sati (4...6). Ako se količina energije potrebna u razdoblju malih opterećenja podijeli s trajanjem tog razdoblja ( $t_m$ ), dolazi se do srednjeg opterećenja  $P_k$  u tom razdoblju (sl. 3 b). To je ujedno konstantni dio opterećenja i u razdoblju velikog opterećenja. Horizontalni pravac  $P = P_k$  dijeli površinu ispod krivulje u dijagramu trajanja opterećenja (koja prikazuje energiju  $W$  potrebnu promatranog dana) na konstantni i varijabilni dio. Potrebna konstantna energija proporcionalna je opterećenju  $P_k$  ( $W_k = 24 P_k$ ), a potrebna varijabilna energija  $W_v$  razlika je između ukupne potrebne energije  $W$  i konstantne ener-



Sl. 3. Podjela krivulje trajanja na razdoblje velikih opterećenja (a) i na varijabilni i konstantni dio (b)

gije  $W_k$ . Analogno se i maksimalno opterećenje dijeli na konstantno ( $P_k$ ) i varijabilno ( $P_v$ ).

Takva podjela omogućava aproksimaciju krivulje trajanja opterećenja trima pravcima od kojih je jedan već određen (horizontalni pravac kojim je aproksimirano opterećenje u razdoblju malih opterećenja). Ostali dio krivulje može se aproksimirati daljim dvjema pravcima, od kojih jedan prolazi kroz točku ( $t_v, P_k$ ), a drugi kroz točku ( $0, P_m$ ) na sl. 3 b; njihovo sjecište ima koordinate  $a t_v$  i  $P_k + \beta P_v$  (sl. 4). Polazeći od zahtjeva da količina varijabilne energije  $W_v$  ostane nepromijenjena kad se mijenjaju  $a$  i  $\beta$ , tj. koeficijenti smjera i sjecište pravaca kojima je aproksimiran varijabilni dio dijagrama opterećenja, dolazi se do relacije



Sl. 4. Aproksimacije krivulje trajanja opterećenja trima pravcima

$$a + \beta = \frac{2W_v}{t_v P_v} \quad (1)$$

Jedn. (1) u koordinatnom sistemu  $a, \beta$  (sl. 5) predstavlja pravac koji je geometrijsko mjesto sjecišta dvaju spomenutih pravaca. Grafičkom konstrukcijom i usporedbom stvarne i apro-

Tablica 7  
POTROŠNJA ELEKTRIČNE ENERGIJE U 1968 PREMA KATEGORIJAMA POTROŠAČA

	Neto potrošnja električne energije preuzeta od potrošača (10 <sup>6</sup> kWh)				Udio u ukupnoj neto potrošnji el. energije (%)			Gubici u mreži <sup>a</sup> 10 <sup>6</sup> kWh
	ukupno	industrija	domaćinstva i sl. <sup>1</sup>	transport	industrija	domaćinstva i sl.	transport	
Austrija	18 158	9 785	7 033	1 340	53,9	38,7	7,4	3 058
Belgija	23 510	16 482	6 322	706	70,1	26,9	3,0	1 485
Bugarska	12 739	8 795	3 568	376	69,0	28,0	3,0	3 013
Čehoslovačka	36 683	26 625	8 108	1 950	72,6	22,1	5,3	3 169
Danska	10 535	3 100	7 334	101	29,4	69,6	1,0	1 300
Finska	16 245	11 794	4 422	29	72,6	27,2	0,2	1 314
Francuska	110 447	69 804	35 687	4 956	63,2	32,3	4,5	8 957
Grčka	6 657	4 283	2 329	45	64,3	35,0	0,7	702
Irska	4 166	1 457	2 709	—	35,0	65,0	—	494
Island	600	192	360	48	32,0	60,0	8,0	129
Italija	92 139	61 501	27 208	3 430	66,7	29,5	3,8	10 226
Jugoslavija	18 653	12 982	5 421	250	69,6	29,1	1,3	2 282
Luksemburg	2 152	1 799	325	28	83,6	15,1	1,3	928
Madarska	12 870	8 991	3 392	487	69,9	26,4	3,7	1 230
Nizozemska	29 686	17 929	10 993	764	60,4	37,0	2,6	1 887
Njemačka SR	184 189	114 969	62 850	6 370	62,4	34,1	3,5	12 576
Norveška	51 000	32 900	17 570	530	64,5	34,5	1,0	6 129
Poljska	47 291	36 462	8 565	2 264	77,1	18,1	4,8	4 477
Portugal	5 261	3 484	1 572	205	66,2	29,9	3,9	962
Rumunjska	22 784	18 474 <sup>a</sup>	4 310	—	81,1 <sup>a</sup>	18,9	—	2 821
SSSR	587 800	433 700	106 800	47 300	73,8	18,2	8,0	48 400
Španjolska	36 000	25 500	9 300	1 200	70,8	25,8	3,4	6 123
Švedska	50 908	29 570	19 458	1 880	58,1	38,2	3,7	7 040
Švicarska	22 175	9 120	11 089	1 813	41,1	50,0	8,2	3 035
Turska	5 870	4 274	1 535	61	72,8	26,1	1,1	796
Velika Britanija	192 431	85 307	104 481	2 643	44,3	54,3	1,4	17 478

<sup>1</sup> obuhvaća osim domaćinstava obrt, trgovinu, administrativne službe, javnu rasvjetu, poljoprivredu  
<sup>a</sup> uključena i energija za pumpanje u akumulacije  
<sup>b</sup> uključena i energija za transport

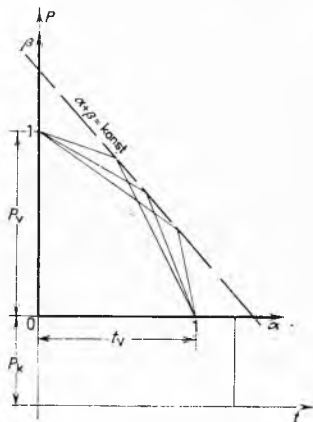
ksimirane krivulje trajanja mogu se odrediti vrijednosti  $\alpha$  i  $\beta$ , a time i aproksimacija krivulje trajanja pravcima.

U dijagramima opterećenja i trajanja opterećenja energija je prikazana površinom, što je često nepogodno za analize. Zbog toga se prelazi na krivulje energija-snaga (sl. 6), definirane integralom

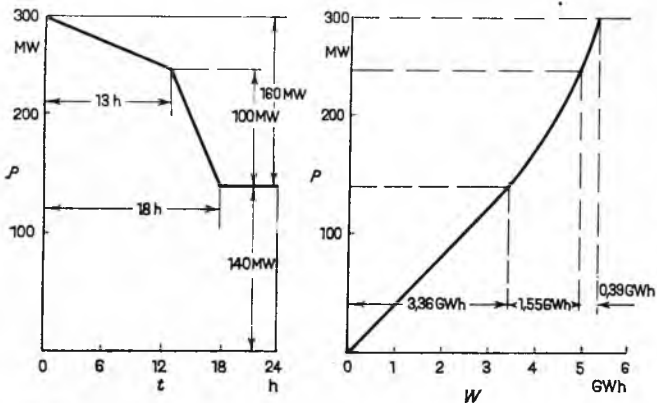
$$W = \int_0^P f(P) dP$$

Taj se integral određuje ili grafički planimetričanjem, ili analitički integriranjem izraza kojim je aproksimirana krivulja trajanja. U krivulji energija-snaga i energija i snaga prikazane su dužinama.

Analiza prilika u elektroenergetskom sistemu izravno na osnovu dnevnih dijagrama opterećenja ili dnevnih krivulja trajanja zahtijevala bi dugotrajan rad, pa se zbog toga analiza najčešće provodi na osnovi mjesečnih (ili dekadnih) krivulja trajanja opterećenja. Pri prijelazu od dnevnih na mjesečne krivulje trajanja pojavljuju se dvije poteškoće: mjeseci imaju različit broj dana,



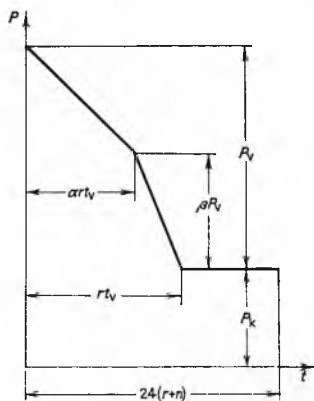
Sl. 5. Konstrukcija aproksimacije krivulje trajanja opterećenja



Sl. 6. Krivulja trajanja opterećenja i pripadna krivulja energija-snaga

a krivulja trajanja u radnim danima i krivulja trajanja u neradnim danima među sobom se razlikuju. Prva se poteškoća može savladati ako se račun provodi uz pretpostavku da su svi mjeseci jednaki i da svaki mjesec traje  $8760/12 = 730$  sati ( $8760 = 365 \times 24$  broj je sati u godini). Drugu poteškoću mogu otkloniti dvije pretpostavke: prva, da je krivulja trajanja opterećenja jednaka za sve radne dane u mjesecu, i druga, da u neradnim danima nije potrebna varijabilna energija. Treba napomenuti da mjesec od 730 sati nema cijeli broj dana, ali u elektroenergetskim se analizama bez ikakve poteškoće računa s brojem radnih dana ( $r$ ), brojem neradnih dana ( $n$ ) i ukupnim brojem dana u mjesecu ( $r + n$ ) i ako su oni izraženi brojevima koji nisu cijeli.

Uz navedena pojednostavnjenja može se konstruirati mjesečna krivulja trajanja aproksimirana trima pravcima (sl. 7), koja u varijabilnom dijelu ima sličan oblik kao aproksimirana dnevna krivulja trajanja opterećenja, s razlikom da su apscise mjesečne krivulje jednake apscisama dnevne krivulje množenima brojem rad-



Sl. 7. Aproksimacija mjesečne krivulje trajanja opterećenja

nih dana ( $r$ ) u mjesecu, a trajanje konstantnog opterećenja je  $730 = 24(r + n)$  sati.

Određivanjem mjesečnih (ili dekadnih) krivulja trajanja opterećenja za sve mjesece u godini, uzevši u obzir sezonske oscilacije potražnje i predvidivi porast potražnje tokom godine, definirane su potrebe energije i snage u elektroenergetskom sistemu za promatrano godinu.

**Analiza prilika u elektroenergetskom sistemu.** Da bi potrebe potrošača bile zadovoljene, elektrane moraju biti sposobne u promatranom vremenskom periodu proizvesti potrebnu energiju uz potrebnu snagu.

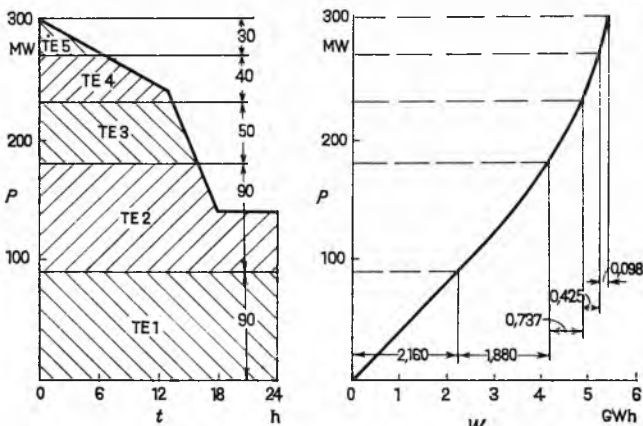
U elektroenergetskom sistemu u kojem postoje samo termoelektrane potražnja potrošača bit će zadovoljena ako je suma raspoloživih snaga  $P_t$  veća od maksimalnog opterećenja  $P_{max}$  u promatranom vremenskom periodu ili upravo jednaka njemu. Dakle, potražnja će biti zadovoljena kad je

$$\sum P_t \geq P_{max}$$

Obje veličine  $P_t$  i  $P_{max}$  treba promatrati na istom mjestu u mreži (najčešće na pragu elektrana). Suma raspoloživih snaga  $\sum P_t$  uvijek je manja od sume maksimalnih snaga  $\sum P_{max}$  zbog redovnih pregleda, popravaka i defekata; to se uzima u račun faktorom rezerve  $\rho > 1$ , pa je

$$\sum P_{max} = \rho \sum P_t \quad (2)$$

Analizi prilika u elektroenergetskom sistemu svrha je da se odredi mogućnost zadovoljenja potražnje i najekonomičniji način

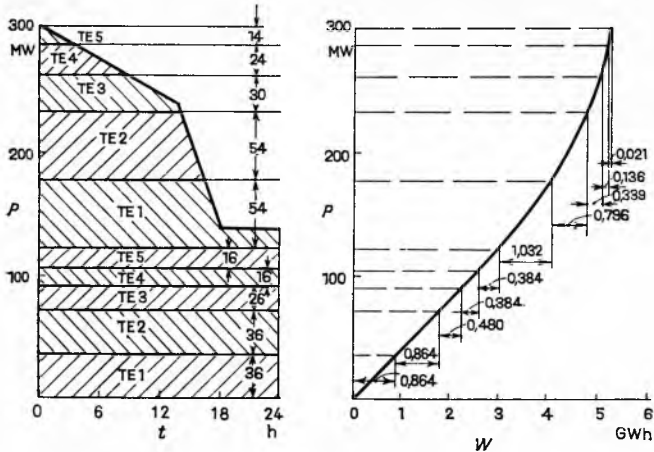


Sl. 8. Primjer položaja elektrana za elektroenergetski sistem u kojem postoje samo termoelektrane

da se to uradi s postojećim elektranama, a s tim u vezi i da se odredi kakve bi nove elektrane trebalo graditi. To se obavlja s pomoću dijagrama trajanja opterećenja i dijagrama snaga-energija tako da se pojedinim elektranama dodjeljuje zadaća zadovoljavanja potražnje za energijom u određenim rasponima potrebne snage, tj. da se »smještaju» u dijagrame na takav način da se potražnja zadovolji uz najmanje troškove. Smještaj termoelektrana, odnosno pojedinih agregata, u dijagramu trajanja opterećenja ili na krivulji snaga-energija određen je prosječnim specifičnim troškovima za gorivo (po jedinici proizvedene energije). U najnižem dijelu dijagrama trajanja opterećenja (i krivulje snaga-energija) smješta se termoelektrana s najnižim specifičnim troškovima za gorivo, kako bi svojom raspoloživom snagom proizvela najveću moguću količinu energije. Iznad nje smješta se termoelektrana sa slijedećim višim specifičnim troškovima za gorivo, pa tako redom dok ne bude pokrivena cijela površina ispod krivulje trajanja opterećenja. Na sl. 8 prikazan je primjer s pet termoelektrana (TE 1 ima najniže, a TE 5 najviše specifične troškove za gorivo). Na taj način postiže se zadovoljenje potražnje uz najmanje troškove. Treba napomenuti da na položaj termoelektrana u dijagramu trajanja opterećenja, odn. na krivulji snaga-energija, imaju utjecaj samo troškovi za gorivo jer su svi ostali troškovi u termoelektranama neovisni o količini proizvedene energije.

Prilikom određivanja položaja elektrana na sl. 8 pretpostavljeno je da se TE 3, TE 4 i TE 5 obustavljaju čim opterećenje

padne toliko da njihova snaga nije više potrebna za zadovoljenje potražnje. U većini praktičnih slučajeva, međutim, nije poželjno, iz tehničkih razloga, da se svakog dana obustavljaju agregati u termoelektranama, pa treba računati s time da će termoelektrane biti cijeli dan u pogonu, ali da njihovo opterećenje neće pasti ispod tehničkog minimuma (v. *Elektrane*, TE 3, str. 570). Na sl. 9 prikazan je položaj termoelektrana sa sl. 8 u dijagramu trajanja opterećenja, ali uz pretpostavku da se one ne obustavljaju i da tehnički minimum iznosi 40% od raspoložive snage (TE 5 ima raspoloživu snagu 40 MW, od koje se iskorištava samo 30 MW).



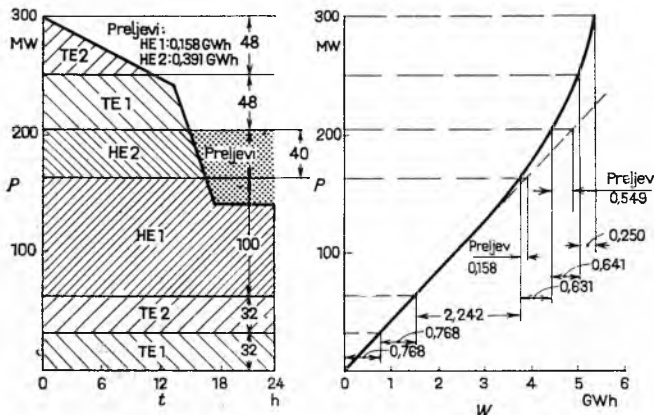
Sl. 9. Primjer položaja elektrana sa sl. 8, ali uzimajući u obzir tehnički minimum

U tom slučaju najprije treba osigurati rad elektrana s tehničkim minimumima u području konstantnog dijela dijagrama opterećenja, a razliku snage između raspoložive snage i tehničkog minimuma smjestiti u preostali dio površine ispod krivulje trajanja, opet redom prema veličini specifičnih troškova za gorivo.

Ako u sistemu pored termoelektrana postoje i protočne hidroelektrane (v. *Elektrane*, TE 3, str. 549), nuždan i dovoljan je uvijek za zadovoljene potražnje

$$\sum P_{hq} + \sum P_t \geq P_{max} \quad (3)$$

gdje je  $P_{hq}$  raspoloživa snaga protočne hidroelektrane uzvši u obzir dotok u hidroelektranu. Za takvu hidroelektranu mogućnost opterećenja ovisi samo o dotoku, a ne o maksimalnoj snazi koju ona može postići uz dotok koji je jednak ili veći od veličine izgradnje (v. *Elektrane*, TE 3, str. 556). Budući da je moguća proizvodnja protočne hidroelektrane proporcionalna snazi  $P_{hq}$ , takva hidroelektrana — s obzirom na mogućnost zadovoljenja potražnje — može se smatrati termoelektranom tolike raspoložive



Sl. 10. Primjer položaja elektrana za elektroenergetski sistem u kojem postoje termoelektrane i protočne hidroelektrane

snage. Snaga  $P_{hq}$  ovisi dakako o dotoku koji se mijenja, pa u izraz (3) treba uvrstiti onu snagu koja odgovara dotoku hidroelektrani u času promatranja. S obzirom na položaj protočne elektrane u

krivulji trajanja opterećenja ona se također može smatrati termoelektranom, ali sa specifičnim troškovima za gorivo jednakim nuli. Odatle i zahtjev da se protočna hidroelektrana smjesti u najniži dio dijagrama trajanja opterećenja (sl. 10), s time da u konstantnom dijelu dijagrama trajanja opterećenja treba osigurati mjesto za tehnički minimum termoelektrana. Ako je zbroj tehničkih minimuma i prvog člana u jedn. (3) veći od konstantnog opterećenja, pojavit će se preljev u hidroelektranama. Promatrano s ekonomskog stanovišta, sasvim je svejedno u kojoj će se protočnoj hidroelektrani voda prelijevati neiskorištena preko brane ili kako će se preljev podijeliti među hidroelektrane.

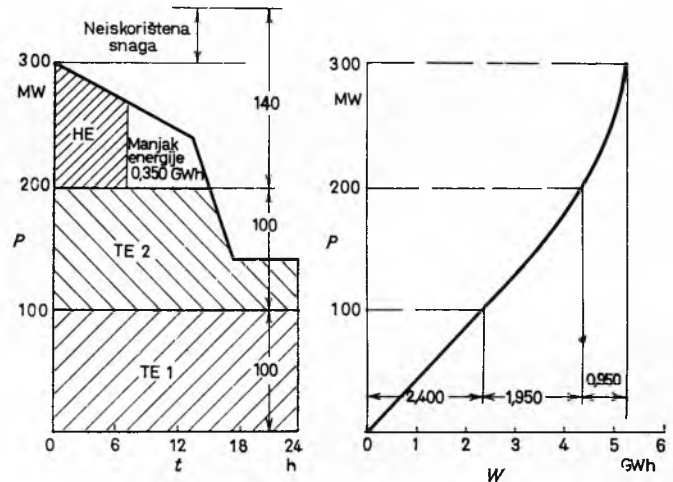
Nasuprot protočnoj hidroelektrani, koja može proizvesti snagu određenu protokom i padom u promatranom trenutku, akumulaciona hidroelektrana može uvijek proizvesti maksimalnu snagu koja odgovara padu u promatranom trenutku, ali bez obzira na dotok u akumulacioni bazen. To, međutim, ne znači da akumulaciona elektrana može trajno raditi s maksimalnim opterećenjem, jer trajanje pogona s maksimalnim opterećenjem ovisi o raspoloživoj količini vode i o volumenu akumulacionog bazena. Zbog toga u elektroenergetskom sistemu u kojem postoje i akumulacione hidroelektrane uvjet zadovoljenja potražnje u trenutku maksimalnog opterećenja, relacija

$$\sum P_{hq} + \sum P_t + \sum P_{hmax} \geq P_{max} \quad (4)$$

(gdje je  $P_{hmax}$  maksimalna snaga akumulacione hidroelektrane) prikazuje samo nuždan, a ne i dovoljan uvjet za zadovoljenje potražnje. Pored uvjeta (4) mora naime biti ispunjen uvjet da je

$$\sum W_{hq} + \sum W_t + \sum W_{ha} \geq W_d \quad (5)$$

gdje su  $W_{hq}$ ,  $W_t$ ,  $W_{ha}$  proizvodnje protočne hidroelektrane, termoelektrane i akumulacione hidroelektrane, koje se mogu ostvariti uzevši u obzir oblik krivulje trajanja opterećenja, a  $W_d$  je potrebna količina energije u promatranom danu.

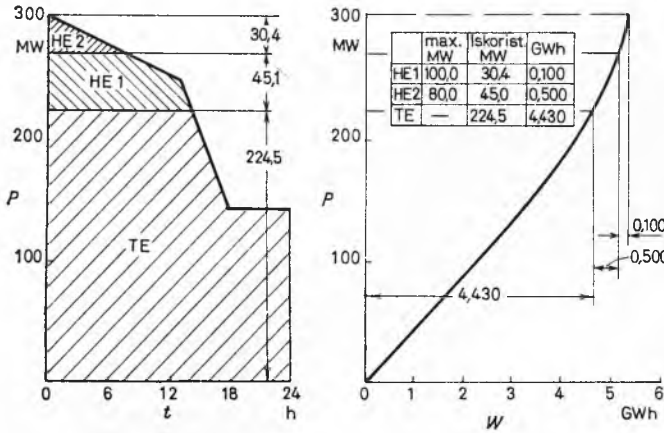


Sl. 11. Primjer za slučaj kad je zadovoljen uvjet (4) a nije zadovoljen uvjet (5)

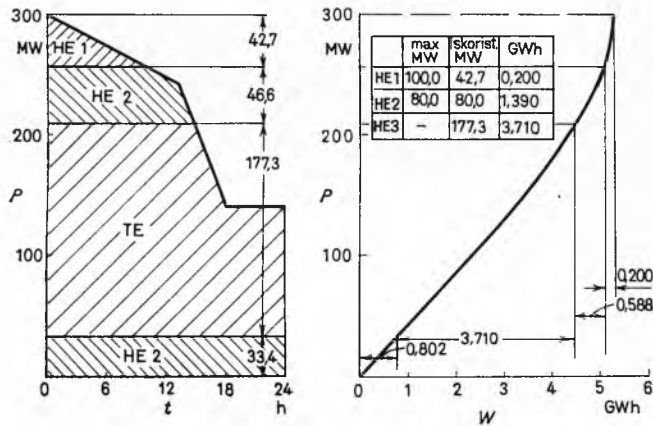
Da to ilustriramo, promotrimo slučaj kad je ispunjen uvjet (4), ali nije ispunjen uvjet (5). Neka u sistemu postoje dvije termoelektrane po 100 MW i akumulaciona hidroelektrana maksimalne snage 140 MW s mogućnošću proizvodnje 0,600 GWh (sl. 11). Termoelektrane mogu proizvesti maksimalno 4,350 GWh (2,400 + 1,950), pa bi za zadovoljenje potražnje bilo potrebno još 0,950 GWh. Akumulaciona hidroelektrana može proizvesti samo 0,600 GWh, pa će se — i pored toga što je moguće zadovoljiti potražnju u trenutku maksimalnog opterećenja — pojaviti manjkovi energije, a u trenutku maksimalnog opterećenja ostat će 40 MW neiskorišteno u akumulacionoj hidroelektrani.

Na sl. 12... 14 prikazani su primjeri smještaja elektrana u dijagramu trajanja opterećenja kad u sistemu postoje dvije akumulacione hidroelektrane i potrebne termoelektrane. Ako je mogućnost proizvodnje u akumulacionim hidroelektranama mala (sl. 12), one rade u vrhu dijagrama trajanja opterećenja da bi — uz raspoloživu količinu vode — proizvele što veću snagu (tj. da bi uz danu energiju  $W = P_v t$  bilo  $P_v$  što veće). S povećanjem mogućnosti proizvodnje energije (sl. 13) povećava se i iskorištena snaga hidroelektrana. U HE 2 mogućnost je proizvodnje energije tolika da bi rad u varijabilnom dijelu dijagrama opterećenja tražio više snage (za slučaj na sl. 13 bila bi potrebna snaga od 97,3 MW) nego što



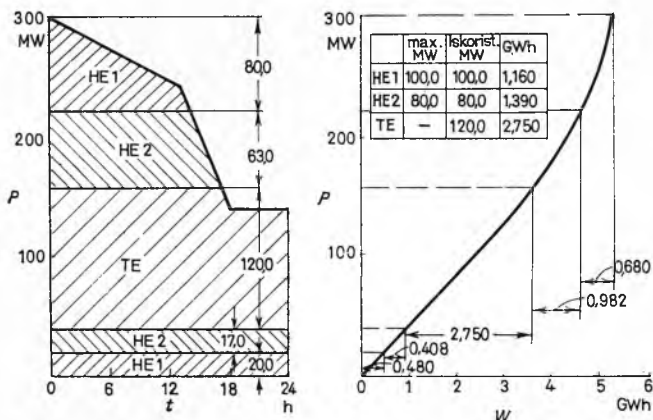


Sl. 12. Primjer položaja elektrana za elektroenergetski sistem u kojem postoje akumulacione hidroelektrane i termoelektrane (male mogućnosti proizvodnje u hidroelektranama)



Sl. 13. Primjer položaja elektrana za elektroenergetski sistem u kojem postoje akumulacione hidroelektrane i termoelektrane (povećane mogućnosti proizvodnje u hidroelektranama prema sl. 12)

je snaga hidroelektrane, pa je zato potrebno jedan dio energije smjestiti u konstantni, a drugi u varijabilni dio dijagrama opterećenja. Podjelu treba izvršiti uz zadovoljenje zahtjeva da se iskoristi raspoloživa voda i snaga hidroelektrane. Za manje mogućnosti proizvodnje, dio snage hidroelektrana ostat će neiskorišten (HE 1 i HE 2 na sl. 12, HE 1 na sl. 13), ali s povećanjem mogućnosti proizvodnje energije u hidroelektranama postiže se puno iskorištenje njihove snage (sl. 14). Položaj pojedine hidroelektrane i način korištenja njome treba uvijek odabrati tako da se postigne što potpunije iskorištenje vode uz što veću snagu, jer se na taj način smanjuje potrebna proizvodnja u termoelektranama (a time se, dakako, smanjuju troškovi za gorivo) i jer je potrebno angažirati



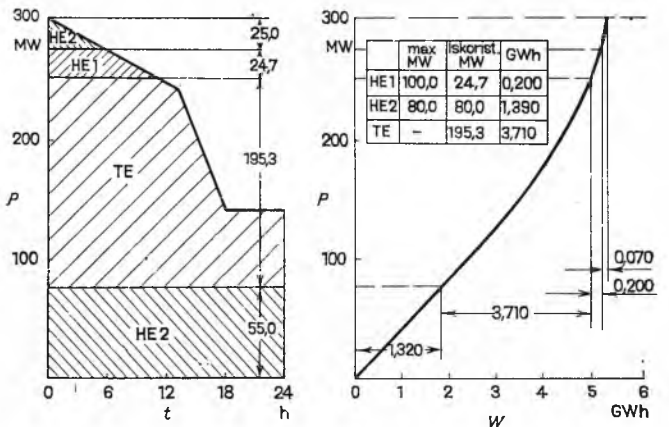
Sl. 14. Primjer položaja elektrana za elektroenergetski sistem u kojem postoje akumulacione hidroelektrane i termoelektrane (povećanje mogućnosti proizvodnje u hidroelektranama prema sl. 13)

manju snagu iz termoelektrana, te se potrošnja može zadovoljiti a da se ne angažiraju manje ekonomične termoelektrane.

Treba napomenuti da iskorištenje snaga hidroelektrana ovisi i o položaju pojedine hidroelektrane u dijagramu trajanja opterećenja. Hidroelektrane na sl. 13 i sl. 15 imaju iste mogućnosti proizvodnje, ali je na sl. 13 HE 1 smještena u vrh dijagrama trajanja opterećenja, a na sl. 15 taj položaj zauzima HE 2. U oba slučaja postiže se potpuno iskorištenje vode i HE 2 radi punom snagom (80,0 MW), ali u prvom slučaju (sl. 13) iz HE 1 iskorištava se 42,7 MW, a u drugom (sl. 15) samo 24,7 MW. I pored toga što je u oba slučaja potrebna proizvodnja termoelektrana jednaka (3,710 GWh), u prvom slučaju (sl. 13) potrebna je snaga od 177,3 MW iz termoelektrana, a u drugom slučaju (sl. 15) iz termoelektrana je za zadovoljenje potrošnje potrebna snaga od 195,3 MW.

Pri određivanju iskorištenja snage i energije hidroelektrana te potrebne snage i proizvodnje termoelektrana prikazanom metodom analize prilika u elektroenergetskom sistemu, treba za svaku hidroelektranu posebno odrediti položaj u dijagramu trajanja opterećenja; ta je metoda stoga upotrebljiva samo za sisteme s malim brojem elektrana. Analogna analiza za veće sisteme može se provesti metodom konstantne i varijabilne energije.

Već je pokazano (v. sl. 4 i sl. 7) kako se površina ispod krivulje trajanja opterećenja može podijeliti na konstantni i varijabilni dio. Potrebno je osim toga odrediti mogućnost proizvodnje varijabilne energije u hidroelektranama, naravno uz uvjet da ta proizvodnja ne dovodi do preljeva još iskoristive vode. Takvu proizvodnju varijabilne energije moguće je ostvariti u akumulacionoj hidroelektrani, ali samo kad je prosječni dotok manji od veličine izgradnje. Mogućnost proizvodnje varijabilne energije ovisi o dotoku, veličini izgradnje i volumenu akumulacionog bazena, a određuje se uz pretpostavku maksimalne vremenske koncentracije proizvodnje i rada s maksimalnim opterećenjem. Osim toga se pretpostavlja — u skladu s pretpostavkom o potrošnji — da u neradnom danu hidroelektrane ne proizvode varijabilnu energiju, a u radnim danima da hidroelektrana može proizvesti varijabilnu

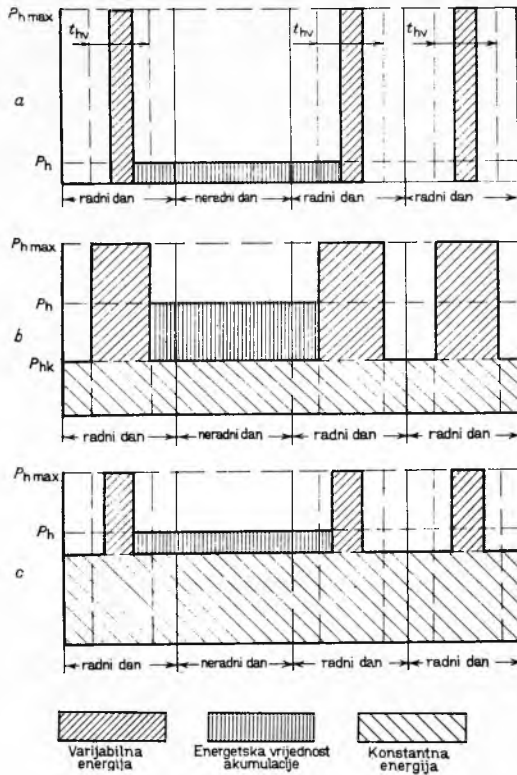


Sl. 15. Primjer prikaza utjecaja položaja pojedine akumulacione hidroelektrane (usporediti sa sl. 13)

energiju samo unutar vremena  $t_{hv}$  koje je određeno oblikom krivulje trajanja opterećenja (sl. 16). Uz takve pretpostavke, a u slučaju malih protoka, hidroelektrana može proizvoditi samo varijabilnu energiju (sl. 16 a). Kad protok poraste, povećava se količina varijabilne energije jer se povećava trajanje opterećenja maksimalnom snagom  $P_{hmax}$ , sve do trajanja opterećenja  $t_{hv}$ . Uz još veće protoke dio energije hidroelektrane mora se proizvoditi kao konstantna energija (sl. 16 b), ali s tim da se preostalom snagom proizvodi varijabilna energija kroz vrijeme  $t_{hv}$ . Sve to vrijedi kad je volumen akumulacionog bazena dovoljno velik, tj. kad akumulacioni bazen ima energetska vrijednost jednaku ili veću od  $W_a$ . Ako, međutim, energetska vrijednost akumulacije nije dovoljno velika (sl. 16 c), hidroelektrana će — uz isti dotok kao na sl. 16 b — moći proizvesti manju količinu varijabilne energije.

Količina varijabilne energije određena je uz zahtjev da se postigne najveća moguća količina energije u najkraćem mogućem

vremenu i uz najveću moguću snagu; takav zahtjev predstavlja ujedno i najteži zahtjev s obzirom na korištenje akumulacionog bazena (traži najveći volumen akumulacionog bazena). Zbog toga



Sl. 16. Primjeri određivanja varijabilne energije u hidroelektrani

produktivna varijabilne energije može se ostvariti prema bilo kakvom dijagramu opterećenja uz uvjet da maksimalno opterećenje ne bude veće od varijabilne snage hidroelektrane ( $P_{hmax} - P_{hk}$ )

i da količina varijabilne energije ne bude veća od količine određene uz spomenute zahtjeve (sl. 17). Ta mogućnost prilagodavanja predstavlja osnovu metode konstantne i varijabilne energije. Ako, naime, hidroelektrane mogu proizvesti upravo onoliko varijabilne energije koliko je potrebno i ako je zbroj varijabilnih snaga hidroelektrana upravo jednak potražnji varijabilne snage (sl. 18 lijevo), potrošnja u varijabilnom dijelu dijagrama opterećenja bit će zadovoljena (sl. 18 desno). S druge strane, ne treba ni dokazivati da će potrošnja u konstantnom dijelu biti zadovoljena ako hidroelektrane mogu proizvesti upravo onoliko konstantne energije koliko iznose potrebe. Uvjet zadovoljenja snage u konstantnom dijelu

Sl. 17. Neke mogućnosti korištenja varijabilne energije u hidroelektrani (prema sl. 16 a)

ne treba ni postavljati, jer je konstantna energija proporcionalna konstantnoj snazi.

Podjela na konstantni i varijabilni dio omogućuje analizu zadovoljenja potrošnje ne vodeći računa o obliku dijagrama opterećenja. Praktički se, dakako, nikada neće pojaviti slučaj da hidroelektrane mogu proizvesti onoliko varijabilnu energiju i snagu, i upravo onoliko konstantnu energiju, kolika je potrebna potrošačima, pa je za zadovoljenje potražnje potrebno u varijabilnom dijelu staviti u pogon termoelektrane snage  $P_{tv}$  i proizvodnje  $W_{tv}$ , a za zadovoljenje potreba u konstantnom dijelu dijagrama trajanja opterećenja termoelektrane snage  $P_{tk}$  i proizvodnje  $W_{tk}$ , odnosno, potrebno je prebaciti dio varijabilne energije hidroelektrana  $\Delta W_{hv}$  s odgovarajućim dijelom varijabilne snage  $\Delta P_{hv}$  u konstantni dio ili prebaciti dio konstantne energije hidroelektrana  $\Delta W_{hk}$  s odgovarajućim dijelom konstantne snage  $\Delta P_{hk}$

u varijabilni dio dijagrama trajanja opterećenja. Pri tome treba uzeti u obzir i neiskorištene količine varijabilne i konstantne energije i snage ( $\delta W_{hv}$ ,  $\delta P_{hv}$ ,  $\delta W_{hk}$ ,  $\delta P_{hk}$ ), ako se one pojavljuju. Uzevši u obzir navedene mogućnosti, mogu se postaviti ove relacije koje moraju biti zadovoljene da bi se proizvodnjom i snagom elektrana zadovoljile potrebe:

$$W_v = (W_{hv} - \Delta W_{hv} + \Delta W_{hk} - \delta W_{hv}) + W_{tv} \quad (6a)$$

$$P_v = (P_{hv} - \Delta P_{hv} + \Delta P_{hk} - \delta P_{hv}) + P_{tv} \quad (6b)$$

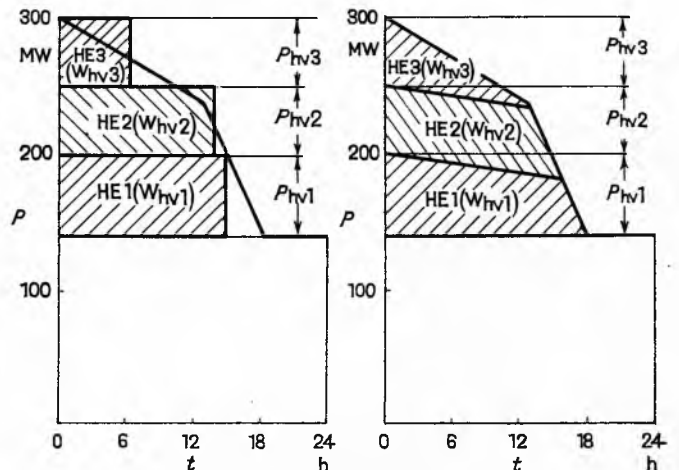
$$W_k = (W_{hk} + \Delta W_{hv} - \Delta W_{hk} - \delta W_{tk}) + W_{tk} \quad (6c)$$

$$P_k = (P_{hk} + \Delta P_{hv} - \Delta P_{hk} - \delta P_{hk}) + P_{tk} \quad (6d)$$

Izrazi u zagradama u jedn. (6a) i (6c) predstavljaju energiju hidroelektrana koja se može iskoristiti za pokrivanje varijabilnog odnosno konstantnog dijela površine ispod krivulje u dijagramu trajanja opterećenja. Izraz u zagradi jedn. (6b) predstavlja varijabilno opterećenje hidroelektrana u momentu maksimalnog opterećenja, a izraz u zagradi relacije (6d) odgovara opterećenju hidroelektrana u razdoblju malih opterećenja.

**Određivanje zadovoljenja potražnje u elektroenergetskom sistemu.** Analizom pomoću metode konstantne i varijabilne energije može se odrediti iskorištenje energije i snage hidroelektrana, te potrebnu snagu i energiju iz termoelektrana, pa odatle i troškove za gorivo u termoelektranama. Proračun se može i programirati za elektroničko računalo.

Analiza prilika u jednom danu ili u jednom mjesecu ne može dati uvid u prilike koje vladaju ili koje će vladati u elektroenergetskom sistemu. Ako se radi o elektroenergetskom sistemu u kojem postoje samo termoelektrane, analizu je potrebno provesti za svaki mjesec, odnosno za svaku dekadu ili svaku sedmicu u godini, jer je u tom slučaju potrebno uzeti u obzir samo oscilacije potrošnje tokom promatrane godine. U elektroenergetskom sistemu u kojem pored termoelektrana postoje i hidroelektrane treba uzeti u obzir i oscilacije mogućnosti proizvodnje hidroelektrana. Budući da raspored protoka i njihova veličina ovisi o klimatskim uvjetima, oni se ne mogu predvidjeti, pa je najpovoljnije — ako se želi obuhvatiti što više situacija koje se mogu pojaviti — analizirati prilike na bazi hidroloških pojava u dugom nizu godina iz prošlosti. Pri tome se polazi od pretpostavke da potražnja i stanje izgradnje hidroelektrana i termoelektrana odgovara stanju u onoj godini za koju se provodi analiza, ali da se u hidroelektranama pojavljuju protoci koji su se pojavili u dugom prošlom nizu godina. Obično se razmatra niz od 25 ... 40 godina, pa se — ako se analiza provodi po mjesecima (što se smatra dovoljno točnim) — dolazi do podataka za 300 do 480 mjeseci, tj. od 25 do 40 podataka za svaki pojedini mjesec, što omogućuje analizu na osnovi krivulja vjerojatnosti. Prilikom analize treba uzeti u obzir potrebnu rotirajuću rezervu u sistemu, potrebno vrijeme za remont agregata u termoelektranama (remont u hidroelektranama zbog njegova kratkog trajanja nije potrebno uzeti u obzir), te vjerojatnost kvara agregata. Smatra se da je u sistemu dovoljno imati u pogonu toliko agregata (rotirajuća rezerva) da oni mogu preuzeti na sebe i maksimalno opterećenje ako ispadne iz pogona agregat najveće snage. Da bi



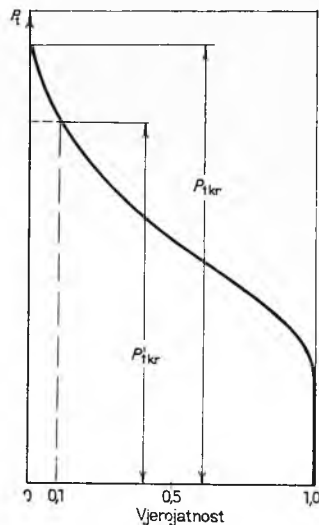
Sl. 18. Primjer mogućnosti zadovoljenja potrebe varijabilne energije

se to osiguralo, u račun — pomoću relacije (6b) — ulazi se s povećanjem varijabilnog opterećenja za snagu najvećeg agregata u sistemu, ali bez povećanja varijabilne energije. Svakako je najpovoljnije — s obzirom na troškove — potrebnu rotirajuću rezervu osigurati neiskorištenom snagom hidroelektrana, a ako nema toliko neiskorištene snage, treba staviti u pogon dodatne agregate u termoelektranama. Tako određena snaga predstavlja angažiranu snagu za zadovoljenje potražnje. Osim toga potrebno je imati u sistemu toliko termoelektrana da bude moguće provesti remont (obično u trajanju od mjesec dana) svakog agregata u svakoj godini. Najpovoljnije je rasporediti remont u one mjesece kad je potrebna snaga iz termoelektrana najmanja. Budući da su i agregati u remontu na neki način angažirani, potrebno je snagu agregata u remontu dodati angažiranoj snazi za zadovoljenje potražnje. Da bi se mogla uzeti u obzir eventualnost kvara agregata, potrebno je poznavati vjerojatnost defekta za svaki agregat, pa na osnovi svih mogućih kombinacija agregata odrediti krivulju vjerojatnosti raspoložive snage. Na bazi te krivulje, a uvaživši prilike u sistemu i vjerojatnost angažiranja snaga termoelektrana, određuje se faktor raspoloživosti, koji je definiran kao omjer između raspoložive i maksimalne snage termoelektrana.

[Faktor raspoloživosti recipročna je vrijednost faktora rezerve definiranog jednadžbom (2)]. Množenjem maksimalne snage svakog agregata s faktorom raspoloživosti dolazi se do raspoložive snage agregata s kojom se ulazi u račune. Smanjenje snage svakog agregata povoljno je za što vjernije određivanje troškova za gorivo, jer je neopravdano računati da se sva potrebna rezervna snaga osigurava u termoelektranama s najvišim specifičnim promjenljivim troškovima, budući da je vjerojatnost pojave kvara u svim termoelektranama praktički jednaka.

Uzevši u obzir potrebne angažirane snage u svakom mjesecu kroz dulji niz godina, može se odrediti srednji dijagram maksimalnih potrebnih angažiranih snaga termoelektrana (sl. 19), koji predstavlja krivulju empirijske vjerojatnosti potrebnih raspoloživih snaga termoelektrana, uzevši u obzir rotirajuću rezervu u sistemu i remont agregata. Ako se ordinate te krivulje pomnože s faktorom rezerve, dobiva se krivulja vjerojatnosti potrebnih maksimalnih snaga termoelektrane. Najveća ordinata u tako određenoj krivulji vjerojatnosti ( $P_{t,kr}$ ) predstavlja potrebnu raspoloživu (odnosno maksimalnu) snagu termoelektrana za zadovoljenje potražnje i u najnepovoljnijem mjesecu od niza promatranih mjeseci. Taj mjesec zovemo kritično razdoblje promatranog elektroenergetskog sistema. Ako u sistemu postoji toliko termoelektrana da mogu proizvesti raspoloživu snagu  $P_{t,kr}$  (odnosno maksimalnu snagu  $\rho P_{t,kr}$ ), kaže se da je sistem izgrađen za 100%tnu sigurnost opskrbe potrošača, jer ako se može potražnja zadovoljiti u najnepovoljnijem mjesecu, može se zadovoljiti i u svim ostalim mjesecima.

Međutim, pokazuje se, pogotovo ako u sistemu ima potrošača koji po utrošenom kilovatsatu ostvaruju mali nacionalni dohodak (peći za proizvodnju kalcijum-karbida ili ferolegura, elektrolize aluminijski i sl.), da nije opravdano izgraditi elektroenergetski sistem tako da se postigne 100%tna sigurnost opskrbe potrošača, nego je dovoljno izgraditi manje termoelektrana nego što odgovara snazi  $P_{t,kr}$ . Ako se, npr., računa sa sigurnošću opskrbe potrošača od 90%, treba izgraditi toliko termoelektrana koliko odgovara snazi  $P_{t,kr}'$  (sl. 19), tj. vjerojatnosti od 0,1. U tom slučaju mjesec u kojem se sa snagom  $P_{t,kr}'$  može upravo zadovoljiti potražnja naziva se kritičnim razdobljem sistema, jer je prilikama u tom



Sl. 19. Krivulja vjerojatnosti potrebnih raspoloživih snaga termoelektrana za zadovoljenje potražnje

mjesecu određena potrebna izgradnja termoelektrana. Vjerojatnost 0,1 znači da prosječno u 10% danâ perioda od mnogo godina potražnja energije neće biti u potpunosti zadovoljena, pa će biti potrebno provesti redukcije potrošnje.

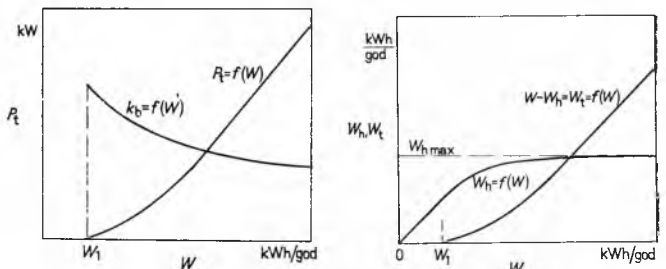
U sistemima u kojima postoje samo termoelektrane, kritično razdoblje poklapa se s razdobljem maksimalnog opterećenja, a u sistemima hidroelektrana i termoelektrana kritično razdoblje ne mora se vremenski poklapati s razdobljem malih protoka u hidroelektranama budući da je ovisno i o rasporedu potrošnje unutar godine. U svakom slučaju, međutim, prilike u kritičnom razdoblju mjerodavne su za određivanje potrebe izgradnje elektrana; ako je, naime, potrošnja zadovoljena u kritičnom razdoblju, bit će je izgrađenim elektranama moguće zadovoljiti i u svim ostalim razdobljima u kojima je — uz određenu sigurnost opskrbe potrošača — potrebno zadovoljiti potrošnju.

**Određivanje potreba izgradnje novih elektrana i redosljeda izgradnje.** Analizom prilika u sistemu pomoću prikazane metode konstantne i varijabilne energije može se odrediti potreba izgradnje novih elektrana i među sobom usporediti elektrane, sa svrhom da se odaberu najpovoljniji tipovi elektrana za pokrivanje porasta potrošnje. Prilikom izbora novih elektrana ne smiju se promatrati elektrane izolirano od sistema, jer svaka nova elektrana utječe na način rada praktički svih ostalih elektrana, pa je potrebno analizu provesti za cijeli sistem, da bi se odredio taj međusobni utjecaj. Da bi se to ilustriralo, prikazat će se u nastavku metoda određivanja redosljeda izgradnje hidroelektrana. Tom metodom istodobno se određuje snaga termoelektrane određenog tipa koju bi u svakom pojedinom slučaju trebalo izgraditi da se osigura opskrba potrošača uz određenu sigurnost. Ta tzv. dopunska ili etalonska termoelektrana služi kao osnova za usporedbu s novim hidroelektranama koje se namjeravaju izgraditi. Nema zapreke da se ista metoda upotrijebi i za određivanje redosljeda izgradnje drugih tipova termoelektrana. Treba naglasiti da izbor tipa dopunske termoelektrane upotrijebljene kao etalon za usporedbu nema utjecaja na konačni rezultat, tj. na određeni redosljed izgradnje hidroelektrana.

U analizu se ulazi s određenim stanjem izgradnje hidroelektrana (npr. polazi se od stanja izgradnje nakon dovršenja hidroelektrana koje su već u izgradnji). Analiziraju se najprije prilike u elektroenergetskom sistemu uz pretpostavku da potrošnja stalno raste, a da se ne grade nove hidroelektrane, te da se za zadovoljenje konzuma grade dopunske termoelektrane. Ukupni troškovi u sistemu mogu se prikazati relacijom

$$K = K_{ho} + \rho b_t P_t + k_b (W - W_h), \quad (7)$$

gdje su  $K_{ho}$  stalni troškovi u hidroelektranama za promatrano stanje izgradnje,  $\rho$  faktor rezerve,  $b_t$  stalni specifični troškovi u termoelektranama po jedinici snage na pragu,  $P_t$  potrebna raspoloživa snaga termoelektrana na pragu u kritičnom razdoblju,  $k_b$  prosječni specifični troškovi za gorivo po jedinici energije,  $W$  potrebna energija, a  $W_h$  iskoristiva energija iz hidroelektrana. Za



Sl. 20. Ovisnost potrebne snage termoelektrana ( $P_t$ ) i specifičnih troškova za gorivo ( $k_b$ ) o konzumu ( $W$ )

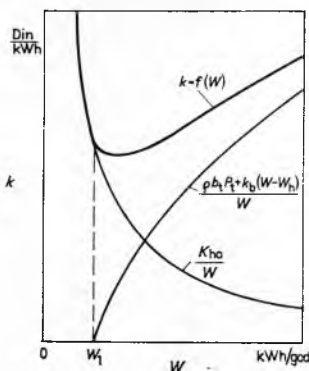
Sl. 21. Ovisnost iskoristive energije iz hidroelektrana ( $W_h$ ) i potrebne energije iz termoelektrana ( $W_t$ ) o konzumu ( $W$ )

promatrani elektroenergetski sistem i odabrani tip dopunske termoelektrane,  $K_{ho}$ ,  $\rho$  i  $b_t$  su konstante i ne ovise o razvoju potrošnje. Nasuprot tome,  $P_t$ ,  $k_b$  i  $W_h$  ovise o razvoju potrošnje: s povećanjem potrošnje potrebno je povećavati izgradnju termoelektrana, prosječni specifični troškovi za gorivo u sistemu opadaju s povećanjem izgradnje termoelektrana jer su nove termoelektrane ekonomičnije od starih (raste  $P_t$  i opada  $k_b$ , sl. 20),

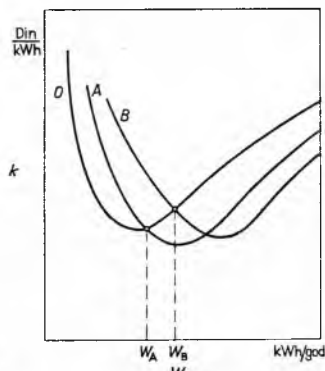


jer nove termoelektrane potiskuju stare i jer se povećanjem potrošnje povećava iskorištenje energije iz hidroelektrana (raste  $W_h$ , sl. 21). Uz razmatrano stanje izgradnje hidroelektrana, potrošnja  $W_1$  (sl. 20 i 21) predstavlja najveću potrošnju koja se može namiriti samim hidroelektranama. Budući da su  $P_t$ ,  $k_b$  i  $W_h$  funkcije potrošnje, i troškovi u sistemu prema jedn. (7) funkcija su potrošnje,  $K = f(W)$ . Ako se lijeva i desna strana relacije (7) podijeli s potrošnjom  $W$ , dobiju se prosječni specifični troškovi  $k = f(W)$  po jedinici proizvedene energije u promatranom elektroenergetskom sistemu. Prosječni specifični troškovi mogu se podijeliti u dva dijela: prvi dio odgovara prvom članu relacije (7) i odnosi se na troškove u hidroelektranama, a drugi dio odgovara drugom i trećem članu relacije (7) i odnosi se na troškove u termoelektranama (sl. 22).

Ovisnost prosječnih specifičnih troškova u sistemu o potrošnji,  $k = f(W)$ , predstavlja bazu za određivanje redoslijeda izgradnje elektrana. Da to ilustriramo, pretpostavimo da želimo odrediti koju od dvije hidroelektrane (HE A i HE B) treba graditi kao



Sl. 22. Ovisnost prosječnih specifičnih troškova u cijelom sistemu ( $k$ ) u hidroelektranama i u termoelektranama o konzumu ( $W$ )

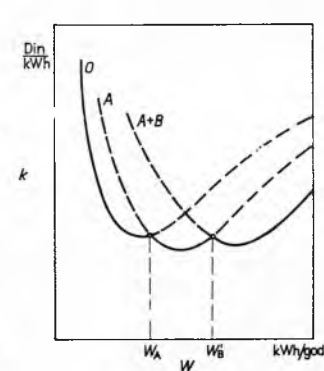


Sl. 23. Ovisnost specifičnih troškova o konzumu prije izgradnje nove hidroelektrane (krivulja  $0$ ) i nakon izgradnje hidroelektrane  $A$  odnosno  $B$  (krivulje  $A$  i  $B$ )

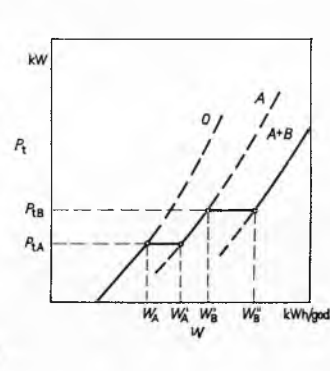
prvu novu hidroelektranu. Pođimo od stanja izgradnje hidroelektrana u trenutku promatranja, dakle od stanja nakon dovršenja hidroelektrana koje su već u gradnji, ali bez promatranih hidroelektrana HE A i HE B, pa odredimo ovisnost  $k = f(W)$  (krivulja  $0$  na sl. 23). Pretpostavimo zatim da je izgrađena HE A. Uz tu pretpostavku možemo na već opisani način odrediti troškove u sistemu prema jedn. (7) i prosječne troškove  $k = f(W)$  (krivulja  $A$  na sl. 23). Uz pretpostavku da je izgrađena HE B, dolazi se do krivulje  $B$  na sl. 23. Kad se promatraju prilike u elektroenergetskom sistemu, a uz pretpostavku — koja je uvijek ispunjena — da potrebe energije stalno rastu, mogu se na osi apscisa nanijeti godine mjesto potrošnje, pa prema tome npr. potrošnja  $W_A$  predstavlja određeni trenutak u razvoju elektroenergetskog sistema. Krivulja  $A$  siječe krivulju  $0$  u točki koja odgovara potrošnji  $W_A$ ; trenutak kad potrošnja postigne tu vrijednost najpovoljniji je za stavljanje HE A u pogon. Manja potrošnja, tj. ranija izgradnja i stavljanje u pogon HE A, izazvala bi naime veće troškove  $k$  od onih koji bi bili potrebni bez nove hidroelektrane, a kasnija izgradnja izazvala bi veće troškove od onih koji bi bili potrebni da je već u pogonu nova hidroelektrana. Budući da krivulja  $B$  siječe krivulju  $0$  u točki koja odgovara konzumu  $W_B$ , a koji je veći od konzuma  $W_A$ , opravdano je HE A izgraditi prije HE B, jer se uz takav redoslijed izgradnje postižu manji troškovi u sistemu. Provedenom analizom određen je trenutak kad je najpovoljnije dovršiti gradnju prve hidroelektrane (HE A), ali nije određen rok dovršenja druge hidroelektrane B, jer krivulja  $B$  predstavlja ovisnost troškova o potrošnji uz pretpostavku da se HE B gradi kao prva nova hidroelektrana u sistemu. Zbog toga, da bi se odredio trenutak dovršenja gradnje HE B, treba ponovo odrediti specifične troškove, uz pretpostavku da su izgrađene HE A (prva hidroelektrana) i HE B (krivulja  $A + B$  na sl. 24). Trenutak dovršenja izgradnje HE B, a nakon izgradnje HE A, određen je sada konzumom  $W_B'$ . Naravno da se na analogan način može odrediti

redoslijed izgradnje za bilo koji broj hidroelektrana, odnosno — kako je već spomenuto — i za bilo koji broj termoelektrana bilo kakvih tipova i instaliranih snaga.

Da bi se odredila potrebna izgradnja onog tipa termoelektrana koji služi kao osnova za usporedbu (dopunska termoelektrana), potrebno je ucrtati ovisnosti potrebne snage termoelektrana od potrošnje,  $P_t = f(W)$ , za promatrana stanja izgradnje hidroelektrana (krivulje  $0$ ,  $A$  i  $A + B$  na sl. 25). Za potrošnju  $W_A$ , a bez novih hidroelektrana, potrebna je snaga termoelektrana  $P_{tA}$ . Nakon izgradnje HE A, uz snagu  $P_{tA}$  termoelektrana, zadovoljen je konzum sve do vrijednosti  $W_A'$ . Za opskrbu daljeg povećanja potrošnje treba graditi nove termoelektrane sve do snage  $P_{tB}$  koja odgovara potrošnji  $W_B'$  kod koje ulazi u pogon HE B. Snagom  $P_{tB}$  zadovoljena je potražnja do potrošnje  $W_B''$ . Puno izvučena krivulja na sl. 25 prikazuje potrebnu snagu termoelektrana u ovisnosti o potrošnji. Time je određena potrebna izgradnja hidroelektrana i termoelektrana u sistemu uz zahtjev da se postignu minimalni troškovi u sistemu.



Sl. 24. Ovisnost specifičnih troškova o konzumu prije izgradnje novih hidroelektrana (krivulja  $0$ ), nakon izgradnje hidroelektrane  $A$  (krivulja  $A$ ) i nakon izgradnje hidroelektrane  $A$  i  $B$  (krivulje  $A + B$ )

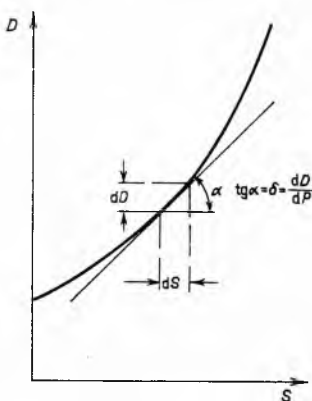


Sl. 25. Ovisnost potrebne snage termoelektrana o konzumu prije izgradnje novih hidroelektrana (krivulja  $0$ ), nakon izgradnje hidroelektrane  $A$  (krivulja  $A$ ) i nakon izgradnje hidroelektrane  $A$  i  $B$  (krivulja  $A + B$ )

### Raspodjela opterećenja među elektranama u eksploataciji.

Prikazano određivanje položaja elektrana u dijagramu trajanja opterećenja dovoljno je točno kad se radi o analizi kojoj je svrha da odredi potrebu izgradnje u sistemu. Ono se međutim osniva na aproksimiranim karakteristikama agregata i elektranā, koje se dobivaju uz pretpostavku da je stupanj djelovanja konstantan i neovisan o opterećenju. Ali kad se radi o određivanju raspodjele opterećenja među elektranama u eksploataciji, treba računati sa što točnijim karakteristikama. Pod raspodjelom opterećenja među elektranama razumijeva se određivanje opterećenja svake od elektrana u zadanom dnevnom dijagramu opterećenja, uz zahtjev da se postignu minimalni promjenljivi troškovi.

Postupak počinje s određivanjem dnevnog dijagrama opterećenja za idući dan (raspodjela opterećenja vrši se dan po dan, a po pravilu za idući dan). Dnevni dijagram podijeli se na  $T$  (najmanje 24) vremenska intervala unutar kojih se pretpostavlja da je potražnja konstantna. Normalno se periodi brzih promjena opterećenja dijele na četvrtasne ili polusatne vremenske intervale. Za dalji postupak određivanje raspodjele opterećenja potrebno je poznavati osnovnu energetsku karakteristiku elektrane (sl. 26), koja prikazuje ovisnost potrebne snage ( $D$ ) o korisnoj snazi ( $S$ ). U termoelektrani,  $D$  je satna potrošnja goriva (kcal/h), a  $S$  snaga na pragu (kW). Za određivanje ras-



Sl. 26. Osnovna energetska karakteristika  $D + f(S)$

podjele opterećenja još je povoljnije preračunati  $D$  u troškove za gorivo po satu (Din/h). Iz osnovne energetske karakteristike određuje se diferencijalna karakteristika  $\delta = dD/dS = f(S)$ .

U svakom vremenskom intervalu  $t$  ( $t = 1, 2, \dots, T$ ) potražnja treba da bude zadovoljena, dakle mora biti

$$P_t = \sum_N S_{tn}; \quad n = 1, 2, \dots, N, \quad (8)$$

gdje je  $N$  broj elektrana, a  $P_t$  potražnja u vremenskom intervalu  $t$ . Osim toga potrebno je da ukupni troškovi  $D_t$ , tj. zbroj troškova u svim elektranama koje se nalaze u pogonu u intervalu vremena  $t$ , budu minimalni. Dakle, mora biti

$$D_t = \sum_N D_{tn} \rightarrow \text{minimum.}$$

Budući da su satni troškovi pojedine elektrane  $n$  funkcija korisne snage te elektrane,  $D_n = f(S_n)$ , ukupni troškovi  $D_t$  funkcija su opterećenja  $S_t$  svih termoelektrana koje su u pogonu u vremenskom intervalu  $t$ , pa se može definirati nova funkcija pomoću Lagrangeovog multiplikatora  $\lambda_t$ :

$$\Phi_t = \sum_N D_{tn} + \lambda_t (P_t - \sum_N S_{tn}).$$

Da bi se postigao ekstrem funkcije  $\Phi_t$  (a može se pokazati da je to minimum), potrebno je da parcijalne derivacije po svakoj od varijabla budu jednake nuli. Kao uvjet minimuma dobiva se

$$\frac{dD_{t1}}{dS_{t1}} = \frac{dD_{t2}}{dS_{t2}} = \dots = \frac{dD_{tN}}{dS_{tN}} = \lambda_t. \quad (9)$$

Minimum će, dakle, biti postignut ako sve termoelektre rade s takvim opterećenjem da su im diferencijalni troškovi (Din/kW, h) jednaki.

Takav postupak može se primijeniti ako su gubici u mreži tako mali da se mogu zanemariti, što u većini praktičnih slučajeva nije moguće. Ako se uzmu u obzir i gubici u mreži, može se relacija (8) napisati u obliku

$$P_t = \sum_N S_{tn} - \Delta P_t,$$

gdje su  $\Delta P_t$  gubici u mreži u vremenskom intervalu  $t$ . Gubici u mreži mogu se dovoljno točno prikazati u obliku

$$\Delta P_t = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N S_{ti} B_{ij} S_{tj}, \quad (10)$$

gdje su  $S_{ti}$  i  $S$  opterećenja elektrana, a  $B_{ij}$  je element kvadratne simetrične matrice koja se određuje posebnim postupkom, a ovisi o konfiguraciji mreže. Prema tome, gubici ovise o opterećenjima svih elektrana. Pomoću Lagrangeovog multiplikatora  $\lambda_t$  može se opet definirati nova funkcija

$$\Phi_t = \sum_N D_{tn} + \lambda_t (P_t - \sum_N S_{tn} + \Delta P_t).$$

Izjednačenje prvih parcijalnih derivacija s nulom ( $\Phi_t$  je naime funkcija opterećenja svih elektrana), dobiva se da je

$$\begin{aligned} \frac{dD_{t1}}{dS_{t1}} \frac{1}{1 - \frac{\partial \Delta P_t}{\partial S_{t1}}} &= \frac{dD_{t2}}{dS_{t2}} \frac{1}{1 - \frac{\partial \Delta P_t}{\partial S_{t2}}} = \dots \\ \dots &= \frac{dD_{tN}}{dS_{tN}} \frac{1}{1 - \frac{\partial \Delta P_t}{\partial S_{tN}}} = \lambda_t. \end{aligned} \quad (11)$$

Parcijalne derivacije gubitaka mogu se odrediti deriviranjem izraza (10), pa se dobiva

$$\frac{\partial \Delta P_t}{\partial S_{ti}} = 2 \sum_{j=1}^N B_{ij} S_{tj}.$$

Dakle, i derivacija gubitaka u mreži funkcija je opterećenja svih elektrana, pa se opterećenja elektrana ( $S_{t1}, S_{t2}, \dots, S_{tN}$ ) iz uvjeta prema jedn. (11) ne mogu odrediti neposredno, kao što se mogu odrediti iz uvjeta prema jedn. (9), već samo pomoću iterativnog postupka. Opisani postupak treba provesti za svaki vremenski interval posebno.

Kad u sistemu osim termoelektrana postoje akumulacione hidroelektre (makar i s bazenima za dnevnu regulaciju protoka), nije moguće postupiti na opisani način, jer treba uzeti u obzir da je količina vode za pojedinu hidroelektranu ograničena, pa ana-

lizu treba provesti najmanje za jedan dan sa svrhom da se odredi raspored korištenja raspoložive količine vode. Pri tome treba, dakako, poznavati osnovnu karakteristiku hidroelektrane, koja prikazuje ovisnost potrebne količine vode  $Q$  o korisnoj snazi  $H$  na pragu elektrane.

I u ovom slučaju treba da potražnja bude zadovoljena, pa mora biti ispunjen uvjet prema jednadžbi

$$P_t = \sum_N S_{tn} + \sum_K H_{tk} - \Delta P_t; \quad k = 1, 2, \dots, K,$$

koju treba postaviti za svih  $T$  vremenskih intervala  $i$  u kojoj je  $N$  broj termoelektrana,  $K$  broj hidroelektrana u pogonu,  $S$  opterećenje termoelektrana, a  $H$  opterećenje hidroelektrana. Zbroj troškova za gorivo u svim termoelektranama i u svim vremenskim intervalima mora biti minimalan, pa je

$$D = \sum_T \sum_N D_{tn} \Delta t_i \rightarrow \text{minimum,}$$

gdje je  $\Delta t_i$  trajanje vremenskog intervala  $t$ . Osim toga u svakoj hidroelektrani može se iskoristiti samo ona količina vode  $V_k$  koja stoji na raspolaganju, pa mora biti

$$V_k = \sum_T Q_{tk} \Delta t_i. \quad (12)$$

Pomoću Langangeovih multiplikatora  $\mu_k$  i  $\lambda'_t$  može se opet definirati nova funkcija

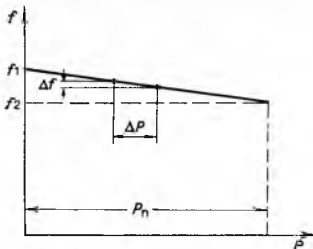
$$\begin{aligned} \Phi &= \sum_T \sum_N D_{tn} \Delta t_i + \sum_T \lambda'_t (P_t - \sum_N S_{tn} - \sum_K H_{tk} + \Delta P_t) + \\ &+ \sum_K \mu_k (\sum_T Q_{tk} \Delta t_i - V_k). \end{aligned} \quad (13)$$

Funkcija  $\Phi$  ovisi o  $N \cdot T$  opterećenjima termoelektrana i o  $K \cdot T$  opterećenjima hidroelektrana. U jedn. (13) ima toliko vrijednosti  $\lambda'_t$  koliko ima vremenskih intervala i toliko vrijednosti  $\mu_k$  koliko ima hidroelektrana. Deriviranjem po  $S_{nt}$  i izjednačenjem s nulom dobiva se uvjet (11), ako se postavi da je  $\lambda_t = \lambda'_t \Delta t_i$ , a deriviranjem po  $H_{tk}$  dobiva se nakon uvrštenja vrijednosti  $\lambda_t$  iz jedn. (11) i izjednačenja s nulom izraz

$$\mu_k = \frac{\frac{dD_{tn}}{dS_{tn}}}{\frac{dQ_{tk}}{dH_{tk}}} \cdot \frac{1 - \frac{\partial \Delta P_t}{\partial H_{tk}}}{1 - \frac{\partial \Delta P_t}{\partial S_{tn}}}. \quad (14)$$

Postupak određivanja raspodjele opterećenja počinje od pretpostavljenog rasporeda korištenja voda u hidroelektranama, koji može biti bilo kakav uz ograničenje da bude zadovoljena relacija (12). Tim je određeno polazno opterećenje hidroelektrana, pa se može odrediti raspodjela opterećenja među termoelektranama prema jedn. (11), uz uvjet, dakako, da termoelektre proizvedu upravo razliku između potražnje i polaznog opterećenja hidroelektrana. Nakon toga moguće je odrediti vrijednost desne strane relacije (14) za prvu hidroelektranu ( $k = 1$ ) i za svaki vremenski interval. Te vrijednosti — nazivamo ih  $A_{tk}$  — u općem slučaju neće biti jednake u svim intervalima, jer normalno polazni raspored neće biti i optimalni raspored vode. Iz odstupanja vrijednosti  $A_{tk}$  od prosječne vrijednosti za sve intervale određuje se potrebna korektura rasporeda korištenja voda, ali opet uz ispunjenje uvjeta (12). Nakon što su određena korigirana opterećenja prve hidroelektrane, treba ponovo odrediti raspodjelu opterećenja među termoelektranama, jer se je ukupno opterećenje termoelektrana promijenilo. Nakon toga se određuje vrijednost  $A_{tk}$  za drugu hidroelektranu i vrši korektura rasporeda voda u drugoj hidroelektrani, itd., sve do  $k$ -te hidroelektrane, čime je provedena prva korektura u svim hidroelektranama. Tada se ponovo na isti način korigiraju protoci u prvoj hidroelektrani, pa se nakon toga usporuju troškovi u sistemu nakon prve i nakon druge korekture prve hidroelektrane. Ako je razlika troškova dovoljno mala, postupak je završen, a ako ta razlika nije dovoljno mala, prelazi se na drugu korekturu druge hidroelektrane, pa redom na drugu korekturu treće, četvrte, ... hidroelektrane, a zatim na treću, četvrtu, ... korekturu sve dok ne bude postignuto da je razlika troškova nakon dvije sukcesivne korekture rasporeda korištenja vode u istoj hidroelektrani dovoljno mala, pa je na taj način određen raspored opterećenja (»vozni red«) za svaku elektranu u sistemu za idući dan i ispunjen uvjet da bude zadovoljena potražnja uz minimalne troškove.

**Regulacija frekvencije i napona u elektroenergetskom sistemu.** Kad bi bilo moguće točno predvidjeti dnevni dijagram opterećenja i kad bi elektrane mogle točno održavati »vozni red« određen na bazi tako predviđenog dijagrama opterećenja, uvijek bi postojala jednakost proizvodnje i potražnje, pa bi i frekvencija uvijek bila jednaka (50 Hz). Nemogućnost predviđanja i nemogućnost točnog održavanja »voznog reda«, pa pojava kvarova i sl. dovodi do potrebe regulacije frekvencije u elektroenergetskom sistemu. Za održavanje frekvencije na nominalnoj vrijednosti angažira se jedan agregat, jedna elektrana ili grupa elektrana (u ovisnosti o potrebnoj snazi za regulaciju), koji treba da proizvedu razliku snage između stvarne potražnje i opterećenja elektrana koje proizvode po »voznom redu«. Agregatom, elektranom, odnosno grupom elektrana, upravlja regulator frekvencije. Ako se regulacija frekvencije vrši jednim agregatom, reguliranje preuzima primarni regulator (regulator broja okretaja), a ako se regulacija vrši većim brojem agregata (u jednoj ili više elektrana), reguliranje se vrši pomoću sekundarnog regulatora koji određuje odstupanje od nominalne frekvencije i koji dijeli ukupno potrebnu snagu za regulaciju među elektrane i agregate koji sudjeluju u regulaciji frekvencije.

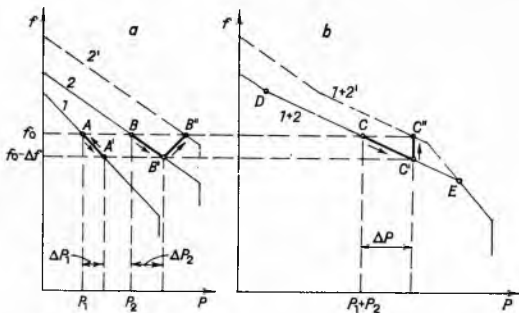


Sl. 27. Karakteristika primarnog regulatora (regulatora broja okretaja pogonskog stroja)

U malim elektroenergetskim sistemima provodi se po pravilu ručna regulacija frekvencija, s tim da se promjenom opterećenja jednog agregata održava nominalna vrijednost frekvencije. To se postiže pomakom karakteristike primarnog regulatora pogonskog stroja (parne turbine, vodne turbine, plinske turbine). Karakteristika primarnog regulatora (sl. 27) može se aproksimirati pravcem u koordinatnom sistemu snaga-frekvencija. *Statičnost regulatora* definirana je relacijom

$$s = \frac{f_1 - f_2}{\frac{f_1 + f_2}{2}} \cdot 100\%, \quad (15)$$

gdje su  $f_1$  i  $f_2$  frekvencije prije, odn. poslije djelovanja regulatora.



Sl. 28. Primjer djelovanja regulatora broja okretaja na promjenu opterećenja  $\Delta P$

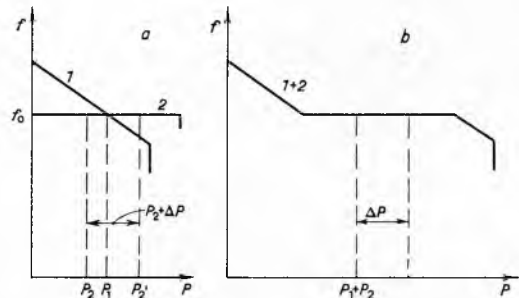
Statičnost iznosi između 2 i 6%, a ona se može udesiti na regulatoru. Karakteristika regulatora može se prikazati i regulacionom energijom, koja je definirana relacijom

$$K = \frac{\Delta P}{\Delta f}. \quad (16)$$

Uzevši u obzir da je karakteristika regulatora pravac, može se za frekvenciju sistema 50 Hz (nazivnik u jednadžbi 15 ima brojčanu vrijednost 50) statičnost u postocima prikazati brojčanom jednadžbom  $s = 2 P_n / K$ .

Na sl. 28 prikazano je djelovanje ručne regulacije frekvencije na jednostavnom primjeru sistema s dva agregata. Na sl. 28 a u crtane su karakteristike regulatora 1 i 2, a na sl. 28 b prikazana je zajednička karakteristika 1 + 2, koja je dobivena zbrajanjem opterećenja za istu frekvenciju. Mreža radi s frekvencijom  $f_0$ , pa agregati rade s opterećenjem  $P_1$  i  $P_2$ . Porastom opterećenja za  $\Delta P$

(npr. priključkom novog potrošača), frekvencija će pasti za  $\Delta f$ , a agregatima će se povećati opterećenje (već prema nagibu karakteristike) za  $\Delta P_1$  i  $\Delta P_2$ , odnosno prema relaciji (16). Kad bi opterećenje ostalo povećano za  $\Delta P$ , mreža bi radila sa smanjenom frekvencijom, tj. kad ne bi bilo zahvata, frekvencija mreže ovisila bi o opterećenju. Zbog toga treba na agregatu koji ima zadatak da regulira frekvenciju (agregat 2 na sl. 28) izvršiti korekturu frekvencije pomakom karakteristike regulatora, što je moguće izvršiti promjenom duljine poluge na regulatoru broja okretaja. Paralelnim pomakom karakteristike 2, što ujedno znači i paralelni pomak zajedničke karakteristike 1 + 2, frekvencija će porasti i istodobno će se prebaciti porast opterećenja na agregat 2. Karakteristiku 2 treba pomicati sve dok ne bude postignuta  $f_0$ , što odgovara položaju 2', kad će agregat 2 preuzeti ukupno povećanje opterećenja  $\Delta P$ , a agregat 1 će ponovo raditi s opterećenjem  $P_1$  koje je imao prije povećanja opterećenja. Na taj način agregat kojim se regulira frekvencija konačno preuzima na sebe sve promjene opterećenja (analogno se razmatranje može provesti za smanjenje opterećenja), a time održava frekvenciju na konstantnoj vrijednosti. Razumije se da se opisani način ručne regulacije frekvencije može provesti i za veći broj agregata, ako je snaga agregata kojim se regulira frekvencija dovoljno velika. U malim sistemima automatska regulacija frekvencije može se osigurati agregatom koji ima astatičku karakteristiku regulatora ( $s = 0$ ), jer je tada karakteristika horizontalna ( $f_1 = f_2$ ), pa sve promjene opterećenja preuzima agregat s takvom karakteristikom i bez promjene frekvencije (sl. 29).



Sl. 29. Primjer djelovanja regulatora broja okretaja na promjenu opterećenja  $\Delta P$  za slučaj kad jedan od regulatora ima astatičku karakteristiku

Kao što se karakteristika regulatora može prikazati regulacionom energijom prema jedn. (16), tako se može i za zajedničku karakteristiku sistema (dio DE zajedničke karakteristike na sl. 28 b) odrediti regulaciona energija prema istoj relaciji. Pri tome, međutim, treba uzeti u obzir i karakteristiku potrošača (sl. 30), koja se može aproksimirati pravcem. Za dio trošila, naime, opterećenje ne ovisi o frekvenciji (žarulje, peći za grijanje i sl.), a za ostale potrošače opterećenje raste s frekvencijom na način koji ovisi u prvom redu o vrsti stroja što ga tjera elektromotor (strojevi za obradu metala i drveta, pumpe, ventilatori itd.). Karakteristika sistema određuje se prema konstrukciji prikazanoj na sl. 30, pa je regulaciona energija sistema definirana relacijom

$$K = - \frac{\Delta P_g - \Delta P_p}{\Delta f} = - \frac{\Delta P_g}{\Delta f} + \frac{\Delta P_p}{\Delta f} = K_g + K_p, \quad (17)$$

gdje je  $K_g$  regulaciona energija agregata, a  $K_p$  regulaciona energija potrošača.

Budući da se radi o slučajnim oscilacijama opterećenja, može se pretpostaviti da vrijedi Gaussova raspodjela tih oscilacija. Prema iskustvu, standardna devijacija raspodjele oscilacija opterećenja može se odrediti iz relacije

$$\sigma_p = \sqrt{m P_{\max}},$$

gdje je  $m$  konstanta (0,03...0,04 za dobro voćeni pogon), a  $P_{\max}$  maksimalno godišnje opterećenje sistema. Uzevši u obzir jedn. (17), dobiva se da je standardna devijacija oscilacija frekvencije

$$\sigma_f = \frac{\sigma_p}{K} = \frac{\sqrt{m P_{\max}}}{K}.$$

Potrebna snaga za regulaciju frekvencije za praktički 100%tnu sigurnost može se odrediti iz empirijske relacije

$$P_R \approx 3 \sqrt{P_{\max}} \quad (18)$$

Prema tome, u većem elektroenergetskom sistemu nije moguće osigurati regulaciju frekvencije snagom jednog agregata, pa treba tu regulaciju povjeriti većem broju agregata, bilo u jednoj elektrani bilo u grupi elektrana. U tom slučaju potreban je sekundarni regulator koji mjeri odstupanje stvarne frekvencije u sistemu od nominalne frekvencije, te raspodjeljuje opterećenje među agregate koji sudjeluju u regulaciji frekvencije. Sekundarni regulator ima astatičku karakteristiku. Ovdje treba napomenuti da u sistemu može raditi samo jedan (primarni ili sekundarni) astatički regulator, jer nije moguće dva ili više takvih regulatora udesiti na točno istu frekvenciju.

Regulaciju frekvencije mogu vršiti hidroelektrane i termoelektrane, ali pri izboru elektrana za regulaciju frekvencije treba uzeti u obzir sposobnost elektrane da podnosi brze promjene opterećenja. Hidroelektrana s akumulacionim bazenom i tlačnim dovodom sposobna je da preuzme promjene opterećenja od praznog hoda do maksimalnog opterećenja u roku od nekoliko sekunda (brzina promjene ovisna je o brzini djelovanja regulatora, a ta je opet ovisna o duljini tlačnog cjevovoda zbog povišenja tlaka uslijed vodnog udara), dok su brze promjene opterećenja u termoelekttranama ograničene na područje  $\sim 20\%$  od maksimalnog opterećenja (npr. između 80 i 100% maksimalnog opterećenja), jer regulacija loženja kotla ne bi mogla slijediti veće promjene opterećenja. Pri izboru elektrana za regulaciju frekvencije treba osim toga voditi računa o tom da ne dođe do preljeva vode u hidroelektrani koja treba da regulira frekvenciju, što će se dogoditi ako takva hidroelektrana ima velike dotoke a mali akumulacioni bazen. Zbog svega toga potrebno je u sistemu predvidjeti dovoljno elektrana koje su pripremljene za regulaciju frekvencije, kako bi se odabrala najpovoljnija kombinacija elektrana (npr. za vrijeme velikih voda regulaciju frekvencije preuzimaju termoelektrane i hidroelektrane s vrlo velikim akumulacionim bazenima, a za vrijeme malih voda hidroelektrane s malim akumulacionim bazenima).

Prema jedn. (18) u velikom elektroenergetskom sistemu potrebna je relativno manja snaga za regulaciju frekvencije, pa je u takvom sistemu i lakše održavati frekvenciju na nominalnoj vrijednosti. Ako se naime računa da regulaciona energija, koja je izražena jednadžbom (16), iznosi u većim sistemima približno  $0,15 P_{\max}$ , može se, koristeći se istom relacijom i relacijom (18) uz pretpostavku da nema snage za regulaciju ( $\Delta P = P_R$ ), dobiti za oscilaciju frekvencije izraz  $\Delta f = 20/\sqrt{P_{\max}}$ . Tolike bi oscilacije frekvencije, dakako, nastupale samo u normalnom pogonu; u slučaju kvara te oscilacije mogle bi biti i znatno veće.

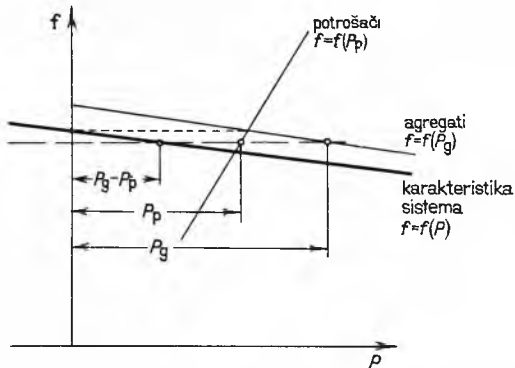
Danas se smatra da dozvoljene varijacije frekvencije ne bi smjele biti veće od  $\pm 0,1$  Hz. Postojeći jugoslavenski propisi dozvoljavaju za vremenski period od 15 min najveće prosječno odstupanje od nominalne frekvencije  $\pm 0,1$  Hz ako se frekvencija regulira automatski, a  $\pm 0,2$  Hz ako se regulacija provodi ručno. Te su tolerancije dovoljne s obzirom na potrošače, ali se u velikim elektroenergetskim sistemima ni tolika odstupanja ne tole-

riraju, jer svako odstupanje od nominalne frekvencije dovodi do promjene opterećenja u svim elektranama (v. sl. 28 i 29), što, s jedne strane, znači odstupanje od optimalne raspodjele opterećenja među elektranama i, s druge strane, može dovesti do preopterećenja vodova i transformatora i do njihovog isklapanja, pa i do poremećaja u sistemu.

Frekvencija je jednaka u cijelom elektroenergetskom sistemu; napon, naprotiv, nije: on je različit u pojedinim točkama mreže. Regulacija napona provodi se neposredno promjenom uzbuđe generatora i promjenom prijenosnog omjera transformatora, a posredno dodatnom proizvodnjom jalove snage u pojedinim točkama mreže (sinhronim kompenzatorima, statičkim kondenzatorima i prigušnicama); tako se smanjuje ili povećava prijenos jalove snage, a time i pad napona u dijelu mreže. Oscilacije napona na mjestu priključka potrošača mogu se kretati u granicama  $\pm 5\%$  od nazivnog napona; oscilacije u pojedinim točkama mreže na koje nisu neposredno priključeni potrošači mogu biti i veće, što ovisi o konfiguraciji mreže, o postojanju regulacionih transformatora i o mogućnostima za regulaciju napona do mjesta priključka potrošača.

**Elektroenergetska dispečerska služba.** Eksploatacijom elektroenergetskog sistema rukovodi elektroenergetska dispečerska služba, koja je u malom sistemu organizirana centralizirano, a u većim sistemima dvostepeno (dispečerska služba sistema i dispečerska služba regija) ili trostepeno (dispečerska služba sistema, regija i područja gradova) što ovisi o veličini sistema i unutarnjoj organizaciji. U svim slučajevima sve bitne odluke donosi služba sistema. Među osnovne zadatke dispečerske službe sistema mogu se ubrojiti: predviđanja dnevnog dijagrama opterećenja i u skladu s tim izrada voznih redova elektrana za sutrašnji dan vodeći računa o optimalnoj eksploataciji, određivanje korištenja akumulacionih bazena hidroelektrana, određivanje elektrana za reguliranje frekvencije, određivanje naponskog režima u pojedinim točkama mreže, permanentni nadzor nad pogonom elektrana i mreže, izrada planova remonta dijelova sistema, intervencije u slučaju kvara, obustavljanje ili ograničenje isporuka električne energije za slučaj kvara ili pomanjkanja energije, analiza vođenja pogona, prikupljanje i obrada statističkih podataka o prilikama u sistemu. Da bi dispečerska služba sistema mogla izvršiti navedene zadatke, potrebno je da bude stalno informirana o stanju u elektranama (posebno o elektranama koje vrše regulaciju frekvencije) te o glavnim transformatorskim stanicama i vodovima (treba da postoje telekomunikacijske veze, telemetrijske veze, telesignalizacija), da može neposredno intervenirati u regulaciji frekvencije i u izmjeni sa susjednim sistemima, da ima pregledan uvid u situaciju u mreži (na shemi mreže s automatskom registracijom promjena stanja), da ima pomoćna sredstva (elektronička računala, modele mreže) pomoću kojih određuje optimalnu raspodjelu opterećenja među elektranama i kontrolira tokove snage u mreži, te vrši obradu primljenih podataka.

**Medusobno povezivanje elektroenergetskih sistema** ima tehničkih i ekonomskih prednosti, od kojih su najvažnije ove: a) ukupno maksimalno opterećenje po jedinim sistema manje je od zbroja maksimalnih opterećenja po jedinim sistema zbog različitih dijagrama opterećenja, b) potrebne su rezerve snage manje, zahvaljujući mogućnosti medusobne pomoći kad nastupi kvar ili se očituje pogreška u predviđanju opterećenja i c) agregati u elektranama mogu se povećati zbog povećanja ukupne snage elektrana u paralelnom radu. Povezivanje elektroenergetskih sistema uzrokuje, s druge strane, ove poteškoće: a) povećava se snaga kratkog spoja, pogotovo ako su posrijedi spojni vodovi za prijenos velike snage (najveća povećanja snaga kratkog spoja pojavljuju se u rasklopnim postrojenjima na krajevima spojnog voda), b) u spojnim vodovima nastaju oscilacije snage koje mogu zbog djelovanja regulatora frekvencije biti tolike da dovode do preopterećenja spojnog voda i do njegovog isklapanja i uslijed toga do manjka snage u sistemu koji u tom momentu preuzima energiju, c) pogoršava se stabilnost povezanih sistema, pogotovo ako su im spojni vodovi veće duljine i male prijenosne moći i d) kvar u jednom sistemu može negativno utjecati na prilike u drugom sistemu. Zbog toga se smatra da treba, kad se povezuju elektroenergetski sistemi, izgraditi kratke i snažne spojne vodove, ugra-



Sl. 30. Određivanje karakteristike sistema  $P = \Phi(f)$  iz karakteristike agregata i potrošača

diti u svim elektranama brze regulatore broja okretaja i napona i ugraditi na spojnim vodovima brze zaštitne uređaje za isklapanje kratkih spojeva.

Kad se povezuju elektroenergetski sistemi, redovito nijedan sistem ne želi da preuzme regulaciju frekvencije u drugom sistemu. To znači da svaki sistem treba da svojim elektranama nadoknadi manjak snage koji se pojavljuje bilo kao posljedica lošeg predviđanja dijagrama opterećenja, bilo kao posljedica ispada elektrane ili dalekovoda. Da bi se to ostvarilo, provodi se regulacija frekvencije u ovisnosti o snazi izmjene među sistemima (regulacija frekvencija-snaga). Prilikom izrade voznog reda elektranā dogovara se i vozni red snage izmjene među sistemima, koja se mjeri na spojnom vodu među sistemima (ili na spojnim vodovima kao zbroj snagā izmjene). Regulatori u povezanim sistemima djeluju na promjenu frekvencije i na promjenu snage izmjene.

Promotrimo slučaj povezivanja dvaju sistema A i B, i pretpostavimo da je dogovoreno da sistem A isporučuje snagu  $P_0$  sistemu B. Neka u jednom momentu nastane smanjenje frekvencije ( $\Delta f < 0$ ) i smanjenje snage izmjene ( $\Delta P < 0$ ). U tom slučaju mora djelovati regulator u sistemu A (poveća se opterećenje elektrana koje reguliraju frekvenciju), jer je do smanjenja frekvencije došlo zbog manjka snage u tom sistemu, na što ukazuje smanjenje isporuke sistemu B ( $\Delta P < 0$ ); regulator u sistemu B bit će blokiran, pa neće djelovati. Ako se, naprotiv tome, uz smanjenje frekvencije ( $\Delta f < 0$ ) poveća snaga razmjene ( $\Delta P > 0$ ), mora djelovati regulator u sistemu B (također tako da se poveća opterećenje elektrana koje reguliraju frekvenciju), jer se manjak snage sada pojavljuje u sistemu B, na što ukazuje činjenica da taj sistem preuzima snagu veću od dogovorene. Ako se frekvencija poveća ( $\Delta f > 0$ ), treba smanjiti opterećenje elektrana koje reguliraju frekvenciju, i to u sistemu A ako sistem A daje sistemu B snagu veću od dogovorene ( $\Delta P > 0$ ), a u sistemu B ako taj sistem preuzima snagu manju od dogovorene ( $\Delta P < 0$ ). Na taj način svaki od sistema svojim elektranama korigira vlastite poteškoće.

Da se izbjegnju te oscilacije snage koje mogu dovesti do preopterećenja vodova (nedopustivog pogotovo kad se radi o kabelskom spojnom vodu) i do isklapanja vodova, da se eliminiraju poteškoće zbog nestabilnosti i zbog povećanja struja kratkog spoja, mogu se spojni vodovi izgraditi kao vodovi istosmjerne struje. Tako je izgrađen kabel istosmjerne struje ( $\pm 100$  kV) za maksimalno opterećenje od 160 MW između Francuske i Velike Britanije duljine 52 km (1961) radi eliminiranja oscilacija snage među dva velika sistema. God. 1965 izgrađen je spojni vod između Švedske i Danske (76 km podmorski kabel, 5 km podzemni kabel i 86 km zračni vod) za istosmjernu struju ( $\pm 125$  kV) i za maksimalno opterećenje od 260 MW radi eliminiranja poteškoća zbog nestabilnosti i zbog oscilacija opterećenja. Također pri povezivanju sistema unutar zemlje ima opravdanja za izgradnju vodova istosmjerne struje. Tako je izgrađen u SSSR spojni vod Volgograd—Donbas ( $\pm 400$  kV, 750 MW, 475 km) da bi se eliminirale poteškoće zbog nestabilnosti prijenosa, u Velikoj Britaniji spojni vod Kingsmorth—London ( $\pm 266$  kV, 640 MW, 82 km) radi smanjenja struja kratkog spoja, u Japanu spojni vod ( $\pm 125$  kV, 300 MW) kod mjesta Sakumo radi spajanja mreža različitih frekvencija (50 i 60 Hz).

Mogu se razlikovati ovi oblici isporuka energije među povezanim sistemima: opskrba na osnovi dugoročnih ugovora, kratkoročne razmjene energije i razmjene u slučaju kvara. Opskrba na osnovi dugoročnih ugovora temelji se na garantiranoj isporuci tokom cijele godine ili u sezoni s velikim protocima u hidroelek-

Tablica 8  
RAZMJENA ELEKTRIČNE ENERGIJE MEĐU ZEMLJAMA EVROPE U 1968

Zemlja	Šifra	Izvoz		Uvoz	
		Ukupno GWh	Udio od proizvodnje u zemlji, %	Ukupno GWh	Udio od proizvodnje u zemlji, %
Austrija	A	5 527	21,5	1 020	4,0
Belgija	B	627	2,5	688	2,7
Bugarska	BG	38	0,2	341	2,2
Čehoslovačka	ČS	1 072	2,8	2 691	7,1
Danska	DK	2 252	18,6	1 988	16,4
Finska	SF	281	2,3	565	3,3
Francuska	F	2 773	2,4	4 494	3,8
Grčka	GR	27	0,4	46	0,6
Mađarska	H	413	3,5	2 668	23,1
Italija	I	510	0,5	2 567	2,6
Luksemburg	L	637	32,5	1 754	89,4
Nizozemska	NL	435	1,4	29	0,1
Norveška	N	3 233	5,4	239	0,4
Njemačka, SR	BD	4 727	2,5	11 756	6,2
Njemačka, DR	DD	848	1,3	964	1,5
Poljska	PL	1 127	2,2	1 456	2,8
Portugal	P	25	0,4	91	1,5
Rumunjska	R	2 217	8,0	—	—
Španjolska	E	1 863	4,2	114	0,3
Švedska	S	2 731	4,9	4 531	8,1
Švicarska	CH	8 532	27,9	3 266	10,7
Velika Britanija	GB	3	0,0	737	0,4
SSSR	SU	4 249	0,7	1 842	0,2
Jugoslavija	YU	144	0,5	444	2,2
Ukupno		44 291	2,4	44 291	2,4

Regulacija frekvencija-snaga ima opravdanja kad je posrijedi povezivanje sistemā približno jednake snage, jer bi tada prevelik teret pao na jedan od sistema kad bi taj sistem preuzeo regulaciju frekvencije za oba sistema. Ali ako je jedan sistem znatno manji od drugoga, veći sistem preuzima na sebe regulaciju frekvencije, jer to za njega, prema jedn. (18), predstavlja tek neznatno dodatno povećanje snage potrebne za regulaciju. Snaga izmjene među sistemima regulira se u tom slučaju elektranama u manjem sistemu.

Kako je već spomenuto, povezivanje sistemā dovodi do oscilacija snage u spojnim vodovima i do pogoršanja stabilnosti. Standardne se devijacije oscilacije opterećenja spojnog voda name superponiraju, pa standardna devijacija tih oscilacija iznosi

$$\sigma_{AB} = \frac{K_A K_B}{K_A + K_B} \sqrt{\sigma_{fA}^2 + \sigma_{fB}^2}, \quad (19)$$

gdje su  $K_A$  i  $K_B$  regulacione energije sistema A i B, a  $\sigma_{fA}$  i  $\sigma_{fB}$  standardne devijacije oscilacija frekvencije u sistemima A i B.

trana. Najčešće se odnosi među sistemima temelje na kratkoročnim razmjenama energije radi povećanja ekonomičnosti proizvodnje korištenjem viškova energije u hidroelektranama ili u ekonomičnim termoelektranama. Spojni vodovi izgrađeni za kratkoročne razmjene energije upotrebljavaju se i kao veze za ispmoć u slučaju kvara.

**Elektroenergetski sistemi u Evropi.** U Evropi postoje dvije velike grupe elektroenergetskih sistema koje redovito rade paralelno: grupa UCPTE (Union pour la coordination de la production et du transport d'énergie électrique) koju sačinjavaju Austrija, Belgija, Francuska, Italija, Luksemburg, Nizozemska i SR Njemačka, i grupa SEV (Sovet ekonomičeskoj vzaimopomošči — Savjet za uzajamnu ekonomsku pomoć) koju sačinjavaju Bugarska, Čehoslovačka, Njemačka DR, Poljska, Rumunjska i zapadni dio SSSR. Bez proširenja svog sastava, UCPTE je razvila suradnju s ostalim susjednim zemljama formiranjem posebnih regionalnih grupa: Francuska, Portugal i Španjolska



(UFIPTE); Austrija, Italija i Jugoslavija (SUDEL); Danska, Finska, Norveška i Švedska (NORDEL). Maksimalno opterećenje mreže UCPTA u paralelnom radu iznosilo je 93 000 MW u prosincu 1968, a mreže SEV u isto doba 37 000 MW (treba napomenuti da samo elektrane zapadne Ukrajine rade paralelno s mrežama zemalja u istočnoj Evropi).

Izvoz i uvoz električne energije predstavlja tek mali dio od ukupne proizvodnje (tabl. 8), iako neke zemlje izvoze više od 20% ukupne proizvodnje (Austrija, Švicarska, Luksemburg), a neke zemlje uvoze količine električne energije koje predstavljaju više od 10% količine proizvedene u vlastitim elektranama (Danska, Mađarska, Luksemburg, Švicarska).

Grupa sistema UCPTA nema centralne dispečerske organizacije koja bi koordinirala eksploataciju nacionalnih sistema, već se koordinacija vrši među pojedinim susjednim zemljama; eksploataciju grupe sistema SEV, naprotiv, koordinira internacionalni dispečerski centar u Pragu. Iako je rad unutar grupa sistema paralelan, za sada je paralelan rad među tim dvjema grupama nemoguć zbog slabih međusobnih veza, koje ne bi mogle izdržati oscilacije opterećenja na spojnim vodovima (v. jedn. 19). Zbog toga se razmjena energije među zemljama obiju grupa sistema vrši u odvojenom pogonu (time što se dio mreže jednog sistema opskrbljuje iz drugog sistema, ili time što se elektrana jednog sistema priključi na drugi sistem).

**Budući razvoj elektroenergetskih sistema**, pogotovo s obzirom na izgradnju velikih elektrana lociranih na nalazištima ugljena (na površinskim kopovima niskokaloričnih vrsta ugljena) i izgradnju konvencionalnih i nuklearnih termoelektrana na morskoj obali (gdje su osigurane dovoljne količine vode za hlađenje kondenzatora), traži upotrebu sve viših napona za prijenos električne energije. Vjerojatno će se graditi i vodovi za prijenos električne energije izmjeničnom strujom i vodovi za prijenos energije istosmjernom strujom kako unutar energetskeg sistema tako i za povezivanje elektroenergetskih sistema. Tako je npr. u SSSR predviđeno stavljanje u pogon 1970 i 1971 više vodova napona 750 kV izmjenične struje, a u Francuskoj je izgrađen eksperimentalni vod napona 1000 kV. U USA već su započete studije za izgradnju mreže napona 1000 do 1500 kV jer se smatra da će za 10...15 godina takva mreža biti potrebna kako bi se mogli u sistem uključivati agregati snage od 4000 do 5000 MW. U Kanadi je 1968 bilo u pogonu 1000 km vodova napona 735 kV, a u narednim godinama predviđa se izgradnja više od 4000 km vodova istog i višeg napona, koji su potrebni za prijenos energije iz budućih vrlo udaljenih hidroelektrana do centara potrošnje i koji će omogućiti razmjenu električne energije sa USA. Prijenos snage od 1000 MW ekonomičniji je naponom 750 kV nego naponom 380 kV tek ako se radi o udaljenosti većoj od 1000 km, ali za prijenos snage od 2000 MW, napon od 750 kV već je ekonomičniji za udaljenost od 300 km. Pored izgradnje vodova izmjenične struje treba očekivati izgradnju prijenosnih vodova istosmjerne struje zbog prednosti u pogonu (nema utjecaja na povećanje struja kratkog spoja, nema poteškoća zbog regulacije frekvencije i oscilacija snaga u spojnom vodu, vodovi istosmjerne struje predstavljaju barijeru za prijenos utjecaja kvarova, nema poteškoća sa strujom nabijanja). Za prijenos snaga od 1000 MW (napon  $\pm 300$  kV) i 2000 MW (napon  $\pm 600$  kV) upotreba istosmjerne struje je ekonomičnija ako se radi o udaljenostima većim od 950 km za nadzemne vodove, a već od stotinjak kilometara za kabale. (V. Dalekovodi.)

Osim toga, u budućem razvoju elektroenergetskih sistema vjerojatno treba očekivati korištenje svojstva supravodljivosti (na temperaturi od 4 K) i vodljivosti na niskim temperaturama (20...77 K) pri izgradnji kabela za prijenos vrlo velikih snaga.

LIT.: M. J. Steinberg, T. H. Smith, Economy loading of power plants and electric systems, New York-London 1943. — B. B. Болотов, Теоретические основы выбора экономического режима сложной электроэнергетической системы, Москва-Ленинград 1947. — H. Požar, Ekonomična raspodjela opterećenja u elektroenergetskom sistemu, Zagreb 1953. — И. Маркович, Режимы энергетических систем, Москва 1957. — L. K. Kirchmayer, Economic operation of power systems, New York 1958. — L. K. Kirchmayer, Economic control of interconnected systems, New York 1959. — A. Глазунов, Электрические сети и системы, Москва 1960. — H. Požar, Leistung und Energie in Verbundsystemen, Wien 1963. — S. Despotović, Matematički modeli u analizi elektroenergetskih sistema, Beograd 1965. — Z. Jasicki i in., Praca układów elektroenergetycznych, Warszawa 1966. — B. Weedy, Electric power systems, New York 1967. — N. M. Ivošević, Elektroenergetika, Beograd 1970.

H. Požar

**ELEKTROEROZIJSKA OBRADA**, skup postupaka za obradu električki vodljivog materijala s pomoću termičkih i mehaničkih efekata koji prate električno izbijanje između dvije električki suprotno nabijene elektrode.

Pojavu lokalnog razaranja elektroda prilikom električnog izbijanja iskrom otkrio je 1766 Joseph Priestley i nazvao je elektroerozijskim efektom. Ozbiljnije se počela proučavati ta pojava tek tridesetih godina ovog stoljeća u vezi s trošenjem električnih kontakata vibracijskih i komutacijskih uređaja. Dok su vršili pokuse u nastojanju da nađu što otpornije materijale za kontakte vibratora, ruskim istraživačima bračnom paru B. R. i N. I. Lazarenko pala je na um misao da elektroerozijski efekt iskoriste kao osnovu novog postupka za obradu metala. Već 1943 objavili su i demonstrirali takav postupak. Nakon toga na razvijanju elektroerozijskih postupaka radeno je također u USA, Vel. Britaniji, Švicarskoj i drugim zemljama, te su po završetku drugog svjetskog rata bili položeni temelji nove elektrotehnoške metode za obradu metala, koja odonda nalazi sve širu primjenu.

Erozija metala električnim lukom opažena je već rano prilikom električnog lučnog zavarivanja. Postupak obrade metala nestacionarnim električnim lukom počeo se razvijati 1936, dakle prije elektroerozijskih postupaka u užem smislu riječi. U novije vrijeme razvili su se različiti kombinirani postupci koji se koriste istodobno dvjema načinima dovođenja električne energije do mjesta gdje se skida materijal s izratka (elektrokontaktni postupci) i/ili pored elektrotopline iskorištavaju za skidanje materijala također anodno otapanje (anodno-mehanički postupci).

Elektroerozija svrstava se među postupke obrade nemehaničkim skidanjem materijala s izratka, koji su se u novije vrijeme pridružili klasičnim postupcima obrade mehaničkim skidanjem materijala s izratka (obrade skidanjem strugotine) i mehaničke obrade bez skidanja strugotine (v. Alati, TE 1, str. 72).

Postupci obrade nemehaničkim skidanjem materijala mogu se podijeliti na kemijske postupke (nagrijanje, jetkanje), elektrokemijske postupke (eliziranje, v. Elektrohemijska obrada), termičke postupke (obrada plamenom i mlazom plazme, v. Plazma) i elektrotermičke postupke (elektroerozija i obrada fokusiranim mlazom elektrona velike energije).

Elektroerozija danas se u strojnogradnji primjenjuje najviše za rješavanje zadataka koji se mehaničkom obradom mogu riješiti samo uz velik utrošak vremena i materijalnih sredstava ili se takvom obradom ne mogu riješiti nikako: za proizvodnju izradaka od vrlo tvrdog i žilavog metalnog materijala i izradaka sa šupljinama zamršena oblika, provrta i uvrta sa zavintuom osi i/ili vrlo malog promjera, uskih procjepa, i sl.

#### Opće osnove i podjela elektroerozijskih postupaka.

Pri svim elektroerozijskim postupcima izradak je spojen s izvorom električne energije kao jedna od elektroda, na koju se s alata, spojenog kao druga elektroda, prenosi električna energija na takav način da se ta energija direktno pretvara u toplinu koncentriranu u malom volumenu. Obradeni se materijal tom toplinom omekša i rastali, a dijelom i ispari, pa se onda mehaničkim i/ili elektrodinamičkim silama uklanja, ostavljajući u materijalu erozijski krater. Da bi se na taj način izradak obrađivao s malom tolerancijom dimenzija (*dimenzijska obrada*) područje erozije mora ostati ograničeno na malu površinu; radi toga u svim elektroerozijskim postupcima djelovanje je električne energije vremenski ograničeno, tj. električna energija djeluje kratkotrajnim impulsima. Da bi proizvodnost procesa zadovoljavala, tj. da bi se u jedinici vremena s izratka skinula dovoljna količina materijala, električni impulsi treba da slijede jedan iza drugog dovoljno velikom frekvencijom.

Prema tome na koji se način električna energija dovodi s elektrode-alata na elektrodu-izradak, elektroerozijski se postupci dijele na *kontaktne*, pri kojima se električna energija prenosi s jedne na drugu elektrodu njihovim diodom i pretvara uglavnom u Jouleovu toplinu; *izbojne*, pri kojima se električna energija prenosi s jedne elektrode na drugu električnim izbijanjem kroz dielektrik među njima, a toplina se prenosi na izradak uglavnom isijavanjem sa usijane plazme u kanalu izbijanja, i *kombinirane*, u kojima se električna energija dovodi s jedne elektrode drugoj na više načina i/ili je skidanje materijala elektroerozijom kombinirano s kojim drugim načinom skidanja materijala. Slijed impulsa struje velike jakosti dobiva se u elektroerozijskim postupcima bilo čisto električnim načinom, bilo čisto mehaničkim načinom, bilo kombiniranim elektro-mehaničkim načinom.

Čisto kontaktni postupak (s mehaničkim stvaranjem impulsa) nije se uveo u praksu. Izbojni se postupci mogu dalje dijeliti u postupke u kojima se elektricitet prenosi lukom i postupke u kojima se prenosi iskrom. Elektroerozijski postupak s prenosom elektriciteta lukom i stvaranjem impulsa mehaničkim načinom naziva se *elektrolučnim postupkom*; postupak s prenosom elektriciteta električnom iskrom uz čisto električno stvaranje impulsa naziva se *elektroerozija iskrom* (u užem smislu riječi), postupak uz