

ԷԼԵԿՏՐԱԷՆԵՐԳԵՏԻԿԱԿԱՆ ՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ԿԱՅՈՒՆԱՑՎԱԾ ՌԵԺԻՄԻ ՀԱՎԱՍԱՐՈՒՄՆԵՐԻ ՀԱՄԱԿԱՐԳԵՐԻ ԼՈՒԾՈՒՄԸ ԽԱՆՔ ՏԵՍՔԻ ԿԱՅԱՆԱՅԻՆ ՀԱՆԳՈՒՅՑՆԵՐԻ ԴԵՊՈՒՄ

Ա. Դուլյան

Էլեկտրաէներգետիկական համակարգի (էէՀ) կայունացված ռեժիմի մաթեմատիկական մոդելը, խառը տեսքի կայանային հանգույցների դեպքում, ունի հետևյալ տեսքը.

$$\begin{cases} \Phi_{pm} = P_m - [P_{\text{Em}} + \varphi_{pm}(U'_n, U''_n, U'_l, U''_l)] = 0, \\ \Phi_{pk} = P_k - [P_{\text{Ek}} + \varphi_{pk}(U'_n, U''_n, U'_l, U''_l)] = 0, \end{cases} \quad (1)$$

$$\begin{cases} \Phi_{qm} = Q_m - [Q_{\text{Em}} + \varphi_{qm}(U'_n, U''_n, U'_l, U''_l)] = 0, \\ \Phi_{qk} = Q_k - [Q_{\text{Ek}} + \varphi_{qk}(U'_n, U''_n, U'_l, U''_l)] = 0, \end{cases} \quad (2)$$

$$\begin{cases} \Phi_{pi} = P_i - [P_{\text{Ei}} + \varphi_{pi}(I'_j, I''_j)] = 0, \\ \Phi_{qi} = Q_i - [Q_{\text{Ei}} + \varphi_{qi}(I'_j, I''_j)] = 0. \end{cases} \quad (3)$$

Այստեղ $m(n)$, $k(l)$ ինդեքսները համապատասխանաբար վերաբերվում են P-Q և P-U տեսքի կայանային հանգույցներին:

Բերված (1), (2) և (3) մաթեմատիկական մոդելների իրացման համար օգտվում ենք առաջին կարգի կամ Նյուտոն-Ռաֆսոնի մեթոդից, որի դեպքում համապատասխան ռեկուրենտային արտահայտությունները կլինեն.

$$\begin{bmatrix} U'_n \\ U''_n \\ U'_l \\ U''_l \end{bmatrix}^{h+1} = \begin{bmatrix} U'_n \\ U''_n \\ U'_l \\ U''_l \end{bmatrix}^h - \begin{bmatrix} \frac{\partial \Phi_{pm}}{\partial U'_n} & \frac{\partial \Phi_{pm}}{\partial U''_n} & \frac{\partial \Phi_{pm}}{\partial U'_l} & \frac{\partial \Phi_{pm}}{\partial U''_l} \\ \frac{\partial \Phi_{qm}}{\partial U'_n} & \frac{\partial \Phi_{qm}}{\partial U''_n} & \frac{\partial \Phi_{qm}}{\partial U'_l} & \frac{\partial \Phi_{qm}}{\partial U''_l} \\ \frac{\partial \Phi_{pk}}{\partial U'_n} & \frac{\partial \Phi_{pk}}{\partial U''_n} & \frac{\partial \Phi_{pk}}{\partial U'_l} & \frac{\partial \Phi_{pk}}{\partial U''_l} \\ \frac{\partial \Phi_{uk}}{\partial U'_n} & \frac{\partial \Phi_{uk}}{\partial U''_n} & \frac{\partial \Phi_{uk}}{\partial U'_l} & \frac{\partial \Phi_{uk}}{\partial U''_l} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Phi_{pm} \\ \Phi_{qm} \\ \Phi_{pk} \\ \Phi_{uk} \end{bmatrix} \quad (4)$$

$$\begin{bmatrix} I'_j \\ I''_j \end{bmatrix}^{h+1} = \begin{bmatrix} I'_j \\ I''_j \end{bmatrix}^h - \begin{bmatrix} \frac{\partial \Phi_{pi}}{\partial I'_j} & \frac{\partial \Phi_{pi}}{\partial I''_j} \\ \frac{\partial \Phi_{qi}}{\partial I'_j} & \frac{\partial \Phi_{qi}}{\partial I''_j} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Phi_{pi} \\ \Phi_{qi} \end{bmatrix} \quad (5)$$

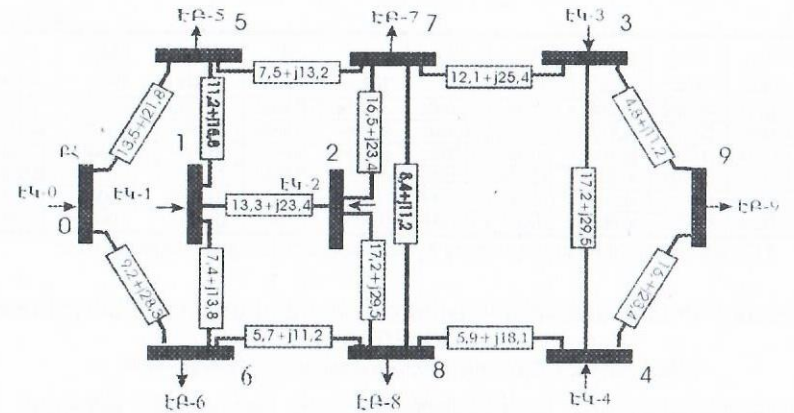
Բերված (4) և (5) ռեկուրենտային արտահայտությունների Յակոբի մատրիցաների մասնակի ածանցյալների համապատասխան բանաձևերը որոշվում են համապատասխանաբար (1)-(3)-ով:

Ստացված (4) և (5) ռեկուրենտային արտահայտությունները հնարավորություն են տալիս իրականացնել թվային հետազոտություն:

Դիտվում է տասը հանգույց ունեցող էէՀ, որը բաղկացած է հինգ էլեկտրական կայանային և հինգ բեռնային հանգույցներից, ինչպես ցույց է տրված ստորև.

Համապատասխան նախնական ինֆորմացիան հանգույցների վերաբերյալ տրված է աղյուսակ 1-ում:

Օգտվելով (4), (5) ռեկուրենտային արտահայտություններից, որոշելով Յակոբի մատրիցի մասնակի ածանցյալների թվային արժեքները և օգտվելով գրված նախնական ինֆորմացիայից, կազմակերպում ենք լուծման իտերացիոն պրոցեսը:



Սկ. 1. Տասը հանգույցանոց էէՀ-ի փոխարինված սխեման:

Աղյուսակ 1

Փարամետր Հանգույց	P ՄՎտ	Q ՄՎտ	Ψ_0	U կՎ
ԷԿ-0	—	—	0	220
ԷԿ-1	80	90	—	—
ԷԿ-2	105	—	—	220
ԷԿ-3	80	—	—	220
ԷԿ-4	60	40	—	—
ԷԲ-5	110	55	—	—
ԷԲ-6	60	30	—	—
ԷԲ-7	100	50	—	—
ԷԲ-8	104	52	—	—
ԷԲ-9	94	47	—	—

Չուզամիտման պրոցեսը ուսումնասիրելու համար դիտում ենք անկախ կայանային հանգույցների և բեռնային հանգույցների հզորությունների հաշվեկշիռների փոքրացման ընթացքը:

Անկախ կայանային հանգույցների ակտիվ և ռեակտիվ հզորությունների ոչ հաշվեկշիռների մեծությունների փոքրացման ընթացքը բերված է աղ. 2-ում:

Աղյուսակ 2

Իտ. Թիվ	$\Delta \Phi_{p1}$ ՄՎտ	$\Delta \Phi_{q1}$ ՄՎտ	$\Delta \Phi_{p2}$ ՄՎտ	$\Delta \Phi_{p3}$ ՄՎտ	$\Delta \Phi_{p4}$ ՄՎտ	$\Delta \Phi_{q4}$ ՄՎտ
1	-37,0511	-25,4143	18,5524	-69,6579	8,7235	7,9614
2	-9,1364	-7,4243	-5,4513	-21,6433	2,1314	5,1321
3	-2,4774	-1,1413	-2,5133	1,2913	-0,0517	1,0091
4	0,0806	0,0900	0,0611	0,0156	0,0135	0,9984
5	0,0011	0,0900	0,0020	0,0013	0,0091	0,0999
6	0,0011	0,0900	0,0020	0,0013	0,0091	0,0099

Բեռնային հանգույցների ակտիվ և ռեակտիվ հզորությունների ոչ հաշվեկշռային մեծությունների փոքրացման ընթացքը բերված է աղ. 3-ում:

Աղյուսակ 3

Իտ թիվ	$\Delta\Phi_{p5}$ ՄՎտ	$\Delta\Phi_{p4}$ ՄՎտ	$\Delta\Phi_{p0}$ ՄՎտ	$\Delta\Phi_{p6}$ ՄՎտ	$\Delta\Phi_{p7}$ ՄՎտ	$\Delta\Phi_{p7}$ ՄՎտ	$\Delta\Phi_{p8}$ ՄՎտ	$\Delta\Phi_{p8}$ ՄՎտ	$\Delta\Phi_{p9}$ ՄՎտ	$\Delta\Phi_{p9}$ ՄՎտ
1	-1,0113	-2,2000	-0,2442	-0,9961	-0,6005	-1,3856	-0,5561	-1,9102	0,6278	-1,1171
2	-0,9083	0,2115	-0,1122	0,09391	-0,3941	0,3194	-0,3384	-0,1821	-0,0482	-0,1120
3	-0,0774	0,1781	0,0411	0,0096	0,0391	0,0196	0,2112	0,0171	0,1344	0,0191
4	-0,0057	0,0124	-0,0038	0,0073	-0,0082	0,0158	-0,0061	0,0093	-0,0094	0,0094
5	-0,0006	0,0015	-0,0039	0,0004	-0,0006	0,0014	-0,0001	0,0009	-0,0003	0,0011
6	-0,0006	0,0015	-0,0039	0,0004	-0,0006	0,0014	0,0001	0,0009	-0,0003	0,0011

Ինչպես նկատում ենք զուգամիտումը կատարվում է 5-6 խտրացիաներում:

ԷԼԵԿՏՐԱԵՆԵՐԳԻԱՅԻ ՉՓՈՎԳԻՏԱԿԱՆ ՍԽԱԼԱՆՔԻ ԴԱՇՎԱՐԿԻ ԵՐԿՐՈՒՄԸ ՄՈՂԱԿԱՆ ԴԵՏԱԶՈՏՈՒՄԸ

4. Գանձուրյան, Լ. Եղիազարյան, Վ. Սահակով, Դ. Շահսուվարյան

Էլեկտրաէներգիայի (էէ) նորմատիվային կորուստը հաշվարկային մեծություն է և որոշվում է տեխնիկական և չափագիտական կորուստների արժեքների գումարով [1]: Չափագիտական կորուստի (սխալանքի) թույլատրելի սահմանային արժեքը որոշվում է չափիչ համալիրի (ՅՏ, ԼՏ և էլեկտրաէներգիայի հաշվիչ) տարրերի սխալանքով [2].

$$\Delta W_{\text{rel}} \% = \pm \sqrt{\sum_{i=1}^n \left(\frac{W_i}{W_0} \delta_i \right)^2 + \sum_{j=1}^m \left(\frac{W_j}{W_0} \delta_j \right)^2} \quad (1)$$

որտեղ $\Delta W_i, (\Delta W_j)$ - դեպի ցանց մտած (դուրս եկած) էէ-ի արժեքն է, ΔW_0 - ցանց մուտք գործած գումարային էէ-ն է, $\delta_{(i)}$ - չափիչ համալիրի (ՉՀ) սխալանքն է, որը որոշվում է հետևյալ բանաձևով

$$\delta \% = \pm 1,1 \sqrt{\delta_0^2 + \delta_1^2 + \delta_2^2 + \delta_3^2 + \delta_4^2} \quad (2)$$

որտեղ $\delta_0, \delta_1, \delta_2, \delta_3, \delta_4$ - համապատասխանորեն ԼՏ, ՅՏ և էլեկտրահաշվիչի սխալանքի ճշտության դասերն են, δ_0 - ՅՏ և ԼՏ անկյունային սխալանքներով պայմանավորված բաղադրիչն է, δ_4 - էլեկտրահաշվիչը և ԼՏ-ը միացնող լարերում լարման կորուստի թույլատրելի մեծությունն է:

ՉՀ-ի δ - մեծությունը որոշվում է նրա սարքերի ճշտության դասերով անվանական բեռնվածքների դեպքում: Այս պայմաններում հաշվի չի առնվում ՅՏ-ի սխալանքի կախվածությունը չափագրվող հոսանքի մեծությունից, կամ ԼՏ-ի սխալանքի կախվածությունը երկրորդային շղթայի բեռնվածքից: ՅՏ-ի սխալանքի իրական բնութագիրը, կախված առաջնային շղթայի հոսանքի մեծությունից, կարող է լինել դրական անվանականին մոտ հոսանքների, և բացասական անվանականից փոքր ($0,2I_{\text{ան}}$ - ին մոտ) հոսանքների դեպքում:

ԼՏ-ի իրական բնութագիրը ունի դրական սխալանք երկրորդային փաթույթի փոքր բեռնվածքների և բացասական մեծ բեռնվածքների դեպքում:

Է է ի հաշվառային շղթաներում ՅՏ-ների առաջնային շղթայի փաստացի բեռնվածքի գործակիցների հաշվարկի արդյունքների վերլուծությունը ցույց է տալիս, որ ենթակայանների շղթաներով հաղորդված էէ-ի 56% չափագրվում են ՅՏ-ների բեռնվածքի գործակիցի 20%-ից փոքր սահմանում, իսկ էլեկտրակայանների գեներատորային լարման շղթայի ՅՏ-ի բեռնվածքի գործակիցը 40%-ից բարձր է արտադրվող էէ-ի 83%-ի դեպքում:

Չափագիտության տեսությունում տարբերվում են չափագրման սխտեմատիկ և պատահական սխալանքներ: Սխտեմատիկ սխալանքները կրկնվում են որոշակի օրինաչափությամբ: Նրանց մեծությունները կարելի է գնահատել քանակապես: Պատահական սխալանքները հանդես են գալիս առանց որոշակի օրինաչափությունների, ենթարկվում են միայն վիճակագրական օրինաչափության: Պատահական սխալանքը անխուսափելի է, իսկ արժեքը որոշվում է միջին քառակուսային շեղումով: Դետադետությունները ցույց են տալիս, որ ՅՏ և ԼՏ

սխալանքները ունեն բացահայտ սխտեմատիկ բնույթ՝ որոշակի օրինաչափությամբ: Չափագիտական կանոններով սխտեմատիկ սխալանքը պետք է հաշվի առնել չափագրման արդյունքներում: Չափագրման սխալանքը ամբողջապես ճշգրտել հնարավոր չէ, քանի որ միշտ էլ կառաջանա չբացահայտված սխտեմատիկ սխալանքի մնացորդ, որը փոքր լինելու պատճառով կարելի է դիտարկել որպես պատահական սխալանք:

[3]-ում առաջարկված է ՉՀ-ի չափագիտական սխալանքի հաշվարկի ճշգրտված մոդել, որը հնարավորություն է տալիս պահպանելով ՅՏ-ի և ԼՏ-ի պետական ստանդարտի պահանջները, այն ներկայացնել սխտեմատիկ և պատահական սխալանքների բաղադրիչներով: ՉՀ-ի սխտեմատիկ սխալանքը որոշվում է նրա տարրերի սխտեմատիկ սխալանքների հանրահաշվական գումարով, իսկ պատահական սխալանքը (2)-ով: Համակարգի էէ-ի գումարային սխտեմատիկ սխալանքը որոշվում է.

$$\Delta_{\text{rel}} \% = \sum_{i=1}^m \left(\frac{W_i}{W_0} \Delta_i \right) - \sum_{j=1}^n \left(\frac{W_j}{W_0} \Delta_j \right) \quad (3)$$

իսկ պատահական սխալանքը՝ (1)-ով:

Կատարված է Հայկական էներգահամակարգի 2001թ. տարբեր ամիսների փաստացի էլեկտրաէներգիայի արժեքներով հաշվարկներ: Հաշվարկները կատարված են փաստացի էլեկտրաէներգիայի արժեքներով և ԼՏ, ՅՏ և հաշվիչների միևնույն ճշտության դասերով համապատասխանաբար 0,5; 0,5 և 0,2:

Ըստ ամիսների համակարգի չափագիտական սխալանքի սխտեմատիկ բաղադրիչի հարաբերական արժեքը (մուտքի էէ-ի նկատմամբ) միշտ բացասական է, և տատանվում է (-0,394÷-0,718)% սահմաններում, իսկ պատահական սխալանքի բաղադրիչը՝ ±(0,26÷0,31)%: Ընդ որում, սխտեմատիկ սխալանքի փոքր արժեքը համապատասխանում է համակարգի մեծ բեռնվածքների (ծեռային ամիսներ), իսկ մեծ սխալանքը փոքր բեռնվածքների (ամառային ամիսներ) դեպքում: Աղյուսակում բերված են չափագիտական սխալանքի հաշվարկային արժեքները և նրա փոփոխման տիրույթը %:

Համակարգի բեռնվածք	Թափագիտ. սխալ		Տիրույթի		Թույլ սխալ ըստ [1]	
	$\Delta_{\text{սխտ}}$	$\Delta_{\text{պատ}}$	Առավել	Նվազ	Առավել	Նվազ
Առավելագույն (Հունվար)	-0.39	60.29	-0.68	-0.1	0.65	-0.34
Նվազագույն (Հունիս)	-0.63	60.31	-0.94	-0.32	0.66	-0.36

Համեմատման նպատակով աղյուսակում բերված են նաև չափագիտական սխալանքի հաշվարկի արդյունքները ըստ [1]-ի:

Եզրակացություններ

- Հանրապետության արտադրության անկումը և էէ-ի սպառման նվազումը բերում են ՅՏ-ների թերբեռնված ռեժիմին, որի պատճառով զգալի մեծացել են ՅՏ-ների հոսանքային և անկյունային սխալանքները: Չափագրման միջոցների սխալանքն ունի մեծանալու հավանություն՝ որպես կանոն բացասական նշանով:
- Էէ-ի փաստացի կորուստի կառուցվածքում, բացի չափիչ համալիրի պատահական սխալանքից նշանակալի մաս է կազմում չափիչ սարքերում սխտեմատիկ սխալանքով պայմանավորված բաղադրիչը: Դետադետությունները ցույց են տալիս, որ սխտեմատիկ սխալանքը հանդես է գալիս բացասական նշանով:

Գրականություն

- 110 կՎ և բարձր լարման ցանցերում էէ-ի տեխնոլոգիական անխուսափելի կորուստների հաշվարկի մեթոդիկա: - Երևան, 2001:
- Гамохурян К.А., Егизарян А.В., Сааков В.Н., Сафарян В.С. Об учете электрорезервов при ее производстве, передаче и распределении // Электрические станции. 2001. N8.
- Железко Ю.С. Оценка потерь электрорезервов, обусловленных инструментальными погрешностями измерений // Электрические станции. 2001. N8.

ՄԻՋՊԵՏԱԿԱՆ ԷԼԵԿՏՐԱՎՆԱԳՈՐԴՄԱՆ ԳԾԵՐԻ ԹՈՂԱՐԿՄԱՆ ԸՆԴՈՒՆԱԿՈՒԹՅԱՆ ԲԱՐՉՐԱՑՄԱՆ ՆՈՐ ՄԵԹՈԴ

Վ. Առաքելյան

Հայաստանի Հանրապետությունում ընթացող ժողովրդավարական և աշխարհում ընթացող գլոբալացման գործընթացները, անհրաժեշտություն են առաջացնում տարածաշրջանային տարբեր բնագավառների ինտեգրացման: Տարածաշրջանային համագործակցությունը կարող է լինել բազմակողմանի, սակայն ամենաշահավետը համագործակցությունն է ենթադրելի բնագավառում: Աշխարհում ենթադրությունների, էլեկտրական կայանների և էլեկտրական սպառիչների անհավասարաչափ բաշխվածությունը բարձրացնում են միջպետական էլեկտրահաղորդման գծերի դերը ժամանակակից ենթադրություններում [1]:

Հետազոտության նպատակն է հաշվի առնելով.

1. Հայաստանի Հանրապետությունում գազամատակարարման համեմատաբար հուսալի աստիճանը, ինչպես նաև Իրան-Հայաստան գազատարի շինարարության հեռանկարը
2. Գեներացվող դրվածքային հզորությունների կառուցվածքը.
3. Էլեկտրասպառման ցածր աստիճանը.
4. Նոր միջպետական էլեկտրահաղորդման գծերի կառուցման ոչբավարար նյութական միջոցները

Առաջարկել.

I. Միջպետական էլեկտրահաղորդման գծերի թողարկման ընդունակության բարձրացման նոր կառուցվածքային մեթոդ

II. Էլեկտրահաղորդման գծերի երկրորդային պարամետրների և բնական հզորության հաշվարկի նոր մեթոդ

Ինչպես ցույց են տալիս ուսումնասիրությունները [1,2], տարիների ընթացքում 110 – 220 կՎ լարման սնման էլեկտրահաղորդման գծերի կառուցվածքները ի համեմատ 330 – 1150 կՎ լարման համակարգային էլեկտրահաղորդման գծերի, փոփոխությունների չեն ենթարկվել: ԽՍՀՄ-ի փլուզումից հետո կազմալուծվեցին ինչպես Համընդհանուր, այնպես էլ Միացյալ Անդրկովկասյան ենթադրության կառուցվածքները: Այդ պատճառով այժմ նոր իրավիճակում կարևորվում են 220 կՎ լարման էլեկտրահաղորդման գծերի թողարկման ընդունակության բարձրացման խնդիրները:

Գոյություն ունեցող էլեկտրահաղորդման գծերում կիրառվում են մեկ ֆազային հաղորդալարերով կառուցվածքներ: Առաջարկվում է օգտագործել տրոհված ֆազային հաղորդալարերով կառուցվածքներ [3]:

Էլեկտրահաղորդման գծի հաղորդալարերի համարժեք շառավիղը որոշվում է հետևյալ արտահայտությամբ.

$$r_{\text{շառ}} = \sqrt[n]{A^{(n-1)} r^n} \quad (1)$$

որտեղ

$$A = \frac{a}{2 \sin \frac{\pi}{n}} \quad (2)$$

a - տրոհման քայլն է կամ ֆազայում հաղորդալարերի միջև եղած միջին երկրաչափական հեռավորությունն է

n - տրոհումների քանակն է

r - ֆազայում յուրաքանչյուր հաղորդալարի շառավիղն է

Էլեկտրահաղորդման գծի թողարկման ընդունակությունը բնութագրվում է բնական հզորությամբ [2], որը կարելի է որոշել հետևյալ արտահայտությամբ.

$$P_{\text{բն}} = \frac{U_0^2}{W_U} \quad (3)$$

որտեղ

U_0 - գծի նոմինալ լարման ալտիտյունն է

W_U - գծի ալիքային դիմադրությունն է

$$W_U = \sqrt{\frac{x_0 \cos 2\theta}{b_0 \cos 2\delta}} \quad (4)$$

θ, δ - լրացուցիչ անկյուններ են

$$\delta = \frac{1}{2} \arctg \frac{R_0}{X_0} \quad (5)$$

$$\theta = \frac{1}{2} \arctg \frac{g_0}{b_0} \quad (6)$$

Հետազոտությունները իրականացվել են Հայաստան – Իրան (Սիար) 220 կՎ լարման էլեկտրահաղորդման գծի նկատմամբ և արդյունքները ներկայացված են հետևյալ աղյուսակով

Հաղորդալարի մակնիշ	n [հատ]	W_U {ohm}	$P_{\text{բն}}$ [ՄՎՏ]	$P_{\text{շառ}}$ [ՄՎՏ]	$P_{\text{բ}}$ [ՄՎՏ]
ՍՊ – 500/64	1	387,9639	136,3528	196,9605	338,4139
ՍՊ – 240/32	1	416,8855	126,8933	94,541	216,6565
	2	292,8059	180,6657	189,082	433,3131
	3	251,8431	210,0514	283,6231	649,9696
	4	226,2921	233,7686	378,1641	866,6262

Գրականություն

1. Венников В.А., Рыжов Ю.П. Дальние электропередачи переменного и постоянного тока. - М.: Энергоатомиздат, 1985. - 272 с.
2. Рокотян С.С., Шаинро И.М. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. - М.: Энергоатомиздат, 1985. - 348 с.
3. Առաքելյան Վ.Պ. Էլեկտրական ցանցեր /գործնական աշխատանքներ /- Երևան, ԳՊԵՀ, 1999 - 22 էջ

ԷԼԵԿՏՐԱԷՆԵՐԳԵՏԻԿԱԿԱՆ ՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ԿԱՅՈՒՆԱՑՎԱԾ ՌԵԺԻՄԻ Կ-Շ ՀԱՎԱՍԱՐՈՒՄՆԵՐԻ ԹՎԱՅԻՆ ԼՈՒԾՈՒՄՆ ԱՌԱՋԻՆ ԵՎ ԵՐԿՐՈՐԴ ԿԱՐԳԻ ՄԵԹՈԴՆԵՐԻ ՀԱՄԱՏԵՂՄԱՍԲ

Վ. Մարգարյան

Էլեկտրաէներգետիկական համակարգի (ԷԷՀ) կայունացված ռեժիմի Կ-Շ տեսքի հավասարումների համակարգերը ներկայացվում են համապատասխանաբար հետևյալ տեսքերով

$$\begin{cases} \Phi_{pm} = P_m - [P_{Am} + \phi_{pm}(U_n, \Psi_n)]; \\ \Phi_{qm} = Q_m - [Q_{Am} + \phi_{qm}(U_n, \Psi_n)]; \end{cases} \quad (1)$$

$$\begin{cases} \Phi_{pk} = P_k - [P_{Ak} + \phi_{pk}(U_k, I_k)]; \\ \Phi_{qk} = Q_k - [Q_{Ak} + \phi_{qk}(U_k, I_k)]; \end{cases} \quad (2)$$

Եթե (1)-ը կոչվում է Կ(Z) բլոկի հավասարումների համակարգ, որի կարգը որոշվում է անկախ կայանային հանգույցների քանակով, ապա (2)-ը կոչվում է Զ(Կ) բլոկի հավասարումների համակարգ և կարգը որոշվում է բեռային հանգույցների քանակով:

Հավասարումների (1) համակարգից կարելի է նկատել, որ դիտարկվում է այն դեպքը, երբ անկախ կայանային հանգույցների համար որպես նախնական ինֆորմացիա տրված են ակտիվ հզորությունները և համալիր լարումների մոդուլները:

Երբ Կ-Շ տեսքի կայանային հանգույցը փոխվում է Բ-Չ տեսքի բեռային հանգույցով, ապա համապատասխանաբար փոխվում են (1) և (2) համակարգերի կարգերը, և փոխվում է նաև Կ-Շ հաշվարկային մատրիցայի կառուցվածքը [1,2]: Օգտվելով [3,4]-ում առաջարկված մեթոդից՝ ոչ մեծ դժվարությամբ կարելի է կառուցել նոր համապատասխան Կ-Շ հաշվարկային մատրից:

Վերևում բերված (1) և (2) հավասարումների համակարգերը կարելի է լուծել միաժամանակ ինչպես առաջին կարգի այնպես էլ երկրորդ կարգի մեթոդներով:

Ինչպես հայտնի է, երկրորդ կարգի մեթոդն ավելի արագ գործող մեթոդ է, քան առաջին կարգինը:

Սյուն կողմից հայտնի է, որ Z(Y) բլոկի (2) հավասարումների համակարգերը ավելի արագ զուգամիտվող են քան Y(Z) բլոկի (1) հավասարումների համակարգը:

Անհրաժեշտ է նշել, որ երկրորդ կարգի մեթոդի կիրառման դեպքում Չեսի մատրիցների երկրորդ կարգի մասնակի ածանցյալների արտահայտություններն ունեն բավականին բարդ տեսքեր:

Ելնելով վերևում նշված հանգամանքից՝ ի տարբերություն գոյություն ունեցող մեթոդների, տվյալ աշխատությունում առաջարկվում է Y(Z) բլոկի (1) հավասարումների համակարգը լուծել երկրորդ կարգի մեթոդով, իսկ Z(Y) բլոկի (2) հավասարումների համակարգը առաջին կարգի մեթոդով:

Ապա ռեկուրենտային արտահայտությունները համապատասխանաբար կունենան հետևյալ տեսքերը:

$$[\Psi_{l'm}']^{h+1} = [\Psi_{l'm}']^h - \left[\frac{\partial^2 \Phi(\Psi)}{\partial \Psi_{l'm}^2} \right]^{-1} \left[\frac{\partial \Phi(\Psi)}{\partial \Psi_{l'm}} \right], \quad (3)$$

$$\begin{bmatrix} I'_k \\ I''_k \end{bmatrix}^{h+1} = \begin{bmatrix} I'_k \\ I''_k \end{bmatrix}^h - \begin{bmatrix} \frac{\partial \Phi_{pk}}{\partial I'_k} & \frac{\partial \Phi_{pk}}{\partial I''_k} \\ \frac{\partial \Phi_{qk}}{\partial I'_k} & \frac{\partial \Phi_{qk}}{\partial I''_k} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Phi_{pk} \\ \Phi_{qk} \end{bmatrix}, \quad (4)$$

որտեղ ի-ն խտրացիաների քանակն է:

Կարելի է նկատել, որ եթե (3) ռեկուրենտային արտահայտության մեջ գրված է երկրորդ կարգի մասնակի ածանցյալներ ունեցող Չեսի մատրիցը, ապա (4)-ում առաջին կարգի մասնակի ածանցյալներ ունեցող Յակոբի մատրիցը:

Ինչպես տեսնում ենք (3), ռեկուրենտային արտահայտությունը գրված է P-U տեսքի կայանային հանգույցների համալիր լարումների $\Psi_{l'm}$ արգումենտների համար, իսկ (4)-ը բևեռային հանգույցների համալիր հոսանքների բաղադրիչների նկատմամբ:

Ստացված (3) ռեկուրենտային արտահայտության մեջ մտնող առաջին և երկրորդ կարգի մասնակի ածանցյալները որոշվում են (13)-(14) բանաձևերով, իսկ (4)-ում մտած մասնակի ածանցյալները (20)-(22) բանաձևերով, որոնք բերված են [2]-ում:

Գրված խնդրի թվային լուծման համար դիտարկվում է մի էէԶ, որը բաղկացած է 10-ը հանգույցներից, որոնցից 4-ը կայանային, իսկ 6-ը բեռնային են: Նշենք, որ Y-Z հաշվարկային թվային մատրիցը հայտնի է և բերված է հետևյալ մատրիցի տեսքով

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	0.016991- -j0.086035	-0.026744+ -j0.041797	-0.006107+ -j0.013050	-0.127852+ +j0.011730	-0.397529+ -j0.001436	-0.477308- -j0.020942	-0.214795- -j0.003559	-0.258044- +j0.006086	-0.038228- -j0.002441
2	-0.026744+ +j0.041797	0.011176- -j0.070295	-0.009491+ +j0.016873	-0.150600- +j0.006655	-0.138303- -j0.008561	-0.135926- -j0.012650	-0.315743- -j0.024636	0.302304- +j0.021471	-0.044699- -j0.004986
3	-0.006107+ -j0.013050	-0.009491+ +j0.016873	0.019517- -j0.038881	-0.646949- -j0.033643	-0.136592+ +j0.012532	-0.129454+ +j0.003603	-0.312605+ +j0.023937	-0.287150+ +j0.014288	-0.394385- +j0.006370
4	0.127852- -j0.011730	0.150600- -j0.006655	0.646949+ +j0.033643	5.117012+ +j9.893104	0.329825+ +j0.515428	0.888801+ +j1.298536	0.734916+ +j1.189922	2.035821+ +j2.838842	1.051924+ +j3.152234
5	0.397529+ +j0.001436	0.138303+ -j0.008561	0.136592- -j0.012532	0.329825+ +j0.515428	4.069525+ +j6.301835	0.232225+ +j0.503124	1.550822+ +j2.493126	0.539824+ +j1.105423	0.073441+ +0.167138
6	0.477308- -j0.020942	0.145926+ +j0.012650	0.129454- -j0.003603	0.888801+ +j1.298536	0.232225+ +j0.503124	3.093325+ +j6.374718	0.512235+ +j1.158326	1.475439+ +j2.798436	0.202137+ +j0.423819
7	0.214795- -j0.003559	0.315743+ +j0.024636	0.312605- -j0.023937	0.734916+ +j1.189922	1.550822+ +j2.493126	0.512235+ +j1.158326	3.452736+ +j5.754327	1.193025+ +j2.546043	0.164754+ +j0.384625
8	0.258044- -j0.006086	0.302304+ +j0.021471	0.287150- -j0.014288	2.035821+ +j2.838842	0.539824+ +j1.105423	1.475439+ +j2.798436	1.193025+ +j2.546043	3.410526+ +j6.139519	0.469125+ +j0.930745
9	0.038228- -j0.002441	0.044699+ +j0.004986	0.394385- -j0.006370	1.051924+ +j3.152234	0.073441+ +0.167138	0.202137+ +j0.423819	0.164754+ +j0.384625	0.469125+ +j0.930745	4.066525+ +j8.654838

Հանգույցների նկատմամբ տրված նախնական ինֆորմացիան բերված հետևյալ աղյուսակում:

Պարամետր	P Մ-տ	Q Մ-ար	Ψ_0	U կՎ
Հանգույց				
ԷԿ-0			0	220
ԷԿ-1	80			220
ԷԿ-2	105			220
ԷԿ-3	80			220
ԷԲ-4	60	40		
ԷԲ-5	110	55		
ԷԲ-6	60	30		
ԷԲ-7	100	50		
ԷԲ-8	104	52		
ԷԲ-9	94	47		

Օգտվելով (5) թվային հաշվարկային Y-Z մատրիցայից, հանգույցների նկատմամբ բերված նախնական ինֆորմացիայից, ռեկուրենտային (3) և (4) արտահայտություններից, կազմակերպում ենք որոնելի փոփոխականների խտրացիոն վերլուծումը:

Ներքևի երկու աղյուսակներում համապատասխանաբար բերված են $\Psi_{l'm}$ արգումենտների և I'_k, I''_k բաղադրիչների փնտրած խտրացիաները:

Ռեժ. պար.	Խտրացիաներ						
	0	1	2	3	4	5	6
Ψ_{U1}	0	-0,0616	-0,1753	-0,1775	-0,1779	-0,1781	-0,1782
Ψ_{U2}	0	-0,0699	-0,1917	-0,1937	-0,1941	-0,1942	-0,1942
Ψ_{U3}	0	-0,1205	-0,2835	-0,2869	-0,2871	-0,2872	-0,2871

Ռեժ. պար.	Խտրացիաներ						
	0	1	2	3	4	5	6
I'_4	-0,2731	-0,2740	-0,2753	-0,2777	-0,2778	-0,2779	-0,2779
I''_4	0,1821	0,1887	0,1951	0,1958	0,1958	0,1959	0,1958
I'_5	-0,5000	-0,5072	-0,5095	-0,5091	-0,5093	-0,5094	-0,5094
I''_5	0,2501	0,2646	0,2662	0,2663	0,2665	0,2664	0,2665
I'_6	-0,2731	-0,2742	-0,2762	-0,2761	-0,2763	-0,2762	-0,2762
I''_6	0,1360	0,1433	0,1441	0,1441	0,1443	0,1442	0,1442
I'_7	-0,4560	-0,4575	-0,4632	-0,4632	-0,4634	-0,4633	-0,4644
I''_7	0,2280	0,2415	0,2451	0,2447	0,2449	0,2448	0,2448
I'_8	-0,4730	-0,4789	-0,4816	-0,4825	-0,4827	-0,4827	-0,4827
I''_8	0,2361	0,2534	0,2562	0,2666	0,2663	0,2662	0,2663
I'_9	-0,4271	-0,4321	-0,4326	-0,4329	-0,4327	-0,4329	-0,4329
I''_9	0,2131	0,2291	0,2297	0,2293	0,2295	0,2294	0,2294

Չնայած՝ առաջին աղյուսակում բերված թվերը արդուք են լուծման երկրորդ մեթոդի իսկ երկրորդ աղյուսակը՝ առաջին աղյուսակի, սակայն կարելի է նկատել, որ երկու դեպքում էլ զուգամիտումն ապահովվում է 4-5 խտրացիաներում:

Ուսարդունք է այն բանի, որ $Z(Y)$ բլոկի ոչ գծային հանրահաշվական հավասարումների համակարգի լուծումը հայտնի է որպես արագ զուգամիտվող համակարգ:

Չրականություն

1. Маргарян К.К. Расчет установившегося режима электроэнергетической системы при изменении структуры ее пассивной части // Сборник материалов "Годичная научная информация" ГИУ Армении. Ереван, 2000. С. 147-149.
2. Хачатрян В. С., Бадалян Н. П., Хачатрян К. В., Маргарян К. К. Расчет установившегося режима электроэнергетической системы, когда стационарные узлы типа P-U превращаются в нагрузочные узлы типа P-Q // Изв. НАН и ГИУА. Сер. ТН.-2002. Т. 54.- № 1.- С. 52-57.
3. Хачатрян В. С., Бадалян Н. П., Хачатрян К. В., Маргарян К. К. Метод коррекции Y-Z расчетной матрицы электроэнергетической системы // Изв. НАН и ГИУА. Сер. ТН.-2001.- № 1.- С. 41-46.
4. Խաչատրյան Վ. Ս., Մարգարյան Կ. Կ էլեկտրաէներգետիկական համակարգի կայունացված ռեժիմի Y-Z հաշվարկային բվային մատրիցայի վերահաշվումը // Զեկույցների ժողովածու «Երկրորդ էներգետիկական միջազգային գիտաժողով Հայաստանում» -Երևան.-2001 -էջ 384-399.

ЭКСТРЕМАЛЬНЫЙ ПОДХОД К ОПИСАНИЮ И РАСЧЕТУ ПОТОКОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

С.Акопян, А.Арутюнян

В основу этого подхода и его практической реализации при решении задачи потокораспределения установившегося режима электроэнергетической системы (ЭЭС) положена теорема Д.К. Максвелла о принципе наименьшего теплового действия для электрических цепей [1]. Эта теорема стала объектом пристального внимания многих авторов [1-4], которые обобщили результаты теории электрических цепей на другие нелинейные технические системы, в частности газо-, нефте-, тепло- и водоснабжения, вентиляции и других гидравлических систем. Кроме того, она лежит в основе экстремального подхода к описанию и расчету потокораспределения в электроэнергетической системе [5]. Рассмотрим электрическую цепь ЭЭС произвольной структуры, схема замещения которой состоит из $s = m + 1$ узлов и ветвей. Из теоремы Максвелла следует, что токораспределение в пассивной электрической цепи ЭЭС является решением следующей задачи минимизации потерь активной мощности в сети ЭЭС:

$$\pi = \sum_{i=1}^n I_i^2 [E_{pi}] + \Delta P_i \rightarrow \min \quad (1)$$

где ΔP_i – суммарные потери активной мощности на корону, в трансформаторах, автотрансформаторах и в батареях конденсаторов i-ой ветви схемы замещения ЭЭС при выполнении уравнения узловых напряжений, записанного относительно всех s узлов и n ветвей ЭЭС;

$$[Y_{jk}] \dot{U}_k - \dot{S}_j, \quad j, k=1, 2, \dots, s \quad (2)$$

и уравнения связывающего заданные мощности \dot{S}_j , задающие токи \dot{I}_j и фазные напряжения узлов \dot{U}_j .

$$\dot{S}_j = P_j + jQ_j = 3[E_m \dot{U}_j] \dot{I}_j^*, \quad j=1, 2, \dots, m \quad (3)$$

где $[Y_{jk}] = [a_{jk}] [E_m Y_1] [a_{ki}^{-1}]$, $j, k=1, 2, \dots, s$, $i=1, 2, \dots, m$ (4)

квадратная комплексная особая матрица проводимостей с размерностью s^2 . Таким образом, речь идет об оптимизации потокораспределения установившегося режима произвольной пассивной цепи ЭЭС в виде задачи на минимум суммарных потерь активной мощности в сети ЭЭС (1) при соблюдении условий ограничения в виде уравнений узловых напряжений (2), уравнений связывающих мощности, задающие токи и фазные напряжения узлов (3) технологические ограничения на модули напряжений в виде неравенств

$$\bar{U}_j \leq U_j \leq \bar{U}_j, \quad j=1, 2, \dots, s \quad (5)$$

Практическая важность задачи потокораспределения установившегося режима ЭЭС в неэкстремальной поставке, т.е. по (2) и (3), в течение нескольких десятков лет вызвала значительный интерес отечественных и зарубежных авторов, в результате чего в настоящее время имеется ряд методов и алгоритмов решения таких задач, которые нашли различное применение, отраженное в весьма обширной литературе. Однако, следует отметить, что все эти работы ориентированы на построение исходных математических моделей, где напряжения узлов составлены относительно базисного узла, а напряжения базисного узла, как исходная информация, должна быть заданной величиной и это напряжение задается исследователем априори исходя из интуитивных соображений и эмпирических оценок, которые вводят в результаты решения задачи отклонение, т.е. получаем неточности, и в некоторых случаях эти отклонения могут быть значительными. Они искажают реальную картину потокораспределения ЭЭС, причем такие отклонения носят методический характер. Чтобы избежать этих недостатков и трудностей, нами разработан принципиально новый подход к решению задачи потокораспределения установившегося режима ЭЭС. В основу этого подхода положена теорема Максвелла, в результате чего построена математическая модель оптимизационной задачи (1)-(5). Алгоритм данной оптимизационной задачи (1)-(5) реализован на алгоритмическом языке Турбо-Паскаль, и решен ряд методических примеров.

Литература

1. Maxwell J.C. A treatise of electricity and magnetism-Oxford, 1873, vol. I, chapt.6.
2. Черри Е., Миллар У. Некоторые новые понятия и теоремы в области нелинейных систем. В кн.: Автоматическое регулирование: Сб. материалов конф. в Кренфилде, 1951/ под ред. М.З. Анвина-Седого. М.: Изд. во иностран. лит., 1954, С.261-273.
3. Меренков А.П., Хасилев В.Я. Теория гидравлических цепей. -М.: Наука, 1985-278 с.
4. Акопян С.Г. Об одном методе расчета оптимальных параметров сложных замкнутых газо-транспортных систем. // Изв. РАН, Энергетика. -1992.- №6.- С. 116-123.
5. Акопян С.Г. Об одном методе расчета потокораспределения установившегося режима электроэнергетической системы // Изв. НАН РА и ГИУА. Сер. ТН. 2000. Т.53, №3. С.340-346.

УСКОРЕНИЕ СХОДИМОСТИ ИТЕРАЦИОННОГО ПРОЦЕССА ПРИ РЕШЕНИИ ЗАДАЧИ СВОБОДНОГО ПОТОКОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

С.Акопян, А.Арутюнян

Для повышения эффективности метода свободного потокораспределения установившегося режима ЭЭС, рассмотренного в [1], в настоящей работе приводится несколько способов ускорения сходимости итерационного процесса расчета.

Матрица $[b_{jk}]$, рассмотренной в работе [1] системы уравнений узловых напряжений, представляемая в виде двух уравнений с действительными переменными

$$[b_{jk}] U_{jp}^{(v+1)} = -[g_{jk}] U_{ja}^{(v)} - [b_{js}] U_{sp}^{(v)} - [g_{js}] U_{sa}^{(v)} + \dot{S}_{ja}^{(v)}, \quad (1)$$

$$[b_{jk}] U_{ja}^{(v+1)} = [g_{jk}] U_{jp}^{(v)} + [g_{js}] U_{sp}^{(v)} - [b_{js}] U_{sa}^{(v)} - \dot{S}_{jp}^{(v)}, \quad (2)$$

$j, k=1, 2, \dots, m$

является слабо заполненной и содержит большое число нулевых элементов. Величина определителя матриц $[b_{jk}]$ зависит от конфигурации и размерности ЭЭС и от технических параметров ветвей ЭЭС. Она меняется также в зависимости от того, какой именно узел выбран условно балансирующим т.к. меняется место доминирующего диагонального элемента матрицы проводимостей. Рассмотрим следующие математические приемы, которые значительно ускоряют итерационный процесс, вследствие чего устраняются причины расходимости итерационного процесса решения систем (1) и (2).

1. Рекомендуется при выборе условно-балансирующего узла воспользоваться следующим правилом: в качестве условно балансирующего узла надо выбрать такой, к которому подсоединено наибольшее количество ветвей.

2. Для ускорения сходимости итерационного процесса (1) и (2) используется известное положение о том, что чем больше диагональные элементы матрицы $[b_{jk}]$ по сравнению с суммой пнедиагональных, тем быстрее будет сходимость. Отсюда следует целесообразность усиления (увеличения) диагональных элементов матрицы $[b_{jk}]$. Предлагается путем добавления в левую и правую часть каждого уравнения систем (1) и (2) слагаемых $[E_m b_0]U_{jp}$, $[E_m b_0]U_{ja}$ построение следующей схемы итерации:

$$[b_{jk}']U_{jp}^{(v+1)} = [E_m b_0]U_{jp}^{(v)} - [g_{jk}]U_{ja}^{(v)} - [b_{js}]U_{sp}^{(v)} - [g_{js}]U_{sa}^{(v)} + \mathfrak{Z}_{ja}^{(v)} \quad (3)$$

$$[b_{jk}']U_{ja}^{(v+1)} = [E_m b_0]U_{ja}^{(v)} + [g_{jk}]U_{jp}^{(v)} + [g_{js}]U_{sp}^{(v)} - [b_{js}]U_{sa}^{(v)} - \mathfrak{Z}_{jp}^{(v)} \quad (4)$$

$j, k = 1, 2, \dots, m$

где $[b_{jk}']$ - матрица проводимостей с усиленными диагональными элементами E_m - единичная матрица m -го порядка; b_0 - положительное число, величина которого определяется экспериментально при расчетах на ЭВМ. Между элементами матрицы $[b_{jk}']$ имеет место неравенство

$$b_{jj} + b_0 > \sum_{k \neq j} [b_{jk}'] \quad (5)$$

Отметим, что между элементами матрицы $[b_{jk}']$ имеет место строгое неравенство (5) для всех строк, в то время как между элементами матрицы $[b_{jk}]$ имеет место лишь в нескольких строках, поэтому скорость сходимости итерационной процедуры (3) и (4) будет больше, чем (1) и (2).

3. При необходимости учета в схеме замещения ЭЭС поперечных емкостей линий электропередач, которые имеют отрицательные знаки, уменьшают соответствующие собственные проводимости матрицы $[b_{jk}]$, т.е. уменьшают соответствующие диагональные элементы матрицы $[b_{jk}]$, что нарушает доминирующие свойства матрицы $[b_{jk}]$ и условие (5) также нарушается. Следовательно, сходимость итерационного процесса (1) и (2) может не обеспечиваться. Чтобы этого не было, предлагается емкостные поперечные элементы $[E_m b_j]$ не суммировать с диагональными элементами матрицы $[b_{jk}]$, а соответствующие им слагаемые $[E_m b_j]U_{jp}$ и $[E_m b_j]U_{ja}$ перевести в правую часть уравнения (1) и (2) и построить следующую итерационную схему:

$$[b_{jk}']U_{jp}^{(v+1)} = [E_m(b_0 + b_j)]U_{jp}^{(v)} - [g_{jk}]U_{ja}^{(v)} - [b_{js}]U_{sp}^{(v)} - [g_{js}]U_{sa}^{(v)} + \mathfrak{Z}_{ja}^{(v)}, \quad (6)$$

$$[b_{jk}']U_{ja}^{(v+1)} = [E_m(b_0 + b_j)]U_{ja}^{(v)} + [g_{jk}]U_{jp}^{(v)} + [g_{js}]U_{sp}^{(v)} - [b_{js}]U_{sa}^{(v)} - \mathfrak{Z}_{jp}^{(v)} \quad (7)$$

$j, k = 1, 2, \dots, m$

В конце итерационной процедуры, когда разность по абсолютной величине вектора узловых напряжений между двумя шагами итерации меньше или равна заданной точности расчета, добавление в левую и правую части уравнений (1) и (2) слагаемых $[E_m(b_0 + b_j)]U_{jp}$ и $[E_m(b_0 + b_j)]U_{ja}$ незначительно изменит решение на малую величину второго порядка, т.е. на величину заданной точности расчета ϵ , что вполне допустимо. Поскольку решение систем (3) и (4) или (6) и (7) осуществляется при фиксированной правой части, то, по сути дела, этот прием фактически на каждом шаге итерации увеличивает определитель матрицы $[b_{jk}]$ и следовательно его обусловленность.

Таким образом, предлагаются новые практические и экспериментальные способы и математические приемы по увеличению скорости итерационного процесса посредством увеличения обусловленности матрицы проводимостей уравнений узловых напряжений при решении задачи свободного потока распределения установившегося режима ЭЭС. Вследствие разработанных мероприятий устраняются также причины, которые в некоторых случаях вызывают расходимость итерационного процесса.

ОБ ОДНОМ УПРОЩЕННОМ Y-Z МЕТОДЕ РАСЧЕТА УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА ЭЭС ПРИ СМЕШЕННОМ ТИПЕ СТАЦИОННЫХ УЗЛОВ

М. Тамразян, А. Амбарцумян, А. Багдасарян

В настоящее время для решения задачи расчета установившегося режима ЭЭС успешно применяются уравнения типа Y-Z, которые функционируют, когда электрические станции одновременно могут быть как типа P-Q, так и типа P-U. Для решения систем нелинейных алгебраических уравнений принимается метод Ньютона - Рафсона [1,2]. Несмотря на то, что этот метод признан лучшим, из-за обеспечения квадратной сходимости, тем не менее обращение матрицы Якоби на каждой итерации остается нежелательным моментом при решении численных задач.

Поэтому целью настоящей работы является упрощение вопроса обращения матрицы Якоби при решении Y-Z гибридных нелинейных алгебраических уравнений установившихся режимов ЭЭС.

Как известно, системы нелинейных алгебраических уравнений установившегося режима составляются на основании Y-Z пассивных параметров ЭЭС и представляются в следующем виде:

$$\left\{ \begin{aligned} \Phi_{pm} &= P_m - [P_{\lambda m} + \phi_{pm}(U_n^i, U_n^i; U_i^i, U_i^i)] = 0, \\ \Phi_{qm} &= Q_m - [Q_{\lambda m} + \phi_{qm}(U_n^i, U_n^i; U_i^i, U_i^i)] = 0, \end{aligned} \right. \quad (1)$$

$$\left\{ \begin{aligned} \Phi_{pk} &= P_k - [P_{\beta k} + \phi_{pk}(U_n^i, U_n^i; U_i^i, U_i^i)] = 0, \\ \Phi_{uk} &= U_k^2 - \phi_{um}(U_i^i, U_i^i) = 0, \end{aligned} \right. \quad (2)$$

$$\left\{ \begin{aligned} \Phi_{pi} &= P_i - [P_{\beta i} + \phi_{pi}(I_i^i, I_i^i)] = 0, \\ \Phi_{qi} &= Q_i - [Q_{\beta i} + \phi_{qi}(I_i^i, I_i^i)] = 0. \end{aligned} \right. \quad (3)$$

Для рассматриваемого случая, когда независимые стационарные узлы являются как типа P-Q, так и типа P-U, а нагрузочные узлы типа P-Q, рекуррентные выражения, вытекающие из метода Ньютона - Рафсона представляются в виде:

$$\begin{bmatrix} U_n^i \\ \dots \\ U_n^i \\ \dots \\ U_i^i \\ \dots \\ U_i^i \end{bmatrix}^{i+1} = \begin{bmatrix} U_n^i \\ \dots \\ U_n^i \\ \dots \\ U_i^i \\ \dots \\ U_i^i \end{bmatrix}^i - \begin{bmatrix} \frac{\partial \Phi_{pm}}{\partial U_n^i} & \frac{\partial \Phi_{pm}}{\partial U_n^i} & \frac{\partial \Phi_{pm}}{\partial U_i^i} & \frac{\partial \Phi_{pm}}{\partial U_i^i} \\ \frac{\partial \Phi_{qm}}{\partial U_n^i} & \frac{\partial \Phi_{qm}}{\partial U_n^i} & \frac{\partial \Phi_{qm}}{\partial U_i^i} & \frac{\partial \Phi_{qm}}{\partial U_i^i} \\ \frac{\partial \Phi_{pk}}{\partial U_n^i} & \frac{\partial \Phi_{pk}}{\partial U_n^i} & \frac{\partial \Phi_{pk}}{\partial U_i^i} & \frac{\partial \Phi_{pk}}{\partial U_i^i} \\ \frac{\partial \Phi_{uk}}{\partial U_n^i} & \frac{\partial \Phi_{uk}}{\partial U_n^i} & \frac{\partial \Phi_{uk}}{\partial U_i^i} & \frac{\partial \Phi_{uk}}{\partial U_i^i} \end{bmatrix}^{-1} \times \begin{bmatrix} \Phi_{pm} \\ \Phi_{qm} \\ \Phi_{pk} \\ \Phi_{uk} \end{bmatrix} \quad (4)$$

$$\begin{bmatrix} I_i^i \\ \dots \\ I_i^i \end{bmatrix}^{i+1} = \begin{bmatrix} I_i^i \\ \dots \\ I_i^i \end{bmatrix}^i - \begin{bmatrix} \frac{\partial \Phi_{pi}}{\partial I_i^i} & 0 \\ 0 & \frac{\partial \Phi_{qi}}{\partial I_i^i} \end{bmatrix}^{-1} \times \begin{bmatrix} \Phi_{pi} \\ \Phi_{qi} \end{bmatrix} \quad (5)$$

Частные производные входящие в матрицу Якоби рекуррентного выражения (1) определяются:

$$\frac{\partial \Phi_{pm}}{\partial U_m} = - \left[I_{E_k} + \sum_{n=1}^r H_{mn} + (g_{mm} U_m' + b_{mm} U_m'') \right],$$

$$\frac{\partial \Phi_{pm}}{\partial U_m} = - \left[-I_{E_k} + \sum_{n=1}^r K_{mn} + (g_{mm} U_m'' - b_{mm} U_m') \right], \quad (6)$$

$$\frac{\partial \Phi_{qm}}{\partial U_m} = - \left[I_{E_k} + \sum_{n=1}^r K_{mn} + (g_{mm} U_m' - b_{mm} U_m'') \right],$$

$$\frac{\partial \Phi_{qm}}{\partial U_m} = - \left[-I_{E_k} + \sum_{n=1}^r H_{mn} - (g_{mm} U_m' + b_{mm} U_m'') \right].$$

ԴՁԵ $H_{mn} = g_{m,n} U_n' - b_{m,n} U_n''$, $K_{mn} = g_{m,n} U_n'' + b_{m,n} U_n'$. (7)

С другой стороны

$$I_{E_k} = - \sum_{n=1}^r g_{m,n} U_n + \sum_{k=r+1}^M (A_{m,k} I_k - A_{m,k} I_k''),$$

$$I_{E_k} = - \sum_{n=1}^r b_{m,n} U_n + \sum_{k=r+1}^M (A_{m,k} I_k + A_{m,k} I_k'').$$

Затем определяем следующие типы частных производных:

$$\frac{\partial \Phi_{ik}}{\partial U_n} = 0, \quad \frac{\partial \Phi_{ik}}{\partial U_n} = 0, \quad \frac{\partial \Phi_{ik}}{\partial U_i} = 0, \quad \frac{\partial \Phi_{ik}}{\partial U_i} = 0, \quad \frac{\partial \Phi_{ik}}{\partial U_k} = -U_k, \quad \frac{\partial \Phi_{ik}}{\partial U_k} = -2U_k. \quad (9)$$

Частные производные входящие в матрицу Якоби рекуррентного выражения (5) определяются:

$$\frac{\partial \Phi_{pi}}{\partial I_i} = - \left[U_{E_i} + \sum_{j=r+1}^M D_{ij} + (R_{ij} I_j + X_{ij} I_j'') \right],$$

$$\frac{\partial \Phi_{qi}}{\partial I_i} = - \left[-U_{E_i} - \sum_{j=r+1}^M D_{ij} + (R_{ij} I_j + X_{ij} I_j'') \right]. \quad (10)$$

Решение множества примеров и проведенные соответствующие вычислительные эксперименты позволили прийти к ряду важных качественным и количественным выводам, которые дают возможность усовершенствования задачи расчета установившегося режима. Вычислительные эксперименты выявили также, что матрица Якоби, является блочно доминирующей. Используя указанные свойства, можно намного уменьшить объем вычислительных работ, требуемых для обращения матрицы Якоби входящей в выражение (5).

В случае, когда матрица Якоби является строго доминирующей в отличие от существующих вычислительных алгоритмов, предлагается ее представить в виде диагональной матрицы, при которой ее обращение не вызывает никаких затруднений и всегда гарантируется решение задачи. Вычислительные эксперименты показали, что при применении вышеуказанных рекомендаций общий объем вычислений уменьшается на 20-30 %, в зависимости от соотношений стационарных узлов типа P-Q, так и типа P-U.

Литература

1. Хачатрян В. С., Бадамян Н. П., Тамразян М.Г., Гулян А. Г. Решение систем гноридных алгебраических уравнений установившегося режима ЭЭС при смешанном типе стационарных узлов // Известия НАН и ГНУ Армении. Сер.- ТН. 2001.- № 2.- С. 210-117.
2. Бадамян Н.П., Тамразян М.Г., Гулян А.Г. Реализация Y-Z гноридной численной математической модели установившегося режима электроэнергетической системы при смешанном типе стационарных узлов // Сборник докладов Второй международной энергетической конференции. - Ереван, 2001. - С. 409-418.

Հայկական էներգահամակարգի 110,220 կՎ էլեկտրացանցերում («Բարձրավոլտ էլեկտրացանցեր» ՓԲԸ (ԲԷՑ)) տեխնիկական կորուստը 110-220կՎ էլեկտրական ցանցերի տարրերի (օդային գծերի,տրանսֆորմատորների և այլն) բեռնվածքային և ոչ բեռնվածքային (պայմանական պարապ ընթացքի) կորուստների գումար է, որի մեջ մտնում են 110,220կՎ օդային գծերի (ՕԳ), ենթակայանների (ԵԿ),իսկ 1999թ. հունվարի 1-ից, նաև էլեկտրակայանների (ԷԿ), ուժային տրանսֆորմատորների կորուստները: Բացի այս բաղադրիչներից ԲԷՑ-ի տեխնիկական կորուստի մեջ մտնում են նաև այլ կորուստներ. ենթակայանների սեփական կարիքների էլեկտրաէներգիայի ծախսը, ԲԷՑ-ի և էլեկտրակայանների ու բաշխիչ ցանցերի միջև առջ ու վաճառքի, ինչպես նաև ԲԷՑ-ում էլեկտրաէներգիայի հաշվառքի չափիչ համալիրի (հաշվիչներ, հոսանքի և լարման տրանսֆորմատորներ),ԵԿ-ների էլեկտրաէներգիայի սեփական կարիքների ծախսը և սինքրոն փոխհատուցի ռեժիմում աշխատող ագրեգատի էլեկտրաէներգիայի ծախսը:

Կատարված հաշվարկի միջոցով որոշված է 110,220կՎ լարման էլեկտրական ցանցի կորուստների կառուցվածքը,որը հնարավորություն է տալիս էլեկտրաէներգիայի կորուստները բնութագրող քանակական ու որակական տվյալներով գնահատելու և վերլուծելու էներգահամակարգի բոլոր տարրերում կորուստների բաղադրիչների տեսակարար կշիռը: Տեխնիկական կորուստի կառուցվածքի տվյալների իմացությունը հեշտացնում է վերլուծելու հաշվարկային և պլանային ցուցանիշները և մշակելու միջոցառումներ դրանց նվազեցման համար:

Ինչպես հայտնի է Հայկական էներգահամակարգը միջհամակարգային օդային գծերով (Մեղրի 220կՎ, Ալավերդի 220 կՎ, Ջավախք 110կՎ,Լավար 110կՎ, Շինուհայր 110կՎ) կապված է Իրանի, Վրաստանի և Արցախի էներգահամակարգերի հետ: Համաձայն միջպետական պայմանագրերի այդ համակարգերի միջև տեղի ունեն էլեկտրաէներգիայի ներհոսք և արտահոսք:

Մեր էներգահամակարգի մուտքային (ներհոսք) և ելքային (արտահոսք) էներգիաների փոփոխությունը հիմնականում պայմանավորված է հետևյալ պատճառներով.

- Հայկական էներգահամակարգի ռեժիմների մշակման («Հայէներգ» ՓԲԸ Ռեժիմային ծառայություն) և վարման («Հայէներգ» ՓԲԸ Ազգային Կարգավարական Կենտրոնի Կարգավարական ծառայություն) իրականացման հանգամանքներով: Ռեժիմների մշակման ժամանակ հաշվի են առնվում ՀԱԷԿ-ի աշխատանքային ռեժիմները, և համակարգի վառելիք-էներգետիկ ռեսուրսների առավել արդյունավետ օգտագործման պայմանները:

- Հայկական էներգահամակարգի դեպի հարևան էներգահամակարգեր (Իրան, Վրաստան, Արցախ) միջհամակարգային օդային գծերով ունեցած էներգիաների հոսքերով (արտահոսք, ներհոսք):

Աղյուսակ 1-ում բերված են Հայկական էներգահամակարգի միջհամակարգային օդային գծերով հաշվարկի ժամանակահատվածում (2001թ.) տեղի ունեցած ներհոսքերի և արտահոսքերի մեծությունները: Ինչպես երևում է այդ աղյուսակից, կորուստների մեծությունները ամիսների ընթացքում փոփոխվում են, և այդ փոփոխությունը ազդում է տեխնիկական կորուստի մեծության վրա:

Չեստագուտելով հաշվարկի արդյունքները՝ կարելի է նկատել, որ տեխնիկական կորուստի փոփոխություն (մեծ սահմաններում [3,99-5,38] աղ.1.) առկա է հիմնականում այն ամիսներին, երբ հայկական էներգահամակարգից միջհամակարգային կապերով (Մեղրի 220 կՎ ՕԳ և Ալավերդի 220 կՎ ՕԳ) տեղի ունի ներհոսք և արտահոսք, ինչպես նաև բեռնվածքի աճ:

Տեխնիկական կորուստի ամենամեծ արժեքը (նայել աղ.1.) գրանցվել է նոյեմբեր ամսին՝ 28,64 մլն կՎտ.ժ (5,38%), որը պայմանավորված է էներգահամակարգի բեռնվածքի աճով (համակարգի բեռնվածքը աճել է 120 մլն կՎտ.ժ-ով՝ համեմատած հոկտեմբեր ամսվա հետ): Տեխնիկական կորուստի ամենափոքր արժեքը գրանցվել է սեպտեմբեր ամսին՝ 16,90 մլն կՎտ.ժ, որը պայմանավորված է ինչպես համակարգի փոքր բեռնվածքով, այնպես էլ ներհոսքի (5,6 մլն կՎտ.ժ) և արտահոսքի (16,1 մլն կՎտ.ժ) փոքր արժեքներով:

Համակարգի 110կՎ գծերի երկարությունը 3270 կմ է, իսկ 220կՎ օդային գծերինը՝ 1330 կմ: Այս պայմաններում օդային գծերում հզորության տեսակարար կորուստը 110կՎ ցանցում կազմում է 1,65կՎտ/կմ, իսկ 220կՎ ցանցում՝ 5,21կՎտ/կմ:

Հայկական էներգահամակարգի տեխնիկական կորուստների համեմատական վերլուծություն

ԷՆ.	Էլ.էներգիայի տեխն.կորուստներ մլն.կվտ.ժ/տարի			Տեսակարար կորուստներ հազ կվտ.ժ/կմ.տարի	
	Բեռնվածքի	Պարապ ընթացքի	Գումարային	220 կվ ցանց	110 կվ ցանց
1987թ.	1150.2	530.7	1680.9	224.2	170.9
1988թ.	1104.8	543.1	1647.9	223.6	167.3
2001թ.	133.50	120.4	253.90	52.10	16.50

Գրականություն

1. Воротицкий В.Э., Железко Ю.С. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем/Под ред. В.Н. Казанцева. М.: Энергоатомиздат, 1983.- 368 с.
2. Средства системы управления в энергетике. Серия "Энергетика и электрофикация". т.6. М. 1990

ԷԼԵԿՏՐԱԷՆԵՐԳԵՏԻԿԱԿԱՆ ՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ԿԱՅՈՒՆԱՑՎԱԾ ՌԵԺԻՄԻ ՀԱՄԱԼԻՐ ԼԱՎԱՐԿՄԱՆ ՄԱԹԵՄԱՏԻԿԱԿԱՆ ՄՈԴԵԼԻ ԹՎԱՅԻՆ ԳԵՏԱԶՈՏՈՒԹՅՈՒՆԸ
Ս. Առաքելյան

Դիտարկվում է էլեկտրաէներգետիկական համակարգի (էէ) կայունացված ռեժիմի համալիր լավարկման հետևյալ մաթեմատիկական մոդելը

$$\min F(P) = \min F(P_0, P_1, P_2, \dots, P_T); \quad (1)$$

$$\Phi_{p_0} = P_0 - \varphi_{p_0}(U, \Psi) = 0; \quad (2)$$

$$\Phi_{p_i} = P_i - \varphi_{p_i}(P, Q, U, \Psi_U) = 0; \quad (3)$$

$$\Phi_{q_0} = Q_0 - \varphi_{q_0}(U, \Psi) = 0; \quad (4)$$

$$\Phi_{q_i} = Q_i - \varphi_{q_i}(P, Q, U, \Psi_U) = 0; \quad (5)$$

$$P_0^{\min} \leq P_0 \leq P_0^{\max}; \quad (6)$$

$$Q_0^{\min} \leq Q_0 \leq Q_0^{\max};$$

$$P_m^{\min} \leq P_m \leq P_m^{\max}; \quad (7)$$

$$Q_m^{\min} \leq Q_m \leq Q_m^{\max};$$

$$U_m^{\min} \leq U_m \leq U_m^{\max}.$$

Բերված (1)-(7) մաթեմատիկական մոդելը ոչ գծային ծրագրավորման խնդիր է, որի թվային իրացումը պայմանավորված է լուրջ հաշվողական ղեկավարություններով:

Սակայն առաջարկվում է նոր մոտեցում, որի դեպքում (1)-(7) մաթեմատիկական մոդելն իրացվում է դասական ծրագրավորման Լագրանժի անորոշ գործակիցների մեթոդով:

Համաձայն նոր մոտեցման էէ-ի կայունացված ռեժիմի համալիր լավարկումն իրականացվում է երկու փուլով:

Առաջին փուլում լուծվում է մինչլավարկման թուլատրելի կայունացված ռեժիմի ոչ գծային հանրահավանական հավասարումների համակարգը, տվյալ դեպքում

$$\Phi_{p_i} = P_i - \varphi_{p_i}(P, Q, U, \Psi_U) = 0; \quad (8)$$

$$\Phi_{q_i} = Q_i - \varphi_{q_i}(P, Q, U, \Psi_U) = 0; \quad (9)$$

$$P_m^{\min} \leq P_m \leq P_m^{\max}; \quad (10)$$

$$Q_m^{\min} \leq Q_m \leq Q_m^{\max};$$

$$U_m^{\min} \leq U_m \leq U_m^{\max}.$$

Օդային գծերի բեռնվածքի ամսական կորուստները ամռան ամիսներին ավելի փոքր են, քան ձմռան ամիսներին : Սակայն այս օրինաչափությունը միշտ չէ, որ պահպանվում է: Օդային գծերում էլեկտրաէներգիայի կորուստների մեծ շեղումները, նշված ամիսներին, պայմանավորված են միջհամակարգային կապի գծերի բեռնվածությամբ՝ ըստ ներհուսքի և ըստ արտահուսքի և, ՀԱԷ-ի աշխատանքային ռեժիմով:

Եւեւեւ, որ պատկան արտադան կորուստը կախված է օդային գծի ուղեգծի եղանակային պայմաններից և ցանցի լարումից: Անհրաժեշտ ենք համարում նշել, որ վատ եղանակների ժամանակ լարման կարգավորումով կարելի է հասնել 220կվ օդային գծերում պատկան արտադան կորուստի նվազեցմանը:

Աղյուսակ 1

110, 220 կվ ցանցերի մուտքային էներգիաները ըստ ամիսների (2001)

էներգիա	ԲԷՑ առաքված էլ.էն. մլն.կվտ. ժ	Ներհուսք մլն.կվտ. ժ	Արտահուսք մլն.կվտ. ժ	Տեխնիկական կորուստ մլն.կվտ. ժ, %
Ամիս				
Հունվար	561.148	38.739	42.357	22.695 (4.037 %)
Փետրվար	573.894	42.992	77.217	22.335 (3.891 %)
Մարտ	579.230	3.367	99.349	20.413 (3.524 %)
Ապրիլ	379.185	12.073	35.494	17.603 (4.642 %)
Մայիս	493.630	0	115.566	22.959 (4.651 %)
Հունիս	467.175	0.02	97.487	19.895 (4.258 %)
Հուլիս	490.844	0.110	97.643	20.460 (4.168 %)
Օգոստոս	423.179	2.944	24.835	18.463 (4.362 %)
Սեպտեմբեր	350.076	5.618	16.109	16.020 (4.576 %)
Հոկտեմբեր	412.266	72.80	32.461	20.460 (4.962 %)
Նոյեմբեր	532.456	108.199	77.584	27.326 (5.132 %)
Դեկտեմբեր	655.917	65.544	100.334	26.240 (4.000 %)
Տարեկան	5919.00	352.41	816.446	253.89 (4.289 %)

110,220կվ էլեկտրաջանցերի տարրերում էլեկտրաէներգիայի կորուստների կառուցվածքի ընդհանրացված արժեքները (տոկոսներով) բերված են աղ.2-ում:

Աղյուսակ 2

110, 220կվ ցանցերի տարրերում կորուստների կառուցվածքի ընդհանրացված արժեքները ըստ ամիսների (2001թ.)

էլեկտրական ցանցի տարրեր	էլեկտրաէներգիայի կորուստները, %		
	Բեռնվածք	Պարապ ընթացք	Գումարային
Օդային գծեր, այդ թվում	41.2	15.0	56.2
110կվ	14.2	-	14.2
220կվ	27.0	15.0	42.0
Տրանսֆորմատորներ, այդ թվում	11.4	32.4	43.8
ենթակայաններ	4.9	21.3	26.2
էլեկտրակայաններ	5.1	11.4	16.5
Ընդամենը համակարգում	52.6	47.4	100

Աղ. 3-ում կատարված է համեմատական վերլուծություն բեռնվածքի պարապ ընթացքի, տեսակարար կորուստների 1987,1988 և հաշվետու՝ 2001թ-ների համար:

Բերված (8)-(10), թույլատրելի կայունացված ռեժիմի մաթեմատիկական մոդելն իրացվում է Ելուտոն-Ուաֆտոնի մեթոդով:

Երկրորդ փուլում իրացվում է ԷՇ-ի կայունացված ռեժիմի համալիր լավարկման հետևյալ մաթեմատիկական մոդելը

$$\begin{aligned} \min F(P) &= \min F(P_0, P_1, P_2, \dots, P_r); \\ \Phi_{p_0} &= P_0 - \varphi_{p_0}(U, \Psi) = 0; \\ \Phi_{p_i} &= P_i - \varphi_{p_i}(P, Q, U, \Psi_U) = 0; \\ \Phi_{q_0} &= Q_0 - \varphi_{q_0}(U, \Psi) = 0; \\ \Phi_{q_i} &= Q_i - \varphi_{q_i}(P, Q, U, \Psi_U) = 0. \end{aligned} \quad (11)$$

Քանի որ (8)-(10) մաթեմատիկական մոդելի իրացման ժամանակ հաշվի են առնվում անհավասարության տեսքի սահմանափակումները, ապա (11)-ը կարելի է իրացնել Լագրանժի անորոշ գործակիցների մեթոդով:

Լավարկման անհրաժեշտ պայմանից ստացված է հետևյալ ռեկուրենտային արտահայտությունը

$$\begin{bmatrix} P_m \\ Q_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} T_{mm} & T_{mn} \\ T_{nm} & T_{nn} \end{bmatrix}^{-1} \cdot \left\{ \begin{bmatrix} T_{m} \\ T_{n} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \frac{\partial \varphi_{pk}}{\partial P_m} & \frac{\partial \varphi_{qk}}{\partial P_m} \\ \frac{\partial \varphi_{pk}}{\partial Q_m} & \frac{\partial \varphi_{qk}}{\partial Q_m} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \lambda_{pk} \\ \lambda_{qk} \end{bmatrix} \right\} \quad (12)$$

որը հնարավորություն է տալիս կազմակերպել թվային լուծման համապատասխան խտրագիաները:

Դիտարկվում է 10-ը հանգույցներից բաղկացած ԷՇ-ի օպտիմալ լավարկման թվային մաթեմատիկական մոդելի իրացումը:

Ենթադրելով, որ հաշվված է թույլատրելի կայունացված ռեժիմը, ապա նրա համալիր լավարկման թվային լուծման պրոցեսը բերված է համապատասխան աղյուսակի տեսքով:

Կարելի է նկատել, որ զուգամիտումն ապահովվում է 7-8 խտրագիաներում:

Առաջարկված նոր մոտեցումը հնարավորություն է տալիս լավարկել ցանկացած բարդությամբ ԷՇ-ի կայունացված ռեժիմը:

Պար №/ԿԻ	P ₂ Մվտ	Q ₂ Մվտ	P ₅ Մվտ	Q ₅ Մվտ	P ₇ Մվտ	Q ₇ Մվտ	P ₉ Մվտ	Q ₉ Մվտ	P ₀ Մվտ	Q ₀ Մվտ	Π ₀ Մվտ	Π ₁ Մվտ	ΔF %
0	39,000	135,000	50,000	-37,000	80,000	140,000	60,000	11,000	14,610	-7,610	9,661	18,581	—
1	83,260	72,554	100,000	20,295	78,178	130,000	65,078	22,096	153,134	-0382	8,584	16,832	2,6727
2	83,991	71,699	100,000	21,117	76,929	130,000	64,037	22,510	153,628	-2,944	8,846	17,042	2,7123
3	84,668	71,504	100,000	21,034	77,727	130,000	64,617	22,467	151,832	-1,972	8,721	16,750	2,8595
4	84,341	71,614	100,000	21,076	77,354	130,000	64,350	22,507	157,677	-2,447	8,779	16,883	2,8616
5	84,482	71,574	100,000	21,060	77,516	130,000	64,466	22,496	152,316	-2,249	8,755	16,873	2,8764
6	84,422	71,593	100,000	21,067	77,477	130,000	64,416	22,501	152,470	-2,335	8,765	16,852	2,8797
7	84,437	71,587	100,000	21,065	77,476	130,000	64,437	22,499	152,433	-2,300	8,763	16,842	2,8800
8	84,438	71,585	100,000	21,068	77,475	130,000	64,435	22,497	152,434	-2,302	8,761	16,843	2,8802
9	84,436	71,584	100,000	21,067	77,478	130,000	64,439	22,494	152,433	-2,304	8,763	16,841	2,8803

ՅՊԵՇ-Ի ՈԱՅԻՈՆԱԼ ԷԼԵԿՏՐԱՄՊԱՐԱՆ ԶՆՐՅԵՐԸ
Վ.Աթոյան, Ա.Արզումանյան, Լ.Յակոբյան, Գ.Խեչոյան

Էլեկտրաէներգիայի վճարումը եական տեղ է զբաղեցնում ՅՊԵՇ-ի ծախսերում, ուստի էլեկտրաէներգիայի տնտեսման խնդիրը համալսարանում շատ արդիական է: Նմանատիպ խնդիրը, սկզբունքորեն լուծվում է առանձին էլեկտրասպառիչների խմբերի (ագրեգատային էներգահաշվեկշիռներ), խոշոր արդյունաբերական միավորների (մասնաշենքեր), ամբողջ

ծեռնարկության էներգետիկական հաշվեկշիռների կազմման միջոցով և ավարտվում է հեռանկարային հաշվեկշիռների և կազմակերպչական տեխնիկական միջոցառումների ծրագրի մշակմամբ, որոնք լուծում են էլեկտրաէներգիայի ծախսի նվազեցման խնդիրը: Այն դեպքերում, երբ խնդիր է դրվում ծախսեր նվազեցնել մի ինչ-որ ամբողջական ոլորտում, որտեղ գործում են մի շարք միատիպ ծեռնարկություններ (մեր դեպքում ԲՈՒՅ-երում), աշխատանքը կարող է ավարտվել թողարկվող արտադրանքի միավորի վրա ընկնող ծախսի տեսակարար նորմի մշակմամբ (մեկ ուսանողի, մեկ շրջանավարտի և այլն):

- Էլեկտրաէներգիայի նորմավորման անմիջական նպատակներից է
- կրկնրետ պահանջների համար մեկ ուսանողի վրա ընկնող տեխնիկապես անհրաժեշտ էլեկտրաէներգիայի ծախսի որոշումը,
 - ուսումնական գործընթացում էլեկտրաէներգիայի ռաջիոնալ և տնտեսվող ծախսի ապահովում,
 - պլանավորման շրջանում էլեկտրաէներգիայի պահանջի որոշման համար ելակետային մեծությունների տեղադրում:

Էլեկտրաէներգիայի նորմավորման կարևորագույն խնդիրն է հանդիսանում էլեկտրաէներգիայի ծախսի գիտական և տեխնիկական հիմնավորված նորմերի մշակումը և ներդրումը ուսումնական գործընթացում՝ նրա առավել արդյունավետ օգտագործման նպատակներով, որն ունի որոշիչ նշանակություն տնտեսման ռեժիմի իրագործման, էներգիայի փոքրագույն ծախսի դեպքում մեծագույն արդյունքի հասնելու համար:

ՅՊԵՇ-ի էլեկտրասպառման կառուցվածքում կարելի է առանձնացնել էլեկտրաէներգիայի հետևյալ միատիպ սպառիչների խմբեր՝

1. Լույսի աղբյուրներ
2. Լարրատոր ուժային սարքավորումներ (փորձարարական ստեղծներ, էլեկտրական վառարաններ և պահարաններ, մետաղափառ հաստոցներ և այլն)
3. Էլեկտրաօդանոցներ
4. Կոմպյուտերներ
5. Ուժային օգնող սարքավորումներ (վերելակներ, պոմպեր, օդափոխիչներ և այլն)
6. Սննդի կառուցահատվածի սարքավորումներ (սառնարաններ, տապակող սալիկներ, ջրատաքացուցիչներ)
7. Պահակային արտաքին լուսավորվածություն
8. Էլեկտրական ջեռուցիչ սարքեր (օդատաքացուցիչ, էլեկտրական սալիկներ)
9. Արդյունաբերական համալիրի սարքավորումներ (վերանորոգման արհեստանոց, ավտոտնակներ)
10. Սոցիալական ոլորտի օբյեկտներ (մանկապարտեզ, պոլիկլինիկա)
11. Էլեկտրաէներգիայի կորուստներ տրանսֆորմատորներում և բաշխիչ ցանցում

Գործնական հաշվարկներում ընդունված է արդյունաբերական ծեռնարկությունների էլեկտրաէներգիայի ծախսը որոշել հետևյալ հաշվարկի միջոցով՝

$$P_M = K_M P_{cp}$$

և մաքսիմալ բեռնվածության օգտագործման տարեկան ժամերի քանակով՝ τ

$$W = P_M \tau = K_M P_{cp} K_{II} \tau = K_M K_{II} P_H \tau \quad (1)$$

որտեղ

W – տվյալ էլեկտրասպառման խմբի էլեկտրաէներգիայի տարեկան ծախս

K_M – մաքսիմումի գործակից

K_{II} – օգտագործման գործակից

P_H – էլեկտրասպառիչի (էլեկտրասպառիչների խմբերի) անվանական հզորություն

(1) բանաձևի բաղկացուցիչներից առավել կարևոր է համարվում K_{II} գործակիցը և մաքսիմալ բեռնվածության օգտագործման ժամերի քանակով՝ τ :

Այս մեծություններից առաջինը որոշվում է առավել ծանրաբեռնված հերթափոխի միջին հզորության մեծությամբ՝

$$K_{II} = P_{CM} / P_H$$

որտեղ

P_{CM} – առավել ծանրաբեռնված հերթափոխի միջին հզորությունն է:

վերջին կարելի է որոշել կամ բեռի գրաֆիկի օգնությամբ, կամ ամբողջ հերթավորիս ընթացքում էլեկտրաէներգիայի ծախսի ուղղակի չափման միջոցով:

Տվյալ եղանակով ստացված հաշվարկային գործակիցները բերված են տեղեկագրերում տարբեր տեսակի էլեկտրասպառիչների և էլեկտրական տեղակայանքների համար: Բայց միաժամանակ նշվում է, որ հաշվարկների սխալանքը գտնվում է 20%-ի սահմաններում:

Սոցիալ-կենցաղային տեսակի օբյեկտների, ուսումնական հաստատությունների համար նման հաշվարկային եղանակը կիրառելի չէ սարքավորումների աշխատանքային ռեժիմների բացարձակ տարբերության, սեզոնայինության ուժեղ ազդեցության, սարքավորումների կազմի և այլ պատճառներով: Դրա համար օգտվում են պահանջարկի գործակից հասկացությունից, ճշտում են աշխատանքային ժամերի արդյունավետ քանակը: Սակայն այս դեպքում էլ հաշվարկների ճշտությունը մեծ չէ և հնարավոր չէ դրանք օգտագործել բարձր ճշտություն պահանջող էլեկտրական հաշվեկշիռ կազմելու համար: Տվյալ իրադրությունում անհրաժեշտ է էլեկտրասպառիչների առանձին խմբերի բեռի գրաֆիկների ուղղակի չափում էլեկտրաչափիչ արքանի օգնությամբ՝ հոսանքի չափման միջոցով, հզորության կամ էներգիայի չափման համար՝ հատուկ կցուրդի օգնությամբ: Նման կցուրդները թողարկվում են մի շարք արտասահմանյան ֆիրմաների կողմից և թույլ են տալիս կառուցել բեռի գրաֆիկներ բարձր ճշտությամբ և ցանկացած ժամանակային միջակայքով, բայց նույնիսկ այդպիսի սարքավորումները չեն լուծում հարցը ամբողջությամբ, քանի որ ուժային պահարաններից և վահանակներից սնվում են խիստ տարբեր աշխատանքային ռեժիմով էլեկտրասպառիչներ, որը թույլ չի տալիս վերջնական արդյունքում որոշել բնութագրական հաշվարկային գործակիցները: Բացի դրանից հզորության սեզոնային և հերթավորային ուժեղ ազդեցությունը պահանջում է համարյա անընդհատ չափումներ ամբողջ տարվա ընթացքում և, հետևաբար պահանջում է ավտոմատ ռեժիմում աշխատող մեծ քանակությամբ չափիչ միավորների առկայություն, որը ֆինանսական և այլ տեսանկյուններից գործնականորեն անիրագործելի է, համեմայն դեպս ներկա ժամանակում:

- Ելնելով վերը նշվածից՝ առաջարկվում է աշխատանքի կատարման հետևյալ սխեման՝
1. էլեկտրամատակարարման համակարգի վերաստուգում, վահանակներից սնվող խմբային էլեկտրասպառիչների կազմի ճշտում (անվանում, քանակ, հզորություն, աշխատանքային ռեժիմ):
 2. Առանձին սպառիչների և միասեռ բնութագրերով սպառիչների խմբերի բեռի գրաֆիկների դուրս բերում:
 3. Բնութագրական գործակիցների հաշվարկ:
 4. Ամբողջ մասնաշենքի էլեկտրաէներգիայի ծախսի հաշվարկ և համեմատում էլեկտրական հաշվիչների ցուցմունքների հետ:
 5. Անհամապատասխանության վերլուծություն և բնութագրական գործակիցների ճշտում:
 6. Ցանցում և տրանսֆորմատորներում կորուստների հաշվարկ
 7. Ընդհանուր համալսարանի համար էլեկտրական հաշվեկշիռ կազմում
 8. Անհամապատասխանության գնահատում, սխալների անալիզ
 9. Յեռանկարային հաշվեկշիռի և էլեկտրաէներգիայի ծախսի նվազեցման համար կազմակերպչական և տեխնիկական միջոցառումներ
 10. էլեկտրաէներգիայի ծախսի տեսակարար նորմաների մշակում

Փրակներություն

1. Справочник по электропотреблению в промышленности/Под ред. Е.П. Минина и Ю.В. Копынина. М.: Энергия, 1978.
2. Железко Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях. - М.: 1989.

ВОЗДЕЙСТВИЕ УЛЬТРАФИОЛЕТОВОГО ОБЛУЧЕНИЯ НА УСТОЙЧИВОСТЬ СОЛНЕЧНОГО ФОТОЭЛЕМЕНТА И ИЗМЕРЕНИЕ ЕГО КПД

А. Стасиаш

Одним из главных факторов, понижающих КПД солнечных фотоэлементов (СЭ) и их срок службы, является влияние окружающей среды, а также различные механические и химические воздействия. В наземных условиях заметная деградация ра-

бочих параметров СЭ имеет место вследствие ультрафиолетового облучения (УО) солнечного спектра, что в основном влияет на понижение пропускательных способностей защитных и антиотражающих покрытий.

Низкотемпературная плазменная технология для выращивания алмазоподобных углеродных (DLC) пленок была разработана в лаборатории «Гелиотехника» (ГИУА). Подробное описание технологии, а также исследование характеристик полученных DLC пленок приведены в работе [1].

Целью данной работы являлось исследование влияния УО на КПД СЭ и создание устройства для точного измерения КПД.

При помощи разработанной технологии и новых оптимизированных режимов были выращены DLC пленки на поверхностях СЭ из монокристаллического Si с рабочей поверхностью 0,8-1,7 см². Прежде чем подвергнуть образцы УО, был измерен КПД этих СЭ.

Для определения КПД и фотоэлектрических параметров СЭ была разработана система автоматических измерений рис., где используются две галогенные лампы с мощностью 1000 Вт каждая, свет от которых проходит через водяной фильтр 5, который исключает инфракрасную часть спектра. Диффрагма 6 обеспечивает однородное распределение светового потока по всей поверхности термостабильной площадки 2. Измеряемый СЭ 1 помещается на термостабильную площадку 2 и при помощи токосъемных контактов 3 присоединяется к измерительной системе. Для сохранения температуры площадки 2 стабильной в процессе измерений производится охлаждение площадки водой. Сигналы, полученные от токосъемных контактов 3 и измерительного устройства 4, которое определяет значение интенсивности светового потока, падающего на исследуемый СЭ, передаются к входу CRATE SAMAC 9, который преобразовывает аналоговые сигналы в цифровые. Обработанная информация передается вычислительной машине 11 посредством интерфейса 10. Контроль за всей системой производится при помощи вычислительной машины. Управление данной системой осуществляется при помощи специально созданной программы, которая производит построение световых вольт-амперных характеристик СЭ, определяет из графика максимальную мощность и, в конечном итоге, рассчитывает КПД СЭ при помощи следующего выражения:

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_c S} 100\% = \frac{f U_{ох} I_{кз}}{P_c S} 100\%$$

где P_{max} – максимальная вырабатываемая мощность СЭ, P_c – мощность светового потока на единичной освещенной поверхности, S – площадь освещаемой поверхности СЭ, U_{ох} – напряжение холостого хода, I_{кз} – ток короткого замыкания, f – коэффициент заполнения.

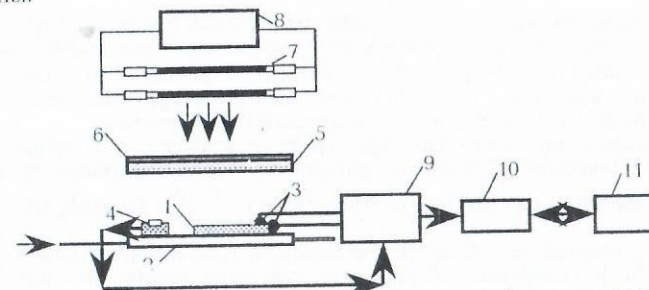


Рис. Блок-схема измерительной системы световых фотоэлектрических параметров СЭ. 1 – исследуемый СЭ, 2 – термостабильная площадка, 3 – токосъемные контакты, 4 – измеритель интенсивности, 5 – водяной фильтр, 6 – диффрагма, 7 – галогенные лампы, 8 – стабилизатор напряжения, 9 – CRATE SAMAC, 10 – интерфейс, 11 – вычислительная машина

Для имитации УО в качестве источника света была использована ксеноновая лампа сверхвысокого давления марки ДКСШ-1000 (мощностью 1000 Вт). Лампа питалась от генератора постоянного тока. Ксеноновая лампа была помещена в защитный кожух, охлаждаемый водой. Для ограничения спектрального состава возбужденного света могут применяться различные фильтры. В нашем случае был использован полный спектр лампы, так как он оптимально близко отображает спектр солнечного света.

Опытные образцы СЭ из монокристаллического Si с инкапсулирующими слоями из ZnS и DLC были подвергнуты УО в течение 150 часов вышеописанным методом. Интенсивность света была определена при помощи пирометра в естественных условиях при ясной солнечной погоде и в лабораторных условиях, поместив прибор непосредственно перед имитатором света. Сравнение результатов показало, что интенсивность света лампы соответствует однократному Солнцу.

Измерение КПД СЭ после продолжительного УО и сравнение полученных результатов со значениями СЭ до испытаний показало, что КПД СЭ Si + Zn в среднем уменьшился на 4-5%, что не имеет место с СЭ Si + DLC, у которого КПД почти не изменился. В нижеприведенной таблице указаны значения КПД опытных образцов до и после испытания.

Таблица

Образец СЭ	Площадь поверхности, см ²	КПД СЭ, %	
		До испытания	После испытания
Si + ZnS	1,7	9,97	9,55
Si + DLC	1,7	7,39	7,38

Уменьшение КПД данных СЭ можно объяснить тем, что вследствие УО слои теряют свою прозрачность, увеличивается коэффициент поглощения во всей спектральной области фоточувствительности Si. Это также приводит к потерям антиотражающих свойств пленки и увеличению поверхностной рекомбинации. Устойчивость СЭ с DLC пленкой к УО свидетельствует о том, что DLC пленка одновременно является защитным слоем, который поглощает ультрафиолетовую часть спектра и не допускает в объем Si. Часть поглощенной энергии затем испускается в видимой области спектра, вследствие излучательной рекомбинации, что сохраняет DLC слой от разрушения.

Литература

1. Kassabian K., Panosyan Zh., Stepanyan A., Torosyan G., Yengibaryan Y. Low temperature Technology of Obtaining the Protecting Layer from Diamond Like Films //Proceedings of Sixth Applied Diamond Conference/Second Frontier Carbon Technology Joint Conference 2001. P. 431-435.

ՏԵԽՆԻԿԱԿԱՆ ԿՈՐՈՒՄՏՆԵՐԻ ՆՎԱԶԵՑՄԱՆ ԽՆԴԻՐՆԵՐԸ ԱՆՉԱՄԱՍԵՆ ԷԼԵԿՏՐԱԿԱՆ ՑԱՆՑԵՐՈՒՄ

Ս. Չամյան

Էներգահամակարգերում որպես համասեռ էլեկտրական ցանցեր կարելի է համարել շառավղային (радиальные) էլեկտրական ցանցերը, ինչպես նաև տարանցիկ (травзитные) օղային գծերը՝ առանց համակարգաստեղծ կոնտուրային կապերի (системообразующие контурные связи), այսինքն՝ այնպիսի էլեկտրական ցանցերը, որտեղ բացակայում են տրանսֆորմատորային (Sp) և ավտոտրանսֆորմատորային (US) կապերը:

Չետազոտությունները ցույց են տվել, որ հզորությունների լավարկված բաշխում իրականացվում է համասեռ էլեկտրական ցանցերում, որտեղ էլեկտրական ցանցի բոլոր տեղամասերում ակտիվ և ռեակտիվ դիմադրությունների (R_0/x_0) հարաբերությունն ունի

միևնույն արժեքը: Անհրաժեշտ է նաև նշել, որ համասեռ էլեկտրական ցանցերում տեխնիկական կորուստների նվազեցման խնդիրները լուծելիս շեշտադրումը հիմանականում կատարվում է ակտիվ հզորության բաղադրիչի վրա:

Անհամասեռ էլեկտրական ցանցերում R_0/x_0 հարաբերությունների արժեքները (ցանցի տարբեր տեղամասերի համար) տարբերվում են մի քանի անգամ: Այդ իսկ պատճառով

այդպիսի ցանցերում առաջանում են հավասարեցնող հզորություններ (հոսանքներ), որոնք մեծացնում են հզորության և էներգիայի կորուստների արժեքը:

Անհամասեռ էլեկտրական ցանցերում կոնտուր մտնող հավասարեցնող հզորությունը որոշվում է.

$$S_h = P_h - jQ_h = \sqrt{3}UI_h = \frac{UE}{z_k} = \frac{U(E' + jE'')}{R_k + jx_k} \quad (1)$$

որտեղ P_h և Q_h - համապատասխանաբար ակտիվ և ռեակտիվ համալիր հզորություններն են, E' և E'' - հավասարիչ էլշուի համապատասխանաբար երկայնական և լայնական բաղադրիչներն են, որոնք էլեկտրական ցանցերում ստեղծվում են կարգավորման սարքերի շնորհիվ:

Դիմադրությունների k ինդեքսը ցույց է տալիս, որ տվյալ մեծությունը վերաբերում է կոնտուրին: Չամարիչը և հայտարարը բազմապատկելով z համալուծ կոմպլեքս դիմադրությամբ և բացելով փակագծերը՝ կունենանք.

$$P_h = U \left(\frac{E'R_k + E''x_k}{z_k^2} \right), \quad (2)$$

$$Q_h = U \left(\frac{E'x_k - E''R_k}{z_k^2} \right) \quad (3)$$

Ինչպես երևում է (2) արտահայտությունից, Q_h հզորության հոսքը կարելի փոփոխել ազդելով էլշուի E' երկայնական բաղադրիչի վրա, շնորհիվ որի և կփոփոխվի տեխնիկական կորուստի մեծությունը:

Բարձրավոլտ էլեկտրական ցանցերում, և մասնավորապես 220 կՎ լարման էլեկտրական ցանցերի կոնտուրներում, ինդուկտիվ դիմադրությունը բազմակի անգամ մեծ է ակտիվ դիմադրությունից ($x \gg R$), այդ պատճառով ցանցին միացված էլշուի երկայնական E' բաղադրիչը հիմնականում ազդում է ռեակտիվ հզորության, իսկ լայնական E'' բաղադրիչը՝ ակտիվ հզորության վերաբաշխման վրա:

Եվ որքան շատ են անհամասեռ տեղամասերը, այնքան ավելի շատ են մեծանում կորուստները: Անհամասեռության ամենամեծ աստիճանը դիտվում է տարբեր անվանական լարում ունեցող ցանցերով պարփակված կոնտուրներում, որոնք կապված են միմյանց հետ US-ների, (Sp-ների) փաթույթներով: Տրանսֆորմատորների փաթույթների ինդուկտիվ դիմադրությունը մեծ է ակտիվ դիմադրությունից 10-30 անգամ, այն դեպքում, երբ օղային գծերում հարաբերությունը 2-3 է:

Անհամասեռ էլեկտրական ցանցերում տեխնիկական կորուստները նվազեցնելու համար անհրաժեշտ է իրականացնել հզորությունների հարկադրական (շահավետ) բաշխում. մասնավորապես կատարելով ռեակտիվ հզորությունների հոսքերի վերաբաշխում՝ աննշան փոփոխելով ակտիվ հզորության հոսքերը:

Էներգահամակարգերում հզորությունների հոսքերի այդպիսի բաշխում կատարվում է շնորհիվ երկայնական և լայնական կարգավորման սարքերի: Այդպիսիք են US-ների (Sp-ների) բեռնվածքի տակ լարման կարգավորման սարքերը (փոխարկիչները), որոնց ճյուղավորումների (ելուստների) դիրքերի փոփոխման շնորհիվ և իրականացվում է հոսքերի հարկադիր վերաբաշխումը:

Փոփոխելով բեռնվածքի տակ կարգավորման սարքի ելուստների դիրքերը՝ կարելի է լավարկել հզորության հոսքաբաշխումները էլեկտրական ցանցի կոնտուրներում: Շնորհիվ այս միջոցառման՝ նվազեցվում է ցանցի կորուստը, իսկ վերջնական արդյունքում մեծանում է ցանցի ՕԳԳ-ն:

Սակայն անհրաժեշտ է հաշվի առնել, որ կոնտուրի տարբեր անվանական լարումներով կազմված US-ի (Sp-ի) աշխատանքային ռեժիմը և կարգավորման պայմանները չի կարելի դիտարկել այդ կոնտուրում միացված մյուս US-ներից (Sp-ներից) անկախ:

Ավտոտրանսֆորմատորներից մեկի փոխարկիչի ելուստների դիրքերի փոփոխումը բերում է հավասարեցնող հզորությունների փոփոխմանը բոլոր կոնտուրներում և այն իր հերթին ազդում է էլեկտրական ցանցում եղած կորուստների վրա: Այդ իսկ պատճառով ճյուղավորումների դիրքերի ընտրությունը պետք է կատարվի համատեղ կոնտուրներում միացված բոլոր ավտոտրանսֆորմատորների համար, այլ ոչ թե ելնելով այդ ենթակայաններում ցանկալի լարումից (ինչպես դա արվում է որոշ ռադիալ էլեկտրական ցան-

ցերում): Ինչպես երևում է վերը շարադրվածից, այդ խնդիրը դասվում է բազմաէքստրեմալ և բազմապարամետրական խնդիրների շարքին:

ԵԶՐԱՎԱՑՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐ

1. Կատարված հետազոտությունները ցույց են տվել, որ 110,220 կՎ անհամասեռ էլեկտրական ցանցերում տեխնիկական կորուստների նվազեցման միջոցառումները մշակելիս անհրաժեշտ է ավելի լուրջ ուշադրություն դարձնել երկայնական կարգավորման սարքերի (ԱՏ-ների և Տր-ների փոխարկիչներ) օգնությամբ կորուստների նվազեցման հնարավորություններին:

Գրականություն

1. Вороничкий В.Э., Лежнюк П.А., Серова И.А. Методика и программа оценки эффективности применения РПН и АРПН в замкнутых электрических сетях.- М.:Электрические станции.
2. Глазунов А.А. Электрические сети и системы М.: Госэнергоиздат.- 360 с.

ԷԼԵԿՏՐԱԿԱՆ ԳԵՏԻԿԱԿԱՆ ՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ԿԱՅՈՒՆԱՑՎԱԾ ՌԵԺԻՄԻ ԾՇԳՐՏՄԱՆ Կ-Զ ԹՎԱՅԻՆ ՄԱԹԵՄԱՏԻԿԱԿԱՆ ՄՈՂԵԼԸ ԵՎ ՆՐԱ ԻՐԱՑՈՒՄԸ

Ա. Բորոյան

Էլեկտրաէներգետիկական համակարգի (ԷԷԴ) Կ-Զ ճշգրտման մաթեմատիկական մոդելն ունի հետևյալ տեսքը.

$$P_m = P_{Em} + \sum_{n=1}^r [g_{m,n} (U'_m U'_n + U''_m U''_n) + b_{m,n} (U''_m U'_n - U'_m U''_n)] \quad (1)$$

$$Q_m = Q_{Em} + \sum_{n=1}^r [g_{m,n} (U'_m U'_n - U'_m U''_n) - b_{m,n} (U'_m U'_n + U''_m U''_n)] \quad (2)$$

$$P_k = P_{Ek} + \sum_{l=F+1}^M [R_{k,l} (I'_k I'_l + I''_k I''_l) + X_{k,l} (I''_k I'_l - I'_k I''_l)] \quad (3)$$

$$Q_k = Q_{Ek} + \sum_{l=F+1}^M [X_{k,l} (I'_k I'_l + I''_k I''_l) - R_{k,l} (I''_k I'_l - I'_k I''_l)] \quad (4)$$

Եթե օգտվենք դրության X, կառավարման U և գրգռման W վեկտորներ հասկացությունից, ապա (1)-(4) ոչ գծային հավասարումների համակարգերը համապատասխանաբար կարելի է ներկայացնել հետևյալ երկու մաթեմատիկական մոդելների տեսքով՝

$$\Phi_{Y(Z)}(X, U, W) = 0 \quad (5)$$

$$\Phi_{Z(Y)}(X, U, W) = 0 \quad (6)$$

Այստեղ (5)-ը կոչվում է ԷԷԴ-ի կայունացված ռեժիմի ճշգրտման Y(Z) մաթեմատիկական ենթամոդել, իսկ (6)-ը՝ Z(Y) ճշգրտման մաթեմատիկական ենթամոդել:

Եթե (5) և (6) ներկայացնենք թեյլորի շարքի տեսքով, արհամարհելով առաջին կարգից բարձր մասնակի ածանցյալներով անդամները և ընդունելով, որ փոփոխվում է միայն W վեկտորը, ապա համապատասխան մատրիցային արտահայտությունները ներկայացված ռեժիմային պարամետրերի տեսքով, կլինեն՝

$$\begin{bmatrix} U'_m \\ U''_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} U'_m \\ U''_m \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \frac{\partial \Phi_{pm}}{\partial U'_n} & \frac{\partial \Phi_{pm}}{\partial U''_n} \\ \frac{\partial \Phi_{qm}}{\partial U'_n} & \frac{\partial \Phi_{qm}}{\partial U''_n} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \frac{\partial \Phi_{pm}}{\partial I'_l} & \frac{\partial \Phi_{pm}}{\partial I''_l} \\ \frac{\partial \Phi_{qm}}{\partial I'_l} & \frac{\partial \Phi_{qm}}{\partial I''_l} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta I'_k \\ \Delta I''_k \end{bmatrix} \quad (7)$$

$$\begin{bmatrix} I'_k \\ I''_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I'_k \\ I''_k \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \frac{\partial \Phi_{pk}}{\partial I'_l} & \frac{\partial \Phi_{pk}}{\partial I''_l} \\ \frac{\partial \Phi_{qk}}{\partial I'_l} & \frac{\partial \Phi_{qk}}{\partial I''_l} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \frac{\partial \Phi_{pk}}{\partial P_l} & \frac{\partial \Phi_{pk}}{\partial Q_l} \\ \frac{\partial \Phi_{qk}}{\partial P_l} & \frac{\partial \Phi_{qk}}{\partial Q_l} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta Q_k \end{bmatrix} \quad (8)$$

որտեղ, N-նոր, Գ-գործող կայունացված ռեժիմի պարամետրերն են:

Պժվար չէ նկատել, որ բերված (7) և (8) արտահայտությունները հնարավորություն են տալիս ճշգրտել կայունացված ռեժիմը, երբ միաժամանակ փոփոխվում են բեռնային ակտիվ և ռեակտիվ հզորությունները:

Թվային հետազոտման իրականացման համար դիտարկվում է 4, 10, 22 և այլ ԷԷԴ-երի թվային մաթեմատիկական մոդելները: Սակայն ծավալի սղության պատճառով բերված է միայն 4 հանգուցանոց ԷԷԴ-ի, կայունացված ռեժիմի (աղ. 1) հետազոտման արդյունքները:

Աղյուսակ 1

Պար Հանգ	P ՄՎտ	Q ՄՎար	U կՎ	Ψ _U ռադ	I = I' + jI'' կԱ
0	—	—	220,00	0,000	—
1	161,29	80,64	220,88	0,021	0,7376-j0,3499
2	202,46	101,23	221,36	0,019	0,9232-j0,4397
3	-431,68	-215,84	204,43	-0,045	-2,0618+j1,1503

Ճշգրտման ուսումնասիրությունը կատարվում է, երբ փոփոխվում է միայն բեռնային հանգուցի ակտիվ հզորությունը:

Աղյուսակ 2-ում բերված են կատարված հետազոտությունների արդյունքները:

Ինչպես երևում է 2 աղյուսակից, որքան մեծանում է ΔP-ի մեծությունը այնքան մեծանում է նաև սխալի մեծությունը, սակայն մնալով թույլատրելի սահմաններում:

Աղյուսակ 2

ΔP ₃	N ⁰ ըջև	Դասական մեթոդ			Ճշգրտման մեթոդ			Սխալը	
		I = I' + jI'' կԱ	U կՎ	Ψ ռադ	I = I' + jI'' կԱ	U կՎ	Ψ ռադ	U կՎ	Ψ ռադ
21.60 (5%)	ԵՄ	—	220,00	0,0000	—	220,00	0,0000	0,0000	0,0000
	1	0,7373-j0,3442	221,63	0,0271	0,7375-j0,3410	221,64	0,0271	0,0120	0,0000
	2	0,9229-j0,4323	222,11	0,0256	0,9228-j0,4322	222,12	0,0257	0,0101	0,0001
46.20 (10%)	ԵՄ	—	220,00	0,0000	—	220,00	0,0000	0,0000	0,0000
	1	0,7370-j0,3384	222,35	0,0332	0,7368-j0,3377	222,39	0,0334	0,0399	0,0002
	2	0,9226-j0,42550	222,85	0,0319	0,9225-j0,4248	222,83	0,0321	0,0336	0,0002
64.80 (15%)	ԵՄ	—	220,00	0,0000	—	220,00	0,0000	0,0000	0,0000
	1	0,7367-j0,3328	223,06	0,0393	0,7364-j0,3317	223,14	0,0396	0,0868	0,00030
	2	0,9223-j0,4128	223,55	0,0383	0,9222-j0,4047	223,47	0,0386	0,0851	0,00030
86.30 (20%)	ԵՄ	—	220,00	0,0000	—	220,00	0,0000	0,0000	0,0000
	1	0,7365-j0,3274	223,73	0,0454	0,7362-j0,3258	223,90	0,0461	0,1683	0,0006
	2	0,9221-j0,4108	224,24	0,0446	0,9221-j0,4067	224,49	0,0453	0,2510	0,0004
3	-1,6456+j1,0539	208,41	-0,0110	-1,6379+j1,0438	209,42	-0,0052	1,0187	0,0061	

МЕТОДЫ СБОРА СТАТИСТИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ

Г. Хостикин

Важным шагом на пути реформирования энергетического рынка можно считать Директиву 92/96 Стран ЕС Европейского Парламента и Совета от 25 июля 1996 г. Эта директива устанавливает общие правила для организации и функционирования электроэнергетического сектора, доступа к рынку, критерии и процедуры организации конкурсов, а также предоставления лицензий. За последние годы в Армении были предприняты значительные шаги по реструктуризации электроэнергетического сектора. Одним из таких шагов можно считать принятие нормативно-правового документа - Закона РА "Об энергетике", регулирующего взаимоотношения в секторе. В этом законе декларируются все основные принципы конкурентного, регулируемого, недискриминационного, прозрачного рынка электрической энергии и мощности. Закон

предусматривает также разделение функций отдельных субъектов электроэнергетической системы Армении.

Уровнем либерализации рынка можно считать степень открытости рынка, т.е. сбор и отлаживание потоков информации в электроэнергетическом секторе. Наиболее широкое распространение в энергетике получила методика сбора статистической информации, разработанная International Energy Agency, и принятая Committee for Energy Policy, Statistical Division, Energy Unit, Euro Stat, Commission of the European Communities, United National Statistical Division, Organization for Economic Cooperation and Development организациями.

Данная методика была представлена в 1991 году и успешно используется в настоящее время. Суть этого метода состоит в заполнении вопросника с соответствующими информационными таблицами.

Эти вопросники/таблицы были разработаны для 4 разных и в тоже время взаимосвязанных областей.

- Электрическая и Тепловая Энергия.
- Газ.
- Топливо.
- Утилизация Мусора.

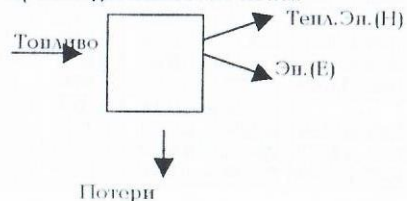
Вопросники/таблицы включают информацию по количеству требуемого топлива для производства электрической и тепловой энергии для каждого типа станции.

Типы станций классифицируются по использованию топлива и генерации. Для сбора статистической информации используются данные всех типов станций, производящих электрическую и тепловую энергию.

Поскольку в состав станций может входить более одного генератора, то информация собирается отдельно для каждого генератора.

Общее количество электроэнергии включает в себя тепловую энергию, производимую всеми Общественными производителями тепла, и часть тепловой энергии, произведенной для третьей стороны Частными производителями (тепловая энергия, использованная Частными производителями для собственных нужд, не включается в общую сумму).

Суммарное потребление тепла для производства электроэнергии на КЭС, эквивалентное топливу, расходуемому станцией, меньше, чем приложенное извне тепло, связанное с затратами топлива. Для паровых станций расход внешнего тепла обусловлен производительностью котла.



При этом коэффициент полезного действия может быть представлен в виде:

$$\varepsilon = (H + E) / F.$$

Тогда, количество топлива, расходуемое на производство каждого вида энергии, можно представить в виде

$$F_e = F - H/\varepsilon = F(E/(E + H));$$

$$F_h = F - E/\varepsilon = F(H/(E + H)).$$

Связь между потребленным количеством топлива и производством электрической и тепловой энергий показана схематично на приведенном рисунке.

В приведенных выражениях под понятием „Тепловая энергия.. - подразумевается техническая работоспособность (энергия) отборного тепла.

Количество топлива, потребляемого на производство тепловой и электрической энергии, прямо пропорционально общему количеству топлива и количеству произведенной электрической и тепловой энергий. Эти формулы могут быть использованы в виде базы для сбора статистической информации. Эта методика для вычислений может быть использована в тех случаях, когда нет другой более приемлемой альтернативной методики.

Методом сбора статистической информации использования энергии, разработанным International Energy Agency, успешно используются такие страны, как Австрия, Дания, Франция, Италия, Нидерланды, Португалия, Испания, Швейцария, Япония.

В состав вопросника входят следующие информационные таблицы: годовая общая выработка тепловой и электрической энергий; годовой отпуск и потребление тепловой и электрической энергий; годовое потребление тепловой и электрической энергий по секторам энергетики и индустрии; петто - выработка тепловой и электрической энергии частными производителями; общая выработка тепловой и электрической энергий по видам топлива; максимальная выработка электрической энергий и мощность нагрузки.

Литература

1. Закон РА „Об энергетике.., от 7 марта 2001г.
2. Директива 92/96 Европейского Парламента и Совета от 19 декабря 1996 по вопросам общих правил для внутренних рынков электроэнергии.
3. Аршакян Д.Г. Тепловые электрические станции - Ереван: Ауйс, 1981. 397 с.
4. International Energy Agency, Annual Questionnaire, Electricity and Heat, Август 2000.

СПОСОБ АНАЛИЗА АСИНХРОННОГО РЕЖИМА В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

Э. Саркисян

В настоящее время для современных крупных энергообъединений достаточно актуальна задача обеспечения результирующей устойчивости или выявления условий деления систем.

Для повышения живучести современных объединенных энергосистем весьма актуальным, также, является решение вопроса о допустимости кратковременных асинхронных режимов. Имеется в виду как асинхронный режим между частями энергосистемы, так и асинхронный режим отдельных крупных (по мощности) генераторов. Очевидно, допустимость таких режимов должна быть проверена расчетным или экспериментальным путем.

Известно, что с повышением единичной мощности генераторов осложняется возможность обеспечения их бесперебойной работы. Для бесперебойной работы турбогенераторов, как особое значение приобретает применение различных специальных режимов, к числу которых можно отнести асинхронные режимы при потере возбуждения. Потеря возбуждения возможна из-за нарушения нормальной работы схем управления тиристорных возбудителей, выхода из строя вентилях (тиристоров), отказов в работе автоматических регуляторов возбуждения (АРВ) и т.д.

Предлагаемый поэтапный алгоритм расчета асинхронных режимов сложной энергосистемы предусматривает на первом этапе расчет по подробной математической схеме замещения динамики движения генераторов. При этом учитываются процессы в технологических звеньях электростанций, влияние электромагнитных процессов и систем АРВ, процессов в турбинах и системах автоматического регулирования, а также статических и динамических характеристик нагрузок. Этот этап охватывает отрезок времени от момента возмущения до конца первого асинхронного проворота генераторов.

Второй этап предусматривает переход от сложной схемы к двухмашинной посредством выделения групп генераторов с последующим их эквивалентированием. Далее расчет производится по двухмашинной схеме замещения с учетом асинхронных моментов, статических и динамических характеристик турбин эквивалентных генераторов и противоаварийных мероприятий. Этот этап считается завершенным, если скольжение между двумя подсистемами снижается до критического значения, в пределах которого происходит ресинхронизация под действием взаимного момента.

На третьем этапе осуществляется обратный переход к многомашинной схеме. При этом каждому генератору присваиваются значения частоты (скольжение) соответствующей подсистемы.

Расчет динамики движения каждого генератора по подробной схеме замещения описывается нелинейными дифференциальными уравнениями вида

$$T_J \frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{\omega_0 (P_T - P_{cv} - P_{ac})}{1 - s / \omega_0},$$

где T_j - постоянная инерция генераторов, МВт·с; δ - угол поворота роторов генераторов относительно оси отсчета, рад; s - скольжение генераторов, рад/с; P_T - мощности турбин, МВт.

При переходе к двухмашинной схеме (ко 2-му этапу расчета) эквивалентные скольжения для каждой из подсистем определяются как

$$S_{1(2)эв} = \frac{\sum_{i=1}^n S_i T_{ji}}{\sum_{i=1}^n T_{ji}}$$

Тогда текущее значение скольжения между двумя несинхронно вращающимися частями равно

$$S_{12} = S_{1эв} - S_{2эв}, \text{ или } S_{12} = \omega_1 - \omega_2,$$

где ω_1 и ω_2 - угловые скорости соответственно первой и второй систем.

Далее динамика движения роторов генераторов рассчитывается только по скольжению. Обратный переход к многомашинной системе (третий этап) осуществляется посредством задания каждому генерирующему узлу частоты соответствующей подсистемы, т.е.

$$S_i = \frac{\omega_i - \omega_0}{\omega_0}; \quad S_j = \frac{\omega_j - \omega_0}{\omega_0},$$

где i и j - номера генераторов соответствующих подсистем.

Причем переход к многомашинной схеме происходит только тогда, когда текущие значения скольжения между несинхронно вращающимися подсистемами S_{12} будут удовлетворять следующему условию: $S_{12} \leq S_{доп}$, где $S_{доп}$ скольжение, при котором происходит взаимодействие в синхронизм генераторов системы под действием взаимного момента.

ВЫВОД

При анализе асинхронных режимов сложных электрических систем для условий деления систем целесообразно применять поэтапный алгоритм расчета.

Литература

1. Венников В. А. Переходные электрохимические процессы в электрических системах. - М.: Высшая школа, 1978. - 414 с.
2. Айрапетян Г. А., Саркисян Э. А. Некоторые вопросы переходных процессов в энергосистеме после нарушения динамической устойчивости. // В сб.: науч. тр. ЕрПИ. Энергетика, сер. XIV, 1976. Вып. I. С. 42-47.

ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ СЕТИ

В. Балабекян

Автоматизация проектирования электрических сетей требует разработки методики выбора оптимальных вариантов элементов эл. систем и, в частности, выбора марки проводов линий электропередач. При этом целесообразно ориентироваться на экономическую плотность тока как на основной показатель, так как зачастую выбранное таким образом сечение не соответствует минимуму расчетных затрат и ведет к нерациональному использованию капиталовложений.[1].

В статье для выбора оптимальной марки провода предлагается новая методика, обеспечивающая минимум расходных затрат. Для реализации указанной методики разработано два алгоритма выбора оптимальной марки провода.

Первый алгоритм основан на сравнении передаваемой по линии мощности $P_{пер}$ с величинами граничных мощностей P^r . Последние делят область изменения передаваемой мощности на отдельные интервалы.

В пределах каждого интервала экономически целесообразно применение только определенной марки проводов. На границе i -го и $i+1$ -го интервалов оправдано применение как i -й и $i+1$ -й марки провода, т.е. мы имеем следующее условие оптимальности провода сечением q . $P^r_{i+1} \leq P_{пер} \leq P^r_{i+1}$. (1)

$$\text{где } P_{i+1} = U \cos \varphi \sqrt{((P_{\lambda} + P_M)(K_{i+1} - K_i) / (\tau \mu (\tau_i - \tau_{i+1})))}; \quad (2)$$

K_{i+1} , K_i - стоимость 1 км. линии с сечением провода соответственно q_i и q_{i+1} ; τ_i, τ_{i+1} - активное сопротивление 1 км. линии с сечением провода соответственно q_i и q_{i+1} ; P_{λ} - отчисления на ремонт и амортизацию сети в относительных единицах, P_M - нормативный коэффициент эффективности, $\cos \varphi$ - коэффициент мощности, μ - стоимость потерь на 1 кв.ч, τ - время наибольших потерь мощности, U - номинальное напряжение линии.

Второй алгоритм заключается в вычислении величины расчетных затрат Z для линии электропередачи с разными марками проводов. Сечение провода, при котором при данных условиях затраты имеют наименьшее значение является оптимальным

$$\text{Условие оптимальности провода марки } m \text{ имеет вид } Z_m < Z_i, \quad (3)$$

$$\text{где } i = 1, 2, 3, \dots, k, \text{ здесь } Z_m = (P_{\lambda} + P_M) K_m + (P^2 / U^2 \cos^2 \varphi) \tau_i \tau \mu, \quad (4)$$

где P - максимальная величина передаваемой мощности.

При этом в процессе одной серии расчетов часть информации остается постоянной ($P_{\lambda}, P_M, U, \cos \varphi, \tau \mu, P$), а часть меняется от одного расчета к другому (K_i, τ_i). Это обстоятельство нами учитывается при составлении программы для конкретных расчетов.

При выборе оптимальной марки провода возможно два случая.

Первый, когда известны для всех сечений проводов экономические интервалы и второй - для некоторых из сечений экономические интервалы отсутствуют. Отсутствие у ряда сечений проводов экономических интервалов сопряжено с некоторой спецификой при выборе оптимальной марки провода.

Рассмотрим вначале технику выбора марки провода при существовании интервалов у всех сечений проводов. При реализации первого алгоритма необходимо провести вычисление, так как число граничных мощностей на единицу меньше числа применяемых марок проводов. В самом деле, если оптимальным является провод сечением q_4 , то необходимо проводить вычисления до тех пор, пока не будет найдено значение граничной мощности $P^r_{i/3}$, т.е. произвести три расчета. Если оптимальное сечение провода q_i определить с помощью второго алгоритма, то могут встретиться случаи, когда из возможных для применения сечений оптимальным окажется наименьшее, наибольшее, или же одно из промежуточных значений).

Каждую из серий расчетов обычно начинаем с меньшего сечения ($i = 1$), и потому, в первом и третьем случаях вычисления продолжатся до тех пор, пока последующее значение величины расчетных затрат не станет больше предыдущего, т.е. $Z_i < Z_{i+1}$.

При этом, если оптимальным является провод марки i , то необходимо провести $i+1$ расчетов.

Отсутствие по тем или иным причинам экономических интервалов в любом случае вызывает необходимость проведения расчетов по второму алгоритму для всех составляемых вариантов из-за того, что существует несколько минимальных значений расчетных затрат.

Так как из них нужно выбрать наименьшее, то нельзя прекращать расчет после определения величины Z_2 и Z_3 , а необходимо продолжать его до тех пор, пока не будет выделена величина Z_6 . Оптимальным в данном случае является провод сечением q_4 , а не q_6 и q_1 .

Вышеизложенное справедливо, когда заранее известно, какие марки проводов имеют экономические интервалы. Если же таблица стоимостей линии проверена с помощью критериев существования экономических интервалов и тех стоимостей, при которых интервалы отсутствуют, то при выборе оптимальной марки проводов с помощью второго алгоритма могут встретиться только случаи изменения величины расчетных затрат при существовании экономических интервалов мощностей.

Такой "просев" таблицы стоимостей сокращает количество расчетов, но не является обязательным для второго алгоритма. При реализации же первого алгоритма он необходим, т.к. иначе можно получить неверные результаты.

Литература

1. Астахов Ю.Н. Использование экономических интервалов мощности при выборе оптимального варианта энергетического объекта. "О методах моделирования при изучении энергетических систем. М.: Изд. АН СССР, 1983. - С. 123-138.