



**ВАЗОРАТИ ЭНЕРГЕТИКА
ВА ЗАХИРАҶОИ ОБИ ҶУМҲУРИИ
ТОҶИКИСТОН**

734064, ш. Душанбе, кучаи Шамся 5/1
Тел: +992 37 235 97 68, Факс: +992 37 236 03 04
E-mail: mewr@mewr.gov.tj, Web: www.mewr.gov.tj

аз «24» 05 соли 2021 № 34

ФАРМОИШ

Дар бораи Тартиби муайян намудани меъёрҳои талафоти технологияи
неруи барқ
150.140.180.

Дар асоси сарҳатҳои дуҷум ва чилу ҳафтуми банди 5 Низомномаи
Вазорати энергетика ва захираҳои оби Ҷумҳурии Тоҷикистон, ки бо
қарори Ҳукумати Ҷумҳурии Тоҷикистон аз 3 марти соли 2014, № 149
тасдиқ гардидааст,

Фармоиш медиҳам:

1. Тартиби муайян намудани меъёрҳои талафоти технологияи
неруи барқ тасдиқ карда шавад (замима мегардад).

2. Фармоиши мазкур барои бақайдгирии давлатӣ ба Вазорати
адлиаи Ҷумҳурии Тоҷикистон пешниҳод гардида, баъд аз
бақайдгирии давлатӣ ва интишори расмӣ мавриди амал қарор дода
шавад.

3. Ширкати саҳомии холдингии кушодаи «Барқи Тоҷик»,
ҷамъияти саҳомии кушодаи «Шабакаҳои интиқоли барқ» ва
ҷамъияти саҳомии кушодаи «Шабакаҳои тақсимоти барқ» аз
1 январи соли 2022 ҷиҳати ҷорӣ ва истифода намудани барномаҳои
муосир барои боз ҳам дақиқ ва шаффоф ҳисоб намудани талафоти
технологии неруи барқ ҷораҳои зарурӣ андешанд.

4. Назорати иҷрои фармоиши мазкур ба зиммаи муовини вазир-
сарпарастии соҳаи электроэнергетика вогузор карда шавад.

Вазир

Далер Ҷумба



Бо фармоиши вазири энергетика ва захираҳои оби Ҷумҳурии Тоҷикистон аз 24 майи соли 2021, №34 тасдиқ карда шудааст.



ТАРТИБИ МУАЙЯН НАМУДАНИ МЕЎЁРҲОИ ТАЛАФОТИ ТЕХНОЛОГИИ НЕРУИ БАҲ

1. МУҚАРРАРОТИ УМУМӢ

1. Тартиби муайян намудани меъёрҳои талафоти технологияи неруи баҳ (минбаъд – Тартиби мазкур) дар асоси сарҳатҳои дуҷум ва ҷилу ҳафтуми банди 5 Низомномаи Вазорати энергетика ва захираҳои оби Ҷумҳурии Тоҷикистон, ки бо қарори Ҳукумати Ҷумҳурии Тоҷикистон аз 3 марти соли 2014, №149 тасдиқ гардидааст, таҳия гардида, методикаи ҳисоб намудани меъёри талафоти технологияи неруи баҳқиро дар шабакаҳои баҳқӣ пешбинӣ менамояд.

2. Мақсади асосии Тартиби мазкур, ҳисоб намудани талафоти технологияи неруи баҳ дар сохторҳои шабакаҳои баҳқии системаи энергетикаи Ҷумҳурии Тоҷикистон мебошад.

3. Ҳисоб ва меъёрҳои талафоти неруи баҳ дар шабакаҳои баҳқ ин яке аз масъалаҳои муҳими ба ҳисобгирӣ ва назорати неруи баҳқ мебошад.

4. Ҳалли масъалаи мазкур барои ба нақшагирӣ ва иҷро намудани чорабиниҳо оиди паст намудани талафоти технологӣ ва тижоратии неруи баҳқ дар системаи энергетикаи Ҷумҳурии Тоҷикистон ҳисобида мешавад.

5. Тартиби мазкур усул, тартиб ва методология, инчунин базаи ҳисоб намудани талафоти технологияи неруи баҳқро дар шабакаҳои баҳқии шиддати 500/220/110/35/10 (6)/0,4 кВ-и системаи энергетикаи дар баҳқ мегирад.

6. Дар Тартиби мазкур ҳисобҳои дақиқи талафоти технологияи неруи баҳқ шабакаҳои баҳқӣ дар асоси нақшаи ҳисоби технологӣ бо истифодаи маълумотҳои пурра оид ба нақша, бузургӣ ва бори шабакаҳои баҳқии таснифоти ҳамаи шиддатҳо ба инобат гирифта шудаанд.

7. Дар Тартиби мазкур ҳисоботи назарияи асосии ҳозиразамон ва таҷрибаи байналхалқии мавҷуддошта бо муайян ва таҳлил намудани талафоти технологияи неруи баҳқ шабакаҳои баҳқии энергосистема ба ҳисоб гирифта, истифода шудааст.

8. Ҳисоб намудани талафоти технологияи неруи баҳқ шабакаҳои баҳқӣ, омода ва коркард намудани шумораи ғайбӣ маълумотҳои шабакаҳои баҳқиро талаб менамояд.



9. Махсусан ҳаҷми зиёди маълумотҳо барои ҳисоб намудани талафоти технологӣ дар шабакаҳои барқии 0,4 кВ заруранд. Вобаста ба ин амалан ҳисоб намудани талафоти технологӣ неруи барқ бе истифодаи барномаи комплекси махсуси ҳозиразамон имконнопазир мебошад. Дар ҳамин давра дар ШСХК «Барқи Тоҷик» барои ҳисоб намудани талафоти техникий неруи барқи шабакаҳои 500/220/110/35/10 (6)/0,4 кВ барномаи комплекси «РАП-СТАНДАРТ» (РАП-10. ст, РАП-110 ст, РАП-ОС ст, РОСП-ст, РАПУ-ст, РНХ-ст) коркарди ЧСК «ВНИИЭ» (шаҳри Москва) татбиқ ва мавриди истифода қарор дода мешавад. Маҷмӯи амалиётҳои математикии ҳисоботи барномаи комплекси мазкур дар ҳаҷми пурра мутобик ба базаи асосии меъёри мазкур иҷро карда шудааст.

10. Натиҷаи ҳисоби талафоти технологӣ неруи барқ ва сохторҳои он бо меъёрҳои мазкур иҷро карда шудааст ва таъинот дорад барои:

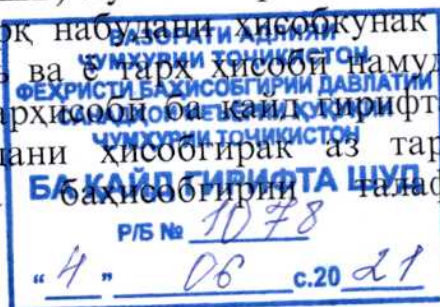
- меъёри талафоти технологӣ неруи барқ;
- коркард ва баҳодиҳии чорабиниҳои босамар барои паст намудани талафот;
- ҳисоби ва таҳлили номувозинатии неруи барқи воқеӣ дар шабакаҳои барқӣ;
- ошкор ва бартараф намудани талафоти тичоратӣ;
- коркард ва татбиқи чорабиниҳо оид ба такмил додани баҳисобгирии неруи барқ;
- баҳисобгирии талафоти неруи барқ дар тарифҳо барои истифодабарандагони неруи барқ.

11. Ҳангоми ҳалли масъалаҳои ҳисоб, таҳлил, бамеъёргирӣ ва паст намудани талафоти неруи барқ дар шабакаҳои барқӣ мафҳум ва истилоҳотҳои асосии зерин истифода мешаванд:

- қабули неруи барқ ба шабакаҳои барқии муассисаҳои Шабакаҳои барқӣ (минбаъд ШБ) (ин нишондод барои шабакаҳои магистралӣ байниминтақавӣ истифода намегардад) (минбаъд ШММ),
 W_{oc} — фарқи неруи барқи ба шабакаҳои барқӣ воридшуда, $W_{пост}$, ва неруи барқи аз шабакаҳои барқи интиқолдодашуда $W_{отп}$ муайян менамояд:

$$W_{oc} = W_{пост} - W_{отп} \quad (1.1)$$

Эзоҳ: Ҳаҷми неруи барқи воридшуда $W_{пост}$ ва неруи барқи интиқолдодашуда $W_{отп}$ бо нишондодҳои ҳисобкунакҳои барқии тичоратӣ, ки дар нуктаҳои интиқоли неруи барқ шинонида шудаанд (дар ҳудуди мувозинатии шабакаҳои барқии КШБ) муайян карда мешаванд. Ҳангоми дар нуктаи интиқоли неруи барқ набудани ҳисобкунак дар нуктаи интиқол неруи барқ бо роҳи ҷамъ ва ҷарҳ ҳисоб намудани неруи барқ дар системаи баҳисобгирии сарҳисоби ба ҷамъгирифта ва дар ҷойи мувофиқакардашуда шинонидани ҳисобгирак аз тарафи истифодабарандагони манфиатдор ва баҳисобгирии талафоти



технологии неруи барқ, ки дар байни нуктаи интиқол ва нуктаи баҳисобгирӣ ҷойгир аст.

$$W_{\text{тп}} = W_{\text{кcy}} \pm \Delta W_{\text{т}} \quad (1.2)$$

дар ин ҷо $W_{\text{тп}}$ - неруи барқ дар нуктаи интиқол

$W_{\text{кcy}}$ - неруи барқ дар нуктаи баҳисобгирии тичоратӣ

$\Delta W_{\text{т}}$ - талафоти технологияи неруи барқ дар таҷҳизотҳое, ки байни нуктаи интиқол ва нуктаи баҳисобгирии неруи барқ ҷойгиранд;

- талафоти мутлақи воқеии (ҳисоботӣ) неруи барқ, $\Delta W_{\text{ф}}$ - фарқи ҳаҷми неруи барқи ба шабакаҳои барқӣ интиқолшударо муайян менамояд, $W_{\text{п}}$ - неруи барқи истифодашуда дар дастгоҳҳои қабулқунанда, $W_{\text{пн}}$ - сарфаи неруи барқ барои эҳтиёҷоти худии зеристгоҳи барқи

$$\Delta W_{\text{ф}} = W_{\text{пост}} - W_{\text{отп}} - W_{\text{п}} - W_{\text{пн}} \quad (1.3)$$

Эзоҳ: Барои муайян намудани ҳаҷми неруи барқи истифодашуда дар пайвастагиҳои шабакаҳои барқии тақсимотӣ нишондодҳои асбобҳои ҳисобкунакҳои неруи барқи ин дастгоҳҳо истифода мешавад. Ҳангоми набудани асбобҳои баҳисобгирии неруи барқ дар ин дастгоҳҳои барққабулқунанда ва ё имконпазир набудани гирифтани нишондоди онҳо, инчунин ҳангоми муваққатан аз баҳрабардорӣ баровардани воситаҳои баҳисобгирӣ барои муайян намудани ҳаҷми неруи барқи истифодашуда бо мувофиқа ба корхонаи бо неруи барқ таъминқунанда бояд муайян карда шавад;

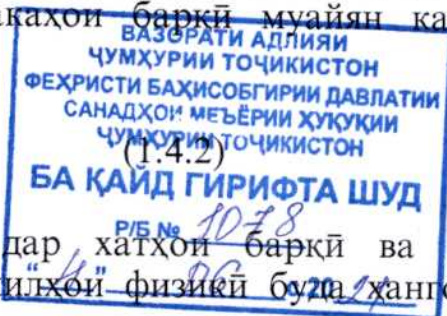
- талафоти нисбии воқеии (ҳисоботӣ) неруи барқ, $\Delta W_{\text{ф}\%}$ - бузургии нисбиро бо неруи барқи ба шабакаҳои барқӣ интиқолшуда тақсим намуда муайян карда мешавад:

$$\Delta W_{\text{ф}\%} = \frac{\Delta W_{\text{ф}}}{\Delta W_{\text{ос}}} \times 100 \% \quad (1.4.1)$$

Эзоҳ: Барои корхонаҳои шабакаҳои барқӣ (КШБ) ва шабакаҳои магистрالي байниминтақавӣ (ШММ) бузургии нисбии воқеии талафоти неруи барқ бо тақсим намудани бузургии нисбиро бо бузургии неруи барқи интиқолдодашуда аз шабакаҳои барқӣ муайян карда мешавад:

$$\Delta W_{\text{ф}\%} = \frac{\Delta W_{\text{ф}}}{\Delta W_{\text{отп}}} \times 100 \% \quad (1.4.2)$$

-талафоти технологияи неруи барқ дар хатҳои барқӣ ва дар таҷҳизотҳои шабакаҳои барқӣ, $\Delta W_{\text{т}}$ - омилҳои физикӣ бузургии



интиқоли неруи барқ мутобиқ ба таснифи техникӣ ва речаи кории хати барқӣ ва таҷҳизотҳо аз ҳисоби сарфаи неруи барқ ба амал меоянд. Талафоти технологӣ мутобиқи нишондоди меъёрҳои мазкур ҳисоб ва муайян карда мешавад. Сарфаи неруи барқ барои эҳтиёҷоти худии зеристгоҳи барқӣ як сохти тартибии талафоти технологӣ ҳисобида мешавад ва бо нишондодҳои ҳисобгиракҳои неруи барқ муайян карда мешавад. Талафоти технологии неруи барқ баробар аст ба ҳосили ҷамъи талафоти шартӣ-доимӣ, $\Delta W_{\text{уп}}$ ва талафоти борнокӣ $\Delta W_{\text{н}}$

$$\Delta W_T = \Delta W_{y\Pi} + \Delta W_H \quad (1.5);$$

1) талафоти шартӣ-доимии неруи барқ, ки амалан аз борнокӣ вобастагӣ надорад, талафоти неруи барқ дар қисмҳои зерини дастгоҳҳои барқӣ ба амал меояд:

- барқӣ ба амал меояд:
- пӯлоди трансформаторҳо ва автотрансформаторҳои куввагии 6-500 кВ, ΔW_x ;
 - тоҷгузорӣ дар хати барқии ҳавоии 110 кВ ва зиёда аз он, ΔW_k ;
 - ихроҷи чараён бо изоляторҳои ХБ-6 (10) кВ ва зиёда, $\Delta W_{ту}$;
 - реактори шунтӣ, - $\Delta W_{шр}$, батареяҳои конденсаторҳои статикӣ, - $\Delta W_{бск}$ ва чубронсозии синхронӣ, - $\Delta W_{ск}$;
 - дар изолятсияи хатҳои кабелии интиқоли неруи барқи 6 (10) кВ ва зиёда аз он, - $\Delta W_{из}$;

ва зиёда аз он, $-\Delta W_{\text{из}}$;
- трансформаторҳои андозагирии ҷараён шиддат ва дар
ҳисобкунакҳои бевосита васлгардида, $-\Delta W_{\text{тт}}$, $-\Delta W_{\text{тн}}$, $-\Delta W_{\text{сч}}$;
- трансформаторҳои таҷдиди қувват, $-\Delta W_{\text{тж}}$;

- маҳдудсозӣ аз фузуншиддати, $-\Delta W_{\text{опн}}$;
- барқгиракҳои вентилю, $-\Delta W_{\text{рв}}$;
- дастгоҳҳои пайваस्ताгии алоқаи баландбасомад, $-\Delta W_{\text{упвч}}$;

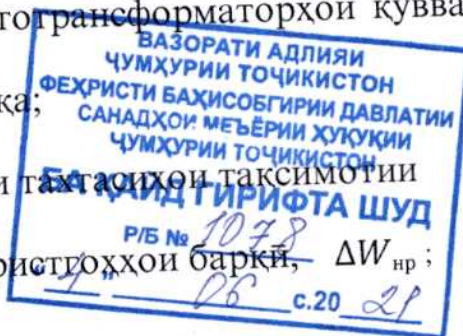
2) пайвастагҳои ноқилҳо ва дар маҷмӯи шинаҳои зерестгоҳи барқӣ, $-\Delta W_{\text{сппс}}$ ва инчунин сарфаи неруи барқи эҳтиёҷоти худии зерестгоҳҳои барқӣ, $-\Delta W_{\text{сн}}$ ва сарфаи неруи барқ барои яхобкунии $\Delta W_{\text{пт}}$, ки бо нишондоди ҳисобкунакҳо муайян карда мешаванд:

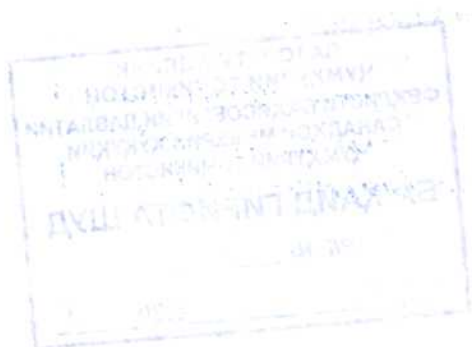
$$\Delta W_{\text{уп}} = \Delta W_{\text{х}} + \Delta W_{\text{к}} + \Delta W_{\text{ту}} + \Delta W_{\text{шр}} + \Delta W_{\text{бкс}} + \Delta W_{\text{ск}} + \Delta W_{\text{из}} + \Delta W_{\text{тт}} + \Delta W_{\text{тн}} + \Delta W_{\text{сч}} + \Delta W_{\text{опн}} + \Delta W_{\text{рв}} + \Delta W_{\text{упвч}} + \Delta W_{\text{сппс}} + \Delta W_{\text{пг}} + \Delta W_{\text{сн}}$$

(1.6);

3) талафоти тағйирёбандаи нуруи барқ, ки аз бори талафоти нуруи барқ вобастагӣ дорад, дар:

- барқ вобастаги дорад, дар:
- хатҳои барқии ҳавоӣ ва кабелӣ 0,4-500 кВ, — $\Delta W_{\text{н вл}}$ (кВ);
 - печакҳои трансформаторҳо ва автотрансформаторҳои куввагии 6-500 кВ, $\Delta W_{\text{нт}}$;
 - монетабузори баландбасомади алоқа;
 - трансформатори чараён;
 - пайвандакҳои ноқили ва сохторҳои таътири тақсими
- зеристгоҳҳо;
- реакторҳои чараёнмаҳдудсозии зеристгоҳҳои барқӣ, $\Delta W_{\text{нр}}$;





$$\Delta W_H = \Delta W_{HВЛ(к\lambda)} + \Delta W_{HT} + \Delta W_{HP} \quad (1.7)$$

4) талафоти тиҷоратии неруи барқ-ҳамчун фарқи талафоти неруи барқи воқеӣ ва талафоти технологӣ дар таҷҳизотҳои шабакаҳои барқӣ мӯайян карда мешавад:

$$\Delta W_K = \Delta W_\phi - \Delta W_{TP3} = \Delta W_{\text{пост}} - \Delta W_{\text{отп}} - \Delta W_{\text{п}} - \Delta W_{\text{пн}} - \Delta W_{\text{т}} - \Delta W_{\text{погр}} \quad (1.8);$$

5) номувозинатии воқеии неруи барқ дар шабакаҳои барқӣ, ки ба неруи барқӣ ба шабакаҳо воридшуда гузаронида шудааст, баробар аст:

$$HБ_\phi = (W_{\text{пост}} - W_{\text{отп}} - W_{\text{п}} - W_{\text{пн}} - \Delta W_{\text{т}}) / W_{\text{п}} \quad (1.9);$$

6) талафоти неруи барқ, ки ба саҳви ҷоизии системаи баҳисобгирии неруи барқ вобастагӣ дорад-ҳамчун бузургии ҳаддӣ нисбати бузургии ҷоизии номувозинати неруи барқ дар корхонаи шабакаҳои барқӣ мӯайян карда мешавад:

$$\sqrt{\sum_{i=1}^n \epsilon_i^2 * d_i^2 + \sum_{j=1}^m \epsilon_j^2 * d_j^2 + \frac{\epsilon_3^2}{K_3} * d_3^2 + \frac{\epsilon_1^2}{K_1} * d_1^2} \% \quad (1.10)$$

дар инҷо ϵ_i (ϵ_j) - саҳви канали андозагирии неруи фаъоли воридшуда (интиқолшуда) дар КШБ, ки бо формулаи (1.11), % мӯайян карда мешавад;

d_i (d_j) - ҳиссаи неруи фаъоли воридшуда (интиқолшуда) аз неруи фаъоли ҳамагӣ дар КШБ воридшуда, ки формулаи 1.12 мӯайян карда мешавад;
 n - шумораи нуқтаи баҳисобгирӣ воридшавии неруи барқ ба шабакаҳои барқӣ ва аз шабакаҳо интиқол намудани неруи барқ ба корхонаҳои шабакаҳои барқии ҳамхудуд вобаста ба мансубияти тавозунӣ.

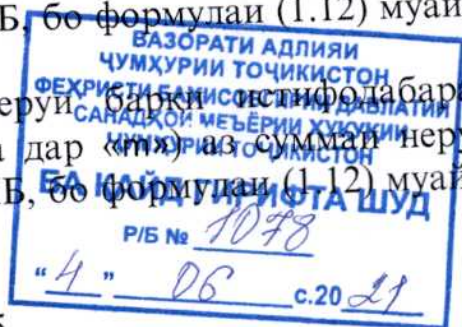
m - шумораи нуқтаҳои баҳисобгирӣ, ки интиқоли неруи барқи истифодабарандагони калонро ба қайд мегирад;

K_3 - шумораи нуқтаҳои баҳисобгирии неруи барқи истифодабарандагони сефазагӣ;

K_1 - шумораи нуқтаҳои баҳисобгирии неруи барқи истифодабарандагони якфазагӣ;

d_3 - ҷамъи ҳиссаи истифодаи неруи барқи истифодабарандагони сефазагӣ (бо тарҳи баҳисобгирӣ дар « m ») аз суммаи неруи барқи воридшуда ба шабакаҳои барқи КШБ, бо формулаи (1.12) мӯайян карда мешавад;

d_1 - ҷамъи ҳиссаи истифодаи неруи барқи истифодабарандагони якфазагӣ (бо тарҳи баҳисобгирӣ дар « m ») аз суммаи неруи барқи воридшуда ба шабакаҳои барқи КШБ, бо формулаи (1.12) мӯайян карда мешавад;



$$\delta = \pm 1,1 \sqrt{\delta_{сч}^2 + \delta_{тт}^2 + \delta_{тн}^2 + \delta_{л}^2} \quad (1.11)$$

дар ин ҷо $\delta_{сч}$, $\delta_{тт}$, $\delta_{тн}$ – саҳви асосии ҷоизии ҳисобкунакҳо, трансформаторҳои ҷараён, трансформаторҳои шиддат дар шароити муътадили корӣ (бо бузургии дараҷаи дақиқӣ гирифта мешавад), %;
 $\delta_{л}$ – ҳадди ҷоизии талафоти шиддат дар хати барқии ба ҳисобкунакҳои ба трансформатори шиддат (тн) пайваستкардашуда, %

$$d = W/W_{\text{пост}} \quad (1.12),$$

дар ин ҷо W – нури барқ ба ҳисобгираки нури барқ ба ҳисобгирифта;
 $W_{\text{пост}}$ – нури барқ ба шабакаҳои барқии КШБ воридшуда.
 - воҳиди мутлақ талафоти нури барқ вобаста ба саҳви асбобҳои ба ҳисобгирӣ бо формулаи (1.13) муайян карда мешавад;

$$\Delta W_{\text{погр}} = \frac{\delta_{\text{погр, \%}}}{100 \%} \times W_{\text{пост}} \quad (1.13);$$

- талафоти технологияи нури барқ хангоми интиқол додани он ба шабакаҳои барқӣ-ҳамчун ҷамъи талафоти технологияи таҷҳизотҳои шабакаҳои барқии КШБ ва талафоте, ки саҳви системаи ба ҳисобгирии нури барқ ба амал меорад:

$$\Delta W_{\text{ТПЭ}} = \Delta W_{\text{Т}} + \Delta W_{\text{погр}} \quad (1.14);$$

- талафоти технологияи ҷоизии нури барқ хангоми онро ба шабакаҳои барқӣ интиқол додан - ин бузургии талафоти технологӣ ба ғоиз аз бузургии интиқоли нури барқ ба шабакаҳои барқии КШБ воридшуда муайян карда мешавад:

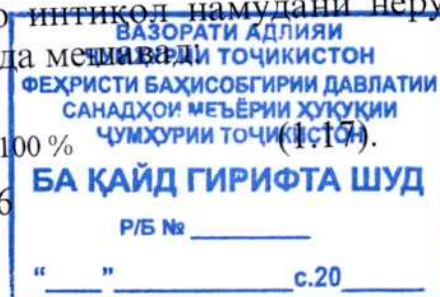
$$\Delta W_{\text{НТПЭ, \%}} = \frac{\Delta W_{\text{ТПЭ}}}{\Delta W_{\text{ос}}} \times 100 \% \quad (1.15).$$

12. Барои КШБ ва ШММ талафоти технологияи ҷоизии нури барқ хангоми онро ба шабакаҳои барқӣ интиқол додан бо ғоиз аз нури барқӣ аз шабакаҳои барқии ширкати худ гирифта муайян карда мешавад:

$$\Delta W_{\text{НТПЭ, \%}} = \frac{\Delta W_{\text{ТПЭ}}}{W_{\text{отп}}} \times 100 \% \quad (1.16);$$

- меъёри талафоти нури барқ – бо ҷамъ намудани меъёри талафоти технологияи нури барқ ва меъёри пасти талафоти нури барқ, $\Delta W_{\text{мсп}}$ муайян карда мешавад. Бо ғоиз бо интиқол намудани нури барқ ба шабакаҳои барқии КШБ муайян карда мешавад.

$$\Delta W_{\text{НПЭ}} = \frac{\Delta W_{\text{НТПЭ}} + \Delta W_{\text{мсп}}}{\Delta W_{\text{ос}}} \times 100 \% \quad (1.17).$$



13. Барои корхонаҳои шабакаҳои барқӣ (КШБ) ва Шабакаҳои магистрала-лии байни минтақавӣ (ШММ) меёри талафоти неруи барқ ҳангоми интиқол додани он ба шабакаҳои барқӣ бо фоиз аз интиқоли неруи барқ аз шабакаҳои барқии Ширкати худӣ муайян карда мешавад:

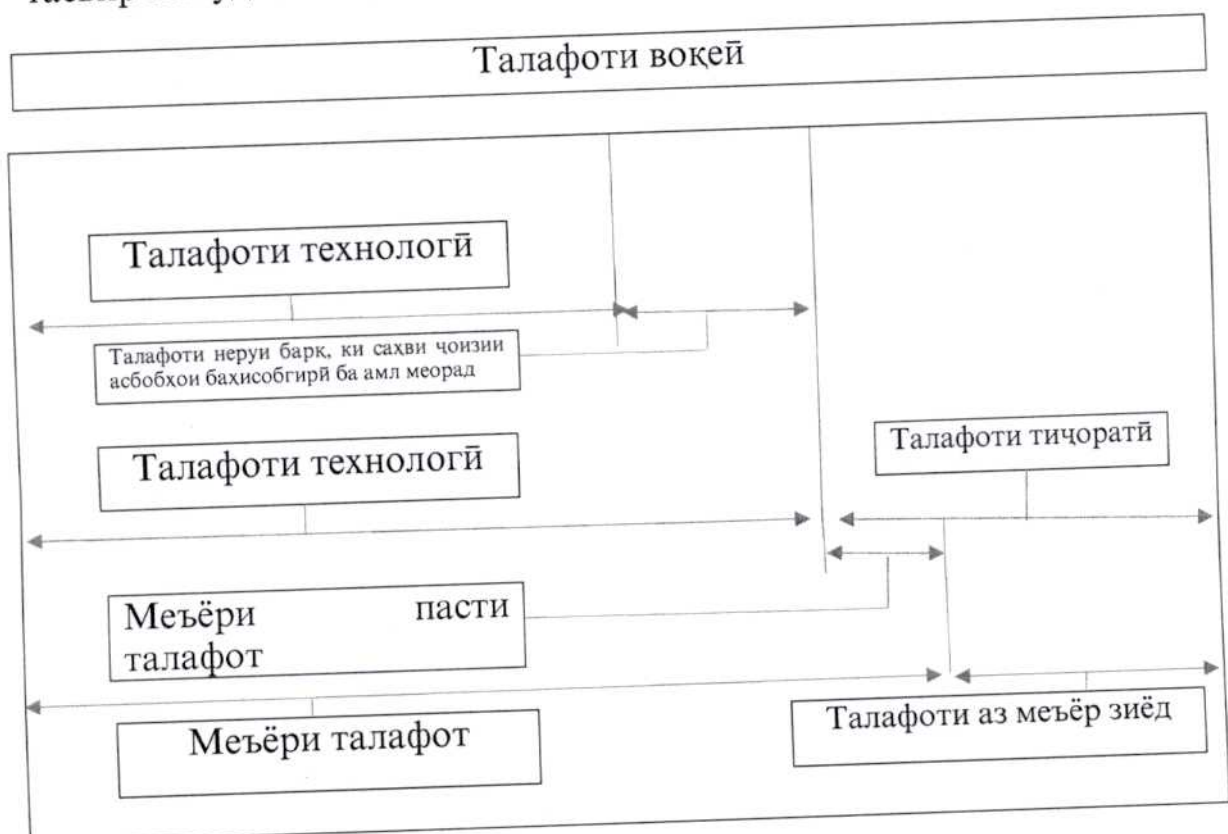
$$\Delta W_{\text{нпз}} = \frac{\Delta W_{\text{нпз}} + \Delta W_{\text{мсп}}}{W_{\text{отп}}} \times 100 \% \quad (1.18).$$

14. Меёри пасти талафоти неруи барқ бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$\Delta W_{\text{мсп}} = \frac{\Delta W_{\text{ор}} + \Delta W_{\text{нпз}}}{T} \quad (1.19)$$

дар ин ҷо T -давра (шумораи сол), ки дар ин марҳила талафоти воқеӣ то ба бузургии меёрии талафоти технологияи неруи барқ бояд паст карда шавад.

15. Вобаста ба нишондодҳои мафҳум ва истилоҳоти технологӣ дар фасли мазкур сохтори талафоти воқеии неруи барқро бо тартиби зерин тасвир намудан имконпазир аст (расми 1.1.):



Расми 1.1. Сохтори воқеии талафоти технологияи неруи барқ



2. УСУЛИ ҲИСОБ НАМУДАНИ ТАЛАФОТИ ТЕХНОЛОГИИ НЕРУИ БАРҚ

16. Таъри усули ҳисоб намудани талафоти неруи барқ дар шабакаҳои барқӣ ҳангоми пайдо шудани шабакаҳои барқидар охири асри XIX коркард карда шуд. Ҳамаи ин усулҳо дар асоси қонуни Ҷоул-Ленс ва дигар қонунҳои электротехникӣ коркард шудаанд. Усулҳои гуногун бо такмил додани онҳо ва дар асоси таъмин будани маълумотҳо оид ба ҳисобӣ намудани талафоти неруи барқ муайян карда мешавад-ҳарчанд ба маълумотҳои зиёд таъмин будан дақиқтар усули ҳисоби талафот метавон истифода шавад.

17. Ҳисоби талафоти технологии неруи барқ ва сохтори он иҷро карда мешавад, барои:

- талафоти ҷоизӣ, интиҳоб ва баҳо додани самаранокии чорабиниҳо оид ба паст намудани онҳо;

- ҳисобӣ ва таҳлили номувозинатии неруи барқи воқеӣ дар шабакаҳои барқӣ, муайян ва бартарафсозии талафоти тичоратӣ, коркард ва татбиқи чорабиниҳо оид ба такмил додани баҳисобгирии неруи барқ;

- баҳисобгирии талафот дар тарифҳои неруи барқ барои истифодабарандагоне, ки шабакаҳои барқӣ дар зинаҳои шиддати гуногун пайваست карда шудаанд: шиддати баланд ВН (110 кВ ва зиёда аз он), СН I (35-6 кВ), СН II (1-20 кВ), НН (0,4 кВ ва камтар аз он).

18. Мақсади асосӣ барои такмил додани усули ҳисоб намудани талафоти неруи барқ дар марҳилаи ҳозиразамон-баланд бардоштани дақиқият ва асоснокии натиҷаи ҳисобкунии талафот.

19. Мақсади асосии такмилдиҳӣ-ин баланд бардоштани дақиқӣ ва асоснокии натиҷаи ҳисоби талафот ва сохтори он мебошад.

20. Самтҳои асосии мукамалсозии усули ҳисоб намудани талафоти неруи барқӣ:

- истифодаи ҳамаи маълумотҳои мавҷудбуда дар корхонаи шабакаҳои барқӣ;

- ҳисобгирии максималӣ-имконпазирии шумораи таркибии талафоти технологии неруи барқ;

- максималӣ истифодаи имконпазирии мошинҳои ҳисобкунии ҳозиразамон.

21. Самти асосии мукамалсозии таъмини барномавӣ барои ҳисобкунии талафоти неруи барқ инҳоянд:

- интегратсияи (якҷоя намудани) коркарднамоии воситаҳои барномавии дар асоси маълумотҳои таҷҳизотҳо ва бузургҳои шабакаҳои барқӣ, кор кардани зерсохторҳои АСУП, АСДУ ва АСКУЭ системаи энергетикӣ ва филиалҳои шабакаҳои барқӣ.

- барои омода намудани маълумотҳо додани натиҷаи ҳисоботӣ ва назорати автоматикии онҳо бо истифодаи барномаи мошинӣ интерфейси иҷро карда мешаванд.



- гузариш аз ҳисоби талафот ба ҳисоби мувозинатии (балансов) нуруи барқ бо баҳисобгирии талафот;
- таъмини возеҳи натиҷаи ҳисоб;
- баланд бардоштани эътимодноӣ ва устувории кори воситаҳои барномавӣ.

3. МУАЙЯН НАМУДАНИ ТАЛАФОТИ ТЕХНОЛОГИИ НЕРУИ БАРҚӢ ДАР ЭЛЕМЕНТҲОИ ШАБАКАҲОИ БАРҚӢ

22. Вобаста ба навъи таҷҳизотҳо барои муайян намудани шумораи бузургии ҷамъи талафоти технологияи нуруи барқ дар элементҳои шабакаҳои барқӣ, формулаҳои зерин истифода мешаванд.

§1. Талафоти нуруи барқ дар хатҳои барқии ҳавоӣ

23. Ҷамъи талафоти нуруи барқро дар хати барқии ҳавоӣ дар давраи ҳисоботи Т бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$\Delta W_{\text{вл}} = \Delta W_{\text{нвл}} + \Delta W_{\text{к}} + \Delta W_{\text{ту}} \quad (2.1.1)$$

$\Delta W_{\text{нвл}}$ – талафоти тағйирёбандаи нуруи барқ дар хатҳои барқии ҳавоӣ;

$\Delta W_{\text{к}}$ – талафоти нуруи барқ дар тоҷгузори ҷараён (корону) дар хатҳои барқии ҳавоии шиддати 110 кВ ва зиёда аз он;

$\Delta W_{\text{ту}}$ – талафоти нуруи барқ аз ҷараёни ихроҷ бо изоляторҳои хати барқии ҳавоии шиддати 6 (10) кВ ва зиёда аз он.

§2. Талафоти нуруи барқ дар хатҳои кабелӣ

24. Ҷамъи талафоти нуруи барқро дар хати кабелӣ дар давраи ҳисоботи Т бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

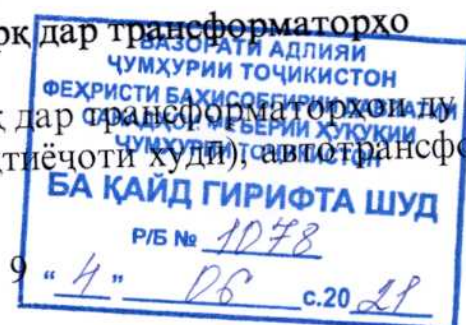
$$\Delta W_{\text{кл}} = \Delta W_{\text{нкл}} + \Delta W_{\text{из}} \quad (2.1.2)$$

$\Delta W_{\text{кл}}$ – талафоти тағйирёбандаи нуруи барқ дар хати кабелӣ;

$\Delta W_{\text{из}}$ – талафоти нуруи барқ дар изолятсияи хати кабелӣ.

§3. Талафоти нуруи барқ дар трансформаторҳо

25. Ҷамъи талафоти нуруи барқ дар трансформаторҳои печака (аз он ҷумла дар трансформаторҳои эҳтиёҷоти худӣ), автотрансформаторҳо



(трансформаторҳои се печака, трансформаторҳо бо печаҳои чудошуда)
дар давраи ҳисоботӣ бо формулаи зерин муайян карда мешавад

$$\Delta W_{\text{тр}} = \Delta W_{\text{нтр}} + \Delta W_{\text{x}} \quad (2.1.3)$$

$\Delta W_{\text{нтр}}$ – талафоти тағйирёбандаи неруи барқ дар трансформаторҳо;

ΔW_{x} – талафоти неруи барқ дар гашти холии трансформаторҳо.

§4. Талафоти неруи барқ дар реакторҳои қараёнмаҳдудкунанда

26. Талафоти неруи барқ дар реакторҳои қараёнмаҳдудкунанда дар давраи ҳисоботи Т талафоти тағйирёбанда ҳисобида мешавад ва вобаста ба маълумотҳои барои ҳисоб дошта, бо усулҳои гуногун муайян кард мешавад.

§5. Талафоти неруи барқ дар таҷҳизотҳои боқимонда

27. Талафоти неруи барқ дар дастгоҳҳои ҷубронкунанда, реакторҳои шунтӣ, трансформаторҳои қараён ва шиддат, ҳисобгиракҳо, барқгиракҳои вентиلى, маҳдудсозии фузуншиддатӣ, пайвастагиҳои дастгоҳҳои алоқаи баландбасомад, пайвастагии ноқилҳо ва пайвастагиҳои маҷмуи шинаҳои зеристгоҳҳои барқӣ дар давраи ҳисоботӣ талафотҳои шартӣ-доимӣ ҳисобида мешаванд.

28. Сарфаи неруи барқ барои об кардани ях ва барои эҳтиёҷоти худии зеристгоҳи барқӣ баробар аст ба сарфи воқеие, ки бо нишондодҳои ҳисобгиракҳои неруи барқ муайян карда мешаванд.

4. ҲИСОБ НАМУДАНИ БУЗУРГИҲОИ НАҚШАИ МУОДИЛА

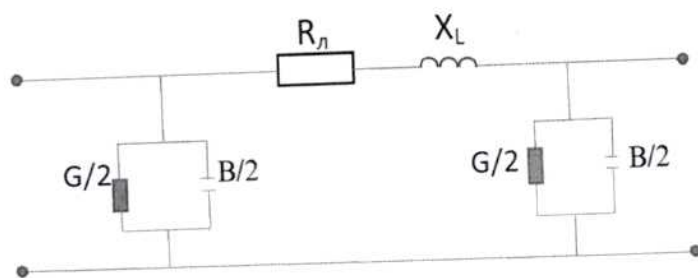
29. Маълумотҳо барои ҳисобӣ намудани бузургиҳои таҷҳизотҳои барқӣ аз шиносномаи таҷҳизотҳои барқӣ ва ё аз маълумотномаи электротехникӣ муайян карда мешаванд. Маълумот барои ҳисоб намудани бузургиҳои трансформатор аз дафтари озмоиши трансформатори мазкур муайян карда мешавад. Ҳангоми набудани дафтари озмоишӣ аз маълумотнома муайян карда мешавад.

30. Вобаста ба навъи таҷҳизот барои муайян намудани бузургиҳои рақамии таҷҳизотҳо формулаҳо истифода мешаванд.

§1. Хатҳои барқии ҳавоӣ

31. Хатҳои барқии ҳавоии интиқолтаърифи барқии шиддати 110 кВ ва зиёда аз он аз нақшаи мубодили П-монанд иборат мешавад.





Расми 2.2.1. Нақшаи муодили П-монанди хати барқии ҳавоӣ

32. Муқовимати фаъоли хати барқии ҳавоӣ мутобиқи нишондоди маълумотҳои шиноснома бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$R_{вл} = r_0^{20} \times L \times (1 + 0.004 \times (Q - 20)) / n_{\text{ц}}, \text{ Ом} \quad (2.2.1)$$

r_0^{20} – муқовимати хоси фаъоли ноқил ҳангоми ҳарорати 20°C , Ом/км;

L – дарозии хати барқии ҳавоӣ, км;

$n_{\text{ц}}$ – шумораи занҷирҳои паралелӣ, адад;

Q – ҳарорати ноқилҳо, $^{\circ}\text{C}$.

33. Дар формулаи (2.2.1) ҳангоми борнокии миёнаи хати барқии ҳавоӣ камтар аз сарфаи зичии чараён, ҳарорати ноқилҳо тахминан ба ҳарорати ҳаво баробар гирифта мешавад.

34. Муқовимати реактивии (ғайрифавол) хати барқии ҳавоӣ бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$X_{вл} = x_0 * L / n_{\text{ц}}, \text{ Ом} \quad (2.2.2)$$

x_0 – муқовимати хоси реактивии ноқил, Ом/км;

Муқовимати хоси реактивӣ бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$x_0 = 0,144 \times \lg \left(\frac{D_{\text{ср}}}{\sqrt{r \times a_{\text{ср}}^{n-1}}} \right) + \frac{0,016}{n}, \text{ Ом/км} \quad (2.2.3)$$

$D_{\text{ср}}$ – фосилаи миёнаи геометрии байни фазаҳо, см;

r – радиуси ноқилҳо, см;

$a_{\text{ср}}$ – фосилаи миёнаи геометрии байни ноқилҳои як фаз, см;

n – шумораи ноқилҳо дар фаза.

35. Ноқилияти фавол (ҳангоми ҳисоби намунаи тоҷбандии симҳо дар хати барқии 110 кВ ва зиёда аз он) бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$G_L = g_0 - L, \text{ Сим}, \quad (2.2.4)$$



g_0 – ноқилияти фаъоли хос, Сим/км.

36. Ноқилияти фаъоли хос бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$g_0 = \frac{\Delta P_{\text{кор}}}{U_H^2}, \text{ Сим/км} \quad (2.2.5)$$

$\Delta P_{\text{кор}}$ – талафот дар тоҷбандии симҳо, бузургии он аз маълумотномаҳои электротехникӣ муайян карда мешавад, кВт/км;

U_H^2 – шиддати номиналӣ, кВ.

37. Ноқилияти реактивӣ бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

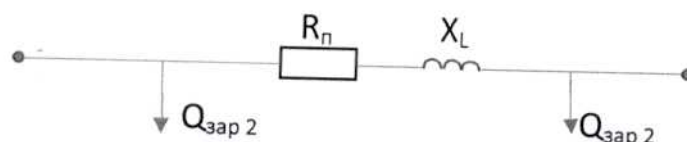
$$B_0 = b_0 - L, \text{ Сим} \quad (2.2.6)$$

b_0 – ноқилияти реактиви хос, Сим/км.

38. Ноқилияти реактиви хос бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$b_0 = \frac{7.58}{\lg\left(\frac{D_{\text{ср}}}{r \times a_{\text{ср}}^{n-1}}\right)} \times 10^{-6}, \text{ Сим/км} \quad (2.2.7)$$

39. Дар бисёр ҳисоботҳои шабакаҳои 110 кВ ва зиёда аз он, хатҳои барқии ҳавоии интиқоли неруи барқ бо нақшаи муодили пешниҳодшуда истифода мешавад.



Расми 2.2.2 – Нақшаи муодили соддакардашудаи хати барқии ҳавоӣ

40. Таваҷҷути зардех бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$Q_{\text{зар}} = g_0 \times L, \text{ МВар}, \quad (2.2.8)$$

g_0 – заряди хоси таваҷҷути, МВар/км.

41. Заряди хоси таваҷҷути бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$g_0 = b_0 \times U^2, \text{ МВар/км}$$



42. Заряди хоси ҳисобишудаи хатҳои барқии ҳавоӣ аз маълумотномаҳои электротехникӣ муайян карда мешавад.

§2. Хатҳои кабелӣ

43. Хати кабелӣ интиқоли неруи барқ ба монанди хати барқии ҳавоӣ нақшаи муодили П-монанди расми 2.2.1 ифода менамояд. Муқовимати фаъоли кабел мутобиқи нишондоди бузургҳои шиноснома бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$R_{кл} = r_o \times L / n_{ц}, \text{ Ом} \quad (2.2.10)$$

r_o – муқовимати хоси фаъоли кабел, Ом/км;

L – дарозии кабел, км;

$n_{ц}$ – шумораи занҷирҳои паралелӣ, адад.

44. Муқовимати реактивии хати кабелӣ мутобиқи нишондоди маълумоти шиноснома бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$X_{кл} = x_o * L / n_{ц}, \text{ Ом} \quad (2.2.11)$$

x_o – муқовимати хоси реактивии кабел. Ом/км

45. Таваҷҷути зарддех бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$Q_{зар} = g_o \times L, \text{ МВар}, \quad (2.2.12).$$

46. Зарддехи хоси таваҷҷути бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$g_o = b_o \times U^2 \text{ МВар/км} \quad (2.2.13).$$

47. Дар хатҳои кабелӣ 110 кВ ва зиёда аз он, нокилӣ фаъолро, ки талафоти таваҷҷути фаъолро дар изолятсияи кабел муайян менамояд, бояд ба ҳисоб гирифта шавад.

48. Нокилӣ фаъол бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

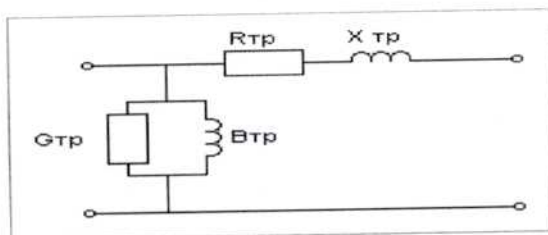
$$G = B \times \text{tg}\delta, \text{ Сим} \quad (2.2.14)$$

$\text{tg}\delta$ – тангенс талафоти диэлектрикӣ, ки аз маълумотҳои заводи истеҳсолкунанда гирифта мешавад.



§3. Трансформаторҳои дупечака

49. Трансформаторҳои дупечака бо нақшаи муодили Г-монанд ифода карда мешавад.



Расми 2.2.3 – Нақшаи муодили Г-монанди трансформатори дупечака

50. Муқовимати фаъоли трансформатор мутобик ба нишондоди маълумотҳои техникий шиноснома бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$R_{\text{тр}} = \Delta P_{\text{кз}} \frac{U_{\text{в}}^2}{S_{\text{н}}^2}, \text{ Ом} \quad (2.2.15)$$

$\Delta P_{\text{кз}}$ – талафоти тавоноии расиши кӯтоҳ, кВт;

$U_{\text{в}}$ – шиддати номиналии тарафи шиддати баланд, кВ;

$S_{\text{н}}$ – тавоноии номиналии пурра, МВА.

51. Муқовимати реактивии трансформатор мутобик ба нишондоди маълумотҳои техникий шиноснома бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$X_{\text{тр}} = \frac{U_{\text{кз}} U_{\text{Вном}}^2}{100 S_{\text{н}}}, \text{ Ом} \quad (2.2.16)$$

$U_{\text{кз}}$ – шиддати расиши кӯтоҳ, %

52. Ноқилияти фаъол мутобик ба маълумотҳои техникий шиноснома бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$G_{\text{тр}} = \frac{\Delta P_{\text{хх}}}{U_{\text{в}}^2}, \text{ Сим} \quad (2.2.17)$$

$\Delta P_{\text{хх}}$ – талафоти гашти холӣ (талафот дар магнитноқили трансформатор), МВт.

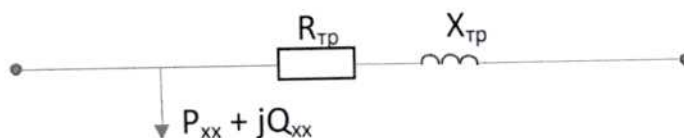
53. Ноқилияти реактивӣ мутобик ба маълумотҳои техникий шиноснома бо формулаи зерин муайян карда мешавад:



$$B_{\text{тр}} = \frac{I_x \times S_H}{100 \times U_B^2}, \text{ Сим} \quad (2.2.18)$$

I_x — ҷараёни гашти холӣ, %.

54. Дар бисёр ҳисоботҳо нақшаи муодили соддакардашудаи трансформатори дупечакаи расми 2.2.4 истифода мешавад:



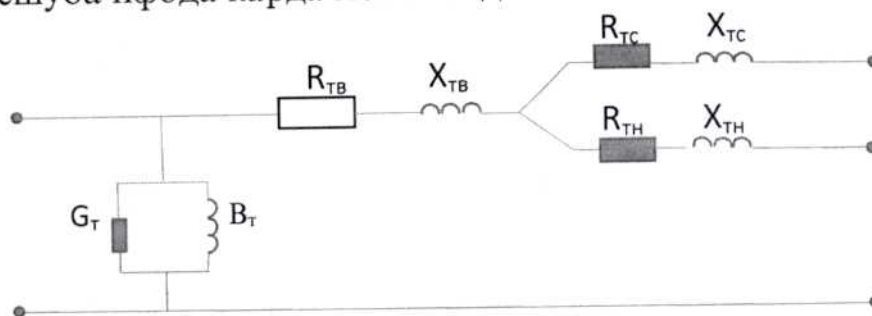
Расми 2.2.4 – Нақшаи муодили соддакардашудаи трансформатори дупечака

55. Таркиби реактиви талафоти гашти холӣ:

$$\Delta Q_x = \frac{I_x}{100} S_H, \text{ МВар}, \quad (2.2.19)$$

§4. Трансформатори сепечака

56. Трансформатори сепечака ва автотрансформаторҳо бо нақшаи муодили сешуоа ифода карда мешаванд:



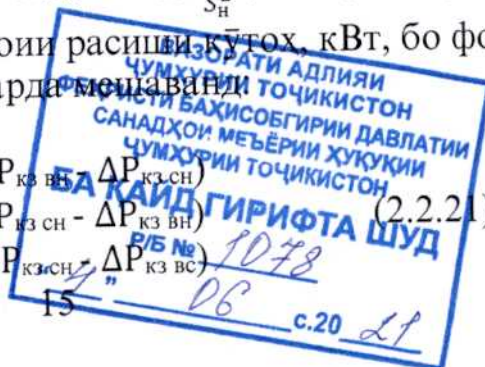
Расми 2.2.5 – Нақшаи муодили сешуоаи трансформатори сепечака ва автотрансформаторҳо

57. Муқовимати фаъоли трансформатори сепеча (автотрансформатор) барои ҳар як печак дар алоҳидагӣ мутобиқ ба маълумотҳои шиноснома бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$R_{\text{атв}} = \Delta P_{\text{кзв}} \frac{U_B^2}{S_H^2}; \quad R_{\text{атс}} = \Delta P_{\text{кзс}} \frac{U_C^2}{S_H^2}; \quad R_{\text{атн}} = \Delta P_{\text{кзн}} \frac{U_H^2}{S_H^2}; \quad (2.2.20)$$

$\Delta P_{\text{кзв}}, \Delta P_{\text{кзс}}, \Delta P_{\text{кзн}}$ — талафоти тавоноии расиши кӯтоҳ, кВт, бо формулаи зерин муайян карда мешаванд:

$$\begin{aligned} \Delta P_{\text{кзв}} &= 0,5 (\Delta P_{\text{кз вс}} + \Delta P_{\text{кз вн}} + \Delta P_{\text{кз сн}}) \\ \Delta P_{\text{кзс}} &= 0,5 (\Delta P_{\text{кз вс}} + \Delta P_{\text{кз сн}} - \Delta P_{\text{кз вн}}) \\ \Delta P_{\text{кзн}} &= 0,5 (\Delta P_{\text{кз вн}} + \Delta P_{\text{кз сн}} - \Delta P_{\text{кз вс}}) \end{aligned} \quad (2.2.21)$$



U_B, U_C, U_H – шиддати номиналии тарафҳои шиддати баланд, миёна ва паст,

S_H – тавоноии номиналии пурра, МВА

$\Delta P_{K3 BC}, \Delta P_{K3 BH}, \Delta P_{K3 CH}$ – талафоти тавоноии расиши кӯтоҳ дар чуфти печакҳо.

58. Аз ҳама зиёдтар муқовимати трансформатор бо усули ба шиддати печакӣ баланд овардан муайян карда мешавад. Дар ин ҳолат дар формулаи 2.2.8 ба ҷойи U_C ва U_H U_B истифода мешавад.

59. Муқовимати реактивии трансформатори сепеҷака (автотрансформатор) барои ҳар як печак дар алоҳидагӣ мутобиқ ба маълумотҳои техникӣ шиноснома бо формулаҳои зерин муайян карда мешаванд:

$$\begin{aligned} X_{атв} &= \frac{U_{K3B}}{100} \frac{U_B^2}{S_H}; \\ X_{атс} &= \frac{U_{K3C}}{100} \frac{U_C^2}{S_H}; \\ X_{атн} &= \frac{U_{K3H}}{100} \frac{U_H^2}{S_H}; \end{aligned} \quad (2.2.22)$$

$U_{K3B}, U_{K3C}, U_{K3H}$ – шиддати расиши кӯтоҳ, %, бо формулаҳои зерин муайян карда мешаванд:

$$\begin{aligned} U_{K3B} &= 0,5 (U_{K3 BC} + U_{K3 BH} - U_{K3 CH}) \\ U_{K3C} &= 0,5 (U_{K3 BC} + U_{K3 CH} - U_{K3 BH}) \\ U_{K3H} &= 0,5 (U_{K3 BH} + U_{K3 CH} - U_{K3 BC}) \end{aligned} \quad (2.2.23)$$

$U_{K3 BC}, U_{K3 BH}, U_{K3 CH}$ – шиддати расиши кӯтоҳ барои ҳар як чуфти печакҳо, бо %. Ноқилияти фаъол ва ғайрифавол бо формулаҳои 2.2.17, 2.2.18 муайян карда мешаванд.

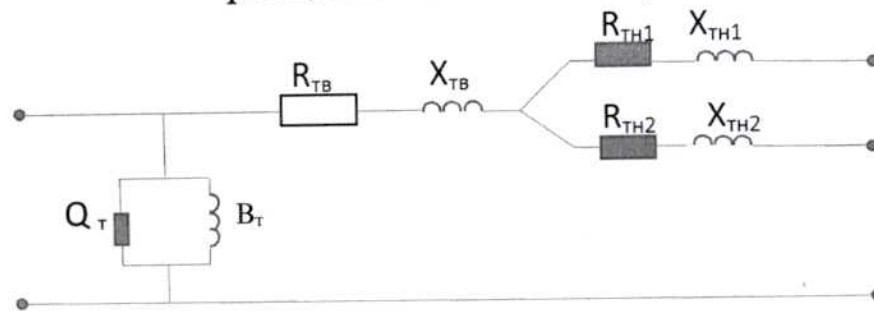
60. Таркиби реактивии талафоти гашти ҳолӣ бо формулаи 2.2.19 муайян карда мешавад.

61. Дар шиносномаи трансформаторҳои якфазагӣ (автотрансформатор-ҳо) талафоти расиши кӯтоҳи ғазавӣ нишон дода мешавад.

62. Барои трансформаторҳое, ки тавоноии номиналии печакҳояш гуно-гун мебошад, бузургии талафоти тавоноӣ ва шиддати расиши кӯтоҳи дар шиноснома нишондодашуда бояд ба тавоноии печакӣ шиддати баланд оварда шаванд. Тавоноии номиналии печакӣ овардашуда барои шиддати расиши кӯтоҳ-ба тавоноии номиналӣ мутаносиб мебошад.



§5. Трансформатор бо печакҳои ҷудокардашуда (трансформатор с расщепленной обмоткой)



Расми 2.2.6. – Нақшаи муодили трансформатор бо печакҳои ҷудокардашуда

63. Муқовимати фаъоли трансформатор бо печакҳои ҷудокардашуда барои ҳар як печак дар алоҳидагӣ мутобиқи маълумотҳои додашудаи шиноснома бо формулаҳои зерин муайян карда мешаванд:

$$R_{TB} = \Delta P_{K3} \frac{U_B^2}{2 \times S_H^2}, \text{ Ом} \quad (2.2.24)$$

$$R_{TH1} = R_{TH2} = 2 \times R_{TB}, \text{ Ом} \quad (2.2.24).$$

64. Муқовимати ғайрифаволи (реактивӣ) трансформатор бо печакҳои ҷудокардашуда барои ҳар як печак дар алоҳидагӣ мутобиқи маълумотҳои додашудаи шиноснома бо формулаҳои зерин муайян карда мешаванд:

$$X_{TB} = \frac{U_{K3}}{100} \times \frac{U_B^2}{S_H} \times \left[1 - \frac{k_p}{4}\right], \text{ Ом} \quad (2.2.26)$$

$$X_{TH1} = X_{TH2} = \frac{U_{K3}}{100} \times \frac{U_B^2}{S_H} \times \frac{k_p}{2}, \text{ Ом} \quad (2.2.27)$$

дар ин ҷо $k_p = 4 \times \left(\frac{U_{K3 \text{ В-Н1}}}{U_{K3 \text{ В-Н}}} - 1\right)$.

65. Ноқилияти фавол ва ғайрифавол бо формулаҳои 2.2.17-2.2.18 муайян карда мешаванд.

66. Таркиби реактиви талафоти гашти холӣ бо формулаи 2.2.19 муайян карда мешавад.

5. МЕТОДИ ҲИСОБНАМОИИ ТАЛАФОТИ ТЕХНОЛОГИИ ШАРТӢ-ДОИМИИ НЕРУИ БАРҚ

§1. Талафоти технологияи нуруи барқ дар трансформаторҳо

67. Талафоти технологияи нуруи барқ дар пӯриҳои трансформаторҳои қуввагӣ ва автотрансформаторҳои 6-500 кВ барои ҳар як трансформатори қуввагӣ, ки зери шиддат қарор доранд ва мувозинаи

корхонаи таъминкунандаи неруи барқ мебошанд ба зина чудо намудани шиддат ВН, СН1, СН II бо формулаи зерин муайян карда мешаванд:

$$\Delta W_x = \sum \Delta P_{xi} \times T_1 \times \left[\frac{U_{cpi}}{U_{ном}} \right]^2, \text{ кВт*с} \quad (2.3.1)$$

дар ин ҷо ΔP_x – бузургии номиналии талафоти тавоноии гашти холии (ХХ) трансформатори қуввагӣ, ки бо маълумотҳои додашудаи шиноснома муайян карда мешавад, кВт;

T – шумораи соатҳои кори трансформатори қуввагӣ дар давраи ҳисоботӣ, соат;

n_T – шумораи трансформаторҳо, адад;

U_{cp} – бузургии миёнаи шиддати воқеии печакҳои шиддати баланди трансформатор дар давраи ҳисоботии T , кВ; $U_{ном}$ – шиддати номиналии трансформатор, кВ.

68. Агар дар корхонаи шабакаҳои барқии мазкур маълумотҳои техникий дар шиноснома додашуда барои ҳар як трансформатор 6(10) кВ ва давомнокии кори онҳо ба қайд гирифта набошанд, мумкин аст талафот ба маълумотҳои миёнаи вобаста аз тавоноии номиналии трансформаторҳо ва бо шумораи онҳо бо формулаи зерин барои трансформаторҳои 6 кВ ҳисобӣ карда мешавад:

$$\Delta W_{x6} = (0,25n_{20-40} + 0,35n_{50-63} + 0,6n_{100} + 1n_{160-180} + 0,66n_{250} + 0,92n_{320-400} + 1,3n_{560-630} + 2,5n_{1000}) \times T, \text{ кВт*с} \quad (2.3.2)$$

Барои трансформаторҳои 10 кВ

$$\Delta W_{x10} = (0,19n_{20-40} + 0,26n_{50-63} + 0,36n_{100} + 0,56n_{160-180} + 0,82n_{250} + 1,05n_{320-400} + 1,56n_{560-630} + 2,45n_{1000}) \times T, \text{ кВт*с} \quad (2.3.3)$$

69. Дар формулаҳои 2.3.2-2.3.3 n_{20-40} , n_{50-63} – ва ғайра шумораи ҷамъи трансформаторҳои тақсимотии 6 ва ё 10 кВ бо тавоноии 20-40 кВА, 50-63 кВА ва ғайра, ки дар речаи корӣ қарор дошта ва дар мувозинаи КШБ дар давраи ҳисоботӣ қарор дошта бошад.

0,19-0,26..... – зариб бо бузургиҳои рақамӣ хангоми n -бузургии миёнаи талафоти тавоноӣ дар гашти ҳолӣ (ХХ), кВт; трансформаторҳо бо тавоноии ба он мувофиқ.

Эзоҳ: Бо формулаҳои 2.3.2-2.3.3 талафоти неруи барқро дар пӯлоди (стал) печакҳои СН дар тарафи НН шинонидашудаи ин трансформаторҳо ҳисоб ва муайян карда мешаванд. Агар ҳисобкунаки барқӣ дар тарафи ВН трансформатор шинонида шуда бошад, СН талафот дар ин трансформатор бо сарфи неруи барқии СН зеристгоҳ дохил мешавад.



§2. Талафоти технологии неруи барқ дар хатҳои барқии ҳавоӣ

70. Талафоти технологии неруи барқи тоҷбандии симҳо дар хатҳои барқии ҳавоии 110-500 кВ барои ҳар як хати барқии ҳавоӣ, ки зерин шиддат қарор дорад ва дар тавозуни корхонаи таъминкунандаи неруи барқ мебошад бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$\Delta W_k = \sum_{j=1}^{n_l} l_j \times \sum_{i=1}^4 \Delta P_{ki} \times t_{ji}, \text{ кВт*соат} \quad (2.3.4)$$

дар ин ҷо ΔP_k – талафоти хоси тавоноӣ дар тоҷбандии симҳо дар i -намуни боду ҳаво (яхбандӣ, боридаи барф, борон, боду ҳавоӣ муътадил), кВт/км,

l_j – дарозии j -то хатҳои барқии ҳавоӣ, км;

t_i – давомнокии i – то намуни боду ҳаво (яхбандӣ, барф, борон, ҳавоӣ хуб) дар давраи ҳисоботии T , соат;

n_l – шумораи хатҳои барқии ҳавоӣ, ки талафоти тоҷбандии симҳо ҳисоб карда мешавад, адад.

71. Ҳангоми набудани маълумотҳо оид ба давомнокии вазъи боду ҳаво талафоти неруи барқи тоҷбандии симҳо бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$\Delta W_k = \sum_{j=1}^{n_l} l_j \times \Delta W_{ki}, \text{ кВт*соат} \quad (2.3.5)$$

дар ин ҷо ΔW_k – талафоти хоси неруи барқи тоҷбандии симҳо, ҳаз*кВт*соат/км (вобаста аз минтақаи ҷойгиршавии хати барқии ҳавоӣ муайян карда мешавад).

71. Тавсия дода мешавад, ки бузургии талафоти хоси тавоноии тоҷбандии симҳо барои ҳар як иқлими боду ҳавоӣ воқеии ноҳия саҳеҳ муайян карда шавад. Барои баҳодихии таъсиррасонии воқеии шиддат дар хати барқии ҳавоӣ мумкин аст формулаи зерин истифода карда шавад:

$$\Delta W_k = \sum_{j=1}^{n_l} l_j \times \left[\frac{U_{срj}}{U_{номj}} \right]^2 \times \sum_{i=1}^4 \Delta P_{ki} \times t_{ji}, \text{ кВт*с} \quad (2.3.6)$$

дар ин ҷо $U_{срj}$ – бузургии миёнаи воқеии шиддат дар j -то хати барқии ҳавоӣ дар давраи ҳисоботӣ T , соат;

$U_{номj}$ – шиддати номиналии j -то хати барқии ҳавоӣ, кВ.

§3. Талафоти технологии неруи барқ дар реакторҳои шунтӣ

72. Талафоти технологии неруи барқ дар реакторҳои шунтии 220-500 кВ бо формулаи монанд ба формулаи 2.3.1 ҳисоб ва муайян карда мешавад:

$$\Delta W_{шр} = \sum_{i=1}^{n_p} \Delta P_{xpi} \times T_j \times \left[\frac{U_{срi}}{U_{номi}} \right]^2, \text{ кВт*с} \quad (2.3.7)$$



дар ин ҷо ΔP_{xp} – бузургии номиналии талафоти тавоноии гашти холии реакторҳои шунтӣ бо истифода намудани маълумотҳои шиносномаи онҳо муайян карда мешавад, кВт;

T – шумораи соатҳои кори реактор дар давраи ҳисоботӣ, соат;

n_p – шумораи реакторҳои шунтӣ, ки зерини шиддат қарор доранд ва дар тавозуни корхонаи таъминкунандаи неруи барқ мебошанд, адад;

U_{cp} – бузургии миёнаи воқеии шиддат дар реактори шунтӣ, кВ;

$U_{ном}$ – шиддати номиналии реактори шунтӣ, кВ.

§4. Талафоти технологияи неруи барқ дар батареяҳои конденсатории статикӣ ва тиристорҳои статикӣ чубронсоз

73. Талафоти технологияи неруи барқ дар батареяҳои конденсатории статикӣ ва тиристорҳои статикӣ чубронсоз бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$\Delta W_{БСК} = \sum_{i=1}^{n_k} \Delta P_{oi} \times Q_{ki} \times T_{ki}, \text{ кВт} \cdot \text{соат} \quad (2.3.8)$$

ΔP_o – талафоти тавоноии хос мутобиқ аз нишондодҳои шиноснома, кВт/КВар;

Q_k – тавоноии батареяҳо, КВар;

T_k – шумораи соатҳои кори батареяҳо дар давраи ҳисоботӣ, соат;

n_k – шумораи батареяҳои конденсаторҳои статикӣ, адад.

§5. Талафоти технологияи неруи барқ дар чубронсози синхронӣ

74. Талафоти шартӣ-доимии неруи барқ дар чубронсози синхронӣ ва генераторҳое, ки дар речаи чубронсози синхронӣ кор мекунанд бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$\Delta W_{СК} = (0,4 + 0,1\beta_0^2) \times \Delta P_{ном} \times T_p \quad (2.3.9)$$

дар ин ҷо β_0 – зариби бори максималӣ дар давраи ҳисоботӣ;

$\Delta P_{ном}$ – талафоти тавоноӣ дар речаи борнамои номиналӣ чубронсози синхронӣ, мутобиқ ба бузургиҳои шиноснома муайян карда мешавад.

§6. Талафоти технологияи неруи барқ дар изолятсияи хатҳои кабелӣ

75. Талафоти технологияи неруи барқ дар изолятсияи хатҳои кабелӣ интиқоли неруи барқи 6 (10) – 500 кВ бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$\Delta W_{кл} = \sum_{i=1}^{n_k} Q_{oi} \times L_{ki} \times \text{tg} \delta_i \times T_i, \text{ кВт} \cdot \text{соат}$$

дар ин ҷо Q_o – тавоноии хоси заряддеҳи кабел бо бузургиҳои нишондоди шиноснома, кВАр/км;

L_k – дарозии хати кабелӣ, км;



$\operatorname{tg}\delta$ – кунчи тангенс талафоти диэлектрикӣ бо бузургии нишондоди заводи истехсолкунандаи кабел. Хангоми набудани ин нишондодҳо иҷозат дода мешавад $\operatorname{tg}\delta = 0,004$ гирифта шавад;

T-шумораи соатҳои кори хати кабелӣ дар давраи ҳисоботӣ, соат;

n_k – шумораи хатҳои кабелҳои 6(10)-500 кВ, ки зери шиддат қарор дорад ва дар тавозуни корхонаи таъминкунандаи неруи барқ мебошад, адад.

§7. Талафоти технологияи неруи барқ дар трансформаторҳои андозагирии чараён ва шиддат, ҳисобкунакҳои неруи барқ, барқгиракҳои венти́л, маҳдудсоз аз фузуншиддатӣ, пайвастагиҳои дастгоҳҳои алоқаи баландбасомад.

76. Талафоти технологияи неруи барқ дар барқгиракҳои венти́л, маҳдудсоз аз фузуншиддатӣ, пайвастагиҳои дастгоҳҳои алоқаи баландбасомад, трансформаторҳои андозагирии чараён ва шиддат, ҳисобкунакҳои неруи барқи 0,22-0,66 кВ мутобиқ бо бузургиҳои нишондоди шиносномаҳои заводҳои истехсолкунандаи таҷҳизотҳо бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$\Delta W = \sum_{j=1}^6 \Delta P_j \times \sum_{i=1}^n T_i n_i, \quad (2.3.11)$$

ΔP_j – талафоти тавоноии j-то таҷҳизоти мутобиқи бузургиҳои нишондоди заводи истехсолкунанда, кВт;

n_i – шумораи таҷҳизотҳо, адад.

§8. Талафоти технологияи неруи барқ аз чараёни ихроҷ бо изоляторҳои хатҳои барқии ҳавоӣ

77. Талафоти технологияи неруи барқ аз чараёни ихроҷ бо изоляторҳои хатҳои барқии ҳавоии 6-10-500 кВ барои ҳар як хати барқие, ки зери шиддат қарор дорад ва дар тавозуни корхонаи таъминкунандаи неруи барқ мебошад бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$\Delta W_{\text{тy}} = \sum_{j=1}^n l_j \sum_{i=1}^3 \Delta P_{\text{тy}i} \times t_{ji}, \text{ кВт} \cdot \text{соат} \quad (2.3.12)$$

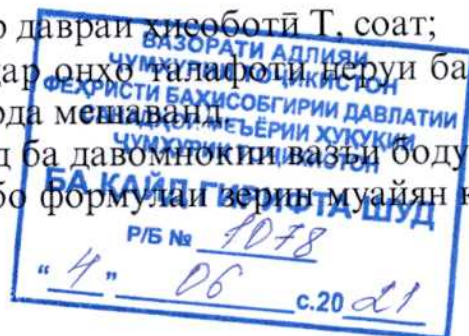
дар ин ҷо $\Delta P_{\text{тy}i}$ – талафоти тавоноии хос аз чараёни ихроҷ – аз i-то вазъи боду ҳаво, кВт;

l_j – дарозии j-тои хати барқии ҳавоӣ, км;

t_i – давомнокии i-то вазъи боду ҳаво, дар давраи ҳисоботӣ T, соат;

n – шумораи хатҳои барқии ҳавоӣ, ки дар онҳо талафоти неруи барқ аз чараёни ихроҷ бо изоляторҳо ҳисобӣ карда мешавад.

78. Хангоми набудани маълумот оид ба давомнокии вазъи боду ҳаво талафоти неруи барқ аз чараёни ихроҷ бо формулаи зерин муайян карда мешавад:



$$\Delta W_{\text{ту}} = \sum_{j=1}^{n_l} L_j \Delta W_{\text{ту}j}, \quad \text{кВт} \cdot \text{соат} \quad (2.3.13)$$

дар ин ҷо $\Delta W_{\text{ту}}$ – талафоти хоси неруи барқ з чараёни ихроҷ, ҳаз.кВт*соат/км (вобаста аз минтақаи ҷойгиршавии j-то хати барқии ҳавоӣ мутобиқи [6-7] муайян карда мешавад).

79. Тавсия дода мешавад, ки бузургии талафоти тавоноии хос аз чараёни ихроҷ барои иқлими боду ҳавоӣ воқеии ноҳия ва барои дақиқ ҳисоб намудани шиддати воқеии хатҳои барқӣ ба ҳисоб гирифта формулаи 2.3.6 истифода намуда, ҳисобӣ карда мешавад.

§9. Талафоти технологии неруи барқ дар ҷойҳои пайвасти ноқилҳо ва дар маҷмӯи пайвастагиҳои шинаҳои зеристгоҳ

80. Талафоти технологии неруи барқ дар ҷойҳои пайвасти ноқилҳо ва дар маҷмӯи пайвастагиҳои шинаҳои зеристгоҳ бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$\Delta W_{\text{сппс}} = \sum_{k=1}^m \Delta W_{\text{сппс}1} \times k, \quad (2.3.14)$$

дар ин ҷо $\Delta W_{\text{сппс}}$ – талафоти технологии неруи барқ дар ҷойҳои пайвасти ноқилҳо ва дар маҷмуи пайвасти шинаҳои як зеристгоҳи i-таи таснифи шиддат, кВт*соат (мутобиқ аз ҷадвали 1 [6] гирифта мешавад);
 k – шумораи зеристгоҳҳои барқии i-таи таснифи шиддат, адад.

§10. Сарфаи неруи барқ барои об намудани яхбандӣ

81. Сарфаи неруи барқ барои об намудани яхбандӣ дар асоси асбобҳои ҳисобгиракҳое, ки дар дастгоҳҳои яхобкунӣ насбу васлгардида муайян карда мешаванд.

§11. Сарфаи неруи барқ барои эҳтиёҷоти худӣ

82. Сарфаи неруи барқ барои эҳтиёҷоти худии зеристгоҳ бо нишондодҳои ҳисобгиракҳои дар пайвастагиҳои трансформаторҳои эҳтиёҷоти худии зеристгоҳ, ки зина ба зина шиддатҳои 500, 220, 110 ва 35 кВ насбу васл шудаанд, муайян карда мешаванд. Дар ин ҳолат муштариёне, ки ба эҳтиёҷоти худии зеристгоҳ пайвастанд бояд ҳисобгиракҳои алоҳида дошта бошанд ва бо нишондоди он бо тартиби муқарраргардида бояд ҳисобӣ карда шавад.



6. МЕТОДИ ҲИСОБ НАМУДАНИ ТАЛАФОТИ ТЕХНОЛОГИИ ТАҒЙИРЁБАНДАИ НЕРУИ БАРҚ

83. Вобаста ба зинаи шиддат ва ба маълумотҳои таъмин будан яке аз усулҳои зерини ҳисоби намудани талафоти техникий тағйирёбандаи нуруи барқ ва дар таҷҳизотҳои шабакаҳои барқии КШБ (метод бо тартиби саҳеҳияти паст аз натиҷаи ҳисоби намудан пешниҳод шудааст) истифода карда мешавад [6]:

- ҳисоби фаврӣ;
- назорати шабонарӯзӣ;
- борнокии миёна;
- шумораи соатҳо бо талафоти аз ҳама баландтар;
- баҳодиҳии методи ҳисоби талафоти нуруи барқ дар шабакаҳои барқии 0,4 кВ.

§1. Методи ҳисоби фаврӣ ва соҳаи истифодабарӣ

84. Методи ҳисоби фаврӣ ва соҳаи истифодабарӣ асосан барои ҳисоб намудани талафоти техникий тағйирёбандаи нуруи барқро дар шабакаҳои барқии шиддати 220 кВ ва зиёда аз он, ки сарбастаанд, истифода мешавад. Ҳангоми дар ҳаҷми зарурӣ бо маълумотҳо таъмин будан тавсия дода мешавад, ки ин метод барои ҳисоб намудани талафоти нуруи барқи шабакаҳои барқии шид-даташон пасттар истифода карда шавад.

85. Истифодаи методи ҳисоби фаврӣ бо истифодаи барномаи комплекси махсуси коркардшудае, ки ҳисоби намудани речахоро дар телеандозаги-рии (телеизмерения ТИ) мазкур таъмин менамояд, имконпазир мебошад.

86. Номгуи маълумотҳои ибтидоӣ (аввала) барои ҳисоб намудан:

87. Маълумотҳои ибтидоӣ ба маълумотҳои шартӣ-доимӣ ва тағйирёбанда тақсим мешаванд.

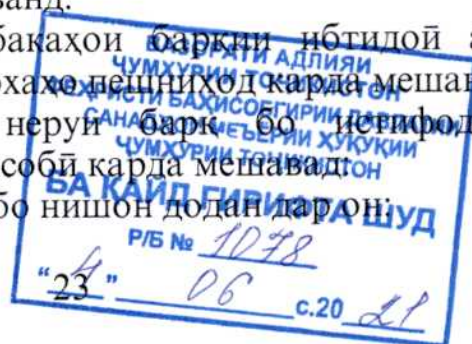
88. Дар таркиби маълумотҳои шартӣ- доимӣ маълумотҳои телеандозаги-рӣ (телеизмерения ТИ) ва телесигнализатсия (ТС), ҷойҳои ҷойгиршавии онҳо, нақшаи зеристгоҳи барқӣ, бузургҳои нақшаи муодили шабакаҳои барқӣ, номгуи элементҳо, бузургҳои ҷоизии андозагиришуда, речаи кории базавӣ ва ғайра дохил мешаванд. Маълумотҳои шартӣ-доимӣ вобаста ба маълумотҳои асосии маҳаллӣ як маротиба саҳеҳ карда мешаванд.

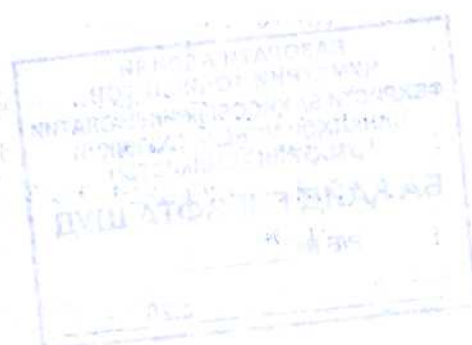
89. Дар таркиби маълумотҳои тағйирёбанда телесигнал ТС ва телеандозагирӣ ТИ дохил мешаванд.

90. Нақшаи муодили шабакаҳои барқии ибтидоӣ анъанавӣ ба намуди ҷамъ намудани ҷузъу шохҳо пешниҳод карда мешаванд.

91. Талафоти технологи нуруи барқ бо истифода намудани маълумотҳои ибтидоии зерин ҳисоб карда мешавад:

- нақшаи шабакаҳои барқӣ бо нишон додан дар он:





- бо нишон додани манбаи марказӣ (ЦП);
- хатҳои баромад аз манбаи марказӣ;
- номгӯи зеристгоҳи барқӣ ва тавоноии номиналии трансформаторҳои қувваи дар он насбу васлгардида;
- шабакаҳои муътадил ва шабакаҳои эҳтиётӣ (дар нуқтаи тақсимоат);
- навъ, буриш ва дарозии хатҳои барқии ҳавоӣ ва хатҳои кабелӣ;
- ҷойҳои насбу васли ҳисобгиракҳои барқии ҳисобӣ ва технологияи нуруи барқ, ки интиқоли нуруи барқро ба шабакаҳои барқӣ ба ҳисоб мегиранд;
- элементҳои шабакаҳои барқие, ки дар тавозуни истифодабарандагонии нуруи барқ қарор доранд;
- бузургии элементҳои шабакаҳои барқӣ (муқовимати фаъл ва ғайрифаъоли хатҳои барқӣ ва трансформаторҳо);
- ноқилияти ғайрифаъоли (реактивии) шохаҳо ба замин;
- шиддати номиналӣ дар гиреҳҳои шабакаҳои барқӣ (узлов сети);
- ибтидоӣ наздикшавии модули шиддат дар гиреҳҳо;
- борҳои фаъл ва ғайрифаъоли ҳамаи гиреҳҳо бо маълумоти телеандозагирӣ;
- ноқилияти фаъл ва ғайрифаъоли гиреҳҳо ба замин;
- тавоноии фаъоли гиреҳҳои истеҳсолкунандаи нуруи барқ ғайр аз гиреҳҳои мувозинатӣ;
- ҳудуди ҷоиҳои тағйирёбии тавоноии фаъоли истеҳсолшуда дар гиреҳҳои истеҳсолкунанда;
- ҳудуди ҷоиҳои тағйирёбии тавоноии ғайрифаъоли истеҳсолшуда дар гиреҳҳои истеҳсолкунанда;
- гиреҳҳои мувозинатӣ ва рақами пояҳои гиреҳҳои тавлидкунанда.

§2. Методикаи ҳисобномаӣ

92. Меърҳои мазкур дар ҳисоби талафоти нуруи барқии тағйирёбандаи i -элементҳои шабакаҳои барқӣ дар муддати вақти Δt асос ёфтааст. Ҷамъи талафоти тағйирёбандаи нуруи барқ ва таҷхизоти шабакаҳои барқӣ дар давраи ҳисоботӣ бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$\Delta W_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m \Delta W_{ij} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m \Delta P_{ij} \times \Delta t_j, \quad (2.4.1.1)$$

дар ин ҷо n – шумораи элементҳои шабакаҳо;

m – шумораи ҳудуди вақти Δt дар давраи ҳисоботӣ

ΔW_{ij} – талафоти тағйирёбандаи нуруи барқ дар муқовимати i -то элементҳо дар муддати вақти Δt , МВт.

93. Аз формулаи 2.4.1.1 дида мешавад, ки агар бузургии Δt харчанд камтар бошад, натиҷаи ҳисоб саҳеҳтар мешавад. Бинобар ин, аз ҳама саҳеҳтар муайян намудани талафоти тавоноӣ аз натиҷаи ҳисоб намудан дар речаи устуворӣ «РУ» бо суръати давра бо як барномаи маълум бо

истифодабарии бузургҳои ҷории теледозагирӣ ва назорати бевоситаи телесигналҳо инчунин, ҳолати коммутатсионии шабакаҳо имконпазир мебошад.

94. Аз натиҷаи ҳисоби речаи устуворӣ сатҳи шиддатро дар гирехҳои шабакаҳо, кунҷи фазавии шиддат, тавоноии фаъл ва ғайрифаъл дар шохаҳои шабакаҳои барқӣ, талафоти тавоноии ғайрифаълро дар шабакаҳо, инчунин, хомӯшгардии модули шиддат, чараёни тавоноии фаъл ва назорати чараёни ҷоизии хатҳои барқӣ муайян карда мешаванд.

95. Талафоти тавоноии фаъл ба формулаи 3.4.1.1 зарб зада мешавад бо давомнокии онҳо мувофиқа бо ҳисоби дискретӣ ва ҷамъи талафоти тағйирёбандаи неруи барқи хатҳои барқӣ ва трансформаторҳои шабакаҳои барқӣ дар давраи ҳисоботӣ муайян карда мешаванд.

96. Талафоти тағйирёбандаи неруи барқи хатҳои барқии ҳавоӣ, хатҳои кабелӣ ва трансформаторҳои дупечака дар фосилаи муддати вақти Δt бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$\Delta W_j = 3R \cdot J_j^2 \cdot \Delta t_j = R \cdot \frac{P_j^2 + Q_j^2}{U_j^2} \cdot \Delta t_j = \Delta P_j \cdot \Delta t_j \quad (2.4.1.2)$$

дар ин ҷо R -муқовимати элементҳои шабакаҳо (хатҳои барқии ҳавоӣ, хатҳои кабелӣ ва ё трансформаторҳои дупечака), Ом;

J_j – бори чараёни элементҳои шабакаҳо, ки дар фосилаи муддати вақти Δt_j

қабул карда шудааст, бузургии доимӣ мебошад, А;

P_j, Q_j – бузургии тавоноии фаъл ва ғайрифаёли бори элементҳои

шабакаҳо, ки дар фосилаи муддати вақти Δt_j қабул карда шудааст,

бузургҳои доимӣ мебошанд, МВт, МВАр;

U_j – бузургии шиддат дар элементҳо дар фосилаи муддати вақти Δt_j қабул

карда шудааст, доимӣ мебошад, кВ;

ΔP_j – талафоти тавоноӣ дар муқовимати элементҳо, МВт. Талафоти тағйирёбандаи неруи барқ дар автотрансформаторҳо (трансформаторҳои сепечака) дар фосилаи муддати вақти Δt , ки барои ҳар як печак дар алоҳидагӣ муайян карда мешаванд ва баъд ҷамъ карда мешаванд:

$$\Delta W_j = \left(\frac{P_{jB}^2 + Q_{jB}^2}{U_{jB}^2} \times R_{ATB} + \frac{P_{jC}^2 + Q_{jC}^2}{U_{jC}^2} \times R_{ATC} + \frac{P_{jH}^2 + Q_{jH}^2}{U_{jH}^2} \times R_{ATH} \right) \times \Delta t_j = 3 (J_{jB}^2 \times R_{ATB} + J_{jC}^2 \times R_{ATC} + J_{jH}^2 \times R_{ATH}) \times \Delta t_j \quad (2.4.1.3)$$



дар ин чо $P_{jB}, P_{jC}, P_{jH}, Q_{jB}, Q_{jC}, Q_{jH}, J_{jB}, J_{jC}, J_{jH}$ – бузургҳои тавоноии фаъл ва ғайрифаъл, ҷараёни бор дар печакҳои автотрансформатор, ки дар фосилаи муддати вақти Δt_j қабул карда мешаванд, доимӣ мебошанд, МВт, МВАр, А ;

U_{jB}, U_{jC}, U_{jH} – бузургии шиддат дар печакҳои шиддати баланд, миёна ва пасти автотрансформатор дар фосилаи вақти Δt_j , кВ.

$R_{ATB}, R_{ATC}, R_{ATH}$ – муқовиматҳои фаёли печакҳои автотрансформатор, Ом.

97. Агар дар формулаи (2.4.1.3) муқовиматҳои печакҳо, ки ба печакҳои шиддати баланд овардашуда истифода шуда бошанд, дар ин ҳолат ба ҷойи U_C ва U_H шиддати U_B истифода мешавад.

98. Ҳангоми набудани андозагирӣ дар тарафи шиддати пасти автотрансформаторҳо дар ҳар фосилаи вақти Δt_j дар давраи ҳисоботӣ T иҷозат дода мешавад ҳисоби талафоти неруи барқӣ печакҳои мазкур тарафҳои шиддати баланд ва шиддати тарафи миёна иҷро карда шаванд.

99. Талафоти тағйирёбандаи неруи барқ дар реакторҳои ҷараёнмаҳдудкунанда дар фосилаи вақти Δt_j бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$\Delta W_j = 3 * \Delta P_H * \left(\frac{J_j}{J_H} \right)^2 * \Delta t_j \quad (2.4.1.4)$$

дар ин чо ΔP_H – бузургии талафоти тавоноии фаъл дар фазаи реактор ҳангоми ҷараёни номиналӣ, кВт;

J_H – бузургии ҷараёни номиналӣ, А;

J_j – бузургии ҷараёни корӣ дар фосилаи вақти Δt_j гирифта мешавад, доимӣ мебошад, А.

100. Ҳангоми маълум будани бузургии неруи барқ дар давраи ҳисоботӣ бузургии соатии тавоноии фаъл саҳеҳ карда мешавад. Дар формулаҳои 2.4.1.1 - 2.4.1.3 P_j, Q_j – бузургии миёнаи соатии андозагирӣ кардашудаи ҷараёни (сели) тавоноии фаъл ва ғайрифаъл ба воситаи хатҳои барқӣ мувофиқ ба печакҳои трансформаторҳо.

101. Дар ин ҳолат бузургии соат байни P_j бо неруи барқ дар зеристгоҳҳои барқӣ бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$P_j = P_j * \frac{W_T}{\sum_{j=1}^T \Delta P_j} \quad (2.4.1.5)$$

дар ин чо W_T – ҷараёни неруи барқ дар хатҳои барқӣ ва ё дар печакҳои мувофиқи трансформаторҳо (автотрансформаторҳо) дар давраи ҳисоботии T ;

$\sum \Delta P_j$ – ҷамъи бузургҳои соат байни ҷараёни (споток) тавоноии фаёли андозагиришуда дар давраи ҳисоботии T .



§2. Методи назорати шабонарӯзӣ соҳаи истифодабарӣ

102. Ин метод яке аз вариантҳои методи тавсифи шабонарӯзӣ ҳисобида мешавад (6-7). Ин метод асосан барои ҳисоб намудани талафоти тағйирёбандаи неруи барқ дар шабакаҳои барқии шиддати 220 кВ ва зиёда аз он истифода мешавад. Ҳангоми мавҷуд будани шумораи маълумотҳои зарурӣ тавсия дода мешавад, ки ин метод барои муайян намудани талафоти шабакаҳои барқии шиддати паст истифода шавад. Ин метод истифода мешавад ҳангоми набудани маълумотҳои ибтидоӣ барои муайян намудани талафоти неруи барқ бо методи ҳисоботӣ фаврӣ.

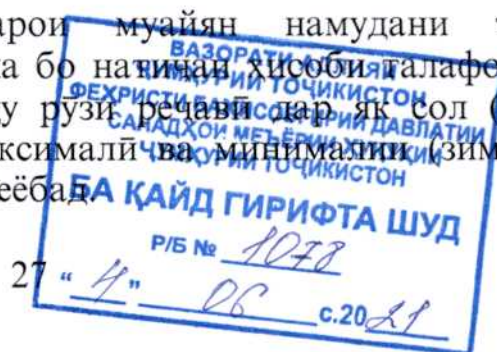
§3. Номгуи маълумотҳои ибтидоӣ барои ҳисоб намудан

103. Ҳисоби талафоти технологияи неруи барқ бо истифода намудани маълумотҳои ибтидоии зерин иҷро карда мешавад:

- нақшаи шабакаҳои барқӣ бо нишон додан дар он;
- номгуи манбаи марказӣ (ЦП);
- баромади хатҳои барқӣ аз манбаи марказӣ;
- рақами (номгуи) зеристгоҳи барқӣ ва тавоноии номиналии трансформаторҳои дар он насбу васлшуда;
- нуқтаи тақсимотии шабакаҳо (агар ҷой дошта бошад);
- навъ, буриш ва дарозии хатҳои барқии ҳавоӣ ва хатҳои кабелӣ;
- ҷойи насбу васли ҳисобгиракҳои барқии ҳисобӣ ва техникӣ, ки интиқоли неруи барқро ба шабакаҳо ба қайд мегирад;
- элементҳои шабакаҳои барқӣ, дар истифодабарандагон қарор доранд;
- бузургҳои элементҳои шабакаҳои барқӣ (муқовимати фаъол ва ғайрифаъоли хатҳои барқӣ ва трансформаторҳо);
- шиддати номиналии ғирехҳои шабакаҳои барқӣ;
- бори фаъол ва ғайрифаъоли ҳамаи ғирехҳои шабакаҳои барқӣ, ки дар ду шабонарузи назорати андозагирӣ карда шудааст (на камтар аз се андозагирӣ дар як шабонарӯз);
- интиқоли неруи барқ ба шабакаҳо барои ҳар як моҳи ҳисоботи солона;
- шумораи рузҳои корӣ ва ғайрикорӣ дар як моҳ;
- ҳисоби миёнаи нисбии истифодабарии неруи барқ дар рӯзҳои ғайрикорӣ барои ҳар як моҳи соли ҳисобӣ.

§4. Методикаи ҳисоб намудан

104. Методика асосан барои муайян намудани талафоти тағйирёбандаи неруи барқии солона бо натиҷаи ҳисоби талафоти неруи барқ дар як шабонарӯз: барои ду рузи речаӣ дар як сол (назорати шабонарӯзӣ)- рӯзҳои борнокии максималӣ ва минималӣ (зимистон ва тобистон) шабакаҳои барқӣ асос меёбад.



105. Талафоти тағйирёбандаи неруи барқ барои шабонарӯзии назорати $\Delta W_{\text{сут}}$ алоҳида барои як шабонарӯз бо бори максималӣ ва минималӣ бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$\Delta W_{\text{сут}} = \sum_{i=1}^n \Delta P_j * \Delta t_j, \text{ хаз.кВт.с.} \quad (2.4.2.1)$$

дар ин ҷо n - шумораи зинаҳои чадвали шабонарӯзии бор, адад;
 ΔP_j – талафоти тағйирёбандаи тавоноӣ дар элементҳои электрикии шабакаҳо, аз натиҷаи ҳисоби реча бо истифодаи i -то зинаи чадвали шабонарӯзии бор муайян карда мешавад, кВт;

Δt_j – давомнокии i -то зинаи чадвали шабонарӯзии бор, соат.

106. Бо интиқоли неруи барқ ба шабакаҳои барқӣ дар як сол интиқоли миёнаи арифметикии неруи барқро дар як моҳ бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$\Delta W_{\text{Оср}} = \sum_{j=1}^{12} W_{\text{Оср}j} / 12, \text{ хаз.кВт.с} \quad (2.4.2.2)$$

дар ин ҷо $W_{\text{Оср}j}$ – интиқоли неруи барқ ба шабакаҳо дар j -таи моҳи соли ҳисоботӣ, хаз.кВт.с. Бо давомнокии ду давра дар як сол муайян карда мешавад. Давраи якум баробар аст ба ҷамъи шумораи рӯзҳо дар як моҳ, ки интиқоли неруи барқ ба шабакаҳо аз $W_{\text{Оср}}$ зиёд мебошад. Давраи дуюм – ҷамъи шумораи рӯзҳо дар як моҳ, ки интиқоли неруи барқ ба шабакаҳо аз $W_{\text{Оср}}$ камтар мебошад.

107. Барои ҳар як давра шумораи рӯзҳои корӣ $D_{\text{раб}}$ ва шумораи рӯзҳои истироҳатӣ $D_{\text{вых}}$ бояд муайян карда шаванд (6-7).

108. Тахминан талафоти неруи барқ дар як сол бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$\Delta W = [\Delta W_{\text{сут1}} * (D_{\text{раб1}} + k_{\text{вых1}}) * k_{\phi1}^2 + \Delta W_{\text{сут2}} * (D_{\text{раб2}} + k_{\text{вых2}}) * k_{\phi2}^2] * k_c \quad (2.4.2.3)$$

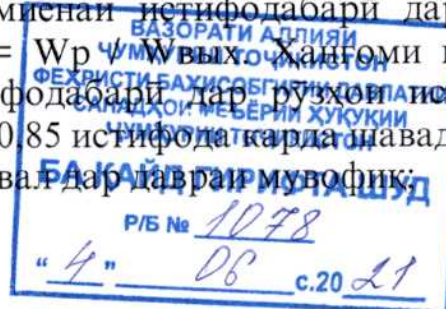
дар ин ҷо $\Delta W_{\text{сут1}}$, $\Delta W_{\text{сут2}}$ – талафоти тағйирёбандаи неруи барқ дар як шабонарӯз бо бори максималӣ ва минималии шабакаҳо дар як сол, хаз.кВт.с;

$D_{\text{раб1}}$, $D_{\text{вых1}}$ – шумораи рӯзҳои корӣ ва истироҳатӣ дар давраи якум, ки интиқоли неруи барқ ба шабакаҳо аз бузургии миёнаи арифметикии интиқоли неруи барқ зиёд мебошад, адад;

$D_{\text{раб2}}$, $D_{\text{вых2}}$ – шумораи рӯзҳои корӣ ва истироҳатӣ аз давраи дуюм, ки бо моҳи интиқоли неруи барқ ба шабакаҳо камтар аз бузургии миёнаи интиқоли неруи барқ, адад;

$k_{\text{вых1}}$, $k_{\text{вых2}}$ – зариби пастшавии миёнаи истифодабарӣ дар рӯзҳои истироҳатӣ барои ҳар давраи $k_{\text{вых}} = W_{\text{р}} / W_{\text{вых}}$. Ҳангоми набудани маълумотҳо оид ба камшавии истифодабарӣ дар рӯзҳои истироҳатӣ иҷозат дода мешавад бузургии $k_{\text{вых}} = 0.85$ истифода кардан (6-7);

$k_{\phi1}^2$, $k_{\phi2}^2$ – квадрати зариби формаи чадвал дар давраи мувофиқ;



k_c – заробе, ки саҳви методи мазкурро систематикӣ ба ҳисоб мегирад, аз ҷадвали шабонарӯзии бори воқеӣ дар гирехҳои ҷадвали сезинагӣ.

7. МЕТОДИ МИЁНАИ БОР

§1. Соҳаи истифодабарӣ

109. Метод аз ҳама зиёдтар барои ҳисоб намудани талафоти тағйирёбандаи неруи барқ дар шабакаҳои барқии кушодаи шиддати 110 кВ ва камтар аз он истифода мешавад.

110. Ин метод барои шабакаҳои барқии 110-220 кВ ҳангоми набудани маълумотҳои аввала барои ҳисоб намудани талафоти неруи барқ бо методи ҳисоботи фаврӣ ва назорати шабонарӯзӣ истифодаи он имконпазир мебошад.

111. Ҳангоми набудани маълумотҳои ибтидоӣ барои ҳисоб намудани талафоти неруи барқ дар шабакаҳои барқии 0,4 кВ иҷозат дода мешавад методи миёнаи бор истифода шавад, барои шабакаҳои барқии тақсимотие, ки аз он на камтар аз 20 % аз шумораи умумии трансформаторҳои тақсимотӣ 6-20/0,4 кВ неруи барқ мегирад.

§2. Номгӯи маълумотҳои ибтидоӣ барои ҳисобот

112. Ҳисоботи талафоти технологияи неруи барқ бо истифодаи маълумотҳои ибтидоии зерин иҷро карда мешавад:

- нақшаи шабакаҳои барқӣ ва дар он нишон додани:
- номгӯи манбаи марказӣ (ЦП);
- хатҳои барқии баромад аз манбаи марказӣ;
- рақами (номгӯи) зеристгоҳи барқӣ ва зеристгоҳи трансформаторӣ ва тавоноии номиналии трансформаторҳои қуввагии насбу васлшуда;
- нуқтаи муътадили тақсимотии шабакаҳои барқӣ;
- навъ, буриш ва дарозии хатҳои барқии ҳавоӣ ва хатҳои кабелӣ;
- ҷойҳои насбу васли ҳисобкунакҳои ҳисобӣ ва техникӣ, ки интиқоли неруи барқро ба шабакаҳои барқӣ ба ҳисоб мегиранд;
- элементҳои шабакаҳои барқӣ, ки дар тавозуни истифодабарандагон қарор доранд;
- интиқоли неруи барқи фаъол ва ғайрифактор ба қитъаҳои асосии хатҳои барқӣ ҳар моҳ дар соли ҳисоботӣ;
- ҷадвали шабонарӯзии бори зимистона ва тобистонаи қитъаи асосии хати барқӣ, ки дар соатҳои сарфаи неруи барқ дар рӯзҳои андозагирии бори системавӣ ва ё аз натиҷаи андозагирии ҷараён дар ҳар як соат гирифта шудаанд;
- маълумотҳои бори трансформаторҳое, ки ба шабакаҳои барқӣ пайвастанд (бо гирифтани нишондодҳои ҳисобгиракии неруи барқ ва ё зароби борнокӣ).



§3. Методикаи ҳисоб намудан

113. Талафоти тағйирёбандаи неруи барқ дар элементҳои шабакаҳои барқӣ хатҳои барқии ҳавоӣ, хатҳои кабелӣ, трансформаторҳо, автотрансформаторҳо, реакторҳои маҳдудсозии чараён бо формулаи (2.4.3.1) дар асоси муайян намудани талафоти тавоноӣ, ки аз натиҷаи ҳисоби бузургҳои речавии шабакаҳои барқии мазкур гирифта шудааст, ҳисоб карда мешавад. (II)

$$\Delta W = k_k * \Delta P_{cp} * T * k_{\phi}^2 \text{ ҳаз. кВт.соат} \quad (2.4.3.1)$$

дар ин ҷо ΔP_{cp} – талафоти тавоноӣ дар элементҳои шабакаҳо дар фосилаи ҳисобии бори миёнаи гиреҳҳо, кВт, вобаста аз элементҳо бо формулаҳои 2.4.3.2, 2.4.3.4 – 2.4.3.11 муайян карда мешаванд.

k_{ϕ}^2 – зариби намуди чадвал, ҷамъи бори шабакаҳо дар давраи ҳисоботӣ, о.е;

k_k – зариби ба ҳисобгирии чадвалҳои гуногуни борҳои ғайрифаъоли шохаҳои гуногуни шабакаҳо (баробари 0,99 гирифта мешавад), о.е, (6-7);

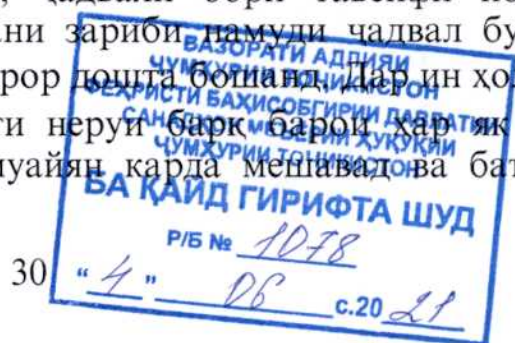
T – шумораи соатҳо дар давраи ҳисоботӣ, соат.

114. Зариби намуди (формы) чадвали ҷамъи борҳо бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$k_{\phi}^2 = \sum_{j=1}^m P_j^2 * \Delta t_j / (P_{cp}^2 * T), \text{ о.е}, \quad (2.4.3.2).$$

115. Ҳангоми набудани маълумотҳо барои ҳисоб намудани зариби намуди чадвал барои ҳар як давраи ҳисоботӣ иҷозат дода мешавад, ки борҳои андозагиришудаи қитъаи асосии хатҳои барқӣ истифода карда шавад (ҳангоми гузаронидани андозагирии назоратӣ). Дар моҳҳое, ки интиқоли неруи барқ ба шабакаҳо аз интиқоли неруи барқи солонаи миёна зиёд будан ҳангоми бо формулаи 2.4.2.2 ҳисоб намудан квадрати зариби намуди чадвал, ки ҳангоми андозагирии чадвали шабонарӯзӣ муайян шуда буд, истифода мешавад. Дар моҳҳои боқимонда бо андозагирии шабонарӯзи чадвал дар фасли тобистон гирифта мешавад.

116. Ҳангоми набудани маълумотҳо бори шабонарӯзи дар давраи зимистон ва тобистон иҷозат дода мешавад барои элементҳои шабакаҳои барқӣ бо ҳаракати чараёни яктарафа $k_{\phi}^2 = 1,3$ гирифта мешавад (11). Дар элементҳои шабакаҳои барқие, ки (110-500 кВ) интиқоли неруи дутарафадоранд, чадвали бори тавсифӣ ноустувор доранд ва ҳангоми ҳисоб намудани зариби намуди чадвал бузургҳои метавонанд дар ҳолати ноҷоизӣ қарор дошта бошанд. Дар ин ҳолат $k_{\phi}^2 = 1,6$ гирифта мешавад ва талафоти неруи барқ барои ҳар як тарафи ҳаракати интиқоли неруи барқ муайян карда мешавад ва баъд ҷамъ карда мешаванд.



117. Талафоти тағйирёбандаи тавоноӣ дар ҳолати бори шабакаҳо миёна будан дар давраи ҳисоботӣ дар элементҳои шабакаҳои 6(10) кВ ва зиёда аз он дар хатҳои барқии ҳавоӣ, хатҳои кабелӣ ва трансформаторҳо бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$\Delta P_{\text{ср}} = 3 * I_{\text{ср}}^2 * R = \frac{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{ср}}^2}{U_{\text{ср}}^2} * R = \frac{P_{\text{ср}}^2 * (1 + \text{tg}^2 \varphi)}{U_{\text{ср}}^2} * R \quad (2.4.3.2)$$

дар ин ҷо, $P_{\text{ср}}$, $Q_{\text{ср}}$ – бузургии миёнаи тавоноии фаъл ва ғайрифаъл дар давраи ҳисоботии T , кВт, кВАр, бо формулаи (2.4.3.3) муайян карда мешавад.

$\text{tg} \varphi$ – зариби тавоноии ғайрифаъл, о.е;

$U_{\text{ср}}$ – шиддати миёна дар элементҳои шабакаҳо дар давраи ҳисоботии T , кВ;

$I_{\text{ср}}$ – бузургии миёнаи ҷараёни бор, А, бо формулаи (2.4.3.3) муайян карда мешавад;

R – муқовимати фаъоли элементҳо, Ом.

118. Бори миёна бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$P_{\text{ср}} = \frac{W_T}{T}; \quad I_{\text{ср}} = \frac{W_T}{\sqrt{3} * U_{\text{ср}} * T * \cos \varphi}, \quad (2.4.3.3)$$

дар ин ҷо, W_T – неруи барқи истифодашуда дар гирехҳои шабакаҳои барқӣ дар давраи ҳисоботӣ T .

119. Талафоти тағйирёбандаи тавоноӣ ҳангоми бори шабакаҳо миёна будан дар давраи ҳисоботӣ дар автотрансформаторҳои сепечака (трансформаторҳои сепечака) бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$\begin{aligned} \Delta P_{\text{ср}} = & \frac{P_{\text{Вср}}^2 + Q_{\text{Вср}}^2}{U_{\text{Вср}}^2} * R_{\text{АТВ}} + \frac{P_{\text{Сср}}^2 + Q_{\text{Сср}}^2}{U_{\text{Сср}}^2} * R_{\text{АТС}} + \frac{P_{\text{Нср}}^2 + Q_{\text{Нср}}^2}{U_{\text{Нср}}^2} * R_{\text{АТН}} = \frac{P_{\text{Вср}}^2 * (1 + \text{tg}^2 \varphi)}{U_{\text{Вср}}^2} * R_{\text{АТВ}} \\ & + \frac{P_{\text{Сср}}^2 * (1 + \text{tg}^2 \varphi)}{U_{\text{Сср}}^2} * R_{\text{АТС}} + \frac{P_{\text{Нср}}^2 * (1 + \text{tg}^2 \varphi)}{U_{\text{Нср}}^2} * R_{\text{АТН}} = 3 (I_{\text{Вср}}^2 * R_{\text{АТВ}} + I_{\text{Сср}}^2 * R_{\text{АТС}} + \\ & I_{\text{Нср}}^2 * R_{\text{АТН}}), \end{aligned} \quad (2.4.3.4)$$

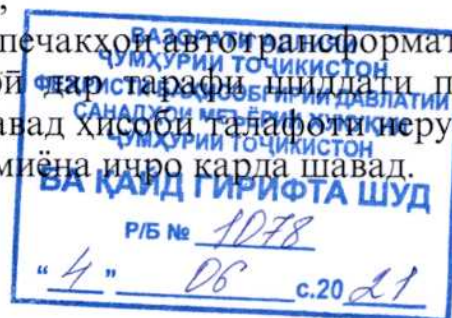
дар ин ҷо $P_{\text{Вср}}$, $P_{\text{Сср}}$, $P_{\text{Нср}}$, $Q_{\text{Вср}}$, $Q_{\text{Сср}}$, $Q_{\text{Нср}}$, $I_{\text{Вср}}$, $I_{\text{Сср}}$, $I_{\text{Нср}}$ – бузургиҳои миёнаи тавоноии фаъл ва ғайрифаъл, бори ҷараён дар давраи ҳисоботии T дар печакҳои автотрансформатор, МВт, МВАр, А;

$U_{\text{Вср}}^2$, $U_{\text{Сср}}^2$, $U_{\text{Нср}}^2$ – бузургии миёнаи шиддати печакҳои автотрансформатор, кВ;

$\text{tg} \varphi$ – зариби тавоноии ғайрифаъл, о.е.;

$R_{\text{АТВ}}$, $R_{\text{АТС}}$, $R_{\text{АТН}}$ – муқовимати фаъоли печакҳои автотрансформатор, Ом.

120. Ҳангоми набудани андозагирӣ дар тарафи шиддати паст дар давраи ҳисоботии T , иҷозат дода мешавад ҳисоби талафоти неруи барқи дар печакҳои мазкур ва печакҳои шиддати миёна иҷро карда шавад.



121. Агар дар формулаи (2.4.3.4) муқовиматҳои печакҳои ба печакҳои шиддати баланд овардашуда истифода шавад, дар ин ҳолат ба ҷои U_C ва U_H, U_B истифода мешавад.

122. Талафоти тағйирёбандаи тавоноӣ дар элементҳои шабакаҳои барқии 0,4 кВ (ХБХ, ХБК) бо истифодаи бори миёнаи шабакаҳои барқӣ дар давраи ҳисоботии фосилаи вақти Т бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$\Delta P_{cp} = \sum_{n=1}^3 I_{фсрп}^2 * R_{ф} + I_{нср}^2 * R_H, \quad (2.4.3.5)$$

дар ин ҷо $I_{фсрп}$ – бузургии миёнаи ҷараён дар давраи вақти Т дар фазаи n, А;

$I_{нср}$ – бузургии миёнаи ҷараён дар муддати вақти Т дар нокили сифрӣ, А.

$R_{ф}$ – муқовимати нокили фазӣ, Ом;

R_H – муқовимати нокили сифрӣ, Ом.

123. Бузургҳои миёнаи ҷараён дар ноқилҳои фазӣ ва сифрӣ бо андозагирӣ намудан муайян карда мешаванд.

124. Ҳангоми набудани маълумотҳо оид ба андозагирӣ, иҷозат дода мешавад талафоти неруи барқӣ хатҳои барқии 0,4 кВ вобаста ба тартиби сохташон бо формулаи зерин муайян карда шавад: барои қитъаҳои шабакаҳои барқии қорноқила (3-фаза ва як нокили сифрӣ):

$$\Delta P_{cp} = \frac{1}{3} * \frac{P_{cp}^2 * (1 + tg^2 \varphi_{cp})}{U_{срф}^2} * R_{ф} * k_{дпср}, \quad (2.4.3.6)$$

дар ин ҷо P_{cp} – сели (поток) тавоноии фаъл ба хати барқӣ, кВт;

$U_{срф}$ – бузургии миёнаи шиддати фаза дар хати барқӣ дар давраи ҳисоботии Т, кВ;

$k_{дпср}$ – зариби ба ҳисобгирии нобароари тақсимои бори фазаҳо ба ҳисоби миёна дар давраи ҳисоботӣ, о.е (6-11);

$$k_{дпср} = 3 * \frac{\sum_{n=1}^3 I_{фп}^2}{(\sum_{n=1}^3 I_{фп})^2} * (1 + 1.5 * \frac{R_H}{R_{ф}}) - 1.5 * \frac{R_H}{R_{ф}} \quad (2.4.3.7)$$

125. Барои қитъаҳои шабакаҳои барқии сеноқила (аз ду фаза ва як нокили сифрӣ иборат аст)

$$\Delta P_{cp} = \frac{1}{2} * \frac{P_{cp}^2 * (1 + tg^2 \varphi_{cp})}{U_{срф}^2} * (R_{ф} + 0.5 R_H) * k_{дпср}, \quad (2.4.3.8)$$

зариби ба ҳисобгирии нобаробар тақсимшавии бори фазаҳо:

$$k_{дпср} = 2 * \frac{\sum_{n=1}^2 I_{фп}^2}{(\sum_{n=1}^2 I_{фп})^2} * (1 + 1.5 * \frac{R_{впн}}{R_{впф}}) - 1.5 * \frac{R_{впн}}{R_{впф}} \quad (2.4.3.9)$$



126. Барои қитъаҳои шабакаҳои дунокила (фаза ва сифр)

$$\Delta P_{\text{ср}} = \frac{P_{\text{ср}}^2 (1 + tg^2 \varphi_{\text{ср}})}{U_{\text{срф}}^2} * (R_{\text{ф}} + R_{\text{н}}), \quad (2.4.3.10).$$

127. Ҳангоми набудани бузургии зариби тавоноии бор ин бузургӣ 0,93-барои истифодабарандагони комуналӣ-маишӣ; 0,75-барои истифодабарандагони саноатӣ; 0,85-барои истифодабарандагони борҳои гуногун.

128. Ҳангоми набудани маълумотҳо барои муайян намудани зариби иловагии талафот, ин бузургиҳо лозим аст қабул карда шаванд (6-11):

барои хати барқӣ бо $\frac{R_{\text{влн}}}{R_{\text{влф}}} = 1$; $k_{\text{дп}} = 1,13$

барои хати барқӣ бо $\frac{R_{\text{влн}}}{R_{\text{влф}}} = 2$; $k_{\text{дп}} = 1,2$.

129. Талафоти тағйирёбандаи тавоноӣ дар реактори чараёнмаҳдудкунанда бо истифода намудани бузургии миёнаи чараёни корӣ дар фосилаи вақти T ҳисоботӣ:

$$\Delta P_{\text{ср}} = 3 * \Delta P_{\text{н}} * \left(\frac{I_{\text{ср}}}{I_{\text{н}}} \right)^2 \quad (2.4.3.11)$$

дар ин ҷо $\Delta P_{\text{н}}$ – бузургии талафоти тавоноии фаъол дар фазаи реактор ҳангоми чараёни номиналӣ, кВт;

$I_{\text{н}}$ – бузургии чараёни номиналӣ, А;

$I_{\text{ср}}$ – бузургии миёнаи чараёни корӣ дар давраи ҳисоботи T , А.

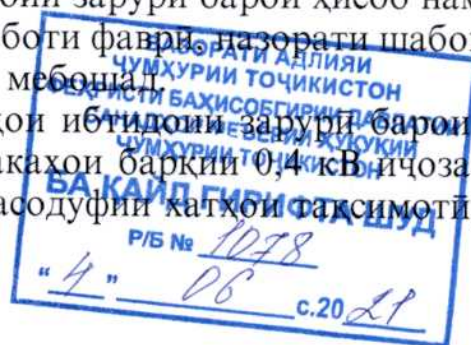
8. МЕТОДИ ШУМОРАИ СОАТҲОИ ТАЛАФОТИ ЗИЁДТАРИН.

§1. СОҲАИ ИСТИФОДАБАРӢ

130. Метод барои ҳисоб намудани талафоти тағйирёбандаи неруи барқи шабакаҳои барқии шиддати 35-0,4 кВ ҳангоми набудани маълумотҳои ибтидоии зарурӣ барои ҳисоб намудани талафоти неруи барқ бо методи ҳисоботи фаврӣ, назорати шабонарӯзӣ ва ё бо методи бори миёна истифода мешавад.

131. Истифодаи ин метод барои шабакаҳои барқии 220-110 кВ ҳангоми набудани маълумотҳои ибтидоии зарурӣ барои ҳисоб намудани талафоти неруи барқ бо методҳои ҳисоботи фаврӣ, назорати шабонарӯзӣ ва ё бо методи бори миёна имконпазир мебошад.

132. Ҳангоми набудани маълумотҳои ибтидоии зарурӣ барои ҳисоб намудани талафоти неруи барқи шабакаҳои барқии 0,4 кВ иҷозат дода мешавад. Ин метод барои интиҳоби тасодуфӣ катҳои тақсиротӣ, ки аз



он камтар аз 20% шумораи ҷамъи трансформаторҳои 6-20/0,4 кВ бо неруи барқ таъмин менамояд, истифода шавад.

§2. Номгӯи маълумотҳои ибтидоӣ барои ҳисоб намудани Талафоти технологияи неруи барқ

133. Талафоти технологияи неруи барқ бо истифода намудани маълумотҳои зерин ҳисоб карда мешавад:

- нақшаи шабакаҳои барқӣ бо нишон додани дар он:
- номгӯи манбаи марказӣ (ЦП);
- баромади хатҳои барқӣ аз манбаи марказӣ;
- рақам (номгуи) зеристгоҳи барқӣ ва зеристгоҳҳои трансформатории комплекти тавоноии номиналии трансформаторҳои қуввагии дар онҳо насбу васлшуда;
- шабакаҳои эҳтиётии муқаррарӣ (нуқтаи тақсимотӣ);
- навъ, буриш ва дарозии хатҳои барқии ҳавоӣ ва хатҳои кабелӣ;
- ҷойҳои насбу васли ҳисобкунакҳои барқии ҳисобӣ ва техникӣ, ки интиқоли неруи барқро ба шабакаҳои барқӣ ба ҳисоб мегиранд;
- элементҳои шабакаҳои барқӣ, ки дар тавозуни истифодабарандагон қарор доранд;
- бори максималӣ (тавноӣ ва ё ҷараёни бор) дар қитъаи хати барқии асосӣ
- интиқоли неруи барқи фаъол ва ғайрифавол ба қитъаҳои асосии хатҳои барқӣ ҳар моҳ дар соли ҳисоботӣ;
- ҷадвали ҷамъи борҳои шабакаҳои барқӣ дар давраи ҳисоботӣ;
- маълумоти борҳои трансформаторҳое, ки ба шабакаҳои барқӣ пайвастанд (тавноии максималии бор ва ё зарби борнокӣ);
- тавноии истифодабарӣ дар речаи максималии бори шабакаҳо.

§3. Методикаи ҳисоб намудан

134. Талафоти технологияи неруи барқ дар давраи ҳисоботи солона муайян карда мешавад. Иҷозат дода мешавад талафоти неруи барқ моҳона, кварталӣ ва нимсола ҳисоб намуда, муайян карда шавад.

135. Талафоти технологияи неруи барқ бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$\Delta W = \Delta P_{\max} * \tau, \text{ ҳазор кВт} * \text{соат} \quad (2.4.4.1)$$

дар ин ҷо $\Delta P_{\max}$ – талафоти тавноӣ дар речаи зиёди борнокии шабакаҳои барқӣ, кВт;

τ – шумораи соатҳои талафоти зиёди тавноӣ аз ҷадвали ҷамъи борнокии шабакаҳо дар фосилаи ҳисоботи муайян карда мешавад, соат.



136. Шумораи соатҳои талафоти зиёди тавоноӣ бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$\tau = (0,124 + \frac{T_{max}}{10^3})^2 * 8760, \text{ соат} \quad (2.4.4.2).$$

137. Шумораи соатҳои истифодаи бори максималӣ бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$T_{max} = \frac{W_{год}}{P_{max}}, \text{ соат} \quad (2.4.4.3).$$

138. Талафоти тағйирёбандаи тавоноӣ ҳангоми максималӣ будани бори шабакаҳо дар элементҳои шабакаҳои 6(10) кВ ва зиёда аз он (ХБХ, ХК, дар трансформаторҳо) бо формулаи (2.4.3.2) бо методикаи мазкур бо иваз намудани бузургиҳои $P_{ср}$ ва $Q_{ср}$ ба P_{max} ва Q_{max} – бузургиҳои максималии тавоноҳои фаъол ва ғайрифавол дар давраи ҳисоботии T муайян карда мешаванд, кВт, кВАр.

139. Талафоти тағйирёбандаи тавоноӣ ҳангоми максималӣ будани бори шабакаҳо дар давраи ҳисоботӣ дар автотрансформаторҳо (трансформаторҳои сепеҷака) бо формулаи (2.4.3.4) бо методикаи мазкур бо иваз намудани бузургиҳои $P_{Вср}$, $P_{Сср}$, $P_{Нср}$, $Q_{Вср}$, $Q_{Сср}$, $Q_{Нср}$, $I_{Вср}$, $I_{Сср}$, $I_{Нср}$, ба $P_{Вmax}$, $P_{Сmax}$, $P_{Нmax}$, $Q_{Вmax}$, $Q_{Сmax}$, $Q_{Нmax}$, $I_{Вmax}$, $I_{Сmax}$, $I_{Нmax}$ – бузургиҳои максималии тавоноҳои фаъол, ғайрифавол, қараёнҳои максималӣ дар давраи ҳисоботии T муайян карда мешаванд, кВт, кВАр, А.

140. Талафоти тағйирёбандаи тавоноии реакторҳои қараёнмаҳдудсоз бо формулаи (2.4.3.11) методикаи мазкур бо иваз намудани бузургиҳои $I_{ср}$ ба I_{max} – қараёни қории максималӣ дар давраи ҳисоботии T муайян карда мешавад, А.

9. БАҲОДИҲИИ ТАЛАФОТ АЗ РӯИ МАЪЛУМОТҲОИ УМУМИИ НАҚША ВА БОРНОКИИ ШАБАКАҲОИ БАРҚӢ.

§1. Соҳаи истифодабарӣ

141. Ин метод барои ҳисоб намудани талафоти технологияи неруи барқӣ хатҳои барқии ҳавоӣ ва хатҳои кабелӣ шиддати 0,4 кВ бо ҳаҷми на камтар аз ҳаҷми шабакаҳои барқии ноҳия истифода мешавад.

142. Ин метод ҳангоми набудани маълумотҳои ибтидоии зарурӣ барои ҳисоб намудани талафоти неруи барқ бо методи бори миёна ва бо методи шумораи соатҳои талафоти зиёдтарин истифода мешавад.

143. Истифодат ин метод барои ҳисоб намудани талафоти техникаи хатҳои барқии алоҳида тавсия дода намешавад.

144. Номгуи маълумоти ибтидоӣ барои ҳисоб намудани талафот.



145. Талафоти технологии неруи барқ бо истифодаи маълумотҳои ибтидоии зерин ҳисоб карда мешавад:

- дарозии хати барқии магистралӣ;
- дарозии се ва ё ду қитъаи хати шабакаҳои барқӣ;
- дарозии қитъаи хати барқии як фазӣ;
- буриши миёнаи қитъаи асосии хати барқӣ;
- давомнокии давраи ҳисоботӣ бо рӯзҳо;
- қисми неруи барқе, ки ба аҳолии интиқол дода мешавад, аз ҷамъи неруи барқи истифоданамудаи муштариёни ба ҳамин шабакаҳои барқии 0,4 кВ пайвастанд;
- зарби миёнаи тавоноии ғайрифаъоли қитъаи асосии (главных участков) хати барқӣ;
- интиқоли неруи барқ ба шабакаҳои 0,4 кВ бо нишондоди ҳисобкунаки барқие, ки дар тарафи 0,4 кВ ЗТК шинонида шудааст, муайян карда мешавад.

§2. Методикаи ҳисоб намудани талафоти неруи барқ

146. Ҳисоб намудани талафоти неруи барқ асос меёбад ба баҳо додан ба талафоти неруи барқи ба шабакаҳои барқи интиқолшуда ва ҷамъи дарозии қитъаҳои шабакаҳои тақсимотӣ ва ба ҳисоб гирифтани фазнокии онҳо (6,7,27).

147. Дар (6) формула барои ҳисоб намудани талафоти неруи барқи як хати барқӣ пешниҳод шудааст (формулаи 23 (6)).

148. Талафоти неруи барқ дар N-хати барқӣ бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$\Delta W = k_{0.38} \times k_n \times \frac{W_{0.38}^2 \times (1 + tg\varphi) \times L_{\text{экв}}}{N^2 \times F_r \times D} \times \frac{1 + 2k_3}{3k_3}, \text{ ҳаз.кВт.соат} \quad (2.4.5.1)$$

дар ин ҷо $L_{\text{экв}}$ - дарозии эквивалентии хати барқӣ, км;

$tg\varphi$ - зарби тавоноии ғайрифаъол, о.е;

$k_{0.38}$ - зарби ба ҳисобгирии тавсифи тақсимои бор ба ҳамаи дарозии хати барқӣ ва яхела набудани борнокии фазаҳо, о.е;

k_n - зарби ба ҳисобгирии яхела набудани дарозии хатҳои барқӣ ва зичии ҷараён дар қитъаи асосии хати барқӣ о.е;

N - шумораи хатҳои барқие, ки ҳисоб карда мешаванд, адад;

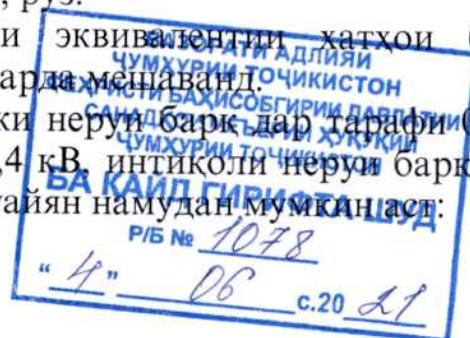
$W_{0.38}$ - интиқоли умумии неруи барқ ба N-хатҳои барқӣ, ҳаз.кВт.соат;

F_r - буриши миёнаи қитъаи асосии N-хатҳои барқӣ, мм²;

D - шумораи рӯзҳо дар давраи ҳисоботӣ, рӯз.

149. Ҳамаи зарибҳо ва дарозии эквивалентии хатҳои барқӣ мутобиқи формулаи (24-28) (6) муайян карда мешаванд.

150. Ҳангоми набудани ҳисобкунаки неруи барқ дар тарафи 0,4 кВ трансформаторҳои тақсимотии 6 (10)/0,4 кВ, интиқоли неруи барқро ба шабакаҳои 0,4 кВ бо формулаи зерин муайян намудан мумкин аст:



$$W_{0,38} = W_{6(10)} - \Delta W_{6(10)} - W_{\text{ПрОтб}}, \text{ хаз.кВт.соат} \quad (2.4.5.2)$$

дар ин ҷо $W_{6(10)}$ - интиқоли неруи барқ ба шабакаҳои 6-20 кВ;
 $\Delta W_{6(10)}$ - талафоти техникий ҳисобишудаи хатҳои барқӣ ва трансформаторҳои 6-20 кВ;

$W_{\text{ПрОтб}}$ - неруи барқи интиқолшуда ба ЗТК 6-20/0,4 кВт ва хатҳои барқии 0,38 кВ, ки дар тавозуни истифодабарандагон қарор доранд.

10. БАҲОДИҲИИ ТАЛАФОТ БО ИСТИФОДАИ БУЗУРГИИ АНДОЗАГИРӢ НАМУДАИ ТАЛАФОТИ ШИДДАТ.

§1. Соҳаи истифодабарӣ

151.Ин метод барои ҳисоб намудани талафоти тағирёбандаи неруи барқи хатҳои барқии ҳавоӣ ва хатҳои кабелии шабакаҳои барқии 0,4 кВ истифода мешавад.

152.Ин метод истифода мешавад ҳангоми набудани маълумотҳои ибтидоии зарурӣ барои ҳисоб намудани талафоти неруи барқ бо методи борнокии миёна ва методи шумораи соатҳои талафоти зиёдтарин.

153.Барои ҳисоб намудани талафоти шабакаҳои барқии 0,4 кВ бо интиҳоби тасодуфии шабакаҳои тақсимотии 0,38 кВ, ки аз он на камтар аз 20% ҷамъи трансформаторҳои тақсимотии 6-20/0,4 кВ неруи барқ мегиранд, иҷозат дода мешавад ин метод истифода шавад.

§2. Номгӯи маълумотҳои ибтидоӣ барои ҳисоб намудани Талафоти технологии неруи барқ

154.Талафоти технологии неруи барқ барои ҳар як хати барқии 0,38 кВ интиҳобшуда бо истифода намудани маълумотҳое, ки дар соатҳои бори максималии шабакаҳо гирифта шудаанд, ҳисоб карда мешавад:

- бузургии сатҳи шиддати фазӣ, ки дар шинаҳои ЗТК 6-20/0,4 кВ ва дар шинаҳои истифодабарандагони дуртар қарордошта андозагирӣ шудааст;

- бузургии ҷараёнҳои фазӣ дар қитъаи асосии хати барқии андозагирӣшуда;

- муковимати ғаёл ва ғайриғаёли қитъаи асосии хати барқӣ;

- зариви тавоноии бори ҳар як фазаҳо;

- интиқоли неруи барқи ғаёли солона ба шабакаҳои 0,4 кВ ва ба корандозии шиддати пасти трансформаторҳои 6 (10)/0,4 кВ;

- ҷамъи интиқоли неруи барқи солона ба шабакаҳои барқии 0,4 кВ бо нишондодҳои ҳисобкунакҳои барқии дар тарафи 0,4 кВ ЗТК 6(10)/0,4 кВ насбу васлшуда ва ё дар қитъаи асосии хатҳои 0,35 кВ ва ё бо роҳи ҳисоб намудан муайян карда мешавад.



§3. Методикаи ҳисоб намудани талафоти технологии неруи барқ

155. Талафоти нисбии неруи барқ дар хатҳои барқии 0,38 кВ бо формулаи зерин (6,12) муайян карда мешавад:

$$\Delta W\% = \Delta P\% \cdot \frac{\tau}{T_{max}} = k_{н/м} \cdot k_{дп} \cdot \Delta U\% \cdot \frac{\tau}{T_{max}} \cdot \% \quad (2.4.6.1)$$

дар ин ҷо $\Delta P\%$ - бузургии нисбии талафоти тавоноӣ дар хатҳои барқӣ, %;
 $\Delta U\%$ - бузургии нисбии талафоти шиддат аз маркази манбаъ то шабакаҳои барқии дуртар қарордоштаи истифодабарандагон, %;

τ - вақти зиёди талафоти тавоноӣ, соат;

T_{max} - шумораи соатҳои бори максималии шабакаҳо, соат;

$k_{н/м}$ - зариби алоқаи бузургии нисбии талафоти шиддат ва талафоти тавоноӣ, воҳиди нисбӣ (о.е);

$k_{дп}$ - зариби талафоти иловагии неруи барқ бо сабаби нобаробарии бори фази хатҳои барқии 0,38 кВ, воҳиди нисбӣ (о.е)

156. Зариби алоқаи байни бузургии нисбии талафоти шиддат ва талафоти тавоноӣ бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$k_{н/м} = k_{разв} \cdot \frac{R}{R \cdot \cos^2 \varphi + X \cdot \sin \varphi \cdot \cos \varphi}, \text{ о.е} \quad (2.4.6.2)$$

дар ин ҷо R , X - муқовиматҳои фаъол ва ғайрифаъоли ноқилҳои фази қитъаи асосии хати барқии 0,38 кВ;

$k_{разв}$ - зариби сершохагии хатҳои барқии 0,38 кВ;

157. Зариби тавоноии бор дар хати барқӣ бо истифода намудани зариби тавоноии ҳар як фаза бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$\cos \varphi = \frac{U_A \cdot I_A \cdot \cos \varphi_A + U_B \cdot I_B \cdot \cos \varphi_B + U_C \cdot I_C \cdot \cos \varphi_C}{U_A \cdot I_A + U_B \cdot I_B + U_C \cdot I_C}, \quad (2.4.6.3)$$

дар ин ҷо U_A , U_B , U_C - бузургиҳои андозагиришудаи шиддати фазаҳо дар тарафи 0,4 кВ зеристгоҳи трансформатории комплекти;

I_A , I_B , I_C - бузургиҳои андозагиришудаи ҷараёнҳои фазӣ дар қитъаи асосии хатҳои барқии 0,38 кВ;

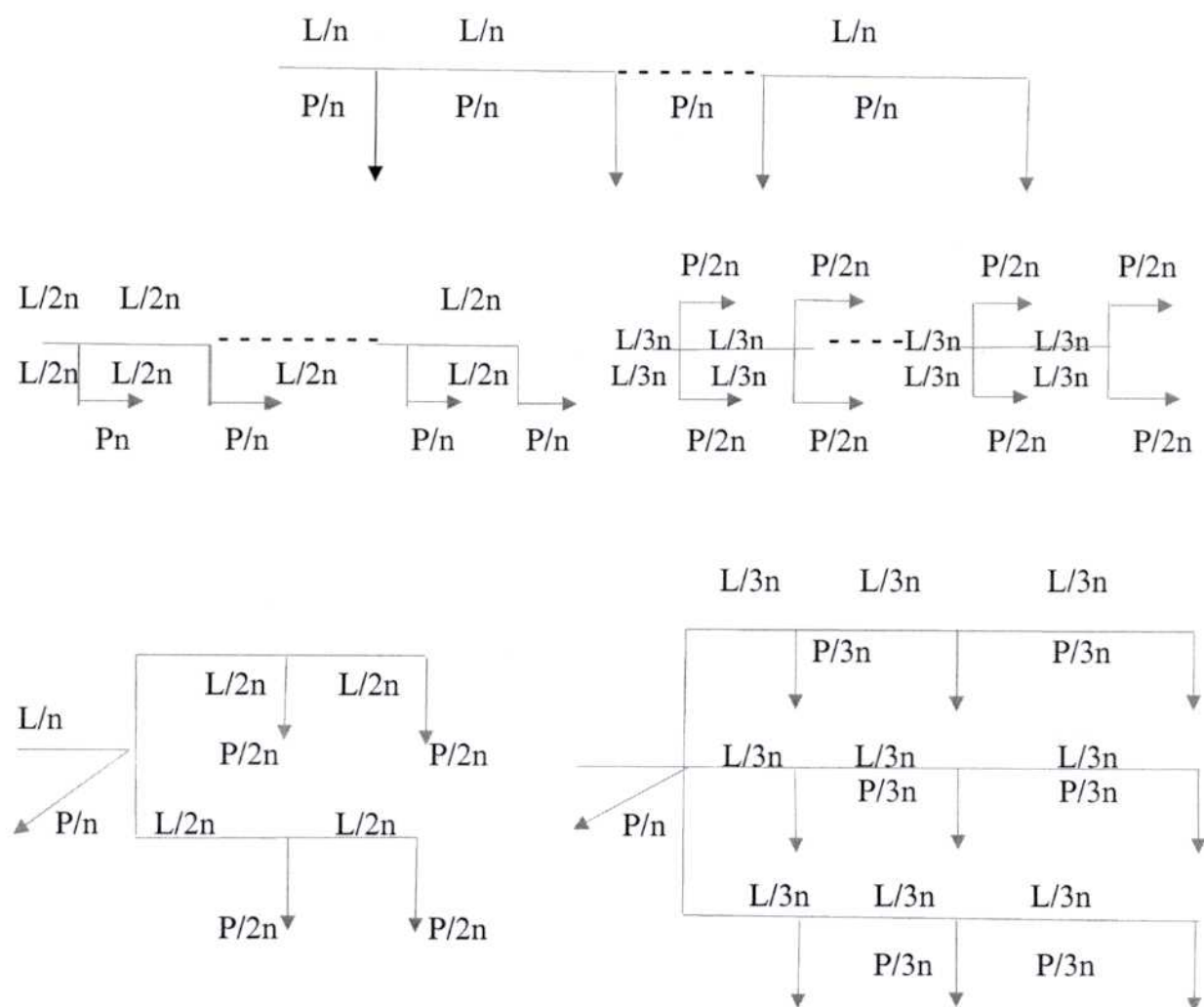
$\cos \varphi_A$, $\cos \varphi_B$, $\cos \varphi_C$ - зариби тавоноии бори фазаҳо дар қитъаи асосии хати барқии 0,38 кВ.

158. Ҳангоми набудани ин бузургиҳо, қадвали 2.4.2 истифода мешавад.

159. Зариби шохабандии хатҳои барқии шиддати 0,38 кВ вобаста аз навъи нақшаҳои пайвасти нишондоди расми 2.4.1 ҳисоб карда мешаванд.

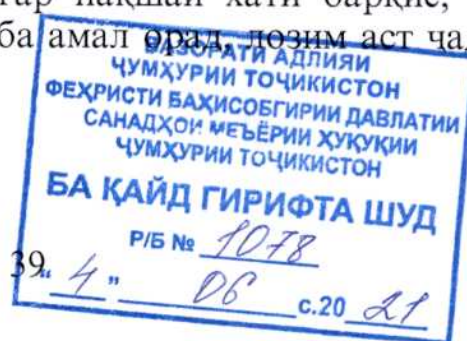


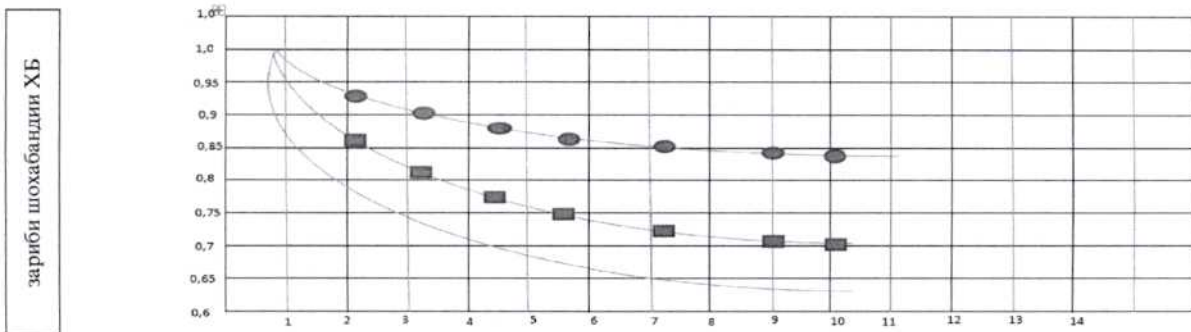
160. Вобастагии зариби шоҳабандӣ аз шумораи хатҳои барқӣ то истифодабарандагони дуртар қарордошта барои нақшаҳои навъи гуногун дар расми 2.4.2 пешниҳод мешавад.



Расми 2.4.1. Нақшаи шабакаҳои барқии 0,4 кВ

161. Дар хати барқӣ чамъи борҳо дар охири хати барқӣ зариби шоҳабандии хати барқӣ баробар бо як мешавад. Бузургии зариби шоҳабандии хати барқӣ барои нақшаҳои гуногуни шабакаҳои барқӣ аз 0,68+1,0 (25) ташкил медиҳад. Агар нақшаи хати барқие, ки ҳисобӣ мешавад таснифоташ мушкилиро ба амал орад, лозим аст ҷадвали 2.4.1 истифода карда шавад.





Расми 2.4.2. Бузургии зариби шохабандӣ вобаста ба навъи нақша ва шумораи қитъаҳо аз шинаи ЗТК то ба қитъаи дуртарини истифодабарандагон

Ҷадвали 2.4.1. Бузургии зариби шохабандии хати барқӣ вобаста ба шумораи қитъаҳои шабакаҳои пастшиддат дар нақшаи шабакаҳои барқӣ

Навъи нақшаи шабакаҳои барқӣ	Зариби шохабандӣ вобаста аз шумораи қитъаҳо дар нақша то ба истифодабарандагони дуртарин о.е.		
	1-4	5-10	зиёда аз 11
Воқеӣ	0,77	0,72	0,68
Шуоӣ	0,93	0,87	0,8
Номуайян	0,85	0,78	0,75

162.Зариби талафоти иловагӣ ҳангоми нобаробар будани бори фазаҳои хатҳои барқӣ бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$k_{\text{дп}} = k_{\text{нер}}^2 * \left[1 + 1.5 * \frac{R_{\text{н}}}{R_{\text{ф}}} \right] - 1.5 * \frac{R_{\text{н}}}{R_{\text{ф}}}, \text{ о.е.} \quad (2.4.6.4)$$

дар ин ҷо $R_{\text{н}}$, $R_{\text{ф}}$ - муқовимати фаъоли ноқили сифрӣ ва ноқили фази қитъаи асосии хати барқӣ, Ом;

$k_{\text{нер}}$ - зариби ба ҳисобгирии нобаробар тақсимшавии бор дар фазаҳои шабакаҳои барқӣ, квадрати ин зариб бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$k_{\text{нер}}^2 = \frac{I_A^2 * I_B^2 * I_C^2}{3 * I_{\text{ср}}^2}, \text{ о.е.} \quad (2.4.6.5)$$

дар ин ҷо I_A^2 , I_B^2 , I_C^2 - қарраҳои фази хати барқӣ, ки андозагирӣ карда шудааст, А;

$I_{\text{ср}}$ - қарраи миёна, бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$I_{\text{ср}} = \frac{I_A + I_B + I_C}{3}, \text{ А} \quad (2.4.6.6)$$



163. Ҳангоми набудани маълумотҳо оид ба чараёни бор, лозим аст қабул карда шаванд (6,11):

- барои хати барқие, ки $\frac{R_n}{R_\phi} = 1$ $k_{дп} = 1,13$
- барои хати барқие, ки $\frac{R_n}{R_\phi} = 2$ $k_{дп} = 1,2$

164. Бузургии нисбии талафоти шиддат аз шинаи 0,4 кВ ЗТК то истифодабарандагони дуртарин бо фоиз ҳамчун фарқи байни бузургии миёнаи шиддати фазаи дар шинаҳои ЗТК ва бузургии камтарин шиддати фазаҳо дар қитъаи дуртарини истифодабарандагон, U_{min} бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$\Delta U_{\%} = \frac{(U_{cp} - U_{min}) * 100}{U_{cp}}, \quad \% \quad (2.4.6.7)$$

$\Delta U_{cp} = \frac{U_A + U_B + U_C}{3}$ - бузургии миёнаи шиддати фазаи дар шинаҳои 0,4 кВ ЗТК, кВ.

165. Шумораи соатҳои бори максималӣ бо сарфаи неруи барқ бо воситаи ЗТК-Ҳо ва тавоноии максималии ЗТК, ки аз онҳо хатҳои барқии пастшиддат неруи барқ мегиранд:

$$T_{\max} = \frac{W_{\text{солона}}}{P_{\max}}, \quad \text{соат} \quad (2.4.6.8)$$

166. Тавоноии максималии ЗТК бо чараёнҳои фазаи ва шиддати тарафи пасти трансформатор бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$P_{\max} = (U_A * I_A * \cos \varphi_A + U_B * I_B * \cos \varphi_B + U_C * I_C * \cos \varphi_C) * 10^{-3}, \quad \text{кВт} \quad (2.4.6.9)$$

167. Агар зариби тавоноии бори Ҳар як фаза номаълум бошад, дар ин ҳолат зариби тавоноӣ вобаста ба таснифи бор аз ҷадвали 2.4.2 гирифта мешавад:

Ҷадвали 2.4.2.

Тавсифи бори пайвастагӣ	Зариби тавоноӣ $\cos \varphi$. о.е.
Саноатӣ	0,75
Комуналӣ-маишӣ	0,93
Ғуногун	0,85

168. Ҳангоми набудани асбобҳои ҳисобкунаки неруи барқ дар зеристгоҳи трансформатории комплекти барои истифодабарандагони хочагии кишлоқ шумораи соатҳои истифодаи бори максималӣ мутобиқи ҷадвали 2.4.3 гирифта мешавад.



Ҷадвали 2.4.3

Бори максималии ЗТК-ҳо, кВт	Шумораи соатҳои истифодаи бори максималии ҳангоми тавсифи бори истифодабарандагони хоҷагии қишлоқ		
	Комунали-маишӣ	Саноатӣ	Ғуногун
То 10 кВт	900 соат	1100 соат	1300 соат
10-20 кВт	1200	1500	1700
20-50 кВт	1600	2000	2200
50-100 кВт	2000	2500	2800
100-250 кВт	2350	2700	3200
Зиёда аз 250	2600	2800	3400

169. Вақти аз ҳама зиёдтари талафот бо формулаи зерин ҳисоб карда мешавад:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{макс}}}{10^{-4}}\right)^2 * 8760, \text{ соат} \quad (2.4.6.10).$$

170. Талафоти нисбии неруи барқ дар К хати барқии 0,38 кВ бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$\Delta W_{\% \Sigma} = \frac{\sum_{j=1}^k \Delta W_{\%}^j \times I_i}{\sum_{i=1}^k I_i} \quad (2.4.6.11)$$

$\Delta W_{\%}^j$ - талафоти нисбии неруи барқ дар i -то хати барқӣ, бо формулаи (2.4.6.1) муайян карда мешавад;

I_i - бори максималии қитъаи асосии i -тои хати барқӣ.

171. Бузургии мутлақи талафоти неруи барқ дар шабакаҳои 0,4 кВ баробар аст:

$$\Delta W_{\Sigma} = \frac{\Delta W_{\Sigma \%} * W_{0,38}}{100} \quad (2.4.6.12).$$

172. Ҳангоми набудани ҳисобкунак дар тарафи 0,4 кВ трансформаторҳои тақсмотии 6(10)/0,4 кВ интиқоли неруи барқ ба шабакаҳои 0,4 кВ бо формулаи (2.4.5.2) муайян карда мешавад.

11. БАҲОДИҲИИ ТАЛАФОТИ ТАВОНОӢ ВА НЕРУИ БАРҚ АЗ РӢИ ТАЛАФОТИ МИЁНАИ НИСБИИ НЕРУИ БАРҚ ДАР ДАРОЗИИ 1 КМ БАРОИ БОРИ МИЁНАИ ШАБАКАӢИ ТАВСИФИ МАХСУСДОШТА.

§1. Соҳаи истифодабарӣ



173. Ин метод истифода мешавад барои баҳодиҳии талафоти зиёди неруи барқ дар хатҳои барқии ҳавоӣ, хатҳои кабелии шабакаҳои барқии 0,4 кВ бо ҳаҷми умумии на камтар аз шабакаҳои барқии ноҳия.

174. Ин метод истифода мешавад ҳангоми набудани маълумотҳои ибтидоӣ барои ҳисоб намудани талафоти технологияи неруи барқ бо истифодаи методи баҳодиҳии талафот бо маълумотҳои умумии нақша ва бори шабакаҳои барқӣ.

175. Тавсия дода намешавад, ки ин метод барои ҳисоб намудани талафоти технологияи неруи барқи хатҳои алоҳида истифода шавад.

§2. Номгуи маълумотҳои ибтидоӣ барои ҳисоб намудани талафот

176. Ҳисоби талафоти неруи барқ бо истифода намудани маълумотҳои зерин иҷро карда мешавад:

- бо тавоноии шинонидашудаи трансформаторҳои тақсимотии 6(10)/0,4 кВ, ки дар тавозуни корхона қарор доранд;

- шумораи трансформаторҳои тақсимотии 6(10)/0,4 кВ, ки дар тавозуни корхона қарор доранд;

- шумораи миёнаи хатҳои тақсимотии 0,38 кВ, ки аз зеристгоҳҳои трансформатории комплекти 6(10)/0,4 кВ мебароянд;

- буриши миёнаи ноқилҳои фидерҳои 0,38 кВ хатҳои барқии магистралӣ;

- зариби миёнаи тавоноии бор $\text{tg}\varphi$. Ҳангоми набудани ин маълумот зариби тавоноии бор ба 0,5 о.е. гирифта мешавад;

- давомнокии давраи ҳисоботӣ бо соат;

- интиқоли неруи барқ ба шабакаҳои барқии 0,4 кВ, бо нишондодҳои ҳисобкунаки барқие дар тарафи 0,4 кВ ЗТК 6(10)/0,4 кВ насбу васл шудааст, муайян карда мешавад ва ё аз қитъаи асосии хати барқии 0,38 кВ ва ё ба тариқи ҳисоб намудан бо истифодаи маълумотҳо оид ба интиқоли неруи барқ ба шабакаҳои 6 (10) кВ ва талафоти техникий дар ин шабакаҳо муайян карда мешавад.

§3. Методикаи ҳисоб намудан

177. Ба маълумотҳои ҳисоботӣ тавоноии миёнаи трансформаторҳои шабакаҳои тақсимотии корхонаро бо формулаи зерин муайян менамоем:

$$S_{\text{ср}} = \frac{S_{\text{уст.т}}}{n_{\text{т}}}, \text{ кВА} \quad (2.4.7.1).$$

178. Бузургии ҳисобшударо бо тарафи наздиктар бо шкалаи тавоноии номиналӣ яклухт намуда бузургии тавоноии миёнаи номиналии трансформаторҳо муайян карда мешавад, кВА.

179. Зариби борнокии трансформаторҳо ба ҳисоби миёна дар як сол бо формулаи зерин муайян карда мешавад:



$$k_{\text{заг(ср)}} = \frac{W_{\text{ос } 0,38} - 1000}{\cos \phi \times S_{\text{уст.т}}}, \text{ о.е}; \quad (2.4.7.2).$$

180. Борнокии миёнаи як трансформатор баробар аст:

$$S_{\text{нт(ср)}} = S_{\text{ном(ср)}} * k_{\text{заг(ср)}}, \text{ кВА} \quad (2.4.7.3).$$

181. Бори миёнаи як хати барқии 0,38 кВ баробар аст:

$$S_{\text{нл(ср)}} = \frac{S_{\text{нт(ср)}}}{n_{\text{т}}}, \text{ кВА} \quad (2.4.7.4).$$

182. Ҷараёни бори фазӣ бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$I_{\text{н}} = \frac{S_{\text{нл(ср)}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{ном}}} = \frac{S_{\text{нл(ср)}}}{\sqrt{3} \times 0,4}, \text{ А} \quad (2.4.7.5).$$

183. Бо буриши миёнаи ноқилҳои (кабелҳои) фазӣ аз справочникҳо муқовимати фаъоли хоси хати барқии 0,38 кВ муайян карда мешавад, Ом/км.

184. Мутобиқи ҷадвали 2.4.2 зариби шоҳабандии шабакаҳо барои пешаки интиҳоби хати барқӣ k_p муайян карда мешавад. Ҳангоми набудани бузургии зариби шоҳабандии шабакаҳо 0,8 гирифта мешавад.

185. Бо формулаи (2.4.6.4) зариби миёнаи талафоти иловагӣ аз нобаробарии бори фазаҳо барои хати барқии миёнаи интиҳобшуда, муайян карда мешавад.

186. Ҳангоми набудани маълумотҳо барои ҳисоб намудани зариби талафоти иловагӣ, зариби талафоти иловагӣ 1,13 о.е гирифта мешавад (6,11).

187. Бузургии миёнаи хоси талафоти тавоноии бор дар дарозии 1 км хати барқии 0,38 кВ бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

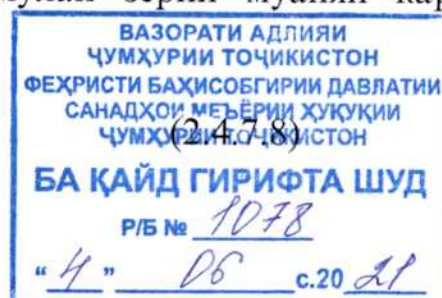
$$\Delta P_{\text{уд}} = 3 * I_{\text{л}}^2 - r_0 * k_p * k_{\text{дп}}, \text{ кВт/км} \quad (2.4.7.6).$$

188. Талафоти тағйирёбандаи тавоноӣ дар шабакаҳои барқии 0,4 кВ бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$\Delta P_{\text{н}} = \Delta P_{\text{уд}} * L_{\Sigma}, \text{ кВт} \quad (2.4.7.7).$$

189. Зариби намуди ҷадвал бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$k_{\text{фт}}^2 = 1 + \frac{3 * (I_{\text{max}} - I_{\text{min}})^2}{4 * (I_{\text{max}} + I_{\text{min}})^2},$$



дар ин ҷо I_{max} , I_{min} - ҷараёни миёнаи максималӣ ва ҷараёни миёнаи минималӣ дар давраи ҳисоботӣ, А.

190. Ҳангоми набудани маълумот, квадрати зариби намуди (формаи) ҷадвал баробари 1.14 гирифта мешавад, о.е ҳангоми $\frac{I_{min}}{I_{max}} = 0.4$ будан

191. Талафоти фаъоли неруи барқ дар як сол бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$\Delta W = \Delta P_n * 8760 * k_{фг} / 1000, \quad \text{ҳаз.кВт.соат} \quad (2.4.7.9)$$

$$\Delta W_{н\%} = \frac{\Delta W_n}{W_{ос 0,38}} * 100, \quad \% \quad (2.4.7.10).$$

192. Ҳангоми набудани ҳисобгираки барқӣ дар тарафи 0,4 кВ трансформатори тақсимотии 6(10)/0,4 кВ, интиқоли неруи барқ ба шабакаҳои барқии 0,4 кВ бо формулаи (2.4.5.2) муайян карда мешавад.

193. Талафоти хоси неруи барқ бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$\Delta W_{уд} = \Delta W_n / L_{\Sigma}, \quad \text{ҳаз.кВт.соат/км} \quad (2.4.7.11).$$

12. БАҲОДИҲИИ ТАЛАФОТИ ТАВОНОӢ ВА ТАЛАФОТИ ТЕХНОЛОГИИ НЕРУИ БАРҚ АЗ РӢИ МАЪЛУМОТҲОИ УМУМИИ ҲИСОБОТИИ ШАБАКАҲОИ БАРҚӢ

§1. Соҳаи истифодабарӣ

194. Ин метод истифода мешавад барои баҳодиҳии талафоти технологияи неруи барқи хатҳои барқии ҳавоӣ, хатҳои кабелӣ шабакаҳои барқии 0,4 кВ бо ҳаҷми умумиаш на камтар аз шабакаҳои барқии ноҳия. Метод истифода мешавад ҳангоми набудани маълумотҳои ибтидоӣ барои ҳисоб намудани талафоти технологияи неруи барқ бо методи баҳодиҳии талафот бо маълумотҳои умумии оид ба нақшаи шабакаҳои барқӣ ва бори шабакаҳо. Тавсия дода намешавад, ки ин метод барои ҳисоб намудани талафоти техникаи хатҳои барқии алоҳида истифода шавад.

§2. Номгӯи маълумотҳои ибтидоӣ барои ҳисоб намудани талафоти технологияи неруи барқ

195. Ҳисоб намудани талафоти технологияи неруи барқ бо истифода намудани маълумотҳои зерин иҷро карда мешавад:

- ҷамъи дарозии шабакаҳои барқӣ бо тақсими намудани ҷамъи хатҳои барқии ҳавоӣ ва хатҳои кабелӣ;
- шумораи фидерҳои 0,38 кВ бо ҷудо намудани шумораи хатҳои барқии ҳавоӣ ва хатҳои кабелӣ;



- буриши миёнаи ноқилҳои фазӣ бо тақсим намудани буриши миёнаи ноқилҳои фазии хатҳои барқии ҳавоӣ ва хатҳои кабелӣ;

- шиддати миёнаи фазӣ дар муддати як сол дар тарафи 0,4 кВ трансформатори тақсимотӣ (алоҳида барои хатҳои барқии ҳавоӣ ва хатҳои кабелӣ);

- зариби миёнаи тавоноии бор ($\text{tg}\varphi$). Ҳангоми набудани ин бузургӣ 0,5 гирифта мешавад;

- давомнокии давраи ҳисоботӣ, соат;

- интиқоли неруи барқ ба шабакаҳои барқии 0,4 кВ муайян карда мешавад бо нишондоди ҳисобгиракҳои барқии дар тарафи 0,4 кВ ЗТК насбу васлшуда ва ё бо қитъаи асосии хати барқи 0,38 кВ, ё бо роҳи ҳисоб намудан бо истифодаи маълумотҳои интиқоли неруи барқ ба шабакаҳои 6(10) кВ ва талафоти технологияи неруи барқ дар ҳамин шабакаҳо.

§3. Методикаи ҳисоб намудан

196. Бузургии миёнаи интиқоли неруи барқи фаъол ва ғайрифаъоли як хати барқии 0,38 кВ бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$W_{л\ 0.38a} = \frac{W_{0.38a}}{n_{\Sigma}}, \text{ ҳаз.кВт.соат}$$

$$W_{л\ 0.38a} = \frac{W_{л0.38a} * \text{tg}\varphi}{n_{\Sigma}}, \text{ ҳаз.кВт.соат} \quad (2.4.8.1).$$

197. Ҷараёни бори фазии миёна дар як сол барои хати барқӣ бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$I_H = \frac{\sqrt{(W_{л0.38a})^2 + (W_{л0.38p})^2}}{3 \times U_{\text{тп(ср)}} \times 8760}, \text{ А} \quad (2.4.8.2)$$

дар ин ҷо $U_{\text{тп(ср)}}$ - шиддати миёнаи фазӣ дар хати барқии 0,38 кВ;

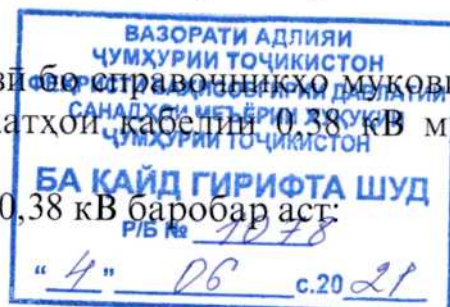
$$U_{\text{тп(ср)}} = \frac{U_{\text{тп(ср)}} * n_{\Sigma B} + U_{\text{тпк(ср)}} * n_{\Sigma K}}{n_{\Sigma}} \quad (2.4.8.3).$$

198. Зариби миёнаи борнокии трансформатор дар як сол бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$K_{3г(ср)} = \frac{W_{0.38a} * 1000}{\cos\varphi * 8760 * S_{\text{уст.т}}}, \text{ о.е.} \quad (2.4.8.4).$$

199. Бо буриши миёнаи ноқилҳои фазӣ бо ғайрифаъоли хати хатҳои барқии ҳавоӣ ва хатҳои кабелӣ 0,38 кВ муайян карда мешаванд: $r_{ох}$, $r_{ок}$, Ом/км.

200. Дарозии миёнаи як хати барқии 0,38 кВ баробар аст:



$$L = L_{\Sigma} / n_{\Sigma}, \text{ км} \quad (2.4.8.5).$$

201. Муқовимати хоси як хати барқии 0,38 кВ баробар аст:

$$r_0 = \frac{r_{\text{ов}} - L_{\Sigma\text{В}} + r_{\text{ок}} - L_{\Sigma\text{К}}}{L_{\Sigma}}, \text{ Ом/км}$$

202. Бо формулаи (2.4.6.4) зариби миёнаи талафоти иловагӣ аз нобаробарии бори фазаҳо барои хати барқии миёнаи интиҳобшуда муайян карда мешаванд.

203. Ҳангоми набудани маълумотҳо барои ҳисоб намудани зариби талафоти иловагӣ ин бузургӣ баробар ба 1,13 гирифта мешавад, о.е. (6,12).

204. Мутобиқи қадвали 2.4.2 зариби шохавии хати барқиро миёна пешакӣ интиҳоб намуда, муайян карда мешавад k_p о.е. (воҳиди нисбӣ). Ҳангоми набудани маълумотҳо зариби шохабандӣ 0,8 гирифта мешавад.

205. Бо формулаи (2.4.7.8) зариби миёнаи намуди (формаи) i -то қадвали хати барқии миёнаи пешакӣ интиҳобнамуда муайян карда мешавад.

206. Талафоти неруи барқи як хати барқӣ бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$\Delta W_{\text{лн}} = \frac{(\Delta W_{\text{лос0,38}})^2 + (\Delta W_{\text{ос0,38a}})^2}{3 * U_{\text{тп}}^2 * 8760} * r_0 * L - k_{\text{дп}} * k_p * k_{\text{фр}}, \text{ хаз.кВт.соат} \quad (2.4.8.6).$$

207. Агар барои ҳисоб намудани талафоти неруи барқ бузургии миёнаи зариб истифода шавад дар ин ҳолат формулаи (2.4.8.6) намуди зеринро мегирад:

$$\Delta W_{\text{н}}^{\text{л}} = 0.49 * \frac{(\Delta W_{\text{лос0,38}})^2}{U_{\text{тп(ср)}}^2 * 8760} * r_0 * L \quad (2.4.8.6^*).$$

208. Қамъи талафотҳои неруи барқ дар шабакаҳои 0,4 кВ баробар аст:

$$\Delta W_{\text{н}} = \Delta W_{\text{н}}^{\text{л}} * n_{\Sigma}, \text{ хаз.кВт.соат} \quad (2.4.8.7).$$

209. Талафоти нисбии неруи барқ бо формулаи (2.4.8.10) муайян карда мешавад.

**13. МЕТОДИКАИ ЯҚОЯ ҲИСОБ НАМУДАНИ ТАЛАФОТИ
ТЕХНОЛОГИИ НЕРУИ БАРҚ ДАР ШАБАКАҲОИ ТАКСИМОТИИ
6(10) ВА 0,4 КВ**



210. Барои ҳисоб намудани талафоти технологи неруи барқ шабакаҳои барқии тақсимоии 6 (10) кВ ба сифати бори трансформаторҳои 6(10)/0,4 кВ пешниҳод карда мешавад, ки маълумотҳои ибтидоии барои ҳисоб намудани шабакаҳои 0,4 кВ воридшуда истифода карда шаванд.

211. Ин тартиби якҷоя ҳисоб намудани шабакаҳои тақсимоии 6(10) кВ ва ҳамаи хатҳои барқии 0,4 кВ аз онҳо неруи барқгиранда имконият медиҳад:

- муайян намудани тақсимоии неруи барқ, талафоти шиддат, тавоноӣ ва талафоти неруи барқ дар шабакаҳои 6(10) кВ аз ҳисоби бори аниқии истифодабарандагон, ки ЗТК неруи барқ мегирад, муайян карда мешаванд;

- ба ҳисоб гирифтани таъсиррасонии нобаробарии бори шабакаҳои 0,4 кВ ба борнокии талафоти тавоноӣ дар трансформаторҳои тақсимоии 6(10)/0,4 кВ;

- ҳисоб намудани мувозинати бор ва неруи барқ дар шабакаҳои 6(10)-0,4 кВ аз ҳисоби талафоти техникий тавоноӣ ва неруи барқ дар онҳо;

- муайян намудани қитъаи шабакаҳо, номувазинуи неруи барқ, ноҷоиш мебошад.

212. Ҳангоми ҳисоб намудани тавоноии бор дар тарафи 0,4 кВ трансформатор бо маълумотҳои ибтидоии вориднамуда, барои ҳисоб намудани шабакаҳои 0,4 кВ формулаи зерин истифода мешавад:

$$P_{HT} = U_A \sum_{i=1}^n I_{Ai} * \cos \varphi_i + U_B \sum_{i=1}^n I_{Bi} * \cos \varphi_i + U_C \sum_{i=1}^n I_{Ci} * \cos \varphi_i$$

$$\cos \varphi = \frac{U_A \sum_{i=1}^n I_{Ai} * \cos \varphi_i + U_B \sum_{i=1}^n I_{Bi} * \cos \varphi_i + U_C \sum_{i=1}^n I_{Ci} * \cos \varphi_i}{U_A \sum_{i=1}^n I_{Ai} + U_B \sum_{i=1}^n I_{Bi} + U_C \sum_{i=1}^n I_{Ci}}, \quad (2.4.9.2)$$

дар ин ҷо I_{Ai}, I_{Bi}, I_{Ci} - ҷараёнҳои фази i -то хатҳои барқии 0,4 кВ аз як зеристгоҳи трансформатории комплекти бароянда;

$\cos \varphi_i$ - ҷариби тавоноии i -то хатҳои барқии 0,4 кВ, бо воҳиди нисбӣ;

U_A, U_B, U_C - шиддати фазӣ дар тарафи 0,4 кВ зеристгоҳи трансформатории комплекти;

n - шумораи хатҳои барқии 0,4 кВ, ки аз як зеристгоҳи трансформатории комплекти мебароянд, адад.

213. Ҷараёни миёнаи фази тарафи 0,4 кВ трансформаторҳо бо формулаи зерин муайян карда мешаванд:

$$I_{AT} = \frac{\sum_{i=1}^n I_{Ai} * \cos \varphi_i}{\cos [\arctg(\sum_{i=1}^n I_{Ai} * \sin \varphi_i / \sum_{i=1}^n I_{Ai} * \cos \varphi_i)]}$$

I_{BT} ва I_{CT} низ ба ҳамин монанд ҳисоб карда мешаванд.



214. Борнокии талафоти тавоноии трансформатор дар речаи бори симметрӣ дар тарафи 0,4 кВ муайян карда мешавад. Барои ба ҳисобгирии талафоти тавоноии борнокӣ дар трансформаторҳои тақсимотӣ аз бори несимметрӣ бузургии онҳо бо зариби талафоти зиёдшавӣ $k_{\gamma T}$ зарб зада мешаванд.

215. Зариби зиёдшавии талафоти трансформатор бо формулаи зерин ҳисоб карда мешавад:

$$k_{\gamma T} = \frac{I_{AT}^2 + I_{BT}^2 + I_{CT}^2}{(I_{AT} + I_{BT} + I_{CT})^2}, \quad (2.4.9.4)$$

дар ин ҷо I_{AT}, I_{BT}, I_{CT} - ҷараёнҳои фазиӣ бор дар тарафи 0,4 кВ трансформатори тақсимотӣ.

216. Бо назардошти андозагирии назоратии борҳои фазӣ дар яке аз корхонаҳои марказии системаи энергетикӣ Россия таъсиррасонии борҳои несимметрии шабакаҳои барқии 0,4 кВ ба зиёдшавии зариби талафоти трансформаторҳои тақсимотӣ таҳлил ва муайян карда шуда буд. Таҳлил нишон дод, ки талафоти борнокӣ аз несимметрии борнокии трансформатор ба ҳисоби миёна дар энергосистема ба 8-10 % зиёд мешавад. Барои трансформаторҳои алоҳида зиёдшавии талафот 40-60%-ро ташкил медиҳанд ва инчунин дар ҳолатҳои алоҳида зиёдшавии талафот ба 100% ва зиёда аз он мерасад.

14. ТАҲЛИЛИ ТАЛАФОТИ ТЕХНОЛОГИИ НЕРУИ БАРҚ ВОБАСТА АЗ ИНТИҚОЛИ НЕРУИ БАРҚ БА ШАБАКАҲОИ БАРҚӢ.

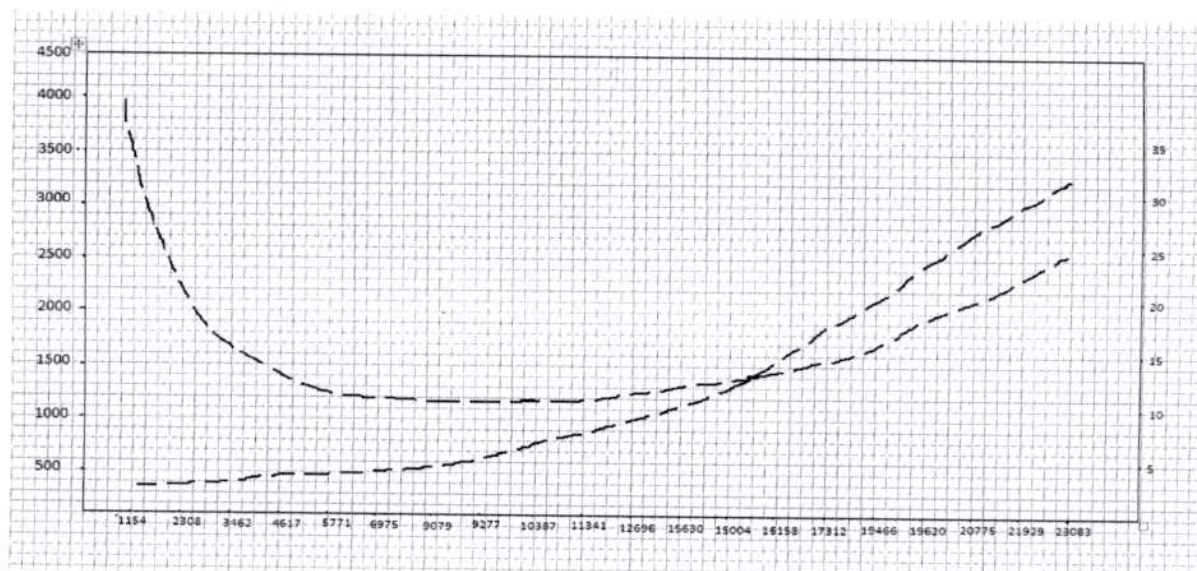
217. Барои пешбиниҳои талафоти технологияи неруи барқ ҳангоми ба нақшагирии зиёдшавии истифодабарии неруи барқ ва интиқоли неруи барқ ба шабакаҳо, барои таҳлили муқоисавии талафоти техникий минималӣ ва воқеии неруи барқ, инчунин барои таҳлили дурусти пешниҳодшуда барои экспертизаи натиҷаи ҳисоботҳо, таҳлили вобастагии талафоти технологияи неруи барқ аз интиқоли неруи барқ ба шабакаҳо иҷро карда мешавад.

218. Дар расми 2.5.1 вобастагии интиқоли неруи барқро ба шабакаҳо ва талафоти неруи барқ дар шабакаҳои тақсимотии Ширкат дар мувозинаташ шабакаҳои тақсимотии шиддати 0,4-220 кВ қарор доранд, нишон дода шудааст.

млн.кВт.соат Энергосистемаи ШСХК «Барки Тоҷик»

Расми 2.5.1. Вобастагии талафоти технологияи аз интиқоли неруи барқ ба шабакаҳои барқӣ





Интиқоли неруи барқ ба шабакаҳои барқӣ млн.кВт.соат.

219. Барои муайян намудани ин вобастагӣ зарур аст натиҷаи ҳисоботи талафоти технологияи неруи барқи солона бо тақсимои шартҳои доимӣ ва тағйирёбанда бо зинаҳои шиддат (мисол: пешниҳоди натиҷаи ҳисоботи дар ҷадвали 2.5.1 нишон додашуда) бояд истифода шавад.

Ҷадвали 2.5.1. Талафоти технологияи неруи барқ дар шабакаҳои барқӣ

Дараҷаи шиддат	Бузургии рақамии талафоти технологияи неруи барқ, ҳаз.кВт.соат	
	шартӣ-доимӣ	тағйирёбанда
ВН		
...		
НН		
Ширкат		

220. Бузургии талафоти технологияи неруи барқ дар як сол, дар солҳои гузашта ва оянда вобаста ба доимӣ будани таҷхизотҳо дар нақшаи шабакаҳои барқӣ ҳангоми ҷой доштани тағйирот, ҳангоми ҳисоб намудани талафот ба инобат гирифта мешаванд.

221. Вобастагии ҷамъии талафоти технологияи неруи барқ ΔW_T , млн.кВт.соат, аз интиқоли неруи барқи ба шабакаҳо додашудаи W_{oc} млн.кВт.соат ва шумораи соатҳои T , соат бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$\Delta W_T = \Delta W_{yn} + \Delta W_{np} = A_0 * T + A_1 * \frac{\Delta W_{oc}}{T}$$



дар ин ҷо зариби A_0 , кВт ва A_1 1/кВт баробар аст:

$$A_0 = \frac{\Delta W_{\text{уп}}}{T}; \quad A_1 = \frac{\Delta W_{\text{нп}} \cdot T}{\Delta W_{\text{ос}}^2} \quad (2.5.2)$$

дар ин ҷо ΔW_t , $\Delta W_{\text{уп}}$, $\Delta W_{\text{нп}}$ - талафоти технологии неруи барқ (суммарный, шартӣ-доимӣ, тағйирёбанда) дар соли асосӣ дар давраи ҳисоботии T ва интиқоли неруи барқ ба шабакаҳои барқӣ $W_{\text{о.е.}}$.

222. Зариби A_0 ва A_1 барои ҳар як дараҷаи шиддат ва корхонаҳои шабакаҳои ширкат бо пуррагӣ барои солҳои ояндаи дар давраи ҳисоботӣ муайян карда мешаванд ва ба ҷадвали 2.5.2 гузаронида мешаванд.

Ҷадвали 2.5.2. Зариби математикӣ вобастагӣ доштани талафоти технологии неруи барқ аз интиқоли неруи барқ ба шабакаҳои барқӣ

Р/Т №	Дараҷаи шиддат	Бузургии рақами зарибҳо	
		A_0 , кВт	A_1 1/млн кВт
1	ВН		
			
	НН		
	Шабакаи ширкат		

223. Бо формулаҳои қабулшуда барои ҳар як дараҷаи шиддат ва шабакаҳои Ширкат бо пуррагӣ ҷадвали вобастагии бузургиҳои мутлақ ва нисбии талафоти технологии неруи барқ аз тағйирёбии интиқоли неруи барқ дар шабакаҳои барқӣ, тартиб дода мешавад (расми 2.5.1).

15. МЕТОДИКАИ ТАҚСИМОТИ ТАЛАФОТИ ТЕХНОЛОГИИ СОЛОНАИ НЕРУИ БАРҚ БА МОҲҶО

224. Маълумотҳои ибтидоӣ барои ҳисоб намудан ҳар моҳи соли ҳисоботӣ пешниҳод карда мешавад. Барои қабули бузургии талафоти технологии неруи барқ дар шабакаҳои барқӣ дар соли ҷорӣ (i -то моҳ) ва дар соли ҳисоботӣ I , ΔW_i^1 барои талафоти солона зарур дар шабакаҳои барқӣ барои як сол ($t-1$) ба моҳҳо тақсим карда мешавад.

225. Барои ин талафоти мутлақи неруи барқро барои моҳи декабр ва сол бо формулаи зерин муайян намудан лозим аст:

$$\Delta W_{\text{дек}}^{(t-1)} = \frac{\Delta W^{t-1}}{\sum_{i=1}^{12} k_i}, \text{ ҳаз.кВт.соат}$$

дар ин ҷо ΔW^{t-1} - талафоти мутлақи солонаи неруи барқ;



k_i - нисбати интиқоли неруи барқ ба шабакаҳои барқӣ дар i -то моҳи $(t-1)$ сол бо интиқоли неруи барқ дар моҳи декабри ҳамин сол:

$$k_i = \left(\frac{W_{oci}^{t-1}}{W_{осдек}^{t-1}} \right)^2 \cdot \text{воҳиди нисбӣ (о.е.)} \quad (2.6.2).$$

226. Талафоти мутлақи неруи барқро дар i -то моҳ бо формулаи зерин муайян менамоянд:

$$\Delta W_i^t = \Delta W^{t-1} \times \left(\frac{W_{oci}^t}{W_{осдек}^{t-1}} \right)^2 \text{ хаз. кВт.соат} \quad (2.6.3).$$

16. МЕТОДИКАИ ҲИСОБ НАМУДАНИ ТАЛАФОТИ ТЕХНОЛОГИИ НЕРУИ БАРҚ БО САБАБИ САҲВИ АНДОЗАГИРИИ НЕРУИ БАРҚ ДАР ШАРОИТИ МУЪТАДИЛИ КОРИИ КОМПЛЕКСИ АНДОЗАГИРӢ

227. Бузургии рақамии таркибёбии мазкур дар ҳудуди ҷоизии саҳви ком-плексӣ андозагирӣ муайн карда мешавад, дар ин ҳолат қабули неруи барқ ба шабака, интиқоли неруи барқ аз шабака ба истифодабарии неруи барқ дар дастгоҳҳои барқистифодабаранда (22.23) ба ҳисоб гирифта мешаванд.

228. Ҳадди ҷоизии саҳви нисбии комплекси андозагирӣ (ИК), ки аз онҳо саҳви муттасил хориҷ карда шудааст вобаста ба даромад ба воситаҳои андозагирӣ бо формулаҳои нишондоди ҷадвали 2.7.1 ҳисоб карда мешаванд.

Ҷадвали 2.7.1. Формулаҳо барои ҳисоб намудани ҳадди ҷоизии саҳви шартӣ асбобҳои комплекси андозагирӣ.

№	Асбобҳои комплекси андозагирӣ ИК	Формулаҳо
1	Ҳисобгираки барқи бевосита пайваस्तбуда	$\delta W = \pm 1.1 \sqrt{\delta_{co}^2 + \sum_{j=1}^I \delta_{cj}^2} \quad (2.7.1)$
2	Ҳисобгираки барқи ба воситаи трансформатори ҷараён пайваस्तбуда	$\delta W = \pm 1.1 \sqrt{\delta_l^2 + \delta_\theta^2 + \delta_{co}^2 + \sum_{j=1}^I \delta_{cj}^2} \quad (2.7.2)$
3	Ҳисобгираки барқи ба воситаи трансформатори ҷараён ва шиддат пайваस्तбуда	$\delta W = \pm 1.1 \sqrt{\delta_l^2 + \delta_n^2 + \delta_\theta^2 + \delta_\lambda^2 + \delta_{co}^2 + \sum_{j=1}^I \delta_{cj}^2 + \delta_{on}^2} \quad (2.7.3)$

δ_l - ҳадди ҷоизии саҳви нисбии трансформатори ҷараён (ТТ), %;
 δ_n - ҳадди ҷоизии саҳви нисбии трансформатори шиддат (ТН), %;
 δ_θ - саҳви нақшаи трансформаторҳое, ки ба ҳисобгираҳои барқӣ пайвастанд, аз ҳисоби кунҷи саҳвӣ ТТ ва ТН, %;
 δ_λ - ҳадди ҷоизии саҳв бо сабаби паст шудани шиддати ҳақиқӣ, барқие, ки ҳисобгирак пайваст гардидааст аз трансформатори шиддат (ТН), %;



δ_{co} - сахви асосии нисбии ҳисобгираки барқӣ, %;

δ_{cj} - сахви иловагии ҳисобгираки барқӣ аз i -то бузургҳои таъсиррасон, %.

I - шумораи бузургҳои таъсиррасон.

Эзоҳ: Дар формулаҳои (2.7.1, 2.7.2, 2.7.3) сахви нақшаи пайвасти трансформаторҳо ба ҳисобгирак аз ҳисоби сахви кунҷии ТТ ва ТН ва сахви иловагии ҳисобгиракҳо аз j -то бузургҳои таъсиррасон барои ҳисоб намудани ҳадди ҷоизии сахви комплекси андозагирӣ ба инобат гирифта намешаванд, агар ин маълумотҳо дар КШБ мавҷуд бошанд, истифодаи онҳо иҷозат дода мешаванд.

229. Сахви δ_θ - ҳангоми андозагирии неруи барқи фаъол бо формулаи зерин ҳисоб карда мешавад:

-барои комплекси андозагирӣ (банди 2, ҷадвали 2.7.1) (2.7.3)

$$\delta_\theta = \pm 0,029 \times \theta \frac{\sqrt{1-\cos^2\varphi}}{\cos\varphi}, \quad (2.7.4)$$

-барои комплекси андозагирии (банди 3, ҷадвали 2.7.1)

$$\delta_\theta = \pm 0,029 \sqrt{\theta_i + \theta_{2H}} \times \frac{\sqrt{1-\cos^2\varphi}}{\cos\varphi} \quad (2.7.5)$$

θ_i - сахви кунҷии трансформатори чараён ТТ, мин;

θ_{2H} - сахви кунҷии трансформатори шиддат ТН, мин;

$\cos\varphi$ - зариби тавоноии пайвастагиҳои назоратӣ ба ҳисоби миёна дар давраи ҳисоботӣ.

230. Сахви иловагии ҳисобгиракҳо δ_c аз ҷадвалҳои 2.7.2, 2.7.3 ва ё бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

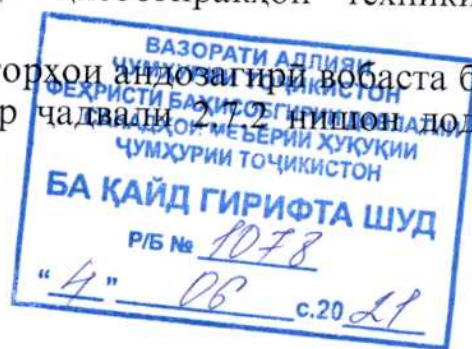
$$\delta_{cj} = k_j \Delta \varepsilon_j \quad (2.7.6)$$

дар ин ҷо k_j - функсияи таъсиррасони j -то бузургӣ, % ба як воҳиди бузургии таъсиррасон ва ё %/%;

$\Delta \varepsilon_j$ - нисбии j -то бузургии таъсиррасон аз бузургии муътадили онҳо, як ва ё бо %; Сахви тасодуфӣ ба инобат гирифта нашудааст, дар ҳисоб намудан ин бузургии меъёрӣ, ки стандарт ва ё ҳуҷҷатҳои техникийи комплекси андозагирӣ муайян намудаанд ба ҳисоб гирифта мешаванд.

231. Сахв аз талафоти шиддат дар хати барқие, ки ҳисобгирак ва трансформатори шиддат пайвастанд тасодуфан ҳамчун бузургии хурдтарин қабул карда шудааст. Дар ин ҳолат δ_L на бояд зиёд шавад: 0,25 % - ҳангоми занҷир манбаъ шиддати ҳисобгиракҳои барқӣ аз трансформатори шиддати дараҷаи дақиқиаш 0,5 неруи барқ гирад, 0,5 % - ҳангоми манбаъ аз трансформатори шиддати дараҷаи дақиқиаш 1,0 будан, 1,5 % - ҳангоми манбаи барқи ҳисобгиракҳои техникийи баҳисобгирӣ насбу васл шудаанд.

232. Сахви нисбии ҷоизии трансформаторҳои андозагирӣ вобаста ба дараҷаи дақиқиашон ва речаи кориаш дар ҷадвали 2.7.2 нишон дода шудаанд.



233. Бузургии сахви иловагии ҳисобгиракҳои электронӣ ва индуксионӣ дар чадвалҳои 2.7.3., 2.7.4 нишон дода шудаанд.

234. Бузургии нисбии талафоти неруи барқ бо сабаби сахви ҷоизии комплекси андозагирӣ бо формулаи зерин муайян карда мешавад:

$$\Delta W_{\text{дп\%}} = \sqrt{\sum_{i=1}^n \delta_{\text{wn}(0)i}^2 \times d_{\text{n}(0)i}^2 + \sum_{j=1}^m \delta_{\text{won}j}^2 - d_{\text{on}j}^2 + \frac{\delta_3^2}{k_3} d_3 + \frac{\delta_j^2}{k_j} \delta_1^2 \%} \quad (2.7.7)$$

дар ин ҷо $\delta_{\text{wn}(0)i}$, $\delta_{\text{won}j}$ - сахви канали андозагирӣ ба корхонаҳои шабакаҳои барқӣ воридшавӣ (интиқол) неруи барқи фаъл, бо формулаҳои (2.7.1-2.7.3) муайян карда мешаванд, %;

$d_{\text{n}(0)i}$, $d_{\text{on}j}$ - ҳиссаи воридшавии (интиқолшавии) неруи барқ ба корхонаи шабакаҳои барқӣ, о.е. бо формулаи (2.7.8) муайян карда мешавад;

n -шумораи нуқтаҳои баҳисобгирии неруи барқ, ки ҳамаи неруи барқи ба шабакаҳо воридшуда ва интиқолшударо ба ҳисоб мегиранд;

m -шумораи нуқтаҳои баҳисобгирии неруи барқи истифодабаранда-гони ҳаҷман калон;

k_3 - шумораи нуқтаҳои баҳисобгирии неруи барқи истифодабаранда-гони сефазӣ;

k_j - шумораи нуқтаҳои баҳисобгирии неруи барқи истифодабаранда-гони якфазӣ.

Чадвали 2.7.3. - Сахви иловагии баҳисобгиракҳои электронии неруи фаъл d_j - ҷамъи ҳиссаи истифодабарии неруи барқи истифодабарандагони сефазӣ (бо тарҳи ба ҳисобгирии дар «т») аз суммаи воридшавии неруи барқ ба КШБ, бо формулаи (2.7.6) муайян карда мешавад:

d -ҷамъи ҳиссаи истифодабарии неруи барқи истифодабарандагони якфазӣ (бо тарҳи ба ҳисобгирӣ дар «Т») аз ҷамъи воридшавии неруи барқ ба шабакаҳои КШБ, бо формулаи (2.7.8) муайян карда мешавад.

$$d = \frac{W}{W_{\text{пост}}} \text{ о.е.} \quad (2.7.8)$$

дар ин ҷо W - неруи барқи ба ҳисобгирифтаи ҳисобгираки комплекси андозагирӣ, ҳаз.кВт.соат;

$W_{\text{пост}}$ - ҷамъи воридшавии неруи барқ ба шабакаҳои КШБ, ҳаз.кВт.соат.

Чадвали 2.7.2. - Сахви ҷоизии трансформатори чараён ва трансформатори шиддат барои дараҷаи дақиқии гуногун мутобиқ ба ГОСТ 7746-2001 ва ГОСТ.1983-2001

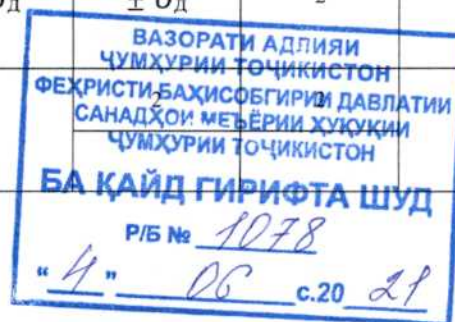
Дараҷаи дақиқӣ	Чараёни якум трансформатори чараён ТТ, % аз номин.	Халли ҷоизии сахв			
		ТТ			
		Сахви чараён бо	Сахви кунҷӣ бо	Сахви шиддат бо	Сахви кунҷӣ бо



		%	МИН.	%	МИН.
0,2S	1	± 0.75	± 30	-	-
	5	± 0.35	± 15		
	20	± 0.2	± 10		
	100	± 0.2	± 10		
	120	± 0.2	± 10		
0.2	5	± 0.75	± 30	$\pm 0,2$	± 10
	20	± 0.35	± 15		
	100-120	± 0.2	± 10		
0.5S	1	± 1.5	± 90	-	-
	5	± 0.75	± 45		
	20	± 0.5	± 30		
	100	± 0.5	± 30		
	120	± 0.5	± 30		
0.5	5	± 1.5	± 90	$\pm 0,5$	± 20
	20	± 0.75	± 45		
	100-120	± 0.5	± 30		
1	5	± 3	± 180	± 1	± 40
	20	± 1.5	± 90		
	100-120	± 1	± 60		
3	50-120	± 3	ба меъёр гирифта намешавад	± 3	ба меъёр гирифта намешавад

Ҷадвали 2.7.3 - Саҳви иловагии ҳисобгиракҳои неруи барқи фаъол бо
ГОСТ 30206-94 ва ГОСТ 30207-94

Нишона гузурӣ	Номгуи саҳви иловагӣ	Худуди андозагирӣ, омилҳои таъсирунунанда	Дараҷаи дақиқи ҳисобгирак			
			0,2 ва 0,2S	0,5 ва 0,5S	1	2
$\delta_c U$	Саҳв аз андозагирии шиддати манбаи ҳисобгирак	$\pm 10\%$	0,1	0,2	0,7	1,0
δ_{lf}	Саҳв аз $\delta_c U$ аз андозагирии басомад	$\pm 0.5\%$	$\pm 0.5 \delta_d$	$\pm 0.5 \delta_d$	0,8	1,3
$\delta_{сфк}$	Саҳв аз формаи хати ҷараёни бор (ҷараёни гармокии сеюм аз ҷараёни умумӣ)	10 % аз ҷараёни номиналӣ	0,1	0,1	0,6	0,8
δ_{ct}	Саҳв аз тағйирёбии харорати муҳити атроф	Муайян карда мешавад бо шароити андозагирӣ дар мавзеи энергетикӣ	$\pm 0.05 \delta_d \Delta t$			
$\delta_{cm} -$	Саҳв аз таъсирирасонии доимии майдони магнитӣ	-400 Н.Ш1000 ампер- витков	2	3	3	6
$\delta_{cm} \sim$	Саҳв аз таъсирирасонии берунаи майдони магнитии тағйирёбанда индуксия	0,5 мТл	$\pm \delta_d$	$\pm \delta_d$	2	3
$\delta_{смвч}$	Саҳв аз таъсирирасонии майдони (электромагнитӣ) баландбасомад	Рахти басомад аз 27 то 500 МГц шадидияти майдони магнитӣ 10 В/м	1			3



$\delta_{\text{снн}}$	Сахв аз нобаробарии бор	Мавҷуд будани чараён дар яке аз занҷирҳои пайдарпай хангоми набудани чараён дар дигар занҷирҳои пайдарпай	$\pm 1,5\delta_{\text{д}}$	$\pm 1,2\delta_{\text{д}}$		
$\delta_{\text{сн U}}$	Сахв аз несимметрии шиддат бо катъшавии кӯтоҳмуддат ва зиёдшавии шиддат	Канда шудани як ва ё ду фази шиддат дар шабакаҳои сефази	0,5	1	2	4

Ҷадвали 2.7.4 - Саҳви иловагии ҳисобгиракҳои индуксионии фаъоли неруи барқ бо ГОСТ 6570-96

Нишона гузорӣ	Номгуи саҳви иловагӣ	Майли ҷоизии бузургии таъсиррасон	Дарачаи дақиқи ҳисобгиракҳо		
			0,5	1	2
$\delta_{\text{с U}}$	Сахв аз тағйирёбии шиддат дар занҷири андозагирии ҳисобгирак	$\pm 10\%$	-	-	$\pm 0,1$
$\delta_{\text{с f}}$	Сахв аз тағйирёбии басомад	$\pm 5\%$	$\pm 0,12$	$\pm 0,16$	$\pm 0,26$
$\delta_{\text{ст}}$	Сахв аз тағйирёбии ҳарорати муҳити атроф	Бо шароити андозагирии термистифодабаранда муайян карда мешавад	$\pm 0,03$	$\pm 0,05$	$\pm 0,1$
$\delta_{\text{сs}}$	Сахв аз майли ҳисобгиракӣ барқӣ аз низоми амудӣ	Майли ҳисобгирак аз низоми амудӣ на зиёдтар аз $\pm 3^\circ$	$\pm 0,1$	$\pm 0,13$	$\pm 0,17$
$\delta_{\text{см}}$	Сахв аз таъсиррасонии берунаи майдони магнитии тағйирёбанда индуксия	0,5 мТл	$\pm 1,5$	± 2	± 3
$\delta_{\text{сфк}}$	Сахв аз таъсиррасонии гармоникӣ сеюми хати чараён	10% аз чараёни номиналӣ	$\pm 0,5$	$\pm 0,6$	$\pm 0,8$
$\delta_{\text{снн}}$	Сахв аз нобаробарии бор	Мавҷуд будани чараён дар яке аз занҷирҳои пайдарпай хангоми набудани чараён дар дигар занҷири пайдарпай	$\pm 1,5$	± 2	± 3

Эзоҳ: Дар бандҳои 1-4-и ҷадвал функсияи таъсиррасонии бузургҳои аниқӣ таъсиррасон бо ғоизии як воҳиди андозагирии бузургии таъсиррасон нишон дода шудааст. Барои он ки саҳви аниқӣ бузургии таъсиррасон гирифта шавад, зарур аст бузургии функсияи таъсиррасон, ки дар ҷадвал нишон дода шудааст, ба майли бузургии таъсиррасон аз бузургии муътадил зарб карда шавад.

17. ҶОРАБИНИҶОИ АСОСӢ БАРОИ ҶАСТ НАМУДАНИ ТАЛАФОТИ ТЕХНОЛОГИИ НЕРУИ БАРҚ



235. Ҳангоми интиқол додани неруи барқ аз неругоҳи барқӣ ба истифодабарандагони ҳамаи гуруҳҳои шабакаҳои барқӣ талафоти тавоноии фаъол ва талафоти технологияи неруи барқ ба вуқӯ меояд. Ин талафотҳо дар хатҳои барқии ҳавоӣ ва хатҳои кабелӣ шиддатҳои гуногун, инчунин дар трансформаторҳои шиддатро баланд ва пасткунандаи зеристгоҳҳо ба амал меоянд.

236. Қисми зиёди ин талафотҳо дар хатҳои ҳавоии интиқоли неруи барқ ва қисми камтараш дар трансформаторҳо сарфа мешаванд. Талафоти тавоноӣ ва неруи барқ дар шабакаҳои барқӣ ба як бузургӣ мерасад, ки яке аз омилҳои асосии таъсиррасонии он ба кори боэътимоди шабакаҳои барқӣ ҳисоб меёбад.

237. Қисми зиёди талафоти технологияи неруи барқ (тақминан 60-70%) ба хатҳои барқӣ, аз онҳо ба хатҳои кабелӣ ва хатҳои барқии ҳавоии шиддати 10 кВ ва пасттар аз он рост меояд. Вобаста ба ин чорабиниҳои паст намудани талафоти неруи барқ асосан ба шабакаҳои барқии шиддати то 10 кВ ва бевосита ба шабакаҳои тақсимоти истифодабарандагон дахл дорад.

238. Чорабиниҳои асосии паст намудани талафоти технологияи неруи барқ дар шабакаҳои барқӣ инҳо мебошанд:

- истифода намудани шиддати дараҷаи баланд бо шкалаи шиддатҳои номиналӣ (10 кВ ба ҷойи 6 кВ);
- баланд бардоштани сатҳи шиддати шабакаҳои барқӣ бо истифодаи дастгоҳҳои ба танзимоварии шиддат;
- ба танзимоварии тавоноии фаъол ва ғайрифавол дар гиреҳҳои алоҳидаи шабакаҳои барқӣ;
- истифодаи оқилонаи нақшаи шабакаҳои барқӣ, ки амалӣ намудани сарфакорона бо бор тақсимкунии хатҳои барқӣ ва трансформаторҳо имконият медиҳад;
- тақмили хоҷагиҳои энергетикӣ корхонаҳои саноатӣ чиҳати баланд бардоштани зариби тавоноии фаъол ва дуруст интиҳоб намудани борнокии муҳаррикҳои барқӣ ва ғайра.





**ВАЗОРАТИ ЭНЕРГЕТИКА
ВА ЗАХИРАҶОИ ОБИ ҶУМҲУРИИ
ТОҶИКИСТОН**

734064, ш. Душанбе, кӯчаи Шамсӣ 5/1
Тел: +992 37 235 97 68, Факс: +992 37 236 03 04
E-mail: mewr@mewr.gov.tj, Web: www.mewr.gov.tj

аз «24» 05 соли 2021 № 34

РАСПОРЯЖЕНИЕ

**О Порядке определения нормативов технологических потерь
электрической энергии
150.140.180.**

На основании второго и сорок седьмое абзаца пункта 5 Положения Министерство энергетики и водных ресурсов Республики Таджикистан, утвержденное постановлением Правительства Республики Таджикистан от 3 марта 2014 года, № 149,

РАСПОРЯЖАЮСЬ:

1. Утвердить Порядок определения нормативов технологических потерь электрической энергии (прилагается).
2. Настоящее распоряжение представить в Министерству юстиции Республики Таджикистан для государственной регистрации и ввести в действие после государственной регистрации и официального опубликовании.
3. Открытая акционерная холдинговая компания «Барки Тоҷик», открытая акционерная общество «Шабакахои интиқоли барқ» и открытая акционерная общество «Шабакахои таксимоли барқ» с 1 января 2022 года принят необходимые меры для внедрения и использования современных программ для более точного и прозрачного расчета технологических потерь электроэнергии.
4. Контроль за исполнением данного распоряжения возложить на заместителя министра-куратора в области электроэнергетики.

Министр





«Утверждён»
распоряжением Министра
энергетики и водных ресурсов
Республики Таджикистан
от 24 мая 2021 года, № 34

О Порядке определения нормативов технологических потерь электрической энергии

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1. Порядок определения нормативов технологических потерь электрической энергии (далее - настоящий Порядок) разработан в соответствии второго и сорок седьмое абзаца пункта 5 положения Министерство энергетики и водных ресурсов Республики Таджикистан, утвержденное постановлением Правительства Республики Таджикистан от 3 марта 2014 года, № 149, и предусматривает методику расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях.

2. Основной целью настоящей Порядки является повышение точности и обоснованности результатов расчетов технологических потерь электроэнергии и их структуры в электрических сетях энергосистемы Республики Таджикистан.

3. Расчёты и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях – это одна из важнейших задач учёта и контроля электроэнергии.

4. Решение данной задачи является крайне необходимым для планирования и выполнения мероприятий по снижению как технических, так и коммерческих потерь электроэнергии в энергосистеме Республики Таджикистан.

5. Настоящий Порядок включает в себя принципы, порядок и методологию, а также расчётную базу технических потерь в электрических сетях энергосистемы напряжением 500/220/110/35/10(6)/0,4 кВ.

6. В настоящем Порядке используется наиболее точный метод расчёта технических потерь электроэнергии в электрических сетях на базе схемно-технических расчётов, предполагающих использование полной информации о схемах, параметрах и нагрузках электрических сетей всех классов напряжений.

7. В настоящем Порядки использованы современные теоретические основы и существующий международный практический



8. Выполняемые расчёты весьма трудоёмки, так как требуют сбора, подготовки и обработки данных по большому количеству элементов электрических сетей.

9. Особенно большие объёмы информации необходимы для расчёта потерь в электрических сетях 0,4 кВ. В связи с этим практическая реализация расчётов потерь электроэнергии невозможна без применения соответствующих современных программных комплексов. В настоящее время в ОАХК «Барки Точик» для проведения расчётов и нормирования технических потерь в сетях 500/220/110/ 35 / 10(6)/0,4 кВ внедрён программный комплекс «РАП-СТАНДАРТ» (РАП-10-ст, РАП-110-ст, РАП-ОС-ст, РОСП-ст, РАПУ-ст, РНХ-ст), разработанный ОАО «ВНИИЭ» (г. Москва). Алгоритм расчётов данного Программного комплекса выполнен в полном соответствии с принципами, методологией и расчетной базой настоящей Методики.

10. Результаты расчётов технических потерь электроэнергии и их структуры, выполненные по данной Методики, предназначены для:

- нормирования технических потерь электроэнергии;
- разработке и оценке эффективности мероприятий по снижению потерь;
- расчета и анализа фактических небалансов электроэнергии в электрических сетях,
- выявления и локализации коммерческой составляющей потерь,
- разработки и внедрения мероприятий по совершенствованию учета электроэнергии;
- учета потерь электроэнергии в тарифах для потребителей электроэнергии.

11. При решении задач расчета, анализа, нормирования и снижения потерь электроэнергии в электрических сетях применяют следующие основные понятия и определения:

- отпуск электроэнергии в электрическую сеть электросетевого предприятия (далее по тексту ПЭС) (показатель не используется для межрегиональных магистральных сетей (далее по тексту ММС), $W_{ос}$ — определяемый как разность объемов электроэнергии, поступившей в электрическую сеть $W_{пост}$ и электроэнергии, отпущенной из сети. $W_{отп}$:

$$W_{ос} = W_{пост} - W_{отп} \quad (1.1)$$

Объемы электроэнергии $W_{пост}$ и $W_{отп}$ определяются по показаниям счетчиков головного (коммерческого) учета электроэнергии, установленным в точках поставки электроэнергии (на границе балансовой принадлежности электрических сетей ПЭС).

В случае отсутствия счетчиков электрической энергии в точке поставки электрическая энергия определяется расчетным путем — суммированием или вычитанием электроэнергии, зафиксированной



системой головного (коммерческого) учета, расположенной в согласованной между заинтересованными сторонами точке учета, и технических потерь электроэнергии в оборудовании, расположенном между точкой поставки и точкой учета.

$$W_{\text{ТП}} = W_{\text{Ксу}} \pm \Delta W_{\text{Т}}, \quad (1.2)$$

где $W_{\text{ТП}}$ - электроэнергия в точке поставке.

$W_{\text{Ксу}}$ - электроэнергия в точке головного(коммерческого) учета,

$\Delta W_{\text{Т}}$ - технические потери электроэнергии в оборудовании, расположенном между точкой поставки и точкой учета.

-фактические(отчетные)абсолютные потери электроэнергии, $\Delta W_{\text{Ф}}$ -определяемые как разность объемов электроэнергии, поступившей в электрическую сеть, электроэнергии отпущенной из сети, электроэнергии потребленной приемными устройствами $W_{\text{п}}$, и расходом электроэнергии на производственные (с учетом хозяйственных) нужды подстанции $W_{\text{пн}}$:

$$\Delta W_{\text{Ф}} = W_{\text{пост}} - W_{\text{отп}} - W_{\text{п}} - W_{\text{пн}}. \quad (1.3)$$

Для определения объемов потребления электрической энергии, присоединенными к распределительным электрическим сетям энергопринимающими устройствами используются показания приборов учета электрической энергии этих устройств.

При отсутствии приборов учета на энергопринимающих устройствах или невозможности снятия с них показаний, а также при временном выводе из эксплуатации средств учета используется способ определения объемов потребленной электрической энергии, согласованный с организациями, осуществляющими снабжение электрической энергией или организациями, исполняющими функции снятия показаний приборов учета.

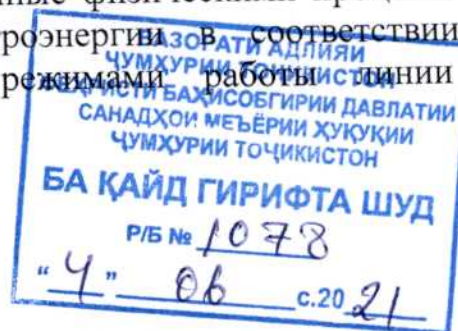
-фактические (отчетные) относительные потери электроэнергии, $\Delta W_{\text{Ф}}\%$ —определяемые отношением их абсолютного значения к отпуску электроэнергии в электрическую сеть:

$$\Delta W_{\text{Ф}}\% = \frac{\Delta W_{\text{Ф}}}{W_{\text{ос}}} 100\%. \quad (1.4.1)$$

Для предприятия электрических сетей и ММС относительное значение фактических потерь электрической энергии определяется отношением их абсолютного значения к отпуску электроэнергии из электрической сети:

$$\Delta W_{\text{Ф}}\% = \frac{\Delta W_{\text{Ф}}}{W_{\text{отп}}} 100\%. \quad (1.4.2)$$

-технические потери электроэнергии в линиях и оборудовании электрической сети, $\Delta W_{\text{Т}}$ — обусловленные физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии в соответствии с техническими характеристиками и режимами работы и



оборудования с учетом расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций. Технические потери определяются расчетным путем в соответствии с настоящей методикой. Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций являются структурной составляющей технологических потерь и определяются по показаниям счетчиков. Технические потери электроэнергии равны сумме условно-постоянных, $\Delta W_{уп}$, и нагрузочных потерь, $\Delta W_{н}$.

$$\Delta W_{т} = \Delta W_{уп} + \Delta W_{н} \quad (1.5);$$

1) условно-постоянные потери электроэнергии — практически не зависящие от нагрузки потери электроэнергии в:

- стали силовых трансформаторов и автотрансформаторов 6-500 кВ, $\Delta W_{х}$;
- на корону в воздушных линиях 110 кВ и выше, $\Delta W_{к}$;
- от токов утечки по изоляторам воздушных линий 6(10) кВ и выше, $\Delta W_{ту}$;
- шунтирующих реакторах; $\Delta W_{шр}$;
- батареях статических конденсаторов; $\Delta W_{БСК}$;
- синхронных компенсаторах (СК); $\Delta W_{ск}$;
- изоляции кабельных линий электропередач 6(10) кВ и выше; $\Delta W_{из}$;

- измерительных трансформаторах тока, напряжения и счетчиках непосредственного включения; $\Delta W_{тт}$, $\Delta W_{тн}$, $\Delta W_{сч}$;

- ограничителях перенапряжения; $\Delta W_{опн}$;

- вентильных разрядниках; $\Delta W_{рв}$;

- устройствах присоединения высокочастотной связи; $\Delta W_{упвч}$

2) соединительных проводах и сборных шинах подстанций; $\Delta W_{спс}$ а также определяемые по счетчикам расходы электроэнергии на собственные нужды подстанций, $\Delta W_{сн}$ и плавку гололеда, $\Delta W_{пг}$;

$$\Delta W_{уп} = \Delta W_{х} + \Delta W_{к} + \Delta W_{ту} + \Delta W_{шр} + \Delta W_{БСК} + \Delta W_{ск} + \Delta W_{из} + \Delta W_{тт} + \Delta W_{тн} + \Delta W_{сч} + \Delta W_{опн} + \Delta W_{рв} + \Delta W_{упвч} + \Delta W_{спс} + \Delta W_{пг} + \Delta W_{сн} \quad (1.6)$$

3) переменные потери электроэнергии, зависящие от нагрузки потерн электроэнергии в:

- воздушных и кабельных линиях 0.4 — 500 кВ. $\Delta W_{н\text{ вл(кл)}}$
- обмотках силовых трансформаторов и автотрансформаторов 6-500 кВ, $\Delta W_{нт}$
- токоограничивающих реакторах подстанций, $\Delta W_{нр}$;

$$\Delta W_{н} = \Delta W_{н\text{ вл(кл)}} + \Delta W_{нт} + \Delta W_{нр}. \quad (1.7)$$

4) коммерческие потери электроэнергии, определяемые как разница между фактическими потерями электроэнергии и технологическими потерями в оборудовании электрической сети;

$$\Delta W_{к} = \Delta W_{ф} - \Delta W_{тпэ} = W_{пост} - W_{отп} - \Delta W_{тпэ} - \Delta W_{потр}; \quad (1.8)$$

5) фактический небаланс электроэнергии в электрической сети,



отнесенный к поступлению электроэнергии в сеть, равен:

$$НБ_{\phi} = (W_{\text{пост}} - W_{\text{отп}} - W_{\text{п}} - W_{\text{пн}} - \Delta W_{\text{т}}) / (1.9)$$

б) потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электрической энергии, - определяемые как предельное относительное значение величины допустимого небаланса электроэнергии в целом по ПЭС:

$$\sqrt{\sum_{i=1}^n \delta_i^2 \cdot d_i^2 + \sum_{j=1}^m \delta_j^2 \cdot d_j^2 + \frac{\delta_3^2}{k_3} \cdot d_3^2 + \frac{\delta_1^2}{k_1} \cdot d_1^2}, \% \quad (1.10)$$

где δ_i (δ_j) - погрешность измерительного канала поступившей (отпущенной) активной электроэнергии по ПЭС определяется по формуле (1.11), %;

d_i (d_j) - доля поступившей (отпущенной) активной электроэнергии от поступления в целом по ПЭС, о.е., определяется по формуле (1.12);

p - количество точек учета, фиксирующих поступление электроэнергии в сеть и отпуск электроэнергии из сети по границе балансовой принадлежности со смежными сетевыми компаниями;

m - количество точек учета, фиксирующих отпуск электроэнергии крупным потребителям;

k_3 - количество точек учета трехфазных потребителей;

k_1 - количество точек учета однофазных потребителей;

d_3 - суммарная доля потребления электроэнергии трехфазными потребителями (за минусом, учтенных в « m ») от суммарного поступления электроэнергии в сеть ПЭС, о.е., определяется по формуле (1.12);

d_1 - суммарная доля потребления электроэнергии однофазными потребителями (за минусом, учтенных в « m ») от суммарного поступления электроэнергии в сеть ПЭС, о.е., определяется по формуле (1.12).

$$\delta = \pm 1,1 \sqrt{\delta_{\text{сч}}^2 + \delta_{\text{тт}}^2 + \delta_{\text{тн}}^2 + \delta_{\text{л}}^2} \quad (1.11)$$

где $\delta_{\text{сч}}$, $\delta_{\text{тт}}$, $\delta_{\text{тн}}$ - основные допустимые погрешности счетчиков, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения при нормальных условиях (принимаются по значению классов точности). %;

$\delta_{\text{л}}$ - предел допустимых потерь напряжения в линиях присоединения счетчиков к ТН, %.

$$d = W / W_{\text{пост}}, \quad (1.12)$$

где W - электроэнергия, учтенная счетчиками электроэнергии; $W_{\text{пост}}$ - суммарное поступление электроэнергии в сеть ПЭС.

В абсолютных единицах потери электроэнергии, обусловленные погрешностями приборов учета, определяются по формуле (1.13);

$$\Delta W_{\text{погр}} = \frac{\delta_{\text{погр}}}{100\%} \times W_{\text{пост}} \quad (1.13)$$

-технологические потери (расход) электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям - определяемые как сумма технических потерь электроэнергии в оборудовании электрической сети ПЭС и потерь, вызванных погрешностью системы учета электроэнергии



$$\Delta W_{\text{ТПЭ}} = \Delta W_{\text{Т}} + \Delta W_{\text{погр.}}, \quad (1.14)$$

-норматив технологических потерь электроэнергии при ее передаче электрическим сетям - значение технологических потерь, определяемое в процентах от величины отпуска электроэнергии в сеть ПЭС.

$$\Delta W_{\text{НТПЭ, \%}} = \frac{\Delta W_{\text{ТПЭ}}}{W_{\text{ос}}} \times 100\% \quad (1.15)$$

12. Для ПЭС и ММС норматив технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям определяется в процентах от отпуска электроэнергии из сети своей компании:

$$\Delta W_{\text{НТПЭ, \%}} = \frac{\Delta W_{\text{ТПЭ}}}{W_{\text{отп}}} \times 100\% \quad (1.16);$$

-норматив потерь электрической энергии - определяемый как сумма нормативных технологических потерь электроэнергии и норматива снижения потерь электроэнергии, $\Delta W_{\text{мсп}}$. Определяется в процентах к отпуску электроэнергии в сеть ПЭС.

$$\Delta W_{\text{НПЭ, \%}} = \frac{\Delta W_{\text{НТПЭ}} + \Delta W_{\text{мсп}}}{W_{\text{ос}}} \times 100\% \quad (1.17).$$

13. Для ПЭС и ММС нормативы потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям определяются в процентах от отпуска электроэнергии из сети своей компании:

$$\Delta W_{\text{НТПЭ, \%}} = \frac{\Delta W_{\text{НТПЭ}} + \Delta W_{\text{мсп}}}{W_{\text{отп}}} \times 100\% \quad (1.18).$$

14. Норматив снижения потерь электроэнергии определяется по формуле:

$$\Delta W_{\text{мсп}} = \frac{\Delta W_{\text{ф}} + \Delta W_{\text{НТПЭ}}}{T}, \quad (1.19)$$

где T - период (количество лет), в течение которого фактические потери будут снижены до величины нормативных технологических потерь электрической энергии.

2. По представленным в данном разделе терминам и определениям можно схематически представить структуру фактических потерь электрической энергии (рисунок 1.1).



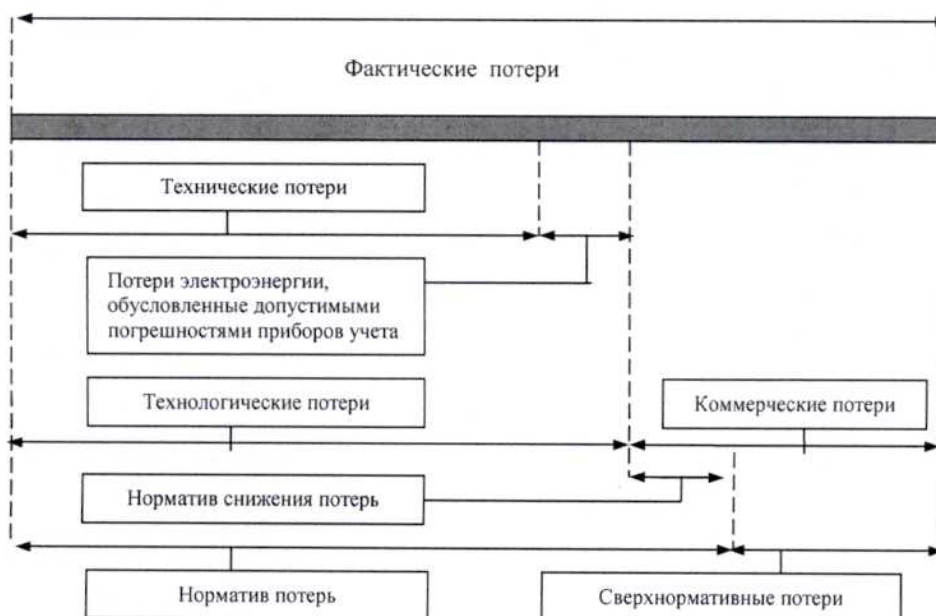


Рисунок 1.1 - Структура фактических потерь электрической энергии

2. МЕТОДЫ РАСЧЕТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

16. Исторически методы расчета потерь электроэнергии в электрических сетях начали разрабатываться с появлением первых электрических сетей в конце XIX века. Все эти методы основываются на законе Джоуля-Ленца и других электротехнических законах. Различия методов и направления их совершенствования определяются в основном информационной обеспеченностью расчетов потерь электроэнергии - чем выше эта обеспеченность, тем более точные методы расчетов могут применяться.

17. Расчеты технических потерь электроэнергии и их структуры выполняются, для:

- нормирования потерь, выбора и оценки эффективности мероприятий по их снижению;

- расчета и анализа фактических небалансов электроэнергии в электрических сетях, выявления и локализации коммерческой составляющей потерь, разработки и внедрения мероприятий, по совершенствованию учета электроэнергии;

- учета потерь в тарифах на электроэнергию для потребителей, присоединенных к электрическим сетям различных ступеней напряжения: ВН (110 кВ и выше), СН I (35-6 кВ), СН II (1-20 кВ), НН (0,4 кВ и ниже).

18. Основной целью для совершенствования метода расчетов



потерь электроэнергии на современном этапе - повышение точности и обоснованности результатов расчета.

19. Главная цель совершенствования - повышение точности и достоверности результатов расчетов потерь и их структуры.

20. Основные направления совершенствования методов расчетов потерь электроэнергии:

- использование всей имеющейся в электросетевых организациях информации;

- учет максимально-возможного количества составляющих технологических потерь электроэнергии;

- максимальное использование возможности современных вычислительных средств.

21. Основными направлениями совершенствования программного обеспечения по расчетам потерь электроэнергии являются:

- интеграция разрабатываемых программных средств базами данных оборудования и параметров электрических сетей, функциональными подсистемами АСУП, АСДУ и АСКУЭ энергосистем и филиалов электрических сетей;

- использование современных человеко-машинных интерфейсов для подготовки ДАННЫХ и выдачи результатов расчетов, их автоматического контроля;

- переход от расчетов потерь к расчету балансов электроэнергии с учетом потерь;

- обеспечение наглядности результатов расчета;

- повышение надежности и устойчивости работы программных средств.

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В ЭЛЕМЕНТАХ СЕТИ

22. В зависимости от типа оборудования для определения численных значений суммарных технических потерь электрической энергии, в элементах электрической сети используются следующие формулы.

§1. Потери электрической энергии в воздушной линии (ВЛ)

23. Суммарные потери электроэнергии в воздушной линии (ВЛ) за расчетный период Т определяются по формуле:

$$\Delta W_{\text{ВЛ}} = \Delta W_{\text{н вл}} + \Delta W_{\text{к}} + \Delta W_{\text{ТУ}} \quad (2.1.1)$$

где $\Delta W_{\text{н вл}}$ - переменные потери электрической энергии в ВЛ;

$\Delta W_{\text{к}}$ - потери электрической энергии на корону ВЛ номинальным напряжением 110 кВ и выше;

$\Delta W_{\text{ТУ}}$ - потери электрической энергии от токов утечки по изоляторам ВЛ номинальным напряжением 6(10) кВ и выше.

§2. Потери электрической энергии в кабельной линии

24. Суммарные потери электроэнергии в кабельной линии (КЛ) за расчетный период Т определяются по формуле:

$$\Delta W_{\text{КЛ}} = \Delta W_{\text{н кл}} + \Delta W_{\text{из}} \quad (2.2)$$



где, $\Delta W_{\text{кл}}$ - переменные потери электрической энергии в КЛ; $\Delta W_{\text{из}}$ - потери электрической энергии в изоляции КЛ.

§3. Потери электрической энергии в трансформаторах

25. Суммарные потери электроэнергии в двухобмоточных трансформаторах (в том числе в трансформаторах собственных нужд), автотрансформаторах (трехобмоточных трансформаторах, трансформаторах с расщепленной обмоткой) за расчетный период T определяются по формуле:

$$\Delta W_{\text{тр}} = \Delta W_{\text{н тр}} + \Delta W_{\text{х}} \quad (2.1.3)$$

где $\Delta W_{\text{н тр}}$ - переменные потери электрической энергии в трансформаторах;

$\Delta W_{\text{х}}$ - потери электрической энергии на холостой ход трансформаторов.

§4. Потери электрической энергии в токоограничивающих реакторах

26. Потери электроэнергии в токоограничивающих реакторах за расчетный период T являются переменными потерями и определяются разными методами в зависимости от имеющейся информации для расчета.

§5. Потери электрической энергии в остальном оборудовании

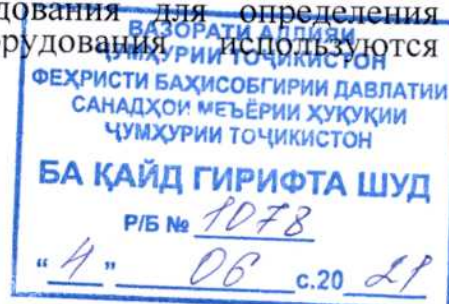
27. Потери электроэнергии в компенсирующих устройствах, шунтирующих реакторах, измерительных трансформаторах тока и напряжения, счетчиках, вентильных разрядниках, ограничителях перенапряжения, устройствах присоединения высокочастотной связи, соединительных проводах и сборных шинах подстанций за расчетный период T являются условно-постоянными потерями.

28. Расход электроэнергии на плавку гололеда и на собственные нужды подстанций равны фактическому расходу электроэнергии, определяемому по счетчикам электроэнергии.

4. РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ

29. Данные для расчетов параметров электрооборудования определяют из паспортных данных электрооборудования или из справочников. Данные для расчетов параметров трансформаторов определяют из журнала испытаний данного трансформатора, при отсутствии таких данных - из справочников.

30. В зависимости от типа оборудования для определения численных значений параметров оборудования используются следующие формулы.



§1. Воздушная линия

31. Воздушные линии электропередачи 110 кВ и выше представляются П-образными схемами замещения.

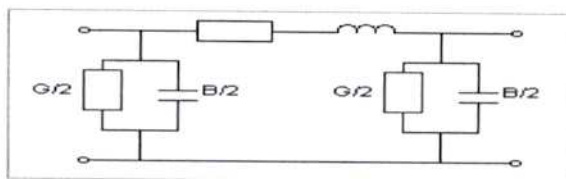


Рисунок 2.2.1 - П-образная схема замещения линии

32. Активное сопротивление ВЛ определяется в соответствии с паспортными данными по формуле:

$$R_{ВЛ} = r_0^{20} \times L \times (1 + 0.004 \times (\Theta - 20)) / n_{ц}, \text{ Ом} \quad (2.2.1)$$

r_0^{20} - активное удельное сопротивление провода при его температуре 20 °С, Ом/км;

L — длина линии, км;

Θ - температура провода, °С

$n_{ц}$ - количество цепей, шт.

33. В формуле (2.2.1) принимается, что при средней загрузке линий ниже экономической плотности тока, температура провода приблизительно равна температуре воздуха.

34. Реактивное сопротивление ВЛ определяется по формуле:

$$X_{ВЛ} = x_0 \times L / n_{ц}, \text{ Ом} \quad (2.2.2)$$

где x_0 - реактивное удельное сопротивление провода. Ом/км.

Реактивное удельное сопротивление определяется по формуле]:

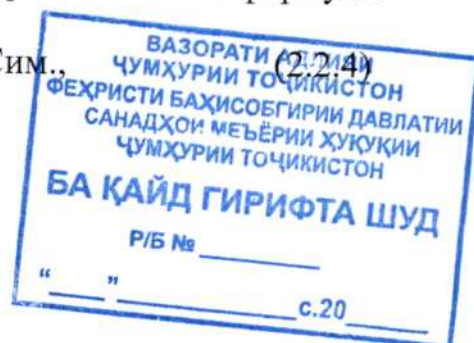
$$X_0 = 0,144 \times \lg \left(\frac{D_{ср}}{\sqrt{r \times a_{ср}^{n-1}}} \right) + \frac{0,016}{n}, \text{ Ом/км} \quad (2.2.3)$$

где $D_{ср}$ - среднегеометрическое расстояние между фазами, см; r - радиус провода, см;

$a_{ср}$ - среднегеометрическое расстояние между проводами одной фазы, см; n - число проводов в фазе.

35. Активная проводимость (если расчеты проводятся с учетом короны для линий 110 кВ и выше) определяется по формуле:

$$G = g_0 - L, \text{ Сим.}, \quad (2.2.4)$$



где g_0 - активная удельная проводимость, Сим/км.

36. Активная удельная проводимость определяется по формуле:

$$g_0 = \frac{\Delta P_{\text{кор}}}{U_n^2}, \text{ Сим/км.} \quad (2.2.5)$$

$$U_n^2$$

где $\Delta P_{\text{кор}}$ - потери на корону, определяются в соответствии со справочными данными, кВт/км.

U_n - номинальное напряжение, кВ.

37. Реактивная проводимость определяется по формуле:

$$B = b_0 \cdot L, \text{ Сим} \quad (2.2.6)$$

где b_0 - реактивная удельная проводимость, Сим/км.

38. Реактивная удельная проводимость определяется по формуле:

$$b_0 = \frac{7,58}{\lg \left(\frac{D_{\text{ср}}}{r \times a_{\text{ср}}^{n-1}} \right)} \times 10^{-6} \text{ Сим/км.} \quad (2.2.7)$$

39. Для большинства расчетов в сетях 110 кВ и выше линии электропередачи может представляться схемой замещения на рисунке 2.2.2.

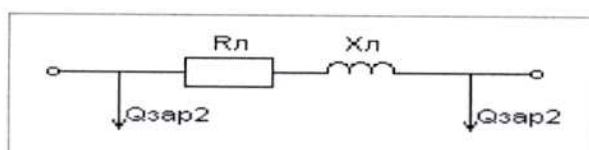


Рисунок 2.2.2 - Упрощенная схема замещения линии

40. Зрядная мощность определяется по формуле:

$$Q_{\text{зар}} = q_0 \times L, \text{ МВар,} \quad (2.2.8)$$

где q_0 - зарядная удельная мощность. Мвар/км.

41. Зрядная удельная мощность определяется по формуле:



$$q_0 = b_0 \cdot U^2, \text{ Мвар/км.} \quad (2.2.9)$$

42. Удельные расчетные параметры линий электропередачи определяются в соответствии со справочными данными.

§2. Кабельная линия

43. Кабельные линии электропередачи, как и воздушные, представляются П-образной схемой замещения (Рис. 2.2.1). Активное сопротивление определяется в соответствии с паспортными данными по формуле:

$$R_{кл} = r_0 \cdot L / n_{ц}, \text{ Ом,} \quad (2.2.10)$$

где r_0 - активное удельное сопротивление кабеля.

Ом/км;

L - длина кабеля, км;

$n_{ц}$ - количество цепей, шт.

44. Реактивное сопротивление КЛ определяется в соответствии с паспортными данными по формуле:

$$X_{кл} = x_0 \cdot L / n_{ц}, \text{ Ом,} \quad (2.2.11)$$

x_0 - реактивное удельное сопротивление кабеля. Ом/км.

45. Зарядная мощность определяется по формуле:

$$Q_{зар} = q_0 \cdot L, \text{ МВар,} \quad (2.2.12)$$

46. Зарядная удельная мощность определяется по формуле:

$$q_0 = b_0 \cdot U^2, \text{ Мвар/км.} \quad (2.2.13)$$

47. Для кабельных линий 110 кВ и выше необходимо учитывать активную проводимость G , которая определяется потерями активной мощности в изоляции кабеля.

48. Активная проводимость определяется по формуле:

$$G = B \cdot \operatorname{tg} \delta, \text{ Сим} \quad (2.2.14)$$

где $\operatorname{tg} \delta$ - тангенс диэлектрических потерь, принимаемый по данным заводов изготовителей.

§3. Двухобмоточный трансформатор

49. Двухобмоточные трансформаторы представляются Г-образной схемой замещения.

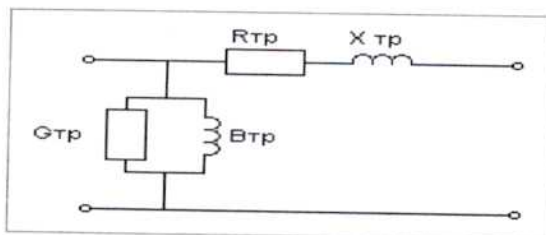


Рисунок 2.2.3 - Г-образная схема замещения двух обмоточных трансформаторов

50. Активное сопротивление трансформатора определяется в соответствии с паспортными данными по формуле:

$$R_{\text{ТР}} = \Delta P_{\text{кз}} \frac{U_{\text{В}}^2}{S_{\text{Н}}^2}, \text{ Ом} \quad (2.2.15)$$

где $\Delta P_{\text{кз}}$ - потери мощности короткого замыкания, кВт;
 $U_{\text{В}}$ - номинальное напряжение высшее, кВ;
 $S_{\text{Н}}$ - полная номинальная мощность, МВА.

51. Реактивное сопротивление трансформатора определяется в соответствии с паспортными данными по формуле:

$$X_{\text{ТР}} = \frac{U_{\text{кз}} U_{\text{В}}^2}{100 S_{\text{Н}}}, \text{ Ом}, \quad (2.2.16)$$

$U_{\text{кз}}$ - напряжение короткого замыкания, %.

52. Активная проводимость определяется в соответствии с паспортными данными по формуле:

$$G_{\text{ТР}} = \frac{\Delta P_{\text{хх}}}{U_{\text{В}}^2}, \text{ Сим}, \quad (2.2.17)$$

где $\Delta P_{\text{хх}}$ - потери холостого хода (потери в стали), МВт.

53. Реактивная проводимость определяется в соответствии с паспортными данными по формуле:

$$B_{\text{ТР}} = \frac{I_{\text{х}} * S_{\text{Н}}}{100 * U_{\text{В}}^2}, \text{ Сим}, \quad (2.2.18)$$

где $I_{\text{х}}$ - ток холостого хода, %

54. Для большинства расчетов двухобмоточные трансформаторы представляются упрощенной схемой замещения, представленной на Рисунке 2.2.4.



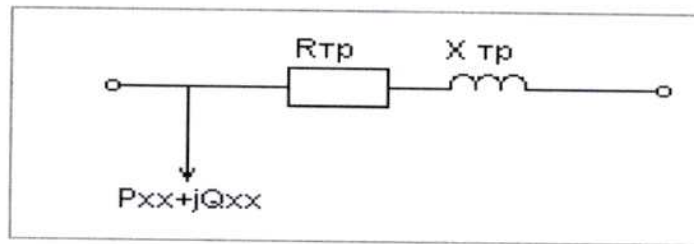


Рисунок 2.2.4 - Упрощенная схема замещения двухобмоточных трансформаторов

55. Реактивная составляющая потерь холостого хода;

$$\Delta Q_x = \frac{I_x}{100} S_H, \text{ МВАР}, \quad (2.2.19)$$

§4. Трехобмоточный трансформатор

56. Трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы представляются трехлучевой схемой замещения.

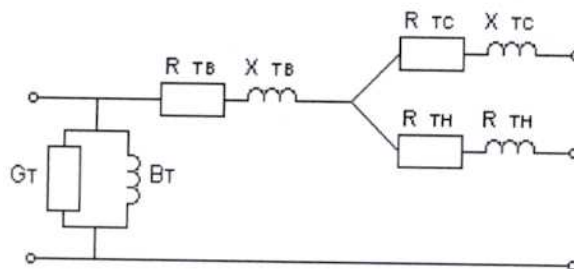


Рисунок 2.2.5 - Трехлучевая схема замещения трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов

57. Активные сопротивления трехобмоточного трансформатора (автотрансформатора) определяются для каждой обмотки отдельно в соответствии с паспортными данными по формуле:

$$R_{атв} = \Delta P_{кзв} \frac{U_E^2}{S_a^2}; \quad R_{атс} = \Delta P_{кзс} \frac{U_c^2}{S_a^2}; \quad R_{атн} = \Delta P_{кзн} \frac{U_H^2}{S_a^2}; \quad (2.2.20)$$

где $\Delta P_{кзв}$, $R_{атс}$, $\Delta P_{кзн}$ - потери мощности короткого замыкания, кВт, определяемые по формуле

$$\Delta P_{кзв} = 0,5 (\Delta P_{кзвс} + \Delta P_{кзвн} - \Delta P_{кзсн})$$



$$\begin{aligned}\Delta P_{\text{КЗС}} &= 0,5 (\Delta P_{\text{КЗ ВС}} + \Delta P_{\text{КЗ СН}} - \Delta P_{\text{КЗ ВН}}) \\ \Delta P_{\text{КЗН}} &= 0,5 (\Delta P_{\text{КЗ ВН}} + \Delta P_{\text{КЗ СН}} - \Delta P_{\text{КЗ ВС}})\end{aligned}\quad (2.2.21)$$

$U_{\text{В}}, U_{\text{С}}, U_{\text{Н}}$ - номинальные напряжения высшее, среднее и низшее соответственно, кВ;

$S_{\text{Н}}$ - полная номинальная мощность, МВА.

58. Более распространенным является определение сопротивления трансформатора, приведенных к напряжению высшей обмотки. В этом случае, в формуле (2.2.8) вместо $U_{\text{С}}$ и $U_{\text{Н}}$ используется $U_{\text{В}}$.

59. Реактивные сопротивления трехобмоточного трансформатора (автотрансформатора) определяются для каждой обмотки отдельно в соответствии с паспортными данными по формулам:

$$X_{\text{АТ В}} = \frac{U_{\text{КЗ В}}}{100} \frac{U_{\text{В}}^2}{S_{\text{Н}}}; \quad X_{\text{АТ С}} = \frac{U_{\text{КЗ С}}}{100} \frac{U_{\text{С}}^2}{S_{\text{Н}}}; \quad X_{\text{АТ Н}} = \frac{U_{\text{КЗ Н}}}{100} \frac{U_{\text{Н}}^2}{S_{\text{Н}}}; \quad (2.2.22)$$



где $U_{кз\text{ в}}, U_{кз\text{ с}}, U_{кз\text{ н}}$ - напряжения короткого замыкания, %, определяемые по формуле:

$$\begin{aligned} U_{кз\text{ в}} &= 0,5(U_{кз\text{ ВС}} + U_{кз\text{ ВН}} - U_{кз\text{ СН}}) \\ U_{кз\text{ с}} &= 0,5(U_{кз\text{ ВС}} + U_{кз\text{ СН}} - U_{кз\text{ ВН}}) \\ U_{кз\text{ н}} &= 0,5(U_{кз\text{ ВН}} + U_{кз\text{ СН}} - U_{кз\text{ ВС}}) \end{aligned} \quad (2.2.23)$$

где $U_{кз\text{ ВС}}, U_{кз\text{ ВН}}, U_{кз\text{ СН}}$ - напряжения короткого замыкания для пар обмоток, %. Активная и реактивная проводимость определяются по формулам (2.2.17-2.2.18).

60. Реактивная составляющая потерь холостого хода определяется по формуле (2.2.19).

61. В паспортных данных однофазных трансформаторов (автотрансформаторов) указаны потери короткого замыкания на фазу.

62. Для трансформатора, имеющего различные номинальные мощности отдельных обмоток, паспортные значения потерь мощности и напряжении короткого замыкания должны быть приведены к мощности обмотки высокого напряжения. Приведение производится по парам обмоток для потерь мощности пропорционально квадрату отношения номинальных мощностей обмоток, для напряжения короткого замыкания – пропорционально отношению номинальных мощностей

§5. Трансформатор с расщепленной обмоткой

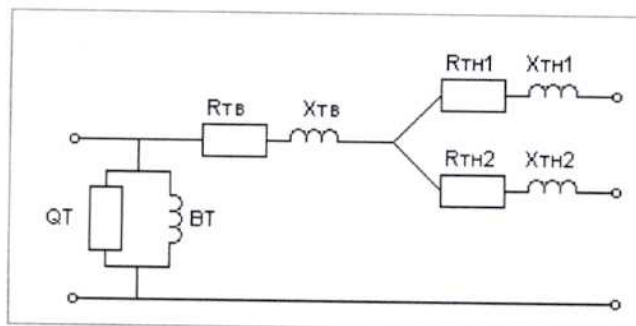


Рисунок 2.2.6 - Схема замещения трансформатора с расщепленной обмоткой

63. Активные сопротивления трансформатора с расщепленной обмоткой определяются для каждой обмотки отдельно в соответствии с паспортными данными по формуле:

$$R_{ТВ} = \Delta P_{кз} \frac{U_B^2}{2 \times S_H^2}, \text{ Ом} \quad (2.2.24)$$

$$R_{TH1} = R_{TH2} = 2 \times R_{ТВ}, \text{ Ом}$$



$$(2.2.25)$$

64. Реактивные сопротивления трансформатора с расщепленной обмоткой определяются для каждой обмотки отдельно в соответствии с паспортными данными по формуле:

$$X_{TB} = \frac{U_{K3}}{100} \cdot \frac{U_B^2}{S_H} \cdot \left[1 - \frac{K_D}{4} \right], \quad OM. \quad (2.2.26)$$

$$X_{TH1} = X_{TH2} = \frac{U_{K3}}{100} \cdot \frac{U_B^2}{S_H} \cdot \frac{K_D}{2}, \quad OM \quad (2.2.27)$$

$$\text{где } K_D = 4 \cdot \left(\frac{U_{K3 \text{ В-Н1}}}{U_{K3 \text{ В-Н}}} - 1 \right)$$

65. Активная и реактивная проводимость определяются по формулам (2.2.17 – 2.2.18).

66. Реактивная составляющая потерь холостого хода определяется по формуле (2.2.19)

5. МЕТОДЫ РАСЧЕТА УСЛОВНО-ПОСТОЯННЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

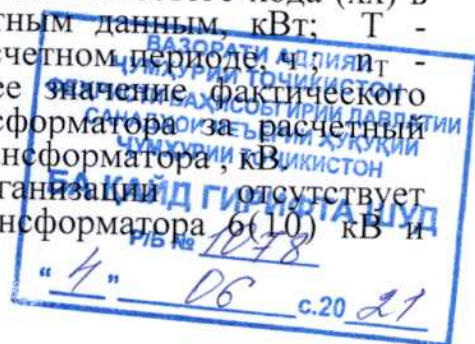
§1. Потери электроэнергии в трансформаторах

67. Потери электроэнергии в стали силовых трансформаторов и автотрансформаторов 6-1150 кВ определяют для каждого силового трансформатора, находящегося под напряжением и на балансе данной энергоснабжающей организации, с разбивкой по ступеням напряжения ВН, СНІ, СНІІ по формуле:

$$\Delta W_X = \sum \Delta P_{Xi} \cdot T_l \cdot \left[\frac{U_{\text{срi}}}{U_{\text{ном}}} \right]^2, \text{кВт.ч}, \quad (2.3.1)$$

где ΔP_x - номинальное значение потерь мощности холостого хода (хх) в силовом трансформаторе, определяемое по паспортным данным, кВт; Т - число часов работы силового трансформатора в расчетном периоде, ч; n_т - число трансформаторов, шт; U_{ср} - среднее значение фактического напряжения обмотки высшего напряжения трансформатора за расчетный период Т, кВ; U_{ном} - номинальное напряжение трансформатора, кВ.

68. Если в данной электросетевой организации отсутствует информация о паспортных данных каждого трансформатора 6(10) кВ и



продолжительности его работы, можно вычислить потери по усредненным справочным данным в зависимости от номинальной мощности трансформаторов и их количества по формулам:

для трансформаторов 6 кВ

$$\Delta W_{X6} = (0.25n_{20-40} + 0.35n_{50-63} + 0.6n_{100} + 1.0n_{160-180} + 0.66n_{250} + 0.92n_{320-400} + 1.3n_{560-630} + 2.5n_{1000})T, \text{ кВт.ч}, \quad (2.3.2)$$

для трансформаторов 10 кВ

$$\Delta W_{X10} = (0.19n_{20-40} + 0.26n_{50-63} + 0.36n_{100} + 0.56n_{160-180} + 0.82n_{250} + 1.05n_{320-400} + 1.56n_{560-630} + 2.45n_{1000})T, \text{ кВт.ч} \quad (2.3.3)$$

69. В формулах (2.3.2 – 2.3.3) n_{20-40} , n_{50-63} и т.д. - суммарное количество распределительных трансформаторов 6 или 10 кВ мощностью 20-40 кВА, 50-63 кВА и т.д., находящихся в работе и на балансе ПЭС по состоянию на последнее число расчетного периода; числовые коэффициенты при n - усредненные значения потерь мощности х.х., кВт, трансформаторов соответствующей мощности.

Примечание: по формулам (2.3.2-2.3.3) вычисляют потери электроэнергии в стали электроэнергии на СН установлены на стороне НН этих трансформаторов. Если счетчики установлены на стороне ВН трансформаторов СН, потерн в этих трансформаторах входят, а расход электроэнергии на СН подстанций.

§2. Потери электроэнергии в воздушных линиях

70. Потери электроэнергии на корону в линиях 110-500 кВ определяют для каждой линии, находящейся под напряжением и на балансе данной энергоснабжающей организации по формуле:

$$\Delta W_K = \sum_{j=1}^{n_L} l_j \sum_{i=1}^4 \Delta P_{Ki} \cdot t_{ji}, \text{ кВт.ч}, \quad (2.3.4)$$

где ΔP_K - удельные потери мощности на корону i -го вида погоды (изморози, снега, дождя, хорошей погоды), кВт/км

l_j - протяженность j -й ВЛ, км;

t_i - продолжительность i -го вида погоды (изморози, снега, дождя, хорошей погоды) в расчетном периоде T , ч; n_L - количество линий, в которых рассчитывают потери электроэнергии на корону, шт. При отсутствии информации о продолжительностях вида погоды потери электроэнергии на корону определяются по формуле:

$$\Delta W_K = \sum_{J=1}^{n_L} l_J \cdot \Delta W_{KJ}, \text{ кВт.ч} \quad (2.3.5)$$

где ΔW_K - удельные потери электроэнергии на корону, тыс.кВт.ч /км (определяются в зависимости от региона расположения линии).

71. Рекомендуется пользоваться уточненными значениями удельных потерь мощности на корону для конкретного климатического района. Для оценки влияния фактических напряжений на линиях можно воспользоваться формулой (2.3.6).

$$\Delta W_K = \sum_{J=1}^{n_L} l_J \left[\frac{U_{срj}}{U_{НОМj}} \right]^2 \sum_{i=1}^4 \Delta P_{Ki} \cdot t_{ji}, \text{ кВт.ч}, \quad (2.3.6)$$

где $U_{срj}$ - среднее значение фактического напряжения на j -той линии в



течении расчетного периода T , ч;

$U_{НОМj}$ - номинальное напряжение j -той линии, кВ.

§3. Потери электроэнергии в шунтирующих реакторах.

72. Потери электроэнергии в шунтирующих реакторах 220-500 кВ рассчитывают по формуле, аналогичной (2.3.1):

$$\Delta W_{шд} = \sum_{i=1}^{n_p} \Delta P_{хди} \cdot T_i \cdot \left[\frac{U_{срi}}{U_{НОМi}} \right]^2, \quad \text{кВт. ч}, \quad (2.3.7.)$$

где, $\Delta P_{хд}$ - номинальное значение потерь мощности холостого хода шунтирующего реактора, определяемое по его паспортным данным, кВт;

T - число часов работы реактора в расчетном периоде, ч;

n_p - количество шунтирующих реакторов, находящихся под напряжением и на балансе данной энергоснабжающей организации, шт.;

$U_{ср}$ - среднее значение фактического напряжения на шунтирующем реакторе, кВ;

$U_{НОМ}$ - номинальное напряжение шунтирующего реактора, кВ.

§4. Потери электроэнергии в батареях статических конденсаторов и статистических тиристорных компенсаторах

73. Потери электроэнергии в батареях статических конденсаторов и статических тиристорных компенсаторах определяют по формуле:

$$\Delta W_{БСК} = \sum_{i=1}^{n_k} \Delta P_{0i} Q_{ki} T_{ki}, \quad \text{кВт.ч}, \quad (2.3.8)$$

где ΔP_0 - удельные номинальные потери мощности в соответствии с паспортными данными, кВт/квар; Q_k - располагаемая мощность батареи, КВАр;

T_k - число часов работы батареи в течение расчетного периода, ч;

n_k - количество батарей статических конденсаторов, шт.

§5. Потери электроэнергии в синхронных компенсаторах

74. Условно – постоянные потери электроэнергии в синхронных компенсаторах (СК) и генераторах, работающих в режиме СК (ГСК), определяют по формуле:

$$\Delta W_{СК} = (0,4 + 0,1\beta_0^2) \Delta P_{НОМ} \cdot T_p \quad (2.3.9)$$

где β_0 – коэффициент максимальной нагрузки СК в расчетном периоде;

$\Delta P_{НОМ}$ - потери мощности в режиме номинальной загрузки СК в соответствии с паспортными данными.

§6. Потери электроэнергии в изоляции кабельных линий

75. Потери электроэнергии в изоляции кабельных линий электропередачи 6(10) – 500 кВ определяют по формуле:



$$\Delta W_{\text{кл}} = \sum_{i=1}^{n_k} Q_{0i} \cdot L_{\text{ки}} \cdot \text{tg} \delta_i \cdot T_i, \text{ кВт.ч (2.3.10)}$$

где Q_0 – удельная зарядная мощность кабеля по его паспортным данным, кВАр/км; $L_{\text{к}}$ – протяженность кабельной линии, км; $\text{tg} \delta$ – тангенс угла диэлектрических потерь по данным заводов-изготовителей кабелей. При отсутствии таких данных допускается принимать $\text{tg} \delta = 0,004$; T – число часов работы кабельной линии в отчетном периоде, ч; n_k – число кабельных линий 6(10) – 500 кВ, находящихся в работе и на балансе энергоснабжающей организации, шт.

§7. Потери электроэнергии в измерительных трансформаторах тока и напряжения, электрических счетчиках, вентильных разрядниках, ограничителях перенапряжения, устройствах присоединения ВЧ-связи.

76. Потери электроэнергии в вентильных разрядниках, ограничителях перенапряжений, устройствах присоединения ВЧ-связи, измерительных трансформаторах напряжения, электрических счетчиках 0,22-0,66 кВ принимают в соответствии с данными заводов-изготовителей оборудования:

$$\Delta W = \sum_{j=1}^6 \Delta P_j \cdot \sum_{i=1}^n T_i n_i \quad (2.3.11)$$

где ΔP_j – потери мощности j – того оборудования в соответствии с данными заводов-изготовителей, кВт; n – количество оборудования, шт.

§8. Потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам воздушных линий

77. Потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам воздушных линий 6(10)-500 кВ определяют для каждой линии, находящейся под напряжением и на балансе данной энергоснабжающей организации по формуле:

$$\Delta W_{\text{тв}} = \sum_{i=1}^n L_i \sum_{j=1}^3 \Delta P_{\text{тви}} \cdot t_{ji}, \text{ кВт*соат} \quad (2.3.12)$$

где $\Delta P_{\text{тви}}$ – удельные потери мощности от токов утечки i – того вида погод кВт. км

L_j – протяженность j -й ВЛ, км;

t_i – продолжительность i -го вида погоды расчетном периоде T , ч;

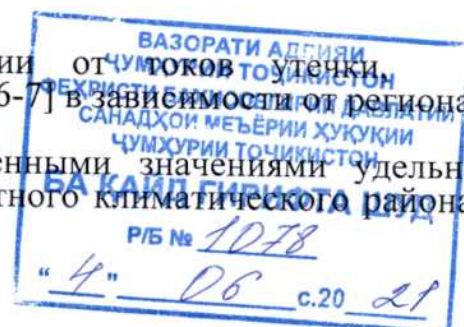
$n_{\text{ч}}$ – количество линий, в которых рассчитывают потери электроэнергии от токов утечки, шт.

78. При отсутствии информации о продолжительностях вида погоды потерн электроэнергии от токов утечки определяются, но формуле:

$$\Delta W_{\text{тв}} = \sum_{j=1}^{n_{\text{л}}} L_j \Delta W_{\text{тви}}, \text{ кВт. ч}, \quad (2.3.13)$$

где $\Delta W_{\text{тв}}$ – удельные потери электроэнергии от токов утечки, тыс.кВт.ч/км (определяются в соответствии с [6-7] в зависимости от региона расположения j -й линии).

79. Рекомендуются пользоваться уточненными значениями удельных потерь мощности от токов утечки для конкретного климатического района и



для повышения точности расчетов учитывать по соответствующим программам (или измерениям) фактические напряжения на линиях с использованием формулы 2.3.6.

§9. Потери электроэнергии в соединительных проводах и сборных шинах подстанций

80. Потери электроэнергии в соединительных проводах и сборных шинах подстанций определяют по формуле (7):

$$\Delta W_{\text{сппс}} = \sum_{k=1}^m \Delta W_{\text{сппс}i} k \quad (2.3.14)$$

где $\Delta W_{\text{сппс}}$ - потери электроэнергии в соединительных проводах и сборных шинах одной подстанции i -го класса напряжения, кВтч (принимают в соответствии с таблицей I [6]);
 k - Количество подстанций i -го класса напряжения, шт.

§10. Расход электроэнергии на плавку гололеда

81. Расход электроэнергии на плавку гололеда определяется на основе приборов учета, установленных на устройствах плавки гололеда.

§9. Расход электроэнергии на собственные нужды

82. Расход электроэнергии на СН подстанций определяют по показаниям счетчиков, установленных на присоединениях трансформаторов СН, в сумме и с разбивкой по ступеням напряжения: 1150, 750, 500, 220, 110 и 35 кВ [6]. При этом абоненты, не относящиеся к СН, присоединенные к этим трансформаторам, должны иметь собственные расчетные счетчики электроэнергии и расчет по ним должен осуществляться в установленном порядке.

6. МЕТОДЫ РАСЧЕТА ПЕРЕМЕННЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

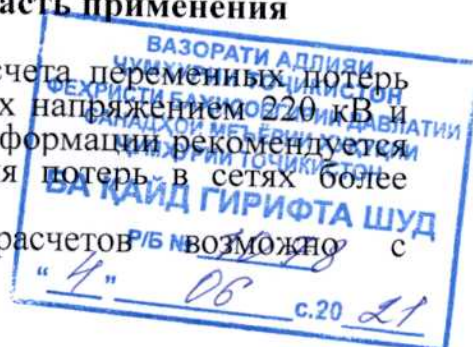
83. В зависимости от ступени напряжения и информационной обеспеченности используются следующие методы расчетов переменных потерь электроэнергии и оборудовании электрической сети ПЭС (методы представлены в порядке понижения точности получаемых результатов расчета) [6]:

- оперативных расчетов;
- контрольных суток;
- средних нагрузок;
- числа часов наибольших потерь;
- оценочные методы расчета потерь электроэнергии в электрических сетях 0,38 кВ.

§1. Метод оперативных расчетов область применения

84. Метод применяется в основном для расчета переменных потерь электроэнергии в замкнутых электрических сетях напряжением 220 кВ и выше. При наличии необходимого количества информации рекомендуется использование этого метода и для определения потерь в сетях более низкого напряжения.

85. Применение метода оперативных расчетов возможно с



использованием специально разработанных программных комплексов, обеспечивающих расчет серии режимов по данным телеизмерений (ТИ).

86. Перечень исходных данных для расчета:

87. Исходная информация разделяется на условно-постоянную и переменную.

88. В состав условно-постоянной информации входят данные о составе ТИ и ТС, местах их расстановки, схемах подстанций, параметрах схемы замещения электрической сети, названиях элементов, допустимых пределах изменения параметров, базовых режимах и т.п. Условно постоянная информация один раз заносится в локальную информационную базу и корректируется по мере необходимости.

89. В состав переменной информации входят телесигналы (ТС) и ТИ.

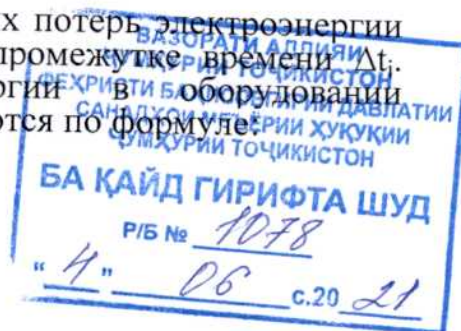
90. Исходная схема замещения электрической сети представляется в традиционной форме в виде массива узлов и массива ветвей.

91. Расчет технических потерь электроэнергии выполняется с использованием следующих исходных данных:

- схема электрической сети с указанием на ней:
- наименований центров питания (ЦП);
- отходящих от ЦП линий;
- номеров (наименований) ПС и номинальных мощностей установленных в них силовых трансформаторов;
- нормальных разрезов (точек деления) сети;
- марок, сечений и длин воздушных и кабельных линий;
- мест установки счетчиков расчетного и технического учета электроэнергии, фиксирующих отпуск электроэнергии в электрическую сеть;
- элементов электрической сети, находящихся на балансе потребителя;
- параметры элементов сети (активные и реактивные сопротивления линий и трансформаторов);
- реактивные проводимости ветвей на землю;
- номинальные напряжения узлов сети;
- начальные приближения модулей напряжения узлов;
- активные и реактивные нагрузки всех узлов по данным ТИ;
- активные и реактивные проводимости узлов на землю;
- активные мощности генерирующих узлов, кроме балансирующего узла;
- допустимые пределы изменения генерируемой активной мощности генерирующих узлов;
- допустимые пределы изменения генерируемой реактивной мощности генерирующих узлов;
- балансирующий узел и номера опорных генераторных узлов.

§2. Методика расчета

92. Методика основана на расчете переменных потерь электроэнергии в каждом i -м элементе электрической сети на промежутке времени Δt . Суммарные переменные потери электроэнергии в оборудовании электрической сети за расчетный период определяются по формуле:



$$\Delta W_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m \Delta W_{ij} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m \Delta P_{ij} \cdot \Delta t_i, \quad (2.4.1.1)$$

где n - число элементов сети;

m - Количество интервалов времени Δt , в расчетном периоде;

ΔW_{ij} - переменные потери электроэнергии в сопротивлении i -го элемента на промежутке времени Δt , мВт;

ΔP_{ij} - переменные потери мощности в сопротивлении i -го элемента при нагрузках, измеренных на промежутке времени Δt , мВт.

93. Из формулы (3.4.1.1) видно, что чем меньше величина Δt , тем точнее результат расчета. Следовательно, наиболее точным является определение потерь мощности по результатам расчетов установившихся режимов (УР) "в темпе процесса" по одной из известных программ с использованием текущих значений телеизмерений (ТИ) и непрерывным контролем телесигналов (ТС), т.е. коммутационного состояния сети.

94. В результате расчета УР определяют уровни напряжения в узлах сети, фазовые углы напряжения, потоки активной и реактивной мощности по ветвям схемы сети, потери активной и реактивной мощности в сети, а также отклонения модулей напряжения, потоков активной мощности и токов контролируемых линий от допустимых пределов.

95. Потери активной мощности умножают по формуле (3.4.1.1) на их длительность, соответствующую дискретности расчетов, и определяют суммарные переменные потери электроэнергии в линиях и трансформаторах электрических сетей за расчетный период.

96. Переменные потери электроэнергии в линии (ВЛ или КЛ) и двухобмоточном трансформаторе на интервале времени Δt_i , определяются по формуле:

$$\Delta W_j = 3R \cdot I_j^2 \cdot \Delta t_j = R \cdot \frac{P_j^2 + Q_j^2}{U_j^2} \cdot \Delta t_j = \Delta P_j \cdot \Delta t_j \quad (2.4.1.2)$$

где, R - сопротивление элемента сети (ВЛ, КЛ или двухобмоточного трансформатора), Ом;

I_j - токовая нагрузка элемента сети, принимаемая на интервале времени Δt_j , неизменной, А;

P_j, Q_j - значения активной и реактивной мощностных нагрузок элемента сети, принимаемые на интервале времени Δt_j , неизменными, мВт. мВар, соответственно;

U_j - значение напряжения на элементе, принятое на интервале Δt_j , неизменным, кВ;

ΔP_j - потери мощности в сопротивлении элемента, мВт. Переменные потери электроэнергии в автотрансформаторе (трехобмоточном трансформаторе) на интервале времени Δt , определяются для каждой обмотки отдельно и суммируются:

$$\Delta W_j = \left(\frac{P_{iB}^2 + Q_{iB}^2}{U_{iB}^2} \cdot R_{ATB} + \frac{P_{iC}^2 + Q_{iC}^2}{U_{iC}^2} \cdot R_{ATC} \right) \cdot \Delta t_j$$



=

$$= 3 \left(\frac{U_{jB}^2}{P_{jB}} R_{ATB} + \frac{U_{jC}^2}{P_{jC}} R_{ATC} + \frac{U_{jCH}^2}{P_{jCH}} R_{ATH} \right) \cdot \Delta t_j \quad (2.4.1.3)$$

где $P_{jB}, P_{jC}, P_{jH}, Q_{jB}, Q_{jC}, Q_{jH}, I_{jB}, I_{jC}, I_{jH}$ - значения активной и реактивной мощностей, токовых нагрузок по обмоткам автотрансформатора, принимаемые на интервале Δt_j , неизменными. МВт, Мвар. А, соответственно;

U_{jB}, U_{jC}, U_{jH} - значения напряжения по высокой, средней и низкой обмоткам автотрансформатора на интервале времени Δt_j , кВ;
 $R_{ATB}, R_{ATC}, R_{ATH}$ - активные сопротивления обмоток автотрансформатора. Ом.

97. Если в формуле (2.4.1.3) использовались сопротивления обмоток, приведенные к напряжению высшей обмотки, то вместо U_C и U_H используется U_B .

98. При отсутствии измерений на низкой стороне автотрансформаторов на каждом интервале времени Δt_j , расчетного периода T допускается выполнять расчет потерь электроэнергии по данным обмоток высшего и среднего напряжения.

99. Переменные потери электроэнергии в токоограничивающем реакторе на интервале времени Δt_j определяются по формуле:

$$\Delta W_i = 3 \Delta P_H \left(\frac{I_j}{I_H} \right)^2 \Delta t_j \quad (2.4.1.4)$$

где ΔP_H - значение потерь активной мощности в фазе реактора при его номинальном токе, кВт; I_H - значение номинального тока, А; I_j - значение рабочего тока, принимаемого на интервале Δt_j неизменными, А

100. При известных значениях электрической энергии за расчетный период возможна корректировка часовых значений активной мощности. В формулах (2.4.1.1-2.4.1.3) P_i, Q_i - измеренные среднечасовые значения потоков активной и реактивной мощности по линиям соответствующим обмоткам силовых трансформаторов и автотрансформаторов.

101. При этом почасовые значения P_i корректируются по электрической энергии по подстанциям по формуле:

$$P_i = P_i \frac{W_T}{\sum_{j=1}^T \Delta P_i} \quad (2.4.1.5)$$

где W_T - поток электроэнергии по линии или соответствующей обмотке



трансформатора (автотрансформатора) за расчетный период T ;

$\sum \Delta P_i$ - сумма измеренных часовых значений потоков активной мощности за тот же расчетный период T .

§2. Метод контрольных суток область применения

102. Метод является одним из вариантов метода характерных суток [6-7]. Метод применяется в основном для расчета переменных потерь электроэнергии в затянутых электрических сетях напряжением 220 кВ и выше. При наличии необходимого количества информации рекомендуется использование этого метода и для определения потерь в сетях более низкого напряжения. Метод применяется при отсутствии исходных данных, необходимых для определения потерь электроэнергии по методу оперативных расчетов.

§3. Перечень исходных данных для расчета

103. Расчет технических потерь электроэнергии выполняется с использованием следующих исходных данных:

- схема электрической сети с указанием на ней:
- наименований центров питания (ЦП);
- отходящих от ЦП пиний;
- номеров (наименований) ПС и номинальных мощностей установленных в них силовых трансформаторов;
- нормальных точек деления сети (если таковые имеются);
- марок, сечений и длин воздушных и кабельных линий;
- мест установки счетчиков расчетного и технического учета электроэнергии, фиксирующих отпуск электроэнергии в электрическую сеть;
- элементов электрической сети, находящихся на балансе потребителя;
- параметры элементов сети (активные и реактивные сопротивления линий и трансформаторов);
- номинальные напряжения узлов сети.
- активные и реактивные нагрузки всех узлов по данным измерений для двух контрольных суток (не менее 3-х измерений нагрузок за сутки);
- отпуск электроэнергии весть за каждый месяц расчетного года;
- количество выходных и рабочих дней в каждом месяце;
- относительное среднее снижение потребления электроэнергии в выходные дни для каждого месяца расчетного года.

§4. Методика расчета

104. Методика основана на определении переменных потерь электроэнергии за год по результатам расчета потерь электроэнергии за сутки: за два режимных дня в году (контрольные сутки) - дни максимальной и минимальной нагрузки (зимних и летних) сети.

105. Переменные потери электроэнергии за контрольные сутки $\Delta W_{\text{сут}}$ определяются отдельно для суток с максимальными и минимальными нагрузками по формуле:



$$\Delta W_{\text{сут}} = \sum_{i=1}^n \Delta P_i \cdot \Delta t_i \text{ тыс. кВт.ч} \quad (2.4.2.1)$$

где n - количество ступеней в суточном графике нагрузки, шт.;

ΔP_i - переменные потери мощности в элементах электрической сети, определенные по результатам расчета режима с использованием i -ой ступени суточного графика нагрузки, кВт;

Δt_i - продолжительность i -ой ступени суточного графика нагрузки, час.

106. По отпуску электроэнергии в сеть за год определяется среднее арифметическое отпуская электроэнергию в сеть за месяц:

$$\Delta W_{\text{ОС ср}} = \sum_{j=1}^{12} W_{\text{ОС}j} / 12 \text{ , тыс.кВт.ч ,} \quad (2.4.2.2)$$

где $W_{\text{ОС}j}$ - отпуск электроэнергии в сеть в j -м месяце рассчитываемого года, тыс. кВт.ч. Определяются продолжительности двух периодов в году. Первый период равен суммарному количеству дней месяцев, в которых отпуск электроэнергии в сеть превысил $W_{\text{ОС ср}}$. Второй период - суммарному количеству дней месяцев, в которых отпуск электроэнергии в сеть ниже $W_{\text{ОС ср}}$.

107. Для каждого из периодов определяется количество рабочих, $D_{\text{раб}}$, и количество выходных, $D_{\text{вых}}$ дней [6-7].

108. Переменные потери электроэнергии за год определяются по формуле:

$$\Delta W = [\Delta W_{\text{сут1}} \cdot (D_{\text{раб1}} + k_{\text{вых1}}) \cdot k_{\phi1}^2 + \Delta W_{\text{сут2}} \cdot (D_{\text{раб2}} + k_{\text{вых2}}) \cdot k_{\phi2}^2] \cdot k_c \quad (2.4.2.3)$$

где $\Delta W_{\text{сут1}}$, $\Delta W_{\text{сут2}}$ - переменные потери электроэнергии за сутки с максимальной и минимальной нагрузками сети в году, соответственно, тыс. кВт.ч;

$D_{\text{раб1}}$, $D_{\text{вых1}}$ - количество рабочих и выходных дней соответственно в первом периоде с месяцами, в которых отпуск электроэнергии в сеть превышает его среднее значение, шт ;

$D_{\text{раб2}}$, $D_{\text{вых2}}$ - количество рабочих и выходных дней соответственно во втором периоде с месяцами, в которых отпуск электроэнергии в сеть ниже его среднего значения, шт ;

$k_{\text{вых1}}$, $k_{\text{вых2}}$ - коэффициент среднего снижения потребления в выходные дни для каждого периода - $k_{\text{вых}} = W_{\text{д}} / W_{\text{вых}}$, о.е. При отсутствии данных о снижении потребления в выходные дни, допускается использовать значение $k_{\text{вых}} = 0,85$ [6-7];

$k_{\phi1}$, $k_{\phi2}$ - квадрат коэффициента формы графика соответствующего периода, о. е;

k_c - коэффициент, учитывающий систематическую погрешность метода, из-за усреднения реальных суточных графиков нагрузки в узлах трехступенчатыми графиками.

7. МЕТОД СРЕДНИХ НАГРУЗОК

§1. Область применения



109. Метод более широко распространен для расчета переменных потерь электроэнергии в разомкнутых электрических сетях напряжением 110 кВ и ниже.

110. Возможно применение этого метода для электрических сетей 220-110 кВ при отсутствии исходных данных, необходимых для расчета потерь электроэнергии по методам оперативных расчетов и контрольных суток.

111. При отсутствии необходимых исходных данных для расчета потерь электроэнергии в электрической сети 0.4 кВ допускается использовать метод средних нагрузок для случайной выборки распределительных линий, питающихся от не менее, чем 20% суммарного количества распределительных трансформаторов 6-20/0.4 кВ.

§2. Перечень исходных данных для расчета

112. Расчет технических потерь электроэнергии выполняется с использованием следующих исходных данных:

- схема электрической сети с указанием на ней:
- наименований центров питания (ЦП):
- отходящих от ЦП линий;
- номеров (наименований) ПС и трансформаторных пунктов (ТП) и номинальных мощностей установленных в них силовых трансформаторов;
- нормальных точек деления сети;
- марок, сечений и длин воздушных и кабельных линий;
- мест установки счетчиков расчетного и технического учета электроэнергии, фиксирующих отпуск электроэнергии в электрическую сеть;
- элементов электрической сети, находящихся на балансе потребителя:
- отпуск активной и реактивной электроэнергии ПО головным участкам линий за каждый месяц расчетного года;
- зимний и летний суточные графики нагрузок головного участка линий, полученные по часовым расходам электроэнергии в дни системных измерений нагрузок либо по результатам измерений почасовых значений токов;
- информация о нагрузках трансформаторов, подключенных к электрической сети (показания счетчиков электроэнергии или коэффициентов загрузки).

§3. Методика расчета

113. Расчет переменных потерь электроэнергии в элементах электрической сети (ВЛ, КЛ), трансформаторах, автотрансформаторах, токоограничивающих реакторах) выполняется по формуле (2.4.3.1) на основе определенных потерь мощности, полученных по данным результатов расчета режимных параметров данной электрической сети [11].

$$\Delta W = k_k \cdot \Delta P_{cp} \cdot T \cdot k_{\phi}^2, \text{ тыс.кВт.ч,} \quad (2.4.3.1)$$

где ΔP_{cp} - потери мощности в элементе сети при средних за расчетный интервал нагрузках узлов, кВт, определяются в зависимости от элемента по



формулам (2.4.3.2, 2.4.3.4-2.4.3.11);

k_{ϕ}^2 - коэффициент формы графика суммарной нагрузки сети за расчетный период, о.е;

k_k - коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки различных ветвей сети (принимается равным 0,99), о.е, [6-7];

T - число часов в расчетном периоде, ч.

114. Коэффициент формы графика суммарной нагрузки определяется по формуле:

$$k_{\phi}^2 = \sum_{i=1}^m P_i^2 \cdot \Delta t_i / (P_{\text{ср}}^2 \cdot T), \text{ о.е.} \quad (2.4.3.2)$$

115. При отсутствии данных для расчета коэффициента формы графика для каждого расчетного периода, допускается использовать измерения нагрузок головного участка линии, выполненных в дни контрольных измерений. Для месяцев, в которых отпуск электроэнергии в сеть выше среднегодового отпуска электроэнергии в сеть, рассчитанного по формуле (2.4.2.2), используется квадрат коэффициента формы графика, определенного по измерениям зимнего суточного графика. Для остальных месяцев - по измерениям летнего суточного графика.

116. При отсутствии данных летнего и зимнего суточных графиков нагрузки, допускается для элементов электрической сети с неререверсивными потоками электроэнергии принять $k_{\phi}^2 = 1,3$ [11]. В элементах с реверсивными потоками электрической энергии (110-500 кВ) графики нагрузки имеют нестабильный характер и при расчете коэффициентов формы графика значения могут находиться в недопустимых пределах. В таких случаях необходимо принять $k_{\phi}^2 = 1,6$. При этом потери электроэнергии определяются отдельно для каждого направления потока электроэнергии, а потом суммируются.

117. Переменные потери мощности при средних за расчетный период нагрузках сети в элементах сети 6(10) кВ и выше (ВЛ, КЛ, трансформаторах) определяются, по формуле:

$$\Delta P_{\text{ср}} = 3 \cdot I_{\text{ср}}^2 \cdot R = \frac{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{ср}}^2}{U_{\text{ср}}^2} \cdot R = \frac{P_{\text{ср}}^2 \cdot (1 + \text{tg}^2 \varphi)}{U_{\text{ср}}^2} \cdot R, \quad (2.4.3.2)$$

где $P_{\text{ср}}$, $Q_{\text{ср}}$ - средние значения активной и реактивной мощности за расчетный период T, кВт, КВар, определяемые по формуле (2.4.3.3);

$\text{tg} \varphi$ - коэффициент реактивной мощности, о.е.;

$U_{\text{ср}}$ - среднее напряжение элемента сети за расчетный период T, кВ;

$I_{\text{ср}}$ - среднее значение токовой нагрузки, А, определяемое по формуле (2.4.3.3);

R - Активное сопротивление элемента.

118. Средняя нагрузка определяется по формуле:



$$P_{cp} = \frac{W_T}{T} ; \quad I_{cp} = \frac{W_T}{\sqrt{3} \cdot U_{cp} \cdot T \cdot \cos \varphi}, \quad (2.4.3.3)$$

где W_T - электроэнергия, потребленная (сгенерированная) в узле за расчетный период T .

119. Переменные потери мощности при средних за расчетный период нагрузках сети в трехобмоточных автотрансформаторах (трехобмоточных трансформаторах) определяются по формуле:

$$\begin{aligned} \Delta P_{cp} &= \frac{P_{Bcp} + Q_{Bcp}^2}{U_{Bcp}^2} \cdot R_{ATB} + \frac{P_{Ccp}^2 + Q_{Ccp}^2}{U_{Ccp}^2} \cdot R_{ATC} + \frac{P_{Hcp} + Q_{Hcp}^2}{U_{Hcp}^2} \cdot R_{ATH} \\ &= \frac{P_{Bcp}^2 \cdot (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi)}{U_{Bcp}^2} \cdot R_{ATB} + \frac{P_{Ccp}^2 \cdot (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi)}{U_{Ccp}^2} \cdot R_{ATC} + \frac{P_{Hcp}^2 \cdot (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi)}{U_{Hcp}^2} \cdot R_{ATH} \\ &= 3 (I_{Bcp}^2 R_{ATB} + I_{Ccp}^2 R_{ATC} + I_{Hcp}^2 R_{ATH}) , \end{aligned} \quad (2.4.3.4)$$

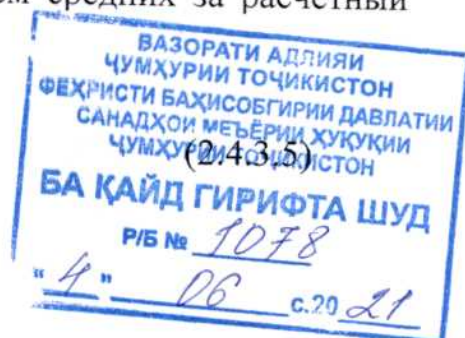
где $P_{Bcp}, P_{Ccp}, P_{Hcp}, Q_{Bcp}, Q_{Ccp}, Q_{Hcp}, I_{Bcp}, I_{Ccp}, I_{Hcp}$ - средние значения активной и реактивной мощностей, токовых нагрузок за расчетный период T по обмоткам автотрансформатора, мВт, мВар, А, соответственно;
 $U_{Bcp}, U_{Ccp}, U_{Hcp}$ - средние значения напряжения за расчетный период T по высокой, средней и низкой обмоткам автотрансформатора, кВ;
 $\operatorname{Tg} \varphi$ - коэффициент реактивной мощности, о.е. ;
 $R_{ATB}, R_{ATC}, R_{ATH}$ - активные сопротивления обмоток автотрансформатора, Ом.

120. При отсутствии измерений на низкой стороне автотрансформаторов за расчетный период T допускается выполнять расчет потерь электроэнергии по данным обмоток и среднего напряжения.

121. Если в формуле (2.4.3.4) использовались сопротивления обмоток, приведенные к напряжению высшей обмотки, то вместо U_c и U_n используется U_B .

122. Переменные потери мощности в элементах электрической сети 0.4 кВ (ВЛ и КЛ) определяются с использованием средних за расчетный интервал времени T нагрузок сети:

$$\Delta P = \sum_{n=1}^3 I_{\Phi cp n}^2 \cdot R_{\Phi} + I_{Hcp}^2 \cdot R_n$$



$I_{\text{ср } n}$ - значение среднего тока за период времени T в фазе n А;
 $I_{\text{Hср}}$ - значение среднего тока за период времени T в нулевом проводе, А;
 $R_{\text{ф}}$ - сопротивление фазного провода, Ом;
 $R_{\text{н}}$ - сопротивление нулевого провода, Ом.

123. Значения средних токов в фазных и нулевом проводах определяются по результатам измерений.

124. При отсутствии данных об измерениях допускается рассчитывать потери электроэнергии в линии 0,4 кВ в зависимости от ее исполнения по формулам: для четырехпроводного участка сети (три фазы и ноль):

$$\Delta P_{\text{ср}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{P_{\text{ср}}^2 \cdot (1 + \text{tg}^2 \varphi_{\text{ср}})}{U_{\text{ср ф}}^2} \cdot R_{\text{ф}} \cdot k_{\text{ДПср}} \quad (2.4.3.6)$$

где $P_{\text{ср}}$ - поток активной мощности по линии, кВт;

$U_{\text{ср ф}}$ - среднее за расчетный период T значение уровня фазного напряжения на линии, кВ;

$k_{\text{ДПср}}$ - коэффициент, учитывающий среднюю за расчетный период неравномерность распределения нагрузок по фазам, о.е. [6, 11]:

$$k_{\text{ДПср}} = 3 \cdot \frac{\sum_{n=1}^3 I_{\text{Фн}}^2}{(\sum_{n=1}^3 I_{\text{Фн}})^2} \cdot (1 + 1,5 \frac{R_{\text{н}}}{R_{\text{ф}}}) - 1,5 \cdot \frac{R_{\text{н}}}{R_{\text{ф}}} \quad (2.4.3.7.)$$

125. Для трехпроводного участка сети (две фазы и ноль):

$$\Delta P_{\text{ср}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{P_{\text{ср}}^2 \cdot (1 + \text{tg}^2 \varphi_{\text{ср}})}{U_{\text{ср ф}}^2} \cdot (R_{\text{ф}} + 0,5 R_{\text{н}}) \cdot k_{\text{ДПср}}, \quad (2.4.3.8),$$

где коэффициент, учитывающий неравномерность нагрузки фаз:

$$k_{\text{ДПср}} = 2 * \frac{\sum_{n=1}^2 I_{\text{Фн}}^2}{(\sum_{n=1}^2 I_{\text{Фн}})^2} * (1 + 1,5 * \frac{R_{\text{н}}}{R_{\text{ф}}}) - 1,5 * \frac{R_{\text{н}}}{R_{\text{ф}}} \quad (2.4.3.9)$$

126. Для двухпроводного участка сети (фаза и ноль):

$$\Delta P_{\text{ср}} = \frac{P_{\text{ср}}^2 \cdot (1 + \text{tg}^2 \varphi_{\text{ср}})}{U_{\text{ср ф}}^2} \cdot (R_{\text{ф}} + R_{\text{н}}), \quad (2.4.3.10)$$

127. При отсутствии значений коэффициента мощности нагрузки, его значение принимается равным 0,93 - для коммунально-бытовых потребителей, 0,75 - для промышленных и 0,85 - смешанной нагрузки.

128. При отсутствии данных для определения коэффициента



дополнительных потерь, его значение следует принимать [6, 11] :

для линий с $R_{\text{влн}} / R_{\text{влф}} = 1$ $k_{\text{ДП}} = 1,13$;

для линий с $R_{\text{влн}} / R_{\text{влф}} = 2$ $k_{\text{ДП}} = 1,2$.

129. *Переменные потери мощности в токоограничивающем реакторе* с использованием среднего рабочего тока за расчетный интервал времени T ;

$$\Delta P_{\text{ср}} = 3 \Delta P_{\text{н}} \left(\frac{I_{\text{ср}}}{I_{\text{н}}} \right)^2 \quad (2.4.3.11)$$

где $\Delta P_{\text{н}}$ - значение потерь активной мощности в фазе реактора при его номинальном токе, кВт;

$I_{\text{н}}$ - значение номинального тока, А;

$I_{\text{ср}}$ - значение среднего рабочего тока в расчетном периоде T , А

8. МЕТОД ЧИСЛА ЧАСОВ НАИБОЛЬШИХ ПОТЕРЬ

§1. Область применения

130. Метод применяется для расчета переменных потерь электроэнергии в электрической сети напряжением 35 - 0,4 кВ при отсутствии исходных данных, необходимых для расчета потерь электроэнергии по методам оперативных расчетов, контрольных суток или средних нагрузок.

131. Возможно применение этого метода для электрических сетей 220-110 кВ при отсутствии исходных данных, необходимых для расчета потерь электроэнергии по методам оперативных расчетов, контрольных суток или средних нагрузок.

132. При отсутствии необходимых исходных данных для расчета потерь электроэнергии в электрической сети 0,4 кВ метод допускается использовать для случайной выборки распределительных линий, питающихся от не менее, чем 20% суммарного количества распределительных трансформаторов 6-20/0,4 кВ.

§2. Перечень исходных данных для расчета

133. Расчет потерь электроэнергии выполняется с использованием следующих данных:

- схема электрической сети с указанием на вей::
- наименований центров питания (ЦП);
- отходящих от ЦП линий;
- номеров (наименований) ПС и трансформаторных пунктов (ТП) и номинальных мощностей установленных в них силовых трансформаторов;
- нормальных разрезов (точек деления) сети;
- марок, сечений и длин воздушных и кабельных линий;
- мест установки счетчиков расчетного и технического учета



электроэнергии, фиксирующих отпуск электроэнергии в электрическую сеть;

- элементов электрической сети, находящихся на балансе потребителя;
- максимальная нагрузка (мощность или токовая) по головным участкам линий;
- отпуск активной и реактивной электроэнергии по головным участкам линий за каждый месяц расчетного года;
- график суммарной нагрузки электрической сети за расчетный период;
- информация о нагрузках трансформаторов, подключенных к электрической сети (максимальные мощности нагрузки или максимальные коэффициенты загрузки);
- мощность потребления в режиме максимальной нагрузки сети.

§3. Методика расчета

134. Потери электроэнергии определяются за расчетный период-год. Допускается определять потери электроэнергии за месяц, квартал или полугодие.

135. Потери электроэнергии рассчитываются по формуле {11}:

$$\Delta W = \Delta P_{\max} \times \tau, \text{ тыс. кВт.ч.}, \quad (2.4.4.1)$$

где $\Delta P_{\max}$ - потери мощности в режиме наибольшей нагрузки сети, кВт:

τ - число часов наибольших потерь мощности, определенное по графику суммарной нагрузки сети за расчетный интервал, ч.;

136. Число часов наибольших потерь мощности определяется по формуле:

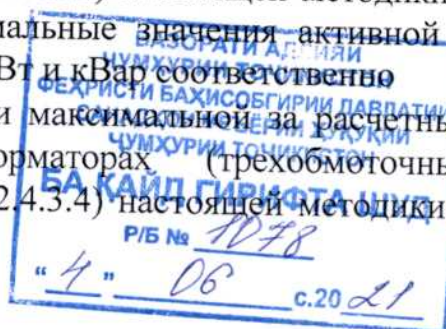
$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10000} \right)^2 \times 8760, \text{ ч.} \quad (2.4.4.2)$$

137. Число часов использования максимальной нагрузки определяется по формуле:

$$T_{\max} = \frac{W_{\text{год}}}{P_{\max}}, \text{ ч.} \quad (2.4.4.3)$$

138. Переменные потери мощности при максимальных за расчетный период нагрузках сети в элементах сети 6(10) кВ и выше (ВЛ, КЛ, трансформаторах) определяются по формуле (2.4.3.2) настоящей методики с заменой $P_{\text{ср}}$ и $Q_{\text{ср}}$ на $P_{\max}$ и $Q_{\max}$ - максимальные значения активной и реактивной мощности за расчетный период T , кВт и кВар соответственно

139. Переменные потери мощности при максимальной за расчетный период нагрузках сети в автотрансформаторах (трехобмоточных трансформаторах) определяются по формуле (2.4.3.4) настоящей методики с



заменой $P_{Вср}$, $P_{Сср}$, $P_{Нср}$, $Q_{Вср}$, $Q_{Сср}$, $Q_{Нср}$, $I_{Вср}$, $I_{Сср}$, $I_{Нср}$ на $P_{Вmax}$, $P_{Сmax}$, $P_{Нmax}$, $Q_{Вmax}$, $Q_{Сmax}$, $Q_{Нmax}$, $I_{Сmax}$, $I_{Нmax}$, $I_{Вmax}$, $I_{Сmax}$, $I_{Нmax}$, - максимальные значения активной и реактивной мощностей, токовых нагрузок за расчетный период T , кВт, кВар и А соответственно.

140. Переменные потери мощности в токоограничивающем реакторе определяются по формуле (2.4.3.11) настоящей методики с заменой $I_{ср}$ на I_{max} - максимальное значение рабочего тока за расчетный период T , А.

9. ОЦЕНКА ПОТЕРЬ ПО ОБОБЩЕННОЙ ИНФОРМАЦИИ О СХЕМАХ И НАГРУЗКАХ СЕТИ

§1. Область применения

141. Метод применяется для расчета потерь электроэнергии в совокупности воздушных и кабельных линий электрической сети 0,4 кВ, объемом не меньше района электрических сетей.

142. Метод применяется при отсутствии исходных данных, необходимых для расчета потерь электроэнергии по методу средних нагрузок и методу числа часов наибольших потерь.

143. Не рекомендуется использовать метод для расчета технических потерь в отдельных линиях.

144. Перечень исходных данных для расчета.

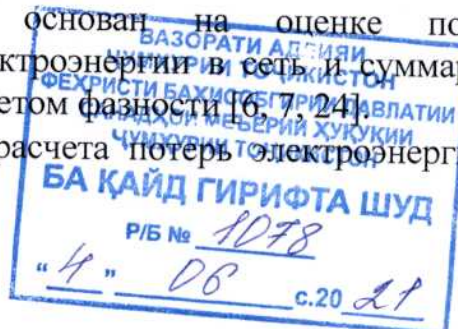
145. Расчет потерь электроэнергии выполняется с использованием следующих данных:

- суммарная длина магистрали линий сети;
- суммарная длина трех- и двух - участков линий сети ;
- суммарная длина однофазных участков линий сети;
- среднее сечение головных участков линий;
- продолжительность расчетного периода в днях;
- доля электроэнергии, отпускаемая населению, от суммарного потребления электроэнергии абонентами, подключенными к сети 0,4 кВ;
- средний коэффициент реактивной мощности головных участков;
- отпуск электроэнергии в сеть 0,4 кВ, определенный по показаниям счетчиков электроэнергии, установленных на стороне 0,4 кВ ТП 6(10)0,4 кВ или на головных участках линий 0,38 кВ, или, определенный расчетным путем с использованием информации об отпуске электроэнергии в сеть 6(10) кВ и технических потерь в этой сети.

§2. Методика расчета

146. Расчет потерь электроэнергии основан на оценке потерь электроэнергии по данным об отпуске электроэнергии в сеть и суммарной длине участков распределительной сети с учетом фазности [6, 7, 24].

147. В [6] представлена формула для расчета потерь электроэнергии в одной линии (формула (23 [6])).



148. Потери электроэнергии в N линиях рассчитываются по формуле;

$$\Delta W = k_{0,38} \times k_N \times \frac{W_{0,38}^2 \times (1 + \operatorname{tg} \varphi) \times L_{\text{экв}}}{N^2 \times F_r \times D} \times \frac{1 + 2k_3}{3k_3}, \quad \text{тыс. кВт. ч}$$

(2.4.5.1)

где $L_{\text{экв}}$ – эквивалентная длина линий, км;

$\operatorname{tg} \varphi$ – коэффициент реактивной мощности, о.е.;

$k_{0,38}$ – коэффициент, учитывающий характер распределения нагрузок по длине линии и неодинаковость нагрузок фаз, о.е.;

k_N – коэффициент, учитывающий неодинаковость длин линий и плотностей тока на головных участках линий, о.е.;

N – Количество линий, участвующих в расчете, шт.;

$W_{0,38}$ – суммарный отпуск электрической энергии в N линий, тыс.кВт.ч;

F_r – среднее сечение головных участков N линий, мм²;

D – количество дней в расчетном периоде, дни.

149. Все коэффициенты и эквивалентная длина линий определяются в соответствии с формулами (24-28) [6].

150. При отсутствии учета на стороне 0,4 кВ распределительных трансформаторов 6(10)/0,4 кВ отпуск электроэнергии в сеть 0,4 кВ определяется по формуле:

$$W_{0,38} = W_{6(10)} - \Delta W_{6(10)} - W_{\text{ПрОтб}}, \quad \text{тыс. кВт.ч, (2.4.5.2)}$$

где $W_{6(10)}$ – энергия, отпущенная в сеть 6-20 кВ;

$\Delta W_{6(10)}$ – расчетные технические потери в линиях и трансформаторах 6-20 кВ;

$W_{\text{ПрОтб}}$ – энергия, отпущенная в ТП 6-20/0,4 кВ и линии 0,38 кВ, находящихся на балансе потребителей.

10. ОЦЕНКА ПОТЕРЬ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИЗМЕРЕННЫХ ЗНАЧЕНИЙ ПОТЕРЬ НАПРЯЖЕНИЯ

§1. Область применения

151. Метод применяется для расчета переменных потерь электроэнергии в воздушных и кабельных линиях электрической сети 0,4 кВ.

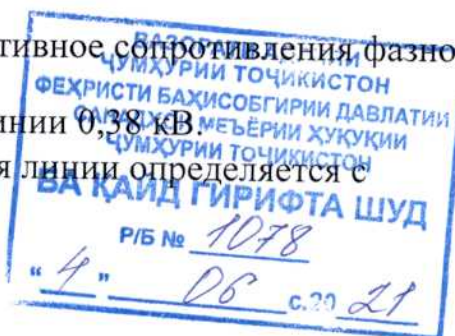
152. Метод применяется при отсутствии исходных данных, необходимых для расчета потерь электроэнергии по методу средних нагрузок и методу числа часов наибольших потерь.

153. Метод допускается использовать для расчета потерь в электрических сетях 0,4 кВ по случайной выборке распределительных линий 0,38 кВ, питающихся от не менее чем 20% суммарного количества распределительных трансформаторов 6-20/0,4кВ.

§2. Перечень исходных данных для расчета



- суммарный отпуск электроэнергии в сеть 0,4 кВ за год, определенный по показаниям счетчиков электроэнергии, установленных на стороне 0,4 кВ ТП 6(10)/0,4 кВ или на головных участках линий 0,38 кВ, или, определенный расчетным путем с использованием информации об отпуске электроэнергии в сеть 6(10) кВ.



использованием коэффициента мощности каждой фазы по формуле:

$$\cos\varphi = \frac{U_A \times I_A \times \cos\varphi_A + U_B \times I_B \times \cos\varphi_B + U_C \times I_C \times \cos\varphi_C}{U_A \times I_A + U_B \times I_B + U_C \times I_C}, \text{ о.е., (2.4.6.3)}$$

где U_A, U_B, U_C - измеренные значения фазных напряжений на стороне 0,4 кВ ТП;

I_A, I_B, I_C - измеренные значения фазных токов головного участка линии 0,38 кВ;

$\cos\varphi_A, \cos\varphi_B, \cos\varphi_C$ - коэффициенты мощности нагрузки по фазам головного участка линии 0,38 кВ.

158. При отсутствии их значений, используется таблица 2.4.2.

159. Коэффициент разветвленности низковольтной линии рассчитывается в зависимости от типа схем, представленных на рисунке 2.4.1.

160. Зависимости коэффициента разветвленности от числа участков линий до удаленного потребителя для различных типов схем представлены на рисунке 2.4.2.

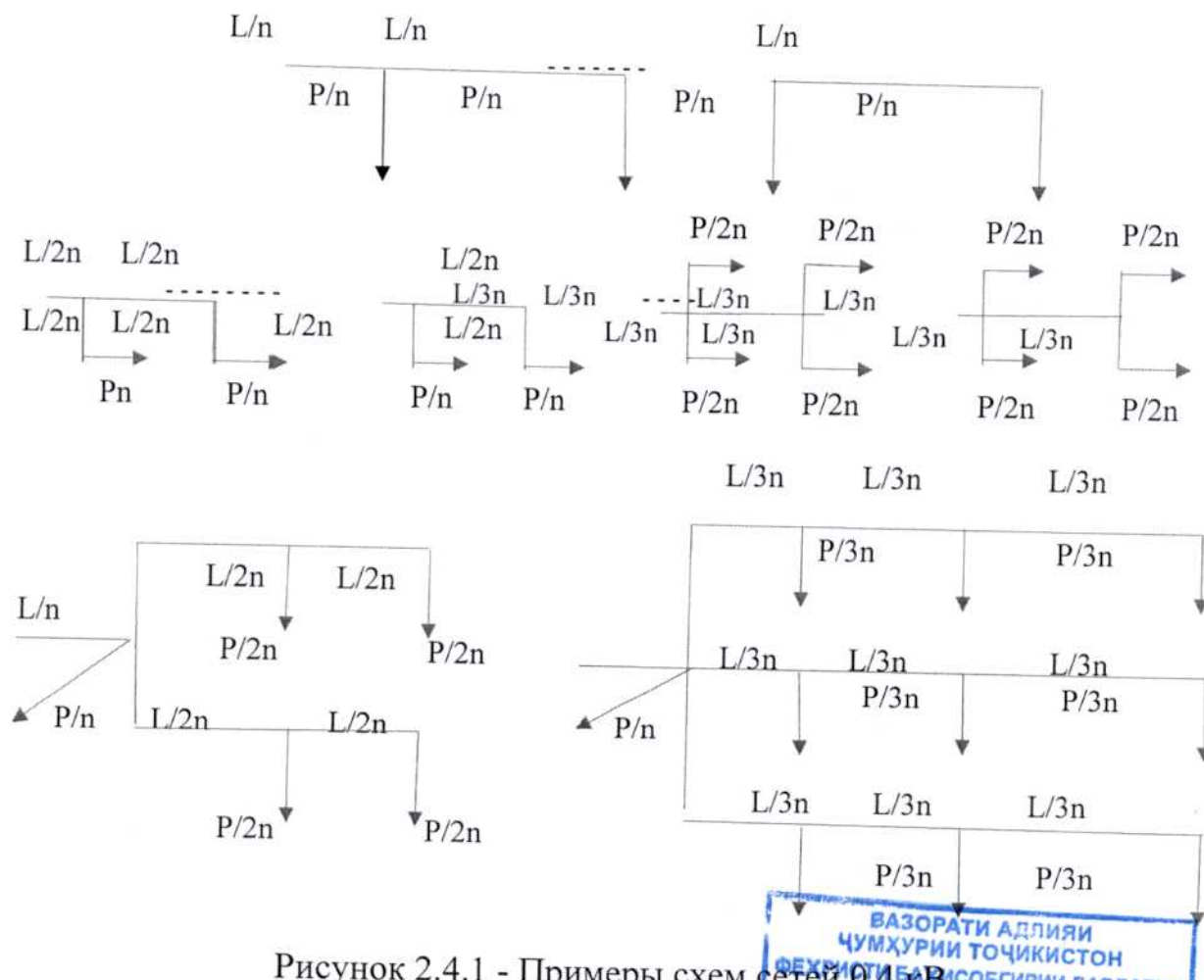


Рисунок 2.4.1 - Примеры схем сетей 0,4 кВ



161. Для линии с сосредоточенной нагрузкой в конце линии коэффициент разветвленности равен 1. Диапазон возможных значений коэффициента разветвленности для различных схем составляет 0,68+1,0 [25]. Если схему рассчитываемой линии трудно классифицировать, то следует воспользоваться таблицей 2.4.1.

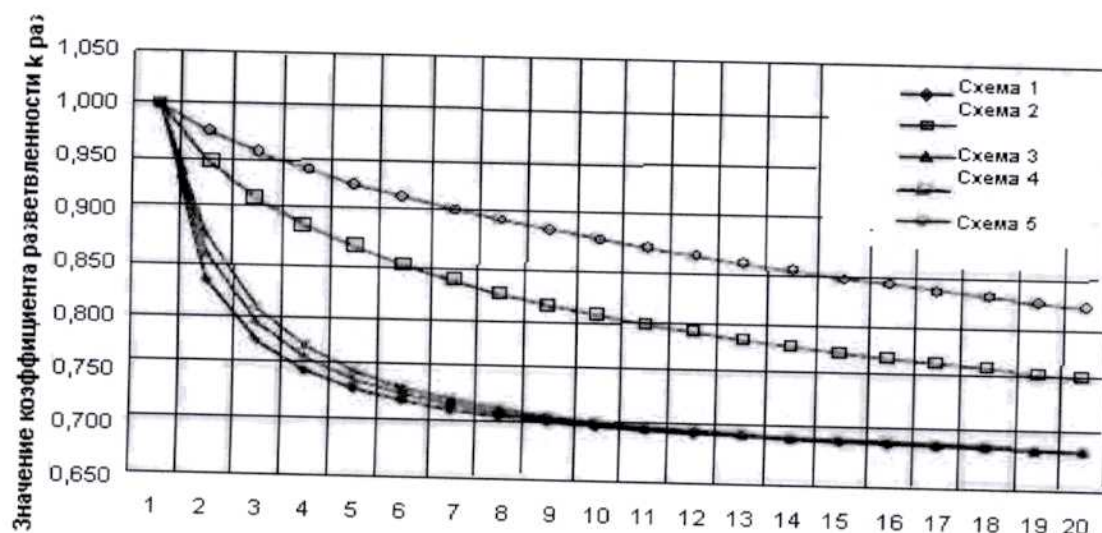


Рисунок 2.4.2 - Зависимость коэффициента разветвленности от типа схемы и числа участков от шин ТП до удаленного потребителя

Таблица 2.4.1 - Значения коэффициента разветвленности в зависимости от количества участков в схеме низковольтной линии

Тип схемы	Коэффициент разветвленности в зависимости от числа участков в схеме до удаленного потребителя,		
	1-4	5-10	11 и
Радиальная	0.77	0.72	0.68
Лучевая	0.93	0.87	0.80
Не определен	0.85	0.78	0.75

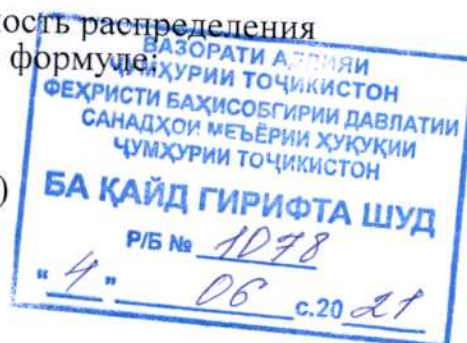
162. Коэффициент дополнительных потерь при неравномерной нагрузке фаз распределительной линии определяется по формуле:

$$k_{ДП} = k_{НЕР}^2 * \left[1 + 1,5 \frac{R}{R_{\Phi}} \right] - 1,5 \frac{R_H}{R_{\Phi}}, \quad \text{о.е.}, \quad (2.4.6.4)$$

где R_H, R_{Φ} - активные сопротивления соответственно нулевого и фазного проводов головного участка линии, Ом;

$k_{НЕР}$ - коэффициент, учитывающий неравномерность распределения нагрузок по фазам, квадрат которого определяется по формуле:

$$k_{НЕР}^2 = \frac{I_A^2 \times I_B^2 \times I_C^2}{I_{\Sigma}^4}, \quad \text{о.е.} \quad (2.4.6.5)$$



$$3 \times I_{\text{CP}}^2$$

где I_A^2, I_B^2, I_C^2 - измеренные фазные токи линии, А;
 I_{CP} - средний фазный ток, рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{CP}} = \frac{I_A + I_B + I_C}{3}, \text{ А} \quad (2.4.6.6)$$

11]: 163. При отсутствии данных о токовых нагрузках следует принимать [6,

для линий с $R_H/R_\Phi = 1$ $k_{\text{ДП}} = 1,13$;
 для линий с $R_H/R_\Phi = 2$ $k_{\text{ДП}} = 1,2$

164. Относительное значение потерь напряжения от шин 0,4 кВ ТП до удаленного потребителя, выраженное в процентах, рассчитывается как разность между средним значением фазных напряжений на шинах ТП и наименьшим фазным напряжением на удаленном потребителе. U_{min} :

$$\Delta U_{\%} = \frac{(U_{\text{CP}} - U_{\text{min}}) \times 100}{U_{\text{CP}}}, \% \quad (2.4.6.7)$$

где $\Delta U_{\%} = \frac{U_A + U_B + U_C}{3}$ - среднее значение фазного напряжения на шинах 0,4 кВ

165. Число часов использования максимальной нагрузки рассчитывается по годовому расходу электроэнергии через ТП и максимальной мощности ТП, от которой питается низковольтная линия 0,38 кВ:

$$T_{\text{МАКС}} = \frac{W_{\text{ТП}}^{\text{год}}}{P_{\text{МАКС}}}, \text{ час} \quad (2.4.6.8)$$

166. Максимальная мощность ТП рассчитывается по фазным токам и по напряжениям шинам низкого напряжения трансформатора:

$$P_{\text{МАКС}} = (U_A I_A \cos \varphi_A + U_B I_B \cos \varphi_B + U_C I_C \cos \varphi_C) \times 10^{-3}, \text{ кВт} \quad (2.4.6.9)$$

167. Если коэффициенты мощности нагрузки по каждой фазе не известны, то значение коэффициента мощности принимается в зависимости от характера нагрузки в соответствии с таблицей 2.4.2

Таблица 2.4.2

168. При отсутствии приборов учета электроэнергии на ТП для сельскохозяйственных потребителей число часов использования



максимальной нагрузки принимается в соответствии с таблицей 2.4.3
Таблица 2.4.3

Максимальная нагрузка ТП, кВт	Число часов использования максимальной нагрузки при характере		
	коммунально-бытовой	производственной	Смешанная
До 10	900	1100	1300
10-20	1200	1500	1700
20-50	1600	2000	2200
50-100	2000	2500	2800
100-250	2350	2700	3200
Более 250	2600	2800	3400

169. Время наибольших потерь рассчитывается по формуле:

$$\tau = (0,124 + \frac{T_{\text{макс}}}{10^{-4}})^2 \times 8760, \text{ час.} \quad (2.4.6.10)$$

170. Относительные потери электроэнергии в К линиях 0.38 кВ определяются по формуле:

$$\Delta W_{\% \Sigma} = \frac{\sum_{i=1}^k \Delta W_{\%}^i \times I_i}{\sum_{i=1}^k I_i} \quad 2.4.6.11)$$

$\Delta W_{\%}^i$ – относительные потери электроэнергии в i-ой линии, определенные по формуле (2.4.6.1)

I_i – максимальная нагрузка головного участка i-й линии

171. Абсолютная величина потерь в сети 0,4 кВ равна:

$$\Delta W_{\Sigma} = \frac{\Delta W_{\% \Sigma} \times W_{0,38}}{100} \quad (2.4.6.12)$$

172. При отсутствии учета на стороне 0,4 кВ распределительных трансформаторов 6(10)/0,4 кВ отпуск электроэнергии в сеть 0,4 кВ определяется по формуле (2.4.5.2).

11. ОЦЕНКА ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПО СРЕДНИМ УДЕЛЬНЫМ ПОТЕРЯМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА 1 КМ ДЛИНЫ ДЛЯ СРЕДНЕЙ ЗАГРУЗКИ ХАРАКТЕРНЫХ СЕТЕЙ

§1. Область применения

173. Метод применяется для укрупненной оценки потерь



электроэнергии в совокупности воздушных и кабельных линий электрической сети 0,4 кВ, объемом не меньше района электрических сетей.

174. Метод применяется при отсутствии исходной информации для расчета технических потерь, с использованием метода оценки потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети.

175. Не рекомендуется использовать метод для расчета технических потерь в отдельных линиях.

§2. Перечень исходных данных для расчета

176. Расчет потерь электроэнергии выполняется с использованием следующих данных:

- установленная мощность распределительных трансформаторов 6(10)/0,4 кВ, находящихся на балансе предприятия
- количество распределительных трансформаторов 6(10)/0,4 кВ, находящихся на балансе предприятия
- среднее число распределительных линий 0,38 кВ, отходящих от трансформатора 6(10)/0,4 кВ
- среднее сечение провода фидера 0,38 кВ по магистрали
- суммарная длина электрических сетей 0,38 кВ
- средний коэффициент мощности нагрузки $\cos \phi$. При отсутствии данных принимается равным 0,5 о.е.
- продолжительность расчетного периода в часах;
- отпуск электроэнергии в сеть 0,4 кВ, определенный по показаниям счетчиков электроэнергии, установленных на стороне 0,4 кВ ТП 6(10)/0,4 кВ или на головных участках линий 0,38 кВ, или, определенный расчетным путем с использованием информации об отпуске электроэнергии в сеть 6(10) кВ и технических потерь в этой сети.

§3. Методика расчета

177. По отчетным данным определяется средняя мощность трансформатора, характерного для распределительных сетей предприятия:

$$S_{cp} = \frac{S_{уст.т}}{n_t}, \text{кВА} \quad (2.4.7.1)$$

178. Округляя в ближайшую сторону по шкале номинальных мощностей распределительных трансформаторов полученное значение S_{cp} , определяется средняя номинальная мощность трансформатора, $S_{ном(cp)}$, кВА.

179. Средний за год коэффициент загрузки трансформаторов рассчитывается по формуле:

$$K_{зг(cp)} = \frac{W_{ос0,38} - 1000}{\cos \phi \cdot 8760 \cdot S_{устT}}, \text{ о.е} \quad (2.4.7.2)$$

180. Средняя загрузка одного трансформатора составляет

$$S_{нт(cp)} = S_{ном(cp)} \cdot K_{зг(cp)}, \text{кВА.} \quad (2.4.7.3)$$



181. Средняя нагрузка одной линии 0,38 кВ:

$$S_{нл(ср)} = \frac{S_{нт(ср)}}{n_T}, \quad \text{кВА.} \quad (2.4.7.4)$$

182. Фазный ток нагрузки определяется по формуле:

$$I_H = \frac{S_{нл(ср)}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{S_{нл(ср)}}{\sqrt{3} \cdot 0,4}, \quad \text{А} \quad (2.4.7.5)$$

183. По среднему сечению фазного провода (кабеля) из справочников определяется удельное активное сопротивление линии 0.38 кВ, го. Ом/км.

184. В соответствии с таблицей 2.4.2 определяется коэффициент разветвленности сети для средних предварительно выбранных линий, k_p , о.е. При отсутствии данных коэффициент разветвленности принимается равным 0.8 о.е.

185. По формуле (2.4.6.4), определяется средний коэффициент дополнительных потерь от несимметричной загрузки фаз для средних предварительно выбранных линий.

186. При отсутствии данных для расчета коэффициент дополнительных потерь принимается равным 1,13 о.е. [б. 11].

187. Средние удельные нагрузочные потери мощности на 1 км линии 0,38 кВ рассчитываются по формуле:

$$\Delta P_{уд} = 3 \cdot I_L^2 \cdot r_0 \cdot k_p \cdot k_{дп}, \quad \text{кВт/км.} \quad (2.4.7.6)$$

188. Определяются переменные потери мощности в электрических сетях 0,4 кВ по формуле:

$$\Delta P_H = \Delta P_{уд} \cdot L \sum, \quad \text{кВт.} \quad (2.4.7.7)$$

189. Коэффициент формы графика рассчитывается по формуле, о.е.:

$$K_{фг}^2 = 1 + \frac{3 \cdot (I_{max} - I_{min})^2}{4 \cdot (I_{max} + I_{min})^2}, \quad \text{о.е..} \quad (2.4.7.8)$$

где, I_{max} и I_{min} - средний максимальный и средний минимальный токи за расчетный период. А.

190. При отсутствии данных квадрат коэффициента формы принимается равным 1,14

о.е., при $I_{min}/I_{max} = 0,4$.

191. Потери активной электроэнергии за год:

$$\Delta W = \Delta P_H \cdot 8760 \cdot k_{фг} / 1000, \quad \text{тыс. кВт.ч}$$



$$\Delta W_{H\%} = \frac{\Delta W_H}{W_{OC0.38a}} * 100, \% \quad (2.4.7.10)$$

192. При отсутствии учета на стороне 0,4 кВ распределительных трансформаторов 6(10)/0.4 кВ отпуск электроэнергии в сеть 0.4 кВ определяется по формуле (2.4.5.2).

193. Удельные потери электроэнергии равны:

$$\Delta W_{уд} = \Delta W_H / L_{\Sigma}, \text{ тыс. кВт.ч/км.} \quad (2.4.7.11)$$

12. ОЦЕНКА ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПО ОБОБЩЕННЫМ ОТЧЕТНЫМ ДАННЫМ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

§1. Область применения

194. Метод применяется для укрупненной оценки потерь электроэнергии в совокупности воздушных и кабельных линий электрической сети 0,4 кВ, объемом не меньше района электрических сетей. Метод применяется при отсутствии исходной информации для расчета технических потерь с использованием метода оценки потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети. Не рекомендуется использовать метод для расчета технических потерь в отдельных линиях.

§2. Перечень исходных данных для расчета

195. Расчет потерь электроэнергии выполняется с использованием следующих данных:

- суммарная длина электрических сетей, с разбивкой на суммарную длину воздушных и кабельных линий;

- количество фидеров 0.38 кВ, с разбивкой на количество воздушных и кабельных линий;

- среднее сечение фазных проводов, с разбивкой на среднее сечение фазных проводов воздушных и кабельных линии (по магистрали);

- среднее фазное напряжение в течение года на стороне 0.4 кВ распределительного трансформатора (отдельно для воздушных и кабельных линий);

- средний коэффициент мощности нагрузки (tgφ). При отсутствии данных принимается равным 0.5 о.с.

- продолжительность расчетного периода в часах;

- отпуск электроэнергии в сеть 0.4 кВ, определенный по показаниям счетчиков электроэнергии, установленных на стороне 0,4 кВ ТП 6(10)/0,4 кВ или на головных участках линий 0,38 кВ, или, определенный расчетным путем с использованием информации об отпуске электроэнергии в сеть 6(10) кВ и технических потерь в этой сети.

§3. Методика расчета

196. Определяются средние значения отпусков активной и реактивной электроэнергии в одну линию 0,38 кВ:

$$W_{л 0.38a} = \frac{W_{0.38a}}{\dots}, \text{ тыс. кВт.ч}$$



$$W_{л 0.38a} = \frac{n_{\Sigma} W_{л 0.38a} \cdot \operatorname{tg} \varphi}{n_{\Sigma}}, \text{ тыс.кВар.ч.} \quad (2.4.8.1)$$

197. Средний фазный ток нагрузки за год в линии равен:

$$I_H = \frac{\sqrt{(W_{л 0.38a})^2 + (W_{л 0.38p})^2}}{3 \cdot U_{тп(ср)} \cdot 8760}, \text{ А} \quad (2.4.8.2)$$

где $U_{тп(ср)}$ - среднее фазное напряжение для линий 0.38 кВ:

$$U_{тп(ср)} = \frac{U_{тпв(ср)} \cdot n_{\Sigma в} + U_{тпк(ср)} \cdot n_{\Sigma к}}{n_{\Sigma}} \quad (2.4.8.3)$$

198. Определяется средний за год коэффициент загрузки трансформаторов:

$$K_{зг(ср)} = \frac{W_{0.38a} \cdot 1000}{\cos \varphi \cdot 8760 \cdot S_{уст.г}}, \text{ о.е} \quad (2.4.8.4)$$

199. По среднему сечению фазного провода из справочников определяется удельное активное сопротивление линии и кабеля 0,38 кВ. $r_{0к}$. Ом/км.

200. Средняя длина одной линии 0,38 кВ равна:

$$L = L_{\Sigma} / n_{\Sigma}, \text{ км} \quad (2.4.8.5)$$

201. Удельное сопротивление одной линии 0,38 кВ равно:

$$r_0 = \frac{r_{0в} \cdot L_{\Sigma в} + r_{0к} \cdot L_{\Sigma к}}{L_{\Sigma}}, \text{ Ом/км}$$

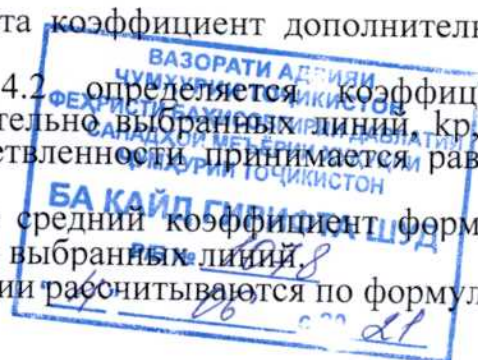
202. По формуле (2.4.6.4) определяется средний коэффициент дополнительных потерь от несимметричной загрузки фаз для средних предварительно выбранных линий.

203. При отсутствии данных для расчета коэффициент дополнительных потерь принимается равным 1,13 о.с. [6, 12].

204. В соответствии с таблицей 2.4.2 определяется коэффициент разветвленности сети для средних предварительно выбранных линий, кр, о.с. При отсутствии данных коэффициент разветвленности принимается равным 0,8 о.с.

205. По формуле (2.4.7.8) определяется средний коэффициент формы i-рафнка отдельно для средних предварительно выбранных линий.

206. Потери электроэнергии в одной линии рассчитываются по формуле:



$$\Delta W_{\text{ЛН}} = \frac{(\Delta W_{\text{Лос } 0,38})^2 + (\Delta W_{\text{Лос } 0,38 \text{ а}})^2}{3 \cdot U_{\text{ТП}}^2 \cdot 8760} \cdot r_0 \cdot L - \text{кДП} \cdot k_p \cdot k_{\text{ФГ}}, \text{ тыс. кВт.ч.} \quad (2.4.8.6)$$

$$3 \cdot U_{\text{ТП}}^2 \cdot 8760$$

207. Если для расчета потерь электроэнергии используются усредненные значения коэффициентов, то формула (2.4.8.6) примет вид:

$$\Delta W_{\text{ЛН}} = 0,49 \cdot \frac{(\Delta W_{\text{Лос } 0,38})^2}{U_{\text{ТП}}^2(\text{ср}) \cdot 8760} \cdot r_0 \cdot L \quad (2.4.8.6^*)$$

208. Суммарные потери электроэнергии в сети 0,4 кВ равны:

$$\Delta W_{\text{Н}} = \Delta W_{\text{ЛН}} \cdot n \sum, \text{ тыс. кВт.ч.} \quad (2.4.8.7)$$

209. Относительные потери электроэнергии определяются по формуле (2.4.8.10).

13. МЕТОДИКА СОВМЕСТНОГО РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 6 (10) И 0,4 КВ

210. Для расчета потерь электроэнергии в распределительных сетях 6(10)кВ в качестве нагрузок на трансформаторах 6(10)/0,4 кВ предлагается использовать исходные данные, введенные для расчета сети 0,4 кВ.

211. Такой совместный расчет электрической сети 6(10) кВ и всех питающихся от нее распределительных линий 0,4 кВ позволяет:

- уточнить потокораспределение, потери напряжения, мощности и электроэнергии в сети 6(10)кВ за счет более точных нагрузок потребителей, питающихся от ТП;

- учесть влияние несимметрии нагрузки в сетях 0,4 кВ на нагрузочные потери мощности в распределительных трансформаторах 6 (10)/0,4;

- рассчитать баланс нагрузок и электроэнергии по сетям 6(10)-0,4кВ с учетом технических потерь мощности и электроэнергии в них;

- определить участки сети с недопустимым небалансом электроэнергии.

212. При расчете нагрузки мощности на стороне 0,4 кВ трансформатора по исходным данным, введенным для расчета сети 0,4 кВ, используются формулы:

$$P_{\text{НТ}} = U_A \sum_{i=1}^n I_{Ai} \cdot \cos \varphi_i + U_B \sum_{i=1}^n I_{Bi} \cdot \cos \varphi_i + U_C \sum_{i=1}^n I_{Ci} \cdot \cos \varphi_i$$

$$\cos \varphi = \frac{U_A \sum_{i=1}^n I_{Ai} \cdot \cos \varphi_i + U_B \sum_{i=1}^n I_{Bi} \cdot \cos \varphi_i + U_C \sum_{i=1}^n I_{Ci} \cdot \cos \varphi_i}{U_A \sum_{i=1}^n I_{Ai} + U_B \sum_{i=1}^n I_{Bi} + U_C \sum_{i=1}^n I_{Ci}} \quad (2.4.9.2)$$

где I_{Ai}, I_{Bi}, I_{Ci} - фазные токи i -й линии 0,4 кВ, отходящей от данного трансформатора, А;

$\cos \varphi_i$ - коэффициент мощности i -й линии 0,4 кВ, т.е.;

U_A, U_B, U_C - фазные напряжения на стороне 0,4 кВ данного



трансформатора, кВ;

n- количество, линий 0,4 кВ, отходящих от данного трансформатора, шт.

213. Расчет средневзвешенных токов каждой фазы трансформатора на стороне 0,4 кВ можно выполнять, по формуле:

$$I_{AT} = \frac{\sum_{i=1}^n I_{Ai} \cdot \cos \varphi_i}{\cos [\arctg(\sum_{i=1}^n I_{Ai} \cdot \sin \varphi_i / \sum_{i=1}^n I_{Ai} \cdot \cos \varphi_i)]} \text{ , Токи } I_{BT} \text{ и } I_{CT}, \text{ вычисляются аналогично. (2.4.9.3)}$$

214. Обычно нагрузочные потери мощности в трансформаторе определяются для режима с симметричной нагрузкой на стороне 0.4 кВ. Для учета увеличения нагрузочных потерь мощности в распределительных трансформаторах от несимметричной нагрузки их значение умножается на коэффициент увеличения потерь K_{UT} .

215. Коэффициент увеличения потерь K_{UT} , рассчитываемый по формуле:

$$K_{UT} = (I_{AT}^2 + I_{BT}^2 + I_{CT}^2) / (I_{AT} + I_{BT} + I_{CT})^2 \quad (2.4.9.4)$$

где I_{AT} , I_{BT} , I_{CT} - фазные токи нагрузки на стороне 0,4 кВ распределительных трансформаторов.

216. По контрольным измерениям пофазных нагрузок, выполненным в одной из центральных энергосистем России, был проведен анализ влияния несимметрии нагрузок в сетях 0.4 кВ на коэффициент увеличения потерь в распределительных трансформаторах. Показано, что нагрузочные потери увеличиваются от не симметрии нагрузки трансформаторов в среднем для энергосистемы на 8-10%. Для отдельных трансформаторов увеличение потерь составляет 40-60 %, а в некоторых случаях - 100 % и выше.

14. АНАЛИЗ ЗАВИСИМОСТИ ТЕХНИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ОТ ОТПУСКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СЕТЬ

217. Для прогноза технических потерь электроэнергии при планируемом росте энергопотребления и отпуска электроэнергии в сеть, для сравнительного анализа минимальных и существующих относительных технических потерь электроэнергии, а также для анализа достоверности представленных на экспертизу результатов расчета выполняется анализ зависимости технических потерь электроэнергии от отпуска в сеть.

218. На рисунке 2.5.1 представлена зависимость от отпуска электроэнергии в сеть технических потерь электроэнергии в электрических сетях распределительной сетевой компании, на балансе которой находятся электрические сети номинальным напряжением 0,4-220 кВ.





Рисунок 2.5.1 Зависимость технических потерь от отпуска электроэнергии в сеть

219. Для того, чтобы смоделировать эту зависимость, необходимо использовать результаты расчета технических потерь электроэнергии в базовом году с разбивкой на условно—постоянные и переменные по ступеням напряжения (пример представления результатов расчета приведен в таблице 2.5.1).

Таблица 2.5.1.-Технические потери электроэнергии в электрических сетях:

Ступень напряжения	Численные значения составляющих технических потерь электроэнергии, тыс.кВт.ч	
	условно-постоянные	Переменные
ВН		
...		
НН		
Сетевая компания		

ВАЗОРАТИ АДИЛНИ
 ҶУМҲУРИИ ТОҶИКИСТОН
 ФЕҲРИСТИ БАҲИСОБИРИИ ДАВЛАТИИ
 САНАДҲОИ МЕҲРИИ ҲУҚУҚИИ
 ҶУМҲУРИИ ТОҶИКИСТОН
 БА ҚАЙД ГИРИФТА ШУД
 Р/Б № 1078

220. Значения потерь электроэнергии в годах, предшествующих базовому году, и годах, следующих за базовым годом, рассчитываются при допущении о

постоянстве состава оборудования и схем электрических сетей при рассматриваемом изменении отпуска в электроэнергию в данную сеть.

221. Зависимость суммарных технических потерь электроэнергии, ΔW_T , млн. кВтч, от отпуска электроэнергии в сеть, $W_{ос}$, млн. кВтч, и числа часов, T , ч, представлена в формуле (2.5.1):

$$\Delta W_T = \Delta W_{уп} + \Delta W_{нп} = A_0 \times T + A_1 \frac{\Delta W_{ос}^2}{T}, \quad (2.5.1)$$

где коэффициенты, A_0 , кВт и A_1 1/кВт, равны:

$$A_0 = \frac{\Delta W_{уп}}{T}; \quad A_1 = \frac{\Delta W_{нп} \times T}{\Delta W_{ос}^2} \quad (2.5.2)$$

где ΔW_T , $\Delta W_{уп}$, $\Delta W_{нп}$ - технические потери электроэнергии (суммарные, условно

постоянные и переменные соответственно) в базовом году с расчетным периодом T и

отпуском электроэнергии в сеть $W_{ое}$.

222. Коэффициенты A_0 и A_1 , определенные для каждой ступени напряжения и сетевой компании в целом для последнего полного года отчетного периода можно представить в виде Таблицы 2.5.2.

Таблица 2.5.2 - Коэффициенты математической зависимости технических потерь электроэнергии от отпуска в сеть

№ п/п	Ступень	Численные значения	
		A_0 , кВт	A_1 1/млн. кВт
I	ВН		
	...		
	НН		
	Сетевая компания		

223. По полученным формулам для каждой ступени напряжения и сетевой компании в целом строятся графики зависимости абсолютных и относительных технических потерь электроэнергии от изменения отпуска электроэнергии в сеть (рисунк 2.5.1.)

15. МЕТОДИКА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ГОДОВЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПО МЕСЯЦАМ

224. Исходные данные для расчета представляются по месяцам расчетного года (t) и года ($t-1$). Чтобы получить значение технических потерь электроэнергии в электрических сетях за текущий период (i -й месяц) расчетного года I , ΔW_i , необходимо годовые потери электроэнергии в электрической сети для года ($t-1$) распределить по месяцам.

225. Для этого определяют абсолютные потери электроэнергии



за декабрь в год (I):

$$\Delta W_{\text{ДЕК}}^{(t-1)} = \frac{\Delta W^{(t-1)}}{\sum_{i=1}^{12} K_i} ; \text{ тыс. кВт.ч } \quad (2.6.1)$$

где $\Delta W^{(t-1)}$ - абсолютные годовые потери электроэнергии;
 K_i - отношение отпуска электроэнергии в сеть в i -й месяц $(t-1)$ года к отпуску электроэнергии в декабре месяца этого же года:

$$K_i = \left(\frac{W_{\text{ОС}i}^{(t-1)}}{W_{\text{ОСдек}}^{(t-1)}} \right)^2 \text{ о.е.}, \quad (2.6.2.)$$

226. Рассчитывают абсолютные потери электроэнергии в i -й месяц

$$\Delta W_i^{(t)} = \Delta W^{(t-1)} \left(\frac{W_{\text{ОС}i}^{(t)}}{W_{\text{ОСдек}}^{(t-1)}} \right)^2, \text{ тыс. кВт.ч, } \quad (2.6.3)$$

16. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ОБУСЛОВЛЕННЫХ ПОГРЕШНОСТЯМИ ИЗМЕРЕНИЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В НОРМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ РАБОТЫ ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО КОМПЛЕКСА

227. Численное значение данной составляющей определяется предельным допускаемыми погрешностями измерительных комплексов, учитывающих прием электроэнергии в сеть, отпуск электроэнергии из сети и потребление электроэнергии энергопринимающими устройствами [22.23].

228. Предел допускаемой относительной погрешности ИК. из которой исключены систематические погрешности, в зависимости от входящих в него средств измерений, вычисляется по формулам, представленным в таблице 2.7.1.

Таблица 2.7.1 - Формулы для расчета пределов допускаемой относительной погрешности измерительных комплексов



№ п/п	Состав ИК	Формулы
1	Счетчик непосредственного включения	$\delta w = \pm 1,1 \sqrt{\delta_{co}^2 + \sum_{j=1}^I \delta_{c.j}^2} \quad (2.7.1)$
2	Трансформатор тока (ТТ), счетчик электроэнергии	$\delta w = \pm 1,1 \sqrt{\delta_1^2 + \delta\theta^2 + \delta_{co}^2 + \sum_{j=1}^I \delta_{c.j}^2} \quad (2.7.2)$
3	Трансформатор напряжения (ТН), ТТ. счетчик электроэнергии	$\delta w = \pm 1,1 \sqrt{\delta_1^2 + \delta u^2 + \delta\theta^2 + \delta_l^2 + \delta_{co}^2 + \sum_{j=1}^I \delta_{c.j}^2 + \delta_{o.l}^2} \quad (2.7.3)$

δi - предел допускаемой относительной погрешности ТТ, %; δu - предел допускаемой

относительной погрешности ТН, %; $\delta\theta$ - погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика за счет угловых погрешностей ТТ и ТН, %; δl - предел допускаемой погрешности, обусловленной падением напряжения в линиях соединения счетчика с ТН, %; δ_{co} - основная относительная погрешность счетчика, %;

$\delta_{c.j}$ - дополнительная погрешность счетчика от J-й влияющей величины, %;

I - число влияющих величин.

Примечание: В формулах (2.7.1-2.7.3) погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика за счет угловых погрешностей ТТ и ТН и дополнительная погрешность счетчика от J-ой влияющей величины не являются обязательными составляющими при определении предела допускаемой погрешности ИК и учитываются только при наличии в ПЭС соответствующей информации.

229. Погрешность $\delta\theta$ при измерениях активной электроэнергии согласно вычисляют по формуле:

-для ИК (п. 2 таблицы 2.7.1)

$$(2.7.3) \quad \delta\theta = \pm 0,029 * \theta \frac{\sqrt{1-\cos^2 \varphi}}{\cos \varphi},$$

(2.7.4)

-для ИК (п. 3 таблицы 4.1)

$$\delta\theta = \pm 0,029 \sqrt{\theta_1^2 + \theta_2^2} \frac{\sqrt{1-\cos^2 \varphi}}{\cos \varphi}$$



θ_1 - угловая погрешность ТТ, мин.;

θ_{2u} -угловая погрешность ТН, мин.;

$\cos \varphi$ -коэффициент мощности контролируемого присоединения, усредненный за расчетный период.

230. Дополнительные погрешности счетчика δ_c , определяют по таблицам 2.7.2, 2.7.3 или вычисляют по формуле:

$$\delta_{cj} = K_j \Delta \xi_j, \quad (2.7.6)$$

где K_j , - функция влияния j -й величины, % на единицу влияющей величины или % / %; $\Delta \xi_j$ -отклонение j -й влияющей величины от ее нормального значения, ед. или %. Случайные погрешности не подлежат коррекции и в расчетах учитываются их нормированные значения, определенные в стандартах и технической документации на средства измерений (СИ).

231. Погрешность от потери напряжения в линии соединения счетчика с ТН принята случайной, как малозначащая величина. При этом, δ_l не должна превышать:

-0.25 % при питании цепей напряжения счетчиков от ТН класса точности 0,5;

-0.5 % при питании от ТН класса точности 1,0; 1.5 % при питании счетчиков технического учета.

232. Допускаемые относительные погрешности измерительных трансформаторов в зависимости от класса точности и режима работы приведены в таблице 2.7.2.

233. Значения дополнительных погрешностей электронных счетчиков и индукционных счетчиков приведены в таблицах 2.7.3 и 2.7.4 соответственно.

234. Относительное значение потерь электроэнергии, обусловленных допустимыми погрешностями ИК, определяют по формуле:

$$\Delta \hat{W}_{\text{дп}\%} = \sqrt{\sum_{i=1}^n \delta^2 w_{\text{п}(o)i} + \sum_{j=1}^m \delta^2 w_{\text{оп}j} - d^2_{\text{оп}j} + \frac{\delta^2_3}{k_3} + \frac{\delta^2_1}{k_1}} \quad (2.7.7)$$

где $\delta w_{\text{п}(o)i}$ ($\delta w_{\text{оп}j}$) - погрешность измерительного канала поступившей (отпущенной) активной электроэнергии по ПЭС, определяемая по формулам (2.7.1-2.7.3), %;

$d_{\text{п}(o)i}$ $d_{\text{п}(оп}j)$ - доля поступившей (отпущенной) активной электроэнергии от поступления в целом по ПЭС, о.е., определяется по формуле (2.7.8);

n - количество точек учета, фиксирующих поступление электроэнергии в сеть и отпуск электроэнергии из сети по границе балансовой принадлежности со смежными сетевыми компаниями;

m - количество точек учета, фиксирующих отпуск электроэнергии крупным потребителям;

k_3 - количество точек учета трехфазных потребителей;

k_1 - количество точек учета однофазных потребителей;

Таблице 2.7.3 - Дополнительные погрешности электронного счетчика активной d_j - суммарная доля потребления электроэнергии трехфазными потребителями (за минусом, учтенных в «т») от суммарного поступления электроэнергии в сеть ПЭС, о.е., определяется по формуле (2.7.8);



d - суммарная доля потребления электроэнергии однофазными потребителями (за минусом, учтенных в «т») от суммарного поступления электроэнергии в сеть ПЭС, *о.е.*, определяется по формуле (2.7.8).

$$d = \frac{W}{W_{\text{пост}}} \text{ о.е.}, \quad (2.7.8)$$

где W - электроэнергия, учтенная счетчиком электроэнергии ИК, тыс. кВтч; W_{пост} - суммарное поступление электроэнергии в сеть ПЭС, тыс. кВтч.

Таблица 2.7.2 - Допускаемые погрешности ТТ и ТН для различных классов

точности по ГОСТ 7746-2001 и ГОСТ. 1983-2001

Класс точности	Первичный ток ТТ, % от ном.	Предел допускаемой погрешности			
		ТТ		ТН	
		токовая погрешность, %	угловая погрешность	погрешность напряжения	угловая погрешность.
0.2 S	1	±0,75	±30	-	-
	5	±0,35	±15	-	-
	20	±0,2	±1	-	-
	100	±0,2	0	-	-
	120	±0,2	±10	-	-
0.2	5	±0,75	±30	±0.2	±10
	20	±0,35	±15		
	100-120	±0,20	±10		
0.5S	1	±1.5	±90	-	-
	5	±0,75	±45	-	-
	20	±0,5	±30	-	-
	100	±0,5	±30	-	-
	120	±0,5	±30	-	-
0.5	5	±1.5	±90	±0.5	±20
	20	±0,75	±45		
	100-120	±0,5	±30		
1	5	±3,0	±180	±1	±40
	20	±1,5	±90		
	100-120	±1,0	±60		
3	50-120	±3	Не нормирую	±3	Не нормируют



Таблица 2.7.3.-Дополнительные погрешности электронного счетчика активной электроэнергии по ГОСТ 30206-94 и ГОСТ 30207-94

Обозначения	Наименование дополнительной погрешности	Диапазон изменения влияющего фактора	Класс точности			
			0,2 и 0,2S	0,5 и 0,5S	1	2
δc_U	Погрешность от изменения напряжения питания	$\pm 10\%$	0.1	0.2	0.7	1.0
δc_f	Погрешность от δc_U изменения частоты	$\pm 5\%$	$\pm 0,5 \delta_d$		0,8	1.3
δc_{fk}	Погрешность от формы кривой тока нагрузки (ток третьей гармоники общего	10%от номинального тока	0,1	0.1	0,6	0.8
δc_t	Погрешность от изменения температуры окружающего воздуха	Определяется условиями измерений	$\pm 0.05 \delta_d \Delta t$			
δc_m	Погрешность от влияния внешнего постоянного	-400 И.Ш 1000 ампер-витков	2,0	3.0	3,0	6,0
$\delta c_{m\sim}$	Погрешность от влияния Вешнего переменного	0.5 мТл	$\pm \delta_d$		2.0	3.0
$\delta c_{mB\sim}$	Погрешность от влияния высокочастотного (электромагнитного) поля	Полоса частот от 27 до 500 МГц; напряженность поля 10 В/м	1.0	2.0	2.0	3.0
δc_{nn}	Погрешность от неравномерности нагрузки	Наличие тока в одной из последовательных цепей при отсутствии тока в	$\pm 1.5 \delta_d$	$\pm 1.2 \delta_d$		
δc_{nU}	! Погрешность от несимметрии напряжения (про-валы и	Обрыв одной или двух фаз напряжения трехфазной сети	0,5	1.0	2.0	4,0

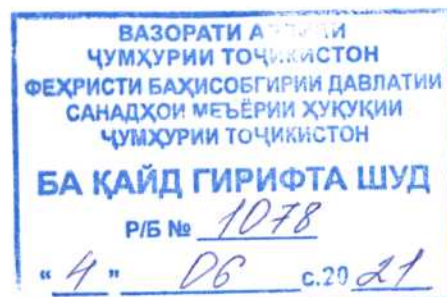


Таблица 2.7.4 -Дополнительные погрешности индукционных счетчиков активной электроэнергии по ГОСТ 6570-96

Обозначение	Наименование дополнительной погрешности	Допускаемое отклонение влияющей величины	Класс точности		
			0.5	1.0	2.0
δ_{cU}	Погрешность от изменения напряжения в измерительной цепи	$\pm 10\%$	-	~	± 0.1
δ_{cf}	Погрешность от частоты	$\pm 5\%$	$\pm 0,12$	± 0.16	± 0.26
δ_{ct}	Погрешность от изменения температуры	Определяется условиями измерений на	$\pm 0,03$	$\pm 0,05$	± 0.1
δ_{cs}	Погрешность из-за отклонения счетчика от вертикального	Отклонение от вертикального положения не более $\pm$	$\pm 0,1$	$\pm 0,13$	± 0.17
$\delta_{c.m}$	Погрешность от влияния внешнего переменного	0.5 мТл	± 1.5	± 2	± 3
$\delta_{c.f.k}$	Погрешность от влияния третьей гармоники в	10 % от номинального тока	$\pm 0,5$	± 0.6	$\pm 0,8$
$\delta_{c.n.h}$	Погрешность от неравномерности нагрузки	Наличие тока в одной из последовательных цепей при отсутствии тока в других	$\pm 1,5$	$\pm 2,0$	$\pm 3,0$
Примечание: В п.п. 1-4 таблицы указаны функции влияния конкретной влияющей величины, в процентах на единицу изменения влияющей величины. Для того, чтобы получить погрешность от конкретной влияющей величины, необходимо умножить функцию влияния, указанную в таблице, на отклонение влияющей величины от ее нормального значения					

17. ОСНОВНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

235. При передаче электрической энергии от электрических станции к потребителям во всех звеньях электрических сетей имеются потери активной мощности и энергии. Эти потери возникают как в кабельных и воздушных линиях различных напряжений, так и в трансформаторах повысительных и понизительных подстанций.

236. Значительная часть этих потерь расходуется в линиях электропередачи всех напряжений и меньшая часть - в трансформаторах. Потери мощности и электроэнергии в электрических сетях достигают значительных величин и являются одним из основных факторов влияющих на экономичность сетей.

237. Большая часть потерь электроэнергии (приблизительно 60-70 %) (приблизительно 60-70 %)



падает на линии и из них более половины на КЛ и ВЛ напряжением 10 кВ и ниже. Поэтому рассматриваемые ниже мероприятия по снижению потерь электроэнергии в значительной степени относятся к сетям напряжением до 10 кВ включительно и непосредственно к электроустановкам потребителей.

238. Основными мероприятиями по снижению потерь электроэнергии в сетях являются:

- применение более высокой ступени напряжения по шкале номинальных напряжений (10 кВ вместо 6 кВ);

- повышения уровня напряжения в сети путем применения устройств регулирования напряжения;

- регулирование активных и реактивных мощностей в отдельных узлах сети;

- применение рациональных схем сети позволяющих осуществлять наиболее экономическую загрузку линии и трансформаторов;

- рационализация энергохозяйств промышленных предприятия, в частности, улучшение коэффициента мощности, правильный выбор мощности и загрузки электродвигателей и т.п.

