

Міністерство освіти і науки України
Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут»

РАЙОННІ ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ

Методичні вказівки
до виконання курсового проекту з дисципліни
«Електричні системи та мережі»
(Електротехнічна частина)



Київ-2009

Міністерство освіти і науки України
Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут»

Районні електричні мережі

Методичні вказівки

до виконання курсового проекту з дисципліни
«Електричні системи та мережі» (Електротехнічна частина)
для студентів усіх форм навчання та
студентів-іноземців напрямку підготовки
6.050701 «Електротехніка та електротехнології»

Затверджено Методичною радою НТУУ «КПІ»

Київ
НТУУ «КПІ»
2009

Районні електричні мережі: Метод. вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи та мережі» (Електротехнічна частина) для студ. усіх форм навчання та студентів-іноземців напряму підготов. 6.050701 «Електротехніка та електротехнології»/ Уклад.: В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський, О.М. Янковська – К.: НТУУ «КПІ», 2009. - 89 с.

*Гриф надано Методичною радою НТУУ «КПІ»
(Протокол № 9 від 21.05.2009 р.)*

Навчальне видання

Методичні вказівки

до виконання курсового проекту з дисципліни
«Електричні системи та мережі» (Електротехнічна частина)
для студентів усіх форм навчання та
студентів-іноземців напряму підготовки
6.050701 «Електротехніка та електротехнології»

Укладачі:	<i>Сулейманов Віктор Миколайович</i> , канд. техн. наук, проф. <i>Чижевський Володимир Валерійович</i> , ас. <i>Янковська Олена Максимівна</i> , ас.
Відповідальний редактор:	<i>В.А. Баженов</i> , канд. техн. наук, доц.
Рецензент:	<i>Є.І. Бардік</i> , канд. техн. наук, доц.

*За редакцією укладачів
Надруковано з оригінал-макета замовника*

Темплан 2009 р., поз. 2-051.

Підп. до друку 05.06.2009. Формат 60×84 $\frac{1}{16}$. Папір офс. Гарнітура Times.
Спосіб друку – ризографія. Ум. друк. арк. 5,58. Обл.-вид. арк. 8,89. Зам. № 9-146. Наклад 150 пр.

НТУУ «КПІ» ВПІ ВПК «Політехніка»
Свідоцтво ДК № 1665 від 28.01.2004 р.
03056, Київ, вул. Політехнічна, 14, корп. 15
тел./факс (044) 241-68-78

ЗМІСТ

ВСТУП.....	4
2.1. Розрахунок параметрів Z-схеми заміщення електричної мережі.....	6
2.1.1. Розрахунок параметрів схем заміщення ЛЕП.....	6
2.1.2. Розрахунок параметрів схем заміщення силових трансформаторів та автотрансформаторів.....	9
2.2. Підготовка вихідних даних для ітераційного розрахунку режиму роботи електричної мережі.....	19
2.3. Електричний розрахунок режиму роботи мережі при максимальних навантаженнях..	23
2.4. Електричний розрахунок післяаварійного режиму роботи мережі.....	46
2.5. Вибір регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ на силових трансформаторах вузлових підстанцій.....	66
2.6. Зміст пояснювальної записки та графічної частини курсового проекту (Електротехнічна частина).....	78
ДОДАТКИ.....	82
СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ.....	88

ВСТУП

Електротехнічна частина методичних вказівок до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи та мережі» містить основні теоретичні відомості щодо електротехнічних розрахунків опорних режимів роботи електричних мереж. Для виконання розрахунків за матеріалами Електротехнічної частини даних методичних вказівок обов'язково потрібна наявність отриманих раніше результатів техніко-економічного порівняння варіантів проектних рішень з вибору номінальної напруги живильної мережі локального споживача, результатів розрахунку кількості, типу та потужності силових трансформаторів на вузлових підстанціях, вибору кількості ланцюгів і перерізів проводів ділянок електричної мережі (див. розділи Економічної частини даних методичних вказівок).

У тексті Електротехнічної частини даних методичних вказівок зустрічаються посилання на різні вирази, рисунки, таблиці та приклади з Економічної частини. На такі посилання вказує цифра «1», що знаходиться на першому місці у позначенні номеру відповідного виразу, рисунку, таблиці або прикладу.

Розрахунки за окремими частинами та розділами курсового проекту з необхідним ступенем точності можна виконувати як з використанням звичайних обчислювальних засобів, так і ПК, наявних в обчислювальному класі кафедри.

Курсовий проект слід виконувати з урахуванням вимог діючих державних стандартів, норм і правил улаштування електричних установок (ПУЕ), вимог охорони праці і правил техніки безпеки. Пояснювальну записку і графічний матеріал курсової роботи оформлюють у відповідності до вимог «Єдиної системи конструкторської документації» (ЕСКД) згідно з ДСТУ 3321-2003.

Електротехнічна частина курсового проекту складається з пояснювальної записки та графічної частини, яку виконують на стандартному аркуші формату А1. Під час виконання курсового проекту необхідно використовувати міжнародну систему одиниць СІ відповідно до ДСТУ 3651.0-97. Графічні позначення елементів електричних систем слід представляти відповідно до ГОСТ 2.722-68, ГОСТ 2.723-68 і ГОСТ 2.725-68, а креслення

виконувати в олівці або друкованому вигляді із заповненням формату не менше 80 %.

У відповідних розділах записки студент наводить вихідні умови та вимоги до виконання кожного розділу Електротехнічної частини курсового проекту, описує методику і логічно структуровану послідовність вирішення завдання. Розрахунки повинні супроводжуватися короткими поясненнями і посиланнями на відповідні рисунки, таблиці та літературні джерела. У разі використання будь-якого методу розрахунку спочатку необхідно навести розрахункові формули у загальному вигляді, підставити числові значення, а потім – результати обчислень із зазначенням розмірності величин. За аналогічних повторних розрахунків результати слід заносити до зведених таблиць без будь-яких проміжних викладень у пояснювальній записці. *Пояснювальна записка, виконана без урахування всіх зазначених вище вимог, на перевірку не приймається.*

У більшості співвідношень і формул, що наводяться далі, прийняті наступні одиниці виміру величин: довжини – у кілометрах (км); сили струму – у амперах (А); напруги – у кіловольтах (кВ); активної потужності – у мегаватах (МВт); реактивної потужності – у мегавольт-амперах реактивних (МВАр); втрат активної потужності – у кіловатах (кВт); втрат реактивної потужності – у кіловат-амперах реактивних (кВАр); опору – в омах (Ом); провідності – у сименсах (См); погонного опору – в омах на кілометр (Ом/км); погонної провідності – у сименсах на кілометр (См/км); відстані між фазами – у міліметрах (мм); відносної кількості регулювальних витків – безрозмірна величина.

Зазначимо, що для більшості електротехнічних розрахунків виявляється цілком достатньою точність обчислень із округленням шуканих величин до двох знаків після коми.

Відзначимо також, що усі приклади, наведені в цих методичних вказівках, розраховані за допомогою програми «Mathcad», яка має точність розрахунків до п'ятнадцяти знаків після коми. У методичних вказівках розрахункові дані при підстановці до формули найчастіше округлені до двох знаків після коми. Тому під час аналізу результатів виразів, які наводяться нижче, при підстановці в них числових значень можливі невеликі розбіжності у межах ± 1 %.

2.1. Розрахунок параметрів Z-схеми заміщення електричної мережі

2.1.1. Розрахунок параметрів схем заміщення ЛЕП

Основою для виконання розрахунку режимних параметрів електричної мережі є, зокрема, параметри її схеми заміщення. Як відомо, будь-яка ЛЕП може бути представлена у вигляді симетричної або несиметричної П- або Т-подібної схеми заміщення (частіше використовують симетричну П-подібну схему). До складу будь-якої схеми заміщення ЛЕП входять:

- активний опір фази лінії $r_{\text{л}}$, Ом;
- реактивний (індуктивний) опір фази лінії $x_{\text{л}}$, Ом;
- активна провідність лінії $g_{\text{л}}$, См;
- реактивна (ємнісна) провідність лінії $b_{\text{л}}$, См.

Усі перераховані вище параметри визначають за відповідними їм розрахунковими значеннями погонних величин.

Величину погонного активного опору i -ї ЛЕП r_{0i} , Ом/км, визначають за наступним співвідношенням:

$$r_{0i} = \rho / F_i, \quad (2.1.1.1)$$

де ρ – питомий опір матеріалу проводу, Ом·мм²/км; F_i – площа поперечного перерізу проводу, мм² (у випадку застосування комбінованих сталевалюмінієвих проводів за величину F_i приймають переріз тільки алюмінієвих жил, див. табл. Д.9).

В усіх електротехнічних розрахунках величину погонного активного опору лінії r_0 умовно приймають такою, що дорівнює значенню погонного омичного опору проводу (тобто опору при протіканні проводом постійного струму) при температурі +20°C. Величину r_{0i} приймають за даними табл. Д.9 для конкретних перерізів повітряних ліній.

Для лінії з розщепленими проводами фази погонний активний опір r'_{0i} , Ом/км, визначають за виразом:

$$r'_{0i} = \frac{r_{0i}}{n}, \quad (2.1.1.2)$$

де r_{0i} – погонний активний опір одного проводу у фазі, Ом/км; n – кількість проводів у розщепленій фазі.

Величина погонного індуктивного реактивного опору i -ї ЛЕП x_{0i} , Ом/км, залежить, крім іншого, від відстаней між фазними проводами. З метою спрощення розрахунків у курсовому проекті для всіх ЛЕП номінальною напругою 110 кВ і 220 кВ, які споруджують на опорах з можливістю підвіски одного або двох ланцюгів, приймають розташування фазних проводів у просторі у вершинах нерівностороннього трикутника, а для ЛЕП напругою 330 кВ – горизонтальне розташування фаз на опорі. Дійсні відстані між фазними проводами для ПЛ різних класів номінальних напруг приймають виходячи з фактичних схем опор, які наводять у довідковій літературі. Усереднені значення середньгеометричних відстаней між фазами ПЛ становлять для ЛЕП-110 кВ – 5 000 мм, для ЛЕП-150 кВ – 6 500 мм, для ЛЕП-220 кВ – 8 000 мм, для ЛЕП-330 кВ – 11 000 мм.

Середньгеометричну відстань $D_{\text{ср}}$, мм, між проводами визначають у такий спосіб:

- у разі розташування проводів у вершинах нерівностороннього трикутника:

$$D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}}, \quad (2.1.1.3a)$$

де D_{12}, D_{23}, D_{31} – дійсні відстані (D) між фазами ЛЕП, мм;

- у разі горизонтального розташування проводів на опорі:

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot D; \quad (2.1.1.3б)$$

- у разі розташування проводів у вершинах рівностороннього трикутника:

$$D_{\text{ср}} = D. \quad (2.1.1.3в)$$

Погонний індуктивний опір нерозщепленої фази i -ї ЛЕП x_{0i} , Ом/км, визначають відповідно до залежності

$$x_{0i} = 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2D_{\text{ср}i}}{d_i}\right) + 0,016\mu, \quad (2.1.1.4a)$$

а для ліній з розщепленою фазою – за виразом

$$x_{0i} = 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2D_{\text{ср}i}}{d_{ie}}\right) + \frac{0,016\mu}{n}, \quad (2.1.1.4б)$$

де $D_{\text{ср}i}$ – середньгеометрична відстань між фазами певної i -ї ЛЕП, мм; d_i – діаметр проводу у фазі, мм; μ – магнітна

проникність матеріалу (для проводів з кольорових металів та комбінованих проводів марок АС, АСК, АСКП, АСКС та інших $\mu=1$); d_{ie} – еквівалентний діаметр проводу фази, мм, що заміщує собою n провідників розщепленої фази; n – кількість розщеплень у фазі.

Для повітряних ліній з номінальною напругою 330 кВ, які конструктивно виконують з розщепленням фази на два проводи, еквівалентний діаметр проводу d_{ie} визначають за співвідношенням:

$$d_{ie} = \sqrt{2 \cdot d_i \cdot a}, \quad (2.1.1.5)$$

де a – дійсна відстань між проводами в розщепленій фазі, мм (для ПЛ напругою 330 кВ $a=400$ мм); d_i – діаметр проводу, мм.

Знаходять активний $r_{\text{л}i}$ та індуктивний реактивний $x_{\text{л}i}$ опір фаз i -ї ЛЕП, Ом, за співвідношеннями

$$\begin{aligned} r_{\text{л}i} &= \frac{r_{0i} \cdot l_i}{k \cdot n} \quad \text{або} \quad r_{\text{л}i} = \frac{r'_{0i} \cdot l_i}{k \cdot n}; \\ x_{\text{л}i} &= \frac{x_{0i} \cdot l_i}{k \cdot n}, \end{aligned} \quad (2.1.1.6)$$

де l_i – довжина i -ї ЛЕП, км; r_{0i} – погонний активний опір i -ї ЛЕП r_{0i} , Ом/км, який визначають згідно з (2.1.1.1); r'_{0i} – погонний активний опір розщепленої фази, Ом/км, який розраховують за виразом (2.1.1.2); k – кількість паралельних ПЛ, що з'єднують дві підстанції; n – кількість ланцюгів на опорі ПЛ.

Повний опір i -ї ЛЕП $\underline{Z}_i$, Ом, становить

$$\underline{Z}_{\text{л}i} = r_{\text{л}i} + jx_{\text{л}i}. \quad (2.1.1.7)$$

Погонну активну провідність фази ЛЕП g_0 , См/км, визначають за виразом

$$g_0 = \frac{\Delta P_{0\text{к}} \times 10^{-3}}{U_{\text{н}}^2}, \quad (2.1.1.8)$$

де $\Delta P_{0\text{к}}$ – середньорічні питомі втрати потужності на корону, кВт/км; $U_{\text{н}}$ – номінальна напруга ЛЕП, кВ.

Погонну ємнісну реактивну провідність нерозщепленої фази ЛЕП b_{0i} , См/км, визначають згідно із залежністю

$$b_{0i} = \frac{7,58 \times 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{\text{ср}i}}{d_i}\right)}. \quad (2.1.1.9a)$$

а для нерозщепленої фази – за виразом

$$b_{0i} = \frac{7,58 \times 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{\text{сп}i}}{d_{i\text{э}}}\right)} \quad (2.1.1.96)$$

Активну провідність $g_{\text{л}i}$, См, та ємнісну реактивну провідність $b_{\text{л}i}$, См, i -ї ЛЕП розраховують за наступними виразами:

$$\begin{aligned} g_{\text{л}i} &= k \cdot n \cdot g_{0i} \cdot l_i, \\ b_{\text{л}i} &= k \cdot n \cdot b_{0i} \cdot l_i. \end{aligned} \quad (2.1.1.10)$$

Повна провідність i -ї ЛЕП $\underline{Y}_{\text{л}i}$, См, складає

$$\underline{Y}_{\text{л}i} = g_{\text{л}i} + j b_{\text{л}i}. \quad (2.1.1.11)$$

Наближене значення ємнісної зарядної потужності i -ї ЛЕП визначатиметься за виразом

$$Q_{\text{зар}i} = b_{\text{л}i} \cdot U_{\text{н}}^2. \quad (2.1.1.12)$$

Зазначимо, що у наближених розрахунках режимів електричних мереж ємнісні поперечні провідності b_i іноді замінюють на половини зарядних потужностей ЛЕП, які прикладають, згідно з П-подібною схемою заміщення, до пунктів, що обмежують певну i -у ділянку:

$$Q_s = 0,5 \cdot \sum_i Q_{\text{зар}i}. \quad (2.1.1.13)$$

2.1.2. Розрахунок параметрів схем заміщення силових трансформаторів та автотрансформаторів

Розрахунок фазних параметрів силових трансформаторів та автотрансформаторів виконують за тими самими виразами.

Активний опір силового двохобмоткового трансформатора $r_{\text{т}}$, Ом, визначають за виразом

$$r_{\text{т}} = \frac{\Delta P_{\text{кз}} \cdot U_{\text{ов}}^2 \times 10^3}{S_{\text{н}}^2}, \quad (2.1.2.1a)$$

де $\Delta P_{\text{кз}}$ – втрати активної потужності у досліді короткого замикання (к.з.) трансформатора, кВт; $U_{\text{ов}}$ – напруга основного

виводу силового трансформатора, кВ; S_H – номінальна потужність трансформатора, кВА.

Активний опір обмоток вищої r_B , середньої r_C і нижчої r_H напруг силового триобмоткового трансформатора, Ом, визначають за наступним співвідношенням:

$$r_B = r_C = r_H = \frac{\Delta P_{K3} \cdot U_{OB}^2 \times 10^3}{2 \cdot S_H^2}. \quad (2.1.2.16)$$

Індуктивний реактивний опір силового двохобмоткового трансформатора x_T , Ом, знаходять за виразом

$$x_T = \frac{10 \cdot U_{K3} \% \cdot U_{OB}^2}{S_H}, \quad (2.1.2.2a)$$

де $U_{K3} \%$ – напруга у досліді к.з. трансформатора, виражена у відсотках від напруги основного виводу трансформатора.

Індуктивний реактивний опір обмоток силового триобмоткового трансформатора визначають у такий спосіб:

$$x_{Ti} = \frac{10 \cdot U_{Ki} \% \cdot U_{OB}^2}{S_H}, \quad (2.1.2.26)$$

де x_{Ti} – реактивний опір i -ї обмотки силового трансформатора, Ом (тут i приймає значення ВН, СН та НН); $U_{Ki} \%$ – фіктивне значення напруги к. з. i -ї обмотки силового трансформатора.

У виразі (2.1.2.26) фіктивні величини $U_{Ki} \%$ знаходять відповідно до наступних співвідношень:

$$\begin{aligned} U_{KB} \% &= 0,5 \cdot (U_{K(B-C)} \% + U_{K(B-H)} \% - U_{K(C-H)} \%); \\ U_{KC} \% &= U_{K(B-C)} \% - U_{KB} \% ; \\ U_{KH} \% &= U_{K(B-H)} \% - U_{KB} \%. \end{aligned} \quad (2.1.2.3)$$

Відзначимо, що під час розрахунків значень фіктивних величин $U_{Ki} \%$ за виразом (2.1.2.3) одне з фіктивних значень $U_{KC} \%$ або $U_{KH} \%$ зазвичай виявляється досить малим або від'ємним. У подальших розрахунках ці величини разом з величинами індуктивних реактивних опорів відповідних обмоток трансформатора, приймають такими, що дорівнюють нулю.

Активний опір $r_{\delta T}$, Ом, та реактивний опір $x_{\delta T}$, Ом, блоку однотипних силових двохобмоткових трансформаторів визначають за виразами

$$r_{\text{от}} = \frac{r_{\text{т}}}{n}; \quad x_{\text{от}} = \frac{x_{\text{т}}}{n}, \quad (2.1.2.4a)$$

де $r_{\text{т}}$ і $x_{\text{т}}$ – відповідно активний та індуктивний реактивний опори силового двохобмоткового трансформатора, Ом, які визначають згідно з виразами (2.1.2.1a) та (2.1.2.2a); n – кількість паралельно включених силових трансформаторів блоку.

Відповідні параметри для блоку однотипних силових триобмоткових трансформаторів розраховують за виразами:

$$r_{\text{от}i} = \frac{r_i}{n}; \quad x_{\text{от}i} = \frac{x_i}{n}, \quad (2.1.2.4б)$$

де r_i і x_i – відповідно активний та індуктивний реактивний опори i -ї обмотки силового триобмоткового трансформатора, Ом, які знаходять відповідно до (2.1.2.1б) та (2.1.2.2б) (тут i приймає значення ВН, СН та НН).

Активну провідність силових двох- та триобмоткових трансформаторів $g_{\text{т}}$, См, розраховують за співвідношенням:

$$g_{\text{т}} = \frac{\Delta P_{\text{xx}} \times 10^{-3}}{U_{\text{об}}^2}, \quad (2.1.2.5)$$

де ΔP_{xx} – втрати активної потужності у досліді холостого ходу (х.х.) трансформатора, кВт.

Значення індуктивної реактивної провідності силових двох- та триобмоткових трансформаторів $b_{\text{т}}$, См, визначають за виразом:

$$b_{\text{т}} = -\frac{I_{\text{xx}}\% \cdot S_{\text{н}} \times 10^{-5}}{U_{\text{об}}^2} = -\frac{\Delta Q_{\text{xx}} \times 10^{-3}}{U_{\text{об}}^2}, \quad (2.1.2.6)$$

де $I_{\text{xx}}\%$ – струм холостого ходу у відсотках від номінального струму силового трансформатора; ΔQ_{xx} – намагнічуюча потужність трансформатора, кВАр.

Активну та реактивну провідності блоку однотипних силових двох- і триобмоткових трансформаторів $g_{\text{от}}$ та $b_{\text{от}}$, См, визначають за виразами

$$g_{\text{от}} = n \cdot g_{\text{т}}; \quad b_{\text{от}} = n \cdot b_{\text{т}}, \quad (2.1.2.7)$$

де $g_{\text{т}}$ і $b_{\text{т}}$ – відповідно активна та індуктивна реактивна провідності силового двох- або триобмоткового трансформатора, См, які

розраховують згідно з (2.1.2.5) і (2.1.2.6); n – кількість паралельно включених силових трансформаторів блоку.

Повна провідність блоку силових трансформаторів $\underline{Y}_{\text{от}}$, См, складе

$$\underline{Y}_{\text{от}} = g_{\text{от}} + j b_{\text{от}}. \quad (2.1.2.8)$$

У виразах (2.1.2.1a)–(2.1.2.6) величини $\Delta P_{\text{кз}}$, $U_{\text{тв}}$, $S_{\text{н}}$, $U_{\text{кз}}\%$, $U_{\text{к(в-н)}}\%$, $U_{\text{к(с-н)}}\%$, $\Delta P_{\text{хх}}$, $I_{\text{хх}}\%$ приймають за паспортними даними трансформаторів, наведеними у табл. Д.1–Д.7.

Зазначимо, що у наближених розрахунках режимів поперечні провідності силових двох- та триобмоткових трансформаторів (автотрансформаторів) можуть бути замінені навантаженнями $\Delta \dot{S}_{\text{тy}}$, МВА, які відбивають втрати потужності при х.х. трансформаторів:

$$\Delta \dot{S}_{\text{тy}} = (\Delta P_{\text{тy}} + j \Delta Q_{\text{тy}}) \times 10^{-3}, \quad (2.1.2.9)$$

де

$$\begin{aligned} \Delta P_{\text{тy}} &= n \cdot \Delta P_{\text{хх}}; \\ \Delta Q_{\text{тy}} &= -n \cdot S_{\text{н}} \cdot I_{\text{хх}}\% \times 10^{-2}, \end{aligned} \quad (2.1.2.10)$$

де $\Delta P_{\text{тy}}$, $\Delta Q_{\text{тy}}$ – відповідно втрати активної потужності, кВт, і реактивної потужності, кВАр, у провідностях силового двох- або триобмоткового трансформатора (блоку трансформаторів); n – кількість паралельно включених силових трансформаторів.

Паспортні дані будь-якого силового автотрансформатора багато в чому аналогічні паспортним даним триобмоткових трансформаторів, проте існують і деякі принципові відмінності.

Наприклад, для силових автотрансформаторів втрати потужності у досліді к.з. (за аналогією із зазначенням значень напруги к.з.) іноді наводять для пар обмоток: $\Delta P_{\text{к(з)}}$, $\Delta P_{\text{к(в-н)}}$, $\Delta P_{\text{к(с-н)}}$, кВт.

Крім того, для будь-якого автотрансформатора номінальну потужність обмотки НН $S_{\text{нн}}$, МВА, завжди вказують у відсотках від номінальної потужності автотрансформатора $S_{\text{н}}$, МВА. Оскільки заводи-виробники дають величини $U_{\text{к(з)}}\%$ та $\Delta P_{\text{к(з)}}$ віднесеними до номінальної потужності автотрансформатора $S_{\text{н}}$, а величини $U_{\text{к(в-н)}}\%$, $U_{\text{к(с-н)}}\%$ і $\Delta P_{\text{к(в-н)}}$, $\Delta P_{\text{к(с-н)}}$ – до потужності обмотки НН $S_{\text{нн}}$, то перед початком розрахунку поздовжніх параметрів схеми заміщення автотрансформатора за виразами (2.1.2.1б) і (2.1.2.2б) зазначені вище паспортні дані необхідно перерахувати до номінальної потужності автотрансформатора за наступними виразами:

$$\Delta P'_{K(B-H)} = \Delta P_{K(B-H)} \cdot \left(\frac{S_H}{S_{HH}} \right)^2; \quad (2.1.2.11)$$

$$\Delta P'_{K(C-H)} = \Delta P_{K(C-H)} \cdot \left(\frac{S_H}{S_{HH}} \right)^2;$$

$$U'_{K(B-H)} = U_{K(B-H)} \cdot \left(\frac{S_H}{S_{HH}} \right); \quad (2.1.2.12)$$

$$U'_{K(C-H)} = U_{K(C-H)} \cdot \left(\frac{S_H}{S_{HH}} \right).$$

Потім необхідно обчислити фіктивні значення втрат потужностей к.з. та фіктивні значення напруг к.з. для кожної обмотки автотрансформатора за наступними виразами:

$$\begin{aligned} \Delta P_{KB} &= 0,5 \cdot (\Delta P_{K(B-C)} \% + \Delta P'_{K(B-H)} \% - \Delta P'_{K(C-H)} \%); \\ \Delta P_{KC} &= \Delta P_{K(B-C)} \% - \Delta P_{KB} \%; \\ \Delta P_{KH} &= \Delta P'_{K(B-H)} \% - \Delta P_{KB} \%. \end{aligned} \quad (2.1.2.13)$$

$$\begin{aligned} U_{KB} \% &= 0,5 \cdot (U_{K(B-C)} \% + U'_{K(B-H)} \% - U'_{K(C-H)} \%); \\ U_{KC} \% &= U_{K(B-C)} \% - U_{KB} \%; \\ U_{KH} \% &= U'_{K(B-H)} \% - U_{KB} \%; \end{aligned} \quad (2.1.2.14)$$

Отримані фіктивні значення зазначених вище величин потім підставляють у вирази (2.1.2.16) та (2.1.2.26) для розрахунку поздовжніх параметрів схеми заміщення автотрансформатора.

Приклад 2.1. Для схеми електричної мережі, вихідних та розрахункових даних прикладів 1.1 і 1.3 Економічної частини виконати розрахунок параметрів схеми заміщення ЛЕП.

Розв'язання

У результаті розв'язання прикладу 1.3 було встановлено, що для спорудження ПЛ проектованої електричної мережі слід використовувати сталевалюмінієві проводи перерізом 70, 120 і 240 мм². З метою спрощення подальших розрахунків будемо вважати, що для спорудження всіх ПЛ схеми мережі застосовують

залізобетонні опори з підвіскою фазних проводів у вершинах нерівностороннього трикутника та середньогометричною відстанню між фазними проводами $D_{cp}=5\,000$ мм. На основі наведених даних і табл. Д.9 визначимо погонні параметри проводів зазначених перерізів.

Значення погонного активного опору r_0 для всіх перерізів, які будемо застосовувати, визначимо за виразом (2.1.1.1):

$$r_{070} = \rho / F_{70} = 28,5 / 68 = 0,419 \text{ Ом/км};$$

$$r_{0120} = \rho / F_{120} = 28,5 / 118 = 0,242 \text{ Ом/км};$$

$$r_{0240} = \rho / F_{240} = 28,5 / 244 = 0,117 \text{ Ом/км}.$$

Значення погонного реактивного опору x_0 для всіх перерізів, які будемо застосовувати, визначимо за виразом (2.1.1.4а):

$$\begin{aligned} x_{070} &= 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2D_{cp}}{d_{70}}\right) + 0,016\mu = 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 5\,000}{11,4}\right) + 0,016 \cdot 1 = \\ &= 0,443 \text{ Ом/км}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} x_{0120} &= 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2D_{cp}}{d_{120}}\right) + 0,016\mu = 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 5\,000}{15,2}\right) + 0,016 \cdot 1 = \\ &= 0,425 \text{ Ом/км}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} x_{0240} &= 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2D_{cp}}{d_{240}}\right) + 0,016\mu = 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 5\,000}{21,6}\right) + 0,016 \cdot 1 = \\ &= 0,403 \text{ Ом/км}. \end{aligned}$$

Значеннями погонної активної провідності для мережі класом напруги 110 кВ нехтуємо, оскільки значення втрат потужності на корону для ПЛ такого класу напруги незначні.

Значення погонної ємнісної реактивної провідності b_0 для всіх перерізів, які будемо застосовувати, визначимо за виразом (2.1.1.9а):

$$b_{070} = \frac{7,58 \times 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{70}}\right)} = \frac{7,58 \times 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5\,000}{11,4}\right)} = 2,576 \times 10^{-6} \text{ См/км};$$

$$b_{0120} = \frac{7,58 \times 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{120}}\right)} = \frac{7,58 \times 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5\,000}{15,2}\right)} = 2,690 \times 10^{-6} \text{ См/км};$$

$$b_{0240} = \frac{7,58 \times 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{240}}\right)} = \frac{7,58 \times 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5\,000}{21,6}\right)} = 2,844 \times 10^{-6} \text{ См/км}.$$

Розрахунок параметрів схем заміщення ЛЕП електричної мережі проілюструємо для ділянок 0-1 та 5-6.

Значення активного опору $r_{л}$, Ом, та індуктивного реактивного опору $x_{л}$, Ом, для цих ділянок визначимо за виразом (2.1.1.6). Для ділянки 0-1 значення зазначених величин складуть:

$$r_{л0-1} = \frac{r_{0120} \cdot l_{0-1}}{k_{0-1} \cdot n_{0-1}} = \frac{0,242 \cdot 32}{1 \cdot 1} = 7,23 \text{ Ом};$$

$$x_{л0-1} = \frac{x_{0120} \cdot l_{0-1}}{k_{0-1} \cdot n_{0-1}} = \frac{0,425 \cdot 32}{1 \cdot 1} = 13,59 \text{ Ом},$$

а для ділянки 5-6 відповідні значення будуть:

$$r_{л5-6} = \frac{r_{070} \cdot l_{5-6}}{k_{5-6} \cdot n_{5-6}} = \frac{0,419 \cdot 9}{2 \cdot 1} = 1,89 \text{ Ом};$$

$$x_{л5-6} = \frac{x_{070} \cdot l_{5-6}}{k_{5-6} \cdot n_{5-6}} = \frac{0,443 \cdot 9}{2 \cdot 1} = 1,99 \text{ Ом}.$$

Оскільки за умовами завдання номінальна напруга електричної мережі складає 110 кВ, то значення активної провідності $g_{л}$, См, для всіх ділянок електричної мережі можна прийняти такими, що дорівнюють нулю.

Значення ємнісної реактивної провідності $b_{л}$, См, для ділянок 0-1 і 5-6 визначимо за виразом (2.1.1.10):

$$b_{л0-1} = k_{0-1} \cdot n_{0-1} \cdot b_{0120} \cdot l_{0-1} = 1 \cdot 1 \cdot 2,690 \times 10^{-6} \cdot 32 = 86,07 \times 10^{-6} \text{ См};$$

$$b_{л5-6} = k_{5-6} \cdot n_{5-6} \cdot b_{070} \cdot l_{5-6} = 2 \cdot 1 \cdot 2,576 \times 10^{-6} \cdot 9 = 46,36 \times 10^{-6} \text{ См}.$$

Значення комплексних опорів Z_i , Ом, для ділянок 0-1 та 5-6 визначимо відповідно до виразу (2.1.1.7):

$$\underline{Z}_{л0-1} = r_{л0-1} + jx_{л0-1} = 7,23 + j13,59 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{л5-6} = r_{л5-6} + jx_{л5-6} = 1,89 + j1,99 \text{ Ом},$$

а величини комплексних провідностей Y_i , См, згідно з виразом (2.1.1.11), складуть

$$\underline{Y}_{л0-1} = g_{л0-1} + jb_{л0-1} = 0 + j86,07 \times 10^{-6} = j86,07 \times 10^{-6} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_{л5-6} = g_{л5-6} + jb_{л5-6} = 0 + j46,36 \times 10^{-6} = j46,36 \times 10^{-6} \text{ См}.$$

Параметри схем заміщення інших ділянок схеми розраховують аналогічно. Результати розрахунку наведені у табл. 2.1.1.

Таблиця 2.1.1. Результати розрахунку параметрів схем заміщення ЛЕП електричної мережі

Ділянка	Переріз, F, мм ²	Довжина ЛЕП, км	Опір ЛЕП, Ом			Провідність ЛЕП, См		
			$r_{\text{л}}$	$x_{\text{л}}$	$Z_{\text{л}}$	$g_{\text{л}}$	$b_{\text{л}}$	$Y_{\text{л}}$
0-1	1×120	32	7,73	13,59	7,73+j13,59	0	86,07×10 ⁻⁶	j86,07×10 ⁻⁶
0-4	1×120	19	4,59	8,07	4,59+j8,07	0	51,10×10 ⁻⁶	j51,10×10 ⁻⁶
1-2	1×240	26	3,04	10,47	3,04+j10,47	0	73,94×10 ⁻⁶	j73,94×10 ⁻⁶
1-5	1×120	16	3,86	6,79	3,86+j6,79	0	43,04×10 ⁻⁶	j43,04×10 ⁻⁶
2-3	1×240	28	3,27	11,27	3,27+j11,27	0	79,62×10 ⁻⁶	j79,62×10 ⁻⁶
4-3	1×70	17	7,13	7,53	7,13+j7,53	0	43,78×10 ⁻⁶	j43,78×10 ⁻⁶
5-3	1×120	19	4,59	8,07	4,59+j8,07	0	51,10×10 ⁻⁶	j51,10×10 ⁻⁶
5-6	2×70	9	1,89	1,99	1,89+j1,99	0	46,36×10 ⁻⁶	j46,36×10 ⁻⁶

Приклад 2.2. Для схеми електричної мережі та вихідних даних прикладу 1.1 виконати розрахунок параметрів схеми заміщення силових трансформаторів, встановлених на підстанціях схеми електричної мережі.

Розв'язання

Тип та кількість силових трансформаторів, встановлених на понижуючих підстанціях схеми електричної мережі, обрані раніше в результаті розв'язання прикладу 1.1. Зазначимо, що для усіх підстанцій схеми до встановлення були обрані по два силових трансформатора.

Розрахунок параметрів схем заміщення силових трансформаторів проілюструємо на прикладі підстанцій в пунктах 1 та 6 електричної мережі.

Активний опір обмоток силового триобмоткового трансформатора, встановленого на підстанції пункту 1, визначимо за виразом (2.1.2.1б):

$$r_{\text{в}1} = r_{\text{с}1} = r_{\text{н}1} = \frac{\Delta P_{\text{кз}1} \cdot U_{\text{ов}1}^2 \times 10^3}{2 \cdot S_{\text{н}1}^2} = \frac{140 \cdot 115^2 \times 10^3}{2 \cdot 25000^2} = 1,48 \text{ Ом},$$

а активний опір силового трансформатора, встановленого підстанції пункту 6 – за виразом (2.1.2.1а):

$$r_{\text{т}6} = \frac{\Delta P_{\text{кз}6} \cdot U_{\text{ов}6}^2 \times 10^3}{S_{\text{н}6}^2} = \frac{85 \cdot 115^2 \times 10^3}{16000^2} = 4,39 \text{ Ом}.$$

Активні опори обмоток блоку силових трансформаторів, встановлених на підстанції пункту 1, розраховують згідно з (2.1.2.4б):

$$r_{\text{бв1}} = r_{\text{бс1}} = r_{\text{бн1}} = \frac{r_{\text{б1}}}{n} = \frac{r_{\text{с1}}}{n} = \frac{r_{\text{н1}}}{n} = \frac{1,48}{2} = 0,74 \text{ Ом},$$

а активний опір блоку силових трансформаторів, встановлених на підстанції пункту 6, визначають за виразом (2.1.2.4а):

$$r_{\text{т6}} = \frac{r_{\text{т6}}}{n} = \frac{4,39}{2} = 2,20 \text{ Ом}.$$

Реактивний опір обмоток силового триобмоткового трансформатора, встановленого на підстанції пункту 1, визначимо за виразом (2.1.2.2б), де величини $U_{\text{кi}}$ для відповідних обмоток визначають за табл. 1.4.12.

$$x_{\text{тв1}} = \frac{10 \cdot U_{\text{кв1}} \% \cdot U_{\text{об1}}^2}{S_{\text{н1}}} = \frac{10 \cdot 10,75 \cdot 115^2}{25\,000} = 56,87 \text{ Ом};$$

$$x_{\text{тс1}} = \frac{10 \cdot U_{\text{кс1}} \% \cdot U_{\text{об1}}^2}{S_{\text{н1}}} = \frac{10 \cdot 0 \cdot 115^2}{25\,000} = 0 \text{ Ом};$$

$$x_{\text{тн1}} = \frac{10 \cdot U_{\text{кн1}} \% \cdot U_{\text{об1}}^2}{S_{\text{н1}}} = \frac{10 \cdot 6,75 \cdot 115^2}{25\,000} = 35,71 \text{ Ом}.$$

Реактивний опір обмоток силового двохобмоткового трансформатора, встановленого на підстанції пункту 6, визначимо за виразом (2.1.2.2б):

$$x_{\text{т6}} = \frac{10 \cdot 10,5 \cdot 115^2}{16\,000} = 86,79 \text{ Ом}.$$

Реактивні опори обмоток блоку силових трансформаторів, встановлених на підстанції пункту 1, визначимо згідно з (2.1.2.4б):

$$x_{\text{бв1}} = \frac{x_{\text{в1}}}{n} = \frac{56,87}{2} = 28,43 \text{ Ом};$$

$$x_{\text{бс1}} = \frac{x_{\text{с1}}}{n} = \frac{0}{2} = 0 \text{ Ом};$$

$$x_{\text{бн1}} = \frac{x_{\text{н1}}}{n} = \frac{35,71}{2} = 17,85 \text{ Ом},$$

а реактивний опір блоку силових трансформаторів, встановлених на підстанції пункту 6, розраховують за виразом (2.1.2.4а):

$$x_{\text{т6}} = \frac{x_{\text{т6}}}{n} = \frac{86,79}{2} = 43,40 \text{ Ом}.$$

Активну провідність силових трансформаторів блоків, встановлених на підстанціях пунктів 1 та 6, розрахуємо за співвідношенням (2.1.2.5):

$$g_{т1} = \frac{\Delta P_{xx1} \times 10^{-3}}{U_{об1}^2} = \frac{31 \times 10^{-3}}{115^2} = 2,34 \times 10^{-6} \text{ См};$$

$$g_{т6} = \frac{\Delta P_{xx6} \times 10^{-3}}{U_{об6}^2} = \frac{19 \times 10^{-3}}{115^2} = 1,44 \times 10^{-6} \text{ См.}$$

Значення індуктивної реактивної провідності силових трансформаторів, встановлених на підстанціях пунктів 1 та 6, знайдемо за виразом (2.1.2.6):

$$b_{т1} = -\frac{I_{xx1} \% \cdot S_{н1} \times 10^{-5}}{U_{об1}^2} = -\frac{0,7 \cdot 25\,000 \times 10^{-5}}{115^2} = -13,23 \times 10^{-6} \text{ См};$$

$$b_{т6} = -\frac{I_{xx6} \% \cdot S_{н6} \times 10^{-5}}{U_{об6}^2} = -\frac{0,7 \cdot 16\,000 \times 10^{-5}}{115^2} = -8,47 \times 10^{-6} \text{ См.}$$

Активну та реактивну провідність блоків силових трансформаторів, встановлених на підстанціях пунктів 1 і 6, визначимо за (2.1.2.7):

$$g_{бт1} = n \cdot g_{т1} = 2 \cdot 2,34 \times 10^{-6} = 4,69 \times 10^{-6} \text{ См};$$

$$b_{бт1} = n \cdot b_{т1} = 2 \cdot (-13,23 \times 10^{-6}) = -26,47 \times 10^{-6} \text{ См};$$

$$g_{бт6} = n \cdot g_{т6} = 2 \cdot 1,44 \times 10^{-6} = 2,87 \times 10^{-6} \text{ См};$$

$$b_{бт6} = n \cdot b_{т6} = 2 \cdot (-8,47 \times 10^{-6}) = -16,94 \times 10^{-6} \text{ См.}$$

Повна провідність блоків силових трансформаторів $Y_{бт}$, См, встановлених на підстанціях пунктів 1 і 6, згідно з (2.1.2.8) складе:

$$Y_{бт1} = g_{бт1} + j b_{бт1} = (4,69 - j26,47) \times 10^{-6} \text{ См};$$

$$Y_{бт6} = g_{бт6} + j b_{бт6} = (2,87 - j16,94) \times 10^{-6} \text{ См.}$$

Параметри схем заміщення блоків трансформаторів решти підстанцій схеми електричної мережі розраховують аналогічно. Результати розрахунку наведені в табл. 2.1.2.

Таблиця 2.1.2. Результати розрахунку параметрів схем заміщення блоків трансформаторів електричної мережі

№ п/с	Опір блоку трансформаторів, Ом								Провідність блоку трансформаторів, См		
	активний				реактивний				активна, $g_{бт}$	реактивна, $b_{бт}$	повна, $Y_{бт}$
	$r_{бт}$	$r_{бв}$	$r_{бс}$	$r_{бн}$	$x_{бт}$	$x_{бв}$	$x_{бс}$	$x_{бн}$			
1	—	0,74	0,74	0,74	—	28,43	0	17,85	$4,69 \times 10^{-6}$	$-26,47 \times 10^{-6}$	$(4,69 - j26,47) \times 10^{-6}$
2	0,73	—	—	—	19,22	—	—	—	$6,83 \times 10^{-6}$	$-35,52 \times 10^{-6}$	$(6,83 - j35,52) \times 10^{-6}$
3	—	1,29	1,29	1,29	—	44,43	0	25,83	$3,48 \times 10^{-6}$	$-24,20 \times 10^{-6}$	$(3,48 - j24,20) \times 10^{-6}$
4	—	1,29	1,29	1,29	—	44,43	0	25,83	$3,48 \times 10^{-6}$	$-24,20 \times 10^{-6}$	$(3,48 - j24,20) \times 10^{-6}$
5	—	1,29	1,29	1,29	—	44,43	0	25,83	$3,48 \times 10^{-6}$	$-24,20 \times 10^{-6}$	$(3,48 - j24,20) \times 10^{-6}$
6	2,20	—	—	—	48,40	—	—	—	$2,87 \times 10^{-6}$	$-16,94 \times 10^{-6}$	$(2,87 - j16,94) \times 10^{-6}$

2.2. Підготовка вихідних даних для ітераційного розрахунку режиму роботи електричної мережі

Після розрахунку параметрів схем заміщення мережних елементів складають Z-схему електричної мережі. При цьому зі складу схеми, як правило, вилючають радіальні відгалуження, що відбивають поздовжні елементи схем заміщення приєднаних до пунктів мережі блоків силових трансформаторів або поздовжні опори радіальних ліній.

У цьому випадку розрахунок режиму мережі виконують не за заданими, а за приведеними до сторони вищої напруги значеннями навантажень пунктів схеми $\dot{S}_{\text{пр}}$, МВА. Останні визначають за співвідношенням:

$$\dot{S}_{\text{пр}} = \dot{S}_{\text{зад}} + \Delta \dot{S}_{\text{Tz}} \times 10^{-3} = \dot{S}_{\text{зад}} + (\Delta P_{\text{Tz}} + j \Delta Q_{\text{Tz}}) \times 10^{-3}, \quad (2.2.1)$$

де $\dot{S}_{\text{зад}}$ – задане навантаження пунктів схеми, МВА; $\Delta \dot{S}_{\text{Tz}}$ – втрати потужності у поздовжніх опорах блоку силових трансформаторів, під'єднаних до відповідного пункту схеми, кВА.

Таким чином, із загальної схеми заміщення проектованої мережі видаляють поздовжні елементи схем заміщення трансформаторів, трохи зменшуючи при цьому трудомісткість розрахунку режимів. Проте до розрахунку вноситься певна похибка, обумовлена визначенням втрат потужності в обмотках трансформаторів за номінальною напругою мережі. Втрати активної потужності ΔP_{Tz} , кВт, і реактивної потужності ΔQ_{Tz} , кВАр, в обмотках силових двох- і триобмоткових трансформаторів визначають відповідно до виразів (1.1.8) і (1.1.17) відповідно.

Для подальших ітераційних розрахунків режимів електричної мережі визначають еквівалентні (сумарні) поперечні провідності всіх пунктів схеми з урахуванням напівсуми провідностей П-подібних симетричних схем заміщення ділянок ЛЕП, які примикають до s-го пункту:

$$\underline{Y}_s = 0,5 \cdot \sum_i \underline{Y}_{\text{Лi}} + \underline{Y}_{\text{бтs}}, \quad (2.2.2)$$

де $0,5 \cdot \sum \underline{Y}_{\text{Лi}}$ – напівсума повних провідностей усіх ЛЕП, що відходять у схему від шин ВН s-ї підстанції електричної мережі, См; $\underline{Y}_{\text{бтs}}$ – сумарна повна провідність блоку силових трансформаторів, підключеного до s-го пункту схеми мережі, См.

З огляду на ємнісний характер поперечної реактивної провідності ЛЕП та індуктивний характер поперечної реактивної провідності блоку силових трансформаторів, еквівалентування (підсумовування) поперечних реактивних провідностей у пунктах схеми необхідно завжди здійснювати алгебраїчно.

Приклад 2.3. Для схеми електричної мережі та вихідних даних прикладу 1.1 виконати розрахунок величин приведених навантажень та еквівалентних поперечних провідностей усіх пунктів мережі.

Розв'язання

Виконаємо розрахунок приведених навантажень усіх пунктів електричної мережі за виразом (2.2.1). Для цього визначимо величини активних втрат потужності ΔP_{Tz} , кВт, та реактивних втрат потужності ΔQ_{Tz} , кВАр, у поздовжніх опорах блоків двохобмоткових і триобмоткових силових трансформаторів за виразами (1.1.8) і (1.1.17) відповідно. Попередньо виконаємо розрахунок коефіцієнтів завантаження обмоток блоків двохобмоткових силових трансформаторів β та блоків триобмоткових силових трансформаторів β_i відповідно до виразів (1.1.10) і (1.1.18) відповідно.

Для блоку триобмоткових силових трансформаторів, встановленого в пункті 1, коефіцієнти завантаження обмоток складуть:

$$\begin{aligned}\beta_{BH1} &= \frac{S_{BH1} \times 10^3}{n \cdot S_{H1}} = \frac{\sqrt{(P_{BH1})^2 + (Q_{BH1})^2} \times 10^3}{n \cdot S_{H1}} = \frac{\sqrt{28,00^2 + (-19,44)^2} \times 10^3}{2 \cdot 25000} = \\ &= 0,682; \\ \beta_{CH1} &= \frac{S_{CH1} \times 10^3}{n \cdot S_{H1}} = \frac{\sqrt{(P_{CH1})^2 + (Q_{CH1})^2} \times 10^3}{n \cdot S_{H1}} = \frac{\sqrt{12,00^2 + (-8,69)^2} \times 10^3}{2 \cdot 25000} = \\ &= 0,296; \\ \beta_{HH1} &= \frac{S_{HH1} \times 10^3}{n \cdot S_{H1}} = \frac{\sqrt{(P_{HH1})^2 + (Q_{HH1})^2} \times 10^3}{n \cdot S_{H1}} = \frac{\sqrt{16,00^2 + (-10,75)^2} \times 10^3}{2 \cdot 25000} = \\ &= 0,386.\end{aligned}$$

Тут величини P_{1BH} , P_{1CH} , P_{1HH} , Q_{1BH} , Q_{1CH} , Q_{1HH} , являють собою відповідно потоки активної та реактивної потужностей, МВт і МВАр, що протікають обмотками ВН, СН і НН блоку триобмоткових силових трансформаторів, встановленого в пункті 1. Зазначені величини визначають за табл. 1.4.12.

Для блоку двохобмоткових силових трансформаторів, встановленого в пункті 6, коефіцієнт завантаження обмоток складе:

$$\beta_6 = \frac{S_{\max 6} \times 10^3}{n \cdot S_{H6}} = \frac{\sqrt{(P_{\max 6})^2 + (Q_{\max 6})^2} \times 10^3}{n \cdot S_{H6}} = \frac{\sqrt{1200^2 + (-8,06)^2} \times 10^3}{2 \cdot 16000} = 0,452$$

Тут величини $P_{\max 6}$ та $Q_{\max 6}$ являють собою відповідно потоки активної та реактивної потужностей, МВт і МВАр, що протікають обмотками блоку двохобмоткових силових трансформаторів, встановленого в пункті 6. Ці величини визначають за табл. 1.4.12.

Коефіцієнти завантаження інших блоків силових трансформаторів схеми визначають аналогічно. Результати розрахунків наведені в табл. 2.2.1.

Таблиця 2.2.1. Результати розрахунку коефіцієнтів завантаження блоків силових трансформаторів

Номер пункту	S_n , МВА	Потік потужності i -ю обмоткою						Коефіцієнт завантаження обмотки β_i		
		P_i , МВт			Q_i , МВАр					
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
1	25	28,00	12,00	16,00	-19,44	-8,69	-10,75	0,682	0,296	0,386
2	40	-60,00	—	-60,00	45,00	—	45,00	0,937	—	0,937
3	16	18,00	10,00	8,00	-12,62	-7,24	-5,38	0,687	0,386	0,301
4	16	13,00	8,00	5,00	-9,15	-5,79	-3,36	0,497	0,309	0,188
5	16	15,00	9,00	6,00	-10,55	-6,52	-4,03	0,573	0,347	0,226
6	16	12,00	—	12,00	-8,06	—	-8,06	0,452	—	0,452

Розрахуємо, відповідно до виразів (1.1.17), величини активних та реактивних втрат потужностей в опорах блоку триобмоткових силових трансформаторів, встановленого в пункті 1:

$$\Delta P_{Tz1} = \frac{n \cdot \Delta P_{K31}}{2} \cdot (\beta_{ВН1}^2 + \beta_{СН1}^2 + \beta_{НН1}^2) = \frac{2 \cdot 140}{2} \cdot (0,682^2 + 0,296^2 + 0,386^2) = 98,2 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{Tz1} = -n \cdot S_{H1} \cdot (\beta_{ВН1}^2 \cdot U_{KB1} \% + \beta_{СН1}^2 \cdot U_{KC1} \% + \beta_{НН1}^2 \cdot U_{KH1} \%) \times 10^{-2} = -2 \cdot 25000 \cdot (0,682^2 \cdot 10,75 + 0,296^2 \cdot 0 + 0,386^2 \cdot 6,75) \times 10^{-2} = -2999,8 \text{ кВАр}$$

Тут фіктивні значення напруг к.з. для обмоток $U_{KB} \%$, $U_{KC} \%$ та $U_{KH} \%$ визначають за табл. 1.4.12.

Величини активних та реактивних втрат потужностей в опорах блоку двохобмоткових силових трансформаторів, встановленого в пункті 6, визначимо згідно з виразом (1.1.8):

$$\Delta P_{Tz6} = n \cdot \beta_6^2 \cdot \Delta P_{K36} = 2 \cdot 0,452^2 \cdot 85 = 34,7 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{Tz6} = -n \cdot S_{H6} \cdot \beta_6^2 \cdot U_{K6} \% \times 10^{-2} = -2 \cdot 16000 \cdot 0,452^2 \cdot 10,5 \times 10^{-2} = -685,9 \text{ кВАр}.$$

Розрахуємо значення приведених навантажень пунктів 1 та 6:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\text{пр}1} &= \dot{S}_{\text{зад}1} + \Delta\dot{S}_{\text{TZ}1} \times 10^{-3} = \dot{S}_{\text{max}1} + (\Delta P_{\text{TZ}1} + j\Delta Q_{\text{TZ}1}) \times 10^{-3} = \\ &= 28,00 - j19,44 + (98,0 - j2\,999,8) \times 10^{-3} = 28,10 - j22,44 \text{ МВА.}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\text{пр}6} &= \dot{S}_{\text{зад}6} + \Delta\dot{S}_{\text{TZ}6} \times 10^{-3} = \dot{S}_{\text{max}6} + (\Delta P_{\text{TZ}6} + j\Delta Q_{\text{TZ}6}) \times 10^{-3} = \\ &= 12,00 - j8,06 + (34,7 - j685,9) \times 10^{-3} = 12,03 - j8,75 \text{ МВА.}\end{aligned}$$

Значення приведених навантажень решти пунктів розраховують аналогічно. Результати розрахунків наведені в табл. 2.2.2.

Таблиця 2.2.2. Результати розрахунку приведених навантажень пунктів схеми

Номер пункту	Задана потужність, $\dot{S}_{\text{max}}$, МВА	Втрати потужності в опорах блоку силових трансформаторів		Приведена потужність пункту, $\dot{S}_{\text{пр}}$, МВА
		ΔP_{TZ} , кВт	ΔQ_{TZ} , кВАр	
1	28,00-j19,44	98,2	-2 999,8	28,10-j22,44
2	-60,00+j45,00	281,2	-7 382,8	-59,72+j37,62
3	18,00-j12,62	71,1	-1 804,6	18,07-j14,42
4	13,00-j9,15	37,8	-920,0	13,04-j10,07
5	15,00-j10,75	50,0	-1 231,7	15,05-j11,78
6	12,00-j8,06	34,7	-685,9	12,03-j8,75

Значення еквівалентних провідностей пунктів електричної мережі розраховують за співвідношенням (2.2.2).

$$\begin{aligned}\underline{Y}_1 &= 0,5 \cdot (\underline{Y}_{\text{л}0-1} + \underline{Y}_{\text{л}1-2} + \underline{Y}_{\text{л}1-5}) + \underline{Y}_{\text{бт}1} = 0,5 \cdot (j86,07 + j73,94 + j43,04) \times 10^{-6} + \\ &+ (4,69 - j26,47) \times 10^{-6} = (4,69 + j75,06) \times 10^{-6} \text{ См;}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\underline{Y}_2 &= 0,5 \cdot (\underline{Y}_{\text{л}1-2} + \underline{Y}_{\text{л}2-3}) + \underline{Y}_{\text{бт}2} = 0,5 \cdot (j73,94 + j79,62) \times 10^{-6} + \\ &+ (6,83 - j35,52) \times 10^{-6} = (6,83 + j41,26) \times 10^{-6} \text{ См;}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\underline{Y}_3 &= 0,5 \cdot (\underline{Y}_{\text{л}2-3} + \underline{Y}_{\text{л}4-3} + \underline{Y}_{\text{л}5-3}) + \underline{Y}_{\text{бт}3} = 0,5 \cdot (j79,62 + j43,78 + j21,10) \times 10^{-6} + \\ &+ (3,48 - j24,20) \times 10^{-6} = (3,48 + j63,06) \times 10^{-6} \text{ См;}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\underline{Y}_4 &= 0,5 \cdot (\underline{Y}_{\text{л}0-4} + \underline{Y}_{\text{л}4-3}) + \underline{Y}_{\text{бт}4} = 0,5 \cdot (j51,10 + j43,78) \times 10^{-6} + \\ &+ (3,48 - j24,20) \times 10^{-6} = (3,48 + j23,25) \times 10^{-6} \text{ См;}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\underline{Y}_5 &= 0,5 \cdot (\underline{Y}_{\text{л}1-5} + \underline{Y}_{\text{л}5-6} + \underline{Y}_{\text{л}5-3}) + \underline{Y}_{\text{бт}5} = 0,5 \cdot (j43,04 + j50,10 + j46,36) \times 10^{-6} + \\ &+ (3,48 - j24,20) \times 10^{-6} = (3,48 + j46,05) \times 10^{-6} \text{ См;}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\underline{Y}_6 &= 0,5 \cdot \underline{Y}_{\text{л}5-6} + \underline{Y}_{\text{бт}6} = 0,5 \cdot j46,36 \times 10^{-6} + (2,87 - j16,94) \times 10^{-6} = \\ &= (2,87 + j6,24) \times 10^{-6} \text{ См.}\end{aligned}$$

Еквівалентна провідність БП складе:

$$\underline{Y}_{\text{БП}} = 0,5 \cdot (\underline{Y}_{\text{л}0-1} + \underline{Y}_{\text{л}0-4}) = 0,5 \cdot (j86,07 + j51,10) \times 10^{-6} = j68,59 \times 10^{-6} \text{ См.}$$

2.3. Електричний розрахунок режиму роботи мережі при максимальних навантаженнях

Розрахунки режимів роботи районних мереж виконують ітераційними методами. Розрахувати усталений режим роботи електричної мережі означає визначити фактичні потоки потужностей за ділянками мережі, рівні напруги у всіх пунктах схеми та сумарні втрати потужностей у Z і Y-елементах схеми заміщення мережі.

Завданням ітераційного розрахунку режиму роботи мережі є уточнення втрат потужності в елементах схеми заміщення мережі з метою визначення їхніх значень з будь-яким наперед заданим інженерним ступенем точності. Ітераційний розрахунок режиму є досить точним, тому в розрахунках слід оперувати не втратами потужності в провідностях, а безпосередньо самими провідностями, оскільки в цьому випадку втрачені у них потужності будуть також уточнюватися в процесі розрахунку.

З цією метою для подальших розрахунків використовують Z-схему мережі з повними опорами ділянок, заданими або приведеними навантаженнями пунктів і еквівалентними провідностями пунктів, розрахованими за співвідношенням (2.2.2).

Розглядають мережу, навантажену в пунктах лише заданими або приведеними значеннями потужностей, і будь-яким з відомих методів розрахунку замкнених мереж визначають основний поточкорозподіл потужностей у замкненій Z-схемі від відповідних навантажень пунктів, а потім переходять до ітераційного розрахунку. Зазначимо, що під основним розуміють поточкорозподіл потужностей за ділянками мережі без урахування втрат потужностей на цих ділянках.

Будь-яку ітерацію розрахунку виконують у наступній послідовності проходження обов'язкових розрахункових процедур:

1. Знаходять втрати потужності в опорах ділянок $\Delta \dot{S}_{iz}$, МВА, та провідностях пунктів $\Delta \dot{S}_{sy}$, МВА, за даними про поточкорозподіл потужностей та режим напруги на попередній ітерації розрахунку (для першої ітерації – за основним поточкорозподілом потужностей та номінальною напругою мережі) відповідно до залежностей:

$$\Delta \dot{S}_{zi} = \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_{ci}^2} (r_i - j x_i); \quad (2.3.1)$$

$$\begin{aligned}\Delta \dot{S}_{ys} &= \underline{Y}_s \cdot U_{ki}^2; \\ \Delta \dot{S}_{ys} &= \underline{Y}_s \cdot U_{hi}^2,\end{aligned}\tag{2.3.2}$$

де P_i, Q_i – активна потужність, МВт, і реактивна потужність, МВАр, що протікають i -ю ділянкою; r_i, x_i – відповідно активний і реактивний опори i -ї ділянки, Ом; $\underline{Y}_s$ – еквівалентна провідність s -го пункту мережі, См; U_{ci}, U_{ki}, U_{hi} – модулі рівнів напруги, відповідно, середини, кінця та початку i -ї ділянки, кВ (на першій ітерації $U_{ci}=U_{ki}=U_{hi}=U_H$).

2. Отримані за (2.3.1) втрати потужності ділять навпіл відповідно до симетричної П-подібної схеми заміщення та розносять на кінці ділянок мережі, де алгебраїчно підсумовують їх із втратами потужності в еквівалентних поперечних провідностях пунктів схеми, розрахованими згідно з (2.3.2). Цією процедурою формують додаткові навантаження пунктів схеми від втрат потужності.

3. Обраним раніше методом розрахунку замкненої мережі визначають поточний розподіл додаткових навантажень від втрат потужності в пунктах за ділянками Z-схеми мережі.

4. Накладають поточний розподіл додаткових навантажень від втрат потужності на основний поточний розподіл, враховуючи розрахункові напрямки потоків потужності за ділянками мережі. Одержують результуючий поточний розподіл потужностей на даній ітерації розрахунку.

5. На основі результуючого поточного розподілу потужностей виконують розрахунок режиму напруги в пунктах схеми (визначають квадрати модулів напруг початків, середин і кінців ділянок мережі). Для цього застосовують наступні розрахункові співвідношення:

- у разі розрахунку за умовами початку:

$$\begin{aligned}U_{ki} &= \sqrt{U_{pi}^2 - 2 \cdot \sum_i (P_i \cdot r_i - Q_i \cdot x_i)}; \\ U_{ci} &= \sqrt{U_{pi}^2 - \sum_i (P_i \cdot r_i - Q_i \cdot x_i)};\end{aligned}\tag{2.3.3a}$$

- у разі розрахунку за умовами кінця:

$$\begin{aligned}U_{pi} &= \sqrt{U_{ki}^2 + 2 \cdot \sum_i (P_i \cdot r_i - Q_i \cdot x_i)}; \\ U_{ci} &= \sqrt{U_{ki}^2 + \sum_i (P_i \cdot r_i - Q_i \cdot x_i)}.\end{aligned}\tag{2.3.3б}$$

Розрахункові вирази (2.3.3а)–(2.3.3б) обирають залежно від умов розрахунку режиму (за умовами початку або кінця ділянки мережі). Як правило, вихідний рівень напруги заданий на БП і тому розрахунок зазвичай ведуть за умовами початку.

У разі використання звичайних обчислювальних засобів розрахунок режиму напруги рекомендують виконувати у табличній формі (див. табл. 2.3.1).

Таблиця 2.3.1. Зразок форми для розрахунку режиму напруги в пунктах мережі

Номер ділянки	P_i	r_i	Q_i	x_i	$P_i \cdot r_i$	$Q_i \cdot x_i$	$P_i \cdot r_i - Q_i \cdot x_i$	U_{pi}^2	U_{ci}^2	U_{ki}^2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
п-к										

Відзначимо, що у даній таблиці розрахунковий напрямок (п-к) i -ї ділянки має суворо відповідати послідовності зазначення спершу номера пункту початку (п), а потім – номера пункту кінця (к) i -ї ділянки.

Під час розрахунку режиму максимальних навантажень у пункті, опорному за напругою (тобто БП), слід підтримувати рівень напруги відповідно до рекомендацій розділу 1.4 Економічної частини даних методичних вказівок.

Після виконання операції 5 ітерація розрахунку закінчується. Далі виконують наступну ітерацію. Остання полягає у переході до реалізації операції 1, тобто до уточнення втрат потужностей згідно з виразами (2.3.1) і (2.3.2) за наближеннями рівнів напруги, отриманими на попередній ітерації і т.д.

Підкреслимо, що накладання поточкорозподілу додаткових навантажень від втрат потужності за ділянками мережі на кожній ітерації розрахунку обов'язково виконують на основний поточкорозподіл, отриманий перед першою ітерацією розрахунку. Використання з цією метою результуючого поточкорозподілу потужностей, отриманого на поточній ітерації, неминуче призведе до порушення збіжності ітераційного процесу розрахунку режиму роботи електричної мережі.

Розрахунок режиму роботи мережі можна вважати принципово закінченим, якщо зміни модулів напруги в пунктах або сумарних втрат потужності у мережі по відношенню до їхніх значень на попередній ітерації виявляться меншими від 1...2 %. У той же час критерій збіжності процесу за сумарними втратами потужності

є більш точним і може бути рекомендований до застосування у разі проведення відповідних розрахунків за допомогою ПК. У випадку виконання розрахунків за допомогою звичайних обчислювальних засобів більш раціональним є використання критерію збіжності процесу у вигляді змін модулів напруги пунктів або обмеження обчислень декількома ітераціями.

Результатами розрахунку режиму роботи мережі є середньолінійні потужності ділянок (або потужності початків та кінців ділянок мережі), модулі напруг у вузлах схеми, а також сумарні втрати потужності у поздовжніх і поперечних елементах схеми заміщення електричної мережі.

З цією метою проводять аналіз режиму роботи БП і визначають сумарні втрати потужності в мережі системи $\Delta\dot{S}_\Sigma$, МВА:

$$\Delta\dot{S}_\Sigma = \dot{S}_{\text{БП}} - \dot{S}_\Sigma = \sum_i \dot{S}_{\text{пi}} + Y_{\text{БП}} U_{\text{БП}}^2 - \dot{S}_\Sigma, \quad (2.3.4)$$

де $\dot{S}_{\text{БП}}$ – сумарна потужність БП, МВА; $\dot{S}_\Sigma$ – сумарна потужність вихідних (заданих або приведених) навантажень пунктів мережі, МВА; $\sum \dot{S}_{\text{пi}}$ – сума повних потужностей початків усіх ліній, які відходять у схему від БП, МВА; $Y_{\text{БП}}$ – еквівалентна поперечна провідність, перенесена на шини БП у процесі підготовки розрахункової схеми мережі.

Приклад 2.4. Для схеми електричної мережі та вихідних даних прикладу 1.1 виконати електричний розрахунок режиму роботи мережі при максимальних навантаженнях.

Розв’язання

А. Виконаємо розрахунок основного потекорозподілу потужностей у схемі електричної мережі (так званий розрахунок Z-схеми). За вихідні дані для розрахунку використаємо схему режиму максимальних навантажень (див. рис. 1.2), значення приведених навантажень пунктів схеми мережі (див. табл. 2.2.2) і повних опорів ділянок схеми мережі (див. табл. 2.1.1).

Розрахунок здійснимо за методом контурних рівнянь. Відповідно до останнього, здійснимо вибір контурів і перемичок у схемі мережі. До першого контуру входять ділянки 0-1, 1-5, 5-3, 4-3, 0-4; за умовно вилучену перемичку для даного контуру приймаємо ділянку 5-3. До другого контуру входять ділянки 0-1,

1-2, 2-3, 4-3, 0-4; за перемичку для даного контуру прийнята умовно вилучена ділянка 2-3. Позитивним напрямком обходу контурів приймемо обхід за годинниковою стрілкою, як показано на рис. 2.1.

Визначимо основний потокорозподіл потужностей в умовно розімкненій схемі у загальному вигляді. Результати представимо на рис. 2.2.

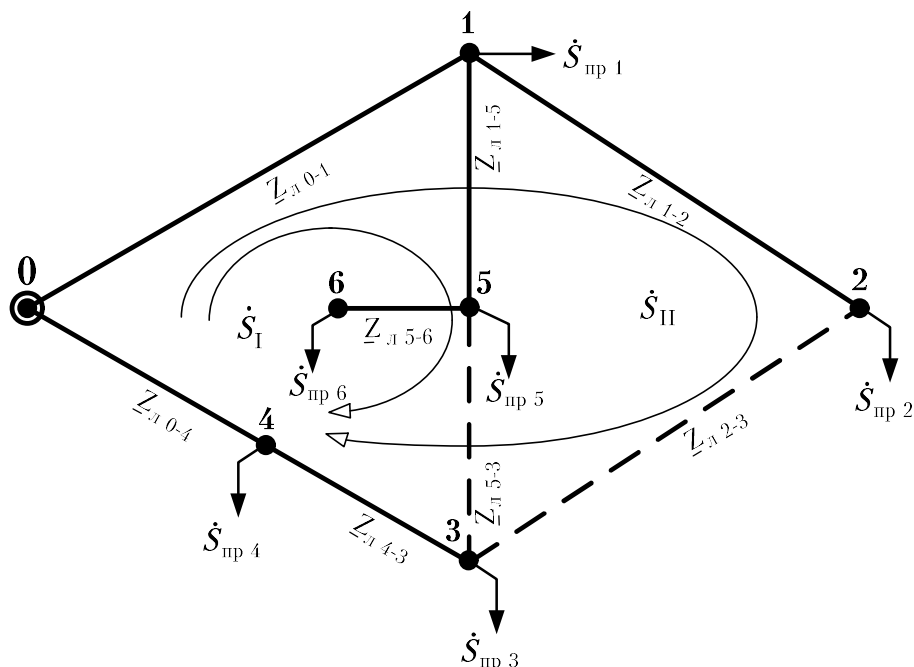


Рис. 2.1. Вибір контурів та перемичок для розрахунку Z-схеми електричної мережі у режимі максимальних навантажень

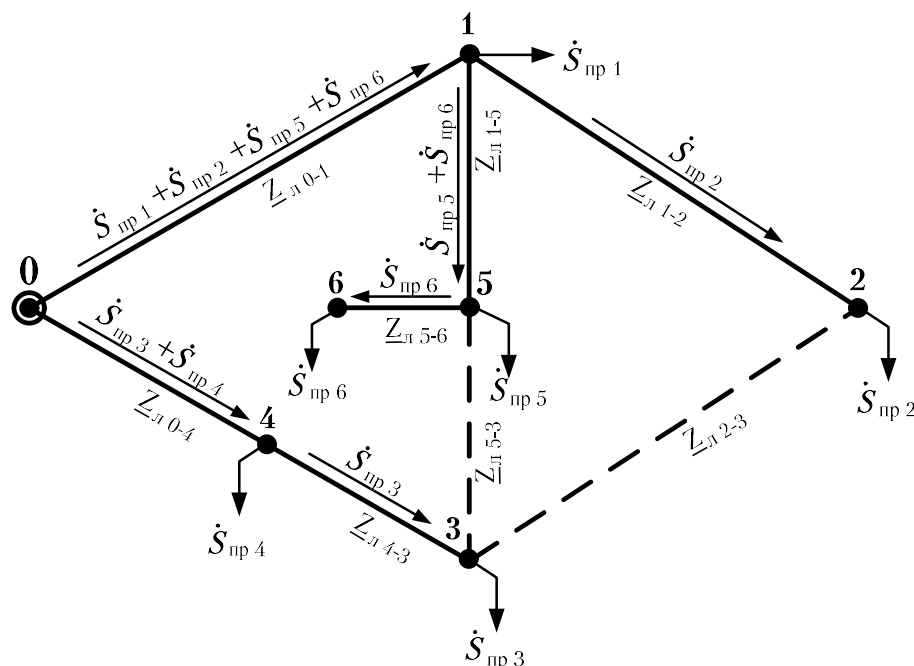


Рис. 2.2. Визначення основного потокорозподілу в умовно розімкненій Z-схемі електричної мережі в режимі максимальних навантажень

Для схеми мережі, наведеної на рис. 2.2, складемо систему контурних рівнянь у загальному та числовому вигляді:

$$\begin{cases} (\dot{S}_{\text{пр}1} + \dot{S}_{\text{пр}2} + \dot{S}_{\text{пр}5} + \dot{S}_{\text{пр}6}) \cdot \underline{Z}_{\text{л}0-1} + (\dot{S}_{\text{пр}5} + \dot{S}_{\text{пр}6}) \cdot \underline{Z}_{\text{л}1-5} - \dot{S}_{\text{пр}3} \cdot \underline{Z}_{\text{л}4-3} - \\ - (\dot{S}_{\text{пр}3} + \dot{S}_{\text{пр}4}) \cdot \underline{Z}_{\text{л}0-4} = -\dot{S}_{\text{к}1} \cdot (\underline{Z}_{\text{л}0-1} + \underline{Z}_{\text{л}1-5} + \underline{Z}_{\text{л}5-3} + \underline{Z}_{\text{л}4-3} + \underline{Z}_{\text{л}0-4}) - \\ - \dot{S}_{\text{к}2} \cdot (\underline{Z}_{\text{л}0-1} + \underline{Z}_{\text{л}4-3} + \underline{Z}_{\text{л}0-4}) \\ (\dot{S}_{\text{пр}1} + \dot{S}_{\text{пр}2} + \dot{S}_{\text{пр}5} + \dot{S}_{\text{пр}6}) \cdot \underline{Z}_{\text{л}0-1} + \dot{S}_{\text{пр}2} \cdot \underline{Z}_{\text{л}1-2} - \dot{S}_{\text{пр}3} \cdot \underline{Z}_{\text{л}4-3} - \\ - (\dot{S}_{\text{пр}3} + \dot{S}_{\text{пр}4}) \cdot \underline{Z}_{\text{л}0-4} = -\dot{S}_{\text{к}1} \cdot (\underline{Z}_{\text{л}0-1} + \underline{Z}_{\text{л}4-3} + \underline{Z}_{\text{л}0-4}) - \\ - \dot{S}_{\text{к}2} \cdot (\underline{Z}_{\text{л}0-1} + \underline{Z}_{\text{л}1-2} + \underline{Z}_{\text{л}2-3} + \underline{Z}_{\text{л}4-3} + \underline{Z}_{\text{л}0-4}) \end{cases}$$

$$\begin{cases} [(28,10 - j22,44) + (-59,72 + j37,62) + (15,05 - j11,78) + (12,03 - j8,75)] \times \\ \times (7,73 + j13,59) + [(15,05 - j11,78) + (12,03 - j8,75)] \cdot (3,86 + j6,79) - \\ - (18,07 - j14,42) \cdot (7,13 + j7,53) - [(18,07 - j14,42) + (13,04 - j10,07)] \times \\ \times (4,59 + j8,07) = -\dot{S}_{\text{к}1} \cdot [(7,73 + j13,59) + (3,86 + j6,79) + (4,59 + j8,07) + \\ + (7,13 + j7,53) + (4,59 + j8,07)] - \dot{S}_{\text{к}2} \cdot [(7,73 + j13,59) + (7,13 + j7,53) + \\ + (4,59 + j8,07)] \\ [(28,10 - j22,44) + (-59,72 + j37,62) + (15,05 - j11,78) + (12,03 - j8,75)] \times \\ \times (7,73 + j13,59) + (-59,72 + j37,62) \cdot (3,04 + j10,47) - \\ - (18,07 - j14,42) \cdot (7,13 + j7,53) - [(18,07 - j14,42) + (13,04 - j10,07)] \times \\ \times (4,59 + j8,07) = -\dot{S}_{\text{к}1} \cdot [(7,73 + j13,59) + (7,13 + j7,53) + (4,59 + j8,07)] - \\ - \dot{S}_{\text{к}2} \cdot [(7,73 + j13,59) + (3,04 + j10,47) + (3,27 + j11,27) + (7,13 + j7,53) + \\ + (4,59 + j8,07)] \end{cases}$$

$$\begin{cases} (-295,75 - j170,18) = -(27,90 + j44,05) \cdot \dot{S}_{\text{к}1} - (19,44 + j29,18) \cdot \dot{S}_{\text{к}2} \\ (-1115,02 - j785,59) = -(19,44 + j29,18) \cdot \dot{S}_{\text{к}1} - (25,75 + j50,92) \cdot \dot{S}_{\text{к}2} \end{cases}$$

Розв'язуючи систему рівнянь, отримаємо наступні значення контурних потужностей:

$$\dot{S}_{\text{к}1} = -12,98 + j9,46 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{\text{к}2} = 28,33 - j17,95 \text{ МВА}.$$

Значення потоків потужностей основного потокорозподілу за ділянками схеми визначимо наступним чином:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\text{оч } 0-1} &= \dot{S}_{\text{пр } 1} + \dot{S}_{\text{пр } 2} + \dot{S}_{\text{пр } 5} + \dot{S}_{\text{пр } 6} + \dot{S}_{\text{к } 1} + \dot{S}_{\text{к } 2} = (28,10 - j22,44) + \\ &+ (-59,72 + j37,62) + (15,05 - j11,78) + (12,03 - j8,75) + \\ &+ (-12,98 + j9,46) + (28,33 - j17,95) = 10,82 - j13,84 \text{ МВА};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\text{оч } 1-5} &= \dot{S}_{\text{пр } 5} + \dot{S}_{\text{пр } 6} + \dot{S}_{\text{к } 1} = (15,05 - j11,78) + (12,03 - j8,75) + \\ &+ (-12,98 + j9,46) = 14,11 - j11,07 \text{ МВА};\end{aligned}$$

$$\dot{S}_{\text{оч } 5-6} = \dot{S}_{\text{пр } 6} = 12,03 - j8,75 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{\text{оч } 5-3} = \dot{S}_{\text{к } 1} = -12,98 + j9,46 \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\text{оч } 4-3} &= \dot{S}_{\text{пр } 3} - \dot{S}_{\text{к } 1} - \dot{S}_{\text{к } 2} = (18,07 - j14,42) - (-12,98 + j9,46) - \\ &- (28,33 - j17,95) = 2,72 - j5,93 \text{ МВА};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\text{оч } 0-4} &= \dot{S}_{\text{пр } 3} + \dot{S}_{\text{пр } 4} - \dot{S}_{\text{к } 1} - \dot{S}_{\text{к } 2} = (18,07 - j14,42) + (13,04 - j10,07) - \\ &- (-12,98 + j9,46) - (28,33 - j17,95) = 15,76 - j16,01 \text{ МВА};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\text{оч } 1-2} &= \dot{S}_{\text{пр } 2} + \dot{S}_{\text{к } 2} = (-59,72 + j37,62) + (28,33 - j17,59) = \\ &= -31,39 + j19,67 \text{ МВА};\end{aligned}$$

$$\dot{S}_{\text{оч } 2-3} = \dot{S}_{\text{к } 2} = 28,33 - j17,95 \text{ МВА}.$$

Перевіримо виконання II-го закону Кірхгофа для обох контурів схеми мережі з метою підтвердження вірності розрахунку основного поточкорозподілу потужностей:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\text{оч } 0-1} \cdot \underline{Z}_{\text{л } 0-1} + \dot{S}_{\text{оч } 1-5} \cdot \underline{Z}_{\text{л } 1-5} + \dot{S}_{\text{оч } 5-3} \cdot \underline{Z}_{\text{л } 5-3} - \dot{S}_{\text{оч } 4-3} \cdot \underline{Z}_{\text{л } 4-3} - \\ - \dot{S}_{\text{оч } 0-4} \cdot \underline{Z}_{\text{л } 0-4} = (10,82 - j13,84) \cdot (7,73 + j13,59) + \\ + (14,11 - j11,07) \cdot (3,86 + j6,79) + (-12,98 + j9,46) \cdot (4,59 + j8,07) - \\ - (2,72 - j5,93) \cdot (7,13 + j7,53) - (15,76 - j16,01) \cdot (4,59 + j8,07) = 0;\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\text{оч } 0-1} \cdot \underline{Z}_{\text{л } 0-1} + \dot{S}_{\text{оч } 1-2} \cdot \underline{Z}_{\text{л } 1-2} + \dot{S}_{\text{оч } 2-3} \cdot \underline{Z}_{\text{л } 2-3} - \dot{S}_{\text{оч } 4-3} \cdot \underline{Z}_{\text{л } 4-3} - \\ - \dot{S}_{\text{оч } 0-4} \cdot \underline{Z}_{\text{л } 0-4} = (10,82 - j13,84) \cdot (7,73 + j13,59) + \\ + (-31,39 + j19,67) \cdot (3,04 + j10,47) + (28,33 - j17,95) \cdot (3,27 + j11,27) - \\ - (2,72 - j5,93) \cdot (7,13 + j7,53) - (15,76 - j16,01) \cdot (4,59 + j8,07) = 0.\end{aligned}$$

Таким чином, основний поточкорозподіл потужностей у режимі максимальних навантажень електричної мережі знайдений вірно. Результати розрахунку наведені на рис. 2.3.

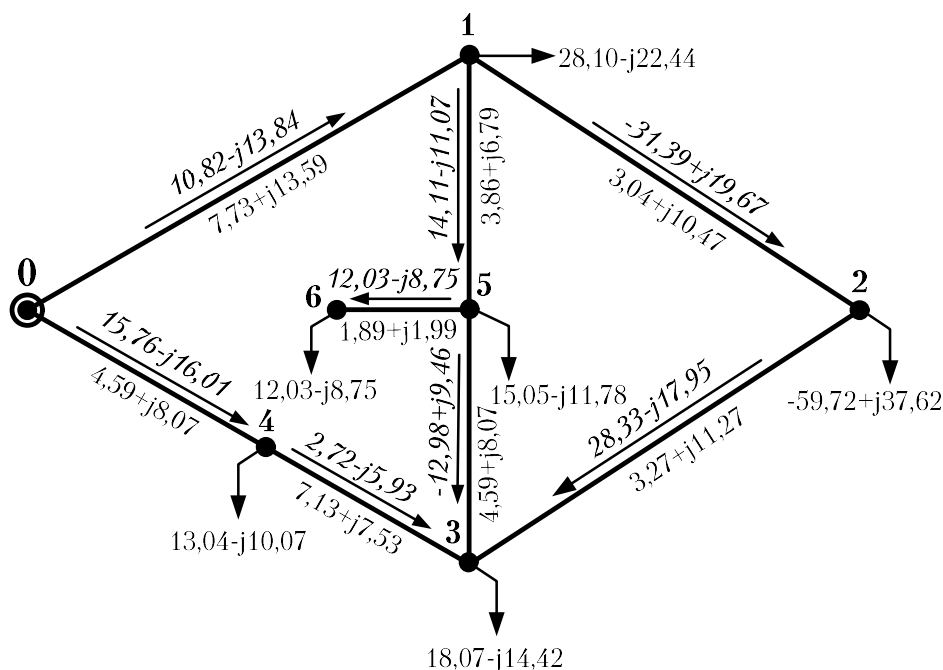


Рис. 2.3. Основний потокорозподіл потужностей в Z-схемі електричної мережі у режимі максимальних навантажень

Б. Виконаємо першу ітерацію розрахунку режиму роботи електричної мережі при максимальних навантаженнях.

Задамося початковими наближеннями напруг пунктів, що відповідають номінальній напрузі мережі:

$$U_1^{(0)} = U_2^{(0)} = U_3^{(0)} = U_4^{(0)} = U_5^{(0)} = U_6^{(0)} = 110 \text{ кВ.}$$

Тут і далі верхній індекс у дужках біля будь-якого параметра означає номер ітерації.

1) Знайдемо втрати потужності в опорах ділянок $\Delta \dot{S}_{iz}$, МВА, за основним потокорозподілом потужностей та початковим наближенням рівнів напруги у пунктах відповідно до залежності (2.3.1). Для ділянки 0-1 будемо мати:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{z0-1}^{(1)} &= \frac{P_{\text{осн } 0-1}^2 + Q_{\text{осн } 0-1}^2}{(U_{c0-1}^{(0)})^2} \cdot (r_{л0-1} - jx_{л0-1}) = \\ &= \frac{P_{\text{осн } 0-1}^2 + Q_{\text{осн } 0-1}^2}{0,5 \cdot ((U_0)^2 + (U_1^{(0)})^2)} \cdot (r_{л0-1} - jx_{л0-1}) = \\ &= \frac{10,82^2 + 13,84^2}{0,5 \cdot (115^2 + 110^2)} \cdot (7,73 - j13,59) = 0,19 - j0,33 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Втрати потужності в опорах решти ділянок розраховують аналогічно. Результати розрахунків наведені у табл. 2.3.2.

Таблиця 2.3.2. Результати розрахунку втрат потужності в опорах ділянок на першій ітерації розрахунку

Ділянка	0-1	0-4	1-2	1-5	2-3	4-3	5-3	5-6
Втрати потужності, МВА	0,19-j0,33	0,18-j0,32	0,34-j1,19	0,10-j0,18	0,30-j1,05	0,03-j0,03	0,10-j0,17	0,03-j0,04

Знайдемо втрати потужності у провідностях пунктів, $\Delta \dot{S}_{ys}$ МВА, за начальним наближенням рівнів напруги в пунктах відповідно до залежності (2.3.2). Для першого пункту схеми отримаємо:

$$\Delta \dot{S}_{y1}^{(1)} = \underline{Y}_1 \cdot (U_1^{(0)})^2 = (4,69 + j75,06) \times 10^{-6} \cdot 110^2 = 0,06 + j0,91 \text{ МВА.}$$

Втрати потужності у провідностях решти пунктів розраховують аналогічно. Результати розрахунків наведені в табл. 2.3.3.

Таблиця 2.3.3. Результати розрахунку втрат потужності в опорах пунктів на першій ітерації розрахунку

Номер пункту	1	2	3	4	5	6
Втрати потужності, МВА	0,06+j0,91	0,08+j0,50	0,04+j0,76	0,04+j0,28	0,04+j0,56	0,03+j0,08

2) Формуємо додаткові навантаження пунктів від втрат потужності:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{п1}^{(1)} &= \Delta \dot{S}_{y1}^{(1)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z0-1}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z1-2}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z1-5}^{(1)}) = (0,06 + j0,91) + \\ &+ 0,5 \cdot [(0,19 - j0,33) + (0,34 - j1,19) + (0,10 - j0,18)] = \\ &= 0,37 + j0,06 \text{ МВА;} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{п2}^{(1)} &= \Delta \dot{S}_{y2}^{(1)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z1-2}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z2-3}^{(1)}) = (0,08 + j0,50) + \\ &+ 0,5 \cdot [(0,34 - j1,19) + (0,30 - j1,05)] = 0,41 - j0,62 \text{ МВА;} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{п3}^{(1)} &= \Delta \dot{S}_{y3}^{(1)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z2-3}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z4-3}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z5-3}^{(1)}) = (0,04 + j0,76) + \\ &+ 0,5 \cdot [(0,30 - j1,05) + (0,03 - j0,03) + (0,10 - j0,17)] = \\ &= 0,26 + j0,14 \text{ МВА;} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{п4}^{(1)} &= \Delta \dot{S}_{y4}^{(1)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z0-4}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z4-3}^{(1)}) = (0,04 + j0,28) + \\ &+ 0,5 \cdot [(0,18 - j0,32) + (0,03 - j0,03)] = 0,15 + j0,11 \text{ МВА;} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{п5}^{(1)} &= \Delta \dot{S}_{y5}^{(1)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z1-5}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z5-3}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z5-6}^{(1)}) = (0,04 + j0,56) + \\ &+ 0,5 \cdot [(0,10 - j0,18) + (0,10 - j0,17) + (0,03 - j0,04)] = \\ &= 0,16 + j0,36 \text{ МВА;} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{п6}^{(1)} &= \Delta \dot{S}_{y6}^{(1)} + 0,5 \cdot \Delta \dot{S}_{z5-6}^{(1)} = (0,03 + j0,08) + 0,5 \cdot (0,03 - j0,04) = \\ &= 0,05 + j0,06 \text{ МВА} \end{aligned}$$

3) Визначимо поточкорозподіл додаткових навантажень від втрат потужності в пунктах за ділянками Z-схеми мережі. Розрахунок виконуємо за допомогою методу контурних рівнянь аналогічно до розрахунку основного поточкорозподілу потужностей у Z-схемі електричної мережі в режимі максимальних навантажень (див. пункт А).

Одержуємо наступну систему контурних рівнянь:

$$\begin{cases}
 \left(\Delta \dot{S}_{п1}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{п2}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{п5}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{п6}^{(1)} \right) \cdot \underline{Z}_{л0-1} + \left(\Delta \dot{S}_{п5}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{п6}^{(1)} \right) \cdot \underline{Z}_{л1-5} - \\
 - \Delta \dot{S}_{п3}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{л4-3} - \left(\Delta \dot{S}_{п3}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{п4}^{(1)} \right) \cdot \underline{Z}_{л0-4} = \\
 - \Delta \dot{S}_{к1}^{(1)} \cdot \left(\underline{Z}_{л0-1} + \underline{Z}_{л1-5} + \underline{Z}_{л5-3} + \underline{Z}_{л4-3} + \underline{Z}_{л0-4} \right) - \\
 - \Delta \dot{S}_{к2}^{(1)} \cdot \left(\underline{Z}_{л0-1} + \underline{Z}_{л4-3} + \underline{Z}_{л0-4} \right) \\
 \left(\Delta \dot{S}_{п1}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{п2}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{п5}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{п6}^{(1)} \right) \cdot \underline{Z}_{л0-1} + \Delta \dot{S}_{п2}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{л1-2} - \Delta \dot{S}_{п3}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{л4-3} - \\
 - \left(\Delta \dot{S}_{п3}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{п4}^{(1)} \right) \cdot \underline{Z}_{л0-4} = -\Delta \dot{S}_{к1}^{(1)} \cdot \left(\underline{Z}_{л0-1} + \underline{Z}_{л4-3} + \underline{Z}_{л0-4} \right) - \\
 - \Delta \dot{S}_{к2}^{(1)} \cdot \left(\underline{Z}_{л0-1} + \underline{Z}_{л1-2} + \underline{Z}_{л2-3} + \underline{Z}_{л4-3} + \underline{Z}_{л0-4} \right) \\
 \left[(0,37 + j0,06) + (0,41 - j0,62) + (0,16 + j0,36) + (0,05 + j0,06) \right] \times \\
 \times (7,73 + j13,59) + \left[(0,16 + j0,36) + (0,05 + j0,06) \right] \cdot (3,86 + j6,79) - \\
 - (0,26 + j0,14) \cdot (7,13 + j7,53) - \left[(0,26 + j0,14) + (0,15 + j0,11) \right] \times \\
 \times (4,59 + j8,07) = -\Delta \dot{S}_{к1}^{(1)} \cdot \left[(7,73 + j13,59) + (3,86 + j6,79) + \right. \\
 \left. + (4,59 + j8,07) + (7,13 + j7,53) + (4,59 + j8,07) \right] - \\
 - \Delta \dot{S}_{к2}^{(1)} \cdot \left[(7,73 + j13,59) + (7,13 + j7,53) + (4,59 + j8,07) \right] \\
 \left[(0,37 + j0,06) + (0,41 - j0,62) + (0,16 + j0,36) + (0,05 + j0,06) \right] \times \\
 \times (7,73 + j13,59) + (0,41 - j0,62) \cdot (3,04 + j10,47) - \\
 - (0,26 + j0,14) \cdot (7,13 + j7,53) - \left[(0,26 + j0,14) + (0,15 + j0,11) \right] \times \\
 \times (4,59 + j8,07) = -\Delta \dot{S}_{к1}^{(1)} \cdot \left[(7,73 + j13,59) + (7,13 + j7,53) + \right. \\
 \left. + (4,59 + j8,07) \right] - \Delta \dot{S}_{к2}^{(1)} \cdot \left[(7,73 + j13,59) + (3,04 + j10,47) + \right. \\
 \left. + (3,27 + j11,27) + (7,13 + j7,53) + (4,59 + j8,07) \right] \\
 (6,15 + j8,26) = -(27,90 + j44,05) \cdot \Delta \dot{S}_{к1}^{(1)} - (19,44 + j29,18) \cdot \Delta \dot{S}_{к2}^{(1)} \\
 (15,76 + j7,51) = -(19,44 + j29,18) \cdot \Delta \dot{S}_{к1}^{(1)} - (25,75 + j50,92) \cdot \Delta \dot{S}_{к2}^{(1)}
 \end{cases}$$

Розв'язуючи систему рівнянь, отримаємо наступні значення контурних потужностей:

$$\Delta \dot{S}_{к1}^{(1)} = -0,08 - j0,18 \text{ МВА};$$

$$\Delta \dot{S}_{к2}^{(1)} = -0,18 + j0,30 \text{ МВА}.$$

Значення потоків потужностей від втрат потужності в пунктах схеми визначимо наступним чином:

$$\begin{aligned}\Delta\dot{S}_{\text{д } 0-1}^{(1)} &= \Delta\dot{S}_{\text{п } 1}^{(1)} + \Delta\dot{S}_{\text{п } 2}^{(1)} + \Delta\dot{S}_{\text{п } 5}^{(1)} + \Delta\dot{S}_{\text{п } 6}^{(1)} + \Delta\dot{S}_{\text{к } 1}^{(1)} + \Delta\dot{S}_{\text{к } 2}^{(1)} = \\ &= (0,37 + j0,06) + (0,41 - j0,62) + (0,16 + j0,36) + \\ &+ (0,05 + j0,06) + (-0,08 - j0,18) + (-0,18 + j0,30) = \\ &= 0,72 - j0,01 \text{ МВА};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\Delta\dot{S}_{\text{д } 1-5}^{(1)} &= \Delta\dot{S}_{\text{п } 5}^{(1)} + \Delta\dot{S}_{\text{п } 6}^{(1)} + \Delta\dot{S}_{\text{к } 1}^{(1)} = (0,16 + j0,36) + (0,05 + j0,06) + \\ &+ (-0,08 - j0,18) = 0,13 + j0,24 \text{ МВА};\end{aligned}$$

$$\Delta\dot{S}_{\text{д } 5-6}^{(1)} = \Delta\dot{S}_{\text{п } 6}^{(1)} = 0,05 + j0,06 \text{ МВА};$$

$$\Delta\dot{S}_{\text{д } 5-3}^{(1)} = \Delta\dot{S}_{\text{к } 1}^{(1)} = -0,08 - j0,18 \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned}\Delta\dot{S}_{\text{д } 4-3}^{(1)} &= \Delta\dot{S}_{\text{п } 3}^{(1)} - \Delta\dot{S}_{\text{к } 1}^{(1)} - \Delta\dot{S}_{\text{к } 2}^{(1)} = (0,26 + j0,14) - (-0,08 - j0,18) - \\ &- (-0,18 + j0,30) = 0,52 + j0,02 \text{ МВА};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\Delta\dot{S}_{\text{д } 0-4}^{(1)} &= \Delta\dot{S}_{\text{п } 3}^{(1)} + \Delta\dot{S}_{\text{п } 4}^{(1)} - \Delta\dot{S}_{\text{к } 1}^{(1)} - \Delta\dot{S}_{\text{к } 2}^{(1)} = (0,26 + j0,14) + \\ &+ (0,15 + j0,11) - (-0,08 - j0,18) - (-0,18 + j0,30) = \\ &= 0,67 + j0,12 \text{ МВА};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\Delta\dot{S}_{\text{д } 1-2}^{(1)} &= \Delta\dot{S}_{\text{п } 2}^{(1)} + \Delta\dot{S}_{\text{к } 2}^{(1)} = (0,41 - j0,62) + (-0,18 + j0,30) = \\ &= 0,22 - j0,31 \text{ МВА};\end{aligned}$$

$$\Delta\dot{S}_{\text{д } 2-3}^{(1)} = \Delta\dot{S}_{\text{к } 2}^{(1)} = -0,18 + j0,30 \text{ МВА}.$$

Перевіримо виконання II-го закону Кірхгофа для обох контурів схеми мережі з метою підтвердження вірності розрахунку додаткового поточкорозподілу від втрат потужності в пунктах на першій ітерації розрахунку:

$$\begin{aligned}\Delta\dot{S}_{\text{д } 0-1}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{\text{л } 0-1} + \Delta\dot{S}_{\text{д } 1-5}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{\text{л } 1-5} + \Delta\dot{S}_{\text{д } 5-3}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{\text{л } 5-3} - \Delta\dot{S}_{\text{д } 4-3}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{\text{л } 4-3} - \\ - \Delta\dot{S}_{\text{д } 0-4}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{\text{л } 0-4} = (0,72 - j0,01) \cdot (7,73 + j13,59) + \\ + (0,13 + j0,24) \cdot (3,86 + j6,79) + (-0,08 - j0,18) \cdot (4,59 + j8,07) - \\ - (0,52 + j0,02) \cdot (7,13 + j7,53) - (0,67 + j0,12) \cdot (4,59 + j8,07) = 0;\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\Delta\dot{S}_{\text{д } 0-1}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{\text{л } 0-1} + \Delta\dot{S}_{\text{д } 1-2}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{\text{л } 1-2} + \Delta\dot{S}_{\text{д } 2-3}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{\text{л } 2-3} - \Delta\dot{S}_{\text{д } 4-3}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{\text{л } 4-3} - \\ - \Delta\dot{S}_{\text{д } 0-4}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{\text{л } 0-4} = (0,72 - j0,01) \cdot (7,73 + j13,59) + \\ + (0,22 - j0,31) \cdot (3,04 + j10,47) + (-0,18 + j0,30) \cdot (3,27 + j11,27) - \\ - (0,52 + j0,02) \cdot (7,13 + j7,53) - (0,67 + j0,12) \cdot (4,59 + j8,07) = 0.\end{aligned}$$

Таким чином, додатковий потокорозподіл від втрат потужності в пунктах електричної мережі на першій ітерації розрахунку режиму максимальних навантажень мережі знайдений вірно. Результати розрахунку наведені на рис. 2.4.

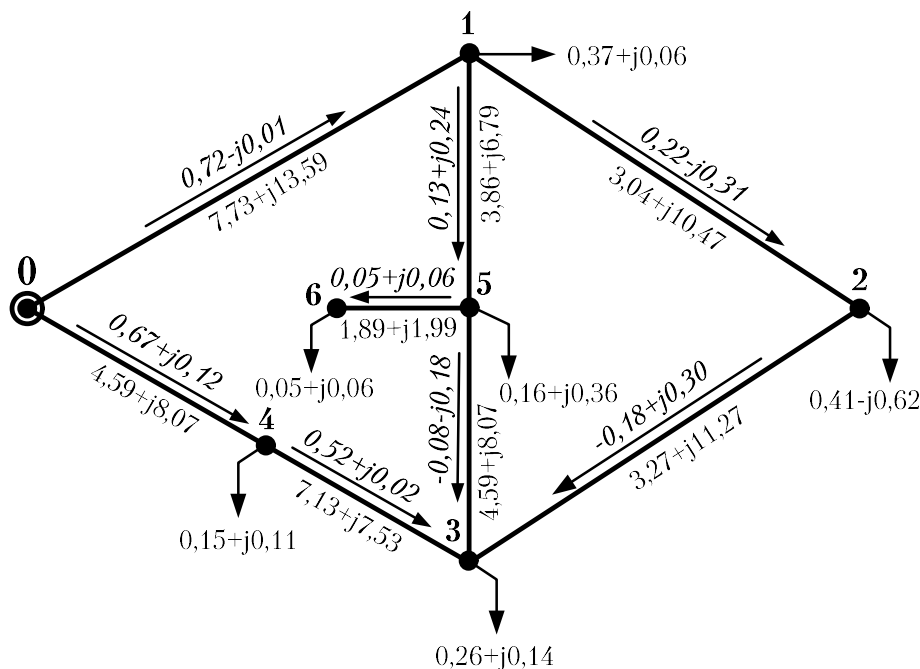


Рис. 2.4. Потокорозподіл потужностей від додаткових навантажень пунктів у Z-схемі електричної мережі на першій ітерації розрахунку в режимі максимальних навантажень

4) Накладаємо потокорозподіл потужностей від додаткових навантажень пунктів на основний потокорозподіл і одержуємо результуючий потокорозподіл потужностей на першій ітерації розрахунку.

Для пункту 1 результуюче навантаження на першій ітерації розрахунку буде:

$$\dot{S}_{\text{рез1}}^{(1)} = \dot{S}_{\text{пр1}} + \Delta \dot{S}_{\text{п1}}^{(1)} = (2810 - j2244) + (0,37 + j0,06) = 2847 - j2238 \text{ МВА}$$

Результуючі навантаження решти пунктів визначають аналогічно.

Результуючий потік потужності ділянкою 0-1 на першій ітерації розрахунку складе:

$$\dot{S}_{\text{рез0-1}}^{(1)} = \dot{S}_{\text{осн0-1}} + \Delta \dot{S}_{\text{д 0-1}}^{(1)} = (1082 - j1384) + (0,72 - j0,01) = 1154 - j1385 \text{ МВА}$$

Тут між складовими стоїть знак «+», оскільки на рис. 2.3 та рис. 2.4 напрямки потоків потужності основного потокорозподілу та потокорозподілу від додаткових навантажень пунктів співпадають.

Результуючі потоки потужності за іншими ділянками схеми електричної мережі визначають аналогічно.

Картина результуючого поточкорозподілу потужностей у Z-схемі електричної мережі на першій ітерації розрахунку в режимі максимальних навантажень наведена на рис. 2.5.

5) Визначимо, відповідно до виразу (2.3.3а), рівні напруги в пунктах схеми на першій ітерації розрахунку:

$$\begin{aligned}
 U_1^{(1)} &= \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{\text{рез}0-1}^{(1)} \cdot r_{\text{л}0-1} - Q_{\text{рез}0-1}^{(1)} \cdot x_{\text{л}0-1})} = \\
 &= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (11,54 \cdot 7,73 - (-13,85) \cdot 13,59)} = 112,56 \text{ кВ}; \\
 U_2^{(1)} &= \sqrt{(U_1^{(1)})^2 - 2 \cdot (P_{\text{рез}1-2}^{(1)} \cdot r_{\text{л}1-2} - Q_{\text{рез}1-2}^{(1)} \cdot x_{\text{л}1-2})} = \\
 &= \sqrt{112,56^2 - 2 \cdot (-31,17 \cdot 3,04 - 19,35 \cdot 10,47)} = 115,17 \text{ кВ}; \\
 U_3^{(1)} &= \sqrt{(U_2^{(1)})^2 - 2 \cdot (P_{\text{рез}2-3}^{(1)} \cdot r_{\text{л}2-3} - Q_{\text{рез}2-3}^{(1)} \cdot x_{\text{л}2-3})} = \\
 &= \sqrt{115,17^2 - 2 \cdot (28,15 \cdot 3,27 - (-17,65) \cdot 11,27)} = 112,62 \text{ кВ}; \\
 U_4^{(1)} &= \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{\text{рез}0-4}^{(1)} \cdot r_{\text{л}0-4} - Q_{\text{рез}0-4}^{(1)} \cdot x_{\text{л}0-4})} = \\
 &= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (16,43 \cdot 4,59 - (-15,88) \cdot 8,07)} = 113,22 \text{ кВ}; \\
 U_5^{(1)} &= \sqrt{(U_1^{(1)})^2 - 2 \cdot (P_{\text{рез}1-5}^{(1)} \cdot r_{\text{л}1-5} - Q_{\text{рез}1-5}^{(1)} \cdot x_{\text{л}1-5})} = \\
 &= \sqrt{112,56^2 - 2 \cdot (14,24 \cdot 3,86 - (-10,83) \cdot 6,79)} = 111,41 \text{ кВ}; \\
 U_6^{(1)} &= \sqrt{(U_5^{(1)})^2 - 2 \cdot (P_{\text{рез}5-6}^{(1)} \cdot r_{\text{л}5-6} - Q_{\text{рез}5-6}^{(1)} \cdot x_{\text{л}5-6})} = \\
 &= \sqrt{111,41^2 - 2 \cdot (12,09 \cdot 1,89 - (-8,69) \cdot 1,99)} = 111,05 \text{ кВ}.
 \end{aligned}$$

Параметри режиму роботи електричної мережі на першій ітерації розрахунку при максимальних навантаженнях наведені на рис. 2.5.

Виконаємо перевірку збіжності ітераційного процесу за критерієм зміни модулів напруги в пунктах схеми електричної мережі:

$$\begin{aligned}
 \Delta U_1^{(1)} &= \frac{|U_1^{(1)} - U_1^{(0)}|}{U_1^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|112,56 - 110,00|}{110,00} \cdot 100\% = 2,53\%; \\
 \Delta U_2^{(1)} &= \frac{|U_2^{(1)} - U_2^{(0)}|}{U_2^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|115,17 - 110,00|}{110,00} \cdot 100\% = 4,70\%; \\
 \Delta U_3^{(1)} &= \frac{|U_3^{(1)} - U_3^{(0)}|}{U_3^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|112,62 - 110,00|}{110,00} \cdot 100\% = 2,38\%; \\
 \Delta U_4^{(1)} &= \frac{|U_4^{(1)} - U_4^{(0)}|}{U_4^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|113,22 - 110,00|}{110,00} \cdot 100\% = 2,92\%;
 \end{aligned}$$

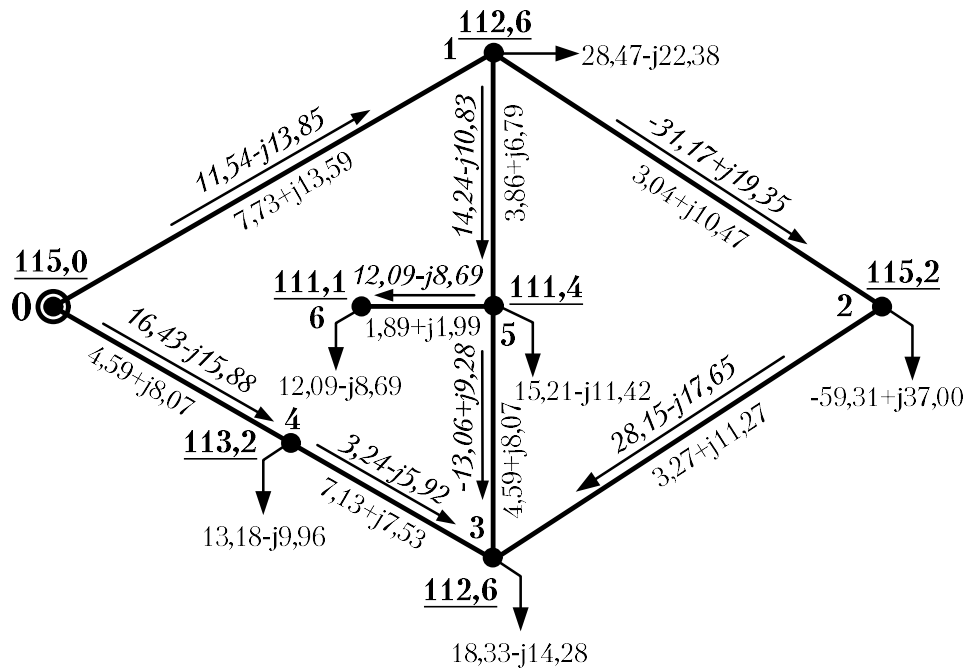


Рис. 2.5. Результуючий потокорозподіл потужностей та режим напруги в пунктах схеми при максимальних навантаженнях на першій ітерації розрахунку

$$\Delta U_5^{(1)} = \frac{|U_5^{(1)} - U_5^{(0)}|}{U_5^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|111,41 - 110,00|}{110,00} \cdot 100\% = 1,29\%;$$

$$\Delta U_6^{(1)} = \frac{|U_6^{(1)} - U_6^{(0)}|}{U_6^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|111,05 - 110,00|}{110,00} \cdot 100\% = 0,96\%.$$

Оскільки зміни модулів напруги в деяких пунктах схеми перевищують 2%, то необхідно продовжити розрахунок і виконати наступну ітерацію розрахунку.

Визначимо втрати потужності в схемі на першій ітерації розрахунку згідно з (2.3.4). Потужність БП на першій ітерації складе:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{БП}}^{(1)} &= \dot{S}_{\text{рез 0-1}}^{(1)} + \dot{S}_{\text{рез 0-4}}^{(1)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{\text{з 0-1}}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{\text{з 0-4}}^{(1)}) + \underline{Y}_{\text{БП}} U_{\text{БП}}^2 = \\ &= (11,54 - j13,85) + (16,43 - j15,88) + \\ &+ 0,5 \cdot [(0,19 - j0,33) + (0,18 - j0,32)] + j68,59 \times 10^{-6} \cdot 115^2 = \\ &= 28,15 - j29,16 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Сумарна потужність усіх навантажень мережі буде дорівнювати

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\Sigma} &= \dot{S}_{\text{max 1}} + \dot{S}_{\text{max 2}} + \dot{S}_{\text{max 3}} + \dot{S}_{\text{max 4}} + \dot{S}_{\text{max 5}} + \dot{S}_{\text{max 6}} = \\ &= (28 - j19,44) + (-60 + j45) + (18 - j12,62) + \\ &+ (13 - j9,15) + (15 - j10,75) + (12 - j8,06) = 26 - j14,82 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Тоді повні втрати потужності в схемі на першій ітерації розрахунку складуть:

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)} = \dot{S}_{\text{БП}}^{(1)} - \dot{S}_{\Sigma} = (28,15 - j29,16) - (26 - j14,82) = 2,15 - j14,34 \text{ МВА.}$$

В. Виконаємо другу ітерацію розрахунку режиму роботи електричної мережі в режимі максимальних навантажень.

1) Знайдемо, згідно із залежністю (2.3.1), втрати потужностей в опорах $\Delta \dot{S}_{iz}$, МВА, за результуючим поточкорозподілом потужностей та рівнями напруги в пунктах на першій ітерації розрахунку. Для ділянки 0-1 будемо мати:

$$\begin{aligned}\Delta \dot{S}_{z0-1}^{(2)} &= \frac{(P_{\text{рез}0-1}^{(1)})^2 + (Q_{\text{рез}0-1}^{(1)})^2}{(U_{c0-1}^{(1)})^2} (r_{л0-1} - jx_{л0-1}) = \\ &= \frac{(P_{\text{рез}0-1}^{(1)})^2 + (Q_{\text{рез}0-1}^{(1)})^2}{0,5 \cdot ((U_0)^2 + (U_1)^2)} (r_{л0-1} - jx_{л0-1}) = \\ &= \frac{11,54^2 + 13,85^2}{0,5 \cdot (115^2 + 112,56^2)} \cdot (7,73 - j13,59) = 0,19 - j0,34 \text{ МВА.}\end{aligned}$$

Втрати потужності в опорах решти ділянок розраховують аналогічно. Результати розрахунків наведені в табл. 2.3.4.

Таблиця 2.3.4. Результати розрахунку втрат потужності в опорах ділянок на другій ітерації розрахунку

Ділянка	0-1	0-4	1-2	1-5	2-3	4-3	5-3	5-6
Втрати потужності, МВА	0,19-j0,34	0,18-j0,32	0,32-j1,09	0,10-j0,17	0,28-j0,96	0,03-j0,03	0,09-j0,17	0,03-j0,04

Знайдемо втрати потужності в провідностях пунктів $\Delta \dot{S}_{ys}$, МВА, за рівнями напруги в пунктах на першій ітерації розрахунку згідно з виразом (2.3.2). Для першого пункту схеми отримаємо:

$$\Delta \dot{S}_{y1}^{(2)} = Y_1 \cdot (U_1^{(1)})^2 = (4,69 + j75,06) \times 10^{-6} \cdot 112,56^2 = 0,06 + j0,95 \text{ МВА.}$$

Втрати потужності у провідностях решти пунктів розраховують аналогічно. Результати розрахунків наведені в табл. 2.3.5.

Таблиця 2.3.5. Результати розрахунку втрат потужності в провідностях пунктів на другій ітерації розрахунку

Номер пункту	1	2	3	4	5	6
Втрати потужності, МВА	0,06+j0,95	0,09+j0,55	0,04+j0,80	0,04+j0,30	0,04+j0,57	0,04+j0,08

2) Формуємо додаткові навантаження пунктів від втрат потужності відповідно до п. 2 алгоритму ітераційного розрахунку:

$$\begin{aligned}
\Delta \dot{S}_{п1}^{(2)} &= \Delta \dot{S}_{y1}^{(2)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z0-1}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{z1-2}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{z1-5}^{(2)}) = (0,06 + j0,95) + \\
&+ 0,5 \cdot [(0,19 - j0,34) + (0,32 - j1,09) + (0,10 - j0,17)] = \\
&= 0,36 + j0,15 \text{ МВА}; \\
\Delta \dot{S}_{п2}^{(2)} &= \Delta \dot{S}_{y2}^{(2)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z1-2}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{z2-3}^{(2)}) = (0,09 + j0,55) + \\
&+ 0,5 \cdot [(0,32 - j1,09) + (0,28 - j0,96)] = 0,39 - j0,48 \text{ МВА}; \\
\Delta \dot{S}_{п3}^{(2)} &= \Delta \dot{S}_{y3}^{(2)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z2-3}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{z4-3}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{z5-3}^{(2)}) = (0,04 + j0,80) + \\
&+ 0,5 \cdot [(0,28 - j0,96) + (0,03 - j0,03) + (0,09 - j0,17)] = \\
&= 0,24 + j0,22 \text{ МВА}; \\
\Delta \dot{S}_{п4}^{(2)} &= \Delta \dot{S}_{y4}^{(2)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z0-4}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{z4-3}^{(2)}) = (0,04 + j0,30) + \\
&+ 0,5 \cdot [(0,18 - j0,32) + (0,03 - j0,03)] = 0,15 + j0,12 \text{ МВА}; \\
\Delta \dot{S}_{п5}^{(2)} &= \Delta \dot{S}_{y5}^{(2)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z1-5}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{z5-3}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{z5-6}^{(2)}) = (0,04 + j0,57) + \\
&+ 0,5 \cdot [(0,10 - j0,17) + (0,09 - j0,17) + (0,03 - j0,04)] = \\
&= 0,16 + j0,38 \text{ МВА}; \\
\Delta \dot{S}_{п6}^{(2)} &= \Delta \dot{S}_{y6}^{(2)} + 0,5 \cdot \Delta \dot{S}_{z5-6}^{(2)} = (0,04 + j0,08) + 0,5 \cdot (0,03 - j0,04) = \\
&= 0,05 + j0,06 \text{ МВА}.
\end{aligned}$$

3) Визначимо потокорозподіл додаткових навантажень від втрат потужності в пунктах за ділянками Z-схеми мережі. Розрахунок виконуємо аналогічно до розрахунку основного потокорозподілу потужностей у Z-схемі електричної мережі в режимі максимальних навантажень (див. пункт А).

Одержуємо наступну систему контурних рівнянь:

$$\begin{cases}
(\Delta \dot{S}_{п1}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{п2}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{п5}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{п6}^{(2)}) \cdot \underline{Z}_{л0-1} + (\Delta \dot{S}_{п5}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{п6}^{(2)}) \cdot \underline{Z}_{л1-5} - \\
- \Delta \dot{S}_{п3}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{л4-3} - (\Delta \dot{S}_{п3}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{п4}^{(2)}) \cdot \underline{Z}_{л0-4} = \\
= -\Delta \dot{S}_{K1}^{(2)} \cdot (\underline{Z}_{л0-1} + \underline{Z}_{л1-5} + \underline{Z}_{л5-3} + \underline{Z}_{л4-3} + \underline{Z}_{л0-4}) - \\
- \Delta \dot{S}_{K2}^{(2)} \cdot (\underline{Z}_{л0-1} + \underline{Z}_{л4-3} + \underline{Z}_{л0-4}) \\
(\Delta \dot{S}_{п1}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{п2}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{п5}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{п6}^{(2)}) \cdot \underline{Z}_{л0-1} + \Delta \dot{S}_{п2}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{л1-2} - \Delta \dot{S}_{п3}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{л4-3} - \\
- (\Delta \dot{S}_{п3}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{п4}^{(2)}) \cdot \underline{Z}_{л0-4} = -\Delta \dot{S}_{K1}^{(2)} \cdot (\underline{Z}_{л0-1} + \underline{Z}_{л4-3} + \underline{Z}_{л0-4}) - \\
- \Delta \dot{S}_{K2}^{(2)} \cdot (\underline{Z}_{л0-1} + \underline{Z}_{л1-2} + \underline{Z}_{л2-3} + \underline{Z}_{л4-3} + \underline{Z}_{л0-4})
\end{cases}$$

$$\begin{cases}
[(0,36 + j0,15) + (0,39 - j0,48) + (0,16 + j0,38) + (0,05 + j0,06)] \times \\
\times (7,73 + j13,59) + [(0,16 + j0,38) + (0,05 + j0,06)] \cdot (3,86 + j6,79) - \\
- (0,24 + j0,22) \cdot (7,13 + j7,53) - [(0,24 + j0,22) + (0,15 + j0,12)] \times \\
\times (4,59 + j8,07) = -\Delta\dot{S}_{K_1}^{(2)} \cdot [(7,73 + j13,59) + (3,86 + j6,79) + \\
+ (4,59 + j8,07) + (7,13 + j7,53) + (4,59 + j8,07)] - \\
- \Delta\dot{S}_{K_2}^{(2)} \cdot [(7,73 + j13,59) + (7,13 + j7,53) + (4,59 + j8,07)] \\
[(0,36 + j0,15) + (0,39 - j0,48) + (0,16 + j0,38) + (0,05 + j0,06)] \times \\
\times (7,73 + j13,59) + (0,39 - j0,48) \cdot (3,04 + j10,47) - \\
- (0,24 + j0,22) \cdot (7,13 + j7,53) - [(0,24 + j0,22) + (0,15 + j0,12)] \times \\
\times (4,59 + j8,07) = -\Delta\dot{S}_{K_1}^{(2)} \cdot [(7,73 + j13,59) + (7,13 + j7,53) + (4,59 + j8,07)] - \\
- \Delta\dot{S}_{K_2}^{(2)} \cdot [(7,73 + j13,59) + (3,04 + j10,47) + (3,27 + j11,27) + \\
+ (7,13 + j7,53) + (4,59 + j8,07)] \\
(4,55 + j8,90) = -(27,90 + j44,05) \cdot \Delta\dot{S}_{K_1}^{(2)} - (19,44 + j29,18) \cdot \Delta\dot{S}_{K_2}^{(2)} \\
(12,90 + j8,38) = -(19,44 + j29,18) \cdot \Delta\dot{S}_{K_1}^{(2)} - (25,75 + j50,92) \cdot \Delta\dot{S}_{K_2}^{(2)}
\end{cases}$$

Розв'язуючи систему рівнянь, отримуємо наступні значення контурних потужностей:

$$\Delta\dot{S}_{K_1}^{(2)} = -0,08 - j0,18 \text{ МВА};$$

$$\Delta\dot{S}_{K_2}^{(2)} = -0,17 + j0,24 \text{ МВА}.$$

Значення потоків потужностей від втрат потужності в пунктах схеми визначимо наступним чином:

$$\begin{aligned}
\Delta\dot{S}_{\pi 0-1}^{(1)} &= \Delta\dot{S}_{\pi 1}^{(2)} + \Delta\dot{S}_{\pi 2}^{(2)} + \Delta\dot{S}_{\pi 5}^{(2)} + \Delta\dot{S}_{\pi 6}^{(2)} + \Delta\dot{S}_{K_1}^{(2)} + \Delta\dot{S}_{K_2}^{(2)} = \\
&= (0,36 + j0,15) + (0,39 - j0,48) + (0,16 + j0,38) + (0,05 + j0,06) + \\
&+ (-0,08 - j0,18) + (-0,17 + j0,24) = 0,71 + j0,18 \text{ МВА};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\Delta\dot{S}_{\pi 1-5}^{(2)} &= \Delta\dot{S}_{\pi 5}^{(2)} + \Delta\dot{S}_{\pi 6}^{(2)} + \Delta\dot{S}_{K_1}^{(2)} = (0,16 + j0,38) + (0,05 + j0,06) + \\
&+ (-0,08 - j0,18) = 0,13 + j0,26 \text{ МВА};
\end{aligned}$$

$$\Delta\dot{S}_{\pi 5-6}^{(2)} = \Delta\dot{S}_{\pi 6}^{(2)} = 0,05 + j0,06 \text{ МВА};$$

$$\Delta\dot{S}_{\pi 5-3}^{(2)} = \Delta\dot{S}_{K_1}^{(2)} = -0,08 - j0,18 \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned}
\Delta\dot{S}_{\pi 4-3}^{(2)} &= \Delta\dot{S}_{\pi 3}^{(2)} - \Delta\dot{S}_{K_1}^{(2)} - \Delta\dot{S}_{K_2}^{(2)} = (0,24 + j0,22) - (-0,08 - j0,18) - \\
&- (-0,17 + j0,24) = 0,49 + j0,17 \text{ МВА};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\Delta\dot{S}_{\pi 0-4}^{(2)} &= \Delta\dot{S}_{\pi 3}^{(2)} + \Delta\dot{S}_{\pi 4}^{(2)} - \Delta\dot{S}_{K_1}^{(2)} - \Delta\dot{S}_{K_2}^{(2)} = (0,24 + j0,22) + \\
&+ (0,15 + j0,12) - (-0,08 - j0,18) - (-0,17 + j0,24) = 0,64 + j0,29 \text{ МВА};
\end{aligned}$$

$$\Delta \dot{S}_{\text{д} 1-2}^{(2)} = \Delta \dot{S}_{\text{п} 2}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{\text{к} 2}^{(2)} = (0,39 - j0,48) + (-0,17 + j0,24) = 0,22 - j0,23 \text{ МВА};$$

$$\Delta \dot{S}_{\text{д} 2-3}^{(2)} = \Delta \dot{S}_{\text{к} 2}^{(2)} = -0,17 + j0,24 \text{ МВА}.$$

Перевіримо виконання II-го закону Кірхгофа для обох контурів схеми мережі з метою підтвердження вірності розрахунку додаткового потокорозподілу від втрат потужності в пунктах на другій ітерації:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{\text{д} 0-1}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{\text{л} 0-1} + \Delta \dot{S}_{\text{д} 1-5}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{\text{л} 1-5} + \Delta \dot{S}_{\text{д} 5-3}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{\text{л} 5-3} - \Delta \dot{S}_{\text{д} 4-3}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{\text{л} 4-3} - \\ - \Delta \dot{S}_{\text{д} 0-4}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{\text{л} 0-4} = (0,71 + j0,18) \cdot (7,73 + j13,59) + \\ + (0,13 + j0,26) \cdot (3,86 + j6,79) + (-0,08 - j0,18) \cdot (4,59 + j8,07) - \\ - (0,49 + j0,17) \cdot (7,13 + j7,53) - (0,64 + j0,29) \cdot (4,59 + j8,07) = 0; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{\text{д} 0-1}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{\text{л} 0-1} + \Delta \dot{S}_{\text{д} 1-2}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{\text{л} 1-2} + \Delta \dot{S}_{\text{д} 2-3}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{\text{л} 2-3} - \Delta \dot{S}_{\text{д} 4-3}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{\text{л} 4-3} - \\ - \Delta \dot{S}_{\text{д} 0-4}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{\text{л} 0-4} = (0,71 + j0,18) \cdot (7,73 + j13,59) + \\ + (0,22 - j0,23) \cdot (3,04 + j10,47) + (-0,17 + j0,24) \cdot (3,27 + j11,27) - \\ - (0,49 + j0,17) \cdot (7,13 + j7,53) - (0,64 + j0,29) \cdot (4,59 + j8,07) = 0. \end{aligned}$$

Таким чином, потокорозподіл потужностей від додаткових навантажень від втрат потужностей в пунктах електричної мережі на другій ітерації розрахунку режиму максимальних навантажень мережі знайдений вірно. Результати розрахунку наведені на рис. 2.6.

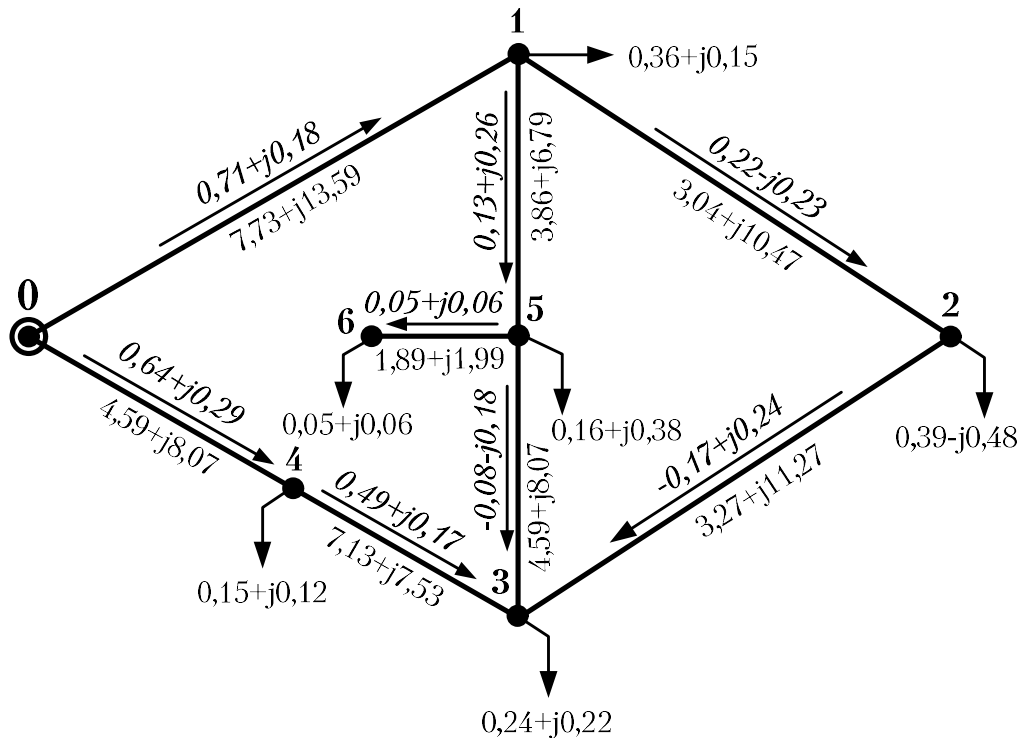


Рис. 2.6. Потокорозподіл потужностей від додаткових навантажень пунктів у Z-схемі електричної мережі на другій ітерації розрахунку в режимі максимальних навантажень

4) Накладаємо поточкорозподіл потужностей від додаткових навантажень пунктів на основний поточкорозподіл та одержуємо результуючий поточкорозподіл потужностей на другій ітерації розрахунку.

Для пункту 1 результуюче навантаження на другій ітерації розрахунку складе

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\text{рез}1}^{(2)} &= \dot{S}_{\text{пр}1} + \Delta\dot{S}_{\text{п}1}^{(2)} = (28,10 - j22,44) + (0,36 + j0,15) = \\ &= 28,46 - j22,29 \text{ МВА.}\end{aligned}$$

Результуючі навантаження решти пунктів визначають аналогічно. Результуючий потік потужності за ділянкою 0-1 на другій ітерації:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\text{рез}0-1}^{(2)} &= \dot{S}_{\text{осн}0-1} + \Delta\dot{S}_{\text{д}0-1}^{(2)} = (10,82 - j13,84) + (0,71 + j0,18) = \\ &= 11,53 - j13,66 \text{ МВА.}\end{aligned}$$

Результуючі потоки потужності решти ділянок схеми електричної мережі визначають аналогічно.

Картина результуючого поточкорозподілу потужностей у Z-схемі електричної мережі на другій ітерації розрахунку в режимі максимальних навантажень представлена на рис. 2.7.

5) Визначимо рівні напруги в пунктах схеми на другій ітерації розрахунку згідно з виразом (2.3.3а):

$$\begin{aligned}U_1^{(2)} &= \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{\text{рез}0-1}^{(2)} \cdot r_{\text{л}0-1} - Q_{\text{рез}0-1}^{(2)} \cdot x_{\text{л}0-1})} = \\ &= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (11,53 \cdot 7,73 - (-13,66) \cdot 13,59)} = 112,59 \text{ кВ;} \\ U_2^{(2)} &= \sqrt{(U_1^{(2)})^2 - 2 \cdot (P_{\text{рез}1-2}^{(2)} \cdot r_{\text{л}1-2} - Q_{\text{рез}1-2}^{(2)} \cdot x_{\text{л}1-2})} = \\ &= \sqrt{112,59^2 - 2 \cdot (-31,17 \cdot 3,04 - 19,43 \cdot 10,47)} = 115,20 \text{ кВ;} \\ U_3^{(2)} &= \sqrt{(U_2^{(2)})^2 - 2 \cdot (P_{\text{рез}2-3}^{(2)} \cdot r_{\text{л}2-3} - Q_{\text{рез}2-3}^{(2)} \cdot x_{\text{л}2-3})} = \\ &= \sqrt{115,20^2 - 2 \cdot (28,16 \cdot 3,27 - (-17,71) \cdot 11,27)} = 112,64 \text{ кВ;} \\ U_4^{(2)} &= \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{\text{рез}0-4}^{(2)} \cdot r_{\text{л}0-4} - Q_{\text{рез}0-4}^{(2)} \cdot x_{\text{л}0-4})} = \\ &= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (16,40 \cdot 4,59 - (-15,72) \cdot 8,07)} = 113,23 \text{ кВ;} \\ U_5^{(2)} &= \sqrt{(U_1^{(2)})^2 - 2 \cdot (P_{\text{рез}1-5}^{(2)} \cdot r_{\text{л}1-5} - Q_{\text{рез}1-5}^{(2)} \cdot x_{\text{л}1-5})} = \\ &= \sqrt{112,59^2 - 2 \cdot (14,24 \cdot 3,86 - (-10,81) \cdot 6,79)} = 111,44 \text{ кВ;} \\ U_6^{(2)} &= \sqrt{(U_5^{(2)})^2 - 2 \cdot (P_{\text{рез}5-6}^{(2)} \cdot r_{\text{л}5-6} - Q_{\text{рез}5-6}^{(2)} \cdot x_{\text{л}5-6})} = \\ &= \sqrt{111,44^2 - 2 \cdot (12,09 \cdot 1,89 - (-8,69) \cdot 1,99)} = 111,08 \text{ кВ.}\end{aligned}$$

Параметри режиму роботи електричної мережі на другій ітерації розрахунку при максимальних навантаженнях наведені на рис. 2.7.

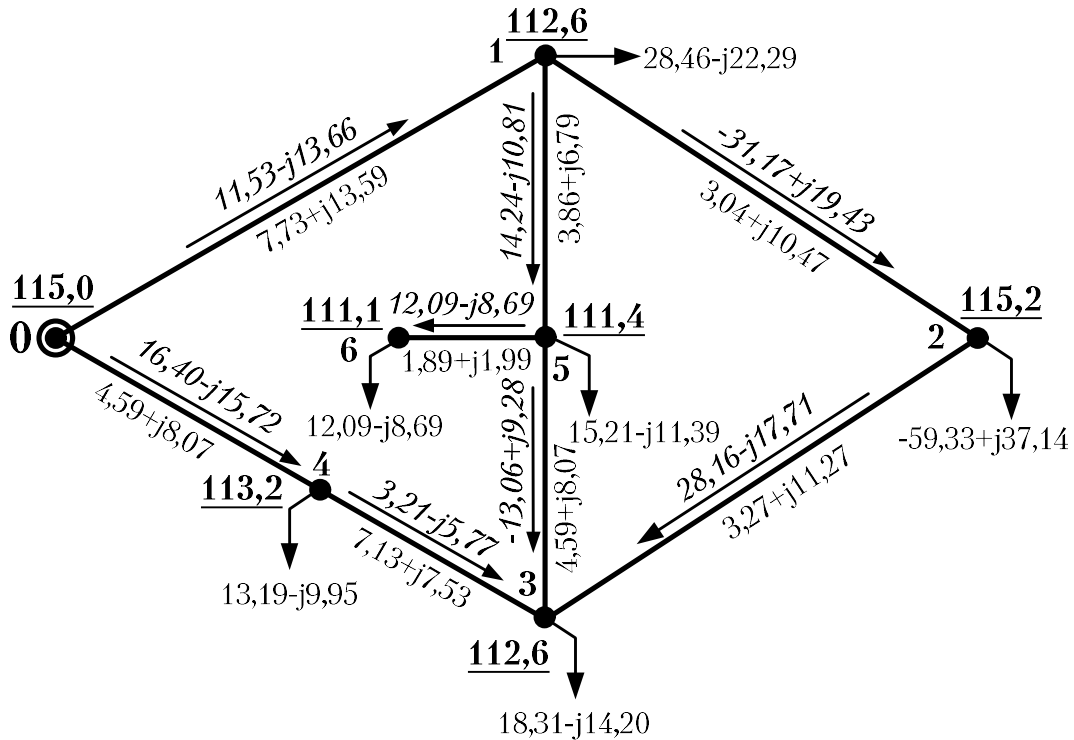


Рис. 2.7. Результуючий потікорозподіл потужностей та режим напруги в пунктах схеми при максимальних навантаженнях на другій ітерації розрахунку

Виконаємо перевірку збіжності ітераційного процесу за критерієм зміни модулів напруги в пунктах схеми електричної мережі:

$$\Delta U_1^{(2)} = \frac{|U_1^{(2)} - U_1^{(1)}|}{U_1^{(1)}} \cdot 100\% = \frac{|112,59 - 112,56|}{112,56} \cdot 100\% = 0,02\%;$$

$$\Delta U_2^{(2)} = \frac{|U_2^{(2)} - U_2^{(1)}|}{U_2^{(1)}} \cdot 100\% = \frac{|115,20 - 115,17|}{115,17} \cdot 100\% = 0,02\%;$$

$$\Delta U_3^{(2)} = \frac{|U_3^{(2)} - U_3^{(1)}|}{U_3^{(1)}} \cdot 100\% = \frac{|112,64 - 112,62|}{112,62} \cdot 100\% = 0,02\%;$$

$$\Delta U_4^{(2)} = \frac{|U_4^{(2)} - U_4^{(1)}|}{U_4^{(1)}} \cdot 100\% = \frac{|113,23 - 113,22|}{113,22} \cdot 100\% = 0,01\%;$$

$$\Delta U_5^{(2)} = \frac{|U_5^{(2)} - U_5^{(1)}|}{U_5^{(1)}} \cdot 100\% = \frac{|111,44 - 111,41|}{111,41} \cdot 100\% = 0,02\%;$$

$$\Delta U_6^{(2)} = \frac{|U_6^{(2)} - U_6^{(1)}|}{U_6^{(1)}} \cdot 100\% = \frac{|111,08 - 111,05|}{111,05} \cdot 100\% = 0,02\%.$$

Оскільки зміни модулів напруги у всіх пунктах схеми не перевищують 2 %, то, відповідно до даного критерію, подальший ітераційний розрахунок не виконуємо.

Уточнимо перевірку збіжності ітераційного процесу за більш точним критерієм зміни сумарних втрат потужності в електричній мережі.

Визначимо втрати потужності в схемі на другій ітерації розрахунку згідно з (1.3.4). Потужність БП на другій ітерації розрахунку дорівнює:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\text{БП}}^{(2)} &= \dot{S}_{\text{рез0-1}}^{(2)} + \dot{S}_{\text{рез0-4}}^{(2)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{\text{z0-1}}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{\text{z0-4}}^{(2)}) + \underline{Y}_{\text{БП}} U_{\text{БП}}^2 = \\ &= (11,53 - j13,66) + (16,40 - j15,72) + \\ &+ 0,5 \cdot [(0,19 - j0,34) + (0,18 - j0,32)] + j68,59 \times 10^{-6} \cdot 115^2 = \\ &= 28,11 - j28,80 \text{ МВА.}\end{aligned}$$

Тоді втрати потужності в схемі на другій ітерації розрахунку складуть:

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} = \dot{S}_{\text{БП}}^{(2)} - \dot{S}_{\Sigma} = (28,11 - j28,80) - (26 - j14,82) = 2,11 - j13,98 \text{ МВА.}$$

Зміни сумарних втрат потужності на другій ітерації розрахунку будуть:

$$\begin{aligned}\partial \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} &= \frac{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} - \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)}|}{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)}|} \cdot 100\% = \frac{|(2,11 - j13,98) - (2,15 - j14,34)|}{|(2,15 - j14,34)|} \cdot 100\% = \\ &= 2,44\%.\end{aligned}$$

Оскільки сумарні втрати потужності на другій ітерації перевищують 2 %, то відповідно до даного критерію, необхідно продовжити розрахунок і виконати наступну ітерацію.

Г. Третю ітерацію розрахунку режиму роботи електричної мережі при максимальних навантаженнях виконаємо у табличній формі (див. табл. 2.3.6).

Параметри режиму роботи електричної мережі на третій ітерації розрахунку в режимі максимальних навантажень наведені на рис. 2.8.

Виконаємо перевірку збіжності ітераційного процесу за критерієм зміни модулів напруги в пунктах схеми електричної мережі:

Таблиця 2.3.6. Результати розрахунку параметрів режиму роботи електричної мережі при максимальних навантаженнях на третій ітерації розрахунку

Параметр	Значення			
Втрати потужності в опорах ділянок, $\Delta \dot{S}_{zi}$, МВА	0-1	0,19-j0,34	2-3	0,28-j0,96
	0-4	0,18-j0,32	4-3	0,02-j0,03
	1-2	0,32-j1,09	5-3	0,09-j0,16
	1-5	0,10-j0,17	5-6	0,03-j0,04
Втрати потужності в провідностях пунктів, $\Delta \dot{S}_{ys}$, МВА	1	0,06+j0,95	4	0,04+j0,30
	2	0,09+j0,55	5	0,04+j0,57
	3	0,04+j0,80	6	0,04+j0,08
Додаткові навантаження пунктів, $\Delta \dot{S}_{ps}$, МВА	1	0,36+j0,15	4	0,15+j0,13
	2	0,39-j0,48	5	0,16+j0,39
	3	0,24+j0,22	6	0,05+j0,06
Потоки потужностей за ділянками від додаткових навантажень пунктів, $\Delta \dot{S}_{di}$, МВА	0-1	0,71+j0,18	2-3	-0,17+j0,24
	0-4	0,64+j0,29	4-3	0,49+j0,17
	1-2	0,22-j0,24	5-3	-0,08-j0,18
	1-5	0,13+j0,26	5-6	0,05+j0,06
Результуюче навантаження пункту, $\dot{S}_{pres}$, МВА	1	28,46-j22,29	4	13,19-j9,95
	2	-59,33+j37,14	5	15,21-j11,39
	3	18,31-j14,20	6	12,09-j8,69
Результуючий потік потужності за ділянками, $\dot{S}_{pei}$, МВА	0-1	11,52-j13,66	2-3	28,16-j17,71
	0-4	16,40-j15,71	4-3	3,21-j5,77
	1-2	-31,17+j19,43	5-3	-13,06+j9,28
	1-5	14,24-j10,81	5-6	12,09-j8,69
Рівень напруги в пунктах, U_s , кВ	1	112,59	4	113,23
	2	115,20	5	111,44
	3	112,64	6	111,08

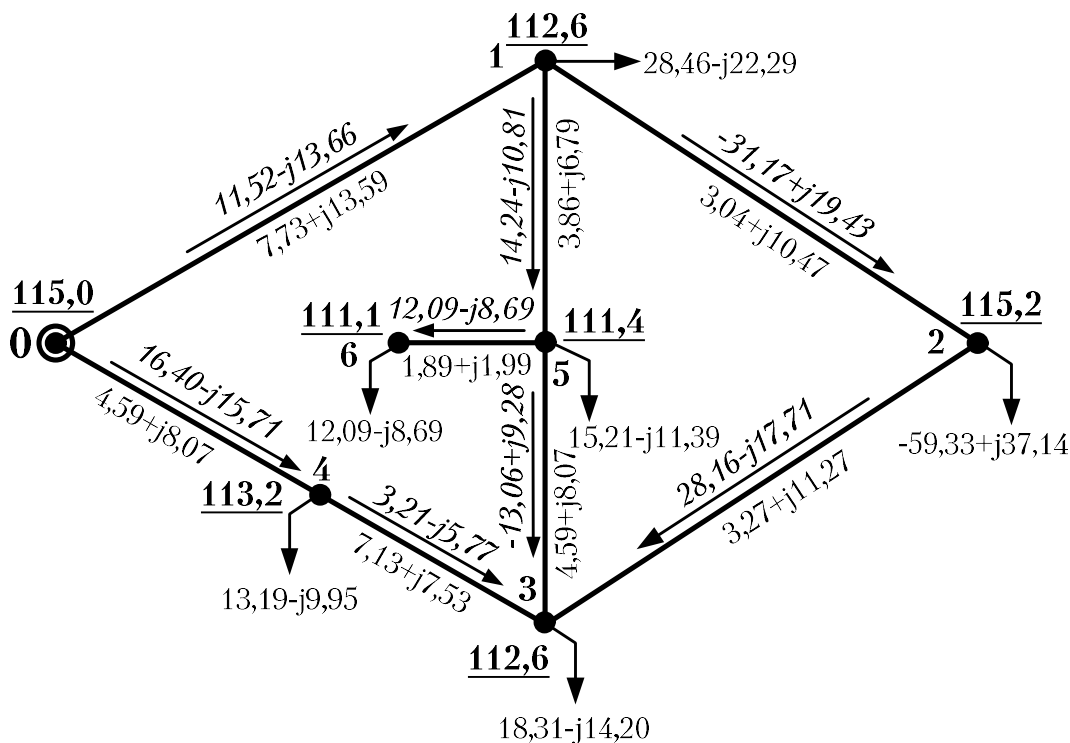


Рис. 2.8. Результуючий поточкорозподіл потужностей та режим напруги в пунктах схеми при максимальних навантаженнях на третій ітерації розрахунку

$$\begin{aligned}\Delta U_1^{(3)} &= \frac{|U_1^{(3)} - U_1^{(2)}|}{U_1^{(2)}} \cdot 100\% = \frac{|112,59 - 112,59|}{112,59} \cdot 100\% = 0,00\%; \\ \Delta U_2^{(3)} &= \frac{|U_2^{(3)} - U_2^{(2)}|}{U_2^{(2)}} \cdot 100\% = \frac{|115,20 - 115,20|}{115,20} \cdot 100\% = 0,00\%; \\ \Delta U_3^{(3)} &= \frac{|U_3^{(3)} - U_3^{(2)}|}{U_3^{(2)}} \cdot 100\% = \frac{|112,64 - 112,64|}{112,64} \cdot 100\% = 0,00\%; \\ \Delta U_4^{(3)} &= \frac{|U_4^{(3)} - U_4^{(2)}|}{U_4^{(2)}} \cdot 100\% = \frac{|113,23 - 113,23|}{113,23} \cdot 100\% = 0,00\%; \\ \Delta U_5^{(3)} &= \frac{|U_5^{(3)} - U_5^{(2)}|}{U_5^{(2)}} \cdot 100\% = \frac{|111,44 - 111,44|}{111,44} \cdot 100\% = 0,00\%; \\ \Delta U_6^{(3)} &= \frac{|U_6^{(3)} - U_6^{(2)}|}{U_6^{(2)}} \cdot 100\% = \frac{|111,08 - 111,08|}{111,08} \cdot 100\% = 0,00\%.\end{aligned}$$

Оскільки зміни модулів напруги у всіх пунктах схеми не перевищують 2 %, то, відповідно до даного критерію, можна припинити подальший ітераційний розрахунок.

Виконаємо перевірку збіжності ітераційного процесу за більш точним критерієм зміни сумарних втрат потужності в електричній мережі.

Визначимо втрати потужності в схемі на третій ітерації розрахунку згідно з (2.3.4). Потужність БП на третій ітерації розрахунку дорівнює:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\text{БП}}^{(3)} &= \dot{S}_{\text{рез0-1}}^{(3)} + \dot{S}_{\text{рез0-4}}^{(3)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{\text{z0-1}}^{(3)} + \Delta \dot{S}_{\text{z0-4}}^{(3)}) + \underline{Y}_{\text{БП}} U_{\text{БП}}^2 = \\ &= (11,52 - j13,66) + (16,40 - j15,71) + \\ &+ 0,5 \cdot [(0,19 - j0,34) + (0,18 - j0,32)] + j68,59 \times 10^{-6} \cdot 115^2 = \\ &= 28,11 - j28,79 \text{ МВА}.\end{aligned}$$

Тоді втрати потужності в схемі на другій ітерації розрахунку будуть:

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(3)} = \dot{S}_{\text{БП}}^{(3)} - \dot{S}_{\Sigma} = (28,11 - j28,79) - (26 - j14,82) = 2,11 - j13,98 \text{ МВА}.$$

Зміна сумарних втрат потужності на третій ітерації розрахунку складе:

$$\begin{aligned}\partial \dot{S}_{\Sigma}^{(3)} &= \frac{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(3)} - \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)}|}{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)}|} \cdot 100\% = \frac{|(2,11 - j13,98) - (2,11 - j13,98)|}{|(2,11 - j13,98)|} \cdot 100\% = \\ &= 0,07\%.\end{aligned}$$

Оскільки зміни сумарних втрат потужності на третій ітерації не перевищують 2%, то, відповідно до даного критерію, розрахунок режиму роботи електричної мережі можна вважати завершеним.

Виконаємо розрахунок струмового навантаження ділянок згідно з (1.1.12). Для ділянки 0-1 струмове навантаження в режимі максимальних навантажень мережі складе:

$$I_{\text{макс}0-1} = \frac{\sqrt{(P_{\text{рез}0-1}^{(3)})^2 + (Q_{\text{рез}0-1}^{(3)})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{с}0-1}^{(3)} \cdot n_{\text{л}}} \times 10^3 = \frac{\sqrt{(P_{\text{рез}0-1}^{(3)})^2 + (Q_{\text{рез}0-1}^{(3)})^2}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,5 \cdot [(U_0)^2 + (U_1^{(3)})^2]} \cdot n_{\text{л}}} \times 10^3 =$$

$$= \frac{\sqrt{11,52^2 + (-13,66)^2}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,5 \cdot [115^2 + 11259^2]} \cdot 1} \times 10^3 = 1282 \text{ А.}$$

Струмові навантаження решти ділянок схеми розраховують аналогічно. Результати розрахунку наведені у табл. 2.3.7.

Таблиця 2.3.7. Струмові навантаження ділянок схеми в режимі максимальних навантажень

Ділянка	0-1	0-4	1-2	1-5	2-3	4-3	5-3	5-6
Струмове навантаження, А	128,2	162,5	263,3	130,3	238,4	47,7	116,7	109,3
Тривало допустимий струм, $I_{\text{доп}}$, А (табл. Д.8)	390	390	610	390	610	265	390	2×265

Струмові навантаження всіх ділянок схеми при максимальних навантаженнях не перевищують значення тривало допустимих струмів для відповідних перерізів проводів, що свідчить про вірний вибір перерізів проводів ПЛ схеми районної електричної мережі.

2.4. Електричний розрахунок післяаварійного режиму роботи мережі

У цьому розрахунку використовують схему післяаварійного стану мережі, розглянутого у розділі 1.4. З міркувань зниження обсягу курсового проекту в даному розділі розглядають тільки другу групу післяаварійних режимів роботи, тобто відключення найбільш завантаженої ділянки в режимі максимальних навантажень мережі. Розрахунок першої групи післяаварійних режимів районної мережі може виконуватися тільки за вказівкою керівника курсового проекту.

Розрахунок післяаварійного режиму також реалізують ітераційним методом. У розрахунку використовують вихідні дані, які включають значення приведених навантажень пунктів, опорів та еквівалентних провідностей схеми заміщення, а також рівень напруги в пункті, опорному за напругою (БП), прийнятий для режиму максимальних навантажень проекрованої мережі.

Слід пам'ятати, що під час розрахунку післяаварійного режиму, обумовленого відключенням одноланцюгової ЛЕП або одного ланцюга дволанцюгової ЛЕП, необхідно змінити величину еквівалентного опору лінії та відкоригувати еквівалентні (сумарні) провідності кінцевих пунктів мережі, до яких був приєднаний відключений ланцюг або лінія. В іншому ітераційний розрахунок післяаварійного режиму повністю аналогічний принципам розрахунку режиму при максимальних навантаженнях мережі, розглянутим у розділі 2.3.

Приклад 2.5. Для схеми електричної мережі та вихідних даних прикладу 1.1 Економічної частини виконати електричний розрахунок післяаварійного режиму роботи мережі.

Розв'язання

Виконаємо розрахунок післяаварійного режиму роботи мережі, розглядаючи за останній стан мережі при відключенні найбільш завантаженої її ділянки. Аналіз параметрів режиму роботи електричної мережі при максимальних навантаженнях показує, що найбільш завантаженою є ділянка 1-2 (див. приклад 2.4).

А. Виконаємо розрахунок основного поточкорозподілу потужностей у схемі електричної мережі. За вихідні дані для розрахунку використаємо схему післяаварійного стану мережі (див. рис. 1.5), приведені навантаження пунктів схеми мережі (див. табл. 2.2.2) і повні опори ділянок схеми мережі (див. табл. 2.1.1). Розрахунок здійснимо за методом контурних рівнянь. Відповідно до останнього, до складу єдиного контуру в післяаварійному режимі роботи мережі входять ділянки 0-1, 1-5, 5-3, 4-3, 0-4; за умовно вилучену перемичку для даного контуру прийнята ділянка 5-3. Позитивним напрямком обходу контуру прийнятий обхід за годинниковою стрілкою (див. рис. 2.9).

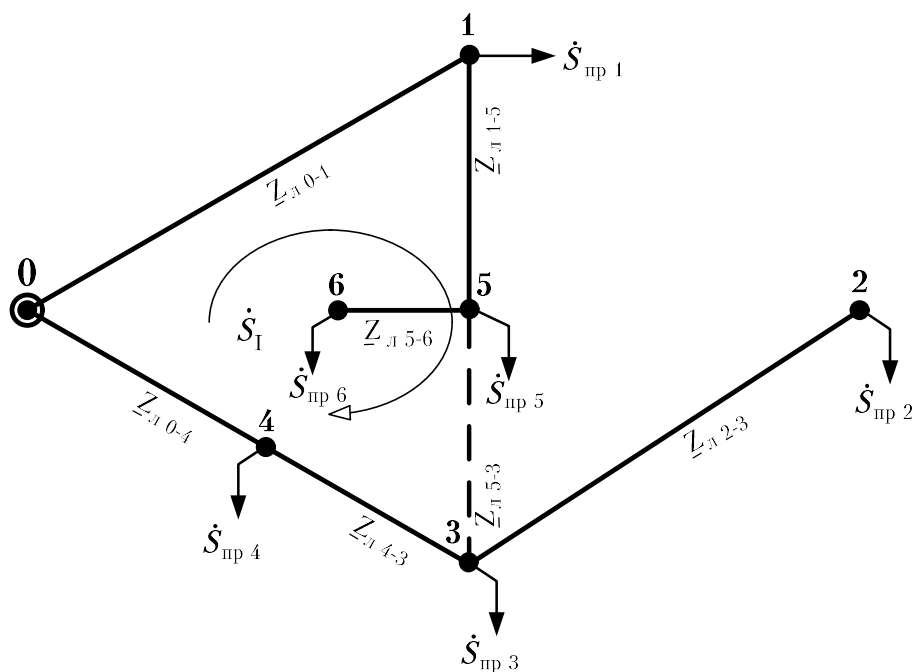


Рис. 2.9. Вибір контурів та перемичок для розрахунку Z-схеми електричної мережі у післяаварійному режимі роботи

Визначимо основний поточкорозподіл потужностей в умовно розімкненій схемі післяаварійного режиму в загальному вигляді. Результати наведені на рис. 2.10.

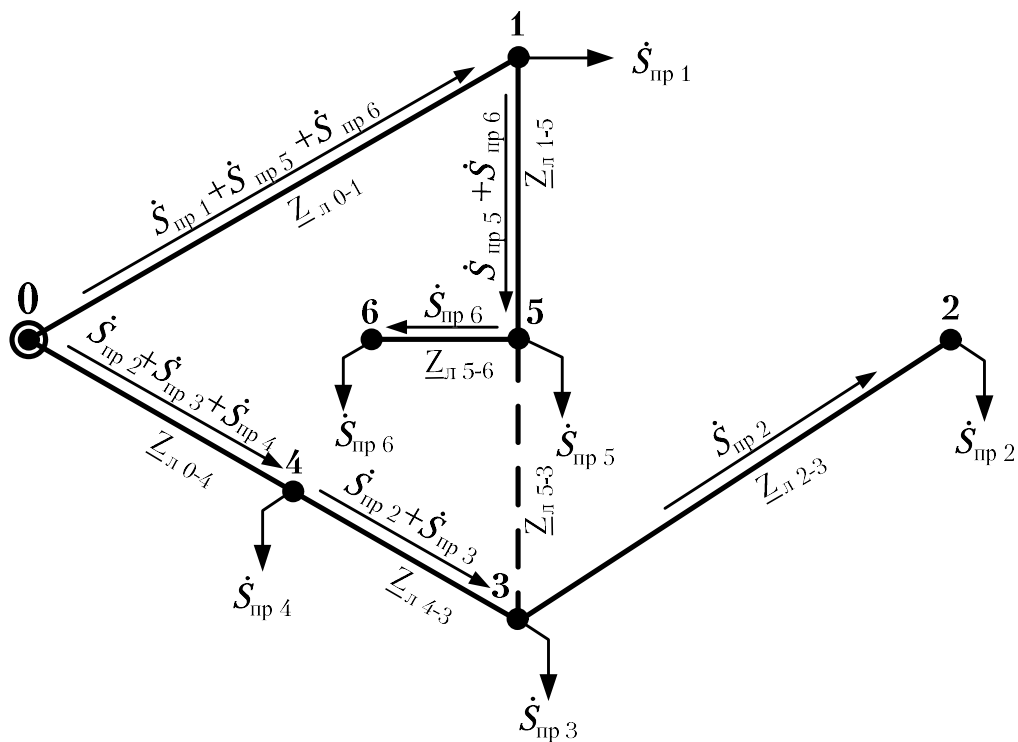


Рис. 2.10. Визначення основного поточкорозподілу в умовно розімкненій Z-схемі електричної мережі у післяаварійному режимі роботи

Для схеми мережі, наведеної на рис. 2.10, складемо контурне рівняння:

$$\begin{aligned}
 & (\dot{S}_{\text{пр}1} + \dot{S}_{\text{пр}5} + \dot{S}_{\text{пр}6}) \cdot \underline{Z}_{\text{л}0-1} + (\dot{S}_{\text{пр}5} + \dot{S}_{\text{пр}6}) \cdot \underline{Z}_{\text{л}1-5} - (\dot{S}_{\text{пр}2} + \dot{S}_{\text{пр}3}) \cdot \underline{Z}_{\text{л}4-3} - \\
 & - (\dot{S}_{\text{пр}2} + \dot{S}_{\text{пр}3} + \dot{S}_{\text{пр}4}) \cdot \underline{Z}_{\text{л}0-4} = -\dot{S}_{\text{к}1} \cdot (\underline{Z}_{\text{л}0-1} + \underline{Z}_{\text{л}1-5} + \underline{Z}_{\text{л}5-3} + \underline{Z}_{\text{л}4-3} + \underline{Z}_{\text{л}0-4}). \\
 & [(28,10 - j22,44) + (15,05 - j11,78) + (12,03 - j8,75)] \cdot (7,73 + j13,59) + \\
 & + [(15,05 - j11,78) + (12,03 - j8,75)] \cdot (3,86 + j6,79) - \\
 & - [(-59,72 + j37,62) + (18,07 - j14,42)] \times (7,13 + j7,53) - \\
 & - [(-59,72 + j37,62) + (18,07 - j14,42) + (13,04 - j10,07)] \cdot (4,59 + j8,07) = \\
 & = -\dot{S}_{\text{к}1} \cdot [(7,73 + j13,59) + (3,86 + j6,79) + (4,59 + j8,07) + (7,13 + j7,53) + \\
 & + (4,59 + j8,07)] \\
 & (1963,04 + j841,21) = -(27,90 + j44,05) \cdot \dot{S}_{\text{к}1}
 \end{aligned}$$

Розв'язуючи рівняння, отримаємо наступне значення контурної потужності:

$$\dot{S}_{\text{к}1} = -33,78 + j23,18 \text{ МВА.}$$

Значення потоків потужностей основного потокорозподілу за ділянками схеми визначимо наступним чином:

$$\begin{aligned}
 \dot{S}_{\text{осн } 0-1} &= \dot{S}_{\text{пр}1} + \dot{S}_{\text{пр}5} + \dot{S}_{\text{пр}6} + \dot{S}_{\text{к}1} = (28,10 - j22,44) + (15,05 - j11,78) + \\
 &+ (12,03 - j8,75) + (-33,78 + j23,18) = 21,24 - j19,79 \text{ МВА};
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \dot{S}_{\text{осн } 1-5} &= \dot{S}_{\text{пр}5} + \dot{S}_{\text{пр}6} + \dot{S}_{\text{к}1} = (15,05 - j11,78) + (12,03 - j8,75) + \\
 &+ (-33,78 + j23,18) = -6,69 + j2,65 \text{ МВА};
 \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{\text{осн } 5-6} = \dot{S}_{\text{пр}6} = 12,03 - j8,75 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{\text{осн } 5-3} = \dot{S}_{\text{к}1} = -33,78 + j23,18 \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned}
 \dot{S}_{\text{осн } 4-3} &= \dot{S}_{\text{пр}2} + \dot{S}_{\text{пр}3} - \dot{S}_{\text{к}1} = (-59,72 + j37,62) + (18,07 - j14,42) - \\
 &- (-33,78 + j23,18) = -7,87 + j0,02 \text{ МВА};
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \dot{S}_{\text{осн } 0-4} &= \dot{S}_{\text{пр}2} + \dot{S}_{\text{пр}3} + \dot{S}_{\text{пр}4} - \dot{S}_{\text{к}1} = (-59,72 + j37,62) + (18,07 - j14,42) + \\
 &+ (13,04 - j10,07) - (-33,78 + j23,18) = 5,17 - j10,05 \text{ МВА};
 \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{\text{осн } 2-3} = \dot{S}_{\text{пр}2} = -59,72 + j37,62 \text{ МВА.}$$

Перевіримо виконання II-го закону Кірхгофа для єдиного контуру схеми мережі з метою підтвердження вірності розрахунку основного потокорозподілу потужностей:

$$\begin{aligned}\Delta \dot{S}_{z0-1}^{(1)} &= \frac{P_{\text{оч}0-1}^2 + Q_{\text{оч}0-1}^2}{(U_{c0-1}^{(0)})^2} (r_{л0-1} - jx_{л0-1}) = \\ &= \frac{P_{\text{оч}0-1}^2 + Q_{\text{оч}0-1}^2}{0,5 \cdot ((U_0)^2 + (U_1^{(0)})^2)} (r_{л0-1} - jx_{л0-1}) = \\ &= \frac{21,41^2 + 19,79^2}{0,5 \cdot (115^2 + 110^2)} \cdot (7,73 - j13,59) = 0,52 - j0,91 \text{ МВА.}\end{aligned}$$

Втрати потужності в опорах решти ділянок розраховують аналогічно. Результати розрахунків наведені в табл. 2.4.1.

Таблиця 2.4.1. Результати розрахунку втрат потужності в опорах ділянок на першій ітерації розрахунку

Ділянка	0-1	0-4	1-5	2-3	4-3	5-3	5-6
Втрати потужності, МВА	0,52-j0,91	0,05-j0,08	0,02-j0,03	1,35-j4,64	0,04-j0,04	0,64-j1,12	0,03-j0,04

Знайдемо втрати потужності у провідностях пунктів $\Delta \dot{S}_{ys}$, МВА, за початковим наближенням рівнів напруги в пунктах відповідно до залежності (2.3.2). Тут необхідно відзначити, що у порівнянні з режимом максимальних навантажень у розрахунковій схемі післяаварійного режиму змінюються значення еквівалентних провідностей пунктів, які пов'язувала відключена ділянка 1-2. Виконаємо перерахунок еквівалентних провідностей пунктів 1 і 2:

$$\begin{aligned}Y_1 &= 0,5 \cdot (Y_{л0-1} + Y_{л1-5}) + Y_{бт1} = 0,5 \cdot (j86,07 + j43,04) \times 10^{-6} + \\ &+ (4,69 - j26,47) \times 10^{-6} = (4,69 + j38,09) \times 10^{-6} \text{ См}; \\ Y_2 &= 0,5 \cdot Y_{л2-3} + Y_{бт2} = 0,5 \cdot j79,62 \times 10^{-6} + (6,83 - j35,52) \times 10^{-6} = \\ &= (6,83 + j4,30) \times 10^{-6} \text{ См.}\end{aligned}$$

Таким чином, з урахуванням нового значення еквівалентної провідності, для першого пункту схеми отримаємо наступні значення втрат потужності у провідностях:

$$\Delta \dot{S}_{y1}^{(1)} = Y_1 \cdot (U_1^{(0)})^2 = (4,69 + j38,09) \times 10^{-6} \cdot 110^2 = 0,06 + j0,46 \text{ МВА.}$$

Втрати потужності в провідностях решти пунктів розраховують аналогічно. Результати розрахунків наведені в табл. 2.4.2.

Таблиця 2.4.2. Результати розрахунку втрат потужності в провідностях пунктів на першій ітерації розрахунку

Номер пункту	1	2	3	4	5	6
Втрати потужності, МВА	0,06+j0,46	0,08+j0,05	0,04+j0,76	0,04+j0,28	0,04+j0,56	0,03+j0,08

2) Формуємо додаткові навантаження пунктів від втрат потужності:

$$\begin{aligned}
\Delta \dot{S}_{п1}^{(1)} &= \Delta \dot{S}_{y1}^{(1)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z0-1}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z1-5}^{(1)}) = (0,06 + j0,46) + \\
&+ 0,5 \cdot [(0,52 - j0,91) + (0,02 - j0,03)] = 0,32 - j0,01 \text{ МВА}; \\
\Delta \dot{S}_{п2}^{(1)} &= \Delta \dot{S}_{y2}^{(1)} + 0,5 \cdot \Delta \dot{S}_{z2-3}^{(1)} = (0,08 + j0,05) + 0,5 \cdot (1,35 - j4,64) = \\
&= 0,76 - j2,27 \text{ МВА}; \\
\Delta \dot{S}_{п3}^{(1)} &= \Delta \dot{S}_{y3}^{(1)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z2-3}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z4-3}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z5-3}^{(1)}) = (0,04 + j0,76) + \\
&+ 0,5 \cdot [(1,35 - j4,64) + (0,04 - j0,04) + (0,64 - j1,12)] = \\
&= 1,05 - j2,14 \text{ МВА}; \\
\Delta \dot{S}_{п4}^{(1)} &= \Delta \dot{S}_{y4}^{(1)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z0-4}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z4-3}^{(1)}) = (0,04 + j0,28) + \\
&+ 0,5 \cdot [(0,05 - j0,08) + (0,04 - j0,04)] = 0,08 + j0,22 \text{ МВА}; \\
\Delta \dot{S}_{п5}^{(1)} &= \Delta \dot{S}_{y5}^{(1)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z1-5}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z5-3}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z5-6}^{(1)}) = (0,04 + j0,56) + \\
&+ 0,5 \cdot [(0,02 - j0,03) + (0,64 - j1,12) + (0,03 - j0,04)] = \\
&= 0,39 - j0,03 \text{ МВА}; \\
\Delta \dot{S}_{п6}^{(1)} &= \Delta \dot{S}_{y6}^{(1)} + 0,5 \cdot \Delta \dot{S}_{z5-6}^{(1)} = (0,03 + j0,08) + 0,5 \cdot (0,03 - j0,04) = \\
&= 0,05 + j0,06 \text{ МВА}.
\end{aligned}$$

3) Визначимо поточкорозподіл додаткових навантажень від втрат потужності в пунктах за ділянками Z-схеми мережі. Розрахунок виконуємо аналогічно до розрахунку основного поточкорозподілу потужностей у Z-схемі електричної мережі в післяаварійному режимі (див. пункт А).

Одержуємо наступне контурне рівняння:

$$\begin{aligned}
&(\Delta \dot{S}_{п1}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{п5}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{п6}^{(1)}) \cdot \underline{Z}_{л0-1} + (\Delta \dot{S}_{п5}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{п6}^{(1)}) \cdot \underline{Z}_{л1-5} - \\
&- (\Delta \dot{S}_{п2}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{п3}^{(1)}) \cdot \underline{Z}_{л4-3} - (\Delta \dot{S}_{п2}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{п3}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{п4}^{(1)}) \cdot \underline{Z}_{л0-4} = \\
&= -\Delta \dot{S}_{K_1}^{(1)} \cdot (\underline{Z}_{л0-1} + \underline{Z}_{л1-5} + \underline{Z}_{л5-3} + \underline{Z}_{л4-3} + \underline{Z}_{л0-4}). \\
&[(0,32 - j0,01) + (0,39 - j0,03) + (0,05 + j0,06)] \cdot (7,73 + j13,59) + \\
&+ [(0,39 - j0,03) + (0,05 + j0,06)] \cdot (3,86 + j6,79) - \\
&- [(0,76 - j2,27) + (1,05 - j2,14)] \cdot (7,13 + j7,53) - \\
&- [(0,76 - j2,27) + (1,05 - j2,14) + (0,08 + j0,22)] \cdot (4,59 + j8,07) = \\
&= -\Delta \dot{S}_{K_1}^{(1)} \cdot [(7,73 + j13,59) + (3,86 + j6,79) + (4,59 + j8,07) + \\
&+ (7,13 + j7,53) + (4,59 + j8,07)] \\
&(-81,18 + j35,22) = -(27,90 + j44,05) \cdot \Delta \dot{S}_{K_1}^{(1)}
\end{aligned}$$

Розв'язуючи рівняння, отримаємо наступне значення контурної потужності:

$$\Delta \dot{S}_{K_1}^{(1)} = 0,26 - j1,68 \text{ МВА.}$$

Значення потоків потужностей від втрат потужності в пунктах схеми визначимо наступним чином:

$$\Delta \dot{S}_{\text{д } 0-1}^{(1)} = \Delta \dot{S}_{\text{п } 1}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{\text{п } 5}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{\text{п } 6}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{K_1}^{(1)} = (0,32 - j0,01) + (0,39 - j0,03) + (0,05 + j0,06) + (0,26 - j1,68) = 1,02 - j1,66 \text{ МВА;}$$

$$\Delta \dot{S}_{\text{д } 1-5}^{(1)} = \Delta \dot{S}_{\text{п } 5}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{\text{п } 6}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{K_1}^{(1)} = (0,39 - j0,03) + (0,05 + j0,06) + (0,26 - j1,68) = 0,70 - j1,65 \text{ МВА;}$$

$$\Delta \dot{S}_{\text{д } 5-6}^{(1)} = \Delta \dot{S}_{\text{п } 6}^{(1)} = 0,05 + j0,06 \text{ МВА;}$$

$$\Delta \dot{S}_{\text{д } 5-3}^{(1)} = \Delta \dot{S}_{K_1}^{(1)} = 0,26 - j1,68 \text{ МВА;}$$

$$\Delta \dot{S}_{\text{д } 4-3}^{(1)} = \Delta \dot{S}_{\text{п } 2}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{\text{п } 3}^{(1)} - \Delta \dot{S}_{K_1}^{(1)} = (0,76 - j2,27) + (1,05 - j2,14) - (0,26 - j1,68) = 1,55 - j2,73 \text{ МВА;}$$

$$\Delta \dot{S}_{\text{д } 0-4}^{(1)} = \Delta \dot{S}_{\text{п } 2}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{\text{п } 3}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{\text{п } 4}^{(1)} - \Delta \dot{S}_{K_1}^{(1)} = (0,76 - j2,27) + (1,05 - j2,14) + (0,08 + j0,22) - (0,26 - j1,68) = 1,63 - j2,51 \text{ МВА;}$$

$$\Delta \dot{S}_{\text{д } 2-3}^{(1)} = \Delta \dot{S}_{\text{п } 2}^{(1)} = 0,76 - j2,27 \text{ МВА.}$$

Перевіримо виконання II-го закону Кірхгофа для єдиного контуру схеми мережі з метою підтвердження вірності розрахунку додаткового потокорозподілу від втрат потужності в пунктах на першій ітерації розрахунку:

$$\begin{aligned} & \Delta \dot{S}_{\text{д } 0-1}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{\text{л } 0-1} + \Delta \dot{S}_{\text{д } 1-5}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{\text{л } 1-5} + \Delta \dot{S}_{\text{д } 5-3}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{\text{л } 5-3} - \Delta \dot{S}_{\text{д } 4-3}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{\text{л } 4-3} - \\ & - \Delta \dot{S}_{\text{д } 0-4}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{\text{л } 0-4} = (1,02 - j1,66) \cdot (7,73 + j13,59) + \\ & + (0,70 - j1,65) \cdot (3,86 + j6,79) + (0,26 - j1,68) \cdot (4,59 + j8,07) - \\ & - (1,55 - j2,73) \cdot (7,13 + j7,53) - (1,63 - j2,51) \cdot (4,59 + j8,07) = 0. \end{aligned}$$

Таким чином, потокорозподіл від втрат потужності в пунктах електричної мережі на першій ітерації розрахунку післяаварійного режиму роботи знайдений вірно. Результати розрахунку наведені на рис. 2.12.

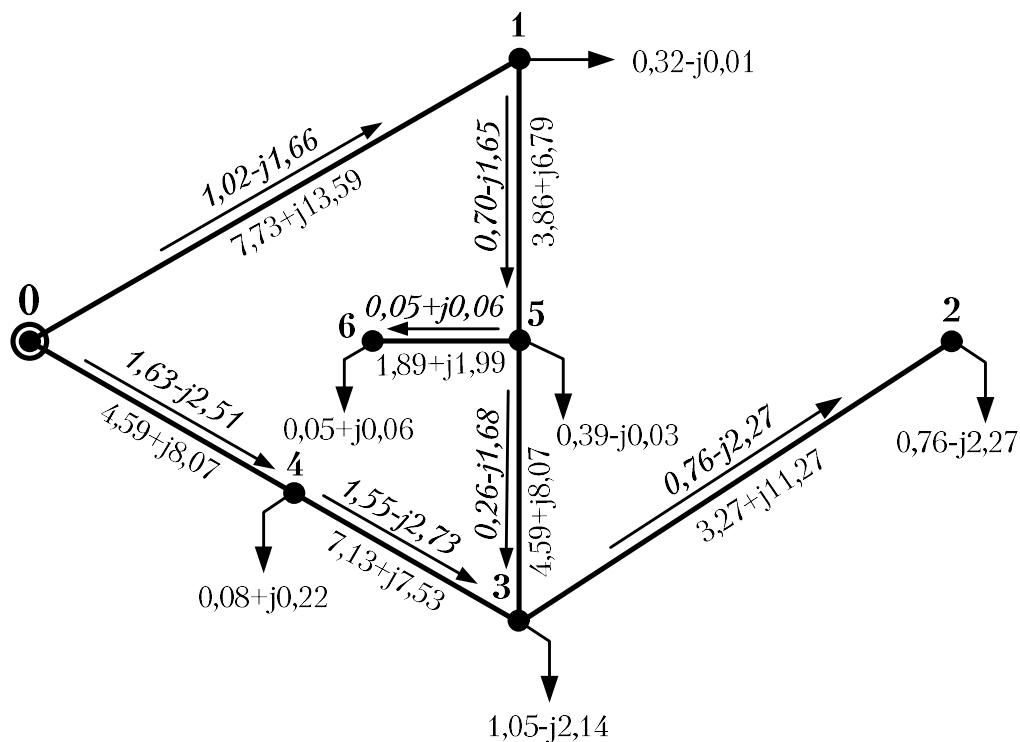


Рис. 2.12 Потокорозподіл потужностей від додаткових навантажень пунктів у Z-схемі електричної мережі на першій ітерації розрахунку в післяаварійному режимі

4) Накладаємо потокорозподіл потужностей від додаткових навантажень пунктів на основний і одержуємо результуючий потокорозподіл потужностей на першій ітерації розрахунку.

Для пункту 1 результуюче навантаження на першій ітерації розрахунку визначиться як

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\text{рез}1}^{(1)} &= \dot{S}_{\text{пр}1} + \Delta\dot{S}_{\text{п}1}^{(1)} = (28,10 - j22,44) + (0,32 - j0,01) = \\ &= 28,42 - j22,45 \text{ МВА.}\end{aligned}$$

Результуючі навантаження решти пунктів визначають аналогічно.

Результуючий потік потужності ділянкою 0-1 на першій ітерації розрахунку складе

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\text{рез}0-1}^{(1)} &= \dot{S}_{\text{осн}0-1} + \Delta\dot{S}_{\text{д}0-1}^{(1)} = (21,41 - j19,79) + (1,02 - j1,66) = \\ &= 22,43 - j21,46 \text{ МВА.}\end{aligned}$$

Результуючі потоки потужності решти ділянок схеми електричної мережі визначають аналогічно.

Картина результуючого потокорозподілу потужностей у Z-схемі електричної мережі на першій ітерації розрахунку в післяаварійному режимі роботи представлена на рис. 2.13.

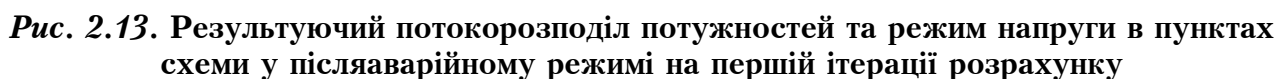
5) Визначимо рівні напруги в пунктах схеми на першій ітерації розрахунку згідно з (2.3.3а):

$$\begin{aligned}
 U_1^{(1)} &= \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{\text{рез}0-1}^{(1)} \cdot r_{\text{л}0-1} - Q_{\text{рез}0-1}^{(1)} \cdot x_{\text{л}0-1})} = \\
 &= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (22,43 \cdot 7,73 - (-21,46) \cdot 13,59)} = 110,88 \text{ кВ}; \\
 U_5^{(1)} &= \sqrt{(U_1^{(1)})^2 - 2 \cdot (P_{\text{рез}1-5}^{(1)} \cdot r_{\text{л}1-5} - Q_{\text{рез}1-5}^{(1)} \cdot x_{\text{л}1-5})} = \\
 &= \sqrt{110,88^2 - 2 \cdot (-5,99 \cdot 3,86 - 0,99 \cdot 6,79)} = 111,15 \text{ кВ}; \\
 U_6^{(1)} &= \sqrt{(U_5^{(1)})^2 - 2 \cdot (P_{\text{рез}5-6}^{(1)} \cdot r_{\text{л}5-6} - Q_{\text{рез}5-6}^{(1)} \cdot x_{\text{л}5-6})} = \\
 &= \sqrt{111,15^2 - 2 \cdot (12,09 \cdot 1,89 - (-8,69) \cdot 1,99)} = 110,79 \text{ кВ}; \\
 U_4^{(1)} &= \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{\text{рез}0-4}^{(1)} \cdot r_{\text{л}0-4} - Q_{\text{рез}0-4}^{(1)} \cdot x_{\text{л}0-4})} = \\
 &= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (6,80 \cdot 4,59 - (-12,56) \cdot 8,07)} = 113,84 \text{ кВ}; \\
 U_3^{(1)} &= \sqrt{(U_4^{(1)})^2 - 2 \cdot (P_{\text{рез}4-3}^{(1)} \cdot r_{\text{л}4-3} - Q_{\text{рез}4-3}^{(1)} \cdot x_{\text{л}4-3})} = \\
 &= \sqrt{113,84^2 - 2 \cdot (-6,33 \cdot 7,13 - (-2,71) \cdot 7,53)} = 114,06 \text{ кВ}; \\
 U_2^{(1)} &= \sqrt{(U_3^{(1)})^2 - 2 \cdot (P_{\text{рез}2-3}^{(1)} \cdot r_{\text{л}2-3} - Q_{\text{рез}2-3}^{(1)} \cdot x_{\text{л}2-3})} = \\
 &= \sqrt{114,06^2 - 2 \cdot (-58,96 \cdot 3,27 - 35,35 \cdot 11,27)} = 119,13 \text{ кВ}.
 \end{aligned}$$

Параметри режиму роботи електричної мережі на першій ітерації розрахунку в післяаварійному режимі наведені на рис. 2.13.

Виконаємо перевірку збіжності ітераційного процесу за критерієм зміни модулів напруги в пунктах схеми електричної мережі:

$$\begin{aligned}
 \Delta U_1^{(1)} &= \frac{|U_1^{(1)} - U_1^{(0)}|}{U_1^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|110,88 - 110,00|}{110,00} \cdot 100\% = 0,80\%; \\
 \Delta U_2^{(1)} &= \frac{|U_2^{(1)} - U_2^{(0)}|}{U_2^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|119,13 - 110,00|}{110,00} \cdot 100\% = 8,30\%; \\
 \Delta U_3^{(1)} &= \frac{|U_3^{(1)} - U_3^{(0)}|}{U_4^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|114,06 - 110,00|}{110,00} \cdot 100\% = 3,69\%; \\
 \Delta U_4^{(1)} &= \frac{|U_4^{(1)} - U_4^{(0)}|}{U_4^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|113,84 - 110,00|}{110,00} \cdot 100\% = 3,49\%; \\
 \Delta U_5^{(1)} &= \frac{|U_5^{(1)} - U_5^{(0)}|}{U_5^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|111,15 - 110,00|}{110,00} \cdot 100\% = 1,05\%; \\
 \Delta U_6^{(1)} &= \frac{|U_6^{(1)} - U_6^{(0)}|}{U_6^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|110,79 - 110,00|}{110,00} \cdot 100\% = 0,72\%.
 \end{aligned}$$



Визначимо втрати потужності в схемі на першій ітерації розрахунку згідно з (2.3.4). Потужність БП на першій ітерації розрахунку складе:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\text{БП}}^{(1)} &= \dot{S}_{\text{пс3-0-1}}^{(1)} + \dot{S}_{\text{пс3-0-4}}^{(1)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{\text{з0-1}}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{\text{з0-4}}^{(1)}) + \underline{Y}_{\text{БП}} U_{\text{БП}}^2 = \\ &= (22,43 - \text{j}21,46) + (6,80 - \text{j}12,56) + \\ &+ 0,5 \cdot [(0,52 - \text{j}0,91) + (0,05 - \text{j}0,08)] + \text{j}68,59 \times 10^{-6} \cdot 115^2 = \\ &= 29,51 - \text{j}33,60 \text{ MBA}.\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\Sigma} &= \dot{S}_{\text{зад}1} + \dot{S}_{\text{зад}2} + \dot{S}_{\text{зад}3} + \dot{S}_{\text{зад}4} + \dot{S}_{\text{зад}5} + \dot{S}_{\text{зад}6} = \\ &= (28 - j19,44) + (-60 + j45) + (18 - j12,62) + \\ &+ (13 - j9,15) + (15 - j10,75) + (12 - j8,06) = 26 - j14,82 \text{ MBA}.\end{aligned}$$
$$\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)} = \dot{S}_{\text{BII}}^{(1)} - \dot{S}_{\Sigma} = (29,51 - j33,60) - (26 - j14,82) = 3,51 - j18,78 \text{ MBA.}$$

В. Виконаємо другу ітерацію розрахунку режиму роботи електричної мережі у післяаварійному режимі роботи.

1) Знайдемо втрати потужності в опорах ділянок $\Delta \dot{S}_{iz}$, МВА, за результуючим поточкорозподілом потужностей та рівнями напруги в пунктах на другій ітерації розрахунку відповідно до залежності (2.3.1). Для ділянки 0-1 будемо мати:

$$\begin{aligned}\Delta \dot{S}_{z0-1}^{(2)} &= \frac{(P_{\text{рез } 0-1}^{(1)})^2 + (Q_{\text{рез } 0-1}^{(1)})^2}{(U_{c0-1}^{(1)})^2} (r_{л0-1} - j x_{л0-1}) = \\ &= \frac{(P_{\text{рез } 0-1}^{(1)})^2 + (Q_{\text{рез } 0-1}^{(1)})^2}{0,5 \cdot ((U_0)^2 + (U_1^{(1)})^2)} (r_{л0-1} - j x_{л0-1}) = \\ &= \frac{22,43^2 + 21,46^2}{0,5 \cdot (115^2 + 110,88^2)} \cdot (7,73 - j13,59) = 0,58 - j1,03 \text{ МВА.}\end{aligned}$$

Втрати потужності в опорах інших ділянок розраховують аналогічно. Результати розрахунків наведені у табл. 2.4.3.

Таблиця 2.4.3. Результати розрахунку втрат потужності в опорах ділянок на другій ітерації розрахунку

Ділянка	0-1	0-4	1-5	2-3	4-3	5-3	5-6
Втрати потужності, МВА	0,58-j1,03	0,07-j0,13	0,01-j0,02	1,14-j3,92	0,03-j0,03	0,57-j1,01	0,03-j0,04

Знайдемо втрати потужності у провідностях пунктів $\Delta \dot{S}_{ys}$, МВА, за рівнями напруги в пунктах на другій ітерації розрахунку відповідно до (2.3.2). Для першого пункту схеми отримаємо:

$$\Delta \dot{S}_{y1}^{(2)} = Y_1 \cdot (U_1^{(1)})^2 = (4,69 + j38,09) \times 10^{-6} \cdot 110,88^2 = 0,06 + j0,47 \text{ МВА.}$$

Втрати потужності у провідностях решти пунктів розраховують аналогічно. Результати розрахунків наведені у табл. 2.4.4.

Таблиця 2.4.4. Результати розрахунку втрат потужності у провідностях пунктів на другій ітерації розрахунку

Номер пункту	1	2	3	4	5	6
Втрати потужності, МВА	0,06+j0,47	0,10+j0,06	0,05+j0,82	0,05+j0,30	0,04+j0,57	0,04+j0,08

2) Формуємо додаткові навантаження пунктів від втрат потужності:

$$\begin{aligned}\Delta \dot{S}_{п1}^{(2)} &= \Delta \dot{S}_{y1}^{(2)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z0-1}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{z1-5}^{(2)}) = (0,06 + j0,47) + \\ &+ 0,5 \cdot [(0,58 - j1,03) + (0,01 - j0,02)] = 0,36 - j0,05 \text{ МВА;}\end{aligned}$$

$$\Delta \dot{S}_{п2}^{(2)} = \Delta \dot{S}_{y2}^{(2)} + 0,5 \cdot \Delta \dot{S}_{z2-3}^{(2)} = (0,10 + j0,06) + 0,5 \cdot (1,14 - j3,92) = 0,67 - j1,90 \text{ МВА};$$

$$\Delta \dot{S}_{п3}^{(2)} = \Delta \dot{S}_{y3}^{(2)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z2-3}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{z4-3}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{z5-3}^{(2)}) = (0,05 + j0,82) + 0,5 \cdot [(1,14 - j3,92) + (0,03 - j0,03) + (0,57 - j1,01)] = 0,91 - j1,66 \text{ МВА};$$

$$\Delta \dot{S}_{п4}^{(2)} = \Delta \dot{S}_{y4}^{(2)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z0-4}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{z4-3}^{(2)}) = (0,05 + j0,30) + 0,5 \cdot [(0,07 - j0,13) + (0,03 - j0,03)] = 0,09 + j0,22 \text{ МВА};$$

$$\Delta \dot{S}_{п5}^{(2)} = \Delta \dot{S}_{y5}^{(2)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z1-5}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{z5-3}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{z5-6}^{(2)}) = (0,04 + j0,57) + 0,5 \cdot [(0,01 - j0,02) + (0,57 - j1,01) + (0,03 - j0,04)] = 0,35 + j0,04 \text{ МВА};$$

$$\Delta \dot{S}_{п6}^{(2)} = \Delta \dot{S}_{y6}^{(2)} + 0,5 \cdot \Delta \dot{S}_{z5-6}^{(2)} = (0,04 + j0,08) + 0,5 \cdot (0,03 - j0,04) = 0,05 + j0,06 \text{ МВА}.$$

3) Визначимо потокорозподіл додаткових навантажень від втрат потужності в пунктах за ділянками Z-схеми мережі. Розрахунок виконуємо аналогічно до розрахунку основного потокорозподілу потужностей у Z-схемі електричної мережі у післяаварійному режимі (див. пункт А).

Одержуємо наступне контурне рівняння:

$$\begin{aligned} & (\Delta \dot{S}_{п1}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{п5}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{п6}^{(2)}) \cdot \underline{Z}_{л0-1} + (\Delta \dot{S}_{п5}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{п6}^{(2)}) \cdot \underline{Z}_{л1-5} - \\ & - (\Delta \dot{S}_{п2}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{п3}^{(2)}) \cdot \underline{Z}_{л4-3} - (\Delta \dot{S}_{п2}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{п3}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{п4}^{(2)}) \cdot \underline{Z}_{л0-4} = \\ & = -\Delta \dot{S}_{к1}^{(2)} \cdot (\underline{Z}_{л0-1} + \underline{Z}_{л1-5} + \underline{Z}_{л5-3} + \underline{Z}_{л4-3} + \underline{Z}_{л0-4}). \\ & [(0,36 - j0,05) + (0,35 + j0,04) + (0,05 + j0,06)] \cdot (7,73 + j13,59) + \\ & [(0,35 + j0,04) + (0,05 + j0,06)] \cdot (3,86 + j6,79) - \\ & - [(0,67 - j1,90) + (0,91 - j1,66)] \times (7,13 + j7,53) - \\ & - [(0,67 - j1,90) + (0,91 - j1,66) + (0,09 + j0,22)] \cdot (4,59 + j8,07) = \\ & = -\Delta \dot{S}_{к1}^{(1)} \cdot [(7,73 + j13,59) + (3,86 + j6,79) + (4,59 + j8,07) + \\ & + (7,13 + j7,53) + (4,59 + j8,07)] \\ & (-66,27 + j28,97) = -(27,90 + j44,05) \cdot \Delta \dot{S}_{к1}^{(2)} \end{aligned}$$

Розв'язуючи рівняння, отримаємо наступне значення контурної потужності:

$$\Delta \dot{S}_{к1}^{(2)} = 0,21 - j1,37 \text{ МВА}.$$

Значення потоків потужностей від втрат потужності в пунктах схеми визначимо наступним чином:

$$\begin{aligned}\Delta \dot{S}_{д 0-1}^{(2)} &= \Delta \dot{S}_{п1}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{п5}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{п6}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{к1}^{(2)} = (0,36 - j0,05) + (0,35 + j0,04) + \\ &+ (0,05 + j0,06) + (0,21 - j1,37) = 0,97 - j1,33 \text{ МВА}; \\ \Delta \dot{S}_{д 1-5}^{(2)} &= \Delta \dot{S}_{п5}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{п6}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{к1}^{(2)} = (0,35 + j0,04) + (0,05 + j0,06) + \\ &+ (0,21 - j1,37) = 0,62 - j1,28 \text{ МВА}; \\ \Delta \dot{S}_{д 5-6}^{(2)} &= \Delta \dot{S}_{п6}^{(2)} = 0,05 + j0,06 \text{ МВА}; \\ \Delta \dot{S}_{д 5-3}^{(2)} &= \Delta \dot{S}_{к1}^{(2)} = 0,21 - j1,37 \text{ МВА}; \\ \Delta \dot{S}_{д 4-3}^{(2)} &= \Delta \dot{S}_{п2}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{п3}^{(2)} - \Delta \dot{S}_{к1}^{(2)} = (0,67 - j1,90) + (0,91 - j1,66) - \\ &- (0,21 - j1,37) = 1,37 - j2,18 \text{ МВА}; \\ \Delta \dot{S}_{д 0-4}^{(2)} &= \Delta \dot{S}_{п2}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{п3}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{п4}^{(2)} - \Delta \dot{S}_{к1}^{(2)} = (0,67 - j1,90) + (0,91 - j1,66) + \\ &+ (0,09 + j0,22) - (0,21 - j1,37) = 1,46 - j1,96 \text{ МВА}; \\ \Delta \dot{S}_{д 2-3}^{(2)} &= \Delta \dot{S}_{п2}^{(2)} = 0,67 - j1,90 \text{ МВА}.\end{aligned}$$

Перевіримо виконання II-го закону Кірхгофа для єдиного контуру схеми мережі з метою підтвердження вірності розрахунку додаткового поточкорозподілу від втрат потужності в пунктах на другій ітерації розрахунку

$$\begin{aligned}\Delta \dot{S}_{д 0-1}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{л 0-1} + \Delta \dot{S}_{д 1-5}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{л 1-5} + \Delta \dot{S}_{д 5-3}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{л 5-3} - \Delta \dot{S}_{д 4-3}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{л 4-3} - \\ - \Delta \dot{S}_{д 0-4}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{л 0-4} = (0,97 - j1,33) \cdot (7,73 + j13,59) + \\ + (0,62 - j1,28) \cdot (3,86 + j6,79) + (0,21 - j1,37) \cdot (4,59 + j8,07) - \\ - (1,37 - j2,18) \cdot (7,13 + j7,53) - (1,46 - j1,96) \cdot (4,59 + j8,07) = 0.\end{aligned}$$

Таким чином, поточкорозподіл додаткових навантажень від втрат потужності в пунктах електричної мережі на другій ітерації розрахунку післяаварійного режиму роботи знайдений вірно. Результати розрахунку наведені на рис. 2.14.

4) Накладаємо поточкорозподіл потужностей від додаткових навантажень пунктів на основний і одержуємо результуючий поточкорозподіл потужностей на другій ітерації розрахунку.

Для пункту 1 результуюче навантаження на другій ітерації розрахунку складе

$$\begin{aligned}\dot{S}_{рез1}^{(2)} &= \dot{S}_{пп1} + \Delta \dot{S}_{п1}^{(2)} = (28,10 - j22,44) + (0,36 - j0,05) = \\ &= 28,45 - j22,49 \text{ МВА}.\end{aligned}$$

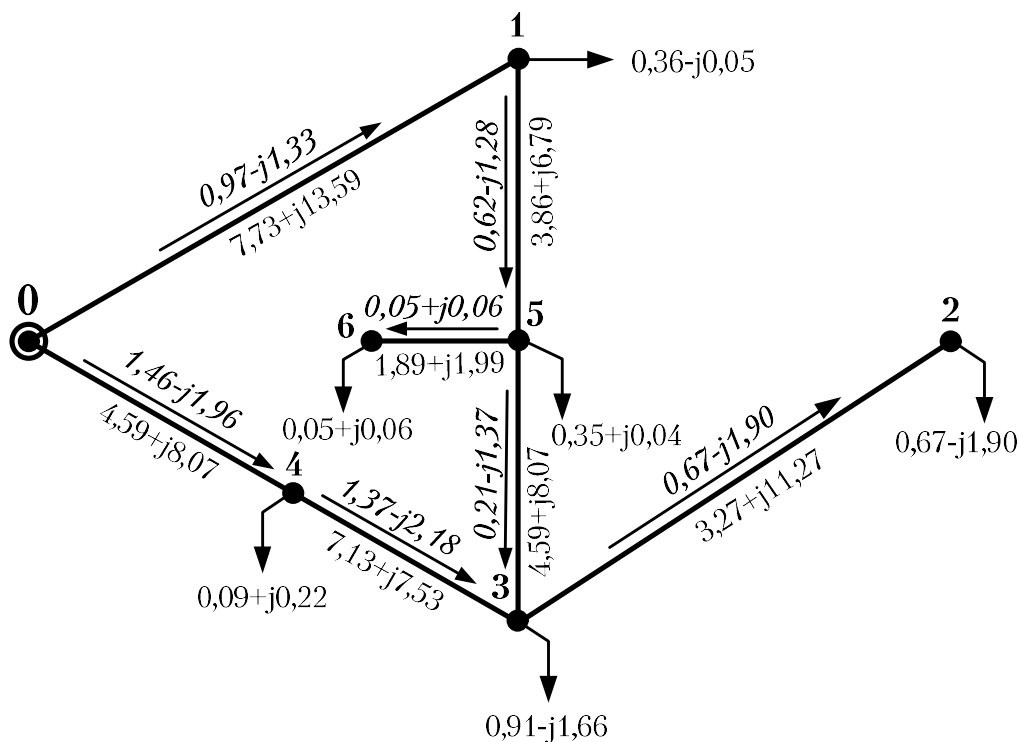


Рис. 2.14. Потокорозподіл потужностей від додаткових навантажень пунктів у Z-схемі електричної мережі на другій ітерації розрахунку в післяаварійному режимі

Результуючі навантаження решти пунктів визначають аналогічно.

Результуючий потік потужності ділянкою 0-1 на другій ітерації розрахунку складе:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\text{рез } 0-1}^{(2)} &= \dot{S}_{\text{осн } 0-1} + \Delta \dot{S}_{\text{д } 0-1}^{(2)} = (21,41 - j19,79) + (0,97 - j1,33) = \\ &= 22,38 - j21,12 \text{ МВА.}\end{aligned}$$

Результуючі потоки потужності за іншими ділянками схеми електричної мережі визначаються аналогічно.

Картина результуючого потокорозподілу потужностей у Z-схемі електричної мережі на другій ітерації розрахунку в післяаварійному режимі роботи наведена на рис. 2.15.

5) Визначимо рівні напруги в пунктах схеми на другій ітерації розрахунку згідно з (2.3.3а):

$$\begin{aligned}U_1^{(2)} &= \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{\text{рез } 0-1}^{(2)} \cdot r_{\text{л } 0-1} - Q_{\text{рез } 0-1}^{(2)} \cdot x_{\text{л } 0-1})} = \\ &= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (22,38 \cdot 7,73 - (-21,12) \cdot 13,59)} = 110,93 \text{ кВ;} \\ U_5^{(2)} &= \sqrt{(U_1^{(2)})^2 - 2 \cdot (P_{\text{рез } 1-5}^{(2)} \cdot r_{\text{л } 1-5} - Q_{\text{рез } 1-5}^{(2)} \cdot x_{\text{л } 1-5})} = \\ &= \sqrt{110,93^2 - 2 \cdot (-6,08 \cdot 3,86 - 1,37 \cdot 6,79)} = 111,22 \text{ кВ;}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
U_6^{(2)} &= \sqrt{(U_5^{(2)})^2 - 2 \cdot (P_{\text{рез}5-6}^{(2)} \cdot r_{\text{л}5-6} - Q_{\text{рез}5-6}^{(2)} \cdot x_{\text{л}5-6})} = \\
&= \sqrt{111,22^2 - 2 \cdot (12,09 \cdot 1,89 - (-8,69) \cdot 1,99)} = 110,86 \text{ кВ}; \\
U_4^{(2)} &= \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{\text{рез}0-4}^{(2)} \cdot r_{\text{л}0-4} - Q_{\text{рез}0-4}^{(2)} \cdot x_{\text{л}0-4})} = \\
&= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (6,63 \cdot 4,59 - (-12,01) \cdot 8,07)} = 113,89 \text{ кВ}; \\
U_3^{(2)} &= \sqrt{(U_4^{(2)})^2 - 2 \cdot (P_{\text{рез}4-3}^{(2)} \cdot r_{\text{л}4-3} - Q_{\text{рез}4-3}^{(2)} \cdot x_{\text{л}4-3})} = \\
&= \sqrt{113,89^2 - 2 \cdot (-6,50 \cdot 7,13 - (-2,16) \cdot 7,53)} = 114,15 \text{ кВ}; \\
U_2^{(2)} &= \sqrt{(U_3^{(2)})^2 - 2 \cdot (P_{\text{рез}2-3}^{(2)} \cdot r_{\text{л}2-3} - Q_{\text{рез}2-3}^{(2)} \cdot x_{\text{л}2-3})} = \\
&= \sqrt{114,15^2 - 2 \cdot (-59,05 \cdot 3,27 - 35,72 \cdot 11,27)} = 119,26 \text{ кВ}.
\end{aligned}$$

Параметри режиму роботи електричної мережі на другій ітерації розрахунку в післяаварійному режимі наведені на рис. 2.15.

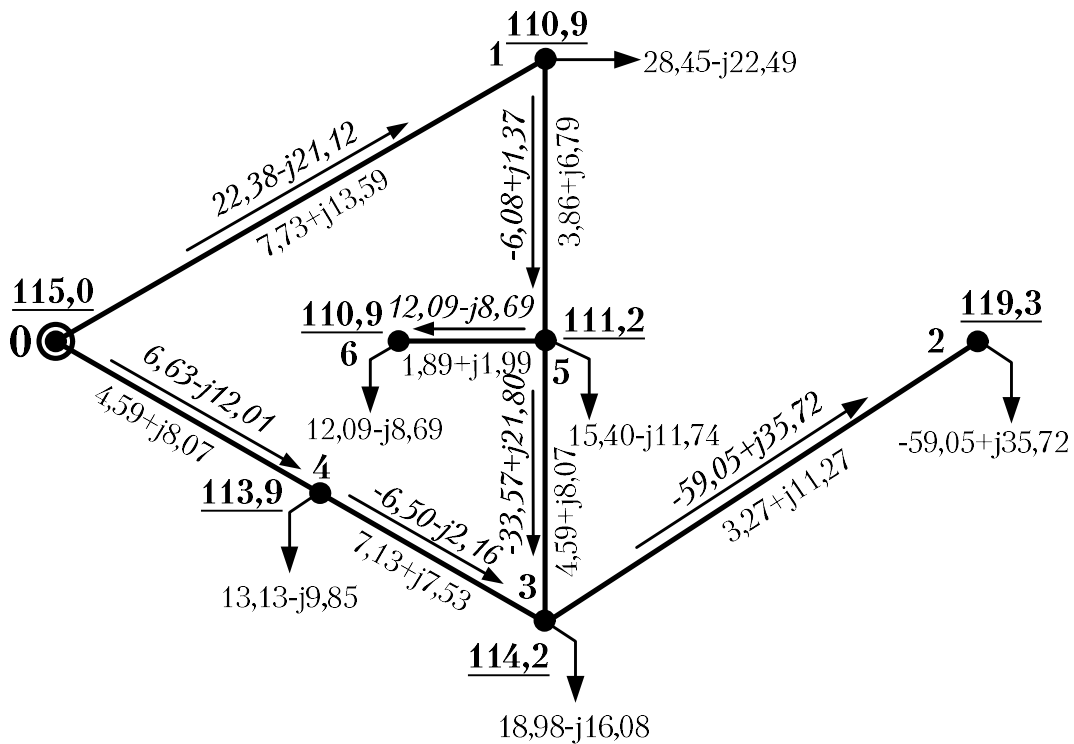


Рис. 2.15. Результуючий потікорозподіл потужностей та режим напруги в пунктах мережі у післяаварійному режимі на другій ітерації розрахунку

Виконаємо перевірку збіжності ітераційного процесу за критерієм зміни модулів напруги в пунктах схеми електричної мережі:

$$\Delta U_1^{(2)} = \frac{|U_1^{(2)} - U_1^{(1)}|}{U_1^{(1)}} \cdot 100\% = \frac{|110,93 - 110,88|}{110,88} \cdot 100\% = 0,04\%;$$

$$\Delta U_2^{(2)} = \frac{|U_2^{(2)} - U_2^{(1)}|}{U_2^{(1)}} \cdot 100\% = \frac{|119,26 - 119,13|}{119,13} \cdot 100\% = 0,11\%;$$

$$\Delta U_3^{(2)} = \frac{|U_3^{(2)} - U_3^{(1)}|}{U_3^{(1)}} \cdot 100\% = \frac{|114,15 - 114,06|}{114,06} \cdot 100\% = 0,08\%;$$

$$\Delta U_4^{(2)} = \frac{|U_4^{(2)} - U_4^{(1)}|}{U_4^{(1)}} \cdot 100\% = \frac{|113,89 - 113,84|}{113,84} \cdot 100\% = 0,04\%;$$

$$\Delta U_5^{(2)} = \frac{|U_5^{(2)} - U_5^{(1)}|}{U_5^{(1)}} \cdot 100\% = \frac{|111,22 - 111,15|}{111,15} \cdot 100\% = 0,06\%;$$

$$\Delta U_6^{(2)} = \frac{|U_6^{(2)} - U_6^{(1)}|}{U_6^{(1)}} \cdot 100\% = \frac{|110,86 - 110,79|}{110,79} \cdot 100\% = 0,06\%.$$

Оскільки зміни модулів напруги в усіх пунктах схеми не перевищують 2%, то, відповідно до даного критерію, подальший розрахунок можна припинити.

Уточнимо перевірку збіжності ітераційного процесу за більш точним критерієм зміни сумарних втрат потужності в електричній мережі.

Визначимо втрати потужності в схемі на другій ітерації згідно з (1.3.4). Потужність БП на другій ітерації розрахунку дорівнює:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{БП}}^{(2)} &= \dot{S}_{\text{рез 0-1}}^{(2)} + \dot{S}_{\text{рез 0-4}}^{(2)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{\text{z 0-1}}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{\text{z 0-4}}^{(2)}) + \underline{Y}_{\text{БП}} U_{\text{БП}}^2 = \\ &= (22,38 - j21,12) + (6,63 - j12,01) + \\ &+ 0,5 \cdot [(0,58 - j1,03) + (0,07 - j0,13)] + j68,59 \times 10^{-6} \cdot 115^2 = \\ &= 29,33 - j32,80 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Тоді втрати потужності у схемі мережі на другій ітерації розрахунку складуть:

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} = \dot{S}_{\text{БП}}^{(2)} - \dot{S}_{\Sigma} = (29,33 - j32,80) - (26 - j14,82) = 3,33 - j17,98 \text{ МВА}.$$

Зміна сумарних втрат потужності на другій ітерації складе:

$$\begin{aligned} \partial \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} &= \frac{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} - \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)}|}{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)}|} \cdot 100\% = \frac{|(3,33 - j17,98) - (3,51 - j18,78)|}{|(3,51 - j18,78)|} \cdot 100\% = \\ &= 4,30\%. \end{aligned}$$

Оскільки зміни сумарних втрат потужності на другій ітерації перевищують 2%, то, відповідно до даного критерію, необхідно продовжити розрахунок і виконати наступну ітерацію розрахунку.

Г. Третю ітерацію розрахунку режиму роботи електричної мережі у післяаварійному режимі виконаємо у табличній формі (див. табл. 2.4.5).

Таблиця 2.4.5. Результати розрахунку параметрів режиму роботи електричної мережі у післяаварійному режимі на третій ітерації розрахунку

Параметр	Значення			
Втрати потужності в опорах ділянок, $\Delta \dot{S}_{zi}$, МВА	0-1	0,57-j1,01	4-3	0,03-j0,03
	0-4	0,07-j0,12	5-3	0,58-j1,02
	1-5	0,01-j0,02	5-6	0,03-j0,04
	2-3	1,14-j3,94		
Втрати потужності в провідностях пунктів, $\Delta \dot{S}_{ys}$, МВА	1	0,06+j0,47	4	0,05+j0,30
	2	0,10+j0,06	5	0,04+j0,57
	3	0,05+j0,82	6	0,04+j0,08
Додаткові навантаження пунктів, $\Delta \dot{S}_{ps}$, МВА	1	0,35-j0,05	4	0,09+j0,23
	2	0,67-j1,91	5	0,36+j0,03
	3	0,92-j1,67	6	0,05+j0,06
Потоки потужностей за ділянками від додаткових навантажень пунктів, $\Delta \dot{S}_{di}$, МВА	0-1	0,97-j1,34	4-3	1,37-j2,20
	0-4	1,47-j1,97	5-3	0,21-j1,38
	1-5	0,62-j1,29	5-6	0,05+j0,06
	2-3	0,67-j1,91		
Результуюче навантаження пункту, $\dot{S}_{res s}$, МВА	1	28,45-j22,49	4	13,13-j9,84
	2	-59,05+j35,71	5	15,41-j11,75
	3	18,99-j16,09	6	12,09-j8,69
Результуючий потік потужності за ділянками, $\dot{S}_{res i}$, МВА	0-1	22,38-j21,13	4-3	-6,50-j2,18
	0-4	6,63-j12,02	5-3	-33,56+j21,79
	1-5	-6,07+j1,36	5-6	12,09-j8,69
	2-3	-59,05+j35,71		
Рівень напруги в пунктах, U_s , кВ	1	110,93	4	113,89
	2	119,25	5	111,22
	3	114,15	6	110,86

Параметри режиму роботи електричної мережі на третій ітерації розрахунку у післяаварійному режимі наведені на рис. 2.16.

Виконаємо перевірку збіжності ітераційного процесу за критерієм зміни модулів напруги в пунктах схеми електричної мережі:

$$\Delta U_1^{(3)} = \frac{|U_1^{(3)} - U_1^{(2)}|}{U_1^{(2)}} \cdot 100\% = \frac{|110,93 - 110,93|}{110,93} \cdot 100\% = 0,00\%;$$

$$\Delta U_2^{(3)} = \frac{|U_2^{(3)} - U_2^{(2)}|}{U_2^{(2)}} \cdot 100\% = \frac{|119,25 - 119,26|}{119,26} \cdot 100\% = 0,00\%;$$

$$\Delta U_3^{(3)} = \frac{|U_3^{(3)} - U_3^{(2)}|}{U_4^{(2)}} \cdot 100\% = \frac{|114,15 - 114,15|}{114,15} \cdot 100\% = 0,00\%;$$

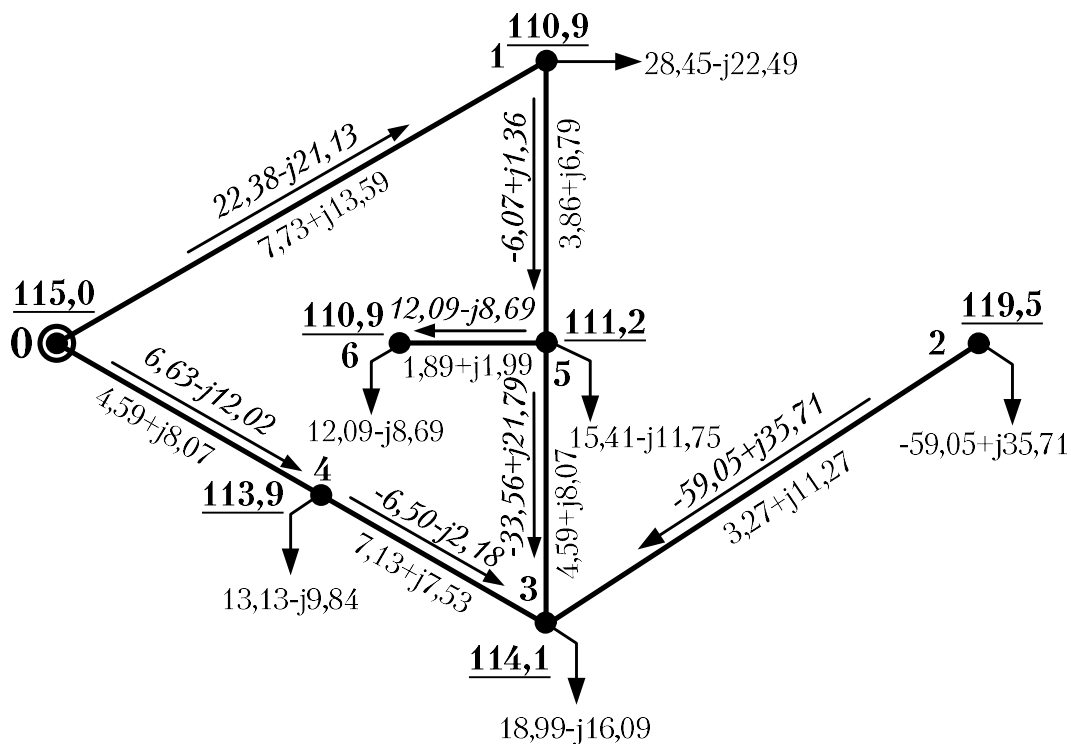


Рис. 2.16. Результуючий потік розподіл потужностей та режим напруги в пунктах схеми у післяварійному режимі на третій ітерації розрахунку

$$\Delta U_4^{(3)} = \frac{|U_4^{(3)} - U_4^{(2)}|}{U_4^{(2)}} \cdot 100\% = \frac{|113,89 - 113,89|}{113,89} \cdot 100\% = 0,00\%;$$

$$\Delta U_5^{(3)} = \frac{|U_5^{(3)} - U_5^{(2)}|}{U_5^{(2)}} \cdot 100\% = \frac{|111,22 - 111,22|}{111,22} \cdot 100\% = 0,00\%;$$

$$\Delta U_6^{(3)} = \frac{|U_6^{(3)} - U_6^{(2)}|}{U_6^{(2)}} \cdot 100\% = \frac{|110,86 - 110,86|}{110,86} \cdot 100\% = 0,00\%.$$

Оскільки зміни модулів напруги у всіх пунктах схеми не перевищують 2%, то, відповідно до даного критерію, можна припинити подальший ітераційний розрахунок.

Виконаємо перевірку збіжності ітераційного процесу за більш точним критерієм зміни сумарних втрат потужності в електричній мережі.

Визначимо втрати потужності у схемі на третій ітерації розрахунку згідно з (2.3.4). Потужність БП на третій ітерації складе:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{БП}}^{(3)} &= \dot{S}_{\text{рез0-1}}^{(3)} + \dot{S}_{\text{рез0-4}}^{(3)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{\text{з0-1}}^{(3)} + \Delta \dot{S}_{\text{з0-4}}^{(3)}) + \underline{Y}_{\text{БП}} U_{\text{БП}}^2 = \\ &= (22,38 - j21,13) + (6,63 - j12,02) + \\ &+ 0,5 \cdot [(0,57 - j1,01) + (0,07 - j0,12)] + j68,59 \times 10^{-6} \cdot 115^2 = \\ &= 29,33 - j32,80 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Тоді втрати потужності у схемі на третій ітерації складуть:

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(3)} = \dot{S}_{\text{БП}}^{(3)} - \dot{S}_{\Sigma} = (29,33 - j32,80) - (26 - j14,82) = 3,33 - j17,98 \text{ МВА.}$$

Зміна сумарних втрат потужності на третій ітерації розрахунку буде:

$$\partial \dot{S}_{\Sigma}^{(3)} = \frac{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(3)} - \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)}|}{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)}|} \cdot 100\% = \frac{|(3,33 - j17,98) - (3,33 - j17,98)|}{|(3,33 - j17,98)|} \cdot 100\% = 0,00\%.$$

Оскільки зміни сумарних втрат потужності на третій ітерації не перевищують 2%, то ітераційний розрахунок режиму роботи електричної мережі можна вважати завершеним.

Виконаємо розрахунок струмового навантаження ділянок згідно з (1.1.12). Для ділянки 0-1 струмове навантаження у післяаварійному режимі роботи мережі складе:

$$\begin{aligned} I_{\text{макс}0-1} &= \frac{\sqrt{(P_{\text{рез}0-1}^{(3)})^2 + (Q_{\text{рез}0-1}^{(3)})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{с}0-1}^{(3)} \cdot n_{\text{л}}} \times 10^3 = \frac{\sqrt{(P_{\text{рез}0-1}^{(3)})^2 + (Q_{\text{рез}0-1}^{(3)})^2}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,5 \cdot [U_0]^2 + (U_1^{(3)})^2}} \cdot n_{\text{л}} \times 10^3 = \\ &= \frac{\sqrt{22,38^2 + (-21,13)^2}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,5 \cdot [115^2 + 110,93^2]} \cdot 1} \times 10^3 = 2224 \text{ А.} \end{aligned}$$

Струмові навантаження решти ділянок схеми розраховують аналогічно. Результати розрахунку наведені у табл. 2.4.6.

Таблиця 2.4.6. Струмові навантаження ділянок схеми у післяаварійному режимі

Ділянка	0-1	0-4	1-5	2-3	4-3	5-3	5-6
Струмове навантаження, А	222,4	97,9	45,7	482,7	49,1	289,9	109,5
Тривало допустимий струм, $I_{\text{доп}}$, А (табл. Д.8)	390	390	390	610	265	390	2×265

Струмові навантаження всіх ділянок схеми у післяаварійному режимі не перевищують значення тривало допустимих струмів для відповідних перерізів проводів, що свідчить про вірний вибір перерізів проводів ПЛ схеми районної електричної мережі.

Виконаємо перевірку відповідності отриманих рівнів напруги у пунктах регулювальним діапазоном відповідних силових трансформаторів. Результати розрахунків представлені у вигляді табл. 2.4.7. Регулювальні діапазони трансформаторів прийняті за даними табл. 1.4.16, оскільки розглянутий післяаварійний режим роботи мережі належить до другої групи післяаварійних режимів.

Таблиця 2.4.7. Результати перевірки відповідності фактичних рівнів напруги в пунктах мережі у післяаварійному режимі роботи регулювальним діапазоном силових трансформаторів

№ пункту	Діапазон регулювання трансформаторів		$U_{\max \text{ роб, кВ}}$ (ГОСТ 721-77)	Розрахунковий рівень напруги, кВ
	$U_{\min, \text{ кВ}}$	$U_{\max, \text{ кВ}}$		
1	99,0	134,1	126,0	110,9
2	—	—		119,3
3	98,6	133,7		114,2
4	96,7	131,9		113,9
5	97,4	132,6		111,2
6	96,4	131,6		110,9

Таким чином, рівні напруги на шинах ВН усіх пунктів схеми у післяаварійному режимі роботи знаходяться у діапазоні регулювання відповідних силових трансформаторів.

2.5. Вибір регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ на силових трансформаторах вузлових підстанцій

Двохобмоткові силові трансформатори, які випускають на даний час, зазвичай обладнують відгалуженнями РПН в обмотці ВН з можливістю як ручного, так і автоматичного регулювання напруги. Триобмоткові силові трансформатори додатково обладнують відгалуженнями ПБЗ в обмотці СН. В обмотках НН силових трансформаторів регулювальних відгалужень не передбачають.

Основним завданням регулювання напруги двох- і триобмоткових силових трансформаторів є вибір положення відгалужень РПН за умовами забезпечення бажаних рівнів напруги $U_{\text{ндж}}$, кВ, на вторинних шинах понижуючих підстанцій. Крім того, за допомогою триобмоткових силових трансформаторів вирішують допоміжне завдання регулювання напруги, яке полягає у виборі оптимального положення відгалужень ПБЗ для якісного електропостачання споживачів електричної мережі з номінальною напругою 35 кВ.

У розділі 1.4 Економічної частини зазначалося, що за умовами зустрічного регулювання напруги значення $U_{\text{ндж}}$ для режиму максимального навантаження і післяаварійного режиму приймають таким, що дорівнює 10,5 кВ.

Для двохобмоткових силових трансформаторів бажане значення відносної кількості регулювальних витків РПН для режиму максимальних навантажень $\omega_{\text{ВЖ}}$ складе:

$$\omega_{\text{ВЖ}} = \frac{U_{\text{ПН}} U_{\text{ТН}}}{U_{\text{ТВ}} U_{\text{НДЖ}}} - 1, \quad (2.5.1)$$

де $U_{\text{ПН}}$ – рівень напруги на шинах НН, приведений до вищої напруги підстанції для максимального режиму роботи мережі, кВ; $U_{\text{ТВ}}$ – номінальна напруга обмотки ВН трансформатора, кВ; $U_{\text{ТН}}$ – номінальна напруга обмотки НН трансформатора, кВ.

Величина приведенного рівня напруги $U_{\text{ПН}}$ на шинах НН двохобмоткового трансформатора та розрахунковий рівень напруги U_s , кВ, на шинах ВН підстанції пов'язані між собою співвідношенням

$$U_{\text{ПН}} = U_s - \Delta U_{\text{Т}} = U_s - \frac{P_{\text{бТ} s} \cdot r_{\text{бТ} s} - Q_{\text{бТ} s} \cdot x_{\text{бТ} s}}{U_s}, \quad (2.5.2)$$

де $\Delta U_{\text{Т}}$ – втрати напруги в обмотках блоку двохобмоткових трансформаторів, приведені до сторони ВН, кВ; $P_{\text{бТ} s}$, $Q_{\text{бТ} s}$ – відповідно потоки активної потужності, МВт, і реактивної потужності, МВАр, що протікають обмотками блоку двохобмоткових трансформаторів підстанції s -го пункту; $r_{\text{бТ} s}$, $x_{\text{бТ} s}$ – відповідно еквівалентні активний і реактивний опори обмоток блоку двохобмоткових трансформаторів підстанції s -го пункту, Ом.

Відзначимо, що при розрахунку значення $U_{\text{ПН}}$ за (2.5.2) враховують тільки поздовжню складову падіння напруги, що вносить невелику погрішність до розрахунку.

За отриманою розрахунковою відотною кількістю регулювальних витків РПН $\omega_{\text{ВЖ}}$ визначають розрахунковий ступінь регулювання РПН $N_{\text{В}}$ для максимального режиму роботи електричної мережі:

$$N_{\text{В}} = \frac{\omega_{\text{ВЖ}}}{\omega_{\text{В0}}}, \quad (2.5.3)$$

де $\omega_{\text{В0}}$ – відносна кількість регулювальних витків РПН, що припадає на один ступінь регулювання (наприклад, при регулювальній формулі РПН $\pm 9 \times 1,78 \%$ величина $\omega_{\text{В0}} = \pm 0,0178$).

Розрахунковий ступінь регулювання РПН округляють до найближчого цілого числа і, таким чином, визначають стандартний

ступінь регулювання N_B^{CT} , якому відповідає стандартна відносна кількість регулювальних витків РПН ω_B^{CT} , що дорівнює

$$\omega_B^{CT} = N_B^{CT} \cdot \omega_{B0}. \quad (2.5.4)$$

Потім визначають фактичне значення рівня напруги на шинах НН підстанції $U_{нд}$, кВ, в режимі максимальної навантаження мережі:

$$U_{нд} = \frac{U_{пн} U_{тн}}{U_{тв} \cdot (1 + \omega_B^{CT})}. \quad (2.5.5)$$

У триобмоткових трансформаторів крім РПН в обмотці ВН, як відзначено вище, додатково встановлюють відгалуження ПБЗ в обмотці СН.

Завдання регулювання напруги для триобмоткових трансформаторів аналогічне завданню регулювання для двообмоткових трансформаторів. Проте тут необхідно додатково обрати раціональний регулювальний ступінь ПБЗ в обмотці СН, виходячи з бажаних рівнів напруги у мережі СН в максимальному режимі $U_{сж}$, кВ. Останні для режиму максимальних навантажень і післяаварійного режиму роботи мережі приймають такими, що дорівнюють 38,5 кВ.

Визначають бажане положення відгалужень ПБЗ в обмотці СН трансформатора $\omega_{сж}$:

$$\omega_{сж} = \frac{U_{сж} U_{тв} \cdot (1 + \omega_B^{CT})}{U_{пс} U_{тс}} - 1, \quad (2.5.6)$$

де $U_{пс}$ – рівень напруги на шинах СН, приведений до вищої напруги підстанції для максимального режиму роботи мережі, кВ; $U_{тс}$ – номінальна напруга обмотки СН трансформатора, кВ.

Напруги $U_{пн}$, $U_{пс}$ и U_s пов'язані між собою очевидними співвідношеннями:

$$\begin{aligned} U_{пн} &= U_s - \Delta U_{тв} - \Delta U_{тн} = U_s - \frac{P_{обс} \cdot r_{обс} - Q_{обс} \cdot x_{обс}}{U_s} - \frac{P_{ошс} \cdot r_{ошс} - Q_{ошс} \cdot x_{ошс}}{U_s - \Delta U_{тв}}; \\ U_{пс} &= U_s - \Delta U_{тв} - \Delta U_{тс} = U_s - \frac{P_{обс} \cdot r_{обс} - Q_{обс} \cdot x_{обс}}{U_s} - \frac{P_{бсс} \cdot r_{бсс} - Q_{бсс} \cdot x_{бсс}}{U_s - \Delta U_{тв}}, \end{aligned} \quad (2.5.7)$$

де $\Delta U_{тв}$, $\Delta U_{тс}$, $\Delta U_{тн}$ – втрати напруги в обмотках ВН, СН та НН трансформатора, приведені до шин вищої напруги, кВ; $P_{обс}$, $P_{бсс}$, $P_{ошс}$, $Q_{обс}$, $Q_{бсс}$, $Q_{ошс}$ – відповідно, потоки активної потужності, МВт,

та реактивної потужності, МВАр, що протікають обмотками ВН, СН і НН блоку триобмоткових силових трансформаторів s -ї підстанції; $r_{\text{бв} s}$, $r_{\text{бс} s}$, $r_{\text{бн} s}$, $x_{\text{бв} s}$, $x_{\text{бс} s}$, $x_{\text{бн} s}$ – відповідно еквівалентні активні та реактивні опори обмоток ВН, СН і НН блоку триобмоткових силових трансформаторів s -ї підстанції, Ом.

За отриманою розрахунковою відносною кількістю регулювальних витків ПБЗ $\omega_{\text{сж}}$ визначають розрахунковий ступінь регулювання ПБЗ $N_{\text{с}}$ для максимального режиму роботи електричної мережі:

$$N_{\text{с}} = \frac{\omega_{\text{сж}}}{\omega_{\text{с0}}}, \quad (2.5.8)$$

де $\omega_{\text{с0}}$ – відносна кількість регулювальних витків ПБЗ, що припадає на один ступінь регулювання (наприклад, при регулювальній формулі ПБЗ $\pm 2 \times 2,5 \%$ величина $\omega_{\text{с0}} = \pm 0,025$).

Розрахунковий ступінь регулювання ПБЗ округляють до найближчого цілого числа i , таким чином, визначають стандартний ступінь регулювання ПБЗ $N_{\text{с}}^{\text{ст}}$, якому відповідає стандартна відносна кількість регулювальних витків ПБЗ $\omega_{\text{с}}^{\text{ст}}$, що дорівнює

$$\omega_{\text{с}}^{\text{ст}} = N_{\text{с}}^{\text{ст}} \cdot \omega_{\text{с0}}. \quad (2.5.9)$$

Потім визначають фактичне значення рівня напруги на шинах СН блоку триобмоткових силових трансформаторів $U_{\text{сд}}$, кВ, у режимі максимального навантаження мережі:

$$U_{\text{сд}} = \frac{U_{\text{пс}} U_{\text{тс}} \cdot (1 + \omega_{\text{с}}^{\text{ст}})}{U_{\text{тв}} \cdot (1 + \omega_{\text{в}}^{\text{ст}})}. \quad (2.5.10)$$

Абсолютно аналогічно виконують вибір положень регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ силових двох- і триобмоткових трансформаторів для досліджуваного післяаварійного режиму роботи мережі.

Завершальним етапом вирішення завдання з вибору регулювальних відгалужень є виконання перевірки допустимості використання обраних стандартних регулювальних ступенів РПН силових трансформаторів $N_{\text{в}}^{\text{ст}}$ за умовами перезбудження живильної обмотки.

Загальновідомо, що одним з основних параметрів режиму роботи силового трансформатора є величина магнітної індукції B , Тл, у його магнітопроводі. Магнітопроводи сучасних силових

трансформаторів виготовляють з холоднокатаних електротехнічних сталей з відносно високим значенням індукції насичення, а діапазон робочих значень магнітної індукції обирають поблизу закінчення лінійної ділянки кривої намагнічування відповідних сталей. Подібний підхід хоча і призводить до деякого збільшення втрат холостого ходу в магнітопроводі трансформатору, але дозволяє істотно знизити його габарити та загальну масу.

Використання при роботі силового трансформатора високих значень магнітної індукції істотно підвищує небезпеку виходу режиму роботи магнітопроводу за межі робочої ділянки кривої намагнічування і входження до зони насичення, тобто збільшує ймовірність його перезбудження, що супроводжується різким збільшенням значення струму, який протікає в магнітопроводі, та призводить до загального перегріву трансформатора.

З метою запобігання подібних ситуацій у всьому діапазоні робочих режимів силового трансформатора забезпечують постійне значення величини магнітної індукції у магнітопроводі. Зазначена сталість магнітної індукції може бути досягнута шляхом підтримання постійного значення ЕРС одного витка живильної обмотки силового трансформатора, що, у свою чергу, досягається за рахунок використання РПН. Незважаючи на наявність у конструкції силового трансформатора подібного регульовального пристрою, у ряді режимів роботи електричної мережі можуть бути створені умови, що приводять до його перезбудження. Особливо це стосується режиму максимальних навантажень електричної мережі та пов'язаної з ним групи післяаварійних режимів. Тому для згаданих вище режимів необхідно виконувати перевірку допустимості використання стандартного регульовального ступеня N_B^{CT} за умовами перезбудження живильної обмотки для всіх трансформаторів електричної мережі. Зазначена перевірка зводиться до наступного: рівень напруги, що підводиться до конкретного регульовального відгалуження, не повинен більш ніж на 5 % перевищувати номінальну напругу цього відгалуження. Дану вимогу можна записати у такий спосіб:

$$U_s - \Delta U_{TB} \leq 1,05 \cdot U_{TB} \cdot (1 + N_B^{CT} \cdot \omega_{B0}), \quad (2.5.11)$$

звідки можна отримати

$$N_B^{CT} \geq \left(\frac{U_s - \Delta U_{TB}}{1,05 \cdot U_{TB}} - 1 \right) \cdot (\omega_{B0})^{-1}. \quad (2.5.12)$$

Виконання нерівності (2.5.12) необхідно забезпечити для трансформаторів усіх підстанцій схеми електричної мережі. На підстанції, де зазначена нерівність не виконується, її виконання досягають шляхом збільшення номеру стандартного регульовального ступеня РПН трансформаторів блоку. Проте зазначена процедура призводить до неможливості забезпечення бажаних рівнів напруги $U_{ндж}$, кВ, на вторинних шинах цієї понижуючої підстанції.

Приклад 2.6. Для схеми електричної мережі та вихідних даних прикладу 1.1 Економічної частини здійснити вибір відгалужень РПН і ПБЗ силових трансформаторів підстанцій схеми для режиму максимальних навантажень і післяаварійного режиму. Виконати перевірку допустимості використання обраних відгалужень РПН за умовами перезбудження живильної обмотки силових трансформаторів для всіх підстанцій схеми мережі.

Розв'язання

Здійснимо вибір номерів регульовальних відгалужень РПН та ПБЗ силових трансформаторів підстанцій схеми. Тут необхідно відзначити, що для підстанції 2 були обрані силові трансформатори без вбудованих органів регулювання (див. розділ 1.2 і приклад 1.1), тому для даної підстанції вибір регульовальних відгалужень силових трансформаторів виконувати не потрібно.

Процедуру вибору номера відгалуження РПН для силових двохобмоткових трансформаторів покажемо на прикладі трансформаторів підстанції 6 у режимі максимальних навантажень мережі.

Бажане значення відносної кількості регульовальних витків РПН визначимо відповідно до виразу (2.5.1), де рівень напруги на шинах НН, приведений до вищої напруги підстанції $U_{пн}$, кВ, визначимо згідно з (2.5.2). У цьому виразі втрати напруги в обмотках блоку двохобмоткових трансформаторів, приведені до сторони ВН, ΔU_t , кВ, вже були наближено (за номінальною напругою трансформатора) визначені раніше в ході розв'язання прикладу 1.3 за виразом (1.4.8). Уточнимо, згідно з (2.5.2), значення втрат напруги для трансформаторів пункту 6, виходячи з реального значення напруги на шинах ВН цієї

підстанції в режимі максимальних навантажень, і розрахуємо уточнене значення $U_{\text{пн}}$.

З метою підвищення точності розрахунку врахуємо, що крім потужностей навантаження пункту 6 обмотками відповідних трансформаторів протікають також потоки від втрат потужностей в опорах та провідностях цих трансформаторів. Для спрощення розрахунків будемо вважати, що потоки від втрат потужності протікають тільки обмотками ВН трансформаторів, тобто:

$$\begin{aligned} U_{\text{пн}6} &= U_{\text{м}6} - \frac{P_{\text{от}6} \cdot r_{\text{от}6} - Q_{\text{от}6} \cdot x_{\text{от}6}}{U_{\text{м}6}} = U_{\text{м}6} - \frac{(P_{\text{нн}6} + \Delta P_{\text{тз}6} + g_{\text{от}6} \cdot U_{\text{м}6}^2) \cdot r_{\text{от}6}}{U_{\text{м}6}} - \\ &\quad - \frac{(Q_{\text{нн}6} + \Delta Q_{\text{тз}6} + b_{\text{от}6} \cdot U_{\text{м}6}^2) \cdot x_{\text{от}6}}{U_{\text{м}6}} = \\ &= 11108 - \frac{(1200 + 347 \times 10^{-3} + 2,87 \times 10^{-6} \cdot 11086^2) \cdot 2,20}{11108} - \\ &\quad - \frac{(-8,06 - 6859 \times 10^{-3} - 16,94 \times 10^{-6} \cdot 11086^2) \cdot 48,40}{11108} = 107,34 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

У наведеному вище виразі величина рівня напруги в пункті 6 у режимі максимальних навантажень мережі $U_{\text{м}6}$, кВ, визначена за табл. 2.3.6, значення потоків активних та реактивних потужностей обмотками трансформаторів пункту 6 $Q_{\text{нн}6}$ і $Q_{\text{нн}6}$, МВт, МВАр, – за табл. 1.2.1, величини активного та реактивного опорів блоку трансформаторів $r_{\text{от}6}$ і $x_{\text{от}6}$, Ом, – за табл. 2.1.2, а значення активних та реактивних втрат потужностей в опорах блоку трансформаторів цього пункту $\Delta P_{\text{тз}6}$ і $\Delta Q_{\text{тз}6}$, кВт, кВАр – за табл. 2.2.2.

Бажане значення відносної кількості регулювальних витків РПН трансформаторів підстанції 6 для режиму максимальних навантажень $\omega_{\text{вж}6}$, згідно (2.5.1) складе:

$$\omega_{\text{вж}6} = \frac{U_{\text{пн}6} \cdot U_{\text{тн}6}}{U_{\text{тв}6} \cdot U_{\text{ндж}6}} - 1 = \frac{107,34 \cdot 11,0}{115 \cdot 10,5} - 1 = -0,022.$$

У даному виразі номінальні напруги $U_{\text{тв}6}$ і $U_{\text{тн}6}$, кВ, обмоток ВН та НН трансформаторів підстанції 6 визначають за табл. 1.2.3, а величина бажаних рівнів напруги $U_{\text{ндж}}$ прийнята такою, що дорівнює 10,5 кВ.

Розрахунковий ступінь регулювання РПН трансформаторів $N_{\text{в}6}$ підстанції 6 для максимального режиму роботи електричної мережі визначимо згідно з (2.5.3):

$$N_{в6} = \frac{\omega_{вж6}}{\omega_{в0}} = \frac{-0,022}{0,0178} = -1,25,$$

де відносна кількість регулювальних витків РПН, що припадає на один ступінь регулювання, $\omega_{в0} = 0,0178$.

Округляючи розрахунковий ступінь регулювання РПН до найближчого цілого числа визначаємо стандартний ступінь регулювання $N_{в6}^{ст} = -1$.

Стандартну відносну кількість регулювальних витків РПН $\omega_{в6}^{ст}$ розрахуємо за виразом (2.5.4):

$$\omega_{в6}^{ст} = N_{в6}^{ст} \cdot \omega_{в0} = -1 \cdot 0,0178 = -0,0178.$$

Розрахуємо фактичне значення рівня напруги $U_{нд6}$, кВ, на шинах НН підстанції 6 у режимі максимального навантаження мережі відповідно до виразу (2.5.5):

$$U_{нд6} = \frac{U_{пн6} U_{тн6}}{U_{тв6} \cdot (1 + \omega_{в6}^{ст})} = \frac{107,34 \cdot 11,0}{115 \cdot (1 + (-0,0178))} = 10,45 \text{ кВ}.$$

Вибір відгалужень РПН для силових двохобмоткових трансформаторів підстанції 6 у післяаварійному режимі роботи мережі виконують аналогічно. Результати вибору відгалужень РПН у режимі максимальних навантажень мережі представлені у табл. 2.5.1, а у післяаварійному режимі роботи – у табл. 2.5.2.

Процедуру вибору номера відгалуження РПН в обмотках ВН силових триобмоткових трансформаторів покажемо на прикладі трансформаторів підстанції 1 в режимі максимальних навантажень мережі.

Бажане значення відносної кількості регулювальних витків РПН визначимо відповідно до виразу (2.5.1), де рівні напруги на шинах НН і СН, приведені до вищої напруги підстанції, $U_{пн}$ та $U_{пс}$ кВ, визначають згідно з (2.5.7). У цьому виразі втрати напруги в обмотках ВН $\Delta U_{тв}$, кВ, а також приведені до сторони ВН втрати напруги в обмотках СН і НН блоку триобмоткових трансформаторів, $\Delta U_{тс}$ та $\Delta U_{тн}$, кВ, вже були наближено (за номінальною напругою трансформатора) визначені раніше у ході розв'язання прикладу 1.3 за виразом (1.4.9). Уточнимо за виразом (2.5.7) значення втрат напруги в обмотках ВН, СН і НН для трансформаторів пункту 1, виходячи з реального значення напруги на шинах ВН цієї підстанції в режимі максимальних

навантажень. З метою підвищення точності розрахунку врахуємо, що крім потужностей навантаження пункту 6 обмотками відповідних трансформаторів протікають також потоки від втрат потужностей в опорах та провідностях цих трансформаторів. Для спрощення розрахунків будемо вважати, що потоки від втрат потужності протікають тільки обмотками ВН трансформаторів, тобто:

$$\begin{aligned}\Delta U_{\text{TB1}} &= \frac{P_{\text{GB1}} \cdot r_{\text{GB1}} - Q_{\text{GB1}} \cdot x_{\text{GB1}}}{U_{\text{M1}}} = \frac{(P_{\text{CH1}} + P_{\text{HH1}} + \Delta P_{\text{TZ1}} + g_{\text{GT1}} \cdot U_{\text{M1}}^2) \cdot r_{\text{GB1}} -}{U_{\text{M1}}} \\ &\quad - \frac{(Q_{\text{CH1}} + Q_{\text{HH1}} + \Delta Q_{\text{TZ1}} + b_{\text{GT1}} \cdot U_{\text{M1}}^2) \cdot x_{\text{GB1}}}{U_{\text{M1}}} = \\ &= \frac{(12 + 16 + 982 \times 10^{-3} + 4,69 \times 10^{-6} \cdot 11259^2) \cdot 0,74 -}{11259} \\ &\quad - \frac{(-8,69 - 10,75 - 29998 \times 10^{-3} - 2647 \times 10^{-6} \cdot 11259^2) \cdot 2843}{11259} = 5,94 \text{ кВ}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\Delta U_{\text{TC1}} &= \frac{P_{\text{GC1}} \cdot r_{\text{GC1}} - Q_{\text{GC1}} \cdot x_{\text{GC1}}}{U_{\text{M1}} - \Delta U_{\text{TB1}}} = \frac{P_{\text{CH1}} \cdot r_{\text{GC1}} - Q_{\text{CH1}} \cdot x_{\text{GC1}}}{U_{\text{M1}} - \Delta U_{\text{TB1}}} = \\ &= \frac{12 \cdot 0,74 - (-8,69) \cdot 0}{112,59 - 5,18} = 0,08 \text{ кВ};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\Delta U_{\text{TH1}} &= \frac{P_{\text{GH1}} \cdot r_{\text{GH1}} - Q_{\text{GH1}} \cdot x_{\text{GH1}}}{U_{\text{M1}} - \Delta U_{\text{TB1}}} = \frac{P_{\text{HH1}} \cdot r_{\text{GH1}} - Q_{\text{HH1}} \cdot x_{\text{GH1}}}{U_{\text{M1}} - \Delta U_{\text{TB1}}} = \\ &= \frac{16 \cdot 0,74 - (-10,75) \cdot 17,85}{112,59 - 5,18} = 1,90 \text{ кВ}.\end{aligned}$$

Уточнені значення величин $U_{\text{пн}}$ та $U_{\text{пс}}$ для трансформаторів пункту 1, згідно з (2.5.7), складуть:

$$U_{\text{пн1}} = U_{\text{M1}} - \Delta U_{\text{TB1}} - \Delta U_{\text{TH1}} = 112,59 - 5,94 - 1,90 = 104,74 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{пс1}} = U_{\text{M1}} - \Delta U_{\text{TB1}} - \Delta U_{\text{TC1}} = 112,59 - 5,94 - 0,08 = 106,57 \text{ кВ};$$

У наведених вище виразах величина рівня напруги в пункті 1 у режимі максимальних навантажень мережі U_{M1} , кВ, визначена за табл. 2.3.6, значення потоків активної та реактивної потужностей обмотками трансформаторів пункту 1 Q_{HH1} і Q_{CH1} , МВт, МВАр, – за табл. 1.2.1, величини активного та реактивного опорів блоку трансформаторів r_{GT1} і x_{GT1} , Ом, – за табл. 2.1.2, а значення активних та реактивних втрат потужностей в опорах блоку трансформаторів цього пункту ΔP_{TZ6} і ΔQ_{TZ6} , кВт, кВАр – за табл. 2.2.2.

Бажане значення відносної кількості регулювальних витків РПН трансформаторів підстанції 1 для режиму максимальних навантажень $\omega_{\text{вж } 1}$, згідно з (2.5.1), складе:

$$\omega_{\text{вж } 1} = \frac{U_{\text{пн } 1} \cdot U_{\text{тн } 1}}{U_{\text{тв } 1} \cdot U_{\text{ндж } 1}} - 1 = \frac{104,74 \cdot 11,0}{115 \cdot 10,5} - 1 = -0,046.$$

У даному виразі номінальні напруги $U_{\text{тв } 1}$ і $U_{\text{тн } 1}$, кВ, обмоток ВН та НН трансформаторів підстанції 1 визначають за табл. 1.2.3, а величина бажаних рівнів напруги $U_{\text{ндж}}$ прийнята такою, що дорівнює 10,5 кВ.

Розрахунковий ступінь регулювання РПН трансформаторів $N_{\text{в } 1}$ підстанції 1 для максимального режиму роботи електричної мережі визначимо згідно з (2.5.3):

$$N_{\text{в } 1} = \frac{\omega_{\text{вж } 1}}{\omega_{\text{в } 0}} = \frac{-0,046}{0,0178} = -2,58,$$

де відносна кількість регулювальних витків РПН, що припадає на один ступень регулювання $\omega_{\text{в } 0} = 0,0178$.

Округляючи розрахунковий ступінь регулювання РПН до найближчого цілого числа визначаємо стандартну ступень регулювання $N_{\text{в } 1}^{\text{ст}} = -3$.

Стандартну відносну кількість регулювальних витків РПН $\omega_{\text{в } 1}^{\text{ст}}$ розрахуємо за виразом (2.5.4):

$$\omega_{\text{в } 1}^{\text{ст}} = N_{\text{в } 1}^{\text{ст}} \cdot \omega_{\text{в } 0} = -3 \cdot 0,0178 = -0,0534.$$

Розрахуємо, відповідно до виразу (2.5.5), фактичне значення рівня напруги $U_{\text{нд } 1}$, кВ, на шинах НН підстанції 1 у режимі максимального навантаження мережі:

$$U_{\text{нд } 1} = \frac{U_{\text{пн } 1} U_{\text{тн } 1}}{U_{\text{тв } 1} \cdot (1 + \omega_{\text{в } 1}^{\text{ст}})} = \frac{104,74 \cdot 11,0}{115 \cdot (1 + (-0,0534))} = 10,58 \text{ кВ.}$$

Вибір відгалужень РПН для силових триобмоткових трансформаторів інших підстанцій схеми в режимі максимальних навантажень і післяаварійному режимі роботи мережі виконують аналогічно. Результати вибору відгалужень РПН для силових двохобмоткових трансформаторів наведені в табл. 2.5.1.

Бажане значення відносної кількості регулювальних витків ПБЗ трансформаторів підстанції 1 для режиму максимальних навантажень $\omega_{\text{сж } 1}$, згідно з (2.5.6), складе:

$$\omega_{сж1} = \frac{U_{сдж1} \cdot U_{тв1} \cdot (1 + \omega_{в1}^{ст})}{U_{пс1} \cdot U_{тс1}} - 1 = \frac{38,5 \cdot 115 \cdot (1 + (-0,0534))}{107,32 \cdot 38,5} - 1 = 0,022.$$

У даному виразі номінальні напруги $U_{тв1}$ і $U_{тс1}$, кВ, обмоток ВН та НН трансформаторів підстанції 1 визначають за табл. 1.2.3, а величина бажаних рівнів напруги $U_{сдж}$ прийнята такою, що дорівнює 38,5 кВ.

Розрахунковий ступінь регулювання ПБЗ трансформаторів підстанції 1 $N_{с1}$ для максимального режиму роботи електричної мережі визначимо згідно з (2.5.8):

$$N_{с1} = \frac{\omega_{сж1}}{\omega_{с0}} = \frac{0,022}{0,025} = 0,86;$$

де відносна кількість регулювальних витків ПБЗ, що припадає на один ступінь регулювання, $\omega_{с0} = 0,025$.

Округляючи розрахунковий ступінь регулювання РПН до найближчого цілого числа визначаємо стандартний ступінь регулювання $N_{с1}^{ст} = 1$.

Стандартна відносна кількість регулювальних витків ПБЗ $\omega_{с1}^{ст}$, відповідно до виразу (2.5.9), буде:

$$\omega_{с1}^{ст} = N_{с1}^{ст} \cdot \omega_{с0} = 1 \cdot 0,025 = 0,025.$$

Розрахуємо фактичне значення рівня напруги $U_{сд1}$, кВ, на шинах СН підстанції 1 у режимі максимального навантаження мережі відповідно до виразу (2.5.10):

$$U_{нс1} = \frac{U_{пс1} U_{тс1} \cdot (1 + \omega_{с1}^{ст})}{U_{тв1} \cdot (1 + \omega_{в1}^{ст})} = \frac{106,57 \cdot 38,5 \cdot (1 + 0,025)}{115 \cdot (1 + (-0,0534))} = 38,63 \text{ кВ.}$$

Вибір відгалужень РПН та ПБЗ для силових триобмоткових трансформаторів інших підстанцій схеми в режимі максимальних навантажень і післяаварійному режимі роботи мережі виконують аналогічно. Результати вибору відгалужень РПН та ПБЗ у режимі максимальних навантажень мережі наведені у табл. 2.5.1, а у післяаварійному режимі роботи – у табл. 2.5.2.

Виконаємо перевірку допустимості використання обраних відгалужень РПН за умовами перезбудження живильної обмотки силових трансформаторів для підстанції пункту 1 у режимі максимальних навантажень мережі відповідно до нерівності (2.5.12):

$$N_{в1}^{ст} \geq \left(\frac{U_{м} - \Delta U_{тв}}{1,05 \cdot U_{тв}} - 1 \right) \cdot (\omega_{в0})^{-1} = \left(\frac{112,59 - 5,94}{1,05 \cdot 115} - 1 \right) \cdot (0,0178)^{-1} = -6,56 \rightarrow -6.$$

Таблиця 2.5.1. Результати вибору відгалужень РПН та ПБЗ силових трансформаторів підстанцій у режимі максимальних навантажень електричної мережі

№ пункту	U_m , кВ	ΔU_{TB} , кВ	ΔU_{TC} , кВ	ΔU_{TH} , кВ	U_{PC} , кВ	U_{PH} , кВ	$\omega_{BЖ}$	$\omega_{CЖ}$	N_B^{CT}	N_C^{CT}	U_{CD} , кВ	U_{HD} , кВ
1	112,59	5,94	0,08	1,91	106,57	104,74	-0,046	0,022	-3	1	38,63	10,58
2	115,20	Регулювальні органи РПН та ПБЗ не встановлені										
3	112,64	6,02	0,12	1,40	106,51	105,23	-0,041	0,041	-2	0	38,82	10,44
4	113,23	4,22	0,10	0,86	108,91	108,15	-0,015	0,037	-1	1	38,05	10,53
5	111,44	4,99	0,11	1,05	106,34	105,40	-0,040	0,062	-2	2	38,76	10,45
6	111,08	3,74	—	—	—	107,34	-0,022	—	-1	—	—	10,45

Таблиця 2.5.2. Результати вибору відгалужень РПН та ПБЗ силових трансформаторів підстанцій у післяаварійному режимі роботи електричної мережі

№ пункту	$U_{п/а}$, кВ	ΔU_{TB} , кВ	ΔU_{TC} , кВ	ΔU_{TH} , кВ	U_{PC} , кВ	U_{PH} , кВ	$\omega_{BЖ}$	$\omega_{CЖ}$	N_B^{CT}	N_C^{CT}	U_{CD} , кВ	U_{HD} , кВ
1	110,93	6,02	0,09	1,94	104,82	102,96	-0,062	0,039	-3	2	38,92	10,40
2	119,25	Регулювальні органи РПН та ПБЗ не встановлені										
3	114,15	5,94	0,12	1,38	108,09	106,83	-0,027	0,026	-2	1	38,46	10,60
4	113,89	4,20	0,09	0,85	109,59	108,84	0,009	0,049	0	2	38,52	10,41
5	111,22	5,00	0,11	1,05	106,11	105,17	-0,042	0,045	-2	2	38,68	10,43
6	110,86	3,75	—	—	—	107,16	-0,024	—	-1	—	—	10,43

Очевидно, що для трансформаторів пункту 1 у режимі максимальних навантажень електричної мережі умова (2.5.12) виконується, оскільки $(N_{B1}^{CT} = -2) \geq -6$.

Аналогічним чином виконують перевірку виконання умови за виразом (2.5.12) для трансформаторів решти підстанцій схеми в режимі максимальних навантажень та післяаварійному режимі роботи мережі. Результати перевірки наведені у табл. 2.5.3.

Таблиця 2.5.3. Результати перевірки допустимості використання відгалужень РПН за умовами перебудження живильної обмотки силових трансформаторів.

№ пункту	Режим максимальних навантажень		Післяаварійний режим	
	N_B^{CT}	$N_B^{гран}$	N_B^{CT}	$N_B^{гран}$
1	-3	-6	-3	-7
2	Регулювальні органи РПН не встановлені			
3	-2	-6	-2	-5
4	-1	-5	0	-5
5	-2	-6	-2	-6
6	-1	-6	-1	-6

Очевидно, що умова (2.5.12) виконується для трансформаторів усіх підстанцій схеми електричної мережі як у режимі максимальних навантажень, так і у післяаварійному режимі роботи.

2.6. Зміст пояснювальної записки та графічної частини курсового проекту (Електротехнічна частина)

Результати розрахунків за Електротехнічною частиною курсового проекту оформлюють у вигляді пояснювальної записки, розділи якої мають відповідати основним розділам даних методичних вказівок. Обсяг пояснювальної записки має становити не менш 50-60 сторінок друкованого тексту.

Графічний матеріал Електротехнічної частини містить один креслярський аркуш формату А1. Креслярський аркуш оформляють відповідно до вимог ЕСКД (ДСТУ 3321-2003) із заповненням площі аркуша не менш 80%. Усі елементи, які зображують на схемах, мають відповідати ГОСТ 2.722-68, ГОСТ 2.723-68 і ГОСТ 2.725-68. Схеми необхідно зображувати виходячи з їхньої максимальної наочності. Таблиці слід розміщувати на будь-якому вільному місці аркуша, у тому числі й між схемами.

На креслярському аркуші представляють наступні результати виконання розрахунків за Електротехнічною частиною даних методичних вказівок:

- принципову схему районної електричної мережі;
- розрахункову схему електричної мережі;
- результати розрахунку режиму максимальних навантажень і післяаварійного режиму;
- результати вибору регулювальних відгалужень РПН і ПБЗ силових трансформаторів споживчих підстанцій для режиму максимальних навантажень і післяаварійного режиму роботи мережі.

Принципова схема районної електричної мережі відбиває її конфігурацію та основне мережне устаткування. На цій схемі позначають лінії електропередачі з відповідною кількістю ланцюгів, перерізами і марками проводів; довжину ділянок (без зазначення символів та одиниць величин, значення довжини підкреслюють); типи генераторів і трансформаторів електростанції; типи та кількість силових трансформаторів і автотрансформаторів, установлених на підстанціях; задані навантаження на шинах середньої та нижчої напруги підстанцій; навантаження місцевого району, який отримує живлення від шин ВН електростанції.

Принципову схему районної електричної мережі креслять без масштабу із взаємно перпендикулярним розташуванням шин районних підстанцій і ліній, які їх поєднують.

Параметри режимів районної електричної мережі ілюструють за допомогою набору конфігураційних однолінійних схем заміщення електричної мережі, характерних для відповідного опорного режиму. Тут приводять однолінійну схему заміщення районної мережі, яка відбиває опори ділянок, приведені навантаження та еквівалентні поперечні провідності пунктів, а також рівень напруги в обраному балансуєчому пункті.

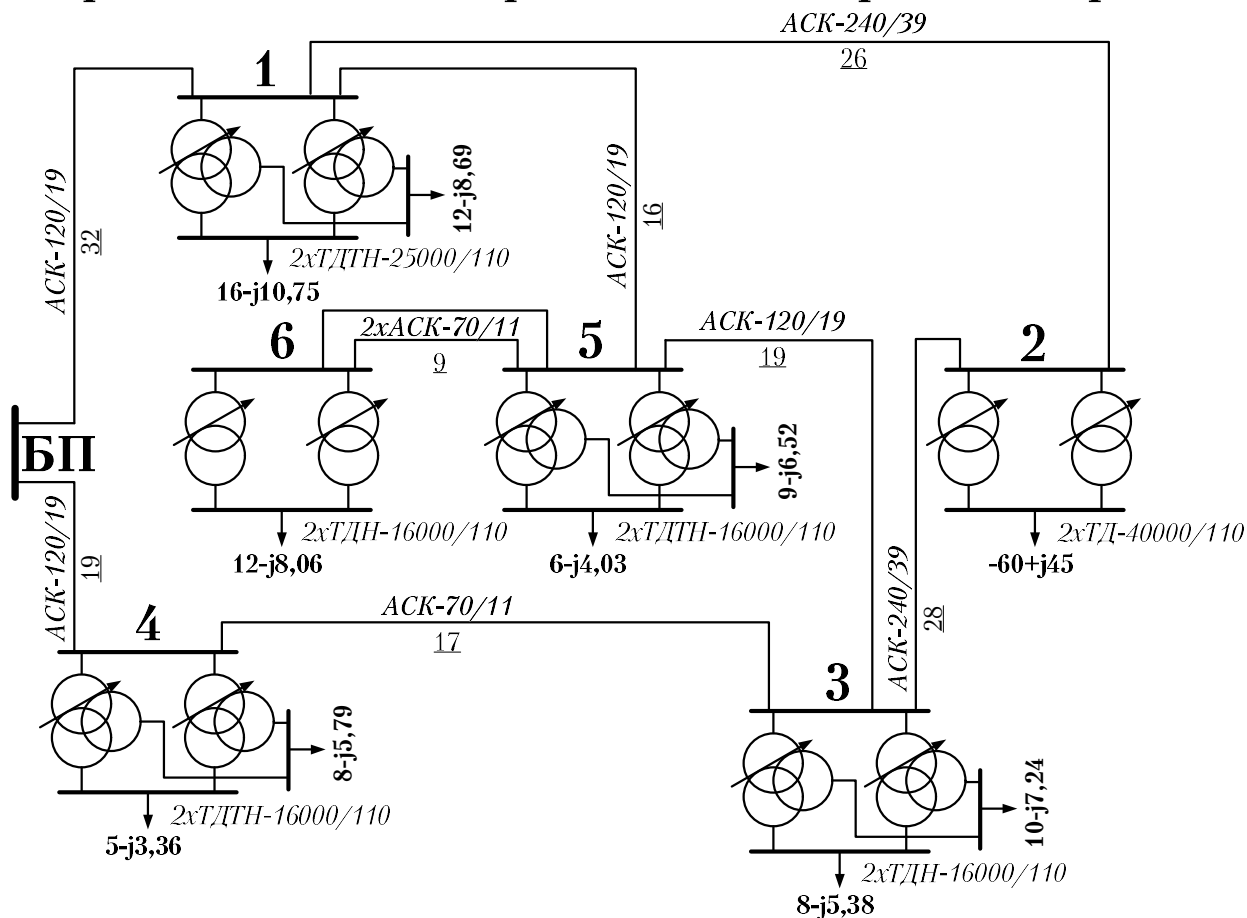
При зображенні розрахункової схеми районної електричної мережі суцільними стрілками в пунктах позначають значення приведених навантажень, а пунктирними – повні еквівалентні провідності цих пунктів.

Результати розрахунку опорних режимів роботи мережі наводять для режимів максимального навантаження і для найбільш важкого післяаварійного режиму роботи мережі. Тут на однолінійних схемах, що представляють конфігурацію мережі, вказують значення потоків середньолінійних потужностей ділянках (позначають зверху, над стрілками напрямку потоків), повні опори ділянок, рівні напруги в пунктах (без позначення символів і одиниць величин, за допомогою підкреслених цифр), розрахункові навантаження пунктів, а також значення сумарної повної втрати потужності у мережі системи.

Усі чисельні вихідні дані та розрахункові характеристики режимів роботи мережі позначають на схемах з точністю не більше 2-х знаків після коми.

Зразок виконання креслярського аркуша Електротехнічної частини представлений на рис. 2.17.

Принципова схема районної електричної мережі



Розрахункова схема районної електричної мережі
(режим максимальних навантажень)

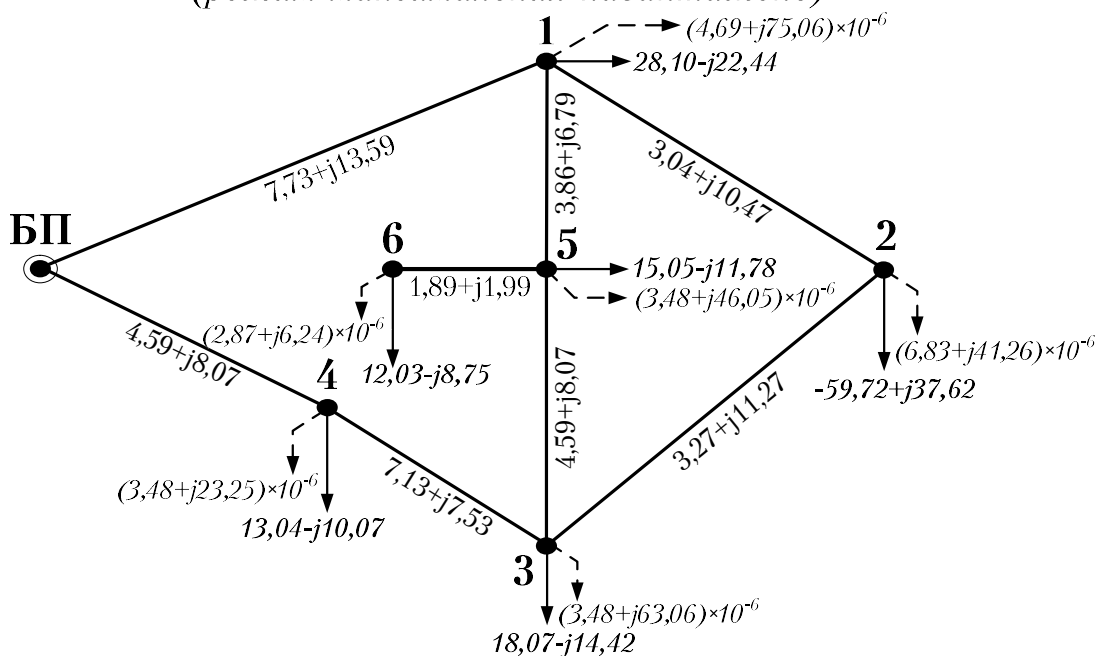
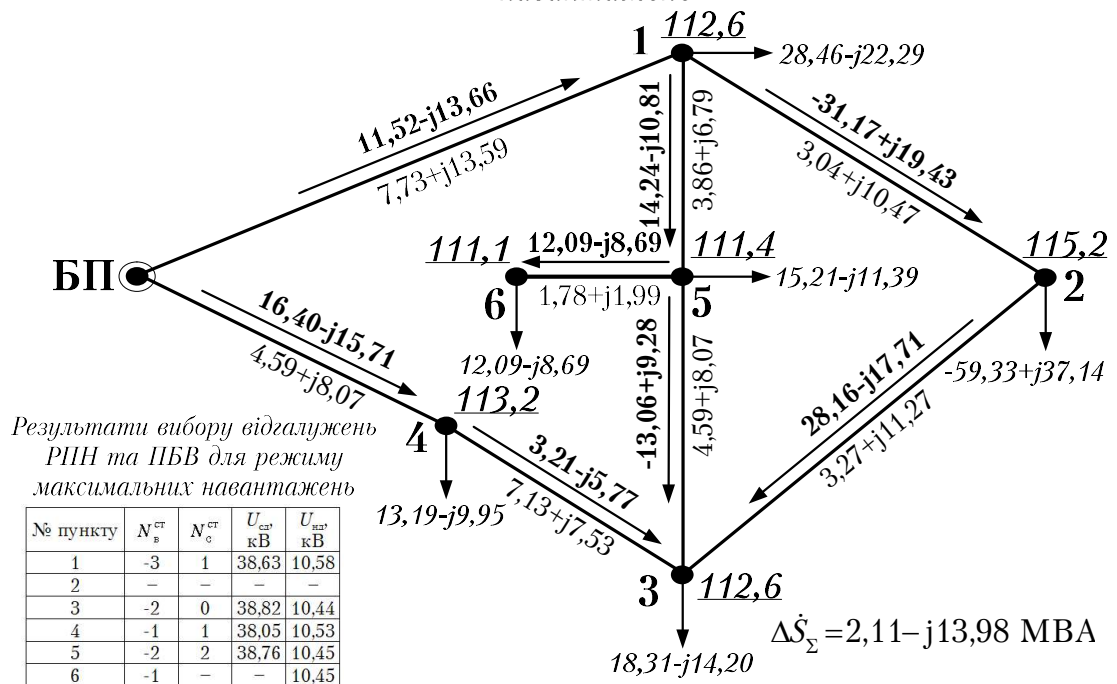
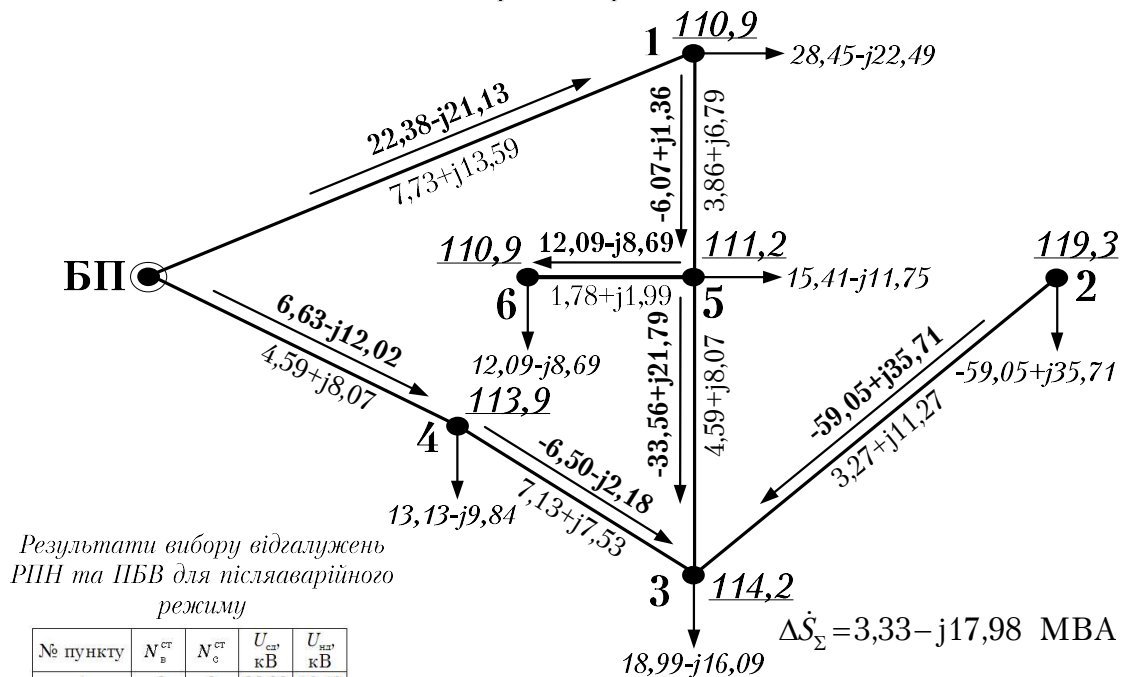


Рис. 2.17. Зразок виконання креслярського аркуша Електротехнічної частини курсового проекту

Потокорозподіл потужностей за Z-схемою у режимі максимальних навантажень



Потокорозподіл потужностей за Z-схемою у післяаварійному режимі роботи



Зм.	Апр.	Не одоб.	Підпис	Дата	Результати розрахунків режимних параметрів районної електричної мережі			Лист	Маса	Масштаб
Розроб.								Архив 2		Архив 2
Перев.										
Т. контр.										
Н. контр.										
Затв.										

Рис. 2.17. Зразок виконання креслярського аркуша Електротехнічної частини курсового проекту (продовження)

ДОДАТКИ

Д.1

Трифазні двохобмоткові трансформатори 35 кВ

Тип	$S_{\text{ном}}$, МВА	Межі регулювання	Каталожні дані					
			$U_{\text{ном}}$, кВ		$U_{\text{к}}$, %	$\Delta P_{\text{к}}$, кВт	$\Delta P_{\text{х}}$, кВт	$I_{\text{х}}$, %
			ВН	НН				
ТМН-1000/35	1,0	$\pm 6 \times 1,5$ %	35	0,4; 0,69; 6,3; 11	6,5	16,5	3,6	1,40
ТМН-1600/35	1,6	$\pm 6 \times 1,5$ %	35	6,3; 11	6,5	23,5	5,1	1,10
ТМН-2500/35	2,5	$\pm 6 \times 1,5$ %	35	6,3; 11	6,5	23,5	5,1	1,10
ТМН-4000/35	4,0	$\pm 6 \times 1,5$ %	35	6,3; 11	7,5	33,5	6,7	1,00
ТМН-6300/35	6,3	$\pm 6 \times 1,5$ %	35	6,3; 11	7,5	46,5	9,2	0,90
ТД-10000/35	10	$\pm 2 \times 2,5$ %	38,5	6,3; 10,5	7,5	65	14,5	0,80
ТМН-10000/35	10	$\pm 9 \times 1,3$ %	36,75	6,3; 10,5	7,5	65	14,5	0,80
ТДНС-10000/35	10	$\pm 8 \times 1,5$ %	36,75	6,3; 10,5	8,0	60	12,5	0,60
ТД-16000/35	16	$\pm 2 \times 2,5$ %	38,5	6,3; 10,5	8,0	90	21	0,60
ТДНС-16000/35	16	$\pm 8 \times 1,5$ %	36,75	6,3-6,3; 10,5-10,5	10,0	85	18	0,55
ТРДНС-25000/35	25	$\pm 8 \times 1,5$ %	36,75	6,3-6,3; 10,5-10,5	9,5	115	25	0,50
ТРДНС-32000/35	32	$\pm 8 \times 1,5$ %	36,75	6,3-6,3; 10,5-10,5	11,5	145	30	0,45
ТРДНС-40000/35	40	$\pm 8 \times 1,5$ %	36,75	6,3-6,3; 10,5-10,5	11,5	170	36	0,40
ТРДНС-63000/35	63	$\pm 8 \times 1,5$ %	36,75	6,3-6,3; 10,5-10,5	11,5	250	50	0,30

Примітка.

Регулювання напруги здійснюється на стороні ВН за рахунок РПН або ПБЗ.

Трифазні двохомоткові трансформатори 110 кВ

Тип	$S_{\text{ном}}$, МВА	Межі регулювання	Каталожні дані					
			$U_{\text{ном}}$, кВ		$U_{\text{к}}$, %	$\Delta P_{\text{к}}$, кВт	$\Delta P_{\text{х}}$, кВт	$I_{\text{х}}$, %
			ВН	НН				
ТМН-2500/110	2,5	+10×1,5 % -8×1,5 %	110	6,6; 11,0	10,5	22	5,5	1,50
ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78 %	115	6,6; 11,0	10,5	44	11,5	0,80
ТДН-10000/110	10	±9×1,78 %	115	6,6; 11,0	10,5	60	14	0,70
ТДН-16000/110	16	±9×1,78 %	115	6,6; 11,0; 34,5	10,5	85	19	0,70
ТРДН-25000/110	25	±9×1,78 %	115	6,3-6,3; 6,3-10,5; 10,5-10,5	10,5	120	27	0,70
ТД-40000/110	40	±2×2,5 %	121	3,15; 6,3; 10,5	10,5	160	50	0,65
ТРДЦН-63000/110	63	±9×1,78 %	115	6,3-6,3; 6,3-10,5; 10,5-10,5	10,5	260	59	0,60
ТДЦ-80000/110	80	±2×2,5 %	121	6,3; 10,5; 13,8	10,5	310	70	0,60
ТДЦ-125000/110	125	±2×2,5 %	121	10,5; 13,8	10,5	400	120	0,55
ТДЦ-200000/110	200	±2×2,5 %	121	13,8; 15,75	10,5	550	170	0,50
ТДЦ-250000/110	250	±2×2,5 %	121	15,75	10,5	640	200	0,50
ТДЦ-400000/110	400	±2×2,5 %	121	20,0	10,5	900	320	0,45

Примітка.

Регулювання напруги здійснюється за рахунок РПН у нейтралі, за винятком трансформаторів типу ТМН-2500/110 з РПН на стороні НН та ТД-40000/110 з ПБЗ на стороні ВН.

Трифазні триобмоткові трансформатори 110 кВ

Тип	$S_{\text{ном}},$ МВА	Каталожні дані								
		$U_{\text{ном}},$ обмоток, кВ			$U_{\text{к}}, \%$			$\Delta P_{\text{к}},$ кВт	$\Delta P_{\text{х}},$ кВт	$I_{\text{х}},$ %
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н			
ТДТН-6300/110	6,3	115	38,5	6,6; 11	10,5	17,0	6,0	58	14	1,2
ТДТН-10000/110	10	115	11,5; 22,0; 34,5; 38,5	6,6; 11	10,5	17,0	6,0	76	17	1,1
ТДТН-16000/110*	16	115	11,0; 22,0; 34,5; 38,5	6,6; 11	10,5	17,0	6,0	100	23	1,0
ТДТН-25000/110	25	115	11,0; 22,0; 34,5; 38,5	6,6; 11	10,5	17,5	6,5	140	31	0,7
ТДТН-40000/110*	40	115	11,0; 22,0; 34,5; 38,5	6,6; 11	10,5 (17,0)	17,0 (10,5)	6,0	200	43	0,6
ТДТН-63000/110*	63	115	11,0; 34,5; 38,5	6,6; 11	10,5	17,0	6,5	290	56	0,7
ТДТН-80000/110*	80	115	38,5	6,6; 11	11,0 (17,0)	18,5 (10,5)	7,0 (6,5)	390	82	0,6

* При $x_{\text{т}}$ обмотки СН, що дорівнює нулю, обмотки НН виготовляють з $U_{\text{ном}}$, що дорівнює 6,3 або 10,5 кВ.

Примітка.

Усі трансформатори мають РПН $\pm 9 \times 1,78 \%$ у нейтралі ВН. Трансформатори ТДТН-10000, 16000, 25000, 40000, 63000/110 мають також ПБЗ на стороні 34,5 и 38,5 кВ $\pm 2 \times 2,5 \%$.

Д.4

Трифазні двохобмоткові трансформатори 150 кВ

Тип	$S_{\text{ном}},$ МВА	Межі регулювання	Каталожні дані					
			$U_{\text{ном}},$ кВ		$U_{\text{к}},$ %	$\Delta P_{\text{к}},$ кВт	$\Delta P_{\text{х}},$ кВт	$I_{\text{х}},$ %
			ВН	НН				
ТДН-16000/150	16	$\pm 8 \times 1,5 \%$	158	6,6; 11	11,0	85	21	0,80
ТРДН-32000/150	32	$\pm 8 \times 1,5 \%$	158	6,3-6,3; 6,3-10,5; 10,5-10,5	10,5	145	35	0,70
ТРДН-63000/150	63	$\pm 8 \times 1,5 \%$	158	6,3-6,3; 6,3-10,5; 10,5-10,5	10,5	235	59	0,65
ТЦ-250000/150	250	—	165	10,5; 13,8; 15,75	11,0	640	190	0,50

Примітка.

Регулювання напруги здійснюється за рахунок РПН у нейтралі, ВН (трансформатори 16-63 МВА) або ПБЗ (трансформатор 250 МВА).

85

Д.5

Трифазні триобмоткові трансформатори 150 кВ

Тип	$S_{\text{ном}}$, МВА	Межі регулювання	Каталожні дані								
			$U_{\text{ном}}$, обмоток, кВ			$U_{\text{к}}$, %			$\Delta P_{\text{к}}$, кВт	$\Delta P_{\text{х}}$, кВт	$I_{\text{х}}$, %
			ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н			
ТДТН-16000/150	16	$\pm 8 \times 1,5 \%$	158	38,5	6,6; 11	10,5	18	6	96	25	1,0
ТДТН-25000/150	25	$\pm 8 \times 1,5 \%$	158	38,5	6,6; 11	10,5	18	6	145	34	0,9
ТДТН-40000/150	40	$\pm 8 \times 1,5 \%$	158	38,5	6,6; 11	10,5	18	6	185	53	0,8
ТДТН-63000/150	63	$\pm 8 \times 1,5 \%$	158	38,5	6,6; 11	10,5	18	6	285	67	0,7

Примітка.

Регулювання напруги здійснюється за рахунок РПН у нейтралі ВН.

Д.6

Трифазні двохобмоткові трансформатори 220 кВ

Тип	$S_{\text{ном}},$ МВА	Межі регулювання	Каталожні дані					
			$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}},$ %	$\Delta P_{\text{к}},$ кВт	$\Delta P_{\text{х}},$ кВт	$I_{\text{х}},$ %
			ВН	НН				
ТДЦ-80000/220	80	$\pm 2 \times 2,5 \%$	242	6,3; 10,5; 13,8	11,0	320	105	0,60
ТДЦ-125000/220	125	$\pm 2 \times 2,5 \%$	242	10,5; 13,8	11,0	380	135	0,50
ТДЦ-200000/220	200	$\pm 2 \times 2,5 \%$	242	13,8; 15,75; 18	11,0	580	200	0,45
ТДЦ-250000/220	250	–	242	13,8; 15,75	11,0	650	240	0,45
ТДЦ-400000/220	400	–	242	13,8; 15,75; 20	11,0	880	330	0,40
ТЦ-630000/220	630	–	242	15,75; 20	12,5	1300	380	0,35
ТЦ-1000000/220	1000	–	242	24	11,5	2200	480	0,35

Примітка.

Регулювання напруги здійснюється у нейтралі ВН.

98

Д.7

Трифазні двохобмоткові трансформатори 330 кВ

Тип	$S_{\text{ном}},$ МВА	Межі регулювання	Каталожні дані					
			$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}},$ %	$\Delta P_{\text{к}},$ кВт	$\Delta P_{\text{х}},$ кВт	$I_{\text{х}},$ %
			ВН	НН				
ТДЦ-125000/330	125	–	347	10,5; 13,8	11,0	360	145	0,50
ТДЦ-200000/330	200	–	347	13,8; 15,75; 18	11,0	560	220	0,45
ТДЦ-250000/330	250	–	347	13,8; 15,75	11,0	605	240	0,45
ТДЦ-400000/330	400	–	347	15,75; 20	11,0	810	365	0,40
ТЦ-630000/330	630	–	347	15,75; 20; 24	11,0	1300	405	0,35
ТЦ-1000000/330	1000	–	347	24	11,5	2200	480	0,40
ТЦ-1250000/330	1250	–	347	24	14,0	2300	750	0,75

Д.8

Допустимі тривалі струми і потужності для неізолюваних проводів марок АС, АСК (допустима температура нагрівання +70°C при температурі повітря +25°C)

Переріз (алюміній/сталь), мм ²	Струм, А	Потужність, МВт, поза приміщеннями при напрузі, кВ				
		35	110	150	220	330
35/6,2	175	10,0	—	—	—	—
50/8,0	210	12,0	—	—	—	—
70/11	265	15,2	47,6	—	—	—
95/16	330	18,9	59,3	80,9	—	—
120/19	390	22,3	68,7	93,6	—	—
150/24	450	25,7	80,9	110,3	—	—
185/29	510	29,2	92,6	126,2	—	—
240/39	610	—	109,2	149	218	328
300/48	690	—	—	—	249	374
400/18	830	—	—	—	301	452
400/51	825	—	—	—	301	452
400/69	860	—	—	—	301	452
500/26	960	—	—	—	342	513
500/64	945	—	—	—	342	513

Примітка.

Допустима тривала потужність розрахована при $U=1,05U_{\text{ном}}$

Д.9

Розрахункові дані сталевалюмінієвих проводів марок АС, АСК (ГОСТ 893-80)

Номинальний переріз (алюміній/сталь), мм ²	Алюмінієва частина проводу			Розрахункові дані проводу	
	Переріз, мм ²	Кількість дротів	Діаметр дротів, мм	Опір постійному струму при +20°C, Ом/км	Діаметр проводу, мм
35/6,2	36,9	6	2,80	0,790	8,4
50/8,0	48,2	6	3,20	0,603	9,6
70/11	68,0	6	3,80	0,422	11,4
95/16	95,4	6	4,50	0,301	13,5
120/19*	118,0	26	2,40	0,244	15,2
150/24*	149,0	26	2,70	0,204	17,1
185/29*	181,0	26	2,98	0,159	18,8
185/43	185,0	30	2,80	0,156	19,6
240/32	244,0	24	3,6	0,118	21,6
240/39*	236,0	26	3,40	0,122	21,6
240/56	241,0	30	3,20	0,120	22,4
300/39	301,0	24	4,00	0,096	24,0
300/48*	295,0	26	3,80	0,098	24,1
300/66	288,5	30	3,50	0,100	25,5
300/67	288,5	30	3,50	0,100	24,5
330/30	335,0	48	2,98	0,086	24,8
330/43	332,0	54	2,80	0,087	25,2
400/18	387,0	42	3,4	0,076	26,0
400/51	394,0	54	3,05	0,073	27,5
500/26	502,0	42	3,9	0,058	30,0

* Провід марки АСК виготовляють для вказаних перерізів.

СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Буслова Н.В., Винославский В.Н., Денисенко Г.И., Перхач В.С. Электрические системы и сети. К.: Вища шк., 1986.
2. Глазунов А.А., Глазунов А.А. Электрические сети и системы. – М.: Госэнергоиздат, 1960. – 368 с.
3. ГОСТ 15150-69. Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды.
4. ГОСТ 2.722-68. ЕСКД. Обозначения условные графические в схемах. Машины электрические.
5. ГОСТ 2.723-68. ЕСКД. Обозначения условные графические в схемах. Катушки индуктивности, дроссели, трансформаторы, автотрансформаторы и магнитные усилители.
6. ГОСТ 2.725-68. ЕСКД. Обозначения условные графические в схемах. Устройства коммутирующие.
7. ГОСТ 721-77. Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения свыше 1000 В.
8. ДСТУ 3321-2003. Система конструкторської документації. Терміни та визначення основних понять.
9. ДСТУ 3651.0-97 Метрологія. Одиниці фізичних величин. Основні одиниці фізичних величин Міжнародної системи одиниць. Основні положення, назви та позначення.
10. Евдокунин Г.А. Электрические системы и сети: Учебное пособие для студентов электроэнергетических специальностей вузов. – Изд. 2-е, испр., доп. - СПб.: Издательство Сизова М.П., 2004. – 304 с. – ISBN 5-93076-022-5.

11. Идельчик В.И. Расчеты установившихся режимов электрических систем. – М.: Энергия, 1987. – 189 с. – ISBN 5-283-01103-8.
12. Межгосударственный стандарт ГОСТ 721-77 "Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения свыше 1000 В".
13. Норми технологічного проектування енергетичних систем та електричних мереж 35 кВ та вище. ГКД 341.004.001-94. УДК 621.311.
14. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 6-750 кВ. ГКД 341.004.001-94. УДК 621.311.
15. Определение экономической эффективности капитальных вложений в энергетику. Методика. Энергосистемы и электрические сети. ГКД 340.000.002-97.
16. Режимы работы электрических систем и сетей / Под ред. В.А. Веникова. – М.: Высш. шк. – Т.6. – 1975. – 344 с.
17. Сегеда М.С. Електричні мережі та системи: Підручник. - Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2007. – 488 с. – ISBN 987-966-553-602-4.
18. Справочник по проектированию электрических сетей / Под редакцией Д.Л. Файбисовича. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005. – 320 с. ил. – ISBN 5-93196-542-4.
19. Сулейманов В.М. Розрахунок і регулювання усталених режимів роботи електричних мереж енергосистем. – Київ: НМК, 1992. – 207 с. - ISBN 5-7763-0738-4.
20. Холмский В.Г. Расчет и оптимизация режимов электрических сетей / специальные вопросы: Учеб. пособие для вузов - М.: Высш. шк., 1975. – 280 с.
21. Электрические системы. Электрические сети: Учеб. для электроэнерг. спец. вузов / В.А. Веников, А.А. Глазунов, Л.А. Жуков и др.: Под ред. В.А. Веникова, В.А. Строева. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 1998. – 511 с.: ил. – ISBN 5-06-001031-7.