

Міністерство освіти і науки України
Сумський державний університет
Факультет електроніки та інформаційних технологій
Кафедра електроенергетики

Робота допущена до захисту

Зав. кафедри електроенергетики

_____ І.Л. Лебединський

"__" _____ 20 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

тема: « **моделювання режимів роботи електричної мережі в
програмному комплексі PSS®E»**

Спеціальність – 141 Електроенергетика, електротехніка, електромеханіка

Виконав студент гр. ЕТ-61 _____ Фісенко О.В.

Керівник, к.т.н., доцент _____ Волохін В.В

Суми – 2020

Сумський державний університет

Факультет електроніки та інформаційних технологій

Кафедра електроенергетики

Спеціальність – 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖЕНО

Зав. кафедрою електроенергетики

_____ І.Л. Лебединський

«___» _____ 20__ р.

Завдання

на кваліфікаційну роботу бакалавра

Фісенка Олександра Володимировича

1. Тема роботи: «Модельовання режимів роботи електричної мережі в програмному комплексі PSS®E» затверджено наказом по університету № _____ від _____
2. Термін здачі студентом завершеної роботи: 05.06. 2020 р.
3. Вихідні дані до роботи: схема електричних з'єднань мережі, потужність і категорія споживачів мережі, добові графіки навантажень.
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які необхідно вирішити):
 - аналіз функціональних можливостей програмного комплексу PSS®E;
 - дослідження чисельних методів;
 - аналітичний та програмний розрахунок електричної мережі із заданими параметрами;
 - застосування програмного комплексу PSS®E для вирішення практичної задачі;
 - індивідуальне завдання.
5. Перелік графічного матеріалу (з точним позначенням обов'язкових креслень):
 - електрична схема мережі;
 - схема глибокого вводу промислового підприємства.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Найменування етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітки
1	Аналіз функціональних можливостей програмного комплексу PSS®E	25.04 – 30.04. 2020	
2	Дослідження чисельних методів	01.05- 07.05.2020	
3	Аналітичний та програмний розрахунок електричної мережі із заданими параметрами	08.05 – 18.05. 2020	
4	Застосування програмного комплексу PSS®E для вирішення практичної задачі	19.05 – 24.05. 2020	
5	Індивідуальне завдання	25.05 – 01.06. 2020	

Студент – дипломник

Керівник роботи

РЕФЕРАТ

ст. 74, рис. 31, табл. 13

Бібліографічний опис: Фісенко О.В. Моделювання режимів роботи електричної мережі в програмному комплексі PSS®E [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спец.: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / О.В.Фісенко; наук. Керівник В.В.Волохін – Суми: СумДУ, 2020. – 79 с.

Ключові слова: електрична мережа, підстанція, схема електричних з'єднань, чисельні методи, моделювання, силовий трансформатор, графіки навантаження;

электрическая сеть, подстанция, схема электрических соединений, численные методы, моделирование, силовой трансформатор, графики нагрузки;

electrical network, substation, electrical circuit of electrical connections, numerical methods, modeling, power transformer, load graphs.

Короткий огляд – в роботі досліджено режими роботи електричної мережі із заданими параметрами за допомогою програмного комплексу PSS®E. Проведено аналітичний та програмний розрахунок параметрів електричної мережі, порівняно результати розрахунків. Виконано моделювання електричної мережі реального промислового підприємства. Також в кваліфікаційній роботі висвітлені питання організації одного із видів захисту персоналу, які використовуються при експлуатації електроустановок, а саме, електричне розділення мереж.

ЗМІСТ

Вступ.....	4
1 Аналіз функціональних можливостей програмного комплексу PSS®E	5
1.1 Загальні відомості про програмне забезпечення	5
1.2 Функціональні особливості релізу PSS®E 33.4	6
1.2.1 Основні модулі програми.....	6
1.2.2 Програмні доповнення	11
1.3 Чисельні методи розв'язання, що використовуються в програмному середовищі PSS®E	13
1.3.1 Метод Ньютона-Рафсона	13
1.3.2 Метод Гауса-Зейделя.....	18
2 Реалізація моделі елементарної електричної мережі у програмному комплексі.....	23
2.1 Аналітичний розрахунок параметрів електричної мережі з заданими параметрами.....	23
2.2 Розрахунок електричної мережі з використанням програмного комплексу Power System Simulator for Engineering.....	30
2.2.1 Складання схеми електричної мережі	30
2.2.2 Задання параметрів елементів схеми заміщення мережі.....	31
2.2.2.1 Задання параметрів шин.....	31
2.2.2.2 Задання параметрів ліній	32
2.2.2.3 Задання параметрів автотрансформатора.....	33
2.2.2.4 Задання параметрів навантажень	36
2.3 Отримання результатів розв'язання.....	37
3 Застосування програмного середовища PSS®E для розв'язання практичної задачі.....	41
3.1 Графіки електричних навантажень	41
3.2 Особливості електропостачання за схемою глибокого вводу.....	43

					БР 3.6.141.412 ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Фісенко</i>				Моделювання режимів роботи електричної мережі в програмному комплексі PSS®E	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>	<i>Волохін</i>						2	82
<i>Реценз.</i>						СумДУ гр. ЕТ-61		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Утверд.</i>	<i>Лебединський</i>							

3.3 Розгляд особливостей системи електропостачання промислового підприємства та її елементів	46
3.3.1 Вихідні дані для моделювання	46
3.3.2 Аналіз наявних електроприймачів	50
3.3.2.1 Електроприймачі першого цеху	50
3.3.2.2 Електроприймачі другого цеху	53
3.3.2.3 Електроприймачі третього цеху	53
3.3.2.4 Електроприймачі четвертого цеху та споживачі ВП	54
3.4 Побудова мережі електропостачання промислового об'єкта в програмному комплексі PSS®E та аналіз величини електричних втрат	55
3.4.1 Аналіз величини електричних втрат в номінальному режимі роботи	55
3.4.2 Аналіз величини електричних втрат в режимі мінімальних навантажень	57
3.4.3 Оптимізація схеми мережі електропостачання заводу в режимі мінімальних навантажень	59
3.5 Оцінка економічної ефективності від зміни схеми електропостачання в режимі мінімальних навантажень	62
4 Охорона праці. Захисні заходи в електроустановках. Електричне розділення мережі	64
Висновок	73
Список використаної літератури	74

					БР 3.6.141.412 ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Фісенко</i>				Моделювання режимів роботи електричної мережі в програмному комплексі PSS®E	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>	<i>Волохін</i>						3	82
<i>Реценз.</i>						<i>СумДУ гр. ЕТ-61</i>		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Утверд.</i>	<i>Лебединський</i>							

Вступ

При плануванні розвитку, проектуванні та управлінні режимами електроенергетичних систем (ЕЕС) необхідно вирішувати ряд технічних та техніко-економічних завдань, які мають аналітичний і розрахунковий характер.

Завдання електроенергетики досить складні, що обумовлено:

- 1) складністю ЕЕС,
- 2) високою швидкістю та взаємозв'язком процесів, що протікають у різних елементах системи в нормальних і аварійних режимах,
- 3) забезпеченням надійної роботи при аваріях.

Як наслідок, завдання електроенергетики є багатофункціональними, залежними від багатьох параметрів, громіздкими, вимагають складних і об'ємних розрахунків. Тому електроенергетика є однією з галузей народного господарства, де знайшли широке застосування різні моделюючі і обчислювальні програми в основі яких лежать вже відомі чисельні методи.

До інженерного використання чисельних методів можна віднести розрахунки магнітних і електростатичних лінз для заряджених частинок, різного роду радіотехнічні розрахунки, включаючи, наприклад, проектування СВЧ хвилеводів. Цікаво, що як в теоретичній фізиці, так і в інженерній практиці різні завдання теоретичної механіки вирішуються чисельними методами, наприклад, задачі зіткнення (динамічний хаос).

Нині чисельні методи рішення знаходять все більш широке застосування і в енергетиці. Одним з програмних додатків, що використовуються для розрахунку електричних мереж, є Power System Simulation for Engineering, розроблене на базі SIEMENS. Обчислення в даному програмному комплексі здійснюються на основі методів Ньютона-Рафсона і Гауса-Зейделя.

					БР 3.6.141.412 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		4

1 Аналіз функціональних можливостей програмного комплексу PSS®E

1.1 Загальні відомості про програмне забезпечення

Power System Simulator for Engineering (PSS®E) є провідним програмним забезпеченням, яке використовується компаніями, що експлуатують електричні мережі в усьому світі. Імовірнісний аналіз і передове динамічне моделювання, включене в PSS®E, надає інженерам широкий набір інструментів для використання при проектуванні надійних мереж. Програмне забезпечення PSS®E є розробкою компанії Siemens для аналізу мереж передачі та розподілу електроенергії, якому довіряють компанії з більш ніж 115 країн світу. З моменту своєї появи в 1976 році програмне забезпечення Power System Simulator for Engineering стало найбільш всеосяжною, технічно досконалою і широко використовуваною комерційною програмою у своєму роді. PSS®E є комплексним, інтерактивним продуктом для моделювання, аналізу та оптимізації ефективності електроенергетичної системи [1]. PSS®E надає користувачеві найбільш передові і перевірені методи в багатьох технічних галузях, в тому числі:

- Розрахунок поточкорозподілу мережі;
- Визначення оптимального поточкорозподілу мережі;
- Аналіз симетричних і несиметричних аварійних режимів мережі;
- Динамічне моделювання;
- Розширене динамічне моделювання;
- Аналіз пропускних здатностей ліній.

					БР 3.6.141.412 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		5

1.2 Функціональні особливості релізу PSS®E 33.4

1.2.1 Основні модулі програми

Програмне забезпечення PSS®E 33.4 від Siemens Power Technology International (PTI) об'єднує в собі роки досвіду і постійного поліпшення алгоритмів розрахунку Siemens PTI, і було розроблено у тісній співпраці з користувачами даного програмного продукту по всьому світу. Повний пакет програмного забезпечення PSS®E включає в себе набір модулів для вивчення і моделювання електричних та електророзподільних систем. Повний набір програмних функцій включає в себе:

1. Аналіз постійних режимів, поточкорозподілу потужності та інших параметрів мережі.
2. Розрахунок симетричних та несиметричних коротких замикань (КЗ).
3. Розрахунок динамічної стійкості, яка включає довгострокове динамічне моделювання, розрахунок статичної стійкості (в малому) і частотний аналіз мережі.
4. Оптимальний розподіл потужності (ОРП).
5. Графічне середовище для розробки моделей.
6. NEVA (аналіз власних чисел матриці і модальний аналіз).
7. Довгострокове динамічне моделювання.
8. Розрахунок параметрів ЛЕП.
9. Підтримка та забезпечення роботи програмного забезпечення [1].

PSS®E оснащено легкозрозумілим, інтуїтивним графічним інтерфейсом, який поєднується з іншими стандартними графічними інтерфейсами. Крім власних потужних розрахункових модулів, PSS®E легко взаємодіє з усіма іншими PSS® продуктами:

- PSS®MUST (Managing and Utilizing System Transmission) – використовується для ефективних розрахунків впливу перетоків потужності на ключові елементи розподільної мережі.

					БР 3.6.141.412 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

- PSS@SYNCAL – програмний продукт для планування мереж розподілу електричної енергії, та інших видів енергоносіїв (газ, гаряча вода, тощо).
 - PSS@ODMS – програмний продукт, який пропонує розширену систему управління моделлю мережі та її аналізу в режимі реального часу.
 - MOD@ – революційна система, яка змінює традиційний підхід до управління моделями мереж передачі електричної енергії.
- PSS@E включає в себе набір модулів. Взаємозв'язок між основними модулями відображена на схемі рис. 1.1.



Рисунок 1.1. Зв'язок між складовими частинами програмного комплексу PSS@E

Повний перелік модулів складається з:

1) Базовий модуль (розрахунок постійних режимів) включає: (більш ніж 700 функцій розрахунку сталих режимів, кожна з яких повністю описана і може бути використана при автоматизації процесу розрахунку). Введення і управління даними розрахунку поточкорозподілу: Подання мережі у PSS@E

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

здійснюється за допомогою 16 категорій даних про елементи і обладнання мережі:

- Дані по шинах;
- Дані по навантаженнях;
- Дані по генераторах;
- Дані по лініях, які не містять трансформатор;
- Дані по ввімкених вимикачах;
- Дані по відключених вимикачах;
- Дані по трансформаторах;
- Дані по перетоках потужності;
- Дані двозатискових лініях постійного струму;
- Дані багатозатискових лініях постійного струму;
- Дані ліній, які містять конвертори постійного струму;
- Дані таблиць коригування імпедансу трансформаторів;
- Дані групування багатосекційних ліній;
- Зонні дані;
- Дані власника обладнання;
- Дані контролюючих приладів.

2) Розрахунок потокорозподілу мережі.

3) Перегляд даних і звітів стану мережі: Для спрощення розуміння поведінки мережі користувачами, PSS®E може генерувати значне різноманіття графіків і звітів про стан мережі:

- Легке для сприйняття подання потокорозподілу;
- Підсумкові дані про стан мережевих підсистем за навантаженням/генерацією/втратами;
- Перевірка стану системи та обладнання, наприклад: видачі потужності генераторів/напруги на шинах/навантаження ліній;
- Стан навантаження підсистем і зв'язаних ліній;
- Порівняння варіантів - детальний та підсумковий звіт про стан потокорозподілу та мережі в цілому;

					БР 3.6.141.412 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

- Подання звітів у вигляді діаграм.

4) Перевірка вхідних даних мережі: Визначення помилок в поточкорозподілі мережі з допомогою аналізу вхідних даних на предмет випадкової помилки, яка може мати місце при введенні великих обсягів вхідної інформації:

- Перевірка на помилку в положенні десяткового розділового знака, який збільшує або зменшує значення імпедансу, навантажень і т.д. на $\times 10$;
- Випадкова підміна набору вхідних даних для шин, вимикачів, навантажень, тощо;
- Випадкове включення/виключення елемента в/із розрахунк(а).

5) Графічний інтерфейс і побудова креслень. Графічне представлення даних застосовується до великого різноманіття результатів, таких як:

- Поточкорозподілення;
- Трифазне КЗ і однофазне замикання на землю;
- Мережеві імпеданси;
- Результати розрахунку аварійних режимів;
- Імовірнісні результати аналізу надійності;
- Результати розрахунку динамічної стійкості.

Діаграми генеруються автоматично, і для більшої наочності можуть бути поданні у вигляді Градієнтів стану (в залежності від значення величини, яка відображається, колір фону елемента буде мати більш або менш насичений відтінок).

6) Імовірнісний аналіз надійності: Для задоволення потреб проєктувальників електричних мереж та інженерів, які експлуатують мережі, PSS®E надає різноманітні можливості для проведення комплексного аналізу надійності (contingency) мережі:

- Зручне і зрозуміле налаштування параметрів розрахунку;
- Розрахунок і представлення результатів як для детермінованого, так і для імовірнісного аналізу;

					БР 3.6.141.412 ПЗ	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Підпись	Дата		

- Лінійний аналіз для швидкого вивчення стану мережі і повний аналіз надійності, включаючи аналіз напруги і втрат;
- N-1, N-1-1, N-2, N-3 з можливим ранжуванням, для того щоб істотно зменшити час розрахунку;
- Прогнозування каскадного відключення, автоматичний розрахунок дій по усуненню можливості аварій, і збільшення надійності мережі;
- Величезна кількість звітів "в один клік" для аналізу надійності. Результати можуть виводитися в Excel®;
- Результати можуть бути подані як в текстовому вигляді, так і у вигляді діаграм.

7) Аналіз пропускної здатності.

8) PV/QV аналіз PSS®E включає в себе такі функції:

- Розрахунок і відображення точки падіння напруги (voltage collapse point) на шинах в електричній мережі;
- Дослідження максимальної пропускної здатності між шинами, при зниженні напруги;
- Розрахунок параметрів реактивних компенсаторів необхідних на відповідних шинах, для запобігання значного просідання напруги;
- Дослідження впливу генераторів, навантажень і компенсаторів реактивної потужності на мережу.

9) Спрощення і еквівалентування мережі: Автоматичне еквівалентування окремих ділянок мережі дозволяє зменшити час розрахунку певних режимів, а також дозволяє використовувати отриманні дані для інших необхідних розрахунків.

10) Автоматизація програми: Автоматизація програми забезпечує механізм контролю виконання функцій PSS®E за допомогою методів, які відрізняються від стандартні взаємодії користувача з програмою. Автоматизація полягає у можливості задавати нестандартний набір операцій для виконання PSS®E і вказувати файл з командами для виконання

					БР 3.6.141.412 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

(автоматизовані файли). Є два основних шляхи використання автоматизованих файлів:

- Як підпрограми основних програм. У цьому випадку користувач може вказати виконання цієї підпрограми, як наступний крок в алгоритмі роботи програми;

- Повністю автоматичне виконання файлу. У цьому випадку користувач тільки вказує джерело інструкції для виконання програми, і програма вже виконується без зовнішнього втручання. Існує шість різновидів автоматизації PSS®E, що гарантує користувачеві гнучкість роботи програми:

- Вбудований інтерпретатор мови Python;
- Batch (BAT) інтерпретатор;
- Симулятор IPLAN;
- Інтерпретатор LMI (Line Model Interpreter);
- PSS®E Simulation Run Assembler (PSAS);
- PSS®E Епдіпеегіпд Basis (PSEB).

11) Аналіз перемикачів: Метою аналізу перемикачів є розрахунок умов, які будуть існувати в електричній мережі відразу ж після миттєвого зміни її конфігурації, наприклад: від'єднання лінії, включення на більше навантаження, тощо [1].

1.2.2 Програмні доповнення

В стандартний програмний пакет PSS®E вшиті кілька корисних утиліт і додаткових програм, які дозволяють значно розширити функціональні можливості даного пакету і проводити більш глибокий аналіз електричних мереж і складних енергосистем.

Одним з таких додатків є графічне середовище розробки моделей (Graphical Model Builder - GMB). GMB - це окрема система побудови схем мереж, яка дає можливість будувати схеми, які використовуються в PSS®E. GMB використовує платформу Microsoft® Visio®, що дозволяє значно спростити процес побудови та редагування схем, а також зробити цей процес

					БР 3.6.141.412 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

максимально зручним та швидким. Зовнішній вигляд вікна програми представлений на рис. 1.2.

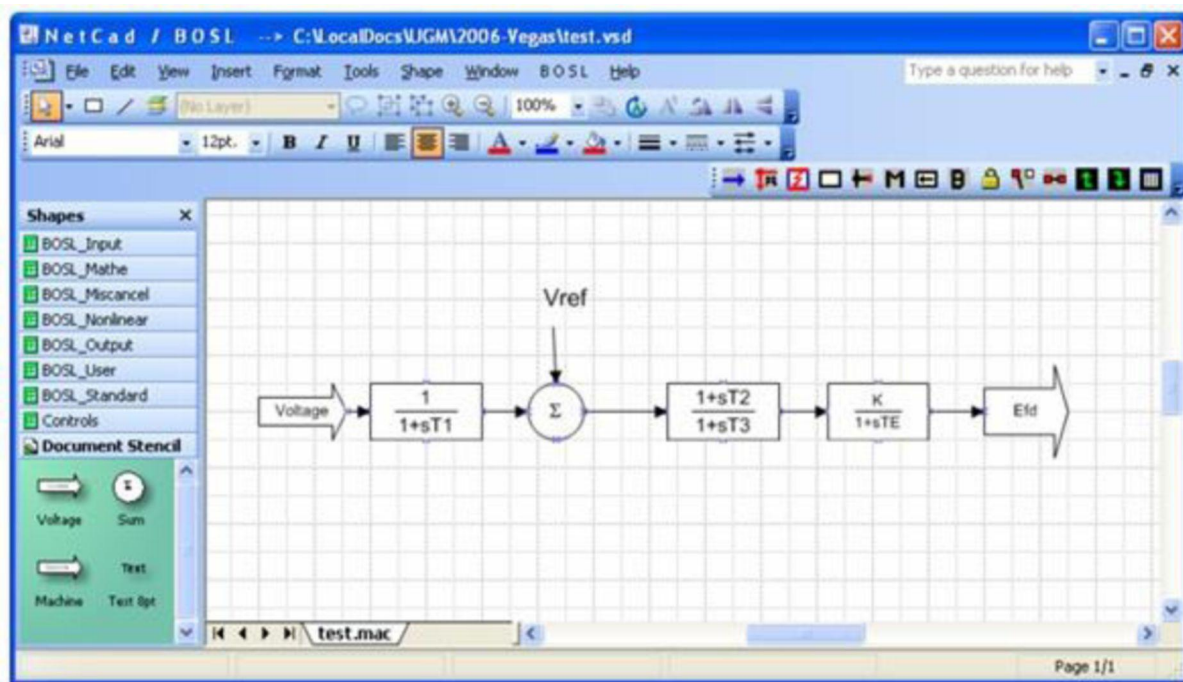


Рисунок 1.2. Робоче вікно графічного середовища Graphical Model Builder

Ще одним доповненням є NEVA (аналіз власних чисел матриці і модальний аналіз). Частотний аналіз розглядається як потужний інструмент для вивчення стабільності системи в малому. При систематичному використанні, модальний аналіз дозволяє проаналізувати складне явище динаміки системи на внутрішньому рівні системи. NEVA фокусується на дослідження електромеханічних процесів енергетичних систем при незначних відхиленнях частоти [1].

Для розрахунку параметрів ЛЕП передбачено прекрасна і функціональна програма "LineProp". Програма LineProp розраховує параметри ліній передачі та розподілу енергії. Результати розрахунку програми LineProp в подальшому використовується в багатьох розрахунках електричних мереж (моделювання КЗ, поточорозподіл і т.п.) Вихідні параметри включають в себе:

- Повні опори нульової і прямої послідовності ліній;

- Еквівалентні вхідні опори (admittances) нульової і прямої послідовності ліній;
- Власні і взаємні опори ліній;
- Власні і взаємні вхідні опори ліній;
- Середні взаємний і вхідний опір;
- Матриці вхідних і фазових опорів;
- Матриці повних опорів нульової, прямої і зворотної послідовностей.

LineProp використовує стандартні рівняння для розрахунку параметрів ліній: корекція на землю Карсона, метод власних чисел і власних векторів.

1.3 Чисельні методи розв'язання, що використовуються в програмному середовищі PSS®E

1.3.1 Метод Ньютона-Рафсона

Даний метод є одним з основних у програмі PSS®E і характеризується набагато більш швидкою сходимістю, ніж метод простої ітерації та метод Зейделя. У випадку одного рівняння $F(x)=0$ алгоритм методу Ньютона був легко отриманий шляхом запису рівняння дотичної до кривої $y = F(x)$. По суті, для знаходження нового наближення функцію $F(x)$ замінювали лінійною функцією, тобто розкладали в ряд Тейлора, при цьому член, що містить другу похідну, відкидали (як і все). Розглянемо рівняння (1.1):

$$F(x) = 0, \tag{1.1}$$

де функція $F(x)$ – диференційована і визначена на деякому інтервалі.

Розкладемо функцію $F(x)$ в степеневий ряд і обмежимося лінійною частиною розкладання:

$$F(x) = F(x_0) + F'(x_0)(x - x_0), \tag{1.2}$$

що еквівалентно заміні функції $F(x)$ в довільній точці x її дотичною в цій точці. Тоді з (1.1) та (1.2) випливає:

$$x = x_0 - \frac{F(x_0)}{F'(x_0)}. \quad (1.3)$$

Якщо прийняти x_0 за нульове наближення, то формулу (1.3) можна використовувати для знаходження наступного, 1-го наближення:

$$x_1 = x_0 - \frac{F(x_0)}{F'(x_0)}. \quad (1.4)$$

Звідси випливає, що $(n+1)$ -е наближення визначається за формулою:

$$x_{n+1} = x_n - \frac{F(x_n)}{F'(x_n)}. \quad (1.5)$$

Співвідношення (1.5) і є метод дотичних або метод Ньютона-Рафсона [2].

Умови збіжності процесу (1.5) мають вигляд:

1) нульове наближення x_0 вибрано досить близько до кореня рівняння $F(x) = 0$;

2) друга похідна $F''(x)$ не стає занадто великою;

3) перша похідна $F'(x)$ не занадто близька до 0.

Остання умова означає, що ніякі два кореня не знаходяться близько один від одного, а спільне виконання умов 2) і 3) аналогічно вимогу $|F'(x)| < 1$ в методі ітерацій.

Процес (1.5) вважається завершеним, якщо

$$\left| \frac{x_{n+1} - x_n}{x_n} \right| \leq \varepsilon, \text{ де } \varepsilon - \text{ заданна точність розв'язання.}$$

Та ж ідея лежить в основі методу Ньютона для системи рівнянь:

$$\begin{cases} F_1(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0, \\ F_2(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0, \\ \dots \end{cases} \quad (1.6)$$

Функції $F_i(x_1, x_2, \dots, x_n)$ розкладають в ряд Тейлора, причому при розкладанні відкидають члени, що містять другі (і більш високих порядків)

$$\begin{aligned}
\frac{\partial F_1}{\partial x_1} \Delta x_1 + \frac{\partial F_1}{\partial x_2} \Delta x_2 + \dots + \frac{\partial F_1}{\partial x_n} \Delta x_n &= -F_1, \\
\frac{\partial F_2}{\partial x_1} \Delta x_1 + \frac{\partial F_2}{\partial x_2} \Delta x_2 + \dots + \frac{\partial F_2}{\partial x_n} \Delta x_n &= -F_2, \\
\vdots & \\
\frac{\partial F_n}{\partial x_1} \Delta x_1 + \frac{\partial F_n}{\partial x_2} \Delta x_2 + \dots + \frac{\partial F_n}{\partial x_n} \Delta x_n &= -F_n.
\end{aligned} \tag{1.9}$$

Визначником системи (1.8) є якобіан

$$J = \begin{vmatrix} \frac{\partial F_1}{\partial x_1} & \frac{\partial F_1}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial F_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial F_2}{\partial x_1} & \frac{\partial F_2}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial F_2}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial F_n}{\partial x_1} & \frac{\partial F_n}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial F_n}{\partial x_n} \end{vmatrix}$$

Для існування єдиного розв'язку системи (1.9) він повинен бути відмінним від нуля на кожній ітерації. Таким чином, ітераційний процес розв'язання системи рівнянь методом Ньютона полягає у визначенні збільшень до значень невідомих на кожній ітерації за допомогою рішення системи (1.9). Рахунок припиняється при виконанні однієї з умов (1.10), (1.11) (1.12)

$$\left| x^{(k)} - x^{(k-1)} \right| = \sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i^{(k)} - x_i^{(k-1)})^2} < \varepsilon, \tag{1.10}$$

$$\max_{1 \leq i \leq n} \left| \frac{x_i^{(k)} - x_i^{(k-1)}}{x_i^{(k)}} \right| < \varepsilon, \text{ при } |x_i| \gg 1 \tag{1.11}$$

$$\left| r^{(k)} \right| < \varepsilon. \tag{1.12}$$

В умові (1.12) нев'язку визначаємо як $r^{(k)} = F(x^{(k)})$.

Наприклад, умова

$$\max_{1 \leq i \leq n} |x_i^{(k)} - x_i^{(k-1)}| < \varepsilon, \tag{1.13}$$

Яка з урахуванням (1.7) зведеться до вигляду $\max_{1 \leq i \leq n} |\Delta x_i| < \varepsilon$.

В методі Ньютона також важливим є вдалий вибір початкового наближення для забезпечення гарної збіжності. Збіжність погіршується зі збільшенням кількості рівнянь системи. В якості прикладу розглянемо використання методу Ньютона для розв'язування системи двох рівнянь:

$$\begin{cases} F_1(x, y) = 0, \\ F_2(x, y) = 0. \end{cases}$$

Нехай наближені значення невідомих дорівнюють a , b . Припустимо, що якобіан системи при $x = a$, $y = b$ відмінний від нуля, тобто:

$$J = \begin{vmatrix} \frac{\partial F_1}{\partial x} & \frac{\partial F_1}{\partial y} \\ \frac{\partial F_2}{\partial x} & \frac{\partial F_2}{\partial y} \end{vmatrix} \neq 0.$$

Тоді наступні наближення невідомих можна записати у вигляді

$$\begin{aligned} x &= a - \frac{1}{j} \left(F_1 \frac{\partial F_2}{\partial y} - F_2 \frac{\partial F_1}{\partial y} \right), \\ y &= b + \frac{1}{j} \left(F_1 \frac{\partial F_2}{\partial x} - F_2 \frac{\partial F_1}{\partial x} \right). \end{aligned}$$

Величини, що стоять в правих частинах, обчислюють за $x = a$, $y = b$.

Алгоритм методу Ньютона для розв'язування системи двох рівнянь зображено на рис. 1.3. Вихідними даними задають початкові наближення невідомих x , y , похибку ε і допустиме число ітерацій M . В умовній конструкції, перевіряє виконання критерію завершення ітерацій, використовується логічна операція «і», наявна в сучасних мовах програмування. Якщо ітерації зійдуться, то виводять значення x , y ; в іншому випадку - поточні значення x , y і відповідне повідомлення.

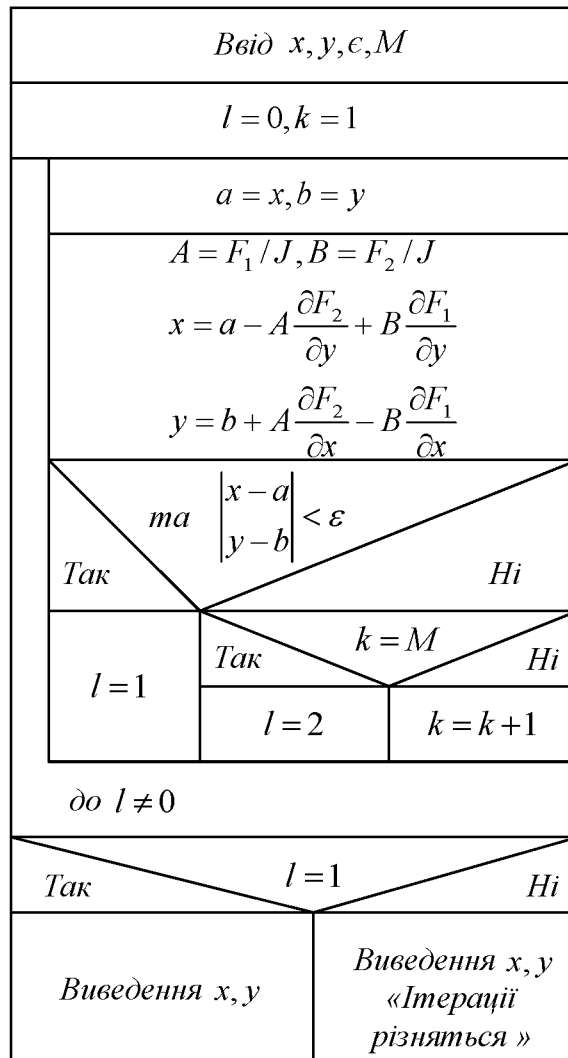


Рисунок 1.3. Метод Ньютона для системи двох рівнянь

Слід також зазначити, що недивергентні рішення для збереження корисного потоку даних в неконвергентних випадках можуть бути вирішені в PSS®E методом Рафсона.

1.3.2 Метод Гауса-Зейделя

Одним з найбільш поширених ітераційних методів, що відрізняється простотою і легкістю програмування, є метод Гауса-Зейделя. Проілюструвати цей метод можна на прикладі рішення системи:

$$\begin{aligned}
 a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + a_{13}x_3 &= b_1, \\
 a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + a_{23}x_3 &= b_2, \\
 a_{31}x_1 + a_{32}x_2 + a_{33}x_3 &= b_3.
 \end{aligned}
 \tag{1.13}$$

Припустимо, що діагональні елементи a_{11}, a_{22}, a_{33} є відмінними від нуля (в іншому випадку можна переставити рівняння). Виразимо невідомі x_1, x_2 та x_3 відповідно із першого, другого та третього рівнянь системи (1.13):

$$x_1 = \frac{1}{a_{11}}(b_1 - a_{12}x_2 - a_{13}x_3), \quad (1.14)$$

$$x_2 = \frac{1}{a_{22}}(b_2 - a_{21}x_1 - a_{23}x_3), \quad (1.15)$$

$$x_3 = \frac{1}{a_{33}}(b_3 - a_{31}x_1 - a_{32}x_2). \quad (1.16)$$

Задаємо деякі початкові (нульові) наближення значень невідомих:
 $x_1 = x_1^{(0)}, x_2 = x_2^{(0)}, x_3 = x_3^{(0)}$.

Підставляючи ці значення в праву частину виразу (1.14), отримуємо нове (перше) наближення для x_1 :

$$x_1^{(1)} = \frac{1}{a_{11}}(b_1 - a_{12}x_2^{(0)} - a_{13}x_3^{(0)}).$$

Використовуючи це значення для x_1 і наближення $x_3^{(0)}$ для x_3 , знаходимо з (1.15) перше наближення для x_2 :

$$x_2^{(1)} = \frac{1}{a_{22}}(b_2 - a_{21}x_1^{(1)} - a_{23}x_3^{(0)}).$$

І, нарешті, використовуючи розраховані значення $x_1 = x_1^{(1)}, x_2 = x_2^{(1)}$, знаходимо за допомогою виразу (1.16) перше наближення для x_3 :

$$x_3^{(1)} = \frac{1}{a_{33}}(b_3 - a_{31}x_1^{(1)} - a_{32}x_2^{(1)}).$$

На цьому закінчується перша ітерація рішення системи (1.14) - (1.16). Тепер з допомогою значень $x_1^{(1)}, x_2^{(1)}$ та $x_3^{(1)}$ можна тим же способом провести другу ітерацію, в результаті якої будуть знайдені другі наближення до вирішення: $x_1 = x_1^{(2)}, x_2 = x_2^{(2)}$ и $x_3 = x_3^{(2)}$ і т.д.

Наближення з номером k можна розрахувати, знаючи наближення з номером $k - 1$, як:

$$x_1^{(k)} = \frac{1}{a_{11}}(b_1 - a_{12}x_2^{(k-1)} - a_{13}x_3^{(k-1)}),$$

$$x_2^{(k)} = \frac{1}{a_{22}}(b_2 - a_{21}x_1^{(k)} - a_{23}x_3^{(k-1)}),$$

$$x_3^{(k)} = \frac{1}{a_{33}}(b_3 - a_{31}x_1^{(k)} - a_{32}x_2^{(k)}).$$

Ітераційний процес продовжується до тих пір, доки значення $x_1^{(k)}$, $x_2^{(k)}$ і $x_3^{(k)}$ не стануть близькими з заданою похибкою до значень $x_1^{(k-1)}$, $x_2^{(k-1)}$ і $x_3^{(k-1)}$.

Розглянемо тепер систему n лінійних рівнянь з n невідомими. Запишемо її у вигляді:

$$a_{i1}x_1 + \dots + a_{i,i-1}x_{i-1} + a_{ii}x_i + a_{i,i+1}x_{i+1} + \dots + a_{in}x_n = b_i, i=1,2,\dots,n.$$

Тут також будемо припускати, що всі діагональні елементи відмінні від нуля. Тоді, у відповідності з методом Гауса – Зейделя, k -те наближення до рішення можна представити у вигляді:

$$x_i^{(k)} = \frac{1}{a_{ii}}(b_i - a_{i1}x_1^{(k)} - \dots - a_{i,i-1}x_{i-1}^{(k)} - a_{i,i+1}x_{i+1}^{(k-1)} - \dots - a_{in}x_n^{(k-1)}), i=1,2,\dots,n. \quad (1.17)$$

Ітераційний процес продовжується до тих пір, поки всі значення $x_i^{(k)}$ не стануть близькими до $x_i^{(k-1)}$, тобто критерієм завершення ітерацій є одна з умов (1.10) – (1.13).

Для збіжності ітераційного процесу (1.17) достатньо, щоб модулі діагональних коефіцієнтів для кожного рівняння системи були не менше сум модулів всіх інших коефіцієнтів (переважання діагональних елементів):

$$|a_{ii}| \geq \sum_{j \neq i} |a_{ij}|, i=1,2,\dots,n. \quad (1.18)$$

При цьому хоча б для одного рівняння нерівність має виконуватися строго. Ці умови є достатніми для збіжності методу, але вони не є необхідними, тобто для деяких систем ітерації сходяться і при порушенні умов (1.18).

Алгоритм розв'язання системи n лінійних рівнянь методом Гауса–Зейделя представлений на рис. 1.4.

					БР 3.6.141.412 ПЗ	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

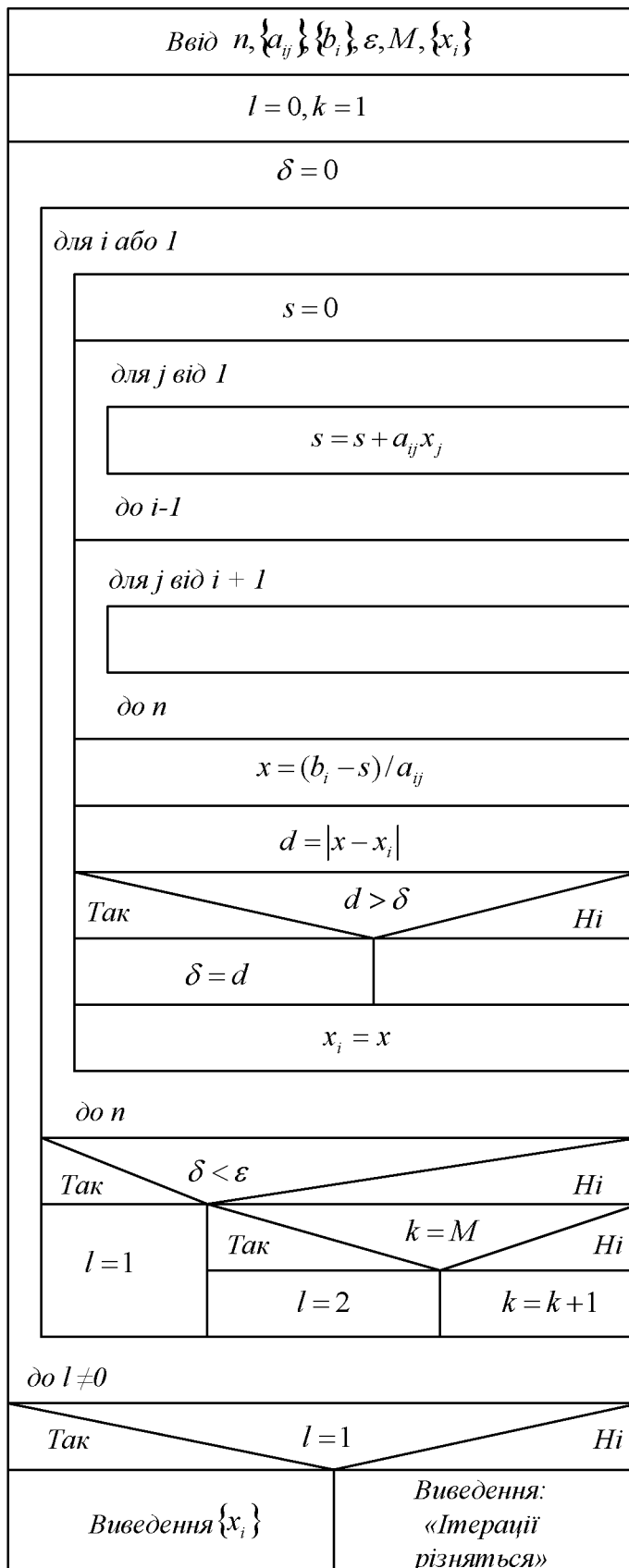


Рисунок 1.4. Алгоритм розв'язання системи n лінійних рівнянь методом Гауса-Зейделя

В якості вихідних даних вводять n , коефіцієнти і праві частини рівнянь системи, похибка ε , максимально допустиме число ітерацій M , а також початкові наближення змінних x_i ($i=1,2,\dots,n$). Зазначимо, що початкові наближення можна не вводити в комп'ютер, а вважати їх рівними деяким значенням (наприклад, нулю). Критерієм завершення ітерацій вибрано умову (1.13), в якому через δ позначена максимальна абсолютна величина різниці $x_i^{(k)}$ та $x_i^{(k-1)}$:

$$\delta = \max_{1 \leq i \leq n} |x_i^{(k)} - x_i^{(k-1)}| < \varepsilon.$$

Для зручності зчитування структурограми розглянемо таке позначення, коли k - порядковий номер ітерації; i - номер рівняння, а також змінної, яка обчислюється у відповідному циклі; j - номер члена вигляду $a_{ij}x_j^{(k)}$ або $a_{ij}x_j^{(k-1)}$ в правій частині співвідношення (1.17). Ітераційний процес припиняється або при $\delta < \varepsilon$, або при $k = M$. В останньому випадку ітерації не сходяться, про що видається повідомлення. Для завершення циклу, що реалізує ітераційний процес, використовується змінна l , яка приймає значення 0, 1 і 2, відповідно, при продовженні ітерацій, при виконанні умови $\delta < \varepsilon$ і при виконанні умови $k = M$.

					БР 3.6.141.412 ПЗ	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2 Реалізація моделі елементарної електричної мережі у програмному комплексі

Як вже було зазначено, програмний комплекс Power System Simulator for Engineering має найширші можливості для вирішення і аналізу складних електричних систем різного ступеня розгалуженості. Щоб продемонструвати результати роботи даної програми, промодельємо в ній елементарну електричну систему. З метою перевірки правильності результатів проведемо попередній аналітичний розрахунок згідно із загальними формулами і правилами.

2.1 Аналітичний розрахунок параметрів електричної мережі з заданими параметрами

Вихідні дані для розрахунку представлені в табл. 2.1. Вихідна схема з відсутніми параметрами зображена на рис. 2.1. Для даної електричної мережі виконаємо розрахунок поточкорозподілу для нормального режиму роботи. Визначимо напругу у вузлах мережі. Обчислимо сумарну величину падіння напруги в мережі до електрично найбільш віддаленої точки.

Таблиця 2.1 Вихідні дані

Дані для розрахунку					
Потужність вузлів навантажень					
Активна P, МВт			Реактивна Q, МВАр		
Вузол			Вузол		
1	2	3	1	2	3
22	12	15	19	10	13

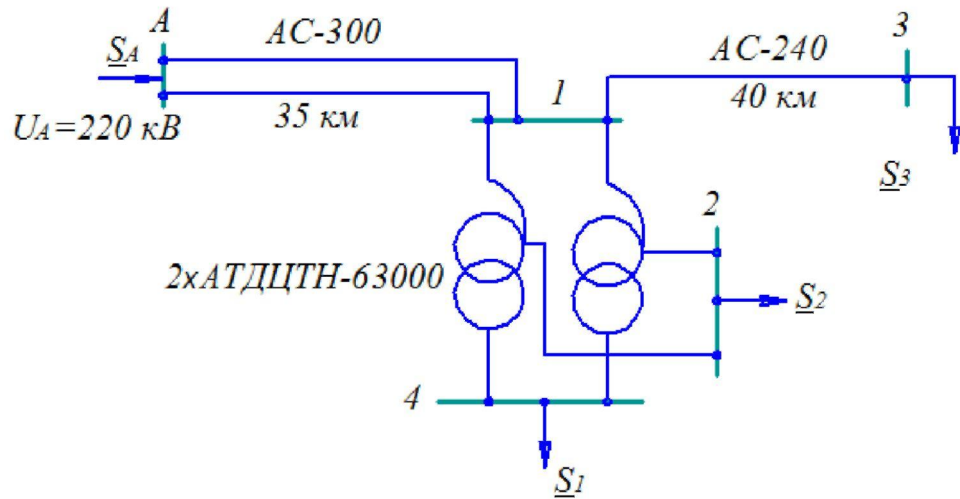


Рисунок 2.1. Вихідна схема електричної мережі

Складемо схему заміщення (рис. 2.2).

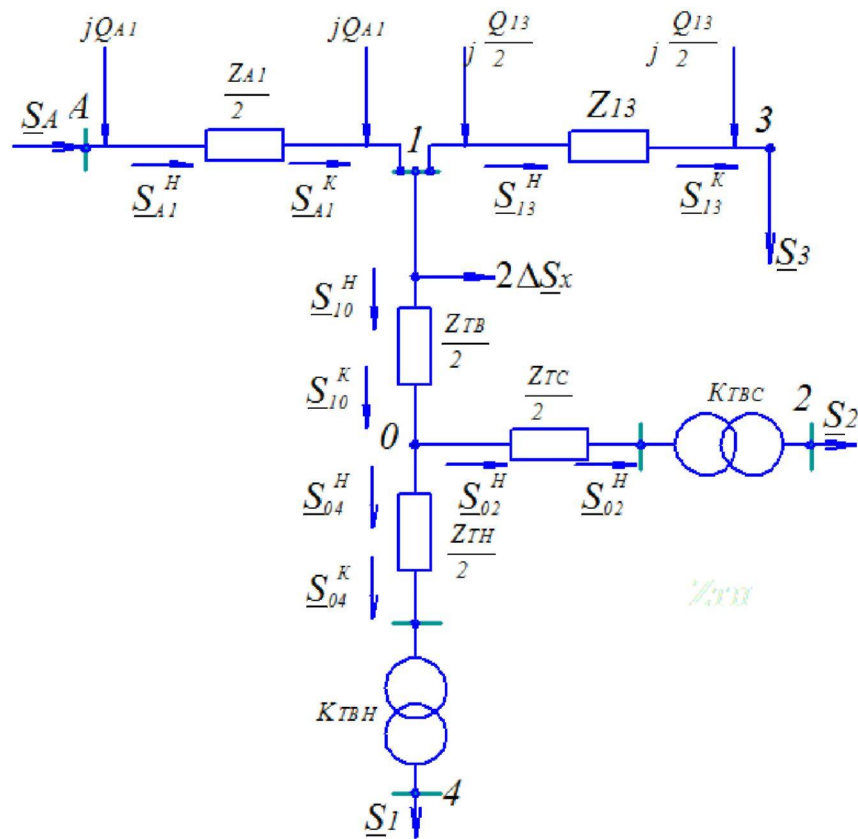


Рисунок 2.2. Схема заміщення електричної мережі

Рішення виконуємо в два етапи, на першому з яких проводимо розрахунок розподілу потужностей, а на другому визначаємо напруги у вузлах. Розрахунок проводимо з точністю до 3 знаків після коми.

Знаходимо параметри схеми заміщення.

Лінія А1, тип проводу АС-300/39

$$r_0 = 0,096 \text{ Ом/км}; \quad x_0 = 0,429 \text{ Ом/км}; \quad b_0 = 2,64 \cdot 10^{-6} \text{ См/км};$$

$$R_{A1} = r_0 l_{A1} = 0,096 \times 35 = 3,36 \text{ Ом};$$

$$X_{A1} = x_0 l_{A1} = 0,429 \times 35 = 15,015 \text{ Ом};$$

$$\begin{aligned} \frac{Q_{CA1}^H}{2} &= \frac{Q_{CA1}^K}{2} = \frac{U_H^2 b_0 l_{A1}}{2} = \\ &= \frac{(220 \cdot 10^3)^2 \cdot 2,64 \cdot 10^{-6} \cdot 35}{2} = 2,236 \text{ МВАр} \end{aligned}$$

Лінія І3, тип проводу АС-240/32

$$r_0 = 0,118 \text{ Ом/км}; \quad x_0 = 0,435 \text{ Ом/км}; \quad b_0 = 2,60 \cdot 10^{-6} \text{ См/км};$$

$$R_{I3} = r_0 l_{I3} = 0,118 \times 40 = 4,72 \text{ Ом};$$

$$X_{I3} = x_0 l_{I3} = 0,435 \times 40 = 17,4 \text{ Ом};$$

$$\begin{aligned} \frac{Q_{CI3}^H}{2} &= \frac{Q_{CI3}^K}{2} = \frac{U_H^2 b_0 l_{I3}}{2} = \\ &= \frac{(220 \cdot 10^3)^2 \cdot 2,60 \cdot 10^{-6} \cdot 40}{2} = 2,556 \text{ МВАр} \end{aligned}$$

Розрахуємо параметри автотрансформатора, каталожні дані якого наведено у табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Каталожні дані автотрансформатора

Тип трансформатора	Sном, МВ·А	Каталожні данні								
		Uном, кВ			Uк, %			ΔРк, кВт	ΔРх, кВт	Iх, %
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н			
АТДЦТН-63000/220/110	63	230	121	6,6; 11; 38,5	11	35,7	21,9	215	45	0,5

Для заданого автотрансформатора знаходимо:

$$R_{TB} = R_{TC} = R_{TH} = \frac{\Delta P_k U_{вн}^2}{2 S_n^2} = \frac{220 \cdot 10^3 \cdot (230 \cdot 10^3)^2}{2 \cdot (63 \cdot 10^6)^2} = 1,433 \text{ (Ом)}$$

$$U_{к.в} = (U_{к.в-с} + U_{к.в-н} - U_{к.с-н}) / 2 = (11 + 35,7 - 21,9) / 2 = 12,4\%$$

$$U_{к.с} = (U_{к.в-с} - U_{к.в-н} + U_{к.с-н}) / 2 = -1,4\%$$

$$U_{к.н} = (-U_{к.в-с} + U_{к.в-н} + U_{к.с-н}) / 2 = 23,3\%$$

$$X_{TB} = \frac{U_{кв} U_{\epsilon}^2}{100 \cdot S_H} = \frac{12,4 \cdot (230 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 63 \cdot 10^6} = 104,121 \text{ (Ом)}$$

$$X_{TC} = \frac{U_{кв} U_{\epsilon}^2}{100 S_H} = \frac{0 \cdot (230 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 63 \cdot 10^6} = 0 \text{ (Ом)}$$

$$X_{TH} = \frac{U_{кн} U_{\epsilon}^2}{100 \cdot S_H} = \frac{23,3 \cdot (230 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 63 \cdot 10^6} = 195,646 \text{ (Ом)}$$

$$\Delta Q_x = \frac{I_x S_H}{100} = \frac{0,5 \cdot 63 \cdot 10^6}{100} = 0,315 \text{ (МВар)}$$

Визначаємо потужність на низькій стороні схеми заміщення автотрансформатора:

$$\underline{S}_{04}^K = \underline{S}_1 = 22 + j19 \text{ МВАр}$$

Втрати потужності в ній

$$\begin{aligned} \Delta \underline{S}_{04} &= \frac{\Delta P_{к1}}{2} \cdot \left(\frac{S_{04}^K}{S_{T1}}\right)^2 + j \frac{U_{кн}}{2 \cdot 100} \cdot \frac{(S_{04}^K)^2}{S_{T1}} = \frac{215 \cdot 10^3}{2} \cdot \frac{(22 \cdot 10^6)^2 + (19 \cdot 10^6)^2}{(63 \cdot 10^6)^2} + \\ &+ \frac{23,3}{2 \cdot 100} \cdot \frac{(22 \cdot 10^6)^2 + (19 \cdot 10^6)^2}{63 \cdot 10^6} = 0,023 + j1,563 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Потужність на початку лінії

$$\underline{S}_{04}^H = \underline{S}_{04}^K + \Delta \underline{S}_{04} = 22 + j19 + 0,023 + j1,563 = 22,023 + j20,563 \text{ МВА.}$$

Розраховуємо потужність на боці СН автотрансформатора:

$$\underline{S}_{02}^K = \underline{S}_2 = 12 + j10 \text{ МВА.}$$

Втрати потужності на даній ділянці:

$$\begin{aligned} \Delta \underline{S}_{02} &= \frac{\Delta P_{к1}}{2} \cdot \left(\frac{S_{02}^K}{S_{T1}}\right)^2 + j \frac{U_{кн}}{2 \cdot 100} \cdot \frac{(S_{02}^K)^2}{S_{T1}} = \frac{215 \cdot 10^3}{2} \cdot \frac{(12 \cdot 10^6)^2 + (10 \cdot 10^6)^2}{(63 \cdot 10^6)^2} + \\ &+ \frac{1,4}{2 \cdot 100} \cdot \frac{(12 \cdot 10^6)^2 + (10 \cdot 10^6)^2}{63 \cdot 10^6} = 0,007 + j0,027 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

$$\underline{S}_{02}^H = \underline{S}_{02}^K + \Delta \underline{S}_{02} = 12 + j10 + 0,007 + j0,027 = 12,007 + j10,027 \text{ МВА.}$$

Переходимо до розрахунку потужностей у схемі заміщення трансформатора на високій стороні.

$$\underline{S}_{10}^K = \underline{S}_{04}^H + \underline{S}_{02}^H = 22,023 + j20,563 + 12,007 + j10,027 = 34,03 + j30,59 \text{ МВА.}$$

Втрати потужності:

					БР 3.6.141.412 ПЗ	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\Delta \underline{S}_{10} = \frac{\Delta P_{к1}}{2} \cdot \left(\frac{S_{10}^K}{S_{T1}}\right)^2 + j \frac{U_{лс}}{2 \cdot 100} \cdot \frac{(S_{10}^K)^2}{S_{T1}} = \frac{215 \cdot 10^3}{2} \cdot \frac{(34,03 \cdot 10^6)^2 + (30,59 \cdot 10^6)^2}{(63 \cdot 10^6)^2} +$$

$$+ \frac{12,4}{2 \cdot 100} \cdot \frac{(34,03 \cdot 10^6)^2 + (30,59 \cdot 10^6)^2}{63 \cdot 10^6} = 0,057 + j2,061 \text{ МВА.}$$

$$\underline{S}_{10}^H = \underline{S}_{10}^K + \Delta \underline{S}_{10} = 34,03 + j30,59 + 0,057 + j2,061 = 34,086 + j32,65 \text{ МВА.}$$

Переходимо до розрахунку потужностей лінії 13.

$$\underline{S}_{13}^K = \underline{S}_3 - j \frac{Q_{C13}^K}{2} = 15 + j13 - j2,556 = 15 + j10,445 \text{ МВА.}$$

Втрати в лінії 13

$$\Delta \underline{S}_{13} = \frac{(\underline{P}_{13}^K)^2 + (\underline{Q}_{13}^K)^2}{U_H^2} (R_{13} + jX_{13}) = \frac{(15 \cdot 10^6)^2 + (10,445 \cdot 10^6)^2}{(220 \cdot 10^3)^2} (4,72 + j17,4) = 0,033 + j0,12 \text{ МВА;}$$

$$\underline{S}_{13}^H = \underline{S}_{13}^K + \Delta \underline{S}_{13} = 15 + j10,445 + 0,033 + j0,12 = 15,033 + j10,565 \text{ МВА.}$$

Переходимо до розрахунку потужностей лінії А1 і знаходимо значення її в кінці лінії, застосувавши 1-й закон Кірхгофа для вузла 1

$$\underline{S}_{A1}^K = \underline{S}_{10}^H + \underline{S}_{13}^H + 2 \cdot \Delta \underline{S}_x - j \frac{Q_{C13}^H}{2} - j Q_{CA1}^K = 34,086 + j32,65 + 15,033 + j10,565 + 2 \cdot (0,045 + j0,315) - j2,556 -$$

$$- 2 \cdot j2,236 = 49,209 + j36,817 \text{ МВА.}$$

$$\Delta \underline{S}_{A1} = \frac{(\underline{P}_{A1}^K)^2 + (\underline{Q}_{A1}^K)^2}{U_H^2} (R_{A1} + jX_{A1}) = \frac{(49,209 \cdot 10^6)^2 + (36,817 \cdot 10^6)^2}{(220 \cdot 10^3)^2} \frac{(3,36 + j15,015)}{2} = 0,131 + j0,586 \text{ МВА;}$$

$$\underline{S}_{A1}^H = \underline{S}_{A1}^K + \Delta \underline{S}_{A1} = 49,209 + j36,817 + 0,131 + j0,586 = 49,34 + j37,403 \text{ МВА.}$$

Тепер визначаємо потужність джерела

$$\underline{S}_A = \underline{S}_{A1}^H - j \frac{Q_{CA1}^H}{2} = 49,34 + j37,403 - 2 \cdot j2,236 = 49,483 + j32,931 \text{ МВА.}$$

В якості перевірки правильності розрахунків проведемо розрахунок балансу потужності:

$$\underline{S}_A = S1 + S2 + S3 + \Delta \underline{S}_{A1} + \Delta \underline{S}_{13} + \Delta \underline{S}_{10} + \Delta \underline{S}_{04} + \Delta \underline{S}_{02} + 2 \cdot \Delta \underline{S}_x - j \sum \frac{Q_{Cn}}{2} = 22 + j10 + 12 + j10 + 15 + j13 +$$

$$+ 0,131 + j0,586 + 0,033 + j0,12 + 0,057 + j2,061 + 0,023 + j1,563 + 0,007 + j0,027 + 2 \cdot (0,045 + j0,315) -$$

$$- j(2,236 + 2 \cdot 2,556) \cdot 2 = 49,483 + j32,931 \text{ МВА.}$$

Як бачимо, баланс потужності з точністю зійшовся.

Приступаємо до другого етапу, де розраховуємо напруги вузлів.

$$U_A = U_{ном} = 220 \text{ кВ}$$

Знаходимо напругу у вузлі 1:

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						27

$$U_1 = \sqrt{\left(U_A - \frac{P_{A1}^H R_{A1}}{2} + \frac{Q_{A1}^H X_{A1}}{2}\right)^2 + \left(\frac{P_{A1}^H X_{A1}}{2} - \frac{Q_{A1}^H R_{A1}}{2}\right)^2} =$$

$$\sqrt{\left(220 \cdot 10^3 - \frac{49,34 \cdot 10^6 \cdot 3,36}{2} + \frac{37,403 \cdot 10^6 \cdot 15,015}{2}\right)^2 + \left(\frac{49,34 \cdot 10^6 \cdot 15,015}{2} - \frac{37,403 \cdot 10^6 \cdot 3,36}{2}\right)^2} =$$

$$= 218,351 \text{ кВ}$$

Напряга у вузлі 3:

$$U_3 = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_{13}^H R_{13}}{2} + \frac{Q_{13}^H X_{13}}{2}\right)^2 + \left(\frac{P_{13}^H X_{13}}{2} - \frac{Q_{13}^H R_{13}}{2}\right)^2} =$$

$$\sqrt{\left(218,351 \cdot 10^3 - \frac{15,033 \cdot 10^6 \cdot 4,72 + 10,565 \cdot 10^6 \cdot 17,4}{2}\right)^2 + \left(\frac{15,033 \cdot 10^6 \cdot 17,4 - 10,565 \cdot 10^6 \cdot 4,72}{2}\right)^2} =$$

$$= 217,187 \text{ кВ}$$

Напряга у вузлі 0:

$$U_0 = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_{10}^H R_{10}}{2} + \frac{Q_{10}^H X_{10}}{2}\right)^2 + \left(\frac{P_{10}^H X_{10}}{2} - \frac{Q_{10}^H R_{10}}{2}\right)^2} =$$

$$\sqrt{\left(218,351 \cdot 10^3 - \frac{34,086 \cdot 10^6 \cdot 1,433}{2} + \frac{32,65 \cdot 10^6 \cdot 104,121}{2}\right)^2 + \dots} =$$

$$\sqrt{\dots + \left(\frac{34,086 \cdot 10^6 \cdot 104,121}{2} - \frac{32,65 \cdot 10^6 \cdot 1,433}{2}\right)^2}$$

$$= 210,608 \text{ кВ}$$

Напряга у вузлі 2 (приведена до високої сторони):

$$U_2^B = \sqrt{\left(U_0 - \frac{P_{02}^H R_{02}}{2} + \frac{Q_{02}^H X_{02}}{2}\right)^2 + \left(\frac{P_{02}^H X_{02}}{2} - \frac{Q_{02}^H R_{02}}{2}\right)^2} =$$

$$\sqrt{\left(210,608 \cdot 10^3 - \frac{12,007 \cdot 10^6 \cdot 1,433}{2} + \frac{10,027 \cdot 10^6 \cdot 11,756}{2}\right)^2 + \dots} =$$

$$\sqrt{\dots + \left(\frac{12,007 \cdot 10^6 \cdot 11,756}{2} - \frac{10,027 \cdot 10^6 \cdot 1,433}{2}\right)^2}$$

$$= 210,287 \text{ кВ}$$

Знайдемо дійсне значення напруги у вузлі 2.

Коефіцієнт трансформації автотрансформатора:

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						28

$$K_{твс} = U_B / U_C = 230 / 121 = 1,901$$

$$U_2 = U_{B_2} / K_{твс} = \frac{210,287}{1,909} = 110,629 \text{ кВ}$$

Відхилення від номінального:

$$\partial U_2 = \left| 1 - \frac{U_2}{U_{ном}} \right| \cdot 100\% = \left| 1 - \frac{110,629}{110} \right| \cdot 100\% = 0,572\%$$

Напруга у вузлі 4 (приведений до високої сторони):

$$U_4^B = \sqrt{\left(U_0 - \frac{P_{04}^H R_{04} + Q_{04}^H X_{04}}{U_0} \right)^2 + \left(\frac{P_{04}^H X_{04} - Q_{04}^H R_{04}}{U_0} \right)^2} =$$

$$\sqrt{\left(210,608 \cdot 10^3 - \frac{22,023 \cdot 10^6 \cdot \frac{1,433}{2} + 20,563 \cdot 10^6 \cdot \frac{195,646}{2}}{210,608 \cdot 10^3} \right)^2 + \dots} =$$

$$\sqrt{\left(\frac{22,023 \cdot 10^6 \cdot \frac{195,646}{2} - 20,563 \cdot 10^6 \cdot \frac{1,433}{2}}{210,608 \cdot 10^3} \right)^2} =$$

$$= 201,238 \text{ кВ}$$

Знайдемо дійсне значення напруги у вузлі 4

Коефіцієнт трансформації автотрансформатора:

$$K_{твн} = U_B / U_H = 230 / 38,5 = 5,974$$

$$U_4 = U_{B_4} / K_{твн} = \frac{201,238}{5,974} = 33,686 \text{ кВ}$$

Відхилення від значення номінальної напруги:

$$\partial U_4 = \left| 1 - \frac{U_4}{U_{ном}} \right| \cdot 100\% = \left| 1 - \frac{33,686}{35} \right| \cdot 100\% = -3,754\%$$

Розрахуємо падіння напруги на самій віддаленому ділянці мережі:

$$\Delta U = U_A - U_3 = 220 - 217,187 = 2,813 \text{ кВ}$$

Відхилення напруги в крайній точці від номінального:

$$\partial U_3 = \left| 1 - \frac{U_3}{U_{ном}} \right| \cdot 100\% = \left| 1 - \frac{217,187}{220} \right| \cdot 100\% = 1,279\% \text{ - дане відхилення не є}$$

суттєвим. Воно не виходить за межі припустимих за умовами ПУЭ 5%.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	БР 3.6.141.412 ПЗ					29

2.2 Розрахунок електричної мережі з використанням програмного комплексу PSS®E

2.2.1 Складання схеми електричної мережі

Запустивши програму PSS®E, створюємо в ній суміщений файл діаграми і бази даних, як це показано на рис 2.3.

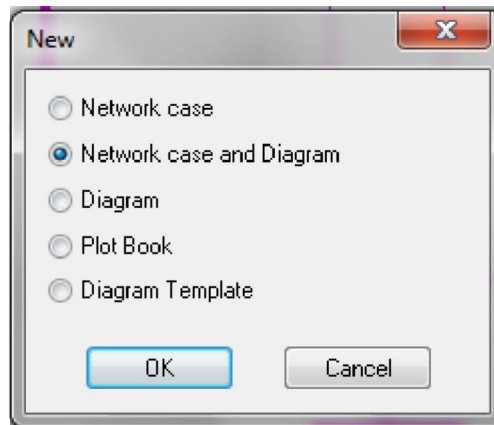


Рисунок 2.3. Вибір типу вихідного файлу

У віконці, що з'явилося після вибору суміщеного файлу (рис. 2.4), визначаємо базисні параметри.

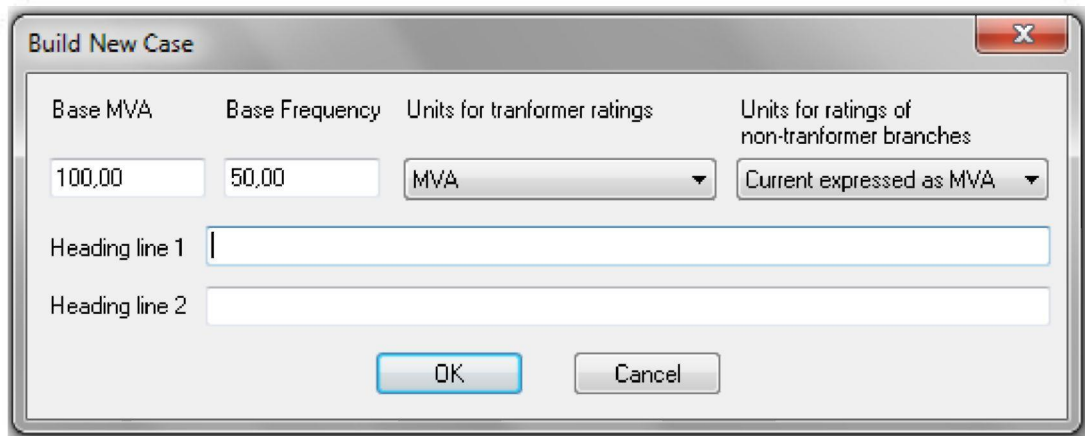


Рисунок 2.4. Вибір базисних параметрів

Тепер можна приступати безпосередньо до складання розглянутої схеми заміщення електричної мережі.

У результаті вона буде мати вигляд, представлений на рис. 2.5.

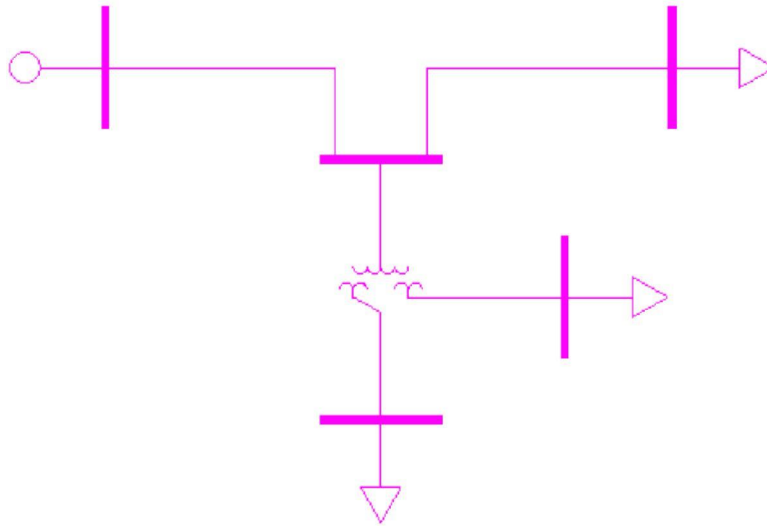


Рисунок 2.5. Схема заміщення електричної мережі в програмному комплексі PSS®E

2.2.2 Задання параметрів елементів схеми заміщення мережі

2.2.2.1 Задання параметрів шин

Для шин вибирається номінальна напруга і тип шини. Також задається номер та ім'я шини.

Шина джерела живлення є особливою. Для неї обираємо третій тип шин – Swing Bus. Всі інші шини є звичайними шинами без генератора – тип Non-Generator Bus.

В даній електричній системі присутні шини з номінальною напругою 220 кВ, 110 кВ і 35 кВ. Напруга в рядку «Voltage» користувачем не встановлюється, а розраховується автоматично. На рис. 2.6 показано завдання параметрів шини джерела живлення.

Рисунок 2.6. Завдання параметрів шини джерела живлення

2.2.2.2 Задання параметрів ліній

Для того щоб задати параметри ліній електропередач (ЛЕП), необхідно спочатку провести розрахунок їх ємностей. Інші необхідні для розрахунку параметри ліній (активний і реактивний опір) нам вже відомо. Ємність ліній розраховуємо за формулою:

$$C_0 = \frac{b_0 \cdot L_{ij} \cdot 10^6}{\omega} = \frac{b_0 \cdot L_{ij} \cdot 10^6}{2 \cdot \pi \cdot f} = [\text{мкФ}] \quad (2.1)$$

Результати розрахунку отримали значення, представлені в табл. 2.3. При цьому враховуємо, що, так як лінія А1 є двохланцюговою, то значення ємності для неї слід брати подвоєним.

Таблиця 2.3 – Розрахунок ємнісних параметрів ЛЕП

Ділянка	A1	13
C_0 , мкФ	0,588	0,331

Приклад задання параметрів лінії продемонстровано на рис. 2.7 для лінії, що з'єднує вузол А та вузол 1.

Рисунок 2.7. Задання параметрів лінії

2.2.2.3 Задання параметрів автотрансформатора

До основних параметрів автотрансформатора належать активний і реактивний опір, активна і реактивна провідність, напруги обмоток високої, середньої і низької сторони. Перші чотири параметри задаються у відносних одиницях.

Активний і реактивний опір автотрансформаторів було розраховано нами аналітично. Для переведення цих значень в умовні одиниці знайдемо величини активної і реактивної частини повного опору трансформатора, приведені до базисних умов.

Для автотрансформатора АТДЦТН-63000/220/110/35 маємо:

Комплексне значення опору з високої сторони:

$$Z_{TB} = R_{TB} + jX_{TB} = 1,433 + j104,121 \text{ Ом}$$

Для сторони середньої напруги:

$$Z_{TC} = R_{TC} + jX_{TC} = 1,433 \text{ Ом}$$

Для сторони низької напруги:

$$Z_{TH} = R_{TH} + jX_{TH} = 1,433 + j195,646 \text{ Ом}$$

Для того, щоб ввести значення опорів обмоток автотрансформатора до програми PSS®E, необхідно виконати приведення отриманих значень до відносних одиниць.

Задаємося базисною напругою:

$$U_{\text{баз.}} = 220 \text{ кВ}$$

Базисна потужність, обрана нами раніше, дорівнює 100 МВА.

Тоді значення базисного опору складатиме:

$$Z_{\text{баз.}} = \frac{U_{\text{баз.}}^2}{S_{\text{баз.}}} = \frac{(220 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 10^6} = 484 \text{ Ом}$$

Щоб отримати приведені значення опорів обмоток, необхідно їх дійсні опори поділити на величину базисного опору:

$$Z'_{TB} = \frac{Z_{TB}}{Z_{\text{баз.}}} = \frac{1,433 + j104,121}{484} = 0,00296 + j0,2151$$

$$Z'_{TC} = \frac{Z_{TC}}{Z_{\text{баз.}}} = \frac{1,433}{484} = 0,00296$$

$$Z'_{TH} = \frac{Z_{TH}}{Z_{\text{баз.}}} = \frac{1,433 + j195,651}{484} = 0,00296 + j0,4042$$

Розрахунок приведених значень провідностей автотрансформатора здійснюємо наступним чином:

$$Y_{Ti} = \frac{(\Delta P_{xi} + j\Delta Q_{xi}) \cdot Z_{\text{баз.}}}{U_{\text{баз.}}^2} \quad (2.2)$$

- активна провідність автотрансформатора:

$$G_T = \frac{\Delta P_x \cdot 10^{-3} \cdot Z_{\text{баз.}}}{U_{\text{баз.}}^2} = \frac{45 \cdot 10^{-3} \cdot 484}{(220 \cdot 10^3)^2} = 45 \cdot 10^{-5}; \quad (2.3)$$

					Лист
					34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

- реактивна провідність автотрансформатора:

$$H_x = \frac{\Delta P_x \cdot 10^{-3} \cdot Z_{G11}}{I_{av}^2} = \frac{315 \cdot 10^{-3} \cdot 484}{(220 \cdot 10^3)^2} = 315 \cdot 10^{-5}. \quad (2.4)$$

На рис. 2.8 показано ввід параметрів автотрансформатора. При цьому, враховуючи те, що на підстанції встановлено два паралельно працюючих автотрансформатори, значення опорів обмоток будуть у половину менші, а значення провідностей беремо подвоєні.

Рисунок 2.8. Задання параметрів автотрансформатора

На вкладці «Short Circuit» задаємо схему з'єднання обмоток $Y_{ав.-0}/\Delta_{0-11}$. Дана операція продемонстрована на рис. 2.9.

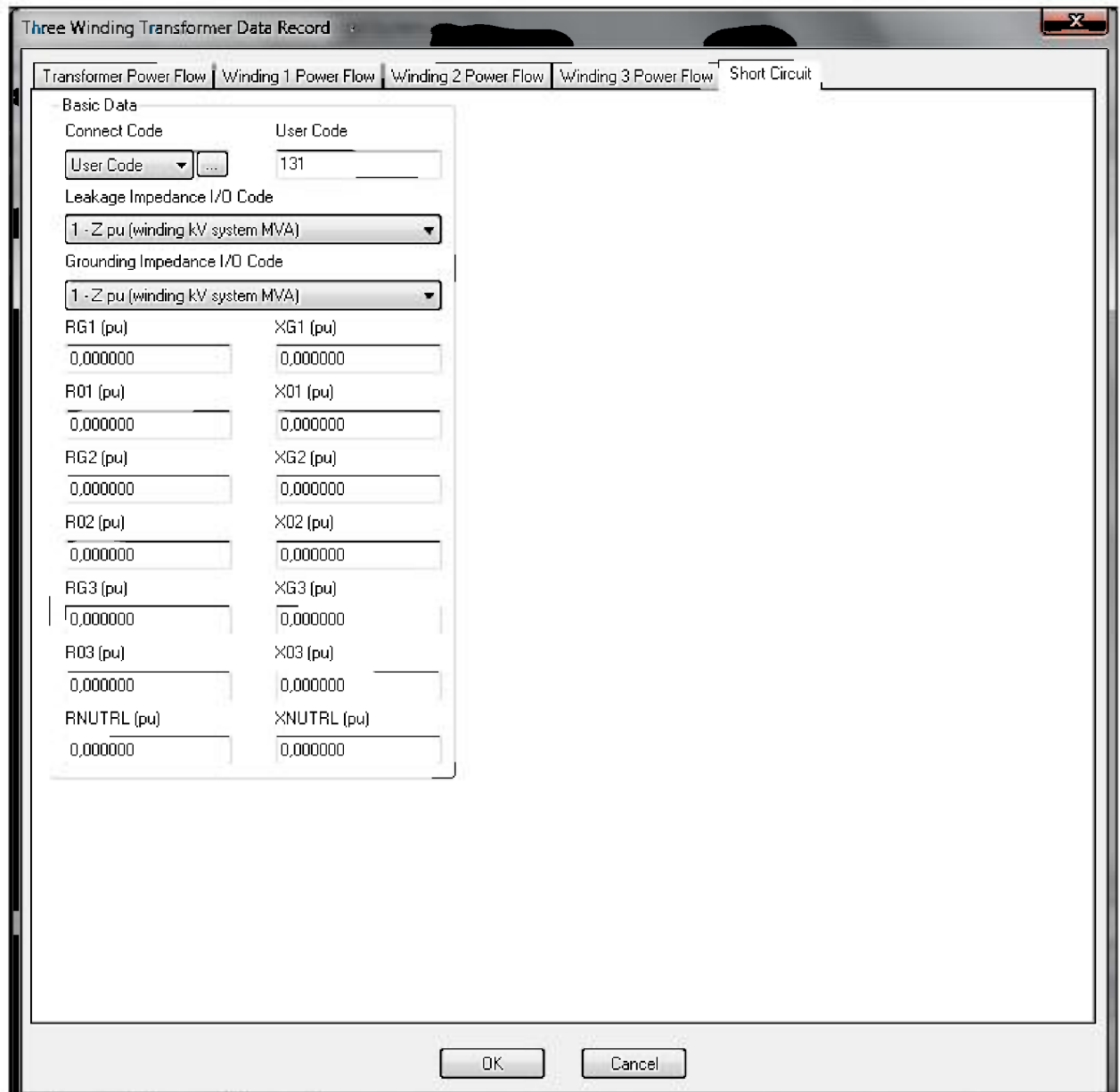


Рисунок 2.9. Вибір схеми з'єднання обмоток автотрансформатора

2.2.2.4 Задання параметрів навантажень

До параметрів навантажень, які мають бути занесені до програми, належить активна і реактивна складова споживаної потужності, виражені в МВт і МВАр відповідно.

На рис. 2.10 показано приклад введення в PSS®E даних що до навантаження.

Рисунок 2.10. Внесення даних по навантаженню

2.3 Отримання результатів розв'язання

Тепер, коли схема заміщення електричної мережі складена, і всі необхідні дані про елементи мережі введені, можна приступати безпосередньо до розрахунку. Для цього проходимо шлях Power Flow/Solution/Solve. У віконці, що з'явилося вибираємо рішення за методом Ньютона-Рафсона і виставляємо все, як показано на рис. 2.11.

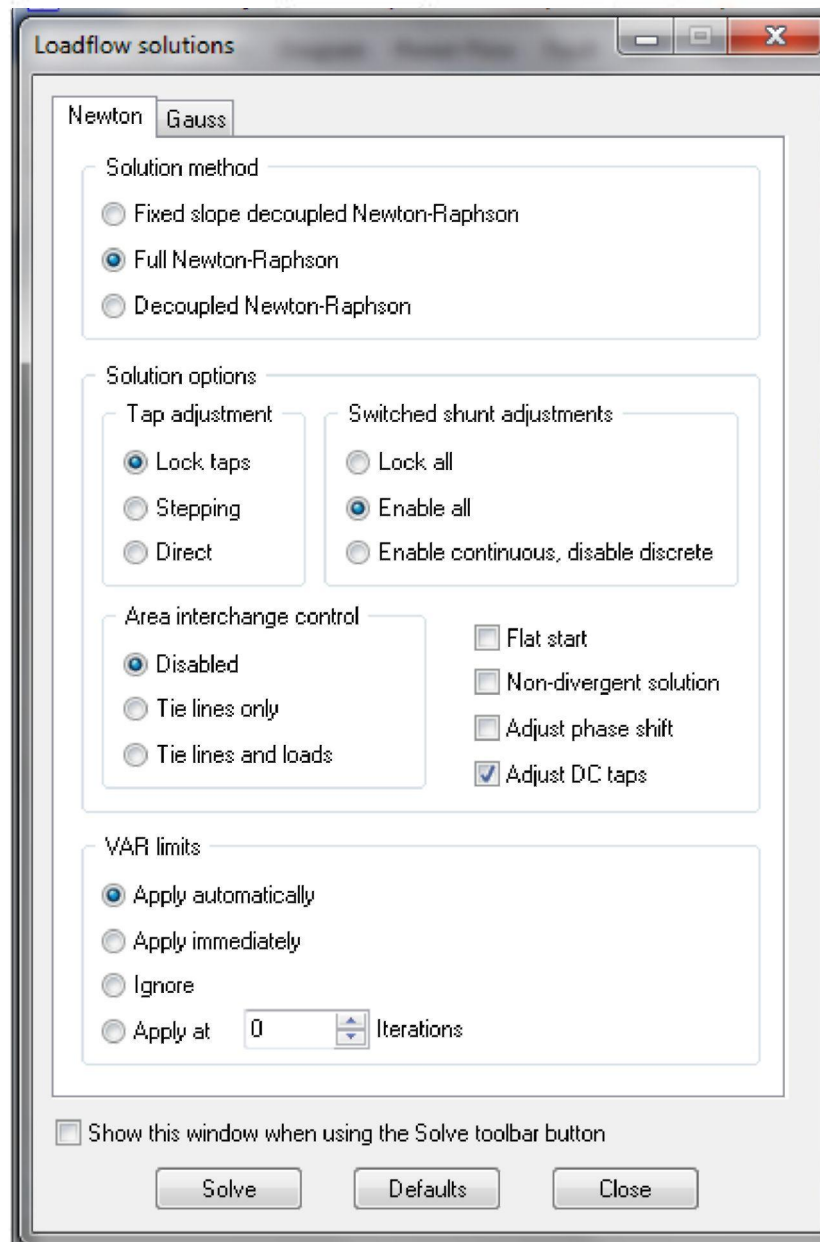


Рисунок 2.11. Вибір параметрів рішення поставленої задачі

Після натискання кнопки «Solve» ми отримаємо динамічне відображення результату із зображенням напрямів потоків потужності в мережі. Це продемонстровано на рис. 2.12.

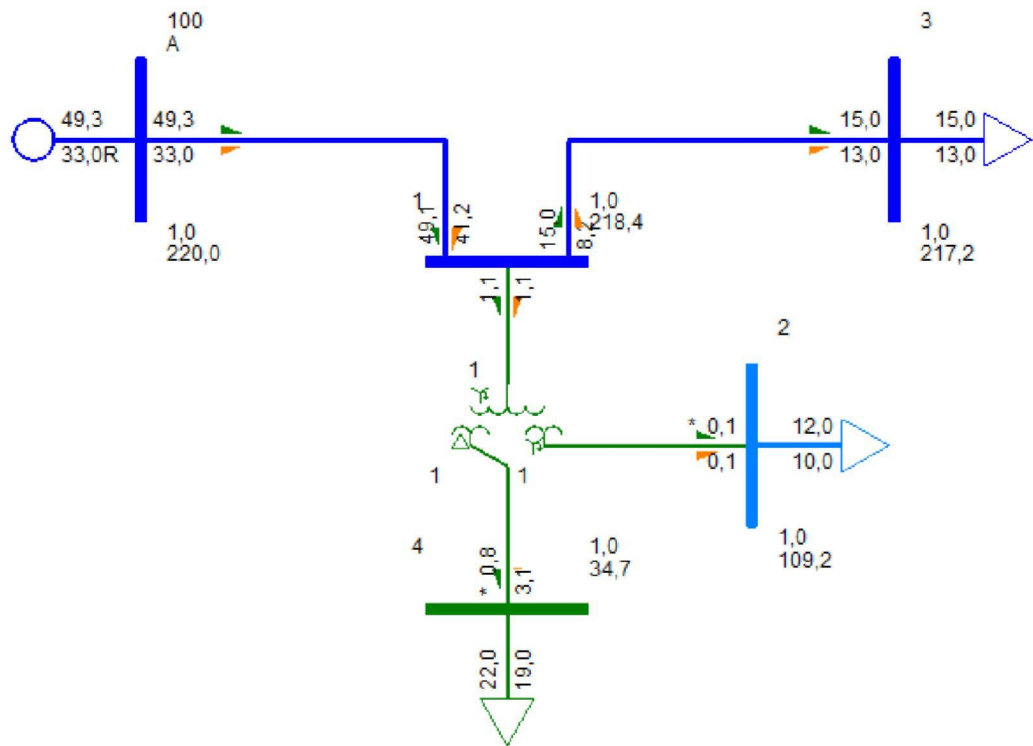


Рисунок 2.12. Результати розв'язання електричної мережі в PSS®E

Зауважимо, що всі результати розрахунків будуть відображені у файлі бази даних (data Network) у вигляді таблиць, де, переходячи по вкладках, ми зможемо ознайомитися з розрахунковими результатами для всіх елементів даної електричної мережі. Продемонструємо в табл. 2.4 розрахункові дані про напруги на шинах.

Таблиця 2.4 – Результати, отримані для шин електричної системи

Bus Number	Bus Name	Base kV	Area Num	Area Name	Zone Num	Zone Name	Owner	Owner Name	Code	Voltage (kV)	Angle (deg)	Normal Vmax (kV)	Normal Vmin (kV)	Emergency Vmax (kV)	Emergency Vmin (kV)
1		220,0	1		1		1		1	218,3511	-0,37	242,0000	198,0000	242,0000	198,0000
2		110,0	1		1		1		1	109,1732	-0,37	121,0000	99,0000	121,0000	99,0000
3		220,0	1		1		1		1	217,1779	-0,62	242,0000	198,0000	242,0000	198,0000
4		35,0	1		1		1		1	34,7367	-0,37	38,5000	31,5000	38,5000	31,5000
100	A	220,0	1		1		1		3	220,0000	0,00	242,0000	198,0000	242,0000	198,0000

Як бачимо, значення потужностей та напруг, отримані в програмі PSS®E, близькі до тих, що були нами отримані в результаті аналітичних розрахунків.

З метою порівняння даних результатів з раніше отриманими результатами в програмній середовищі Matchcal5, складемо порівняльну таблицю за критерієм напруги у вузлах мережі(табл. 2.5).

Таблиця 2.5 – Порівняння результатів розрахунку напруги, проведених в Matchcad 15 і в PSS®E

Номер вузла	$U_{\text{ном}}$, кВ	Результати розрахунку в Matchcad 15, U, кВ	Результати розрахунку в PSS®E, U, кВ	Розбіжність розрахункових значень, %	Відхилення напруги від номінальної, % (в PSS®E)
1	220	218,351	218,351	0	-0,750
2	110	110,629	109,173	-1,334	-0,752
3	220	217,187	217,178	-0,004	-1,283
4	35	33,686	34,738	3,028	-0,749

Як бачимо, різниця між результатами розрахунків невелика. При цьому, чим вище клас напруги, тим менша відсоткова відмінність результатів, отриманих при розрахунках у програмному комплексі і аналітично. Таким чином можна казати про те, що результати, отримані в програмному середовищі PSS®E, добре узгоджуються із результатами розрахунків за традиційними формулами.

3 Застосування програмного середовища PSS®E для розв'язання практичної задачі

3.1 Графіки електричних навантажень

Величина електричних навантажень промислового підприємства, як правило, є змінною у часі. Зміну електричних навантажень зображують за допомогою графіків навантаження.

Змінний характер електричного навантаження в часі змушує обирати потужність станції (або системи) по максимуму навантаження в зимовий час. Це означає, що решту часу обладнання використовується не повністю. Найбільш сприятливим був би графік електричного навантаження, що мало змінюється протягом доби. Це відноситься до підприємств, які працюють у три зміни. Підприємства, що працюють у дві зміни, а в ще більшій мірі однозмінні, вносять значні зміни у величину навантаження протягом доби. Нерівномірність електричного навантаження посилюється характеристикою комунально-побутового споживання електроенергії. Тому щільність графіка як для одиначної станції, так і для системи тим більша, чим більша частка промислового навантаження [3].

Перехід підприємств на п'ятиденний робочий тиждень призводить до більшого ущільнення графіків електричного навантаження в робочі дні (збільшення тривалості робочого часу) з різким зниженням електричної навантаження в суботу, неділю і святкові дні, що може вимагати зупинки низки навіть великих енергетичних агрегатів. З іншого боку, це дозволяє енергетичним системам проводити в ці два дні профілактичні ремонти обладнання і тим самим підвищувати надійність його роботи. Об'єднання електростанцій в систему дозволяє збільшувати щільність графіка для окремих станцій [3]. Для правильного розподілу навантаження між окремими станціями, що входять в енергетичну систему, для відповідного району

					БР 3.6.141.412 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

будують добові графіки електричного навантаження для всіх періодів року. На підставі цих даних створюють графіки максимальних добових навантажень і річний графік тривалості електричних навантажень.

Зміна електричного навантаження в часі називається графіком електричного навантаження. Графіки електричних навантажень будуються в прямокутних координатах і представляються плавними кривими або ламаними лініями.

Графіки навантажень можуть бути представлені плавними кривими лініями і ламаними (ступінчастими) лініями з інтервалом осереднення на кожному ступені 30 хв 60 хв залежно від часу досягнення гранично допустимої температури при максимальному навантаженні [4].

Графіки електричних навантажень будуються з допомогою самописних приладів, по візуальному відліку показань стрілочних приладів (амперметри, ватметри) через рівні проміжки часу, відліку показань лічильників активної енергії через ті ж інтервали часу. Графік, побудований за допомогою самописного приладу, є криволінійним, а побудований за показаннями лічильників енергії – ступінчастим, де на кожному ступені показується середня потужність за контрольований проміжок часу [4].

Навантаження в кожний момент часу є випадковою величиною, закон розподілу якої у часі змінюється. Графіки електричних навантажень будуються як для одиночних електроприймачів, так і для їх груп. Для одиночних електроприймачів будуються індивідуальні графіки і для групи електроприймачів – групові графіки.

Груповий графік являє собою результат підсумовування індивідуальних графіків електроприймачів, що входять в групу. Конфігурація групового графіка залежить від багатьох випадкових чинників: різного завантаження окремих електроприймачів, зсуву у часі їх включення і відключення. Стійкі графіки для окремих підприємств, виробництв називають типовими.

Графіки електричних навантажень у часі дії навантаження поділяють на змінні, добові, місячні, сезонні (літні, зимові) і річні.

					БР 3.6.141.412 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

Змінні графіки будують за час тривалості зміни з урахуванням технологічних перерв в роботі електроприймачів. Добові графіки охоплюють час від 0 до 24 годин. При побудові графіка приймають середнє навантаження за час усереднювання. На цьому графіку виділяють найбільш завантажену зміну, тобто зміну, протягом якої спостерігається найбільший випуск продукції і найбільше споживання електроенергії. Такі графіки характерні для підприємств і виробництв з 2-х та 3-х-змінним і безперервним режимом роботи. Місячні графіки будують з метою визначення витрати електроенергії на виробничі і невиробничі потреби та оплати за електроенергію. При аналізі таких графіків можна виділити тижні, декади, протягом яких має місце найбільший випуск продукції і найбільше споживання електроенергії.

За сезонним і річними графіками визначають максимальне навантаження, що залежить від сезонних факторів (опалення, вентиляція, подача води на невиробничі потреби), витрата електроенергії за сезон і рік

3.2 Особливості електропостачання за схемою глибокого вводу

Схеми електропостачання цехів на підприємстві досить різноманітні і їх побудова зумовлена багатьма факторами: категорією електроприймачів, територією, історичним розвитком підприємства та багатьма іншими. Одним з основоположних принципів побудови схеми електропостачання є застосування глибокого вводу, що означає максимально можливе наближення джерел високої напруги або підстанцій, до споживачів з мінімальним кількістю ступенів проміжної трансформації і апаратів.

На підприємствах середньої потужності лінії глибоких введів напругою 35-110 кВ вводяться на територію безпосередньо від енергосистеми. На великих підприємствах глибокі вводи відходять від головної понижувальної підстанції (ГПП) або розподільних підстанцій, які отримують енергію від енергосистеми. Приклад схеми глибокого вводу зображено на рис. 3.1. Тут напруга від енергосистеми без трансформації вводиться за схемою подвійної транзитної наскрізної магістралі на територію підприємства.

					БР 3.6.141.412 ПЗ	<i>Лист</i>
						43
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

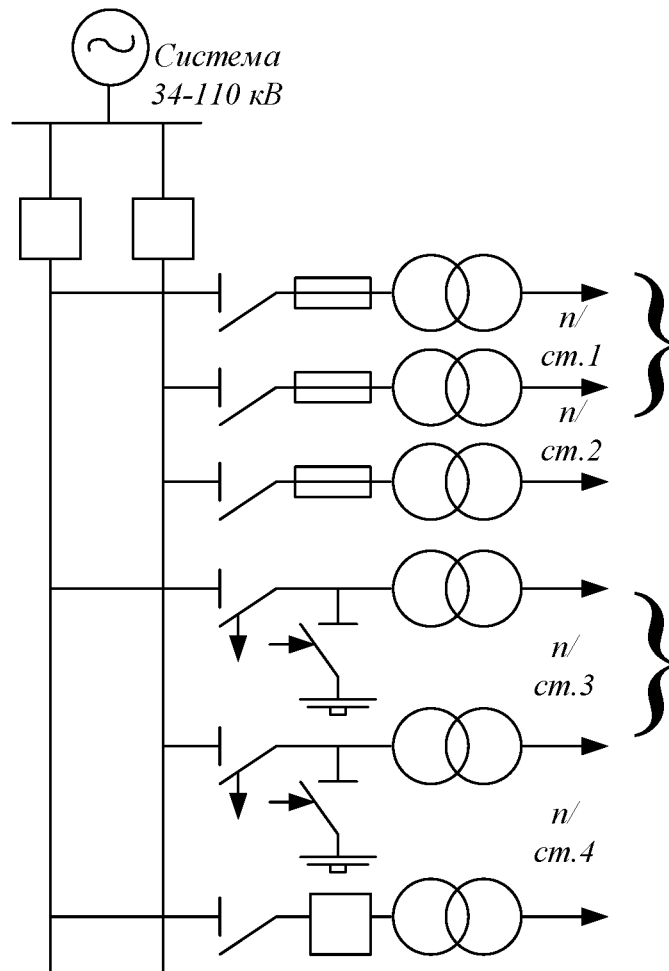


Рисунок 3.1. Схема глибокого вводу промислового підприємства

Глибокі вводи широко застосовуються в схемах зовнішнього і внутрішнього електропостачання промислових підприємств і вважаються найбільш прогресивними схемами електропостачання. Їх застосування дозволяє:

- 1) розташувати підстанції глибокого вводу у великих вузлах споживання електроенергії (електролізні установки, прокатні стани, азотно-кисневі станції тощо);
- 2) виключити проміжні розподільні пункти (РП), так як їх функції виконують РП вторинної напруги підстанцій глибокого вводу;
- 3) використовувати спрощені схеми первинної комутації;
- 4) різко скоротити протяжність електричних мереж напругою 10(6) кВ, а отже, зменшити втрати потужності, енергії, напруги в цих мережах,

протяжність кабельних естакад, кількість використовуваної комутаційної і захисної апаратури;

5) зменшити ємнісні струми в мережах 10(6) кВ, що дозволяє у багатьох випадках обійтися без установок компенсації ємнісних струмів;

6) здійснити живлення характерних груп електроприймачів з нелінійними, різкозмінними, ударними навантаженнями окремими лініями безпосередньо від підстанцій глибокого вводу, що дозволяє значно зменшити вплив даних навантажень на систему електропостачання і підвищити якість електричної енергії;

7) підвищити надійність електропостачання та зменшити капітальні витрати й експлуатаційні витрати на систему електропостачання.

Застосування повітряних ліній є доцільним при невисокій щільності забудови промислової площадки. В цілях зменшення відчуждаємої під повітряну лінію площі допускається проходження ліній над усіма негорючими будівлями і спорудами, за винятком вибухонебезпечних установок. При виборі висоти опор повітряних ліній повинна враховуватися можливість прокладки під проводами трубопроводів, транспортних та інших комунікацій. В обґрунтованих випадках може виявитися доцільним застосування спеціальних опор для збільшення довжини прольотів.

Все більше застосування в системах електропостачання підприємств знаходять кабельні лінії напругою 110-220 кВ. Розробка нових конструкцій кабелів і вдосконалення технічних рішень з прокладання кабельних ліній сприяє їх широкому застосуванню. Маслонаповнені кабельні лінії низького тиску вимагають підвищеної уваги з боку обслуговуючого персоналу, так як мають маслосистеми, а в окремих випадках і систему охолодження, які вважаються ненадійними ланками кабельних ліній. Прокладка даних ліній здійснюється в лотках, землі, траншеях, каналах і нижче зони промерзання, а також з пристроєм спеціальних колодязів для муфт. Прокладка маслонаповнених кабелів у тунелях не рекомендується через їх значну вартість.

					БР 3.6.141.412 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

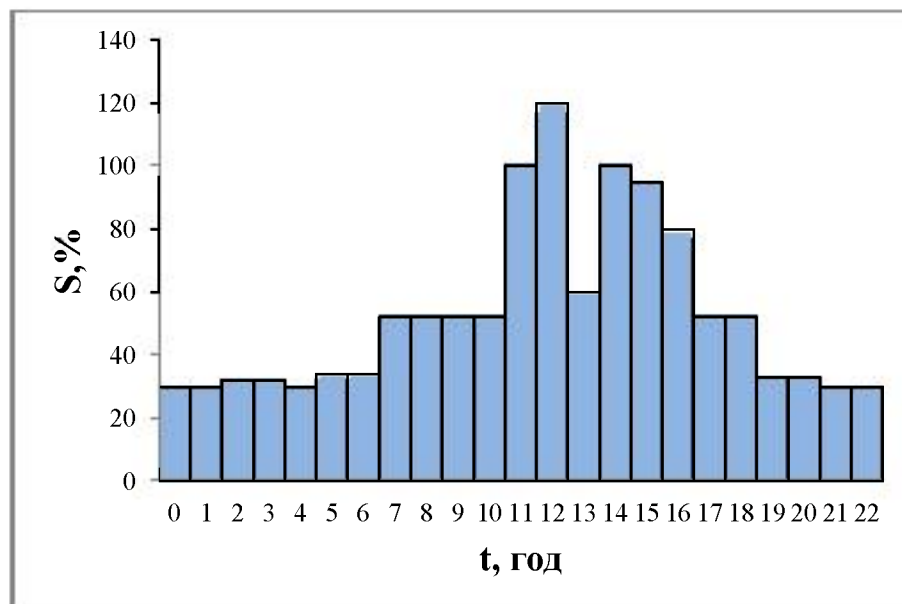
Радіальні схеми глибоких вводів 35-220 кВ дозволяють використовувати найпростіші схеми первинної комутації підстанцій глибокого вводу – схеми «лінія-трансформатор»: без комутаційних апаратів (глухого приєднання) з роз'єднувачем, запобіжником, вимикачем.

При магістральних схемах глибоких вводів відключення магістралі призводить до втрати живлення всіх трансформаторів, підключених до магістралі. Тому використовуються схеми, що дозволяють відключати пошкоджений трансформатор на підстанції та повторно включати магістраль пристроєм автоматичного повторного вмикання (АПВ).

3.3 Розгляд особливостей системи електропостачання промислового підприємства та її елементів

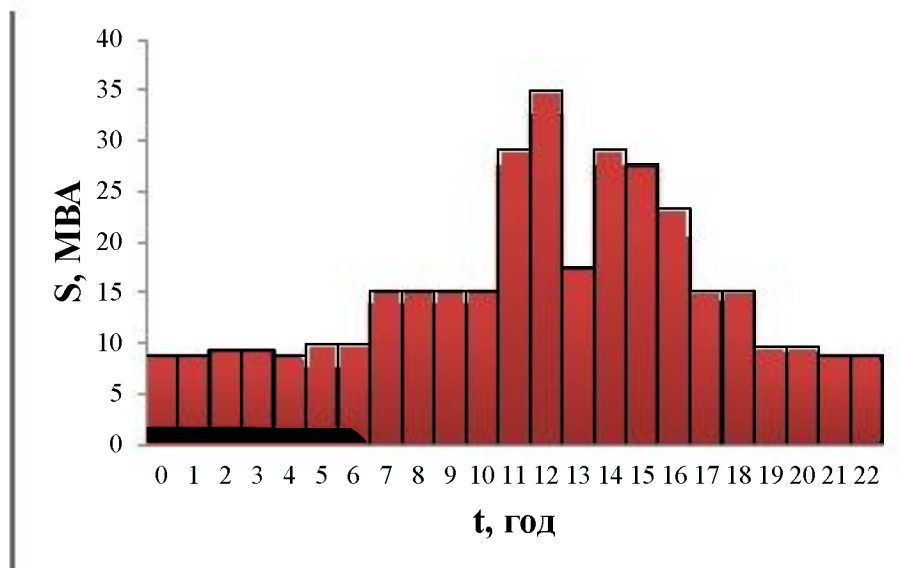
3.3.1 Вихідні дані для моделювання

Розглянемо систему електропостачання підприємства, що працює в одну зміну і графік електричних навантажень робочої зміни якого має вигляд як на рис. 3.2.



а)

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата



б)

Рисунок 3.2. Графік електричних навантажень промислового підприємства: а) у відсотках; б) у величинах повної потужності

Живлення даного промислового підприємства здійснюється від шин низької напруги автотрансформатора електричної мережі, що була розглянута у розділі 2.

Підприємство складається з чотирьох великих цехів. В першому з них розташовано три дугові сталеплавильні печі марки ДС-6Н1, в другому – насосні установки, в третьому – групи токарних, свердлильних та фрезерних станків, в четвертому – конвеєри та сушільні печі. Всі електроприймачі мають II категорію надійності. Навантаження по всіх трьох фазах розподілено рівномірно. Споживачі власних потреб – з переважно активним характером навантаження.

Час максимальних навантажень для всіх цехів приймаємо:

$$T_M = 3800 \text{ годин.}$$

Більш детальні дані щодо величин електричних навантажень за фазами та споживання електричної потужності на власні потреби наведені у табл. 3.1.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Таблиця 3.1 – Дані по навантаженнях окремих цехів

Номер цеху	Навантаження	Споживана потужність		Коефіцієнт потужності, $\cos\varphi$	Коефіцієнт використання, K_B
		P, МВА	Q, МВАр		
1	1А	3,4	2,1071	0,85	0,65
	1В	3,4	2,1071	0,85	0,65
	1С	3,4	2,1071	0,85	0,65
	1L	0,7	0,1	0,99	0,75
2	2А	0,7	0,44	0,85	0,7
	2В	0,7	0,44	0,85	0,7
	2С	0,7	0,44	0,85	0,7
	2L	0,4	0,1	0,97	0,75
3	3А	1,8	3,2	0,49	0,14
	3В	1,8	3,2	0,49	0,14
	3С	1,8	3,2	0,49	0,14
	3L	0,9	0,1	0,99	0,75
4	4А	0,65	0,65	0,71	0,65
	4В	0,65	0,65	0,71	0,65
	4С	0,65	0,65	0,71	0,65
	4L	0,2	0,05	0,97	0,75

Примітка: значення потужностей у табл. 3.1 подано з урахуванням коефіцієнтів використання (значення K_B вже закладено в величину споживаної потужності).

На основі величин навантаження кожного цеху здійснюємо вибір трансформаторів:

- для першого цеху:

$$S_{T1} = \frac{3 \cdot S_{навл} + S_{ВП1}}{1,4} = \frac{3 \cdot \sqrt{3,4^2 + 2,1071^2} + \sqrt{0,7^2 + 0,1^2}}{1,4} = 9,077 \text{ МВА}$$

- для другого цеху:

$$S_{T2} = \frac{3 \cdot S_{нав2} + S_{ВП2}}{1,4} = \frac{3 \cdot \sqrt{0,7^2 + 0,44^2} + \sqrt{0,4^2 + 0,1^2}}{1,4} = 2,066 \text{ МВА}$$

- для третього цеху:

$$S_{T3} = \frac{3 \cdot S_{нав3} + S_{ВП3}}{1,4} = \frac{3 \cdot \sqrt{1,8^2 + 3,2^2} + \sqrt{0,9^2 + 0,1^2}}{1,4} = 8,514 \text{ МВА}$$

- для четвертого цеху:

$$S_{T4} = \frac{3 \cdot S_{нав4} + S_{ВП4}}{1,4} = \frac{3 \cdot \sqrt{0,65^2 + 0,65^2} + \sqrt{0,2^2 + 0,05^2}}{1,4} = 2,117 \text{ МВА}$$

На основі отриманих результатів для цехових підстанцій 1 та 3 обираємо трифазні двох обмоткові трансформатори ТМН-10000/35, а для підстанцій ТМН-2500/35. Параметри обраних трансформаторів наведено в табл. 3.2 та табл. 3.3.

Таблиця 3.2 – Параметри трансформатора ТМН-10000/35

Тип	S _{НОМ} , МВА	Межі регулюва ння	Каталожні даі						Розрахункові дані		
			U _{НОМ} обмоток, кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	P _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , кВАр
			ВН	НН							
ТМН- 10000/35	10	±9*1,3%	36,75	6,3; 10,5	7,5	65	14,5	0,8	0,88	10,1	80

Таблиця 3.3 – Параметри трансформатора ТМН-2500/35

Тип	S _{НОМ} , МВА	Межі регулюв ання	Каталожні даі						Розрахункові дані		
			U _{НОМ} обмоток, кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	P _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , кВАр
			ВН	НН							
ТМН(ТМ)- 2500/35	2,5	±6*1,5%	35	6,3; 11	6,5	23,5; 26	5,1	1,1	4,6	31,9	27,5

Розрахуємо струми, що будуть мати місце в лініях, через які відбудуватиметься електропостачання цехів:

$$I = \frac{|S|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (3.1)$$

В результаті маємо:

- для лінії, що живить цех 1: $I_1 = 217,183 \text{ A}$;
- для лінії, що живить цех 2: $I_2 = 48,695 \text{ A}$;
- для лінії, що живить цех 3: $I_3 = 197,932 \text{ A}$;
- для лінії, що живить цех 4: $I_4 = 44,852 \text{ A}$.

На основі результатів розрахунків приймаємо для ліній, що живлять 1 та 3 цехи, провід АС-70/11 з параметрами:

$r_0 = 0,429 \text{ Ом/км}$; $x_0 = 0,404 \text{ Ом/км}$; тривало припустимий струм: 265 A

Для ліній, через які відбувається живлення цехів 2 та 4, приймаємо провід АС-35/6,2 з параметрами:

$r_0 = 0,79 \text{ Ом/км}$; $x_0 = 0,416 \text{ Ом/км}$; тривало припустимий струм: 175 A

Довжину всіх ліній приймаємо рівною 0,4 км.

3.3.2 Аналіз наявних електроприймачів

3.3.2.1 Електроприймачі першого цеху

У першій групі електроприймачів маємо три дугові сталеплавильні печі ДС-6Н1 з ємністю 6 тон та номінальною потужністю пічного трансформатора 4 МВА [5]. Її креслення наведено на рис. 3.3.

Дугові сталеплавильні печі (ДСП) є електродуговими установками прямої дії і призначені для плавлення сталі із металевого брухту (скрапу). У таких печах в основному отримують високолеговані сорти сталі, які

					БР 3.6.141.412 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		50

потребують старанного очищення металу від шкідливих домішок, видалення неметалевих домішок та знегажування і які не можуть бути отриманими в конверторах або мартенівських печах [6, с. 27-28].

З точки зору надійності електропостачання ДСП відносять до II категорії приймачів електричної енергії. Ці установки є потужними приймачами електричної енергії, номінальна потужність яких становить від одиниць до десятків МВА, питомі витрати електроенергії становлять 450-1000 кВт·год на 1 тону готового продукту. Причому потужність і напруга суттєво відрізняються в різні періоди плавлення, а крім того, залежать від марки сталі, яку виплавляють під час певного технологічного процесу.

Характерними є часті відключення печі від мережі, що пов'язані з технологічними і аварійними зупинками. Такі відключення зумовлюють провали напруги та перенапруги на шинах підстанцій і можуть суттєво впливати на роботу інших приймачів, що підключені до шин цієї підстанції. Характерними також є часті експлуатаційні короткі замикання, які зумовлюють коливання напруги на шинах підстанції, що можуть досягати 15% від номінального значення. Для зменшення цього впливу частка пічного навантаження не повинна перевищувати 40% потужності понижувальної підстанції [6, с. 61-62].

					БР 3.6.141.412 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

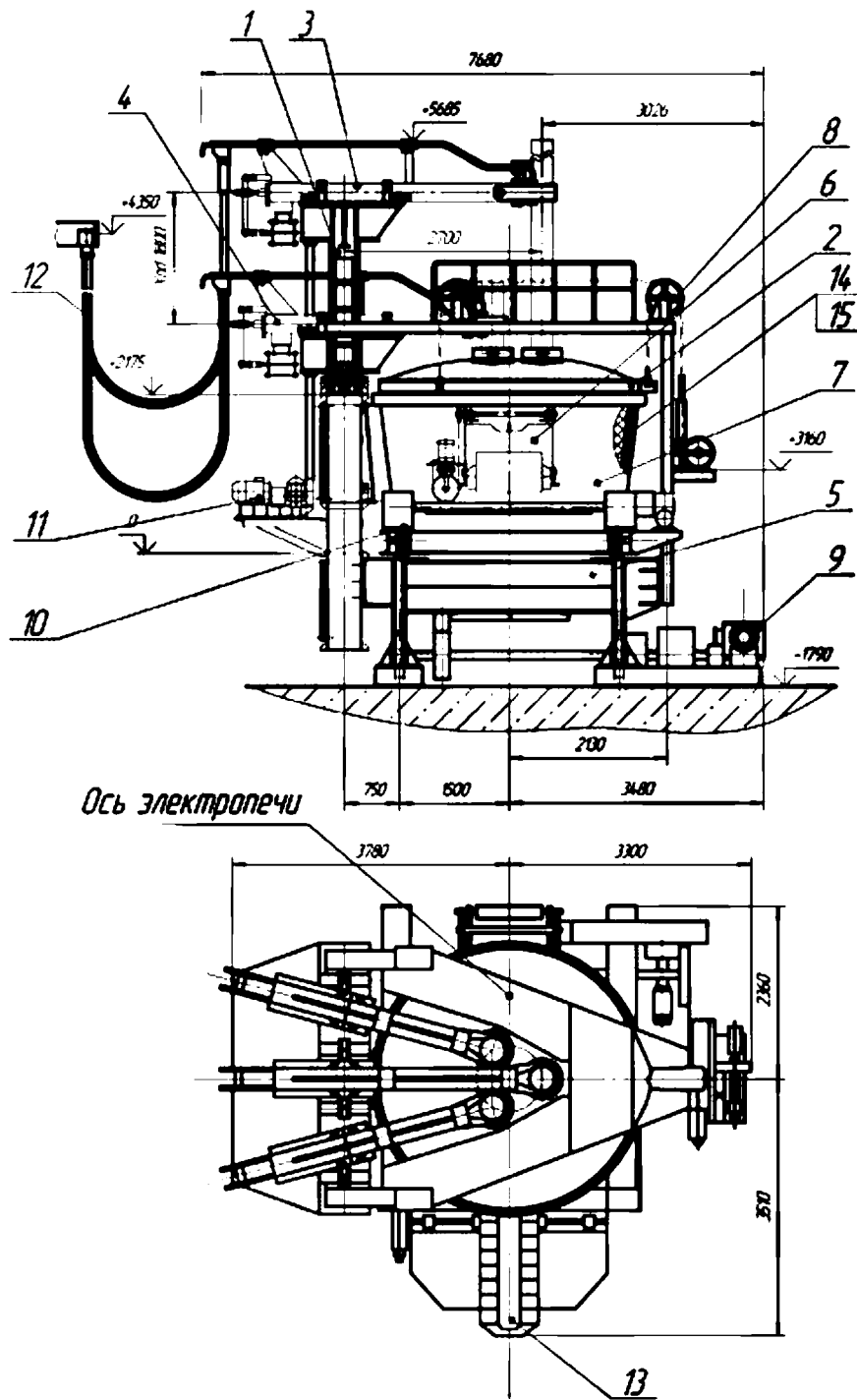


Рисунок 3.3. Дугова сталеплавильна піч ДС-6Н1:

1 – Стійка середня; 2 – склепіння; 3 – електродотримач; 4 – електродотримач; 5 – люлька; 6 – вікно робоче; 7 – кожух; 8 – механізм підйому склепіння; 9 – механізм відкату вани; 10 – механізм нахилу; 11 – механізм переміщення електродів; 12 – гірлянда кабельна; 13 – зливовий носок; 14 – футерівка основна; 15 - футерівка кисла

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

БР 3.6.141.412 ПЗ

Лист

52

Під час роботи трифазних ДСП навіть у нормальних режимах роботи має місце суттєва асиметрія струмів і потужностей за фазами. ДСП є потужними приймачами реактивної енергії, частка якої зростає зі збільшенням потужності печі, а коефіцієнт по тужності дорівнює: для печей до 5 т - $\cos\varphi=0,85-0,89$; 10-20 т - $\cos\varphi=0,83-0,87$; 100 т - $\cos\varphi=0,72-0,78$; 200 т - $\cos\varphi=0,7-0,74$.

Найбільш важким з точки зору електричного навантаження є період розплавлення металу. З метою полегшення роботи електропостачальної системи підприємства планують так, щоб ці періоди для групи печей не збігалися у часі, а також, по можливості, не збігалися з годинами максимуму навантаження енергосистеми [6, с. 61-62].

3.3.2.2 Електроприймачі другого цеху

На території другого цеху розташовані насоси моделі ПСМ ДНУ-180/212 потужністю 148 кВт. Насосні установки цієї серії призначені для перекачування води та інших рідин, що мають подібні з водою властивості за в'язкістю і хімічною активністю, температурою до 90°C; хімічно нейтральною води з температурою до +105°C; мастила, що використовується в системах турбогенераторів; кислотної води з водневим показником рН до 8,5; обводненій газонасиченої і товарної нафти в системах внутріпромислового збору, підготовки і транспорту нафти; зворотної технічної води з температурою до 40°C на гідрошахтах [7].

За надійністю вони відносяться до II категорії споживачів, мають коефіцієнт використання на рівні $K_B=0,7$ та коефіцієнт потужності близько $\cos\varphi=0,85$.

3.3.2.3 Електроприймачі третього цеху

Токарні верстати призначені для виконання різноманітних робіт. На цих верстатах можна обточувати зовнішні циліндричні, конічні і фасонні поверхні, розточувати циліндричні і конічні отвори, обробляти торцеві поверхні; нарізати зовнішню і внутрішню різьби; свердлити, зінкувати і розгортати отвори; виробляти відрізки, підрізання та інші операції.

					БР 3.6.141.412 ПЗ	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Підпись	Дата		

Свердлильні верстати призначені для свердління отворів і подальшої їх обробки, а саме розсвердлювання, зінкування, розгортання, розточування, нарізування різьби в деталях з металу, а також інших матеріалів.

Фрезерні верстати призначені для обробки за допомогою фрези плоских і фасонних поверхонь, тіл обертання, зубчастих коліс і т.п. металевих та інших заготовок. При цьому фреза, закріплена в шпинделі фрезерного верстата, здійснює обертальний (головний) рух, а заготовка, закріплена на столі, здійснює рух подачі прямолінійний або криволінійний (іноді здійснюється одночасно обертотворим інструментом). Управління може бути ручним, автоматизованим або здійснюватися за допомогою системи числового програмного управління.

За надійністю станки належать до II категорії споживачів, мають коефіцієнт використання на рівні $K_B=0,14$ та коефіцієнт потужності близько $\cos\varphi=0,41$.

3.3.2.4 Електроприймачі четвертого цеху та споживачі ВП

Пластинчастий конвеєр являє собою дві паралельні гілки з металевих ланцюгів з роликками в з'єднаннях. Ланцюги з'єднані між собою пластинами - дерев'яними або металевими в залежності від виду вантажів, що транспортуються. Дерев'яні пластини застосовуються для транспортування вантажів, упакованих в коробки, ящики, бочки та іншу тару; сталеві - для неупакованих сипучих матеріалів: вугілля, шлаку, коксу та інших сухих кусковатих вантажів.

Сушильні шафи призначені для забезпечення процесів сушіння у промислових умовах.

Електроприймачі 4 цеху мають II категорію надійності, коефіцієнт використання приблизно дорівнює $K_B=0,71$, коефіцієнт потужності $\cos\varphi=0,65$.

Потужність, що використовується на власні потреби кожного цеху, необхідна для забезпечення та підтримки належного рівня електричного освітлення та вентиляції повітря у цехах.

					БР 3.6.141.412 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

3.4 Побудова мережі електропостачання промислового об'єкта в програмному комплексі PSS®E та аналіз величини електричних втрат

Будуємо в програмному середовищі Power System Simulation for Engineers електричну мережу для живлення промислового підприємства у відповідності до викладених вище принципів.

За розглянутою у розділі 2 методикою визначаємо та задаємо у програмі параметри елементів мережі та виконуємо її розв'язання. При цьому розглядаємо умови нормального режиму роботи (коли, у відповідності до графіків електричних навантажень, навантаження складає 100% від номінального значення). В результаті на екрані отримуємо динамічне зображення з зазначенням напрямків поточкоросподілу активної та реактивної енергії та процентного завантаження елементів мережі (рис. 3.4).

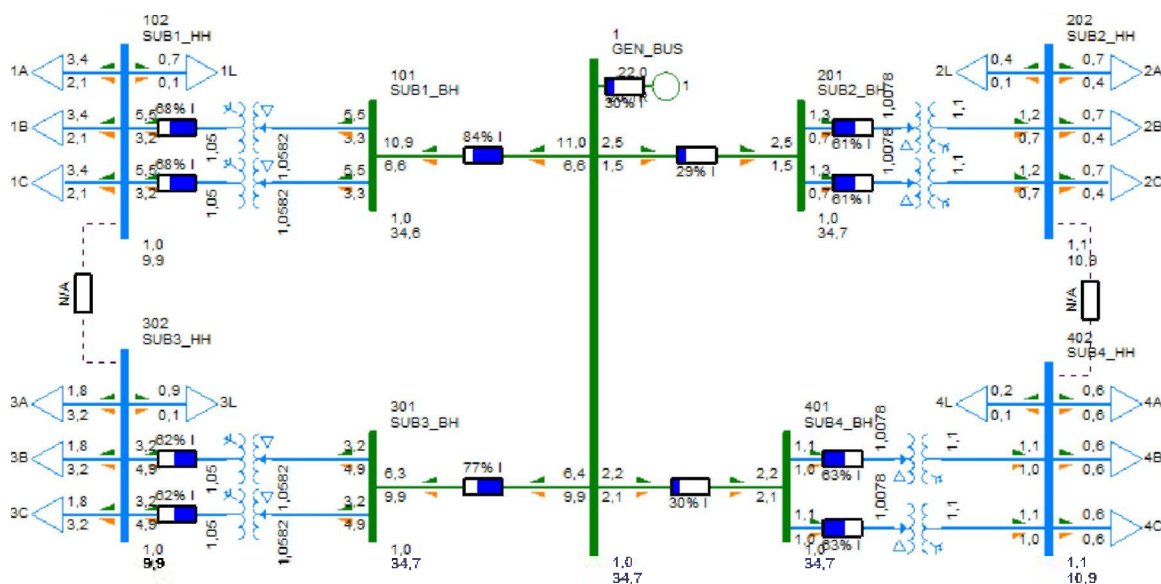


Рисунок 3.4. Результати розрахунку нормального режиму роботи електромережі промислового підприємства PSS®E

3.4.1 Аналіз величини електричних втрат в номінальному режимі роботи

Основними величинами, які необхідно враховувати при визначенні втрат електричної енергії, є час найбільших навантажень, час найбільших втрат та

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

втрати електричної енергії. Всі ці параметри необхідно врахувати як для ліній електропередач, так і для трансформаторів.

Як було зазначено вище, час найбільших навантажень для всіх груп споживачів промислового підприємства дорівнює: $T_{нб}=3800$ год.

Тоді час найбільших втрат визначимо за формулою:

$$\tau = (0,124 + T_{нб} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 3800_{нб} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 2225,18 \text{ (год)}, \quad (3.2)$$

де $T_{нб}$ - час найбільших навантажень в годинах.

Втрати в лініях визначаємо наступним чином:

$$\Delta W_{ij} = \left(\frac{|S_{ij}^H|}{U_{ном}} \right)^2 \cdot R_{ij} \cdot \tau_{ij} \text{ (МВт} \cdot \text{год)} \quad (3.3)$$

Втрати в трансформаторах розраховуємо за формулою:

$$\Delta W_{Ti} = \left(\frac{|S_{Ti}^H|}{U_{ном}} \right)^2 \cdot R_{Ti} \cdot \tau_{Ti} + \Delta P_{xi} \cdot 8760 \text{ (МВт} \cdot \text{год)} \quad (3.4)$$

Результати розрахунків зводимо до таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 – Втрати електроенергії в нормальному режимі роботи

Ділянка / підстанція	$T_{нб}$, (год)	τ , (год)	$\Delta W_{ХХ}$, МВт·год	ΔW , МВт·год
11	3800	2225,18	–	52,101
12			–	4,956
13			–	43,454
14			–	10,78
T1			254,04	385,855
T2			89,352	125,423
T3			254,04	365,827
T4			89,352	128,605
$\Sigma =$			686,784	1117,001

Знайдемо величину загальної виробленої енергії:

$$W = (P_{11}^H + P_{12}^H + P_{13}^H + P_{14}^H) \cdot P_{нб} = (11 + 2,5 + 6,3 + 2,2) \cdot 3800 \cdot 10^6 = 91580 \text{ (МВт} \cdot \text{год)}$$

Відсоток загальних втрат в мережі:

$$\partial W = \frac{\Delta W}{W} \cdot 100\% = \frac{1117,001}{91580} \cdot 100\% = 1,22\%$$

3.4.2 Аналіз величини електричних втрат в режимі мінімальних навантажень

Змодулюємо в програмі Power System Simulation for Engineering роботу енергосистеми промислового підприємства в режимі мінімальних навантажень. Для цього необхідно внести відповідні зміни величин навантажень. У відкритому файлі програми проходимо шлях: Power Flow/Changing/Scale generation, load, shunt (SCAL). В результаті на екрані отримаємо вікно, показане на рис. 3.5, де обираємо шини, навантаження на яких ми будемо змінювати.

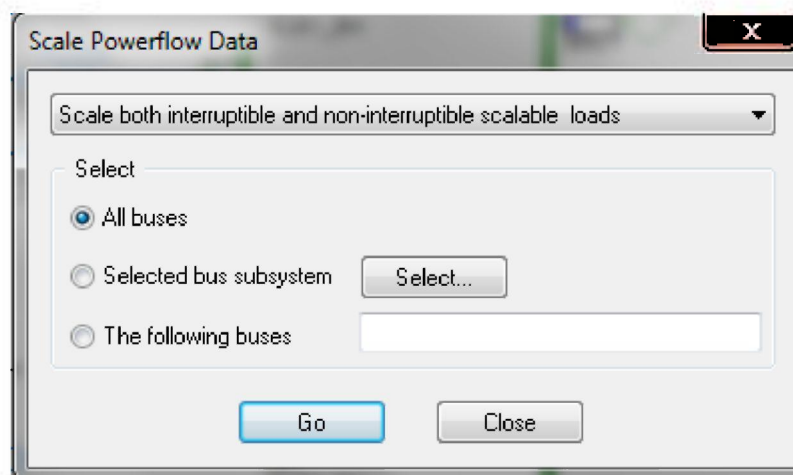


Рисунок 3.5. Вибір шин мережі, параметри навантаження на яких будуть коригуватися

Зміну параметрів навантажень виконуємо у відповідності до графіка електричних навантажень так, як продемонстровано на рис. 3.6.

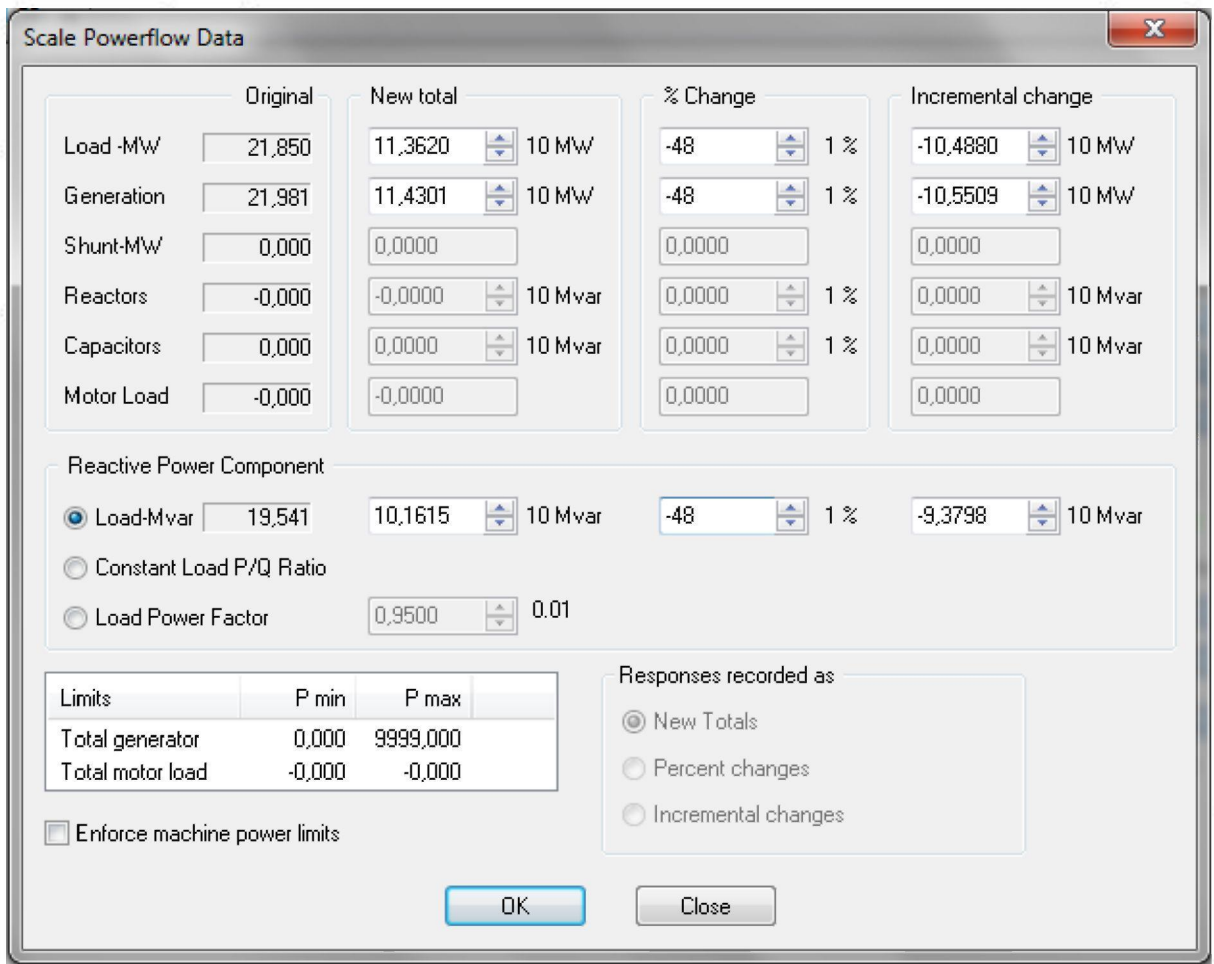


Рисунок 3.6. Зміна величини навантажень

В результаті на екрані отримуємо динамічне зображення з зазначенням напрямків поточкоросподілу активної та реактивної енергії та процентного завантаження елементів мережі (рис. 3.7).

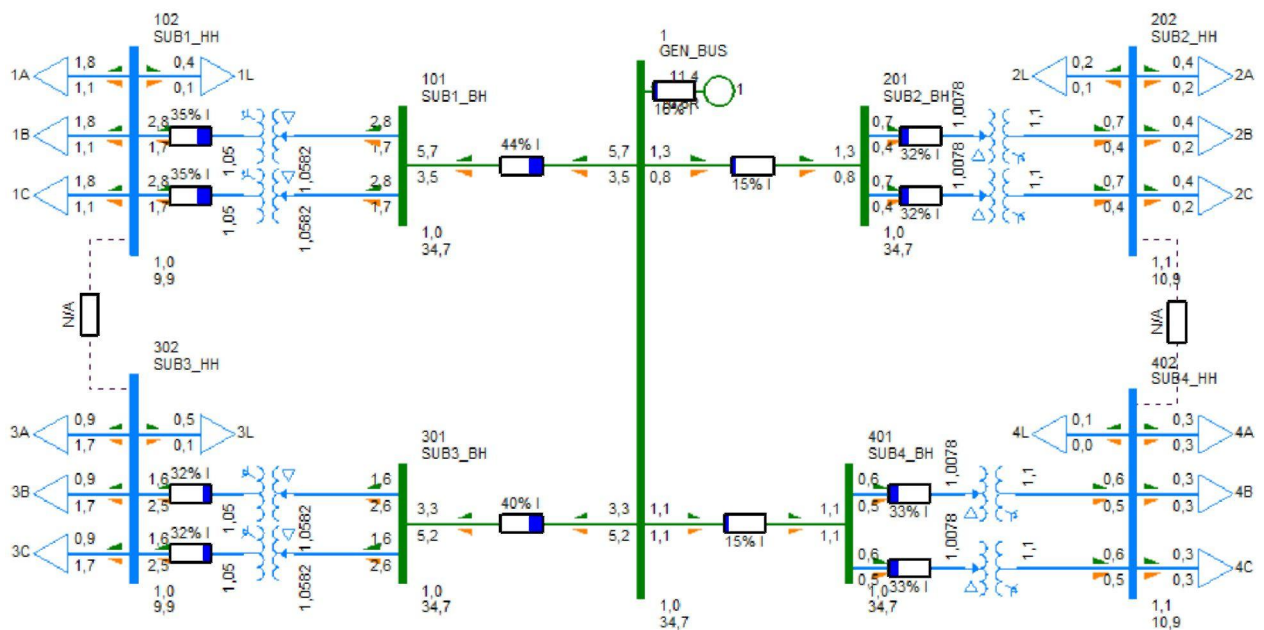


Рисунок 3.7. Результати розрахунку мінімального режиму роботи електромережі промислового підприємства PSS®E

Як бачимо, в такому режимі роботи система суттєво недозавантажена. Що до силових трансформаторів, то їхня завантаженість складає трохи більше 30%. Визначимо втрати електричної енергії в системі електропостачання заводу в режимі мінімальних навантажень. Для цього використовуємо аналогічні формули, як і для випадку нормального режиму. Результати розрахунків зводимо до таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Втрати електроенергії в режимі мінімальних навантажень

Ділянка / підстанція	$T_{нб}$, (год)	τ , (год)	ΔW_{xx} , МВт·год	ΔW , МВт·год
11	3800	2225,18	–	14,165
12			–	1,358
13			–	12,009
14			–	2,822
T1			254,04	290,361
T2			89,352	99,24
T3			254,04	284,832
T4			89,352	99,621
$\Sigma =$			686,784	804,408

Знайдемо величину загальної виробленої енергії:

$$W = (P_{11}^H + P_{12}^H + P_{13}^H + P_{14}^H) \cdot P_{нб} = (5,7 + 1,3 + 3,3 + 1,1) \cdot 3800 \cdot 10^6 = 47500 \text{ (МВт} \cdot \text{год)}$$

Відсоток загальних втрат в мережі:

$$\partial W = \frac{\Delta W}{W} \cdot 100\% = \frac{804,408}{47500} \cdot 100\% = 1,693\%$$

3.4.3 Оптимізація схеми мережі електропостачання заводу в режимі мінімальних навантажень

Відповідно до вище зазначеної інформації, всі споживачі промислового підприємства належать до II категорії надійності. Сюди відносять

електроприймачі, перерва в електропостачанні яких може спричинити такі наслідки:

- масовий недовипуск продукції;
- масові простой робітників, механізмів і промислового транспорту;
- порушення нормальної діяльності значної кількості міських і сільських жителів [8, с.25].

У промисловості прикладом електроприймачів II категорії можуть бути робочі машини целюлозних підприємства, підприємств з виготовлення продуктів лісохімії, аміачної селітри, розбавленої азотної кислоти та ін.

Згідно з ПУЕ електропостачання електроприймачів II категорії рекомендується забезпечувати від двох незалежних джерел живлення, що мають взаємне резервування, і перерва в їх електропостачанні при порушенні електропостачання від одного джерела живлення може бути допустимою на час, що необхідний для включення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної бригади. Допускається також живлення електроприймачів від одного силового трансформатора, за умови наявності запасного та якщо черговий персонал буде мати змогу підключити його в роботу протягом однієї години.

З урахуванням вище наведених вимог до надійності, змінимо схему електропостачання у режимі мінімальних навантажень: живлення кожної групи електроприймачів (споживачів відповідних цехів) будемо здійснювати лише через один трансформатор. Натомість ввімкнемо секційні вимикачі в перемичках, що з'єднують шини відповідних цехів. Таким чином, споживачі секцій шин 1 і 3 та 2 і 4 будуть отримувати живлення від трансформаторів однакової потужності, що ввімкнені на паралельну роботу. В результаті схема набуде вигляду рис. 3.8. Для отриманої схеми, відповідно до описаної вище методики, виконуємо розрахунок схеми.

					БР 3.6.141.412 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

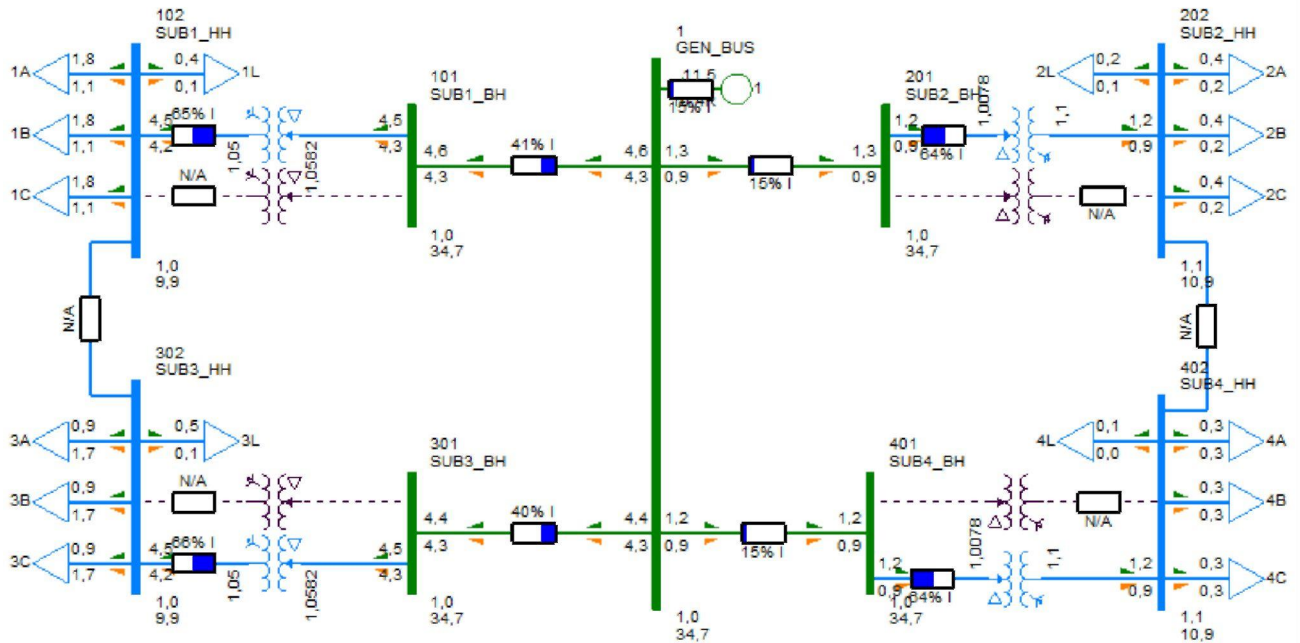


Рисунок 3.8. Результати розрахунку мінімального режиму роботи електромережі промислового підприємства PSS®E

Визначимо втрати електричної енергії в системі електропостачання заводу в режимі мінімальних навантажень за умови виведення в резерв чотирьох силових трансформаторів (по одному з кожної секції шин). Для цього використовуємо аналогічні формули, як і для випадку нормального режиму. Результати розрахунків зводимо до таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 – Втрати електроенергії в змінній схемі

Ділянка / підстанція	$T_{\text{нб}}$, (год)	τ , (год)	$\Delta W_{\text{ХХ}}$, МВт·год	ΔW , МВт·год
11	3800	2225,18	–	12,265
12			–	1,312
13			–	12,265
14			–	2,571
T1			127,02	189,92
T2			44,676	63,772
T3			127,02	189,92
T4			44,676	63,772
$\Sigma =$			343,392	535,797

Знайдемо величину загальної виробленої енергії:

$$W = (P_{11}^H + P_{12}^H + P_{13}^H + P_{14}^H) \cdot P_{HB} = (4,5 + 1,2 + 4,5 + 1,2) \cdot 3800 \cdot 10^6 = 46740 \text{ (MВт} \cdot \text{год)}$$

Відсоток загальних втрат в мережі:

$$\partial W = \frac{\Delta W}{W} \cdot 100\% = \frac{535,797}{46740} \cdot 100\% = 1,146\%$$

3.5 Оцінка економічної ефективності від зміни схеми електропостачання в режимі мінімальних навантажень

Експлуатація трансформаторів, середня завантаженість яких складає менше 30-35%, є дуже неефективною. Вона спричиняє суттєве зменшення коефіцієнту потужності та збільшення втрат реактивної потужності. Тому, у якості заходу з компенсації реактивної потужності, використовують відключення одного з двох трансформаторів, що працюють паралельно. Під час обідніх перерв на підприємстві, в неробочі години доби та у неробочі дні, при мінімальних режимах навантажень, коли навантаження значно знижується, відключення одного з двох трансформаторів дозволяє суттєво зменшити втрати реактивної потужності [8, с. 293].

Неефективність експлуатації трансформаторів з навантаженням менше 30-35% наочно продемонстровано на рис. 3.9.

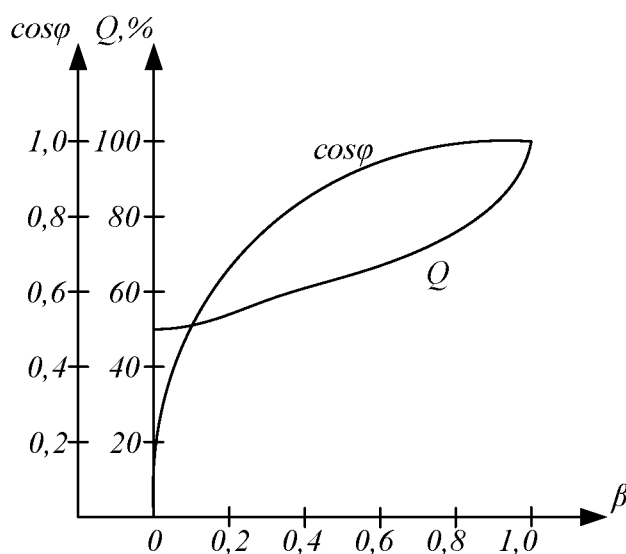


Рисунок 3.9. Графіки зміни реактивної потужності Q та коефіцієнта потужності cosφ силового трансформатора залежно від величини коефіцієнта навантаження

Проведемо порівняння значення втрат електричної енергії, які мають місце в системі електропостачання промислового підприємства в режимі мінімальних навантажень в звичайній схемі мережі і після виведення в резерв недовантажених трансформаторів.

Як видно з результатів розрахунків, втрати електроенергії після зміни схеми зменшилися на:

$$\partial \Delta W = 1,693 - 1,146 = 0,457\%$$

$$\partial \Delta W = 804,408 - 535,797 = 268,611 (\text{МВт} \cdot \text{год})$$

На сьогоднішній день вартість 1 кВт · год електроенергії для промислових споживачів (за тарифом) складає:

$$T_{\text{пром.}} = 1,3 (\text{грн} / \text{кВт} \cdot \text{год})$$

Таким чином, така зміна схеми на час мінімальних навантажень дозволить досягти наступного економічного ефекту (за умови сталого навантаження на такому рівні впродовж року):

$$E = T_{\text{пром.}} \cdot \partial \Delta W = 1,3 \cdot 268,611 = 349,1943 (\text{грн})$$

Такого ефекту, перш за все, вдалося досягти завдяки зменшенню втрат холостого ходу в силових трансформаторах.

					БР 3.6.141.412 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

4 Охорона праці. Захисні заходи в електроустановках. Електричне розділення мережі

Розглянемо один із найпоширеніших заходів безпеки від ураження струмом в електроустановках.

Раніше існував термін «електричне розділення мережі». Електричне розділення мережі - це поділ електричної мережі на окремі електрично не зв'язані між собою ділянки за допомогою розділового трансформатора. Розділовий трансформатор це спеціальний трансформатор, призначений для відділення приймача енергії від первинної електричної мережі та мережі заземлення[9].

На даний момент використовується поняття «електричне розділення кіл». Відповідно до Правил улаштування електроустановок (ПУЕ від 21.07.2017), захисне електричне розділення кіл - відокремлення одного електричного кола від інших кіл в електроустановках напругою до 1 кВ з допомогою: подвійної ізоляції; основної ізоляції і захисного екрана; посиленої ізоляції. Джерелом живлення кіл має бути безпечний розділовий трансформатор відповідно до ДСТУ 3225-95 «Розділові трансформатори і безпечні розділові трансформатори. Технічні вимоги», або інше джерело наднизької напруги, яке забезпечує рівноцінний ступінь безпеки відповідно до ДБН В.2.5-27-2006 «Захисні заходи електробезпеки в електроустановках будинків і споруд».

Відповідно до Правил улаштування електроустановок (ПУЕ від 21.07.2017), захисне електричне розділення кіл слід застосовувати, як правило, для одного ланцюга. Найбільша робоча напруга відокремлюваного кола не повинна перевищувати 500 В.

В якому випадку застосовується даний захист?

					БР 3.6.141.412 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

Згідно з Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ від 21.07.2017), електричне розділення кіл може бути використано в якості одного з можливих заходів захисту у разі непрямого дотику, якщо час автоматичного відключення живлення не відповідає умовам для системи TN (таблиця 1) і для системи IT (Таблиця 2)

Таблиця 4.1 – Найбільш припустимий час захисного автоматичного відключення для системи TN

Номінальна фазна напруга U_0, B	Час відключення, c
127	0,8
220	0,4
380	0,2
Більше ніж 380	0,1

Таблиця 4.2 – Найбільш припустимий час захисного автоматичного відключення для системи IT

Номінальна фазна напруга U_0, B	Час відключення, c
220	0,8
380	0,4
660	0,2
Більше ніж 660	0,1

Розглянемо випадок дотику людини до фазного провідника в трифазній чотирипровідній мережі (рисунок 1).

Струм, який проходить через тіло людини визначається за формулою:

$$\dot{I}_h = U_\phi \cdot \dot{Y}_h \cdot \frac{\dot{Y}_B(1-a^2) + \dot{Y}_C(1-a) + \dot{Y}_N + \dot{Y}_H}{\dot{Y}_A + \dot{Y}_B + \dot{Y}_C + \dot{Y}_N + \dot{Y}_H + \dot{Y}_h}$$

де U_ϕ - фазна напруга мережі; $\dot{Y}_A + \dot{Y}_B + \dot{Y}_C + \dot{Y}_N$ - провідність фазних та нульового провідників відносно землі; \dot{Y}_H - провідність нейтралі джерела живлення відносно землі; \dot{Y}_h - провідність тіла людини.

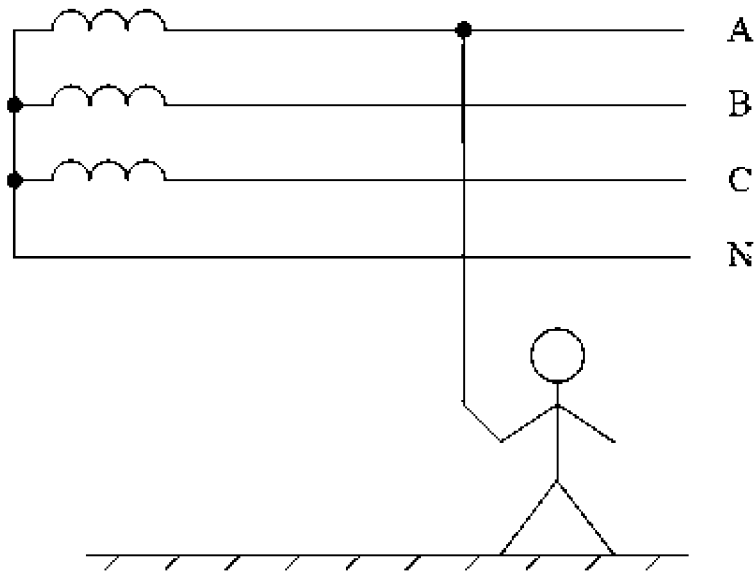


Рисунок 4.1 – Дотик людини до фазного провідника трифазної чотирипровідної мережі

$$\dot{Y}_A = \frac{1}{R_A} + j\omega C_A; \dot{Y}_B = \frac{1}{R_B} + j\omega C_B; \dot{Y}_C = \frac{1}{R_C} + j\omega C_C; \dot{Y}_N = \frac{1}{R_N} + j\omega C_N; \dot{Y}_H = \frac{1}{R_H} - j\frac{1}{\omega L_H}$$

де R_A, R_B, R_C, R_N - активні опори фазних та нульового провідників відносно землі; R_H - активний опір нейтралі джерела живлення відносно землі; C_A, C_B, C_C, C_N - ємність фазних та нульового провідників відносно землі; L_H - індуктивність нейтралі джерела живлення відносно землі; a - фазний оператор трифазної системи, який враховує зсув фаз:

$$\dot{a} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} = e^{-j120}$$

Із формул видно, що значення струму, який проходить через тіло людини, визначається активним опором ізоляції та ємністю мережі, чим вище опір та менша ємність, тим нижче значення струму.

Розглянемо фактори, які впливають на опір ізоляції:

- вологість – чим вище, тим опір ізоляції менше;
- довжина лінії живлення – чим більша, тим опір ізоляції менше;
- матеріал ізоляції провідника (наприклад, у гумової ізоляції – опір більше ніж у вінілової при рівних умовах);
- час експлуатації – чим довше лінія перебувала в експлуатації, тим менше опір ізоляції (старіння ізоляції, поява різних дефектів);
- товщина ізоляції – чим більша, тим опір ізоляції більший;

Мінімальне значення опору ізоляції залежить від типу елемента електричної мережі (кабель, двигун, трансформатор і т.д.) і встановлюється нормативними документами. Наприклад, опір ізоляції силового кабелю до 1000 В повинен бути не менше 0,5 МОм. В процесі проектування і експлуатації електричних мереж за рахунок застосування відповідних організаційно-технічних заходів (застосування якісних ізоляційних матеріалів, контроль і випробування ізоляції і т.п.) можна забезпечити необхідні значення опору ізоляції.

Ємність фаз щодо землі не залежить від будь-яких дефектів, вона визначається конструктивними особливостями електричної мережі: загальною протяжністю мережі, висотою підвісу проводів повітряної мережі, товщиною фазної ізоляції жил кабелю і т.д. Величина питомої ємності мережі щодо землі, для кабельних ліній становить 0,1-0,4 мкФ / км, а для повітряних 0,005 · мкФ / км[9]. Ємність фаз зростає зі збільшенням протяжності і розгалуженості мережі. Таким чином, ємність мережі за рахунок застосування різних заходів на етапі проектування і експлуатації не може бути знижена. В процесі експлуатації ємність мережі змінюється лише за рахунок відключення і включення окремих ліній, що визначається вимогами електропостачання.

					БР 3.6.141.412 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

Проведемо аналіз впливу опору ізоляції трифазної чотирипровідної електричної мережі 380/220 В з ізолюваною нейтраллю на значення струму, що протікає через тіло людини при дотику до фазного проводу для різних значень протяжності мережі. Питому ємність електричної мережі приймемо 0,3 мкФ / км. При розрахунках струмів опір тіла людини будемо приймати 1000 Ом. Результати розрахунків в програмі MathCad приведені нижче.

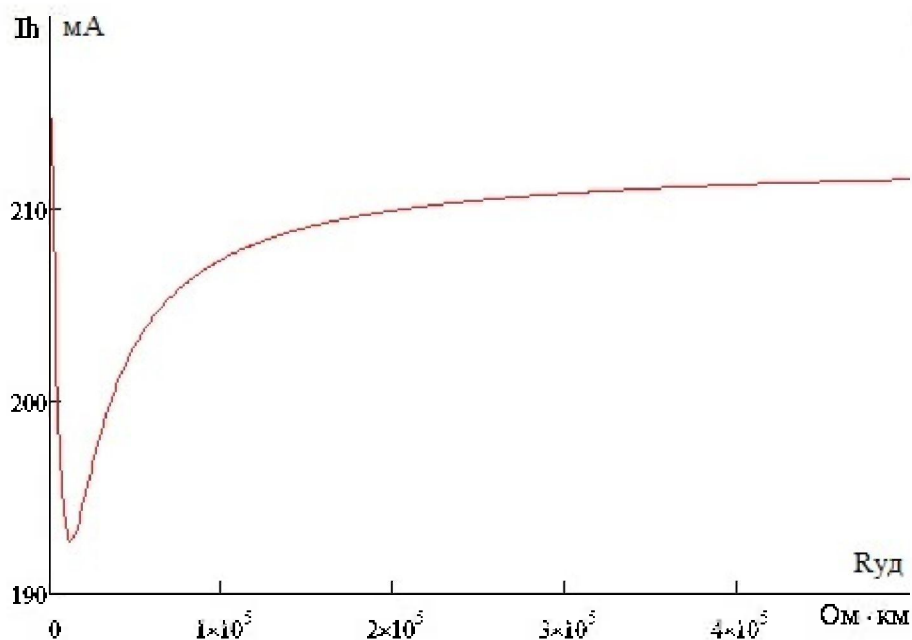


Рисунок 4.2 – Залежність значення струму, який протікає через тіло людини від питомого опору ізоляції (довжина мережі 10 км)

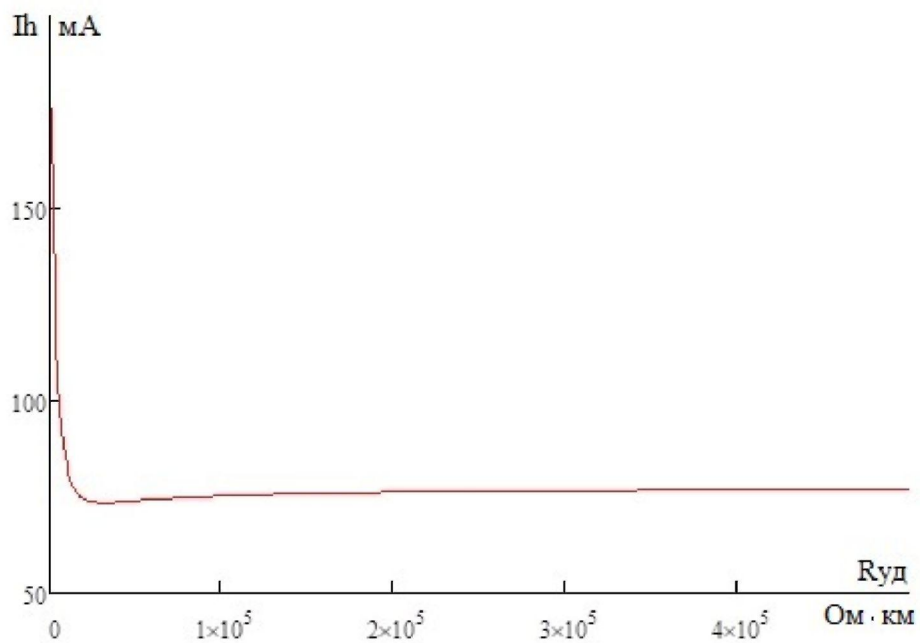


Рисунок 4.3 – Залежність значення струму, який протікає через тіло людини від питомого опору ізоляції (довжина мережі 1 км)

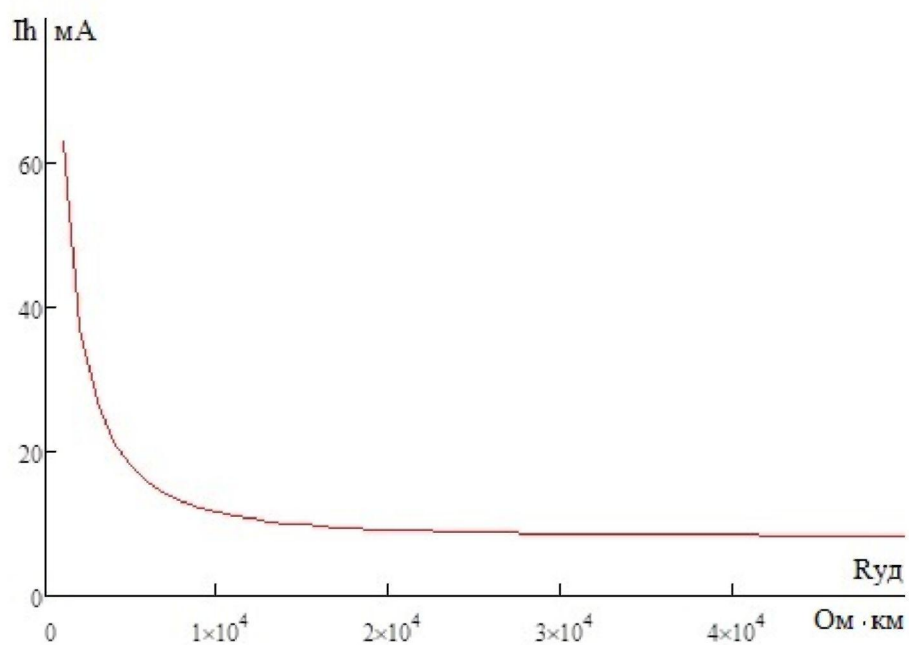


Рисунок 4.4 – Залежність значення струму, який протікає через тіло людини від питомого опору ізоляції (довжина мережі 0,1 км)

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

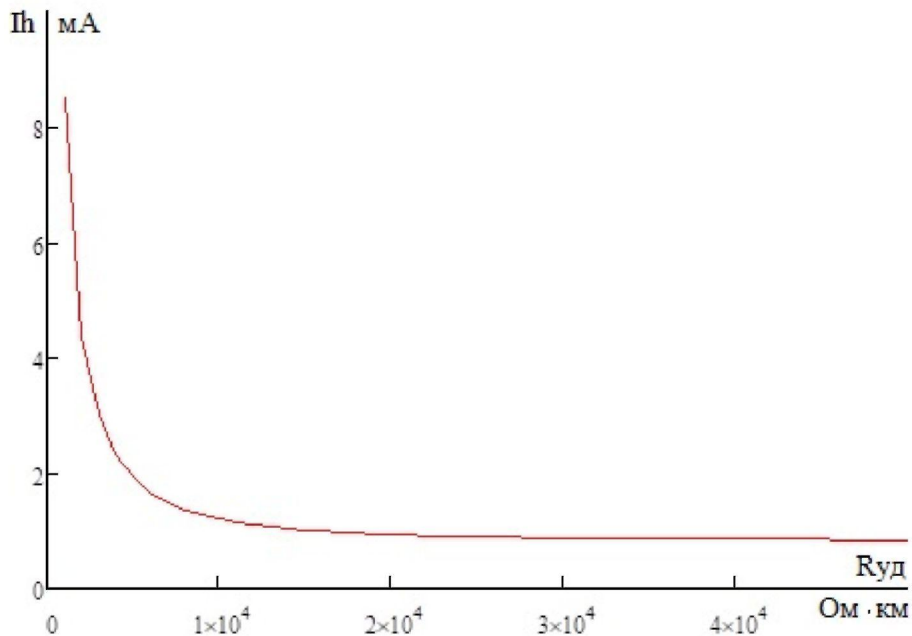


Рисунок 4.5 – Залежність значення струму, який протікає через тіло людини від питомого опору ізоляції (довжина мережі 0,01 км)

Висновки:

- 1) у довгих електричних мережах з ізолюваною нейтраллю небезпека ураження вище, тому що більше значення струму, який протікає через людину при дотику до фазного провідника;
- 2) у довгих трифазних чотиривідних електричних мережах з ізолюваною нейтраллю захисна роль ізоляції електричної мережі знижується. Збільшення опору ізоляції не призводить до зменшення струму що протікає через тіло людини при його дотику до фазного провідника.

Таким чином, принцип дії електричного розділення мережі полягає в зниженні небезпеки ураження електричним струмом шляхом зменшення протяжності електричної мережі, за рахунок поділу її на окремі електрично незв'язані між собою ділянки малої довжини.

Як виконується електричне розділення мережі?

Для виконання електричного поділу мережі електроприймач підключається через розділовий трансформатор. Розділовий трансформатор (відповідно до ДСТУ 3225-95) - трансформатор, первинна обмотка якого

електрично не пов'язана зі вторинними обмотками з метою виключення небезпеки, обумовленої можливістю випадкового одночасного дотику до землі і струмоведучих частин, або не струмоведучих частин, які можуть опинитися під напругою у разі пошкодження ізоляції.

Безпечний розділовий трансформатор - розділовий трансформатор, який призначений для живлення кіл наднизькою безпечною напругою.

Вторинну обмотку трансформатора і корпус електроприймача не заземлюють. Корпус розділового трансформатора може заземлюватися або занулятися, як зазвичай (трансформатори класу I) або не заземлятися (трансформатори класу II і III). Вторинна напруга розділових трансформаторів не повинна перевищувати 1000 В, для безпечних розділових трансформаторів - 50 В.

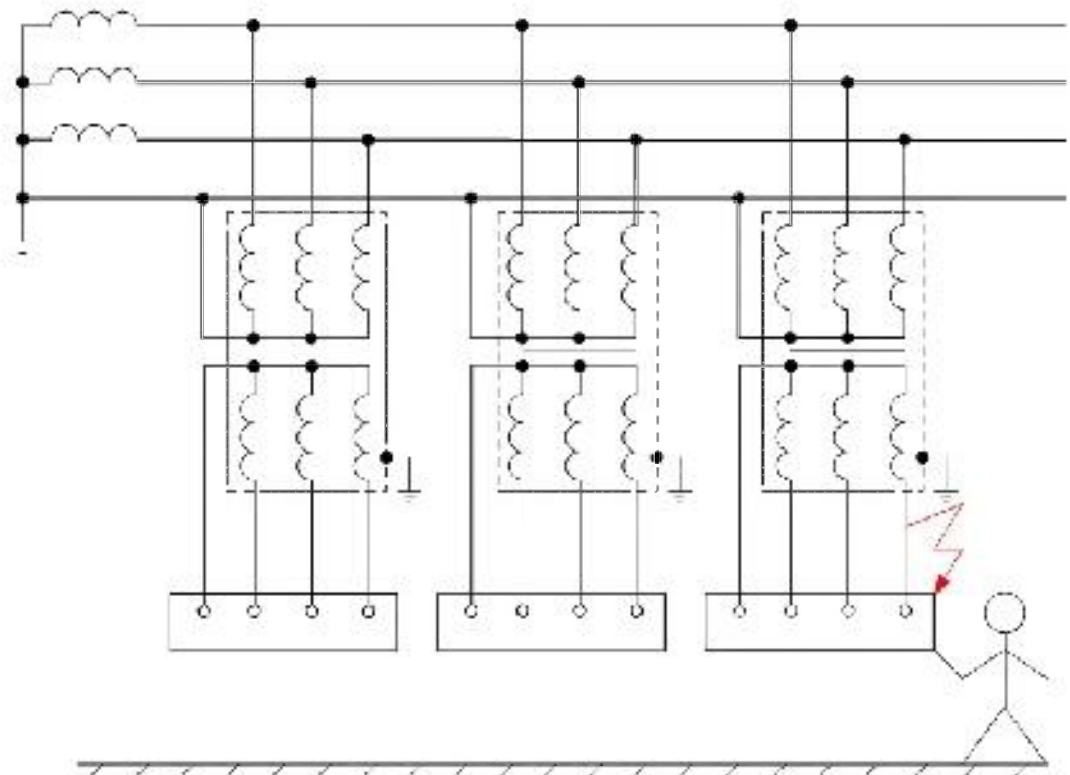


Рисунок 4.6 – Схема включення розділового трансформатора

При випадковому дотику до фазного провідника у вторинному ланцюзі не створюється небезпеки ураження електричним струмом. Через людини буде протікати лише невеликий струм через землю і назад до іншого провідника

через властиву цьому провіднику ємність щодо землі. Оскільки ємність провідника щодо землі дуже мала, то струм зазвичай нижче рівня відчуття.

Однак є ряд умов ефективної роботи даного захисту:

1) струмоведучі частини вторинних кіл не повинні мати зв'язку з землею або захисним провідником;

2) довжина кабелів, які підключені до вторинної обмотки розділового трансформатора, повинна бути обмежена, щоб уникнути великих значень ємності (в стандарті МЕК 60364-4-41: 2005 рекомендується, щоб при живленні більш ніж одного приймача від одного джерела похідна номінальної напруги ланцюга в вольтах і довжини кабелів в метрах не перевищувало 100000, і щоб довжина електропроводки не перевищувала 500 м.);

3) має бути забезпечений великий опір ізоляції кабелів і побутових електроприладів, підключених до вторинної обмотки розділового трансформатора. Ці умови зазвичай обмежують застосування даного захисту окремого побутового електроприладу.

					БР 3.6.141.412 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

Висновок

В ході виконання даної роботи було проаналізовано основні прийоми та методи роботи в програмному середовищі Power System Simulator for Engineering.

В даному програмному комплексі була реалізована електрична мережа та отримані для неї результати поточкорозподілу та величини падіння напруги на складових елементах мережі. Дані, отримані нами в PSS®E, були порівняні з результатами аналітичних розрахунків за загальними формулами. Результати розрахунків збігаються між собою з дуже малою розбіжністю($\approx 1,1\%$)

Також в програмі Power System Simulator for Engineering було створено модель системи електропостачання промислового підприємства, живлення якого здійснюється за схемою глибокого вводу. За отриманими після моделювання результатами були визначені втрати електричної енергії в мережах промислового підприємства. Втрати електроенергії визначалися у відповідності до добових графіків навантажень підприємства для нормального режиму роботи та для режиму мінімальних навантажень.

Було підтверджено, що експлуатація трансформаторів при середній завантаженості менше 30-35%, є неефективною і призводить до зменшення коефіцієнту потужності та збільшення втрат реактивної потужності. Тому було прийнято рішення для оптимізації роботи системи електропостачання промислового підприємства в режимі мінімальних навантажень, для кожної групи споживачів (що розташовані у відповідних цехах) здійснити відключення одного з двох трансформаторів, що працюють паралельно. Для збереження надійності електропостачання споживачів було ввімкнено секційні вимикачі що з'єднують секції шин різних цехів.

Отже, можна зробити висновок, що використання подібних програмних комплексів значною мірою полегшує процеси моделювання та аналізу енергозабезпечення різних підприємств або районів.

					БР 3.6.141.412 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

Список використаної літератури

1. PSS®E Siemens PTI//[WWW документ]. URL <https://new.siemens.com/global/en/products/energy/services/transmission-distribution-smart-grid/consulting-and-planning/pss-software/pss-e.html>.
2. Методичкус. Метод Ньютона//[WWW документ]. URL <http://http://3ys.ru/metody-resheniya-nelinejnykh-uravnenij-i-zadach-linejnoj-algebry/metod-nyutona.html>.
3. Електричні системи та мережі : конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, Т. М. Загородня. – Суми: Сумський державний університет, 2018. – 214 с.
4. Правила улаштування електроустановок (зі змінами та доповненнями). – К.: Форт, 2017- 760с.
5. УкрНИИЭлектротерм (n.d). Печи и оборудование. Электродпечь ДС-6Н1//[WWW документ]. URL <http://niiterm.com/index.php/ru/elektropech-ds-6n1.html>.
6. Василега П.О. Електротехнологічні установки: Навч. посібник. – Суми: Видавництво СумДУ, 2010. – 548 с.
7. ПСМ, промышленные силовые машины. Инжиниринг, производство, проекты под. ключ (n.d). Серия ПСМ ДНУ с насосами типа ЦНС, МТР//[WWW документ]. URL http://www.powerunit.ru/catalog/diesel_pumpset/.../dnu_cns_mmz_yamz_tmz.
8. Електопостачання: підручник/ П.О.Василега. – Суми: Сумський державний університет, 2019. – 521 с.
9. Охорона праці в електроенергетиці/Упорядник О. В. Кобилянський – Вінниця: ВНТУ, 2006. – 165 с.
10. Методичні вказівки до виконання курсового проекту на тему „Розрахунок замкнутої електричної мережі” з курсу „Електричні системи та мережі” / укладачі: І. Л. Лебединський, С. М. Лебеда, В. І. Романовський, В. В. Волохін. – Суми: Сумський державний університет, 2011. – 40 с.