МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

ДНІПРОПЕТРОВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ЗАЛІЗНИЧНОГО ТРАНСПОРТУ
імені академіка В. Лазаряна

В. Г. Сиченко, В. Г. Кузнецов, Д. О. Босий, О. І. Саблін

ЕНЕРГЕТИКА ТЯГОВИХ МЕРЕЖ

За загальною редакцією
д-ра техн. наук, проф. В. Г. Сиченка

Монографія

Дніпро – 2017

УДК 621.311-021.465
ББК 39.217 (УКР)
С41
ISBN _____
Видавництво ПФ «Стандарт-Сервіс»
Дніпро, 2017

Рекомендовано до друку вченою радою Дніпропетровського національного університету залізничного транспорту імені академіка В. Лазаряна
(протокол № 5 від 26.12.2016 р.)

Автори:
Сиченко В.Г. – передмова, розділи 1, 2;
Кузнецов В.Г. – розділи 4, 6;
Босий Д.О. – розділи 2-4;
Саблін О.І. – розділ 5.

Рецензенти:
д-р техн. наук, проф. *Андрієнко П. Д.*
д-р техн. наук, проф. *Гетьман Г. К.*
д-р техн. наук, проф. *Денисюк С. П.*

Сиченко В.Г., Кузнецов В.Г., Босий Д.О., Саблін О.І. Енергетика тягових мереж [Текст] : монографія / за загальною редакцією д-ра техн. наук, проф. В. Г. Сиченка. – Дніпро: Вид-во ПФ «Стандарт-Сервіс», 2017. – 210 с.

У монографії розглянуті загальні підходи до проблеми енергетичних процесів у тягових мережах, енергетичні характеристики енергообмінних процесів, питання балансу енергії та втрат потужності, потенціалу енергозбереження та рекуперації електричної енергії, а також підходи до підвищення ефективності функціонування тягових мереж.

Монографія розрахована на наукових та інженерно-технічних працівників електрифікованих залізниць, які займаються питаннями проектування і експлуатації пристроїв тягового електропостачання та може бути корисною студентам, які навчаються за фахом «Електротехнічні системи електроспоживання».
Рис. 141, табл. 18, бібл. 104 назв.

УДК 621.311-021.465
ББК 39.217 (УКР)

ISBN ____

© Сиченко В.Г., 2017
© Кузнецов В.Г., 2017
© Босий Д.О., 2017
© Саблін О.І., 2017

Зміст

ВСТУП 6
1. ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ ПРОЦЕСІВ У ТЯГОВИХ МЕРЕЖАХ 8
1.1. Перспективи розвитку систем тягового електропостачання 8
1.1.1. Перспективи розвитку систем тягового електропостачання змінного струму 12
1.1.2. Перспективи розвитку тягового електропостачання постійного струму 20
1.2. Електроенергетичні процеси у системах тягового електропостачання 24
1.3. Показники ефективності енергетичних процесів у системах тягового електропостачання 34
Список використаних джерел до розділу 1 45
2. ЕНЕРГЕТИЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ СИСТЕМ ТЯГОВОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ 49
2.1. Якість використання електричної енергії в тягових мережах 49
2.2. Електромагнітна взаємодія тягових підстанцій постійного струму електрифікованих залізниць з системами зовнішнього електропостачання 64
2.3. Взаємодія системи змінного струму з системою зовнішнього електропостачання 67
2.4. Особливості функціонування лічильників електричної енергії у системах тягового електропостачання 72
Список використаних джерел до розділу 2 84
3. БАЛАНС ПОТУЖНОСТЕЙ В МИТТЄВИХ СХЕМАХ СИСТЕМ ТЯГОВОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ 87
3.1. Фізичні процеси споживання електричної енергії та проблематика балансу в системах тягового електропостачання 88
3.2. Особливості розрахунку миттєвих схем для систем підтримання постійної потужності 91
3.3. Оцінка точності визначення мінімальної напруги 106
3.4. Уявлення електричних величин для систем тягового електропостачання в просторово-часових координатах 108
3.5. Декомпозиція складових балансу потужностей 118
3.6. Особливості струморозподілу в розподілених системах тягового електропостачання 128
Список використаних джерел до розділу 3 136
4. ВТРАТИ ПОТУЖНОСТІ В ТЯГОВИХ МЕРЕЖАХ 137

4.1. Принципи визначення миттєвих та еквівалентних опорів для різних схем живлення контактної мережі 137
4.2. Визначення втрат потужності в тягових мережах 140
Список використаних джерел до розділу 4 148
5. ОСОБЛИВОСТІ РОБОТИ ТЯГОВИХ МЕРЕЖ В РЕЖИМІ РЕКУПЕРАЦІЇ ЕНЕРГІЇ 149
5.1. Енергетика процесу рекуперації енергії при електричному гальмуванні транспортних засобів..... 149
5.2. Взаємний вплив процесу рекуперації енергії на режим напруги в тяговій мережі 156
5.3. Експлуатаційні фактори, що впливають на обсяги енергії рекуперації..... 162
5.4. Інтегральні показники ефективності графіків рекуперації енергії 168
5.5. Усталені процеси струморозподілу енергії рекуперації в системах тягового і зовнішнього електропостачання..... 173
5.6. Підвищення ефективності використання надлишкової енергії рекуперації в тяговій мережі 179
Список використаних джерел до розділу 5..... 192
6. ПОТЕНЦІАЛ ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ В ТЯГОВИХ МЕРЕЖАХ 194
6.1. Оцінка потенціалу енергозбереження 194
6.2 Методологія оцінки обсягів скорочення ПЕР в системі електропостачання тяги поїздів постійного струму магістральних залізниць 206
Список використаних джерел до розділу 6 210

ВСТУП

Реалізація енергетичної політики включає прогнозування енергоспоживання, структурну та інвестиційну політику в галузі енергетики, науково-технічну і екологічну політику, систему стимулів і умов для енергозбереження. Процес постановки і коректування короткострокових і середньострокових завдань в енергетичній політиці, а також вибір засобів і методів їх вирішення – це процес, що розвивається, та включає в себе моніторинг енергетичної ситуації, прогноз можливих економічних і ресурсних тенденцій.

Аналіз основних напрямків розвитку паливно-енергетичного комплексу з позиції прогнозу забезпечення перспективних потреб залізничного транспорту енергетичними ресурсами показує, що найбільш стійким енергоносієм, як за обсягами, так і за динамікою зростання вироблення на найближчу і віддалену перспективи є електрична енергія.

В останні роки «Індекс енергоекономічної ефективності» (відношення енергетичних складових до собівартості перевезень) знаходиться на рівні 3÷4 кратного на користь електричної тяги в порівнянні з тепловозною. У зв'язку з цим стратегія на розширення полігону електрифікації та частки вантажопотоку на ньому є основним пріоритетом в плані заощадження енергоресурсів на залізничному транспорті. Більш висока енергетична ефективність (по питомій витраті на тягу), випереджаючі темпи зростання цін на дизельне паливо по відношенню до електроенергії, прогнозне зниження відтворення дизельного палива (що неминуче відіб'ється на його ціні) однозначно підтверджують пріоритетність розвитку електричної тяги.

Нові соціально-політичні умови, що складаються в останні роки вимагають розробки нової енергетичної політики. Для вирішення цієї актуальної проблеми виникає необхідність і в переозброєнні господарства електропостачання електрифікованих залізниць, створення концепції оновлення і технічного розвитку тягового електропостачання, розробці концептуальних рішень по нетрадиційним системам тягового електропостачання.

Ця монографія є певним підсумком робіт, виконаних авторами для вирішення наведених вище проблем протягом останнього десятиріччя. У даній монографії розглядаються наступні питання: загальні підходи до проблеми енергетичних процесів у тягових мережах, енергетичні характеристики енергообмінних процесів, питання балансу

енергії та втрат потужності, потенціалу енергозбереження та рекуперації електричної енергії, а також підходи до підвищення ефективності функціонування тягових мереж.

Автори вважають за необхідне відзначити, що створення цієї монографії було б неможливим, якби вони не мали б можливості використовувати поради і допомогу працівників електрифікованих залізниць, яким ми висловлюємо подяку.

Висловлюємо щиру подяку рецензентам: д-ру техн. наук, проф. Андрієнку П. Д., д-ру техн. наук, проф. Гетьману Г. К., д-ру техн. наук, проф. Денисюку С. П., зауваження і поради яких сприяли поліпшенню книги. Особлива подяка Косарєву Є. М. та Міронову Д. В. за допомогу в оформленні рукопису.

Автори усвідомлюють, що ширина і спектр порушених питань з даної проблематики не дозволили в повній мірі їх деталізоване висвітлення в плані формулювання окремих питань, тому з вдячністю приймуть зауваження та пропозиції щодо поліпшення змісту книги. Просимо надсилати їх на адресу: 49010, м. Дніпро, вул. Лазаряна, 2, ДНУЗТ, кафедра «Інтелектуальні системи електропостачання».

1. ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ ПРОЦЕСІВ У ТЯГОВИХ МЕРЕЖАХ

1.1. Перспективи розвитку систем тягового електропостачання

На сьогоднішній день у розвитку залізничного транспорту спостерігається ціла низка тенденцій, серед яких можна виділити:

– розширення мережі електрифікованих високошвидкісних магістралей;
– збільшення сумарної тягової потужності тривалого режиму руху поїздів;
– застосування безколекторних тягових двигунів і напівпровідникової силової елементної бази нового покоління, зниження питомого енергоспоживання [1].

Сучасний стан електрифікованих залізниць обумовлюється необхідністю забезпечення конкурентоспроможності з іншими видами транспорту, як при перевезенні пасажирів, так і при доставці вантажів. Разом з відомими перевагами електрифікованих залізниць необхідно також забезпечувати високий рівень комфортності і швидкості доставки. Вирішення цих завдань і зумовлює впровадження швидкісного і високошвидкісного пасажирського транспорту, а також великовагового руху потягів.

Як відомо, загальні вимоги до систем тягового електропостачання швидкісних магістралей (СТЕ) полягають у забезпеченні надійного струмознімання і завданої якості електричної енергії при живленні швидкісного електрорухомого складу. Пристрої тягового електропостачання також не повинні обмежувати максимальні швидкості руху нижче прийнятого на ділянці рівня. Встановлення максимальних швидкостей руху швидкісних потягів по окремих конкретних ділянках і перегонах існуючих магістралей здійснюється в результаті комплексної оцінки умов допустимих швидкостей руху за станом колії і нормативам взаємодії з нею рухомого складу [2]. Наведені вимоги в повній мірі відносяться і до існуючих систем живлення електрифікованих магістралей.

На залізницях світу експлуатується низка різних систем електричної тяги, що розрізняються родом і частотою струму, а також рівнем напруги в контактній мережі. Найбільш широкого поширення набули дві основні конкуруючі традиційні системи - це системи 25 кВ і 2х25 кВ змінного струму частотою 50 Гц і 3 кВ постійного струму.

Решту систем можна віднести до нетрадиційних, які були створені на різних етапах електрифікації залізниць в процесі пошуку найбільш прийнятних і технічно реалізовуваних систем електричної тяги.

Розвиток і становлення кожної з цих систем обумовлювалися рівнем науково-технічного прогресу на певний період часу. При цьому необхідно відзначити, що система постійного струму з моменту своєї появи фактично не змінювалася структурно, а змінювалися, в основному, елементна база і вживане устаткування. Система змінного струму, навпаки, з самого початку свого застосування постійно піддається різного роду удосконаленням і поліпшенням. Можна констатувати, що, не зважаючи на задекларовані переваги і переважаюче нині застосування системи змінного струму, досвід її експлуатації доводить, що, в цілому, вона вже не відповідає сучасним вимогам. За усі роки експлуатації і постійної модернізації так і не були усунені основні недоліки цієї системи: небезпечний електромагнітний вплив, несиметричне завантаження фаз, значні об'єми транзиту реактивної енергії та інші [3].

Створені в різний час технічні системи (зокрема, і тягового електропостачання), мали істотні відмінності, що викликало різноманіття залізничних систем в європейських країнах і вживаних на континенті систем електропостачання. У Центральній і Північній Європі домінує система змінного струму напругою 15 кВ і частотою 16,7 Гц. У Португалії, Данії, Фінляндії, у більшості східноєвропейських країн, а також на півночі Великобританії і Франції застосовується система електропостачання змінного струму напругою 25 кВ частотою 50 Гц. Вона виникла пізніше за інші системи і тому отримала основне поширення на нових або раніше не електрифікованих залізницях. У Іспанії, Італії, Бельгії, Польщі, на півночі Чехії і Словаччини основною є система постійного струму напругою 3 кВ. Аналогічна їй система постійного струму напругою 1,5 кВ поширена в Нідерландах і на півдні Франції. На півдні Великобританії збереглися перші системи тягового електропостачання постійного струму напругою 650, 750 і 1200 В з контактною рейкою. Наявність такого великого числа систем тягового електропостачання значною мірою ускладнює інтеграційні процеси, що йдуть на залізничній мережі Європейського континенту. У табл. 1.1 наведені застосовувані системи тягового електропостачання на магістральних залізницях в Європі.

Спочатку в Європі електрифікація залізниць здійснювалась на постійному струмі. І сьогодні більше половини усіх електричних тя-

гових систем використовують постійний струм. На початку двадцятого століття були зроблені спроби використовувати однофазні двигуни на змінному струмі в якості приводів, які б живилися від однофазного змінного струму на частоті 50 Гц. У Німеччині вони привели до використання однофазного змінного струму з частотою 16,7 Гц, при цьому електроенергія генерується і розподіляється як одна фаза на окремій залізничній мережі. Цей тип тягового електропостачання застосовується з 1912/1913 рр. Система також була перейнята Австрією, Швейцарією, Норвегією і Швецією. Система тягового електропостачання, що використовує однофазний змінний струм 16,7 Гц, довела свою спроможність і ефективність при електропостачанні високошвидкісного руху і руху з високою пропускною спроможністю. І, нарешті, первинний досвід тягових систем електропостачання зі змінним струмом 50 Гц був отриманий також в Німеччині в 1940 році.

Таблиця 1.1

Електрифікація залізниць в ряді країн Європи [4]

Країна	Довжина мережі, км	Електрифіковані лінії		Рід струму, рівень напруги, частота	
		Довжина, км	Доля, %	Однофазний змінний, кВ/Гц	Постійний, кВ
Бельгія	13410	2516	19	–	3
Данія	2833	440	16	15/16,7	–
Німеччина	44214	20463	46		–
Фінляндія	11726	4389	37	25/50	–
Франція	31939	14176	44		1,5
Великобританія	16596	4988	30		0,75
Нідерланди	2808	2061	73	–	1,5
Італія	19502	11668	60		1,5/3
Норвегія	4012	2530	63	15/16,7	–
Австрія	6257	3640	58		
Польща	26270	12249	47	–	3
Швеція	11599	7443	64	15/16,7	–
Швейцарія	4575	4575	100		
Іспанія	15171	7605	50	25/50	1,5/3

До кінця 2010 року довжина електрифікованих магістральних тягових ліній складала близько 240 200 км по всьому світу і мала наступну структуру:

– постійний струм 1,5 кВ – приблизно 18760 км – 7,8% від загальної довжини;
– постійний струм 3 кВ – приблизно 78 000 км – 33% від загальної довжини;
– змінний струм 16,7 Гц 15 кВ – 35 000 км – 14,6% від загальної довжини;
– змінний струм 50 Гц 25 кВ – приблизно 98 000 км – 40,5% від загальної довжини.

Існуючі системи тягового електропостачання не завжди в змозі забезпечити провізну спроможність залізниць. Особливо гостро ця проблема проявляється в системі електричної тяги постійного струму 3 кВ на великих транспортних вузлах. Отже, необхідно шукати способи підвищення тягово-енергетичних можливостей експлуатованих систем тягового електропостачання. Звідси, сучасні енергетичні канали систем тягового електропостачання повинні забезпечувати надійність та безперебійність живлення, стійкість до непередбачуваних впливів та високу енергоефективність. На сучасному етапі, окрім вказаного, вони повинні бути електромагнітносумісними з оточуючим середовищем на всіх рівнях передачі, перетворення та споживання електричної енергії. Вказані процеси забезпечуються низкою різноманітних пристроїв, утворюючих, власне, енергетичні канали (ЕК): лінії електропередачі, трансформатори, перетворювачі, інфраструктура тягової мережі та споживачі електричної енергії.

Взаємодія підсистем ЕК представляє складний стохастичний процес, характеристики якого змінюються у просторі, площині та часі. Аналіз впливаючих чинників дозволяє окреслити основні вимоги до обладнання ЕК:

1. Випрямлячі:
– рівні генерації вищих гармонік у мережі постійного та змінного струмів;
– рівень генерації реактивної енергії;
– стабілізація напруги;
– стійкість до комутаційних процесів;
– функції фільтрації;
– режими інвертування та струмообмеження.

2. Трансформатори:
– рівні генерації гармонік;
– втрати потужності;
– регулювальні властивості;

– забезпечення необхідної кількості фаз;
– реалізація принципу глибокого вводу;
– мінімізація експлуатаційних затрат.

3. Інфраструктура тягової мережі:
– мінімізація електромагнітних впливів будь-якого походження на суміжні пристрої;
– мінімізація втрат електричної енергії;
– забезпечення нормального функціонування рейкових кіл та інформаційно-керуючих систем.

4. Електрорухомий склад:
– мінімізація впливу на суміжні пристрої;
– підвищення енергетичних характеристик споживання електроенергії.

5. Нетягові споживачі:
– рівні генерації вищих гармонік;
– підвищення енергетичних характеристик споживання електроенергії.

Комплексна реалізація зазначених вимог дозволить створити високоефективні конкурентноздатні електроенергоефективні енергетичні канали систем тягового електропостачання, які відповідають сучасним вимогам.

1.1.1. Перспективи розвитку систем тягового електропостачання змінного струму

Аналіз доступної науково-технічної літератури показує переважне зараз застосування тяги змінного струму для живлення швидкісних магістралей, як в Європі, так і в Азії. Як відомо, застосування системи електричної тяги на однофазному змінному струмі супроводжується значними складнощами, пов’язаними із забезпеченням якісного відбору електроенергії від живлячих енергосистем (несиметрія навантажень і живлячої напруги, завантаження мережі реактивними струмами, спотворення форми струму мережі), сильними електромагнітними впливами на усі суміжні пристрої, низькою якістю випрямлення однофазного змінного струму на електрорухомому складі і його відносно низьким ККД. Досвід експлуатації системи електропостачання змінного струму 25 кВ у Російській Федерації (57% полігону електрифікованих залізниць РФ), показав що електрична тяга на змінному

струмі породила нові проблеми, які не вирішені остаточно досі і має наступні основні недоліки [3]:

- несиметричність (однофазного або двофазного) навантаження, що підключається до симетричної системи зовнішнього електропостачання, призводить до погіршення якості електричної енергії і збільшення втрат в живлячій мережі, а так само до збільшення втрат в силових трансформаторах підстанції на 25-100%.
- потужність силових трансформаторів тягових підстанцій використовується на 68%.
- неоднакові кути зсуву між векторами струму і напруги.

Окрім вказаних основних недоліків системи змінного струму проблемними питаннями залишаються забезпечення електромагнітної сумісності і дотримання екологічних вимог у межах мегаполісів і найближчих передмість.

Необхідно також звернути увагу на те, що передбачувані переваги впровадження системи змінного струму: зниження витрати електроенергії за рахунок зменшення втрат в контактній мережі, скорочення капітальних витрат за рахунок зменшення числа тягових підстанцій, зниження витрати міді за рахунок зменшення перерізу контактної підвіски не виправдалися в умовах Росії [5]. Витрата електроенергії на змінному струмі на практиці виявилася на 5-6 % вищою, ніж на постійному через зниження експлуатаційного ККД електровозів змінного струму. Це пов’язане з бортовим перетворювальним устаткуванням, яке при однофазному випрямленні має більші втрати, чим стаціонарне, встановлене на тягових підстанціях. Крім того, на електровозах змінного струму рекуперативний режим менш ефективний по віддачі електроенергії, чим на електровозах постійного струму.

Система тягового електропостачання на змінному струмі за рахунок зменшення числа тягових підстанцій і перерізу контактної підвіски виявилася в сукупності на 12 - 15 % дешевшою за систему постійного струму, але електровози змінного струму в 1,5 рази дорожчі за електровози постійного. При існуючій насиченості електровозами електрифікованих ділянок загальний баланс за капітальними витратами виявився не на користь змінного струму. Витрата міді в контактній мережі при змінному струмі в 2 рази менше, ніж при постійному, але в кожному електровозі змінного струму міді на 5,5 т більше, ніж в електровозі постійного струму. І тут загальний баланс не на користь змінного струму [5].

Для удосконалення якості передачі енергії у СТЕ змінного струму застосовують спеціальні симетруючі трансформатори, нові пристрої фільтрації і компенсації реактивної потужності з широкосмуговою фільтрацією гармонік струму, вставки постійного струму, розробляють розробляють нові технології живлення рухомого складу [6-13].

Відомо також, що одним з напрямків підвищення надійності та ефективності тягової мережі змінного струму є її підсилення, оскільки недостатність перетину проводів призводить до збільшення втрат енергії і напруги, що призводить до зниження швидкості руху поїздів. В даний час найбільшого поширення набули способи підсилення тягової мережі за рахунок включення підсилюючих і екрануючих проводів (ЕПП).

Ідея такої системи полягає в тому, що зворотній струм від ЕРС пропускають не по рейках, а по спеціальному (екрануючому) проводу, який в цьому випадку з'єднується з рейками через строго визначені відстані. При цьому екрануючий провід розташовують як можна ближче до контактної підвіски. Це сприяє зменшенню індуктивного опору, оскільки магнітне поле контактної підвіски максимально компенсується магнітним полем екрануючого дроту, струм в якому протікає в протилежному напрямі. Схема системи електропостачання з ЕПП приведена на рис. 1.1. Другою перевагою цієї системи є також менший електромагнітний вплив на суміжні електричні лінії.

Розроблена в Ростовському інституті інженерів залізничного транспорту спільно з Північно-Кавказькою залізницею в 1975 році ця система надалі була вдосконалена співробітниками ВНДІЗТ, МІІТ та Транселектропроекту [10]. У 1990 році було обладнано 560 км на Північно-Кавказькій і на Горьківській залізницях колишнього СРСР. Досвід експлуатації підтверджує переваги системи. Особливо велика ефективність системи ЕПП для високошвидкісних магістралей. З початку 90-х років така система стала використовуватися за кордоном (Німеччина, Іспанія). Ця система вигідна не лише для швидкісних пасажирських магістралей, але і як енергозберігаюча - на залізницях з вантажним рухом.

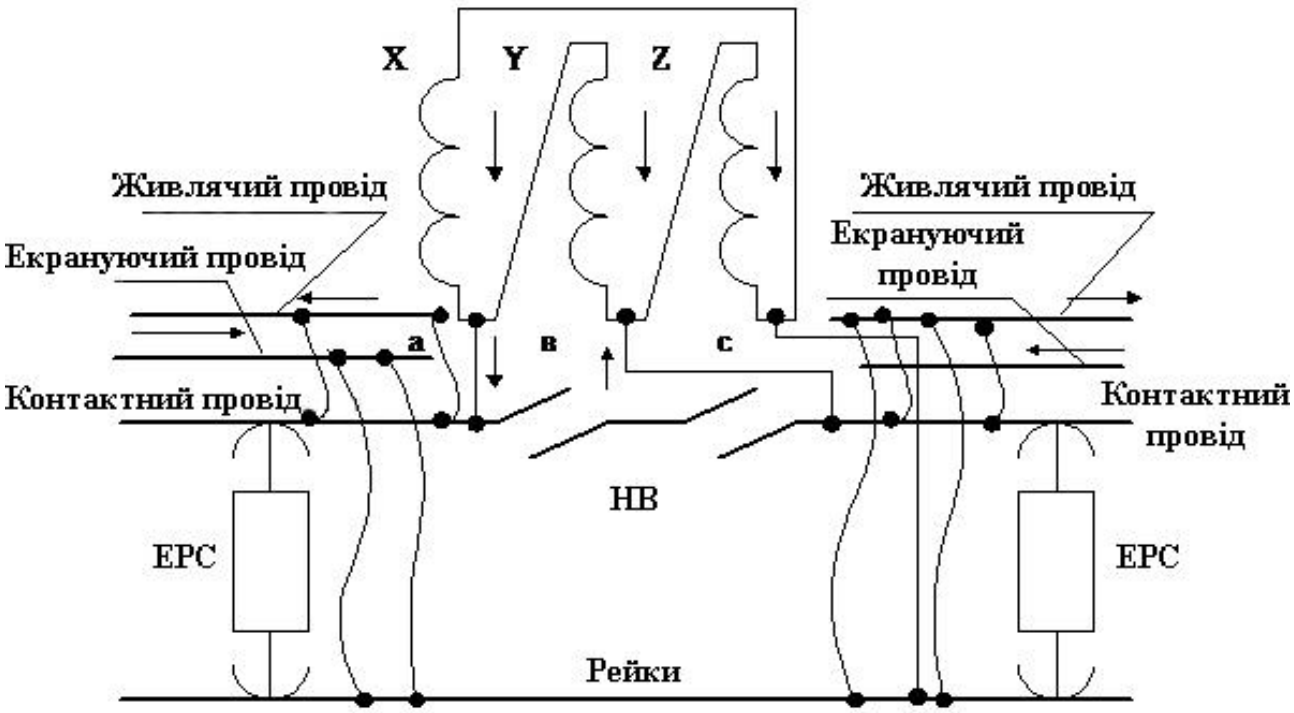


Рис. 1.1. Система електропостачання змінного струму з екрануючим і підсилюючим проводами

В Японії і Німеччині створені і знайшли практичне застосування також тягові мережі змінного струму 27,5 кВ з коаксіальним кабелем, використовуваним в ролі підсилючого і екрануючого проводів (рис. 1.2). Застосування коаксіального кабелю підвищує ефективність системи 27,5 кВ з ЕПП, в тому числі дає можливість подовження міжпідстанційних зон. Недоліком цієї системи є те, що кабель прокладають вздовж залізничної дороги в землі, і це ускладнює оперативне усунення його пошкоджень і збільшує капітальні витрати на зовнішню ізоляцію і кабельні муфти. Для усунення цього недоліку рекомендується конструкція кабелю без зовнішньої ізоляції і підвішуванням його до несучого тросу із зовнішнього боку опор контактної мережі на ізоляторах. Струмопровідна оболонка з'єднується перемичками з контактної підвіскою. Число кабельних муфт скорочується, позаяк вони будуть потрібні тільки для з'єднання сердечника кабелю з середніми точками дросель-трансформаторів суміжних блок-ділянок колії.

Менші втрати напруги при такій системі обумовлені тим, що кабель має значно більшу зарядну ємність, компенсуючу індуктивну потужність. Якщо кабель з центральною провідною жилою і провідною оболонкою, ізольованою від центральної жили (так званий коаксіальний кабель), підвісити на опорах контактної мережі, то можна передавати, за інших рівних умов, енергію з меншими втратами на-

пруги і потужності. Але в цьому випадку постає питання відбору потужності з кабелю до ЕРС. Для його вирішення через певні відстані через спеціальні муфти потужність відбирається з кабелю і через відпайки передається в контактну мережу. При цьому контактна мережа може бути виконана без залучення дефіцитної міді, а з бронзи, оскільки в цьому випадку вона не є централізованим постачальником енергії, а передає потужність лише обмеженому числу ЕРС.

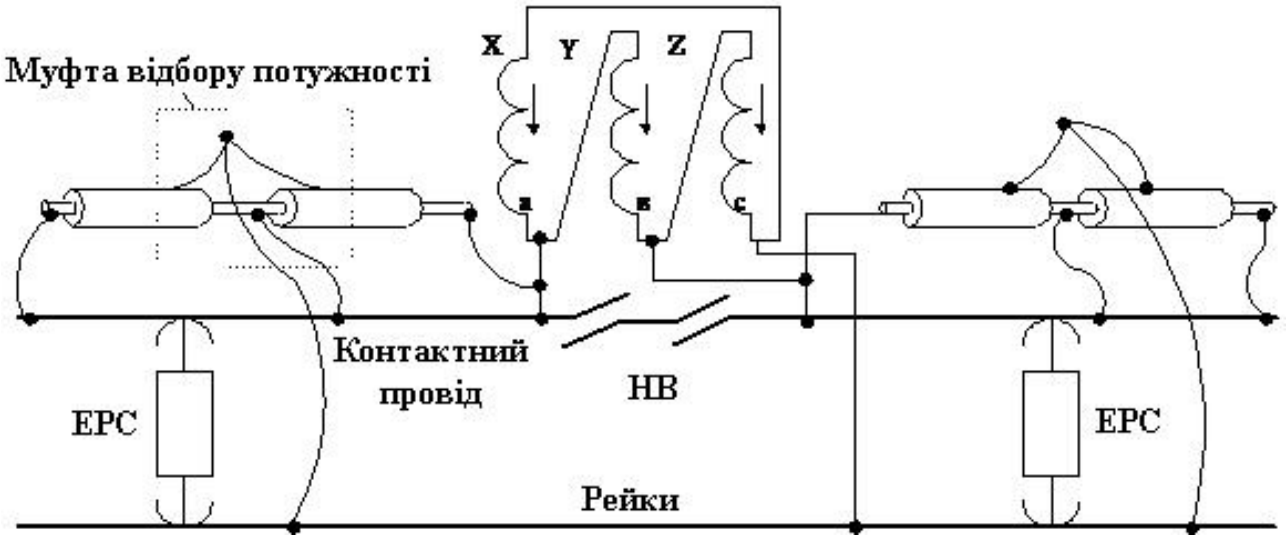


Рис. 1.2. Система електропостачання змінного струму з коаксіальним кабелем

Недоліком цієї системи є складність спорудження досить частих пристроїв відбору потужності (муфт). Розглянута система характеризується малим електромагнітним впливом на суміжні електричні лінії, які можуть бути розташовані уздовж залізниці, внаслідок урівноваженості магнітних полів “прямого” і “зворотного” струмів.

Проведені розрахунки показують: електричні характеристики алюмінієвого коаксіального кабелю з внутрішньою ізоляцією із зшитого поліетилену дозволяють різко в (4-6 разів) знизити індуктивний опір тягової мережі; за рахунок високого взаімоіндуктивного зв’язку оболонки і сердечника, великої ємнісної зарядної потужності кабелю зменшити споживану тяговими підстанціями і електрорухомим складом реактивну потужність в середньому на 30%; знизити встановлену потужність тягових трансформаторів на 15%; зменшити більш ніж в шість разів електромагнітний вплив тягової мережі з коаксіальним кабелем в порівнянні з технічно рівноцінною тяговою мережею з ЕПП [6]. При цьому при довжині прольотів рівному 60 м алюмінієвий коаксіальний кабель з перетинами сердечника і оболонки по 200 мм^2 і внутрішньою ізоляцією із зшитого поліетилену можна підвішувати на

тросі ТК-50 до типових опор контактної мережі із зовнішнього боку. Причому, обрив троса не приводить до руйнування кабелю, а в найгірших умовах тепловідведення такий кабель здатний тривалий час пропускати струм величиною 1 кА по оболонці і по сердечнику одночасно.

Для забезпечення ефективного електропостачання при переведенні електрифікованих ліній на швидкісний рух часто виконують підсилення СТЕ, мета якого полягає в тому, щоб рівні напруги на струмоприймачах ЕРС в нормальному режимі лежали в діапазоні 24-29 кВ [11]: проводиться заміна однофазних трансформаторів СТЕ 2×25 кВ на симетруючі трансформатори (СТ) Вудбріджа (рис. 1.3) в поєднанні з коаксіальним кабелем (рис. 1.4).

Застосування трансформаторів Вудбриджа пов'язане з деяким збільшенням трансформаторної потужності тягової підстанції в порівнянні з класичною схемою у зв'язку зі зниженим (близько 83 %) використанням трансформаторної потужності трифазним трансформатором і наявністю двох додаткових автотрансформаторів на підстанції. Окрім того, заміна живлячого дроту дорогим кабелем великого перерізу з номінальною напругою 55 кВ призводить до додаткових витрат на модернізацію тягової мережі.

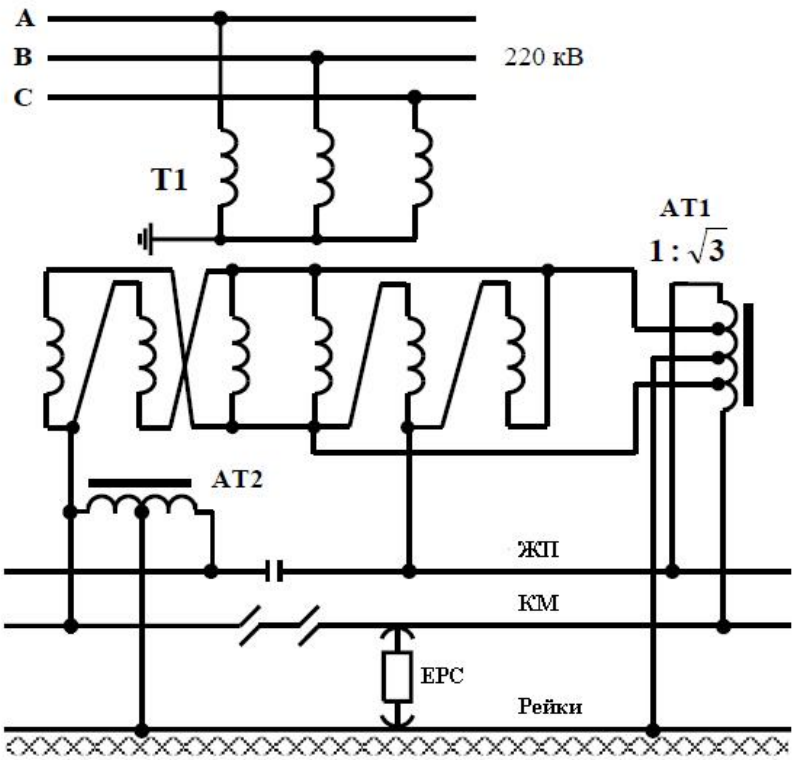


Рис. 1.3. СТЕ 2×25 кВ з модифікованими трансформаторами Вудбріджа

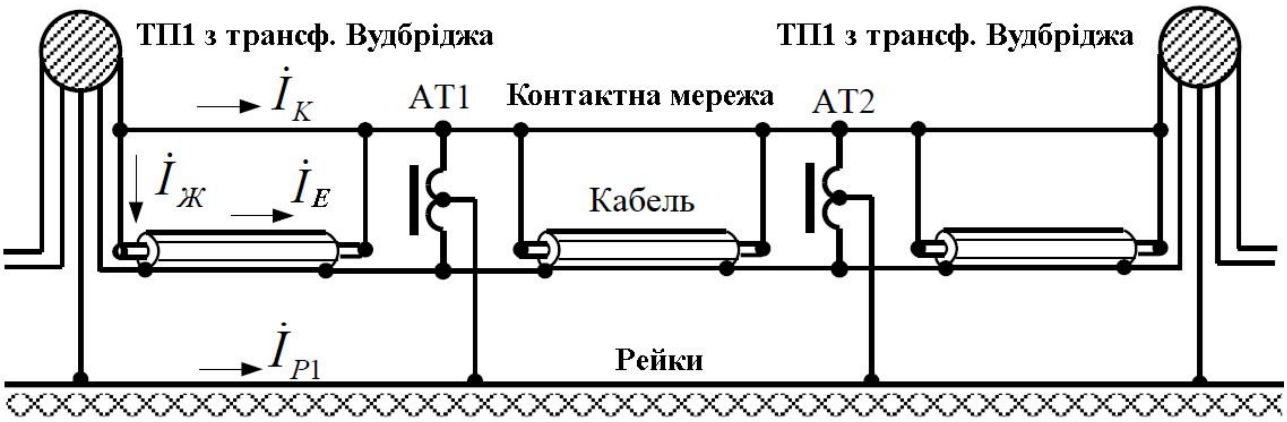


Рис. 1.4. Тягова мережа СТЕ 2×25 кВ з модифікованими трансформаторами Вудбріджа і коаксіальними кабелями

У роботі [12] описана модифікована схема Вудбріджа, призначена для живлення СТЕ 2×25 кВ (див. рис. 1.3). У цій схемі номінальна напруга між вершинами вторинних трикутників рівна 55 кВ при лінійній напрузі 31,8 кВ. Автотрансформатор АТ1 підвищує лінійну напругу до 55 кВ, а АТ2 забезпечує подібність напруг контактної мережі і живлячого дроту лівої міжпідстанційної зони.

Використання одножильного екранованого кабелю замість зворотнього дроту (див. рис. 1.4) одночасно зі зниженням впливу на суміжні лінії являється ефективним засобом стабілізації напруги в контактній мережі через невеликий активно-індуктивний опір кабелю. Жила кабелю використовується для підсилення контактної мережі, екран замінює зворотній провод системи 2×25 кВ, тому потрібний спеціалізований кабель з більшим перерізом жили та екрану.

В останні роки в Росії інтенсивно ведуться науково-дослідні роботи по впровадженню системи електропостачання залізниць на змінному струмі 94/27,5 кВ з симетруванням тягових навантажень [13]. Система тягового електропостачання 94 кВ з симетруючими трансформаторами з’явилася в 2004 році в Росії (рис. 1.5). Як зазначалось вище, найбільш суттєвим недоліком системи 27,5 кВ змінного струму являється нерівномірне завантаження фаз. Крім того, найбільш капіталомісткими частинами ТП є РП вищої напруги (ВРП-110 кВ або ВРП-220 кВ). Ці два положення лягли в основу створення нової системи тягового електропостачання. У цій системі використовуються спеціальні симетруючі трансформатори (СТ), що мають окрім вторинної обмотки симетруючі приставки (СП). Відстань між виходами загального призначення складає 300-350 км замість існуючих 45-70 км. Живлення тягової мережі організоване від однофазних тра-

нсформаторів, одержуючих живлення від двопровідних ліній спеціального призначення, підключених до обмоток СТ.

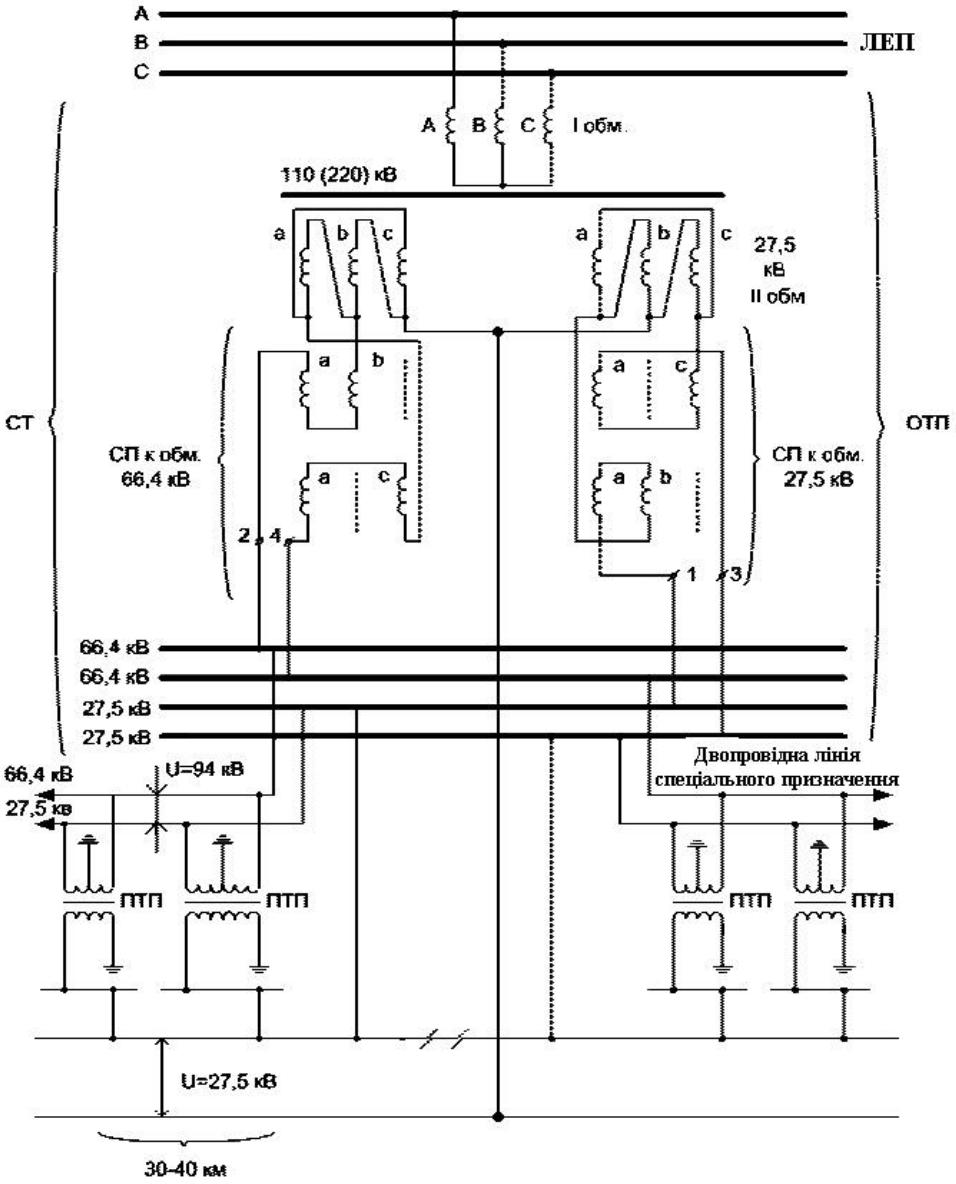


Рис. 1.5. Система тягового електропостачання 94 кВ

Відстань між підстанціями з однофазними трансформаторами складає 30-45 км, тобто між опорними підстанціями (ОТП) із СТ розташовано 7-9 проміжних підстанцій (ПТП) з однофазними трансформаторами. Потужність СТ ОТП дорівнює 63-80 МВА. Потужність однофазних трансформаторів ПТП дорівнює 16-25 МВА.

З векторної діаграми можна отримати, що вторинна обмотка СТ являє собою дві зчленовані і подібні одна одній симетруючі структури з’єднань обмоток. У першій структурі напруги між затисками 1-5 і 3-5 рівні 27,5 кВ і зсунуті по фазі на 90°. Друга структура (2-4-5) по-

дібна першій і має з нею загальний затиск 5, що з'єднується з рейками і землею. Напруга між затисками 2-5 і 4-5 рівна 66,4 кВ ($115/3^{1/2}$). Напруга між дротами двопровідних ліній спеціального призначення (між затисками 1-2 і 3-4) дорівнює 93,9 кВ (94 кВ). Напруги між затисками 1-2 і 3-4 зсунуті по фазі на 90°, що забезпечує симетруючий ефект трансформатора.

Таким чином, в системі 94 кВ змінного струму в тягову мережу подається 27,5 кВ, тобто використовується той же парк ЕРС.

Переваги системи:

1. Кількість виходів в мережу загального призначення скорочується в 5 разів.
2. Несиметрія струмів і напруги в ЛЕП менше в 3 рази (за рахунок застосування СТ).
3. Живлення тягової мережі відбувається від не обслуговуваних ПТП (без нейтральних вставок).
4. Скорочення втрат енергії.

Таким чином, перехід на сучасні системи електричної тяги на однофазному змінному струмі дозволяє вирішити головну задачу забезпечення високої пропускної і провізної здатності вантажонапружених, швидкісних і високошвидкісних магістралей. При цьому вдається отримати сприятливі рішення за умовами струмознімання, витраті кольорових металів, зносу контактного проводу, розміщення тягових підстанцій, енергозбереження, електрокорозії. Разом з цим застосування системи електричної тяги на однофазному змінному струмі супроводжується значними труднощами, пов'язаними із забезпеченням якісного відбору електроенергії від живлячих енергосистем (несиметрія навантажень і напруг живлення, завантаження мережі реактивними струмами, спотворення форми струму мережі), сильними електромагнітними впливами на всі суміжні пристрої, низькою якістю випрямлення однофазного змінного струму на електрорухомому складі і його відносно низьким ККД.

1.1.2. Перспективи розвитку тягового електропостачання постійного струму

Існують кілька способів підвищення енергетичної ефективності електричної тяги постійного струму [14]. Значно підсилити тягове електропостачання може не лише впровадження новітніх технологій і сучасного устаткування, а і застосування систем розподіленого жив-

лення. Принципи побудови цих систем були сформульовані проф. Марквардтом К.Г. ще в середині минулого століття. Саме ця ідеологія має бути покладена в розробку нової системи електропостачання і використовується при побудові систем змінного (2х25 кВ, 94 кВ) та постійного струму (6 кВ). При її застосуванні живлення контактної мережі здійснюється за допомогою перетворювальних пунктів, що підключаються до поздовжньої лінії електропередачі підвищеної напруги. Економічний ефект досягається за рахунок зменшення перерізу проводів контактної мережі, зменшення втрат енергії, підтримки необхідного рівня напруги в контактній мережі і збільшення коефіцієнта використання потужності основного енергетичного устаткування при зниженні його встановленої потужності. На сьогодні опрацювано декілька варіантів побудови систем розподіленого живлення, у тому числі із застосуванням змінного струму підвищеної частоти з напівхвильовим налаштуванням [15].

У зв’язку з цим і з розвитком силової керованої напівпровідникової техніки залишається актуальним пошук рішень подальшого підвищення рівня напруги в мережі електротяги постійного струму до 12, 18, 24 кВ, тобто створення більш ефективної системи електропостачання постійного струму.

Нині в електровозобудівній промисловості вже є приклади використання в тяговому приводі асинхронних електродвигунів, переваги яких підтверджені досвідом експлуатації на залізницях Європи. Склалася парадоксальна ситуація, коли технічно досконалий електрорухомий склад, побудований на базі останніх досягнень в області силової електроніки, поєднується з дуже недосконалими, застарілими пристроями електропостачання.

Останнім часом створені силові напівпровідникові прилади, розраховані на високу напругу. Це дозволяє виконати основну ланку перетворювального блоку у вигляді інвертора з широтно-імпульсною модуляцією напруги (АІН-ШІМ), в якій вихідна трифазна напруга регулюється і по частоті, і по амплітуді. Вже є тиристори (GTO і IGCT), що замикаються, і біполярні транзистори з ізольованим затвором (IGBT) на робочу напругу 6 кВ, які застосовані в устаткуванні компаній Siemens, Adtranz і інших. У Японії розробляють тиристори і навіть транзистори на напругу до 8 - 9 кВ. Необхідно також відзначити, що схемні рішення для перетворювачів високої напруги електровозів і тягових підстанцій в достатній мірі опрацьовані [16].

Найбільш перспективним способом підвищення енергетичної ефективності електричної тяги постійного струму для забезпечення швидкісного руху є підсилення системи тягового електропостачання постійного струму 3 кВ за допомогою фідера постійного струму підвищеної напруги 24 кВ і пунктів живлення контактної мережі на перегоні 24/3 кВ. При цьому на тяговій підстанції встановлюється додаткова випрямна установка 24 кВ. На пункті живлення встановлюється перетворювальний модуль 24/3 кВ постійного струму, що складається з автономного інвертора і перетворювального агрегату 3 кВ, а живляча лінія прокладається по опорах контактної мережі (рис. 1.6). Цей спосіб можна застосовувати як на ділянках, що знову електрифікуються, так і на вже існуючих ділянках постійного струму, оскільки він дозволяє використовувати існуючий електрорухомий склад, розрахований на напругу 3 кВ. Необхідно зазначити, що схемні рішення електронних трансформаторів також опрацьовані в достатній мірі для впровадження [7, 17].

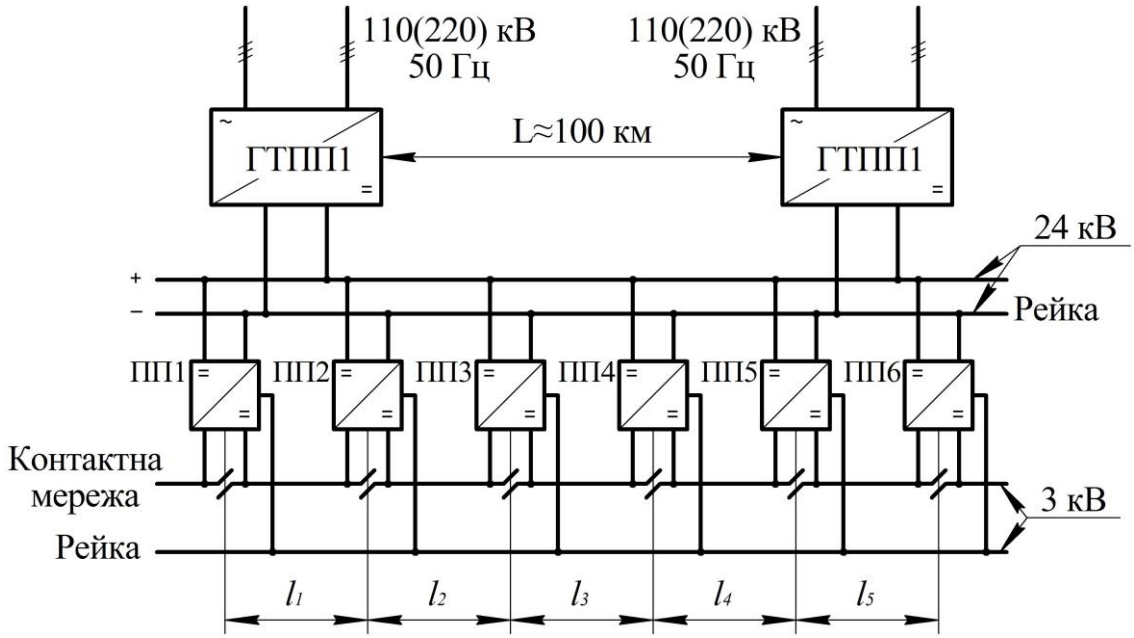


Рис. 1.6. Структурна схема системи розподіленого живлення 24 кВ

Та все ж прийнятнішим видається спосіб з безпосереднім підвищенням напруги в контактній мережі і на електрорухомому складі. Підвищення рівня напруги в тяговій мережі стає можливим за рахунок застосування і широкого впровадження перспективних видів електрорухомого складу з імпульсними тиристорними перетворювачами, що дозволяють виключити жорсткий зв’язок між напругою в тяговій мережі постійного струму і на тяговому двигуні. При цьому електро-

рухомий склад розробляється на основі безколекторних тягових двигунів трифазного струму з живленням від контактної мережі постійного струму за допомогою автономних інверторів. На вході інвертора включається тиристорний перетворювач, що забезпечує узгодження з контактною мережею по рівню напруги.

Різко підвищити пропускну спроможність і ефективність електричної тяги постійного струму дозволяє рівень напруги в контактній мережі постійного струму 24 кВ. У тому числі значно збільшити відстань між підстанціями, зменшити переріз дротів тягової мережі, зменшити втрати електроенергії в пристроях електропостачання, повністю усунути несиметрію живлячої напруги. Усе це і відсутність індуктивних втрат на постійному струмі може перевищити по ефективності усі системи змінного струму. Саме тому відбувається поступова еволюція підходів до електрифікації швидкісних магістралей на змінному струмі [18] до переходу на більш досконалу систему постійного струму 24 кВ [19].

Приймаючи до уваги вищерозглянуте, в роботі [20] було виконано аналіз енергетичних показників споживання електричної енергії в існуючих нині системах та пропонованій системі 24 кВ, що дозволить точніше і більш зважено підходити до вибору системи електричної тяги при впровадженні швидкісного та високошвидкісного руху, а також формуванні технічної політики при розвитку електрифікованих залізниць.

Розрахунок централізованих систем тягового електропостачання постійного та змінного струму проводився за допомогою методики розрахунку миттєвих схем з використанням аналітичних функцій опору [21]. Відповідно до даної методики необхідно визначити функцію опору для схеми живлення кожної міжпідстанційної зони, яка фізично визначає закономірність зміни опору для даної схеми.

Слід зауважити, що для спрощення розрахунків, напруга на шинах тягових підстанцій приймалась однаковою і рівною номінальному значенню для відповідної системи тягового електропостачання. Розрахунки проводились за умови руху ЕРС в режимі тяги, з усталеною швидкістю без урахування розгону, вибігу та гальмування. Профіль та план колії приймався прямолінійним. При цьому до уваги приймалось, що швидкісні поїзди внаслідок великого опору руху споживають максимальний струм незалежно від профілю практично весь час руху по ділянці. Для системи змінного струму 2×25 відстань між автотрансформаторами приймалась однаковою. При розрахунках

енергетичних показників порівнюваних систем тягового електропостачання враховувались однакові показники споживаної потужності при різних рівнях живлячої напруги сучасним швидкісним електрорухомим складом. До розгляду приймалась реальна ділянка електрифікованої залізниці постійного струму. Результати порівняльних розрахунків систем тягового електропостачання наведені в табл. 1.2.

Таблиця 1.2

Результати порівняльних розрахунків систем тягового електропостачання

Рід струму	Постійний струм				Змінний струм			
СТЕ	3 кВ		24 кВ		25 кВ		2х25 кВ	
Параметр	U, В	ΔU, В	U, В	ΔU, В	U, В	ΔU, В	U, В	ΔU, В
M	2956,0	344,0	23752,9	247,3	26646,8	949,7	27156,7	343,3
min	2515	0	23580	0	26080	0	27040	0
max	3300	785	24000	420	27500	1420	27500	460
$\Delta P_{сер}$, кВт	1204,3		104,3		342,7		204,6	

При прийнятих умовах за результатами проведених розрахунків можна вказати на наступне:

– система тягового електропостачання постійного струму 24 кВ має кращі показники по режиму напруги в тяговій мережі;
– система тягового електропостачання постійного струму 24 кВ забезпечує найменші втрати потужності в тяговій мережі.

Сучасний етап розвитку силової електроніки та комп’ютерних технологій ставлять актуальне питання щодо технічної перебудови систем тягового електропостачання та електрорухомого складу. Для побудови сучасних швидкісних (а також для пропуску великовагових поїздів) та високошвидкісних магістралей зі швидкістю руху 400 км/год найбільш перспективною є система електропостачання постійного струму 24 кВ розподіленого типу.

1.2. Електроенергетичні процеси у системах тягового електропостачання

Будь-яке електромагнітне середовище формується як результат певного технологічного процесу. В електроенергетичному процесі систем тягового електропостачання (СТЕ) − це розподіл, перетворення, передача і споживання електроенергії. Кожному етапу цього про-

цесу властиві певні зміни, викликані відхиленнями від заданого режиму, принципом дії електроустаткування і його станом, діями обслуговуючого персоналу, кліматичними чинниками, роботою засобів захисту і автоматики.

Електромагнітна обстановка, як сукупність електромагнітних явищ, що існують у даному середовищі, описується характеристиками електроспоживання, параметрами та особливостями функціонування електротехнічних пристроїв, заходами, спрямованими на забезпечення їх ефективного використання, а також зовнішніми чинниками, впливаючими на зазначені характеристики (кліматичні, механічні, виробничі і т.п.). Від забезпечення сталості функціонування електротехнічних пристроїв багато в чому залежить підвищення ефективності використання електроенергії, а також режимна безпека електроенергетичної системи і надійність енергозабезпечення споживачів [22].

Розробка основних напрямів підвищення енергоефективності СТЕ пов’язана з визначенням причин нераціонального використання електроенергії і резервів енергозбереження, зокрема, його потенціалу. Впровадження заходів щодо енергозбереження в СТЕ, які мають значну кількість нелінійних і нестаціонарних споживачів, передбачає забезпечення заданих рівнів ЯЕ в системах і ЕМС її елементів. Це пов’язане з тим, що зниження якості напруги і струму в СТЕ призводить до порушення технологічних режимів, зростання рівнів споживання активної і реактивної потужностей, додатковим втратам активної енергії, скороченню терміну служби і зниженню коефіцієнта потужності системи і, відповідно, продуктивності електричного устаткування. Основним фактором цих негативних явищ є, як відомо, розповсюдження кондуктивних перешкод через різноманітні гальванічні зв’язки [23].

Якість електроенергії є істотним чинником, що впливає на ефективність режимів енергосистеми і споживачів. Проблема забезпечення ЯЕ в електричних мережах загального і спеціального призначення набула в останнє десятиліття особливої актуальності. Це викликано широким впровадженням нових прогресивних технологічних процесів і систем і, як наслідок, безперервним зростанням числа і потужності нелінійних, несиметричних і швидкозмінних споживачів електроенергії, засобів цифрової техніки, а також відповідними режимними змінами потокорозподілу в електричних мережах. В Україні положення з ЯЕ погіршується через: недостатню пропускну здатність електричних мереж (особливо низької напруги, довжина ліній яких дося-

гає 50% загальної довжини усіх ліній електропередачі); застарілі методи їх проектування і експлуатації, що не враховують повною мірою показники ЯЕ; відсутність сучасних засобів виміру ЯЕ і ефективних засобів його поліпшення. Численні дослідження режимних параметрів в електричних мережах України свідчать про те, що основні показники ЯЕ не завжди відповідають існуючим вимогам [24].

Нестаціонарні енергообмінні процеси, які відбуваються в нелінійних колах СТЕ, викликають цілу низку негативних явищ (рис. 1.7) та призводять до погіршення якості електричної енергії. Якість електричної енергії залежить від характеру навантаження споживачів. Безперервна зміна навантаження, характерна для тягових мереж, викликає зміну рівня напруги, несиметрію і несинусоїдальність напруги. Отже, такий же змінний характер матимуть і показники якості електричної енергії. Це посилює складність оцінки їх впливу на роботу споживачів.

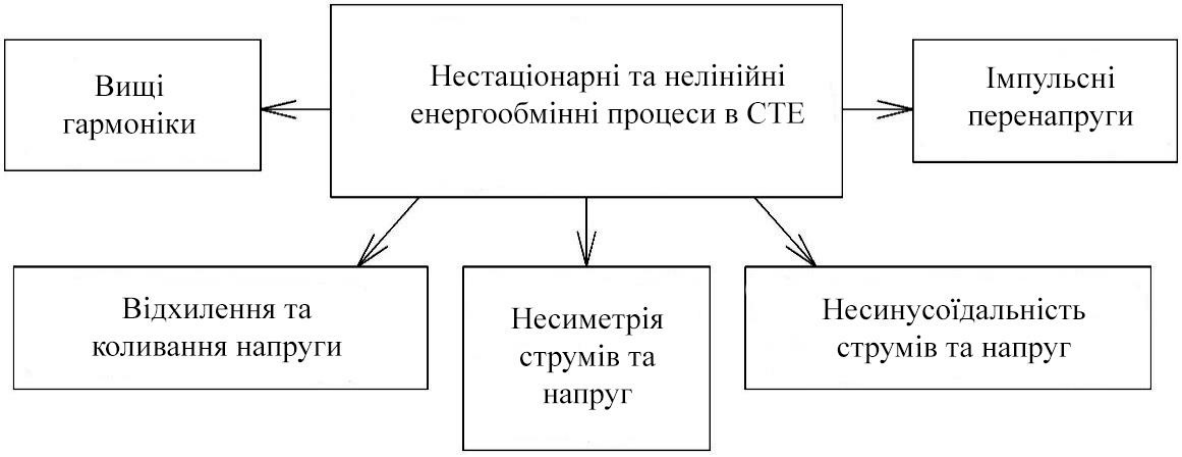


Рис. 1.7. Вплив електромагнітних процесів на якість електроенергії

Оскільки всі відхилення якості електроенергії викликаються падіннями напруги в елементах електропостачання, то вони залежать не тільки від значення навантаження, але і від параметрів системи. Тому параметри системи доводиться вибирати так, щоб не були порушені вимоги, що ставляться до якості електричної енергії.

Для аналізу енергообмінних процесів нелінійних електричних кіл на сьогодні широко використовуються матрично-топологічні методи, теорія обмінних характеристик, статистичні методи, метод фазних координат, вейвлет-аналіз, спектральний аналіз, інформаційний аналіз, метод структурних орієнтованих чисел, методи нечіткої логіки та теорія множин.

Забезпечення необхідного рівня енергоефективності (ЕЕф) у системах тягового електропостачання електрифікованих залізниць має здійснюватись застосуванням необхідних технічно можливих заходів при розробці та виготовленні обладнання і комплектувальних виробів, проектуванні та побудові СТЕ на базі обґрунтованого вибору її конфігурації і параметрів та раціональних схем підключення до системи зовнішнього електропостачання. Розглядаючи ЕЕф, як головний показник якості функціонування СТЕ, необхідно охоплювати весь комплекс технічних засобів, котрі задіяні в процесі передачі та споживання електроенергії.

У системі тягового електропостачання постійного струму порівняно простіше вирішується завдання симетричного навантаження фаз зовнішньої живильної енергомережі, у той час як в системі тягового електропостачання змінного струму ця проблема все ще чекає свого часу. Щодо електрорухомого складу постійного струму, то, незважаючи на порівняно низький рівень живильної напруги, його коефіцієнт корисної дії є дещо вищим за коефіцієнт корисної дії електрорухомого складу змінного струму.

Основними пристроями енергетичних каналів СТЕ постійного струму є тягові перетворювачі. Їх застосування, як відомо, викликає низку негативних факторів: споживання реактивної енергії, спотворення первинних струму та напруги, генерацію вищих гармонійних складових. Наявність потужних нелінійних навантажень негативно впливає на якість електричної енергії як у лініях зовнішнього електропостачання, так і в тяговій мережі, що, в свою чергу, призводить до додаткових втрат електричної енергії та зниження терміну експлуатації електричних апаратів. Розвиток швидкісного руху та транспортних коридорів, впровадження сучасних технологій та обладнання, в тому числі нових типів електрорухомого складу, призводить до збільшення споживання електричної енергії, а, значить, і до збільшення споживання реактивної енергії, збільшення втрат активної енергії та погіршення гармонійного складу струмів і напруг як на стороні змінного, так і постійного струму.

Тягові підстанції електрифікованих залізниць постійного струму в основному обладнані випрямними агрегатами, які працюють за 6-пульсовими схемами випрямлення змінної напруги: мостовій і дві зворотні зірки з вирівнювальним реактором. При симетричній напрузі живильної лінії змінна складова на шинах тягового навантаження включає гармоніки, кратні 300 Гц − 300, 600, 900, 1200 Гц і т.д. Од-

нак, несиметрія фазових напруг живильних ЛЕП додатково призводить до появи гармонік із частотою, кратною 100 Гц, але не кратною 300 Гц, − 100, 200, 400 Гц і т.д. Нині на тягових підстанціях розпочате застосування 12-пульсових випрямлячів, які забезпечують поліпшення техніко-економічних показників роботи системи тягового електропостачання. У реальних умовах перетворення електричної енергії спектральний склад випрямленої напруги 12-пульсового випрямляча також складається з гармонік із частотами 100, 200, 300, 400 Гц і т.д., але амплітудні значення U_{mn} зазначених гармонік нижчі, ніж при 6-пульсових перетворювачах.

Проблема ЕМС перетворювачів розглядається у взаємозв'язку із проблемою якості електричної енергії, оскільки фізичні явища, що супроводжують процес перетворення параметрів електричної енергії: споживання реактивної потужності, генерація гармонік струму, спотворення форми кривої напруги, − впливають на якість електричної енергії в живильній електричній мережі.

Основним споживачем електричної енергії на електрифікованих ділянках залізниць постійного струму є електрорухомий склад (ЕРС). У результаті електромагнітних процесів, що відбуваються в ЕРС при споживанні та перетворенні електричної енергії, він генерує ЕМП в широкому спектрі частот, які поширюючись через кондуктивні та індуктивні зв'язки, можуть негативно впливати на роботу суміжних низькоенергетичних пристроїв залізничної автоматики та інформаційно-керуючих систем. Джерелами ЕМП можуть бути, в першу чергу, комутаційні процеси: у разі зміни режиму роботи тягових двигунів, силового устаткування, виникання аварійних ситкацій, відриву струмоприймача, поганого контакту колесо-рейка, роботи перетворювальних приладів і т.і. Необхідно зазначити, що процес споживання електричної енергії ЕРС відбувається в умовах постійних коливань напруги на струмоприймачеві, яка, до того ж, містить гармонійні складові, обумовлені недосконалою роботою згладжувальних пристроїв на тяговій підстанції.

На сьогодні день на електрифікованих залізницях постійного струму України найбільше розповсюдження має ЕРС з колекторними двигунами постійного струму. Водночас розпочинається впровадження ЕРС з асинхронним приводом, а з урахуванням зусиль України по європейській інтеграції, можливо, розпочнеться експлуатація електровозів подвійного (надалі і багатосистемного) живлення. Таке різноманіття ЕРС, побудованого за різними схемами споживання та

перетворення електричної енергії, із застосуванням різного електрообладнання загострює проблему забезпечення якості електричної енергії у СТЕ постійного струму.

Особливістю функціонування СТЕ змінного струму є однофазний характер тягового навантаження та застосування перетворювальних агрегатів низької пульсності, які встановлюються на ЕРС. Істотно на процеси комутації напівпровідникових вентилів впливає індуктивний опір трансформатора електровоза та індуктивний опір кола випрямленого струму. Необхідно також відзначити, що електроенергетичні процеси в СТЕ змінного струму відбуваються в умовах значного індуктивного впливу ліній каналізації електричної енергії.

У порівнянні зі СТЕ постійного струму в системі змінного струму для розрахунку ефективності транспортування електроенергії необхідно розглядати більш складну схему заміщення з урахуванням параметрів хвильових процесів у тяговій мережі. Відомо, що хвильові процеси виникають унаслідок накладання коливань, викликаних перехідними процесами, які, в свою чергу, спричинені комутацією напівпровідникових пристроїв перетворювальних агрегатів електровозів. В науковій літературі сформувалися два основних напрями розрахунку систем тягового електропостачання змінного струму, які є колами змінного несинусоїдного струму з розподіленими нелінійними параметрами [25].

Перший напрям базується на застосуванні модифікованого перетворення Лапласа, який дозволяє отримати результат розрахунку у вигляді рядів Фур'є без застосування формул розкладання. В цьому методі миттєві величини напруги і струму розглядаються як функції двох змінних: координати та часу. Причому, по змінній координат застосовується пряме одностороннє перетворення Лапласа, а по змінній часу – перетворення Лапласа з кінцевими межами. Перше перетворення потребує застосування інтегралу згортки, а друге дозволяє результат розв'язку одразу виразити у вигляді масиву окремих гармонійних складових.

Для цього методу схема заміщення тягової мережі розглядається як коло з розподіленими параметрами зі спрощенням до однорідної двопровідної лінії. У загальному випадку однорідна двопровідна лінія описується системою телеграфних рівнянь, що використовується як вихідна для дослідження перехідних процесів. Перетворення Лапласа застосовується окремо по координатах t та x. Приймається, що p –

комплексна змінна, що визначає перетворення у часовій області (координата t), q – по координаті x.

Після врахування певних особливостей та числових математичних перетворень мають місце такі кінцеві формули

$$u(x,t)=\frac{1}{\tau}\sum_{k=0}^{\infty}\{u(0,p)\mathrm{ch}\left[\gamma(p)x\right]-Z_{\text{хв}}(p)i(0,p)\mathrm{sh}\left[\gamma(p)x\right]+u_2(x,t)\}e^{pt}, \quad (1.1)$$

$$i(x,t)=\frac{1}{\tau}\sum_{k=0}^{\infty}\{i(0,p)\mathrm{ch}\left[\gamma(p)x\right]-Y_{\text{хв}}(p)u(0,p)\mathrm{sh}\left[\gamma(p)x\right]+i_2(x,t)\}e^{pt}, \quad (1.2)$$

де

$$u_2(x,t)=L_0\int_0^x \mathrm{ch}\left[\gamma(p)(x-\eta)\right]i\left[\eta,(0,\tau)\right]d\eta-C_0Z_{\text{хв}}(p)\int_0^x \mathrm{sh}\left[\gamma(p)(x-\eta)\right]u\left[\eta,(0,\tau)\right]d\eta;$$

$$i_2(x,t)=C_0\int_0^x \mathrm{ch}\left[\gamma(p)(x-\eta)\right]u\left[\eta,(0,\tau)\right]d\eta-L_0Y_{\text{хв}}(p)\int_0^x \mathrm{sh}\left[\gamma(p)(x-\eta)\right]i\left[\eta,(0,\tau)\right]d\eta;$$

$$p=jk\omega_\tau=jk\frac{2\pi}{\tau},\ k=0,1,2,...$$

$\tau=T$ – інтервал періодизації; T – період основної частоти;

$$u\left[\eta,(0,\tau)\right]=u(\eta,0)-u(\eta,\tau),\quad i\left[\eta,(0,\tau)\right]=i(\eta,0)-i(\eta,\tau),$$

$$u(\eta,0)=U_{\text{п}m}e^{-\alpha\eta}\cos(-\beta\eta+\psi_{\text{п}})+U_{\text{в}m}e^{\alpha\eta}\cos(\beta\eta+\psi_{\text{о}}),$$

$$i(\eta,0)=I_{\text{п}m}e^{-\alpha\eta}\cos(-\beta\eta+\psi_{\text{п}i})-I_{\text{в}m}e^{\alpha\eta}\cos(\beta\eta+\psi_{\text{о}i}),$$

$$u(\eta,\tau)=U^{\tau}_{\text{п}m}e^{-\alpha\eta}\cos\left(-\beta\eta+\psi^{\tau}_{\text{п}}\right)+U^{\tau}_{\text{в}m}e^{\alpha\eta}\cos\left(\beta\eta+\psi^{\tau}_{\text{о}}\right),$$

$$i(\eta,\tau)=I^{\tau}_{\text{п}m}e^{-\alpha\eta}\cos\left(-\beta\eta+\psi^{\tau}_{\text{п}i}\right)-I^{\tau}_{\text{в}m}e^{\alpha\eta}\cos\left(\beta\eta+\psi^{\tau}_{\text{о}i}\right),$$

$Z_{\text{хв}}(p)=Z_{\text{хв}}(jk\omega_\tau)$, $Y_{\text{хв}}(p)=1/Z_{\text{хв}}(p)$ – значення хвильового опору та хвильової провідності на частотах гармонійних складових;

$U_{\text{п}m}$, $U_{\text{в}m}$ – амплітуди прямої та відбитої хвиль напруги;

$I_{\text{п}m}$, $I_{\text{в}m}$ – амплітуди прямої та відбитої хвиль струму;

$\psi_{\text{п}}$, $\psi_{\text{в}}$ – початкові фази прямої та відбитої хвилі.

Вирази (1.1), (1.2) являють собою ряди Фур'є в комплексній формі. При числових розрахунках застосовуються ряди з дійсними коефіцієнтами. Розглянутий вище метод уперше запропоновано докто-

ром технічних наук, професором Омського державного університету шляхів сполучення (ОмДУШС) Зажирко В.М.

Другий напрям базується на визначенні активних та обмінних характеристик пасивного споживача електричної енергії з урахуванням фізичної сутності процесів споживання та обміну електричною енергією в системі тягового електропостачання змінного струму [26-29]. При такому підході за заданими вхідними залежностями миттєвих струмів і напруги визначаються параметри схеми заміщення та встановлюються залежності зміни цих параметрів у часі, що називаються активними та обмінними характеристиками. Дослідження різноманітних станів електричних кіл та енергетичних процесів, що виникають у цих колах, виконуються із застосуванням миттєвої форми виразів змінних електричних величин.

У разі індуктивного характеру кола, який уявляється послідовним з'єднанням еквівалентного активного та індуктивного елементів, які знаходяться під впливом миттєвих значень напруги $u(t)$ та струму $i(t)$, маємо рівняння вигляду

$$u(t) = r \cdot i(t) + L\frac{di(t)}{dt} = r \cdot i(t) + L \cdot i'(t), \tag{1.3}$$

або

$$\frac{du(t)}{dt} = u'(t) = r \cdot i'(t) + \frac{dr}{di} i'(t) \cdot i(t) + \frac{dL}{di}\left[i'(t)\right]^2 + L \cdot i''(t), \tag{1.4}$$

З цього виразу виходить, що

$$\left.\frac{u'(t)}{i''(t)}\right|_{t=t_1} = L\big|_{t=t_1} > 0, \tag{1.5}$$

де t_1 визначається з рівняння $i'(t_1) = 0$.

Для кола з еквівалентним паралельним з'єднанням елементів провідності g та ємності C, величина

$$\left.\frac{u'(t)}{i''(t)}\right|_{t=t_1} < 0, \tag{1.6}$$

Нерівності (1.5) та (1.6) називаються ознаками індуктивного та ємнісного характеру кола відповідно.

Відповідно до вищенаведеного, характер будь-якого пасивного двополюсника, який задано вхідною миттєвою напругою $u(t)$ та миттєвим струмом $i(t)$, визначає вибір деякої змінної $v(t) = f'(t) / f(t)$,

яка необхідна для поділу миттєвого опору $z(t)=u(t)/i(t)$ або миттєвої провідності $y(t)=i(t)/u(t)$ на складові r та x або g та b.

Математичні властивості змінних $v(u)$ та $v(i)$ дозволяють використовувати їх при розгляді різноманітних процесів, які мають місце в колах з реактивними елементами. Для цього використовуються співвідношення, що пов'язують між собою ці змінні величини для складної розгалуженої схеми заміщення.

Згідно з визначенням

$$\nu(u)=\frac{u'(t)}{u(t)}=\frac{\left[i(t)\cdot z\right]'}{i(t)\cdot z}=\frac{i'(t)\cdot z+i(t)\cdot z'}{i(t)\cdot z}. \qquad (1.7)$$

Звідки

$$\nu(u)=\nu(i)+z'/z=\nu(i)+\nu(z). \qquad (1.8)$$

Приймаючи до уваги, що $y(t)=\left(z(t)\right)^{-1}$, отримаємо також

$$\nu(i)=\nu(u)+y'/y=\nu(u)+\nu(y). \qquad (1.9)$$

Використовуючи формулу (1.8), для послідовного з'єднання миттєвих опорів z запишемо

$$\nu(u)=\nu(i)+\frac{z_1'+z_2'+...+z_n'}{z_1+z_2+...+z_n}, \qquad (1.10)$$

звідки випливає, що

$$z\nu(u)=z_1\nu(u_1)+z_2\nu(u_2)+...+z_n\nu(u_n), \qquad (1.11)$$

де u – напруга на вході кола;

u_1, u_2, ..., u_n – напруги на ділянках z_1, z_2, ..., z_n.

Для паралельного з'єднання таких елементів, аналогічно отримаємо

$$y\nu(i)=y_1\nu(i_1)+y_2\nu(i_2)+...+y_n\nu(i_n), \qquad (1.12)$$

де i – вхідний струм кола;

i_1, i_2, ..., i_n – струми в паралельних вітках з провідностями y_1, y_2, ..., y_n.

Формули (1.11), (1.12) показують зв'язок між змінними v на вході послідовного чи паралельного кола і тими ж змінними їх окремих ділянок.

Крім того, на роботу електровозів можуть істотно впливати динамічні нестаціонарні режими мережі, обумовлені вмиканням, вимиканням і зміною режимів роботи даного й сусіднього електровозів,

спрацьовуванням апаратів захисту, включенням мотор-компресорів, перемиканням фідерів, підстанцій і ліній електропередачі [30].

Таким чином, у реальних умовах перетворення, розподілу і споживання електроенергії в СТЕ виникають спотворення форми синусоїдального струму і напруги. Ці спотворення виникають при генерації електроенергії, передачі електроенергії по мережах і, головним чином, при споживанні, зв'язаному в основному з перетворенням змінного струму в постійний і навпаки. Головною причиною виникнення спотворень є нелінійні елементи в системі електропередачі і споживання. Джерелами спотворення струмів і напруг у системі електропостачання залізниць є перетворювальні агрегати тягових підстанцій, лінії зовнішнього електропостачання, елементи тягової мережі, розподільні лінії поздовжнього електропостачання, автоблокування і ДПР, електрорухомий і рухомий склад з імпульсними перетворювачами.

Надійна робота, ефективне використання електроустаткування і електроефективність системи електропостачання і суміжних пристроїв багато в чому визначається якістю електричної енергії як на вході тягової підстанції, так і на її виході. Для розгляду питань якості електричної енергії в системах тягового електропостачання електрифікованих залізниць необхідно аналізувати енергетичні процеси, що відбуваються в них за наявності тягового навантаження в різних режимах його роботи і аварійних режимах роботи у взаємозв'язку з режимами роботи інших споживачів та системи зовнішнього електропостачання в умовах виникаючих спотворень та перетоків реактивної потужності.

Принагідно треба відзначити, що досить строге визначення поняття "реактивна потужність" існує тільки для лінійних ланцюгів із синусоїдальними струмами і напругами. Для оцінки енергетичних співвідношень у ланцюгах із синусоїдальними струмами і напругами використовується поняття "миттєва потужність" і її інтегральні характеристики: "активна", "реактивна" і "повна" потужності, які порівняно точно визначаються і доповнюють одна одну.

Звідси вирішення питань аналізу режимів електричних ланцюгів з нелінійними елементами при несинусоїдальних режимах неможливе без розробки методів розрахунку реактивної потужності, основаних на фізичних процесах. Різноманітність підходів до визначення поняття реактивна потужність в електричних ланцюгах при несинусоїдальних режимах вимагає їх детального аналізу. Слід відзначити, що ре-

жим реактивної потужності визначає як якість електроенергії, так і економічність режимів роботи систем електропостачання. Рівень реактивної потужності впливає на відхилення, коливання, несиметрію напруги; режим реактивної потужності нелінійних навантажень позначається на мірі спотворення кривих струмів і напруги. Таким чином, питання режиму реактивної потужності і якості електропостачання виявляються тісно пов'язаними одне з одним [31].

У зв'язку з вищевикладеним, для підвищення ефективності енергетичних процесів у системах тягового електропостачання необхідно вирішувати низку завдань, серед яких можна виділити:

- дослідження якості електричної енергії в точці загального приєднання при різних режимах функціонування навантаження в системі тягового електропостачання;
- оцінка внеску системи тягового електропостачання в показники якості електричної енергії;
- дослідження якості електричної енергії на шинах тягового навантаження при різних режимах функціонування системи тягового електропостачання;
- врахування обмінних процесів, що відбуваються в системах електропостачання за наявності несинусоїдальних джерел і споживачів електричної енергії;
- удосконалення методології розрахунку неактивної потужності та розробка заходів щодо її мінімізації;
- розробка методів розрахунку систем тягового електропостачання з нелінійними та несинусоїдальними елементами;
- розробка та удосконалення засобів підвищення якості електричної енергії у системах тягового електропостачання;
- розробка та удосконалення засобів підвищення енергетичної ефективності систем тягового електропостачання.

1.3. Показники ефективності енергетичних процесів у системах тягового електропостачання

За витратами паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР) на одиницю транспортної продукції залізничний транспорт, що забезпечує переважну більшість обсягів перевезень у державі, є найбільш економним. З точки зору енергозбереження є величезний резерв в оптимізації споживання енергоресурсів як на самому залізничному транспорті,

так і в підрозділах інфраструктури, тією чи іншою мірою причетних до перевезень [32].

Можливості підвищення енергоефективності залізничної системи далеко не вичерпані, і в даний час основним напрямком заходів щодо зниження споживання енергетичних ресурсів є удосконалення конструкцій інфраструктури та рухомого складу, а також методів управління рухом. Для систем тягового електропостачання до таких напрямків відносяться: мінімальний рівень технологічних втрат, мінімізація небалансу (умовних втрат) і перетоків потужності.

Найчастіше системи тягового електропостачання експлуатуються не в номінальних режимах, а електрообладнання та мережі СТЕ виявляються недовантаженими або перевантаженими. Це призводить до збільшення частки втрат у трансформаторах та обладнанні, до зниження коефіцієнта потужності в системах електропостачання. Підвищення ефективності функціонування СТЕ може досягатися через зниження втрат електричної енергії в системі трансформації, розподілу і перетворення (трансформатори, розподільчі мережі, електрорухомий склад, системи електричного зовнішнього та внутрішнього освітлення і т. і.), а також через оптимізацію режимів експлуатації обладнання, що споживає цю енергію.

Як відомо, ефективний режим електроенергетичної системи – це такий режим (з області припустимих), який задовольняє умовам надійності технічних засобів, що входять в систему, якості електроенергії, і при якому забезпечується мінімум сумарної витрати ресурсів. Як правило, поняття ефективного функціонування електроенергетичних систем розглядається в комплексному вигляді для тривалих і короткострокових режимів роботи.

Якість електропостачання і умови використання енергії залежать від різних чинників, включаючи опір електричних мереж, а також вплив деяких видів устаткування і використання енергії на характеристики енергопостачання. У енергетичних системах украй бажані стабільність напруги, а також відсутність спотворень форми напруги і струму.

Причинами низької енергоефективності систем електропостачання є:

- технічна зношеність електроустаткування, яке виробило свій розрахунковий ресурс, що істотно знижує безпеку обслуговування вузлів навантаження і надійність усієї системи електропостачання;
- нераціональні режими роботи основного електроустаткування;

– застарілі схемні рішення живлячих і розподільчих мереж;
– значні перетікання реактивної потужності у мережах СТЕ;
– стабільна нерівномірність добових графіків навантажень тягових підстанцій;
– істотні відхилення показників якості електроенергії від нормованих.

Крім того, причиною низької енергоефективності промислових виробництв є нестабільність економічних процесів [33]. У системах електропостачання промислових підприємств відбуваються кількісні і якісні еволюції електричних навантажень. Росте число нелінійних, несиметричних і різкозмінних електроприймачів (ЕП), що впливає на якість електроенергії (ЯЕ), яка має низький рівень практично за усіма показниками. Це значною мірою впливає на технологічний режим роботи як окремих ЕП, так і їх груп. При неякісній електроенергії споживачі несуть істотний збиток через скорочення терміну служби електроустаткування і перевитрат електроенергії. Вказане можна в повній мірі віднести до систем електропостачання залізничного транспорту.

Підвищенню енергоефективності систем електропостачання сприяють:
– забезпечення надійності електропостачання;
– забезпечення якості електроенергії;
– зниження втрат електроенергії (технологічний і електромагнітний збиток);
– зниження експлуатаційних витрат, запобігання аваріям за рахунок впровадження сучасного устаткування.

Під енергоефективністю розуміють оптимальне використання паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР) за існуючих рівнів технологічного розвитку та вимогах охорони навколишнього середовища. Основним показником енергоефективності є питома витрата енергії в розрахунку на одиницю корисного продукту в усіх сферах діяльності людини (економіці, техніці, побуті). Стосовно до національної та регіональної економіки таким показником служить енергоємність валового внутрішнього продукту (ВВП) і валового регіонального продукту (ВРП) [34, 35].

Необхідно вказати, що на сьогодні не має в наявності єдиної системи теоретичної та методологічної бази визначення та аналізу показників енергетичної ефективності на різних ієрархічних рівнях, а існуючі напрацювання стосуються лише окремих аспектів цієї пробле-

матики, наприклад, виключно макроекономічного рівня або лише рівня технологічних процесів [36]. Результати робочої групи з енергоефективності Департаменту енергетики США довели, що енергетична ефективність не може бути виражена єдиним показником, тому існує багато підходів до її визначення або тлумачення її як поняття:

- енергоефективність – необхідний рівень витрат енергетичних ресурсів для досягнення певного рівня благополуччя (наприклад, економічного, соціального, стандартів життя людини, стану навколишнього природного середовища і т. ін.);
- енергоефективність – показник зворотній енергоємності;
- енергоефективність – комплексний набір показників, визначення яких залежить від системи, для якої він визначається, а найголовнішим є спостереження за динамікою цих показників і забезпечення їх постійного покращення за рахунок всіх економічно обґрунтованих доступних заходів (вдосконалення сучасних технологій, а також, що дуже важливо, заміни існуючих технологій використання ПЕР на принципово нові).

Вітчизняними науковцями розроблена класифікація показників енергетичної ефективності, в основу якої покладено їх поділ на такі базові класи [36]:

- фізико-технічні, які характеризують ступінь технічної досконалості технологій споживання, транспортування та зберігання ПЕР.
- соціально-енергетичні, які характеризують економічно та соціально обґрунтовані рівні витрат ПЕР для досягнення соціально прийнятних стандартів якості життя людини та суспільства.
- економіко-енергетичні, які характеризують співвідношення між результатами економічної діяльності та відповідними обсягами витрат ПЕР.

Показники енергоефективності можуть бути прямі, тобто такі, які безпосередньо визначають ефективність використання ПЕР, і непрямі, в яких ефективність використання ПЕР прямо не відображається, але значною мірою залежить від рівня та структури використання ПЕР. Система таких показників дає можливість підрахувати результати реалізації енергоефективного проекту на промисловому підприємстві [34]. Показники ефективності використання ПЕР дають змогу порівняти у просторі та часі рівень ефективності використання цих ресурсів в агрегатах, технологічних процесах, підприємствах, об’єднаннях, організаціях, за видами економічної діяльності, в галузях економіки й промисловості, регіонах і у державі, а також ефекти-

вність структури споживання енергоносіїв з погляду економічної доцільності їхнього застосування у різних технологічних процесах й агрегатах з урахуванням енергетичного ефекту та ціни на них тощо.

Підвищення енергоефективності на підприємстві підвищує доходи підприємства і, разом з тим, приносить такі результати як:

- заощадження коштів, що забезпечує зростання;
- конкурентоспроможності підприємства, особливо при зростанні цін на енергоносії;
- збільшення продуктивності через удосконалення виробничих процесів, що пов'язані із способом використання енергії;
- встановлення квот на викиди, що дозволяє знизити залежність від цін на енергоносії, зменшити ризики компанії, що, в свою чергу, підвищує вартість підприємства;
- скорочення викидів у навколишнє середовище, через що покращується екологічний стан, а з ним – імідж підприємства.

Вимір і оцінка енергоефективності – це необхідна частина системи управління енергоінфраструктурою підприємства, вони виконують важливі функції і є базовими елементами аналізу її ефективності [37]. Вартісні показники оцінки або вимірювання енергоефективності найбільш зручні і універсальні, але лише за умови незмінності цінової і тарифної політики. Тому в сучасних економічних умовах при визначенні системи показників енергоефективності енергоінфраструктури доцільно основний акцент робити на натуральних вимірниках. Набір показників, який входить до складу системи оцінки енергоефективності, для кожного підприємства необхідно уточнювати, звертаючи увагу на енергоємність продукції, масштаби виробництва, а також особливості технологічних процесів, що допускають застосування альтернативних енергоносіїв. Також при формуванні набору показників необхідно звертати увагу на проблеми енергоефективності, які є загальними для інфраструктури, а саме значна втрата теплової енергії в допоміжних процесах, високий фізичний і моральний знос устаткування, неефективне використання вторинних ресурсів, низьке завантаження технологічних потужностей та інше. Наведені показники слід використовувати як базову систему показників, в яку необхідно, в залежності від обставин, вносити додаткові критерії енергоефективності [34].

Враховуючи специфіку енергообмінних процесів у СТЕ, актуальною є проблема розробки теорії та методів розрахунку показників енергоефективності постачання електричної енергії в сучасних елект-

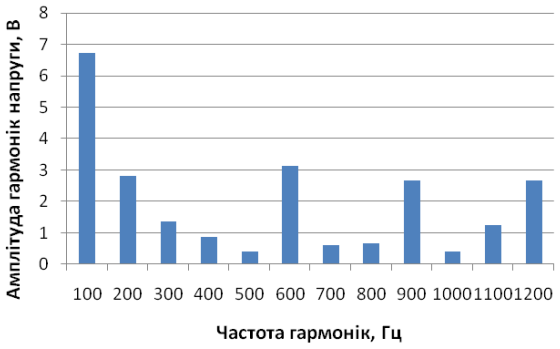
ричних мережах з урахуванням несиметричного, нелінійного та швидкозмінного характеру споживання електричної енергії сучасними споживачами.

На сьогодні до основних критеріїв ефективності функціонування електроенергетичних систем тягового електропостачання, зазвичай, відносять наступні:

– витрата електричної енергії;
– втрати електроенергії в елементах системи електропостачання;
– рівень напруги;
– несиметрію і несинусоїдальність напруги;
– рівень вищих гармонік.

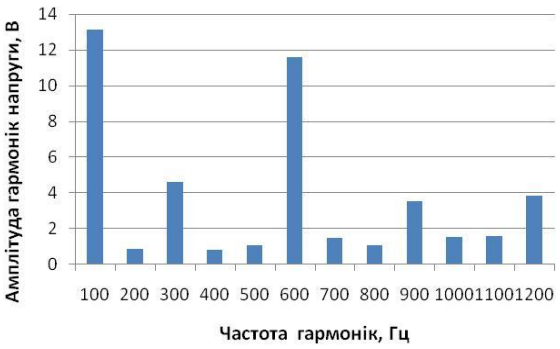
Відомо, що нерівномірні потоки потужності в окремих фазах, призводять до підвищених втрат, при аналогічних умовах, порівняно з режимом симетричних навантажень. Вищі гармонійні складові також призводять до збільшення втрат і, отже, до зниження енергетичної ефективності, про що свідчать проведені дослідження [23]. Необхідно прийняти до уваги, що перші чотири показники енергоефективності функціонування СТЕ достатнім чином нормовані, вимірюються та застосовуються в практиці керування режимами СТЕ [39].

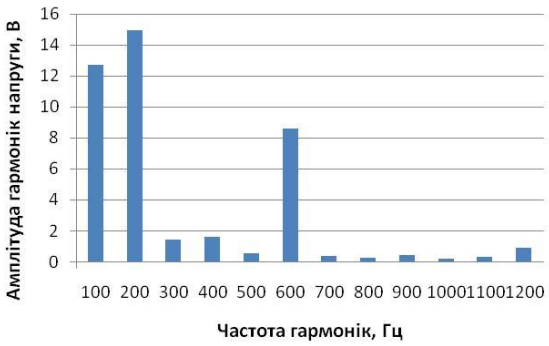
Існуючі показники, які характеризують рівень гармонійних спотворень не в повній мірі відображають фізичні явища протікання енергообмінних процесів в тяговій мережі (та й реально вимірювання їх фактично не здійснюється) [23]. Проведеними нами дослідженнями під час експериментальної поїздки на електровозі ВЛ8 на Придніпровській залізниці встановлено, що електровоз генерує в тягову мережу значний спектр гармонік, рівень яких визначається не тільки режимом його роботи, а й місцезнаходженням та практично не зв’язаний з генерацією гармонік тяговою підстанцією.



а) тяговий режим

б) режим гальмування

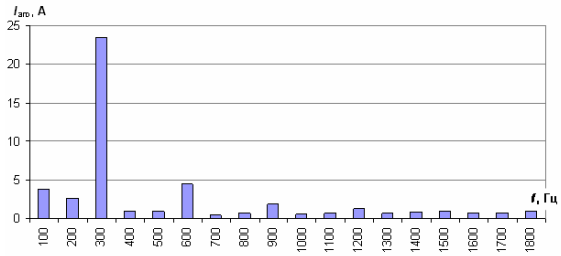


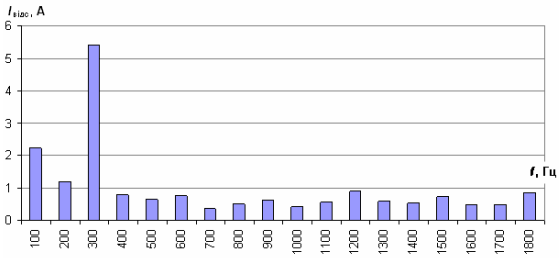


в) режим рекуперації г) режим вибігу

Рис. 1.8. Гістограми амплітуд гармонік напруги у контактній мережі

Дослідженнями, проведеними на підстанціях різних залізниць також встановлено, що спектральний склад струмів “+” шини та “-” шини значно відрізняється (рис. 1.8) та має різну потужність спектрів. Спектральний склад струму також змінюється в залежності від режиму роботи обладнання тягової підстанції. Таким чином, виникає необхідність розробки показника якості електроживлення, враховуючого енергообмінні процеси в тягової мережі.





а) б)

Рис. 1.9. Спектр струму для агрегату (а) та відсосу (б)
(рівні гармонік вказано по середнім значенням)

Тягові підстанції отримують живлення від ліній зовнішнього електропостачання, напруга яких є несиметричною та несинусоїдальною. При роботі випрямляча в даному випадку виникають неканонічні гармонійні складові, частоти яких не залежать від числа пульсацій схеми випрямлення, а їх спектральний склад та амплітуди залежать від величини несиметрії напруги.

Для кількісного визначення співвідношення між канонічними та неканонічними гармоніками пропонується визначати коефіцієнт співвідношення вищих гармонійних складових як відношення діючого значення неканонічних гармонік в спектрі частот випрямленої напру-

ги до діючого значення гармонійних складових, зумовлених числом пульсацій в схемі випрямлення.

Так, наприклад, для 6-пульсної схеми випрямлення канонічними будуть гармонійні складові з порядком частот, який кратний до 6, тобто 6, 12, 18, 24, ... В загальному випадку формула ряду для канонічних гармонік цієї схеми визначається як $n = 6 \cdot i$, де $i = 1, 2, 3, ...$

Неканонічними гармоніками для 6-пульсної схеми будуть парні гармоніки з таким порядком – 2, 4, 8, 10, 14, 16, 20, 22, 26, 28, ... Формула ряду для таких частот в загальному випадку має вигляд $n = 3 \cdot i \pm 1$, де $i = 1, 3, 5, ...$

За аналогією з коефіцієнтом спотворення синусоїдності в колах змінного струму можна визначити коефіцієнт канонічних та неканонічних гармонік як відношення їх діючого значення до основної гармоніки, якою є постійна складова випрямленої напруги.

Коефіцієнт канонічних гармонік, %

$$K_{\text{кг}} = \frac{\sqrt{\sum\limits_{i=1,2,3,...} U_{(6 \cdot i)}^2}}{U_d}. \qquad (1.13)$$

Коефіцієнт неканонічних гармонік, %

$$K_{\text{нкг}} = \frac{\sqrt{\sum\limits_{i=1,3,5,...} \left[U_{(3 \cdot i-1)}^2 + U_{(3 \cdot i+1)}^2 \right]}}{U_d} \cdot 100. \qquad (1.14)$$

За рахунок того, що випрямлена напруга, тобто знаменник в обох виразах, значно перевищує діюче значення канонічних чи неканонічних складових, інформативність та, відповідно, практична цінність цих коефіцієнтів невелика.

Більш інформативним буде пропонований коефіцієнт співвідношення вищих гармонійних складових

$$K_{\text{свг}} = \frac{K_{\text{нкг}}}{K_{\text{кг}}} = \frac{\sqrt{\sum\limits_{i=1,3,5,...} \left[U_{(3 \cdot i-1)}^2 + U_{(3 \cdot i+1)}^2 \right]}}{\sqrt{\sum\limits_{i=1,2,3,...} U_{(6 \cdot i)}^2}}. \qquad (1.15)$$

Аналогічні вирази можна отримати і для 12- та 24-пульсної схеми випрямлення.

Чисельне значення $K_{\text{свг}}$ показує ступінь впливу якості живлячої напруги на якість напруги на стороні постійного струму, тобто характеризує якість енергообмінних процесів. Результати розрахунку $K_{\text{свг}}$ від впливу несиметрії живлячої напруги представлені на рис. 1.10.

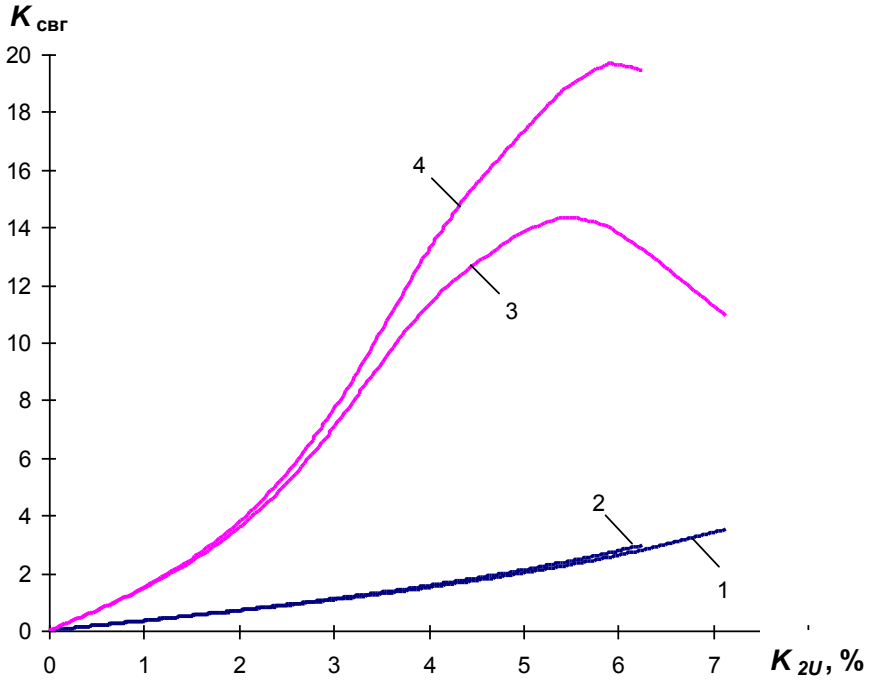


Рис. 1.10. Коефіцієнт співвідношення вищих гармонік $K_{свг}$ в залежності від коефіцієнта несиметрії напруги K_{2U} для 6-пульсової (1, 2) та 12-пульсової (3, 4) схем випрямлення

Кожна точка залежності рис. 1.10 відповідає кривій випрямленої напруги, для якої застосовується розкладання в ряд Фур'є, виділення канонічних та неканонічних складових при різних величинах несиметрії напруги, яка визначається коефіцієнтом K_{2U}.

Коефіцієнт співвідношення $K_{свг}$, як видно з рис. 1.10, буде залежати не тільки від чисельного значення величини несиметрії, але й від співвідношення між величинами напруги в кожній фазі. Так, нижні «гілки» залежності (рис. 1.10, поз. 1 та 3) для 6- та 12-пульсової схем отримуються, якщо в одній з фаз напруга занижена відносно двох інших. Верхні «гілки» залежностей, навпаки, при завищеній напрузі в одній фазі відносно двох інших.

Аналізуючи, таким чином, отриманий фазовий портрет, можна визначити нормально та гранично допустимі значення коефіцієнта співвідношення $K_{свг}$ відповідно до нормованих значень K_{2U} згідно з ГОСТ 13109-97 (рис. 1.11 та 1.12 відповідно).

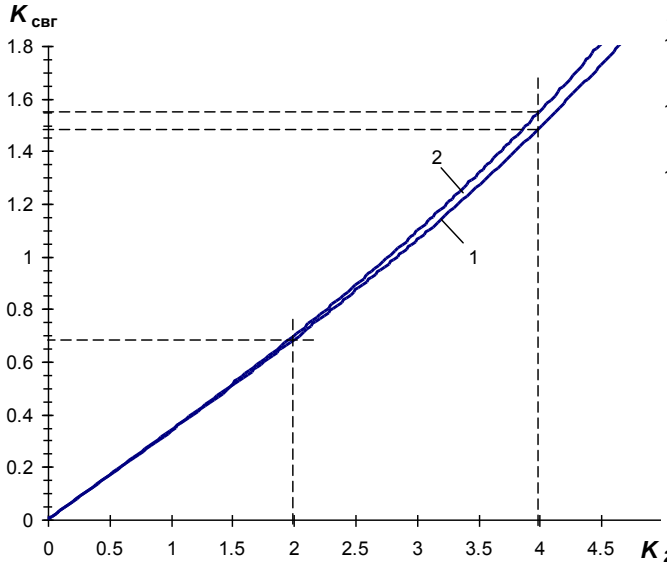


Рис. 1.11. Визначення нормально та гранично допустимих значень для 6-пульсної схеми

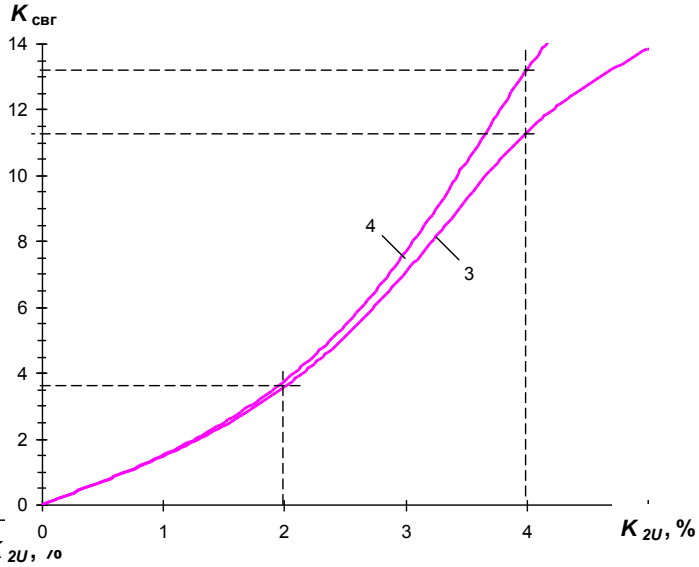


Рис. 1.12. Визначення нормально та гранично допустимих значень для 12-пульсної схеми

Нормально та гранично допустимі значення коефіцієнта співвідношення $K_{\text{свг}}$ вищих гармонік наведені в табл. 1.3.

Таблиця 1.3

Нормально та гранично допустимі значення коефіцієнта співвідношення $K_{\text{свг}}$ вищих гармонік

Значення	Схема випрямлення	
	6-пульсова	12-пульсова
Нормально допустиме	0,65	3,6
Гранично допустиме	1,46 / 1,55	11,3 / 13,2

Примітка: в чисельнику приведено значення для випадків, коли несиметрія напруги викликається заниженням напруги в одній фазі, у знаменнику – якщо в одній фазі напруга завищена відносно двох інших.

Запропонований коефіцієнт співвідношення вищих гармонійних складових досить просто можна визначити через відомі параметри електричних сигналів:

– постійна складова напруги U_d (DC) визначається як середнє значення на періоді основної частоти

$$U_d = \text{DC} = \frac{1}{T}\int_0^T u(t)dt \qquad (1.16)$$

– діюче значення U (RMS) визначається як середньоквадратичне значення напруги

$$U = \mathrm{RMS} = \sqrt{\frac{1}{T}\int_0^T u^2(t)dt} \qquad (1.17)$$

– коефіцієнт спотворення синусоїдності напруги K_U (THD) знаходиться відношенням діючого значення вищих гармонійних складових до основної складової, при застосуванні до постійного струму вважатимемо величину U_d або DC вважатимемо основною складовою, тобто

$$K_U = \frac{\sqrt{\sum\limits_{i=1,2,3,...} U_{(2i)}^2}}{U_d} \cdot 100 \text{, або } \mathrm{THD} = \frac{\sqrt{\sum\limits_{i=1,2,3,...} U_{(2i)}^2}}{\mathrm{DC}} \cdot 100 \qquad (1.18)$$

де $U_{(i)}$ – гармонійна складова напруги отримана після дискретного перетворення Фур'є на періоді основної частоти живлячої мережі.

Перепишемо відповідним чином формулу (1.15), використовуючи наведені вище визначення

$$K_{\text{свг}} = \frac{\sqrt{\left[U^2 - U_d^2\right] - \sum\limits_{i=1,2,3,...} U_{(6\cdot i)}^2}}{\sqrt{\sum\limits_{i=1,2,3,...} U_{(6\cdot i)}^2}} = \frac{\sqrt{\left[\mathrm{RMS}^2 - \mathrm{DC}^2\right] - \sum\limits_{i=1,2,3,...} U_{(6\cdot i)}^2}}{\sqrt{\sum\limits_{i=1,2,3,...} U_{(6\cdot i)}^2}}. \qquad (1.19)$$

Підносячи ліву та праву частини до квадрату та розділивши отриманий дріб у виразі (19) на дві частини, отримаємо

$$K_{\text{свг}} = \sqrt{\frac{U^2 - U_d^2}{\sum\limits_{i=1,2,3,...} U_{(6\cdot i)}^2} - 1} = \sqrt{\frac{\mathrm{RMS}^2 - \mathrm{DC}^2}{\sum\limits_{i=1,2,3,...} U_{(6\cdot i)}^2} - 1}. \qquad (1.20)$$

Використовуючи визначення K_U (THD), отримаємо ще один вираз, виходячи з формули (1.19)

$$K_{\text{свг}} = \frac{\sqrt{\left[\frac{K_U}{100} \cdot U_d\right]^2 - \sum\limits_{i=1,2,3,...} U_{(6\cdot i)}^2}}{\sqrt{\sum\limits_{i=1,2,3,...} U_{(6\cdot i)}^2}} = \frac{\sqrt{\left[\frac{\mathrm{THD}}{100} \cdot \mathrm{DC}\right]^2 - \sum\limits_{i=1,2,3,...} U_{(6\cdot i)}^2}}{\sqrt{\sum\limits_{i=1,2,3,...} U_{(6\cdot i)}^2}}, \qquad (1.21)$$

спрощуючи який, отримаємо

$$K_{\text{свг}} = \sqrt{\frac{K_U^2 \cdot U_d^2 \cdot 10^{-4}}{\sum\limits_{i=1,2,3,...} U_{(6\cdot i)}^2} - 1} = \sqrt{\frac{\mathrm{THD}^2 \cdot \mathrm{DC}^2 \cdot 10^{-4}}{\sum\limits_{i=1,2,3,...} U_{(6\cdot i)}^2} - 1}. \qquad (1.22)$$

Запропонований коефіцієнт співвідношення вищих гармонійних складових показав свою ефективність при аналізі режимів роботи тягової підстанції та системи зовнішнього електропостачання [39].

Список використаних джерел до розділу 1

1. Блохін Є.П., Пшінько О.М. Високошвидкісний наземний транспорт світу [Текст]: підручник / Є.П.Блохін, О.М.Пшінько. - Дніпропетровськ: Вид-во Дніпропетр. нац. ун-ту залізн. трансп. ім. акад. В. Лазаряна, 2009.- 240 с.
2. Сиченко В.Г. Електропостачання швидкісних та високошвидкісних магістралей. // Українські залізниці. № 5-6 (23-24) – 2015, - с. 32-39.
3. Аржанников Б.А., Бурков А.Т., Галкин А.Г., Мансуров В.А., Набойченко И.О. Перспектива разработки системы электрической тяги постоянного тока повышенного напряжения 24 кВ для скоростной магистрали Москва-Екатеринбург // Тренды. События. Рынки. 2012, №7, с. 48-50.
4. Электроподвижной состав для международных перевозок. // Железные дороги мира. - 2007, № 3, с. 34-41.
5. Курбасов А.С. Система електрической тяги XXI века. // Железные дороги мира – 1999. – № 4. – С. 19–22.
6. Бадер М.П., Сыченко В.Г. Концепция обновления и перспективы технического развития систем тягового электроснабжения. // Технічна електродинаміка, Темат. вип. Силова електроніка та енергоефективність, Ч. 2., 2009. – с. 88-93.
7. Мамошин Р. Р. О модернизации системы тягового электроснабжения на переменном токе напряжением 27,5 кВ. // Железные дороги мира. - 2009, № 7, с. 67-70.
8. Бородулин, Б. М. Симметрирование токов и напряжений на действующих тяговых подстанциях переменного тока [Текст] / Б. М. Бородулин. – Вестник ВНИИЖТ. – 2003. – № 2. – С. 14-17.
9. Сероносов, В. В. Симметрирующая агрегация компенсирующих устройств и трехфазно-двухфазных преобразователей тяговых подстанций [Текст]: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.22.07 / В. В. Сероносов; Петерб. гос. ун-т путей сообщ. – СПб., 2007. - 17 с.
10. Шалимов, М. Г. Современное состояние и пути совершенствования систем электроснабжения электрических железных дорог [Текст] / М.Г. Шалимов, Г.П. Маслов, Г.С. Магай, Омский гос. ун-т путей сообщения. – Омск, 2002. – 49 с.
11. В. П. Закарюкин, А. В. Крюков, И. М. Авдиенко. Моделирование систем тягового электроснабжения 2×25 кВ с коаксиальными

кабелями и трансформаторами вудбриджа. //Известия Транссиба. № 2 (26), 2016. с. 70-77.
12. Трансформаторы тяговых подстанций с повышенным симметрирующим эффектом. [текст] / Р. Р. Мамошин, Б. М. Бородулин и др. // Вестник ВНИИЖТа. – 1989. – № 4. – с. 22– 25.
1. 13. А. с. 2258994 RU, МКИ H02J3/00, 3/04. Система распределенного электроснабжения переменного тока железной дороги с трёхфазными симметрирующими трансформаторами и однофазными трансформаторами. / Р. Р. Мамошин (RU), А. М. Василянский. – № 2258994/С2; Заявл. 20.12.2001; Опубл. 20.08.2005, Бюл. № 23, 5 с.
13. Аржанников, Б. А. Тяговое электроснабжение постоянного тока скоротного и тяжеловесного движения поездов / Б. А. Аржанников. – Екатеринбург: УрГУПС, 2012. – 207 с.
14. Гончаров Ю.П., Панасенко Н.В., Замаруев В.В. и др. Система распределенного питания с промежуточным звеном повышенной частоты для электрифицированных железных дорог. Вісник Дніпропетровського національного технічного університету залізничного транспорту ім. ак. В. Лазаряна, Вип. 38 – 2011, - с. 45-52.
15. Зиновьев Г.С., Сальва С.И. Пути модернизации систем электроснабжения и электрооборудования высоковольтных электровозов постоянного напряжения. // Известия вузов. Электромеханика. 2012, № 6, с. 83-87.
16. Гончаров Ю.П. Панасенко М.В., Божко В. В. та ін. Електронні трансформатори для систем електричної тяги з живленням від контактної мережі постійного струму // Вісник СНУ ім. В. Даля, Луганськ :, 2009. – № 4(134), частина 1, С.183 – 188.
17. Бурков А.Т., Мизинцев А.В., Кудряшов Е.В. Развитие инфраструктуры энергообеспечения железнодорожного транспорта. // Транспорт Российской Федерации. 2010, № 3, с. 28-33.
18. Хананов В.В., Бурков А.Т., Барч Д.В. Нововведения и инновационные процессы в тяговом электроснабжении.// Транспорт Российской Федерации. 2012, № 6, с. 34-39.
19. Порівняльний аналіз систем електропостачання для швидкісних магістралей. / Сиченко В. Г., Босий Д.О., Божко В. В., Косарєв Є. М., Борисовська Ю. А., Щербак Я. П., Борщ Б.О. // Електрифікація транспорту. № 10 – 2015, - с. 29-37.
20. Босий, Д. О. Методика розрахунку миттєвих схем системи тягового електропостачання для споживання постійної потужності

[Текст] / Д. О. Босий // Електрифікація транспорту. – 2014. – № 8. – С.15-25.
21. Кириленко, О. В. Моделювання енергетичних процесів у системах енергопостачання при вирішенні завдань енергозбереження / О. В. Кириленко, С. П. Денисюк // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України, Електродинаміка: Зб. наук. пр.– К.: ІЕД НАН України, 2001.– С. 87−91.
22. Сиченко, В. Г. Якість електричної енергії у тягових мережах електрифікованих залізниць / В. Г. Сиченко, Ю. Л. Саєнко, Д. О. Босий. – Д.: ПФ Стандарт-Сервіс, 2015. – 344 с.
23. Жаркин, А. Ф. Нормативно-правовое регулирование качества электрической энергии. Анализ украинских и европейских законодательных актов и нормативно-технических документов./ А. Ф. Жаркин, В. А. Новский, С. А. Палачев. – К.: ИЭД НАН Украины, 2010. – 167 с.
24. Босий, Д. О. Підвищення ефективності електропостачання системи електричної тяги змінного струму: дис. к.т.н.: 05.22.09 / Д. О. Босий; Дніпропетровський національний університет залізничного транспорту ім. академіка В. Лазаряна. – Д., 2010. – 165 с.
25. Косарев, Б. И. Определение параметров устройств электрической тяги по временным характеристикам [Текст] / Б. И. Косарев, С. В. Ключников, А. В. Фролов, А. И. Щуров. – Вестник ВНИИЖТ. – 1990. – № 3. – С. 15-17.
26. Косарев, А. Б. Основы теории электромагнитной совместимости систем тягового электроснабжения переменного тока [Текст] / А. Б. Косарев. – М.: Интекст, 2004. – 272 с.
27. Косарев, Б. И. Активные и обменные характеристики электрических цепей при несинусоидальных токах и напряжениях [Текст] / Б.И. Косарев, А.И. Щуров и др. – Электричество. – 1989. – № 9. – С. 43-47.
28. Щуров, А. И. Метод прямого синтеза электрических цепей по их обменным характеристикам [Текст] / А.И. Щуров, А.В. Фролов, А.Б. Косарев. Вестник ВНИИЖТ. – 1995. – № 2. – С. 26-28.
29. Мамошин, Р. Р. Повышение качества энергии на тяговых подстанциях дорог переменного тока. / Р. Р. Мамошин – М.: Транспорт, 1973. – 167 с.
30. Избранные вопросы несинусоидальных режимов в электрических сетях предприятий: монография / И. В. Жежеленко, Ю. Л. Сае-

нко, Т. К. Бараненко, А. В. Горпинич, В. В. Нестерович. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 294 с.
31. Бітюков С. Д., Сиченко В. Г., Кузнецов В. Г. Підвищення ефективності виробництва та використання енергетичних ресурсів./ Українські залізниці, № 8 (14), 2014, с. 51-53.
32. Овчаренко Т. И., Васюченко П. В., Кирисов И. Г. Анализ существующих систем электроснабжения промышленных предприятий, как фактор повышения их эффективности./ Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. 2012. № 7. с. 17-22.
33. Денисюк С. П., Василенко В. І. Енергетична ефективність та енергозбереження./ Енергетика: економіка, технології, екологія. 2016. № 1. с. 33-44.
34. Маркман Г. З. Энергоэффективность преобразования и транспортировки электрической энергии. Учебное пособие - Томск: изд. ТПУ, 2008. – 184 с.
35. Бондар-Підгурська О. В. Науково-методичні підходи до оцінки енергоефективності як фактора конкурентоспроможності промислової продукції в інноваційній моделі розвитку України. / Наукові праці Кіровоградського національного технічного університету. Економічні науки: зб. наук. пр. - Кіровоград: КНТУ, 2012. - Вип. 22, ч. 2. - С. 75-83. Режим доступу: http://nbuv.gov.ua/UJRN/Npkntu_e_2012_22(2)__15
36. Сухонос М. К. Система показателей єнергоєффективности єнергоифраструктурі предприятия. / Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. 2011. № 7. с. 25-34.
37. Денисюк С.П., Кузнецов В.Г., Сиченко В. Г., Крупинський О.М. Енергозбереження та енергетичний менеджмент у пристроях тягового електропостачання. Дніпропетровський національний університет залізничного транспорту ім. ак. В. Лазаряна, Дніпропетровськ., - Д., 2015. – 264 с.
38. Босий Д.О., Земський Д. Баланс електричної енергії тягової підстанції постійного струму за різних рівнів несиметрії напруги системи зовнішнього електропостачання. / Восточно-Европейский журнал передовых технологий. 2014. № 8. с.

2. ЕНЕРГЕТИЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ СИСТЕМ ТЯГОВОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

2.1. Якість використання електричної енергії в тягових мережах

Сучасний стан електрифікованих залізниць обумовлюється необхідністю забезпечення конкурентоспроможності з іншими видами транспорту, як при перевезенні пасажирів, так і при доставці вантажів. Разом з відомими перевагами електрифікованих залізниць необхідно забезпечувати високий рівень комфортності і швидкості доставки. Рішення цих завдань зумовлює впровадження швидкісного і високошвидкісного пасажирського транспорту, а також великовагового руху потягів.

Комплексне дослідження якості електричної енергії і аналіз ефективності її використання для живлення електрорухомого складу необхідні при проведенні порівняльного аналізу систем електричної тяги, а також при виборі системи електропостачання для швидкісного руху.

Якість електропостачання - це сукупність властивостей, які характеризують зміну станів електромагнітного середовища технологічного процесу виробництва, передачі, розподілу і споживання електричної енергії. При цьому необхідно враховувати наступні складові: надійність живлення, його економічність, якість електричної енергії та інші. Показники якості електричної енергії (ПЯЕ) є рівнями електромагнітної сумісності для кондуктивних перешкод, що виникають в результаті здійснення цього технологічного процесу. Діючий в Україні ГОСТ 13109-97 регламентує ПЯЕ в мережах загального призначення і може застосовуватися на електрифікованих залізницях як змінного, так і постійного струму при проведенні ліцензійної діяльності в точках розділу балансової приналежності (точках загального приєднання). За результатами проведених досліджень [1] можна стверджувати, що положення ГОСТ можуть бути застосовані для оцінки якості електропостачання на усіх рівнях перетворення, розподілу і споживання електричної енергії (ЕЕ) змінного струму на тягових підстанціях (ТП) як змінного, так і постійного струму. При цьому слід зазначити, що на сьогодні фактично відсутній системний підхід до оцінки якості електропостачання, тобто не регламентуються показники енергообмінних процесів в системах електричної тяги.

Кожна із застосовуваних на сьогодні систем електричної тяги має свої особливості перетворення і передачі ЕЕ електрорухомому складу (ЕРС). Так, система постійного струму, будучи більш симетричним споживачем ЕЕ для живлячої мережі, характеризується більшою кратністю перетворення ЕЕ і великою кількістю точок відбору потужності із зовнішньої системи електропостачання. Система змінного струму має свої специфічні особливості, які полягають в комплексно-випадкових струмах тягових навантажень, у виникненні внаслідок однофазних навантажень несиметричних режимів електроенергетичної системи і в появі разом із струмами основної частоти і струмів вищих гармонійних складових.

Причиною виникнення гармонік в системі змінного струму є експлуатовані електровози змінного струму, як з напівпровідниковими некерованими перетворювачами, так і з керованими. Некеровані перетворювачі викликають появу складових непарного порядку, починаючи з третьої. У керованих перетворювачах додатково виникають також і некратні, які прийнято називати інтергармоніками [2]. Оскільки кількість ЕРС з керованими випрямлячами поки незначна, а сумарне значення усіх некратних основній частоті гармонік коливається в інтервалі 1,5...3,0 % [1], то можна рахувати, що інтергармонічні складові на енергообмінні процеси (ЕОП) в системі тягового електропостачання визначального впливу не мають.

Будь-яке перетворення електричної енергії в системах тягового електропостачання зумовлене процесами випрямлення або трансформації електроенергії на тягових підстанціях або безпосередньо на ЕРС. Для більшості підстанцій системи постійного струму характерна двоступенева трансформація. Зараз, проте, розпочато впровадження трифазних випрямлячів з живленням за принципом “глибокого вводу”. Саме для системи постійного струму виконується ефективніше перетворення електроенергії, чим для системи змінного струму. Для порівняння приведемо відомі дані: в системі змінного струму коефіцієнт потужності однофазного випрямляча за даними експлуатації змінюється в межах $\lambda = 0,8..0,7$ і навіть нижче, в системі ж постійного струму коефіцієнт потужності випрямлячів значно вищий $\lambda = 0,9..0,94$, а у сучасних випрямлячів досягає значення 0,98. На змінному струмі тягові підстанції виконують одинарну трансформацію отриманої з первинної мережі електроенергії, а подальше її пере-

творення для живлення електроприводу виконується перетворювачами ЕРС.

Якість ЕОП, що відбуваються в системах електричної тяги можна оцінити мірою їх впливу на систему зовнішнього електропостачання. Таку оцінку можна здійснити порівняльним аналізом ПЯЕ на вводах тягових підстанцій і кількістю споживаної реактивної потужності. Необхідно відзначити, що згаданий вище ГОСТ характеризує якість ЕЕ тільки по напрузі. Для оцінки такого впливу застосовуються наступні показники: коливання напруги, його несинусоїдальность (вміст гармонійних складових) і несиметрія. У більшості ж зарубіжних країн враховується також і гармонійний склад споживаного струму. Міра спотворення струму визначається по аналогії з визначенням спотворення напруги:

$$K_I = THD_I = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{N} I_h^2}}{I_1} \cdot 100\%, \qquad (2.1)$$

де I_1 - значення основної гармоніки струму, А;

I_h – значення гармонійної складової з порядком h, А

N – верхня межа підсумовування гармонійних складових, як правило, не менше 40.

Важливо відзначити, що показник THD_I є характеристикою несинусоїдальності і прямо не визначає вплив спотворень, оскільки використовує віднесене до базисного значення сумарних гармонійних спотворень. Тому, можуть бути випадки, коли низьке значення коефіцієнта при більшому основному навантаженні матиме більший вплив, ніж більше значення коефіцієнта при малому навантаженні на основній гармоніці.

Для підрахунку реактивної потужності, як відомо, доцільніше використовувати коефіцієнт реактивної потужності tg φ. Це пояснюється тим, що при зміні значення cos φ, наприклад, від 0,95 до 0,96 (на 1 %) значення tgφ, змінюються з 0,36 до 0,30 (на 20%). Тому звичайний метод розрахунку Q при великих значеннях cosφ призводить до значних помилок. Крім того, значення cosφ близько 0,95 вважають вже досить близьким до одиниці. При цьому передбачається, що реактивна потужність практично не споживається, а насправді її величина складає близько 40% від активної.

В результаті виконаних на кафедрі впродовж декількох років експериментальних досліджень накопичені масиви статистичної інформації, що дозволяє виконати системний аналіз розглянутих вище показників стосовно двох основних систем тягового електропостачання постійного струму 3,3 кВ і змінного 27,5 кВ.

Для показників якості електроенергії в табл. 2.1 приведені значення, які відповідають 95 % інтегральній вірогідності і результат їх порівняння з нормованими значеннями. Для аналізу з усього набору досліджуваних об'єктів відібрані тягові підстанції зі схожими параметрами системи зовнішнього електропостачання. Результати порівняння показують, що кількісні показники якості електричної енергії, що поставляється споживачам в системі тяги постійного струму, за винятком рівня напруги, вписуються у вимоги стандарту. У системі змінного струму ПЯЕ не відповідають встановленим вимогам. При цьому, рівень напруги на вводах тягових підстанцій і постійного і змінного струму, як правило, є завищеним.

Таблиця 2.1

Показники якості споживання енергії в системах електричної тяги

Показник	Приєднання	Нормоване значення	Постійний струм	Змінний струм
K_U	35 кВ	4 %	2,35 % (+)	5,84 % (–)
K_{2U}		2 %	0,82 % (+)	2,95 % (–)
ΔU		± 5 %, ± 10 %	6,5 % (–)	5,4 (–)
ΔU	3,3 кВ (=) 27,5 кВ (~)	-	11 %	6,93 %
K_I		-	19,8 %	30,5 %

Важливою науково-прикладною задачею для систем електричної тяги є розрахунок реактивної потужності в них. У електричних колах с синусоїдальними електричними величинами існують чіткі визначення і єдина формула знаходження реактивної потужності. У ланцюгах з несинусоїдальними величинами, до яких відносяться і системи тягового електропостачання, питання визначення реактивної потужності є дискусійними і неоднозначними [1, 2].

У роботах [2, 3] відзначається, що баланс потужностей в ланцюгах з несинусоїдальними величинами за класичним визначенням реактивної потужності відсутній, що повною мірою відноситься і до систем електропостачання електричного транспорту. Тому необхідно розглядати баланс потужностей в системі тягового електропостачання

на основі нових концепцій «реактивної» потужності Q з аналізом кількісних співвідношень між складовими повної потужності. На сьогодні кількість підходів до визначення Q досить велика і їх застосування має обмежену область залежно від вирішуваної задачі [2]. Найчастіше використовуються дві концепції: частотна і інтегральна.

Однією з перших концепцій «реактивної» потужності, яка вирішує питання небалансу, є концепція К. Будеану. Ним запропоновано визначати реактивну потужність в несинусоїдальних ланцюгах як сумарну реактивну потужність окремих гармонійних складових, визначених шляхом розкладання кривих струму і напруги в ряд Фур'є, тобто

$$Q_B = \sum_i Q_i^{(k)} = \sum_{k=1}^{N} U^{(k)} I^{(k)} \sin\left(\psi_u - \psi_i\right). \qquad (2.2)$$

Визначення реактивної потужності у виді (2.2) не забезпечує балансу потужностей $P^2 + Q_B^2 \neq S^2$, тому додатково вводиться потужність спотворення, яка визначається як небаланс між квадратом повної S і сумою квадратів активної P і реактивної Q_B потужностей

$$D = \sqrt{S^2 - P^2 - Q_B^2}\,. \qquad (2.3)$$

Дотримуючись описаної концепції, для отримання балансу енергій необхідно кожну із записаних за добу осцилограм струму і напруги плеча живлення тягової підстанції розкласти в ряд Фур'є, визначити потужності в ці моменти часу, і проінтегрувати отримані значення потужностей в часі.

С. Фрізе, виступаючи апологетом концепції К. Будеану, настоював на фізичній суті поняття реактивної потужності, для чого необхідно застосовувати дві складові повної потужності: активну (ефективну) і пасивну (фіктивну). Визначення цих потужностей ґрунтується на розкладанні миттєвого струму на дві складові, перша повинна мати форму миттєвої напруги, що додається, а друга – ортогональна їй

$$Q_F = U \cdot I_p = U\sqrt{I^2 - I_p^2}\,. \qquad (2.4)$$

Тобто, реактивна потужність Фрізе показує міру відхилення діючого значення струму від його мінімальної можливої величини для цієї передаваної до навантаження активної потужності і цієї напруги.

Результати розрахунків, виконані по формулах (2.2)-(2.4) для тягових підстанцій постійного і змінного струму зведені в табл. 2.2.

Аналіз отриманих результатів показує, що тягові підстанції постійного струму мають кращі якісні показники використання електричної енергії.

Таблиця 2.2

Складові потужності для тягових підстанцій

Складові повної потужності, %		Змінний струм		Постійний струм	
		п/ст. Ш	п/ст. П	п/ст. В (6-п.)	п/ст. З (12-п.)
концепція Фризе	P^2	48,6	64,1	90,4	96,7
	Q^2_F	51,4	35,9	9,6	3,3
концепція Будеану	P^2	48,6	64,1	90,4	96,4
	Q^2_B	43,1	28,9	5,2	1,4
	D^2	8,3	7,0	4,4	2,3

Звідси, можна зробити наступні висновки:

– забезпечення швидкісних і потужнісних характеристик систем електричної тяги в умовах конкуренції з іншими видами транспорту є однією з головних проблем, які обумовлені низькими показниками ефективності перетворення електричної енергії.
– система електрифікації змінного струму не повною мірою відповідає заявленим критеріям енергоефективності, оскільки допускає значні спотворення якості електроенергії, що поставляється, стороннім споживачам і характеризується значним змістом неактивних складових повної потужності.
– тягові підстанції постійного струму у меншій мірі чинять вплив на погіршення показників якості електричної енергії, що поставляється споживачам, але в той же час для підвищення ефективності системи постійного струму потрібне застосування підвищеної напруги з використанням сучасних досягнень силової електроніки і нових технологій.
– при виборі типу комерційних приладів обліку для тягових підстанцій постійного і змінного струму, як для нелінійних навантажень, необхідно звертати увагу на результати метрологічних випробувань лічильників при невідповідності якості електричної енергії діючим вимогам.
– оскільки система постійного струму в цілому має кращі характеристики використання електричної енергії, ніж система змінного струму, необхідно враховувати чинники ефективності перетворення електроенергії при порівнянні і виборі системи електропостачання для швидкісного руху.

2.2. Гармонійний аналіз систем тягового електропостачання

Електромагнітна сумісність (ЕМС) характеризує не тільки взаємодію між електричними приладами, апаратами, електроустаткуванням і електромагнітним середовищем, але і взаємодію цих технічних засобів між собою. Забезпечення необхідного рівня ЕМС систем тягового електропостачання (СТЕ) повинне здійснюватись застосуванням необхідних технічно можливих заходів при розробці та виготовленні обладнання і комплектуючих виробів, проектуванні та побудові СТЕ на базі обгрунтованого вибору її конфігурації і параметрів та раціональних схем підключення до системи зовнішнього електропостачання. Розглядаючи ЕМС, як один із показників якості функціонування СТЕ, необхідно охоплювати весь комплекс технічних засобів, котрі задіяні в процесі передачі та споживання електроенергії.

При вирішенні проблеми ЕМС електрифікованої залізниці з суміжними низькоенергетичними системами необхідно враховувати, що СТЕ представляє собою складну електродинамічну розподілену систему, яка характеризується стохастичиим характером параметрів функціонування, що змінюються у просторі, площині і часі, змінюючи електромагнітну обстановку у системі СТЕ - суміжні пристрої.

Узагальнена структура проблеми ЕМС у тяговому електропостачанні показана на рис. 2.1.

Для аналізу енергообмінних процесів нелінійних ланцюгів на сьогодні широко використовуються матрично-топологічні методи, теорія обмінних характеристик, статистичні методи, методи фазних координат, вейвлет-аналіз, спектральний аналіз, інформаційний аналіз, метод структурних орієнтованих чисел. Модель ЕМС СТЕ повинна враховувати різні структури взаємодії чинників та будуватися не тільки на ієрархічному принципі, а й з урахуванням специфіки утворення ЕМЗ.

Оскільки СТЕ одержує живлення від систем зовнішнього електропостачання змінного струму (у загальному випадку з різними номіналами вхідної напруги) з подальшим перетворенням ЕЕ то, у сукупності з різного роду перехідними процесами, це призводить до циркуляції в тяговій мережі гармонійних складових, які здійснюють вплив на якість енергетичних процесів.

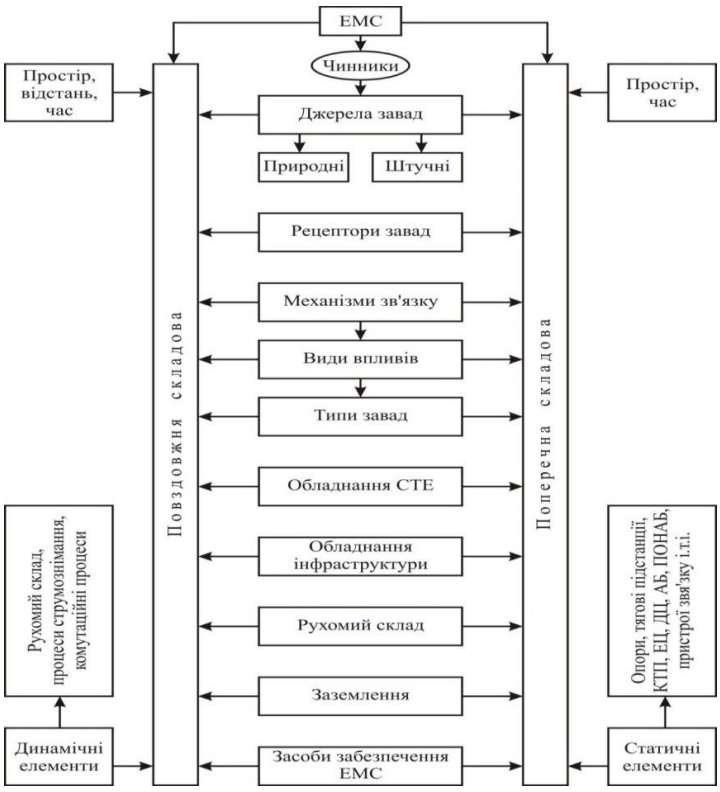


Рис. 2.1. Узагальнена структура проблем ЕМС у тяговому електропостачанні

Для оцінки якості перетворення та кількісної оцінки величини і впливу гармонічних складових використовуються різноманітні показники. В теорії перетворювачів для якісної оцінки форми кривих струму і напруги кола постійного струму перетворювача вводяться поняття коефіцієнта пульсацій вихідної напруги $k_{п.}$, коефіцієнта амплітуди $k_{а.н}$ випрямленої напруги, коефіцієнта хвилястості $k_{хв.с}$, коефіцієнта форми $k_{ф.с}$ випрямленого струму. На змінному струмі для оцінки форми кривих струму і напруги, як відомо, застосовуються ПЯЕ, визначені ГОСТ 13109-97: коефіцієнт спотворення синусоїдності кривої напруги, коефіцієнт n-ої гармонійної складової напруги, коефіцієнт несиметрії напруг по зворотній послідовності, коефіцієнт несиметрії напруг по нульовій послідовності.

В СТЕ постійного струму причинами виникнення гармонік являються ряд факторів, які стосуються як зовнішньої системи електропостачання, так і безпосередньо тягової мережі. Застосування дискретних перетворювачів, трансформаторів, несиметрія підведеної напруги, неоднорідність та нелінійність енергетичних каналів прямого і зворотного провідників, режими роботи ЕРС призводять до генерування небажаних гармонійних складових.

Основними причинами виникнення гармонійних складових в системах тягового електропостачання змінного струму являється, в пе-

ршу чергу, апріорна несиметрія живлення, адже на змінному струмі при живленні тягової мережі фази завантажуються нерівномірно. Однофазні несинусоїдні навантаження створюють в трифазних мережах високої напруги несиметрію струмів і, як наслідок, несиметрію напруг, в результаті чого збільшуються втрати і зменшується пропускна спроможність ліній електропередач і трансформаторів. Крім цього, знижується наявна потужність генераторів, синхронних та асинхронних машин, випрямних та частотних перетворювачів. Іншою причиною виникнення гармонік в системі змінного струму служать експлуатовані електровози змінного струму, як з напівпровідниковими некерованими перетворювачами, так і з керованими. Некеровані перетворювачі викликають появу складових непарного порядку, починаючи з третьої. У керованих перетворювачів додатково виникають також і некратні, які прийнято називати інтергармоніками. Як зазначалось вище, інтергармонічні складові не впливають на енергообмінні процеси (ЕОП) в системі тягового електропостачання.

Результати експериментальних досліджень рівнів гармонійних складових у СТЕ постійного та змінного струму досить ґрунтовно описані в роботах [1, 4]. В той же час, порівняльний аналіз рівнів гармонійних складових напруг і струмів у тягових мережах не виконувався.

Нижче наведені результати експериментальних досліджень гармонійних складових на всіх рівнях перетворення та споживання електроенергії в системах тягового електропостачання постійного та змінного струму.

Зовнішня мережа, постійний струм

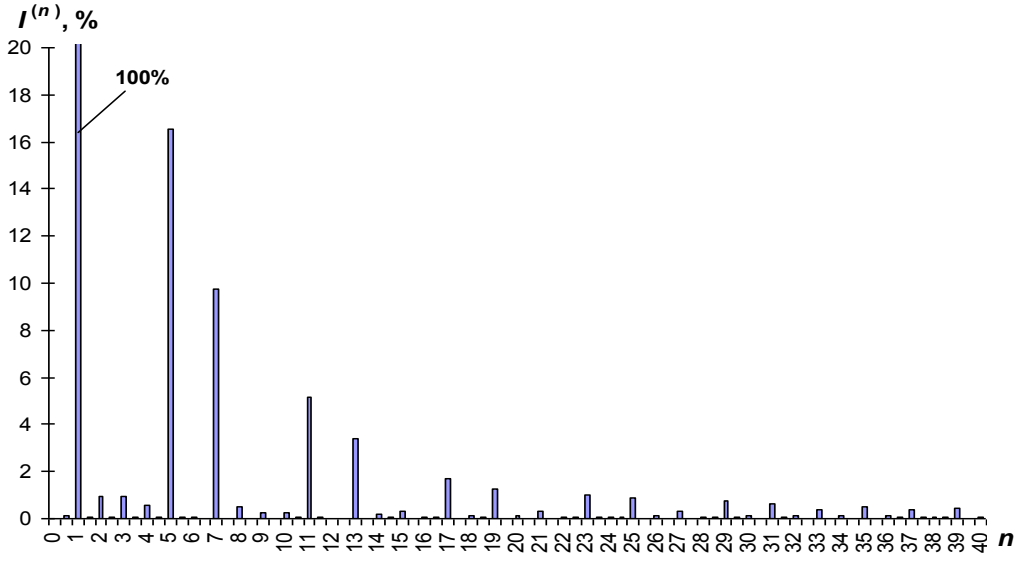


Рис. 2.2. Спектр первинного струму тягової підстанції з 6-пульсною схемою випрямлення

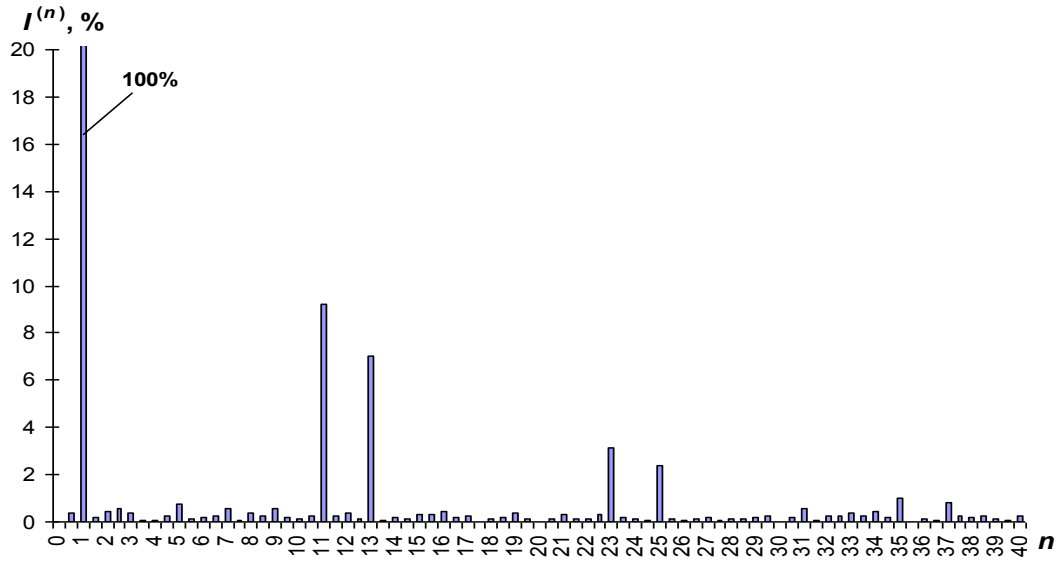


Рис. 2.3. Спектр первинного струму тягової підстанції
з 12-пульсною схемою випрямлення

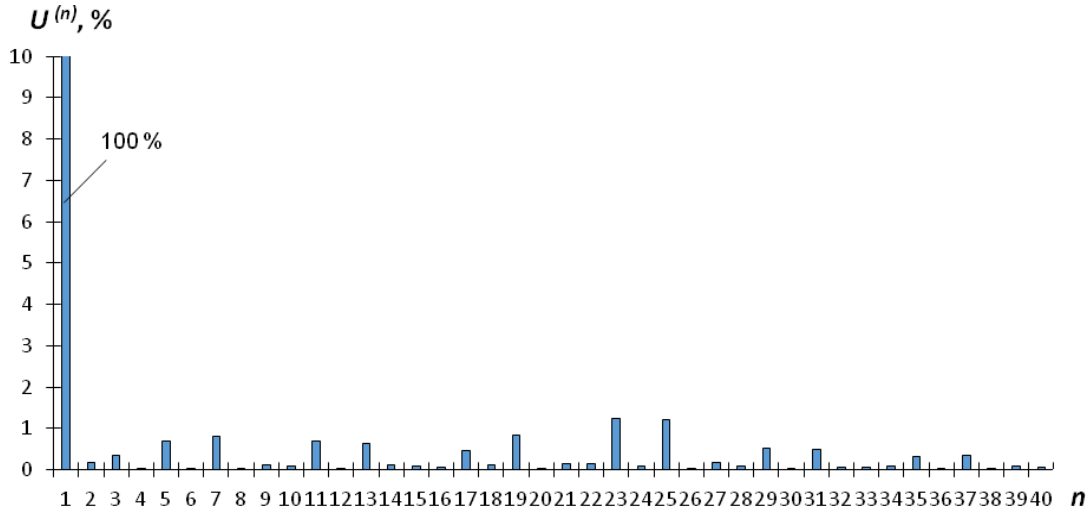


Рис. 2.4. Спектр первинної напруги тягової підстанції
з 6-пульсною схемою випрямлення

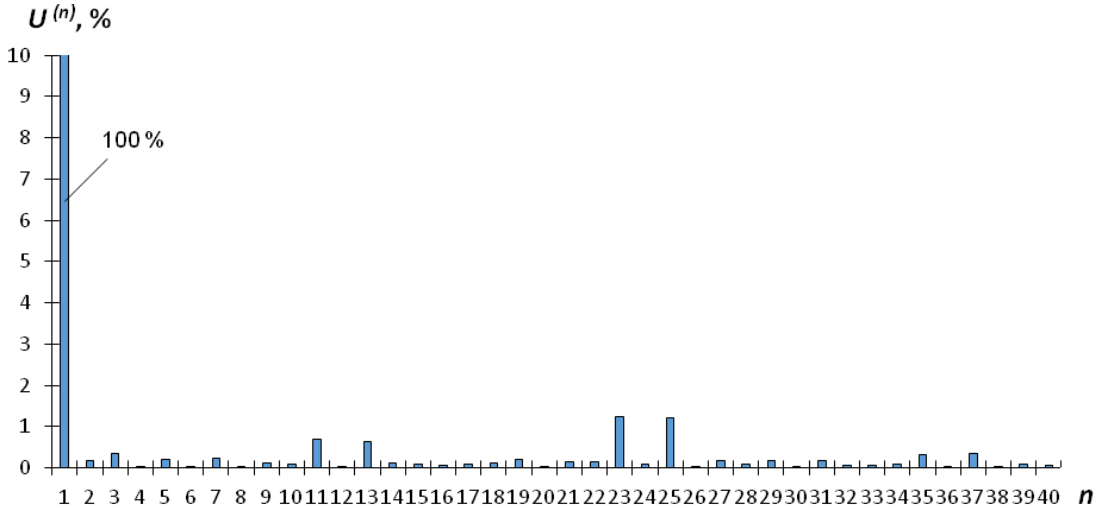


Рис. 2.5. Спектр первинної напруги тягової підстанції
з 12-пульсною схемою випрямлення

Зовнішня мережа, змінний струм

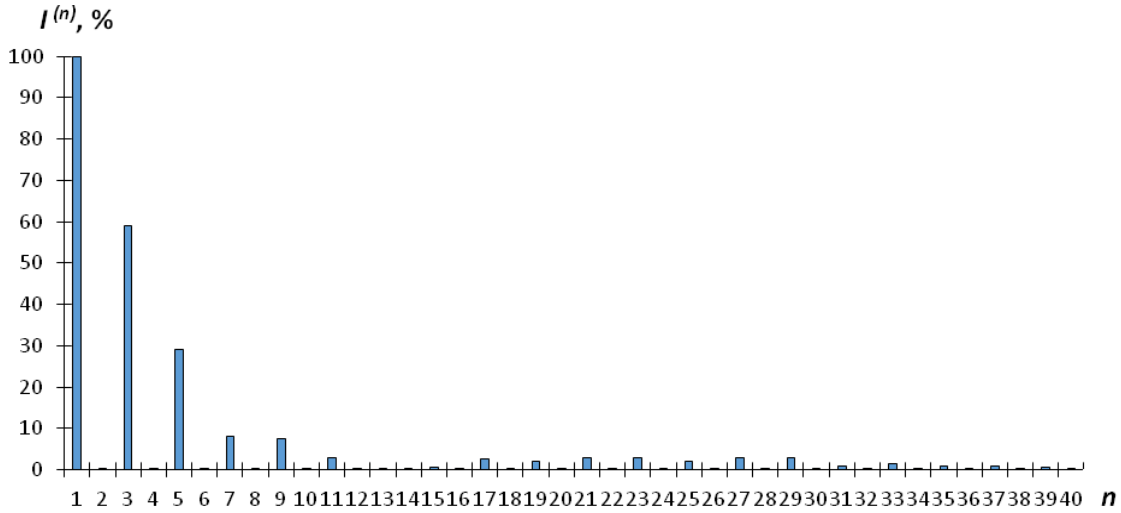


Рис. 2.6. Спектр первинного струму тягової підстанції змінного струму

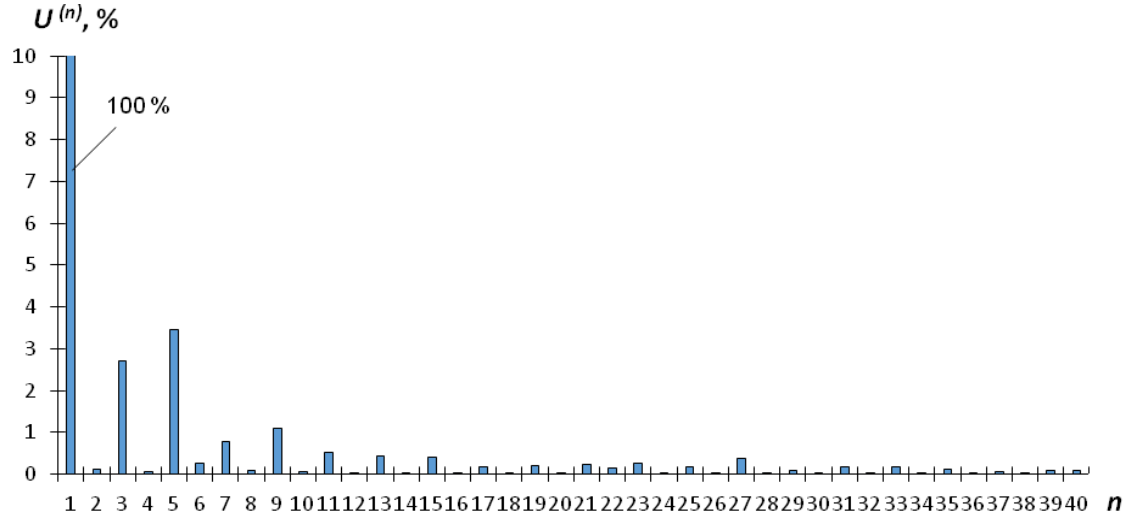


Рис. 2.7. Спектр первинної напруги тягової підстанції змінного струму

Тягова мережа, постійний струм

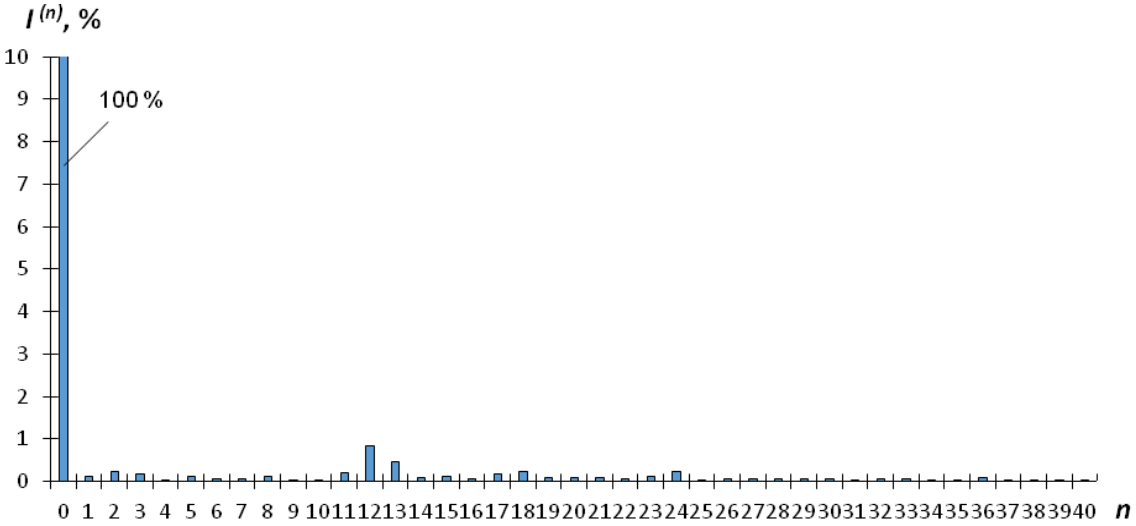


Рис. 2.8. Спектр струму в тяговій мережі постійного струму

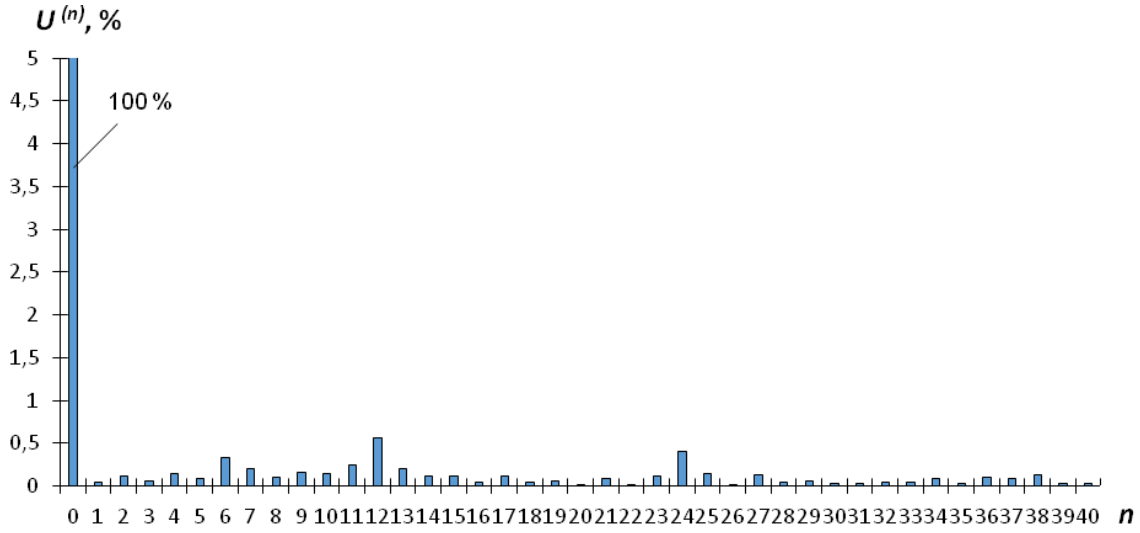


Рис. 2.9. Спектр напруги в тяговій мережі постійного струму

Тягова мережа, змінний струм

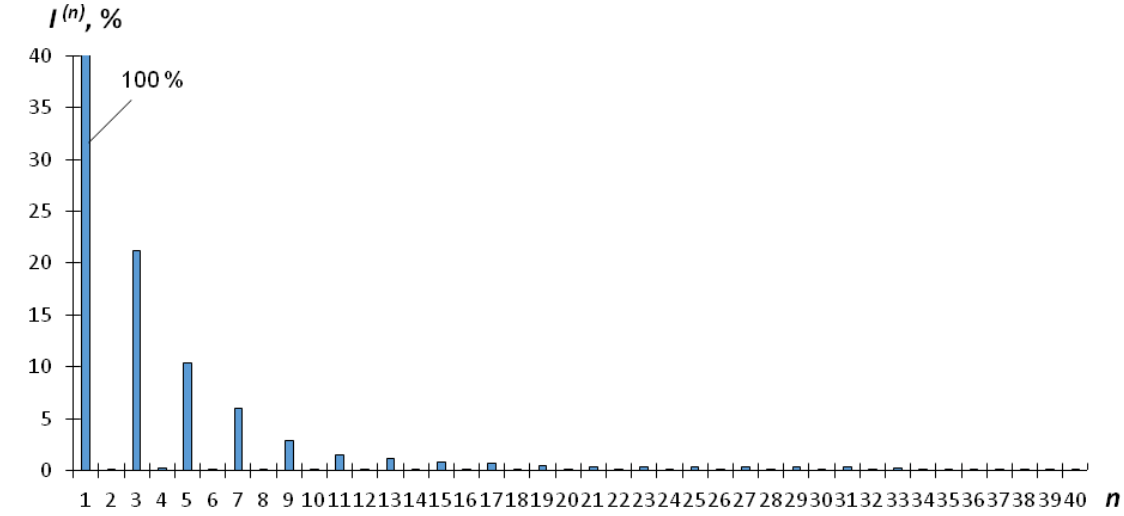


Рис. 2.10. Спектр струму в тяговій мережі змінного струму

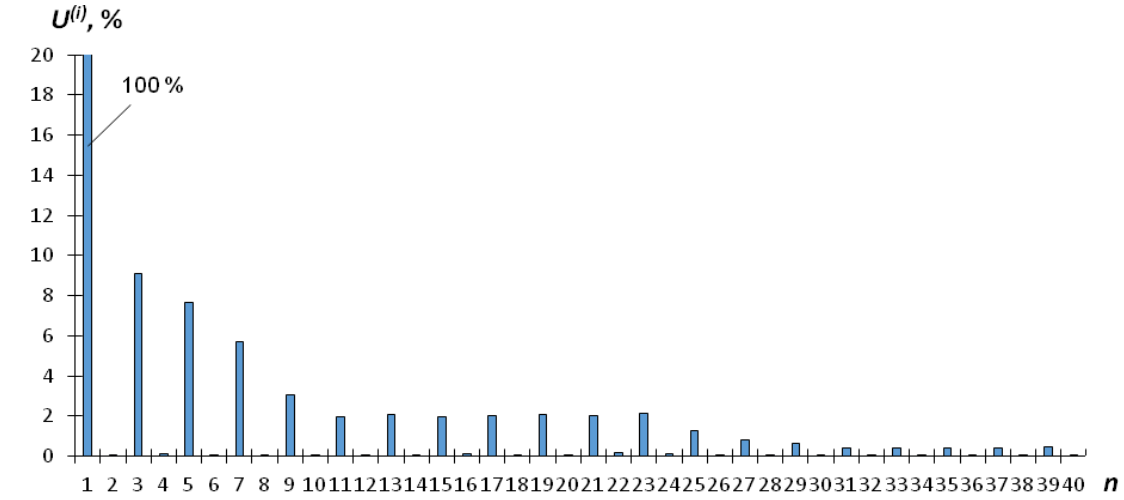


Рис. 2.11. Спектр струму в тяговій мережі змінного струму

Кількісно гармонійний вплив систем тягового електропостачання можна оцінити спрощеними моделями некерованих випрямлячів [5]. Так, для системи змінного струму, гармонійний склад струму електровозу може бути визначений аналітичним розкладанням кусочно-заданої функції пульсуючого струму для мостового однофазного випрямляча

$$i(t)=\begin{cases}-I_{\text{dc}}, & \dfrac{T}{4}<t<\dfrac{3T}{4};\\ +I_{\text{dc}}, & t<\dfrac{T}{4}; t>\dfrac{3T}{4};\end{cases} \tag{2.5}$$

$$I_h=\begin{cases}+\dfrac{2\sqrt{2}}{h}I_{\text{dc}}, & h=1,5,9,13,...\\ -\dfrac{2\sqrt{2}}{h}I_{\text{dc}}, & h=3,7,11,15,...\\ 0, & h=0,2,4,6,....\end{cases} \tag{2.6}$$

Для системи постійного струму, струм в одній фазі, наприклад для 6-пульсового випрямляча, визначатиметься

$$i_A(t)=\begin{cases}+I_{\text{dc}}, & 0<t<\dfrac{T}{6}, \dfrac{5T}{6}<t<T;\\ 0, & \dfrac{T}{6}<t<\dfrac{2T}{6}, \dfrac{4T}{6}<t<\dfrac{5T}{6};\\ -I_{\text{dc}}, & \dfrac{2T}{6}<t<\dfrac{4T}{6}.\end{cases} \tag{2.7}$$

$$I_h=\begin{cases}+\dfrac{\sqrt{6}}{h\,\pi}I_{\text{dc}}, & h=1,7,13,19,...\\ -\dfrac{\sqrt{6}}{h\,\pi}I_{\text{dc}}, & h=5,11,17,23,...\\ 0, & h=2,4,6,8,...\\ 0, & h=3,9,15,21,...\end{cases} \tag{2.8}$$

За допомогою спрощених аналітичних моделей випрямлячів можна оцінити емісію вищих гармонійних складових зі сторони тягового навантаження. Очікувані значення коефіцієнта нелінійних спотворень (THD) струму для систем постійного і змінного струму будуть мати такі значення: для системи змінного струму – 42,6 %, для постійного струму і 6-пульсної схеми – 28,5 %, для 12-пульсної – 13,7 %.

Також використання приведених моделей дозволяє оцінити залежності зміни емісію струмів вищих гармонійний складових в перерахунку від споживаної потужності (рис. 12). З приведених залежностей видно, що для однієї споживаної потужності найбільшою та найменшою емісією володіє система 3,3 кВ з 6-пульсною схемою та 12-пульсною схемою випрямлення відповідно. Система змінного струму 27,5 кВ займає проміжне положення.

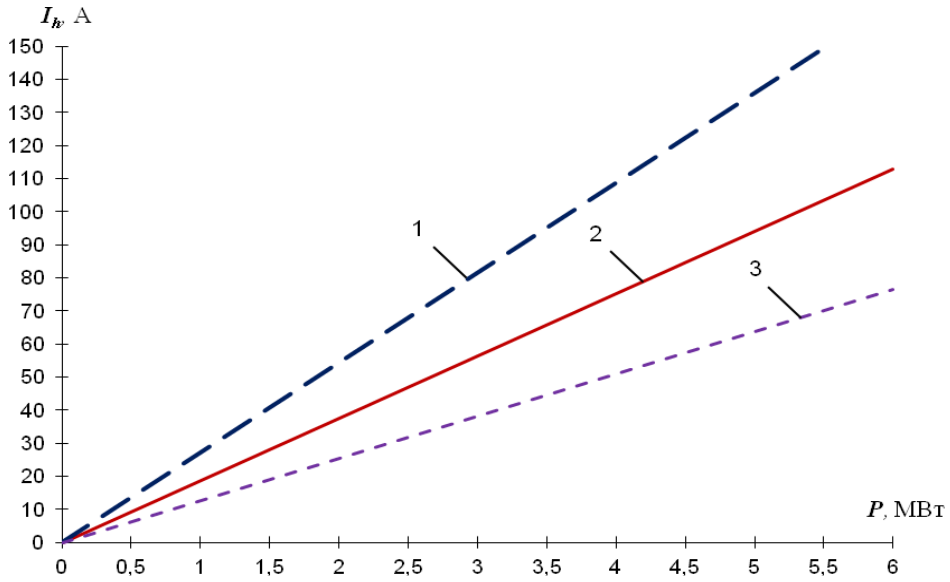


Рис. 2.12. Емісія вищих гармонік струму системами електричної тяги в зовнішню мережу: 1 – 3,3 кВ (6-пульсна схема); 2 – 27,5 кВ; 3 – 3,3 кВ (12-пульсна схема)

Таблиця 2.3.

Порівняння вищих гармонік струму і напруги в первинній мережі тягових підстанцій

№ гарм.	$U^{(n)}$, %	$I^{(n)}$, %	$U^{(n)}$, %	$I^{(n)}$, %	$U^{(n)}$, %	$I^{(n)}$, %
	6-пульсн.		12-пульсн.		~ струм	
3	0,4	1,3	0,4	0,4	2,7	60,0
5	0,7	16,5	0,2	0,3	3,4	29,1
7	0,8	9,8	0,3	0,2	0,8	8,2
9	0,1	0,3	0,2	0,3	1,1	7,7
11	0,7	5,3	0,7	9,7	0,5	2,9
13	0,6	3,7	0,6	7,6	0,4	0,1
15	0,1	0,2	0,1	0,2	0,4	0,1
17	0,5	2,1	0,2	0,3	0,2	0,2
19	0,8	1,8	0,3	0,2	0,2	0,4
21	0,2	0,1	0,2	0,1	0,1	0,5

Примітка: за 100 % прийнято основну гармоніку мережі n = 1 (50 Гц).

Емісія струмів вищих гармонійних складових при однаковій споживаній потужності та інших рівних умов найбільша в системі постійного струму 3,3 кВ з 6-пульсними схемами випрямлення, найменша – для цієї ж системи але з 12-пульсними схемами. Система змінного струму 27,5 кВ з огляду на емісію вищих гармонік займає проміжне положення [6].

Таблиця 2.4.

Порівняльна таблиця вищих гармонік струму і напруги в тяговій мережі

№ гарм.	$U^{(n)}$, %	$I^{(n)}$, %	$U^{(n)}$, %	$I^{(n)}$, %
	= струм		~ струм	
2	0,1	0,2	0	0,2
3	0,1	0,2	9,1	21,1
4	0,1	0	0,1	0,2
5	0,1	0,1	7,7	10,4
6	0,3	0,1	0,1	0,1
7	0,2	0,1	5,7	6,1
8	0,1	0,1	0	0,1
9	0,2	0	3,0	2,8
10	0,1	0	0,1	0,1
11	0,2	0,2	2,0	1,2
12	0,6	0,8	0,1	0
13	0,2	0,5	2,1	1,2
14	0,1	0,1	0,1	0,1
15	0,1	0,1	2,0	0,8
16	0	0,1	0,1	0,1
17	0,1	0,2	2,0	0,8
18	0	0,2	0,1	0,1
19	0,1	0,1	2,1	0,4
20	0	0,1	0,1	0,2
21	0,1	0,1	2,0	0,4
22	0	0,1	0,2	0,1
23	0,1	0,1	2,1	0,3
24	0,4	0,2	0,1	0,1
25	0,2	0	1,3	0,4

Примітка: для постійного струму за 100 % прийнято постійну складову $n = 0$ (0 Гц); для змінного струму за 100 % прийнято основну гармоніку мережі $n = 1$ (50 Гц).

Таким чином, за допомогою спрощених моделей випрямлячів можливо визначити емісію вищих гармонійних складових зі сторони тягового навантаження в первинну мережу. Очікувані значення кое-

фіцієнта нелінійних спотворень (THD) струму складають: 42,6 % (змінний струм), 28,5 % (постійний струм, 6-пульсна схема), 13,7 % (постійний струм, 12-пульсна схема). У перерахунку від споживаної потужності залежності зміни емісії струмів вищих гармонійних складових показують, що для однієї споживаної потужності найбільшу та найменшу емісію має система 3,3 кВ з 6-пульсною схемою та 12-пульсною схемою випрямлення відповідно. Система змінного струму 27,5 кВ займає проміжне положення.

У результаті проведеного гармонійного аналізу також показано, що для тягових підстанцій електрифікованих залізниць змінного струму проти системи постійного струму наявні значні спотворення синусоїдності кривих струму і напруги. Для інших рівних умов несинусоїдність напруги співвідноситься як 5,84 % на змінному струмі до 2,35 % на постійному.

2.2. Електромагнітна взаємодія тягових підстанцій постійного струму електрифікованих залізниць з системами зовнішнього електропостачання

Однією з ключових переваг систем тягового електропостачання постійного струму (СТЕ) вважається симетричне завантаження живлячої мережі. В то й же час тягова підстанція являється генератором вищих гармонік, як в тягову, так і в живлячу мережі (СЗЕ). До рівня цих гармонік зараз встановлюються жорсткі вимоги, що вимагає здійснювати переоснащення тягових підстанцій постійного струму сучасними 12-типульсними багатофункціональними перетворювачами. Іншою проблемою електричної тяги постійного струму є необхідність забезпечення швидкісного руху поїздів, що супроводжується збільшенням споживаних потужностей та рівнів вищих гармонік в умовах функціонування електрифікованих залізниць на загальному ринку електроенергії. Обмежуючим фактором при цьому залишається необхідність забезпечення енергоефективності функціонування тягового електропостачання.

Аналіз багаторічних результатів експериментальних досліджень електромагнітної сумісності тягових підстанцій постійного струму з лініями зовнішнього електропостачання [7, 8] вказує на неоднозначність взаємозв’язку режимів роботи СЗЕ та СТЕ, тому це питання потребує більш детального розгляду. Оцінка взаємозв’язку режимів ро-

боти підсистем різних рівнів напруги приведена на прикладі тягової підстанції Красноармійськ (напруга первинних шин 35 кВ).

Розглянемо взаємозв'язок режимів напруги. В якості прикладу на рис. 2.13 приведено залежність зміни напруги на шинах тягового навантаження (3,3 кВ) від напруги живлення 35 кВ. Як слідує з рис. 2.13, рівні напруг 35 кВ та 3,3 кВ мають низький кореляційний зв'язок. Аналогічні результати отримано і для приєднань 10 кВ (r = 0,189) та 6 кВ (r = 0,192).

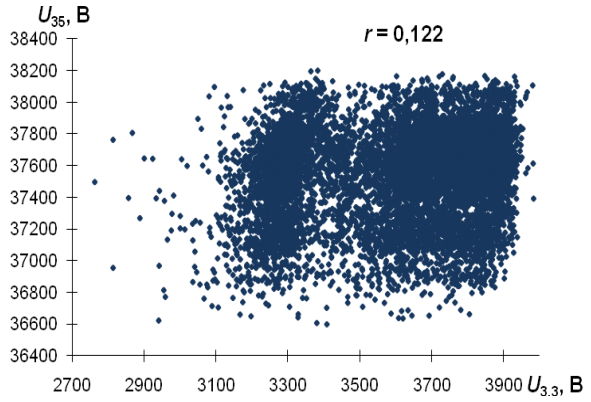


Рис. 2.13. Оцінка взаємозв'язку зміни напруги на шинах 3,3 кВ та 35 кВ

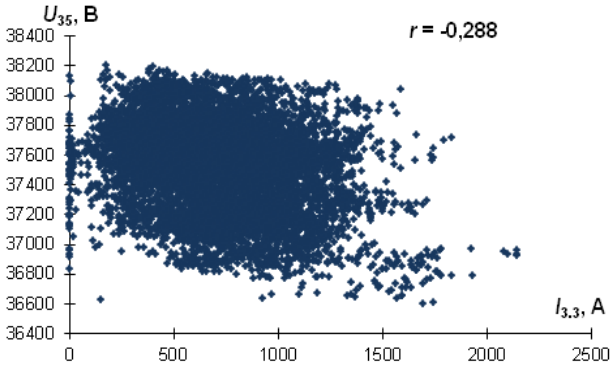


Рис. 2.14. Оцінка взаємозв'язку струму на шинах 3,3 кВ та напругою 35 кВ

На рис. 2.14-2.16 приведені результати дослідження взаємозв'язку струму на шинах 3,3 кВ та напругою на приєднаннях ТП. Як бачимо, зі зменшенням рівня напруги ступінь залежності зростає, при цьому напруга на шинах зменшується з ростом тягового навантаження.

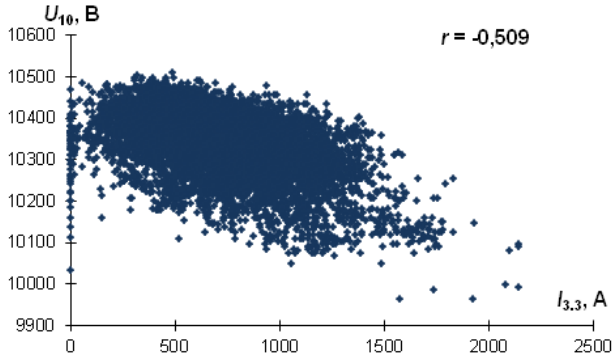


Рис. 2.15. Оцінка взаємозв'язку струму на шинах 3,3 кВ та напругою 10 кВ.

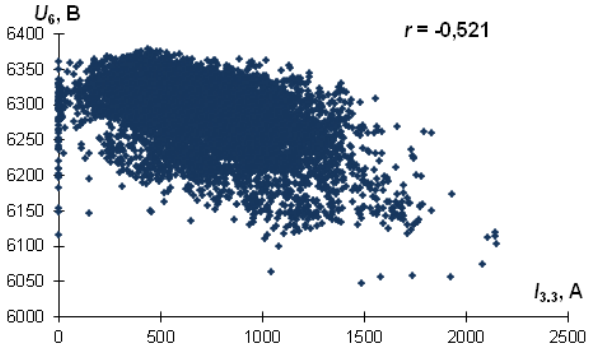


Рис. 2.16. Оцінка взаємозв'язку струму на шинах 3,3 кВ та напругою 6 кВ.

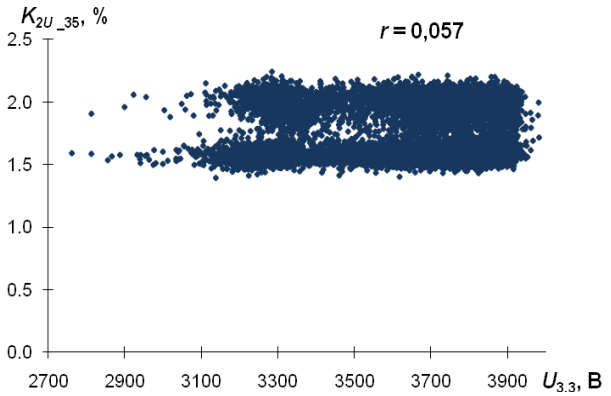


Рис. 2.17. Оцінка взаємозв'язку K_{2U} на шинах 35 кВ з напругою 3,3 кВ

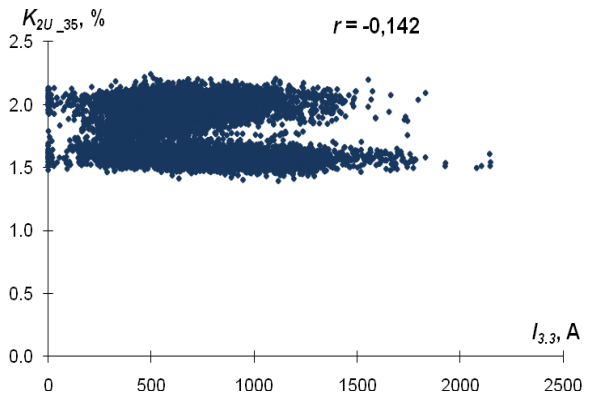


Рис. 2.18. Оцінка взаємозв'язку K_{2U} на шинах 35 кВ зі струмом 3,3 кВ

Також проводилось дослідження впливу режиму напруги 3,3 кВ та зміни тягового навантаження на коефіцієнт несиметрії напруги за зворотньою послідовністю K_{2U} (рис. 17, 18) та коефіцієнт спотворення синусоїдності K_U (рис. 2.19-2.22). Аналіз рисунків 17-18 свідчить, що зміни режимів напруги та тягового навантаження практично не впливають на коефіцієнт несиметрії напруги. Аналогічні результати отримані і для інших приєднань розглядуваної тягової підстанції.

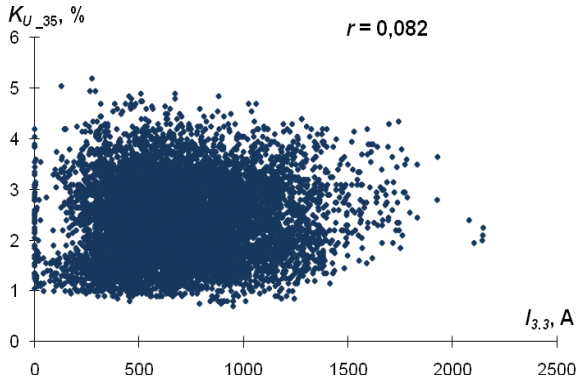


Рис. 2.19. Оцінка взаємозв'язку K_U на шинах 35 кВ зі струмом 3,3 кВ

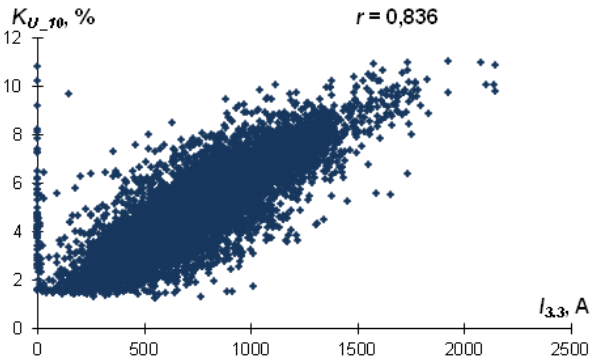


Рис. 2.20. Оцінка взаємозв'язку K_U на шинах 10 кВ зі струмом 3,3 кВ

Аналіз отриманих результатів (рис. 2.19-2.22) показує, що зміна режимів напруги на шинах тягового навантаження практично не впливає на коефіцієнт спотворення синусоїдності K_U. При цьому необхідно відзначити різний характер впливу на K_U тягового струму підстанції: - незначний для приєднання 35 кВ, та дуже значний для шин 10 кВ, від яких отримують живлення тягові перетворювачі.

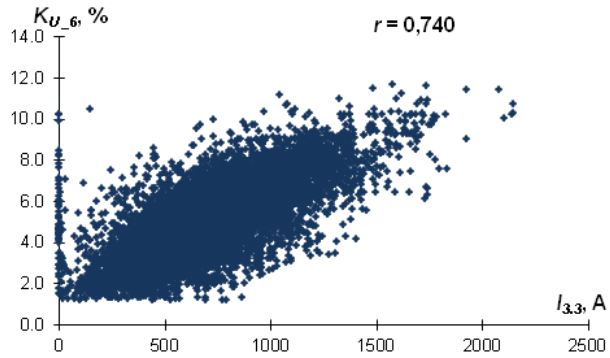


Рис. 2.21. Оцінка взаємозв'язку K_U на шинах 6 кВ зі струмом 3,3 кВ

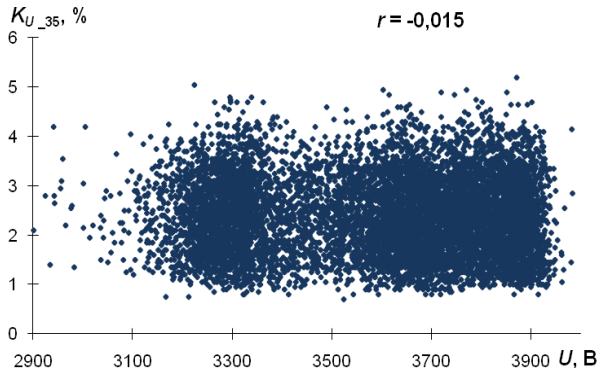


Рис. 2.22. Оцінка взаємозв'язку K_U на шинах 35 кВ з напругою 3,3 кВ

Аналіз статистичного матеріалу та експериментальних даних дозволяє зробити наступні висновки:

– зміна навантаження тягової підстанції практично не здійснює впливу на показники якості електричної енергії у системі зовнішнього електропостачання. При цьому, чим більший рівень живлячої напруги, тим цей вплив нижчий. ;
– режими напруги як в СТЕ, так і в СЗЕ визначаються випадковими факторами та мають слабкий кореляційний зв'язок між собою;
– отримані результати дозволяють додатково обґрунтувати доцільність реалізації концепції "глибокого вводу" та застосування сучасних випрямлячів, що приводить не тільки до поліпшення електромагнітної сумісності, але й до підвищення енергоефективності.

2.3. Взаємодія системи змінного струму з системою зовнішнього електропостачання

Системи тягового електропостачання електрифікованих залізниць складаються з великої кількості відносно складних підсистем і активним чином взаємодіють між собою. Складні процеси взаємодії систем тягового та зовнішнього електропостачання обумовлені специфічними режимами роботи та електроустаткуванням, що застосовується на тягових підстанціях і електрорухомому складі. Через вказані причини та без спеціальних знань та засобів моделювання неможливо побудувати математичні моделі в загальному випадку для вивчення першопричин виникнення проблем в складних експлуатаційних режимах.

Для забезпечення перевізного процесу обома системами електропостачання постійного та змінного струму виконується споживання електричної енергії з первинної мережі, проте ефективність роботи

окремої системи та її вплив на систему зовнішнього електропостачання залишається індивідуальним. З усіх відомих видів впливу, системи тягового електропостачання можна обмежити головними – впливом на створення відхилень напруги, на спотворення синусоїдності кривої напруги (струму) та розбалансування трифазної системи.

Дослідимо на узагальнених моделях взаємодію систем тягового електропостачання з системами зовнішнього електропостачання для подальшого використання в задачах вивчення енергообмінних процесів з метою поліпшення ефективності та забезпечення необхідного рівня електромагнітної сумісності підсистем електричної тяги.

Відомо, що будь-яка задача моделювання в динаміці, пов'язана з розрахунками потоків енергії, зводиться до вирішення диференційних рівнянь [9]. Методика вирішення рівнянь повинна враховувати наявність так званих "жорстких" задач, ознакою яких є наявність у досліджуваній системі об'єктів з суттєво різними постійними часу, або об'єктів, які різко змінюють свої параметри в процесі функціонування. Такими в системах тягового електропостачання є силові вентилі, у яких стрибкоподібно змінюється провідність при переході з провідного стану в непровідний.

Кінцевий споживач в системі тягового електропостачання на частоті основної гармоніки є додатнім опором. На частотах вищих гармонік споживач виступає генератором, тобто створює емісію через контактну мережу певного набору гармонійних складових, який залежить від типу силового перетворювача. Струми вищих гармонійних складових, замикаючись через тягову мережу, трансформуються відповідним чином до первинної та районної мереж. При чому відомо, що ступінь впливу тягового навантаження на первинну мережу залежатиме від режиму роботи районного навантаження, що в першу чергу поглинатиме спотворення, викликані, як-то гармонійними складовими, так і наявністю струмів зворотної послідовності.

Використання на залізницях з системою електричної тяги змінного струму статичних перетворювачів на електровозах пов'язано з певними перевагами перед системою постійного струму, які існували на період масової електрифікації ділянок [10]. Разом з тим, однофазні тягові навантаження викликають ряд процесів, які ускладнюють роботу енергосистем та споживачів, що від них живляться. Це пов'язано з тим, що однофазні несинусоїдні навантаження створюють в трифазних мережах високої напруги несиметрію струмів і, як наслідок, несиметрію напруг, в результаті чого збільшуються втрати і зменшуєть-

ся пропускна спроможність ліній електропередач і трансформаторів. Крім цього, знижується наявна потужність генераторів, синхронних та асинхронних машин, випрямних та частотних перетворювачів.

Вплив несиметрії безпосередньо на електрорухомий склад виражається в тому, що рівень напруги в контактній мережі, що живиться від різних фаз трифазної системи, виходить неоднаковим, що впливає на швидкість руху і пропускну спроможність залізниці [11]. Зі збільшенням опору живлячої системи збільшується несиметрія напруги, що в ній виникає. Для європейських країн, де використовуються змінний струм для електричної тяги, прийнято живлення від однофазних трансформаторів. Тому для таких країн з невеликою територією тягове навантаження незначно впливає на систему зовнішнього електропостачання.

Той факт, що електричні мережі України, особливо для промислово розвинених регіонів досить сильно розгалужені, мають велику довжину, значить що при неправильному проектуванні вплив тягових навантажень може досягати великих значень. Крім цього, несиметричний та несинусоїдний режим роботи електричної тяги постійного чи змінного струму є нормальним режимом роботи системи електропостачання.

Вплив тягового навантаження на рівень напруги в мережі зовнішнього електропостачання визначається приведеним опором зовнішньої системи. Для віддалених точок енергосистеми тягове навантаження створюватиме істотний вплив. Для інших – впливом тягового навантаження можна знехтувати. Для нормалізації рівня напруги при надлишку реактивної потужності застосовують шунтові реактори, а відповідно, при недостачі – пристрої компенсації. Досвід експлуатації показав низьку ефективність застосування ступінчато регульовних пристроїв в мережах, що живлять тягові навантаження, з метою регулювання балансу реактивної потужності з причини обмеженого комутаційного ресурсу.

Більш перспективним на даний час вважається застосування тиристорно-керованих реакторів з можливостями плавного регулювання струму в кожній фазі. Це не тільки підвищує керованість процесу електропостачання, але при додатковому налаштуванні дозволяє знизити несиметрію напруги, яка спричинена специфікою тягового навантаження. Ще більшу гнучкість регулювання мають компенсатори комбінованого типу. До їх складу включаються два види регульованих реактивних елементів: керовані реактори та комутуємі конденса-

тори. Зазвичай для згладження характеристики регулювання на два-чотири конденсаторних блока використовують один керований реактор рівної потужності. Таким чином, це дає можливість керувати видачею реактивної потужності від нуля до номінального значення.

Для зменшення впливу гармонійних складових застосовують або фільтруючі пристрої (постійний струм) або фільтро-компенсуючі (змінний). Принцип роботи цих пристроїв полягає у зменшенні частотного опору для окремих гармонік, таким чином, щоб контур їх замикання був якомога ближче до джерела їх виникнення, тим самим досягається їх шунтування в тяговій мережі і зменшується вплив на системи зовнішнього електропостачання. Ефективність застосування фільтруючих пристроїв знижується через використання сучасного електрорухомого складу з принципово іншими перетворювачами, що генерують невідомий раніше спектр гармонік, та через виникнення несиметрії первинної напруги, що в свою чергу, викликає появу неканонічних складових.

Вважаючи активні та реактивні складові комплексних величин струмів тягового навантаження випадковими двовимірними розподіленими величинами окремо на прикладі системи постійного та змінного струму, визначимо характер та окремі точки режимів, довкола яких орієнтуються ймовірності зміни режимів системи електропостачання.

Шляхом узагальнення одновимірного розподілу, наприклад, до двовимірного нормального закону, загальна формула щільності ймовірностей матиме вигляд

$$f\left(x_1, x_2\right) = \frac{1}{2\pi\sigma_1\sigma_2\sqrt{1-\sigma_{12}^2}} \times$$

$$\times \exp\left[-\frac{1}{2(1-\sigma_{12}^2)}\left(\frac{(x_1-a_1)^2}{\sigma_1^2} - \frac{2\sigma_{12}(x_1-a_1)(x_2-a_2)}{\sigma_1\sigma_2} + \frac{(x_2-a_2)^2}{\sigma_2^2}\right)\right], \quad (2.9)$$

де a_1, σ_1 – математичне очікування та стандартне відхилення змінної x_1; a_2, σ_2 – те ж, змінної x_2; σ_{12} – парна кореляція між змінними x_1 та $x_2, \sigma_{12} = \mathrm{cov}(x_1, x_2)/(\sigma_1\sigma_2)$.

На підставі досвіду проведених експериментальних вимірювань [12] встановлено, що між активними та реактивними складовими струмів навантаження наявна додатна нелінійна кореляція, при чому вона характерна лише системам електричної тяги постійного струму.

Це пояснюється тим, що безпосередньо електрорухомий склад постійного струму та його режими роботи не впливають на природу виникнення реактивної потужності [13]. На відміну від цього в системі змінного струму, де кореляція в загальному випадку відсутня, через прямий вплив додаткових факторів, що в загальному випадку дає підстави вважати активні та реактивні складові тягових струмів незалежними величинами стосовно системи електропостачання. Якщо ж узяти окремо режим роботи одного електровозу, то прослідковується нелінійний кореляційний зв'язок між цими складовими [14].

В результаті описаних розрахунків на рис. 2.23 представлена щільність ймовірностей двовимірної випадкової величини трифазного струму навантаження тягової підстанції постійного струму, на рис. 24 – теж, для змінного струму. Концентрація ліній рівня довкола характерних точок вказує на найбільш вірогідні точки режимів та їх відповідну кількість. Так, в системі постійного струму спостерігається 3 стійкі точки режиму електропостачання, при чому, в контексті загалом симетричної роботи кожної фази.

В системі ж змінного струму, режим електроспоживання у двох робочих фазах суттєво відрізняється від третьої (недозавантаженої) [1]. В порівнянні з системою постійного струму, можна констатувати більший ступінь невизначеності та розкиду активної і реактивної складових струму [15].

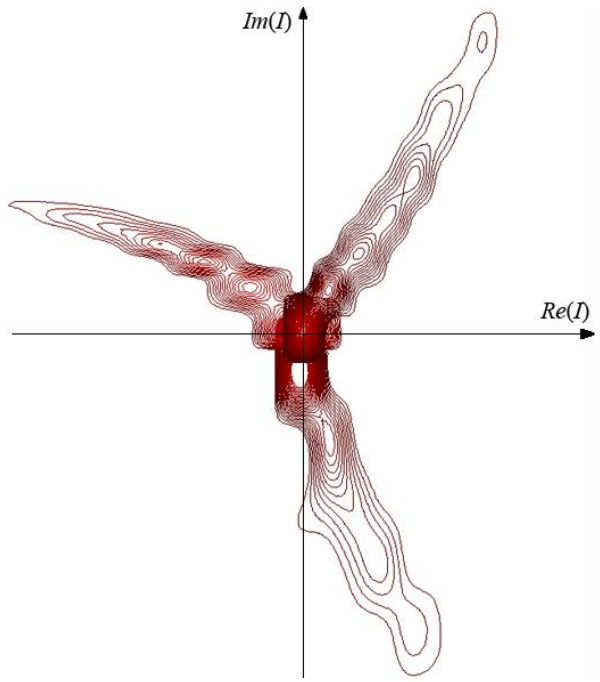


Рис. 2.23. Лінії рівня струму тягової підстанції постійного струму як двовимірної випадкової величини

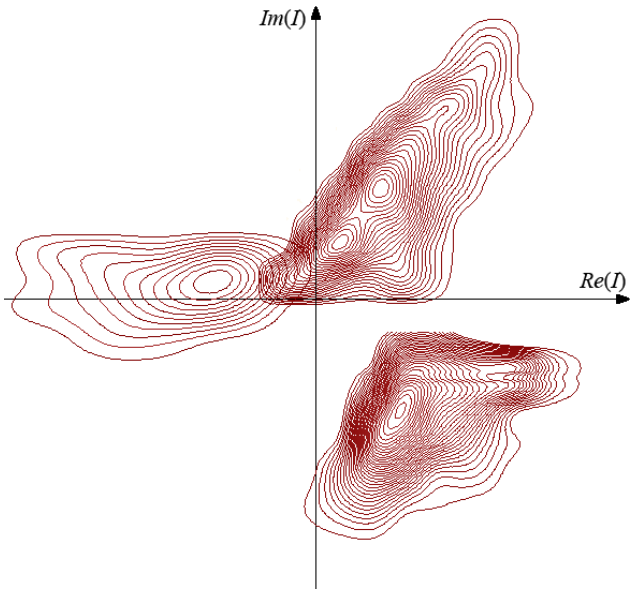


Рис. 2.24. Лінії рівня струму тягової підстанції змінного струму як двовимірної випадкової величини

Таким чином, можна підсумувати, що процеси взаємодії систем тягового електропостачання з системами зовнішнього електропостачання обумовлені специфічними режимами роботи та електроустаткуванням, що міститься у великій кількості складних підсистем, які активним чином взаємодіють між собою. Додатна нелінійна кореляція між активними та реактивними складовими струмів тягового навантаження характерна лише системам електричної тяги постійного струму, що вказує на те, що електрорухомий склад постійного струму не впливає на природу виникнення реактивної потужності.

В системі електричної тяги змінного струму через вплив різних факторів відсутня кореляція між ортогональними складовими струмів, що дозволяє досліджувати їх в якості незалежних випадкових величин.

Емісія струмів вищих гармонійних складових при однаковій споживаній потужності та інших рівних умов найбільша в системі постійного струму 3,3 кВ з 6-пульсними схемами випрямлення, найменша – для цієї ж системи але з 12-пульсними схемами. Система змінного струму 27,5 кВ з огляду на емісію вищих гармонік займає проміжне положення.

2.4. Особливості функціонування лічильників електричної енергії у системах тягового електропостачання

Взаємовідносини між продавцем і покупцем будуються в першу чергу на кількісній, якісній та вартісній оцінці товару. Електрична енергія, що постачається енергопостачальними організаціями, виступає як товар, що характеризується збігом у часі процесів виробництва, транспортування і споживання. Разом з тим до електроенергії, як до товару будь-якого виду, застосовуються категорії «кількість» і «якість». Таким чином, зростаючі вимоги до точності обліку кількості електричної енергії при необхідній якості базуються на економічній основі.

У реальних умовах виробництва, перетворення, розподілу і споживання електроенергії виникають спотворення форми синусоїдного струму і напруги. Ці спотворення виникають при генерації електроенергії, її передачі мережею і, головним чином, при споживанні, пов’язаному з випрямленням чи інвертуванням.

Основними джерелами спотворення струмів і напруг у системі тягового електропостачання електрифікованих залізниць є перетво-

рювальні агрегати тягових підстанцій постійного струму та перетворювальні пристрої електровозів однофазного змінного струму. При цьому, лінії зовнішнього електропостачання, елементи тягової мережі, розподільчі лінії поздовжнього електропостачання і автоблокування, володіючи певними частотними характеристиками вносять свої корективи у гармонійний склад напруг та струмів.

Всі ці фактори негативно впливають на роботу приладів обліку електричної енергії та піднімають проблему електромагнітної сумісності засобів обліку з факторами, що впливають на точність обліку.

В даний час зі зміною виробничо-економічної ситуації в країні, зміною структури ринку електричної енергії загострюються проблеми обліку електричної енергії, зростають вимоги до систем електропостачання.

Широко застосовувані нині лічильники електричної енергії розроблюються і проходять повірку виходячи з припущення, що напруга в мережі є синусоїдною, і вміст вищих гармонік в струмі навантаження не перевищує 10 %. На цьому ґрунтуються застосовувані в лічильниках матеріали та алгоритми обліку електроенергії.

Однак, більшість споживачів є нелінійними, і при включенні таких електроприймачів в мережу в споживаному струмі і функції живлячої напруги з'являються значний вміст вищих гармонік. І очевидно, що цей факт буде впливати на похибку приладу, призначеного для роботи в колах з практично синусоїдальними сигналами.

Всі лічильники електричної енергії [16] можна класифікувати за типом підключення, вимірюваними величинами та конструкцією (рис. 2.25).

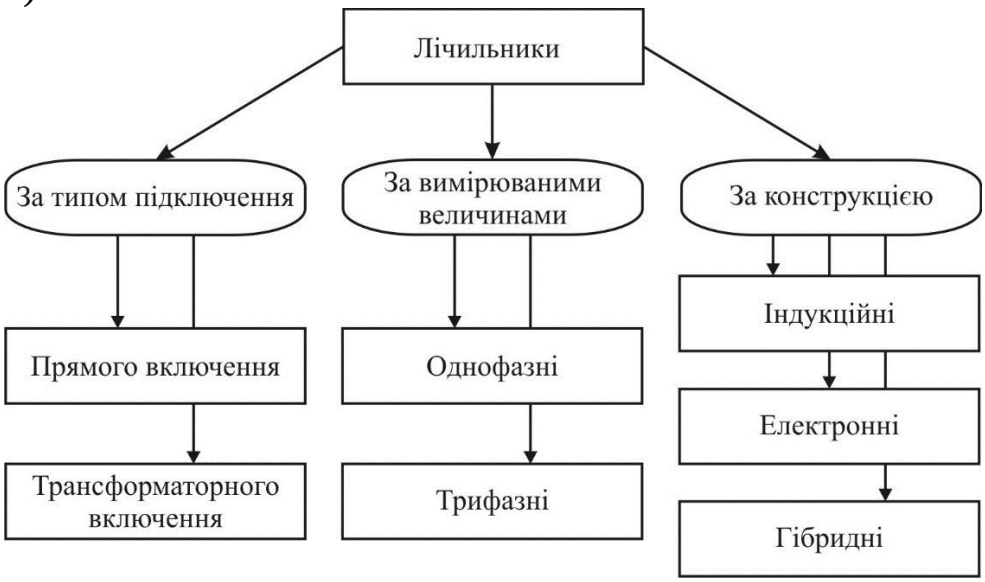


Рис. 2.25. Класифікація лічильників електричної енергії

В індукційних лічильниках магнітне поле нерухомих струмопровідних котушок впливає на рухомий елемент з провідного матеріалу. Рухомий елемент являє собою диск, по якому протікають струми, індуковані магнітним полем котушок. Кількість спожитої електроенергії, в цьому випадку, прямо пропорційна числу обертів диска.

Електронний лічильник представляє собою перетворювач аналогового сигналу в частоту проходження імпульсів, підрахунок яких дає кількість споживаної енергії, при чому відпадає необхідність застосування обертових елементів. Електронні лічильники забезпечують більш широкий інтервал вхідних напруг, дозволяють легко організувати багатотарифні системи обліку, мають режим ретроспективи чим дозволяють визначити кількість спожитої енергії за будь-який період; вимірюють споживану потужність, вписуються в конфігурацію систем автоматизованого комерційного обліку електричної енергії (АСКОЕ) та володіють додатковими сервісними функціями [17].

У цифрових системах обліку досяжний практично будь-який клас точності, при виборі відповідної елементної бази й алгоритмів обробки інформації. Відсутність механічних частин значно підвищує надійність. Обробка інформації в цифровому вигляді дозволяє одночасно підраховувати як активну, так і реактивну складові потужності, це є важливим, наприклад, при обліку енергії в трифазних мережах.

Гібридні лічильники електроенергії – проміжний варіант з цифровим інтерфейсом, вимірювальною частиною індукційного або електронного типу та механічним обчислювальним пристроєм.

У господарстві електрифікованих залізниць України на приєднаннях комерційного обліку застосовуються лише сучасні електронні лічильники з класом точності 0,5 або з класом 0,2. Для сторонніх та побутових споживачів невеликої потужності, як правило, використовуються гібридні лічильники з електронною вимірювальною частиною та подальшим механічним обчисленням з класом точності до 1,0. У випадку наявності потужних нетягових споживачів для обліку електроенергії застосовуються електронні лічильники з класом точності 0,5 та підключенням до системи АСКОЕ. В якості технічного обліку у мережах власних потреб можуть використовуватись і застарілі індукційні лічильники з класом точності до 2,0.

Окрім основної мети застосування обліку електроенергії, отриману достовірну інформацію про кількість виробленої електроенергії та потужності, її передачу, розподіл та споживання на оптовому і роздрібному ринку споживання можна використати і для вирішення на-

ступних техніко-економічних завдань на всіх рівнях управління в енергетиці [18], тобто для:

- фінансових розрахунках за електроенергію і потужність між суб'єктами оптового і роздрібного ринку споживання;
- управління режимами електроспоживання;
- визначення та прогнозування складових балансу електроенергії;
- визначення вартості і собівартості виробництва, передачі, розподілу електроенергії та потужності;
- контролю технічного стану та відповідності вимогам нормативно-технічних документів систем обліку електроенергії в електроустановках.

Основними нормативними документами, які регламентують вимоги до виготовлення, повірки та експлуатації приладів обліку електроенергії є державні стандарти [19-21].

Типовий електронний лічильник має будову, узагальнена структура якої приведена на рис. 2.26. Датчики струму та напруги формують аналоговий сигнал на вході перетворювача потужність-частота, який, в свою чергу, створює імпульси, що з накопиченням підраховуються мікроконтролером. На мікроконтролер покладаються основні функції сучасних приладів обліку. Можливості, якими володіє мікроконтролер, залежать від його програмного забезпечення, а різноманітність сервісних функцій і виконуваних завдань залежить від того, яке технічне завдання було поставлено перед розробкою програмного забезпечення.

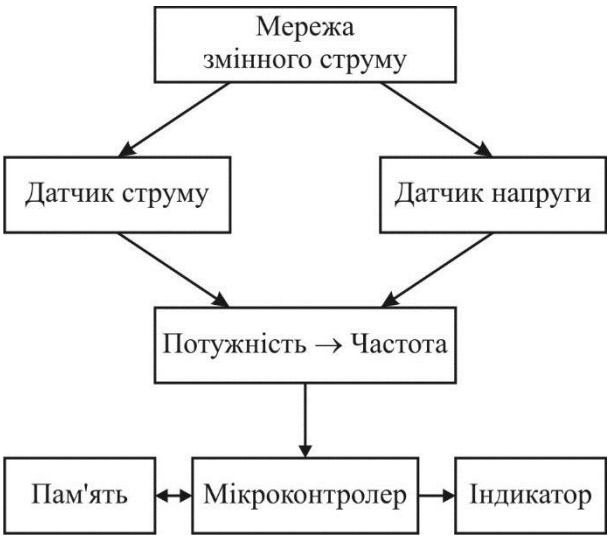


Рис. 2.26. Блок-схема будови електронного лічильника електроенергії

Електронні лічильники після випуску проходять заводську параметризацію, де встановлюються стандартні варіанти тарифікації. Перед установкою на конкретний об'єкт, вони проходять в обов'язковому порядку параметризацію в лабораторії АСКОЕ Енергозбуту, де в електролічильник встановлюються параметри відповідно до проектної документації і вноситься пароль захисту від несанкціонованого доступу.

Згідно з вимогами державних стандартів повірці підлягають засоби вимірювальної техніки, що перебувають в експлуатації, випускаються з серійного виробництва, ремонту та у продаж, на які поширюється державний метрологічний нагляд. Повірку засобів вимірювальної техніки під час експлуатації та випуску з виробництва проводять метрологічні центри та територіальні органи, в яких зберігаються відповідні еталони. Засоби вимірювальної техніки визначають придатними до застосування, якщо результати повірки підтверджують їх відповідність метрологічним і технічним вимогам до цих засобів вимірювальної техніки, встановленим у нормативних чи експлуатаційних документах.

При проведенні повірки лічильників виконують наступні операції перевірки зовнішнього огляду, електричної міцності ізоляції, роботи лічильного механізму, порогу чутливості, відсутності самоходу та метрологічних характеристик в режимі несиметричного навантаження

При виконанні повірки клас точності встановлюється при дотримані наступних нормальних умов роботи лічильника, а саме:

1) температура навколишнього середовища 20±2°С;
2) відносна вологість повітря 30…80 %;
3) атмосферний тиск 630…795 мм. рт. ст.;
4) відсутність зовнішніх магнітних полів (не більше 0.5 мТл);
5) номінальна частота 50 ± 0,5 (60 ± 0,6) Гц;
6) пряме чергування фаз;
7) рівномірність і симетричність навантаження;
8) синусоїдність кривої струму та напруги з коефіцієнтом несинусоїдності не більше 5%;
9) відхилення значення фазної або лінійної напруги від номінального значення ± 1%;
10) відхилення значення сили струму в кожній фазі від середнього значення ± 1%;

11) відхилення від вертикального розташування лічильника по вертикалі не більше 1 %.

Кількісне значення основної відносної похибки лічильника $\delta_{\text{с}}$, % розраховують для кожного з режимів перевірки за наступною формулою

$$\delta_{\text{с}} = \frac{C_{\text{с}} \cdot N_{\text{с}} - C_{\text{у}} \cdot N_{\text{е}}}{C_{\text{у}} \cdot N_{\text{е}}} \cdot 100, \qquad (2.10)$$

де $C_{\text{с}}$ – постійна лічильника, що підлягає повірці, виражається у ват-годинах на імпульс;

$C_{\text{у}}$ – коефіцієнт перетворення еталонних засобів вимірювання повірочної установки;

$N_{\text{с}}$, $N_{\text{е}}$ – число імпульсів, що надходять з вихідного пристрою до лічильника, що повіряється та еталонного лічильника відповідно.

Результати повірки вважають прийнятними, якщо отримані значення основної відносної похибки при всіх точках навантаження не перевищують значення меж допустимої основної відносної похибки. Наприклад, для лічильника з класом точності 1,0 (для активної енергії) значення меж допустимої основної відносної похибки, відповідно до вимог стандарту, складає $\delta_{\text{с}} = \pm 1{,}5\,\%$, а для класу точності 2,0 (реактивної енергії) $\delta_{\text{с}} = \pm 2{,}5\,\%$.

Таким чином, вимоги діючої нормативної документації при встановленні класів точності приладів обліку електроенергії не в повній мірі враховують реального стану показників якості електроенергії, які мають місце на тягових підстанціях постійного та змінного струму.

З метою дослідження роботи обліку електричної енергії у несинусоїдному режимі в лабораторії навмисно створені умови, які відрізняються від вимог стандарту стосовно допустимих значень синусоїдності напруги та струму.

Схема для вимірювання лічильниками спожитої електроенергії приведена на рис. 27, яка складається з 2 частин:

1) для живлення обмоток напруги лічильників з використанням ЛАТРу, до вторинної обмотки якого підключаються відповідні обмотки кожного лічильника;

2) фізичний макет компенсації реактивної потужності з плавним тиристорним регулюванням і складається з:

– батареї конденсаторів увімкнених послідовно з реактором, утворюючи *LC*-фільтр налаштований на 3 гармоніку (компенсуючий контур);
– послідовно з'єднаних реактора та зустрічно-паралельно з'єднаних тиристорів (декомпенсуючий контур);
– підключеного індуктивного навантаження, у якості якого використовується двигун увімкнений через підвищуючий трансформатор.

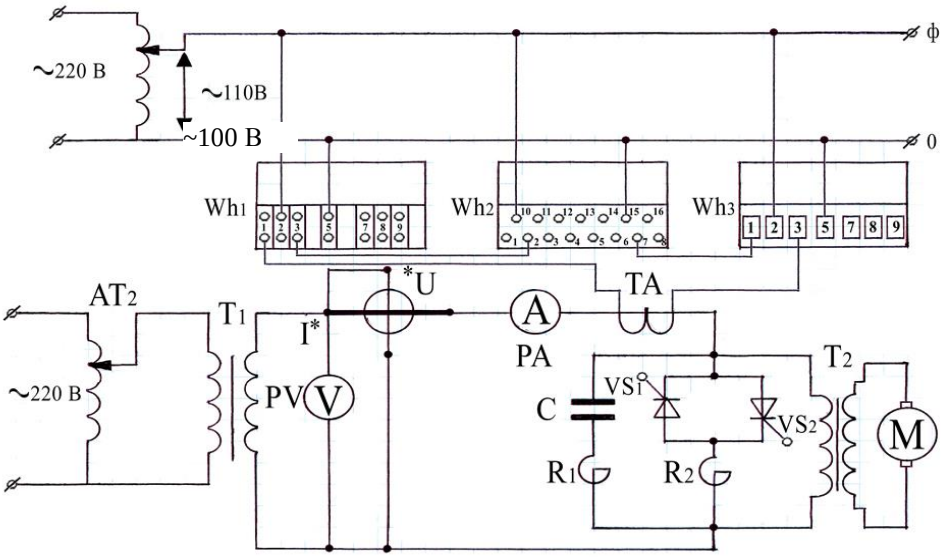


Рис. 2.27. Схема підключення приладів обліку та навантаження

Лічильники у першій частині схеми було обрано одного класу точності (1,0) різних типів, які для уникнення можливих претензій зі сторони виробників свідомо не вказуються.

Для досягнення поставленої задачі у якості еталонного приладу застосовано аналізатор якості електричної енергії Satec EDL-175xr з класом точності 0,2. Еталонний прилад має 2 режими вимірювання реактивної потужності:

1) за миттєвими значеннями струму та напруги розраховується активна та повна потужності, а реактивна потужність є їх функцією, $Q = f(S,P)$;

2) за діючими значеннями струму та напруги, а також за кутом між ними розраховуються активна та реактивна потужності, а повна потужність є їх функцією, $S = f(Q,P)$.

Вимірювання проводились одночасно і лічильником, і еталонним приладом, з налаштуваннями спочатку на обидва режими вимірювання потужності. Знімання показів приладів відбувалось з кожною зміною характеру навантаження. Реєструвались такі показники: активна

та реактивна потужності, струм навантаження, коефіцієнт спотворення форми струму, фіксувались осцилограми струму і напруги.

Режими зміни навантаження, використані у даному експерименті можна умовно поділити на три частини:

1) режим, при якому відсутня реактивна потужність основної гармоніки, $\varphi_1 = 0$;

2) режим недокомпенсації реактивної потужності при недорегулюванні компенсації реактивної потужності за допомогою тиристорів;

3) режим перекомпенсації, за якого відсутнє регулювання тиристорним декомпенсатором.

Результати експериментальних вимірювань похибок зведені до табл. 5.

На рис. 2.28-2.30 представлені характерні осцилограми струмів і напруги в окремих режимах навантаження.

Отримані значення сили струму, коефіцієнта спотворення форми кривої струму та кути зсуву фаз під час проведення експерименту в лабораторних умовах дають можливість відтворити форми кривих струму за допомогою програмного забезпечення WinSAM (рис. 2.31) універсальної системи для повірки трифазних лічильників електричної енергії MTS 320 виробництва Zera в умовах сертифікованої лабораторії.

Таблиця 2.5

Результати вимірювань похибок лічильника

Дослідний		Еталонний				
P, Вт	*Q*, вар	I_{THD}, %	*I*, А	*P*, Вт	*Q*, вар	
					1	2
184	-382	2,2	4,35	181	-393	-390
178	-351	5,2	4,06	179	-361	-371
172	-316	10,6	3,7	174	-320	-336
170	-283	14,8	3,47	168	-290	-288
170	-236	20,6	3,09	169	-243	-251
174	-171	31,1	2,68	172	-176	-185
180	-123	37,5	2,47	178	-126	-160
225	-10	53,1	2,591	224	-13	-113
233	9	52,3	2,7	230	8	-106
305	148	40,5	3,72	304	146	216
395	262	30,2	5,07	393	268	297

Примітка: 1 – $Q = f(S,P)$; 2 – $S = f(P,Q)$.

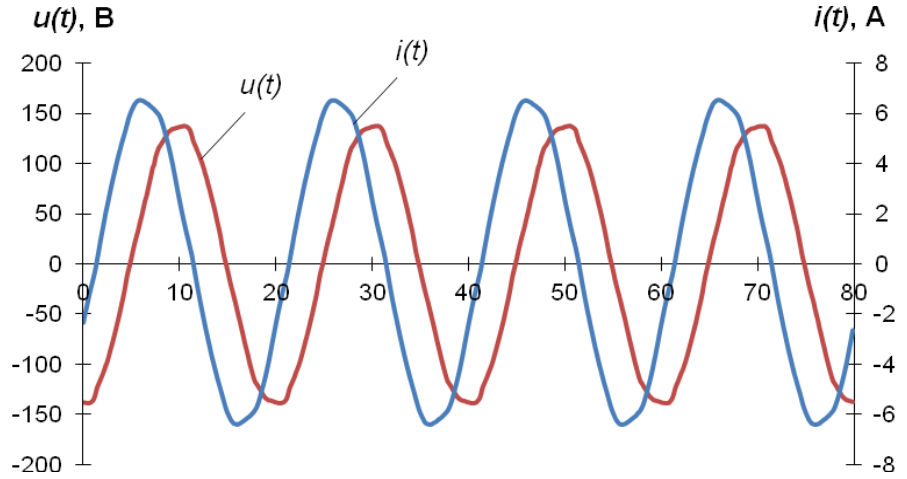


Рис. 2.28. Осцилограми напруги і струму в режимі перекомпенсації реактивної потужності при відсутності регулювання (I = 4,35 А; φ_1= – 64,2°; I_{THD} = 2,2 %)

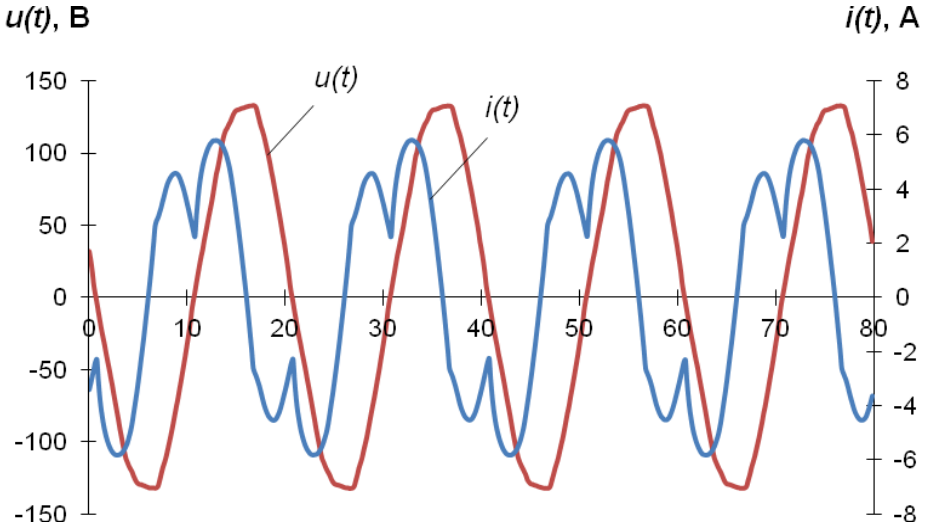


Рис. 2.29. Осцилограми напруги і струму при початку регулювання струму декомпенсації (I = 5,07 А; φ = – 34,3°; I_{THD} = 30,2 %)

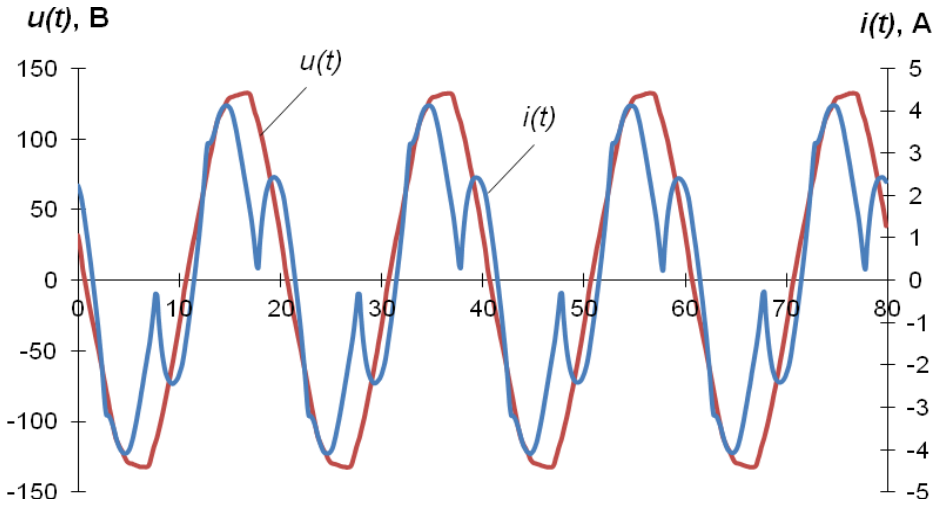


Рис. 2.30. Осцилограми напруги та струму у режимі, при якому відсутня реактивна потужність основної гармоніки (I = 2,591 А; φ_1 = 0°; I_{THD} = 53,1 %)

Під час повторення експерименту в умовах сертифікованої лабораторії за домовленістю були використані ті ж самі типи електронних лічильників.

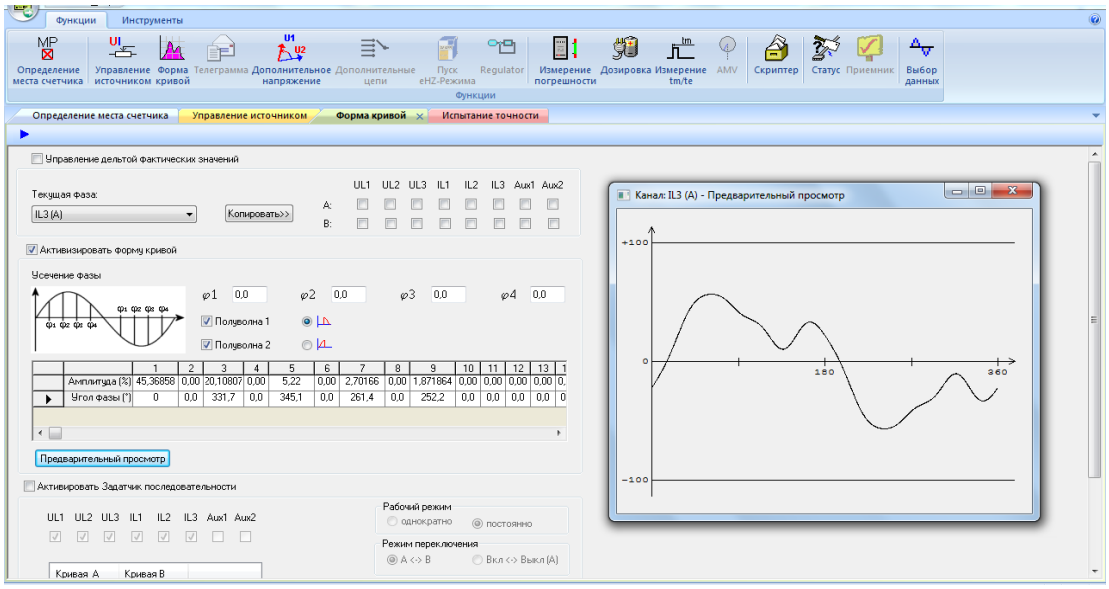


Рис. 2.31. Скріншот програми WinSAM при уведенні параметрів для отримання кривої форми струму з нульовим кутом зсуву фаз за основною гармонікою

При обробці результатів, отриманих під час виконання експериментальних дослідів, отримано залежність похибки електронного лічильника від коефіцієнта спотворення струму (рис. 2.32), яка відображає, що при значеннях I_{THD} більше 25 %, дослідний лічильник виходить за клас точності.

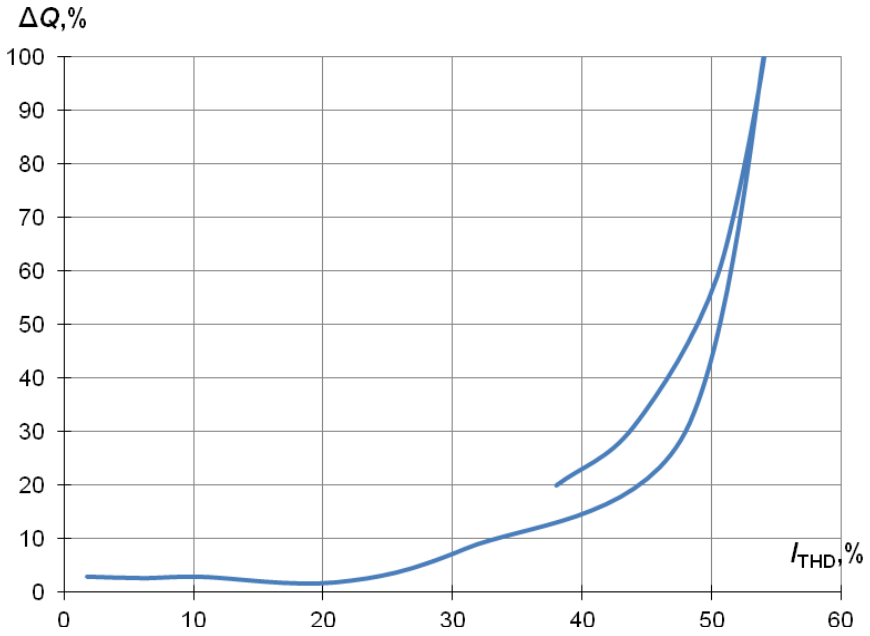


Рис. 2.32. Похибка електронного лічильника в залежності від коефіцієнта спотворення струму

Зіставляючи результати вимірювань реактивної потужності для двох приладів та двох режимів роботи еталонного приладу, отримана залежність (рис. 2.33), з якої видно, що для малих значень коефіцієнта спотворення струму реактивні потужності для двох методів розрахунку практично не відрізняються. При збільшенні спотворень струму збільшується різниця між цими величинами. Особливим є те, що за наявності спотворень реактивна потужність за концепцією Фрізе змінює знак при зміні характеру навантаження, при цьому не дорівнюючи нулю.

Отримані результати свідчать про те, що при вимірюванні активної потужності (за умов, що не відповідають повірочним аспектам – нелінійне навантаження, підвищений рівень несинусоїдності напруги) основна відносна похибка відповідає допустимим класу точності значенням, а при вимірюванні реактивної потужності (за тих самих умов) основна відносна похибка відповідає допустимим класу точності значенням лише для реактивної потужності першої гармоніки та при коефіцієнті спотворення форми струму не більше ніж 25%, а для інших значень – не відповідає.

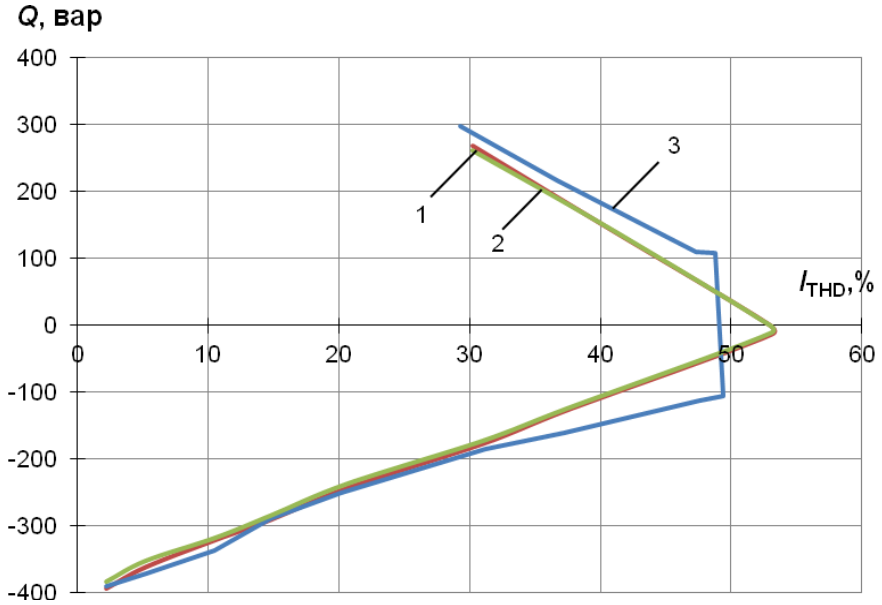


Рис. 2.33. Реактивні потужності в залежності від коефіцієнта спотворення струму: 1 – основної гармоніки за лічильником; 2 – основної гармоніки за еталонним приладом; 3 – потужність Фрізе за еталонним приладом

При проведенні досліду в умовах сертифікованої лабораторії за допомогою системи для повірки лічильників отримані чисельні результати, які приведені в табл. 2.6.

Таблиця 2.6

Похибки, отримані з модуля вимірювання похибок лічильників

Прилад	Похибка δ_c, % за умов		
	$\varphi_1 = 0$	$\varphi > 0$	$\varphi < 0$
Лічильник 1	∞	-0,171	0,26
Лічильник 2	100	-5,151	3,883
Лічильник 3	0	-0,098	-0,123

Як видно з табл. 2.6, лічильники 1 та 3 не виходять за межі своїх класів точності активної потужності за умов, що не відповідають повірочним аспектам, а лічильник типу 2 – виходить. Також, аналізуючи покази дослідних та зразкового лічильників, встановлено, що розрахунок реактивної потужності ведеться за основною гармонікою 50 Гц, а можливі потоки потужностей інших гармонік жодним з обраних типів не враховується .

Цифрові системи обліку можна побудувати для будь-якого класу точності при відповідному виборі елементної бази, алгоритмів обробки інформації та відповідності державних стандартів сучасним вимогам.

Електронні прилади обліку електричної енергії можуть мати декілька алгоритмів визначення реактивної потужності, які базуються на відомих теоретичних підходах до визначення неактивних складових повної потужності. Виконані досліджень показують, що при виборі типу комерційних приладів обліку для нелінійних навантажень, зокрема для тягових підстанцій постійного та змінного струму, необхідно звертати увагу на результати випробувань при заниженій якості електричної енергії.

Для електронних приладів обліку електроенергії в умовах, що відповідають реальному стану показників якості електроенергії тягових підстанцій постійного і змінного струму, встановлено, що при вимірюванні активної потужності основна відносна похибка відповідає допустимим за класом точності значенням, а при вимірюванні реактивної потужності основна відносна похибка відповідає допустимим за класом точності значенням лише для реактивної потужності першої гармоніки та при коефіцієнті спотворення форми струму не більше 25%.

Список використаних джерел до розділу 2

1. Сиченко, В. Г. Якість електричної енергії у тягових мережах електрифікованих залізниць / В. Г. Сиченко, Ю. Л. Саєнко, Д. О. Босий. – Д.: ПФ Стандарт-Сервіс, 2015. – 344 с.
2. Жежеленко, И. В. Избранные вопросы несинусоидальных режимов в электрических сетях предприятий: монография / И. В. Жежеленко, Ю. Л. Саенко, Т. К. Бараненко, А. В. Горпинич, В. В. Нестерович. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 294 с.
3. Тонкаль, В. Е. Баланс энергий в электрических цепях / В. Е.Тонкаль, А. В. Новосельцев, С. П. Денисюк и др. – АН Украины. Ин-т пробл. энергосбережения. – К.: Наук. думка, 1992. – 312 с.
4. Сыченко, В.Г. Электромагнитная совместимость тягового электроснабжения постоянного тока при скоростном движении / В.Г. Сыченко, А.П. Бялонь. – Днепропетр. нац. ун-т ж.-д. трансп. Им. Акад. В. Лазаряна. Днепр. – 2016. – 267 с.
5. Bollen, M.H.J. Signal Processing of Power Quality Disturbances [Text] / M.H.J. Bollen, I.Y.H. Gu. – Piscataway, NJ.: IEEE Press, 2006. – 861 p.].
6. Босий Д. О. Взаємодія систем тягового з системами зовнішнього електропостачання / Д. О. Босий // Гірнича електромеханіка та автоматика. –2015. – № 95. – С. 9-15
7. Сиченко, В. Г. Дослідження показників якості електричної енергії на тягових підстанціях постійного струму. [Текст] / В. Г. Сиченко та ін. // Гірнича електромеханіка та автоматика. Науково-технічний збірник НГУ, Вип. 81 – 2008, с. 53-60
8. Сиченко, В. Г. Оцінка ефективності функціонування пасивних згладжуючих фільтрів тягових підстанцій постійного струму. [Текст] / В. Г. Сиченко, В. А. Зубенко // Вісник Дніпропетровського національного технічного університету залізничного транспорту ім. ак. В. Лазаряна, Вип. 25 – 2008, - с. 63-69.
9. Крюков, А. В. Влияние тяговой нагрузки на режим сети внешнего электроснабжения / А. В. Крюков, Е. В. Турков, В. А. Ушаков // Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов. – Т. 2. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т. – 2003. – С. 159-165.
10. Мамошин, Р. Р. Выбор режима напряжения в тяговой сети переменного тока / Р. Р. Мамошин // Энергосбережение, качество элек-

троэнергии, электромагнитная совместимость на ж. д. транспорте: Сб. трудов. – М.: МИИТ. – 2000. – С. 18-22.
11. Тамазов А. И. Несимметрия токов и напряжений, вызываемая однофазными тяговыми нагрузками / А. И. Тамазов. – М.: Транспорт, 1965. – 235 С.
12. Сиченко, В. Г. Дослідження електромагнітних процесів у системі тягового електропостачання постійного струму: проблеми, технічні засоби та реалізація / В. Г. Сиченко, В. А. Зубенко, Д. О. Босий // Інформаційно-керуючі системи на залізничному транспорті. – 2011. – № 2. – С. 58-63.
13. Босий, Д. О. Баланс електричної енергії тягової підстанції постійного струму за різних рівнів несиметрії напруги системи зовнішнього електропостачання / Д. О. Босий, Д. Р. Земський // Восточно-Европейский журнал передовых технологий. – 2014. – Т. 2, № 8(68). – С. 52-57.
14. Скалозуб, В. В. Оптимизация режимов ведения поездов по критерию минимума стоимости активной и реактивной электроэнергии / В. В. Скалозуб, В. Г. Кузнецов, Д. А. Босый, А. П. Иванов // Інформаційно-керуючі системи на залізничному транспорті. – 2008. – № 4. – С.111–114.
15. Bosiy, D. O. Power quality complex estimation at alternating current traction substations / D. O. Bosiy // Наука та прогрес транспорту. – 2013. – № 4 (46). – P. 30-37.
16. ГОСТ 30207-94 Статистические счетчики Ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 1 и 2). – М.: Межгосударственный совет по стандартизации, метрологи и сертификации, 1996. – 54 с.
17. Гуртовцев, А. Электронные счетчики. Доверять или проверять? / А. Гуртовцев, В. Бордаев, В. Чижонок // Электронный журнал «Новости Электротехники». – 2005. – № 1(31), 2(32).
18. Тубинис, В. В. Европа принимает общие технические требования к приборам учета топливных энергетических ресурсов / В. В. Тубинис, О. В. Балашов // Электро. Электротехника. Электроэнергетика. Электротехническая промышленность. – 2005. – № 1. - С. 47-51.
19. ГОСТ 30207-94 Статистические счетчики Ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 1 и 2). – М.: Межгосударственный совет по стандартизации, метрологи и сертификации, 1996. – 54 с.

20. ДСТУ 2708:2006. Повірка засобів вимірювальної техніки. Організація та порядок проведення.
21. ГОСТ 8.401-80 Государственная система обеспечения единства измерений. Классы точности средств измерений. Общие требования. – Взамен ГОСТ 13600-68; Введ. 01.07.81.

3. БАЛАНС ПОТУЖНОСТЕЙ В МИТТЄВИХ СХЕМАХ СИСТЕМ ТЯГОВОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Розрахунок параметрів систем тягового електропостачання є важливим етапом у проектуванні електрифікованих залізниць. Результати розрахунків безпосередньо впливають на капітальні витрати, які визначають вартість необхідного обладнання. Вартість обладнання, в свою чергу, визначається на підставі розрахованих параметрів систем тягового електропостачання. Поряд із загальнопромисловими системами, системи тягового електропостачання володіють характерними відмінностями, які виключають застосування загальновідомих методик розрахунку проектних параметрів. Внаслідок відсутності сучасних обчислювальних можливостей при розробці методів розрахунку систем тягового електропостачання, вони були значно спрощені, що тягне за собою деякий запас потужності для уникнення впливу неврахованих факторів.

Сучасні тенденції розвитку технологічного процесу вимагають більш точних методів розрахунку параметрів технічних систем, які, в першу чергу, визначатимуть необхідність застосування і параметри силового обладнання, і, у кінцевому випадку, будуть позначатися на капітальних витратах при реалізації проектів. Поступове впровадження нових інтелектуально-керованих пристроїв в електроенергетиці та, зокрема, на залізничному транспорті, позначається на тому, що існуючі методи розрахунку не дають можливості коректно розрахувати та оцінити режими електроспоживання, які матимуть місце при роботі таких пристроїв. До таких пристроїв можна віднести, наприклад, сучасні перетворювачі електрорухомого складу, що здатні підтримувати постійну тягову потужність при змінах первинної живлячої напруги, керовані пристрої підсилення тягових мереж, інверторні системи фотоелектричних джерел, що здатні підтримувати максимально можливу потужність фотоелементу при зміни сонячної радіації та інші.

Система тягового електропостачання електрифікованих ділянок залізниць є складною системою, у якій процес електропостачання тягового навантаження протікає під впливом великої кількості факторів детермінованого та стохастичного характеру. Для оцінки пропускної спроможності та плануванні заходів підсилення існуючих технічних засобів визначальними факторами є типи поїздів, їх вага, кількість на фідерній зоні, схема пропуску, міжпоїзний інтервал, і т. ін. На ділян-

ках обертання швидкісних поїздів і поїздів підвищеної ваги система тягового електропостачання повинна володіти відповідною навантажувальною здатністю. При слідуванні таких поїздів істотно збільшуються струмові навантаження в системі, і, відповідно, більш інтенсивно проходить нагрівання обладнання, знижується рівень напруги в контактній мережі, збільшуються втрати електроенергії та ускладнюються умови роботи релейного захисту.

Електричні розрахунки систем електричної тяги постійного та змінного струму окрім специфіки електротягового навантаження мають принципові особливості, пов'язані з природою протікання процесів в колах постійного чи змінного струму. Так, в системі постійного струму за технічними умовами живлення і секціонування виходить, що всі тягові підстанції електрифікованої ділянки працюють на одну мережу. В практичних розрахунках, зазвичай, методика обмежується однією міжпідстанційною зоною, що викликає неточності. Система ж змінного струму характеризується, насамперед, активно-індуктивним характером імпедансу, індуктивно-зв'язаними колами та необхідністю врахування електромагнітних процесів при роботі різних за своєю структурою перетворювачів електрорухомого складу.

3.1. Фізичні процеси споживання електричної енергії та проблематика балансу в системах тягового електропостачання

Будь-яке перетворення електричної енергії в системах тягового електропостачання зумовлене процесами випрямлення чи трансформації електроенергії на тягових підстанціях та безпосередньо на електрорухомому складі. Для більшості підстанцій системи постійного струму характерна двоступенева трансформація через ускладнення у виготовленні трифазних випрямлячів на напругу вище 35 кВ та масового їх впровадження, проте саме за цієї системи виконується більш ефективне перетворення енергії, ніж в системі змінного струму. Для порівняння в системі змінного струму коефіцієнт потужності однофазного випрямляча електровозу за даними експлуатації змінюється в межах $\lambda = 0{,}8..0{,}7$ і навіть нижче, в системі постійного струму коефіцієнт потужності випрямлячів тягових підстанцій значно вище $\lambda = 0{,}9..0{,}94$ [1]. На змінному струмі тягові підстанції виконують одинарну трансформацію отриманої з первинної мережі електроенергії, а подальше її перетворення до напруги, придатної для живлення

електроприводу виконується з енергії однофазного змінного струму перетворювачами електрорухомого складу.

Крім того, на електрифікованих залізницях однофазного змінного струму унаслідок низького коефіцієнту потужності на електрорухомому складі та активно-індуктивного характеру опору тягової мережі мають місце більші втрати напруги у абсолютному вираженні ніж в системі постійного струму. Так, номінальне проектне відхилення напруги на струмоприймачеві електрорухомого складу від напруги на шинах тягової підстанції для змінного струму складає $\delta U_{\sim} = 27{,}5 - 25 = 2{,}5\,\text{кВ}$, а для постійного $\delta U_{=} = 3{,}3 - 3{,}0 = 0{,}3\,\text{кВ}$. У відношенні до номінальної напруги на шинах підстанції відхилення напруги для обох систем становить 9,1 %

Нестаціонарний характер електричних навантажень, який створюється електрорухомим складом в системі електропостачання, та їх здатність переміщуватись у просторі відносно тягових підстанцій призводять до залежності напруги і споживання струму від характеру руху поїздів та особливостей електрифікованої ділянки. Напруга безпосередньо на струмоприймачах електровозів коливається в досить широких межах, що примушує враховувати зміни режиму напруги через дві основні причини.

По-перше, швидкість електровозів з тяговими двигунами послідовного збудження при фіксованій силі тяги і позиції регулювання змінюється практично пропорційно, що в результаті впливає на виконання графіку руху поїздів.

По-друге, розрахунок режимів системи тягового електропостачання, який базується на даних тягових розрахунків, вимагає тісного ув’язування процесів розподілу та споживання електричної енергії.

Взаємодія електрорухомого складу з системою тягового електропостачання є досить складним процесом, який проявляється в тому, що в системі рівнянь змінюється як координата, так і швидкість руху поїзда. В свою чергу, струми залежать від швидкості руху і отриману таким чином миттєву схему можна розрахувати, але застосувати результати розрахунку до процесу руху поїзда не можна через неможливість зарані передбачити зміни швидкості, координати та профілю, що входять до цієї ж системи диференційних рівнянь руху поїздів.

Розрахунки систем тягового електропостачання в якості складних систем в залежності від поставленої задачі повинні враховувати багато різноманітних факторів, від яких залежать обрані методи і способи

розрахунку та які, в свою чергу, будуть впливати на об'єми та швидкість розрахунку. Зазвичай моделі системи тягового електропостачання застосовуються або для отримання числових характеристик електричних величин при проектуванні ділянки електрифікованої залізниці або для оптимізації режимів роботи існуючих ділянок, чи при впровадженні нових пристроїв електропостачання чи для аналізу ефективності, а в окремих випадках, і при виникненні ненормальних режимів експлуатації.

Таким чином, на етапі проектування ділянок моделі необхідні для розрахунку проектних показників систем тягового електропостачання стосовно режимів напруги, втрат потужності, ККД, пропускної спроможності ділянки, тощо. За наявності резервів чи невизначеностей на цьому етапі можливе використання оптимізаційних розрахунків стосовно вибору чи коригування параметрів системи тягового електропостачання з метою покращення показників роботи.

На етапі експлуатації моделі можуть застосовуватись для оптимізації режимів напруги з врахуванням особливостей систем зовнішнього електропостачання, розрахунку наявних показників систем тягового електропостачання з подальшим вибором варіантів підсилення чи коригування обраних на етапі проектування параметрів, аналізу ефективності роботи ділянок електрифікованих залізниць на підставі обробки великих масивів експериментальних даних, проведення повнофакторних експериментів та узагальнення результатів.

Проблемною частиною розрахунку режимів в системах тягового електропостачання є особливості в розрахунку миттєвих схем, методи розрахунку яких недостатньо узагальнені та складно підлягають автоматизації при розробці засобів моделювання, оскільки застосовують громіздкі апарати теорії графів і матриць, багатополюсників чи фазних координат.

Висунемо припущення, що недостатньо проаналізовані та узагальнені методики розрахунку миттєвих схем в системах тягового електропостачання створюють складність через необхідність враховувати зміну параметрів тягового навантаження в часі і просторі. Такий підхід умовно можна назвати методикою від загального до окремого. Якщо ж виконувати дослідження навпаки – від окремого до загального, тобто визначити концепцію розрахунку систем тягового електропостачання таким чином, що в залежності від просторово-часового стану тягового навантаження змінюються і параметри системи тягового електропостачання, отримаємо нові аналітичні функції, які дозволять розвинути

методи розрахунку систем тягового електропостачання з послідуючим впровадженням у сучасні засоби моделювання.

Таким чином, необхідно в методиці розрахунку миттєвих схем врахувати додаткові фактори, які дозволять виконувати електричні розрахунки системи тягового електропостачання на підставі вихідної потужності електрорухомого складу, враховуючи можливість її постійного споживання при переміщенні тягового навантаження у просторі.

3.2. Особливості розрахунку миттєвих схем для систем підтримання постійної потужності

Для розробки методики розрахунку миттєвих схем, у яких тягове навантаження задане потужністю [2], дослідимо закономірності зміни параметрів електроенергетичних процесів для відомих схем живлення контактної мережі, взявши за основу баланс потужностей для кожної миттєвої схеми. З огляду на простоту тривіальність розрахунків консольної схеми живлення та її неспроможність забезпечити номінальний режим напруги при збільшених навантаженнях і реалізації швидкісного руху, теоретичні викладки для неї не приводяться.

Розглянемо баланс потужностей для двосторонньої схеми постійного струму за умови прослідування одного електрорухомого навантаження з постійною споживаною потужністю P (рис. 3.1). Для спрощення подальших викладок поточну координату розташування навантаження $x(t)$ позначатимемо як x, пам'ятаючи про її залежність від часу t.

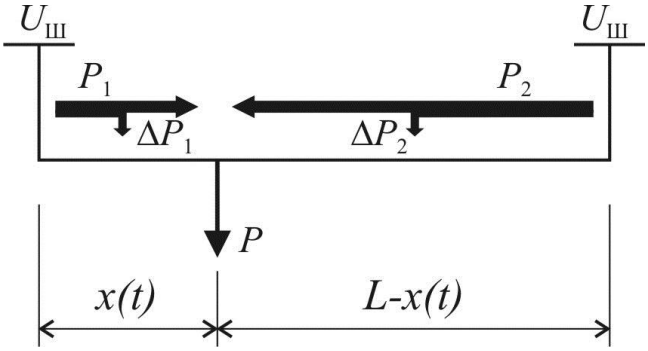


Рис. 3.1. Розрахункова схема для двосторонньої схеми живлення

Напругу на шинах тягових підстанцій вважатимемо постійною і рівною для двох суміжних підстанцій. Тоді для будь-якого моменту часу для заданих умов, справедлива рівність

$$P = P_1 - \Delta P_1 + P_2 - \Delta P_2, \qquad (3.1)$$

де P_1, P_2 – потужності, які віддаються першою та другою підстанціями;

$\Delta P_1, \Delta P_2$ – втрати потужності в тяговій мережі, які виникають при передачі основної потужності P.

Нехай в деякий момент часу струм електровозу матиме значення I, а напруга на струмоприймачі – U, тобто споживана електровозом потужність $P = U \cdot I$. Інші складові балансу потужностей для цього моменту часу матимуть вигляд

$$P = U_{ш} I_1 - r_0 \cdot x \cdot I_1^2 + U_{ш} I_2 - r_0 \cdot (L - x) \cdot I_2^2, \qquad (3.2)$$

де I_1, I_2 – струми фідерів відповідно першої та другої підстанції;

$U_{ш}$ – напруга на шинах тягової підстанції, В;

r_0 – питомий опір тягової мережі, Ом/км;

x – поточна координата розташування навантаження, км;

L – довжина міжпідстанційної зони, км.

Використовуючи відомі формули струморозподілу для двосторонньої схеми, отримаємо

$$P = U_{ш} I \frac{L - x}{L} - r_0 \cdot x \cdot I^2 \frac{(L - x)^2}{L^2} + U_{ш} I \frac{x}{L} - r_0 \cdot (L - x) \cdot I^2 \frac{x^2}{L^2}. \qquad (3.3)$$

Спрощуючи рівняння та групуючи величини відносно невідомої I, отримаємо рівняння

$$P = U_{ш} I - r_0 \left(x - \frac{x^2}{L} \right) I^2. \qquad (3.4)$$

Таким чином, з останнього виразу видно, що споживана електровозом потужність має дві складові: перша з них визначається добутком струму та номінальної напруги (у випадку розташування поблизу шин тягової підстанції), а друга визначає втрати потужності при її передачі від шин тягової підстанції до будь-якої точки тягової мережі. В загальному випадку можна стверджувати, що при необхідності споживання заданої потужності в довільній точці тягової мережі струм електровоза буде збільшуватись на величину, що визначає необхідні для передачі цієї потужності втрати, відносно струму, визначеного для номінальної напруги.

Для більшої зручності подальших викладок введемо поняття функції опору, для даної схеми живлення

$$f(x) = r_0\left(x - \frac{x^2}{L}\right), \qquad (3.5)$$

яка фізично визначає закономірність зміни опору для даної схеми живлення при зміні розташування навантаження. Для випадку консольної схеми живлення функція опору матиме вигляд $f(x) = r_0 \cdot x$.

Переписавши рівняння (3.4) з врахуванням (3.5) та вирішивши його відносно струму, відкидаючи корінь, який не має фізичного сенсу, матимемо

$$P = U_{ш} I - f(x) I^2, \qquad (3.6)$$

$$I = \frac{U_{ш} - \sqrt{U_{ш}^2 - 4 f(x) P}}{2 f(x)}. \qquad (3.7)$$

Фактично, чисельник виразу (3.7) визначає падіння напруги, яке створюється при споживанні заданої потужності в будь-якій точці тягової мережі. У порівнянні з традиційним методом розрахунку, де потужність задається струмом для номінальної напруги, на практиці можуть мати місце суттєві відмінності тягових струмів в залежності від фактичних значень напруги.

Проаналізуємо, як зміняться електричні розрахунки для даної схеми живлення при прослідуванні одного поїзду, який в одному випадку задається постійним струмом для номінальної напруги, а в другому – постійною потужністю. Розрахунки проведемо для типової ділянки постійного струму довжиною 20 км, з питомим опором тягової мережі 0,05 Ом/км та середньою швидкістю руху 60 км/год. Напругу на шинах обох тягових підстанцій вважатимемо рівною 3,3 кВ а внутрішніми опорами підстанцій знехтуємо.

В результаті розрахунків отримаємо наступні сімейства кривих струмів парних (рис. 3.2, *а*) та непарних фідерів (рис. 3.2, *б*) відносно трьох значень потужностей, а саме 3.3 МВт, 6.0 МВт і 8.0 МВт відповідно. Аналогічно розрахункам струмів фідерів, виконані розрахунки напруги на струмоприймачі електровозу (рис. 3.3) для вказаних потужностей.

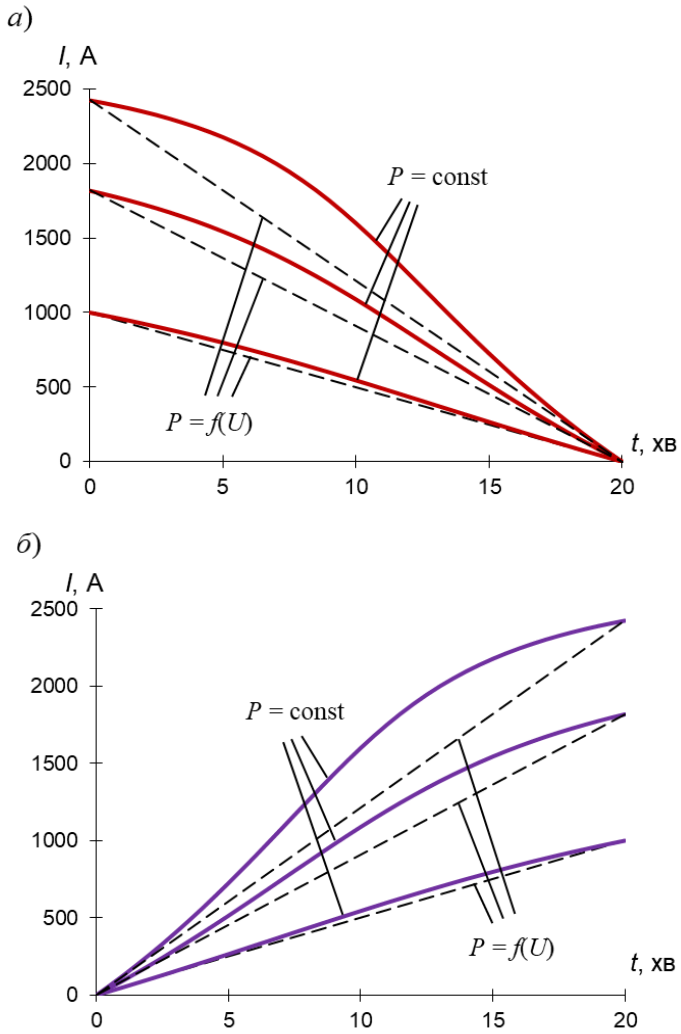


Рис. 3.2. Сімейства струмів фідерів двосторонньої схеми живлення за двома методами розрахунку

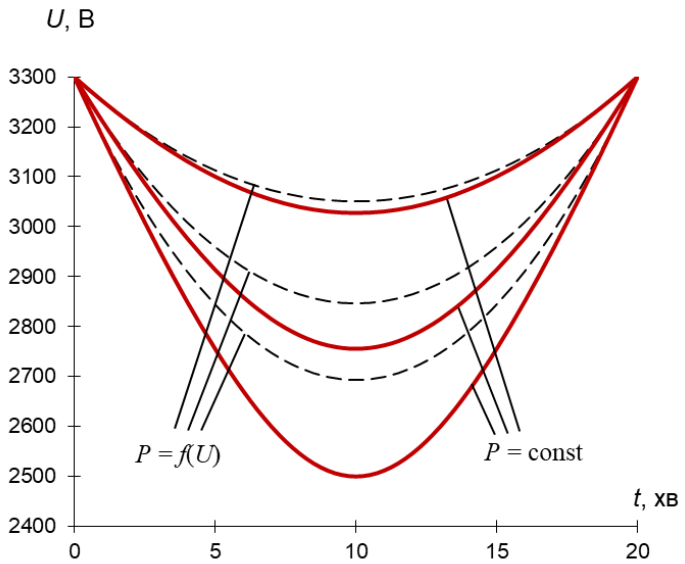


Рис. 3.3. Залежності напруги на струмоприймачі електровозу для двосторонньої схеми, визначені різними методами

Як видно з аналізу приведених залежностей, максимальні відмінності розрахункових величин спостерігаються в середині міжпідстанційної зони, при чому зі збільшенням потужності їх відносні значення збільшуються.

Для вузлової схеми живлення з виконанням поставлених умов структура балансу потужностей дещо ускладниться. Через можливість дзеркального відтворення, при узагальненні достатньо розглянути розташування навантаження на будь-якій колії між підстанцією та постом секціонування (рис. 3.4).

Отже, для будь-якого моменту часу, справедлива рівність

$$P = P_1 - \Delta P_1 + P_5 - \Delta P_5, \tag{3.8}$$

де, в свою чергу,

$$P_5 = P_2 - \Delta P_2 + P_3 - \Delta P_3 + P_4 - \Delta P_4. \tag{3.9}$$

Приймаючи споживану електровозом потужність $P = U \cdot I$, визначимо інші складові балансу потужностей для цього моменту часу:

$$P_1 - \Delta P_1 = U_{ш} I_1 - r_0 \cdot x \cdot I_1^2;\ P_2 - \Delta P_2 = U_{ш} I_2 - r_0 \cdot (L - L_C) \cdot I_2^2;$$

$$P_3 - \Delta P_3 = U_{ш} I_3 - r_0 \cdot L_C \cdot I_3^2;\ P_4 - \Delta P_4 = U_{ш} I_4 - r_0 \cdot (L - L_C) \cdot I_4^2;$$

$$\Delta P_5 = r_0 \cdot (L_C - x) \cdot \left(I_2 + I_3 + I_4\right)^2,$$

де I_1, I_2, I_3, I_4 – струми фідерів відповідно першої (1, 3) та другої (2, 4) підстанції.

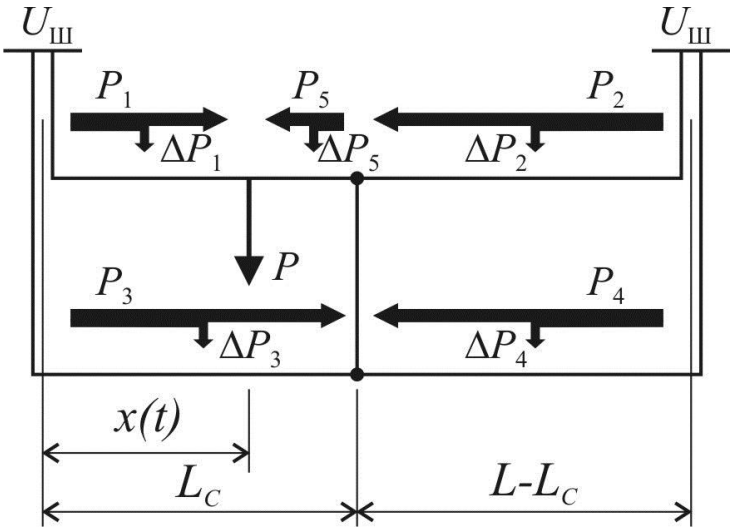


Рис. 3.4. Розрахункова схема для вузлової схеми живлення

Використовуючи формули розподілу струмів для вузлової схеми живлення, матимемо

$$P_1 - \Delta P_1 = U_{ш} I \left(1 - \frac{L + L_C}{2LL_C} \cdot x\right) - r_0 \cdot x \cdot I^2 \cdot \left(1 - \frac{L + L_C}{2LL_C} \cdot x\right)^2;$$

$$P_2 - \Delta P_2 = U_{ш} I \frac{x}{2L} - r_0 \cdot (L - L_C) \cdot I^2 \left(\frac{x}{2L}\right)^2;$$

$$P_3 - \Delta P_3 = U_{ш} I \left(\frac{L - L_C}{2LL_C} \cdot x\right) - r_0 \cdot L_C \cdot I^2 \left(\frac{L - L_C}{2LL_C} \cdot x\right)^2;$$

$$P_4 - \Delta P_4 = U_{ш} I \frac{x}{2L} - r_0 \cdot (L - L_C) \cdot I^2 \left(\frac{x}{2L}\right)^2;$$

$$\Delta P_5 = r_0 \cdot (L_C - x) \cdot I^2 \left(\frac{x}{2L} + \frac{x}{2L_C}\right)^2.$$

Користуючись (3.9), визначимо по-черзі складові рівняння (3.8), а саме

$$P_1 + P_5 = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 =$$

$$= U_{ш} I \left(1 - \frac{L + L_C}{2LL_C} x + \frac{x}{2L} + \frac{L - L_C}{2LL_C} x + \frac{x}{2L}\right) = U_{ш} I;$$

$$\Delta P_1 + \Delta P_5' = r_0 I^2 \left[x \left(1 - \frac{L + L_C}{2LL_C} x\right)^2 + (L - L_C)\left(\frac{x}{2L}\right)^2 + \right.$$

$$\left. + L_C \left(\frac{L - L_C}{2LL_C} x\right)^2 + (L - L_C)\left(\frac{x}{2L}\right)^2 + (L_C - x)\left(\frac{x}{2L} + \frac{x}{2L_C}\right)^2 \right].$$

Спрощуючи вираз у дужках, отримаємо

$$\Delta P_1 + \Delta P_5' = r_0 I^2 \left[x - \left(\frac{L + L_C}{2LL_C}\right) x^2 \right].$$

Таким чином, повертаючись до рівняння (3.8), матимемо

$$P = U_{ш} I - r_0 I^2 \left[x - \left(\frac{L + L_C}{2LL_C}\right) x^2 \right].$$

Виконавши заміну виразу у дужках на функцію опору $f(x)$, матимемо отримане раніше рівняння (3.6) та аналогічний виразу (3.7) розв’язок.

У випадку знаходження поїзду за постом секціонування, зміниться структура функції опору $f(x)$ тягової мережі таким чином, що в загальному вигляді будемо мати

$$f(x) = r_0 \times \begin{cases} x - \left(\dfrac{L + L_C}{2LL_C}\right)x^2, 0 \le x \le L_C; \\ \dfrac{L\left(x - \dfrac{L_C}{2}\right)}{L - L_C} - \dfrac{\left(L - \dfrac{L_C}{2}\right)x^2}{L\left(L - L_C\right)}, L_C \le x \le L. \end{cases} \quad (3.10)$$

За результатами розрахунків для вузлової схеми живлення і прийнятих на початку потужностей, можна отримати наступні сімейства струмів парних (рис. 3.5, *а*) та непарних фідерів (рис. 3.5, *б*). Аналогічним чином отримані залежності напруги на струмоприймачі електровозу (рис. 3.6) для вказаних потужностей.

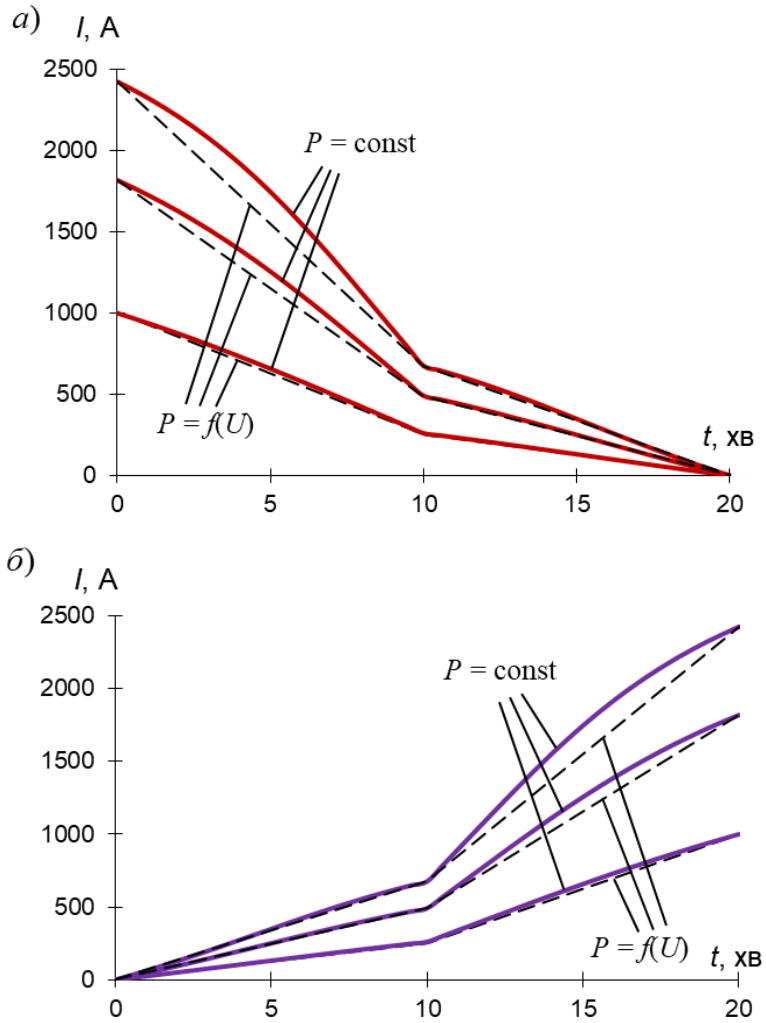


Рис. 3.5. Сімейства струмів попутних фідерів вузлової схеми живлення за двома методами розрахунку

Як видно з приведених залежностей, для вузлової схеми живлення максимальні відмінності розрахункових величин спостерігаються не в середині міжпідстанційної зони, а зміщені на 1/3 відносно координати поста секціонування.

Паралельна схема живлення матиме ще більше ускладнену структуру розподілу потужностей. Для досягнення поставленого завдання необхідно розглянути два випадки розташування навантаження відносно пунктів паралельного з'єднання контактних підвісок та поста секціонування.

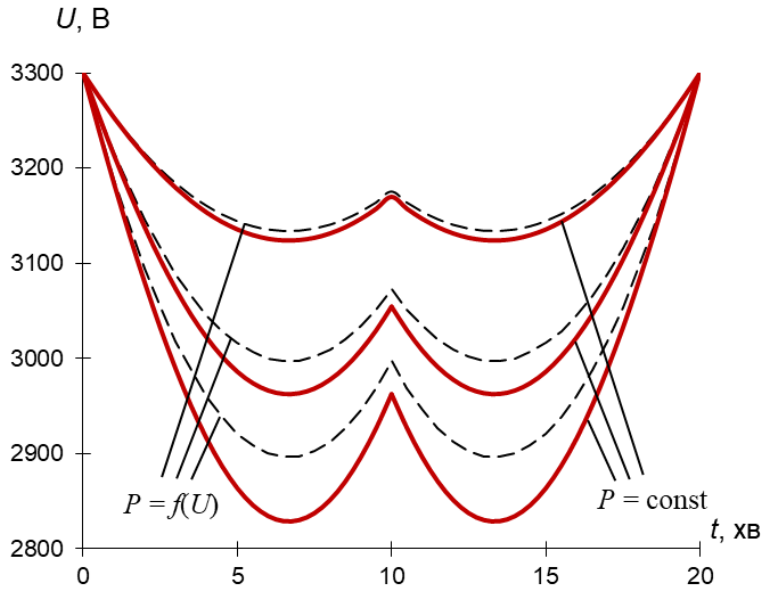


Рис. 3.6. Залежності напруги на струмоприймачі електровозу для вузлової схеми, визначені двома методами

З огляду на поздовжню симетричність та можливість дзеркального відтворення схеми, достатньо розглянути випадки знаходження навантаження до першого пункту та між першим пунктом і постом секціонування (рис. 3.7). Таким чином, для першого випадку (рис. 3.7, а) в кожен момент часу справедлива рівність

$$P = P_1 - \Delta P_1 + P_{\Sigma} - \Delta P_{\Sigma}, \qquad (3.11)$$

де

$$P_{\Sigma} = P_2 - \Delta P_2 + P_3 - \Delta P_3 + P_4 - \Delta P_4. \qquad (3.12)$$

Вважаючи, що споживана електровозом потужність визначається як $P = U \cdot I$, визначимо інші складові балансу потужностей для цього моменту часу:

$$P_1 - \Delta P_1 = U_{ш} I_1 - r_0 \cdot x \cdot I_1^2;\ P_2 - \Delta P_2 = U_{ш} I_2 - r_0 \cdot (L - L_{C1}) \cdot I_2^2;$$

$$P_3 - \Delta P_3 = U_{ш} I_3 - r_0 \cdot L_{C1} \cdot I_3^2;\ P_4 - \Delta P_4 = U_{ш} I_4 - r_0 \cdot (L - L_{C1}) \cdot I_4^2;$$

$$\Delta P_5 = r_0 \cdot (L_{C1} - x) \cdot \left(I_2 + I_3 + I_4\right)^2,$$

де I_1, I_2, I_3, I_4 – струми фідерів першої (1, 3) та другої (2, 4) підстанції.

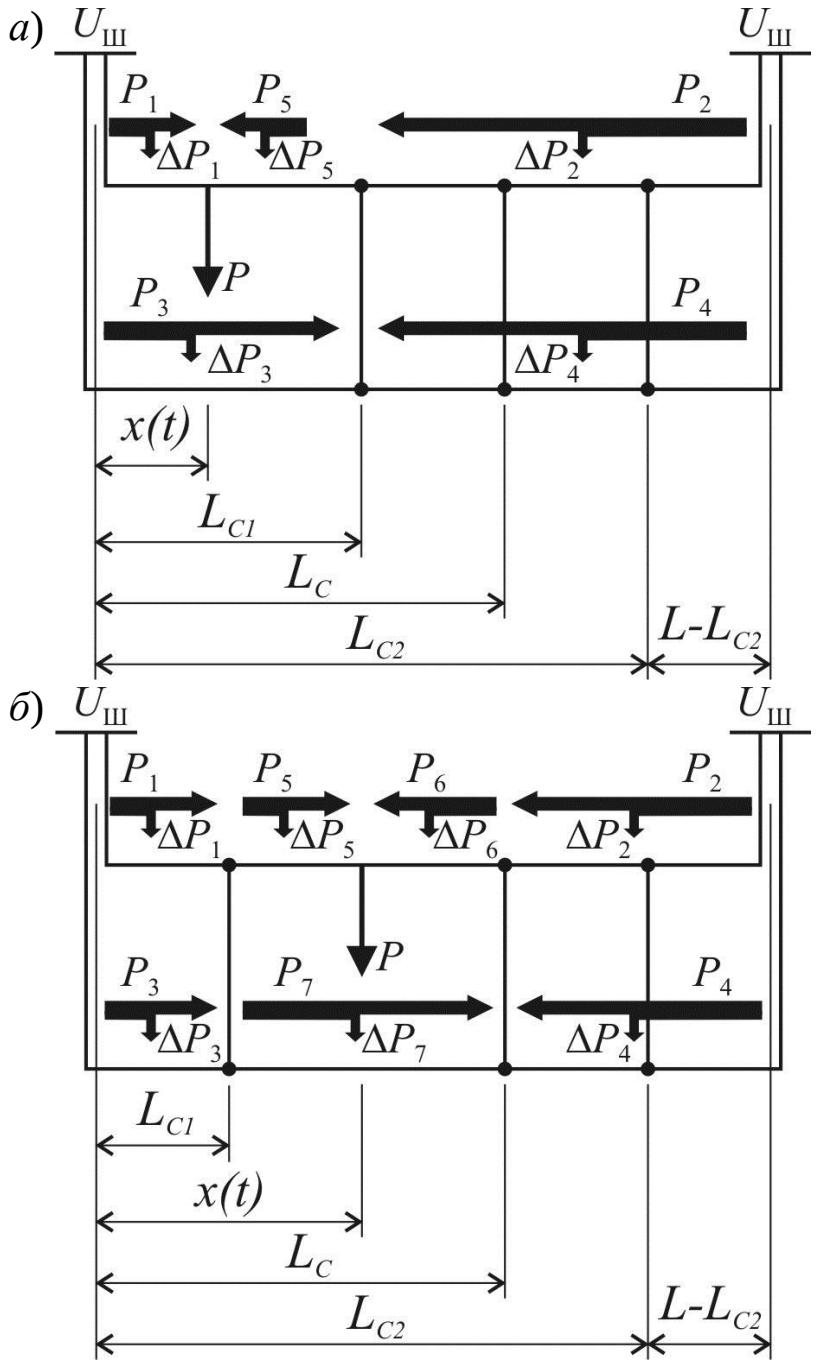


Рис. 3.7. Розрахункові схеми для паралельної схеми живлення

Беручи за основу формули розподілу струмів для вузлової схеми живлення та відповідно змінюючи їх до паралельної, матимемо

$$P_1 - \Delta P_1 = U_Ш I \left(1 - \frac{L + L_{C1}}{2LL_{C1}} \cdot x\right) - r_0 \cdot x \cdot I^2 \cdot \left(1 - \frac{L + L_{C1}}{2LL_{C1}} \cdot x\right)^2;$$

$$P_2 - \Delta P_2 = U_{ш} I \frac{x}{2L} - r_0 \cdot (L - L_{C1}) \cdot I^2 \left(\frac{x}{2L} \right)^2;$$

$$P_3 - \Delta P_3 = U_{ш} I \left(\frac{L - L_{C1}}{2LL_{C1}} \cdot x \right) - r_0 \cdot L_{C1} \cdot I^2 \left(\frac{L - L_{C1}}{2LL_{C1}} \cdot x \right)^2;$$

$$P_4 - \Delta P_4 = U_{ш} I \frac{x}{2L} - r_0 \cdot (L - L_{C1}) \cdot I^2 \left(\frac{x}{2L} \right)^2;$$

$$\Delta P_5 = r_0 \cdot (L_{C1} - x) \cdot I^2 \left(\frac{x}{2L} + \frac{x}{2L_C} \right)^2.$$

Користуючись (3.12), визначимо по-черзі складові рівняння (3.11), а саме

$$P_1 + P_5 = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 =$$

$$= U_{ш} I \left(1 - \frac{L + L_{C1}}{2LL_{C1}} x + \frac{x}{2L} + \frac{L - L_{C1}}{2LL_{C1}} x + \frac{x}{2L} \right) = U_{ш} I;$$

$$\Delta P_1 + \Delta P_5' = r_0 I^2 \times \left[x \cdot \left(1 - \frac{L + L_{C1}}{2LL_{C1}} \cdot x \right)^2 + (L - L_{C1}) \cdot \left(\frac{x}{2L} \right)^2 + \right.$$

$$\left. + L_{C1} \cdot \left(\frac{L - L_{C1}}{2LL_{C1}} \cdot x \right)^2 + (L - L_{C1}) \cdot \left(\frac{x}{2L} \right)^2 + (L_{C1} - x) \cdot \left(\frac{x}{2L} + \frac{x}{2L_C} \right)^2 \right].$$

Спрощуючи вираз у дужках, отримаємо

$$\Delta P_1 + \Delta P_5' = r_0 I^2 \times \left[x - x^2 \left(\frac{1}{L} + \frac{3}{4L_{C1}} - \frac{L_{C1}}{4L_C^2} - \frac{L_{C1}}{2LL_C} \right) - \right.$$

$$\left. - x^3 \left(\frac{1}{4L_C^2} - \frac{1}{4L_{C1}^2} + \frac{1}{2LL_C} - \frac{1}{2LL_{C1}} \right) \right].$$

Тобто, функція опору для паралельної схеми живлення при знаходженні навантаження між першою підстанцією та пунктом паралельного з’єднання підвісок матиме вигляд

$$f(x)=r_0\left[x-x^2\left(\frac{1}{L}+\frac{3}{4L_{C1}}-\frac{L_{C1}}{4L_C^2}-\frac{L_{C1}}{2LL_C}\right)-\right.$$

$$\left.-x^3\left(\frac{1}{4L_C^2}-\frac{1}{4L_{C1}^2}+\frac{1}{2LL_C}-\frac{1}{2LL_{C1}}\right)\right].$$

При переміщенні навантаження за перший пункт паралельного з'єднання підвісок зміниться структура розподілу потужностей (рис. 3.7, б). Тому перепишемо баланс потужностей та структуру його складових, а саме

$$P=P_5-\Delta P_5+P_6-\Delta P_6, \qquad (3.13)$$

де

$$P_5=P_1-\Delta P_1+P_3-\Delta P_3-P_7; \qquad (3.14)$$

$$P_6=P_2-\Delta P_2+P_4-\Delta P_4+P_7-\Delta P_7. \qquad (3.15)$$

Пам'ятаючи, що споживана електровозом потужність визначається як $P=U\cdot I$, визначимо інші складові балансу потужностей для цього моменту часу:

$$P_1-\Delta P_1=U_{ш}I_1-r_0\cdot L_{C1}\cdot I_1^2;\ P_2-\Delta P_2=U_{ш}I_2-r_0\cdot(L-L_C)\cdot I_2^2;$$

$$P_3-\Delta P_3=U_{ш}I_3-r_0\cdot L_{C1}\cdot I_3^2;\ P_4-\Delta P_4=U_{ш}I_4-r_0\cdot(L-L_C)\cdot I_4^2;$$

$$\Delta P_5=r_0\cdot(x-L_{C1})\cdot I_5^2;\ \Delta P_6=r_0\cdot(L_C-x)\cdot I_6^2;\ \Delta P_7=r_0\cdot(L_C-L_{C1})\cdot I_7^2;$$

$$P_7=U_{C1}I_7;\ U_{C1}=U_{ш}-I_1\cdot r_0\cdot L_{C1}.$$

В свою чергу,

$$I_1=\frac{1}{2}\left(1-\frac{x}{L}\right)I;\ \ I_3=\frac{1}{2}\left(1-\frac{x}{L}\right)I;\ I_2=\frac{x}{2L}I;\ \ I_4=\frac{x}{2L}I;$$

$$I_7=\left(I_1+I_3\right)\frac{x-L_{C1}}{2\left(L_C-L_{C1}\right)}-\left(I_2+I_4\right)\frac{L_C-x}{2\left(L_C-L_{C1}\right)};$$

$$I_5=\left(I_1+I_3\right)\frac{2L_C-L_{C1}-x}{2\left(L_C-L_{C1}\right)};\ I_6=\left(I_2+I_4\right)\frac{L_C-2L_{C1}+x}{2\left(L_C-L_{C1}\right)}.$$

Використовуючи (3.14), визначимо по-черзі складові рівняння (3.13), а саме

$$P_5+P_6=U_{ш}I_1+U_{ш}I_3-U_{C1}I_7+U_{ш}I_2+U_{ш}I_4+U_{C1}I_7.$$

На підставі формул струморозподілу можна перетворити отримане рівняння наступним чином

$$P_5 + P_6 = U_{ш} I \left[\frac{1}{2}\left(1 - \frac{x}{L}\right) + \frac{1}{2}\left(1 - \frac{x}{L}\right) + \frac{x}{2L} + \frac{x}{2L} \right] = U_{ш} I.$$

$$\Delta P_5' + \Delta P_6' = \Delta P_1 + \Delta P_3 + \Delta P_5 + \Delta P_2 + \Delta P_4 + \Delta P_6 + \Delta P_7.$$

$$\Delta P_5' + \Delta P_6' = r_0 \cdot L_{C1} \cdot I_1^2 + r_0 \cdot L_{C1} \cdot I_3^2 + r_0 \cdot (x - L_{C1}) \cdot I_5^2 + r_0 \cdot (L - L_C) \cdot I_2^2 +$$

$$+ r_0 \cdot (L - L_C) \cdot I_4^2 + r_0 \cdot (L_C - x) \cdot I_6^2 + r_0 \cdot (L_C - L_{C1}) \cdot I_7^2.$$

$$\Delta P_5' + \Delta P_6' = r_0 \cdot L_{C1} \cdot \left(\frac{1}{2}\left(1 - \frac{x}{L}\right) I \right)^2 + r_0 \cdot L_{C1} \cdot \left(\frac{1}{2}\left(1 - \frac{x}{L}\right) I \right)^2 +$$

$$+ r_0 \cdot (x - L_{C1}) \times \left(\left(\frac{1}{2}\left(1 - \frac{x}{L}\right) I + \frac{1}{2}\left(1 - \frac{x}{L}\right) I \right) \frac{2L_C - L_{C1} - x}{2\left(L_C - L_{C1}\right)} \right)^2 +$$

$$+ r_0 \cdot (L - L_C) \cdot \left(\frac{x}{2L} I \right)^2 + r_0 \cdot (L - L_C) \cdot \left(\frac{x}{2L} I \right)^2 +$$

$$+ r_0 \cdot (L_C - x) \cdot \left(\left(\frac{x}{2L} I + \frac{x}{2L} I \right) \frac{L_C - 2L_{C1} + x}{2\left(L_C - L_{C1}\right)} \right)^2 +$$

$$+ r_0 (L_C - L_{C1}) \left[\left(\frac{I}{2}\left(1 - \frac{x}{L}\right) + \frac{I}{2}\left(1 - \frac{x}{L}\right) \right) \times \frac{x - L_{C1}}{2\left(L_C - L_{C1}\right)} - \left(\frac{x}{2L} I + \frac{x}{2L} I \right) \frac{L_C - x}{2\left(L_C - L_{C1}\right)} \right]^2.$$

$$\Delta P_5' + \Delta P_6' = r_0 \cdot I^2 \left[L_{C1} \cdot \frac{1}{2}\left(1 - \frac{x}{L}\right)^2 + (x - L_{C1}) \times \left(1 - \frac{x}{L}\right)^2 \left(\frac{2L_C - L_{C1} - x}{2\left(L_C - L_{C1}\right)} \right)^2 + \right.$$

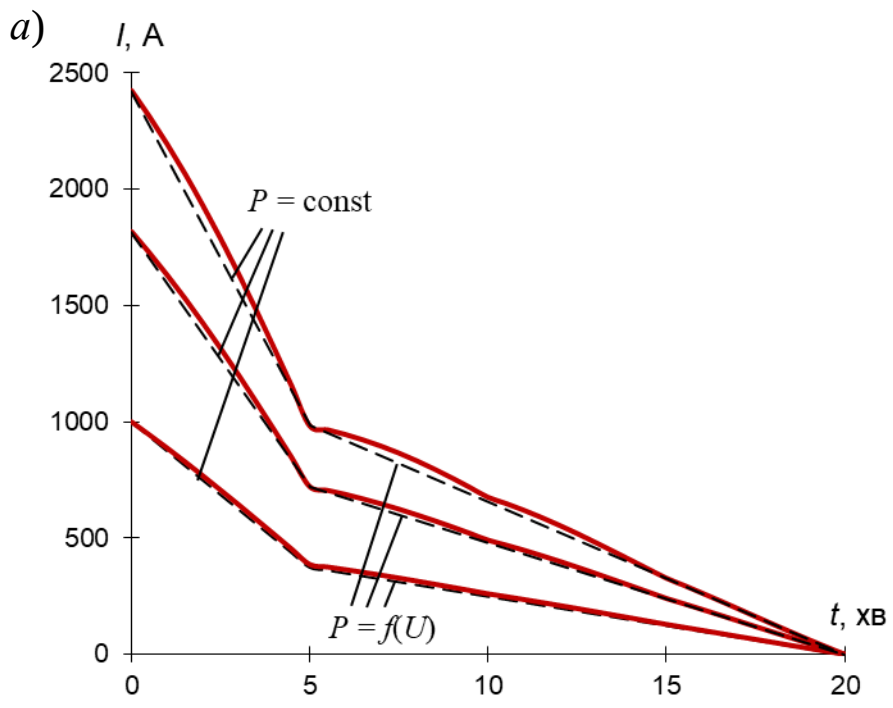
$$+ 2(L - L_C) \cdot \left(\frac{x}{2L} \right)^2 + (L_C - x) \cdot \left(\frac{x}{L} \right)^2 \left(\frac{L_C - 2L_{C1} + x}{2\left(L_C - L_{C1}\right)} \right)^2 +$$

$$\left. + (L_C - L_{C1}) \left(\left(1 - \frac{x}{L}\right) \frac{x - L_{C1}}{2\left(L_C - L_{C1}\right)} - \frac{x}{L} \cdot \frac{L_C - x}{2\left(L_C - L_{C1}\right)} \right)^2 \right].$$

В результаті, остаточно отримаємо

$$f(x) = r_0 \times \begin{cases} x - \dfrac{x^2}{2L} - \dfrac{x^2}{2L_{C1}}, 0 \le x \le L_{C1}; \\ -\dfrac{x^2 - 2L_C x + L_C L_{C1}}{2L_C - 2L_{C1}} - \dfrac{L_C x^2 - L_{C1} x^2}{2L(L_C - L_{C1})}, L_{C1} \le x \le L_C; \\ \dfrac{x^2 - 2L_{C2} x + L_C L_{C2}}{2L_C - 2L_{C2}} - \dfrac{L_C x^2 - L_{C2} x^2}{2L(L_C - L_{C2})}, L_C \le x \le L_{C2}; \\ -\dfrac{(L - x)\cdot(LL_{C2} - 2Lx + L_{C2} x)}{2L(L - L_{C2})}, L_{C2} \le x \le L. \end{cases} \quad (3.16)$$

За результатами розрахунків паралельної схеми живлення для прийнятих умов отримані наступні сімейства струмів парних (рис. 3.8, *а*) та непарних фідерів (рис. 3.8, *б*). Подібним чином отримані залежності напруги на струмоприймачі електровозу (рис. 3.9).



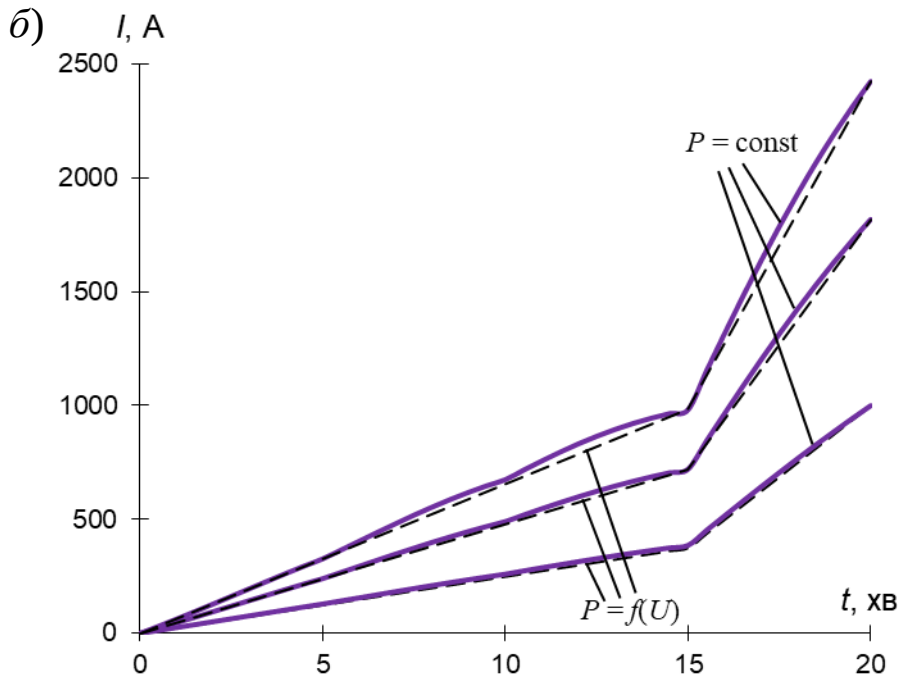


Рис. 3.8. Сімейства струмів попутних фідерів паралельної схеми живлення за двома методами розрахунку

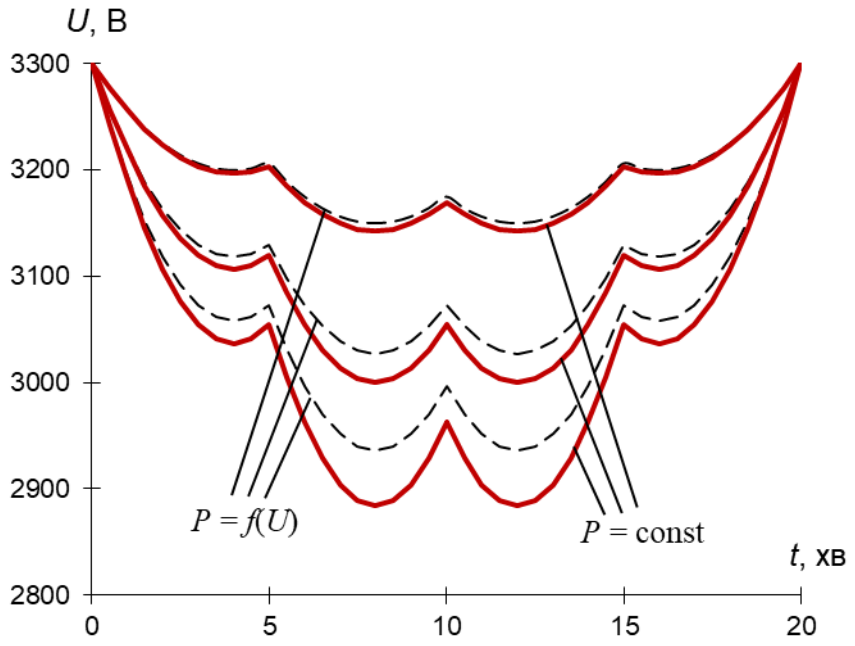


Рис. 3.9. Залежності напруги на струмоприймачі електровозу для паралельної схеми, визначені двома методами

Виконаємо перевірку відповідності балансу потужностей для прийнятих вихідних даних і потужності споживання електровозом, наприклад на рівні 3,3 МВт. Для чого обчислимо фактичну потужність, спожиту електровозом, як добуток напруги на струмоприймачі та струму для кожної схеми живлення, а за отриманими формулами

функцій опору $f(x)$ – втрати потужності в контактній мережі, як добуток квадрату струму електровозу на відповідно функцію опору, тобто

$$\Delta P = I^2 \cdot f(x). \qquad (3.17)$$

Як видно з рис. 3.10, потужність електровозу для кожного моменту часу виходить постійною, а змінюються лише втрати в залежності від схеми живлення. При цьому, постійність потужності забезпечується збільшенням споживаного електровозом струму з врахуванням фактичного зниження напруги на струмоприймачеві. Таким чином, значення потужності 3,3 МВт за класичного підходу до розрахунку миттєвих схем відповідає випадку, коли напруга на струмоприймачеві підтримується за допомогою стороннього джерела потужності на рівні 3,3 кВ при споживанні струму в 1000 А.

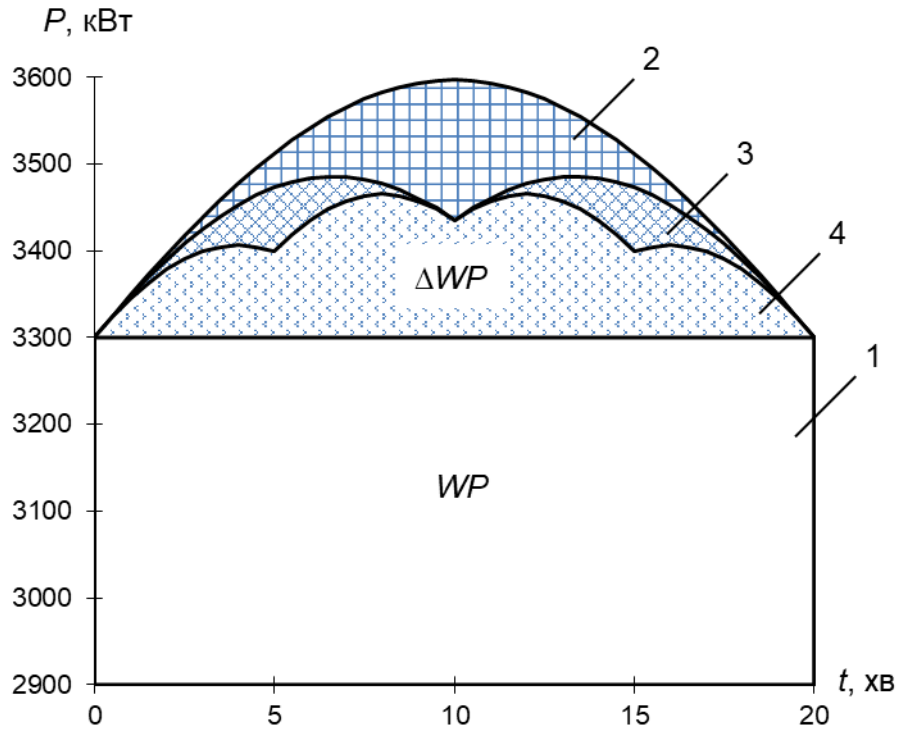


Рис. 3.10. Складові балансу при споживанні постійної потужності 3,3 МВт: 1 – споживання навантаженням; 2 – втрати для двосторонньої схеми живлення; 3 – те ж для вузлової; 4 – те ж для паралельної

Для зручності розрахунків розроблену методику можна розглядати як коригування струму електротягового навантаження в частині його збільшення на величину покриття втрат в системі електропостачання, які в загальному випадку залежать від багатьох факторів, а для прийнятих припущень, повторюють форму відомих залежностей

втрат потужності для різних схем живлення (рис. 3.11). В свою чергу, характерні форми втрат потужностей для різних схем живлення при споживанні одного значення струму випливають з функціональних залежностей зміни опору системи тягового електропостачання відносно струмоприймача електрорухомого складу, які аналітично визначаються формулами (3.5), (3.10) та (3.16).

Таким чином, викладена методика розрахунку миттєвих схем дозволяє визначити у будь-який момент часу для заданої схеми живлення струм електровозу, що відповідатиме споживанню необхідної потужності при фактичному значенні напруги на струмоприймачі електровозу.

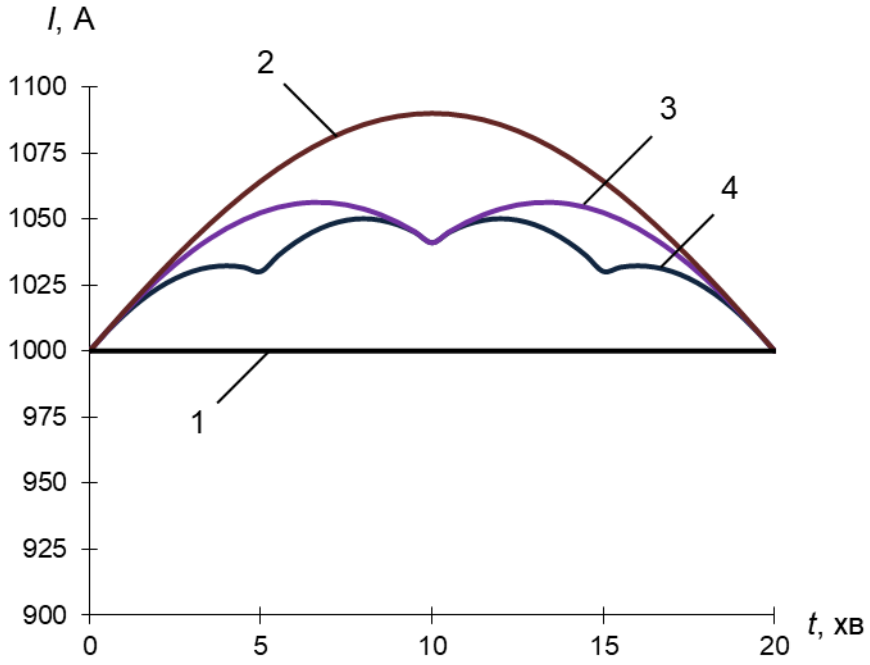


Рис. 3.11. Збільшення струму електровозу відносно базового значення при споживанні постійної потужності 3,3 МВт: 1– базове значення струму; 2 – для двосторонної схеми; 3 – для вузлової схеми;
4 – для паралельної схеми

3.3. Оцінка точності визначення мінімальної напруги

Виконаємо оцінку точності удосконаленого методу розрахунку, в якому тягове навантаження розглядається в якості джерела постійної потужності. Нехай для типової міжпідстанційної зони постійного струму потужність, що реалізується електрорухомим складом змінюватиметься від 0 до 10 МВт. В першому випадку для існуючого методу розрахунку миттєвих схем струм навантаження визначається в ді-

апазоні потужностей згідно з номінальною напругою в контактній мережі 3,0 кВ. Для методу зі споживанням постійної потужності задається номінальна напруга на шинах тягових підстанцій величиною 3,3 кВ.

Таким чином, струм електровозу за першим методом визначається відношенням потужності до номінальної напруги в контактній мережі

$$I = \frac{P}{U_{\text{ном}}},$$

а за другим – за допомогою отриманої формули (3.7).

Порівняння методів розрахунку виконаємо шляхом співставлення мінімальних напруг, що в виникають в різних точках в залежності від схем живлення. Похибку оцінимо відношенням різниці розрахованих напруг до напруги за другим методом, тобто

$$\delta_U = \frac{|U_1 - U_2|}{U_2} \cdot 100\,\%.$$

Результати розрахунку похибки визначення напруги приведені на рис. 3.12, з якого видно, в діапазоні потужностей до 8 МВт похибка визначення мінімальної напруги не перевищує 5 %. Для потужностей електрорухомого складу більше 8 МВт і двосторонньої схеми живлення похибка перевищує 5 %.

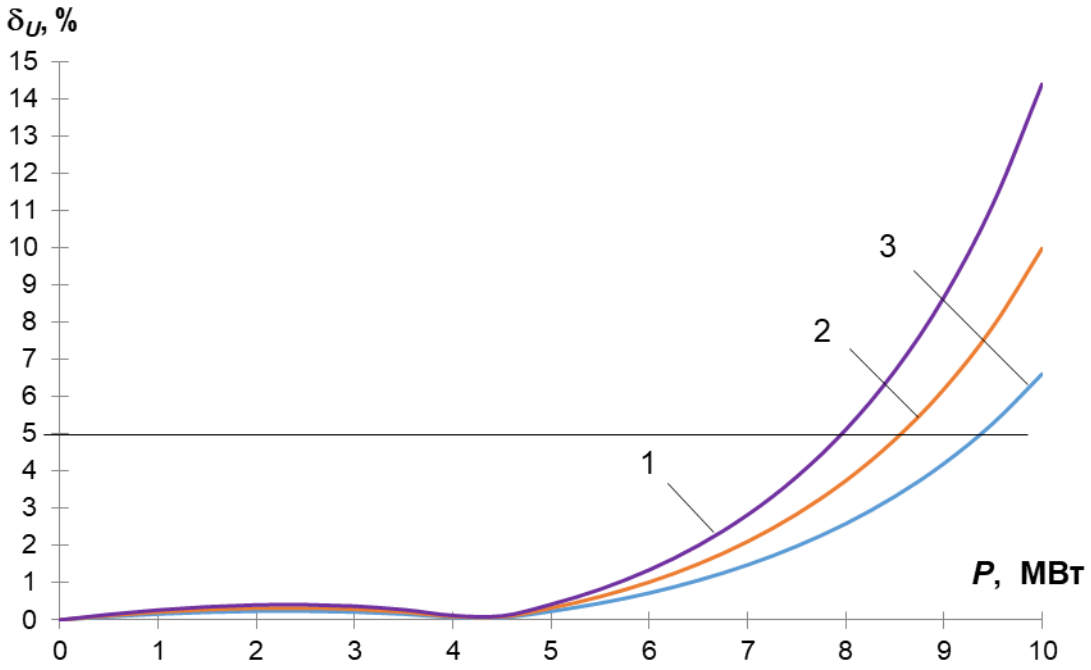


Рис. 3.12. Похибка розрахунку напруги для схем живлення:
1 – двостороння; 2 – вузлова; 3 – паралельна

Точність визначення напруги на лімітуючий блок-ділянці має велике значення стосовно визначення пропускної спроможності та врахуванні обмежень, що вносяться пристроями тягового електропостачання. Так, визначене мінімальне значення напруги на рівні 2800 В за класичним методом у випадку споживання постійної потужності, наприклад, 8 МВт матиме фактичне значення 2660 В, що не відповідатиме діючим вимогам.

3.4. Уявлення електричних величин для систем тягового електропостачання в просторово-часових координатах

Найбільш узагальнюючим математичним апаратом є уявлення електричних величин для систем тягового електропостачання в просторово-часових координатах, без яких практично неможливе виконання оптимізаційних розрахунків системи тягового електропостачання в аналітичному виді. Просторове-часове уявлення всіх електричних величин, які необхідні для розрахунків систем тягового електропостачання, дозволить побудувати інтелектуальні системи керування режимами систем тягового електропостачання з метою зниження втрат електроенергії та підвищення енергоефективності [3].

Просторово-часова модель системи тягового електропостачання ґрунтується на аналітичному описі основних електричних процесів функціями двох змінних, взаємозв'язок між якими визначається графіком руху поїздів $x_{\Gamma}(n,t)$ (рис. 3.12), що визначає графікову координату кожного окремого поїзду з номер *n* у будь-який момент часу *t*. Використовуючи інші вихідні у вигляді профілю потужності електровозу, параметрів системи зовнішнього та тягового електропостачання визначаються кусочно-задані функції двох змінних, які являють собою залежності розподілу струмів та втрат напруги в контактній мережі у часі та просторі.

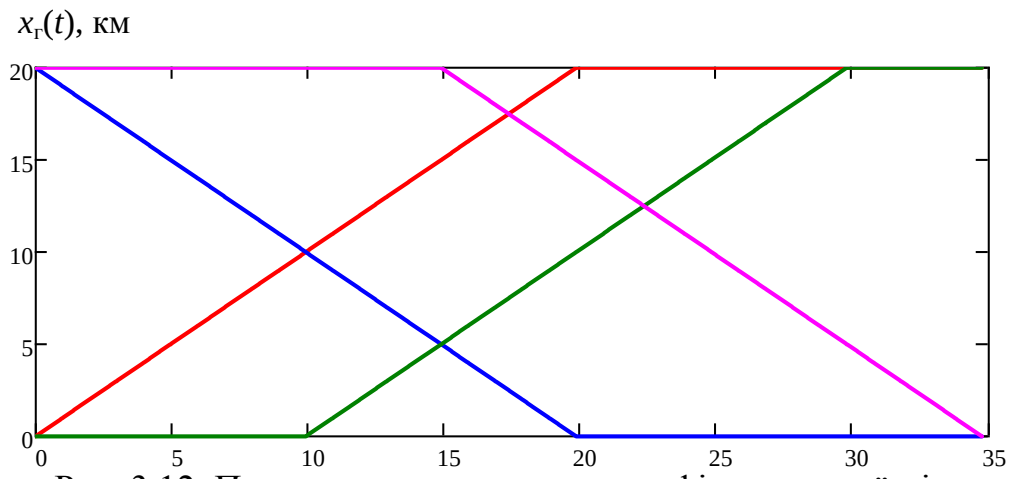


Рис. 3.12. Приклад розрахункового графіку руху поїздів

Для можливості аналітичного розрахунку миттєвих схем використаємо метод функцій струморозподілу, який полягає у визначенні значень функції струморозподілу $\varphi(x)$ в кожній точці з координатою x тягової мережі, значення якої в свою чергу показує частку струму електровозу I_e, що споживається фідером контактної мережі I_f тягової підстанції

$$\varphi_x = \frac{I_f}{I_e}. \qquad (3.18)$$

Іншими словами, помноживши значення функції струморозподілу в координаті місцезнаходження електровозу на струм, що споживає електровоз, отримуємо струм фідера тягової підстанції. При знаходженні декількох електровозів на фідерній зоні можна застосувати метод суперпозиції, оскільки отримані результати будуть використані лише в лінійній частині системи тягового електропостачання, а в інших – в якості першого наближення при знаходженні точки режиму роботи.

Отримання значень функцій струморозподілу для класичних схем живлення (консольна, двостороння, вузлова, повного паралельного з'єднання, петлева) значних труднощів не викликає. Струм фідера без врахування вирівнювального струму, в такому випадку, визначається як добуток відповідної функції струморозподілу на струм поїзду в поточній координаті *x*. Для двосторонньої схеми матимемо

$$I_{Ф1}(x) = I\frac{L-x}{L};\ I_{Ф2}(x) = I\frac{x}{L}.$$

де L – довжина ділянки, км.

Вузлова схема живлення характеризується струморозподілом

$$I_{\Phi 1}(x)=I\times\begin{cases}1-\dfrac{L+l_{\text{C}}}{2Ll_{\text{C}}}x, 0\le x\le l_{\text{C}};\\ \dfrac{1}{2}\left(1-\dfrac{x}{L}\right), l_{\text{C}}\le x\le L;\end{cases}\quad I_{\Phi 2}(x)=I\times\begin{cases}\dfrac{L-l_{\text{C}}}{2Ll_{\text{C}}}x, 0\le x\le l_{\text{C}};\\ \dfrac{1}{2}\left(1-\dfrac{x}{L}\right), l_{\text{C}}\le x\le L;\end{cases}$$

$$I_{\Phi 3}(x)=I\times\begin{cases}\dfrac{x}{2L}, 0\le x\le l_{\text{C}};\\ 1-\dfrac{(2L-l_{\text{C}})(L-x)}{2L(L-l_{\text{C}})},\\ l_{\text{C}}\le x\le L;\end{cases}\quad I_{\Phi 4}(x)=I\times\begin{cases}\dfrac{x}{2L}, 0\le x\le l_{\text{C}};\\ \dfrac{l_{\text{C}}(L-x)}{2L(L-l_{\text{C}})}, l_{\text{C}}\le x\le L;\end{cases}$$

де l_{C} – розташування поста секціонування, починаючи від першої підстанції, км.

Струми фідерів паралельної схеми живлення визначаються

$$I_{\Phi 1}(x)=I\times\begin{cases}1-\dfrac{L+l_{\Pi 1}}{2Ll_{\Pi 1}}x,\\ 0\le x\le l_{\Pi 1};\\ \dfrac{1}{2}\left(1-\dfrac{x}{L}\right),\\ l_{\Pi 1}\le x\le L;\end{cases}\quad I_{\Phi 2}(x)=I\times\begin{cases}\dfrac{L-l_{\Pi 1}}{2Ll_{\Pi 1}}x,\\ 0\le x\le l_{\Pi 1};\\ \dfrac{1}{2}\left(1-\dfrac{x}{L}\right),\\ l_{\Pi 1}\le x\le L;\end{cases}$$

$$I_{\Phi 3}(x)=I\times\begin{cases}\dfrac{x}{2L}, 0\le x\le l_{\Pi 2};\\ 1-\dfrac{(2L-l_{\Pi 2})(L-x)}{2L(L-l_{\Pi 2})},\\ l_{\Pi 2}\le x\le L;\end{cases}\quad I_{\Phi 4}(x)=I\times\begin{cases}\dfrac{x}{2L}, 0\le x\le l_{\Pi 2};\\ \dfrac{l_{\Pi 2}(L-x)}{2L(L-l_{\Pi 2})},\\ l_{\Pi 2}\le x\le L;\end{cases}$$

де $l_{\Pi 1}, l_{\Pi 2}$ – координати пунктів паралельного з’єднання підвісок, починаючи від першої підстанції, км.

Струми фідерів у часі (рис. 3.16) визначаються суперпозицією окремих часток від кожного поїзду відповідно до графіку руху з врахуванням вирівнювального струму. Для скорочення в подальшому приводяться викладки для непарного фідера першої підстанції та для парного наступної, тобто

$$I_{Ф1}(t)=\sum_{i=1}^{n_1}\varphi_1\left(x_Г(2i-1,t)\right)I_П(2i-1,t)+$$

$$+\sum_{i=1}^{n_2}\varphi_2\left(x_Г(2i,t)\right)I_П(2i,t)+I_{вир}(t);$$

$$\ldots \qquad (3.19)$$

$$I_{Ф4}(t)=\sum_{i=1}^{n_1}\varphi_4\left(x_Г(2i-1,t)\right)I_П(2i-1,t)+$$

$$+\sum_{i=1}^{n_2}\varphi_3\left(x_Г(2i,t)\right)I_П(2i,t)-I_{вир}(t),$$

де $\varphi_1,\varphi_2,\varphi_3,\varphi_4$ – функції струморозподілу відповідно до номеру фідера першої (1, 2) та наступної (3, 4) тягової підстанції;

$I_П(n,t)$ – функція результатів тягових розрахунків для поїзду з номером n у момент часу t;

$2i-1$, $2i$ – визначають номери напарного та парного поїзду;

n_1,n_2 – кількість поїздів відповідно на першій та другій колії.

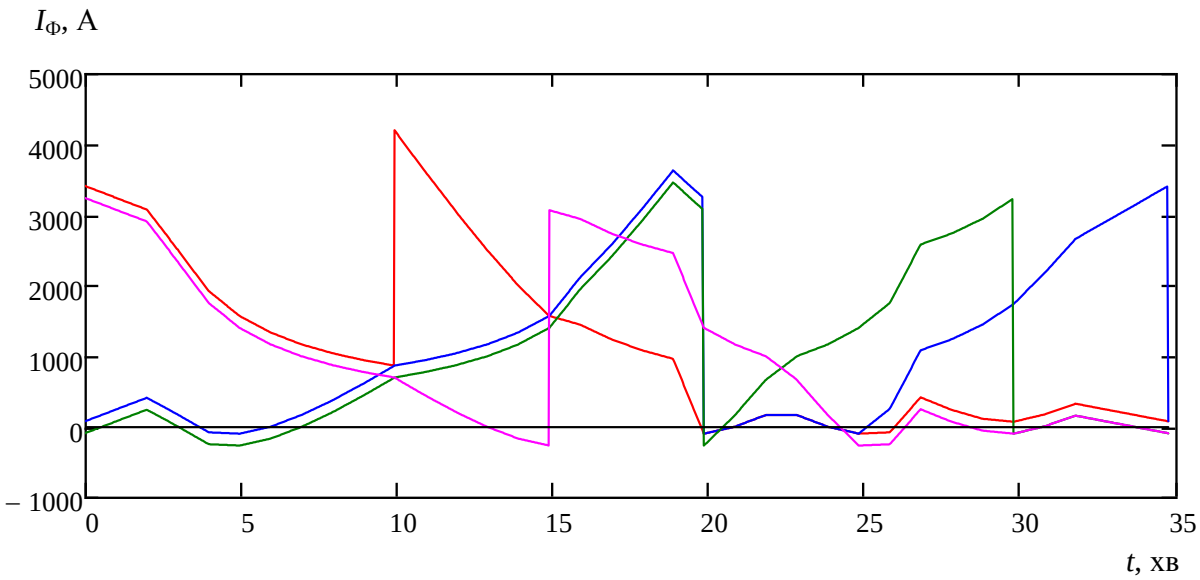


Рис. 3.16. Результати розрахунку струмів фідерів

За допомогою отриманих струмів фідерів та графіку руху поїздів визначається функція розподілу струмів в контактній мережі. Для цього спочатку визначається струморозподіл у заданій схемі живлен-

ня від одного навантаження, наприклад для першої колії вузлової схеми живлення

$$I_{\text{К}1}(n,t,x)=\begin{cases}\left.\begin{cases}I_{\Phi1}(n,t),\ x\in\left[0;x_{\Gamma}(n,t)\right];\\ -\begin{bmatrix}I_{\Phi2}(n,t)+\\ +I_{\Phi3}(n,t)+\\ +I_{\Phi4}(n,t)\end{bmatrix},x\in\left(x_{\Gamma}(n,t);l_{\text{C}}\right];\\ -I_{\Phi3}(n,t),\ x\in\left(l_{\text{C}};L\right];\end{cases}\right|,\ x_{\Gamma}(n,t)\in\left[0;l_{\text{C}}\right];\\ \left.\begin{cases}I_{\Phi1}(n,t),\ x\in\left[0;l_{\text{C}}\right];\\ \begin{bmatrix}I_{\Phi1}(n,t)+\\ +I_{\Phi2}(n,t)+\\ +I_{\Phi4}(n,t)\end{bmatrix},\ x\in\left(l_{\text{C}};x_{\Gamma}(n,t)\right];\\ -I_{\Phi3}(n,t),\ x\in\left(x_{\Gamma}(n,t);L\right];\end{cases}\right|,x_{\Gamma}(n,t)\in\left(l_{\text{C}};L\right];\end{cases},n=2i-1;\\ \left.\begin{cases}I_{\Phi1}(n,t),\ x\in\left[0;l_{\text{C}}\right];\\ -I_{\Phi3}(n,t),\ x\in\left(l_{\text{C}};L\right];\end{cases}\right|,\ n=2i.\end{cases}$$

(3.20)

Тут $I_{\Phi1}(n,t)..I_{\Phi4}(n,t)$ – струм кожного фідера (1..4) від поїзда з номером n у момент часу t.

Далі за допомогою принципу суперпозиції визначається розподіл струмів в контактній мережі від усіх поїздів та з врахуванням вирівнювальних струмів. Наприклад, для контактної мережі першої колії

$$I_{\text{К}1}(t,x)=\sum_{i=1}^{n_1}I_{\text{К}1}(2i-1,t,x)+\sum_{i=1}^{n_2}I_{\text{К}1}(2i,t,x)+I_{\text{вир}}(t).\quad(3.21)$$

На рис. 2.17-2.18 приведені графічні інтерпретації отриманої функції $I_{\text{К}1}(t,x)$ для фіксованого моменту часу та для конкретної координати відповідно.

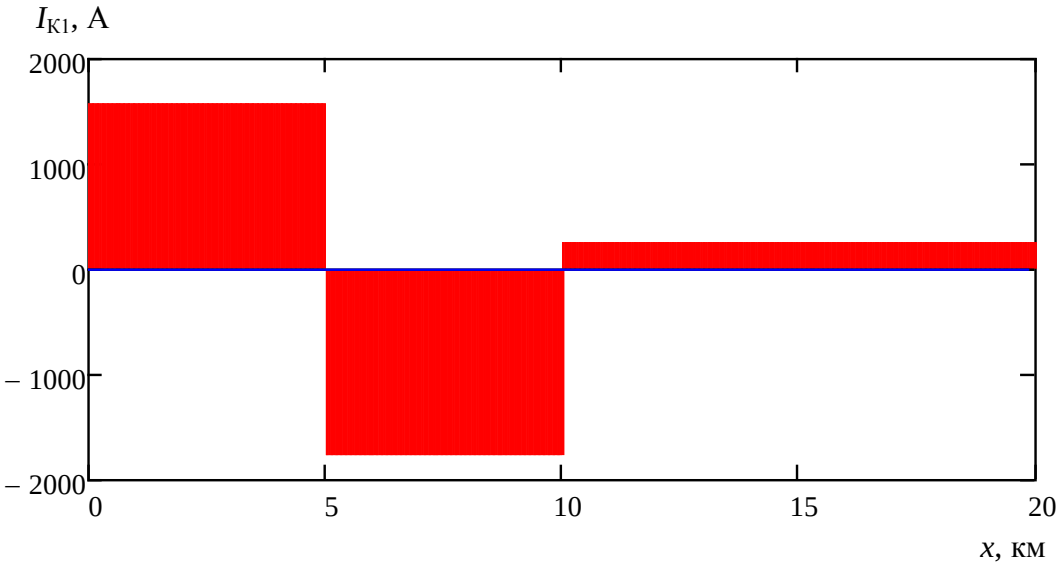


Рис. 3.17. Розподіл струмів в контактній мережі
в момент часу t =5 хв

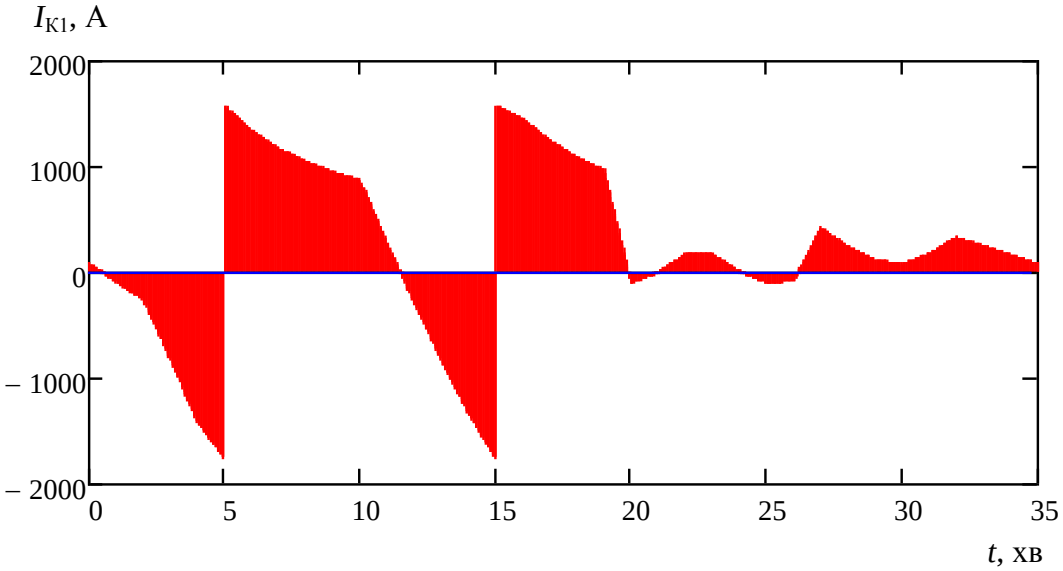


Рис. 3.18. Часова залежність струму в контактній мережі
для координати x =5 км

Визначення функції розподілу втрат напруги передбачає використання функції розподілу струмів в контактній мережі з накопичуючим домноженням на відповідну відстань та питомий опір мережі. При накопиченні використовується рекурсивний підхід, тобто визначення розподілу втрат напруги наступного інтервалу використовує втрату напруги попереднього. Формалізований запис функції розподілу втрат напруги в контактній мережі першої колії матиме вигляд

$$\Delta U_{\text{К1}}(n,t,x) = r_0 \times$$

$$\times \begin{cases} \left. \begin{cases} I_{\text{К1}}(n,t,x)\cdot x,\ x\in\left[0;x_{\Gamma}(n,t)\right]; \\ \begin{bmatrix} \Delta U_{\text{К1}}\left(n,t,x_{\Gamma}(n,t)\right)/r_0 + \\ +I_{\text{К1}}(n,t,x)\left(x-x_{\Gamma}(n,t)\right) \end{bmatrix}, x\in\left(x_{\Gamma}(n,t);l_{\text{С}}\right]; \\ \begin{bmatrix} \Delta U_{\text{К1}}(n,t,l_{\text{С}})/r_0 + \\ +I_{\text{К1}}(n,t,x)(x-l_{\text{С}}) \end{bmatrix}, x\in\left(l_{\text{С}};L\right]; \end{cases} \right| , x_{\Gamma}(n,t)\in\left[0;l_{\text{С}}\right]; \\ \left. \begin{cases} I_{\text{К1}}(n,t,x)\cdot x,\ x\in\left[0;l_{\text{С}}\right]; \\ \begin{bmatrix} \Delta U_{\text{К1}}(n,t,l_{\text{С}})/r_0 + \\ +I_{\text{К1}}(n,t,x)(x-l_{\text{С}}) \end{bmatrix}, x\in\left(l_{\text{С}};x_{\Gamma}(n,t)\right]; \\ \begin{bmatrix} \Delta U_{\text{К1}}\left(n,t,x_{\Gamma}(n,t)\right)/r_0 + \\ +I_{\text{К1}}(n,t,x)\left(x-x_{\Gamma}(n,t)\right) \end{bmatrix}, x\in\left(x_{\Gamma}(n,t);L\right]; \end{cases} \right| , x_{\Gamma}(n,t)\in\left(l_{\text{С}};L\right]; \end{cases} \left| , n=2i-1; \right. \\ \left. \begin{cases} I_{\text{К1}}(n,t,x)\cdot x,\ x\in\left[0;l_{\text{С}}\right]; \\ \Delta U_{\text{К1}}(n,t,l_{\text{С}})/r_0 + I_{\text{К1}}(n,t,x)(x-l_{\text{С}}),\ x\in\left(l_{\text{С}};L\right]; \end{cases} \right| , n=2i. \end{cases}$$

(3.22)

За аналогією з функцією розподілу струмів в контактній мережі визначається розподіл втрат напруги в контактній мережі від усіх поїздів та з врахуванням впливу вирівнювальних струмів, а саме

$$\Delta U_{\text{К1}}(t,x) = \sum_{i=1}^{n_1} \Delta U_{\text{К1}}(2i-1,t,x) + \\ + \sum_{i=1}^{n_2} \Delta U_{\text{К1}}(2i,t,x) + I_{\text{вир}}(t)\cdot r_0 \cdot x. \tag{3.23}$$

Графічний вигляд функції $\Delta U_{\text{К1}}(t,x)$ приведений на рис. 3.19-3.20 також для фіксованого моменту часу та певної координати.

Добуток за модулем просторово-часових функцій розподілу втрат напруги та струмів в контактній мережі визначає розподіл втрат потужності

$$\Delta P_{\text{К}}(t,x)=\left|I_{\text{К1}}(t,x)\cdot\Delta U_{\text{К1}}(t,x)\right|+\left|I_{\text{К2}}(t,x)\cdot\Delta U_{\text{К2}}(t,x)\right|. \quad (3.24)$$

Інтегрування функції розподілу втрат потужності за координатою простору визначає миттєве значення втрат потужностей в системі електропостачання, а за координатою часу – розподіл втрат електроенергії уздовж розрахункової ділянки.

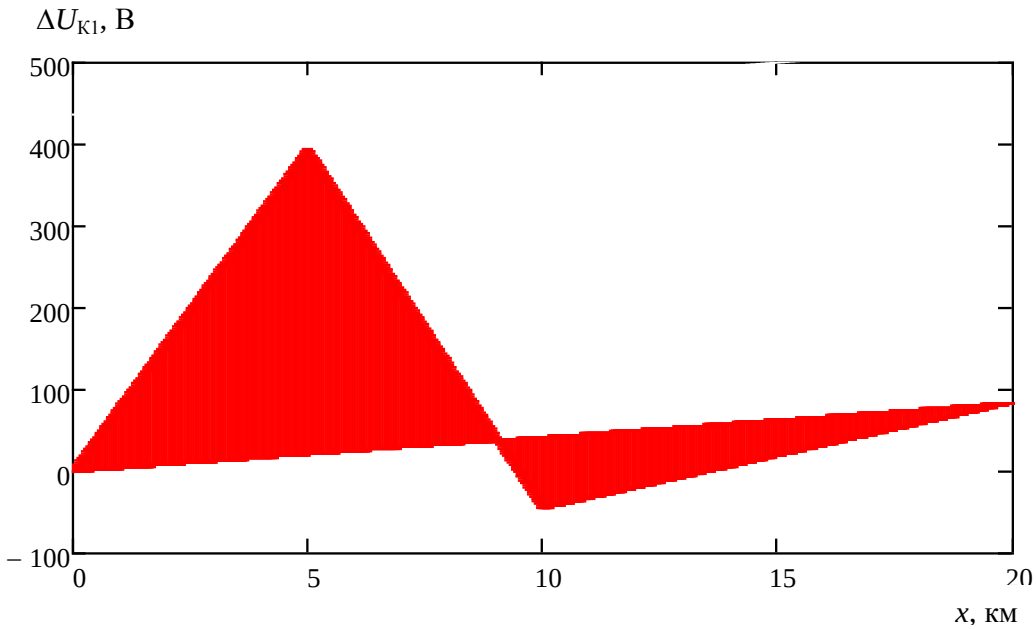


Рис. 3.19. Розподіл втрат напруги в контактній мережі в момент часу t =5 хв

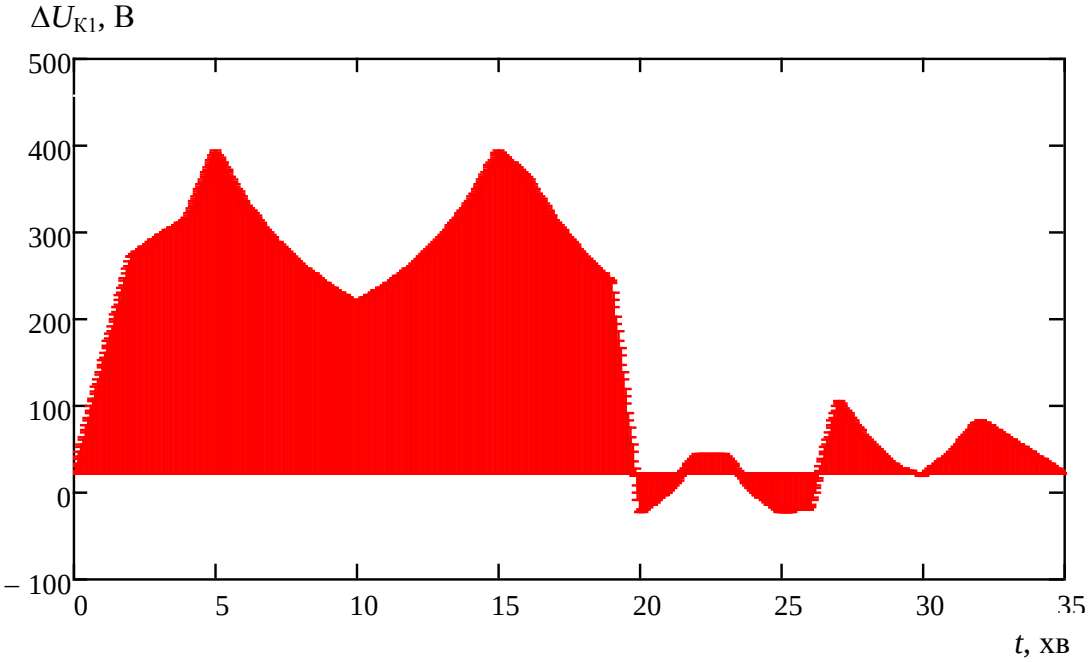


Рис. 3.20. Часова залежність втрати напруги в контактній мережі для координати x =5 км

Подвійне інтегрування функції розподілу втрат потужності визначає втрати електроенергії на розрахунковий ділянці за період розрахунку.

$$\Delta P_{\text{K}}(t) = \frac{1}{L}\int_0^L \Delta P_{\text{K}}(t,x)\,dx;\ \Delta P_{\text{K}}(x) = \frac{1}{T}\int_0^T \Delta P_{\text{K}}(t,x)\,dt; \quad (3.25)$$

$$\Delta W = \frac{1}{L\cdot T}\int_0^T\int_0^L \Delta P_{\text{K}}(t,x)\,dxdt. \quad (3.26)$$

Втрати потужності та електроенергії в графічній інтерпретації приведені на рис. 3.21.

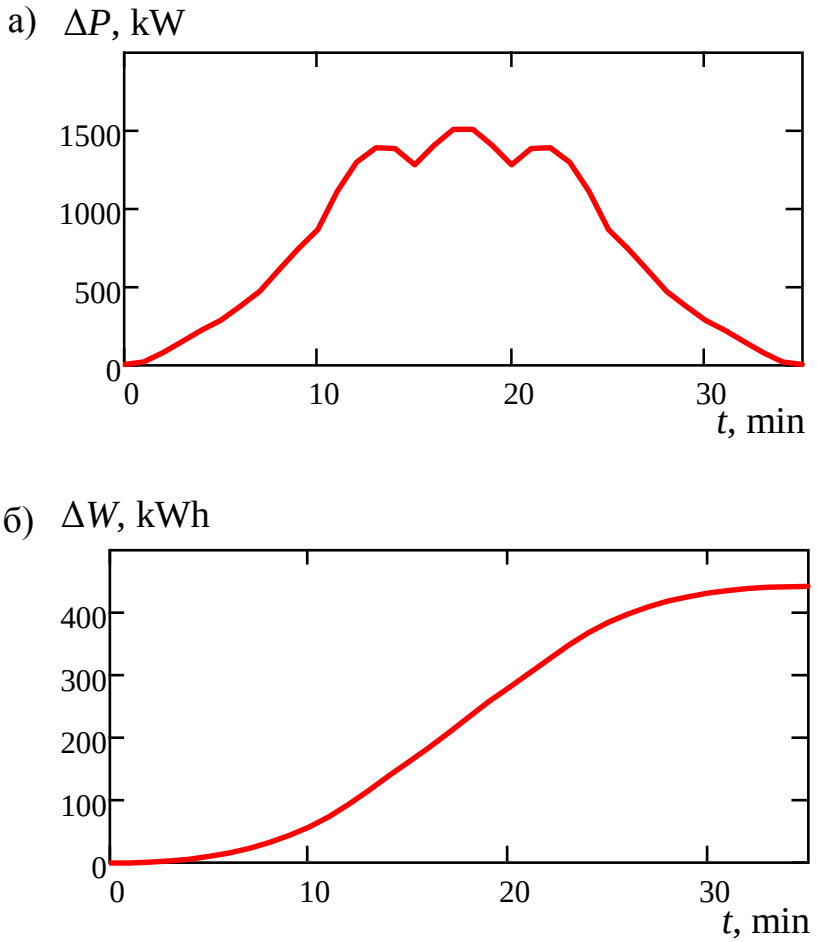


Рис. 3.21. Часові залежності втрат потужності (а) та втрат електроенергії (б)

Всі приведені розрахункові величини можуть бути представлені також у вигляді тривимірних просторів стану досліджуваної системи. Так на рис. 3.22 – 3.24 показані двопараметричні залежності розподілу струмів, втрат напруги та втрат потужності в контактній мережі.

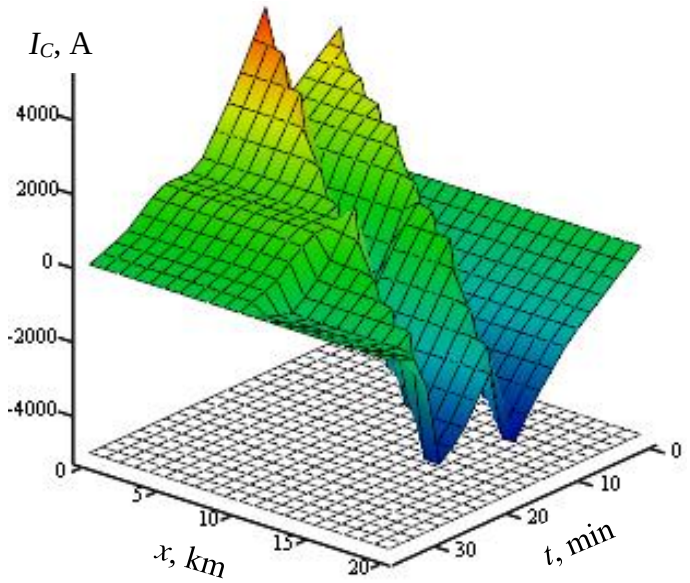


Рис. 3.22. Тривимірна функція розподілу струмів
в контактній мережі

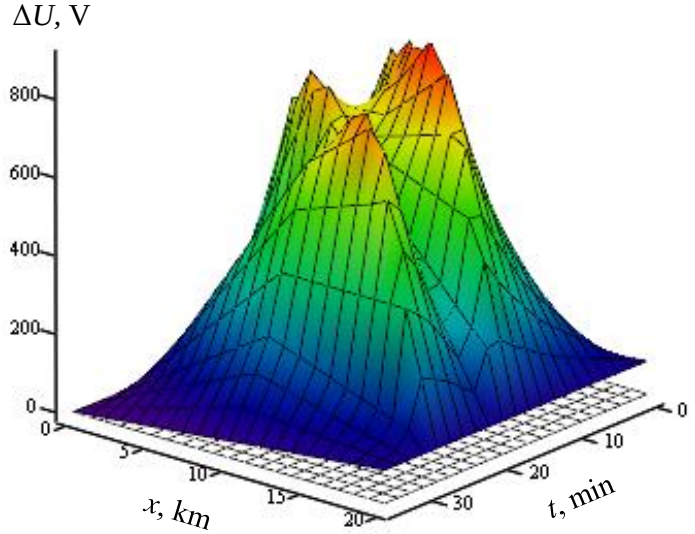


Рис. 3.23. Тривимірна функція розподілу втрат напруги
в контактній мережі

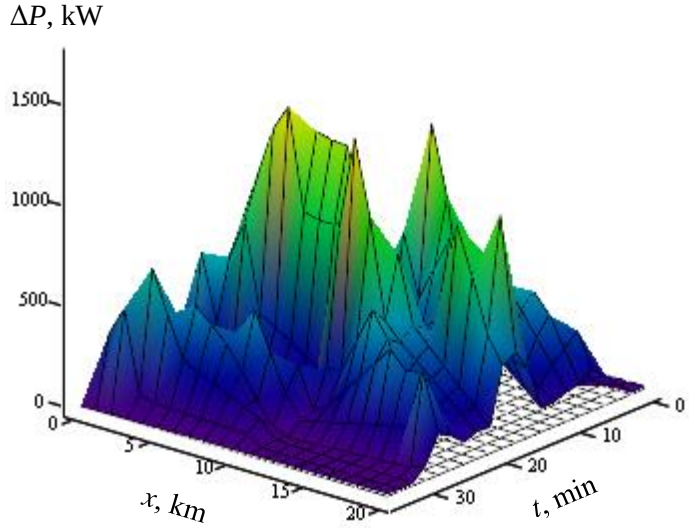


Рис. 3.24. Тривимірна функція розподілу втрат потужності
в контактній мережі

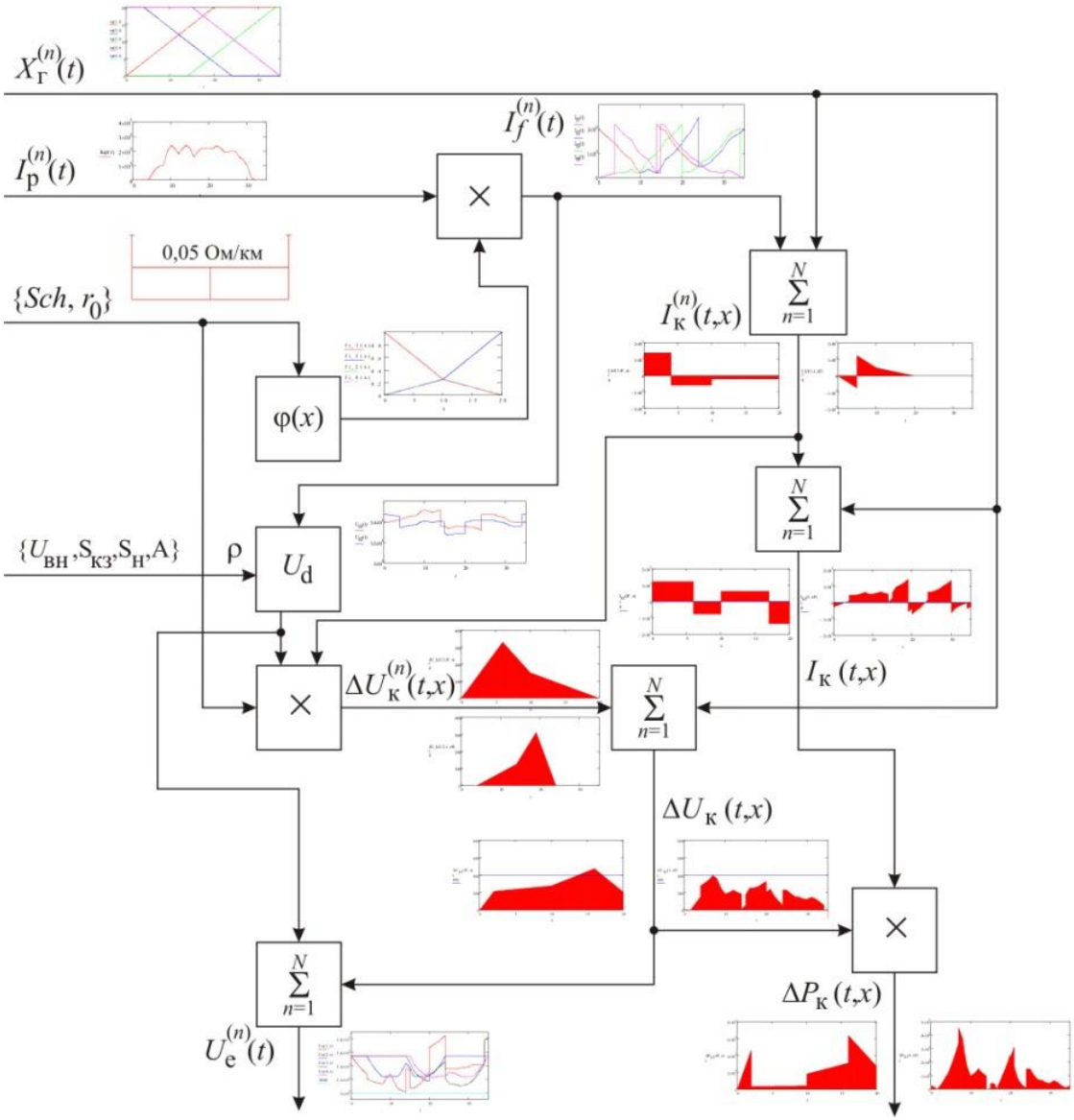


Рис. 3.25. Узагальнена структура просторово-часової моделі

Приведені математичні викладки завдяки можливості аналітичного уявлення можливо реалізувати на будь-якій алгоритмічній мові програмування. Функціонування алгоритму повинне базуватись на узагальненій структурі просторово-часової моделі системи тягового електропостачання (рис. 3.25). Результати розрахунків можливо отримати у вигляді графіків струмів фідерів тягових підстанцій, напруги на струмоприймачах електровозів та втрат потужності в тяговій мережі, епюр струму, втрат напруги та потужності в тяговій мережі.

3.5. Декомпозиція складових балансу потужностей

Загальновідомо, що напруга на струмоприймачі електровозу в найпростішому випадку буде дорівнювати напрузі на шинах тягової

підстанції за умови його розташування поблизу підстанції, та буде змінюватись за параболічною функцією під час слідування міжпідстанційною зоною. Для подальшого спрощення в узагальненні приймемо, що тягове навантаження рухається з постійною швидкістю, з постійним споживаним струмом прямолінійною ділянкою електрифікованої залізниці [4].

В такому випадку, закон зміни приведеного відносно рухомого навантаження опору, що було раніше позначено як $f(x)$, визначатиме функціональну залежність зміни напруги на струмоприймачі.

Для двосторонньої роздільної схеми живлення (рис. 3.26, усі вузли розірвано) функціональний закон зміни опору дійсно буде параболічним, а саме

$$f(x) = \frac{r_0 x \cdot r_0 (L - x)}{r_0 x + r_0 (L - x)} = r_0 \left(x - \frac{x^2}{L} \right), \qquad (3.27)$$

где r_0 – опір 1 км тягової мережі, Ом/км;

L – довжина міжпідстанційної зони, км;

x – координата розташування навантаження, км.

Як видно, зі співставлення формул (3.5) та (3.27), отримано абсолютно аналогічні результати, що додатково підтверджує правильність виконаних перетворень.

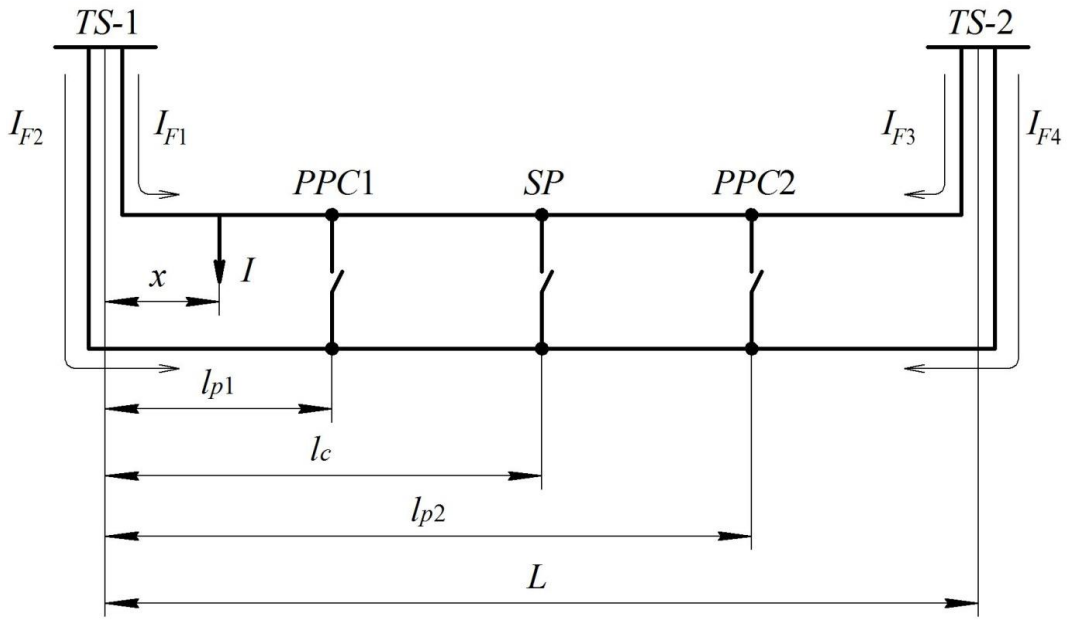


Рис. 3.26. Узагальнена розрахункова схема міжпідстанційної зони

Функції опорів для інших схем будуть визначатись:

- формулою (3.10) для вузлової схеми (рис. 3.26, включено тільки ПСК);

- формулою (3.16) для паралельної схеми (рис. 3.26, включено усі вузли).

Графічно отримані функції опорів являють собою складні кусочно-задані параболічні залежності (рис. 3.27), які за допомогою корекції вихідних даних можуть бути адаптовані до будь-яких реальних умов. Зокрема, до розрахунку несиметричних схем живлення, у яких відстані між вузлами паралельного з'єднання підвісок неоднакові.

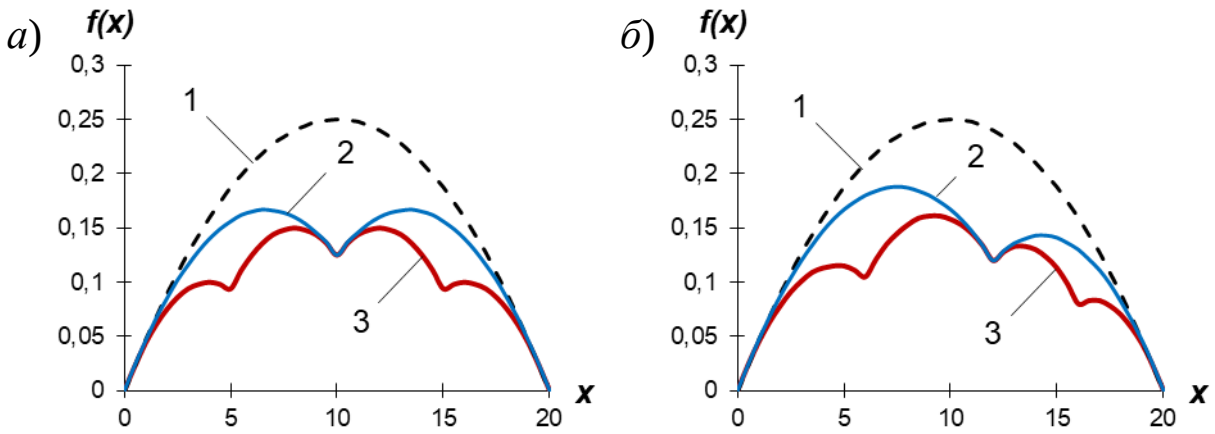


Рис. 3.27. Графічне уявлення функцій опору для симетричних (*а*) та несиметричних (*б*) схем живлення: 1 – двостороння; 2 – вузлова; 3 – паралельна

В теорії розрахунку миттєвих схем систем тягового електропостачання відоме застосування функцій струморозподілу, яке було описане вище. Фізичний смисл цих функцій полягає у вираженні часток струму фідера відносно струму навантаження в залежності від його розташування. Загально прийнято застосовувати цей підхід до розрахунку лише вузлової схеми живлення, проте можливо розповсюдити його й на інші схеми.

Нижче дослідимо аналітичні вирази для узагальненої схеми (рис. 3.26). Двостороння схема з роздільним живленням колій матиме наступні функції для кожного фідера

$$\varphi_1(x) = 1 - \frac{x}{L};\ \varphi_2(x) = 0;\ \varphi_3(x) = \frac{x}{L};\ \varphi_4(x) = 0.$$

Графічно ці функції виглядають як показано на рис. 3.28.

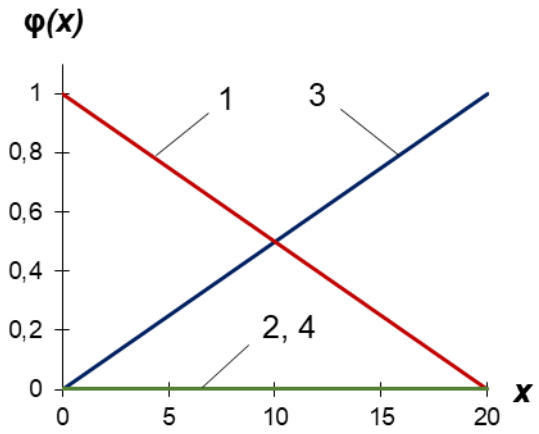


Рис. 3.28. Функції струморозподілу для фідерів тягових підстанцій двосторонньої схеми

Для схеми вузлового живлення справедливі наступні функції

$$\varphi_1(x)=\begin{cases}1-\dfrac{L+l_c}{2Ll_c}\cdot x, & 0\le x\le l_c;\\ \dfrac{1}{2}\left(1-\dfrac{x}{L}\right), & l_c<x\le L;\end{cases}\qquad \varphi_2(x)=\begin{cases}\dfrac{L-l_c}{2Ll_c}\cdot x, & 0\le x\le l_c;\\ \dfrac{1}{2}\left(1-\dfrac{x}{L}\right), & l_c<x\le L;\end{cases}$$

$$\varphi_3(x)=\begin{cases}\dfrac{x}{2L}, & 0\le x\le l_c;\\ 1-\dfrac{(2L-l_c)(L-x)}{2L(L-l_c)}, & l_c<x\le L;\end{cases}$$

$$\varphi_4(x)=\begin{cases}\dfrac{x}{2L}, & 0\le x\le l_c;\\ \dfrac{l_c(L-x)}{2L(L-l_c)}, & l_c<x\le L.\end{cases}$$

Графічна інтерпретація приведена на рис. 3.29, з якого також видно можливість їх застосування для несиметричних схем живлення тягової мережі.

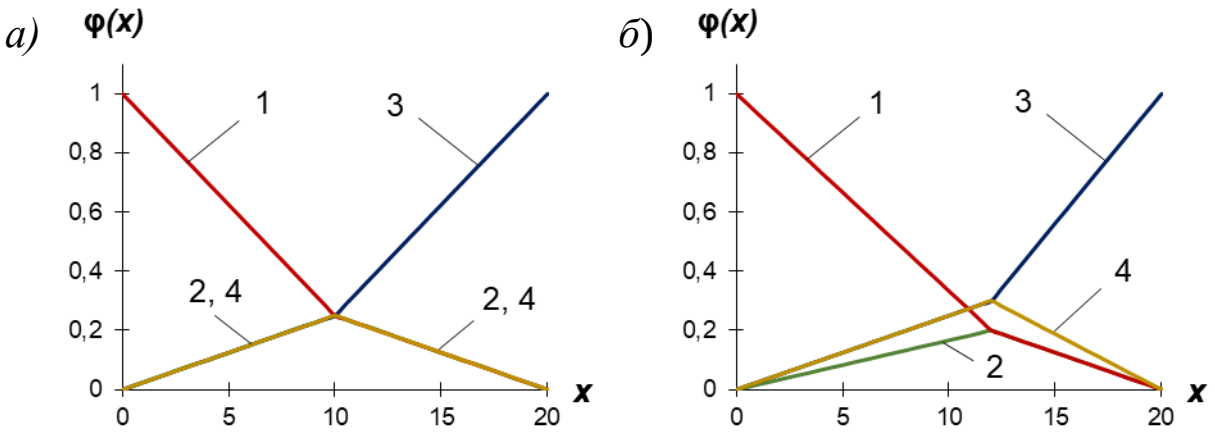


Рис. 3.29. Функції струморозподілу для фідерів вузлової схеми:
а – схема симетрична; б – схема несиметрична

І, нарешті, схема повного паралельного з’єднання підвісок описуватиметься наступними функціями. Аналітичні вирази для паралельної схеми отримуються шляхом заміни координати поста секціонування на координати пунктів паралельного з’єднання підвісок. Примітним для цієї схеми є те, що наявність середнього вузла з’єднання і його розташування не впливає на розподіл струмів між фідерами тягових підстанцій. Середній вузол впливатиме на розподіл струмів всередині самої схеми живлення і, відповідно, на розподіл втрат напруги.

$$\varphi_1(x)=\begin{cases}1-\dfrac{L+l_{p1}}{2Ll_{p1}}\cdot x, & 0\le x\le l_{p1};\\ \dfrac{1}{2}\left(1-\dfrac{x}{L}\right), & l_{p1}<x\le L;\end{cases}\qquad \varphi_2(x)=\begin{cases}\dfrac{L-l_{p1}}{2Ll_{p1}}\cdot x, & 0\le x\le l_{p1};\\ \dfrac{1}{2}\left(1-\dfrac{x}{L}\right), & l_{p1}<x\le L;\end{cases}$$

$$\varphi_3(x)=\begin{cases}\dfrac{x}{2L}, & 0\le x\le l_{p2};\\ 1-\dfrac{\left(2L-l_{p2}\right)\left(L-x\right)}{2L\left(L-l_{p2}\right)}, & l_{p2}<x\le L;\end{cases}$$

$$\varphi_4(x)=\begin{cases}\dfrac{x}{2L}, & 0\le x\le l_{p2};\\ \dfrac{l_{p2}\left(L-x\right)}{2L\left(L-l_{p2}\right)}, & l_{p2}<x\le L.\end{cases}$$

Графічні залежності, що пояснюють розподіл струмів між фідерами паралельної схеми живлення, приведені на рис. 3.30. Як і в попередньому випадку показано характерні зміни при застосуванні несиметричних схем.

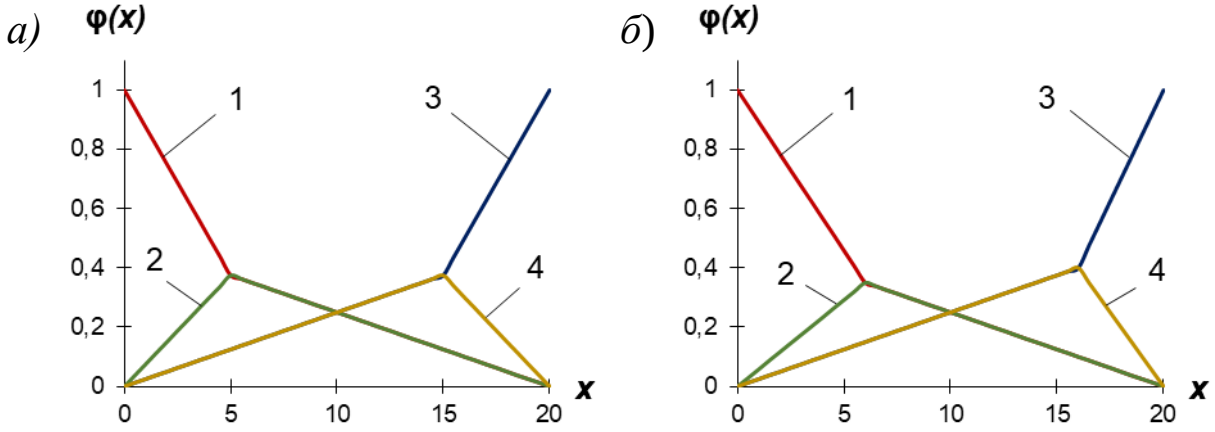


Рис. 3.30. Функції струморозподілу для симетричної (а) і несиметричної (б) паралельної схеми живлення

Описані вище підходи застосування аналітичних функцій до розрахунку миттєвих схем не в повній мірі відтворюють узагальнений процес електропостачання тягових навантажень, оскільки не формалізують визначення напруги в розрахунковій схемі. Для повноти теорії розрахунку необхідно увести поняття функцій опорів фідерів. Фізично ця функція являє собою опір, на якому створюється спад напруги до будь-якої точки розрахункової схеми від струму даного фідера. Таким чином, у загальному випадку матимемо

$$f_F(x) = \frac{\Delta U^{(F)}(x)}{I_F(x)}, \qquad (3.28)$$

де $\Delta U^{(F)}(x)$ – спад напруги від шин тягової підстанції до координати x, викликаний струмом даного фідера.

У випадку, якщо на ділянці протікатиме лише один струм розглядуваного фідера, функція опору фідера може бути вираженою в окремому випадку через загальну функцію опору і функцію струморозподілу, а саме

$$f_{Fi}(x) = \frac{f(x)}{\varphi_i(x)}. \qquad (3.29)$$

Графічні інтерпретації функцій опору фідерів приведені на рис. 3.31-3.33, з виокремленням також і для несиметричних схем живлення. Як видно з приведених графіків, функції опорів фідерів є ку-

сочно-лінійними та можуть бути виражені аналітично, враховуючи особливості реальних схем живлення.

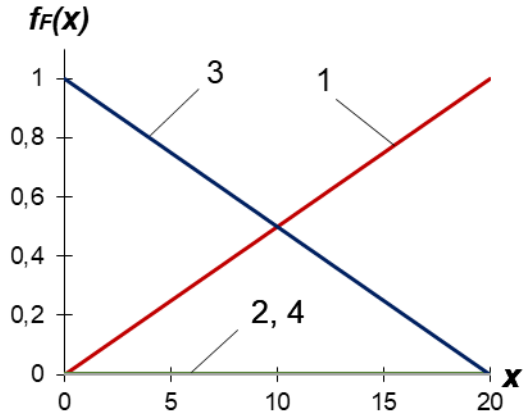


Рис. 3.31. Функції опору фідерів двосторонньої схеми живлення

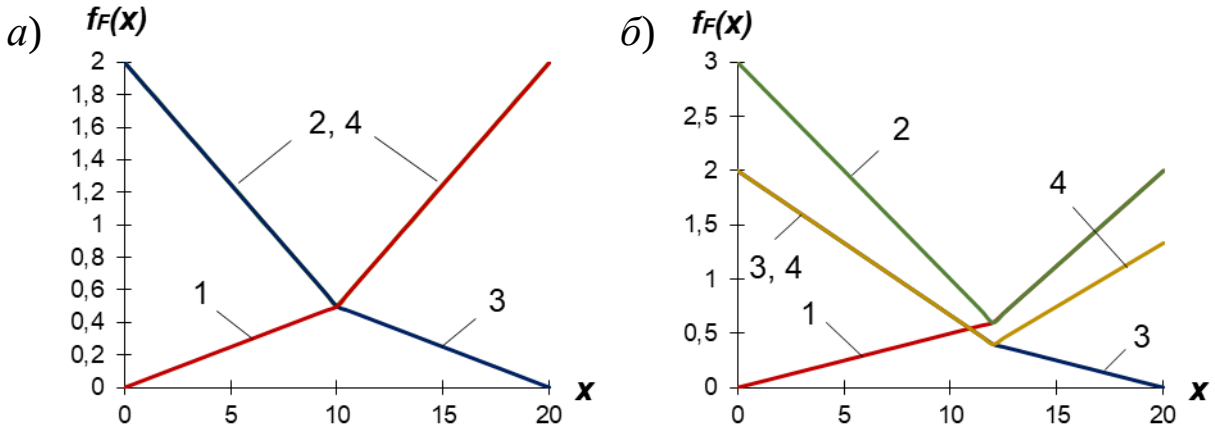


Рис. 3.32. Функції опору фідерів симетричної (*а*)
та несиметричної (*б*) вузлової схеми живлення

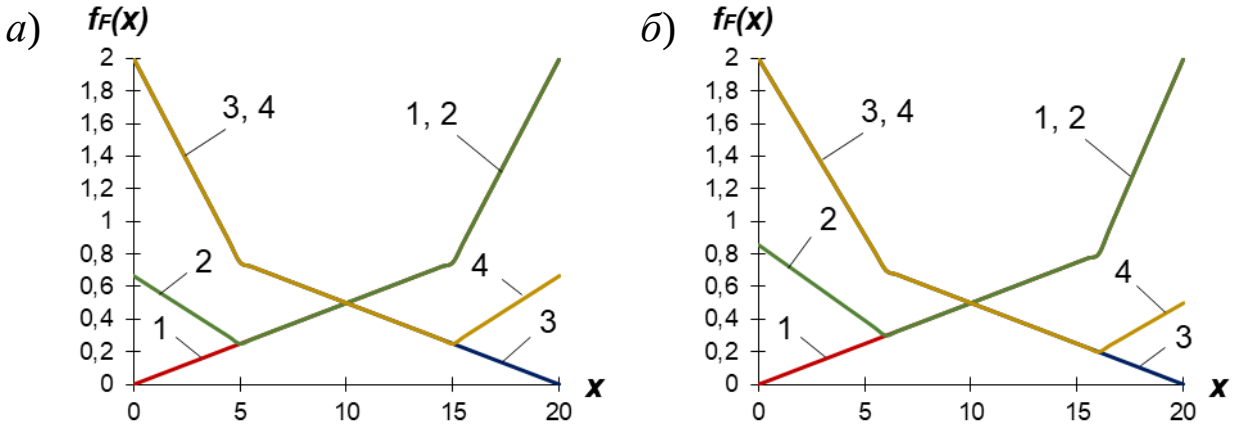


Рис. 3.33. Функції опору фідерів симетричної (а)
та несиметричної (б) паралельної схеми живлення

Основними величинами, які вимагаються в якості результатів розрахунку систем тягового електропостачання, є струми фідерів тягових підстанцій, втрати потужності в системі електропостачання і рівень напруги на струмоприймачах електровозів.

Приведемо основні співвідношення, які дозволять отримати чисельний розрахунок вказаних величин, на підставі розробленого методу розрахунку. Для спрощення викладок не будемо враховувати внутрішній опір тягових підстанцій, оскільки його характеристики не змінюються в часі і просторі, і розрахунки типових пристроїв електроенергетики значних складнощів не викликають.

Струми фідерів тягових підстанцій при русі навантаження однією колією визначаються шляхом добутку струму тягового навантаження на відповідну функцію струморозподілу, що випливає з її визначення, тобто

$$I_{Fi}(x) = I(x) \cdot \varphi_i(x).$$

Для декількох навантажень на міжпідстанційній зоні застосовується суперпозиція складових струмів фідерів від кожного навантаження, а саме

$$I_{Fi}(x) = \sum_{j=1}^{n} I_j(x) \cdot \varphi_{i_j}(x), \qquad (3.30)$$

де j – номер навантаження в межах міжпідстанційної зони;

n – кількість навантажень у схемі живлення.

Напруга на струмоприймачі електровозу може бути визначена через загальну функцію опору

$$U(x) = U_{Ш} - I(x) \cdot f(x).$$

Вищенаведена формула справедлива для одного навантаження. При наявності декількох навантажень необхідно врахувати взаємний їх вплив на попутній та, в залежності від схеми живлення, на суміжній колії. В загальному випадку, матимемо

$$U_j(x) = U_{Ш} - I_j(x) \cdot f(x) -$$

$$- \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq j}}^{n_1} \Delta U'_k(x, x_k) - \sum_{k=n_1}^{n_1+n_2} \Delta U''_k(x, x_k), \qquad (2.31)$$

де $U_{Ш}$ – напруга на шинах тягової підстанції, В;

k – номер навантаження на даній колії;

$\Delta U'_k(x, x_k)$ – функція розподілу спаду напруги від k-го навантаження на попутній колії, В;

$\Delta U''_k(x, x_k)$ – те ж на суміжній колії, В.

Функція розподілу спаду напруги достатньо легко формалізується за допомогою функції опору фідера. Наприклад, для вузлової схеми живлення при русі навантаження першою колією справедливі співвідношення

$$\Delta U'_k(x, x_k) = \begin{cases} I_{F1}(x_k) \cdot f_{F1}(x), & 0 \le x \le x_k; \\ I_{F3}(x_k) \cdot f_{F3}(x), & x_k < x \le L; \end{cases} \tag{3.32}$$

$$\Delta U''_k(x, x_k) = \begin{cases} I_{F2}(x_k) \cdot f_{F1}(x), & 0 \le x \le l_c; \\ I_{F4}(x_k) \cdot f_{F3}(x), & l_c < x \le L. \end{cases} \tag{3.33}$$

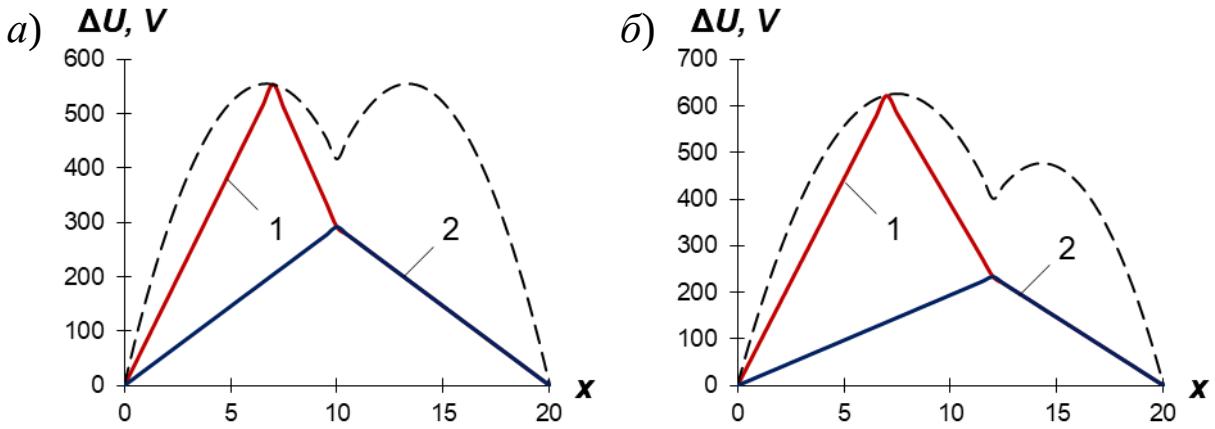


Рис. 3.34. Функції розподілу спаду напруги для симетричної (а) та несиметричної (б) вузлової схеми живлення:
1 – на попутній колії; 2 – на суміжній колії

На рис. 3.34 приведені графічні інтерпретації функцій, що описуються рівняннями (3.32)-(3.33), які являють собою кусочно-лінійні залежності. При зміні розташування тягового навантаження максимальна точка цих функцій описуватиме траєкторію, що визначається функцією опору даної схеми живлення (рис. 3.34, штрихова лінія).

Втрати потужності в тяговій мережі за допомогою представлених методів можна визначити двома способами. Використовуючи струми фідерів та функції опору фідерів можна визначити втрати потужності за складовими, а саме

$$\Delta P(x) = \sum_{i=1}^{N_F} I_{F_i}^2(x) \cdot f_{F_i}(x), \tag{3.34}$$

де N_F – кількість фідерів, для розглядуваної схеми $N_F = 4$.

Формула (3.34) буде корисна, якщо необхідно розділити загальні втрати потужності в мережі між тяговими підстанціями або фідерами. Аналогічний результат, тільки загалом, може бути отриманий і загальною формулою, що використовує струм навантаження і загальну функцію опору, тобто

$$\Delta P(x) = I^2(x) \cdot f(x). \qquad (3.35)$$

Графічні інтерпретації функціональних залежностей, що отримані в результаті розрахунків за формулами (3.34), (3.35) приведені на рис. 3.35 на прикладі симетричної та несиметричної вузлової схеми живлення.

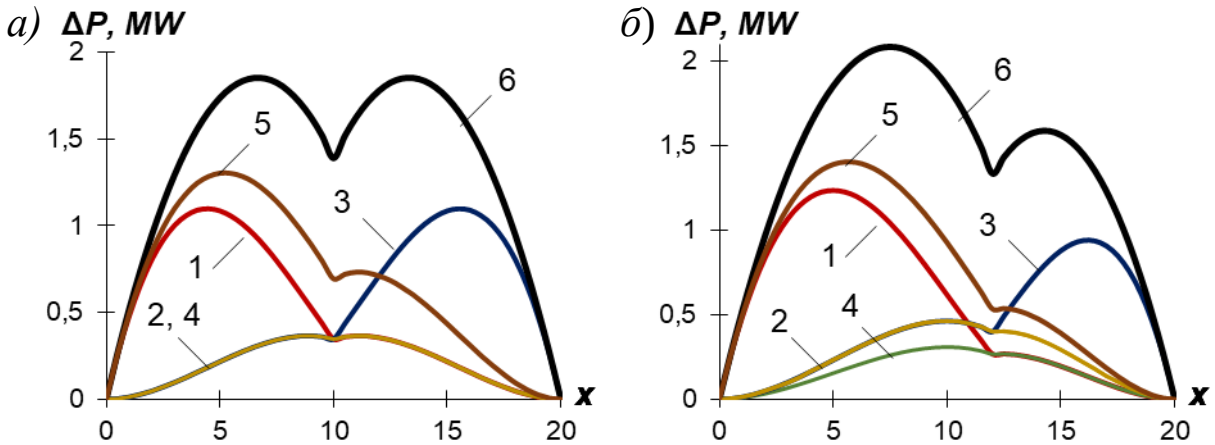


Рис. 3.35. Розподіл втрат потужності для симетричної (а) та несиметричної (б) вузлової схеми живлення: 1-4 – складові, що відповідають фідерам тягових підстанцій; 5 – втрати, що припадають на одну підстанцію; 6 – загальні втрати в тяговій мережі

Отримані співвідношення, що приведені вище, в цілому стосуються системи тягового електропостачання постійного струму. Проте, використовуючи комплексну форму уявлення електричних величин, можна замінити геометричні операції над векторами алгебраїчними операціями над комплексними числами, в результаті чого до системи змінного струму можуть бути застосовані всі отримані формули. Окрім застосування комплексних величин, слід також врахувати наявність взаємоіндукції між коліями електрифікованих ділянок змінного струму, які виражатимуться у впливі опору взаємної індукції на розподіл струмів і напруг уздовж ділянки. При цьому для врахування явища взаємоіндукції можна використовувати відомі методи,

наприклад, метод багатополюсників при розрахунку впливів багатопровідних тягових мереж змінного струму.

3.6. Особливості струморозподілу в розподілених системах тягового електропостачання

Розглянутий вище метод розрахунку на основі функцій струморозподілу з використанням запропонованих загальних функцій опору та функцій опору фідерів дозволяє формалізувати розрахунок миттєвих схем для відомих схем живлення однієї міжпідстанційної зони.

Розглянемо особливості визначення функцій струморозподілу для декількох міжпідстанційних зон. Теоретичні викладки в загальному випадку виконаємо для електрифікованої ділянки, де довжина кожної міжпідстанційної зони складає L з кількістю підстанцій N. Розрахункова схема такої ділянки приведена на рис. 3.39, при цьому як і раніше розташування навантаження враховується змінною x. Методика розрахунку передбачає побудову схеми заміщення з врахуванням опорів основних ланок (рис. 3.40).

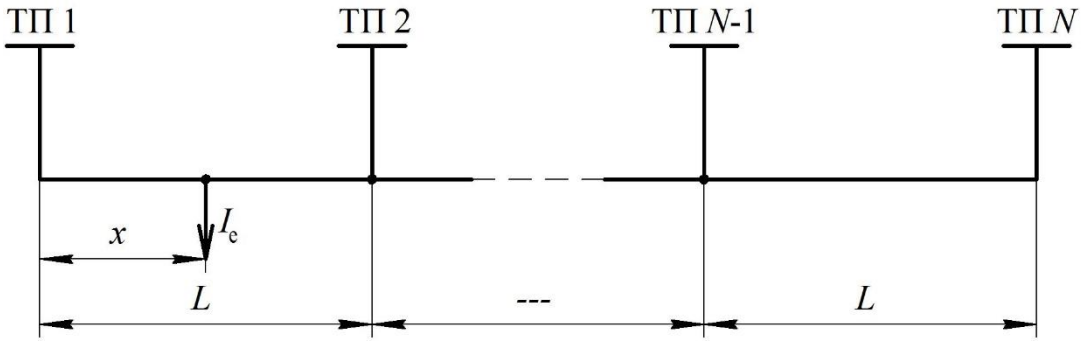


Рис. 3.39. Розрахункова схема ділянки

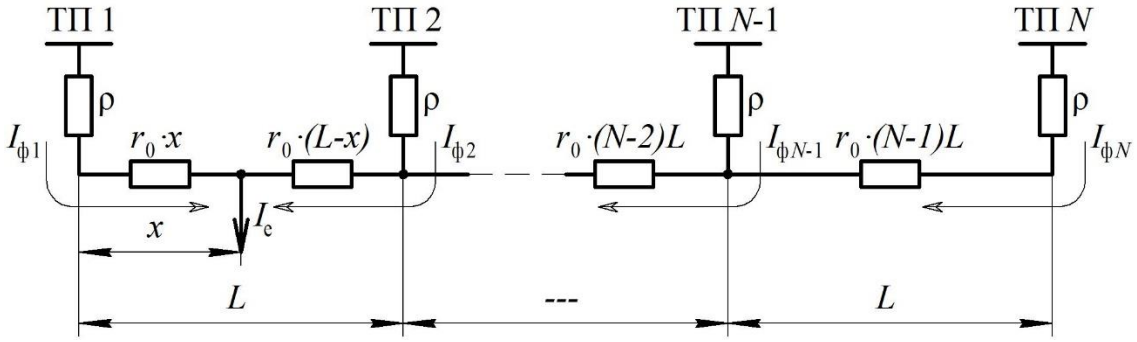


Рис. 3.40. Схема заміщення розрахункової ділянки

Струми фідерів тягових підстанцій відносно координати місцезнаходження навантаження x можна визначити відношенням спаду

напруги на загальному опорі системи до опору ділянки, якою проходить струм фідера кожної підстанції, а саме

$$I_{\text{ф}i} = \frac{\Delta U}{R_{\text{ф}i}}, \qquad (3.36)$$

де ΔU – спад напруги на загальному опорі системи, В;

$R_{\text{ф}i}$ – опір ланки еквівалентної схеми заміщення (рис. 3.41), Ом, в загальному виді може бути представлений як

$$R_{\text{ф}i} = \rho + r_0 \cdot x,$$

де ρ – еквівалентний внутрішній опір тягової підстанції, Ом;

r_0 – питомий опір тягової мережі, Ом/км.

Стосовно до прийнятої схеми заміщення розрахункової ділянки, опір кожної ланки може бути виражений універсальною формулою

$$R_{\text{ф}i}(x) = \begin{cases} \rho + r_0 \cdot \left((i-1)L - x\right), & 0 \le x \le (i-1)L; \\ \rho + r_0 \cdot \left(x - (i-1)L\right), & (i-1)L \le x \le (N-1)L. \end{cases} \qquad (3.37)$$

У формулі (3.36) спад напруги можна визначити як

$$\Delta U = I_{\text{е}} \cdot R_{\Sigma}, \qquad (3.38)$$

де $I_{\text{е}}$ – струм, що споживається навантаженням, А;

R_{Σ} – сумарний опір еквівалентної схеми заміщення (загальний опір системи) (рис. 3.41), Ом.

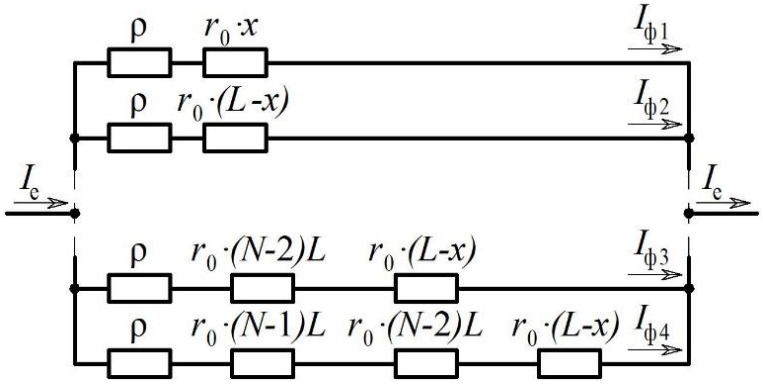


Рис. 3.41. Еквівалентна схема заміщення

Сумарний опір схеми визначимо загальновідомою формулою паралельного з’єднання опорів

$$\frac{1}{R_{\Sigma}} = \frac{1}{R_{\text{ф}1}} + \frac{1}{R_{\text{ф}2}} + \ldots + \frac{1}{R_{\text{ф}(N-1)}} + \frac{1}{R_{\text{ф}N}},$$

де $R_{\text{ф}1} \ldots R_{\text{ф}N}$ – сумарний опір кожної ланки схеми, Ом.

За визначенням функція струморозподілу визначається відношенням струму фідера до струму навантаження. Підставивши замість струму фідера вираз (3.36) і, замінюючи ΔU виразом (3.38), отримаємо

$$\varphi_i = \frac{I_{\text{ф}i}}{I_{\text{е}}}; \quad \varphi_i = \frac{\dfrac{\Delta U}{R_{\text{ф}i}}}{I_{\text{е}}}; \quad \varphi_i = \frac{\dfrac{I_{\text{е}} \cdot R_{\Sigma}}{R_i}}{I_{\text{е}}}. \qquad (3.39)$$

Після підстановки виразу, що визначає R_{Σ}, та скорочень, отримаємо шуканий вираз для функцій струморозподілу кожного фідера

$$\varphi_i = \frac{1}{\sum\limits_{j=1}^{N} \dfrac{R_i}{R_j}}, \text{ або } \varphi_i = \frac{1}{R_i \sum\limits_{j=1}^{N} \dfrac{1}{R_j}}. \qquad (3.40)$$

В якості прикладів розрахунку за даною методикою на рис. 3.42-3.47 показані функції струморозподілу, струми фідерів тягових підстанцій, напруга на струмоприймачеві електровозу та втрати потужності в тяговій мережі для ділянки з 5-ма тяговими підстанціями.

Для спрощень на графічних ілюстраціях прийнято, що всі підстанції є однотипними, мають однаковий внутрішній опір та однаковий рівень напруги. Крім цього, тип контактної мережі всією ділянкою і відстані між суміжними підстанціями також приймаються однаковими. Прийняті припущення не є догматичними і використані з метою забезпечення наочності сприйняття отриманих результатів. Розрахунки виконані для двох варіантів – випадку, коли тягове навантаження визначається значенням струму, і для випадку стабілізації електрорухомим складом споживаної потужності.

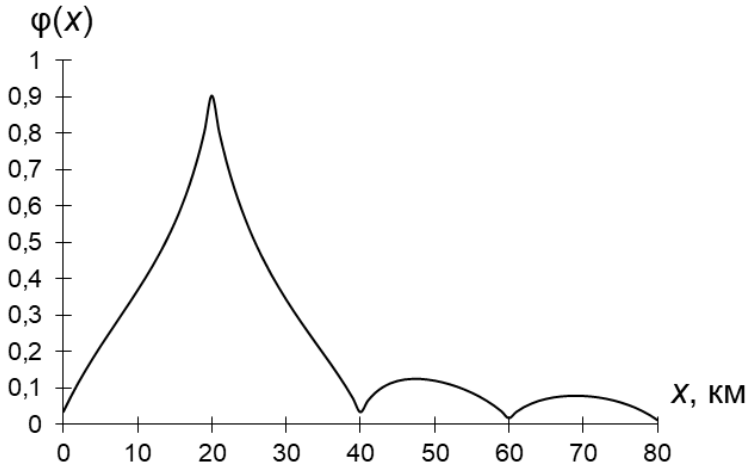


Рис. 3.42 Функція струморозподілу фідера другої тягової підстанції

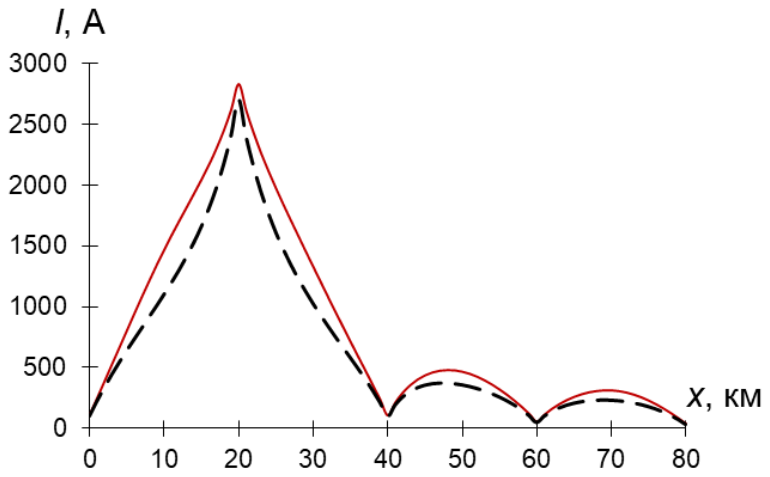


Рис. 3.43. Струм фідера другої тягової підстанції для випадку стабілізації потужності (суцільна) та без неї (пунктирна)

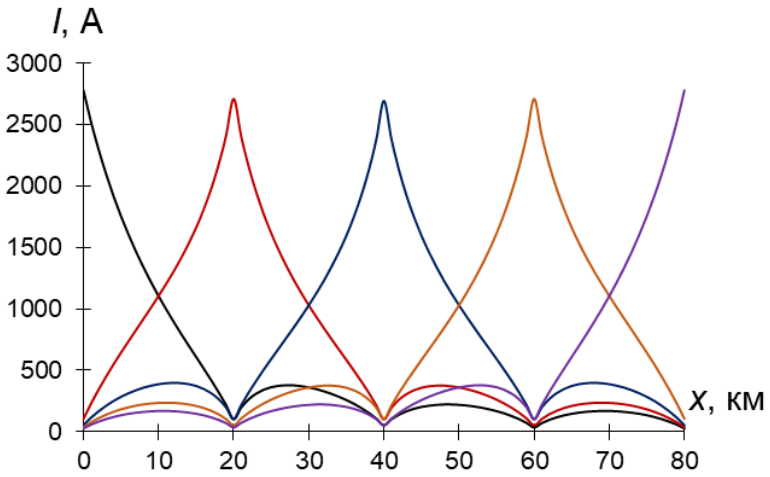


Рис. 3.44. Струми фідерів усіх тягових підстанцій без стабілізації потужності

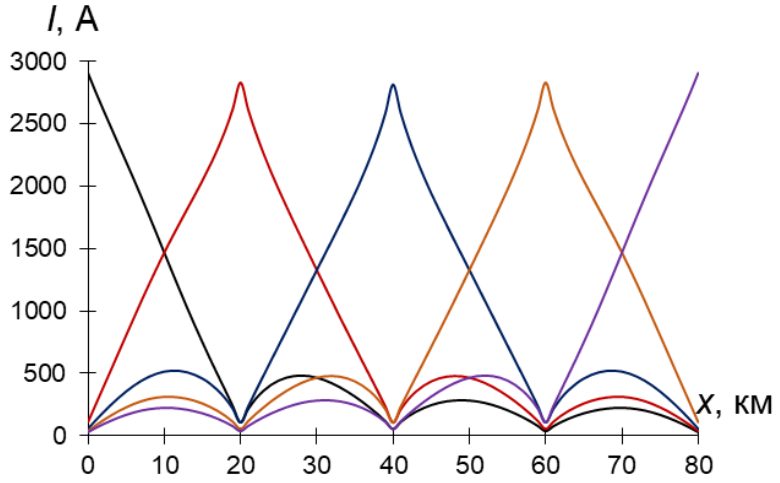


Рис. 3.45. Струми фідерів усіх тягових підстанції при стабілізації потужності

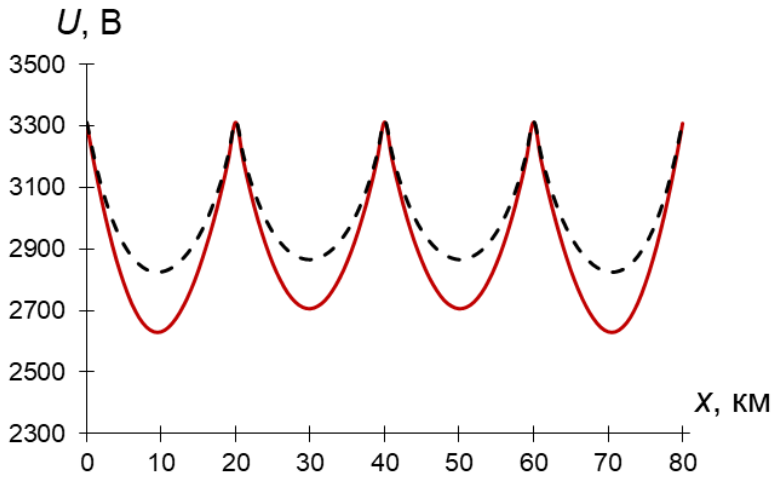


Рис. 3.46. Напруга на струмоприймачі електровозу для випадку стабілізації потужності (суцільна) та без неї (пунктирна)

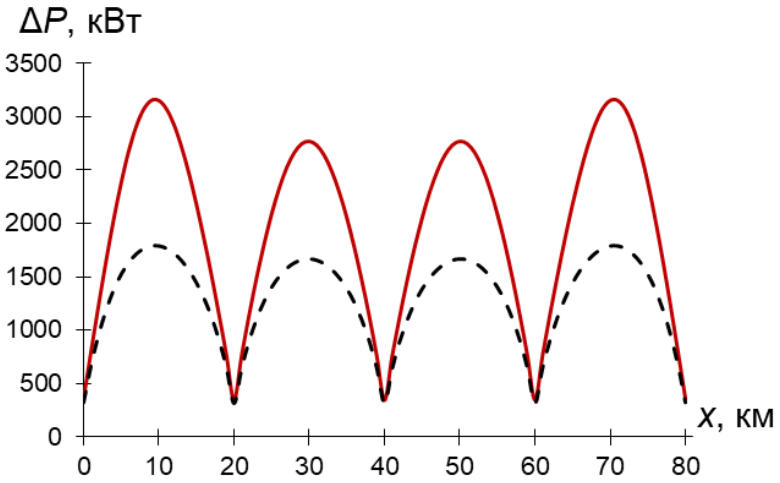


Рис. 3.47. Втрати потужності в тяговій мережі для випадку стабілізації потужності (суцільна) та без неї (пунктирна)

Для випадку стабілізації електрорухомим складом споживаної потужності використана методика, яка полягає у перерахунку струму електровоза за формулою (3.7).

Для випадку ряду тягових підстанцій загальна функція опору $f(x)$ визначається як результуючий опір усіх ланок схеми заміщення для даної координати x, а саме

$$f(x) = \frac{1}{\sum_{i=1}^{N} \frac{1}{R_{\text{ф}i}(x)}}. \qquad (3.41)$$

Для двоколійних ділянок розрахунок функції опору ускладнюється необхідністю врахування схем роздільного, вузлового, паралельного, а в деяких випадках, і неповного паралельного з’єднання.

Узагальнена схема заміщення для визначення функції опору двоколійних ділянок приведена на рис. 3.48, яка враховує усі варіанти розташування навантаження відносно вузлів паралельного з'єднання контактних підвісок.

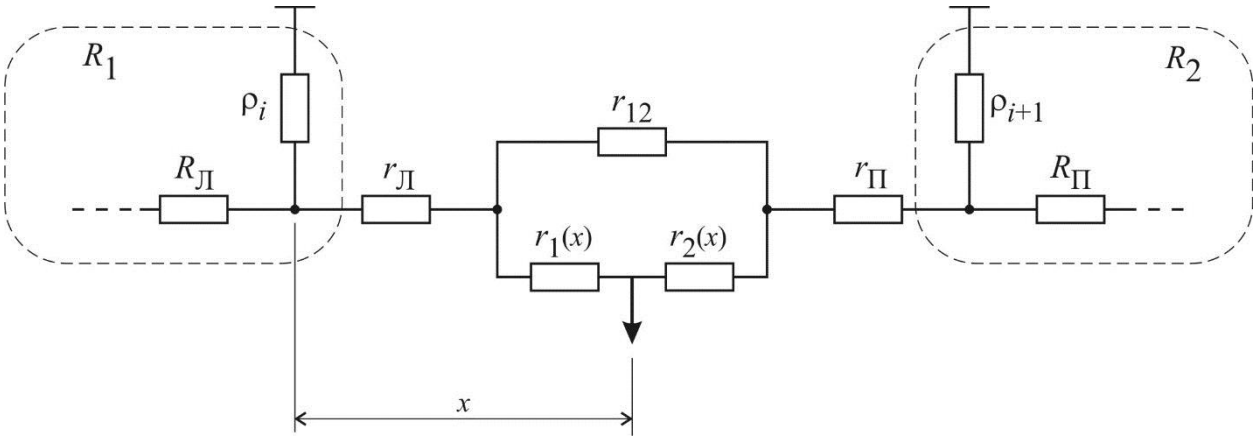


Рис. 3.48. Узагальнена схема заміщення двоколійної ділянки тягової мережі

Слід відзначити, що при визначенні функції опору, врахуванню підлягають лише вузли лівіше та правіше відносно навантаження, оскільки інші не мають впливу для даної координати місцезнаходження. Згортання узагальненої схеми заміщення виконується через перетворення «трикутник – зірка» таким чином, що функція опору

$$f(x) = \frac{r_1(x) \cdot r_2(x)}{r_1(x) + r_2(x) + r_{12}} + \\ + \frac{1}{\dfrac{1}{\dfrac{r_1(x) \cdot r_{12}}{r_1(x) + r_2(x) + r_{12}} + R_1 + r_Л} + \dfrac{1}{\dfrac{r_2(x) \cdot r_{12}}{r_1(x) + r_2(x) + r_{12}} + R_2 + r_П}}, \quad (2.42)$$

де R_1, R_2 – опори зліва та справа від розглядуваних тягових підстанцій з врахуванням їх внутрішнього опору, Ом;

$r_1(x)$, $r_2(x)$ – опори тягової мережі однієї колії до найближчого вузла зліва та справа від навантаження, Ом;

r_{12} – те саме, між найближчими вузлами, Ом;

$r_Л$, $r_П$ – опори тягової мережі двох колій, між найближчими вузлами і відповідними тяговими підстанціями зліва та справа, Ом.

Окрім розрахунку функції опору (3.42) за наявності на ділянці декількох тягових підстанцій, необхідно врахувати можливість протікання вирівнювальних струмів. Для цього методом суперпозиції роз-

раховується струморозподіл в загальній схемі при наявності лише однієї е.р.с. від кожної із загальної кількості тягових підстанцій. Потім результати розрахунків накладаються та визначається результуючий струморозподіл, який визначає закон зміни напруги холостого ходу уздовж ділянки. Такий підхід застосовується для випадку інверторних тягових підстанцій. У випадку некерованих перетворювачів необхідно враховувати можливість їх запирання іншими підстанціями з більшим значенням е.р.с. Отриманий таким чином розподіл напруги холостого ходу уздовж ділянки може бути використаний у формулі (3.7) замість $U_{\text{ш}}$, але з врахуванням його зміни відносно координати.

Врахування фактичного внутрішнього опору тягових підстанцій (~ 0,1 Ом) призводить до того, що функція опору $f(x)$ приймає значення до 30 % менше в точках їх приєднання, чим враховується паралельна робота кожної підстанції на загальне навантаження.

Насамкінець зробимо висновки з даного розділу. Складності в розрахунках систем тягового електропостачання обумовлені сформованим поглядом на складну систему і процеси, що в ній протікають, постфактум без аналізу та узагальнення причин. Для спрощення та формалізації розрахунків необхідно переглянути розуміння специфіки тягового навантаження та розмірковувати відносно тягового навантаження в припущенні того, що параметри самої системи тягового електропостачання змінюються в залежності від місцезнаходження навантаження.

Заміна тягового навантаження джерелом ідеального струму для розрахунку миттєвих схем систем тягового електропостачання вносить суттєву похибку в розрахунки струмів фідерів, напруги на струмоприймачеві та втрати потужності. Похибка збільшується зі збільшенням потужності, що реалізується електрорухомим складом. Внаслідок того, що при проектуванні системи електропостачання це явище не враховувалось, погіршуються тягового-енергетичні характеристики існуючого електрорухомого складу при одночасній експлуатації з сучасним, системи управління якого дозволяють стабілізувати значення тягової потужності.

На підставі балансу та розподілу потужностей для різних схем живлення контактної мережі в аналітичному виді отримані функції опору, які фізично визначають закономірність зміни опору тягової мережі відносно рухомого тягового навантаження. Запропонована методика розрахунку миттєвих схем з використанням аналітичних

функцій опору дозволяє виконати електричні розрахунки системи тягового електропостачання при споживанні електрорухомим складом заданої потужності при фактичному значенні напруги на струмоприймачеві.

Розрахунки систем тягового електропостачання в якості складної системи з врахуванням багатьох різноманітних факторів доцільно виконувати за допомогою просторово-часового уявлення, яке ґрунтується на аналітичних кусочно-заданих функціях двох змінних Запропонований метод розрахунку системи тягового електропостачання полягає в описі закономірності зміни опору тягової мережі аналітичними функціями, які в сукупності з функціями струморозподілу та опору фідерів, дозволяють формалізувати електротехнічні розрахунки електротягових систем.

Виконані розрахунки показали, що кількість тягових підстанцій на ділянці, які приймаються до розрахункової схеми, впливає на рівень напруги на струмоприймачі електровозу, струми фідерів підстанцій та втрати потужності в тяговій мережі. Струми фідерів, за такого випадку, описуються нелінійними залежностями, які можуть бути визначені за допомогою приведених аналітичних виразів. Характер нелінійності залежить також і від наявності систем стабілізації тягової потужності на електрорухомому складі.

Можливість застосування прямого розрахунку електричних величин та аналітичні вирази отриманих для різних схем живлення контактної мережі функцій опору дозволяють значно спростити подальші оптимізаційні розрахунки режимів роботи систем тягового електропостачання.

Застосування розробленої методики в цілому можливе в науково-дослідних роботах, що направлені на оптимізацію режимів роботи шляхом виконання оптимізаційних розрахунків чи розрахунків керуючого впливу при посиленні систем тягового електропостачання або застосуванні підходів керованого електропостачання.

Отримані результати придатні для подальшого впровадження в сучасні засоби імітаційного моделювання, оскільки мають можливість аналітичної формалізації, що, в свою чергу, позначається на об’ємах та швидкості виконання розрахунків.

Список використаних джерел до розділу 3

1. Решение задач энергоснабжения на электронных машинах [Текст] / Р. И. Мирошниченко, Н. Я. Пузанов, М. Б. Улановский, Д. А. Палей, М. С. Гочуа. – М.: Транспорт, 1971. – 168 с.
2. Босий Д. О. Методика розрахунку миттєвих схем системи тягового електропостачання для споживання постійної потужності / Д. О. Босий // Електрифікація транспорту. – 2014. – № 8. – С. 15-25.
3. Босий Д. О. Просторово-часова модель системи тягового електропостачання / Д. О. Босий // Вісник НТУ ХПІ. Серія: Електроенергетика та перетворювальна техніка. – 2015. – №19 (1128). – С. 139-151.
4. Bosiy D. O. Calculation of the traction power supply systems using the functions of resistance / D. O. Bosiy, E. M. Kosarev // Problemy kolejnictwa. – 2015. – Vol. 59, Issue 168. – P. 7-14.
5. Гетьман, Г. К. Теория электрической тяги [Текст] / Г. К. Гетьман. – Дн-вск: Изд-во Маковецкий, 2011. – Т. 1. – 456 с.
6. Гетьман, Г. К. Теория электрической тяги [Текст] / Г. К. Гетьман. – Дн-вск: Изд-во Маковецкий, 2011. – Т. 2. – 364 с.
7. Аржанников, Б. А. Система управляемого электроснабжения электрифицированных железных дорог постоянного тока [Текст] / Б. А. Аржанников. – Екатеринбург: УрГУПС, 2010. – 176 с.
8. Сиченко В. Г. Voltage quality on traction load buses of DC substations / В. Г. Сиченко // Електрифікація транспорту. – 2013. – № 6. – С. 58-63.
9. Сиченко, В. Г. Моделювання електромагнітних процесів у тяговій мережі постійного струму / В. Г. Сиченко // Вісник Дніпропетровського національного університету залізничного транспорту імені академіка В. Лазаряна. – Д., 2011. – Вип. 38. – С. 110-113.
10. Герман Л. А. Сравнение методов расчета системы тягового электроснабжения при разных способах учета параметров внешней сети / Л. А. Герман, К. В. Кишкурно // Вестник ВНИИЖТ, 2013. – № 1. – С. 16-21.

4. ВТРАТИ ПОТУЖНОСТІ В ТЯГОВИХ МЕРЕЖАХ

У загальному вигляді втрати електроенергії в контактній мережі визначаються таким виразом:

$$\Delta W = k_{\text{в}} \cdot \int_0^T I_{\text{ф}}^2(t)dt, \qquad (4.1)$$

де ΔW – втрати електроенергії в контактній мережі, Вт·год;

$k_{\text{в}}$ – коефіцієнт втрат, Ом;

$I_{\text{ф}}^2(t)$ – квадрат струму фідера в даний момент часу, А^2;

T – час руху поїзда міжпідстанційною зоною, год.

Квадрат струму фідера вимірюється лічильником втрат, а коефіцієнт втрат необхідно ввести до лічильника. Коефіцієнт втрат у загальному вигляді є функцією від наступних величин:

$$k_в = f(k_{\text{сх}}; k_n; k_{\text{зн}}; k_V; k_I; k_t), \qquad (4.2)$$

де $k_{\text{сх}}$ – коефіцієнт, що враховує схему живлення контактної мережі;

k_n – коефіцієнт, що враховує кількість поїздів на розрахунковій зоні;

$k_{\text{зн}}$ – коефіцієнт, що враховує знос контактних проводів;

k_V – коефіцієнт, що враховує зміну швидкості електрорухомого складу;

k_I – коефіцієнт, що враховує зміну струму, що споживає електровоз під час руху розрахунковою зоною;

k_t – коефіцієнт, що враховує зміну температури контактного проводу.

Отже для визначення коефіцієнта втрат необхідно визначити коефіцієнти із виразу (4.2).

4.1. Принципи визначення миттєвих та еквівалентних опорів для різних схем живлення контактної мережі

Запишемо співвідношення, яке в кожен момент часу є опором ділянки контактної мережі від шин тягової підстанції до навантаження та визначає втрати потужності від струму даного фідера контактної мережі:

$$r(t) = \frac{\Delta P(t)}{I_{\text{ф}}^2(t)}, \qquad (4.3)$$

де $\Delta P(t)$ – миттєве значення втрат потужності в контактній мережі, Вт;

$I_{ф}{}^{2}(t)$ – квадрат діючого значення струму фідера в даний момент часу, $А^2$.

Розглянемо найпростішу консольну схему живлення за умови прослідування міжпідстанційною зоною одного електрорухомого складу з постійним навантаженням та середньою швидкістю (рис. 2.1). В цьому випадку миттєве значення струму фідера в кожен момент часу дорівнюватиме струму навантаження. Оскільки останнє не змінюється, то квадрат струму фідера є постійною величиною на проміжку часу від початку руху (0) до значення T, яке дорівнює часу ходу поїзда міжпідстанційною зоною.

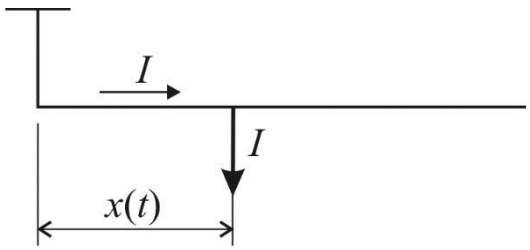


Рис. 4.1. Розрахункова схема консольної схеми живлення

Втрати потужності в контактній мережі визначаються добутком квадрата струму фідера та опору відповідної ділянки контактної мережі. В загальному вигляді для консольної схеми живлення

$$\Delta P(t) = r_0 \cdot x(t) \cdot I_{ф}^{2}(t),$$

де r_0 – питомий опір контактної мережі, Ом/км;

$x(t)$ – відстань від шин тягової підстанції до навантаження в даний момент часу, км.

Підставляючи значення $\Delta P(t)$ для консольної схеми живлення в загальному вигляді до формули (4.3), отримаємо значення миттєвого опору за час руху поїзда фідерною зоною:

$$r(t) = \frac{r_0 \cdot x(t) \cdot I_{ф}^{2}(t)}{I_{ф}{}^{2}(t)} = r_0 \cdot x(t), \qquad (4.4)$$

в свою чергу $x(t) = \frac{L}{T} \cdot t$,

де L – довжина міжпідстанційної зони, км;

T – час руху поїзда міжпідстанційною зоною, хв.

Перетворюючи рівняння руху поїзда міжпідстанційною зоною з довжиною L впродовж часу T, остаточно отримаємо:

$$r(t) = \frac{r_0 L}{T} \cdot t.$$

Таким чином, з останнього виразу видно, що для визначення миттєвих значень втрат електричної енергії необхідно в кожен момент часу t змінювати коефіцієнт втрат синхронно з переміщенням навантаження. На практиці більший інтерес має інтегральне значення втрат електричної енергії на деякому інтервалі T.

Уведемо визначення в загальному вигляді еквівалентного значення опору контактної мережі на періоді T:

$$r_{\text{екв}} = \frac{\Delta W}{\int\limits_0^T I_{\text{ф}}^2(t)\,dt} = \frac{\int\limits_0^T r(t) I_{\text{ф}}^2(t)\,dt}{\int\limits_0^T I_{\text{ф}}^2(t)\,dt}. \tag{4.5}$$

Для консольної схеми живлення матимемо:

$$r_{\text{екв}} = \frac{\int\limits_0^T \frac{r_0 L}{T} \cdot t \cdot I_{\text{ф}}^2(t)\,dt}{\int\limits_0^T I_{\text{ф}}^2(t)\,dt}. \tag{4.6}$$

Оскільки прийнято припущення про постійність навантаження електрорухомого складу, значення $I_{\text{ф}}^2(t)$ вважатимемо постійною величиною та винесемо за знак інтегралу, отримаємо:

$$r_{\text{екв}} = \frac{I_{\text{ф}}^2 \int\limits_0^T \frac{r_0 L}{T} t\,dt}{I_{\text{ф}}^2 \cdot T} = \frac{\frac{r_0 L}{T} \int\limits_0^T t\,dt}{T} = \frac{r_0 L}{T^2}\left(\left. \frac{t^2}{2} \right|_0^T \right) = \frac{r_0 L}{T^2} \cdot \frac{T^2}{2} = \frac{1}{2} r_0 L. \tag{4.7}$$

Слід зауважити, що отримане значення $r_{\text{екв}}$ визначає еквівалентний опір контактної мережі за деякий період часу при прослідуванні міжпідстанційною зоною одного поїзду.

Двостороння схема живлення (рис. 4.2) характеризується відомою залежністю, де струми фідерів визначаються обернено пропорційно до відстаней між електрорухомим складом та тяговими підстанціями.

Для визначення еквівалентного опору двосторонньої схеми живлення необхідно розділити втрати в контактній мережі на кожну з

двох підстанцій. Умовимось вважати втратами в контактній мережі, що припадають на певну підстанцію, ті втрати, які визначаються струмом її фідера. Таким чином, для фіксованої миттєвої схеми такими втратами будуть втрати між шинами тягової підстанції та точкою струморозподілу. Оскільки тягове навантаження переміщується в просторі, визначимо в загальному вигляді, як розподіляється відома квадратична крива втрат в тяговій мережі між тяговими підстанціями під час прослідування одного поїзду.

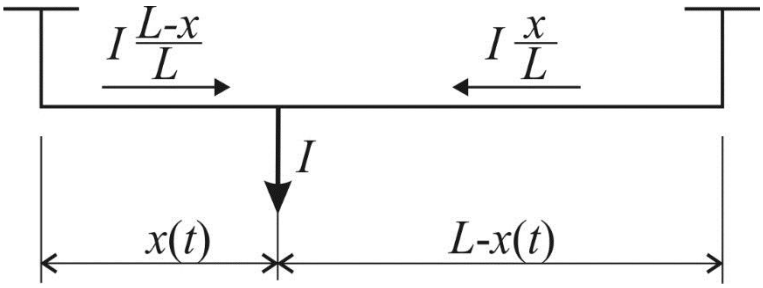


Рис. 4.2. Розрахункова схема двосторонньої схеми живлення

4.2. Визначення втрат потужності в тягових мережах

Миттєві втрати потужності для двосторонньої схеми живлення в загальному виді визначаються сумою добутку струмів квадратів фідерів на відповідні опори тягової мережі

$$\Delta P(t) = r_0 x(t)\left(I(t)\frac{L-x(t)}{L}\right)^2 + r_0\left(L-x(t)\right)\left(I(t)\frac{x(t)}{L}\right)^2 =$$

$$= r_0 \cdot I^2(t)\left[x(t)\frac{\left(L-x(t)\right)^2}{L^2} + \left(L-x(t)\right)\frac{x(t)^2}{L^2}\right]. \qquad (4.8)$$

Позначимо

$$x(t)\frac{\left(L-x(t)\right)^2}{L^2} + \left(L-x(t)\right)\frac{x(t)^2}{L^2} = \lambda(x)$$

де $I(t)$ – струм поїзда в даний момент часу, А.

Форму кривої миттєвих втрат для двосторонньої схеми живлення визначає вираз в дужках формули (4.8), при чому першим доданком визначається частина миттєвих втрат потужностей, яка припадає на першу тягову підстанцію, другим – на другу підстанцію при слідуванні одного поїзда.

Графічні залежності складової миттєвих втрат потужності та функції квадрату струморозподілу будемо представляти на прикладі міжпідстанційної зони довжиною 20 км з швидкістю поїзда 60 км/год.

Так на рис. 4.3 показано розподіл загальних втрат потужностей для двосторонньої схеми між суміжними тяговими підстанціями.

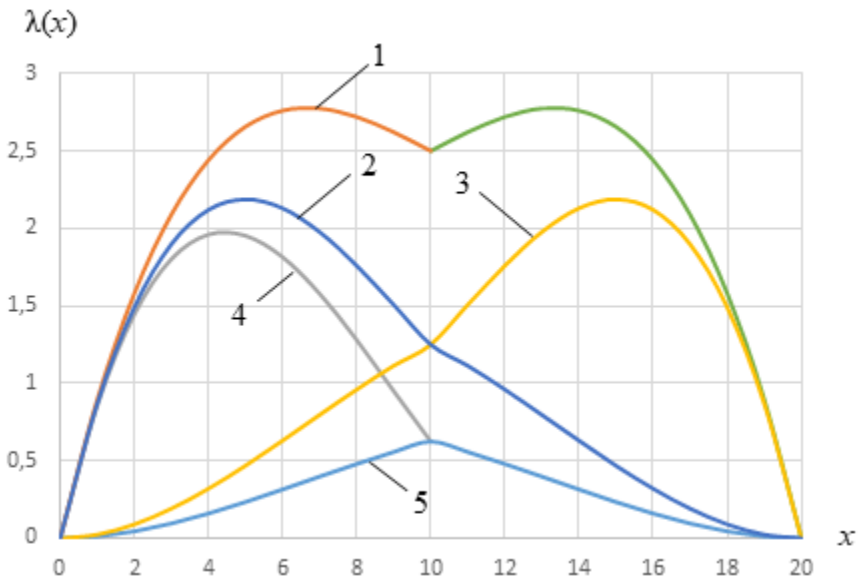


Рис. 4.3. Складові миттєвих втрат потужності в контактній мережі для двосторонньої схеми живлення: 1 – загальні; 2, 3 – складові втрат від струмів першої та другої підстанції

В свою чергу квадрати струмів фідерів для двосторонньої схеми в загальному вигляді дорівнюватимуть

$$I_{\Phi 1}^2(t) = I(t)^2 \frac{(L - x(t))^2}{L^2}, \qquad I_{\Phi 2}^2(t) = I(t)^2 \frac{x(t)^2}{L^2},$$

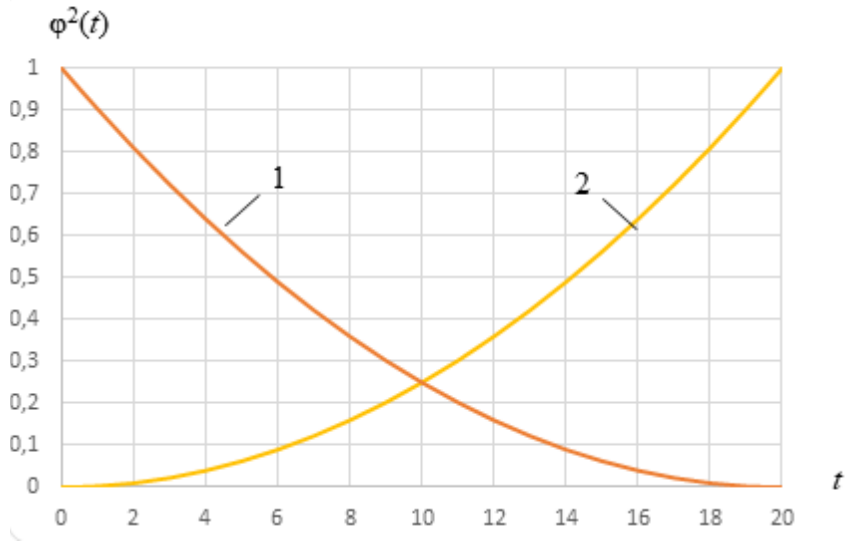
або після вираження координати $x(t)$ через середню швидкість поїзда

$$I_{\Phi 1}^2(t) = I(t)^2 \cdot \frac{\left(L - \frac{L}{T}t\right)^2}{L^2} = I(t)^2 \left(1 - \frac{t}{T}\right)^2, \qquad I_{\Phi 2}^2(t) = I^2 \cdot \frac{t^2 L^2 / T^2}{L^2} = I^2 \left(\frac{t}{T}\right)^2.$$

Графічний вигляд отриманих залежностей для постійної величини навантаження визначається формою квадратів функцій струморозподілу, а саме

$$\varphi_1^2(t) = \left(1 - \frac{t}{T}\right)^2, \quad \varphi_2^2(t) = \left(\frac{t}{T}\right)^2,$$

графіки яких представлені на рис. 4.4.



1, 2 – фідери першої та другої підстанції

Рис. 4.4. Квадрати функції струморозподілу

Користуючись запропонованим визначенням миттєвого опору, та беручи до уваги необхідність розділення сумарних втрат потужності на частини, величин яких визначаються залежностями на рис. 4.3 (1,2), запишемо формули визначення миттєвих опорів для кожного фідеру двосторонньої схеми живлення

$$r_{\Phi 1}(t)=\frac{r_0 I(t)^2 \dfrac{x(t)\left(L-x(t)\right)^2}{L^2}}{I(t)^2 \dfrac{\left(L-x(t)\right)^2}{L^2}}=r_0 x(t),$$

$$r_{\Phi 2}(t)=\frac{r_0 I(t)^2 \dfrac{\left(L-x(t)\right)x(t)^2}{L^2}}{I(t)^2 \dfrac{x(t)^2}{L^2}}=r_0\left[L-x(t)\right].$$

Застосовуючи визначення еквівалентного опору, визначимо його значення в загальному вигляді для одного з фідерів двосторонньої схеми живлення, замінюючи координату розташування навантаження $x(t)$ добутком середньої швидкості поїзда L/T та змінної часу t

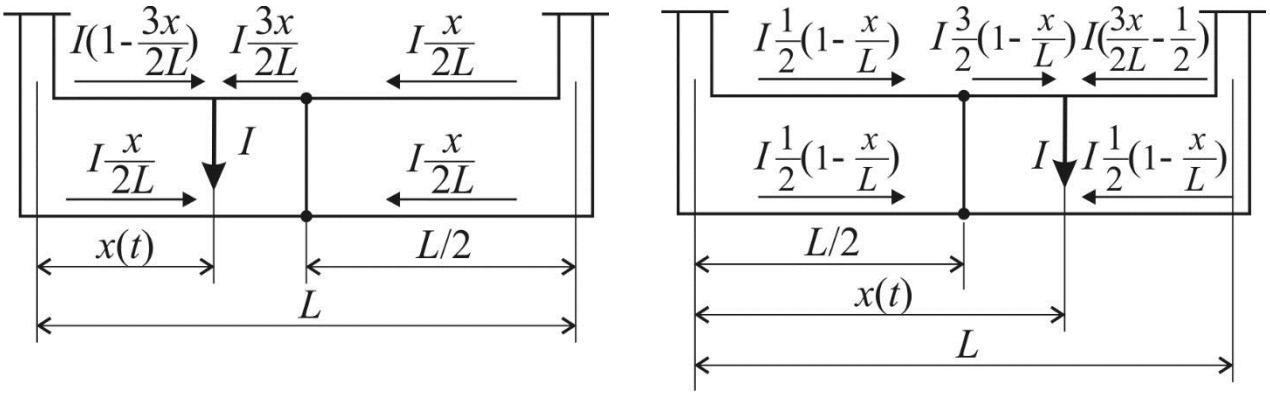
$$r_{\text{екв}1}=\frac{\int_0^T r_{\Phi 1}(t) I_{\Phi 1}^2(t)\,dt}{\int_0^T I_{\Phi 1}^2(t)\,dt}=\frac{\int_0^T r_0 \frac{L}{T} t \cdot I^2\left(1-\frac{t}{T}\right)^2 dt}{\int_0^T I^2\left(1-\frac{t}{T}\right)^2 dt}.$$

Винесемо постійні величини за знаки інтегралів, та розкриємо дужки в підінтегральних виразах

$$r_{\text{екв}1} = r_0 \frac{L}{T} \cdot \frac{\int_0^T (t - \frac{2t^2}{T} + \frac{t^3}{T^2})dt}{\int_0^T (1 - \frac{2t}{T} + \frac{t^2}{T^2})dt} = r_0 \frac{L}{T} \cdot \frac{\left(\frac{t^2}{2} - \frac{2t^3}{3T} + \frac{t^4}{4T^2}\right)\Big|_0^T}{\left(t - \frac{t^2}{T} + \frac{t^3}{3T^2}\right)\Big|_0^T},$$

$$r_{\text{екв}1} = r_0 \frac{L}{T} \cdot \frac{\frac{T^2}{2} - \frac{2T^2}{3} + \frac{T^2}{4}}{T - T + \frac{T}{3}} = r_0 L \cdot \frac{\frac{1}{2} - \frac{2}{3} + \frac{1}{4}}{\frac{1}{3}} = \frac{1}{4} r_0 L.$$

Найбільш розповсюдженою для нормального режиму роботи систем тягового електропостачання є вузлова схема живлення (рис. 4.5), яка має більш складні залежності розподілу струмів між фідерами тягових підстанцій.



а – розташування навантаження перед постом секціонування

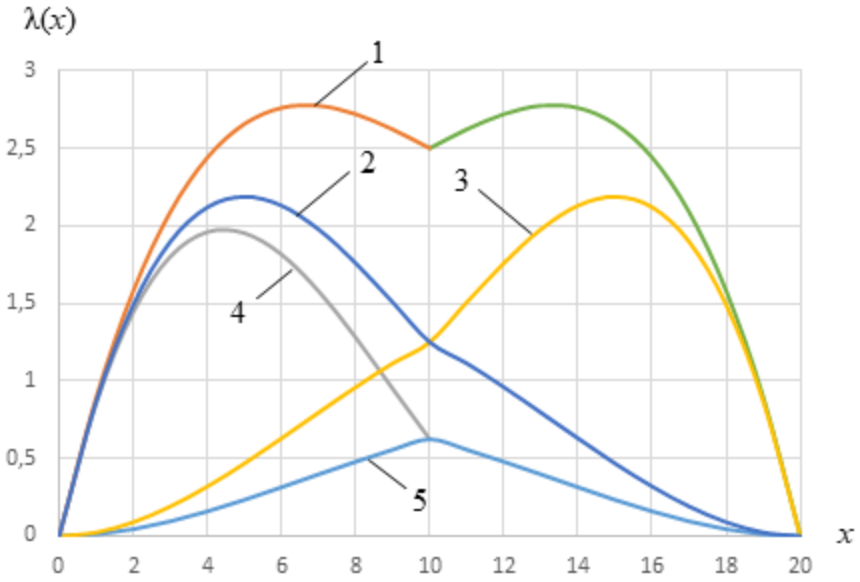
б – розташування навантаження за постом секціонування

Рис. 4.5. Розрахункові схеми вузлової схеми живлення

За такої схеми живлення необхідно розглядати варіанти розташування навантаження перед постом секціонування та після нього. В загальному вигляді миттєві втрати потужності для вузлової схеми живлення визначаються формулою

$$\Delta P(t) = \begin{cases} r_0 I(t)^2 \left[\left(1 - \frac{3x(t)}{2L}\right)^2 x + \left(\frac{3x(t)}{2L}\right)^2 \left(\frac{L}{2} - x(t)\right) + 3\left(\frac{x(t)}{2L}\right)^2 \cdot \frac{L}{2} \right], & 0 \le x \le \frac{L}{2}, \\ r_0 I(t)^2 \left[\frac{3}{4}\left(1 - \frac{x(t)}{L}\right)^2 \frac{L}{2} + \frac{9}{4}\left(1 - \frac{x(t)}{L}\right)^2 \left(x(t) - \frac{L}{2}\right) + \left(\frac{3x(t)}{2L} - \frac{1}{2}\right)^2 \left(L - x(t)\right) \right], & \frac{L}{2} \le x \le L. \end{cases}$$

Для подальших досліджень розглянемо лише втрати від струмів попутного та суміжного фідера однієї тягової підстанції, сума яких визначає втрати, що приходяться на одну тягову підстанцію (рис. 4.6), розподіл складових миттєвих втрат потужностей між тяговими підстанціями за прийнятих припущень симетричний.



1 – загальні; 2, 3 – складові втрат від струмів першої та другої підстанції; 4 – складова втрат від струму попутного фідера; 5 – складова втрат від струму суміжного фідера

Рис. 4.6. Складові миттєвих втрат потужності в контактній мережі для вузлової схеми живлення

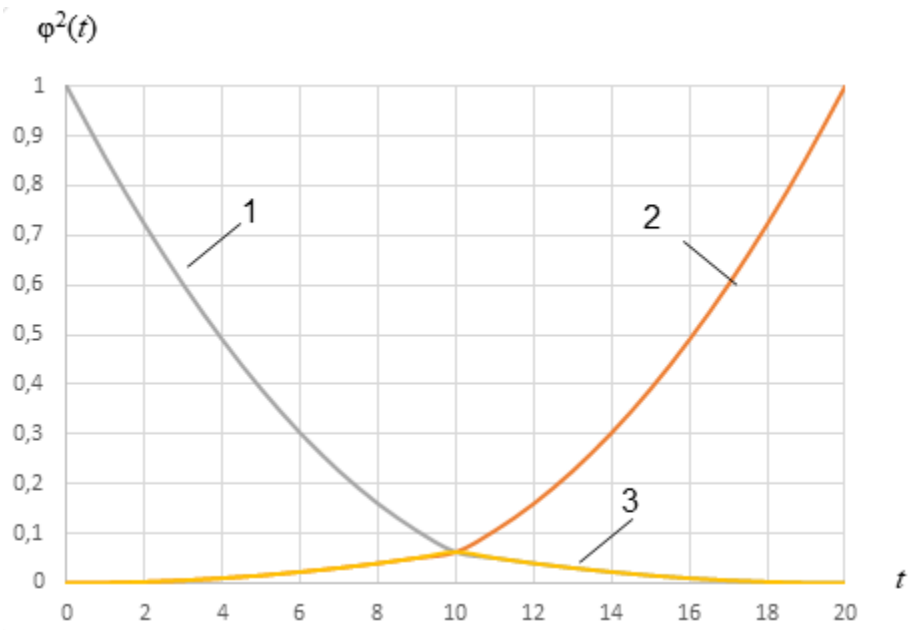
Для попутного та суміжного фідерів миттєві втрати потужності мають вигляд

$$\Delta P_{\text{поп}}(t)=\begin{cases} r_0 I(t)^2\left(1-\dfrac{3x(t)}{2L}\right)^2 x(t), & 0\le x\le \dfrac{L}{2}, \\ \dfrac{1}{4} r_0 I(t)^2\left(1-\dfrac{x(t)}{L}\right)^2 x(t), & \dfrac{L}{2}\le x\le L. \end{cases}$$

$$\Delta P_{\text{сум}}(t)=\begin{cases} r_0 I(t)^2\left(\dfrac{x(t)}{2L}\right)^2 x(t), & 0\le x\le \dfrac{L}{2}, \\ \dfrac{1}{4} r_0 I(t)^2\left(1-\dfrac{x(t)}{L}\right)^2 x(t), & \dfrac{L}{2}\le x\le L. \end{cases}$$

В свою чергу, квадрати струмів фідерів вузлової схеми живлення визначаються наступними формулами. Графічний вигляд отрима-

них залежностей визначається формою функцій квадратів струморозподілу та представлений на рис. 4.7



1, 2 – попутні фідери першої та другої підстанції; 3 – суміжні фідери

Рис. 4.7. Квадрати функції струморозподілу

$$I^2_{\text{Ф.поп}}(t)=\begin{cases} I(t)^2\left(1-\dfrac{3x(t)}{2L}\right)^2, & 0\le x\le \dfrac{L}{2}, \\ \dfrac{1}{4}I(t)^2\left(1-\dfrac{x(t)}{L}\right)^2, & \dfrac{L}{2}\le x\le L, \end{cases}$$

$$I^2_{\text{Ф.сум}}(t)=\begin{cases} I(t)^2\left(\dfrac{x(t)}{2L}\right)^2, & 0\le x\le \dfrac{L}{2}, \\ \dfrac{1}{4}I(t)^2\left(1-\dfrac{x(t)}{L}\right)^2, & \dfrac{L}{2}\le x\le L. \end{cases}$$

З використанням припущення про рівномірність руху поїзда міжпідстанційною зоною, залежності квадратів струму від часу матимуть вигляд

$$I^2_{\text{Ф.поп}}(t)=\begin{cases} I(t)^2\left(1-\dfrac{3L/T}{2L}t\right)^2 \\ \dfrac{1}{4}I(t)^2\left(1-\dfrac{L/T}{L}t\right)^2 \end{cases}=\begin{cases} I(t)^2\left(1-\dfrac{3}{2}\dfrac{t}{T}\right)^2, & 0\le t\le \dfrac{T}{2}, \\ \dfrac{1}{4}I(t)^2\left(1-\dfrac{t}{T}\right)^2, & \dfrac{T}{2}\le t\le T, \end{cases}$$

$$I^2_{\text{Ф.сум}}(t)=\begin{cases} I(t)^2\left(\dfrac{L/T}{2L}t\right)^2 \\ \dfrac{1}{4}I(t)^2\left(1-\dfrac{L/T}{L}t\right)^2 \end{cases}=\begin{cases} I(t)^2\left(\dfrac{t}{2T}\right)^2, \quad 0\le x\le\dfrac{L}{2}, \\ \dfrac{1}{4}I(t)^2\left(1-\dfrac{t}{T}\right)^2, \dfrac{L}{2}\le x\le L. \end{cases}$$

Користуючись визначенням (4.4), знайдемо в загальному виді вираз миттєвого опору контактної мережі відносно попутного та суміжного фідерів, розглядаючи окремо варіанти розташування навантаження відносно поста секціонування

$$0\le x\le\frac{L}{2}:\ r_{\text{поп}}(t)=\frac{\Delta P_{\text{поп}}(t)}{I^2_{\text{Ф.поп}}(t)}=\frac{r_0 I(t)^2\left(1-\dfrac{3x(t)}{2L}\right)^2 x(t)}{I(t)^2\left(1-\dfrac{3x(t)}{2L}\right)^2}=r_0 x(t)=r_0\frac{L}{T}t,$$

$$r_{\text{сум}}(t)=\frac{\Delta P_{\text{сум}}(t)}{I^2_{\text{Ф.сум}}(t)}=\frac{r_0 I(t)^2\left(\dfrac{x(t)}{2L}\right)^2 x(t)}{I(t)^2\left(\dfrac{x(t)}{2L}\right)^2}=r_0 x(t)=r_0\frac{L}{T}t,$$

$$\frac{L}{2}\le x\le L:\ r_{\text{поп}}(t)=r_{\text{сум}}(t)=\frac{r_0 I(t)^2\dfrac{1}{4}\left(1-\dfrac{x(t)}{L}\right)^2 x(t)}{I(t)^2\dfrac{1}{4}\left(1-\dfrac{x(t)}{L}\right)^2}=r_0 x(t)=r_0\frac{L}{T}t.$$

На підставі визначення еквівалентного опору (4.5) , визначимо його значення в загальному вигляді для попутного фідера вузлової схеми живлення, враховуючи різні варіанти розташування навантаження відносно вузла сумою інтегралів відповідних функцій

$$r_{\text{екв.поп}}=\frac{\int\limits_0^T (r_{\text{поп}}(t)I^2_{\text{Ф.поп}}(t))dt}{\int\limits_0^T I^2_{\text{Ф.поп}}(t)dt}=$$

$$=\frac{\int\limits_0^{T/2}(r_0\frac{L}{T}t\cdot I^2\left(1-\frac{3}{2}\frac{t}{T}\right)^2)dt+\int\limits_{T/2}^{T}(r_0\frac{L}{T}t\cdot I^2\frac{1}{4}\left(1-\frac{t}{T}\right)^2)dt}{\int\limits_0^{T/2}I^2\left(1-\frac{3}{2}\frac{t}{T}\right)^2dt+\int\limits_{T/2}^{T}I^2\frac{1}{4}\left(1-\frac{t}{T}\right)^2dt}=$$

$$= r_0 \frac{L}{T} \frac{\int_0^{T/2} t \cdot \left(1 - \frac{3}{2}\frac{t}{T}\right)^2 dt + \int_{T/2}^{T} t \cdot \frac{1}{4}\left(1 - \frac{t}{T}\right)^2 dt}{\int_0^{T/2} \left(1 - \frac{3}{2}\frac{t}{T}\right)^2 dt + \int_{T/2}^{T} \frac{1}{4}\left(1 - \frac{t}{T}\right)^2 dt} = r_0 \frac{L}{T} \cdot \frac{2T}{11} = \frac{2}{11} r_0 L.$$

Аналогічно до попереднього випадку, опускаючи перетворення підінтегральних виразів, отримаємо еквівалентний опір для суміжного фідера вузлової схеми живлення

$$r_{\text{екв.сум}} = \frac{\int_0^T r_{\text{сум}}(t) I^2_{\text{Ф.сум}}(t) dt}{\int_0^T I^2_{\text{Ф.сум}}(t) dt} =$$

$$= \frac{\int_0^{T/2} r_0 \frac{L}{T} t \cdot I^2 \left(\frac{t}{2T}\right)^2 dt + \int_{T/2}^{T} r_0 \frac{L}{T} t \cdot I^2 \frac{1}{4}\left(1 - \frac{t}{T}\right)^2 dt}{\int_0^{T/2} I^2 \left(\frac{t}{2T}\right)^2 dt + \int_{T/2}^{T} I^2 \frac{1}{4}\left(1 - \frac{t}{T}\right)^2 dt} =$$

$$= r_0 \frac{L}{T} \frac{\int_0^{T/2} t \cdot \left(\frac{t}{2T}\right)^2 dt + \int_{T/2}^{T} t \cdot \frac{1}{4}\left(1 - \frac{t}{T}\right)^2 dt}{\int_0^{T/2} \left(\frac{t}{2T}\right)^2 dt + \int_{T/2}^{T} \frac{1}{4}\left(1 - \frac{t}{T}\right)^2 dt} = r_0 \frac{L}{T} \cdot \frac{T}{2} = \frac{1}{2} r_0 L \,.$$

Отримані таким чином миттєві та еквівалентні характеристики опорів для кожної схеми живлення та $k_{\text{сх}}$ занесемо до табл.4.1

Таблиця 4.1

Миттєві, еквівалентні опори та $k_{\text{сх}}$ для різних схем живлення

Схема живлення	$r(t)$	$r_{\text{екв}}$	$k_{\text{сх}}$
Консольна	$r_0 L \frac{t}{T}$	$\frac{1}{2} r_0 L$	$\frac{1}{2}$
Двостороння		$\frac{1}{4} r_0 L$	$\frac{1}{4}$
Вузлова*		$\frac{2}{11} r_0 L \Big/ \frac{1}{2} r_0 L$	$\frac{2}{11} \Big/ \frac{1}{2}$
Примітка. У чисельнику наведено значення для попутного фідера, у знаменнику – для суміжного			

Список використаних джерел до розділу 4

1. Кузнецов В. Г. Облік втрат електричної енергії в тяговій мережі непрямим способом / В. Г. Кузнецов, Д. О. Босий, Т. І. Кирилюк // Вісн. Дніпропетр. нац. ун-ту залізн. трансп. ім. акад. В. Лазаряна. – 2012. – № 42. – С. 103-109.
2. Босий Д. О. Удосконалення непрямого методу обліку втрат електричної енергії в контактній мережі / Д. О. Босий, Т. І. Кирилюк // Восточно-Европейский журнал передовых технологий. – 2012. – № 5/8 (59). – С. 35-39.
3. Кузнецов В. Г. Удосконалення непрямого способу визначення втрат електричної енергії в тяговій мережі / В. Г. Кузнецов, Д. О. Босий, Т. І. Кирилюк // Тези доп. 3 - ї Міжнародної науково-практ. конф. «Енергозбереження на залізничному транспорті», 2012, Воловець. – Д. : ДНУЗТ, 2012. – С. 37-38.
4. Кирилюк Т. І. Визначення коефіцієнту налаштування лічильника втрат в загальному вигляді / Т. І. Кирилюк, Д. О. Босий // Тези доп. 4 - ї Міжнародної науково-практ. конф. «Транселектро-2012», 2012, Місхор. – Д. : ДНУЗТ, 2012. – С. 25.

5. ОСОБЛИВОСТІ РОБОТИ ТЯГОВИХ МЕРЕЖ В РЕЖИМІ РЕКУПЕРАЦІЇ ЕНЕРГІЇ

5.1. Енергетика процесу рекуперації енергії при електричному гальмуванні транспортних засобів

Рекуперація енергії в системах електрифікованого транспорту використовується для відновлення частини витраченої на тягу електроенергії в процесі зниження або обмеження швидкості транспортних засобів шляхом перетворення частини їх кінетичної або потенційної енергії в електричну енергію. При цьому в поїзді здійснюється процес рекуперативного гальмування, що представляє собою один з видів електричного гальмування, при якому тягові електродвигуни поїзда працюють в режимі генераторів з гальмівним моментом на валу і передають вироблену електроенергію в контактну мережу іншим споживачам. Можливість генерації енергії при рекуперативному гальмуванні дозволяє розглядати транспортні засоби як активні споживачі електроенергії.

Електроенергія, що споживається транспортними засобами з контактної мережі витрачається на здійснення тяговими електродвигунами механічної роботи для переміщення поїзда, живлення кіл власних потреб та покриття втрат енергії в силовому обладнанні. За час руху поїзда під струмом енергія що їм споживається іде на виконання роботи з подолання сил опору руху і накопичення кінетичної енергії, а при виході поїзда на вибіг рух продовжується за рахунок накопиченої кінетичної енергії, яка витрачається на подолання сил опору руху на шляху вибігу. Частина кінетичної енергії при відсутності рекуперативного гальмування перед зупинкою розсіюється в навколишнє середовище у вигляді тепла в механічних або реостатних гальмах.

В загальному випадку рівняння енергетичного балансу за час руху поїзда має наступний вигляд [1]

$$W = W_{\text{п}} + W_w + W_{\text{г}} + \Delta W + W_{\text{сн}} - W_{\text{рек}}, \tag{5.1}$$

де $W_{\text{п}}$ – втрати енергії в пускових пристроях поїзда,

W_w – витрата енергії відповідно на подолання основного опору руху поїзда, опору в кривих і на ухилах,

$W_{\text{г}}$ – втрати енергії при гальмуванні поїзда,

ΔW – втрати енергії в силових колах поїзда,

$W_{сн}$ – витрата енергії на живлення кіл власних потреб,

$W_{рек}$ – енергія рекуперації.

При русі поїзда по спуску його потенційна енергія, що вивільнюється, перетворюється в роботу з подолання опору руху, в кінетичну енергію (при зростанні швидкості), і в теплову при пригальмовуванні і відсутності системи рекуперативного гальмування в поїзді. Кінетична енергія поїзда залежно від режиму руху може переходити в потенційну, витрачатися на подолання опору руху або гаситися в гальмах для зупинки при відсутності рекуперації. Таким чином застосування рекуперативного гальмування на електропоїздах скорочує витрати енергії на тягу, що здійснюється за рахунок зниження втрат енергії в гальмах $W_г$ шляхом перетворення частин потенційної і кінетичної енергій руху поїзда в електроенергію з поверненням її в контактну мережу. Енергія рекуперації $W_{рек}$ реалізується на валах тягових електродвигунів, які працюють в генераторному режимі.

На сучасному ЕРС з плавним регулюванням потужності втрати $W_п \approx 0$, а використання режиму рекуперативного гальмування дозволяє практично виключити з енергетичного балансу (5.) складову втрат енергії в гальмах поїзда $W_г$, оскільки на такому рухомому складі існує можливість здійснення рекуперативного гальмування майже до зупинки транспортного засобу ($W_{рек} \to W_г$).

Кількість електроенергії, яка може бути генерована поїздом при рекуперативному гальмуванні для зниження чи обмеження швидкості, визначається зменшенням його кінетичної енергії за вирахуванням роботи з подолання сил опору руху і дорівнює [1, 2]

$$W_{рек} = \left(0,01073(1+\gamma)Q(v_п^2 - v_к^2) - 2,725Q(w_0 \pm i_{екв})S\right)\eta_{рек}, \qquad (5.2)$$

де Q – маса поїзда; $(1+\gamma)$ – коефіцієнт інерції обертових мас поїзда; $v_п$, $v_к$ – швидкість відповідно на початку і наприкінці гальмування; w_0 – основний питомий опір руху поїзда при середній швидкості на ділянці гальмування; $i_{екв}$ – еквівалентний ухил ділянки гальмування; S – довжина гальмівного шляху; $\eta_{рек}$ – ККД ЕРС в режимі рекуперації.

При гальмуванні поїздів для зниження швидкості руху на прямих ділянках повна робота сил опору руху значно менше зміни кінетичної енергії, тому (5.) може бути записано як

$$W_{рек} = 0,01073(1+\gamma)Q(v_п^2 - v_к^2)\eta_{рек}. \qquad (5.3)$$

При пригальмовуванні поїзду для підтримки заданої швидкості руху (при $v \approx \text{const}$) на ділянках з затяжними спусками кількість генерованої електроенергії визначається зміною потенційної енергії поїзда і дорівнює

$$W_{\text{рек}} = 2,725Q(i_{\text{екв}} - w_0)S\eta_{\text{рек}}. \qquad (5.4)$$

В режимі рекуперації ЕРС працює паралельно з системою тягового електропостачання на тягові навантаження і являє собою рухоме джерело, параметри енергії якого істотно залежать від параметрів гальмування і режиму самої СТЕ (рівня тягового навантаження в зоні рекуперації, режиму напруги на шинах ТП). При короткочасному гальмуванні в контактну мережу генеруються нетривалі імпульси енергії (3...15 с), тому в режимі рекуперації ЕРС в загальному випадку являє собою динамічне джерело нестабілізованої енергії. На рис. 5.1 в якості прикладів наведено реалізації миттєвої потужності $p(t)$ транспортних засобів в різних видах руху, з яких можна бачити характер генерованої енергії при рекуперативному гальмуванні.

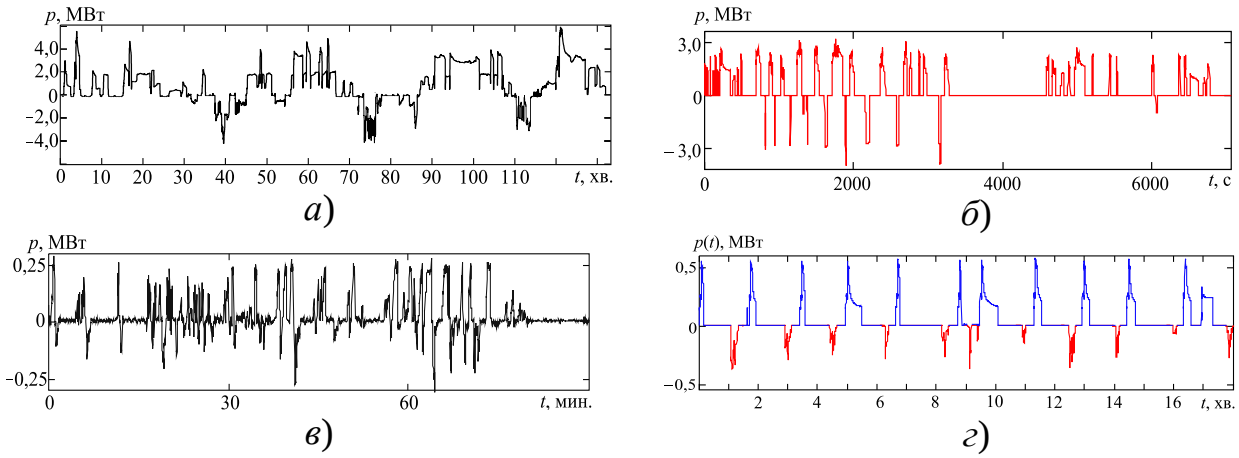


Рис. 5.1. Часові діаграми тягового електроспоживання і рекуперації в різних видах руху транспортних засобів (рекуперація при $p < 0$): вантажний електровоз постійного струму ВЛ11М (*а*); приміський електропоїзд ЕПЛ2Т (*б*); трамвай Т3Д (*в*); електропоїзд метрополітену 81-717(714).5М (*г*)

На відміну від моделей джерел електроенергії, що розглядаються в класичній теорії кіл [3], побудова адекватної моделі ЕРС в режимі рекуперації вимагає врахування параметрів його руху (параметрів режиму гальмування), рівня тягового навантаження на фідерній зоні, напруги на шинах ТП і ряду інших. Для цього необхідно виділити два характерні типи рекуперації:

– тривала генерація, що можлива при гальмуванні з метою обмеження швидкості руху на затяжному спуску (при постійній швидкості), коли переважно реалізується потенційна енергія (5.4) поїзда (рис. 5.1, *а*);
– короткочасна генерація при гальмуванні для зупинки, зниження або стабілізації швидкості руху, коли короткочасно реалізується переважно кінетична енергія (5.2) поїзда (рис. 5.1, *б-г*).

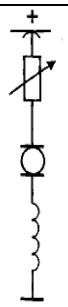
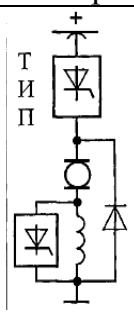
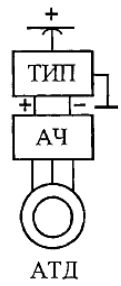
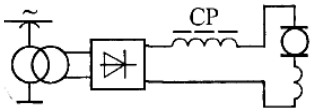
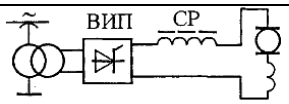
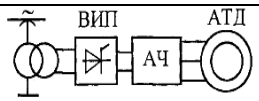
У першому випадку гальмування, особливо при незмінному ухилі і достатньому рівні тягового навантаження в зоні рекуперації, процес генерації є достатньо стійким, а енергія стабілізованою. Це властиво для магістрального руху при пригальмовуванні поїздів на затяжних спусках, де в залежності від довжини ухилу і швидкості руху рекуперація може тривати 2...20 хв.

У другому випадку енергія, що генерується має короткочасний імпульсний характер, що зазвичай зустрічається при гальмуванні в циклічному русі для зупинки, або коли рекуперація використовується для підтримки заданої швидкості руху поїзда за рахунок автоматичних переходів з режимів тяги в рекуперацію і навпаки (при коливаннях профілю колії), при яких нетривала генерація триває близько 0,05...1 хв.

В табл. 5.1 наведено принципові силові схеми основних типів ЕРС [1], що експлуатуються в Україні і закордоном.

Таблиця 5.1

Класифікація структурних схем ЕРС щодо можливості здійснення рекуперації

		Принципова електрична схема транспортного засобу		
Род струму	Постійний	 Регулювання: 1. Реостатне; 2. Перегрупування; 3. Ослаблення поля. **Рекуперація за схемою незалежного збудження**	 Регулювання: 1. Імпульсне; 2. Ослаблення поля. **Рекуперація за схемою послідовного збудження**	 Регулювання: 1. частотне. **Рекуперація можлива**
	Змінний	 Регулювання: 1. секціонування обмоток трансформатора; 2. ослаблення поля. **Рекуперація відсутня**	 Регулювання: 1. ВІП; 2. часткове зоно-фазне; 3. ослаблення поля. **Рекуперація з інвертором**	 Регулювання: 1. ВІП+АІН (частотне); 2. частково зоно-фазне; **Рекуперація можлива**

На переважній частині експлуатованих в Україні вантажних електровозів постійного струму ВЛ8, ВЛ10, ВЛ11М, ВЛ82М режим рекуперативного гальмування виконується за схемою незалежного збудження ТЕД з протизбудником (рис. 5.2) [1].

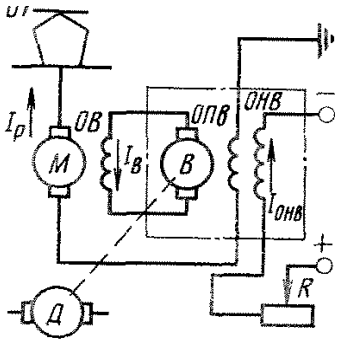


Рис. 5.2. Спрощена схема системи РГ електровозів постійного струму

Для здійснення рекуперативного гальмування обмотки збудження ОВ ТЕД підключають до якоря збудника В. Збудник має дві обмотки: незалежну ОНВ, яка живиться від стороннього джерела енергії, і обмотку протизбудження ОПВ, включену послідовно в ланцюг струму рекуперації. Магнітні потоки обох обмоток, створювані відповідно струмами, спрямовані зустрічно. При збільшенні струму рекуперації у випадку зменшення напруги в КМ струм обмотки протизбудження знижує результуючий магнітний потік збудження збудника. Відповідно зменшуються збудження генератора (ТЕД) і його ЕРС Коли напруга в КС підвищується, струм рекуперації зменшується і всі процеси в схемі проходять у зворотному порядку. Таким чином даний тип ЕРС в режимі рекуперації може розглядатися як джерело постійної потужності, або джерело струму, кероване напругою в контактній мережі.

Аналогічні функціональні зв’язки при коливаннях напруги в контактній мережі реалізуються на електровозах ДЕ1 та ВЛ11М6, де замість електромашинного збудника для незалежного живлення обмоток збудження ТЕД використовується статичний перетворювач. Крім того, у цьому випадку обмотки збудження кожної постійно включеної послідовної групи тягових машин живляться від індивідуальних випрямлячів, що дозволяє вирівнювати навантаження паралельно включених груп машин шляхом корекції їх струмів збудження, а також забезпечувати рівну ступінь протикомпаундування гальмівних характеристик при використанні традиційної системи управління гальмом,

наприклад, при модернізації експлуатованих електровозів тільки з заміною електромашинних збудників статичними.

Експлуатований ЕРС з колекторним приводом і класичною схемою рекуперації дозволяє реалізовувати рекуперативне гальмування з віддачою енергії в мережу при швидкостях до 40 км/год [1], що пов'язано з граничним регулюванням напруги ТЕД в генераторному режимі (за рахунок зміни збудження електричних машин постійного струму). Область можливого використання рекуперації обмежена мінімальною швидкістю ЕРС, а саме

$$v_{\min} = \frac{U_{\text{км}} - \sum E_{\text{дв}}}{C_{\text{дв}} \Phi_{\text{дв max}}} \approx \frac{U_{\text{км}}}{C_{\text{дв}} \Phi_{\text{дв max}}}, \tag{5.5}$$

тобто обмежена по струму збудження $I_{\text{в max}} \equiv \Phi_{\text{дв max}}$.

Для забезпечення стійкої рекуперації сумарна е.р.с. двигунів $\sum E_{\text{дв}}$ повинна бути більше напруги в контактній мережі $U_{\text{кс}}$, а зі зменшенням швидкості поїзда при гальмуванні величина $\sum E_{\text{дв}}$ також зменшується. Тому для розширення зони швидкостей рекуперації і зниження $v_{\min}$ необхідно з пониженням швидкості руху підтримувати співвідношення $\sum E_{\text{дв}} > U_{\text{км}}$. Це здійснює машиніст в першу чергу, збільшуючи число послідовно з'єднаних якорів двигунів, тобто застосовуючи перехід з паралельного на послідовно-паралельне і послідовне з'єднання якорів двигунів, при якому в тому числі збільшується жорсткість гальмівних характеристик.

Високі швидкості закінчення ефективності рекуперативного гальмування приводять до того, що істотна частина енергії гальмування (при швидкостях руху нижче 40 км/год) не може бути реалізована, зважаючи на неможливість її передачі в живильну мережу при існуючій системі рекуперативного гальмування. ЕРС з плавним регулюванням потужності і ланкою постійного струму в цьому сенсі мають більш ефективну систему рекуперації, оскільки дозволяють використовувати його майже до зупинки поїзда (до 5 км/год) і здійснювати рекуперацію в мережу завдяки схемним рішенням.

На сучасному ЕРС з плавним регулюванням потужності при гальмуванні у діапазоні швидкостей $v_{\text{р}} < v < v_{\max}$ в режимі рекуперації система автоматики для забезпечення сталості гальмівного зусилля підтримує постійну потужність рекуперації (рис. 5.3, б) [1]. При коливаннях напруги у контактній мережі в межах допустимих значень $U_{\text{км}}^{\min} ... U_{\text{км}}^{\max}$ буде відбуватися коливання рекуперативного стуму

$$I_{рек} = P_{рек} / U_{км} = f(U_{км}), \qquad (5.6)$$

тому в кожен момент часу струм рекуперації є функцією напруги на струмоприймачі ЕРС. В такому разі, строго кажучи, поїзне навантаження є нелінійним і повинно моделюватися також у вигляді джерела сталої потужності, або джерела струму, що керується напругою.

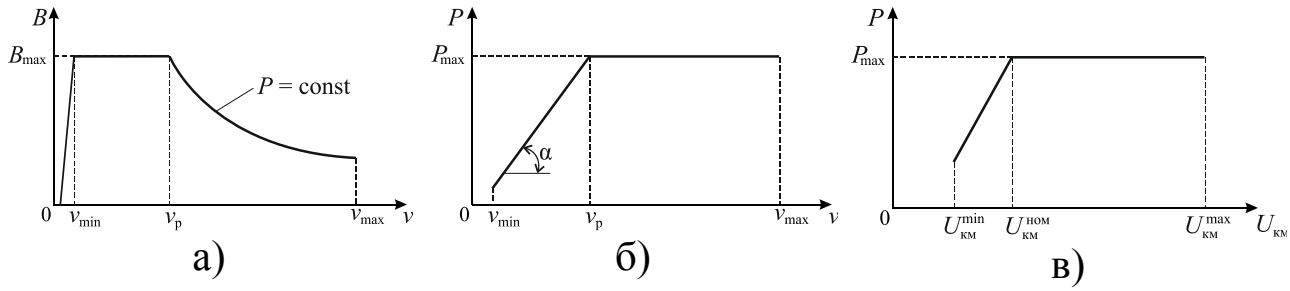


Рис. 5.3. Характеристики ЕРС з плавним регулюванням потужності в режимі рекуперації

Якщо ж діапазон коливань напруги на струмоприймачі є незначним, то ЕРС в режимі рекуперації з достатньою точністю можна вважати ідеальним джерелом струму. На ЕРС постійного струму з дискретним регулюванням потужності для стабілізації струму в режимі рекуперації використовується система протизбудження збудника сумісно із системою автоматичного управління рекуперативним гальмуванням, тому у діапазоні швидкостей $v_р < v < v_{max}$ ЕРС даного типу також можна розглядати у вигляді ідеального джерела струму.

При рекуперації енергії зі зниженням швидкості руху в діапазоні $v_{min} < v < v_р$ кінетична енергія поїзда, а отже і генерована потужність зменшуються пропорційно швидкості, а при $v < v_{min}$ рекуперація в мережу припиняється, тому при даному режимі ЕРС представляє собою джерело стуму, умовно кероване швидкістю руху, що є специфічною особливістю рухомого джерела електроенергії. В такому разі згідно розглянутих особливостей ЕРС в режимі рекуперації відносно системи електропостачання може заміщуватися наступним джерелом струму

$$I = \begin{cases} I_{рек}(v) = \text{const, при } v_р < v < v_{max}, \\ I_{рек}(v) = v \cdot \text{tg}\,\alpha, \text{ при } v < v_р. \end{cases} \qquad (5.7)$$

Також варто зазначити, що при зниженні напруги в контактній мережі рекуперативна потужність ЕРС за умовами струмового обмеження по нагріву обладнання також автоматично зменшується (рис. 5.3, в).

5.2. Взаємний вплив процесу рекуперації енергії на режим напруги в тяговій мережі

Умовою переходу транспортного засобу при електричному гальмуванні в режим рекуперації є співвідношення

$$U_{км}(t) < U_{с}(t) < U_{с}^{max}, \qquad (5.1)$$

де $U_{км}(t)$, $U_{с}(t)$, $U_{с}^{max}$ – відповідно напруги в контактній мережі, на струмоприймачі рекуперуючого ЕРС і гранично допустима напруга на струмоприймачі (і в контактній мережі).

На різних типах рухомого складу виконання нижньої границі умови (5.1) для переходу в режим рекуперації реалізується відповідними методами регулювання напруги тягових електродвигунів в режимі електричного гальмування (табл. 5.1), що дозволяє отримувати напругу на струмоприймачі ЕРС на рівні $U_{с}(t) > U_{км}(t)$.

Виконання умови (5.1) забезпечує можливість протікання генераторного струму від ЕРС в тягову мережу:

$$I_{рек} = \frac{U_{с}(t) - U_{км}(t)}{\sum R}, \qquad (5.2)$$

де $\sum R$ – еквівалентний опір контуру струму рекуперації.

При цьому режим рекуперації в системі електричної тяги викликає підвищення напруги в контактній мережі (рис. 5.4), що особливо проявляється в умовах обмеженого тягового електроспоживання в зоні рекуперації. Тому на вантажонапружених ділянках з підвищеним на 10...15 % рівнем напруги холостого ходу на шинах тягових підстанцій має місце погіршення умов, а в деяких випадках неможливість рекуперації енергії по верхній межі умови (5.1).

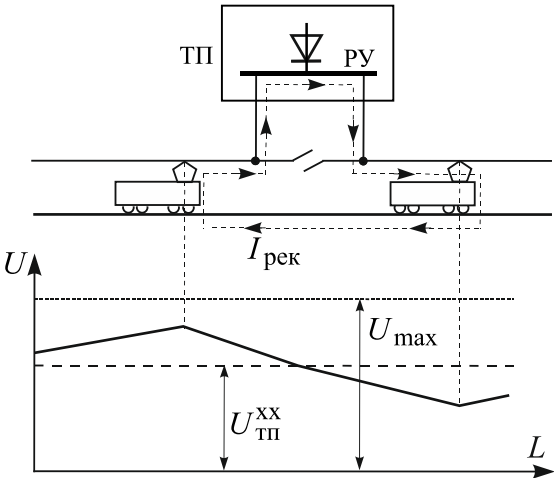


Рис. 5.4. Режим напруги в контактній мережі при наявності на ділянці рекуперації

Основною проблемою використання рекуперації енергії, що притаманна будь-якій системі рекуперативного гальмування ЕРС, є значна залежність даного режиму від рівня напруги в контактній мережі, що крім напруги на шинах ТП визначається поїзною ситуацією в зоні рекуперації. При відсутності або зниженні у зоні рекуперації тягового навантаження відбувається зростання напруги на струмоприймачі рекуперативного поїзда, і по досягненні їм правої границі (5.1) рекуперація в мережу припиняється, а потяг переходить у режим реостатного або механічного гальмування, при якому енергія, що їм виробляється розсіюється в гальмівних пристроях. Для забезпечення надійного електричного гальмування на ЕРС циклічної дії у всьому діапазоні напруги в контактній мережі використовується система рекуперативно-реостатного гальмування, при якій забезпечується автоматична утилізація надлишкового струму рекуперації, таким чином, щоб напруга на струмоприймачі поїзда задовольняла правій границі (5.1).

Згідно ГОСТ 6962-75 та EN 50163-1996 [4, 5] при виконанні умови (5.1) в режимі рекуперації повинно виконуватися обмеження за максимально допустимою напругою на струмоприймачах ЕРС і шинах тягових підстанції $U^{\max}$. При цьому для забезпечення надійного тягового електропостачання напруга на струмоприймачах різних систем електричної тяги, експлуатованих в Україні і ЄС становить значення, що наведені в табл. 5.2, де використанні наступні позначення: $U_{\min 2}$ та $U_{\max 2}$ – відповідно мінімальна і максимальна нестабільні напруги з допустимою дією до $t \leq 10$ хв., $U_{\min 1}$ і $U_{\max 1}$ – відповідно мінімальна і максимальна стабільні напруги з необмеженою дією ($t = \infty$), $U_{\text{ном}}$, $U_{\min}$, $U_{\max}$ – відповідно номінальна, мінімальна і максимальні напруги тривалої дії.

Дотримання обмеження (5.8) за правою границею на транспортних засобах при рекуперативному гальмуванні забезпечується відповідною системою захисту (реле максимальної напруги), яка при досягненні граничних значень напруги на струмоприймачі ЕРС вимикає режим рекуперації і вмикає реостатне або механічне гальмування. Очевидно, що данні обмеження напруги знижують енергетичну ефективність рекуперації і її потенціал енергозбереження, проте потрібні за умовами безпеки і надійності електрообладнання.

Таблиця 5.2

Нормативні значення напруги на шинах ТП і струмоприймачах ЕРС різних систем електричної тяги

Вид електрифікованого транспорту	Напруга, кВ							
	На шинах ТП					На струмоприймачі ЕРС		
	$U_{min\,2}$	$U_{min\,1}$	$U_{ном}$	$U_{max\,1}$	$U_{max\,2}$	U_{min}	$U_{ном}$	U_{max}
Магістральні залізниці змінного струму	17,50	19,0[2)]	25,0	27,5	29,0	19,0	25,0	29,0
Промислові залізниці змінного струму	—	—	10,5	11,5	—	7,5	10,0	11,5
Магістральні і промислові залізниці постійного струму	—	2,0[2)]	3,3	3,60	3,9[1)]	2,2	3,0	3,9[1)]
Наземний міський електротранспорт (трамваї, тролейбуси)	—	—	0,60	0,70	—	0,40	0,55	0,70[1)]
Метрополітен	—	—	0,825	0,975	—	0,55	0,75	0,975[1)]

Примітки: 1 – в режимі рекуперації допускається підвищення напруги в контактній мережі до 4000 В для залізниць, 720 В для трамвайно-тролейбусних ліній і 1000 В для метрополітенів. Електрорухомий склад, що використовується в міжнародному сполученні, повинен витримувати цю напругу протягом короткого періоду часу – до 5 хв; 2 – для деяких країн цей норматив становить 2,4 кВ, 2,7 кВ, 2,9 кВ (постійний струм) і 19,0 кВ, 21,0 кВ, 24,0 кВ (змінний струм) відповідно на слабонавантажених, навантажених і швидкісних лініях; 3 – країни, для яких нормативи напруги відрізняються від наведених значень по стандарту ЕН 50163, повинні користуватися національними нормативами до приведення їх у відповідність зі стандартом ЕН 50163.

Однак в умовах реальної експлуатації при рекуперації і можливі і порушення умови (5.8) за верхньою межею, що пов’язано в тому числі з інерційністю системи захисту від максимальної напруги. На рис. 5.5 приведені реалізації напруги і струму приміського електропоїзда постійного струму ЕПЛ2Т на одній з ділянок експлуатації, з якогоможна спостерігати часті неуспішні акти рекуперативного гальмування електропоїзда. Припинення рекуперації викликано досягненням максимальної напруги на струмоприймачі (4,0 кВ) внаслідок відсутності в зоні рекуперації тягового електроспоживання інших поїздів. У деяких випадках при включенні рекуперації напруга на струмоприймачі електропоїзда встигала досягати значення 4500 В, що

становить небезпеку для електрообладнання самого електропоїзди та інших поїздів, що знаходяться в безпосередній близькості. Крім цього ефективність режимів рекуперації істотно залежить від рівня напруги на шинах тягових підстанцій [6].

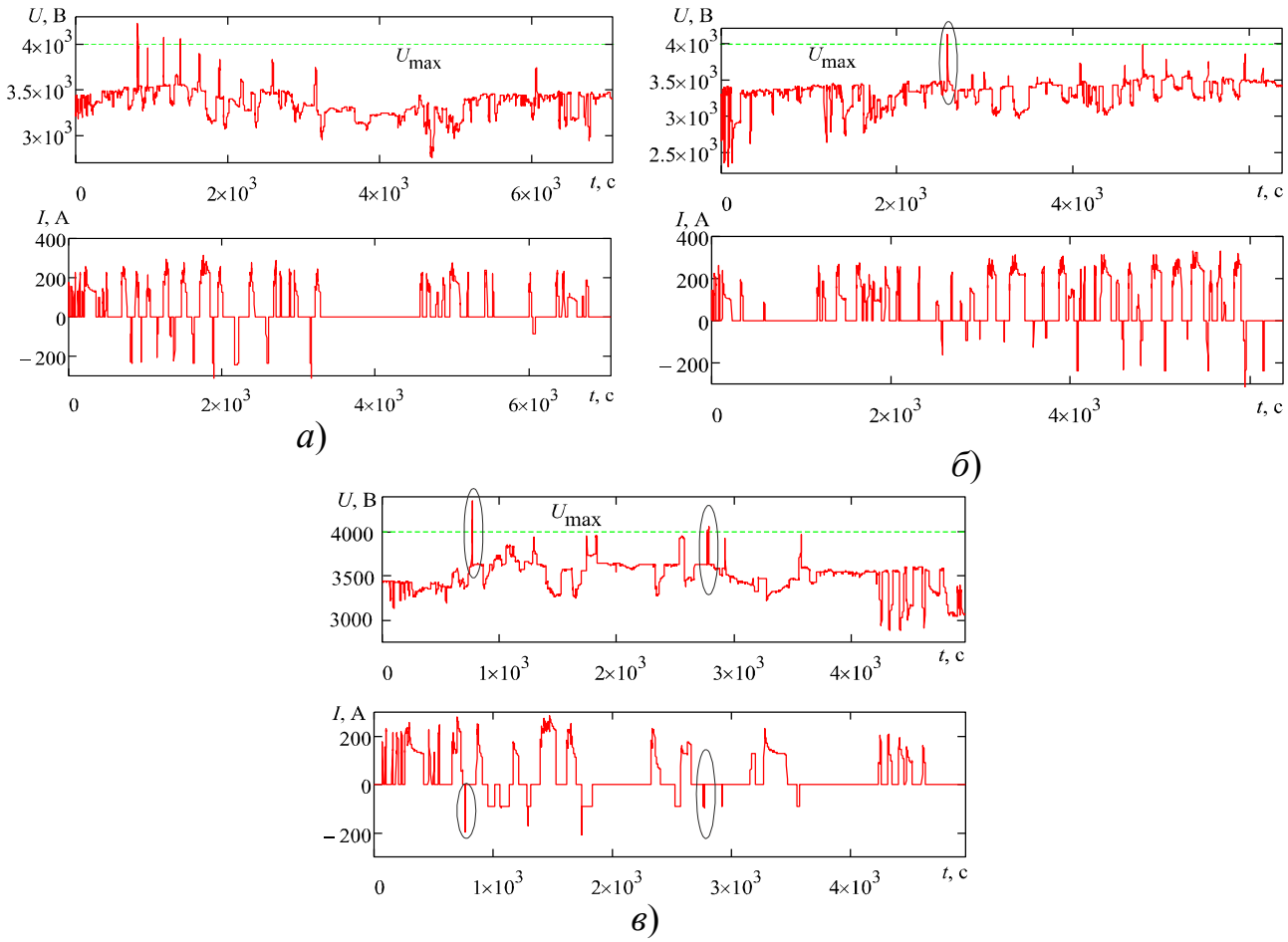


Рис. 5.4. Часові діаграми напруги на струмоприймачі (*а*) та тягового струму (*б*) електропоїздів постійного струму ЕПЛ2Т

При проходженні великовагових поїздів і швидкісних поїздів навіть на двоколійних ділянках з інтенсивним рухом СТЕ постійного струму з ТП, що не обладнані інверторами, при відсутності поїздів у режимі тяги, низькому тяговому електроспоживанні на ділянці в момент рекуперації виникає підвищення рівня напруги, що приводить до зриву режиму рекуперації поїздів [7]. При цьому потенційна енергія гальмування поїздів при даних умовах є надлишкової, не може бути реалізована і втрачається в гальмівних реостатах. На рис. 5. наведено експериментальні залежності струму рекуперації електровоза ВЛ11М і напруги на шинах ближньої ТП, що отримані синхронно, з чого видно, що при максимальному струмі рекуперативного гальмування електропоїзда 400 А напруга на шинах ТП перевищувала 4,4 кВ, а загальний

час перевищення граничного напруги на шинах ТП склало близько 2,5 хв. при тривалості режиму рекуперації поїзда ~ 3 хв.

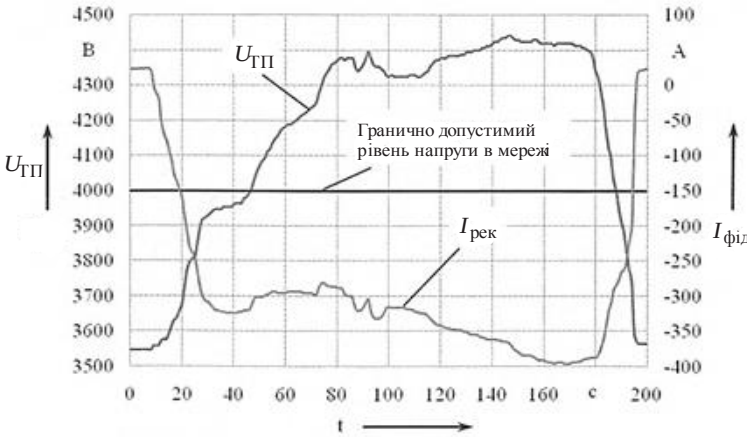


Рис. 5.6. Графік зміни струму рекуперації електровоза ВЛ11М і напруги на шинах ближньої ТП при відсутності тягового навантаження

Приклад раціонального використання енергії рекуперативного гальмування вантажного електровозу ВЛ10 приміським електропоїздом ЕР2Т, що йде по суміжній міжпідстанційній зоні в режимі тяги, приведений на рис. 5.6.

Тривалість режиму рекуперації склала 49 с, максимальне значення струму рекуперації досягло 310 А. За наявності потягу ЕР2Т, що знаходився на суміжній міжпідстанцій зоні (МПЗ) і рухався в режимі тяги зі струмом 200 А, максимальна напруга на шинах тягової підстанції не перевищила 3850 В, що свідчить про раціональне використання енергії рекуперативного гальмування. Таким чином, за наявності потягу, що йде в режимі тяги, складається цілком сприятлива ситуація.

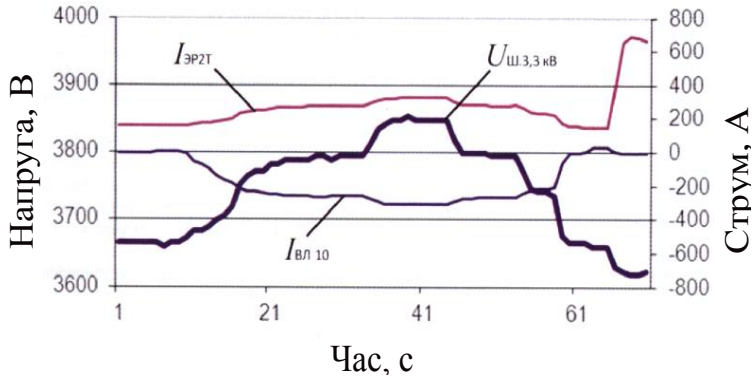


Рис. 5.7. Графік зміни струму рекуперації електровоза ВЛ10, напруги на шинах ближньої ТП і тягового струму електропоїзда ЕР2Т

Виходячи з вищевикладеного, стає очевидним, що ефективність застосування рекуперативного гальмування багато в чому залежить від рівня напруги в контактній мережі, і чим воно нижче, тим простіше і ефективніше рекуперація. Проте можливість пониження напруги в контактній мережі обмежена необхідністю забезпечення пропускної спроможності. Як правило відповідно до діючої методики її розрахунку по облаштуваннях електропостачання на шинах підстанцій задається напруга, рівна 3600 В. Зниження напруги в контактній мережі дозволить збільшити дальність передачі енергії рекуперації від рекуперуючого локомотиву до потягів, що йдуть в режимі тяги.

Причиною такого режиму рекуперації з перевищенням напруги на шинах ТП і певних відрізках контактній мережі є з одного боку відсутність на МПЗ поїздів у режимі тяги (або їх недостатнє тягове навантаження у порівнянні з потужністю рекуперації), а з іншого боку можлива неправильна настройка системи рекуперації електровозу, яка не відключила режим рекуперації при $U_{\text{т}} > 4$ кВ. При відсутності поїздів на МПЗ коло струму рекуперації цього ЕРС замикається через віддалені тягові навантаження, що знаходяться на суміжних МПЗ. Тут необхідно відзначити, що навіть при правильній настройці системи рекуперації ЕРС при значному віддалені поїздів від зони рекуперації і граничній напрузі на струмоприймачах ЕРС при рекуперації (відповідно до виразу (5.1)) напруга на шинах ТП може перевищувати це значення на величину втрат напруги в контактній мережі $\Delta U = U_{\text{км}}^{\max} - U_{\text{ТП}}^{\text{XX}}$.

Отже застосування рекуперативного гальмування на поїздах ускладнює режими роботи СТЕ, внаслідок значних генерованих потужностей при гальмуваннях. У цьому випадку для здійснення рекуперативного гальмування необхідно виконати дві умови: мати низьку напругу на струмоприймачі рекуперативного ЕРС і приймач енергії рекуперації. У якості приймачів надлишкової енергії рекуперації в системі тяги постійного струму можуть служити інверторні агрегати або накопичувачі на ТП.

Визначення оптимальної напруги в системі електропостачання при наявності рекуперативних поїздів є окремою прикладною задачею, яка повинна розв’язуватися з урахуванням впливу багатьох експлуатаційних факторів. При наявності на ділянках рекуперативних поїздів сумарні витрати в СТЕ будуть знижуватися за рахунок рекуперативної енергії, і створюваного ними підвищення напруги в сис-

темі електричної тяги. Однак СТЕ постійного струму при цьому можуть створюватися умови для живлення енергією від рекуперативних електропоїздів, розташованих в інших міжпідстанційних зонах, і внаслідок цього зростатимуть втрати енергії в системі електропостачання. Крім того, для забезпечення умов рекуперації необхідно знижувати напруги на тих шинах підстанцій, де будуть встановлені приймачі надлишкової енергії рекуперації, а отже, зменшувати напругу на струмоприймачах електровозів, які слідують на суміжних зонах у тяговому режимі.

Тому для оцінки напруги на шинах тягових підстанцій, що живлять ділянки, де одночасно можуть перебувати поїзда в тяговому і рекуперативному режимах, необхідно враховувати наступні умови: напруга на шинах підстанцій $U_ш$ має бути не нижче напруги $U_{m\ т}$, необхідної для забезпечення часів ходу, передбачених графіком руху, і не вище напруги $U_{m\ р}$, при якому енергія, вироблювана рекуперативними електропоїздами, буде дорівнює тій економії енергії, яку могли б дати електровози в тяговому режимі при цьому напрузі на шинах підстанції.

Отже, умовою вибору $U_ш$ буде $U_{m\ т} < U_ш < U_{m\ р}$ причому $U_ш = U_{m\ т} + \Delta U_т$. Тут $U_{m\ т}$ – найменша середня напруга на струмоприймачах електровозів за час ходу їх під струмом, що забезпечує задані часи ходу; $\Delta U_т$ – середня втрата напруги в системі електропостачання за час ходу електровозів у тяговому режимі.

Необхідність забезпечення певної напруги при наявності рекуперативних поїздів стала актуальною не тільки для вантажних поїздів при експлуатації на ділянках з затяжними спусками, а і при впровадженні швидкісного руху на ділянках тяги постійного струму. Особливість режиму роботи цих електропоїздів полягає в тому, що при русі з високими швидкостями і великою кількістю зупинок вони значну частину часу йдуть без струму (на вибігу), невелике час йдуть в тяговому режимі і якусь частину часу гальмування використовують для рекуперації енергії.

5.3. Експлуатаційні фактори, що впливають на обсяги енергії рекуперації

За різними оцінками фахівців використання режиму рекуперації на електрифікованому транспорті дозволяє повертати в магістраль-

ному русі 10...15 % витраченої на тягу енергії, а в циклічних видах руху (розгін-зупинка) до 40 % витраченої енергії.

Теоретичний потенціал енергозбереження від застосування рекуперації в системі електричної тяги визначається шляхом виконання тягових розрахунків з розв'язанням гальмівної задачі, де при відомих параметрах ділянок, режимах руху, швидкості початку гальмування і маси поїзда за виразом (5.2) визначається максимальна енергія рекуперації поїздів $W_{рек}$, яка може бути реалізована в конкретних умовах експлуатації. Тобто величина енергії за виразом (5.2) є теоретичним потенціалом енергозбереження від використання рекуперації енергії

$$П_{теор} = W_{рек}. \qquad (5.10)$$

На кількість електроенергії, що виробляється ЕРС при рекуперативному гальмуванні згідно з виразом (5.1) впливає ряд фіксованих параметрів. Крім цього в умовах реальної експлуатації на ефективність реалізації процесу рекуперації опосередковано впливає ще ряд випадкових факторів, що не входять до (5.1) та частково наведені на рис. 5.8.

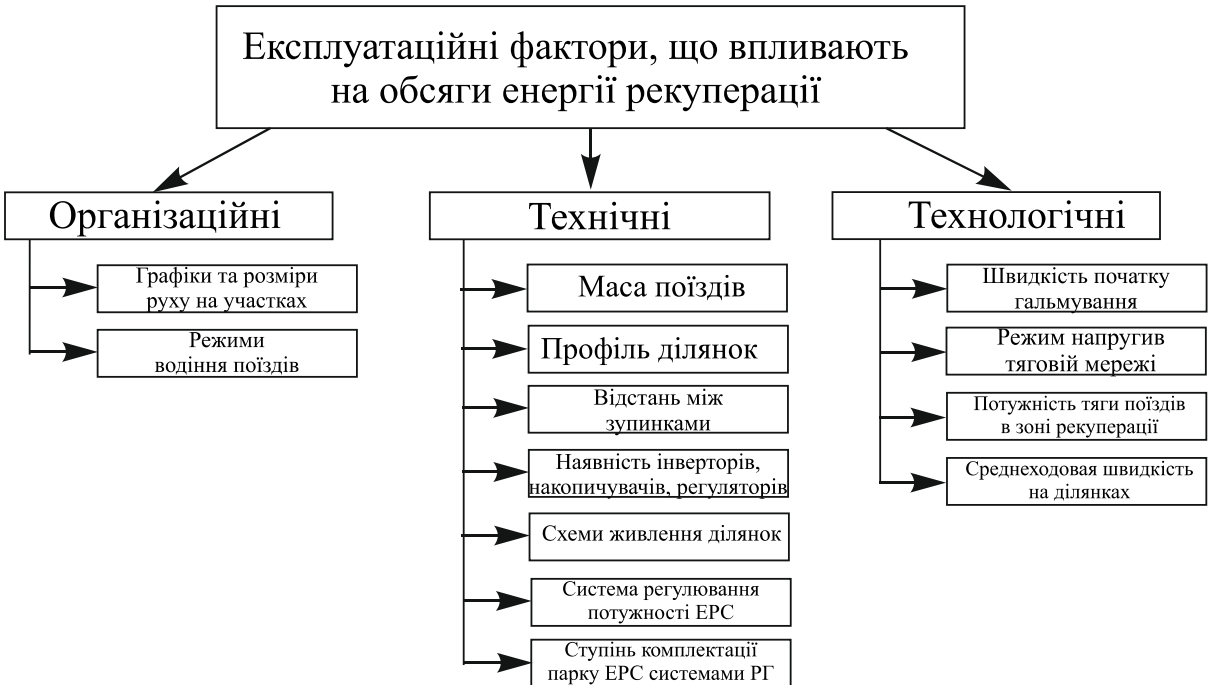


Рис. 5.8. Класифікація експлуатаційних факторів, що впливають на ефективність реалізації потенціалу рекуперації електроенергії

Найчастіше при рекуперативному гальмуванні транспортних засобів реалізується енергія

$$W'_{рек} < W_{рек}, \qquad (5.11)$$

а її нереалізована частина є надлишковою енергією рекуперації і дорівнює

$$W_{\text{надл}} = W_{\text{рек}} - W_{\text{рек}}^{/}, \tag{5.12}$$

та утилізується гальмівними пристроями поїздів, що значно знижує енергетичну ефективність системи електричної тяги.

Наявність складової $W_{\text{надл}}$ пов'язана з розкидом в часі процесів споживання і генерації енергії транспортних засобів, що знаходяться на ділянці в тягових і рекуперативних режимах. Енергія $W_{\text{надл}}$ особливо виражена при малих розмірах руху, а при існуючих графіках руху в різних видах транспорту може сягати 30...100 % від власне величини $W_{\text{рек}}$ [8-10].

Енергія рекуперації що реалізується в реальних умовах експлуатації згідно (5.11) є технічно реалізованим потенціалом енергозбереження від використання рекуперації енергії, що дорівнює

$$П_{\text{тех}} = W_{\text{рек}}^{/} = W_{\text{рек}} k_{\text{вик}}, \tag{5.13}$$

де $k_{\text{вик}}$ – коефіцієнт використання енергії рекуперації (поїздами в тягових режимах).

Величина $k_{\text{вик}}$ при відсутності інверторів і накопичувачів енергії на тягових підстанціях знаходиться в діапазоні 0...1, залежить переважно від поїзної ситуації на ділянці, напруги на шинах ближньої тягової підстанції і режимів електроспоживання поїздів в зоні рекуперації та значною мірою являє собою випадкову величину. Залежно від напруги на струмоприймачі рекуперуючого транспортного засобу $U_{\text{с}}(t)$ величина $k_{\text{вик}}$ може бути виражена як

$$k_{\text{вик}}\left(U_{\text{т}}(t)\right) = \begin{cases} 1, \text{ при } U_{\text{с}}(t) < U_{\text{т}}^{\max},\ I_{\text{тяг}}(t) \geq I_{\text{рек}}(t) \\ 0, \text{ при } U_{\text{с}}(t) \geq U_{\text{т}}^{\max},\ I_{\text{тяг}}(t) = 0. \end{cases} \tag{5.14}$$

де $U_{\text{с}}^{\max}$ – гранично допустима напруга на струмоприймачі і контактної мережі;

$I_{\text{рек}}(t)$, $I_{\text{тяг}}(t)$ – відповідно струм рекуперації і тяги на ділянці.

Проміжні значення величини $k_{\text{вик}}$ в зазначеному діапазоні відповідають випадку з обмеженим тяговим електроспоживанням в зоні рекуперації, коли

$$I_{\text{тяг}}(t) < I_{\text{рек}}(t),$$

при цьому має місце надлишковий струм рекуперації

$$I_{\text{надл}}(t) = I_{\text{рек}}(t) - I_{\text{тяг}}(t).$$

При цьому надлишкова (нереалізована) енергія рекуперації

$$W_{надл} = W_{рек} - W_{рек}^{/} = W_{рек}(1 - k_{вик}), \qquad (5.3)$$

при відсутності на тягових підстанціях пристроїв прийому надлишкової енергії рекуперації (накопичувачів або інверторів) утилізується в гальмівних пристроях поїздів, що знижує ефективність енергозбереження від рекуперації.

При відсутності інтелектуальних принципів управління режимом руху поїздів регулювання лише їх положень (графіка руху) на ділянці не може гарантовано забезпечити в зоні рекуперації одночасного збігу в часі процесів рекуперації та електроспоживання поїздів. У такому випадку навіть при наявності систем рекуперації на всьому парку ЕРС показник відновлення енергії при існуючих розмірах і режимах руху поїздів не може перевищувати 10...20 % від значення (5.2), що обумовлено низьким рівнем синхронізації процесів тягового електроспоживання та рекуперації неавтономного електротранспорту. Тому для об'єктивної оцінки існуючого потенціалу рекуперації енергії метрополітенів повинні застосовуватися нечіткі або статистичні методи, що враховують їх реальну структуру, розміри руху і графіки електроспоживання електропоїздів, режими напруги в тяговій мережі.

При відсутності інтелектуальних принципів управління електроспоживанням поїздів регулювання лише їх положень шляхом оптимізації графіка руху поїздів (ГРП) на ділянці не може гарантовано забезпечити в зоні рекуперації одночасного збігу процесів рекуперації та електроспоживання поїздів. У такому випадку навіть при наявності систем рекуперації на всьому парку ЕРС показник відновлення енергії при існуючих розмірах і режимах руху поїздів не може перевищувати 10...20 % від значення (5.2).

Необхідно зазначити, що оцінка енергетичної ефективності рекуперації в різних видах руху істотно залежить від величини $k_{вик}$. Дана величина визначає ефективність споживання енергії рекуперації в СТЕ і власне формує енергозберігаючий ефект від використання режимів відновлення енергії в системах електрифікованого транспорту. Данна величина залежить від багатьох як детермінованих факторів, таких як наявність приймачів енергії $W_{надл}$, так і невизначених факторів, таких як поїзна ситуація на ділянках, миттєве тягове електроспоживання в зоні рекуперації, напруга на вводі ТП та ін., тому для різних ділянок і ситуацій є імовірнісною. Коефіцієнт використання ене-

ргії рекуперації в СТЕ є динамічною величиною, і представляє собою складну функцію багатьох змінних, основні з яких це

$$k_{\text{вик}} = f\left(U_{\text{ТП}}(t),\ N(t),\ P_{\text{тяг}}(t),\ L_{\text{рек}}(t),\ U_{\text{вх}}(t)\right),$$

де $U_{\text{ТП}}(t)$ – напруга на шинах граничних ТП; $N(t)$ – кількість поїздів на МПЗ у режимі тяги; $P_{\text{тяг}}(t)$ – тягове електроспоживання в зоні рекуперації; $L_{\text{рек}}(t)$ – відстань між поїздами в режимі рекуперації і тяги; $U_{\text{вх}}(t)$ – напруга на вводі ТП.

Треба зазначити, що навіть за умови обладнання ТП постійного струму ІА на таких ділянках не може гарантовано забезпечуватися $k_{\text{вик}} = 100\,\%$, оскільки здатність системи зовнішнього електропостачання до прийому енергії $W_{\text{надл}}$ в значній мірі залежить від її поточного завантаження нетяговими споживачами у вузлах приєднання ТП. Оскільки енергосистема країни на сьогодні є недовантаженою і напруги на приєднаннях ТП (35, 110, 220 кВ) переважно тримаються на верхній межі, а часто перевищують її [11], то ефективність і власне можливість споживання надлишкової енергії рекуперації системою зовнішнього електропостачання може бути обмеженою.

Використання режимів рекуперації енергії в системі електричної тяги зачіпає інтереси багатьох підсистем, в тому числі і підсистеми тягового електропостачання, а різні підрозділи залізниць мають як позитивні, так і негативні приклади впливу рекуперативного гальмування на їх експлуатаційні показники. Практично в кожному господарстві і службі залізниці виникають додаткові витрати, що необхідні для забезпечення можливості застосування рекуперації, так і прибутки, що утворюються за рахунок генерації і економії електроенергії, підвищення пропускних здібностей ділянок доріг, забезпечення безпеки руху поїздів і поліпшення ряду інших експлуатаційних показників перевізного процесу.

До комплексу факторів, що визначають необхідність і можливість застосування рекуперативного гальмування по господарству електропостачання відносяться економія електричної енергії при рекуперативному гальмуванні та підвищення напруги в тяговій мережі.

Найбільша економія коштів досягається в господарстві управління перевезеннями, вагонному господарстві і в господарстві електропостачання. Значні витрати від рекуперації несе колійне господарство. У локомотивному господарстві, господарстві сигналізації та зв'яз-

ку витрати, пов'язані із застосуванням рекуперації, в порівнянні з зазначеними підрозділами незначні.

При цьому, підвищення средньосітьового коефіцієнту повернення електроенергії навіть на 1 % перекриває річну ефективність усіх заходів енергозбереження в області електричної тяги. Сумарно подібне призводить до зниження на 0,5...0,7 % питомої витрати електроенергії на тягу поїздів.

Проблема підвищення ефективності використання рекуперації енергії є багатофакторною і багаторівневою, оскільки зачіпає питання одночасного взаємодії декількох підсистем системи електричної тяги, тому вимагає комплексного підходу до її вирішення. Основні взаємовпливаючі підсистеми електричної тяги при реалізації режимів рекуперації наведено на рис. 5.9, де перетини вказують на взаємний вплив підсистем.

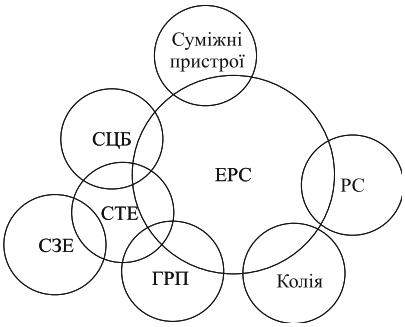


Рис. 5.9. Структурна діаграма взаємодіючих підсистем СЕТ

На сьогодні розроблені методи оптимізації режимів рекуперації в системах транспорту є переважно однопараметричними і вирішують завдання по одному з критеріїв ефективності функціонування однієї підсистеми, за який приймається або максимум енергозбереження при рекуперативному гальмуванні, або мінімум негативного впливу рекуперації на СТЕ і суміжні підсистеми. При вирішенні даної задачі відсутній системний підхід і врахування взаємного впливу параметрів оптимізації режимів рекуперації на отримання бажаного економічного ефекту.

Аналіз взаємодій підсистем СЕТ при рекуперації ЕРС дозволяє виділити і класифікувати основні показники ефективності використання рекуперації енергії, яким повинна вона задовольняти (рис. 5.10).

Рис. 5.10. Показники ефективності застосування рекуперації

Структурування основних показників ефективності рекуперації щодо різних зрізів взаємодіючих підсистем ЕРС-СТЕ з урахуванням їх взаємного впливу один на одного та область їх раціональних значень наведена в табл. 5.3.

Таблиця 5.3

Класифікація основних показників ефективності рекуперації

Взаємодіючі підсистеми СЕТ	Показники ефективності застосування рекуперації		
	Надійність і безпека	Показники енергоефективності	Екологічні показники
ЕРС-СТЕ	Напруга на струмоприймачі $U_{с} \le U_{км}^{max}$; безвідмовна робота інших ЕРС при порушенні режиму напруги $U_{с} > U_{км}^{max}$	Енергія рекуперації $W_{рек} \to \max$; втрати енергії рекуперації $W_{надл} \to \min$	Гранично допустиме випромінювання електромагнітного поля $E_{max} \le E_{доп}$, $H_{max} \le H_{доп}$; викиди $CO_2 \to \min$; мінімум блукаючих струмів

5.4. Інтегральні показники ефективності графіків рекуперації енергії

На основі експериментального дослідження або моделювання режимів рекуперації енергії транспортних засобів, як специфічного джерела електроенергії, можуть бути визначені інтегральні показники ефективності графіків рекуперації енергії в різних видах руху. Для цього може бути використано ряд специфічних енергетичних показників [12, 13], що дозволяють оцінити якісний рівень електроенергії, генерованої транспортними засобами при електричному гальмуванні (табл. 5.4), що необхідно враховувати, наприклад, при аналізі доцільності повернення надлишкової рекуперативної енергії до системи зовнішнього електропостачання.

Треба зауважити, що такі показники, наприклад як коефіцієнт форми, враховує не тільки рівень нестабільності рекуперативної потужності, але й опосередковано дозволяє судити про збільшення втрат енергії рекуперації при її передачі по тяговій мережі до віддалених електропоїздів в режимі електроспоживання.

Таблиця 5.4

Якісні показники енергії рекуперації

№ п/п	Назва показника	Аналітичний вираз
1	Коефіцієнт мінімуму енергії рекуперації	$\beta = P_{\min} / P_{\max}$
2	Середньо-інтегральний коефіцієнт максимуму енергії рекуперації або пік-фактор	$П = \frac{P_{\max}}{P_{ср}} = \frac{P_{\max}}{\frac{1}{T}\int_0^T P(t)dt}$
3	Коефіцієнт заповнення або густина енергії рекуперації	$\gamma = \frac{P_{ср}}{P_{\max}} = \frac{\frac{1}{T}\int_0^T P(t)dt}{P_{\max}}$
4	Тривалість максимальної стабільної рекуперації енергії	$t_{ср\ \max} = \frac{\int_0^T P(t)dt}{P_{\max}} = \gamma\, T$
5	Діапазон коливання потужності рекуперації	$\Delta P = P_{\max} - P_{\min}$
6	Динамічна характеристика рекуперації або енергетичне прискорення	$P_V = \frac{dP(t)}{dt}$
7	Коефіцієнт форми потужності рекуперації	$K_Ф = \frac{P}{P_{ср}} = \frac{\sqrt{\frac{1}{T}\int_0^T P^2(t)dt}}{\frac{1}{T}\int_0^T P(t)dt}$
В наведених виразах $P_{\min}$, $P_{\max}$, $P_{ср}$, $P(t)$ – відповідно мінімальна, максимальна, середня та миттєва потужності рекуперації поїзда		

Також одним з ефективних якісних показників рекуперативної енергії в метрополітені може служити так званий коефіцієнт нестійкості генерованої енергії, що фізично характеризує долю змінної (нестабільної) складової енергії рекуперації в її повній енергії і визначається за виразом

$$K_{\text{нст}} = \frac{\int_0^T \left| P(t) - P_{\text{ср}} \right| dt}{\int_0^T P(t) dt}. \qquad (5.16)$$

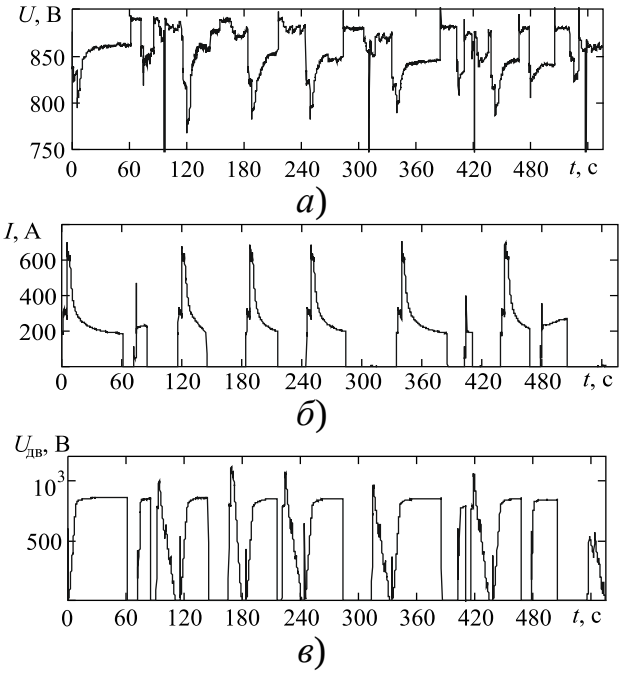
Визначення даного коефіцієнту також може бути виконано на базі спектрального аналізу функції $P(t)$ у вигляді виразу

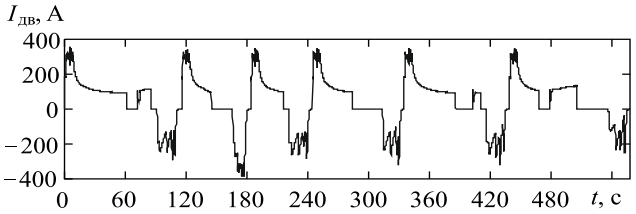
$$K_{\text{нст}} = \sum_{k=1}^{\infty} P^{(k)} \Big/ P^{(0)}, \qquad (5.17)$$

де $\sum_{k=1}^{\infty} P^{(k)}$ – сума амплітуд всіх гармонік з частотою $f > 0$ ряду Фур'є функції $P(t)$; $P^{(0)} = P_{\text{ср}}$ – стала потужність рекуперації, або гармоніка з частотою $f = 0$.

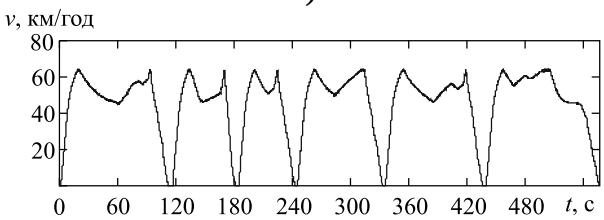
Оцінка інтегральних показників графіків рекуперації енергії була виконана для умов КП «Дніпропетровський метрополітен». Для вимірювання показників генерації енергії електропоїздів було використано вимірювальний комплекс cDAQ-9174 National Instruments, за допомогою якого були експериментально виміряні параметри споживання і генерації енергії електропоїздом 81-717(714).5М відповідно в режимах тяги та електричного гальмування.

На рис. 5.11 представлено одну з реалізацій вимірювання параметрів електроспоживання та генерації електроенергії електропоїздом метрополітену в режимі тяги та електричного гальмування при русі на ділянці Комунарівська-Вокзальна.





г)



д)

Рис. 5.11. Параметри режимів електроспоживання, генерації та руху електропоїзду метрополітену: *а* – напруга на струмоприймачі $U(t)$; *б* – споживаний струм вагону $I(t)$; *в* – напруга на групі двигунів $U_{дв}(t)$; *г* – струм двигунів $I_{дв}(t)$; *д* – швидкість руху електропоїзда $v(t)$

Графіки миттєвої потужності електропоїзду з 3 вагонів в режимі тяги і електричного гальмування визначені за виміряними часовими залежностями відповідно до виразу одна з яких представлена на рис. 5.12.

$$P(t) = \begin{cases} 3U(t)I(t), \text{ при } P(t) > 0, \\ 6U_{дв}(t)I_{дв}(t), \text{ при } P(t) < 0, \end{cases} \tag{5.18}$$

За кількісний показник енергії рекуперації прийнята величини коефіцієнта рекуперації, що є відношенням витрати енергії на тягу (з урахуванням витрат на власні потреби поїзда) до генерованої енергії при електричному гальмуванні

$$k_{рек} = \frac{\int_0^T U(t)I(t)dt}{2\int_0^T U_{дв}(t)I_{дв}(t)dt}. \tag{5.19}$$

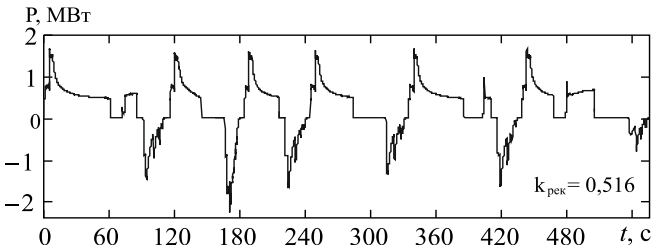


Рис. 5.12. Миттєва потужності поїзда метрополітену (рекуперація енергії при $p(t) < 0$)

Електричне гальмування в метрополітені використовується переважно з метою зупинного гальмування, а електроенергія, що при цьому генерується, має короткочасний імпульсний характер зі спадаючою потужністю (рис. 5.12). В такому разі електропоїзд при рекуперації являє собою специфічне джерело нестабільної енергії що рухається в просторі і працює паралельно з тяговими підстанціями.

Результати розрахунку чисельних значень розглянутих коефіцієнтів за виразами табл. 5.4 та формули (5.16) наведені в табл. 5.5. В якості періоду T, за який оцінювалися показники було прийнято час руху потяга по маршруту з однієї кінцевої зупинки до другої, що для Дніпропетровського метрополітену становить 9...12 хв.

Таблиця 5.5

Діапазон зміни чисельних значень показників ефективності рекуперації енергії в метрополітені

β	$П$	γ	$t_{ср\ max}$, с	ΔP, МВт	$K_Ф$	$K_{нст}$
4...5	3...8	0,3…1,16	4...8	0,5...1,5	3…5	0,5...0,7

З аналізу реальних графіків і даних табл. 5. видно, що генерована електропоїздами енергія характеризується значною нерівномірністю в часі, її показники змінюються в широкому діапазоні і носять імовірнісний характер та залежать переважно від параметрів гальмування. Так величина коефіцієнта $K_{нст}$ вказує на те, що енергія рекуперації володіє значною нестабільною складовою, що знаходиться в діапазоні 30...50 %, а значення коефіцієнта форми $K_Ф$ свідчать про можливі перевищення в 3...5 разів втрат рекуперативної енергії в тяговій мережі над мінімально можливими втратами при стабільній генерації. Мала тривалість максимально стабільної рекуперації $t_{ср\ max}$ (4...8 с) свідчить про внесення імпульсних спотворень (у вигляді низькочастотної модуляції струму) до живлячої мережі 6 (10) кВ при передачі в неї надлишкової енергії гальмування поїздів. Незначні якісні показники ефективності рекуперації електроенергії свідчать про збільшений рівень втрат такої енергії в тяговій мережі та необхідність їх врахування при розв’язання проблеми використання надлишкової енергії рекуперації метрополітенів, особливо шляхом її інвертування на тягових підстанціях.

5.5. Усталені процеси струморозподілу енергії рекуперації в системах тягового і зовнішнього електропостачання

Для вивчення питань ефективності розподілу та використання енергії рекуперації на всіх рівнях підсистем електрифікованого транспорту найбільш зручним засобом є моделювання цих процесів. Це дозволяє дослідити вплив режимів тягового і зовнішнього електропостачання та організації руху електротранспорту на режим напруги в КМ, рівень перетоків надлишкової рекуперативної енергії на суміжні МПЗ до віддалених тягових навантажень та її втрат в тяговій мережі, а також ефективність інших процесів (наприклад, споживання надлишкової енергії рекуперації первинною енергосистемою). При дослідженні ефективності передачі надлишкової енергії рекуперації в первинну енергосистему визначальним чинником є режими нетягових навантажень у вузлах приєднання ТП до живлячих ЛЕП (6, 10, 35, 110, 220 кВ). Враховуючи випадкову складову в даних режимах, а також короткочасний характер енергії рекуперації, аналіз перетоків надлишкової рекуперативної енергії в зовнішню енергосистему найбільш раціонально проводити з допомогою стохастичних або нечітких методів, в основі яких лежить моделювання графіків нетягових навантажень. При цьому також можливо виконувати оцінку впливу даних перетікань на ПЯЕ живлячих ліній. Крім цього моделювання дозволяє вивчати питання ефективності використання енергії рекуперації в перспективних СТЕ, що містять стаціонарні накопичувачі енергії, пункти підживлення КМ від відновлюваних джерел та ін.

В основі моделювання розглядуваних процесів лежить спільне виконання тягових розрахунків та розрахунків миттєвих схем СТЕ. На базі виконаних тягових розрахунків можуть бути визначені параметри електроспоживання та розташування транспортних засобів на ділянці, що при відомих параметрах СТЕ ділянки дозволить визначити можливі напрями поширення енергії рекуперації та її оптимальний напрям.

На рис. 5.3 представлені можливі канали розподілу енергії рекуперації транспортного засобу в елементах системи електричної тяги постійного струму з урахуванням можливості її накопичення на ТП та передачі в СЗЕ.

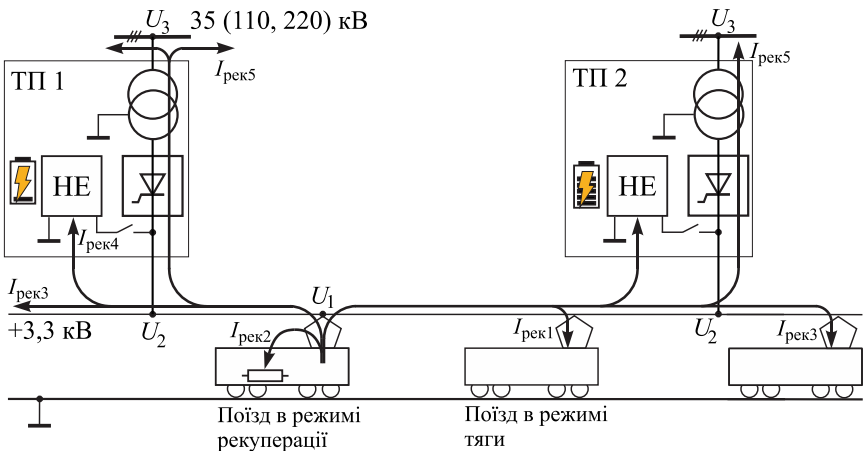


Рис. 5.13. Розподіл потоків енергії рекуперації в системі електротранспорту постійного струму

Енергія рекуперації в системі електротранспорту з класичною (керованою) СТЕ розподіляється пропорційно відстані до її потенціальних споживачів (транспортних засобів в режимі тяги) та потужності їх тягових навантажень, при цьому відбувається її часткове розсіювання на елементах СТЕ. Втрати енергії рекуперації в тяговій мережі можуть бути виражені як

$$\Delta W_{рек} = r_{тс} \sum_{k=1}^{n} \int_{t_н}^{t_к} I_{рек\,k}^2 L_{рек\,k} dt = r_{тс} \sum_{k=1}^{n} \int_{t_н}^{t_к} \left(\frac{P_{тяг\,k}}{U_{км\,k}} - I_{ТП\,k} \right)^2 L_{рек\,k} dt, \qquad (5.20)$$

де $r_{тс}$ – питомий опір тягової мережі, Ом/км; $I_{рек\,k}$ – частина струму рекуперації споживана k-тим споживачем; $L_{рек\,k}$ – відстань до k-того споживача струму рекуперації; $P_{тяг\,k}$, $U_{кс\,k}$ – відповідно споживана потужність (тягова) та напруга на струмоприймачі k-того споживача; $I_{ТП\,k}$ – частина тягового струму ЕРС, споживаного від ТП; $t_н$, $t_к$ – відповідно час початку і закінчення рекуперації енергії.

В елементах СТЕ постійного струму (3,3 кВ) величина втрат $\Delta W_{рек}$ може сягати значення 10...15 % від величини генерованої енергії $W_{рек}$, що близько до значення втрат енергії при тяговому електроспоживанні. У СТЕ метрополітенів (825 В) і міського електротранспорту (550 В) частка $\Delta W_{рек}/W_{рек}$ зростає пропорційно зниженню величини живлячої напруги.

Природний розподіл енергії рекуперації в системі електротранспорту з некерованою СТЕ (навіть з урахуванням можливості її накопичення на ТП та передачі в СЗЕ) не завжди виявляється ефективним за енергетичним критерієм

$$\Delta W_{рек}\left(L_{рек}\right) \to \min, \qquad (5.21)$$

що визначається можливим значним віддаленням від рекуперуючого ЕРС споживача найбільшої потужності або інвертуючих (накопичувальних) ТП.

Оптимальний розподіл енергії $w_{\text{рек}}$ в тяговій мережі може бути досягнуто при переході до концепції так званого керованого (гнучкого, інтелектуального) тягового електропостачання. При цьому керуючі органи СТЕ будуть знаходити канали перерозподілу енергії $w_{\text{рек}}$ за енергетичним критерієм (5.21) в залежності від дислокації тягових навантажень на фідерній зоні та їх потужності, а також накопичувачів і інверторів енергії, режимів напруги на вводах на ТП. При цьому обмежувальним фактором оптимального управління є забезпечення надійності тягового електропостачання поїздів на ділянках. У такому випадку при наявності надлишкової енергії рекуперації залежно від рівня попереднього заряду накопичувачів і режимів завнішньої мережі повинні прийматися рішення про підключення накопичувачів або інверторів енергії, або плавному зниженні напруга на шинах ТП в діапазоні допустимих значень. Крім виконання критерію (5.21) принцип гнучкого розподілу енергії $w_{\text{рек}}$ дозволить вирішити науково-практичну задачу визначення оптимальних місць розташування накопичувачів і інверторів енергії, а також пристроїв плавного регулювання напруги на шинах ТП під навантаженням при мінімізації кількості і встановленої потужності додаткового енергозберігаючого електрообладнання в СТЕ (накопичувачів, інверторів, регуляторів напруги на шинах ТП, пунктів підживлення тощо).

Визначення розподілу енергій в СТЕ та рівня завантаження окремих ТП виконується шляхом моделювання усталених енергетичних режимів СТЕ, що частіше реалізують на базі методу рівномірного перетину графіка руху поїздів [14], за яким миттєві схеми розташування поїздів визначаються з відомого графіка руху через рівні інтервали часу. Якщо вважати тягову мережу, як лінійну систему, тоді розрахунок усталених режимів миттєвих схем СТЕ можна виконувати за допомогою спрощеної системи лінійних рівнянь в матричній формі, зокрема вузлових потенціалів, яка має вигляд

$$\mathbf{A}\mathbf{G}^{(n)}\mathbf{A}^{\mathrm{T}}\mathbf{V} = \mathbf{A}\mathbf{J}^{(n)} - \mathbf{A}\mathbf{G}^{(n)}\mathbf{E}^{(n)}, \qquad (5.22)$$

де $\mathbf{A}$ – матриця з’єднань (вузлова матриця);

$\mathbf{G}^{(n)}$ – діагональна матриця провідностей віток;

$\mathbf{V}$ – матриця вузлових потенціалів;

$\mathbf{J}^{(n)}$ – матриця заданих струмів віток;

$\mathbf{E}^{(n)}$ – матриця заданих ЕРС віток.

В такому випадку математичний аналіз усталених режимів СТЕ зводиться до складання та розв'язку вказаних лінійних рівнянь, що являють собою математичну модель усталеного режиму СТЕ, в результаті чого визначається струмовий розподіл в елементах СТЕ.

Для дослідження ступеня впливу різних факторів на ефективність реалізації рекуперації енергії в системі електричної тяги в умовах обмеженого електроспоживання був проведений аналіз розподілу струмів і напруг у межах однієї і суміжних МПЗ. На рис. 5.5 наведено схему одноколійної ділянки електричної тяги постійного струму (3,3 кВ) з роздільним живленням де знаходяться два потяги, один з яких у режимі тяги (ЕРС 2), а інший в режимі рекуперації (ЕРС 1), а також відповідна їй миттєва схеми заміщення. Для аналізу усталеного струморозподілу в даній системі електротранспорту поїзні навантаження в режимі споживання і рекуперації представлені у вигляді джерел струму із заданими величинами струмів. Одностороння провідність ТП у схемі рис. 5.14, *б* враховує відсутність приймачів надлишкової енергії рекуперації в системі електропостачання, що характерно як для більшості ділянок магістрального електрифікованого залізничного транспорту України, так міського електротранспорту та метрополітенів. Для розрахунку усталеного струморозподілу в системі електротяги зручно використовувати чисельні методи на базі рівнянь Кірхгофа, методів контурних струмів або вузлових потенціалів.

Під зоною рекуперації в схемі рис. 5.14 розуміється максимальне значення відстані відповідно

$$L_{\text{рек}} = 2L - x_1 - x_2, \tag{5.23}$$

при якому забезпечується дотримання правої границі співвідношення (5.1), де згідно зі схемою рис. 5.5 напруга на струмоприймачі поїзда в режимі рекуперації $U_{\text{с}}(t)$ являє собою напругу на джерелі струму $I_{\text{рек}}$. Ця відстань є функцією кількох змінних

$$L_{\text{рек}} = L_{\text{рек}}\left(I_{\text{рек}},\, I_{\text{тяг}},\, U_{\text{ТП}}^{\text{XX}},\, x_1,\, x_2\right), \tag{5.24}$$

де $U_{\text{ТП}}^{\text{XX}} = E_{\text{ТП}}$ – напруга холостого ходу на шинах тягових підстанцій, що беруть участь в електропостачанні тягового навантаження.

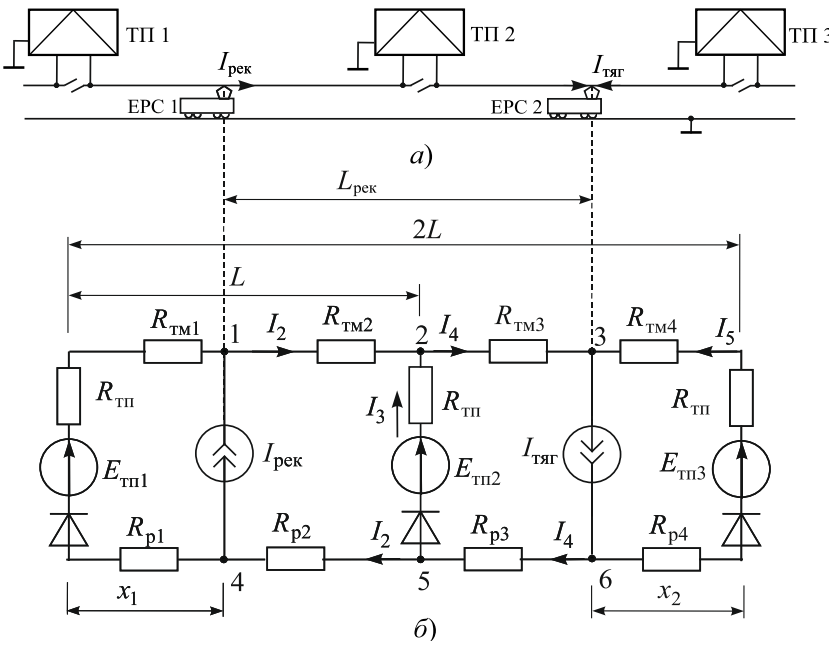


Рис. 5.5. Схема живлення контактної мережі суміжних МПЗ (а) і її миттєва схема заміщення (б)

Координати положення поїздів (x_1, x_2) визначають ступінь впливу опору тягової мережі системи тягового електропостачання на ефективність передачі рекуперативної енергії до віддалених поїздів в тягових режимах. При значному видаленні поїздів в режимах тяги і рекуперації на струмоприймачі останнього може бути порушено умову (5.8) по верхній межі, тому частина енергії гальмування буде утилізована.

Параметри ділянки наступні: контактна підвіска М120+2МФ100 з питомим опором тягової мережі $r_{км} = 0,056$ Ом/км; рейки Р65 з питомим опором рейкової мережі $r_{рм} = 0,0155$ Ом/км; напруги холостого ходу на шинах ТП 1, 2, 3 прийняті однаковими $E_{ТП\,1} = E_{ТП\,2} = E_{ТП\,3} = 3,3$ кВ; внутрішні опори тягових підстанцій однакові і становлять (включаючи опри живлячих і відсмоктуючих фідерів) $R_{ТП\,1} = R_{ТП\,2} = 0,042$ Ом; довжина міжпідстанційних зон $L = 15$ км.

Будемо вважати, що всі ТП не обладнані пристроями прийому надлишкової енергії рекуперації (інверторами, накопичувачами), що притаманно більшості електрифікованих ділянок, а струм рекуперації ЕРС 1 замикається лише через коло ЕРС 2 (в зоні рекуперації інших поїздів в режимі тяги немає). В такому випадку, за рахунок однобічної провідності віток з ТП дане миттєве коло є нелінійним, тому його розрахунок виконувався чисельним методом.

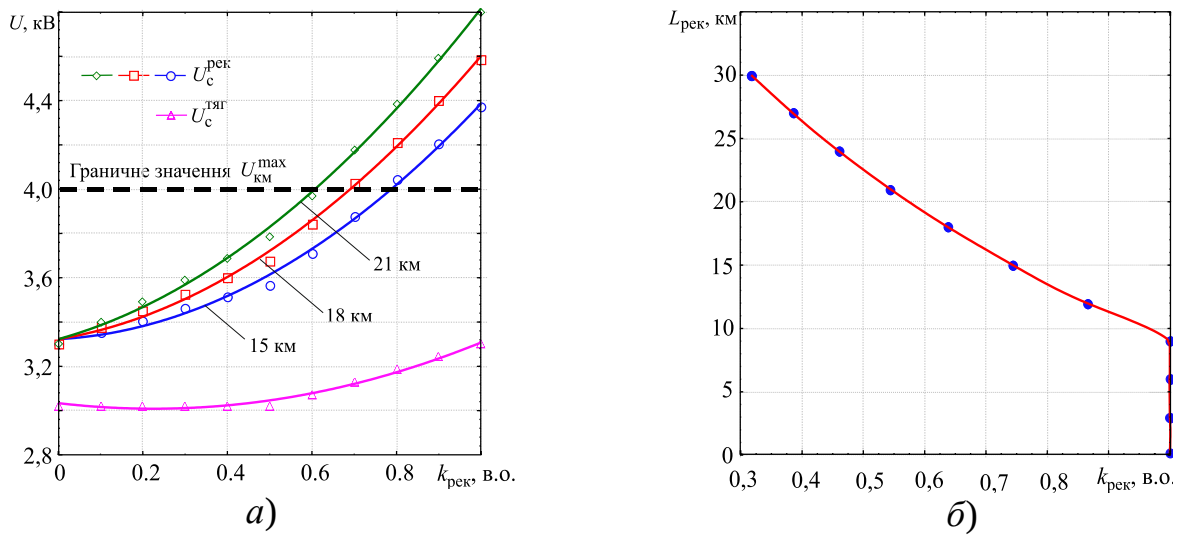
В даній роботі на базі багатоваріантних розрахунків миттєвої схеми ділянки електричної тяги було отримано розподіл струмів живлячих ТП при різних положеннях ЕРС в тяговому та рекуперативному режимах та величинах їх струмів. Для оцінки ефективності використання енергії рекуперації було введено коефіцієнт споживання струму рекуперації $k_{сп}$, що визначає в даний момент часу можливість реалізації струму рекуперації по відношенню до струму тягового споживання на ділянці

$$k_{сп} = I_{рек} / I_{тяг}, \tag{5.25}$$

де $I_{рек}$, $I_{тяг}$ – відповідно струми рекуперації та тяги ЕРС.

Для СТЕ, що не обладнані пристроями прийому надлишкової енергії рекуперації, величина $k_{сп}$ знаходиться в діапазоні $0 \le k_{сп} \le 1$. Але навіть при можливості СТЕ здійснювати процес реверсу надлишкової рекуперативної енергії до первинної енергосистеми неможна стверджувати що $k_{сп} \ge 1$, оскільки на ефективність цього процесу суттєво впливає рівень завантаження системи зовнішнього електропостачання у вузлі приєднання СТЕ.

При моделюванні різних відстаней між поїздами були визначені залежності напруги на струмоприймачах ЕРС в режимі рекуперації $U_с^{рек}(k_{сп})$ та тяги $U_с^{тяг}(k_{сп})$ (рис. 5.15, *а*), з яких витікає очевидний факт, що при збільшені відстані між ЕРС зменшується ефективність використання рекуперативної енергії, оскільки суттєво зростає напруга на струмоприймачі рекуперативного ЕРС $U_с^{рек}$.



а) *б*)

Рис. 5.6. Залежності напруги на струмоприймачах (а) та ефективної зони рекуперації (б) від коефіцієнта споживання струму рекуперації $k_{сп}$

Так, при відстані між поїздами 15 км рекуперація енергії в мережу стає вже неможливою при струмі, що складає близько 80 % від тягового струму ЕРС 2, тому для утилізації надлишкового рекуперативного струму на ЕРС 1 необхідне застосування паралельної схеми реостатного гальмування. В той же час встановлено, що функція $U_{\text{с}}^{\text{тяг}}(k_{\text{сп}})$ від відстані до рекуперуючого ЕРС не залежить.

Для наведеного прикладу може бути встановлено, що при заданих умовах і відстані між поїздами $L_{\text{рек}} < 9{,}75$ км (рис. 5.7, *б*) є можливість реалізувати рекуперацію з будь яким струмом в межах умови (5.1), тому таку відстань можна вважати ефективною зоною рекуперації з прийнятною величиною втрат згідно (5.20).

5.6. Підвищення ефективності використання надлишкової енергії рекуперації в тяговій мережі

На сьогодні проблема раціонального використання енергії рекуперації вирішується за декількома напрямами, що як мають свої переваги так і певні недоліки. Принципово можна виділити три напрями розв'язання проблеми використання енергії рекуперації в системах електрифікованого транспорту, що структурно представлено на рис. 5.8.

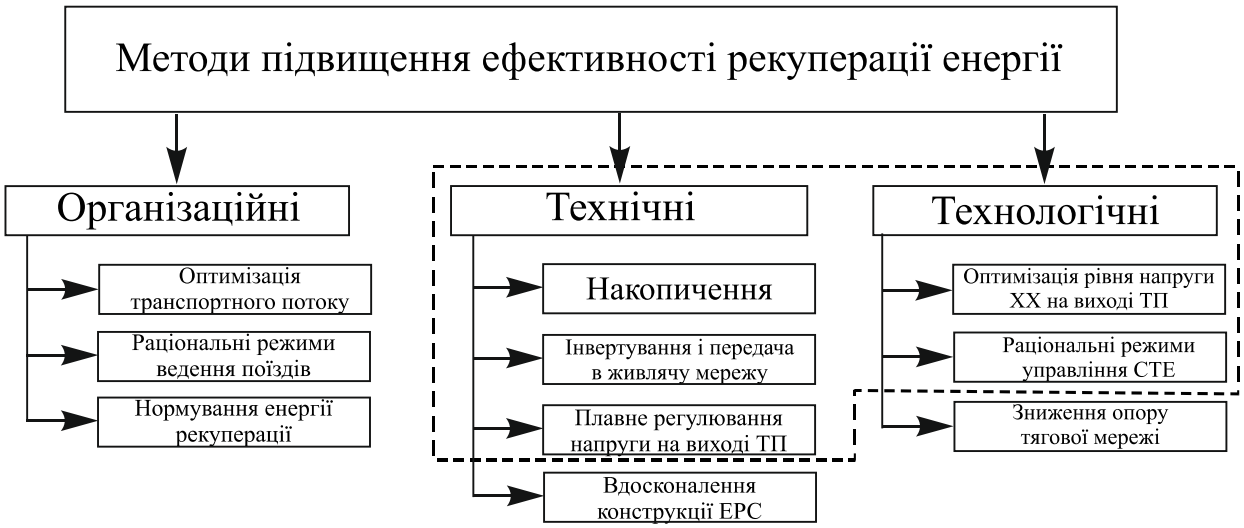


Рис. 5.7. Класифікація методів підвищення ефективності використання рекуперації електроенергії в системах електрифікованого транспорту

При зупиночному гальмуванні транспортних засобів має місце короткочасна генерація енергії, яка характеризується показниками, наведеними в табл. 5.4. Враховуючи це, передача енергії гальмування поїздів з тягової мережі через тягові підстанції (ТП) в зовнішню ме-

режу (на ділянках постійного струму – через інвертують ТП) можлива за умови, коли її прийом мережею узгоджено як в технічному, так і комерційному аспектах, таких як [15]:

– максимально допустима короткочасна потужність, приймається мережею;
– прийнятний рівень гармонік;
– готовність енергопостачальної компанії до рефінансування.

Вимірювання, проведені на гірських ділянках з інвертуючими ТП постійного струму [16] показують, що ефективність споживання надлишкової енергії рекуперації системою зовнішнього електропостачання (на приєднаннях 35, 110, 220 кВ) залежить від режимів нетягових навантажень у вузлах приєднання ТП, особливо в періоди, коли енергосистема є недовантаженою. Відсутність необхідного рівня нетягових навантажень в живильної мережі призводить до підвищення напруги на вводах ТП в режимі рекуперації та припинення передачі енергії з тягової мережі, і відповідно відключення рекуперації на рухомому складі за умовою максимально допустимого напруги на струмоприймачі.

Крім цього, експериментально встановлено, що при підключенні суміжних інверторних ТП до ліній різного рівня напруги рекуперація енергії поблизу однієї ТП (підключеної 35 кВ) може не призводити до її переходу в інверторний режим, а передача надлишкової енергії гальмування поїзда відбувається через віддалену ТП (підключену до 110 кВ). У даному випадку має місце нерівномірний розподіл завантаження інвертуючих ТП в режимі рекуперації, що призводить до збільшення втрат енергії рекуперації в тягових мережах.

Так при поверненні надлишкової енергії рекуперації в метрополітенах та системах міського електротранспорту, внаслідок імпульсного характеру потужності рекуперації, її повернення до первинної енергосистеми може погіршувати режими живлення нетягових споживачів, приєднаних в загальному вузлі з відповідною ТП. Крім того використання інверторів для повернення енергії в зовнішню енергосистему володіє ще рядом істотних недоліків [15]:

– ускладнюється обладнання тягових підстанцій;
– при включенні інвертора в мережу можуть виникати циркуляційні струми в контурі, утвореному з випрямлячами (перекачка енергії при відсутності рекуперації) [17];
– енергія що передається в первинну мережу носить імпульсний характер і має низьку якість;

– знижується ККД рекуперації за рахунок додаткового вузла перетворення енергії;
– погіршується режим живлення нетягових споживачів;
– значно підвищується напруга в контактній мережі.

Для забезпечення якості електроенергії рекуперації згідно з вимогами [4, 5] необхідно значне вдосконалення і ускладнення обладнання тягових підстанцій, які виконують прийом та передачу надлишкової енергії рекуперації в первинну енергосистему.

Тут важливо зазначити, що повернення надлишкової енергії рекуперації з систем транспорту циклічного руху в первинну енергосистему можливо тільки за умови, що рівні нетягового навантаження енергосистеми у вузлах приєднання ТП достатні для поглинання енергії $W_{надл}$.

Одним із шляхів ефективного використання надлишкової енергії рекуперації $W_{надл}$ незалежно від режимів навантаження зовнішньої енергосистеми є локальна буферезація цієї енергії шляхом застосування накопичувачів, які також дозволяють суттєво вирівнювати тягове навантаження метрополітенів. В даний час в деяких метрополітенах країн ЄС [13] використовуються інерційні механічні накопичувачі, комплекс з 2...5 енергоблоків яких дозволяє акумулювати енергію потужністю 1,5...2,5 МВт, що дозволяє забезпечити пуск та розгін до швидкості 60 км/год двох електропоїздів. Використання ємнісних або надпровідних індуктивних НЕ на сьогодні ще не отримало розповсюдження і перебуває на стадії доопрацювання. Альтернативою застосування накопичувачів на в системі тягового електропостачання є їх установка безпосередньо на електропоїздах, що з енергетичної точки зору є найбільш оптимальним (в якості акумулюючих елементів на сьогодні розглядаються тільки суперконденсатори). Перевагою такого розташування є мінімізація втрат енергії рекуперації при її передачі до накопичувача і відсутність впливу енергії рекуперації на показники якості електроенергії системи зовнішнього електропостачання. Недоліком є погіршення масогабаритних показників електропоїздів. У цьому зв'язку питання про оптимальне розташування накопичувача в системі неавтономної електричної тяги на сьогодні залишається відкритим і потребує більш глибокого вивчення.

Таким чином, при використанні рекуперації енергії можливі наступні варіанти її споживання (рис. 5.8):

– рекуперована ЕРС енергія розподіляється в тяговій мережі і поглинається лише поїздами, що працюють у тяговому режимі, а при наявності надлишкової енергії вона гаситься безпосередньо на поїзді (реостатне гальмування) або на ТП;
– ТП обладнуються інверторними агрегатами (ІА), причому ІА може бути поєднаний з випрямним агрегатом (ВА) (рис. 5.8, *б*);
– у системі тяги застосовуються накопичувачі енергії (НЕ), енергоємність яких повинна бути розрахована на поглинання енергії рекуперації, причому накопичувачі можуть бути встановлені на фідерах тягової підстанції, в середині фідерної зони, а також безпосередньо на поїзді (рис. 5.8, *в*).

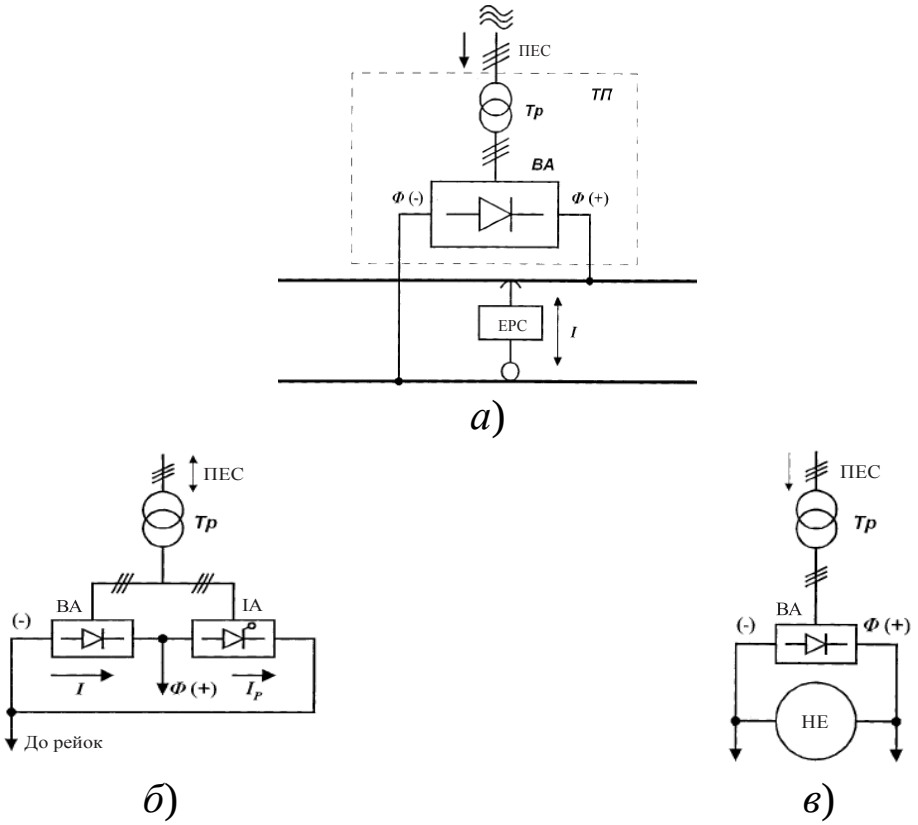


Рис. 5.8. Варіанти виконання тягової підстанції постійного струму

В умовах наземного залізничного транспорту, зокрема системи приміських сполучень, розміщення тягових підстанцій не пов'язано з зупинними пунктами і, крім того, залежно від реалізованого графіка руху до фідерної зони кожної тягової підстанції одночасно може знаходитися декілька поїздів в режимі рекуперації. Тому задача вибору енергоємності накопичувача повинна вирішуватися методом статистичного моделювання. Тут в результаті моделювання може бути отримана залежність між енергоємністю накопичувача E_H і величи-

ною надлишкової енергії рекуперації $W_{надл}$. Під надлишкової енергією $W_{надл}$ розуміють той надлишок рекуперованої усіма поїздами за добу електроенергії, що не може бути прийнятий системою електропостачання та її гасять переходом на реостатне гальмування.

Приблизний вигляд такої залежності показаний на рис. 5.9, причому вибір ємності накопичувача в цьому випадку роблять за умови економічної доцільності, зіставляючи капітальні затрати на накопичувач і одержувану при цьому економію електроенергії, по приведених витратах $З_П$. що дозволяє вибрати оптимальну енергоємність НЕ $E_{H\ opt}$.

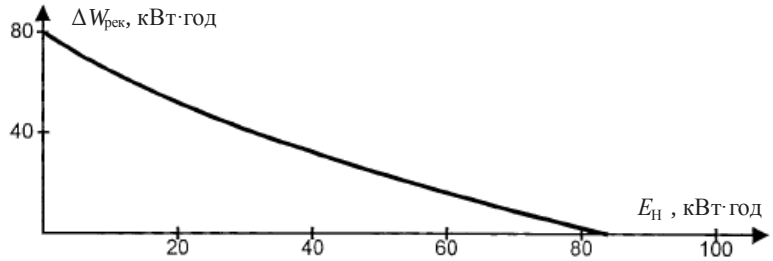


Рис. 5.9. Залежність надлишкової енергії рекуперації поїздів від потрібної енергоємності накопичувача

Значення основних параметрів, що визначають властивості головних типів накопичувачів енергії, наведені в табл. 5.4 [7].

Таблиця 5.4.

Енергетичні та розрядні показники різних типів НЕ

Тип НЕ		Питома енергія, Дж/г	Час виводу енергії, с
Зі статичною активною зоною	Хімічний	$10^2...10^5$	$1...10^5$
	Індуктивний	1...10	$10^{-3}...10$
	Ємнісний	0,1...0,5	$10^{-6}...10^{-2}$
З динамічною активною зоною	Механічний	$10...10^3$	$1...10^3$
	Електромеханічний	1...10	$10^{-2}...10$
	Електродинамічний	0,05...1	$10^{-3}...10^{-2}$

На рис. 5.10 показано деякі обрані типи НЕ, причому для порівняння ефективності їх застосування наведені питомі енергії (відношення накопиченої енергії до маси накопичувача) та питомі потужності (відношення потужності заряду/розряду до маси накопичувача).

Для використання ІНЕ в СТЕ залізниць перетворювальний агрегат (ПА) повинен мати короткочасну пікову потужність до 10 МВт (номі-

нальна потужність 2,5 МВт). Аналіз існуючої напівпровідникової апаратури показав, що ПА на дану потужність зручніше розбити на 6 однакових модулів по 1,7 МВт кожен [13]. Модуль включає в себе два силових напівпровідникових агрегати, а саме реверсивний перетворювач постійної напруги (РППН) і автономний інвертор струму (АІТ) з індуктивним дроселем (Д) між ними. Загальна принципова схема ІНЕ представлена на рис. 5.11. Дана схема була розроблена НТЦ «Синтез» НИИЭФА спільно з МІІТом для використання на ділянці Малого кільця Московської залізниці, що на даному етапі електрифікується. За проектом розташовуватися ІНЕ повинні були в середині фідерних зон у якості так званих «накопичувальних» ТП потужністю близько 5...10 МВт і енергоємністю 100...150 МДж на одиницю ІНЕ.

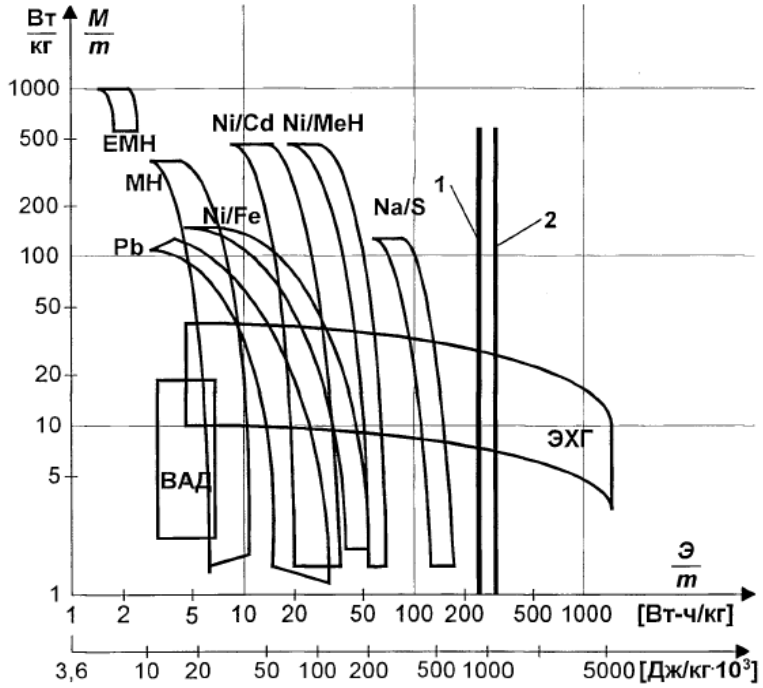


Рис. 5.10. Питомі енергетичні характеристики різних типів НЕ

ВАД – повітряні акумулятори тиску,
ЕМН – ємнісні молекулярні накопичувачі,
МН – маховічні накопичувачі (типові),
ЭХГ – електрохімічні генератори,
Pb – свинцевий акумулятор,
Ni/Fe – нікель-залізний акумулятор,
Ni/Cd – нікель-кадмієвий акумулятор,
Ni/MeH – нікель-гідриднометалевий акумулятор,
Na/S – сірчано-натрієвий акумулятор,
1 – маховик обідного типу з стеклопласту,
2 – маховик комбінованого типу (матеріал стрижнів – органопласт, матеріал обода – скловолокно).

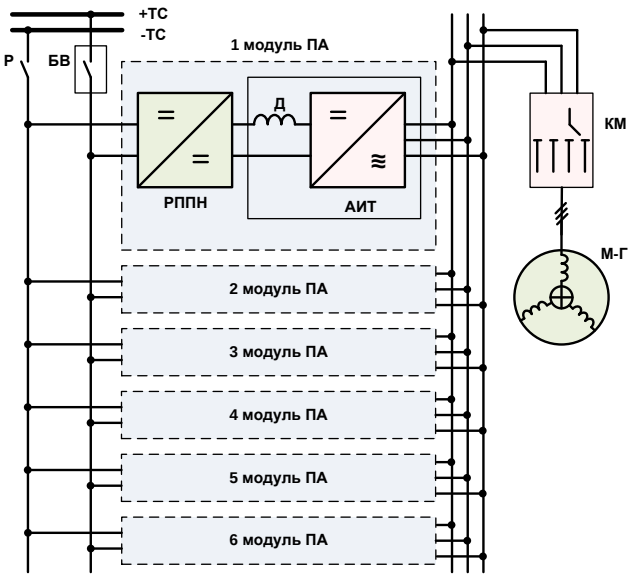


Рис. 5.11. Принципова схема ПА для ІНЕ

СТЕ залізниць, особливо постійного струму, є унікальним полігоном для широкомасштабного використання пристроїв кріогенної надпровідникової техніки, так як це сильнострумовий споживач першої категорії з порівняно низьким рівнем напруги, з різконерівномірним енергоспоживанням і, як наслідок цього, великими питомими втратами енергії на одиницю перевізної роботи.

Одна з можливих схем підключення надпровідного індукційного накопичувачі (СПІН) до СТЕ залізниць показана на рис. 5.12. Тут СПІН підключається безпосередньо до шин напруги ~ 27,5 кВ, 50 Гц ТП змінного струму. Акумулюючий елемент (АЕ) через комутаційний модуль (КМ) підключається до перетворювального агрегату. Перетворювальний агрегат складається з імпульсного регулятора постійного струму (ІРПТ) і чотириквадрантного регулятора (4QS), розділених контуром постійного струму з поглинаючою (фільтруючою) вставкою постійного струму (ФТВП). Далі перетворювальний агрегат через трифазну лінію підключається до силового трансформатору (СТ), який, у свою чергу, через роз'єднувач приєднаний до шин ~ 27,5 кВ.

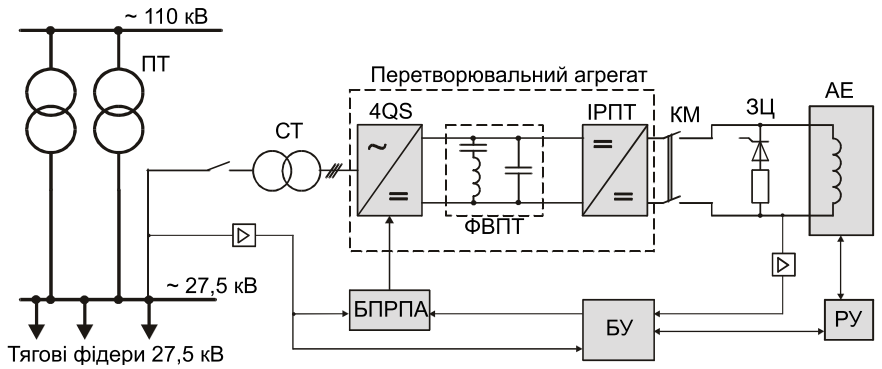


Рис. 5.12. Структурна схема підключення СПІН до ТП змінного струму

Ємнісні накопичувачі енергії (ЄНЕ) може бути як стаціонарного (при установці на ТП або в тяговій мережі), так і бортового виконання (при установці на ЕРС). На рис. 5.13 представлена схема підключення ЄНЕ до двоколійної ділянки та її електрична схема з розділеною ємністю. Для підвищення ККД заряду ємності в ЄНЕ використовується перетворювач (зарядний пристрій), який працює за принципом електромагнітного дроселя.

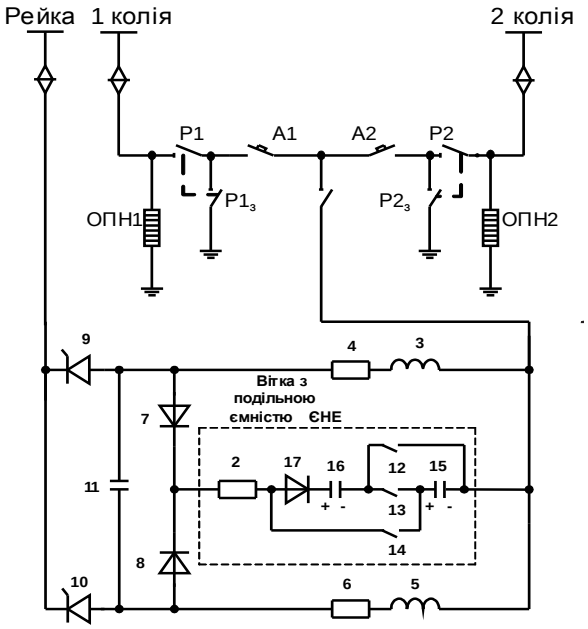
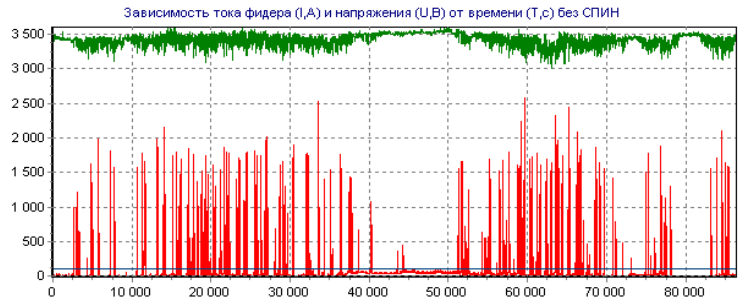


Рис. 5.13. Схема підключення ЄНЕ з розділеною ємністю на двоколійній ділянці

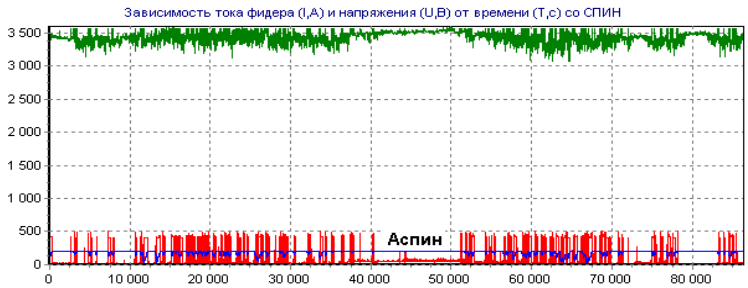
Основними функціями встановлення НЕ в середовищі СТЕ є зниження нерівномірності тягового електроспоживання для зменшення втрат енергії в елементах СЕТ, розширення можливостей застосування рекуперації на ЕРС і зниження встановленої потужності ТП.

Ефективність роботи НЕ в тягових мережах електротранспорту можуть бути проілюстровані за допомогою осцилограм напруги і струму фідера ТП (рис. 5.14), що отримані у [13] і які вказують на зниження імпульсного характеру тягового навантаження.

У разі зниження інтенсивності руху поїздів та збільшення міжпоїзного інтервалу зростає та складова рекуперованої електроенергії, яка перетікає через шини тягових підстанцій до поїздів, що перебувають у режимі тяги на сусідніх міжпідстанційних зонах. При цьому особливу роль для перетоків енергії рекуперації з одного міжпідстанційних зони на інші відіграє рівень напруги на шинах тягових підстанцій, через які здійснюється перетікання даної енергії.



а)



б)

Рис. 5.14. Залежність струму фідера № 3 ТП вузла Московської залізниці протягом доби при відсутності (*а*) і наявності (*б*) НЕ

Підвищення ефективності рекуперації в умовах зниження або відсутності тягового електроспоживання на ділянках може бути реалізовано шляхом ситуаційного регулювання напруги на шинах ТП. В якості критерію оптимізації приймається максимум перетікання енергії рекуперації через шини тягової підстанції при наявних розмірах руху потягів. В цьому випадку цільова функція може бути представлена наступним чином [7]

$$W_{\text{рек}}^{ТП} = \sum_{i=1}^{n} W_{\text{рек}\,i}^{ТП}\left(U_{xx\,i}\right) \to \max, \tag{5.26}$$

де $W_{\text{рек}\,i}^{ТП}$ – перетік енергії рекуперації через шини *i*-тої тягової підстанції;

$U_{xx\,i}$ – напруга холостого ходу *i*-тої тягової підстанції;

n – число тягових підстанцій.

Очевидним є той факт, що перетоки потужності рекуперації через шини тягової підстанції будуть збільшуватися із зменшенням напруги холостого ходу на її шинах, тому накладене на розрахунок обмеження може бути записано у вигляді

$$U_{xx\,i} - \Delta U_{\text{т}\,i} \geq U_{\text{тяги}}^{\min}, \tag{5.27}$$

де $U_{\text{тяги}}^{\min}$ – найменша середня напруга на струмоприймачах електровозів за час ходу їх під струмом, що забезпечує заданий час ходу;

$\Delta U_{\text{т}\,i}$ – середня втрата напруги в СТЕ від *i*-тої тягової підстанції до електровоза в тяговому режимі.

Таким чином, завдання підвищення ефективності рекуперації у цьому випадку полягає у визначенні таких значень напруги холостого ходу на шинах тягових підстанцій, які б забезпечили максимум цільової функції (5.26) за наявності обмеження (5.).

На першому етапі рішення цієї задачі для кожної міжпідстанційної зони розрахункової ділянки визначається найменше середнє значення напруги на струмоприймачах електровозів за час їх ходу під струмом, яке забезпечує заданий час ходу. Розрахунки робляться в спеціалізованій програмі тягових розрахунків і режимів СТЕ, у якій імітується рух потягів максимально допустимої маси для кожного з напрямів, при цьому в якості розрахункового значення напруга на струмоприймачі електровоза для кожної міжпідстанціної зони набувало його середнього значення.

Таким чином, на ділянках постійного струму, де відсутні приймачі надлишкової енергії рекуперації, одним із заходів, спрямованих на підвищення стійкості характеру рекуперативного гальмування, може бути відповідне регулювання напруги холостого ходу на тягових підстанціях, через шини яких можна очікувати значне перетікання потужності рекуперації.

Система керованого електропостачання на основі автоматичного регулювання напруги тягових підстанцій постійного струму може бути реалізована на діючих підстанціях електрифікованих ділянок підключенням до нерегульованих перетворювачів регульованих перетворювачів вольтододаткових пристроїв і на нових напрямках, що електрифікуються – установкою на підстанціях регульованих перетворювачів [6].

Для регулювання напруги в контактній мережі для ефективного рекуперативного гальмування необхідна зміна напруги безпосередньо в контактній мережі за допомогою пристроїв регулювання напруги тягових підстанцій. При цьому має забезпечуватися на одній або декількох фідерних зонах безперервне і одночасне для всіх фідерних зон регулювання напруги в контактній мережі

На рис. 5.34, як приклад, наведено отримані розрахунковим шляхом залежності напруги на струмоприймачі поїздів в тяговому і рекуперативному режимах (при струмах $I_{\text{рек}} = 1000$ А и $I_{\text{тяг}} = 1500$ А), струмів тягових підстанцій ТП 2 і ТП 3 і відносних втрат потужності в тя-

говій мережі від віддалення поїздів для двоколійної ділянки, одержані шляхом багатоваріантних розрахунків схеми рис. 5.5, б при різних значеннях (x_1, x_2). Для спрощення прийнято, що поїзди ЕРС 1 і ЕРС 2 рухаються на суміжних фідерних зонах з однаковою швидкістю в напрямку ТП 1 і ТП 3 відповідно, тому в будь-який момент часу $x_1 = x_2$. Ділянка прийнята з двостороннім роздільним живленням, тягові підстанції мають однакові зовнішні характеристики з напругою холостого ходу $E_{ТП} = 3300$ В, що виключає протікання зрівняльних струмів в тяговій мережі.

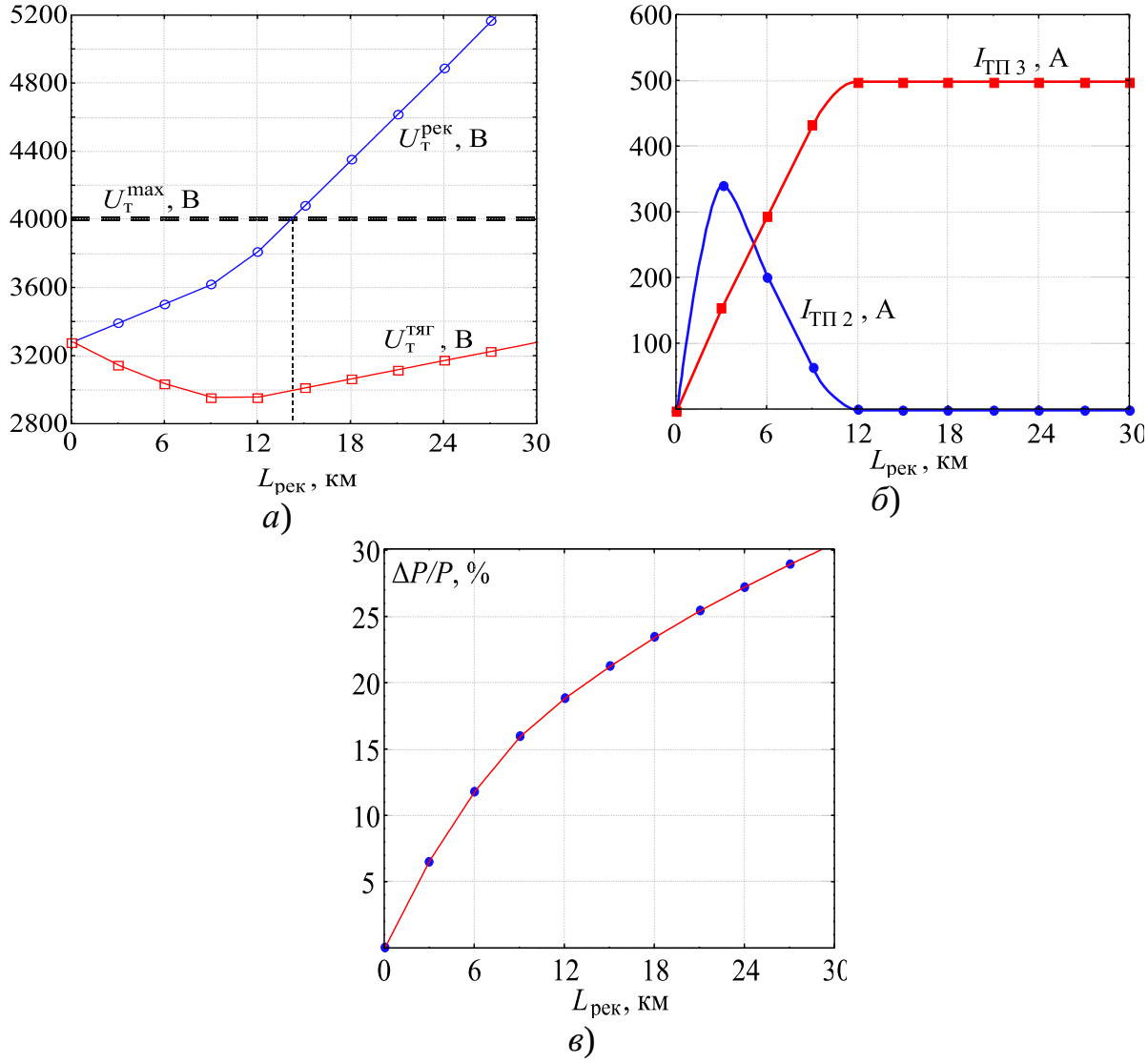


Рис. 5.34. Залежність напруги на струмоприймачах поїздів (*а*), струму тягових підстанцій (*б*) і відносних втрат потужності в тяговій мережі (*в*) від видалення поїздів в тяговому і рекуперативному режимах

З рис. 5.34, *а* видно, що при такому співвідношенні струмів тяги і рекуперації на суміжних фідерних зонах можливість здійснення ре-

куперації за умовами напруги на струмоприймачі (5.1) визначається відстанню між поїздами $L_{\text{рек}} \leq 14$ км. Крім цього, з рис. 5., *б* видно, що навіть за умови рівності зовнішніх характеристик тягових підстанцій режим рекуперації призводить до утворення в системі тягового електропостачання зрівняльних струмів, що проявляється в непропорційному завантаженню суміжних тягових підстанцій залежно віддаленню поїзда. Розрахунками встановлено, що плавне регулювання напруги на шинах тягових підстанцій з метою вирівнювання їх навантажень при наявності на ділянці рекуперації призведе лише до збільшення втрат потужності в тяговій мережі. Необхідно також зазначити, що при даному розташуванні поїздів і співвідношенні їх струмів тягова підстанція ТП 1 працює в режимі холостого ходу (при відсутності тягової навантаження зліва), тому не впливає на струморозподіл в системі електропостачання.

В такому випадку для підвищення ефективності використання енергії рекуперації в умовах обмеженого тягового електроспоживання на ділянці при фіксованих значеннях $\left(I_{\text{рек}} > I_{\text{тяг}}\right)$, може бути використана залежність $L_{\text{рек}} = L_{\text{рек}}\left(U^{\text{XX}}_{\text{ТП 1, 2}}\right)$, згідно з якою для розширення зони рекуперації та забезпечення перетікання надлишкової енергії $W_{\text{надл}}$ до віддалених поїздів в тяговому режимі необхідно плавно знижувати напругу на шинах тягових підстанцій. Для забезпечення режиму рекуперації за умовами допустимого рівня напруги на струмоприймачі поїзда необхідно знизити напруги холостого ходу на шинах тієї з тягових підстанцій (або обох), яка більше живить поїзд в режимі тяги, тобто як би перекласти більше навантаження на рекуперуючий поїзд. Межею регулювання при цьому повинна виступати обмеження по мінімально допустимому рівню напруги на струмоприймачах поїздів в тягових режимах згідно [4, 5], що забезпечує умову $U_{\text{т}}(t) \geq U_{\text{т}}^{\min}$.

На рис. 5.35 наведено закони зміни напруги на шинах тягових підстанцій ТП 2 і ТП 3, що забезпечує дотримання умови (5.1).

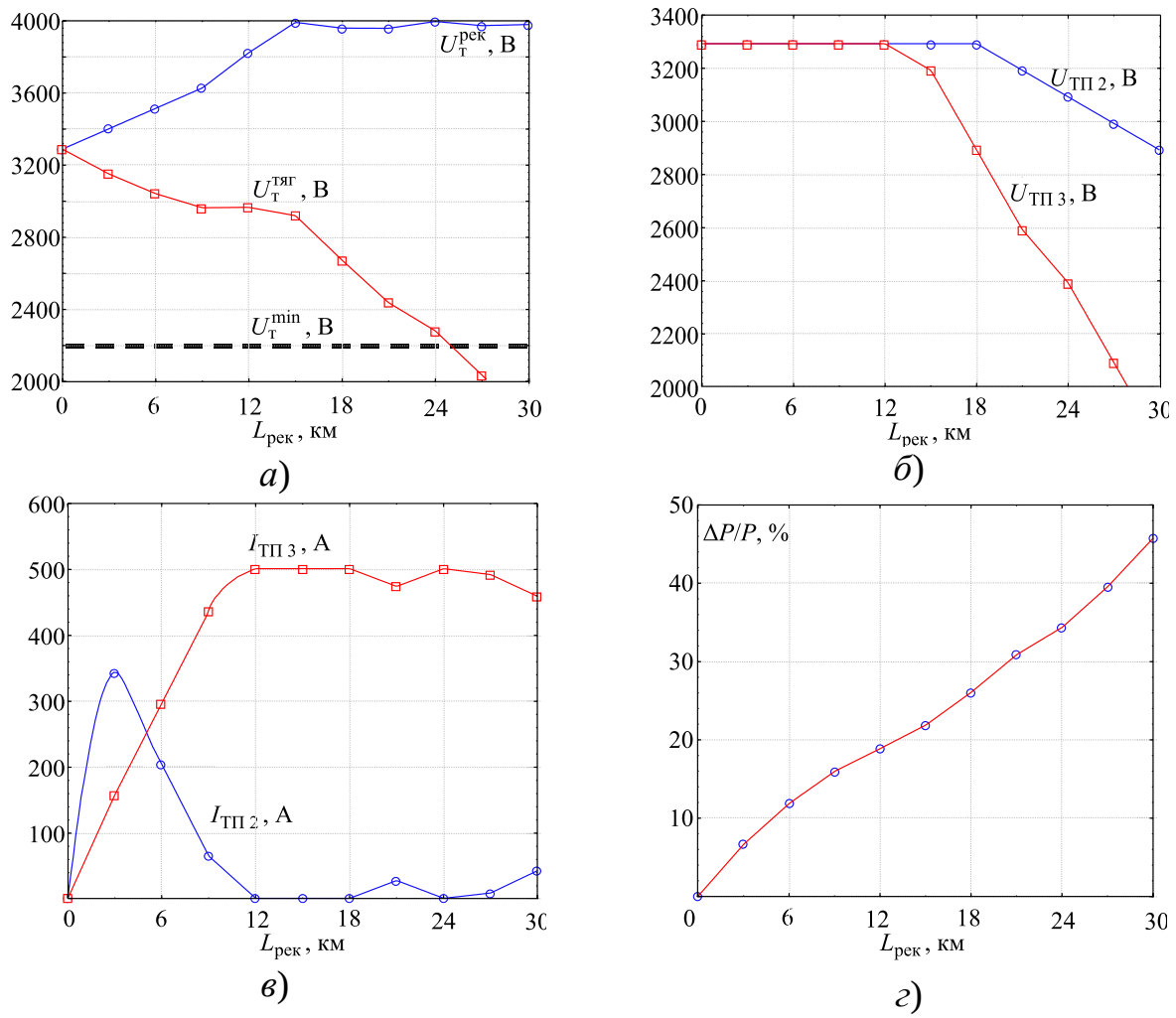


Рис. 5.35. Залежність напруги на струмоприймачах поїздів (*а*) і на шинах тягових підстанцій (*б*), струму тягових підстанцій (*в*) і відносних втрат потужності в тяговій мережі (*г*) від видалення поїздів при регулюванні напруги підстанцій

Як видно з рис. 5.35, *а* регулювання напруги на шинах тягових підстанцій теоретично дозволяє розширити зону рекуперації до 24 км, а далі обмежено умовою нижньою границею (5.1), що крім того, супроводжується збільшенням втрат енергії в тяговій мережі (рис. 5.35, *г*).

В реальності отримання напруги на струмоприймачі поїзда ЕРС 2 близького до мінімального рівня на дільницях зі складним профілем призведе до збільшення споживаного струму і, як наслідок, ще більшого зниження напруги на струмоприймачі, що особливо характерно для сучасного електрорухомого складу з плавним регулюванням потужності в режимі руху з постійною швидкістю (силою тяги). При цьому може погіршиться пропускна здатність ділянки і ще більше зростуть втрати в тяговій мережі (рис. 5.35, *г*), що істотно позначиться на ефективності електричної тяги в цілому.

Таким чином за даним підходом для кожної конкретної ділянки може визначатися своя межа раціонального регулювання напруги, що забезпечує прийнятний баланс між втратами енергії в тяговій мережі і втратою потенційно можливої енергії рекуперації поїзда.

Список використаних джерел до розділу 5

1. Гетьман Г. К. Теория электрической тяги: монография / Г. К. Гетьман. – Днепропетровск: Изд-во Маковецкий, 2011. – 456 с.
2. Быков Е. И. Электроснабжение метрополитенов. Устройство, эксплуатация и проектирование [Текст] / Е. И. Быков. – М.: Транспорт, 1983. – 447 с.
3. Нейман Л.Р., Демирчян К.С., Коровкин Н.В. Теоретические основы электротехники: учебник для вузов. – 5-е изд. – СПб.: Питер, 2009. – Т.1. – 512 с.
4. Транспорт электрифицированный с питанием от контактной сети. Ряд напряжений: ГОСТ 6962-75 – [Действует с 1977-01-01] – М.: Изд-во стандартов, 1976. – 3 с.
5. Напряжение питания тяговых железнодорожных сетей: Стандарт NF EN 50163-1996 – [Действует с 01.11.1996]. МКС 29.280, 1995. – 11 с.
6. Аржанников Б.А. Система управляемого электроснабжения электрифицированных железных дорог постоянного тока: монография / Б.А. Аржанников. – Екатеринбург: Изд-во УрГУПС, 2010. – 176 с.
7. Тарута П. В. Повышение эффективности использования энергии рекуперации в системе тягового электроснабжения постоянного тока: ареф. дис... канд. техн. наук: 05.22.07 / П. В. Тарута; ОмГУПС. – Омск, 2004. – 21 с.
8. Щербак, Я. В. Аналіз застосування рекуперативного гальмування на залізницях України / Я. В. Щербак, В. П. Нерубацький // Залізничний транспорт України. – 2011. - №2. – С. 30-34.
9. Сергієнко, М. І. Основні напрямки роботи Укрзаліниці з енергозбереження та її результати / М. І. Сергієнко // Локомотив-информ. – 2010. - №4. – С. 24-26.
10. Сопов В.И., Курнаева Н.А., Иванов А.В. Способы повышения использования энергии электрического торможения подвижного состава / В.И. Сопов, Н.А. Курнаева, А.В. Иванов. – Онлайн Электрик: Электроэнергетика. Новые технологии, 2012.– URL: http://www.online-electric.ru/articles.php?id=43.

11. Сиченко, В. Г. Аналіз режимів напруги на приєднаннях тягових підстанцій змінного струму / В. Г. Сиченко, Д. О. Босий // Вісник Дніпропетровського національного університету залізничного транспорту імені академіка В. Лазаряна. – Д., 2009. – Вип. 29. - С. 82-87.
12. Павелчик М. Повышение эффективности электрической тяги при помощи накопителей энергии: ареф. дис... д.т.н.: 05.22.09, 05.09.03 / М. Павелчик; МГУПС. – Москва, 2000. – 48 с.
13. Шевлюгин М.В. Ресурсо- и энергосберегающие технологии на железнодорожном транспорте и метрополитенах, реализуемые с использованием накопителей энергии: ареф. дис... д.т.н.: 05.14.02 / М.В. Шевлюгин; МГУПС. – Москва, 2013. – 49 с.
14. Марквардт, К. Г. Электроснабжение электрифицированных железных дорог / К. Г. Марквардт. – М.: Транспорт, 1982. – 528 с.
15. Сберегающие технологии тягового электроснабжения с рекуперацией энергии торможения поездов / А.Т. Бурков, В.М. Варенцов, А.Н. Марикин и др. // Тезисы докладов: 2-ая Евроазиатская конференция по транспорту 12-15 сентября 2000 г. – С-Пб: ЦНИИТ СЭТ, 2000. – С. 93.
16. Саблін О. І. Ефективність рекуперації електроенергії в системі електротранспорту з інверторними тяговими підстанціями постійного струму / О. І. Саблін, Д. О. Босий та ін. // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2016. – № 2. – С. 73-79.
17. Пулін М. М., Скрипник О. І. Проблеми перемикання тягової підстанції з випростувального режиму в інверторний і навпаки / М. М. Пулін, О. І. Скрипник // Вісник НУ «Львівська політехніка», № 497. – Львів, 2003. – С. 161-165.

6. ПОТЕНЦІАЛ ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ В ТЯГОВИХ МЕРЕЖАХ

6.1. Оцінка потенціалу енергозбереження

Для успішного проведення енергозберігаючої політики в СТЕ доцільно вивчити структуру технологічних втрат електроенергії в її елементах. Узагальнена структура втрат наведена на рис. 6.1. При здійсненні перевізного процесу енергія втрачається в пристроях контактної мережі і тягових підстанцій. У пристроях контактної мережі окремо виділені втрати від струмів поїздів і втрати від зрівняльних струмів, які залежать від нерівності ЕРС тягових підстанцій, що живлять межподстанційну зону. В тягових підстанціях постійного струму, що мають два ступені трансформації, енергія втрачається в знижувальних і перетворювальних трансформаторах, вентилях, RC-ланцюгах, шунтах, реакторах згладжуючіх пристроїв. Частина електроенергії, яку переробляє тягова підстанція, споживається на власні потреби. Необхідно відзначити, що не всі втрати електроенергії можна змінити за допомогою регулювання режимів СТЕ. Можна впливати лише на рівень втрат електроенергії в елементах контактної мережі (шляхом переходу на різні схеми живлення і регулювання напруги на шинах тягових підстанцій за допомогою перемикання РПН або застосування вольтододаткових пристроїв), в знижувальних і перетворювальних трансформаторах – шляхом переходу в процесі експлуатації на паралельну роботу. Втрати потужності в останніх елементах системи тягового електропостачання не залежать від параметрів режиму системи електропостачання, тобто неможливо впливати на рівень втрат в цих елементах за допомогою регулювання.

В умовах постійно зростаючих цін на паливно-енергетичні ресурси особливої уваги потребує завдання підвищення ефективності використання енергоресурсів і реалізації енергозберігаючої політики в галузі залізничного транспорту України, що обумовлює актуальність наукових досліджень, спрямованих на її рішення.

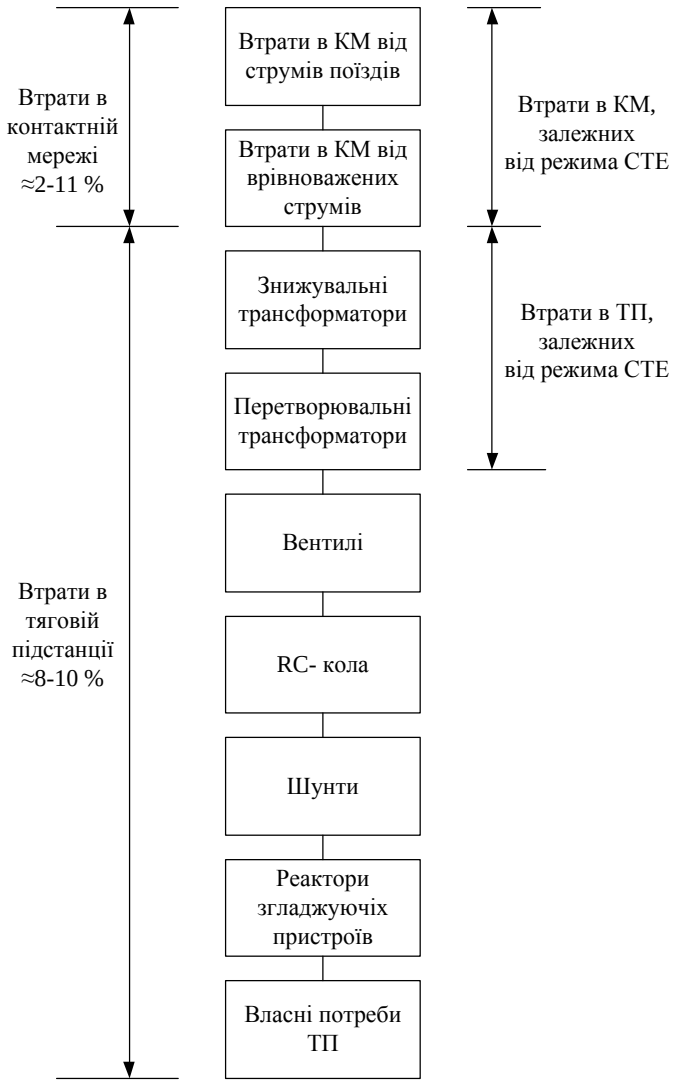


Рис. 6.1. Структура технологічних втрат електроенергії в системі тягового електропостачання

Першим етапом вирішення цього завдання є визначення технічного потенціалу енергозбереження, який можна знайти як для окремого *i*-го енергозберігаючого заходу на *k*–му, $k = k \in K$, елементі (об'єкті) виробничо-господарської системи, так і для різних множин таких заходів i, $i \in I$.

Цей потенціал може розраховуватися як в абсолютному вигляді (6.1), так і у відносних одиницях (6.2) [1]:

$$\Pi_{KI}^{\mathrm{A}} = \sum_{k \in K} \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} \left(K_j \cdot \left(W_{k_i}^{B} - W_{k_i}^{P} \right) \cdot T_{k_i} \right), \tag{6.1}$$

$$\Pi_{KI}^{\mathrm{O}} = \frac{\sum_{k \in K} \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} \left(K_j \cdot \left(W_{k_i}^{B} - W_{k_i}^{P} \right) \cdot T_{k_i} \right)}{\sum_{k \in K} \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} \left(K_j \cdot W_{k_i}^{B} \cdot T_{k_i} \right)}, \tag{6.2}$$

де $П^{А}_{KI}$, $П^{О}_{KI}$ – абсолютний і відносний потенціал енергозбереження;

$W^{B}_{k_i}$, $W^{P}_{k_i}$ – споживання ПЕР відповідно до і після реалізації енергозберігаючого заходу в умовних одиницях виміру (якщо йдеться про економію більше одного виду ПЕР). Якщо розглядається тільки один вид ПЕР, то в цьому випадку потенціал може розраховуватися в натуральних одиницях;

j – індекс виду ПЕР, $j \in J$;

K_j – коефіцієнт переведення натуральних одиниць виміру в умовні;

T_{ki} – період часу, для якого розраховується зниження витрат ПЕР для відповідного енергозберігаючого заходу.

При використання виразів (6.1) і (6.2) для k елемента системи може розглядатися тільки один енергозберігаючий захід з кожної альтернативної множини.

На практиці найбільше значення має визначення економічно- доцільного потенціалу енергозбереження та формування на цій основі планів його реалізації. Граничною умовою економічної доцільності реалізації енергозберігаючого заходу є, як мінімум, рівність додаткових витрат (інвестиційних, експлуатаційних і т.д.) за життєвий цикл, пов'язаних з реалізацією такого заходу Z_{ki} і сумарної вартості зекономлених енергоресурсів за життєвий цикл його реалізації, що формалізується в такому вигляді:

$$П^{E}_{KI} = \sum_{t=1}^{T} (Z_{ki} - \sum_{k \in K} \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} C_{jt} \cdot \Delta O_{kijt}) \geq 0, \qquad (6.3)$$

де $П^{E}_{KI}$ – економічно доцільний потенціал енергозбереження;

t – розрахунковий етап в періоді життєвого циклу;

j – індекс виду ПЕР;

C_{jt} – вартість відповідного виду ПЕР;

ΔO_{kijt} – обсяг зекономлених ПЕР.

Необхідно відзначити, що технологічний і економічно-доцільний потенціал може змінюватися – в часі, під впливом науково-технічного прогресу та економічної кон'юнктури. Однак, зміни під впливом цих факторів, як правило, відбуваються протягом досить тривалого періоду.

З урахуванням специфіки розв'язуваної задачі, показник потенціалу енергозбереження ідентифікується набором класифікаційних ознак, причому деякі з них прямо залежать від особливостей дослі-

джуваної системи. Для визначення потенціалу енергозбереження систем електропостачання залізниці пропонується використовувати набір класифікаційних ознак, який представлений в табл. 6.1.

Таблиця 6.1

Класифікаційні ознаки потенціалу енергозбереження на залізничному транспорті

<table>
<tr><td>Класифікаційна ознака</td><td colspan="5">Класифікація</td></tr>
<tr><td>Елементи (об'єкти) досліджуваної системи</td><td>Система електропостачання тяги поїздів в цілому</td><td>Дистанції електропостачання</td><td>Цехи, дільниці, тягові підстанції, райони контактної мережі</td><td>Технологічні процеси</td><td>Установки, обладнання, машини і т.ін.</td></tr>
<tr><td>Вид потенціалу енергозбереження</td><td>Теоретичний</td><td colspan="2">Технічно-досяжний</td><td colspan="2">Економічно-доцільний</td></tr>
<tr><td>Тип енергозберігаючого заходу</td><td colspan="2">Організаційно-технологічний</td><td colspan="3">Інвестиційний</td></tr>
<tr><td>Вид ПЕР</td><td>ПЕР в цілому</td><td>Група ПЕР</td><td colspan="3">Конкретний вид ПЕР</td></tr>
<tr><td>Одиниці виміру</td><td>Натуральні</td><td>Умовні</td><td colspan="2">Вартісні</td><td>Відносні</td></tr>
<tr><td>Часовий інтервал розрахунку</td><td colspan="2">Життєвий цикл енергозберігаючого заходу</td><td colspan="3">Певний період життєвого циклу (рік, місяць і т.ін.)</td></tr>
<tr><td>Рівень реалізації</td><td>Прогнозний</td><td colspan="2">Плановий</td><td colspan="2">Фактичний</td></tr>
</table>

У загальному вигляді процес оцінки потенціалу енергозбереження для залізничного транспорту включає наступні етапи:

а) формулювання цілей оцінки потенціалу енергозбереження;

б) визначення переліку об'єктів і відповідних енергозберігаючих заходів (множин K та I);

в) розробка алгоритмів оцінки потенціалу енергозбереження, який би відображав специфіку об'єкта та енергозберігаючого заходу;

г) збір необхідної інформації для реалізації відповідних алгоритмів;

д) розрахунок потенціалу енергозбереження.

При вирішенні практичних завдань по визначенню пріоритетів реалізації потенціалу енергозбереження та формування відповідних планів необхідно враховувати наявність обмежень, перш за все інвес-

тиційних. Це пов'язано з тим, що реалізація заходів з найбільшим технічно-досяжним потенціалом енергозбереження виявляється не завжди можливою.

Тому, для вирішення таких завдань необхідне застосування оптимізаційних моделей, які в спрощеному вигляді формалізуються наступним чином:

$$\sum_{k\in K}\sum_{i\in I}\sum_{n\in Nk} b_{kin}\cdot\Pi_{kin}^{E}\to\max\ , \tag{6.4}$$

$$\sum_{k\in K}\sum_{i\in I}\sum_{n\in Nk} b_{kin}=1, \tag{6.5}$$

$$\sum_{k\in K}\sum_{i\in I} Z_{ki}\le Z^{sum}, \tag{6.6}$$

де n – індекс альтернативних енергозберігаючих заходів;

b_{kin} – булева змінна;

Z^{sum} – загальний обсяг коштів на реалізацію енергозберігаючих заходів.

При освоєнні потенціалу енергозбереження в першу чергу доцільно реалізовувати організаційно-технологічні енергоощадні заходи, які не потребують значних витрат. Одним з них є реалізація технічно-доступного потенціалу зниження втрат для систем електропостачання тяги поїздів на постійному струмі за рахунок узгодженої оптимізації графіка руху поїздів та їх схем електроживлення.

Особливістю цього потенціалу є те, що він залежить від рівня втрат при фактичному стані схеми електроживлення і при оптимальній схемі:

$$\Pi_{KI}^{E}=F(k_i,N^{opt})-F(k_i,N^{fact}), \tag{6.7}$$

де k_i – коефіцієнт інтенсивності руху поїздів, що визначає завантаження устаткування підстанцій, нерівномірність навантаження і т.д.;

N^{opt}, N^{fact} – оптимальна і фактична схеми електропостачання відповідно.

Таким чином, цей потенціал може істотно змінюватися (є динамічним), що обумовлено його специфікою. Поряд з цим, специфічним для централізованих систем електропостачання є наявність системного ефекту від зниження втрат на нижчих класах напруги, тому що це викликає додаткове зниження втрат на більш високих класах напруги в живильних лініях електропередач і трансформаторах [2]. Величина цього додаткового ефекту буде визначаться характеристиками елеме-

нтів, що входять в систему електропостачання, а також всіма наявними між ними зв'язками (рис. 6.2). При цьому потенціал енергозбереження системи електропостачання представляє собою сукупність потенціалів енергозбереження елементів, що входять до нього і може бути розрахований як сума значень потенціалів окремих елементів.

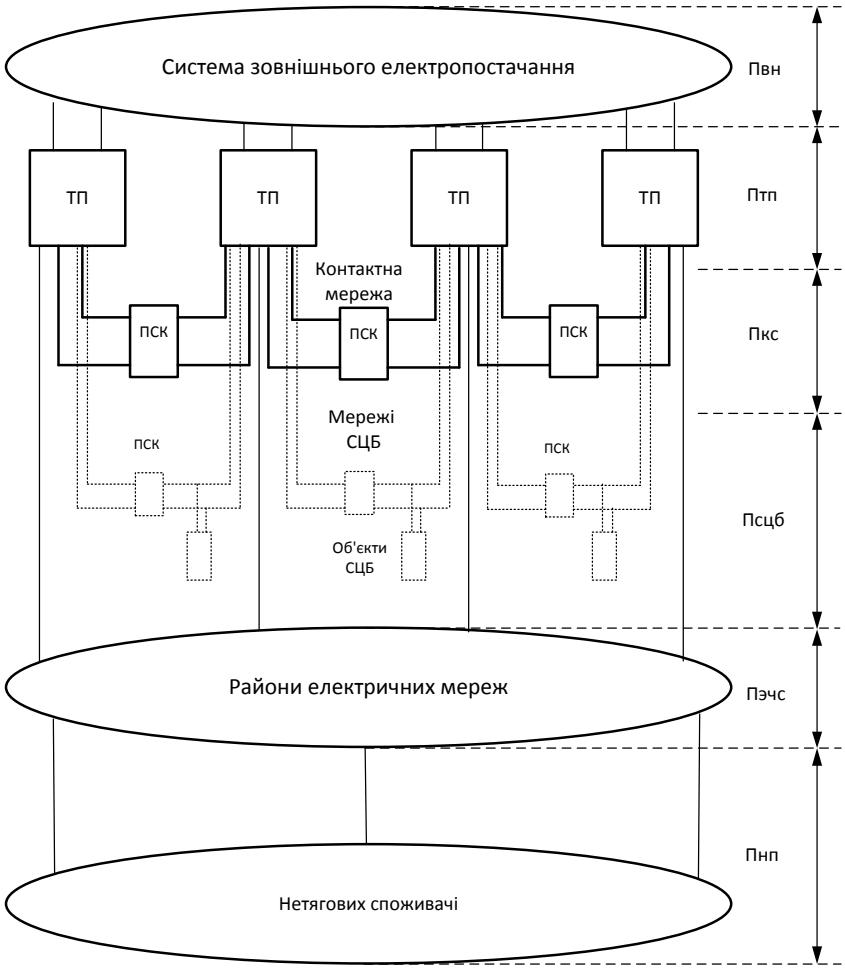


Рис. 6.2. Основні елементи системи електропостачання споживачів електротранспорту і відповідні потенціали енергозбереження

Так, потенціал енергозбереження дистанції електропостачання (ЕЧ) може бути визначений за наступним чином:

$$П_{эл}^{эч} = \sum_{i=1}^{n_1} П_{эчсi} + \sum_{j=1}^{n_2} П_{сцбj} + \sum_{l=1}^{n_3} П_{ксl} + \sum_{i=1}^{n_4} П_{тпk} + П_{вн} \ , \qquad (6.8)$$

де $П_{эл}^{эч}$ – електричний потенціал енергозбереження ЕЧ;

$П_{эчсi}$ – електричний потенціал енергозбереження і-го району електричних мереж (ЕЧС);

$П_{сцбj}$ – електричний потенціал енергозбереження j–ї ділянки мереж електропостачання СЦБ (сигналізація, централізація і блокування);

$П_{кс l}$ – електричний потенціал енергозбереження l–ї ділянки контактної мережі (КМ);

$П_{тп i}$ – електричний потенціал енергозбереження k–ї тяговой подстанції (ТП);

n_1, n_2, n_3, n_4 – кількість районів ЕЧС, ділянок живлення пристроїв СЦБ, ділянок контактної мережі і тягових підстанцій відповідно, які структурно входять у розглянуту дистанцію електропостачання;

$П_{вн}$ – потенціал енергозбереження у зовнішній системі електропостачання (системний ефект), обумовлений зниженням потреби в електроенергії у споживачів залізниці.

Визначення $П_{вн}$ базується на використанні коефіцієнта втрат у зовнішній системі електропостачання і проводиться в рамках двоетапної процедури. На першому етапі з модифікованого виразу (6.8), в якому відсутній останній доданок, знаходять потенціал енергозбереження тільки від заходів на залізниці $П_{жд.}$.

На другому етапі визначається $П_{вн}$ з виразу

$$П_{вн} = K_{вн} \cdot П_{жд}, \tag{6.9}$$

де $K_{вн}$ – усереднений коефіцієнт втрат в живильних лініях і трансформаторах системи зовнішнього електропостачання.

Усереднені значення рівня втрат електроенергії в контактній мережі можна визначити на основі експериментально-аналітичного підходу. Для цього використовуються значення експериментально визначених втрат електроенергії і витрат на окремих ділянках залізниці при організації дослідних поїздок з фіксацією витрат електроенергії по лічильникам локомотивів і лічильникам тягових підстанцій, а також дані аналітичних розрахунків, виконаних з використанням виразів, наведених в [3] для різних схем живлення і різної інтенсивності руху.

Величина потенціалу енергозбереження в контактній мережі від зменшення зрівняльних струмів залежить від безлічі випадкових факторів. Теоретично за допомогою регулювання напруги на шинах тягових підстанцій можна повністю позбутися від втрат електроенергії, викликаних зрівняльними струмами. Тому в даному випадку потенціал енергозбереження дорівнює втратам в контактній мережі від протікання зрівняльних струмів.

На тягових підстанціях постійного струму в залежності від інтенсивності руху можна перемикати на паралельну роботу знижувальні і перетворювальні трансформатори [4]. Потенціал енергозбереження в

тягових підстанціях за рахунок цих заходів залежить від коефіцієнта завантаження. Очевидно, що він буде дорівнювати сумі потенціалів енергозбереження в знижувальних і перетворювальних трансформаторах (якщо на тяговій підстанції застосовується подвійна трансформація). Для визначення його величини необхідно відняти втрати електроенергії при однотрансформаторному режимі з втрат електроенергії при двотрансформаторному режимі (при відповідному коефіцієнті завантаження). Запишемо вираз для потенціалу енергозбереження в трансформаторах тягової підстанції постійного струму з подвійною трансформацією:

$$\text{П}_{\text{тп}} = \text{П}_{\text{тп пт}} + \text{П}_{\text{тп тт}}, \qquad (6.1)$$

де $\text{П}_{\text{тп пт}}$ – електричний потенціал енергозбереження в знижувальних трансформаторах;

$\text{П}_{\text{тп тт}}$ – електричний потенціал енергозбереження в тягових трансформаторах.

$$\text{П}_{\text{тр}} = \frac{\Delta W_1(k_з) - \Delta W_2(k_з)}{\Delta W_1(k_з)}, \qquad (6.2)$$

де $\text{П}_{\text{тр}}$ – електричний потенціал енергозбереження в трансформаторах (знижувальних або тягових);

$\Delta W_1(k_з)$ – втрати електроенергії в трансформаторах при однотрансформаторному режимі при відповідному коефіцієнті завантаження;

$\Delta W_2(k_з)$ – втрати електроенергії в трансформаторах при двотрансформаторному режимі при відповідному коефіцієнті завантаження.

Як приклад визначимо потенціал енергозбереження для тягової підстанції, на якій застосовується подвійна трансформація. На даній підстанції встановлений знижувальний трансформатор ТДН-10000/110/11 з параметрами Рхх=18 кВт, Ркз=60 кВт і перетворювальний трансформатор ТДП-12500/10ЖУ1 з параметрами Рхх=16 кВт, Ркз=72,5 кВт. Розрахунковий проміжок часу приймаємо Т=24 год. Розрахунки виконаємо відповідно до [3]. На рис. 6.2 і 6.3 показані графіки зміни електричного потенціалу енергозбереження в перетворювальних і знижувальних трансформаторах, розраховані по (6.2).

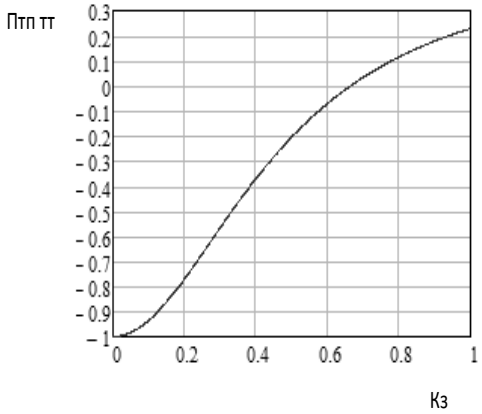


Рис. 6.2. Графік залежності електричного потенціалу енергозбереження в перетворювальних трансформаторах ТДП -12500 / 10ЖУ1 від коефіцієнта завантаження

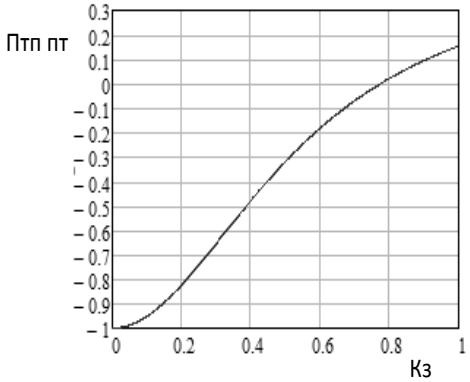


Рис. 6.3. Графік залежності електричного потенціалу енергозбереження в знижувальних трансформаторах ТДН -10000/110/11 від коефіцієнта завантаження

Слід зазначити, що негативні значення потенціалу енергозбереження свідчать про недоцільність застосування двотрансформаторного режиму при низьких значеннях k_i. Очевидно, що перехід на паралельну роботу буде найбільш ефективним при максимально можливих коефіцієнтах завантаження трансформаторів. Для даного прикладу сумарний технічний потенціал енергозбереження в трансформаторах склав 38,3% за умови, що при максимальних значеннях k_i використовувалася однотрансформаторна схема. Множення цього числа на величину середніх втрат в обладнанні тягових підстанцій дозволяє визначити потенціал енергозбереження від такого заходу.

Потенціал економії електроенергії за рахунок застосування раціональної схеми живлення при високих значеннях k_i приведений в табл. 6.2. (при його низьких значеннях отримуємо по суті дзеркальне відображення представленої в табл. 6.2. ситуації).

Реалізація цього потенціалу вимагає створення спеціальних алгоритмів і методів узгодженої оптимізації інтенсивності руху поїздів та схем електроживлення і впровадження відповідних організаційно-технологічних заходів на залізничному транспорті.

Розглянемо методологічні підходи до визначення потенціалу енергозбереження за рахунок раціональної організації руху поїздів. Данній проблематиці присвячено безліч робіт [5-8], однак, проблема дослідження залежностей втрат потужності в тяговій мережі від нерівномірності потоку поїздів до кінця не вирішена. Для зменшення втрат потужності в контактній мережі за рахунок підвищення якості управ-

ління транспортним потоком необхідно визначити ступінь впливу кожного показника потоку поїздів окремо на загальну величину втрат потужності.

Таблиця 6.2

Структура потенціалу енергозбереження в елементах системи електропостачання за рахунок оптимізації її схеми

Найменування елемента системи електропостачання		Величина середнього відсотка втрат активної енергії,%	Потенціал економії електроенергії,%
Тягова підстанція при двохтрансформаторній схемі живлення		8…10	1,5…4*
Контактна мережа	Паралельна	2 - 3	7 – 9**
	Вузлова	3 – 4	6 – 8**
	Двостороння	5.5 - 6.5	3.5 – 5.5**
	Консольна схема	10 - 11	–
	Втрати від зрівняльних струмів	4…5	4 … 5
* - відносно однотрансформаторной схеми ** - відносно консольної схеми			

Середні втрати потужності в контактній мережі зазвичай визначаються за аналітичними формулами [9]. Для двостороннього живлення фідерної зони:

$$\Delta P = \frac{rlI_0^2 n_0^2}{12}\left(k_{\text{сп}}^2 + \frac{2k_{\text{э}0}^2 - 1}{n_0}\right), \qquad (6.12)$$

де r – опір 1 км тягової мережі, Ом;

l – відстань між підстанціями, км;

I_0 – середній струм одного поїзда;

n_0 – середня кількість поїздів між підстанціями;

$k_{\text{э}0}$ – коефіцієнт ефективності одного поїзда;

$k_{\text{сп}}$ – відношення коефіцієнтів $\frac{k_{\text{эс}}}{k_{\text{эп}}}$ або $\frac{k_{\text{эс}}}{k_{\text{э}t}}$ ($k_{\text{эс}}$ – коефіцієнт, що враховує перехід від середньої до середньоквадратичної кількості поїздів за добу;

$k_{\text{эп}}$ – коефіцієнт ефективності навантаження ділянки (в поїздах), що характеризує співвідношення середньоквадратичного і середньої кількості поїздів за досліджуваний період; $k_{\text{э}t}$ – коефіцієнт ефективності навантаження ділянки (в поїздах), що характеризує співвідношення середньоквадратичного і середньої кількості поїздів в інтенсивний період розглянутої тривалості.

При вузловій схемі живлення

$$\Delta P = \frac{rlI_0^2 n_0^2}{32}\left(k_{\text{сп}}^2 + \frac{4k_{э0}^2 - 1}{n_0}\right). \qquad (6.13)$$

Як відомо, при протіканні змінного навантаження в проводах контактної мережі, а також в обмотках трансформаторів на тягових підстанціях виникають втрати енергії, які визначаються по середньоквадратичному (ефективному) струму I_e, величина якого визначається за формулою:

$$I_e = \sqrt{\frac{\int_0^T i^2 dt}{T}}, \qquad (6.14)$$

де i– миттєве значення струму, А;

T – період протікання струму.

Коефіцієнт ефективності k_e знаходиться за наступним виразом:

$$k_e = \frac{I_e}{I}, \qquad (6.15)$$

Коефіцієнт ефективності одного поїзда визначається на підставі даних тягових розрахунків або за формулою:

$$k_{\text{eo}} = 1.04\sqrt{\frac{t}{t_m}}, \qquad (6.16)$$

$$t = \frac{\sum \alpha_{\text{р}} A_{\text{р}}}{\sum \frac{\alpha_{\text{р}} A_{\text{р}}}{t_{\text{р}}}}, \qquad (6.17)$$

де $\alpha_{\text{р}}$ – частки поїздів різних категорій;

$A_{\text{р}}$ – витрата енергії поїздом даної категорії на розглянутій фідерної зоні, кВт·год;

$t_{\text{р}}$ – час ходу поїзда по обмеженому перегоні при розрахунковій напрузі.

$$\alpha_{\text{р}} = \frac{n_i}{n_{\text{пр}}}, \qquad (6.18)$$

де n_i – кількість поїздів кожної категорії;

$n_{\text{пр}}$ – приведена кількість поїздів.

$$n_{\text{пр}} = \sum n_{\text{гр}} + \varepsilon' n_{\text{пс}} + \varepsilon'' n_{\text{сб}}, \qquad (6.19)$$

де $n_{\text{гр}}$, $n_{\text{пс}}$, $n_{\text{сб}}$ – кількість відповідно вантажних, пасажирських і збірних поїздів;

ε' та ε'' – відповідно коефіцієнт знімання пасажирського і збірного поїздів.

$$t_m = \frac{\sum \alpha_p A_p}{\sum \frac{\alpha_p A_p}{t_{mp}}}, \qquad (6.20)$$

t_m - час ходу поїзда під струмом.

Середній струм для кожного поїзда на фідерної зоні при різнотипних поїздах визначається для кожної колії за формулою:

$$I_o = \frac{1}{Ul} \sum \alpha_p A_p v_p = \frac{1}{U} \sum \frac{\alpha_p A_p}{t_p}, \qquad (6.21)$$

l - довжина фідерної зони, км;

v_p - середні ходові швидкості поїздів даної категорії на фідерної зоні, км/ч;

t_p - час ходу поїзда по фідерної зоні.

В [10-12] проведено аналіз графіків виконаного руху поїздів на двоколійній ділянці Придніпровської залізниці. В ході дослідження встановлено межі зміни коефіцієнтів:

$$k_{эс} = 1{,}09 \ldots 1{,}3$$

$$k_{ип} = 1{,}55 \ldots 2.2$$

$$k_{эt} = 1{,}005 \ldots 1{,}18$$

$$k_{эп} = 1{,}01 \ldots 1{,}03$$

$$k_{сп} = 1{,}08 \ldots 1{,}26$$

Проаналізуємо межі зміни втрат потужності в тяговій мережі міжпідстанційної зони постійного струму при зміні коефіцієнта $k_{сп}$ [13]. Вихідні дані для розрахунку представлені в табл. 6.3.

Таблиця 6.3

Вихідні дані

r, Ом/км	l, км	I_0, А	n_0	$k_{эо}$
0,058	12	1360	2	1,25

При прийнятих вихідних даних втрати потужності в контактній мережі на міжпідстанційній зоні можуть змінюватися на 18,9% для схеми двостороннього живлення і на 11,1% для вузловий схеми живлення в залежності від величини коефіцієнта $k_{сп}$, який характеризує нерівномірність потоку поїздів на ділянці (рис. 6.5).

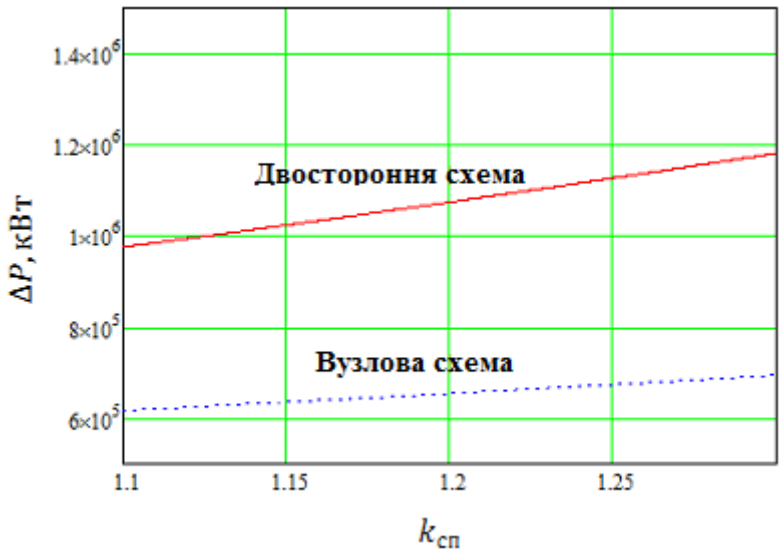


Рис. 6.5. Залежність втрат потужності на міжпідстанційній зоні від величини коефіцієнта $k_{сп}$

Таким чином, встановлено межі зміни втрат потужності в контактній мережі на міжпідстанційній зоні при зміні характеристик потоку поїздів. Це дає можливість розраховувати потенціал економії електроенергії за рахунок раціональної організації перевізного процесу.

6.2 Методологія оцінки обсягів скорочення ПЕР в системі електропостачання тяги поїздів постійного струму магістральних залізниць

Зниження технологічних витрат електроенергії в елементах системи тягового електропостачання будемо розглядати в двох зрізах:

– зниження прямих втрат електроенергії в елементах і сегментах системи тягового електропостачання з напругою 3,3 кВ постійного струму – 110 кВ змінного струму;
– системний ефект від реалізації заходів щодо зниження втрат електроенергії на основі оцінок прямого зниження втрат електроенергії.

Будемо враховувати всі прямі зниження втрат за рахунок інвестиційних енергозберігаючих заходів, реалізованих в системі електропостачання тяги поїздів.

Під інвестиційними будемо розуміти такі заходи, які здійснюються згідно з чинним законодавством за рахунок коштів залізниць, а саме - прибутку і амортизаційних відрахувань.

Рівень втрат електроенергії в системі тягового електропостачання визначається багатьма факторами:

– електротехнічними характеристиками системи електропостачання;
– конфігурацією тягової мережі;
– організацією руху поїздів;
– погодними умовами;
– характеристиками рухомого складу.

Це обумовлює постійну зміну рівня втрат. Тому вплив енергозберігаючих заходів на зниження цих втрат має дві складові. Перша - це прямий ефект від реалізації заходів, який визначається як різниця втрат електроенергії в окремому елементі системи електропостачання до і після реалізації відповідного заходу (проекту). Цей ефект розраховується за виразом

$$\Delta P_{it}^{\text{пр}} = \Delta P_{it}^{\text{баз}} - \Delta P_{it}^{\text{пр.скор.}}, \qquad (6.22)$$

де $\Delta P_{it}^{\text{пр}}$ – скорочення ПЕР за розрахунковий період t, t=1÷T, за рахунок реалізації і-го заходу щодо зниження технічних втрат. У розрахунковий період t приймається рік, для якого розраховується зниження втрат;

$\Delta P_{it}^{\text{баз}}$ – ПЕР в елементі системи тягового електропостачання, який був би при збереженні його в роботі в t-му році. Розраховується при електротехнічних показниках, які існували до реалізації відповідних заходів по зниженню втрат електроенергії;

$\Delta P_{it}^{\text{пр.скор.}}$ – фактичний обсяг ПЕР в елементі системи тягового електропостачання, який був в t-му році.

При визначенні зменшення ПЕР в t-му році $\Delta P_{it}^{баз}$ і $\Delta P_{it}^{пр.скор.}$ розраховуються на основі фактичних показників комерційних і технологічних систем обліку електроенергії системи електропостачання в t-му році щодо значень показників, які характеризують режими роботи системи електропостачання.

Облік зниження ПЕР за рахунок реалізації енергозберігаючих заходів в системі тягового електропостачання здійснюється наступним чином. Для року, в якому захід було реалізовано, враховується 50% від прямого зниження, так як заходи протягом року реалізуються нерівномірно [2], що забезпечує досить коректну оцінку ефекту від їх реалізації. У наступні роки це зниження враховується в повному обсязі.

Таким чином, загальне скорочення прямого ПЕР для року t визначається за виразом [2]

$$\Delta P_t^{\text{пр}} = \sum_{i}^{i=It} 0,5 \cdot \Delta P_{it}^{\text{пр}} + \sum_{t=1}^{t-1} \sum_{i=1}^{i=It(i \neq n)} \Delta P_{it}^{\text{пр}} \cdot \qquad (6.23)$$

Другий ефект від здійснення заходів щодо зниження ПЕР - це системний ефект, який обумовлюється комплексним впливом реалізованих заходів на загальне зниження ПЕР у відповідній енергетичній системі. Цей ефект пов'язаний з більш оптимальними режимами роботи енергосистеми після реалізації відповідних заходів і зниженням втрат в мережах вищого ступеня напруги, при реалізації заходів на нижчих ступенях напруги. Позначений ефект визначається за виразом

$$\Delta P_t^{\text{сист}} = (\Delta P_t^{\text{баз.заг.сист.}} - \Delta P_t^{\text{заг.сист.}}) - \Delta P_t^{\text{пр}}, \qquad (6.24)$$

де $\Delta P_t^{\text{сист}}$ – зниження ПЕР за рахунок системного ефекту від впровадження комплексу заходів в t-му році;

$\Delta P_t^{\text{баз.заг.сист.}}$ – базові загальні ПЕР в t-му році без урахування реалізації заходів щодо їх зниження в системі електропостачання;

$\Delta P_t^{\text{пр}}$ – базові загальні ПЕР t-му році при обліку реалізації заходів щодо їх зниження в системі електропостачання.

При розрахунках $\Delta P_{it}^{\text{сист}}$ не враховуються заходи щодо підвищення надійності електропостачання шляхом урахування змін режимів роботи мережі за схемами, які відрізняються від схеми нормального режиму, за якою розраховуються річні звітні та нормативні втрати електроенергії і формується річний баланс електроенергії. Це забезпечує консервативність оцінки зменшення ПЕР.

Повний ефект від реалізації заходів щодо зниження ПЕР в системі тягового електропостачання за рік t може бути розрахований відповідно до виразу:

$$\Delta P_t^{\text{загал.}} = \Delta P_t^{\text{сист.}} + \Delta P_t^{\text{пр}} \cdot \cdot \qquad (6.25)$$

Цей ефект може застосовуватися, наприклад, для розрахунків зниження викидів парникових газів за рахунок зменшення потреби в електроенергії, яке визначається за виразом:

$$\Delta O_t^{CO_2} = EF_{CO_2t}^{TEC.} \cdot \Delta P_t^{\text{загал.}}, \qquad (6.26)$$

де $\Delta O_t^{CO_2}$ – загальний обсяг скорочення викидів CO2 за рахунок зменшення потреби в генерації електроенергії на теплових електростанціях, які працюють на органічному викопному паливі;

$EF_{CO_2t}^{TEC.}$ – коефіцієнт викидів парникових газів в CO2 екв. на один кВт·год зекономленої електроенергії.

Для визначення системного ефекту від реалізації заходів щодо зниження втрат електроенергії в СТЕ постійного струму на основі оцінок прямого зниження втрат електроенергії складено спеціальну модель (рис. 6.6).

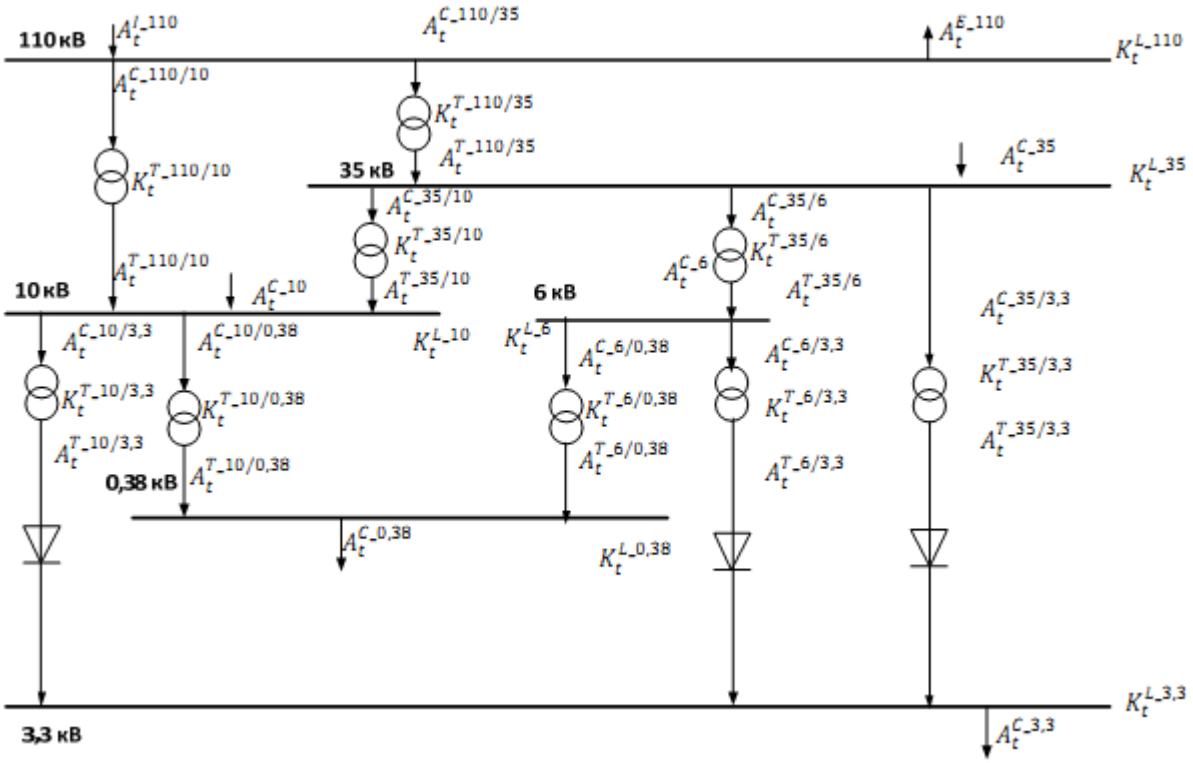


Рис. 6.6. Спрощена схема для розрахунку втрат
в системі тягового електропостачання

Викиди парникових газів, зумовлені системним ефектом за відсутності нових або реконструкції існуючих елементів, а також сегментів системи тягового електропостачання в базовому сценарії, розраховуються за виразом [2,14].

$$BE^{B}_{t,system} = W^{B}_{t,system} \cdot EF^{TEC}_{CO_2t}, \qquad (6.27)$$

де $W^{B}_{t,system}$ – витрати електроенергії, зумовлені системним ефектом за відсутності впровадження нових або реконструкції існуючих елементів, а також сегментів системи тягового електропостачання за період t базового сценарію, кВт·год;

$EF^{TEC}_{CO_2t}$ – коефіцієнт емісії двоокису вуглецю, CO_2е/кВт·год;

n, m – індекси, які відповідають певному класу напруги U, наприклад n = 1 відповідає класу напруги 0,38 кВ; n = 2 – класу напруги 3 кВ и так далі; зіставлення між індексом m і U аналогічно.

Обсяги електроенергії, які необхідно передати протягом даного періоду часу до мереж даного класу напруги A_t^C, нормативні коефіцієнти втрат в лініях k_t^L, в трасформаторах k_t^T можуть бути визначені за звітними формами з використанням методології, наведеної в [2].

Список використаних джерел до розділу 6

1. Кузнецов В. Г. Оценка потенциала энергосбережения систем электроснабжения тяги поездов постоянного тока / В. Г. Кузнецов, Б. А. Костюковский // Вісн. Нац. техн. ун-ту «ХПІ». – 2012. – № 26. – С. 109-116.
2. Оцінка обсягів скорочення викидів парникових газів за рахунок зниження технологічних витрат в розподільчих мережах України : звіт з НДР / кер. Б. А. Костюковський. – К. : Інститут загальної енергетики, 2011. – 111 с.
3. Інструкція розрахунку технологічних втрат електроенергії в пристроях тягового електропостачання. ЦЕ-0007: затв. Наказом Укрзалізниці від 29.08.2003 р. № 342-ЦЗ / розроб. В. Т. Доманський, Р. С. Мицко. – К. : Мін-во трансп. України; Укрзалізниця, 2003. – 53 с.
4. Кузнецов В. Г. Задача определения условий рационального распределения мощности тяговой подстанции постоянного тока / В. Г. Кузнецов // Восточноевропейский журн. передовых технологий. – 2011. – № 2/8(50). – С. 26-31.
5. Доманська Г. А. Енергозберігаючі технології тягового електропостачання залізниць з урахуванням режимів роботи живлячих їх енергосистем: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.22.09 / Доманська Галина Анатоліївна; [НТУ ХПІ]. – Х., 2008. – 22 с.
6. Землянов В. Б. Енергооптимальні технології аналізу та регулювання електроспоживання на тягу поїздів:автореф. дис. ... канд. техн. наук : 05.22.09 / Землянов Володимир Борисович; [ДНУЗТ]. – Д., 2000. – 23 с.
7. Митрофанов А. Н. Моделирование процессов прогнозирования и управления электропотреблением тяги поездов / А. Н. Митрофанов. – Самара : СамГАПС, 2005. – 168 с.

8. Митрофанов А. Н. Управление технологиями электропотребления и энергосбережения: учеб. пособие для вузов ж.-д. трансп. / А. Н. Митрофанов, М. А. Гаранин, Е. В. Добрынин. – Самара : СамГУПС, 2009. – 151 с.

9. Эксплуатационные требования к параметрам устройств энергоснабжения железных дорог, электрифицированных на постоянном токе: сб. науч. тр. – М. : Трансжелдориздат, 1959. – 234 с.

10. Кузнецов В. Г. Оптимизация графика движения поездов с учетом энергетической составляющей / В. Г. Кузнецов, К. А. Калашников // Тр. Международной научно-практ. конф. «Проблемы и перспективы развития транспортного комплекса: образование, наука, производство». – Ростов-на/Д. : РГУПС, 2009. – С. 362-363.

11. Кузнецов В. Г. Оптимизация взаимного расположения поездов на перегоне с учетом условий электроснабжения / В. Г. Кузнецов, К. А. Калашников // Тезисы 4-й Международной научно-практ. конф. «Электромагнитная совместимость и безопасность на железнодорожном транспорте "EMC&S-R"», 2011, Чинадиево. – Д. : ДНУЖТ, 2011. – С. 48-49.

12. Кузнецов В. Г. Энергооптимальное управление потоком поездов / В. Г. Кузнецов, К. А. Калашников // Материалы 2-й Международной научно-практ. конф. «Энергосбережение на железнодорожном транспорте», 2011, пгт Ждениево. – Д. : ДНУЖТ, 2011. – С. 35-37.

13. Кузнецов В. Г. Исследование зависимости потерь мощности в тяговой сети от показателей неравномерности потока поездов / В. Г. Кузнецов, К. А. Калашников // Електрифікація транспорту. – 2011. – № 2. – С. 51-53.

14. Кузнецов В. Г. Методические подходы к оценке общей энерго-экологической эффективности реализации мероприятий по снижению потребления электроэнергии на железнодорожном транспорте / В. Г. Кузнецов, Б. А. Костюковский, С. В. Шульженко // Материалы 3-й Международной научно-практ. конф. «Энергосбережение на железнодорожном транспорте». – Д. : ДНУЖТ, 2012. – С. 39-40.