

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»



На правах рукопису

ЦИГАНЕНКО БОРИС ВОЛОДИМИРОВИЧ

УДК 621.311.1

**ЕФЕКТИВНІСТЬ РОБОТИ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ
МЕРЕЖ ПРИ ПІДВИЩЕННІ ЇХ КЛАСУ НАПРУГИ**

Спеціальність 05.14.02 – Електричні станції, мережі і системи

Дисертація на здобуття наукового ступеня
кандидата технічних наук

Науковий керівник
Кирик Валерій Валентинович
доктор технічних наук, професор

Київ –2017

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ.....	5
ВСТУП	8
РОЗДІЛ 1 ОСОБЛИВОСТІ ПЕРЕВЕДЕННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ 6(10) кВ НА НАПРУГУ 20 кВ.....	18
1.1. Стан та особливості функціонування високовольтних розподільних мереж в енергосистемі України.....	19
1.2 Аналіз світового досвіду побудови та розвитку розподільних мереж 20 кВ.....	34
1.3 Топологія розподільних мереж 20 кВ.....	51
1.4 Особливості розподільних мереж напругою 20 кВ та перспективи їх розвитку	71
Висновки до розділу 1	78
РОЗДІЛ 2 МЕТОДИ РЕКОНФІГУРАЦІЇ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ	82
2.1 Аналіз структури втрат енергії в розподільних електричних мережах	82
2.2 Реконфігурація розподільної електричної мережі в нормальних режимах з використанням генетичних алгоритмів	85
2.2.1 Метод реконфігурації розподільної електричної мережі.....	96
2.3 Метод визначення місця встановлення резервних перемичок розподільної електричної мережі в післяаварійному режимі	115
Висновки до розділу 2	128
РОЗДІЛ 3 НЕЧІТКА ЛОГІЧНА МОДЕЛЬ ДЛЯ КРИТЕРІЮ ПЕРЕВЕДЕННЯ РОЗПОДІЛЬНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ НА КЛАС НАПРУГИ 20 кВ	131
3.1 Визначення пріоритету переведення розподільної мережі на напругу 20 кВ на основі математичного апарата нечіткої логіки	133

Висновки до розділу 3	154
РОЗДІЛ 4 ПРАКТИЧНА РЕАЛІЗАЦІЯ РОЗПОДІЛЬНОЇ МЕРЕЖІ 20 кВ	157
4.1 Концепція розвитку розподільних мереж 20 кВ та її практична реалізація	157
4.2 Переведення розподільних мереж 6 кВ Тиврівського району ПАТ «Вінницяобленерго» на напругу 20 кВ	159
4.2.1 Аналіз усталеного режиму існуючої електричної мережі 6 кВ	164
4.2.2 Аналіз усталеного режиму розподільної електричної мережі на номінальній напрузі 10 кВ.....	166
4.2.3 Аналіз усталеного режиму розподільної електричної мережі на номінальній напрузі 20 кВ	169
4.2.4 Техніко-економічне порівняння варіантів реконструкції Тиврівських електричних мереж.....	171
4.2.5 Оптимальна реконфігурація робочої схеми розподільної електричної мережі на номінальній напрузі 20 кВ з використанням інтелектуальних технологій	176
Висновки до розділу 4	186
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	189
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	192
Додаток А. Початкові налаштування нечіткого логічного контролера визначення пріоритету переведення розподільної мережі на напругу 20 кВ.....	210
Додаток Б. Початкові налаштування нечіткого логічного контролера визначення пріоритету переведення розподільної мережі на напругу 20 кВ	214
Додаток В. Налаштування нечіткого логічного контролера визначення місця встановлення (активації) резервних перемичок розподільної електричної мережі	218
Додаток Г. Результати моделювання усталеного режиму Гніванського вузла Тиврівських ЕМ на номінальній напрузі 6 кВ.....	221
Додаток Д. Результати моделювання усталеного режиму Гніванського	

вузла Тиврівських ЕМ на номінальній напрузі 10 кВ.....	235
Додаток Е. Результати моделювання усталеного режиму Гніванського вузла Тиврівських ЕМ на номінальній напрузі 20 кВ.....	250
Додаток Ж. Результати моделювання усталеного режиму Гніванського вузла Тиврівських ЕМ на номінальній напрузі 20 кВ.....	265
Додаток К. Акти щодо використання результатів дисертаційної роботи.....	267

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ

АВР	- автоматичне введення резерву
АЕС	- атомна електростанція
АПВ	- автоматичне повторне вмикання
ВДЕ	- відновлювані джерела електроенергії
ВН	- висока напруга
ГЕС	- гідроелектростанція
ГКД	- галузевий керівний документ
ГП	- головна підстанція
ГПЗ	- Гніванський підшипниковий завод
ГРЗ	- Гніванський ремонтний завод
ЕМ	- електрична мережа
ЄС	- Європейський Союз
ЖЗ	- житлова зона
ЗП	- з'єднувальна підстанція
ЗТП	- закрыта трансформаторна підстанція
ЗШ	- збірна шина
КЗ	- коротке замикання
КЛ	- кабельна лінія
КРПЕ	- електричний комплектний розподільний пристрій
КТП	- комплектна трансформаторна підстанція
Л	- лінія
ЛЕП	- лінія електропередавання
МЕК	- міжнародна електротехнічна комісія
НЕС	- нова енергетична стратегія
НКРЕКП	- Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг
НЛК	- нечіткий логічний контролер
НН	- низька напруга

НТР	- науково-технічна рада
ОЕС	- об'єднана енергосистема
ОЗЗ	- однофазне замикання на землю
ОКЕУ	- оптимальне керування електроустановками
ОПН	- нелінійний обмежувач напруги
ПБЗ	- перемикач без збудження
ПЖ	- підстанція живлення
ПЛ	- повітряна лінія
ПС	- підстанція
ПСЕ	- проблеми сучасної електротехніки
ПУЕ	- правила улаштування електроустановок
РЗА	- релейна захисна автоматика
РП	- розподільний пункт
РПН	- регулювання під напругою
СН	- середня напруга
СНД	- Співдружність Незалежних Держав
СОУ	- Стандарт Організації України
СП	- сполучний пункт
ТЕО	- техніко-економічне обґрунтування
ТЕС	- теплова електрична станція
ТЕЦ	- теплоелектроцентрально
ТП	- трансформаторна підстанція
ТПП	- трансформаторна перехідна підстанція
ФН	- функція належності
ЦП	- центральний пункт
Ч І М	- частотно-імпульсна модуляція
ЩТП	- щоголова трансформаторна підстанція
АНР	- Analytic Hierarchy Process
ENS	- розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії
ENTSO-E	- європейська мережа системних операторів передавання

електроенергії

SAIDI	- індекс середньої тривалості відключень
SAIFI	- індекс середньої частоти відключень
SFS	- національні стандарти
Smart Grid	- розумна, або інтелектуальна електрична система
STEE	- Smart-технології в енергетиці та електроніці
URD	- Underground residential distribution (міські кабельні розподільні лінії)
URL	- уніфікований показник ресурсу

ВСТУП

Технічний прогрес у розвинених країнах світу спонукає цивілізацію до вирішення нагальних проблем суспільства, що пов'язані з енергоносіями. Один з нових світових напрямків в електроенергетиці це формування та розвиток розумних або інтелектуальних електричних систем (Smart Grid). Основним їх завданням є підвищення енергоефективності роботи енергетичного обладнання, якості і надійності електропостачання споживачів, виходячи з нових підходів до управління та процесу передавання електроенергії на основі модернізації всієї галузі електроенергетики.

Розподільні електричні мережі України напругою 0,4...35 кВ представляють кінцеву ланку в системі забезпечення споживачів електричною енергією. Вони перебувають у безпосередній взаємодії як зі споживачем, так і районними та магістральними електричними мережами. Тому стан та функціонування розподільних електричних мереж впливають на показники надійності, якості і ефективності роботи об'єднаної енергосистеми України. Протяжність електричних мереж таких класів напруги на сьогодні в Україні складає: 0,4 кВ – 449832 км; 6-10 кВ – 332568 км і має тенденцію до щорічного зростання. Саме до їх ефективності й має пряме відношення використання підвищених значень номінальних напруг в електричній мережі.

На сьогодні існує об'єктивна необхідність розв'язання задач удосконалення принципів побудови топології мереж за класами напруги та видами виконання, оптимізації режимів роботи з метою підвищення надійності, ефективності функціонування мереж та забезпечення нормативних показників якості електроенергії з урахуванням територіальних і адміністративних особливостей, інвестиційної політики, які мають забезпечити ефективне управління, модернізацію та динамічний розвиток електричних мереж з врахуванням світових тенденцій. Поставлені задачі вимагають свого розв'язання шляхом вибору оптимального напрямку розвитку розподільних електричних мереж на основі науково обґрунтованих технічних рішень з використанням сучасних методів та технологій.

В умовах реформування відносин власності в енергетиці шляхи та напрямки розв'язання цих задач визначаються технічною політикою Міністерства енергетики та вугільної промисловості України (протокол НТР від 14.09.2016 р.) як сукупністю дієвих інструментів, які зобов'язані реалізувати положення Закону України від 16.10.1997 № 575/97- ВР «Про електроенергетику» [23] в частині створення державою умов для розвитку і підвищення технічного рівня електроенергетики.

Враховуючи сьогоденні реалії в країні і те, що процес заміни морально і фізично зношеного електрообладнання в електричних мережах, який за різними оцінками складає від 40 до 80 %, відбувався досить повільно, а на сьогодні він ще й уповільнився, при тому, що в містах невинно зростає територіальна щільність навантаження, яка вже сягає в центрі Києва до 9...10 МВт/км² (середній по Києву 2,4 МВт/км² та 3,6 МВАр/км²), і як наслідок, підвищуються втрати електроенергії, на порядок денний постає питання перспективи розвитку розподільних мереж та ефективності їх роботи.

Зростання попиту на електроенергію визначає необхідність збільшення пропускної спроможності існуючих мереж та зменшення втрат електроенергії в них як вагомих факторів ефективності функціонування.

На цей час одним з оптимальних рішень цього питання з економічної точки зору може бути комплексний підхід до реконфігурації мережі 6(10) кВ з підвищенням номінальної напруги до 20 кВ, створення центрів живлення та прокладання нових ліній електропередавання підвищеної номінальної напруги з запровадженням якісно нового рівня автоматизації мережі.

Актуальність теми. В зв'язку зі значними втратами електроенергії в електричних мережах енергосистеми України, які сягають до 12...15 % від загального обсягу виробленої електроенергії, в тому числі у розподільних мережах – 6...9 %, в яких на теперішній час ще експлуатуються мережі напругою 6 кВ, заборонені до використання чинним стандартом ГОСТ 29322 (МЕК 38-83), втрати в яких перевищують 20 %, а напруга в фідерах має наднормативні відхилення та враховуючи підвищені вимогами до якості надання послуг електропостачання споживачам, які ставить «Національна комісія, що здійснює державне регулювання

у сферах енергетики та комунальних послуг» (НКРЕКП), необхідним і **актуальним** є підвищення енергоефективності розподільних мереж 6(10) кВ шляхом переведення їх на вищий клас напруги 20 кВ з одночасною реконфігурації схеми мережі при наближенні фідерів напругою 20 кВ до споживача для збільшення пропускної спроможності, зниження втрат електроенергії та покращення її показників якості.

Значний вклад у розвиток теорії, методів та технологій підвищення ефективності функціонування розподільних електричних мереж внесли колективи Інституту електродинаміки та Загальної енергетики НАН України, Національного технічного університету «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського», Вінницького національного технічного університету, Науково-проектного центру розвитку Об'єднаної енергетичної системи України Державного підприємства «Національна енергетична компанія «Укренерго», Донецького національного технічного університету, Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут», Національного університету «Львівська політехніка» та колективи закордонних організацій США, Франції, ФРН, Англії, Канади, Російської Федерації, серед яких ENTSO-E, CIGRE, IEEE.

Останні десятиліття минулого сторіччя відзначилися різким збільшенням установленної потужності. Потужності енергетичних установок світової економіки та втрати в них наблизилися до геофізичних потужностей і стали фактором людської діяльності, що впливає на екологічний стан планети. Збільшення територіальної щільності навантаження в густонаселених мегаполісах призвело до суттєвого збільшення втрат електроенергії і особливо в розподільних мережах як кінцевій ланці передавання електроенергії.

Однією з важливих задач вирішення цієї проблеми вбачається у використанні класу напруги 20 кВ для суттєвого зменшення втрат електроенергії. Промислово розвинені країни Європи, Азії та Америки інтенсивно почали впроваджувати в розподільних електричних мережах новий клас середньої напруги 20 кВ, починаючи з середини 70-х років минулого сторіччя.

Переваги мережі 20 кВ обумовлені основними законами електротехніки. В порівнянні з напругою 10 кВ у мережі 20 кВ: при однакових перерізах проводу пропускна спроможність збільшується вдвічі; у чотири рази зменшується падіння напруги при передаванні однакової потужності та в чотири рази знижуються втрати потужності. Окрім того за однакової щільності струму для передавання однакової потужності необхідно менший переріз провідника і відповідно при цьому зменшаться витрати провідникового матеріалу.

У порівнянні з мережами напругою 35 кВ мережі 20 кВ – це наявність компактного обладнання закордонних та вітчизняних виробників, зокрема, щоглових підстанцій (ПС) зі спрощеною конструкцією трансформатора без розширювального бачка та перемикача без збудження (ПБЗ). Використання щоглових комплектних трансформаторних підстанцій (КТП) дає можливість максимально наблизити її установку до об'єкта споживача зі збереженням охоронної зони мереж 10 кВ. Підстанція на 35 кВ – це досить громіздка споруда [60], яка займає значну територію. Для міста такий клас напруги не має перспективи.

Але на сьогоднішній день уже недостатньо тільки удосконалювати силову частину системи електропостачання. Роботу мережі необхідно оптимізувати, отримані дані параметрів функціонування аналізувати та забезпечувати реконфігурацію мережі системи відповідно до ситуації при дотриманні показників якості електропостачання та якості електричної енергії з мінімізацією її втрат. Тобто для підвищення ефективності функціонування розподільних мереж необхідно не тільки перехід на вищий клас напруги, а і зміна топології мережі з наближенням мереж напругою 20 кВ до споживача при скороченні фідерів напругою 0,4 кВ зі суттєвим покращенням системи прийняття рішень керування технологічними процесами, яка пов'язана з поняттям інтелектуалізації міських та сільських розподільних мереж на основі сучасних математичних апаратів та SMART (Self Monitoring, Analysis and Reporting Technology) технологій – технологій самодіагностики, аналізу та звітності [25, 55, 105, 106, 132].

Наразі **актуальним** напрямком досліджень при переведенні розподільних електричних мереж на вищий клас напруги для підвищення енергоефективності їх функціонування в умовах значних втрат потужності, зниження рівня напруги, суттєвого збільшення територіальної щільності навантаження та формуванні в енергосистемі активного споживача є розробка методів реконфігурації схем мережі у нормальному та післяаварійному режимах з метою зменшення втрат електроенергії шляхом використання інтелектуальних технологій та методів на основі математичних апаратів генетичних алгоритмів та нечіткої логіки.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертація виконана відповідно до планів наукових досліджень Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського», у тому числі господарсько-договірної науково-дослідної роботи «Дослідження можливості переведення електричних мереж СО «Тиврівські ЕМ» ПАТ «Вінницяобленерго» на номінальну напругу 20 кВ» в складі техніко-економічного обґрунтування (ТЕО) «Реконструкція електричних мереж ПАТ «Вінницяобленерго» з переведенням класу напруги 6(10,35) кВ на клас напруги 20 кВ (перший етап реконструкції електричних мереж Гніванського вузла Тиврівського району Вінницької області)» (договір №84-СП/470 від 20 квітня 2016 р.), де здобувач був виконавцем окремих робіт з попереднього аналізу технічного стану електричних мереж 6 кВ на підставі технічної документації та матеріалів періодичних оглядів згідно з ГКД 34.20.661-2003 сумісно з замовником – «Проектно-дослідницький інститут «Енергоінжпроект».

Мета і задачі дослідження. Мета дисертаційної роботи полягає у підвищенні енергоефективності роботи високовольтних розподільних електричних мереж при переведенні їх з класу напруги 6(10) кВ на напругу 20 кВ шляхом розробки нових методів реконфігурації їх схем з використанням інтелектуальних технологій, які забезпечують зменшення втрат електричної енергії та підвищення її якості.

Відповідно до вказаної мети в роботі вирішуються такі **основні задачі**:

- узагальнення світового досвіду побудови та розвитку розподільних мереж напругою 20 кВ і аналіз стану та особливостей функціонування високовольтних розподільних мереж в енергосистемі України;
- розроблення методу реконфігурації схеми розподільної мережі в нормальному режимі на основі генетичного алгоритму, що включає математичну модель цільової функції оптимальності реконфігурації розподільної електричної мережі за чотирма критеріями (мінімальною зв'язністю схеми, відхиленням напруги, економічною складовою збитків від недовідпуску електроенергії, втратами активної потужності);
- розроблення методу реконфігурації схеми розподільної мережі на основі синтезу нечіткого логічного контролера для прийняття рішення щодо значення рейтингів вимикачів у резервних перемичках між двома фідерами з визначенням місць розміщення (активації) резервних комутаційних перемичок при забезпеченні значення мінімальних втрат електроенергії та нормованого режиму за напругою у разі аварійних вимикань фідерів за допустимості післяаварійного режиму;
- розроблення нечіткої математичної моделі для критерію переведення розподільної електричної мережі 6(10) кВ на клас напруги 20 кВ шляхом аналізу параметрів стану мережі.

Об'єктом дослідження є розподільні електричні мережі високої напруги.

Предметом дослідження є математичні методи реконфігурації схем мережі в нормальному і післяаварійному режимах та математичні моделі визначення критерію переведення розподільної мережі 6(10) кВ на напругу 20 кВ.

Методи дослідження. У дисертації для аналізу та розв'язання поставлених задач використані методи математичного моделювання на основі сучасних інтелектуальних технологій, зокрема, нечітких множин, нечіткої логіки та генетичних алгоритмів, які моделюють розумову діяльність людини та біологічну еволюцію; матрична алгебра. Моделювання та аналіз усталених режимів електричної мережі виконувався методами контурних струмів та вузлових напруг із застосуванням методу Ньютона. Перевірка ефективності розроблених методів та

алгоритмів проводилася на основі аналізу результатів моделювання на програмних комплексах розрахунку режимів.

Наукову новизну складають такі положення:

1. Запропоновано новий метод реконфігурації схеми розподільної мережі в нормальному режимі на основі генетичного алгоритму, який на відміну від існуючих забезпечує формування оптимальної конфігурації мережі за цільовою функцією, мінімізація якої виконується одночасно за чотирма критеріями (зв'язаністю схеми, відхиленням напруги, економічною складовою збитків від недовідпуску електроенергії, втратами активної потужності);

2. Розроблено новий метод реконфігурації схеми розподільної мережі з визначенням місць розміщення (активації) резервних комутаційних перемичок на основі синтезу нечіткого логічного контролера для прийняття рішення щодо значення рейтингів вимикачів у резервних перемичках між двома фідерами за трьома критеріями (відхиленням напруги на найвіддаленішому пункті схеми, значенням коефіцієнта потужності та величиною струму на головній ділянці фідера), що дозволяє забезпечити мінімальне значення втрат електроенергії в післяаварійних режимах;

3. Вперше розроблено нечітку математичну модель для критерію переведення розподільної мережі 6(10) кВ на напругу 20 кВ, яка дає змогу шляхом аналізу параметрів стану мережі визначити пріоритет її переведення на напругу 20 кВ, що дозволить визначити черговості використання інвестицій.

Практичне значення одержаних результатів. Практична цінність роботи полягає в наступному:

1. Виконані узагальнення світового досвіду побудови та розвитку розподільних мереж напругою 20 кВ та аналіз стану і особливостей функціонування високовольтних розподільних мереж в енергосистемі України, дали можливість розробити концепцію розподільних мереж 20 кВ для їх впровадження в об'єднану енергосистему (ОЕС) України та визначити підходи до реалізації

інвестиційних проектів НКРЕКП (Додаток К. Довідка про впровадження результатів наукової роботи від 17.01.2017 р.);

2. Використання запропонованих методів реконфігурації дало змогу визначити оптимальну конфігурацію схеми Тиврівських електричних мереж ПАТ «Вінницяобленерго» напругою 6 кВ при переведенні їх на напругу 20 кВ з симетруванням навантаження по фідерах у нормальному режимі та визначити місця розміщення резервних перемичок у післяаварійних режимах (Додаток К. Акт впровадження результатів наукової роботи від 14.11. 2016 р.);
3. Результати проведених досліджень дали змогу сформулювати технічні вимоги для актуалізації нормативної бази та розробки нових національних стандартів і технічних регламентів у Відокремлений підрозділ «Науково-проектний центр розвитку Об'єднаної енергетичної системи України» ДП НЕК «Укренерго» (Додаток К. Акт використання результатів наукової роботи від 16.12. 2016 р.);
4. Результати роботи були використані на засіданні секції «Електроенергетики» Науково-технічної ради Міненерговугілля України (від 14.09.2016) при схваленні «Плану розвитку розподільних електричних мереж на 2016-2020 роки» та «Плану розвитку розподільних електричних мереж на 2020-2025 роки», а також при формуванні основних вимог до технічних завдань для розробки «Альбому типових рішень ПЛ-20 кВ», «Альбому типових рішень ПС-20 кВ» та нормативних документів щодо розробки силових трансформаторів на напругу 20 кВ (Додаток К. Довідка про впровадження результатів наукової роботи від 10.01. 2017 р.).

Окремі результати дослідження увійшли в звіт господарсько-договірної науково-дослідної роботи (№84-СП/470 від 20 квітня 2016 року) «Дослідження можливості переведення електричних мереж СО «Тиврівські ЕМ» ПАТ «Вінницяобленерго» на номінальну напругу 20 кВ» в складі техніко-економічного обґрунтування (ТЕО) «Реконструкція електричних мереж ПАТ «Вінницяобленерго» з переведенням класу напруги 6(10,35) кВ на клас напруги 20 кВ (перший етап реконструкції електричних мереж Гніванського вузла Тиврівського району Вінницької області)».

Особистий внесок здобувача. Основні результати дисертаційної роботи, що виносяться на захист, отримано автором самостійно. У роботах, опублікованих у співавторстві, здобувачеві належать аналіз стану розподільних мереж та режимів їх роботи, формалізація поставлених задач, розробка методів та узагальнення результатів, а саме: [43] – обґрунтовано використання силових кабелів з ізоляцією зі зшитого поліетилену; [57] – на основі розрахунку режимів роботи електричних мереж Тиврівського району ПАТ «Вінницяобленерго» досліджено методи реконфігурації схеми мережі та запропоновано шлях попереднього формування популяції схем конфігурації для еволюційного аналізу; [82] – розроблено модель критерію переведення розподільної мережі на напругу 20 кВ на основі аналізу параметрів стану розподільної мережі; [83] – виконано аналіз роботи розподільних мереж України, розроблено моделі регулювання та висвітлено чинники переведення їх на вищий клас напруги; [85] – обґрунтовано принципи побудови мереж 20 кВ, умови їх реалізації та першочергові заходи по впровадженню мереж середньої напруги класу 20 кВ; [86] – розроблено метод визначення місця встановлення резервних перемичок розподільної електричної мережі в післяаварійному режимі; [154] – виконано аналіз факторів впливу на показники якості електропостачання в мережах середньої напруги;

Апробація результатів дисертації. Основні положення роботи та її головні результати доповідалися та обговорювалися на Міжнародному брифінгу «POWER-GEN International» (EIR CENTER, PennWell, USA, 2014); на III Міжнародній науково-технічній конференції «Оптимальне керування електроустановками – ОКЕУ 2015» (м. Вінниця, 2015); на XIV Міжнародній науково-технічній конференції «Проблеми сучасної електротехніки (ПСЕ-2016)» (м. Київ, 2016 р.); на II Міжнародній науковій та практичній конференції "Topical researches of the World Science" (Dubai, UAE, 2016 р.); на XVI Міжнародній науково-практичній конференції «Відновлювана енергетика XXI століття» (м. Київ, 2016 р.); на I Міжнародній науково-технічній конференції «Smart-технології в енергетиці та електроніці - 2016» (STEE-2016) (сmt. Лазурне Скадовського району Херсонської області, Україна, 2016 р.); на Всеукраїнській науково-практичній конференції ПАТ

«Хмельницькобленерго» «Розподільчі мережі 0,4-35 кВ як складова частина локальних електроенергетичних систем майбутнього» (сmt. Ярмолинці, Ярмолинецький р-н, Хмельницька обл., 2016 р.); на XIV Міжнародному форумі «Паливно-енергетичний комплекс України: сьогодення та майбутнє» (м. Київ, 2016 р.);

Публікації. За результатами досліджень опубліковано 10 наукових праць, у тому числі шість статей у наукових фахових виданнях України (одна стаття у виданні України, яке включено до міжнародної наукометричної бази SCOPUS, чотири статті у виданнях України, які включено до міжнародних наукометричних баз), дві тези доповідей у збірниках за матеріалами міжнародних конференцій та дві статті в інших виданнях.

Обсяг та структура дисертаційної роботи. Дисертаційна робота складається із вступу, чотирьох розділів, висновків, списку використаних джерел (161 найменування) і додатків. Основний зміст викладено на 174 сторінках друкованого тексту, містить 29 таблиць, 80 рисунків. Загальний обсяг дисертації – 271 сторінка.

РОЗДІЛ 1 ОСОБЛИВОСТІ ПЕРЕВЕДЕННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ 6(10) кВ НА НАПРУГУ 20 кВ

Розподільні електричні мережі України напругою 0,4...35 кВ представляють кінцеву ланку в системі забезпечення споживачів електричною енергією. Вони перебувають у безпосередній взаємодії як зі споживачем, так і з районними та магістральними електричними мережами. Тому стан і функціонування розподільних електричних мереж впливає на показники надійності, якості та ефективності роботи об'єднаної енергосистеми України.

В умовах постійного та об'єктивного зростання рівня тарифів для кінцевого споживача стає важливою проблема покращення якості послуг, яку він отримує у вигляді надійного, безперебійного електропостачання.

Вирішення проблеми якісного електропостачання в розподільних електричних мережах ґрунтується на використанні сучасного електрообладнання, забезпеченні необхідних перетоків потужностей засобами регулювання та компенсації. Але для ефективного функціонування електроенергетичної системи уже недостатньо тільки удосконалювати силову частину мережі електропостачання. Роботу мережі необхідно оптимізувати, отримані дані параметрів функціонування аналізувати та забезпечувати зміну конфігурації системи відповідно до ситуації при дотриманні показників якості електропостачання та якості електричної енергії з мінімізацією її втрат.

Розв'язання такої задачі на сучасному етапі розвитку інтелектуальних технологій вимагає створення «розумних» електричних мереж у межах реалізації концепції Smart Grid [25, 55, 105, 106, 132]. Основне завдання інтелектуальних електричних систем – це підвищення якості та надійності електропостачання споживачів, виходячи з нових підходів до управління та процесу передавання і передавання електроенергії на основі модернізації всієї галузі електроенергетики.

Особливої актуальності реалізація концепції Smart Grid набуває в задачах управління режимами розподільних електричних мереж напругою 6...35 кВ, які

характеризуються зниженим рівнем автоматизації та централізації диспетчерського управління. Разом з тим у таких електричних мережах вирішення проблеми інтелектуалізації управління ускладнюється великою розмірністю системи, зниженою спостережністю системи та обмеженим набором технічних заходів адаптивного управління. Найбільш ефективними засобами адаптивного управління є пристрої РПН трансформаторів живлення, пристрої компенсації реактивної потужності, комутаційні апарати з дистанційним управлінням та інтелектуальні вакуумні вимикачі – реклоузери [38].

Зростання попиту на електроенергію визначає необхідність збільшення пропускної спроможності існуючих мереж та забезпечення їх ефективного функціонування при мінімальних значеннях втрат електричної енергії. Одним з оптимальних рішень цього питання з економічної точки зору може бути підвищення номінальної напруги існуючої розподільної мережі в сільській місцевості, створення центрів живлення та прокладання нових ліній електропередавання підвищеної номінальної напруги у великих містах.

1.1 Стан та особливості функціонування високовольтних розподільних мереж в енергосистемі України

Як передбачає «Нова енергетична стратегія України: безпека, енергоефективність, конкуренція» (НЕС) [46] до 2020 р. в Україні буде в основному завершено реформування енергетичного комплексу України з переходом його на сучасні ринкові моделі функціонування та досягнуто першочергових цільових показників з безпеки та енергоефективності, що забезпечить підвищення економічного зростання та відповідно і електроспоживання. У табл. 1.1 представлено фактичні та прогнозовані обсяги споживання електроенергії по Україні та по групах споживачів на період до 2025 року [83]. Після 2020 р. українська енергетика має перейти до нового етапу свого розвитку – повної інтеграції з енергетичним сектором ЄС та інноваційного оновлення, зокрема в електроенергетиці – інтеграція в Європейську мережу системних операторів

передавання електроенергії *ENTSO-E* (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*).

До **головних проблем** електроенергетики, зокрема і розподільних мереж, як однієї з ланок електропостачання, на нинішній час слід віднести такі:

- високий рівень фізичного та морального зносу основного та допоміжного обладнання;
- руйнування енергетичної інфраструктури на Сході України;
- існування перехресного субсидіювання;
- порівняно низький рівень регульованих цін для кінцевих споживачів;
- відсутність членства вітчизняного системного оператора з передавання електроенергії в *ENTSO-E* відповідно до вимог третього енергопакета ЄС;
- дефіцит регулюючих потужностей в об'єднаній енергосистемі (ОЕС) України;
- неготовність електричних мереж до розвитку відновлюваних джерел електроенергії (ВДЕ);
- зростаючі обсяги заборгованості споживачів за електричну енергію;
- значні втрати електричної енергії;
- низький рівень автоматизації мережі.

У процесі реформування електроенергетики лібералізації та дерегулювання ринка електроенергії проявляються такі пріоритети, як економічна вигода та ціна, а ефективність та стан електричних мереж відходять на другий план, що супроводжується збільшенням навантаження на мережі та її елементи. Таким чином, створюється ситуація невідкладної необхідності збільшення пропускної спроможності електричних мереж, зменшення втрат електроенергії, тобто підвищення ефективності їх функціонування.

Табл. 1.1. Фактичні та прогнозовані обсяги споживання електроенергії по Україні та по групах споживачів на період до 2025 року

Групи споживачів	Факт. ел.спож. 2015р. (млн.кВт·год)	Очік. ел.спож. 2016р. (млн. кВт·год)	Очік. ел.спож. 2017р. (млн. кВт·год)	Очік. ел.спож. 2018р. (млн. кВт год)	Очік. ел.спож. 2020р. (млн. кВт·год)	Очік. ел.спож. 2022р. (млн. кВт·год)	Очік. ел.спож. 2024р. (млн. кВт·год)	Очік. ел.спож. 2025р. (млн. кВт·год)
Відпуск електричної енергії споживачам (нетто)	103525	101868	107981	115539	125938	132235	146781	164394
(+)Збільш./зменш. від поперед. року в %	-11,8	-1,6	0,6	0,7	0,9	0,5	1,1	1,2
1. Промисловість у тому числі основні галузі:	42662	41979	44498	47613	51898	54493	60487	67746
Паливна	4284,6	4031,8	4068,4	4113,2	4208,3	4280,1	4374,8	4457,9
Металургійна	28755,0	27978,6	27363,1	27116,8	27524,9	27085,6	27248,2	27439,0
Хімічна та нафтохімічна	1302	1282	1358	1454	1584	1664	1847	2068
Машинобудівна	2899	2853	3024	3235	3527	3703	4110	4604
Будівельних матеріалів	2067,4	2048,8	2041,4	2047,5	2055,7	2022,8	2053,3	2075,8
Харчова та переробна	4066,2	4078,4	4194,2	4315,9	4428,8	4477,6	4594,7	4663,6
2. Сільгоспспоживачі	2335	2298	2436	2606	2841	2983	3311	3708
3. Транспорт	6807,0	6684,4	6574,4	6535,0	6561,1	6359,0	6397,1	6461,1
4. Будівництво	747,6	749,1	761,5	766,8	773,7	767,5	783,7	793,9
5. Комунально-побутові споживачі	15194,9	14830,2	15201,0	15565,8	16004,2	16228,4	16685,6	17036,0
6. Інші непромислові споживачі	5954,9	5770,3	5614,5	5513,5	5574,2	5353,4	5326,6	5369,2
7. Населення	32065	31552	33446	35787	39008	40958	45464	50919

У табл. 1.2 – 1.5 наведено показники середнього обсягу споживання по містах та селах України [83].

Табл. 1.2. Середній щомісячний обсяг споживання ПАТ «Сумиобленерго»

Населені пункти		Чисельність населення, тис. осіб	Середній щомісячний обсяг споживання, кВт·год
Міста	Малі (<50 тис.)	302,1	35 111 390
	Середні (50÷100 тис.)	168,6	22 233 058
	Великі (>100 тис.)	269,5	64 623 554
	Мільйонери (>1000 тис.)	0	0
Села	Малі (<1 тис.)	216,8	10 967 130
	Середні (1÷2 тис.)	90,9	7 832 903
	Великі (2÷5 тис.)	60,8	7 208 910
	Дуже великі (>5)	0	0

Табл. 1.3. Середній щомісячний обсяг споживання ПАТ «Вінницяобленерго»

Населені пункти		Чисельність населення, тис. осіб	Середній обсяг споживання, кВт·год
Міста	Малі	< 50	31 013 149
	Середні	50 ÷ 100	-
	Великі	> 100	66 914 063
	Мільйонери	> 1 000	-
Села	Малі	< 1	10 872 611
	Середні	1 ÷ 2	9 664 543
	Великі	2 ÷ 5	12 080 679
	Дуже великі	> 5	88 188 955

Табл. 1.4. Середній річний об'єм споживання ПАТ «ДТЕК Дніпрообленерго» в розрізі міст Дніпропетровської області

Населені пункти	Чисельність населення, тис. осіб	Середній об'єм споживання, тис. кВт·год
Дніпро	> 100 (984 300 чоловік)	3 666 616.17
Кам'янське	> 100 (249 600 чоловік)	1 721 166.37
Вільногірськ	< 50 (23 763 чоловік)	328 514.79
Новомосковськ	50÷100 (70 000 чоловік)	155 242.38
Павлоград	> 100 (109 453 чоловік)	231 038.84
Тернівка	< 50 (29 442 чоловік)	37 094.24
Першотравенськ	< 50 (30 000 чоловік)	36 411.48
Синельникове	< 50 (31 600 чоловік)	47 461.45
Кривий Ріг	> 100 (642 137 чоловік)	9 014 738.78
Жовті Води	50÷100 (56 542 чоловік)	215 782.06
Нікополь	> 100 (117 800 чоловік)	3 209 828.20
Марганець	< 50 (48 900 чоловік)	185 288.96
Покров	< 50 (44 956 чоловік)	259 642.68

Табл. 1.5. Середній щомісячний об'єм споживання на людину ПАТ «Закарпаттяобленерго»

Населені пункти		Чисельність населення, тис. осіб	Середній об'єм споживання, кВт·год на чол. в місяць
Міста	Малі	< 50	197
	Середні	50 ÷ 100	178
	Великі	> 100	198
	Мільйонери	> 1 000	-
Села	Малі	< 1	188
	Середні	1 ÷ 2	207
	Великі	2 ÷ 5	210
	Дуже великі	> 5	245

Національна комісія України, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики, приділяє особливу увагу показникам якості надання послуг з передачі та постачання електроенергії, які характеризуються індексами середньої тривалості відключень (SAIDI) в мережі

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^m n_i \cdot T_i}{N_c},$$

де m – кількість ділянок мережі; n_i – кількість споживачів на i -й ділянці; T_i – щорічний час перерв електропостачання споживачів i -ої ділянки; N_c – загальна кількість споживачів

та середньої частоти відключень (SAIFI)

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^m n_i \cdot \lambda_i}{N_c},$$

де λ_i – інтенсивність відмов на i -й ділянці,

та розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії (ENS).

Найближчим часом ряд енергокомпаній планують перейти на стимулююче регулювання, для яких цільовий показник якості (SAIDI) для міської території встановлено 150 хв, для сільської – 300 хв [63, 84, 154]. Аналіз показників якості компаній по всій Україні показує, що на сьогоднішній день показник SAIDI значно перевищує нормовані показники. Середня тривалість незапланованих перерв у електропостачанні споживачів в Україні становить від 580 до 870 хв, а при несприятливих умовах до декількох діб [56], тоді як в країнах Європи – до 104 хвилин (рис. 1.1) [24, 96, 107].

Щодо показника середньої кількості відключень одного споживача (SAIFI), то в Україні він складає 5,4; а в Південній Кореї – 0,45; Великобританії та Австрії – 0,75; США та Франції – 1,3; Іспанії та Італії – 2,7. Тобто за цим показником Україна відстає в 2...12 раз від розвинених країн.

На рис. 1.2 представлена динаміка показника SAIDI з 2007 по 2014 роки.

Для компаній, які прийняли рішення щодо переходу на стимулююче регулювання [63, 64, 65], вихід на показники якості електропостачання рівня країн Європи означає необхідність скоротити середню тривалість перерв енергопостачання за 10 років майже в 5 разів.

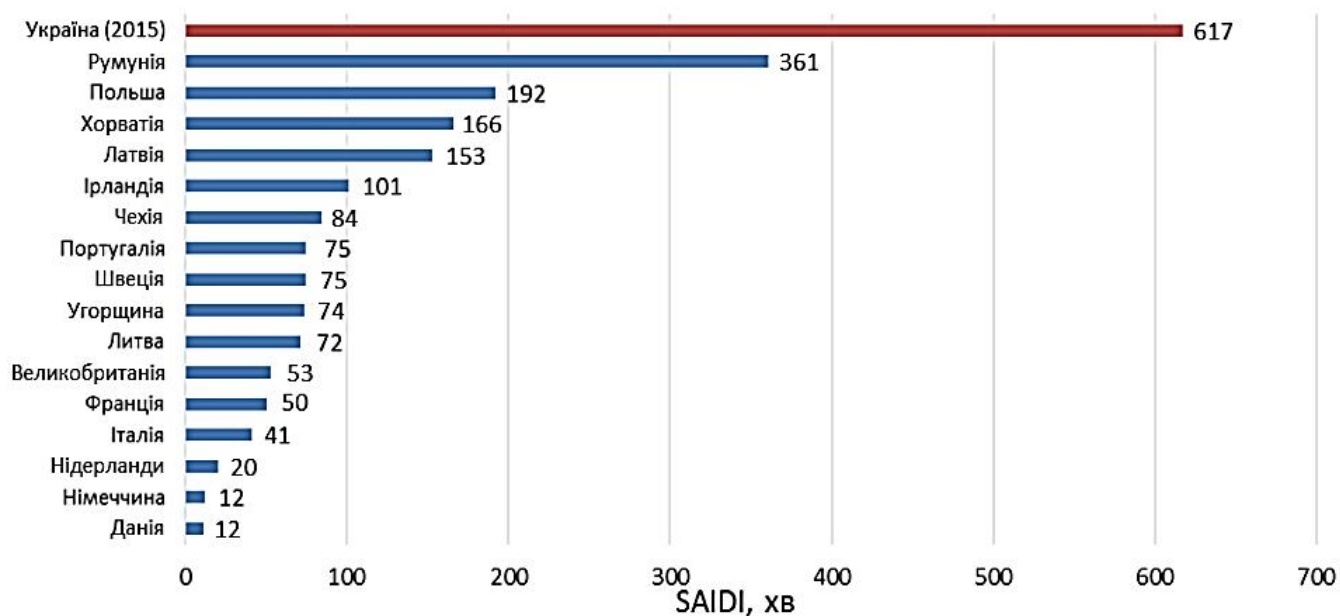


Рис 1.1. Середній показник якості електропостачання SAIDI країн Європи

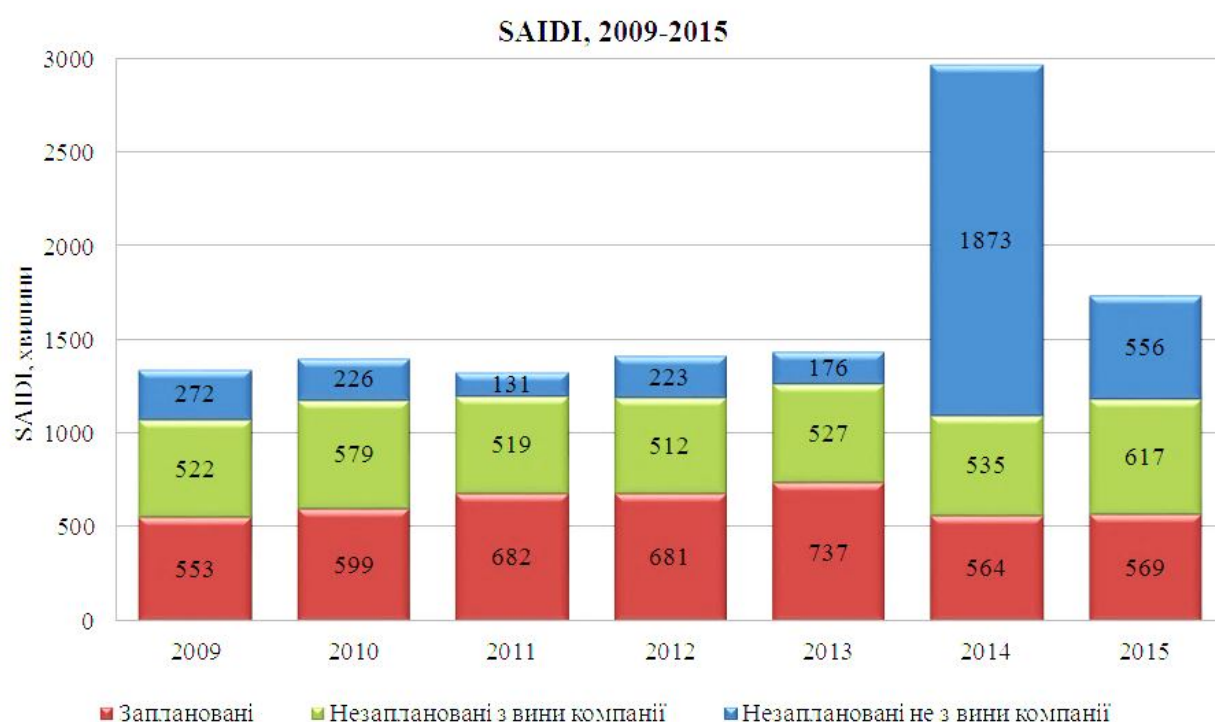


Рис. 1.2. Динаміка середнього значення показника якості електропостачання SAIDI в Україні по роках

У 2015 році загальний показник SAIDI (незапланований з вини компаній) по Україні зріс на 15,5 % і становить 617 хв [24]. Зокрема, порівняно з попереднім роком показники SAIDI у 2015 році зросли у 19-ти електророзподільних компаній. Зростання показників головним чином зумовлене підвищенням достовірності первинних даних за рахунок: підвищення точності реєстрації перерв в електропостачанні на рівні напруги 0,4...20 кВ, зокрема завдяки розвитку колцентрів компаній; поглибленої перевірки даних окремих компаній у рамках планових перевірок та надання за результатами перевірок усім компаніям роз'яснення щодо уникнення типових порушень у реєстрації перерв в електропостачанні.

Наразі НКРЕКП і Міністерство енергетики та вугільної промисловості України зобов'язали ліцензіатів (обленерго) розробити програми телемеханізації ПС та РП з метою забезпечення отримання достовірних даних щодо перерв в електропостачанні споживачів та відповідно підняття рівня автоматизації мережі.

Експлуатація електричних мереж в енергосистемі України потребує значних ресурсів. Кількість підпорядкованих Міністерству енергетики та вугільної промисловості України районів електромереж, які безпосередньо займаються експлуатацією розподільних електричних мереж 0,4...150 кВ, складає на 2016 рік 554 структурних підрозділів з персоналом кількістю 25611 осіб [24]. Довжина повітряних ліній електропередавання напругою 6...150 кВ складає 374978 км і має по колах значення: 150 кВ – 10676,499 км; 110 кВ – 36161,336 км; 35 кВ – 66356,847 км (з них на дерев'яних опорах 509,279 км); 10 кВ – 247910,35 км (з них на дерев'яних опорах 3285,508 км); 6 кВ – 19128,713 км (з них на дерев'яних опорах 984,967 км) [24]. Незважаючи на досить значний розвиток мереж класу напруги 10 кВ як в сільській місцевості, так і в містах, зберігається ще мережа напруги 6 кВ, протяжність повітряних ліній якої складає майже 8 % від довжини повітряних ліній 10 кВ, а кабельних майже половину. Від цих мереж отримує живлення значна частка комунально-побутових споживачів, що протирічить вимогам міжнародного стандарту ГОСТ 29322 (МЕК 38-83), в якому зазначено, що номінальна напруга мережі 6 кВ не повинна використовуватися в електричних мережах загального

призначення. В табл. 1.6 наведено довжину кабельних ліній розподільних мереж 3...110 кВ, підпорядкованих Міненерго.

На сьогодні розподільні електричні мережі напругою 6(10) кВ практично вичерпали резерв пропускної спроможності, мають надзвичайно низький рівень автоматизації, дистанційне управління обмежене застосуванням застарілого обладнання в РП (ТП), як правило вимикачі 6(10) кВ мають механічний (пружинний) привід і не можуть бути обладнані телекеруванням. Мережі, як правило, дуже розгалужені, мають значну протяжність від 15 до 25 км, іноді до 50 км, секціонування їх практично всюди забезпечується лінійними роз'єднувачами, а застосування сучасних реклоузерів відсутнє. В табл. 1.7 представлена характеристика розподільних підстанцій та фідерів 6...20 кВ.

Табл. 1.6. Довжина кабельних ліній розподільних мереж 3...110 кВ

Назва показника	Одиниця виміру, км	Міненерго
Довжина кабельних ліній електропередавання, всього	км	45474,299
у т.ч. напругою: 110 кВ	-"	137,943
35 кВ:	-"	482,854
з них працюють більше 30 років	-"	307,232
10 кВ:	-"	24097,637
з них працюють більше 30 років	-"	11836,005
6 кВ:	-"	20765,136
з них працюють більше 30 років	-"	13364,335
3 кВ:	-"	15,792
з них працюють більше 30 років	-"	15,36

Загальна протяжність розподільних електричних мереж напругою 0,4...10 кВ в Україні на сьогодні час складає: 0,4 кВ – 431 628 км; 6-10 кВ – 320 653 км і має тенденцію до щорічного зростання [85]. Станом на 01.01.2016 року в

незадовільному технічному стані знаходилися 78 тис. км повітряних ліній 0,4...150 кВ, а також майже 32 тис. одиниць ТП (РП) 6(10) кВ та 252 ПС 35...150 кВ [22].

Табл. 1.7. Характеристика розподільних підстанцій та фідерів 6...20 кВ

№ п/п	Назва показників	Одиниця виміру	Міненерго
1	2	3	4
1	Кількість РП 6-20 кВ, всього	шт.	2696
	з них працюють більше 25 років		1889
2	Кількість повітряних фідерів		
	6-20 кВ, всього	шт.	26681
	у тому числі:		
	довжиною з відгалуженнями :		
	- до 15 км,	шт.	20116
	- більше 50 км;	- " -	377
	обладнані - АПВ,	- " -	14164
	- АВР,	- " -	635
	- секціонуючими пунктами	- " -	778
3	Кількість повітряних фідерів		
	0,4 кВ, всього	шт.	349187
	у т.ч. з ізолюваним проводом	- " -	37709
4	Кількість лінійних та підстанційних		
	роз'єднувачів напругою 6-20 кВ		
	всього	шт.	371287
	з них потребують заміни	шт.	20731
5	Кількість вимикачів навантаже-		
	ння напругою 6-10 кВ, всього	шт.	134946
	з них потребують заміни	шт.	10262

На об'єктах електричних мереж напругою 0,4-150 кВ електропередавальних організацій за перший квартал 2016 року сталося 31711 технологічних порушень, зокрема, в мережах 6(10) кВ 8754 (рис. 1.3) [83]. У порівнянні з 2014, і 2015 роками в 2016 році в мережах 6(10) кВ спостерігається досить незначне зниження

кількості порушень. Відповідно 638 та 490, а в мережах до 1000 В воно досить відчутне – 6631 та 3506.

Обсяг недовідпуску електричної енергії з причини виникнення відмов та технологічних порушень цехового обліку в електричних мережах електропередавальних організацій за перший квартал 2016 року наблизився до 8785 тис. кВт·год, але суттєво знизився у порівнянні з 2015 роком на 5848 тис. кВт·год (рис. 1.4) [83].

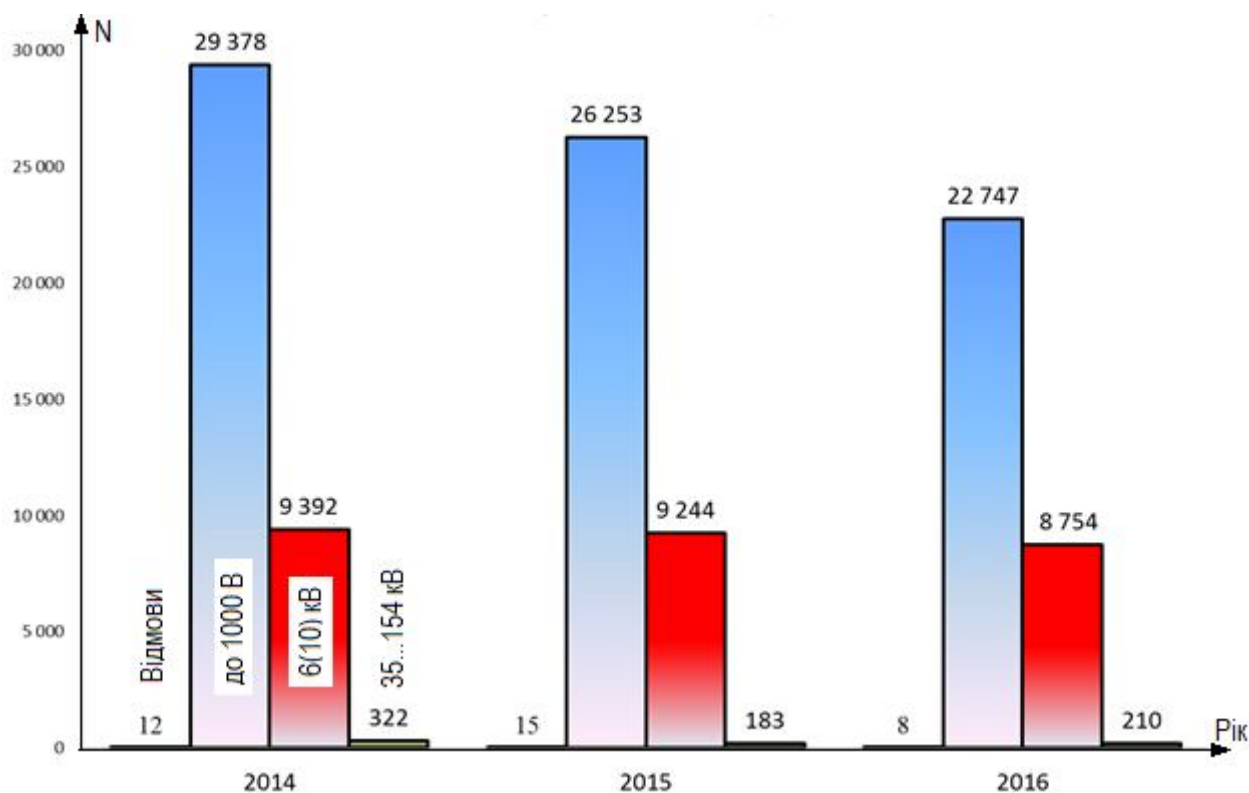


Рис. 1.3. Відмови та технологічні порушення цехового обліку в електричних мережах електропередавальних організацій за перший квартал 2014 – 2016 років

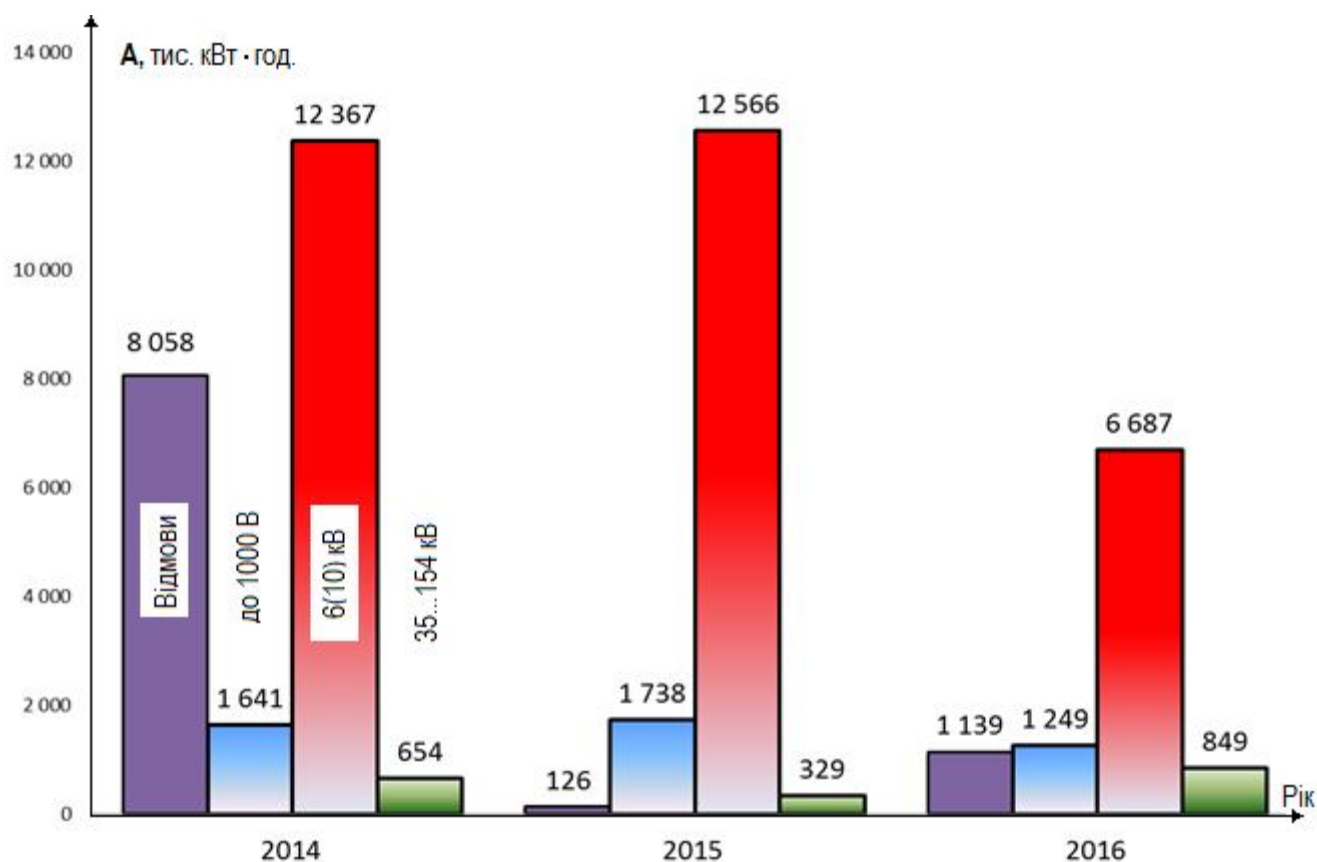


Рис 1.4. Обсяг недовідпуску електричної енергії
за перший квартал 2014–2016 років

Частка недовідпуску електроенергії споживачам з причини технологічних порушень у мережі 6(10) кВ перебуває в межах 40,5...96 %. Значний відсоток недовідпуску електроенергії обумовлений тим, що повітряні електричні мережі 10 кВ недостатньо оснащені пристроями автоматизації. Прилади для фіксації місць пошкодження на лініях встановлені лише на 3% підстанцій та майже відсутні пристрої двократного автоматичного повторного включення (АПВ). У мережах 6(10) кВ мають місце значні втрати електроенергії в зв'язку з низькою пропускнуною спроможністю мереж. Особливо це стосується мереж 6 кВ, які ще використовуються в енергосистемі. В табл. 1.8. представлені експлуатаційні показники в мережах 6...35 кВ по структурних підрозділах – обленерго.

Табл. 1.8. Експлуатаційні показники в електричних мережах 6...35 кВ

Показник	ПАТ «Київобленерго»	ПАТ «Миколаївобленерго»	ПАТ «Прикарпаттяобленерго»	ПАТ «Кіровоградобленерго»	ВАТ «Запоріжжяобленерго»	ПАТ «Вінницяобленерго»	ПАТ «Сумиобленерго»	ПАТ «Київенерго»
	%	%	%	%	%	%	%	%
Телесигналізація	58	2,5	25,6	52,0	0,91	11,8	41,76	90-100
Телеуправління	58	2,5	18	49,0	0,75	12,7	41,76	90-100
Наявність диспетчерських пунктів	100	100	100	100	100	100	100	7
Наявність диспетчерських щитів	7	100	100	100	96	100	100	7
РЗ на реле	100	95	91,79	95,2	96,1	66	91,67	58
РЗ на мікропроцесорах	33	5	7,63	4,8	3,9	34	8,33	42
Обладнання понад 30 років	63	72	77,79	77,8	69,28	61,4	68,5	45
АСКОЕ	64	2,5	65,87	22,0	2,4	100	-	50

Морально та фізично застаріле обладнання (ВН, роз'єднувачі) не дає змоги використовувати телемеханіку і автоматизацію. Відсутні канали телеуправління та автоматизації. Мережі напругою 35 кВ та 110 кВ в місті Києві вичерпали резерви свого розвитку. Зміна конфігурації електромережі 0,4 кВ в умовах щільної забудови столиці неможлива.

Аналіз технологічних порушень на об'єктах електричних мереж напругою 6(10) кВ електропередавальних організацій дав змогу класифікувати їх за ознаками чинників, які їх спричинили (табл. 1.9).

Табл. 1.9. Розподіл технологічних порушень на електричних мережах напругою 6(10) кВ за ознаками чинників

№ п/п	Ознака	Кількість порушень	
		2015 рік	2016 рік
1	Помилкові дії персоналу	0	1
2	Незадовільне технічне обслуговування	3141	3531
3	Дефекти проекту	4	2
4	Дефекти конструкції	182	172
5	Дефекти виготовлення	340	329
6	Дефекти монтажу та налагодження	449	470
7	Дефекти ремонту	397	271
8	Дефекти будівництва	66	49
9	Стихійні явища (ожеледь, гроза, сильний вітер, повінь і т. інш.)	2951	2549
10	Вплив сторонніх осіб та організацій	1714	1380

Що стосується засобів обліку електроенергії, то загальний технічний стан парку приладів обліку в Україні перебуває в задовільному стані (76% складають електронні лічильники та 24% – індукційні прилади обліку) [56]. Подальша заміна індукційних лічильників не викликає суттєвого зменшення технологічних втрат і в подальшому буде виконуватися поступово до повної заміни.

Значна кількість технологічних порушень на об'єктах електричних мереж напругою 6(10) кВ електропередавальних організацій та низькі експлуатаційні показники мереж свідчать про те, що вони є слабокерованими з недостатнім рівнем використання автоматизованих систем оперативно-диспетчерського управління.

Добовий графік навантаження міських мереж досить нерівномірний і має різний вигляд у різних регіонах – обленерго. В мережах 6(10) кВ спостерігається

досить високій рівень аварійності та технологічних порушень. Мережі перевантажені, інфраструктура мережі не відповідає її завантаженню. Сучасне промислове та комунально-побутове електрообладнання досить вразливе як до короткочасних, так і довготривалих переривів електропостачання, що підсилює в рази економічні втрати від недовипуску електроенергії втратами від пошкодження обладнання та порушення технологічних процесів.

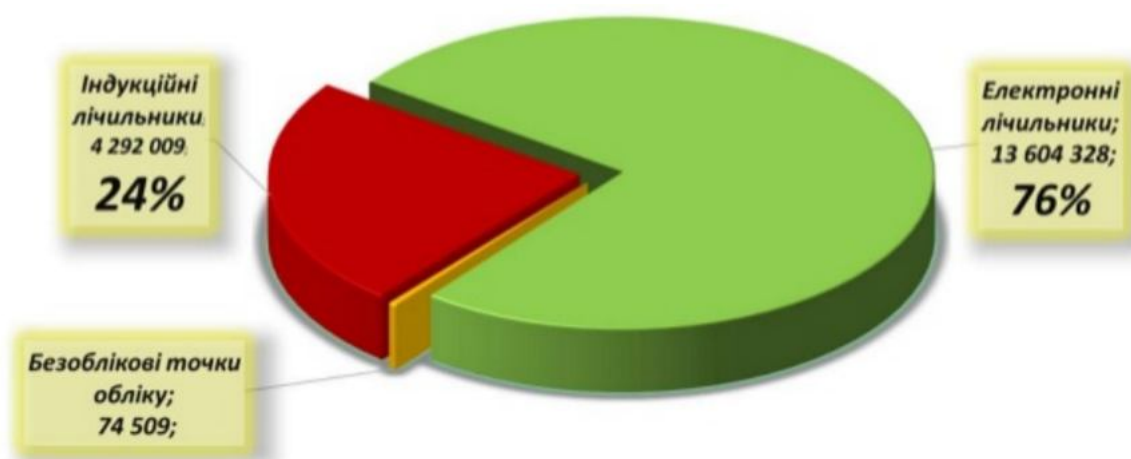


Рис. 1.5. Показники наявних засобів обліку електроенергії в енергосистемі України

Враховуючи сьогоденні реалії в країні і те, що процес заміни морально і фізично зношеного електрообладнання в електричних мережах, який за різними оцінками складає від 40 до 70 %, відбувався досить повільно, а на сьогодні він ще і уповільнився, при тому, що в містах невинно росте щільність навантаження, яка вже досягає, наприклад, у центрі Києва до 9...10 МВт/км² (середня по Києву 2,4 МВт/км² та 3,6 МВАр/км²) і, як наслідок, підвищуються втрати електроенергії, то на порядок денний постає питання комплексного підходу до перспективи розвитку розподільних мереж та підвищення ефективності їх роботи шляхом реконфігурації мереж з переведення на клас напруги 20 кВ.

1.2 Аналіз світового досвіду побудови та розвитку розподільних мереж 20 кВ

На рівні розподільних мереж у сучасному світі існує безліч способів вирішення проблеми підвищення ефективності функціонування, один із вагомих серед них – підвищення класу напруги. Спробуємо оцінити наскільки актуальне таке рішення на сучасному етапі розвитку енергосистем. Стосовно промислових підприємств актуальність цього рішення не викликає жодних сумнівів, оскільки на промислових підприємствах, як правило, мережі передають великі потужності, і рішення задачі якості електропостачання і економії енергії стає одним з пріоритетів для оптимізації витрат. Крім того, протягом тривалої експлуатації, а в деяких випадках багато устаткування не лише вичерпало свій термін служби, але і морально застаріло, вимагає модернізації або заміни, тому рішення про поєднання процесу реконструкції енергосистеми з переходом її на вищий рівень напруги є сповна раціональним. Звичайно, підвищення напруги призведе на першому етапі до здорожчання системи, проте у даному випадку необхідно просто розібратися – вигідно це для розподільної мережі чи ні.

У минулому столітті в Європі склалися дві основні шкали напруг: англійська (0,4/11/20/33/66/132/275/400 кВ) і німецька (0,4/10/20/35/110/220/400 кВ) [17, 75]. Передавання електроенергії від підстанцій або електростанцій до абонентів здійснюється розподільними компаніями – кінцевою ланкою в організаційній структурі електромережевого господарства. У системах електропостачання за прийнятою рубрикацією використовуваних номінальних напруг розподільні міські мережі відносяться до мереж середніх напруг (СН). Процес зростання номінальних напруг у розподільних мережах СН в XX столітті виглядає істотно скромніше, ніж у високовольтних районних та магістральних мережах: від 2...4 кВ (в перші десятиліття) до 6...12 кВ у 50-ті роки. Міжнародна електротехнічна комісія (МЕК) стандартизувала номенклатуру номінальних напруг [151].

На сьогоднішній день можна навести десятки закордонних прикладів використання розподільних мереж середнього класу з підвищеними значеннями

номінальних напруг (18, 20, 22, 23 кВ). Близько 80 % країн Європи використовують клас напруги 20 кВ.

Як приклад можна навести такі країни, як Франція, Німеччина, Австрія, Швеція, Фінляндія, Латвія (20 кВ), Японія (22 кВ), Болгарія (22 кВ), Чехія (22 кВ), Словаччина (22 кВ), США (18, 23 кВ) [9]. Не є виключенням і азіатські країни: Сінгапур, Корея, Тайвань, Китай і багато інших [127]. У табл. 1.10 представлені значення номінальних напруг, які використовуються в розподільних мережах різних країн світу.

Табл. 1.10. Номінальні напруги розподільних мереж трифазного змінного струму

Країна	Номінальні напруги, кВ										
Україна	-	3	6	10	-	-	35	-	-	-	110 (154)
Росія	-	3	6	10	-	20	35	-	-	-	110
Франція	-	3,2	5,5	10	15	20	30	45	60	90	110
Німеччина	1,2	3	6	10	15	20, 27	30	45	60	90	110
США	2,4	-	4,8 (7,8)	12	14,4	23	31,5	46	69	-	115 (138)
Бельгія	-	3	6	10	15	20	30	45	60	80	100
Австрія	-	3	5(6)	10	15	20 (25)	30 (35)	45	60	-	110
Чехія	-	3	6	10	15	20 (22)	30 (35)	45	60	80	100
Угорщина	-	2,7	5,4	9	13,5	18	31,5	-	45	90	125
Фінляндія	-	-	-	10	-	20	-	-	-	-	110
Англія	-	-	6	12	-	20	33	-	66	88	110

У більшості країн Європи мережі середньої напруги на сьогодні кабельного виконання. В США багато міст мають повітряні лінії різних класів напруги, які згруповані по 2, 4 і більше, на великих опорах. Для надання більш естетичного вигляду повітряним лініям електропередавання опори та стовпи мають відповідне пофарбування та місце розташування.

У багатьох країнах кабельні лінії закріплюються на фасадах будинків, мають відповідне до будівлі пофарбування та розміщення, при цьому, такі лінії більш дешеві в порівнянні з підземними.

Основним чинником впровадження мереж напругою 20 кВ стало збільшення поверхневої щільності навантаження. В кінці минулого століття в багатьох розвинених країнах світу поверхнева щільність досягнула 5...7 МВт/км². На сьогодні в великих містах Європи, Азії та Америки вона досягає 10...30 МВт/км², а в деяких районах – 100...250 МВт/км² [37,54,74,134].

На сьогодні в Києві максимальна щільність досягла 9 МВт/км² (середня – 2,4 МВт/км², а реактивна – 3,6 МВАр/км²) [154]. Таку щільність мала Франція у Парижі в 1973 році, коли починала експлуатувати такий клас напруги. Для сільської місцевості, виходячи з критерію втрат електроенергії, вважається доцільним переведення розподільних мереж на клас напруги 20 кВ при щільності навантаження 60 кВт/км².

Розглянемо особливості розподільних мереж промислово розвинених країн світу: Франції, Фінляндії, Росії, США, Німеччини, Латвії.

Розподіл електроенергії для освітлення Парижа у Франції почався у 1887 році, який до 1907 р. здійснювався сімома розподільними мережами, кожна з яких мала свій «сектор»:

1. Три мережі постійної напруги 110 В з двома «мостами»;
2. Дві мережі постійної напруги 110 В з чотирма «мостами»;
3. Дві мережі змінного струму (частотою 40 і 42 Гц відповідно).

У 1907 році всі сім секторів Парижа були об'єднані в один. Реорганізація мереж призвела до того, що стали розрізняти три зони електропостачання: центр міста і правий берег Сени, що живляться постійною напругою; північно-східна

частина міста, що живиться двофазною напругою 12,5 кВ і частотою 42 Гц (пізніше тут з'явилися мережі НН 115 В); західна частина міста і лівий берег Сени, що живляться однофазною напругою 3 кВ через підстанції 3кВ/115 В, встановлені в кожному будинку. У 1920 р. розпочалося прокладання кабелів 60 кВ для живлення внутрішніх підстанцій.

Споживачі СН (магістраль) та НН (відгалуження) у Парижі мали в 1973 р. встановлену потужність близько 1500 МВт, на той час як його передмістя споживало 3000 МВт, сумарна споживча потужність яких становила приблизно 5000 МВт. На кінець ХХ ст. споживання досягло 25000 МВт. Було встановлено, що у центрі міста щільність навантаження $20...30 \text{ МВт/км}^2$, яка відносно повільно змінюється за часом (5% на рік) [54]. У свою чергу, на периферії спостерігається зростання навантаження на одиницю площі (забудова нових поселень). Структура магістральних і розподільних мереж у Франції створюється таким чином, щоб її розвиток був можливий за таких умов:

- можливість передавання і розподілення майбутніх навантажень завдяки гнучкій структурі мережі;
- дотримання обмежень, що накладаються умовами охорони навколишнього середовища, зокрема, у використанні земельних площ для ліній та підстанцій.

У Фінляндії досить широко використовується клас напруги 20 кВ [68]. Існуючі розподільні мережі Фінляндії сформувалися в результаті тривалого співробітництва виробників обладнання та мережевих компаній (як приватних, так і комунальних). Мережеві компанії вимагали від виробників активної участі в дослідженнях роботи обладнання і поліпшення його експлуатаційних властивостей.

Існуюча система електропостачання – результат застосування перевірених практикою рішень, обґрунтованих як з технічної, так і з комерційної точки зору. Для оптимізації розподільних мереж брали до уваги три основних фактори: експлуатаційні витрати (ремонт і обслуговування), надійність і безпеку.

За класами номінальних напруг Фінляндія дотримується стандартів Міжнародної електротехнічної комісії (МЕК) [151] з деякими додатковими

вимогами, заявленими в національних стандартах SFS. У фінських магістральних мережах передачі електроенергії застосовуються такі класи напруги: 400, 220 і 110 кВ. При цьому напруга 220 кВ не використовується для розширення мереж і нового будівництва. Напруги розподільних мереж – 20 кВ, 10 кВ і 0,4 В. Клас 10 кВ використовується тільки у великих містах.

У Фінляндії перша ПЛ 20 кВ з захищеними проводами була введена в дію в 1976 р. Зараз сумарна довжина ПЛ з захищеними проводами складає близько 3500 км. Застосування захищених проводів дає змогу виключити КЗ при перехреснуванні проводів. Міжфазні відстані таких ПЛ в 3 рази менші, ніж для ліній звичайного виконання. У містах зазвичай використовуються двотрансформаторні підстанції або підстанції 110/20 кВ на три трансформатори потужністю 25, 40, 63 МВА [68].

У більшості фінських мереж 20 кВ використовуються режим ізолюваної нейтралі та режим заземлення нейтралі через дугогасний реактор. Причиною вибору таких режимів заземлення нейтралі є високий опір ґрунту, характерний для Фінляндії. Середнє значення опору ґрунту становить 2300 Ом·м, на той час як у Центральній Європі всього – 50 Ом·м. Застосування режимів з ізолюваною і заземленою через дугогасний реактор нейтраллю забезпечує кращу чутливість релейних захистів до пошкоджень через значні перехідні опори.

Струм однофазного замикання на землю в мережах з ізолюваною нейтраллю або з дугогасним реактором істотно нижчий, ніж у мережах з глухозаземленою нейтраллю. У Фінських мережах 20 кВ ємнісний струм однофазного КЗ, як правило, складає десятки ампер. Завдяки такій величині струму, напруга дотику невелика.

Повітряні лінії 20 кВ з використанням захищених або звичайних сталевалюмінієвих проводів виконані виключно на дерев'яних опорах. Всі елементи ПЛ стандартизовані. Траверси опор 20 кВ виготовляються з оцинкованої сталі, іноді з алюмінію. Ізолятори ПЛ порцелянові штиркового або підвісного типу. Штирьові ізолятори використовуються на прямих ділянках ліній, підвісні та штирьові – у місцях повороту ліній на значний кут, а також на кінцевих і секціонуючих опорах. Спільно з захищеними проводами застосовуються і полімерні ізолятори. У

повітряних мережах 20 кВ відсутнє заземлення траверс, тобто опори не мають заземлювачів, оскільки використовується режим ізольованої нейтралі (струми замикання на землю невеликі) та дерев'яні опори. Таке рішення значно зменшує витрати на будівництво ліній.

Захищені проводи використовуються там, де потрібна велика надійність або обмежені габарити, чи необхідна підвищена безпека. Лінії середньої напруги з захищеними проводами – хороша альтернатива неізованим проводам з точки зору захисту навколишнього середовища, оскільки не вимагають широких прогонів. Вони стійкі до механічних та електричних пошкоджень, які спричинені падінням дерев на лінію. Вартість ліній з захищеними проводами на 20% вища вартості ліній з звичайними проводами, але в будь-якому випадку нижче вартості кабельних ліній. Підземні кабелі 20 кВ використовуються головним чином у містах. Місця переходу КЛ у ПЛ захищаються розрядниками або нелінійними обмежувачами напруги (ОПН).

Понижувальні підстанції 20/0,4 кВ мають дуже просту конструкцію: одно- або тристоякового типу. Для електропостачання споживачів використовуються трифазні трансформатори. Плавкі запобіжники 20 кВ показали низьку надійність в експлуатації, оскільки часто помилково перегорали і викликали необґрунтовані відключення. Тому вони були виключені зі схем за рахунок використання більш чутливих і швидкодіючих захистів на стороні 0,4 кВ трансформатора. Іскрові проміжки, які використовуються для захисту трансформаторів 20/0,4 кВ, забезпечуються захистом від перекриття птахами і мають довжину 2х40 мм.

Згідно зі статистикою, близько 70% пошкоджень на ПЛ – це однофазні замикання і більша їх частина викликана грозовими перекриттями іскрових проміжків. Струми однофазних замикань у мережах з ізольованою нейтраллю – емнісні. Їх самогасіння можливе при величині струму до 10 А. При більшому струмі дуга в іскровому проміжку усувається в результаті відключення силового вимикача на живильній підстанції і подальшого АПВ. Перерва живлення в цьому випадку становить 0,3...0,5 с. Така система захисту трансформаторів широко використовується вже протягом 30 років і добре себе зарекомендувала.

На стороні 20 кВ понижувальних підстанцій 20/0,4 кВ використовуються прості і дешеві роз'єднувачі. Роз'єднувачі за рахунок наявності пристроїв гасіння дуги можуть відключати повністю навантажений трансформатор потужністю до 500 кВА.

У процесі експлуатації підстанцій 20/0,4 кВ була змінена конструкція трансформаторів. Зокрема, був виключений розширювальний бачок, що зменшило кількість пошкоджень і полегшило транспортування. Крім того, з конструкції трансформаторів був вилучений перемикач ПБВ, що підвищило надійність трансформаторів і зменшило їх вартість.

Захист на стороні 0,4 кВ понижувальних підстанцій також відпрацьовувався на практиці. Окремий автоматичний вимикач має високу вартість, чутливий до вологи, пилу, змін температури. Виходячи з цього, для захисту від КЗ використовуються щоглові рубильники (роз'єднувач у комбінації з запобіжником), встановлені на опорі і керовані з землі штангою. При використанні щоглових рубильників кількість відхідних приєднань може бути збільшена шляхом монтажу додаткової кількості таких пристроїв. При цьому струм навантаження і номінальний струм запобіжників буде знижено, що покращить чутливість й селективність захисту від КЗ.

Фінські мережеві компанії справедливо вважають, що чим простіше конструкція понижуючих ТП 20/0,4 кВ, тим більш економічним є їх використання і надійність. Проста і надійна знижувальна підстанція малої потужності може бути наближена безпосередньо до споживача. При цьому різко скорочується протяжність мережі 0,4 кВ та істотно знижуються втрати. Трансформатори 20/0,4 кВ малої потужності (16 кВА) можуть приєднуватися глухою відпайкою без комутаційного апарата на стороні ВН. Роз'єднувач у цьому випадку монтується в точці приєднання відпайки до головного живлячого фідера ділянки радіальної мережі («стовбуру» деревоподібної мережі).

Зазвичай понижуючі трансформатори 20/0,4 кВ не мають захисту від перевантаження. Перевантаження допускається шляхом вибору трансформатора достатньої потужності та дистанційним вимірюванням споживання електроенергії

по кожній ТП. Крім того, при реалізації концепції живлення кожного окремого споживача від власної ТП малої потужності, збільшення споживаної потужності обмежується пропускнуою спроможністю трансформатора 20/0,4 кВ. Таке рішення виключає «повзуче» зростання навантаження, коли неможливо встановити винуватця виникаючих перевантажень і падінь напруги.

У кабельних мережах 20 кВ використовуються малогабаритні ТП 20/0,4 кВ блочного типу. Такі ТП надходять до споживача від одного виробника як закінчене рішення, що забезпечує швидкий монтаж і підключення. Зараз спостерігається тенденція інтелектуалізації блочних ТП (дистанційне керування комутаційними апаратами, вимірювання, визначення шляху струму КЗ).

В мережах СНД набули поширення напруги 6 і 10 кВ. Однак у більшості великих міст досить широко використовувалися мережі 6 кВ. Їх поширення історично визначалося тим, що ця напруга використовувалося в системах електропостачання промислових підприємств, від підстанцій яких, як правило, жилилися споживачі міської мережі. Використання напруги 6 кВ на промислових підприємствах визначалося відсутністю електродвигунів 10 кВ у всьому діапазоні потужностей, а також відносно невеликими розмірами території підприємств, що давало можливість навіть при значних електронавантаженнях забезпечити прийнятну систему електропостачання напругою 6 кВ.

В кінці 50-х років минулого століття в Правила улаштування електроустановок (ПУЕ) [61] був внесений пункт про необхідність виконання мереж СН на номінальній напрузі 10 кВ і скорочення зони дії мереж напругою 6 кВ. Зазначена вимога повторювалася у всіх наступних нормативних документах. Однак, незважаючи на більш високі темпи розвитку мережі 10 кВ, близько 48% протяжності вітчизняної міської електромережі станом на початок 2003 року експлуатувалося на напрузі 6 кВ. Пояснюється це необхідністю фінансових витрат при переході на напругу 10 кВ [75]. За радянських часів в енергосистемі перевага віддавалася мережам напругою 10 кВ, однак 20 кВ було застосовано для розподільних мереж Республіки Комі, а також для мереж близько розташованих до ТЕЦ з генераторною напругою 20 кВ [21].

Сьогодні 20 кВ починає активно поширюватися у великих мегаполісах. Уряд Москви затвердив схему електропостачання столиці на період до 2020 року, яка передбачає перехід до масового застосування напруги 20 кВ і поступової ліквідації напруги 6 кВ [50]. У Постанові №344-ПП «Про концепцію міської цільової програми з підвищення надійності електропостачання об'єктів міського господарства Москви на 2010-2012 рр.» [49] відзначається, що переваги передавання та розподілу електричної енергії підвищеною напругою сприяють зниженню втрат потужності в електричних мережах і установках, збільшенню пропускної спроможності обладнання, скороченню споживаної електричної енергії. На думку більшості фахівців-енергетиків, основним напрямком розвитку мереж середньої напруги в столиці є саме застосування напруги 20 кВ.

Впровадження мереж напругою 20 кВ розпочато в 1993 році на основі вивчення досвіду мереж Франції [74]. Технічною політикою «Россетей», затвердженою в 2013 р., передбачено застосування напруги 20 кВ у великих містах. Першими районами Москви, в яких застосовані мережі напругою 20 кВ, стали «Москва-Сіті» і Ходинське поле. Наразі загальна довжина прокладених нових кабельних мереж 20 кВ, тільки по компанії ОАО «ОЭК», складає більше 500 км. На даний час будівництво ліній і підстанцій такого класу напруги ведеться не тільки в Москві, але і в інших регіонах.

Відповідно до розробленої та затвердженої схеми електропостачання м. Москви, в якій розглянуті основні питання побудови опорної магістральної мережі 20 кВ від нових ПС 220/110/20кВ, намічені основні схемні, технічні та компоновальні рішення [62,89]:

1. Мережа 20 кВ будується за дволанцюговою схемою, тобто з розподільним (РП) та сполучним пунктами (СП).

2. Схема живлячих мереж 20 кВ виконується на двосекційних РП з автоматичним введенням резерву (АВР) на секційному вимикачі 20 кВ і живленням РП, як правило, від двох незалежних територіально рознесених центральних пунктів (ЦП) по двох незалежних (взаємнорезервованих) кабельних лініях.

3. Між сполучними пунктами живляча електрична мережа 20 кВ виконується за принципом встановлення секційних та лінійних вимикачів навантаження.

4. Нові розподільні та з'єднувальні пункти 20 кВ виконуються малогабаритними, блочного типу (рис. 1.6); у комірках РУ 20 кВ РП пріоритетно мають застосовуватись елегазові силові вимикачі.

5. Розподільна мережа 20 кВ будується за двопроменевою зустрічною схемою, при якій живлення кожної ТП здійснюється по двох взаєморезервованих кабелях.

6. Для прокладки КЛ 20 кВ застосовуються кабелі з ізоляцією із зшитого поліетилену.

Основною метою створення нових мереж середньої напруги у Москві є застосування в енергосистемі міста електроустановок класом напруги 20/0,4кВ. Зростання кількості споживачів електричної енергії, основна частина яких – енергоємні установки, призводить до значного дефіциту потужності у місті і, як наслідок, збільшення кількості розподільних і трансформаторних підстанцій на території Москви. При цьому ріст електричних навантажень відзначається не тільки в місцях нової забудови, але й в районах з усталеною мережевою інфраструктурою, де будівництво нових підстанцій є дуже проблематичним. Ущільнення міської забудови ставить задачу забезпечення споживачів електроенергією без розширення земель, що відчужуються під будівництво підстанцій і розподільних пунктів. Тому будівництво тільки нових мереж 20 кВ дає змогу успішно вирішувати проблеми видачі електричних потужностей, у тому числі й для нових споживачів, розташованих в районах усталеної міської забудови.

Лідером розвитку мереж напругою 20 кВ стала Москва. Збільшення щільності навантажень змусило столичних енергетиків перейти на будівництво мереж з підвищеним рівнем напруги в районі житлової забудови на Ходинському полі та в діловому центрі «Москва-Сіті» [21, 47, 67].

Московська кабельна мережа прийняла за основу схемні рішення компанії «Электрисите де Франс». Їх особливість – використання з'єднувальних пунктів СП на вимикачах навантаження замість розподільних РП.



Рис. 1.6. Блочна комплектна розподільна трансформаторна підстанція у бетонній оболонці напругою 20/0,4 кВ

Московська кабельна мережа вибрала напругу 20 кВ для електропостачання комплексної висотної забудови на Ходинському полі із загальним навантаженням понад 80 000 кВА (раніше подібна схема електропостачання була реалізована в діловому центрі «Москва-Сіті»). Реконструкція існуючих мереж 10 кВ поки що не планується [9, 21].

В Єкатеринбурзі в 2014 р. була введена в роботу ПС «Мідна» 110/20 кВ потужністю 80 МВА, почавши тим самим освоєння нового класу напруги в розподільних мережах Уралу. Перехід на клас напруги 20 кВ дає змогу скоротити втрати електроенергії в порівнянні з вже існуючими класами 6 і 10 кВ.

У Кемерово затверджено генеральний план, який передбачає будівництво підстанцій 110/20 кВ. Очікується, що в найближчі десять років у цей процес активно включаться й інші регіони. Причому ряд фахівців вважає, що 20 кВ – це напруга не тільки для мегаполісів, але й для середніх міст.

У кожному регіоні потрібна власна концепція розвитку мереж 20 кВ, яка б відповідала особливостям інфраструктури, споживачів, резервів потужності. При цьому практика показує, що за критерієм допустимих втрати напруги, мережі 20 кВ можна успішно застосовувати і в сільській місцевості при малій щільності навантаження (менше 60 кВт/км²). Про те, що в Росії у такого варіанта побудови сільських мереж є майбутнє, свідчить проект Югорської регіональної електромережевої компанії, реалізований в Ханті-Мансійському автономному окрузі. Тут вже протягом чотирьох років за допомогою повітряних ліній класу

напруги 20 кВ і КТП 6/20 кВ і 10/20 кВ до централізованого електропостачання підключають віддалені населені пункти регіону. Специфіка території регіону в тому, що необхідно передати порівняно невеликі потужності на великі відстані (близько 40...50 км). При віддаленості населених пунктів застосування традиційних мереж 10 кВ невиправдане через великі технологічні втрати, а побудова мереж 35 кВ недоцільна через високі матеріальні витрати. За проектними розрахунками, які виконані для Березовського, Жовтневого та Ханті-Мансійського районів округу, зниження вартості об'єктів 20 кВ у порівнянні з 35 кВ складе більше 50%.

Сучасні тенденції розвитку електричних мереж Росії свідчать про необхідність застосовування більш високого класу напруги [67]. Введення нових електричних мереж середньої напруги 20 кВ дасть можливість не тільки забезпечити перехід на більш високий рівень надійності електропостачання міських споживачів, але й збільшити пропускну спроможність розподільних мереж як мінімум у 1,5 – 2 рази, а також розширити діапазон трансформаторних потужностей та підвищити показники якості електропостачання.

Необхідно зазначити, що Росія незважаючи на значні енергоресурси також долучилася до впровадження програми підвищення енергоефективності розподільної електричної мережі шляхом переведення її на напругу 20 кВ.

Характерною особливістю розвитку електричних мереж міст США за останні десятиліття є відмова від використання мереж низької напруги. Для будинків підвищеної поверховості (висотних будівель) мережі СН прокладаються всередині будівель. Сільські та міські мережі США мають структуру, відмінну від структур європейських мереж. Вони в основному усі радіальні, але якщо фідери трифазні, (відходять від підстанцій), то магістральні лінії мають зменшене число фаз (на початку лінії – три, у кінці – одна фаза), що зобов'язує мати нейтралі у всіх лініях. Трансформатори СН/НН однофазні (включені між фазою і нейтраллю) із запобіжниками на стороні СН, вбудованим автоматичним вимикачем з боку НН і грозорозрядниками з боку СН і НН. Рівні використовуваної в США напруги залежать від районів розміщення ліній. Історично дуже поширена була і все ще існує мережа напругою 4 кВ, що призводить до додаткового використання іншого рівня

напруги (12,8 або 13,5 кВ, 18 або 23,33 кВ і т. д.) [54]. На півночі від Далласа мережа 23,2 кВ обслуговує житлову зону з малою щільністю населення. Але усе більш проявляє себе наступна тенденція: зникає рівень з меншою напругою, трансформатори СН/НН виконуються з обмоткою СН (однофазною). До 60-х років американські мережі СН були повітряними, надаючи перевагу дерев'яним стовпам. При цьому опори мають габарити, які дають змогу нести декілька ліній СН (а часто ще і лінії НН та лінії телефонного зв'язку).

У зонах з щільною забудовою під тиском населення, заклопотаного збереженням довкілля, повітряні мережі СН були замінені кабельними, причому прокладання цих кабелів було спрощене, оскільки за американськими правилами монтаж може бути здійснений на меншій глибині, ніж в європейських країнах. Загальна схема мереж у цьому випадку не змінюється.

У багатоповерхових будівлях розподіл електроенергії лише на низькій напрузі ускладнений головним чином через переріз проводів, який необхідно вибирати при введенні кабелів у будинок. Стояки розбиваються на декілька ділянок, що живляться від трансформаторів, встановлених на деяких поверхах.

У мережах СН найбільших міст країни широко використовуються мережі напругою 4,6-13,8 кВ або, за прийнятою в США рубрикацією номінальних напруг, 5-15 кВ. Введення мереж напругою 15 кВ носять превалюючий характер і в цілому по країні становлять близько 80% загальних обсягів будівництва мереж СН.

Яскравим прикладом організації електропостачання будинків підвищеним числом поверхів (висотних будівель), коли мережі СН прокладаються всередині будівель, є електроживлення найбільшої в світі будівлі (106 поверхів, 442 м), розташованої в діловому районі Чикаго. Живлення електричного навантаження будівлі виконано від ПС 138/12,5 кВ з установленою потужністю 200 МВА, яка розташована в підвальних поверхах. Розведення ліній по поверхах виконано кабелем перерізом жили 12,5 мм².

Починаючи з 70-х років у розподільних мережах США більш частіше використовуються кабельні лінії замість ПЛ у житлових районах міст, переважно з одно- і двоповерховою забудовою. Такі системи електропостачання отримали назву

Underground residential distribution (URD). Система URD передбачає, як правило, установку окремого ТП у кожного абонента. У мережі живлення використовуються кабелі з номінальною напругою 3-25 кВ [75].

Що стосується розподільних мереж Німеччини, то у мережах Берліна, Мюнхена, Дюссельдорфа, Кельна та інших великих міст протягом багатьох десятиліть використовувалися кілька номінальних напруг у діапазоні 5...25 кВ. З середини 60-х років було визнано за доцільне в великих містах країни використовувати структуру напруг 110/20/0,4 кВ з прокладанням кабельних ліній 20 кВ. Напруга 20 кВ дуже поширена в мережах Німеччини. У розподільних мережах СН найбільш поширена радіальна структура, іноді за кільцьована. У цих мережах живлення здійснюється паралельно від двох або трьох (і більше) підстанцій ВН/СН [54].

Електричні мережі Німеччини, протяжність яких складає 1,78 млн. км, обслуговують і супроводжують 800 операторів мережі. Мережі низької напруги зв'язані з регіональними розподільними мережами (середньої і високої напруг). Велика частина елементів мереж використовується з шістдесятих і сімдесятих років. У минулому розподільні мережі працювали в одному напрямку, постачаючи електроенергію з більш високого рівня напруги. Уся структура мережі проектувалася для вирішення цього конкретного завдання. Мережа не проектувалася для роботи з розподіленою генерацією електроенергії при її виробництві на основі відновлюваних джерел енергії. Більше того, споживачі, які зберігали до сьогодення пасивність, перетворюються на активних учасників ринку, так званих споживачів і виробників в одній особі.

Мережі розподілу електроенергії середньої і низької напруги перетворилися в динамічні мережі з різноспрямованими потоками потужності. Необхідною умовою забезпечення ефективної збалансованості мережі і її роботи спільно з користувачами мережі є моніторинг і управління системою. Враховується те, що кожна розподільна мережа повинна забезпечувати індивідуальний доступ з точки зору її мережевої структури і відкритої інфраструктури.

Передавальні і розподільні мережі швидше і частіше реагують на зміни виробництва та споживання електроенергії – напрямів потоків і величин навантажень. Це стає особливо актуальним при включенні в мережу відновлюваних джерел енергії від вітру і сонця.

Експлуатація електричних мереж 20 кВ в Латвії розпочата ще в 1931 році, коли Цесіска міська електрична компанія побудувала повітряну лінію електропередавання напругою 20 кВ Цесіс – Райсумс, а від Елгавської електростанції - лінію 20 кВ Елгава – Тервете. В 1935 році у Ризі розпочато будівництво кабельної мережі 20 кВ.

З 2000 року країни Балтії розпочали процес відключення електросистеми від мереж Російської Федерації. У 2006 р. відбулася церемонія відкриття морського кабелю, який прокладено між підстанціями, розташованими поблизу Таллінна та Гельсінки, а синхронізацію електроенергетичних систем трьох країн Балтії з Європою планується провести до 2025 р. За фінансової допомоги Європейської комісії відбуваються реконструкція та будівництво інфраструктури передачі електроенергії в Латвії. Виділяються кошти на проект “Курземське кільце“. У 2006 р. завершено будівництво електромережі для неелектрифікованих сільських будинків [94].

На кінець 2006р року (з річного звіту Латвенерго) загальна довжина розподільних ліній склала 99,6 тис.км., з них близько однієї третини (33.7 тис.км) – мережі середньої напруги (6...20 кВ) і близько двох третіх – мережі низької напруги (0,4 кВ). Кінцевих користувачів, підключених до мережі низької напруги, забезпечують 23 тисячі трансформаторних підстанцій на 6(20)/0.4 кВ. На цей час Латвія використовує досвід побудови сільських мереж 20 кВ, беручи приклад з сусідньої країни – Фінляндії.

Акціонерне товариство "Sadales tīkls" (енергетична компанія) займається постачанням електроенергії, експлуатацією і вдосконаленням розподільних мереж, наглядом за споживанням електроенергії, зниженням втрат і обліком електроенергії, формуванням нових підключень. АТ "Sadales tīkls" забезпечує постачання електроенергії більше ніж мільйону об'єктів і надає послуги на 99% територій

країни. Відповідно до плану розвитку АТ "Sadales tīkls" на усій території Латвії здійснюється об'ємна інвестиційна програма, головна мета якої – розвиток і модернізація електромережі в країні [1,44].

Для підвищення надійності та якості електропостачання жителів і підприємств у 2015 році АТ "Sadales tīkls" реалізувало в самоуправліннях різних регіонів Латвії інвестиційні проекти на суму в десятки мільйонів євро.

У цілому в області Земгалі у рамках робіт по реконструкції електромережі реконструйовані електролінії середньої напруги 6-20 кВ протяжністю 150 км, повітряні лінії низької напруги 0,4 кВ протяжністю 153 км, реконструйовані та побудовані наново 174 трансформаторних підстанцій.

Один з найважливіших проектів з поліпшення енергопостачання жителів Земгалі реалізується в Кукській волості Крустпільського краю, де АТ "Sadales tīkls" здійснює реконструкцію повітряної лінії 20 кВ у підземну кабельну лінію завдовжки 3,5 км, прокладає кабельні лінії низької напруги 0,4 кВ протяжністю 1,1 км і реконструює три нових трансформаторних підстанцій, підвищуючи якість послуг, що надаються жителям Кукської, Межарської і Аташиєнської волостей.

Для підвищення надійності та якості електропостачання важливий проект з реконструкції електромережі розпочато також в Ісцавській волості Ісцавського краю, де АТ "Sadales tīkls" реконструює ділянку повітряної електролінії напругою 20 кВ, яка забезпечує електроенергією більш ніж 4000 клієнтів, у тому числі в населеному пункті Янюпе Олайнського краю. У рамках проекту зроблені реконструкція повітряної лінії напруги 20 кВ у підземну кабельну лінію завдовжки 9,4 км; реконструкція повітряної лінії напруги 20 кВ в лінію з самонесучими проводами завдовжки 1,3 км, а також реконструйовані та побудовані наново три трансформаторних підстанцій. У Виестурскій волості проводиться реновація повітряної лінії напругою 20 кВ протяжністю 10,5 км. У Анненієкській волості Добельського краю цього року здійснюється реконструкція повітряної лінії середньої напруги 20 кВ. У цілому в рамках проекту передбачено реконструювати повітряні лінії середньої напруги 20 кВ протяжністю 13 км, повітряні лінії низької напруги 0,4 кВ завдовжки 6 км, а також реконструювати або побудувати наново

дев'ять трансформаторних підстанцій. У Бікстській волості Добельського краю AS "Sadales tīkls" планує здійснити реконструкцію і заміну опор повітряної лінії середньої напруги 20 кВ завдовжки 9 км [94].

В області Латгалії у рамках робіт з реконструкції електромережі будуть реконструйовані електролінії середньої напруги 6-20 кВ протяжністю 128 км, повітряні лінії низької напруги 0,4 кВ протяжністю 240 км, реконструйовані та побудовані наново 90 трансформаторних підстанцій.

Для підвищення якості та надійності постачань електроенергії жителям Науйенської волості Даугавпільського краю реконструйовано повітряну електролінію середньої напруги 20 кВ в кабельну лінію завдовжки 0,4 км. Масштабні роботи з удосконалення електромережі проводяться в Скрудалієнській волості Даугавпільського краю, де АТ "Sadales tīkls" відновлює повітряну лінію середньої напруги 20 кВ протяжністю 8,1 км, реконструкцію повітряної лінії низької напруги 0,4 кВ у кабельні лінії протяжністю 15 км, реконструює 4 трансформаторних підстанцій. В той же час в Езернієкській волості Дагдського краю АТ "Sadales tīkls" продовжує реконструкцію магістральної повітряної електролінії середньої напруги 20 кВ у підземні кабельні лінії, у рамках реконструкції електромережі прокладає нову кабельну лінію напругою 20 кВ завдовжки 3,5 км, а також будує нову трансформаторну підстанцію, підвищуючи надійність електропостачання в населених пунктах Езернієки, Сварини і Шкяуне [44].

У розвиток електромереж Резекненського краю АТ "Sadales tīkls" вкладе більше 1,5 мільйона євро, реалізуючи 27 інвестиційних проектів. Роботи з поліпшення і оновлення електромережі будуть проведені у Веремській, Силмалській, Озолайнській, Малтській, Берзгальській, Озолмуйжській, Ілзескалнській, Кантинекській, Наутренській, Сакстагальській і Чернойській волостях і в цілому в Резекненському краю цього року планується здійснити реконструкцію електромереж середньої напруги 20 кВ протяжністю в 19 км, електромереж низької напруги 0,4 кВ протяжністю в 68 км і встановити 17 нових трансформаторних підстанцій [1].

1.3 Топологія розподільних мереж 20 кВ

У топології схем електричних мереж світової електроенергетики намітилася тенденція переходу до єдиної технологічної та інформаційної платформи, тобто від радіально-магістральної архітектури мережі до більш гнучкої рівномірно розподіленої мережі. В цій мережі кожний вузол має бути активним елементом, що дасть змогу робити реконфігурацію мережі відповідно до оптимального режиму роботи. Розвиток і побудова розподільних електричних мереж напругою 20 кВ, як правило, здійснюється на основі затверджених схем розвитку районів розподільних електричних мереж, що територіально охоплюють адміністративні райони. Розподільна електрична мережа будується в такий спосіб і з такими параметрами, щоб була забезпечена можливість якісного передавання електроенергії споживачам з необхідною категорією надійності [28]. У процесі розвитку електричної мережі 20 кВ необхідно забезпечити підвищення надійності, техніко-економічних показників, а також відповідності якості напруги вимогам нормативно-технічної документації.

Для прийняття рішення щодо топології мережі 20 кВ в енергосистемі України розглянемо типові підходи, реалізовані в різних енергосистемах світу.

На рис. 1.7 представлена карта-схема розташування підстанцій 225/20 кВ та ліній 20 кВ у Парижі [54]. Електропостачання міста організовано за подвійною кільцевою схемою.

У середині подвійного кільця розподіл електроенергії відбувається на напрузі 20 кВ: по повітряних (там, де це можливо) або по кабельних лініях. У передмістях Парижа мережі живлення 225(63) кВ підходять до спеціалізованих підстанцій, які займають проміжні місця між ПС кільця і розподільними мережами.

На рис. 1.8 представлена електрична принципова схема мереж живлення району Парижа.

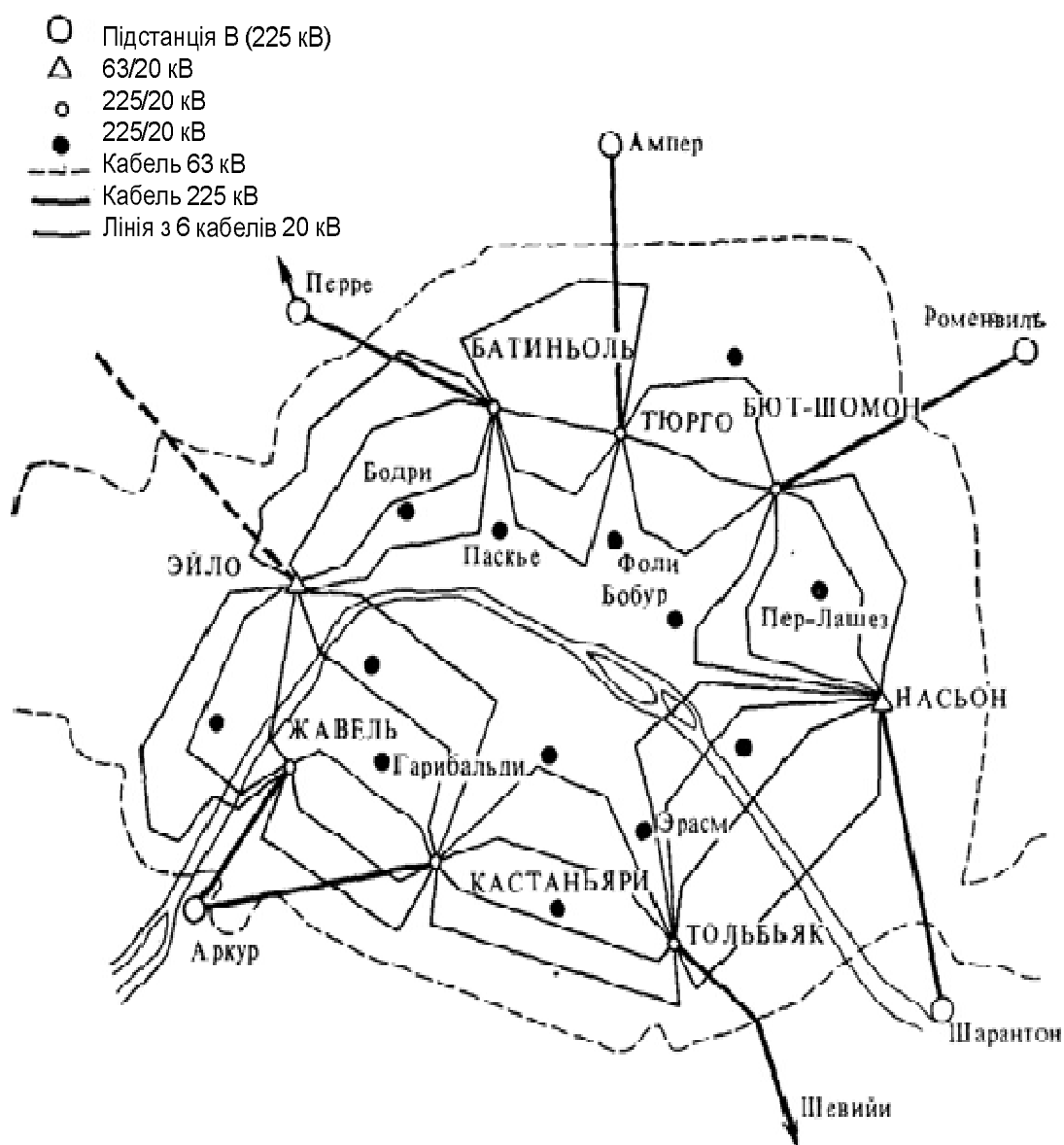


Рис. 1.7. Карта-схема розташування підстанцій 225/20 кВ та ліній 20 кВ у місті Парижі

2. Підстанції типу „В” живляться від підстанцій „А” (у загальному випадку від однієї з них) по лініях 225 кВ, згрупованих в одному «коридорі», а також від місцевих ТЕС. Вони представляють собою прості розподільні підстанції, що не містять трансформаторів;

3. Підстанції типу „С”, розташовані на території Парижа, уздовж двох (у майбутньому і трьох) концентричних кілець, які живляться від підстанції „В” через одну лінію (підземний кабель 225 кВ). ПС мають один трансформатор 225/20 кВ потужністю 100 МВА.

4. Підстанції типу „D”, розташовані в найближчих передмістях (у зонах з великою щільністю навантажень) і живляться від підстанції „В”. ПС мають складнішу структуру в залежності від місцевих умов. У загальному випадку два трансформатора 225/20 кВ мають подвійне живлення (від однієї або двох підстанцій „В”). У деяких випадках ПС „D” пов'язані з мережею 63 кВ.

На рис. 1.9 представлена схема підстанції „D” напругою 225/20 кВ. Підстанції типу „D” виконують розподіл електроенергії в передмістях Парижа. Мережі Паризького району були побудовані і експлуатувалися до націоналізації різними фірмами, тому для порівняно протяжних повітряних і кабельних ліній використовувалися напруги 5,5, 10, 12,5 і 15 кВ. На даний час ці мережі розподілені між кількома центрами з розподілу електроенергії, які змінюють їх залежно від конкретних умов, пристосовуючи до стандартної структури. Такою структурою є мережа 20 кВ з декількома лініями і подвійними відгалуженнями (в першу чергу це стосується підземних кабельних мереж).

Застарілі мережі однофазної системи 3 кВ (захід і південь), що живляться від підстанції 12,5/3 кВ з трансформаторами потужністю 5...50 МВА та мережі двофазною системою 12,5 кВ (північ і схід), реалізованою подвійними магістралями 12,5 кВ, до яких підключені через двоколові лінії підстанції 12,5/0,115–0,23 кВ, замінюються новими трифазними мережами з підстанціями типу „С”, структура яких адаптована до топологічної структури Парижа. Для нової мережі були прийняті трифазні стандартні напруги 20 кВ для мереж СН та 400(230) В для мереж низької напруги (НН).

Принципову схему підстанції типу „С” зображено на рис. 1.10. Структурну схему підстанцій типу „С” з сіткоподібною структурою розгалуженої мережі низької напруги 0,4 кВ зображено на рис. 1.11.

Підстанція „С” з трансформатором 100 МВА через роз'єднувач має зв'язок з лінією живлення 225 кВ, яка підключена через вимикач до підстанції „В”. Зі сторони СН на підстанціях „С”, так само як і на підстанціях „Д”, є одна система збірних шин ЗШ1 з максимальною потужністю короткого замикання $S_{KЗ}=750$ МВА (обмежена індуктивністю розсіювання трансформатора $u_{KЗ}=18,5\%$) і дві системи збірних шин ЗШ2, потужність КЗ кожної з яких дорівнює 250 МВА.

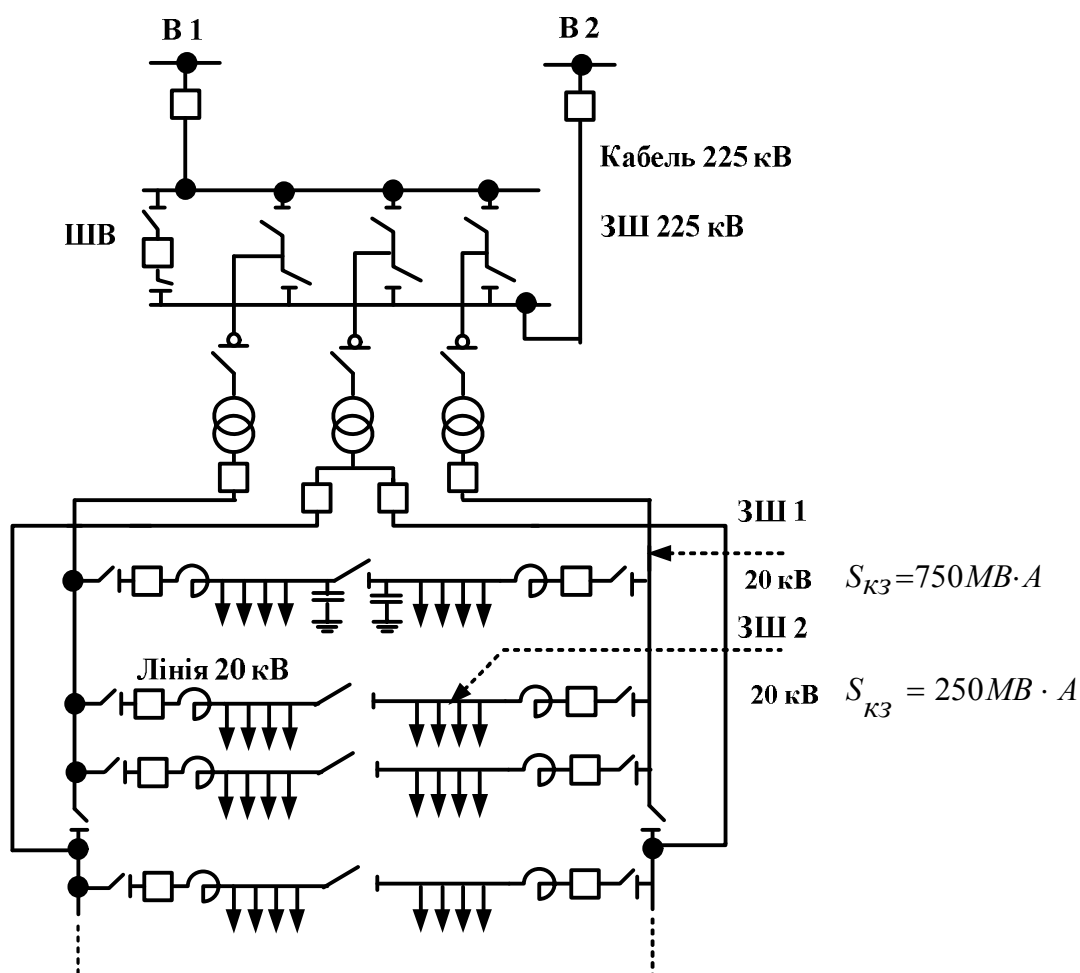


Рис. 1.9. Схема підстанції „Д” напругою 225/20 кВ: В1 і В2 – підстанції; ШВ – шиноз’єднувальний вимикач; ЗШ – збірні шини 225 кВ; ЗШ1 – збірні шини 20 кВ, 750 МВА; ЗШ2 – збірні шини 20 кВ

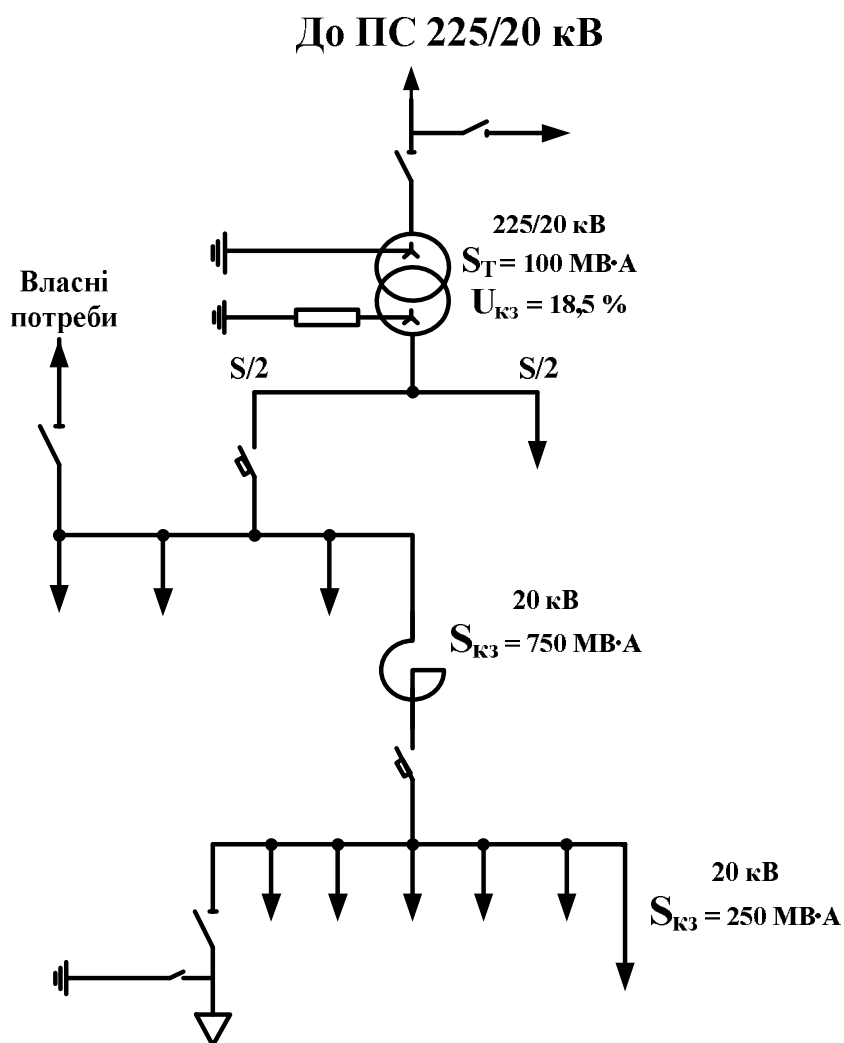


Рис. 1.10. Принципова схема підстанції „С” напругою 225/20 кВ

Розподільна мережа розділена на кілька частин, спроможних забезпечити пікову потужність 16 МВА. Кожна з цих частин (з боку 20 кВ) складається з двох напівмагістралей по три трифазних кабелі кожна, до яких підключаються підстанції 20/0,4 кВ стандартної потужності 630 кВ, а з боку НН – з розгалуженої мережі НН («контуром НН», утвореним трифазними кабелями 400/230 В, прокладеними під тротуаром).

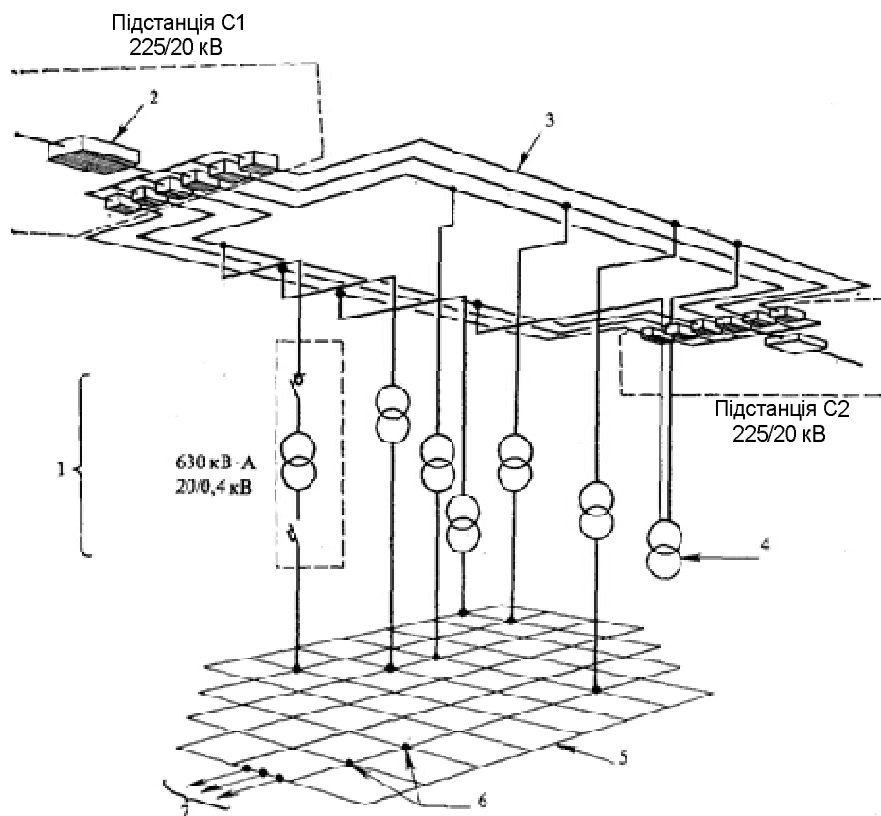


Рис. 1.11. Структурна схема підстанції типу „С” Парижа: 1 – типова підстанція СН/НН; 2 – лінійний вимикач; 3 – половина магістральної лінії СН; 4 – окремий промисловий споживач НН; 5 – розгалужена мережа НН; 6 – розподільчі коробки мереж НН (на перехрестях вулиць); 7 – підключення мереж будівель

Підсилення існуючої мережі організовано таким чином (рис. 1.12):

1. Прокладання кабелів НН вздовж вулиць з розширенням контурів мережі та спорудженням нових підстанцій 20/0,4 кВ, підключених на один або інший з шести кабелів 20 кВ, що живлять контур НН;

2. Посилення джерел – спорудження нових підстанцій 225/20 кВ між існуючими на тому ж кільці СН або на розташованому ближче до центру кільці СН з прокладанням нових ліній 20 кВ.

Підстанція 225/20 кВ живить у нормальному режимі чотири лінії і може жити (при аварії) чотири інші лінії (що йдуть від сусідньої підстанції), які приєднані до першої ПС розімкнутими вимикачами. Половина ліній, що складаються з двох сусідніх контурів НН, згрупована в єдину лінію, яка складається з шести кабелів 20 кВ однакового перерізу, що з'єднують підстанцію „С” з

сусідньою. Всі ці лінії утворюють концентричні кільця (рокади) з радіальним приєднанням їх на підстанції 225 кВ.

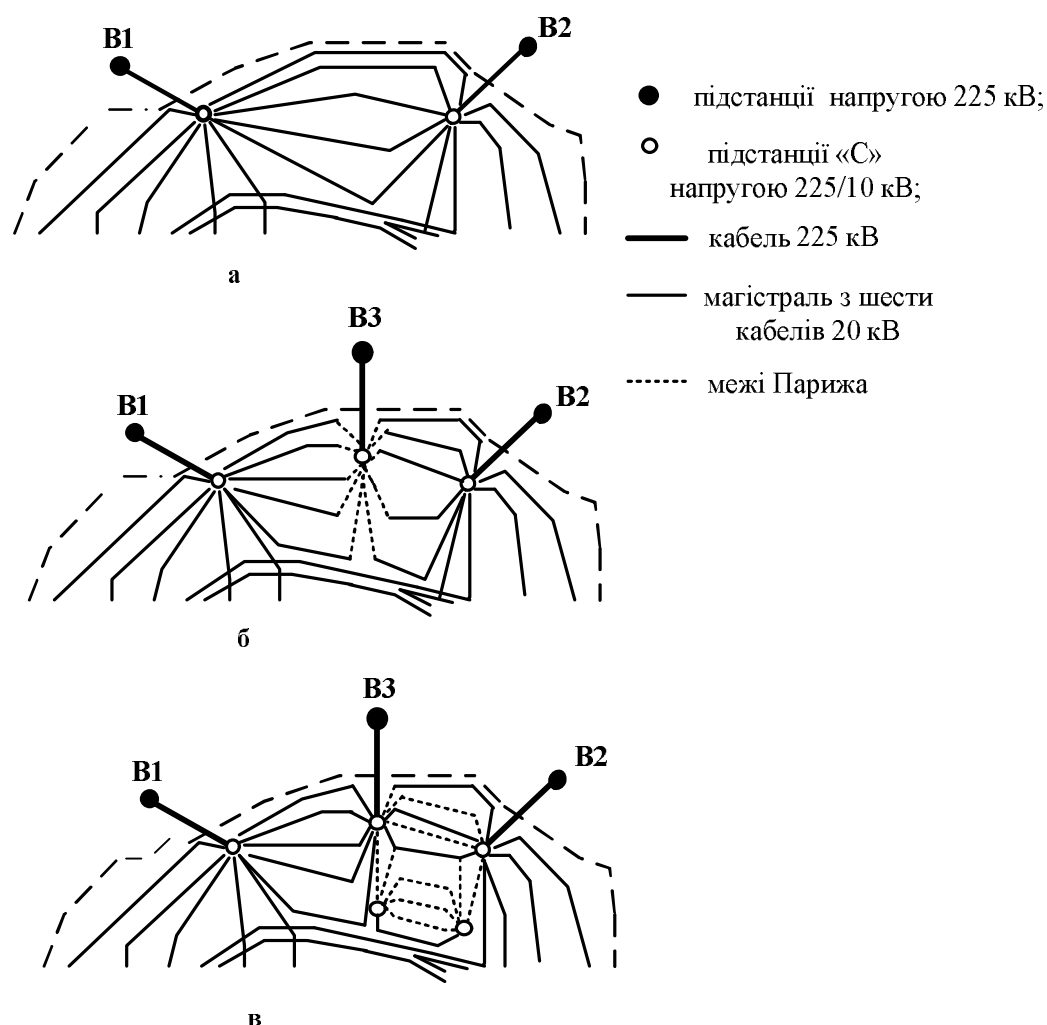


Рис. 1.12. Карта-схема підсилення мережі 20 кВ Парижа: а – початковий стан; б – поперечне роздроблення (розташування нової підстанції „С” на тому ж самому кільці); в – поздовжнє роздроблення: розташування підстанцій „С” на другому кільці

Надійність електропостачання забезпечується накладенням ліній, що живляться двома сусідніми підстанціями 225/20 кВ. Між цими підстанціями розташовані чотири підмережі, лінії 20 кВ, які проходять від однієї підстанції до іншої і приєднані на кожному зі своїх кінців до систем шин через лінійний вимикач (рис. 1.13) [54]. У нормальному режимі один з цих вимикачів замкнений, інший – розімкнений, але якщо на одній з підстанцій зникне напруга, лінійні вимикачі автоматично розімкнуться, а живлення цих ліній поновиться негайно ж від двох

сусідніх підстанцій (встановлена потужність підстанцій 225/20 кВ має запас потужності на 1/3 більшу за можливу пікову потужність).

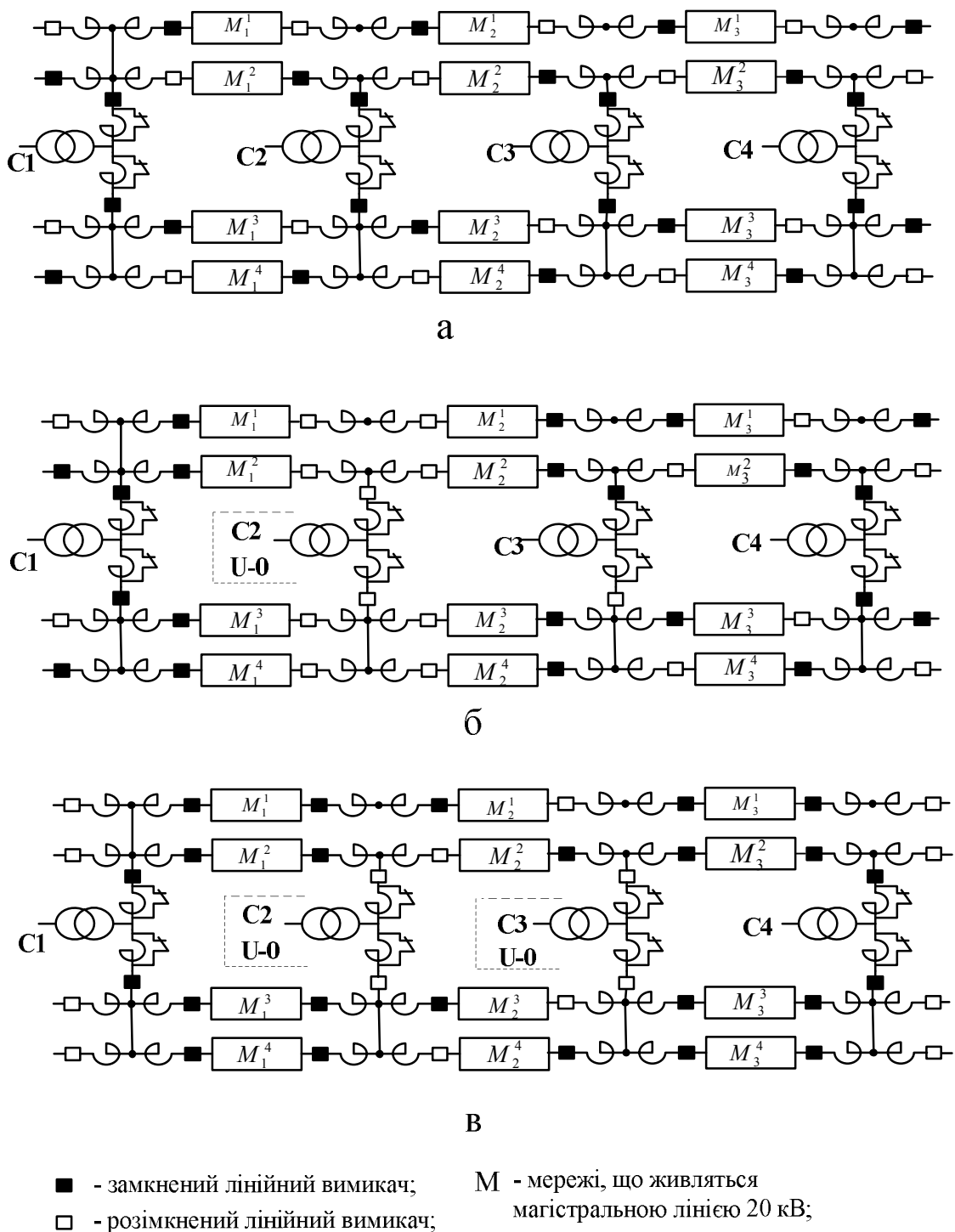


Рис. 1.13 – Схеми забезпечення надійної роботи мережі 20 кВ електропостачання Парижа: а – нормальна робота; б – аварія на підстанції „С2”; в – аварія на підстанціях „С2” і „С3” (резервування другого ступеня)

Якщо напруга зникне на двох сусідніх підстанціях 225 кВ, то ланцюгова структура мережі дасть змогу перенести навантаження на більш віддалені підстанції.

На рис. 1.14 представлена схема мережі 20 кВ міста Гельсінкі (Фінляндія). На стороні 110 кВ такі підстанції мають подвійну систему шин або одинарну систему з обхідною системою шин. На стороні 20 кВ використовується подвійна система шин. На рисунку зображено фрагмент мережі 20 кВ з трансформаторною підстанцією 110/20 кВ у місті Гельсінкі [68, 134].

У сільській місцевості використовуються спрощені, стандартизовані підстанції 110/20 кВ. На них встановлено один або два трансформатори потужністю 16 або 25 МВА. На стороні 110 кВ одно трансформаторної підстанції використовується комбінація «роз'єднувач, заземлювач і силовий вимикач». У деяких випадках така схема доповнюється обхідним роз'єднувачем, який дає змогу виконувати ремонт та обслуговування силового вимикача 110 кВ без відключення підстанції. На стороні 20 кВ сільські підстанції зазвичай мають одинарну систему шин або одинарну з обхідною системою шин. У сільській місцевості щільність навантаження невелика і ступінь якості електропостачання, яка забезпечується радіальною мережею з деревоподібним графом (рис. 1.15), досить висока. У такій мережі можуть бути кільця (петлі), які створюють резервні перемички, але роз'єднувачі в них знаходяться в розімкнутому положенні.

На початку кожної «гілки» деревоподібної мережі і через кілька кілометрів по довжині «стовбура» встановлені роз'єднувачі (рис. 1.15). Така побудова полегшує локалізацію пошкодження і забезпечує секціонування мережі. Роз'єднувачі можуть бути обладнані пристроями дугогасіння, реклоузерами дистанційним управлінням (одним з головних напрямків автоматизації фінських мереж 20 кВ).

Топологія розподільних мереж Росії розроблена на основі досвіду вивчення конфігурації мереж Франції [74].

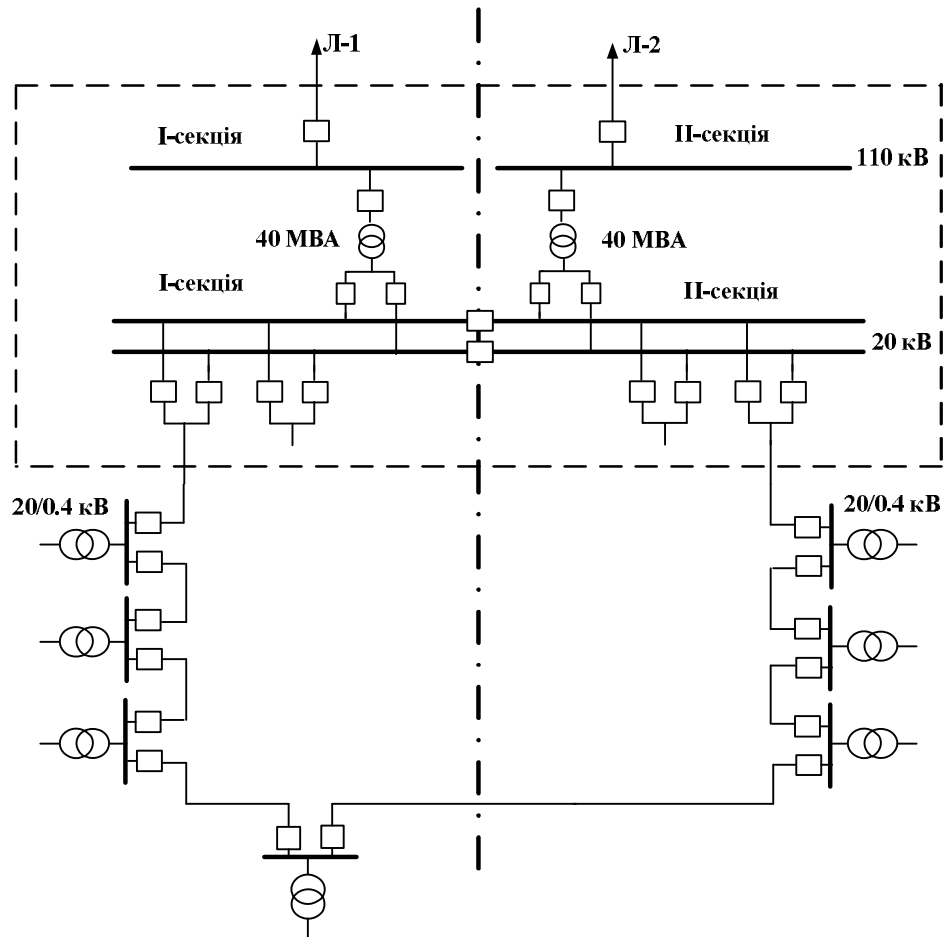


Рис. 1.14 . Схема трансформаторної підстанції 110/20 кВ та мережі 20 кВ

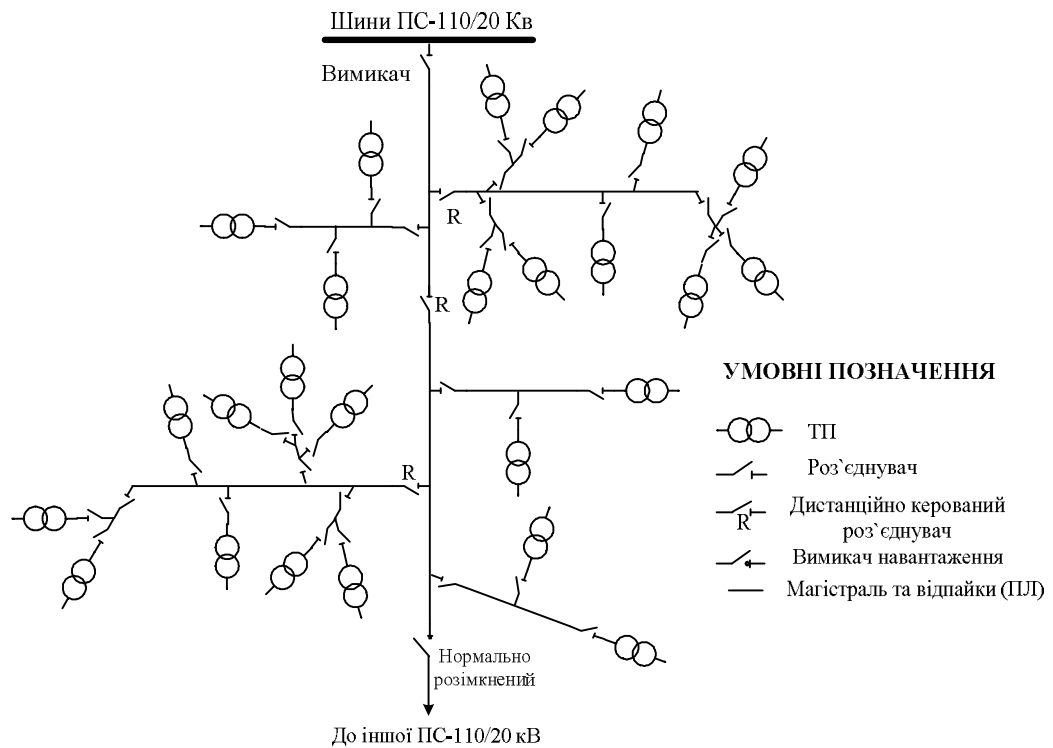


Рис. 1.15. Радіальна мережа 20 кВ

На рис. 1.16 представлено схему електропостачання Ходинського поля, яка виконана за двопроменевою схемою живлення трансформаторних підстанцій (ТП), але без розподільних пунктів (РП). Замість РП застосовані сполучні пункти (СП) на вимикачах навантаження [9,105].

Назва «сполучний пункт» у такій схемі більш відповідає принципам її побудови. У схемах мереж 6(10) кВ РП зазвичай називають електроустановку, куди заводяться (живлячі та розподільні) лінії, кожна під свій силовий вимикач, з пристроєм захисту для забезпечення селективного відключення ліній, що відходять, при їх пошкодженні. За кількістю приєднань, у РП зазвичай на одну лінію живлення доводиться по 4-6 відхідних ліній, тобто здійснюється принцип розподілу. В схемі СП електропостачання Ходинського поля, окрім того, що всі приєднання виконані на вимикачах навантаження (апаратах, не призначених для відключення струму короткого замикання), функції розподілу фактично відсутні.

На чотири приєднання ліній живлення (магістралей) припадає всього чотири, максимум шість приєднань відхідних ліній, тобто здійснюється з'єднання магістралей лініями, що відходять. Від кожної з двох підстанцій 110/20 кВ прокладаються по чотири магістральні лінії одножильними кабелями. Через СП магістралі 20 кВ утворюють кільце по периферії забудови, між пунктами включаються ланцюжки ТП розподільної мережі, виконаної одножильними кабелями. У кожному колі налічують до восьми ТП з трансформаторами 2х1000 кВА. Проект реалізовано з застосуванням одножильних кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену з алюмінієвими жилами і мідним екраном: перерізом 1х500/35 для магістралей, 1х120/25 для розподільних ліній і 1х95/16 для перемичок до трансформаторів на ТП [9].

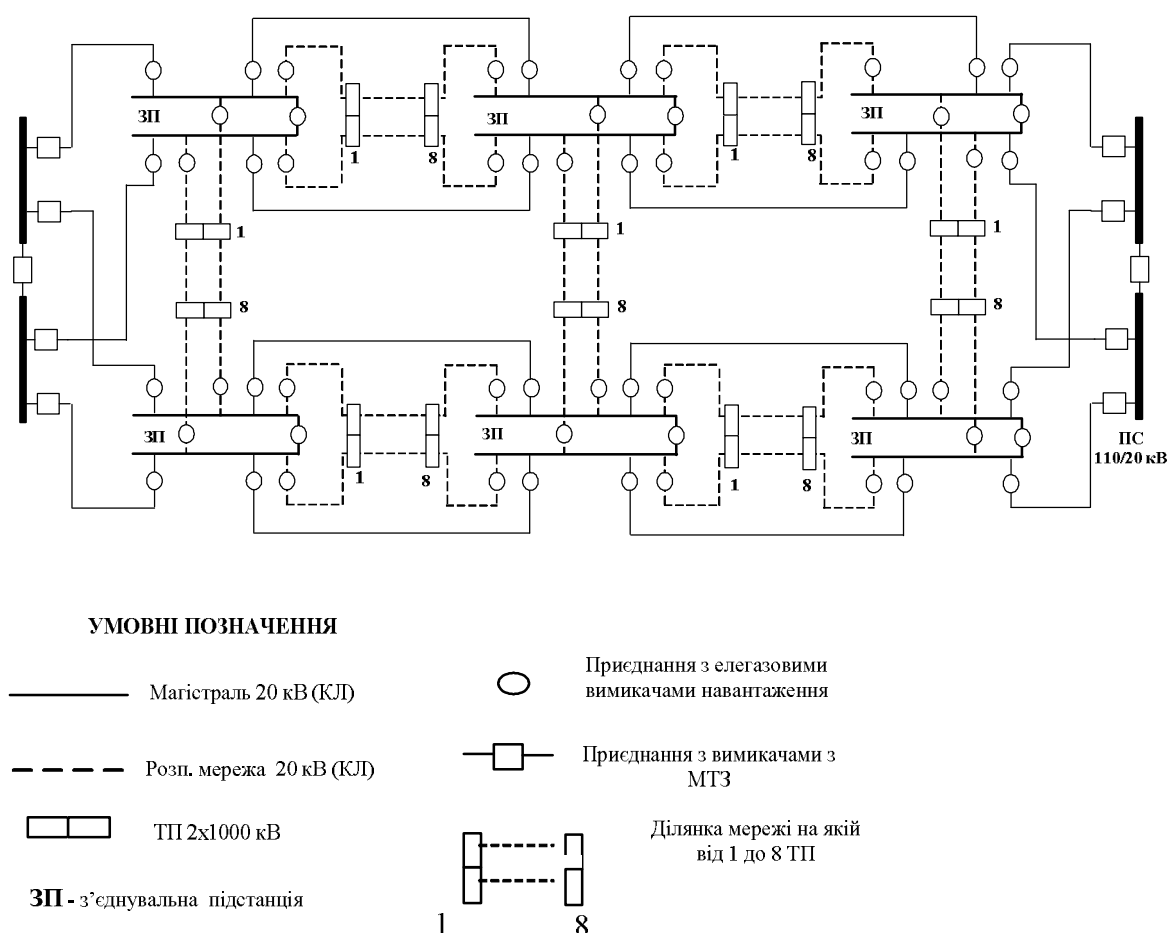


Рис. 1.16. Схема мережі 20 кВ для електропостачання забудови Ходинського поля

Конструктивна особливість такого кабелю в тому, що в нього запресовані оптоволоконні провідники, які перевіряють, у реальному режимі часу, стан і пропускну спроможність кабелю. Якщо на будь-якій ділянці виникає перегрівання кабелю, цифрова інформація миттєво відбивається на екрані комп'ютера, сигналізуючи оператору про пошкодження. У Москві високовольтний кабель з такою системою контролю було застосовано вперше. Для прокладання в землі був використаний кабель типу АпвПг, для прокладання в приміщеннях — АпвВнг.

На рис. 1.17 представлені однолінійні схеми типової розподільної підстанції РП, трансформаторної перехідної підстанції ТПП з 20 кВ на 10 кВ (рис. 1.18), трансформаторної підстанції 20/0,4 кВ (рис. 1.19), які рекомендовані до використання в Росії [58] .

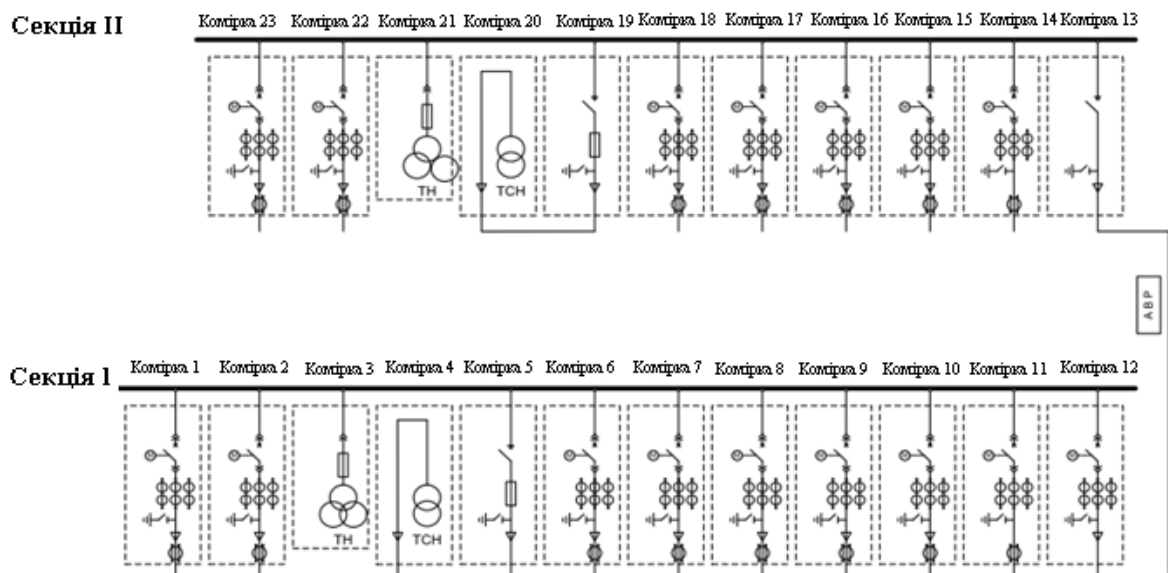


Рис. 1.17. Однолінійна схема РП 20 кВ

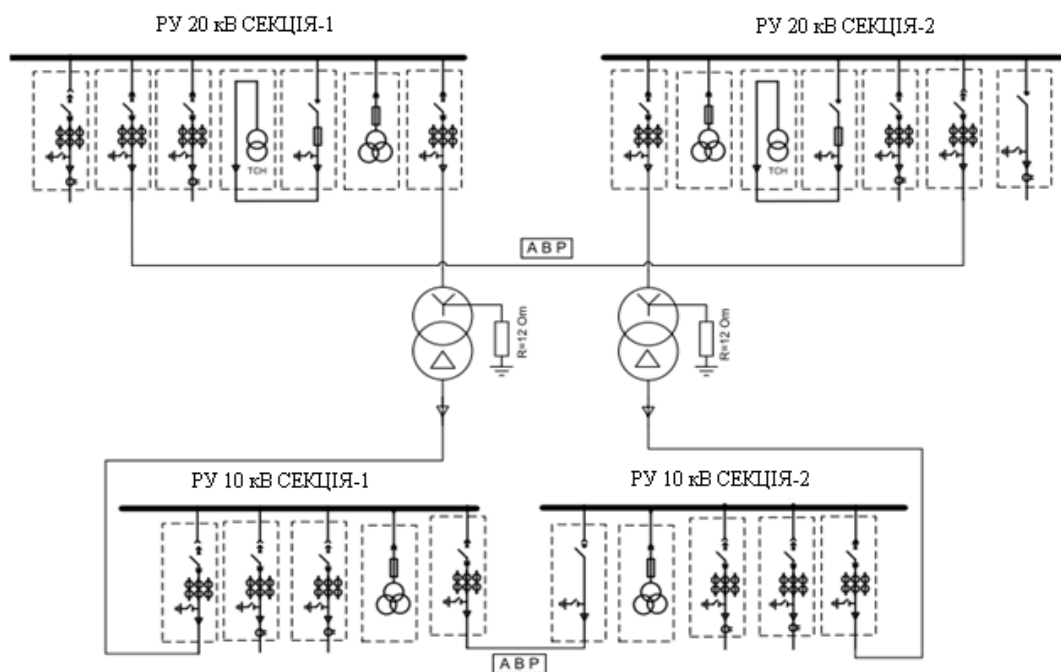


Рис. 1.18. Однолінійна схема блочної перехідної ТПП 20/10 кВ

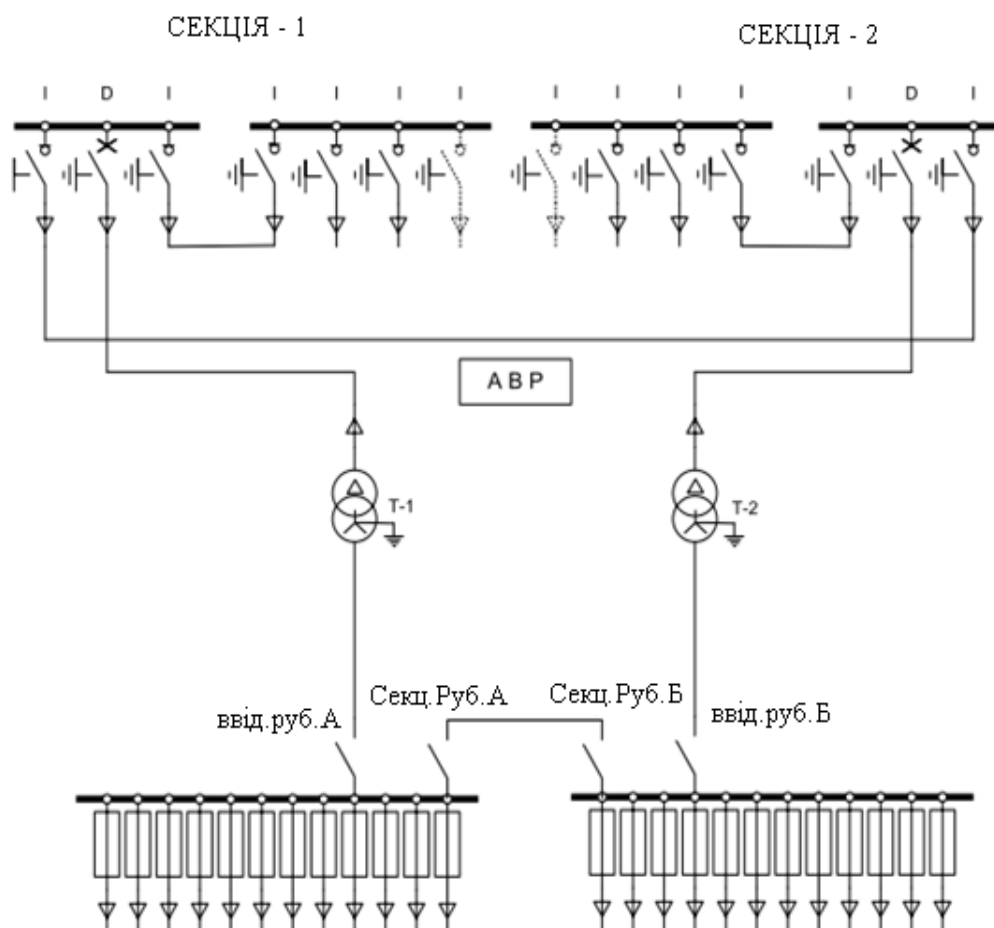


Рис. 1.19. Однолінійна схема блочної ТП 10/0,4 кВ

У Сполучених Штатах Америки топологію розподільних мереж обумовлюють в основному радіальні мережі, структура яких відрізняється від європейських країн і має свої особливості. Рівень напруги СН відрізняється в різних штатах. При цьому, якщо фідери трифазні (відходять від підстанцій), то лінії живлення (магістральні) мають зменшене число фаз (на початку лінії – три, у кінці – одна фаза), що зобов'язує мати нейтраль у всіх лініях (рис.1.20). Трансформатори СН/НН однофазні (включені між фазою і нейтраллю) із запобіжниками на стороні СН, вбудованим автоматичним вимикачем з боку НН і захисними пристроями від перенапруги (розрядниками) з боку СН і НН. На рис. 1.20 представлено типову радіально кільцеву схему, яка секціонована реклоузерами [105]. Живлення розподільної мережі 23,33(13,5) кВ відбувається від двох підстанцій SS_1 та SS_2 . Кожна половина контура з радіальною топологією має з'єднувальний резервний вимикач *The Switch*.

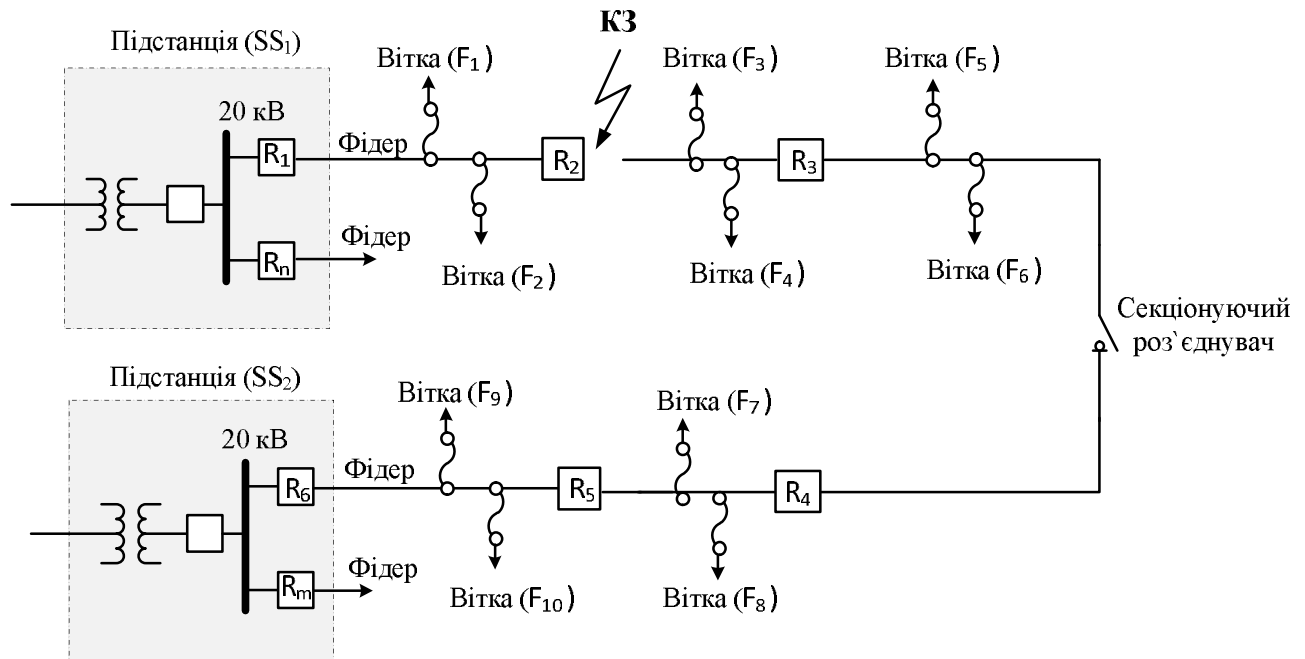


Рис. 1.20. Топологія розподільної мережі радіально-кільцевої топології

На рис. 1.21 представлено типову розподільну кабельну мережу в житловій зоні. Кабельні лінії 23 кВ для зменшення втрат електроенергії підходять безпосередньо в житлову забудову до підземних трансформаторних підстанцій, від яких виконується розведення низької напруги в будинки та офіси. Кожний трансформатор живить від 2 до 8 споживачів низької напруги [54].

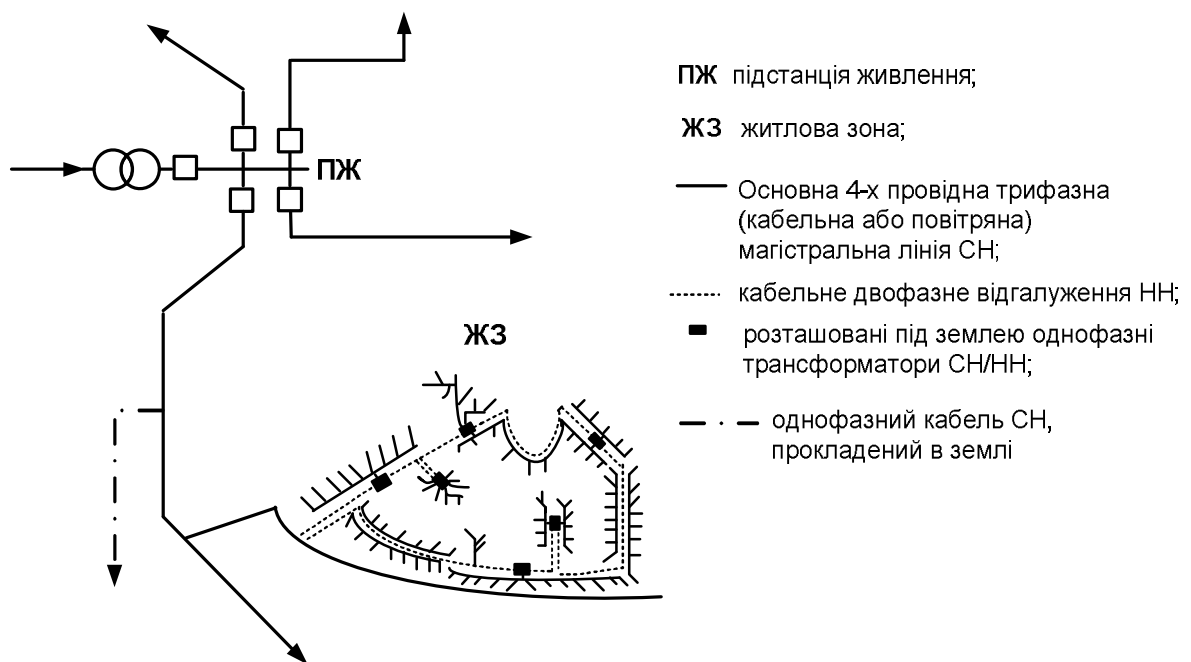


Рис. 1.21. Кабельна розподільна мережа в житловій зоні США

Так, у багатоповерхових будівлях як Європи, так і Америки трансформатори живлення встановлюються на двох або трьох рівнях, кожен з яких обслуговує частину будівлі, при цьому передбачається резервний зв'язок між ними під час виникнення аварійних ситуацій (рис. 1.22).

У США прагнуть збільшити кількість сухих трансформаторів на окремих технічних поверхах у будинках-баштах, створивши розгалужену мережу типу "spotnetwork", коли декілька трансформаторів об'єднуються для роботи на загальні секціоновані шини для забезпечення надійного та безперебійного живлення споживачів.

На рис. 1.23 представлена типова схема розподільних електричних мереж 20 кВ у Німеччині. Топологію розподільних мереж Німеччини відображає декілька рівнів напруги 220/110/35/10(6) кВ з радіальною структурою та простою системою захисту, високою зношеністю. Існуючі мережі напругою 6(10) кВ планується до 2025 року повністю перевести на напругу 20 кВ, а мережі напругою 35 кВ замінити на 110 кВ [133].

На рис. 1.24 представлена схема перспективного розвитку розподільної мережі.

Топологія розподільних мереж Латвії обумовлена паралельним існуванням мереж напругою 10 та 20 кВ. На рис. 1.25 представлена стандартна схема підстанції 110/20-10 кВ розподільних мереж Латвії [134]. В м. Рига щільність навантаження досягла 20...25 МВт/км², тому розвиток мереж напругою 20 кВ став пріоритетним. Планується реалізація радіально кільцевих схем електропостачання з секціонуванням системи шин та живленням їх з різних підстанцій 110 кВ.

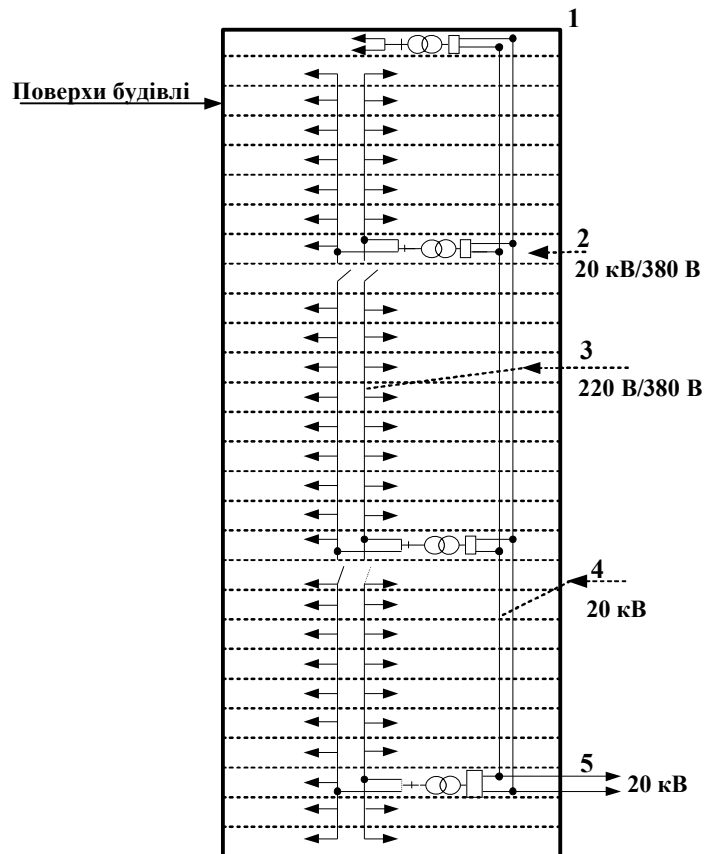


Рис. 1.22. Схема живлення багатоповерхового будинку-башти: 1 – живлення допоміжних механізмів (ліфти, вентилятори і т. д.); 2 – понижувальні трансформатори СН/НН; 3 – стояки НН і відгалуження від них; 4 – кабель СН; 5 – подвійна лінія СН

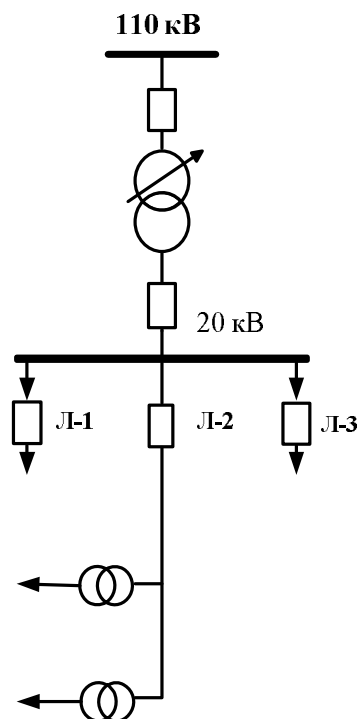


Рис. 1.23. Схема розподільних електричних мереж 20 кВ Німеччини

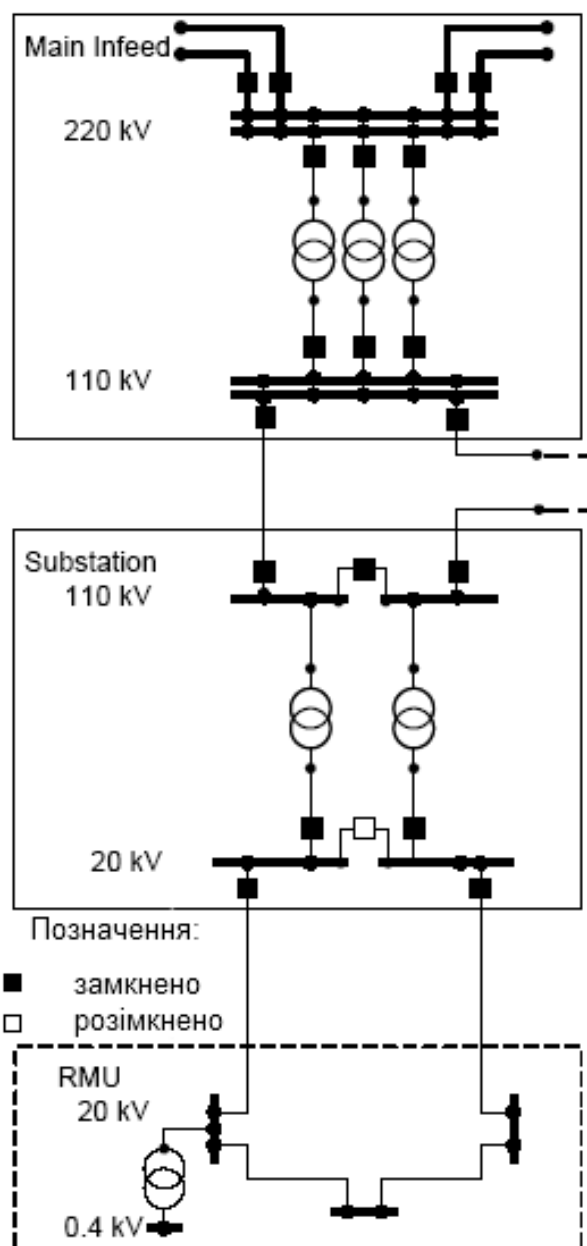


Рис. 1.24. Перспективна схема нової концепції побудови мереж 20 кВ Німеччини

навантаження) співвідношення між довжиною ліній СН та НН змінюється, оскільки частка мереж НН збільшується. Радіус дії мереж СН у сільській місцевості обмежується радіусом дії ліній СН до 20...30 км, виходячи з рівня втрат напруги в пунктах.

Топологія мережі СН організовується так, щоб можна було легко відновити живлення від другого джерела, тобто реалізуються кільцеві схеми електропостачання. Вибір схем підстанцій передавальних (магістральних) і розподільних мереж та типів збірних шин має відповідати вимогам щодо втрат напруги та рівнів потужності короткого замикання на шинах підстанцій. Конфігурація мережі повинна забезпечувати нормовані коефіцієнти SAIDI та SAIFI, тобто відповідно мінімальну тривалість та частоту переривів електропостачання при мінімальних втратах електроенергії.

1.4 Особливості розподільних мереж напругою 20 кВ та перспективи їх розвитку

Світові енергосистем переживають значні зміни під впливом зростаючих потреб в інтеграції відновлюваних джерел енергії, вимог енергоефективності, старіння устаткування та зростаючої стурбованості з приводу вразливості систем при збільшенні кількості самостійних суб'єктів в умовах лібералізації енергетичних ринків. Експлуатація розподільних мереж стає більш складною та вимагає впровадження нових інтелектуальних систем для забезпечення інтересів безпеки, економічності й енергоефективності, що створює передумови створення «розумних енергосистем» - Smart Grid [57].

Поняття підвищення ефективності міських та сільських розподільних мереж нерозривно пов'язане не тільки з модернізацією та впровадженням сучасного обладнання силової частини мереж, а і з системою керування технологічними процесами перетворення та передавання електроенергії. На сьогоднішній день уже недостатньо тільки контролювати та керувати. Роботу мережі необхідно оптимізувати, отримані дані аналізувати, також необхідно знизити втрати

електричної енергії, підвищити безпеку функціонування мережі та її ефективність [85].

Розвиток розподільних електричних мереж в Україні уповільнений з ряду об'єктивних факторів – відсутність інвестицій, щільність існуючої забудови та тривалі процедури узгодження проектних рішень з питань розміщення об'єктів електричних мереж (РП, ТП) і проходження трас, насиченість підземних комунікацій і необхідність координації питань прокладання інженерних комунікацій.

На сьогодні у розподільних електричних мережах України досить широко використовується напруга 6(10) кВ. Обладнання, що експлуатується в цих мережах, залишилося ще від Радянського Союзу і є технічно та морально застарілим, а також сильно зношеним. Внаслідок цього техніко-економічні показники та надійність цих мереж, а також якість електроенергії є незадовільними і потребують оптимізації. Зростання електричних навантажень призводить нерідко до технічної межі використання існуючих мереж. Для забезпечення живлення нових споживачів споруджуються паралельно прокладені лінії, вводяться нові джерела потужності. Окремо варто зупинитися на доцільності реконструкції існуючих мереж 6(10) кВ. Проведення простої реконструкції існуючих мереж не дасть змоги підвищити їх пропускну спроможність, і не дасть об'єктивного економічного ефекту, окрім відновлення функціональності. Завдання підвищення ефективності на перспективу вирішені не будуть. Тому комплексна реконструкція мереж з переведення розподільних мереж 6(10) кВ, які відпрацювали свій нормативний термін, на напругу 20 кВ є досить нагальною та актуальною.

Електрообладнання на клас напруги 20 кВ доцільніше застосувати у внутрішньоцехових промислових і міських мережах зі значною територіальною щільністю навантаження та сільських при передаванні значної потужності у віддалені пункти. В порівнянні з напругою 35 кВ, трансформаторні підстанції на 20 кВ комплектні й повністю заводського виготовлення. Електричні апарати та кабелі такого класу менш матеріалоємні, тобто більш легкі та дешевші, ніж на 35 кВ [43]. При використанні напруги 20 кВ знижуються річні витрати у порівнянні з

застосуванням напруги 10 кВ за рахунок зменшення втрат електроенергії в мережах, трансформаторах і іншому електроустаткуванні, зменшуються струми короткого замикання, полегшується електропостачання окремих віддалених споживачів як самого підприємства, так і найближчого району. Що стосується кабельних ліній зі зшитого поліетилену, то в мережі на 20 кВ, яка, як правило, працює в режимі заземленої через резистор нейтралі, немає необхідності використання підсилених екранів кабелю. Хоча напруга 35 кВ і ближча для вітчизняних мереж, вона нічим крім рівня напруги не відрізняється від 6 та 10 кВ. Але існує один вагомий мінус: обладнання на цю напругу не можна розмістити в малогабаритних трансформаторних підстанціях. Якщо б компактне обладнання було розроблено, то цілком реальним стало б у подальшому використання напруги 35 кВ у міських та сільських мережах. На сьогодні мережі 35 кВ можливо використовувати в сільській місцевості, там де такий клас мереж експлуатується.

До переваг комплексної реконструкції з переведенням електричних мереж на клас напруги 20 кВ можна віднести:

- передачу більшої потужності при тих же перерізах проводів;
- зниження втрат електроенергії;
- використання більш ефективного та економічного сучасного обладнання (ТП, РП) у габаритах старого та в межах існуючої охоронної зони ліній електропередавання;
- зменшення загальної довжини мереж 0,4 кВ та втрат у ній за рахунок використання щоглових КТП 20/0,4 кВ;
- створення резерву потужності для гарантованого надійного електропостачання споживачів;
- можливість усунення дефіциту потужності на центрах живлення при розвантаженні електроустаткування 6(10) кВ існуючих підстанцій;
- забезпечення широкого використання активного споживача та надійного підключення розподільної генерації;
- підвищення рівня автоматизації мережі;
- зменшення операційних витрат на обслуговування мережі;

- підвищення безпеки експлуатації мережі та забезпечення надійного відключення ОЗЗ та при використанні режиму заземлення нейтралі через низькоомний опір;
- вирішення проблеми переходу на електрообігрівання комунально-побутових споживачів;
- можливість створення надійної мережі електропостачання систем заряду акумуляторних батарей електромобільного транспорту.

Що стосується пропускної спроможності лінії середньої напруги 10 та 20 кВ, то потужність, що передається мережею, можна представити як

$$S = \sqrt{3}U_n JF,$$

де S - потужність передачі; U_n - номінальна напруга лінії; J - щільність струму; F - площа поперечного перерізу проводу.

При однаковій площі поперечного перерізу проводу $F_{10} = F_{20}$, можна стверджувати, що

$$\frac{S_{20}}{S_{10}} = \frac{\sqrt{3}U_{20}JF}{\sqrt{3}U_{10}JF} = 2.$$

У такому разі очевидно, що пропускна спроможність мережі 20 кВ у два рази більша за пропускну спроможність мереж 10 кВ і відповідно в 3,3 разу більша за пропускну здатність мереж 6 кВ.

Що стосується падіння напруги в лінії, яке можна представити рівнянням

$$\Delta U = \frac{(PR + QX)}{U^2},$$

тоді при однаковому навантаженні маємо співвідношення

$$\frac{\Delta U_{20}}{\Delta U_{10}} = \frac{U_{10}^2}{U_{20}^2} = \frac{1}{4}.$$

Таким чином, падіння напруги в лінії зменшується в чотири рази після підвищення напруги з 10 до 20 кВ при незмінному навантаженні, що свідчить про покращення якості електроенергії.

Втрати потужності у лінії можна записати як

$$\Delta P = 3I^2 R$$

Тоді при однаковому навантаженні в мережі 10 кВ і 20 кВ маємо співвідношення

$$\frac{\Delta P_{20}}{\Delta P_{10}} = \frac{\frac{S_{20}^2}{U_{20}^2} R}{\frac{S_{10}^2}{U_{10}^2} R} = \frac{1}{4}.$$

Таким чином, втрати потужності, як і падіння напруги в лінії, зменшуються в чотири рази при переході на напругу мережі 20 кВ.

У табл. 1.11 наведено порівняння втрат електроенергії в розподільних кабельних та повітряних лініях електропередавання різного перерізу жил та проводів при використанні напруги 6, 10 та 20 кВ [62].

Табл. 1.11. Відносні втрати електричної енергії

Переріз, мм ²	Втрати електричної енергії стосовно кількості електроенергії, що надійшла в мережу, %								
	6 кВ			10 кВ			20 кВ		
	ПЛ (АС)	КЛ (АПвПБ)	КЛ (СБл)	ПЛ (АС)	КЛ (АПвПБ)	КЛ (СБл)	ПЛ (АС)	КЛ (АПвПБ)	КЛ (СБл)
35	3,98	4,58	2,72	1,47	1,65	0,98	0,36	0,41	0,24
50	3,05	3,21	1,89	1,09	1,15	0,68	0,27	0,286	0,17
70	2,16	2,29	1,31	0,78	0,87	0,47	0,19	0,21	0,12
95	1,54	1,69	1,00	0,56	0,61	0,36	0,14	0,15	0,09
120	1,25	1,34	0,79	0,45	0,48	0,28	0,11	0,12	0,07
150	1,05	1,07	0,72	0,38	0,38	0,26	0,09	0,09	0,06
185	0,79	0,87	0,51	0,28	0,31	0,184	0,07	0,08	0,05
240	0,61	0,61	0,39	0,22	0,22	0,14	0,05	0,05	0,03

Для оцінки витрат на провідникові метали при використанні напруги 20 кВ припустимо, що щільність струму J - постійна, а площа поперечного перерізу змінюється відповідно до U_n і дорівнює

$$F = \frac{S}{\sqrt{3}U_n J}.$$

У такому разі при однаковому навантаженні в мережі маємо співвідношення

$$\frac{F_{20}}{F_{10}} = \frac{U_{10}}{U_{20}} = \frac{1}{2},$$

з якого видно, що використання кольорових металів зменшується на 50% і відповідно затрати на будівництво мережі 20 кВ зменшуються. Але необхідний переріз визначається не лише рівнем напруги та термічною стійкістю, а і районом розташування лінії за ожеледдю, температурою, вітром та галопуванням. Тому реальна можливість економії кольорових металів істотно нижча, ніж розрахункова і знаходиться в межах 18...45 % [88].

Впровадження напруги 20 кВ відкриває можливість більш широкого використання компактних щоглових комплектних трансформаторних підстанцій (КТП). Щоглова КТП – це тупикова однотрансформаторна підстанція, що встановлюється зовні на опорах. Використання таких підстанцій дає змогу суттєво зменшити втрати в мережі за рахунок зменшення протяжності повітряної лінії, а також максимально скоротити довжину мереж 0,4 кВ та кількість знеструмлених споживачів при аварійному відключенні підстанції. Наявність компактного обладнання (елегазові комплектні розподільні пристрої КРПЕ, щоглові трансформатори спрощеної конструкції з відсутнім перемикачем без збудження «ПБЗ» та розширювальним бачком) дає змогу в разі зменшити землевідведення під електроустановки 20 кВ у порівнянні з 10 кВ [74]. Основна конструктивна відмінність 20 від 10 кВ полягає в рівні ізоляції.

Економічності мереж 20 кВ, 10 кВ та 6 кВ з оцінкою затрат на центри живлення (ПС 110 кВ), розподільні підстанції та мережі з врахуванням втрат електроенергії залежно від територіальної щільності навантаження, радіусу r території електропостачання та схеми напруги демонструє табл. 1.12. В таблиці дані наведені відносно розрахункових затрат на мережу побудовану по схемі 110/10 кВ [88].

Табл. 1.12. Оцінка економічності мереж 20, 10 та 6 кВ

Щільність навантаження, МВт/км ²	1,9		3,8		7,5	
Система напруг, кВ	110/6	110/20	110/6	110/20	110/6	110/20
Розрахункові витрати при $r = 1,5$ км, %	119	94	127	88	133	81
Те саме при $r = 3$ км	128	88	134	83	140	74
Те саме при $r = 6$ км	150	82	157	74	-	67

З таблиці видно, що повітряна мережа 20 кВ за розрахунковими затратами має переваги у всьому розрахунковому діапазоні відстаней дії та щільності навантаження. З врахуванням того, що при переході на вищий клас напруги матиме місце збільшення вартості ТП, варіант 110/20 кВ практично втрачає свої економічні переваги при радіусі дії 1,5...3 км, а от при відстанях електропостачання більше 6 км дає переваги в 12...25 %.

У сільських районах радіус дії набагато більший, ніж у містах, тому переваги системи напруг 110/20 кВ очевидні. В сільських районах вибір оптимальної напруги мережі залежить як від щільності навантаження, так і кількості ТП. При щільності ТП 0,1 ТП/км² напруга 20 кВ оптимальна для щільності навантаження 0,5...5 МВт/км², а при 0,5 ТП/км² – 1...15 МВт/км². Оскільки при збільшенні навантаження збільшується поступово і кількість ТП, то напруга 20 кВ, очевидно, буде виправдовувати себе в широкому діапазоні зміни навантаження [88].

Серед труднощів і недоліків переходу на напругу 20 кВ слід зазначити такі фактори:

1. Значні початкові капіталовкладення;
2. Необхідність розробки нормативно-технічної бази;
3. Потреба в наявності на центрах живлення резервів потужності на рівні напруги 20 кВ;
4. Розробка концепції розвитку мереж 20 кВ на території конкретного міста з виконанням техніко-економічного обґрунтування побудови мереж;
5. Наявність на ринку обладнання та кабельної продукції 20 кВ.

Застосування напруги 20 кВ в існуючих розподільних мережах 6(10) кВ дасть змогу перейти на більш високий рівень електропостачання споживачів України [56], збільшити пропускну спроможність у порівнянні з існуючими мережами в межах уже відведеної території, зменшити технологічні втрати, підвищити якість електроенергії, енергобезпеку і надійність функціонування систем електропостачання.

Інвестиційна привабливість територій при формуванні напрямку розвитку інфраструктури міста або району має визначати вектор розробки комплексних схем розвитку електричних мереж, у прив'язці до територіальних планів.

Для впровадження нового класу напруги в розподільні мережі необхідно невідкладно виконати наукове обґрунтування розробки конфігурації схем мереж напругою 20 кВ та ввести механізми випереджуючого будівництва електричних мереж і розробку концепції розвитку мереж даного класу на території конкретного міста або району на підставі комплексних схем з реалізацією нових елементів розподільної мережі для забезпечення гарантованого підключення споживачів з мінімальними технологічними втратами .

Висновки до розділу 1

1. Розвиток розподільних електричних мереж енергосистеми України уповільнений в силу ряду об'єктивних факторів – відсутність інвестицій, щільність існуючої забудови та тривалі процедури узгодження проектних рішень із питань розміщення об'єктів електричних мереж (РП, ТП) і проходження трас, насиченість підземних комунікацій та необхідність координації питань прокладання інженерних комунікацій.

2. Значна кількість технологічних порушень на об'єктах розподільних електричних мереж напругою 6...150 кВ електропередавальних організацій та низькі експлуатаційні показники мереж свідчать про те, що вони є слабокерованими з недостатнім рівнем використання автоматизованих систем оперативно-диспетчерського управління. В мережах 6(10) кВ спостерігається досить високий

рівень аварійності та технологічних порушень. Розподільні мережі середньої напруги перевантажені й інфраструктура мережі не відповідає її завантаженню.

Враховуючи сьогоденні реалії в електричних мережах енергосистеми України, коли втрати електроенергії в сягають 12...15 % від загального обсягу виробленої електроенергії, в тому числі в розподільних мережах – 6...9 % і те, що в розподільних мережах практично у всіх обленерго ще експлуатуються мережі напругою 6 кВ, втрати в яких перевищують 20 % при зношеності електрообладнання на рівні 45...80 %, і вагомому зростанні у великих містах територіальної щільності навантаження, одним з шляхів підвищення енергоефективності є науково обґрунтована комплексна реконструкція розподільних електричних мереж напругою 6(10) кВ з переведенням її на клас напруги 20 кВ, яка потребує змін у підходах до формування топології розподільних мереж.

3. Наразі напруга 20 кВ широко використовується в розподільних мережах таких країн, як Франція, Німеччина, Австрія, Швеція, Фінляндія, Латвія, Японія, Болгарія, Чехія, Словаччина, США. Не є виключенням і країни Азії: Сінгапур, Корея, Тайвань, Китай і багато інших.

Основним чинником впровадження мереж напругою 20 кВ стало збільшення поверхневої щільності навантаження. В кінці минулого століття в багатьох розвинених країнах світу територіальна щільність сягнула 5...7 МВт/км². На сьогодні у великих містах Європи, Азії та Америки вона досягає 10...30 МВт/км², а в деяких районах – 100...250 МВт/км². При перевищенні поверхневої щільності навантаження вище 5 МВт/км² у містах та 15...60 кВт/км² (при довжині лінії більше 6 км) у сільській місцевості, вважається економічно доцільним використання мереж напругою 20 кВ.

4. Огляд сучасних підходів до топології розподільних електричних мереж середньої напруги свідчить, що міські мережі середньої напруги мають в основному радіальну топологію з можливістю формування кільця. Такі мережі мають короткий радіус дії. Відгалуження виконуються тільки з розподільних підстанцій через активні комутаційні елементи.

Сільські мережі, як і міські мають радіальну структуру, але з досить довгими фідерами з відгалуженнями та резервними перемичками, що дає змогу виконувати об'єднання або перенесення навантаження.

При побудові мережі в зонах з високою щільністю навантаження лінії СН необхідно максимально ближче підводити до споживача, скорочуючи при цьому довжину мереж НН. У сільській місцевості (у зоні з низькою територіальною щільністю навантаження) співвідношення між довжиною ліній СН та НН змінюється, так як частка мереж НН збільшується. Радіус дії мереж СН у сільській місцевості обмежується радіусом дії ліній СН до 20...30 км, виходячи з рівня втрат напруги в пунктах.

5. Топологія мережі СН організовується так, щоб можна було легко відновити живлення від другого джерела, тобто реалізуються кільцеві двопроточні схеми електропостачання, які в нормальному режимі функціонують як радіальні. Вибір схем підстанцій передавальних (магістральних) і розподільних мереж та типів збірних шин має відповідати вимогам щодо втрат напруги та рівнів потужності короткого замикання на шинах підстанцій. Конфігурація мережі повинна забезпечувати нормовані коефіцієнти SAIDI та SAIFI, тобто відповідно мінімальну тривалість та частоту переривів електропостачання при мінімальних втратах електроенергії.

6. Електричні мережі напругою 20 кВ та 10 кВ фактично належать до одного класу з точки зору схем та компонування обладнання розподільних та трансформаторних підстанцій, а також мають однакову охоронну зону. Наявність компактного обладнання (елегазові комплектні розподільні пристрої КРПЕ, щоглові трансформатори спрощеної конструкції з відсутнім перемикачем без збудження «ПБЗ» та розширювальним бачком дає змогу в разі зменшити землевідведення під електроустановки 20 кВ у порівнянні з 10 кВ. Основна конструктивна відмінність 20 кВ полягає лише в рівні ізоляції.

Функціональна відмінність мереж 20 кВ від 10 кВ полягає у збільшенні на напрузі 20 кВ пропускної спроможності в два рази при однаковому перерізі проводу

та зменшенні в чотири рази падіння напруги і також у чотири рази втрат електроенергії при передаванні однакової потужності.

7. В Україні спостерігається ситуація, коли значна кількість мереж 0,4 кВ має досить велику протяжність, що призводить до наднормативного падіння рівня напруги на кінцях ліній та значних втрат електроенергії. Вирішити проблему можливо лише за умови зміни топології розподільної мережі зі скороченням частки мережі 0,4 кВ та збільшенням пропускної спроможності високовольтних мереж шляхом їх переведення з напруги 6(10) кВ на напругу 20 кВ.

Для впровадження нового класу напруги в розподільні мережі необхідно виконати наукове обґрунтування конфігурації схем мереж напругою 20 кВ та розробити концепцію мереж такого класу в енергосистемі України з реалізацією нових підходів до реконфігурації на основі сучасних інтелектуальних технологій.

РОЗДІЛ 2 МЕТОДИ РЕКОНФІГУРАЦІЇ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

Величини базових показників (тривалість одного відключення об'єкта SAIDI, середня частота відключень об'єкта і середня SAIFI) суттєво залежать від топології, параметрів лінії, класу напруги, електрообладнання, засобів резервування, місць розміщення, типу і кількості засобів захисту, моніторингу та автоматизації, які мають місце в мережі [20].

На кінець минулого століття приблизно 75% ліній 10 кВ мали можливість взаємного резервування. Але у зв'язку з різким зменшенням навантаження та активним розукрупненням мереж майже всі резервні перемички були демонтовані енергопостачальними компаніями, що значно вплинуло на рівень надійності розподільних мереж. Показники якості електропостачання та якості електроенергії [19] електропостачання споживачів, що живляться від розподільних електричних мереж, значною мірою залежать від схеми мережі, оскільки саме вона визначає можливість резервування та ефективність використання комутаційних апаратів та засобів автоматики.

Принципи побудови сучасних і перспективних систем електропостачання, методи реконфігурації схем та засоби керування їх режимами, в тому числі й мереж 20 кВ мають відповідати рівню і тенденціям розвитку світової електроенергетики, міжнародній інтеграції та напрямкам, наміченим енергетичною стратегією України [32,46]

2.1 Аналіз структури втрат енергії в розподільних електричних мережах

У мережах високої напруги задача розрахунку та обліку втрат електричної енергії практично вирішена, а от у розподільних мережах з досить низьким рівнем автоматизації задача аналізу, розрахунку та розробки методів оптимізації втрат, як фактора підвищення ефективності функціонування, є досить актуальною.

Втрати електроенергії в електричних мережах України складають на 2016 рік від 12 до 15 %, зокрема, в розподільних мережах вони знаходяться в межах 6...9 % . В зимовий режимний день 2005 року втрати склали 15,2 %; 2010 року – 14,8 %; 2015 року – 11,9 %.

У табл. 2.1 наведено розподіл потужності навантаження, споживання та втрати за годинами доби зимового режимного дня 2015 року в енергосистемі України [24].

Табл. 2.1. Розподіл потужності навантаження, споживання та втрати за годинами доби

НАЙМЕНУВАННЯ	Навантаження за годинами доби, МВт						Добове ел. споживання, млн. кВт·год
	4	8	12	16	20	24	
Навантаження енергосистеми	17690	20862	21620	22056	22461	19363	497,60
Навантаження ел. станцій, у т.ч.	17368	20544	21257	21741	22139	19047	489,65
ТЕЦ	5830	7822	8627	9792	9842	7638	198,04
ГЕС	332	1510	1395	667	1021	96	21,61
АЕС	11206	11212	11235	11282	11276	11313	270,00
блок - станцій	322	318	363	316	322	316	7,95
Приєм з інших енергосистем	6282	7394	8130	7257	7013	7230	172,00
Передача в інші енергосистеми	7280	7981	8469	7745	7454	7839	186,01
Експорт	357	477	461	416	421	548	10,81
Власне споживання	16335	19799	20820	21152	21599	18206	472,77
Власні потреби, у т.ч.	1480	1562	1748	1815	1739	1593	39,42
ТЕЦ	793	851	1065	1129	1076	936	23,03
ГЕС	15	15	17	16	18	15	0,40
АЕС	672	695	667	670	645	642	15,99
Втрати	2177	2630	2523	2526	2623	2279	59,30
Виробничі потреби	71	78	88	83	82	74	1,88
Відпуск споживачам	12608	15529	16461	16728	17154	14259	372,17

Для порівняння на рис. 2.1, рис. 2.2 та рис. 2.3 зображено графіки навантаження енергосистеми та втрати потужності в режимний день 2005, 2010, та 2015 років.

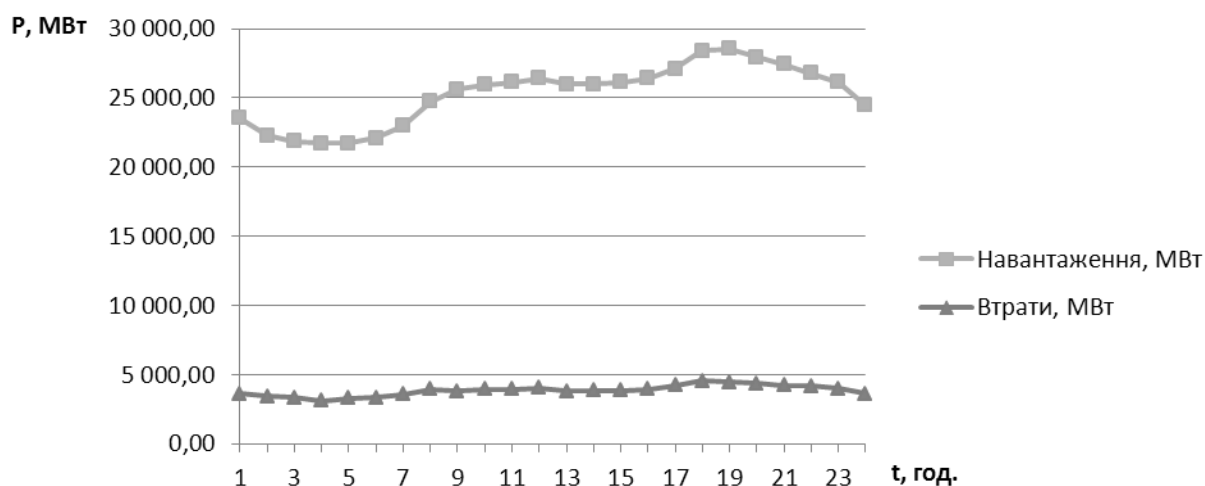


Рис. 2.1. Добовий графік навантаження енергосистеми та втрати в режимний день 2005 року

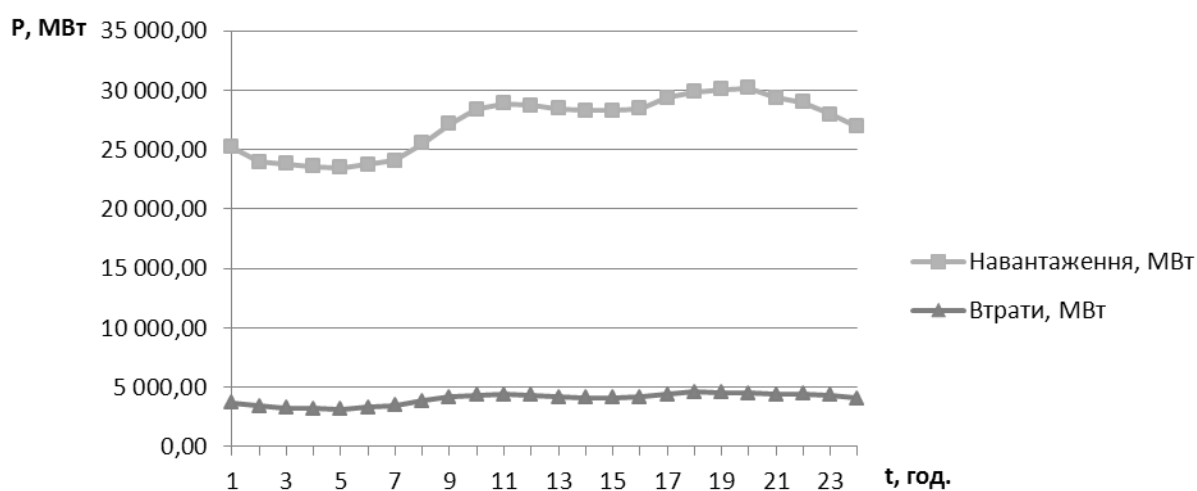


Рис. 2.2. Добовий графік навантаження енергосистеми та втрати в режимний день 2010 року

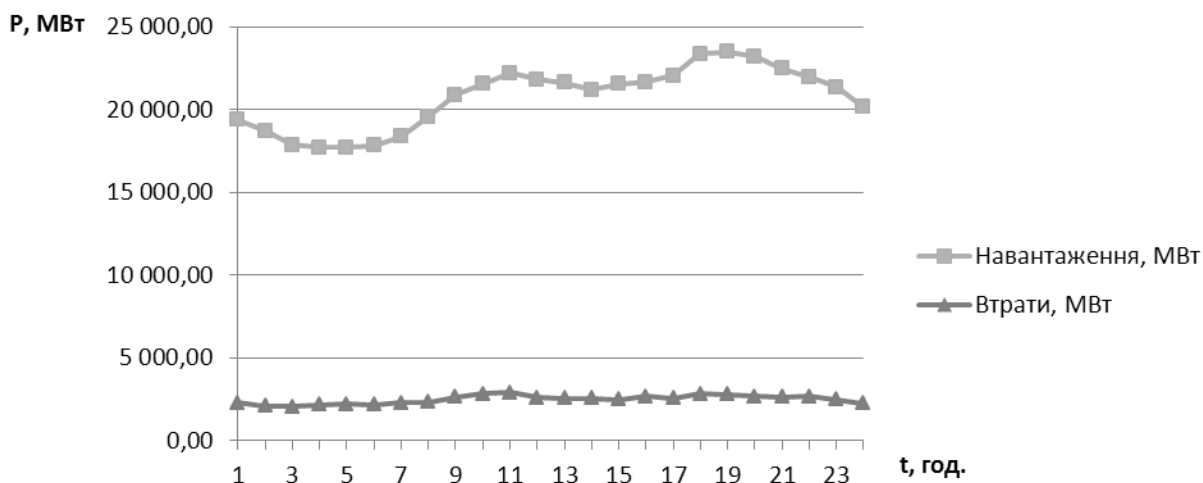


Рис. 2.3. Добовий графік навантаження енергосистеми та втрати в режимний день 2015 року

Реалізація нової концепції розвитку розподільних електричних мереж 20 кВ [56] неможлива без розробки нових методів формування конфігурації схеми мережі як у нормальних, так і в післяаварійних режимах, виходячи з критерію мінімуму втрат електроенергії в мережі та якості електроенергії за напругою, на основі використання сучасних інтелектуальних технологій.

2.2 Реконфігурація розподільної електричної мережі в нормальних режимах із використанням генетичних алгоритмів

Вирішення проблеми надійного та якісного електропостачання в розподільних електричних мережах напругою 6...35 кВ ґрунтується на оптимальному управлінні перетоками потужності, управлінні параметрами пристроїв регулювання та компенсації тощо. Вирішення такого завдання на сучасному етапі розвитку інтелектуальних технологій вимагає створення «розумних» електричних мереж в рамках реалізації концепції Smart Grid. Особливої актуальності реалізація концепції Smart Grid набуває в задачах управління режимами розподільних електричних мереж напругою 6...35 кВ, які характеризуються зниженим рівнем централізації диспетчерського управління. Разом з тим у таких електричних мережах вирішення

проблеми інтелектуалізації управління ускладнюється великою розмірністю системи, пониженою спостережністю системи і обмеженим набором технічних заходів адаптивного управління.

Під час експлуатації розподільної електричної мережі часто виникає проблема зміни топології – реконфігурації робочої схеми з метою мінімізувати витрати на експлуатацію електричної мережі за умови забезпечення належної якості електроенергії. Дійсно, кожна з можливих робочих схем характеризується набором таких показників, як надійність електропостачання, якість електричної енергії в точках приєднання абонентів, втрати потужності на передавання електричної енергії. Це визначає постановку задачі оптимізації конфігурації робочої схеми розподільної електричної мережі.

Слід зазначити, що на сьогодні для розв'язання задачі визначення оптимальної конфігурації розподільної електричної мережі, зазвичай використовують оціночні моделі, які базуються на порівнянні декількох варіантів побудови електричної мережі [5]. В більшості випадків реконфігурація схеми мережі виконується за одним критерієм при введенні обмежень. Класичні оптимізаційні моделі та методи не набули широкого поширення через складність досліджуваної проблеми, що обумовлено такими факторами [2, 39, 42, 59, 73, 92, 125, 126]:

- задача оптимізації конфігурації електричної мережі є багатокритеріальною, її розв'язання має враховувати умови економічності, надійності електропостачання, якості електричної енергії, охорони навколишнього середовища тощо в умовах відсутності достовірної формалізованості стану мережі;
- методи оптимізації конфігурації розподільної електричної мережі мають враховувати динамічний характер розвитку системи електропостачання;
- функція оптимальності конфігурації електричної мережі є дискретною та містить розриви;
- інформація про параметри електричної системи носить ймовірнісний і навіть невизначений характер.

Для розв'язання задачі оптимальної реконфігурації робочої схеми розподільної електричної мережі пропонується така форма цільової функції, яка дає змогу одночасно за чотирма критеріями (мінімальною зв'язаністю схеми, відхиленням напруги, економічною складовою збитків від недовідпуску електроенергії, втратами активної потужності) забезпечити формування оптимальної конфігурації електричної мережі:

$$\Phi = k_1 \sum_{i=1}^N K_i + k_2 \sum_{i=1}^M |\delta U_i| + k_3 \sum_{i=1}^M \alpha_i P_i Y_i + k_4 \sum_{i=1}^L \Delta P_i \rightarrow \min, \quad (2.1)$$

де k_1, k_2, k_3, k_4 – вагові коефіцієнти, призначені для поєднання у складі цільової функції несумірних параметрів; K_i – сигнальний коефіцієнт, який дорівнює одиниці у разі, якщо контакти i -го комутаційного апарата замкнено, і нулю, якщо контакти i -го комутаційного апарата розімкнено; N – загальна кількість комутаційних апаратів, які визначають конфігурацію робочої схеми електричної мережі; δU_i – відхилення робочої напруги i -го пункту схеми за допустимі межі; M – загальна кількість вузлових точок у складі схеми; α_i – ступінь обмеження навантаження i -го пункту робочої схеми у разі виникнення аварійного збурення; P_i – активна потужність навантаження i -го пункту схеми; Y_i – питомі економічні збитки, обумовлені обмеженням навантаження i -го пункту схеми; ΔP_i – втрати активної потужності на i -й ділянці робочої схеми розподільної електричної мережі; L – загальна кількість ділянок у складі робочої схеми.

Очевидно, що у виразі (2.1) перша складова функції оптимальності забезпечує мінімальну зв'язність робочої схеми розподільної мережі; друга складова – якість електричної енергії в точках приєднання абонентів за напругою; третя складова – надійність електропостачання, тобто економічну складову збитків від недовідпуску електроенергії; четверта – економічність робочого режиму системи за втратами потужності в мережі.

Конфігурація електричної мережі має забезпечувати мінімальну зв'язність робочої схеми. Це означає, що споживачі всіх ТП мають отримувати живлення лише

від одного джерела за радіальною схемою, яка не має містити жодного замкненого контуру. Вимкнені ділянки схеми утворюють резервні перемички, які забезпечують надійне електропостачання у разі аварійних або ремонтних перемикань. Виконання даної вимоги можна формалізувати мінімізацією кількості увімкнених в роботу ділянок робочої схеми за одночасного контролю зв'язності схеми

$$\sum_{i=1}^N K_i \rightarrow \min .$$

Якість електричної енергії на шинах споживацьких п/ст має відповідати встановленим нормам, зокрема відхилення робочої напруги від свого номінального значення в нормальних режимах не має перевищувати 5%. Дану вимогу можна формалізувати шляхом мінімізації відхилень робочої напруги в усталеному режимі електричної мережі

$$\sum_{i=1}^M |\delta U_i| \rightarrow \min .$$

Робоча схема розподільної електричної мережі має забезпечувати надійність електропостачання, зокрема, граничними обмеженнями може виступати зведення до мінімуму фінансових збитків від недовідпустки електричної енергії

$$\sum_{i=1}^M \alpha_i P_i Y_i \rightarrow \min ,$$

де α_i – ступінь обмеження навантаження i -го пункту робочої схеми у разі виникнення аварійного збурення; P_i – активна потужність навантаження i -го пункту схеми; Y_i – питомі економічні збитки, обумовлені обмеженням навантаження i -го пункту схеми (для розподільних мереж 3,5...4 грн/кВт*год).

Конфігурація робочої схеми електричної мережі має забезпечувати економічність режиму, зокрема мінімум втрат активної потужності на передавання електричної енергії розподільною мережею

$$\sum_{i=1}^L \Delta P_i \rightarrow \min ,$$

де ΔP_i – втрати активної потужності на i -й ділянці робочої схеми; L – загальна кількість ділянок у складі робочої схеми.

Окремою є задача вибору вагових коефіцієнтів $k_1 - k_4$, які поєднують неспіввимірні параметри у складі цільової функції оптимальності робочої схеми. Така задача є досить складною, вона не має загальновизнаного рішення.

Під час визначення числових значень вагових коефіцієнтів рекомендовано зводити всі чотири складові цільової функції до одного порядку, наприклад, до одиниці та враховувати їх взаємний вплив:

а) у разі втрати звязності мережі внаслідок надмірного розмикання ділянок робочої схеми, зменшення першого доданку цільової функції має бути скомпенсоване збільшенням суми другого та третього доданків. Математична модель таких випадків має вигляд

$$\begin{cases} k_1 \leq k_2 + k_3 P_{\min} Y; \\ k_1 N \leq k_2 M + k_3 P_{\text{уст}} Y, \end{cases}$$

де P_{\min} – потужність навантаження найменш завантаженого ТП у складі розрахункової схеми; $P_{\text{уст}}$ – встановлена потужність електричної мережі. Тут перше рівняння відповідає втраті живлення одного ТП, потужність навантаження якого найменша в електричній мережі. Друге рівняння відповідає повному «погашенню» мережі внаслідок розмикання всіх ділянок робочої схеми;

б) можливе збільшення сумарних втрат потужності після розмикання контурів схеми, яка характеризується помірною неоднорідністю, має бути скомпенсоване зменшенням першого доданку цільової функції

$$k_1 \geq k_4 \delta \Delta P$$

де $\delta\Delta P$ – збільшення сумарних втрат активної потужності після розмикання контурів схеми з помірною неоднорідністю. Відомо, що таке збільшення гарантовано не перевищує 1% від встановленої потужності електричної мережі.

Зазначеним вимогам відповідають співвідношення числових значень вагових коефіцієнтів, які отримані шляхом зведення окремих показників оптимальності схеми до одиниці:

$$\begin{cases} k_1 = 1/N; \\ k_2 = 1/M; \\ k_3 = \frac{1}{P_{уст} Y} = \frac{1}{(3,5...4)P_{уст}}; \\ k_4 = \frac{1}{P_{уст}} \end{cases}$$

Втрати активної потужності в розподільній електричній мережі визначають за лінеаризованим виразом

$$\Delta P_{\Sigma} = J^T C^T R C J \rightarrow \min, \quad (2.2)$$

де \mathbf{J} – вектор-стовпець вузлових струмів; \mathbf{R} – діагональна матриця активних опорів ділянок схеми; $\mathbf{C} = \mathbf{M}^{-1}$ – матриця струморозподілу по ділянках схеми розподільної мережі; \mathbf{M} – перша матриця інцидентій; \mathbf{T} – оператор транспонованої матриці.

Цільова функція оптимальності (2.1) має задовольняти обмеженням вигляду нерівності

$$\delta U_{\%} = \frac{1}{10U_n^2} [C^T R P + C^T X Q] \leq \delta U_{\max}, \quad (2.3)$$

де U_n – номінальна напруга електричної системи; \mathbf{P} , \mathbf{Q} – вектор-стовпці активних та реактивних навантажень розподільної мережі відповідно; \mathbf{X} – діагональна матриця реактивних опорів ділянок схеми; δU_{\max} – вектор-стовпець гранично допустимих втрат напруги в розподільній електричній мережі, виражений у відсотках. Можна

показати, що обмеження (2.3) забезпечує одночасно й конфігураційну зв'язність електричної мережі.

Аналіз виразу (2.1) свідчить про те, що запропонована функція оптимальності конфігурації робочої схеми розподільної електричної мережі є складною нелінійною дискретною функцією багатьох змінних, форма якої обмежує використання традиційних методів оптимізації, зокрема, методів нелінійного програмування, наприклад, методів невизначених множників Лагранжа, градієнтного спуску.

У багатьох випадках метод Лагранжа дає змогу ефективно розв'язувати оптимізаційні задачі за умови, якщо розрахунок похідних за усіма змінними не є суттєвою проблемою [10, 11, 76, 93]. Разом з тим застосування методу Лагранжа є ускладненим, якщо цільова функція не є диференційованою на усіх проміжках змінних параметрів та за наявності обмежень у формі нерівності.

Розв'язання оптимізаційних електроенергетичних задач методами градієнтного спуску є ефективним за умови, якщо цільова функція оптимальності має єдиний локальний мінімум. Крім того, градієнтні методи є дуже чутливими до вибору початкових наближень змінних параметрів і у разі невдалого їх вибору не гарантують отримання шуканого рішення [3, 4, 26, 31, 42, 51, 66, 81, 93]. Інший недолік градієнтних методів оптимізації полягає в необхідності додаткових перетворень під час урахування обмежень у формі нерівностей, наприклад, шляхом залучення штрафних функцій. Таким чином, для традиційних математичних методів оптимізації характерні такі загальні недоліки:

- висока чутливість до початкових наближень змінних параметрів;
- наявність додаткових вимог до математичної моделі оптимізаційної задачі – безперервності, диференційованості, унімодальності цільової функції тощо;
- реалізація складної обчислювальної процедури, пов'язаної з розрахунком похідних функції оптимальності;
- неспроможність визначити глобальний оптимум цільової функції оптимальності;
- залежність від форми обмежень, які накладають на оптимізаційну задачу;
- складність урахування дискретних змінних.

Зазначені вище фактори обумовлюють відсутність універсальних методів розв'язання типових електроенергетичних задач, які б давали змогу достатньо швидко знайти прийнятне рішення, близьке до оптимального. Це обумовлює необхідність застосування нових нетрадиційних методів розв'язання оптимізаційних задач, зокрема, задачі оптимальної реконфігурації розподільної електричної мережі. Останнім часом різними авторами запропоновано низку методів та алгоритмів оптимізації конфігурації розподільних електричних мереж, більшість яких базується на евристичних методах та методах штучного інтелекту, зокрема – імітації відпалу, штучних нейронних мережах, алгоритмах пошуку із заборонами, селективному методі рою часток [8, 77, 78, 80, 108, 112, 123, 146, 152]. При розв'язанні задачі оптимізації за досить складною цільовою функцією ефективним є математичний апарат, який ґрунтується на математичному апараті теорії генетичних алгоритмів [6, 7, 12, 16, 69, 72, 120, 124]. Такий апарат базується на математичному моделюванні природного відбору біологічних організмів за допомогою комп'ютерних засобів. Принципи, які лежать в основі природного відбору, можна ефективно застосувати для розв'язання екстремальних математичних задач, у тому числі задач оптимізації.

Генетичний алгоритм являє собою евристичний метод розв'язання оптимізаційної задачі високої обчислювальної складності. Тут замість повного перебору варіантів положення резервних перемичок (робочої конфігурації) розподільної електричної мережі, що потребує великих обсягів ресурсів та часу, апарат генетичних алгоритмів може дати швидке, інколи, недостатньо обґрунтоване рішення. Основна ідея пропонованого підходу полягає у представленні характеристик і властивостей можливих рішень щодо конфігурації розподільної мережі за допомогою двійкового коду та формування вектора, що містить бінарні ланцюжки властивостей варіантів схемних рішень. Очевидно, що такий вектор певною мірою відповідає спрощеній математичній моделі генотипу біологічного організму, який містить повну інформацію про цей організм. Вказана обставина дає можливість застосувати основні генетичні операції схрещування, що буде призводити до формування нових рішень з новими властивостями.

Вперше застосування принципів еволюції біологічних організмів до розв'язання практичних математичних задач було запропоновано в 1975 р. Дж. Холландом у роботі «Адаптація в природних та штучних системах». Ця робота стала поштовхом до розвитку сімейства еволюційних методів та алгоритмів розв'язання оптимізаційних задач, у тому числі генетичних алгоритмів. Термін «генетичний алгоритм» був введений в 1975 р Д. Голдбергом [120].

Генетичні алгоритми можна розглядати як комбіновані методи оптимізації, які поєднують у своєму складі методи комбінаторики (механізми схрещування та мутації) та методи градієнтного спуску (відбір найкращих рішень). Робота генетичного алгоритму базується лише на числових значеннях цільової функції (функції оптимальності) у поточних точках простору пошуку та не потребує розрахунків похідних та будь-яких інших характеристик. Це визначає можливість використання математичного апарата до широкого класу функцій оптимальності, які не мають чіткого аналітичного вираження, з дискретними аргументами, визначеними на числових множинах або кінцевих множинах будь-якої природи.

Загалом схему реалізації генетичного алгоритму можна представити такими процедурами:

1. Обирають початкову популяцію можливих рішень поставленої задачі. За відсутності апіорної інформації, початкову популяцію формують випадковим чином.
2. Для кожної особини поточної популяції обчислюють значення цільової функції, яка характеризує пристосованість особини до цілі оптимізації.
3. За допомогою обраного способу (методи рулетки, турнірів тощо) формують батьківські пари, генетичний матеріал яких буде використано для породження нових рішень.
4. Для кожної батьківської пари застосовують оператор кросинговеру.
5. До породжених дочірніх рішень застосовують оператор мутації.
6. Породжені дочірні рішення поповнюють популяцію.

7. Для кожної особини поточної популяції визначають умови завершення життєвого циклу. Особини, для яких ці умови виконуються, виключають із складу популяції.
8. Перевіряються умови завершення алгоритму. Критерієм завершення еволюційного пошуку може бути збіжність значень цільової функції до певного значення, досягнення певного значення кількості поколінь породжених рішень тощо. У разі, якщо критерій завершення алгоритму не забезпечено, управління передають процедурі 2.
9. Завершення алгоритму.

Наведений алгоритм проілюстровано блок-схемою, представленою на рис. 2.4.

Накопичений останніми роками досвід розв'язання оптимізаційних задач показав ефективність застосування математичного апарата генетичних алгоритмів до розв'язання практичних задач у різних галузях людської діяльності [7, 13, 18, 34, 45, 48, 53, 95, 115, 117].

Протягом останніх років було здійснено ряд ефективних спроб застосувати математичний апарат генетичних алгоритмів до розв'язання практичних оптимізаційних задач в електроенергетиці [27, 52, 87, 90].



Рис. 2.4. Блок-схема генетичного алгоритму

Зокрема, було запропоновано математичні моделі та методи розв'язання таких задач:

- оптимізація розвитку електроенергетичної системи [27, 52, 113, 147];
- Визначення параметрів усталених режимів електроенергетичної системи [158, 159];
- оптимізація режимів електроенергетичної системи за реактивною потужністю [97, 98, 129, 131, 140, 160];
- налагодження параметрів устаткування електричних мереж [119, 122, 141, 144];
- короткочасне планування електричних режимів [143, 161];
- оптимальний розподіл активної потужності та вибір складу агрегатів ТЕС [52, 100, 135, 157];
- оптимізація коефіцієнтів трансформації силових трансформаторів та автотрансформаторів електричної системи [52, 102];
- оптимальне розміщення джерел реактивної потужності та лінійних регуляторів [52, 98, 114, 129];
- оптимальне розміщення відновлюваних джерел електричної енергії.

2.2.1 Метод реконфігурації розподільної електричної мережі

Розглянемо застосування математичного апарата генетичних алгоритмів до розв'язання задачі оптимальної реконфігурації розподільної електричної мережі.

У загальному випадку знаходження оптимальної реконфігурації розподільної електричної мережі методом простих генетичних алгоритмів полягає в послідовному виконанні таких процедур [87,155]:

1. Визначення складу обмежень, що визначають прагматичні аспекти функціонування електроенергетичної системи і формування складу ознак, характеристик і властивостей, що дає змогу персоніфікувати відмінності між породжуваними проектними рішеннями.

2. Визначення способу кодування генетичної інформації, що визначає характеристики конкретного можливого рішення конфігурації схеми мережі. Тут кожен атрибут пристроїв компенсації неоднорідності кодують бітовим бінарним ланцюжком (вектором) – хромосомою. Об'єднання всіх хромосом, які визначають властивості проектного рішення, утворює геном, що містить всю генетичну інформацію в цілому, що проілюстровано на рис. 2.5. Для формування бінарних ланцюжків зазвичай використовують код Грея, що забезпечує одиничну відстань Хеммінга між суміжними значеннями параметрів проектних рішень, що гарантує відсутність породження «глухих кутів» тобто некоректних схем у пошуковому процесі.

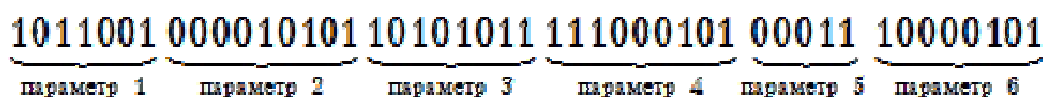


Рис. 2.5. Кодування генетичної інформації бінарними ланцюжками

3. Формування оціночної цільової функції, яка характеризує пристосованість можливого рішення до цілі оптимізації, тобто визначає доцільність і ефективність породжуваних схемних рішень. У традиційних генетичних алгоритмах більші значення цільової функції відповідають кращим особинам популяції. Це визначає необхідність певних перетворень цільової функції оптимальності (2.1), або модифікації процедур селекції та оновлення популяції з урахуванням процесу мінімізації цільової функції.
4. Визначення обсягу та складу початкової популяції можливих рішень та заповнення за допомогою генератора випадкових чисел їх генотипів. У разі наявності апріорної інформації формування фенотипів рішень виконують відповідним чином.
5. Розрахунок значень цільової функції ефективності пропонованих рішень конфігурації схеми мережі для поточного покоління, а також середнього значення цільової функції всієї популяції в цілому. Тут також

розглядають питання щодо досягнення збіжності генетичного алгоритму. Подальші процедури виконують у разі відсутності збіжності.

6. Селекція генетичного матеріалу, спрямована на відбір пропонованих схем, які характеризуються мінімальним значеннями цільової функції. В результаті виконання операції селекції формують батьківські пари пропонованих конфігурацій схем мережі. При цьому пріоритет мають рішення, які характеризуються мінімальними значеннями цільової функції.

Одним з найбільш ефективних способів формування батьківських пар є метод рулеткового відбору, проілюстрований на рис. 2.6. Тут кожній особині поточної популяції схем відповідає сектор «рулетки», причому ширина сектора обернено пропорційна значенню цільової функції для відповідного фенотипу. В результаті найкращі технічні рішення, наявні в поточній популяції, можуть дати генетичний матеріал для породження дочірніх рішень. Водночас, найгірші технічні рішення також мають змогу брати участь у селекції, підтримуючи необхідну різноманітність у популяції.

Зазначимо, що існують й інші підходи до формування батьківських пар, наприклад, методом організації турнірів.

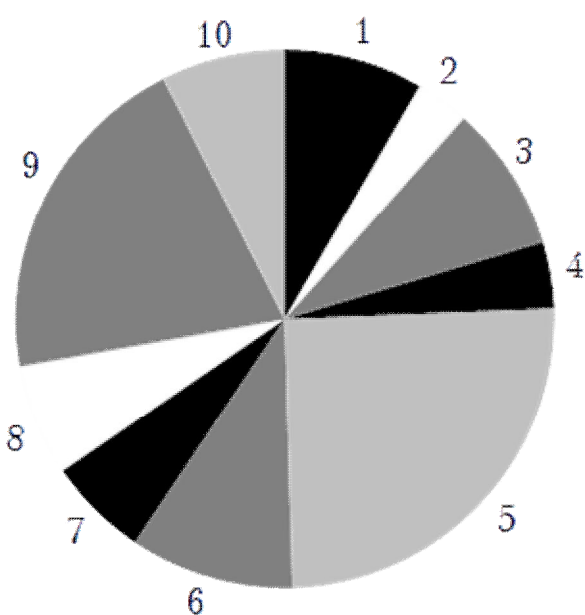
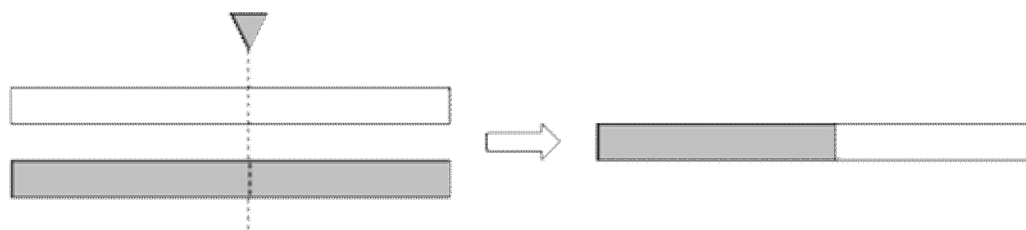


Рис. 2.6. Ілюстрація рулеткового відбору

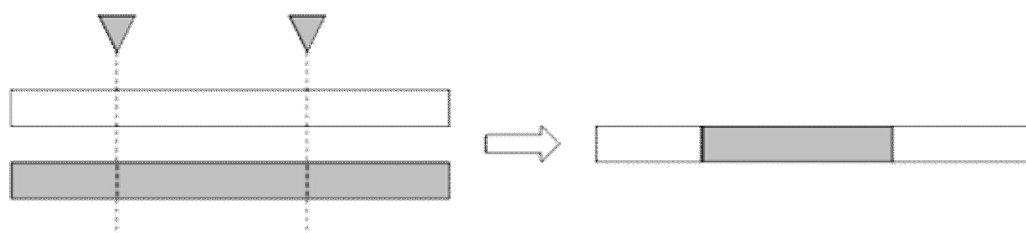
7. Реалізація операції кросинговеру, яка полягає в схрещуванні інформаційних ланцюжків генетичного матеріалу всіх батьківських пар (конфігурацій схем мережі) і формуванні дочірніх проектних схем, які успадковують характеристики обох «батьків». Тут випадковим чином визначається тип кросинговеру та точки розриву геномів і формується дочірній генотип.

На рис. 2.7 проілюстрований процес формування дочірніх рішень на базі генетичного матеріалу батьківських пар.

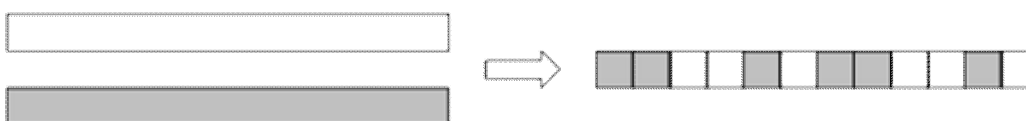
8. Реалізація операції мутації, яка полягає у випадковій зміні генотипу дочірніх елементів, визначених на попередньому етапі виконання алгоритму. Тут випадковим чином визначається тип мутації (проста мутація або інверсія). У випадку простої мутації випадково визначається ген, який змінює своє бінарне значення на протилежне. Інверсія, своєю чергою, полягає у випадковому визначенні двох точок розриву і «перевертання» частини геному дочірнього елемента між цими точками.



а) одноточковий кросинговер



б) двоточковий кросинговер



в) багатоточковий кросинговер

Рис. 2.7. Ілюстрація операції кросинговеру

Мутація генетичного матеріалу проілюстрована на рис. 2.8.

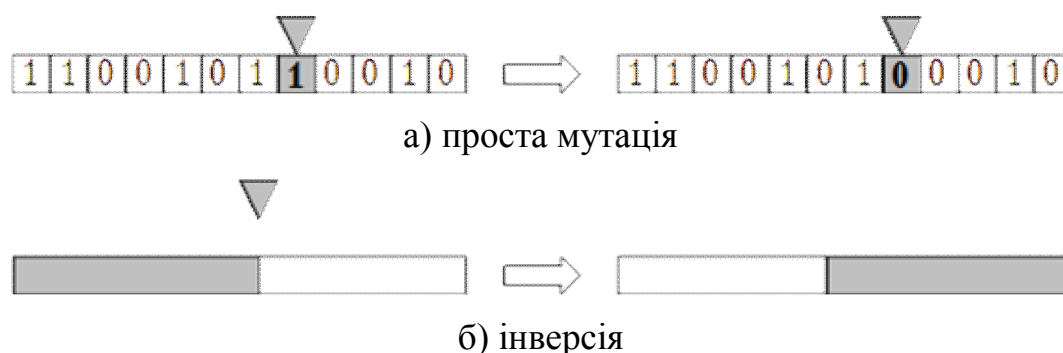


Рис. 2.8. Ілюстрація операції мутації

9. Визначення випадковим чином елемента популяції схем, який замінить утворений дочірній фенотип у наступному поколінні. Тут пріоритет до заміщення мають рішення, що характеризуються найбільшими значеннями цільової функції. Тут також ефективним може виявитися метод рулетки для визначення особини, яку замінить нове породжене рішення. На відміну від описаного в процедурі 6, ширина сектора «рулетки» у даному разі пропорційна значенню цільової функції. Таким чином, найбільшим значенням ймовірності заміщення характеризуються особини популяції з найбільшим значенням цільової функції, тобто найгірші технічні рішення.

Далі управління передають процедурі 5 для виконання чергового кроку генетичного алгоритму та формування нового покоління можливих рішень.

Зазначимо, що розглянутий алгоритм не є єдино можливим, часто використовують різні його модифікації, наприклад, на етапі виконання селекції, склад батьківських пар можна визначати шляхом відкидання найбільш неефективних рішень або методом організації турнірів тощо.

Істотною проблемою, пов'язаною з використанням генетичних алгоритмів у задачах оптимізації конфігурації розподільних електричних систем є налагодження

алгоритму. При цьому вибору підлягають такі характеристики алгоритму, як кількість схем початкової популяції; тривалість їх життєвого циклу; спосіб формування батьківських пар на кожному етапі роботи алгоритму; визначення імовірнісних налаштувань операцій кросинговеру і мутацій тощо. Задача налаштування генетичного алгоритму є багатофакторною і не має типового однозначного розв'язку. Як правило, знижене значення обсягу популяції характеризується недостатньою різноманітністю генотипів і може призвести до передчасної збіжності алгоритму до локального оптимуму, який не відповідає точному розв'язку задачі оптимізації. Навпаки, надмірно завищена кількість схемних рішень популяції часто призводить до неефективного схрещування неперспективних конфігурацій, що ускладнює й істотно уповільнює збіжність алгоритму. Схожа ситуація спостерігається і з налаштуванням характеристик мутацій. Для налаштування генетичних алгоритмів оптимізації конфігурації розподільної електричної мережі ефективним є апарат нечіткої логіки, який забезпечує налаштування алгоритму в багатовимірному просторі регулювання за алгоритмом Сугено.

Найбільшою ймовірністю знаходження глобального екстремуму характеризується генетичний алгоритм з двоточковим кросинговером, регуляцією ймовірності генетичних операторів та оператором мутації з рівномірним розподілом нащадків [40].

Основна проблема, пов'язана із застосуванням запропонованого алгоритму визначення оптимальної конфігурації розподільної електричної мережі, полягає в необхідності контролю зв'язності схеми породжуваних дочірніх конфігураційних рішень. Справа в тому, що реконфігурація робочої схеми розподільної електричної мережі полягає у переміщенні положення розімкненої перемички. Формально стан кожної ділянки робочої схеми можна представити за допомогою двійкового коду:

- «0» – якщо ділянка є розімкненою перемичкою та не входить до складу тракту покриття навантажень підєднаних абонентів;
- «1» – якщо ділянка знаходиться в роботі.

Таким чином, конфігурацію робочої схеми досліджуваної електричної мережі можна подати за допомогою бітового ланцюжка, кожний біт якого містить інформацію про стан відповідної ділянки схеми. Отже, загальний простір пошуку складається з 2^n можливих станів, де n – загальна кількість ділянок схеми електричної мережі.

Водночас слід зважати на те, що більшість можливих станів конфігурації розподільної електричної мережі не має фізичного сенсу, оскільки не забезпечують зв'язності схеми. Дійсно, для задоволення зазначеної вимоги, наприклад для лінії з двобічним живленням, фізичного змісту набувають кодові ланцюжки, які містять тільки один нульовий біт, що сигналізує про положення єдиної резервної перемички. Лише такі можливі схеми конфігурації розподільної електричної мережі задовольняють умовам мінімальної зв'язності робочої схеми. У разі, якщо складнорозгалужена розподільна електрична мережа отримує живлення від трьох джерел живлення, схема має містити дві резервні перемички, а кодовий ланцюжок відповідно лише два нульових біти. У цьому раз потрібний додатковий контроль зв'язності конфігурації робочої схеми. Таким чином, загальний розмір s простору пошуку допустимих конфігурацій розподільної електричної мережі обмежений значенням

$$s \leq \sum_{i=1}^N \frac{n_i!}{(n_i - M_i + 1)!}, \quad (2.4)$$

де N – загальна кількість підмереж; n_i – кількість ділянок i -ї підмережі; M_i – кількість джерел живлення i -ї підмережі.

Зазначимо, що додатковий контроль забезпечення мінімальної зв'язності конфігурації робочої схеми породжуваних дочірніх рішень, з одного боку суттєво скорочує простір пошуку оптимальної конфігурації, але з іншого – суттєво ускладнює застосування математичного апарата генетичних алгоритмів для розв'язання оптимізаційної задачі, оскільки переважна кількість породжуваних за допомогою генетичних операторів рішень не відповідатиме вимогам забезпечення зв'язності схеми та обумовлюватиме роботу генетичного алгоритму «вхолосту».

Інший підхід, що базується на попередньому формуванні простору можливих конфігуційних рішень, не дає змогу його формалізувати простим способом, оскільки така процедура визначається загальною конфігурацією конкретної розподільної електричної мережі та є доволі трудомісткою.

Запропоновано альтернативний підхід до штучного обмеження простору пошуку оптимальних конфігурацій схем, який базується на наступних міркуваннях.

Розглянемо, наприклад, лінію з двобічним живленням, представлену на рис. 2.9, яка містить 11 ділянок та забезпечує живлення 10 абонентських ТП.

Будемо розглядати однорідну ідеалізовану електричну мережу, виконану повітряними лініями з проводом АС-35. Всі ділянки схеми однакової довжини. Також однаковими є потужності навантажень під'єднаних споживачів.

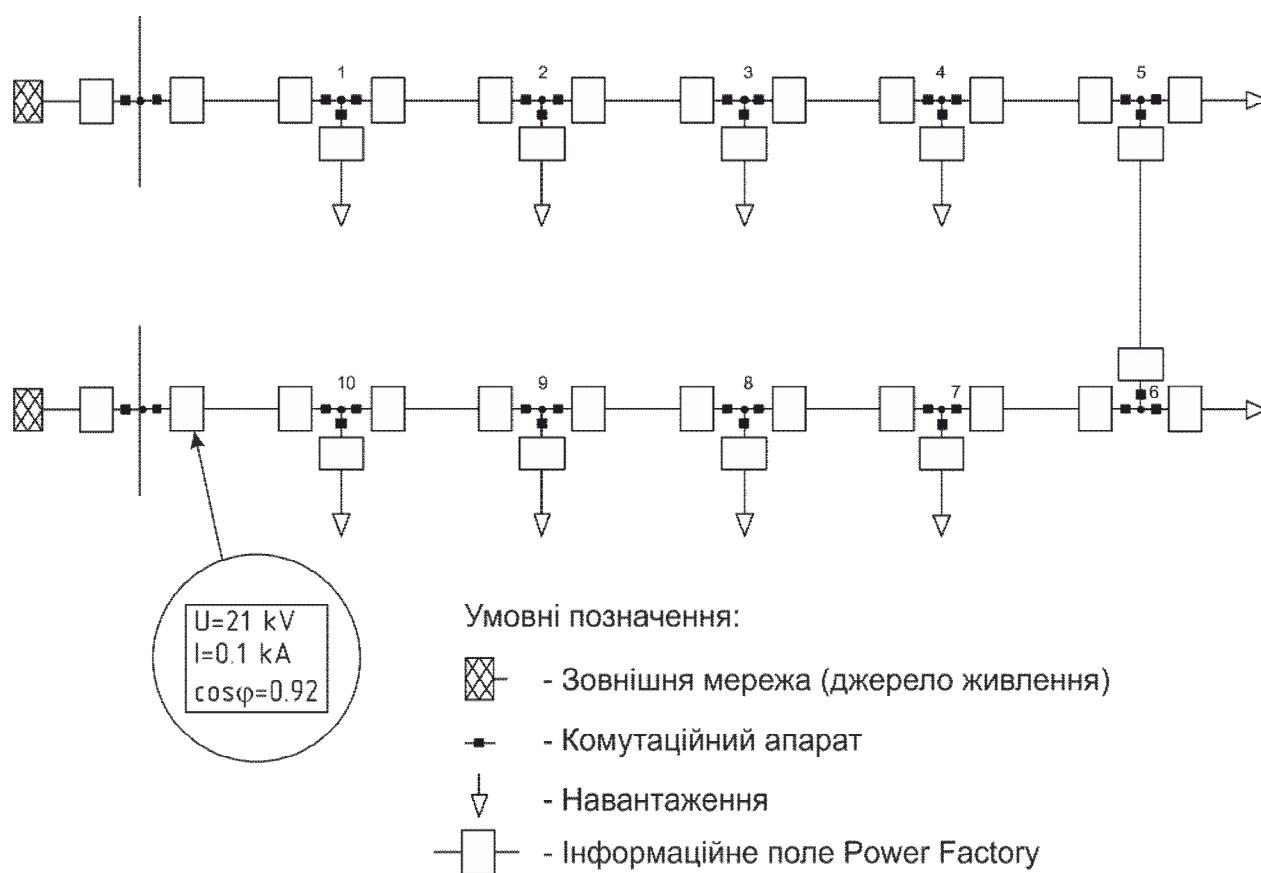


Рис. 2.9. Схема лінії з двобічним живленням

На рис. 2.10 представлена графічна залежність сумарних втрат активної потужності ΔP_{Σ} в досліджуваній електричній системі від місця резервної перемички

на ділянках N мережі. Очевидно, що оптимальною є конфігурація розподільної електричної мережі, в якій резервна перемичка розташована посередині, тобто на ділянці 5-6. На рис. 2.11 представлена та сама залежність у віддзеркаленому вигляді. Крім того, на осі абсцис позначено пункти J_i навантаження та ділянки N електричної мережі. Таку залежність можна інтерпретувати як ілюстрацію наявності «зон притягування» так званих атракторів у кожного з джерел живлення лінії.

Дійсно, оптимальний розподіл електричних навантажень між джерелами живлення визначає певну сукупність споживачів електричної енергії, які отримуватимуть живлення від відповідного джерела. Таким чином, задача оптимізації конфігурації розподільної електричної мережі полягає у визначенні груп абонентських підстанцій, які «притягуються» до відповідних джерел живлення, а для джерел живлення – визначення зон атракторів, які містять відповідні групи споживачів.

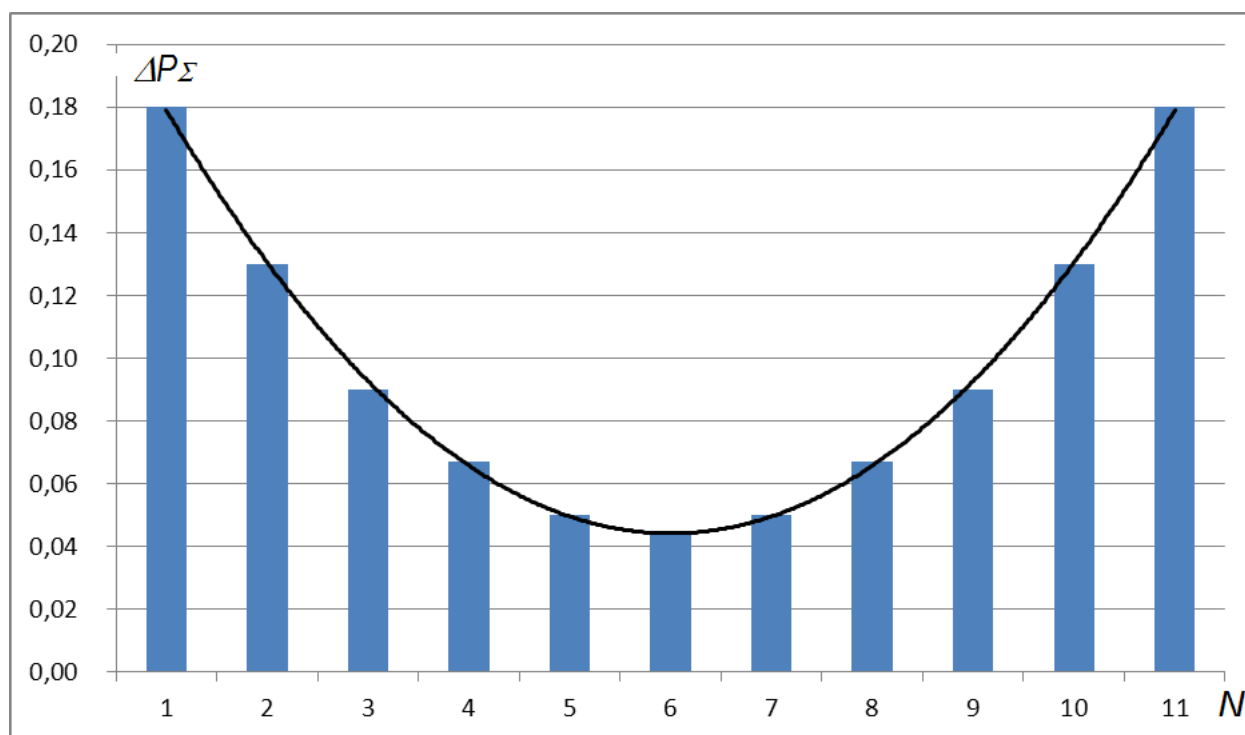


Рис. 2.10. Залежність сумарних втрат активної потужності
від положення резервної перемички в ідеальній лінії
з двобічним живленням

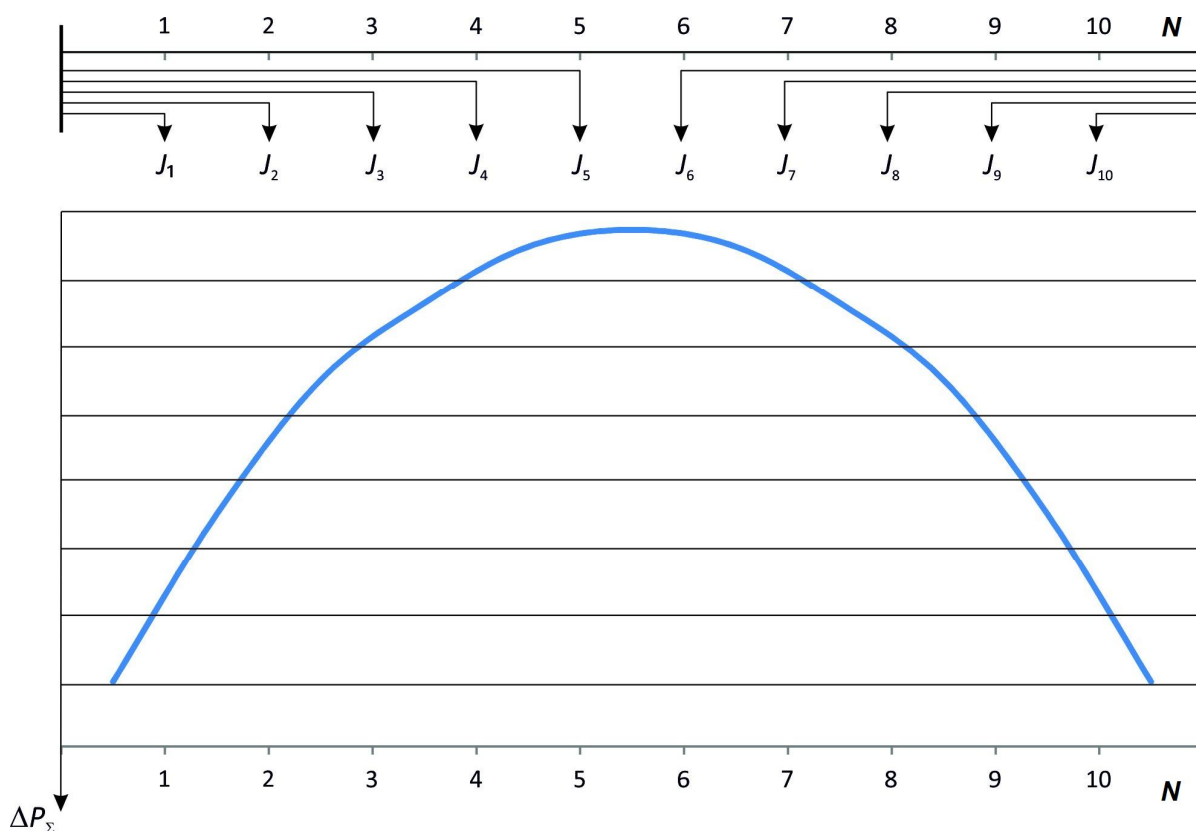


Рис. 2.11. Ілюстрація визначення зон атрактора джерел живлення лінії з двобічним живленням

Кожна з зон атракторів джерел живлення лінії з двобічним живленням визначає множину під'єднаних споживачів, які отримують живлення від відповідного джерела за оптимальної конфігурації робочої схеми. Гранична точка, яка розділяє зони атракторів джерел живлення, відповідає електричному центру навантажень лінії з двобічним живленням. Для однорідної лінії координату електричного центру навантажень визначають за виразом

$$l_x = \frac{\sum_{i=1}^N P_i l_{0i}}{\sum_{i=1}^N P_i} \quad (2.5)$$

де N – загальна кількість ділянок лінії з двобічним живленням; l_i – довжина i -ї ділянки схеми; P_i – активна потужність навантаження пункту наприкінці i -ї ділянки; l_{0i} – відстань від початку лінії до кінця i -ї ділянки.

На ділянці, до якої належить електричний центр навантажень, слід встановити резервну перемичку, розділивши таким чином споживачів електричної системи між двома джерелами живлення за умови мінімуму втрат активної потужності в електричній мережі.

Слід зазначити, що для реальних ліній з двобічним живленням координата електричного центра навантажень визначається ступенем неоднорідності схеми, різницею напруг на шинах джерел живлення, співвідношеннями між потужностями та коефіцієнтами потужностей навантажень.

Більш складною є задача оптимального секціонування розподільної електричної мережі, яка містить три джерела живлення та більше. Так, наприклад, розподільна електрична мережа з трьома джерелами живлення містить дві резервні перемички, положення яких визначається зонами атракторів кожного з джерел живлення, як показано на рис. 2.12.

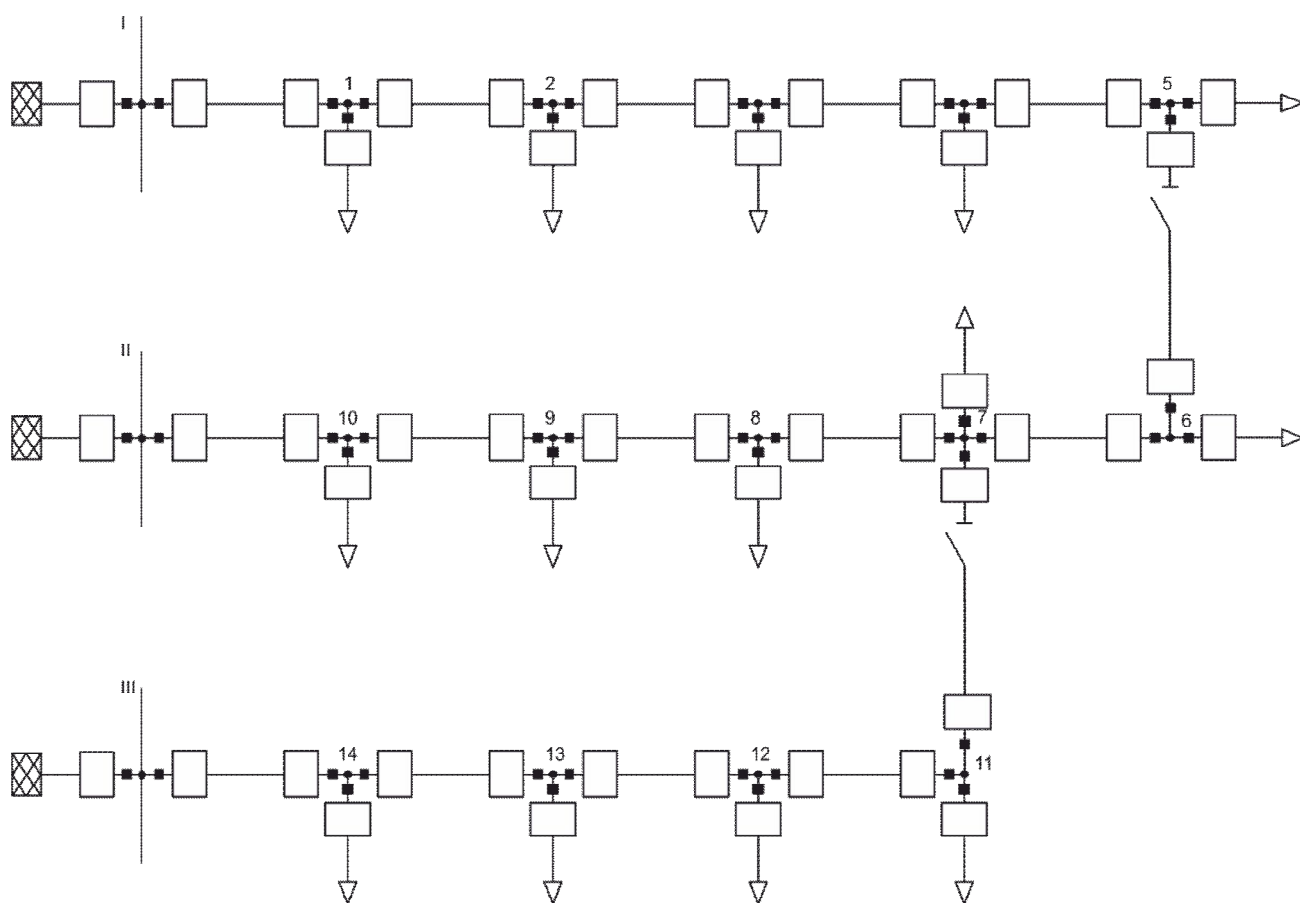


Рис. 2.12. Розподільна електрична мережа з трьома джерелами живлення

Для такої схеми можна організувати визначення електричних центрів навантаження для кожної пари джерел живлення. Кожна з таких операцій визначить відповідні електричні центри навантажень та положення резервних перемичок. Об'єднання отриманих результатів може дати один з наступних випадків:

- 1) електричні центри навантажень для двох пар джерел живлення припадають на одну і ту саму ділянку схеми. В результаті схема поділена на три зв'язані підсистеми, як показано на рис. 2.13, всі споживачі отримують живлення. Задачу визначення атракторів джерел живлення вважають розв'язаною;
- 2) електричні центри навантажень для можливих пар джерел живлення припадають на різні ділянки. В результаті схема втрачає зв'язність, при чому незв'язним залишається одне електричне навантаження, як показано на рис. 2.14. У цьому разі слід видалити одну з резервних перемичок таким чином, щоб приєднати такий пункт навантаження до найменш завантаженого джерела живлення;

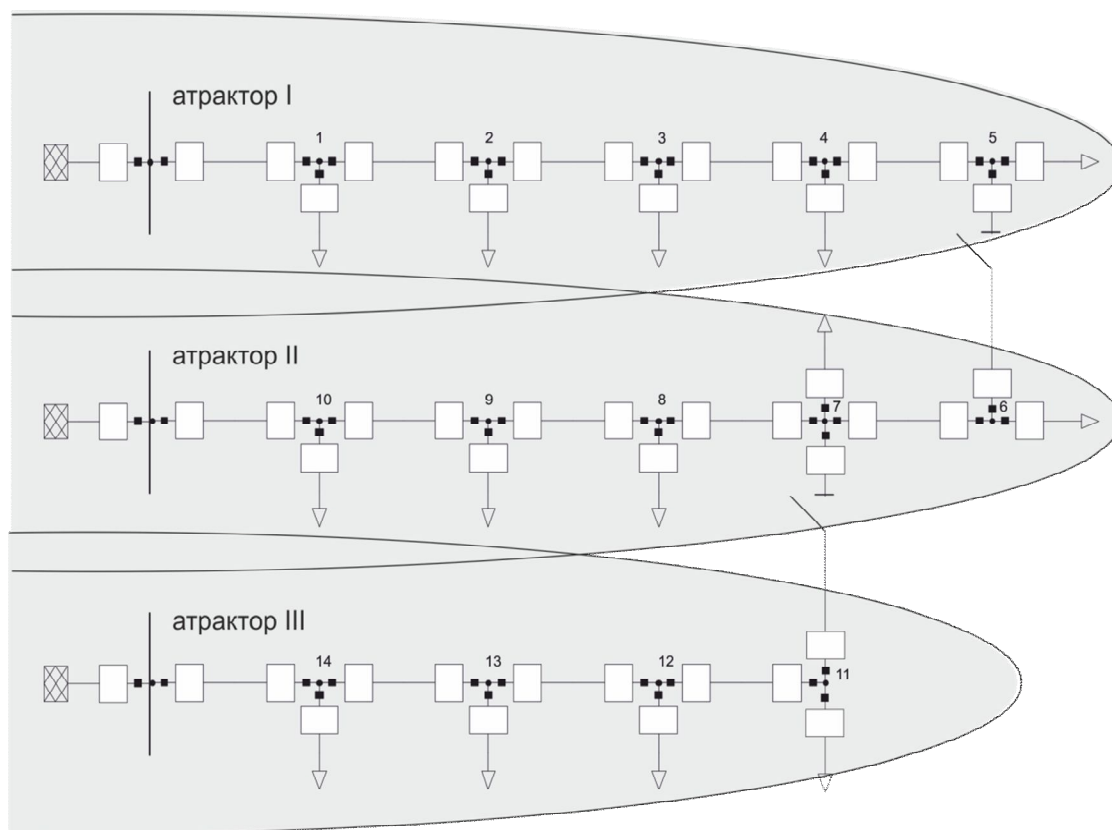


Рис. 2.13. Виділення атракторів у мережі з трьома джерелами живлення

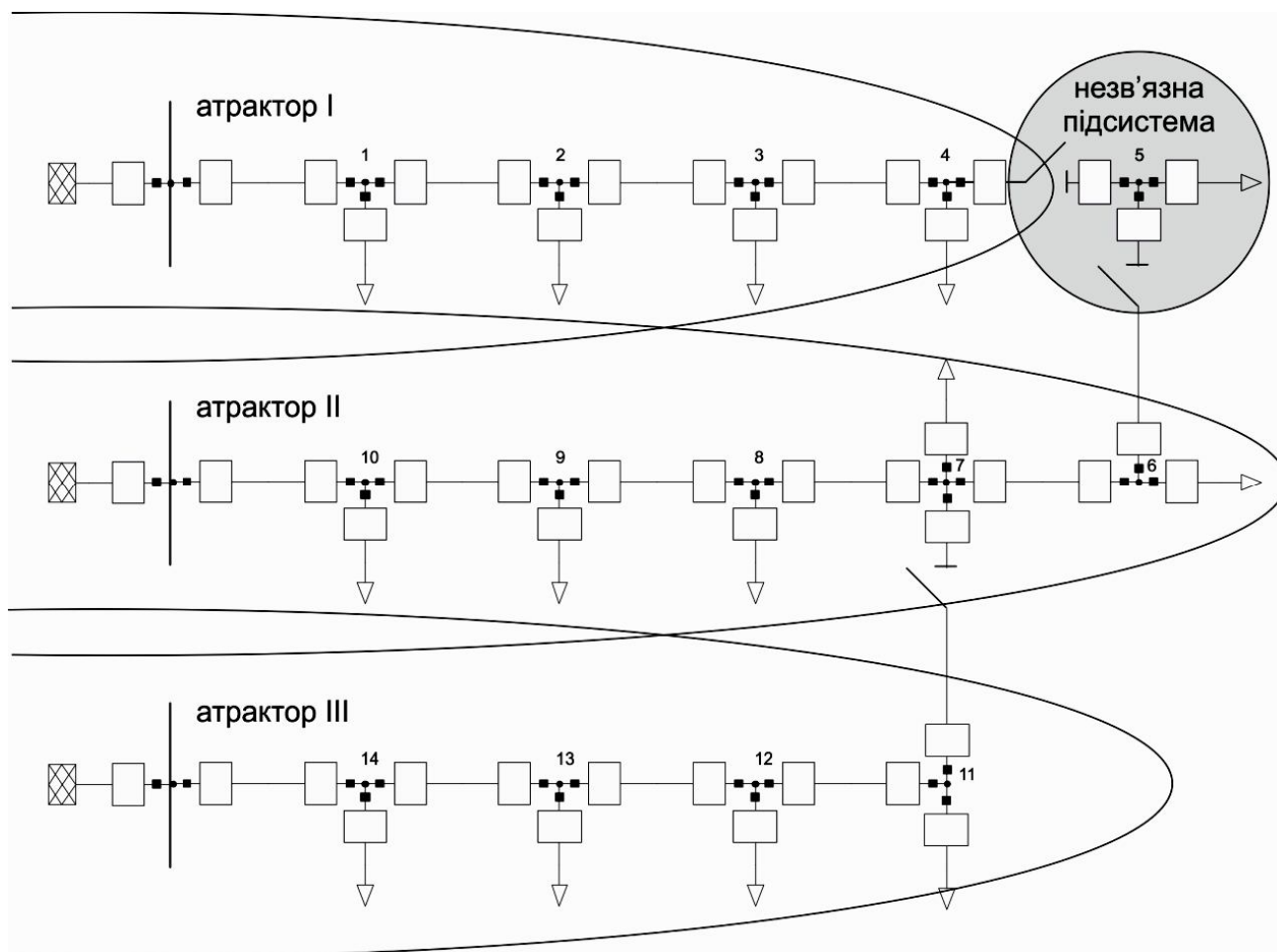


Рис. 2.14. Виділення незв'язного вузла в схемі

- 3) електричні центри навантажень для можливих пар джерел живлення припадають на різні ділянки. В результаті схема втрачає зв'язність, при чому незв'язною залишається окрема підсистема, яка містить декілька пунктів навантаження, як показано на рис. 2.15. У цьому разі операцію визначення електричних центрів навантаження слід повторити для виокремленої підсхеми.

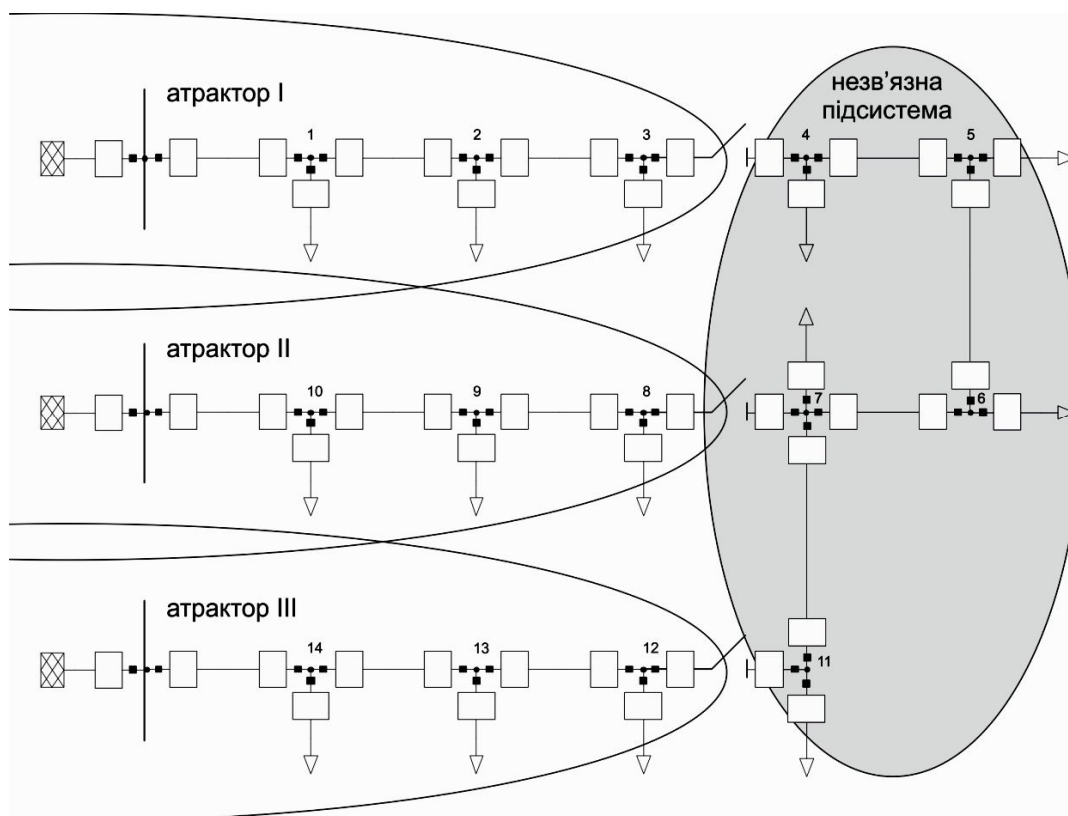


Рис. 2.15. Виділення незв'язної підсистеми

Аналогічний підхід слід застосувати до розподільних електричних мереж, які містять чотири джерела живлення та більше.

Слід зазначити, що зони атрактора кожного з джерел живлення реальної розподільної електричної мережі визначаються параметрами розрахункової схеми мережі, різницею напруг на шинах джерел живлення, співвідношенням між потужностями навантажень під'єднаних абонентів. Збільшення потужності навантаження абонента, розташованого поблизу джерела живлення, скорочує ширину його зони атрактора, а збільшення напруги на шинах джерела живлення, навпаки, збільшує.

Очевидно, для певного діапазону зазначених параметрів робочих режимів електричної системи існують безумовні зони атракторів кожного з джерел живлення, тобто множини під'єднаних споживачів, які отримуватимуть живлення від відповідних джерел живлення у будь-яких нормальних режимах. Решта (частина) схеми обумовлює так звану «пограничну» зону, виділену на рис. 2.16 сірим кольором, в якій будуть знаходитись резервні перемички, причому їх конкретне

положення буде визначатися параметрами поточного режиму електричної системи. Саме до ділянок «пограничної» частини схеми електричної мережі слід застосувати математичний апарат генетичних алгоритмів для організації оптимальної реконфігурації робочої схеми.

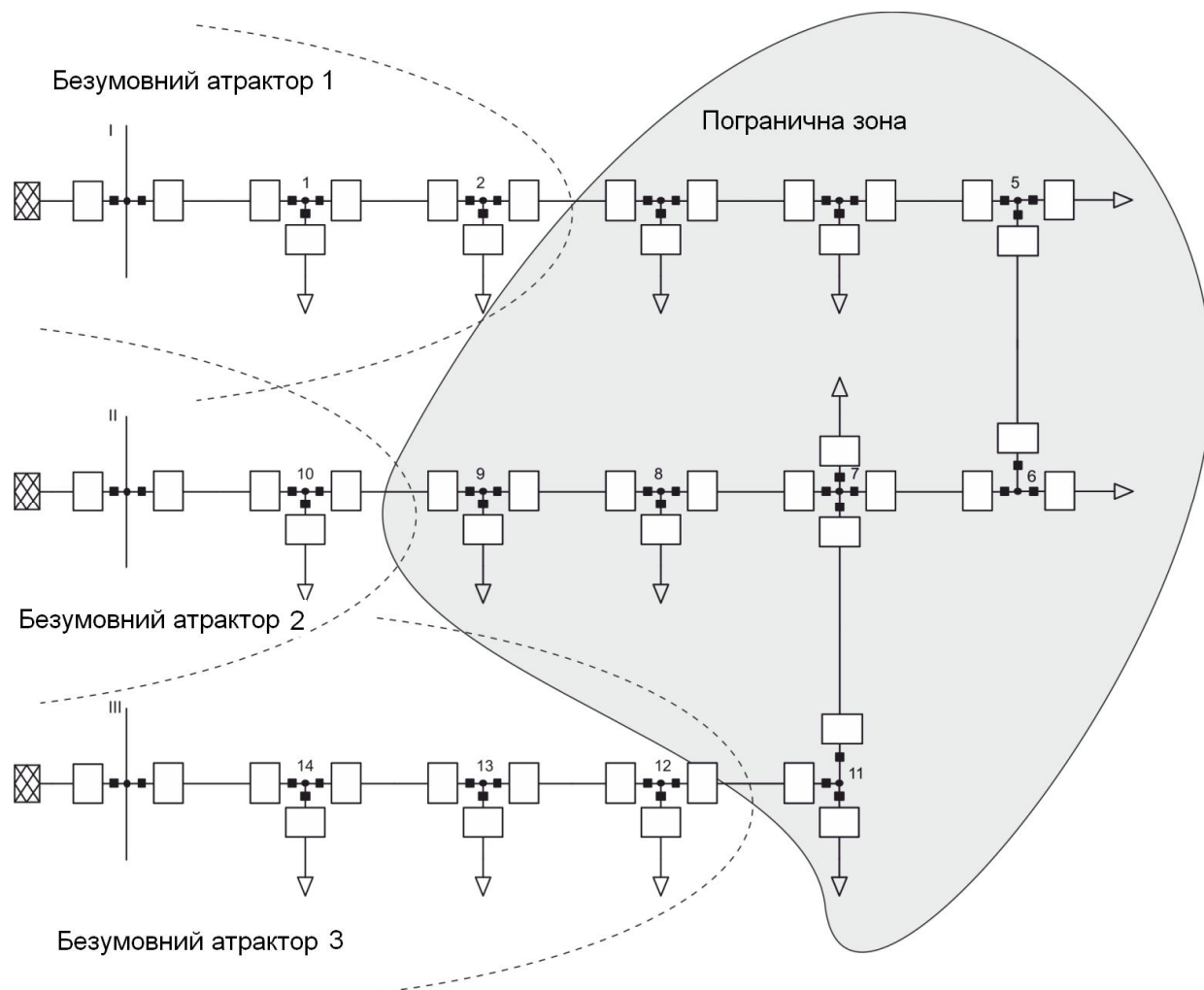


Рис. 2.16. Ілюстрація визначення «пограничної» зони в розподільній електричній мережі

Для визначення зон безумовних атракторів джерел живлення i , отже, «пограничної» зони схеми слід застосувати мінімаксний підхід, який полягає в наступному. Послідовно розглядають всі джерела живлення електричної системи. Для кожного поточного джерела беруть максимально можливі потужності навантажень пунктів на ділянках між джерелом живлення та поточним положенням розімкненої резервної перемички. Для інших джерел, навпаки, мінімізують потужності найближчих навантажень (рис. 2.17). Далі застосовують описаний вище метод визначення атракторів джерел живлення i і отримують склад безумовного

атрактора поточного джерела. Потім розглядають наступне джерело живлення і так далі.

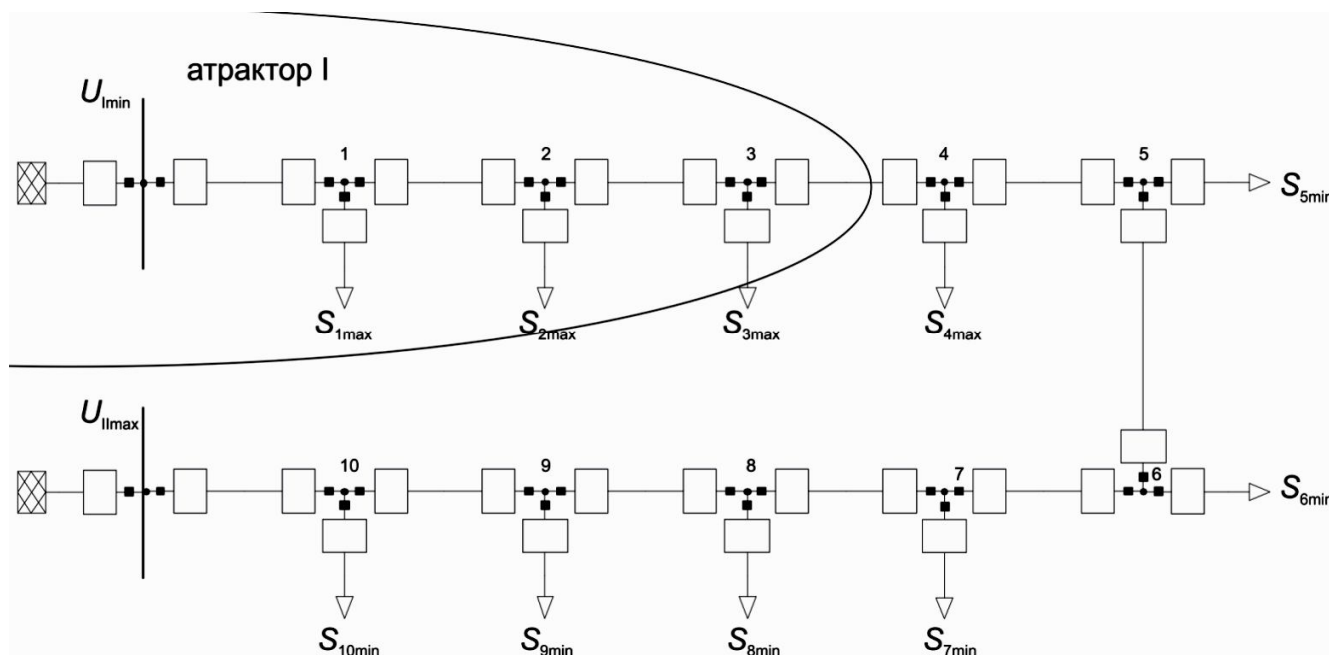


Рис. 2.17. Ілюстрація виділення безумовного атрактора джерела I лінії з двобічним живленням

Таким чином, виділення зон безумовних атракторів джерел живлення розподільної електричної мережі та «пограничної» зони схеми дає змогу суттєво скоротити розмірність простору пошуку оптимального рішення та успішно реалізувати математичний апарат теорії генетичних алгоритмів до оптимальної реконфігурації розподільної електричної мережі.

Розроблений метод [57, 87] оптимальної реконфігурації розподільної електричної мережі з використанням апарата генетичних алгоритмів полягає в виконанні наступних процедур.

1. Проглядають послідовно попарно всі джерела живлення розподільної мережі і на основі мінімаксного підходу виділяють зони безумовного атрактора кожного джерела. Для цього максимізують потужності навантажень абонентських підстанцій одного джерела живлення та мінімізують потужності навантажень іншого джерела живлення. Далі

за виразом (2.5) визначають ділянку схеми, до якої належить електричний центр навантажень. Умовне вилучення цієї ділянки поділяє схему на дві незв'язні частини, одна з яких визначає зону безумовного атрактору поточного джерела живлення. Саме такі операції виконують також для інших джерел живлення. Частина схеми, яка не потрапила до складу жодного безумовного атрактора утворює «пограничну» зону, в якій буде здійснюватись пошук місць розміщення резервних перемичок.

2. Визначають спосіб кодування генетичної інформації про конфігурацію розподільної електричної мережі. Для цього формують бітовий ланцюжок, довжина якого дорівнює кількості ділянок у складі «пограничної» зони. Кожний біт такого ланцюжка визначає стан відповідної ділянки схеми («1» – ділянка знаходиться у роботі; «0» – ділянка є резервною перемичкою).
3. Формують початкову популяцію можливих конфігураційних рішень (схем) розподільної електричної мережі. Обсяг початкової популяції залежить від розмірності «пограничної» зони схеми та перебуває у межах 20-30 особин. Формують фенотипи всіх конфігурацій схем, тобто особин початкової популяції. Одна з таких особин має відповідати вихідній схемі розподільної мережі. Решту фенотипів заповнюють за допомогою генератора випадкових чисел із рівномірним розподілом.
4. Для всіх особин початкової популяції конфігурацій можливих робочих схем обраховують значення цільової функції (2.1), яка визначає ступінь оптимальності відповідного конфігураційного рішення. Також визначають усереднене значення цільової функції для початкової популяції в цілому.
5. Формують колесо «рулетки» для визначення поточної батьківської пари конфігурацій схем розподільної електричної мережі. Для цього умовне колесо поділяють на сектори. Кількість секторів дорівнює кількості особин поточної популяції. Ширина сектора має бути тим більшою, чим менше значення цільової функції для відповідного конфігураційного рішення. Ширину кожного сектора у відносних одиницях визначають за виразами

$$\Phi'_i = \frac{1}{\Phi_i};$$

$$\Delta_i = \frac{\Phi'_i}{\sum_{i=1}^N \Phi'_i}$$

де Φ_i - значення цільової функції для схеми поточної популяції; i – індекс поточної схеми (особини) у складі популяції; N – загальна кількість схем у складі популяції; Δ_i – ширина сектору «рулетки», який відповідає i -й схемі популяції у відносних одиницях.

6. За допомогою генератора випадкових чисел з рівномірним розподілом двічі «запускають» колесо «рулетки» та визначають дві особини поточної популяції, генетичний матеріал яких буде використано для формування нового дочірнього технічного рішення.
7. До обраної батьківської пари застосовують генетичний оператор двоточкового кросинговеру, результатом виконання якого буде формування нового дочірнього рішення.
8. За допомогою генератора випадкових чисел із рівномірним розподілом визначають необхідність застосування генетичного оператора мутації до сформованого нового фенотипу і у разі необхідності застосовують такий оператор.
9. Для нового конфігураційного рішення за виразом (2.1) обчислюють значення цільової функції оптимальності.
10. Формують колесо «рулетки» для визначення особини поточної популяції, яку замінить згенероване нове рішення. У цьому разі ширина секторів колеса має бути тим більшою, чим більше значення цільової функції відповідного фенотипу. Таку ширину у відносних одиницях обчислюють за виразом

$$\Delta_i = \frac{\Phi_i}{\sum_{i=1}^N \Phi_i}$$

В результаті ширина кожного сектору «рулетки» прямо пропорційна значенню цільової функції для відповідного конфігураційного рішення.

За допомогою генератора випадкових чисел із рівномірним розподілом виконують одноразовий «запуск» колеса «рулетки» та визначають особину поточної популяції, яку замінить нове дочірнє конфігураційне рішення. Виконують таке заміщення та перераховують усереднене значення цільової функції для оновленої популяції, тобто множини схем.

11. Перевіряють умови збіжності генетичного алгоритму. Якщо кількість поколінь згенерованих дочірніх рішень досягла граничного значення або всі фенотипи поточної популяції можливих конфігурацій схем електричної мережі збіглися до одного рішення, роботу генетичного алгоритму завершують, а найкраще (з найменшим значенням цільової функції) конфігураційне рішення схем поточної популяції подають як оптимальне. В іншому разі виконують наступний цикл генетичного алгоритму, починаючи з процедури 5.

Таким чином, задача оптимальної реконфігурації розподільної електричної мережі, яка має на меті мінімізувати втрати активної потужності за умови забезпечення нормованої якості електричної енергії за напругою та надійності електропостачання, є складною багатокритеріальною динамічною задачею, функція оптимальності якої носить дискретний характер, а режимні параметри – стохастичний та часто невизначений характер. Це ускладнює застосування традиційних методів оптимізації – Лагранжа, градієнтного спуску тощо.

Запропоновано застосування математичного апарата теорії генетичних алгоритмів для розв’язання поставленої оптимізаційної задачі. Апарат генетичних алгоритмів поєднує в собі ймовірнісну комбінаторику і градієнтний спуск та дає змогу організувати направлений пошук оптимальної конфігурації розподільної електричної мережі в багатовимірному просторі можливих положень розімкнених комутаційних апаратів на підставі рекомбінації генетичної інформації, яка містить дані про можливі допустимі схеми електричної мережі.

З метою прискорення роботи та підвищення ефективності генетичних алгоритмів та зниження ймовірності розглядання незв'язних схем електричної мережі, запропоновано штучно обмежувати простір пошуку шляхом виділення зон безумовних атракторів джерел живлення, які містять ділянки схеми, що забезпечують живлення визначених споживачів за будь-яких поєднань допустимих параметрів режимів (напруг на шинах джерел живлення, потужностей навантаження тощо). Решту частину схеми утворює «погранична» зона, в якій безпосередньо здійснюється пошук місць розміщення резервних перемичок з метою оптимального секціонування розподільної мережі. Виділення безумовних зон атракторів джерел живлення та «пограничної» зони у складі схеми розподільної електричної мережі дає змогу суттєво скоротити простір пошуку оптимального рішення та підвищити ефективність застосування математичного апарату генетичних алгоритмів до розв'язання оптимізаційної задачі без необхідності додаткового трудомісткого контролю умов зв'язності робочої схеми мережі.

Використання представленого методу оптимальної реконфігурації розподільної електричної мережі дає можливість визначити місця розташування резервних перемичок та секціонувати розподільну електричну мережу таким чином, щоб втрати на транспортування електричної енергії мережею та економічні збитки від її недовідпуску споживачам були найменшими за умови забезпечення нормативної якості електричної енергії за напругою в точках приєднання абонентів та збереження мінімальної зв'язності схеми електричної мережі.

2.3 Метод визначення місця встановлення резервних перемичок розподільної електричної мережі в післяаварійному режимі

Розподільні електричні мережі, як у світових енергосистемах, так і в Україні, організовано за радіальними схемами: від центра живлення до споживачів відходять протяжні фідери з відгалуженнями. З цієї причини пошкодження на будь-якій ділянці такої мережі призводить до відключення споживачів по всій довжині лінії і,

що часто спостерігається, на тривалий термін. Для забезпечення безперебійності електропостачання в разі аварійного відключення фідера, живлення здійснюється через резервні перемички від сусідніх фідерів. Тобто на випадок пошкоджень між фідерами існують резервні перемички, комутуючі елементи яких автоматично або вручну дають можливість забезпечувати живлення навантаження пошкодженого фідера в післяаварійному режимі.

При проектуванні розподільних мереж в основі прийняття рішення щодо розміщення комутуючих елементів резервних перемичок у схемі мережі для забезпечення електропостачання в післяаварійних режимах, а також у процесі експлуатації для покращення ефективності функціонування мереж, необхідно вирішувати складну задачу багатоцільової оптимізації. При тому, що зміна конфігурації схеми (реконфігурація) мережі виконується за умови обмежень на втрати потужності, рівень напруги, надійності і неоднорідності мережі з урахуванням нелінійності поточкорозподілу та допустимості режиму.

Реконфігурацію мережі можна представити як процес зміни топології розподільної електричної мережі шляхом зміни стану розімкнених та замкнених її комутаційних елементів. Тобто реконфігурація представляє собою нелінійну багатокомбінаторну задачу з певними обмеженнями (кількості комутуючих елементів, втрат потужності, падіння напруги і таке інш.). Для її вирішення використовують різні математичні методи.

На сьогодні управління конфігурацією мережі стає важливою частиною менеджменту електричних мереж. Досить велика кількість наукових праць відображає різні підходи до вибору оптимальної конфігурації розподільної мережі, але в основній частині вони беруть за критерій оптимальності втрати потужності, а обмеженнями виступають відхилення напруги або струми у вітках. Одним з напрямків наукових досліджень по реконфігурації мережі, який націлений на зменшення втрат електричної енергії, є реалізація алгоритму, за яким всі ввімкнені комутаційні апарати в схемі послідовно вимикаються з метою розмикання замкнених контурів для визначення радіальних відгалужень [130]. Використовуються індексні методи визначення ступеня порушення певних

обмежень в пунктах схеми та індексації відгалужень за втратами електроенергії [118]. У методі, викладеному в роботах [112, 128], пропонується перенесення навантаження між пунктами для зменшення втрат по відгалуженнях та симетрування навантаження. Мають місце і методи перенесення навантаження за умови обмежень потоків потужності та рівнів напруги в пунктах [101], а також розподіл мережі на збалансовані підсистеми [77, 103, 150]. Використовують також алгоритми реконфігурації радіальної мережі з введенням реактивної потужності [116]. У роботах [104, 109, 110, 111, 112, 121, 136, 138, 139, 145, 148, 149, 153, 156] за основний критерій реконфігурації розподільної мережі прийнято зменшення втрат електроенергії в поєднанні з комбінаторикою комутаційних перемичок у схемі. Оптимальний режим роботи розподільних електричних мереж за мінімумом втрат активної потужності не гарантує високий рівень виконання покладених на них задач з забезпечення якісного і надійного електропостачання. У роботах [30, 33, 35] для визначення місць секціонування розподільної електричної мережі запропоновано оцінку якості функціонування розподільної електричної мережі за критерієм, який отримано при поєднанні теорії марковських процесів та критеріального методу. Для розв'язання задач реконфігурації запропоновано і методи покрокового пошуку та оцінки величини втрат від недовідпуску електроенергії споживачам за тією чи іншою топологією [79]. Запропоновано також і методи оцінки параметрів реакції зв'язків у формі адресних відображень [8, 38]. Ефективними при розв'язанні задачі реконфігурації в мережі є методи з використанням інтелектуальних технологій оптимізації Honey Bee Mating Optimization [137] та рою частинок [80].

На практиці оптимальні місця зв'язку між фідерами формують у точках поточкорозподілу вихідної замкнутої (радіально-кільцевої) мережі за результатами розрахунку поточкорозподілу в R-схемі [81]. Для оцінки економічності режимів розподільних мереж персонал структурних підрозділів енергосистеми щорічно розробляє так звану «нормальну» схему експлуатації з чітко встановленими точками розмикання контурів та формуванням радіальної топології з умовами роботи засобів захисту та автоматики.

Виходячи зі світової концепції формування інтелектуальної мережі Smart Grid [25, 106, 132], з використанням в якості комутаційних елементів дистанційно-керованих вакуумних вимикачів – реклоузерів [29], автором запропоновано метод визначення оптимальної конфігурації розподільної мережі шляхом аналізу режиму вихідної розімкненої мережі на основі математичного апарата нечіткої логіки, який дає змогу проводити оптимізацію одночасно за декількома критеріями.

Тобто розв'язана задача визначення оптимальної конфігурації розподільної мережі, а точніше місць розміщення резервних комутаційних перемичок для забезпечення мінімальних втрат електроенергії при реконфігурації схеми у разі аварійних вимикань фідерів [86].

Особливість методу полягає не в комбінаторному перенесенні навантаження між фідерами шляхом замикання комутуючих елементів введених в схему перемичок та розмикання комутуючих елементів в основних пунктах живлення фідерів, а в знаходженні конфігурації схеми шляхом визначення нечітким логічним контролером (НЛК) рейтингу комутуючих елементів можливих резервних перемичок за трьома критеріями (падінням напруги на кінцевій ділянці, значенням струму та коефіцієнта потужності на головній ділянці) з подальшим знаходженням оптимальної перемички за мінімальними втратами електроенергії для комутуючих елементів (вимикачів) з максимальним значенням рейтингу.

Розглянемо два фідера $f1$ та $f2$, які відходять від шин підстанції живлення ПС (рис. 2.18 а). Почерговим вимиканням одного з фідерів формуємо структури дерев мережі в післяаварійному режимі (рис. 2.18 б, в). Зв'язуючими елементами між ділянками двох фідерів будуть вимикачі Q_i , які й визначають кількість варіантів $N = 2i$ дерева мережі, тобто i - при живленні по одному фідеру та i – по другому. Для кожного варіанта дерева реконфігурованої мережі проводимо моделювання усталених режимів з визначенням таких параметрів:

потокорозподіл по ділянках

$$P_{n-1} = P_n + r_n \frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_n^2}; \quad (2.6)$$

$$Q_{n-1} = Q_n + x_n \frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_n^2}; \quad (2.7)$$

напруга в пункті f

$$U_f = \sqrt{U_0^2 - 2 \sum_{n=1}^f (P_{np} r_{np} - Q_{np} x_{np})}; \quad (2.8)$$

струм на головній ділянці

$$I_0 = \frac{\sqrt{\sum_{n=1}^f (P_{np}^2 + Q_{np}^2)}}{\sqrt{3} U_0}; \quad (2.9)$$

коефіцієнт потужності $\cos \varphi$ на головній ділянці

$$\cos \varphi = \cos \left(\arctan \frac{\sum_{n=1}^f P_{np}}{\sum_{n=1}^f Q_{np}} \right); \quad (2.10)$$

сумарні втрати потужності по фідеру

$$\Delta S_{\Sigma} = \sum_{n=1}^f (\Delta P_n + J \Delta Q_n). \quad (2.11)$$

Параметри, представлені формулами (2.6)...(2.10), які розраховані для i конфігурацій схем по кожному фідеру живлення, визначають вхідні лінгвістичні змінні нечіткого логічного контролера (НЛК). Вихідною лінгвістичною змінною контролера є рейтинг «rating» R_{i1} та R_{i2} активного елемента (вимикача Q_i), тобто НЛК формує множину рейтингів $\{R_{11}, R_{21}, \dots, R_{i1}\}$ вимикачів Q_i у схемі живлення від першого $f1$ фідера та множину рейтингів $\{R_{12}, R_{22}, \dots, R_{i2}\}$ тих же вимикачів у схемі живлення від другого $f2$ фідера. У подальшому визначається максимальний рейтинг на одній та другій множинах:

$$R_{k1} = \max\{R_{11}, R_{21}, \dots, R_{i1}\}, \quad R_{l2} = \max\{R_{12}, R_{22}, \dots, R_{i2}\},$$

де k – номер вимикача з максимальним рейтингом, при $1 \leq k \leq i$ для одного фідера і l – номер вимикача з максимальним рейтингом для другого фідера при $1 \leq l \leq i$.

У випадку, коли вимикач має максимальні рейтинги при живленні від фідерів $f1$ та $f2$, тобто $k = l$, номер вимикача для резервної перемички визначається однозначно.

В інших випадках, коли вимикач може мати максимальний рейтинг при живленні схеми від одного фідера, і нижчий максимального при живленні від другого фідера, номер вимикача для резервної перемички визначається шляхом

визначення мінімального значення сумарних втрат потужності для конфігурацій схем з перемичками, що реалізовані вимикачами Q_k та Q_l , які мають в одному з варіантів схеми максимальний рейтинг

$$\min[(\Delta S_{\Sigma}^{kf1} + \Delta S_{\Sigma}^{kf2}), (\Delta S_{\Sigma}^{lf1} + \Delta S_{\Sigma}^{lf2})] \Rightarrow (Q_k | Q_l),$$

де $\Delta S_{\Sigma}^{kf1}, \Delta S_{\Sigma}^{kf2}$ – сумарні втрати потужності для конфігурації схем з перемичкою, яка реалізована вимикачем Q_k відповідно при живленні від фідерів $f1$ та $f2$; $\Delta S_{\Sigma}^{lf1}, \Delta S_{\Sigma}^{lf2}$ – сумарні втрати потужності для конфігурації схем з перемичкою, яка реалізована вимикачем Q_l відповідно при живленні від фідерів $f1$ та $f2$.

Для реалізації представленого методу визначення місця резервної перемички між фідерами за рейтингом вимикача синтезовано нечіткий логічний контролер (НЛК), який виконує аналіз режимних параметрів конфігурацій схем мережі на основі математичного апарата нечітких множин. Прийняття логічного рішення щодо встановлення рейтингу вимикача виконується за алгоритмом Мамдані [36,91] з вихідною лінгвістичною змінною рейтингу «*rating*» (R), яка включає п'ять нечітких змінних {*низький, нижче середнього, середній, вище середнього, високий*} або у вигляді терм-множини $R = \{l, lm, m, hm, h\}$.

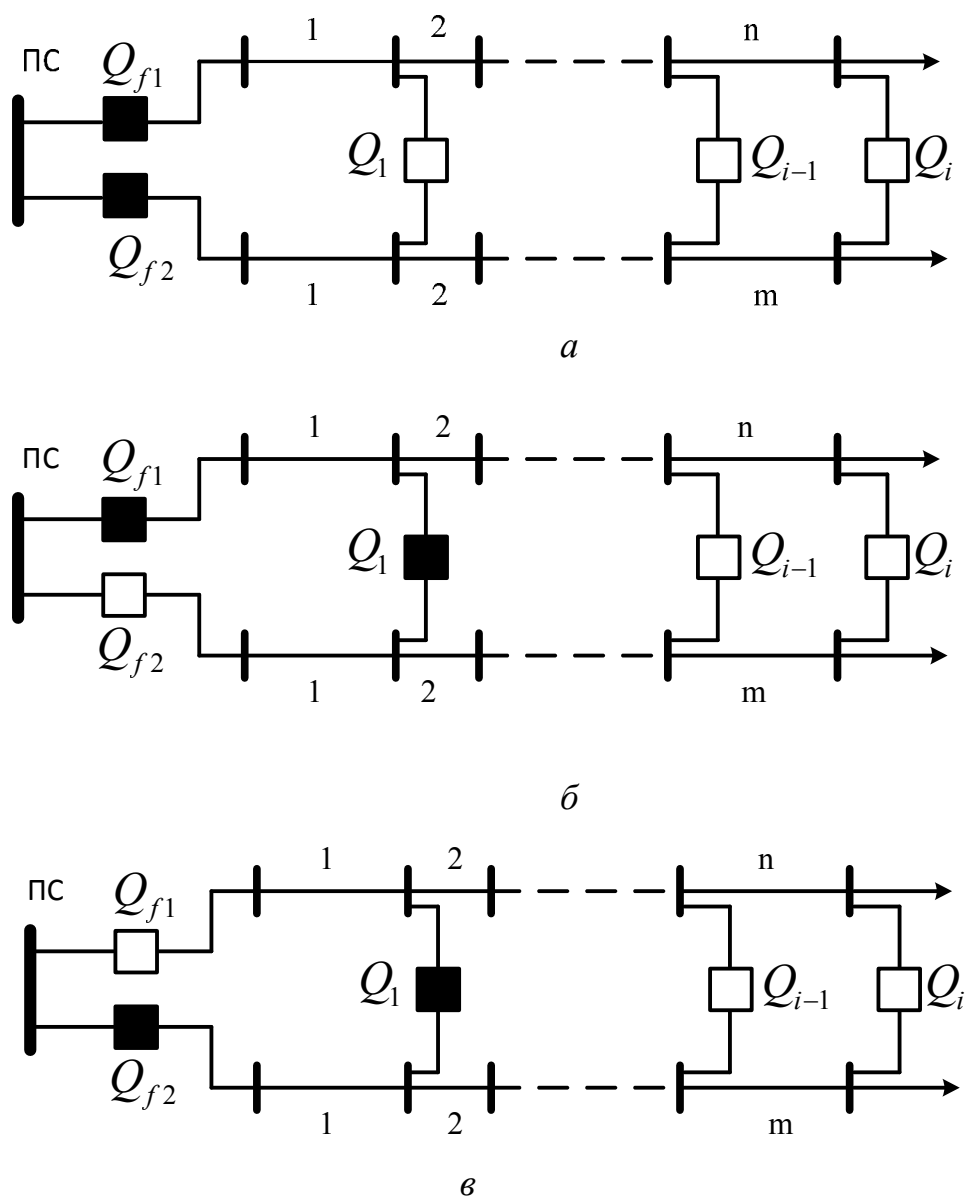
Нечіткі змінні l (типу Z) та h (типу S) представлені трапецієподібними сплайн-функціями належності:

$$\mu_T(R; a, b, c, d) = \begin{cases} 0, & R \leq a \\ \frac{R-a}{b-a}, & a \leq R \leq b \\ 1, & b \leq R \leq c \\ \frac{d-R}{d-c}, & c \leq R \leq d \\ 0, & d \leq R \end{cases};$$

всі інші – трикутними:

$$\mu_{\Delta}(R; a, b, c) = \begin{cases} \frac{R-a}{b-a}, & a \leq R \leq b \\ \frac{c-R}{c-b}, & b \leq R \leq c \\ 0, & c \leq R \end{cases},$$

де a, b, c, d – деякі числові параметри, що набувають довільних дійсних значень і упорядковані відношенням $a \leq b \leq c \leq d$.



Позначення: - розімкнено - замкнено

Рис. 2.18. Схема мережі з двома фідерами живлення: а – нормальний режим; б – аварійний режим у другому фідері; в - аварійний режим у першому фідері

Графічне представлення розміщення терм-множини лінгвістичної змінної «*rating*» на прийнятому діапазоні рейтингу в межах від 1 до 5 показано на рис. 2.19.

Вхідна лінгвістична змінна «*відхилення напруги*», яка позначена термом dU включає п'ять нечітких змінних {*негативне дуже високе, негативне високе, нормальне, позитивне високе, позитивне дуже високе*} або у вигляді терм-множини $dU = \{nvh, nh, n, ph, pvh\}$. Нечіткі змінні nvh (типу Z) та pvh (типу S) представлені трапецієподібними сплайн-функціями належності:

$$\mu_T(dU; a, b, c, d) = \begin{cases} 0, & dU \leq a \\ \frac{dU - a}{b - a}, & a \leq dU \leq b \\ 1, & b \leq dU \leq c \\ \frac{d - dU}{d - c}, & c \leq dU \leq d \\ 0, & d \leq dU \end{cases};$$

всі інші – трикутними:

$$\mu_\Delta(dU; a, b, c) = \begin{cases} \frac{dU - a}{b - a}, & a \leq dU \leq b \\ \frac{c - dU}{c - b}, & b \leq dU \leq c \\ 0, & c \leq dU \end{cases}.$$

Графічне представлення розміщення терм-множини лінгвістичної змінної « dU » з гранично допустимим відхиленням напруги $\pm 10\%$ на прийнятому діапазоні $[-1, 1]$ у відносних одиницях показано на рис. 2.20.

Вхідна лінгвістична змінна «*Струм*», яка позначена термом $Curr$, включає дві нечіткі змінні {*допустимий, недопустимий*} або у вигляді терм-множини $Curr = \{p, np\}$, представлених Z функцією належності

$$\mu_Z(Curr; a, b) = \begin{cases} 1, & Curr < a \\ \frac{1}{2} + \frac{1}{2} \cos\left(\frac{Curr - a}{b - a} \pi\right), & a \leq Curr \leq b \\ 0, & Curr > b \end{cases};$$

та S функцією належності

$$\mu_S(Curr; a, b) = \begin{cases} 0, & Curr < a \\ \frac{1}{2} + \frac{1}{2} \cos\left(\frac{Curr - b}{b - a} \pi\right), & a \leq Curr \leq b \\ 1, & Curr > b \end{cases}.$$

де a, b – деякі числові параметри, що набувають довільних дійсних значень і упорядковані відношенням $a < b$.

Графічне представлення розміщення терм-множини лінгвістичної змінної «Струм» на прийнятому діапазоні $[0,1]$ в відносних одиницях показано на рис. 2.21.

Вхідна лінгвістична змінна «коефіцієнт потужності», яка позначена термом cos , включає три нечітких змінних {низький, середній, високий} або у вигляді терм-множини $cos = \{l, m, h\}$. Нечіткі змінні nvh (типу Z) та pvh (типу S) представлені трапецієподібними сплайн-функціями належності:

$$\mu_T(cos; a, b, c, d) = \begin{cases} 0, & cos \leq a \\ \frac{cos - a}{b - a}, & a \leq cos \leq b \\ 1, & b \leq cos \leq c \\ \frac{d - R}{d - c}, & c \leq cos \leq d \\ 0, & d \leq cos \end{cases} ;$$

а m – трикутною:

$$\mu_\Delta(cos; a, b, c) = \begin{cases} \frac{R - a}{b - a}, & a \leq cos \leq b \\ \frac{c - R}{c - b}, & b \leq cos \leq c \\ 0, & c \leq cos \end{cases}.$$

Графічне представлення розміщення терм-множини лінгвістичної змінної « cos » на прийнятому діапазоні $[0,1]$ в відносних одиницях показано на рис. 2.22.

База знань включає 16 правил, 15 з яких наведено в табл. 2.2, і додатково введено правило реагування контролера на недопустимі значення струму, яке має наступний зміст:

Якщо $Curr \in np$, тоді $rating \in l$.

Всі правила мають ваговий коефіцієнт на рівні одиниці. Налаштування НЛК представлені у Додатку В.

Табл. 2.2. Правила роботи нечіткого логічного контролера

dU	curr{p}		
	cos		
	<i>l</i>	<i>m</i>	<i>h</i>
<i>nvh</i>	<i>l</i>	<i>lm</i>	<i>m</i>
<i>nh</i>	<i>lm</i>	<i>m</i>	<i>hm</i>
<i>n</i>	<i>m</i>	<i>hm</i>	<i>h</i>
<i>ph</i>	<i>lm</i>	<i>m</i>	<i>hm</i>
<i>pvh</i>	<i>l</i>	<i>lm</i>	<i>m</i>

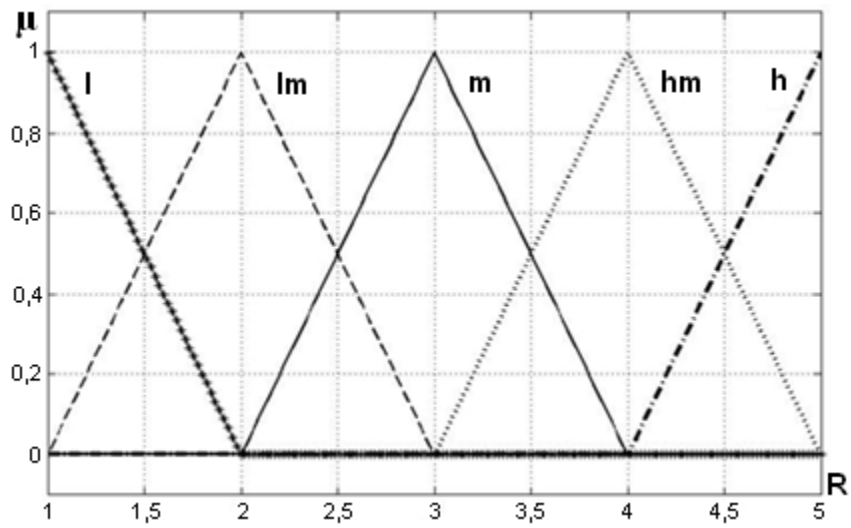


Рис. 2.19. Терм-множина лінгвістичної змінної R «rating»

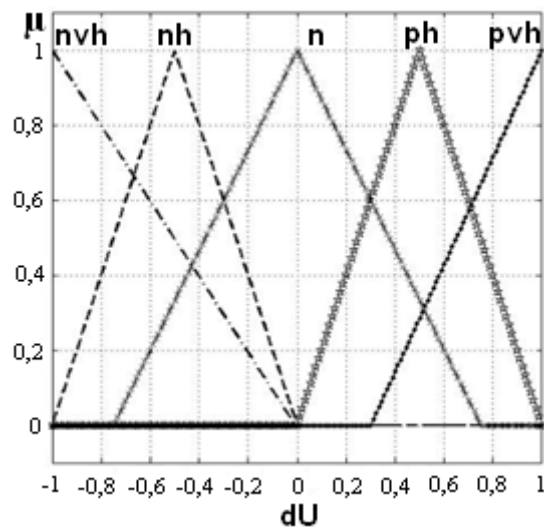


Рис. 2.20. Терм-множина лінгвістичної змінної dU «відхилення напруги»

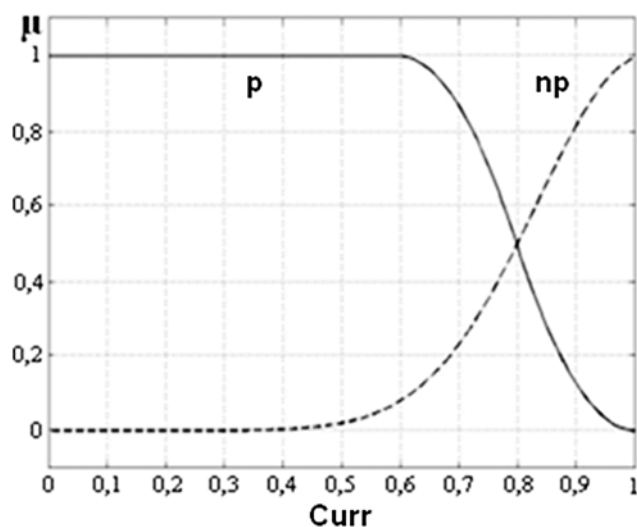


Рис. 2.21. Терм-множина лінгвістичної змінної Curr «Струм»

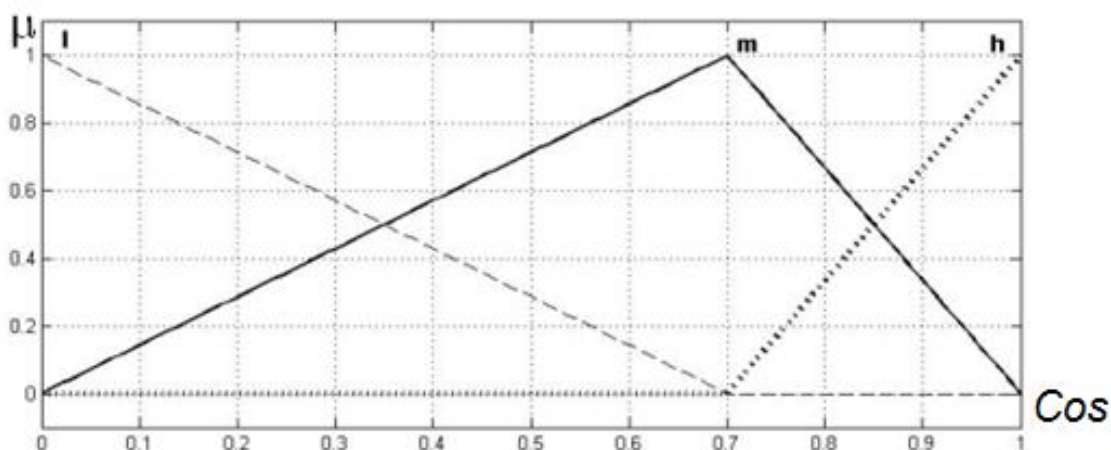


Рис. 2.22. Терм-множина лінгвістичної змінної Cos «коефіцієнт потужності»

Поверхня залежності рейтингу вимикача резервної перемички від втрат напруги на найвіддаленішому пункті та коефіцієнта потужності на головній ділянці фідера післяаварійного живлення представлена на рис. 2.23.

На рис. 2.24 представлена поверхня залежності рейтингу вимикача резервної перемички від втрат напруги на найвіддаленому пункті та струму на головній ділянці фідера. Залежність рейтингу вимикача перемички від коефіцієнта потужності та струму на головній ділянці фідера представлена поверхнею відгуку НЛК на рис. 2.25.

На основі аналізу поверхні відгуку нечіткого логічного контролера можна стверджувати, що рейтинг вимикача резервної перемички збільшується зі

зменшенням втрат напруги на найвіддаленішому пункті схеми. При однакових додатних та від'ємних відхиленнях напруги відносно номінального значення рейтинг має різні значення. При підвищеній напрузі у пункті рейтинг більший, ніж при її зниженні. Зі збільшенням значення коефіцієнта потужності рейтинг має тенденцію до збільшення. Зниження струму на головній ділянці фідера живлення в післяаварійному режимі призводить до збільшення рейтингу вимикача в перемичці, починаючи з нульового значення при струмі, вищому за допустиме значення на головній ділянці фідера. Зі зменшенням відхилення напруги і зменшенні струму рейтинг підвищується і має максимальне значення при відсутності втрат напруги. Збільшення коефіцієнта потужності при зменшенні струму призводить до підвищення рейтингу і досягає максимального значення при нульовому значенні реактивної потужності.

Передатна характеристика синтезованого нечіткого логічного контролера дає змогу визначити за вхідними розрахунковими параметрами мережі рейтинги комутаційних елементів резервних перемичок для різних конфігурацій схем мережі та сформувати дві резервні перемички з максимальними значеннями рейтингів, для яких уточнюються втрати потужності і за мінімальним значенням втрат приймається рішення щодо використання такої перемички.

Розроблений метод реконфігурації схеми розподільної мережі в післяаварійному режимі на основі синтезу нечіткого логічного контролера дає можливість на етапі проектування розподільної мережі визначити місце резервної перемички між двома фідерами на основі нечіткого логічного висновку щодо рейтингу комутуючих елементів у резервних перемичках та сформувати конфігурацію розподільної мережі з оптимальним потокорозподілом при мініимальному значенні втрат електроенергії з врахуванням характеру навантаження в мережі за допустимості режиму.

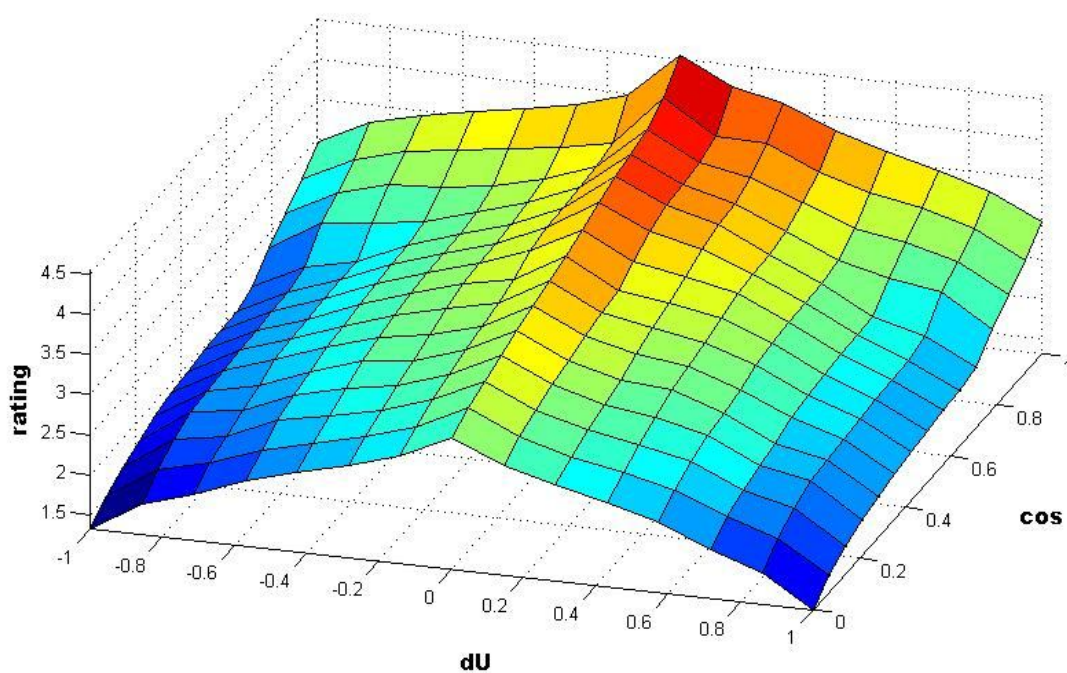


Рис. 2.23. Залежність рейтингу вимикача резервної перемички від втрат напруги на найвіддаленому пункті та коефіцієнта потужності на головній ділянці фідера

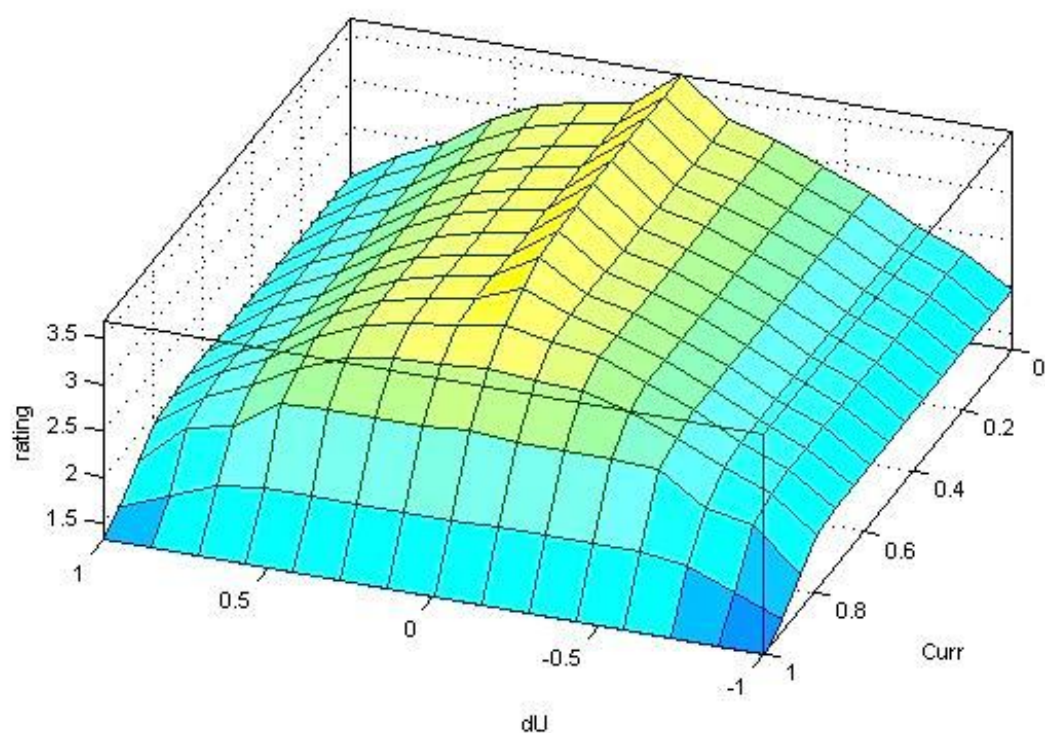


Рис. 2.24. Залежність рейтингу вимикача резервної перемички від втрат напруги на найвіддаленому пункті та струму на головній ділянці фідера

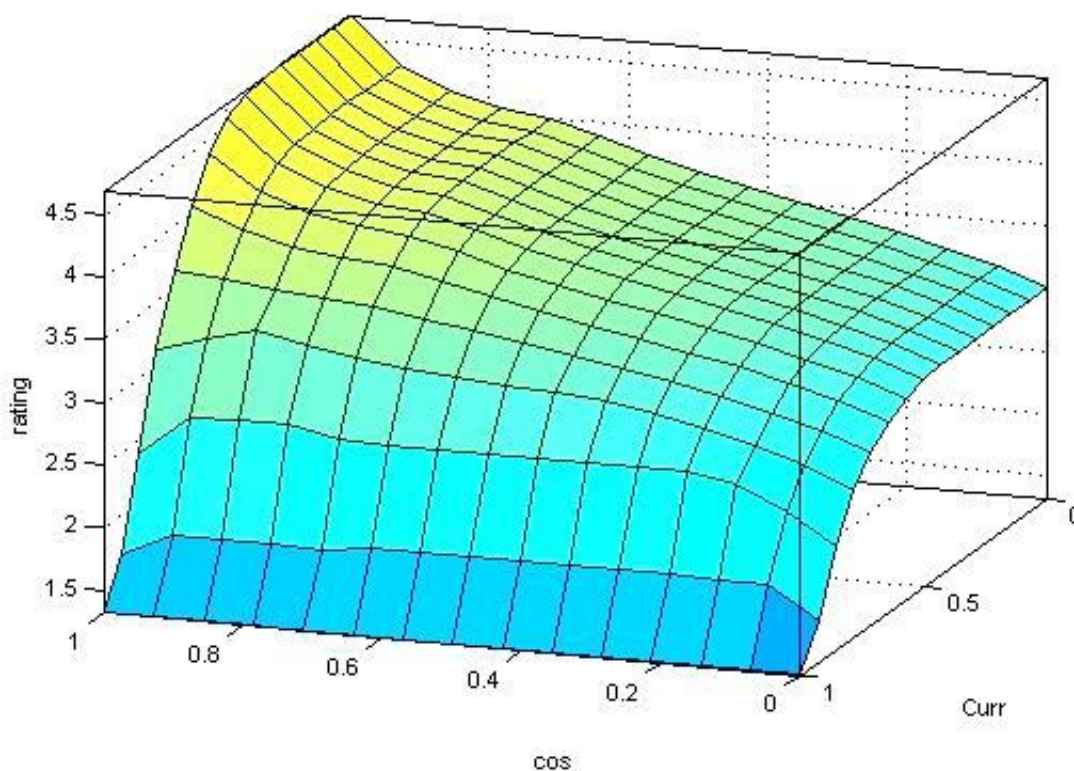


Рис. 2.25. Залежність рейтингу вимикача резервної перемички від коефіцієнта потужності та струму на головній ділянці фідера

Висновки до розділу 2

1. Принципи побудови сучасних і перспективних систем електропостачання, методи реконфігурації схем та засоби керування їх режимами, в тому числі й мереж 20 кВ, в умовах невизначеності зміни навантаження та при відсутності достовірного математичного опису функціонування системи мають базуватися на сучасних інтелектуальних технологіях прийняття системних рішень. Нечітка логіка та генетичні алгоритми, які моделюють функціонування біологічних систем, є інструментом для прийняття обґрунтованих схемних рішень щодо зміни конфігурації розподільної електричної мережі за таких умов.

2. Реконфігурація розподільної електричної мережі в нормальних режимах представляє собою складну багатокритеріальну динамічну задачу, функція оптимальності якої є дискретною, а режимні параметри мають стохастичний та

часто невизначений характер, у такому разі використання апарата генетичних алгоритмів є виправданим та доцільним.

3. Розроблений метод визначення оптимальної реконфігурації розподільної електричної мережі з використанням апарата генетичних алгоритмів на етапі аналізу прогнозованих перспективних режимів електричної системи при переведенні її на напругу 20 кВ дає змогу визначити місця розміщення резервних перемичок та секціонувати розподільну електричну мережу таким чином, щоб втрати на транспортування електричної енергії мережею та економічні збитки від її недовідпуску споживачам були найменшими за умови забезпечення нормативної якості електричної енергії за напругою в точках приєднання абонентів та збереження мінімальної зв'язності схеми електричної мережі.

4. Для прискорення прийняття рішення щодо реконфігурації схеми мережі запропоновано штучно обмежувати простір пошуку шляхом виділення зон безумовних атракторів джерел живлення, які містять ділянки схеми, що забезпечують живлення визначених споживачів за будь-яких поєднань допустимих параметрів режимів (напруг на шинах джерел живлення, потужностей навантаження тощо). Частина схеми, яка не увійшла в безумовний атрактор, утворює «погранична» зона, в якій безпосередньо здійснюється пошук місць розміщення резервних перемичок з метою оптимального секціонування розподільної мережі. Виділення безумовних зон атракторів джерел живлення та «пограничної» зони у складі схеми розподільної електричної мережі дає змогу суттєво скоротити простір пошуку оптимального рішення та підвищити ефективність застосування математичного апарата генетичних алгоритмів до розв'язання оптимізаційної задачі без необхідності додаткового трудомісткого контролю умов зв'язності робочої схеми мережі.

5. Метод визначення місця встановлення резервних перемичок розподільної електричної мережі в післяаварійному режимі тобто реконфігурації схеми мережі дає можливість на основі нечіткого логічного висновку щодо рейтингу комутуючих елементів на етапі проектування розподільної мережі визначити місце резервної

перемички між двома фідерами або активувати ту чи іншу перемичку при експлуатації мережі.

6. Метод визначення місця встановлення резервних перемичок розподільної електричної мережі в післяаварійному режимі на основі використання лінгвістичних міркувань, які реалізуються нечітким логічним контролером відповідно до створеної бази правил експертних знань, дає можливість приймати обґрунтовані рішення щодо визначення оптимальної конфігурації схеми розподільної мережі при аварійних відключеннях фідерів на основі формування нечітким логічним контролером рейтингу комутуючих елементів можливих резервних перемичок за трьома критеріями (падінням напруги на кінцевій ділянці робочого фідера, значенням струму та коефіцієнта потужності на головній ділянці) з подальшим знаходженням оптимальної перемички за мінімальними втратами електроенергії в мережі для комутуючих елементів з максимальним значенням рейтингу.

7. На основі аналізу поверхні відгуку нечіткого логічного контролера можна стверджувати, що рейтинг вимикача резервної перемички збільшується зі зниженням падіння напруги на найвіддаленішому пункті схеми. При однакових додатних та від'ємних відхиленнях напруги відносно номінального значення рейтинг має різні значення. При підвищеній напрузі в пункті рейтинг більший, ніж при її зниженні. Зі збільшенням значення коефіцієнта потужності рейтинг має тенденцію до збільшення. Зниження струму на головній ділянці фідера живлення в післяаварійному режимі призводить до збільшення рейтингу вимикача в перемичці, починаючи з нульового значення при струмі, вищому за допустиме значення на головній ділянці фідера. Зі зменшенням відхилення напруги і зменшенням струму рейтинг підвищується і має максимальне значення при відсутності втрат напруги. Збільшення коефіцієнта потужності при зменшенні струму призводить до підвищення рейтингу і досягає максимального значення при нульовому значенні реактивної потужності.

РОЗДІЛ 3 НЕЧІТКА ЛОГІЧНА МОДЕЛЬ ДЛЯ КРИТЕРІЮ ПЕРЕВЕДЕННЯ РОЗПОДІЛЬНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ НА КЛАС НАПРУГИ 20 кВ

Відповідно до протоколу наради “Підвищення енергоефективності роботи електричних мереж та зменшення втрат у розподільних мережах 6(10) кВ шляхом переходу на більш високий клас напруги 20 кВ зі зміною конфігурації мережі та концептуальних підходів до автоматизації розподільної мережі та систем обліку електричної енергії [56], яка відбулася 18 червня 2016 року в місті Києві, для переведення існуючих розподільних мереж 6(10) кВ на напругу 20 кВ намічена реалізація низки заходів, зокрема:

- розробити проекти мереж напругою 20 кВ і розглянути їх як пілотні інноваційні проекти;
- НКРЕКП за результатами наради підготувати необхідні матеріали та подати їх до Міненерговугілля для розгляду і затвердження науково-технічною радою при Міненерговугілля, в тому числі внесення концептуальних підходів реконструкції мереж 6(10) кВ з переведенням на клас напруги 20 кВ до Технічної політики у сфері побудови та експлуатації розподільних електричних мереж та внесення відповідних положень до Енергетичної стратегії;
- створити при НКРЕКП за участі Міненерговугілля та представників галузі три робочі групи з таких питань: нормативна документація, напрацювання схемних рішень, вимоги до обладнання 20 кВ; концепція автоматизації розподільної мережі (телемеханізація, телеуправління, РЗА); концепція систем обліку та питання стимулювання абонентів до переходу на 20 кВ;
- ліцензіатам (Київенерго, Вінницяобленерго, Одесаобленерго, Дніпрообленерго), за конкретними проектами, опрацювати технічні вимоги до обладнання безпосередньо з виробниками;
- робочим групам узагальнити надані пропозиції та розробити: типові схемні рішення розподільних мереж 20 та 0,4 кВ; технічні вимоги до обладнання

рівня напруги 20 кВ; концепцію автоматизації розподільної мережі 20 кВ; концепцію побудови систем обліку електроенергії;

- з метою затвердження комплексної програми застосування ступеня напруги 20 кВ у розподільних мережах Міненерговугілля, НКРЕКП підготувати відповідний проект постанови Кабінету Міністрів України, в якому з метою локалізації передбачити підтримку вітчизняних виробників електрообладнання 20 кВ;
- НТЦЕ ДП «НЕК Укренерго» з метою формування комплексної програми затвердити в Міненерговугілля план перегляду нормативних документів та забезпечити розробку змін до науково-технічної документації стосовно використання та експлуатації обладнання ступеня напруги 20 кВ;
- НКРЕКП прийняти рішення щодо вимог формування інвестиційних програм пілотних проектів по реконструкції розподільної мережі 10(6)/0,4 кВ (першочергово 6 кВ) з переходом на вищий ступінь напруги 20 кВ.

Ключовим пунктом реалізації намічених заходів є виконання пілотних проектів, визначення ліцензіатів та черговості реалізації проектів. Переведення розподільної мережі на вищий клас напруги є досить тривалим та кропітким. Насамперед, в енергосистемі необхідно визначити зони розподільних мереж для реконструкції. Для цього необхідно за технічними та економічними показниками мережі визначити пріоритет переведення на напругу 20 кВ кожної з зон. В основі визначення пріоритету необхідно використовувати певні критерії. Як критерії можна приймати цілу низку параметрів, наприклад: інвестиції, підготовленість мережі до переведення, навантаження та тенденція його зміни, якість напруги, якість електропостачання (коефіцієнти SAIDI, SAIFI), територіальна щільність навантаження, територіальна щільність ТП (РП), наявність мережі 6 кВ, середня довжина фідерів, зношеність мережі (період роботи), режим роботи нейтралі, номінальна напруга вищого класу напруги.

Визначення пріоритету є нелінійною мультикритеріальною задачею. Установити кореляцію між наведеними параметрами та пріоритетом переведення мережі на напругу 20 кВ класичними математичними методами досить складно і

практично неможливо. Закордонними вченими проводяться дослідження математичних методів та моделей оцінки стану мереж, зокрема, відомий метод мультикритеріального аналізу АНР (Analytic Hierarchy Process) [99], але він є досить складним та загальним за часом.

На сьогодні питання створення адекватної моделі критерію щодо оперативної оцінки необхідності переведення електричних мереж 6(10) кВ ліцензіатів на напругу 20 кВ залишається не вирішеним і є досить актуальним при реалізації концепції мереж напругою 20 кВ в енергосистемі України.

3.1 Визначення пріоритету переведення розподільної мережі на напругу 20 кВ на основі математичного апарата нечіткої логіки

За основу синтезу моделі критерію переведення розподільної мережі на клас напруги 20 кВ і процедури її реалізації взято визначення числового значення пріоритету переведення розподільної мережі на напругу 20 кВ на основі нечіткого лінгвістичного аналізу множини параметрів мережі 6(10) кВ.

Синтез лінгвістичної моделі критерію доцільності переведення мережі на напругу 20 кВ полягає у виборі вхідних параметрів, аналізі впливу кожного з параметрів, аналізі комбінацій та кореляції їх спільного впливу і відтворенні його в правилах бази знань нечіткого логічного контролера, формуванні процедури прийняття рішення щодо пріоритету переведення мережі і коригування правил бази знань на основі імітаційного моделювання прийняття рішення.

Першочерговим моментом є визначення множини параметрів, які прямо або побічно впливають на пріоритет переведення мережі на напругу 20 кВ, тобто вибір вхідних параметрів для аналізу. Кожний з параметрів змінюється в певному діапазоні. Тому для кожного з прийнятих для аналізу параметрів необхідно визначити дійсні межі їхньої зміни, виходячи з нормативної документації, досвіду та імітаційного математичного моделювання.

Аналіз параметрів мережі є складним та інтелектуальним процесом осмислення інформації про прийняті для аналізу вхідні параметри, зіставлення її з

даними, отриманими з різних джерел. Результат аналізу впливає на формування правил впливу значень параметрів і характеру їх зміни на прийняття рішення щодо рівня пріоритету. При відсутності достовірного математичного опису впливу параметра на значення пріоритету, ми не в змозі розрахувати його конкретне значення. У такому випадку встановлюємо лінгвістичне поле достовірності пріоритету, тобто межі нечіткої множини діапазону його зміни і можливого характеру цієї зміни.

В основі прийняття лінгвістичного логічного рішення про значення пріоритету лежить розробка нечіткого логічного контролера [82].

Створення нечіткого логічного контролера проводиться шляхом лінгвістичного представлення діапазонів зміни вхідних параметрів нечіткими змінними та їх математичним описом функціями належності, які в правилах відтворюють вплив параметра на вихідні лінгвістичні нечіткі змінні пріоритету, які також математично описані функціями належності. Оскільки ми задаємося мінімальним і максимальним значеннями показника пріоритету, то результатом дефаззифікації є числове значення пріоритету переведення мережі на напругу 20 кВ, що знаходиться в заданих межах.

Модель критерію переведення мережі на 20 кВ на основі нечіткого логічного рішення представляється як деяка функція F від стану $S = \{line_6kv, time_net, length_net, load, tendency, density, SAIDI, SAIFI, population\}$, яка ставить у відповідність кожному стану мережі деяке дійсне число пріоритету p з діапазону $[0, 10]$, через функцію належності $\mu(p)$ нечіткого логічного висновку:

$$P = F(S): P \rightarrow \{\mu(p)/p\}, p \in [0, 10]. \quad (3.1)$$

Для аналізу стану мережі S прийнято дев'ять параметрів, які представлено такими відповідними лінгвістичними змінними:

- сумарна довжина ліній 6 кВ – $line_6kv$;
- період функціонування – $time_net$;
- середня довжина фідерів мережі – $length_net$;

- навантаження – *load*;
- тенденція зміни навантаження – *tendency*;
- територіальна щільність навантаження – *density_MW/km2*;
- індекс середньої тривалості відключень – *SAIDI*;
- індекс середньої частоти відключень – *SAIFI*;
- населення району електропостачання – *population*.

На фізичних діапазонах лінгвістичних змінних (у відносних одиницях) розміщуємо нечіткі змінні з відповідними термами та описуємо їх функціями належності.

Лінгвістична змінна «сумарна довжина ліній 6 кВ» – *line_6kv*, представлена двома нечіткими змінними: «значна» з термом *s* та «незначна» – *ns*:

$$line_6kv = \{s, ns\}.$$

Нечіткі змінні *s* (типу Z) та *ns* (типу S) представлені трапецієподібними сплайн-функціями належності (рис. 3.1):

$$\mu(x; a, b, c, d) = \begin{cases} 0, & x \leq a \\ \frac{x-a}{b-a}, & a \leq x \leq b \\ 1, & b \leq x \leq c \\ \frac{d-x}{d-c}, & c \leq x \leq d \\ 0, & d \leq x \end{cases}, \quad (3.2)$$

де $a = -0,5$; $b = -0,3$; $c = 0$; $d = 1$ – для $\mu(ns)$,

$a = 0$; $b = 1$; $c = 1,3$; $d = 1,5$ – для $\mu(s)$.

Лінгвістична змінна «період функціонування» – *time_net*, представлена трьома нечіткими змінними (рис. 3.2): «короткий» з термом *k*, «середній» – *m* та «довгий» – *l*:

$$time_net = \{k, m, l\}.$$

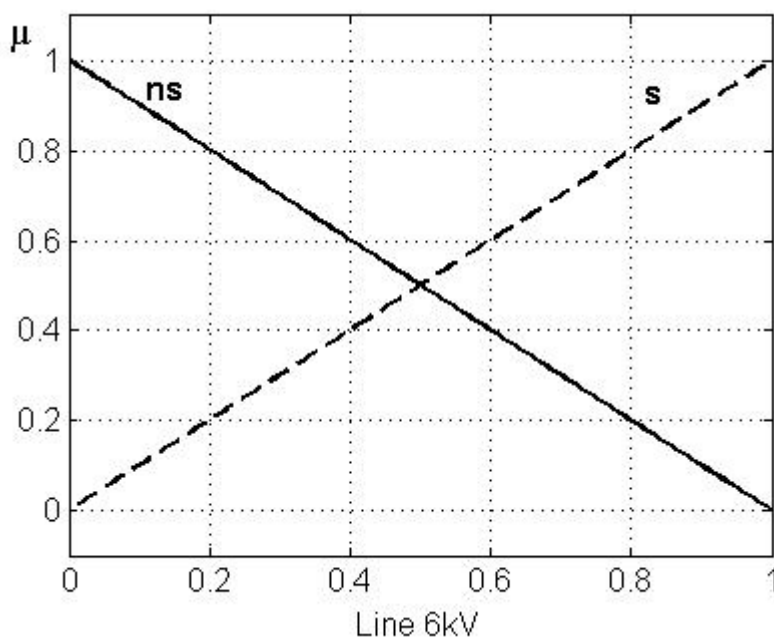


Рис. 3.1. Функції належності лінгвістичної змінної *line_6kv*

Нечіткі змінні *k* (типу *Z*) та *l* (типу *S*) представлені трапецієподібними сплайн-функціями належності (3.2) з відповідними коефіцієнтами: $a = -0,5$; $b = -0,3$; $c = 0$; $d = 1$ – для $\mu(k)$ та $a = 0,4$; $b = 0,8$; $c = 1,3$; $d = 1,5$ – для $\mu(l)$.

Нечітка змінна *m* представлена трикутною функцією належності

$$\mu_{\Delta}(x; a, b, c) = \begin{cases} \frac{x-a}{b-a}, & a \leq x \leq b \\ \frac{c-x}{c-b}, & b \leq x \leq c \\ 0, & c \leq x \end{cases}, \quad (3.3)$$

де $a = 0$; $b = 0,4$; $c = 0,8$ – для $\mu(m)$.

Лінгвістична змінна «середня довжина фідерів середньої напруги» – *length_net*, представлена трьома нечіткими змінними (рис. 3.3): «мала» з термом *sm*, «середня» – *m* та «велика» – *l*:

$$length_net = \{sm, m, l\}.$$

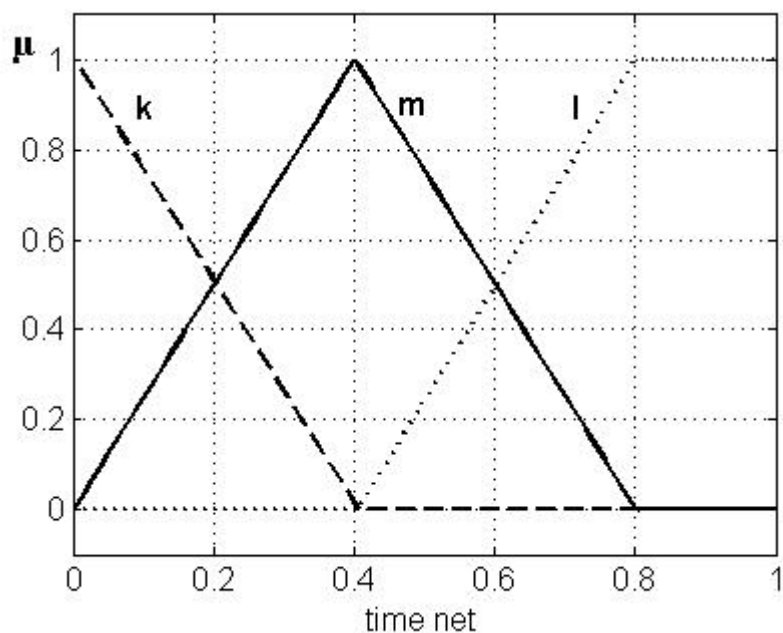


Рис. 3.2. Функції належності лінгвістичної змінної *time_net*

Нечіткі змінні ***sm*** (типу Z) та ***l*** (типу S) представлені трапецієподібними сплайн-функціями належності (3.2) з відповідними коефіцієнтами: $a = -0,5$; $b = -0,3$; $c = 0$; $d = 0,5$ – для $\mu(sm)$ та $a = 0,5$; $b = 1$; $c = 1,3$; $d = 1,5$ – для $\mu(l)$.

Нечітка змінна ***m*** представлена трикутною функцією належності (3.3) з коефіцієнтами: $a = 0$; $b = 0,5$; $c = 1$ – для $\mu(m)$.

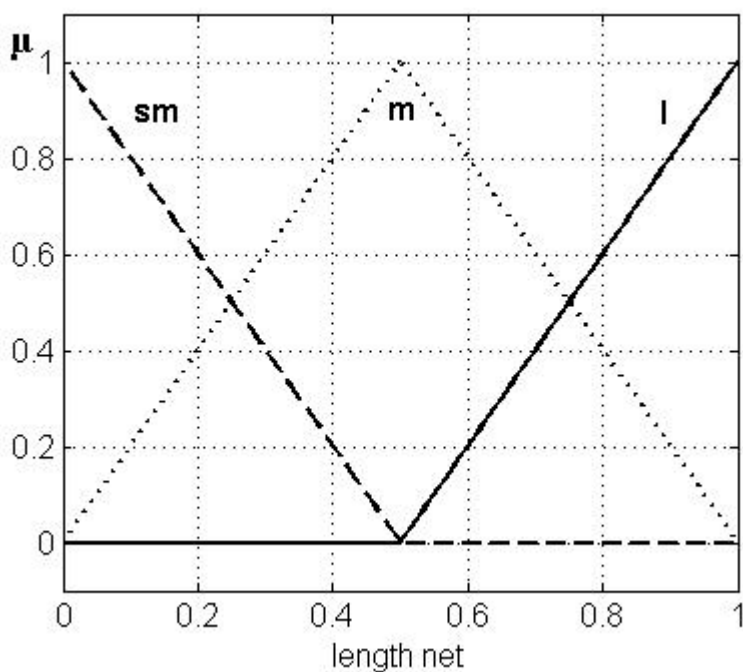


Рис. 3.3. Функції належності лінгвістичної змінної *length_net*

Лінгвістична змінна «навантаження» – *load* представлена трьома нечіткими змінними (рис. 3.4): «низька» з термом *low*, «нормальна» – *n* та «висока» – *h* :

$$load = \{low, n, h\}.$$

Нечіткі змінні *low* (типу Z) та *h* (типу S) представлені трапецієподібними сплайн-функціями належності (3.2) з відповідними коефіцієнтами: $a = -0,5$; $b = -0,3$; $c = 0$; $d = 0,5$ – для $\mu(low)$ та $a = 0,5$; $b = 1$; $c = 1,3$; $d = 1,5$ – для $\mu(h)$.

Нечітка змінна *n* представлена трикутною функцією належності (3.3) з коефіцієнтами: $a = 0$; $b = 0,5$; $c = 1$ – для $\mu(n)$.

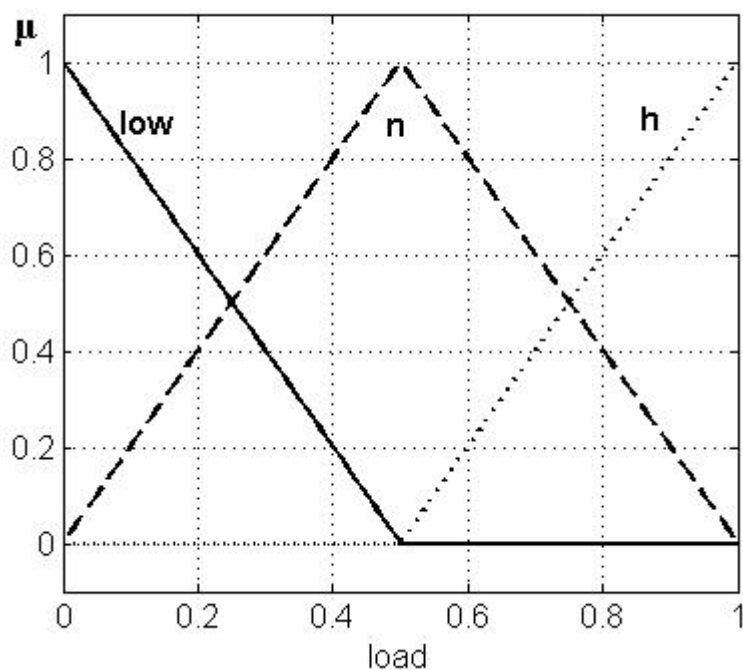


Рис. 3.4. Функції належності лінгвістичної змінної *load*

Лінгвістична змінна «тенденція зміни навантаження» – *tendency*, представлена трьома нечіткими змінними (рис. 3.5): «негативна» з термом *n*, «нульова» – *zero* та «позитивна» – *p* :

$$tendency = \{n, zero, p\}.$$

Нечіткі змінні ***n*** (типу Z) та ***p*** (типу S) представлені трапецієподібними сплайн-функціями належності (3.2) з відповідними коефіцієнтами: $a = -1,5$; $b = -1,3$; $c = -1$; $d = 0$ – для $\mu(n)$ та $a = 0$; $b = 1$; $c = 1,3$; $d = 1,5$ – для $\mu(p)$.

Нечітка змінна ***zero*** представлена трикутною функцією належності (3.3) з коефіцієнтами: $a = -0,1$; $b = 0$; $c = 0,1$ – для $\mu(\text{zero})$.

Лінгвістична змінна «територіальна щільність навантаження» – $density_MW/km^2$ представлена двома нечіткими змінними (рис. 3.6): «низька» з термом ***low*** та «висока» – ***high***:

$$density_MW/km^2 = \{\text{low}, \text{high}\}.$$

Нечіткі змінні ***low*** (типу Z) та ***high*** (типу S) представлені трапецієподібними сплайн-функціями належності (3.2) з відповідними коефіцієнтами: $a = -0,5$; $b = -0,3$; $c = 0$; $d = 1$ – для $\mu(\text{low})$ та $a = 0$; $b = 1$; $c = 1,3$; $d = 1,5$ – для $\mu(\text{high})$.

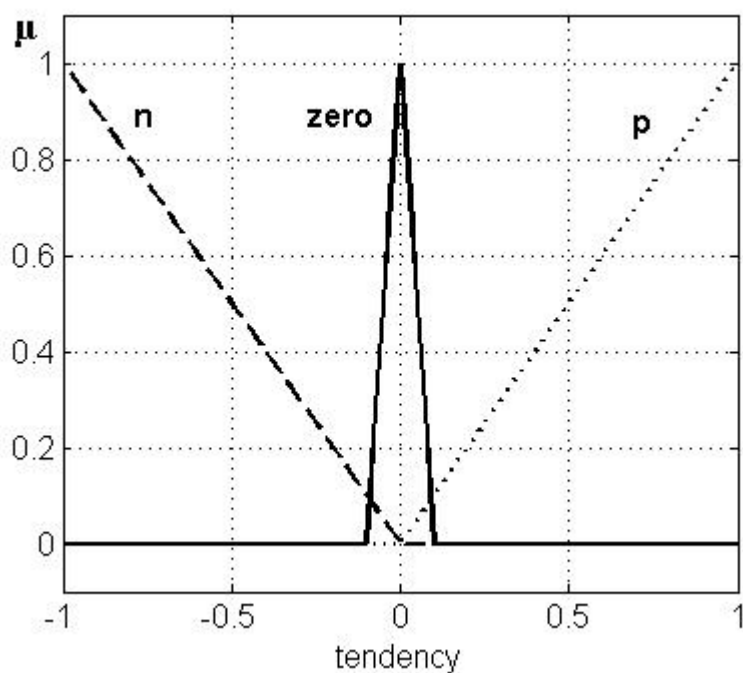


Рис. 3.5. Функції належності лінгвістичної змінної *tendency*

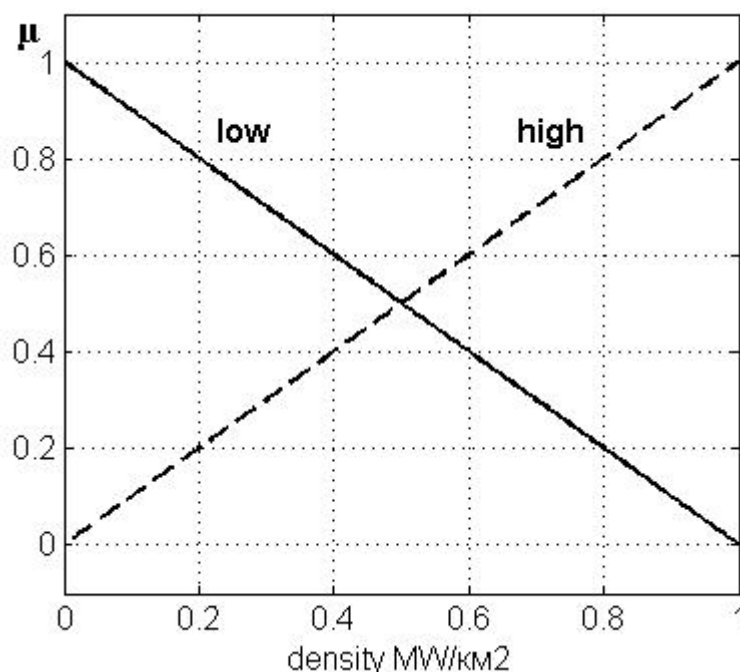


Рис. 3.6. Функції належності лінгвістичної змінної $density_MW/km2$

Лінгвістична змінна «індекс середньої тривалості відключень» – $SAIDI$ представлена трьома нечіткими змінними (рис. 3.7): «нормальний» з термом n , «можливий» – pos та «критичний» – cr :

$$SAIDI = \{n, pos, cr\}.$$

Нечіткі змінні n (типу Z) та cr (типу S) представлені трапецієподібними сплайн-функціями належності (3.2) з відповідними коефіцієнтами: $a = -0,5$; $b = -0,3$; $c = 0$; $d = 0,3$ – для $\mu(n)$ та $a = 0,3$; $b = 1$; $c = 1,3$; $d = 1,5$ – для $\mu(cr)$.

Нечітка змінна pos представлена трикутною функцією належності (3.3) з коефіцієнтами: $a = 0$; $b = 0,3$; $c = 1$ – для $\mu(pos)$.

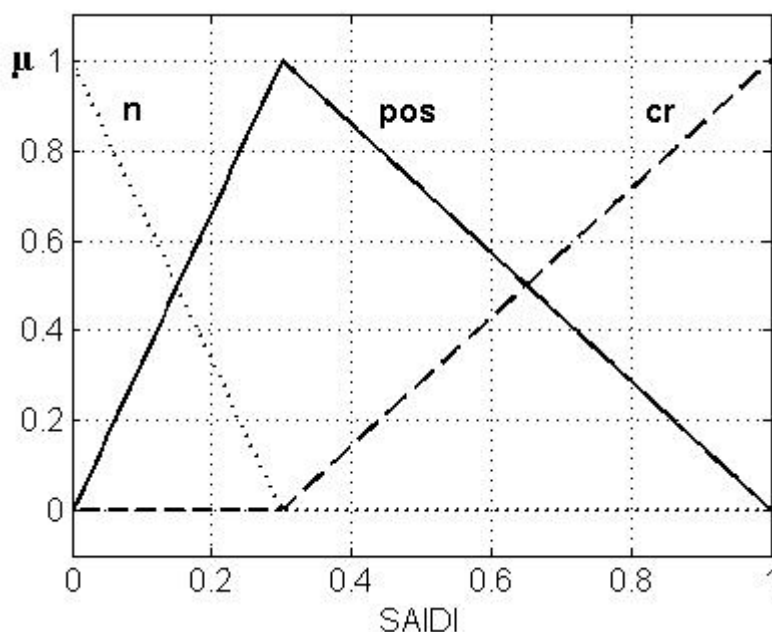


Рис. 3.7. Функції належності лінгвістичної змінної *SAIDI*

Лінгвістична змінна «індекс середньої частоти відключень» – *SAIFI* представлена двома нечіткими змінними (рис. 3.8): «низька» з термом *low* та «висока» – *h*: $SAIFI = \{low, h\}$.

Нечіткі змінні *low* (типу *Z*) та *h* (типу *S*) представлені трапецієподібними сплайн-функціями належності (3.2) з відповідними коефіцієнтами: $a = -0,5$; $b = -0,3$; $c = 0$; $d = 1$ – для $\mu(low)$ та $a = 0$; $b = 1$; $c = 1,3$; $d = 1,5$ – для $\mu(h)$.

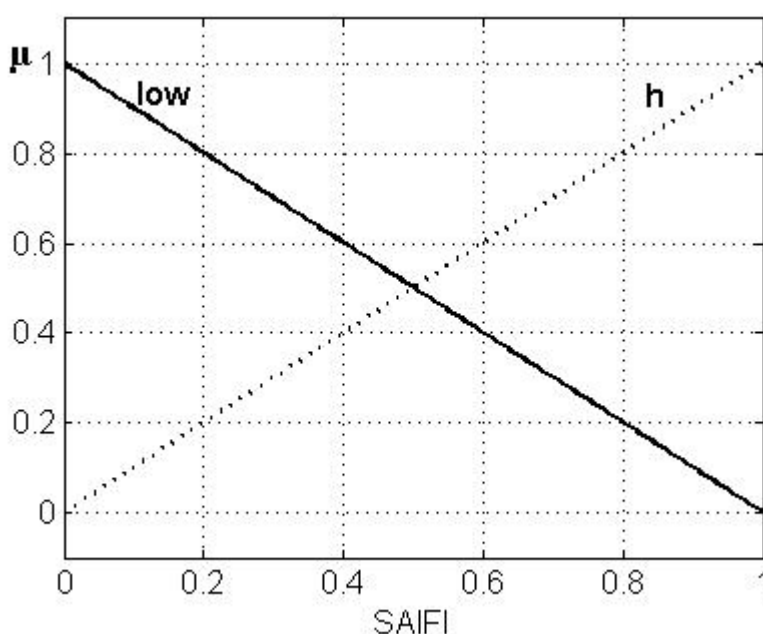


Рис. 3.8. Функції належності лінгвістичної змінної *SAIFI*

Лінгвістична змінна «населення району електропостачання» – *population*, представлена двома нечіткими змінними (рис. 3.9): «сільське» з термом *cs* та «міське» – *urban*: $population = \{cs, urban\}$.

Нечіткі змінні *cs* (типу Z) та *urban* (типу S) представлені трапецієподібними сплайн-функціями належності (3.2) з відповідними коефіцієнтами: $a = -0,5$; $b = -0,3$; $c = 0$; $d = 0,1$ – для $\mu(cs)$ та $a = 0$; $b = 1$; $c = 1,3$; $d = 1,5$ – для $\mu(urban)$.

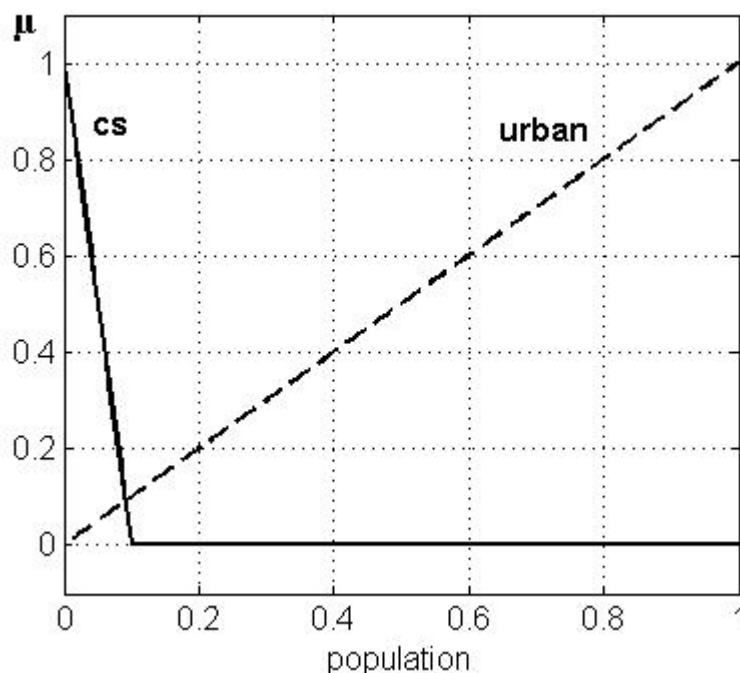


Рис. 3.9. Функції належності лінгвістичної змінної *population*

Вихідна лінгвістична змінна «пріоритет переведення мережі на напругу 20 кВ» – *priority* представлена множиною з одинадцяти нечітких числових змінних (рис. 3.10):

$$priority = \{0, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10\}.$$

Нечіткі змінні *0* (типу Z) та *10* (типу S) представлені трапецієподібними сплайн-функціями належності (3.2) з відповідними коефіцієнтами: $a = -0,5$; $b = -0,3$; $c = 0$; $d = 1$ – для $\mu(0)$ та $a = 9$; $b = 10$; $c = 13$; $d = 15$ – для $\mu(10)$.

Нечіткі змінні з 1 по 9 представлені трикутними функціями належності (3.3) з коефіцієнтами: $a = 0$; $b = 1$; $c = 2$ – для $\mu(1)$;

$$a = 1; b = 2; c = 3 \text{ – для } \mu(2);$$

$$a = 2; b = 3; c = 4 \text{ – для } \mu(3);$$

$a = 3; b = 4; c = 5$ – для $\mu(4)$;
 $a = 4; b = 5; c = 6$ – для $\mu(5)$;
 $a = 5; b = 6; c = 7$ – для $\mu(6)$;
 $a = 6; b = 7; c = 8$ – для $\mu(7)$;
 $a = 7; b = 8; c = 9$ – для $\mu(8)$;
 $a = 8; b = 9; c = 10$ – для $\mu(9)$.

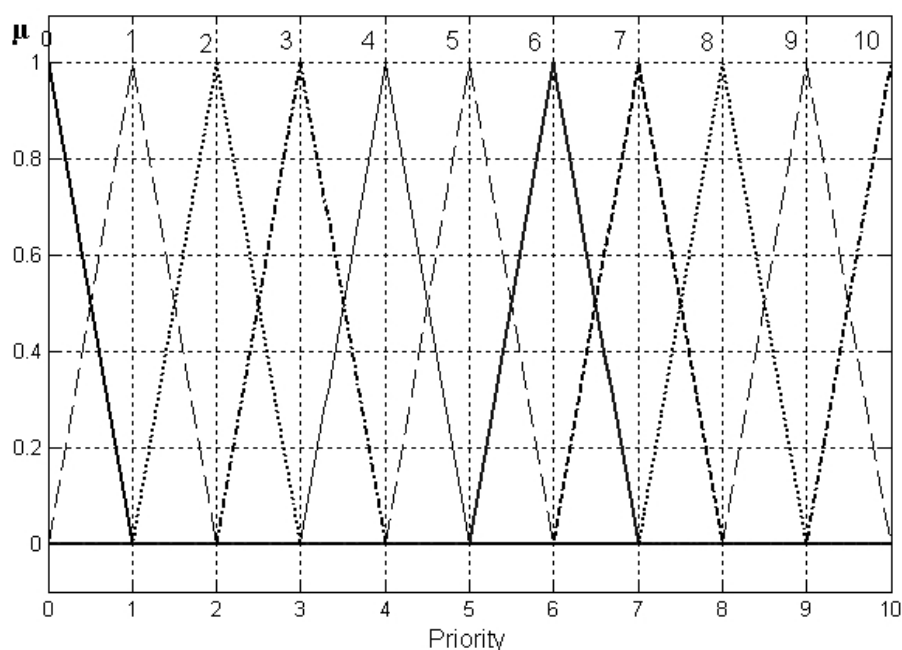


Рис. 3.10. Функції належності вихідної лінгвістичної змінної *priority*

Після визначення та описування лінгвістичних змінних формуються правила функціонування нечіткого логічного контролера. Для зручності представлення правил всі функції належності *mf* лінгвістичних змінних нумеруються зліва на право в межах діапазону кожної змінної, починаючи з одиниці. Вихідня база знань налічувала 3888 правил. В табл. 3.1 представлена початкова робоча база знань НЛК, отримана після першого етапу імітаційного моделювання контролера, яка складається з тридцяти правил формату:

Якщо «умова з вхідних змінних», **тоді** «рішення – вихідна змінна» (вага).

Вхідні змінні в умовах правил об'єднані через логічний оператор «І» (**AND**).

Табл. 3.1. Початкова база знань НЛК

№ правила	Вхідні змінні										Вихідна змінна	Вага правила
	line_6kV	time_net	length_net	load	tengency	densityMW/km2	SAIDI	SAIFI	populat.	priority		
	№ mf	№ mf	№ mf	№ mf	№ mf	№ mf	№ mf	№ mf	№ mf	№ mf		
1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	8	1	
2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	5	1	
3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	2	1	
4	0	2	0	0	0	0	0	0	0	6	1	
5	0	3	0	0	0	0	0	0	0	8	1	
6	0	0	1	0	0	0	0	0	0	4	1	
7	0	0	2	0	0	0	0	0	0	5	1	
8	0	0	3	0	0	0	0	0	0	6	1	
9	0	0	0	1	0	0	0	0	0	3	1	
10	0	0	0	2	0	0	0	0	0	6	1	
11	0	0	0	3	0	0	0	0	0	6	1	
12	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	1	
13	0	0	0	0	2	0	0	0	0	2	1	
14	0	0	0	0	3	0	0	0	0	5	1	
15	0	0	0	0	0	1	0	0	0	3	1	
16	0	0	0	0	0	2	0	0	0	7	1	
17	0	0	0	0	0	0	1	0	0	2	1	
18	0	0	0	0	0	0	2	0	0	3	1	
19	0	0	0	0	0	0	3	0	0	6	1	
20	0	0	0	0	0	0	0	1	0	3	1	
21	0	0	0	0	0	0	0	2	0	6	1	
22	0	0	0	0	0	0	0	0	1	3	1	
23	0	0	0	0	0	0	0	0	2	5	1	
24	2	3	3	3	3	2	3	2	0	11	1	
25	2	2	2	2	2	2	2	2	2	10	1	
26	2	2	1	2	2	2	2	2	2	9	1	
27	1	1	1	1	2	1	1	2	1	8	1	
28	0	2	2	2	0	0	0	0	1	8	1	
29	0	0	0	0	0	2	3	2	0	10	1	
30	0	3	0	0	0	0	0	0	1	9	1	

Структурну схему нечіткого логічного контролера з описаними лінгвістичними змінними показано на рис. 3.11. У Додатку А представлено початкові налаштування нечіткого логічного контролера.

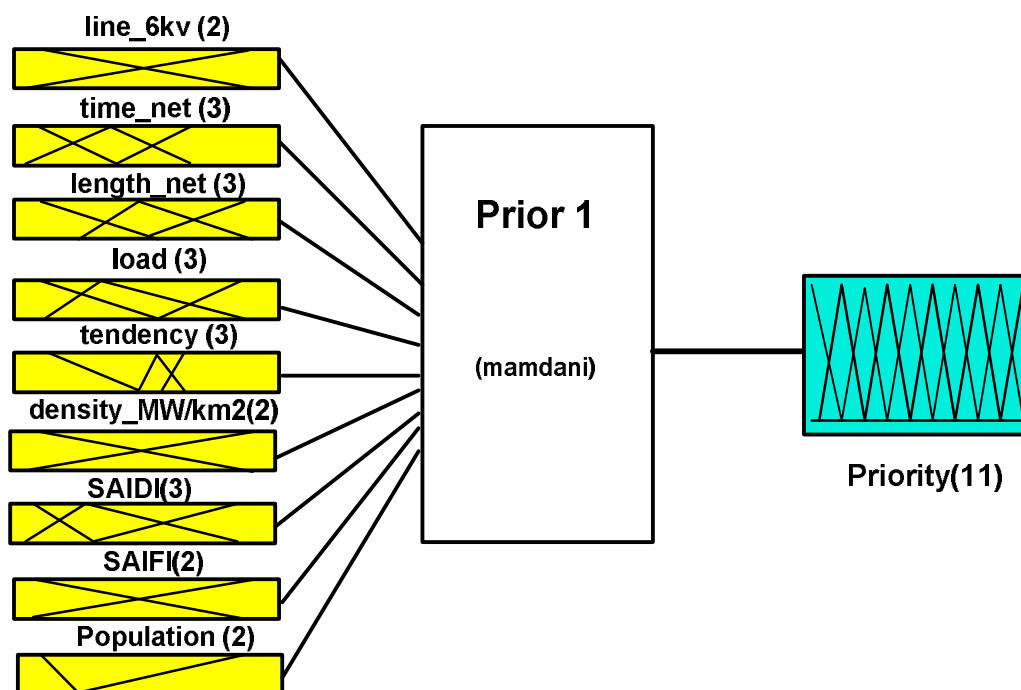


Рис. 3.11. Структурна схема нечіткого логічного контролера

Нечіткий логічний висновок може бути реалізований неоднозначно, оскільки містить у собі окремі параметри, які повинні бути фіксовані. Тим самим вибір конкретних варіантів параметрів кожного з етапів визначає деякий алгоритм, який у повному обсязі реалізує нечіткий висновок у системах нечітких правил.

Формування логічного рішення проводилося за трьома етапами. Залежно від комбінації операторів на окремих етапах логічного рішення можна отримати різні стратегії логічного рішення. В роботі використано комбінацію операторів за алгоритмом Мамдані (Mamdani) [36, 91], яка представлена в табл. 3.2. При формуванні рішення щодо пріоритету, функції належності (ФН) нечітких змінних висновків правил обмежуємо степенями виконання умов, що отримані на етапі об'єднання, і в процесі накопичення результату дії правил шляхом формування максимуму визначається нечітка множина висновку $\{\mu(p)/p\}$, $p \in [0,10]$.

Числове значення пріоритету p переведення мережі на напругу 20 кВ визначається за методом центра ваги (centroid, COG)

$$p = \frac{\int_{\min}^{\max} p \cdot \mu(p) \cdot dp}{\int_{\min}^{\max} \mu(p) \cdot dp} \quad (3.4)$$

Для програмного обчислення в дискретному вигляді вираз можна представити у вигляді

$$p = \frac{\sum_{p_{\min}}^{p_{\max}} (p_i + \Delta p) \cdot \mu(p_i + \Delta p) \cdot \Delta p}{\sum_{p_{\min}}^{p_{\max}} \mu(p_i + \Delta p) \cdot \Delta p} \quad (3.5)$$

Табл. 3.2. Етапи логічного рішення та відповідні оператори

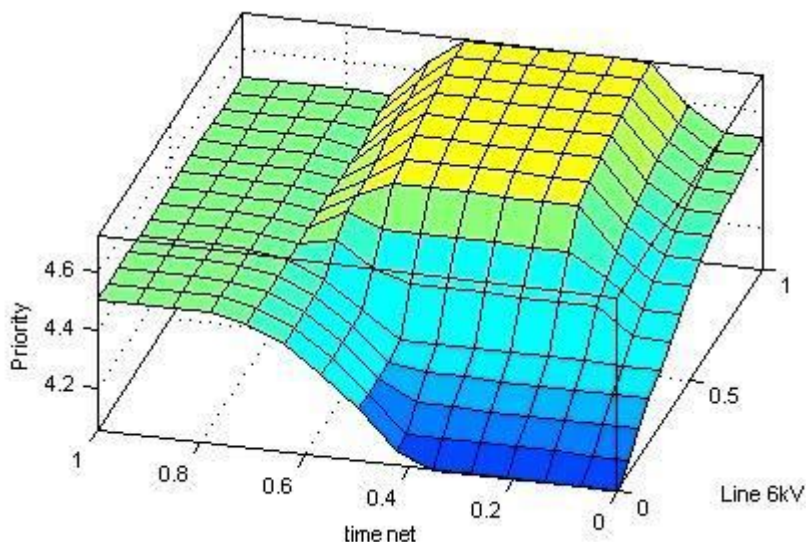
Етап логічного рішення	Оператор
1. Об'єднання вхідних змінних в умовах правил	
оператор “ <i>I</i> ”	Мінімум
2. Активація висновку правил	
Перетворення “ <i>ЯКЩО – ТОДІ висновок</i> $\mu(p)$ ”	Мінімум
3. Накопичення результату активованих правил	Максимум

Програмні налаштування НЛК для реалізації нечіткого логічного висновку в мають такий вигляд:

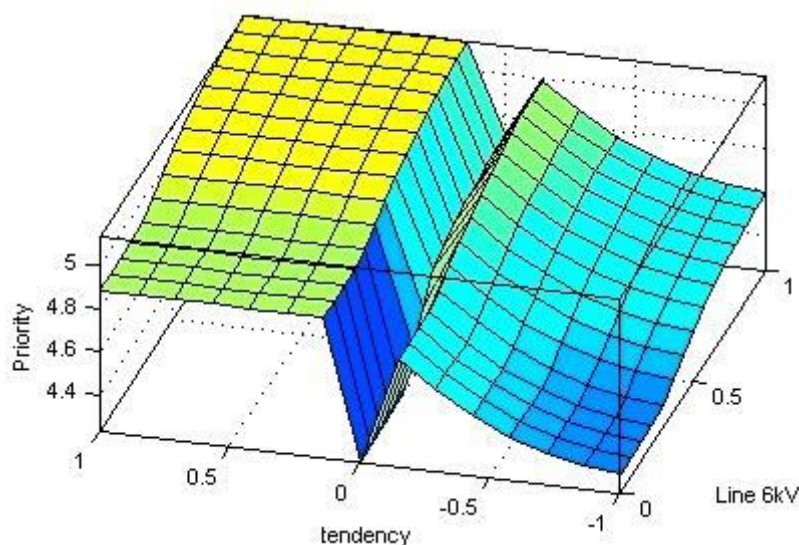
- Name='prior1';
- Type='mamdani' Version=2.0;
- NumInputs=9;
- NumOutputs=1;
- NumRules=30;
- AndMethod='min';
- OrMethod='max';
- ImpMethod='min';
- AggMethod='max';
- DefuzzMethod='centroid'.

У процесі першого етапу моделювання отримано передатні функції впливу вхідних параметрів стану мережі на пріоритет її переведення на напругу 20 кВ.

На рис. 3.12 представлено характерні залежності пріоритету *priority* від вхідних параметрів *line_6kv*, *time_net*, *tendency* у вигляді поверхні відгуку нечіткого логічного контролера.



а



б

Рис. 3.12 Характерні критичні залежності пріоритету *priority* від вхідних параметрів: а – *time_net*, *line_6kv*; б – *tendency*, *line_6kv*

Як видно з рис. 3.12 характер зміни пріоритету *priority* не відповідає реальним його залежностям від періоду функціонування мережі (*time_net*), сумарної довжини

ліній 6 кВ (*line_6kv*) та характеру зміни навантаження (*tendency*). Зі збільшенням *time_net*, тобто часу функціонування мережі пріоритет однозначно повинен збільшуватися, оскільки мережа з часом зношується. На поверхні відгуку не повинно бути локальних екстремумів при збільшенні довжини ліній напругою 6 кВ, які маємо на поверхні (рис. 3.12 а). Нульова тенденція *tendency (zero)* зміни навантаження, як видно з рис. 3.12 б, викликає локальний мінімум пріоритету, чого реально не повинно відбуватися.

Для усунення неадекватного впливу на пріоритет вхідних параметрів мережі виконано вісім етапів оптимізації з модифікацією функцій належності та коригуванням існуючих і формуванням додаткових 17 правил роботи контролера. В результаті моделювання прийняття логічних рішень створено нечіткий логічний контролер для визначення числового значення пріоритету переведення розподільної мережі на напругу 20 кВ.

Оптимізовані функції належності лінгвістичних змінних *load*, *tendency*, *population* представлені відповідно на рис. 3.13, рис. 3.14, рис. 3.15.

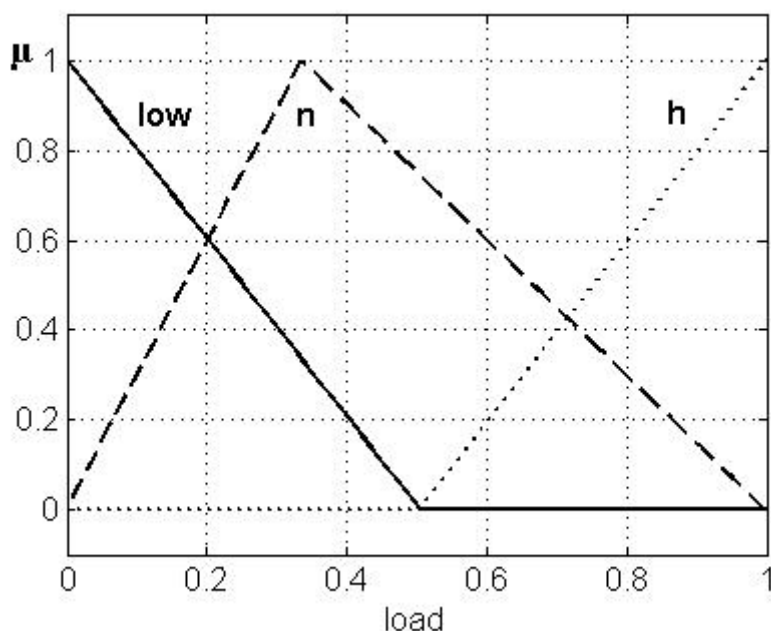


Рис. 3.13. Оптимізовані функції належності лінгвістичної змінної *load*

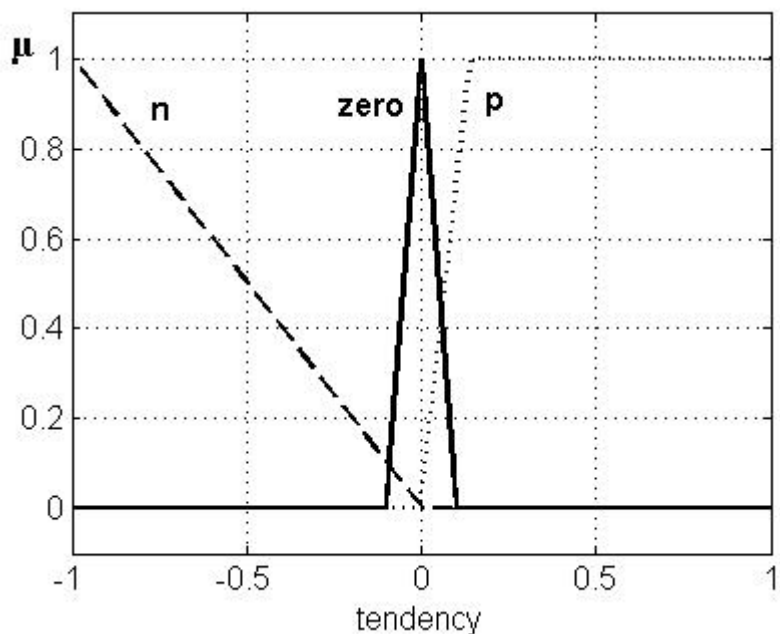


Рис. 3.14. Оптимізовані функції належності лінгвістичної змінної *tendency*

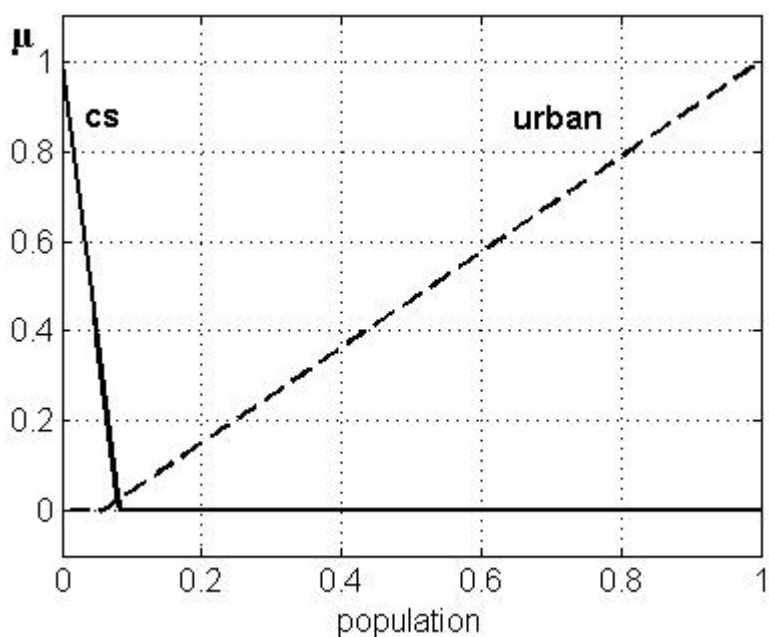


Рис. 3.15. Оптимізовані функції належності лінгвістичної змінної *population*

База знань з 47 правил роботи нечіткого логічного контролера з оптимізованими налаштуваннями наведена в таблиці 3.3. В додатку Б представлено оптимізовані налаштування нечіткого логічного контролера.

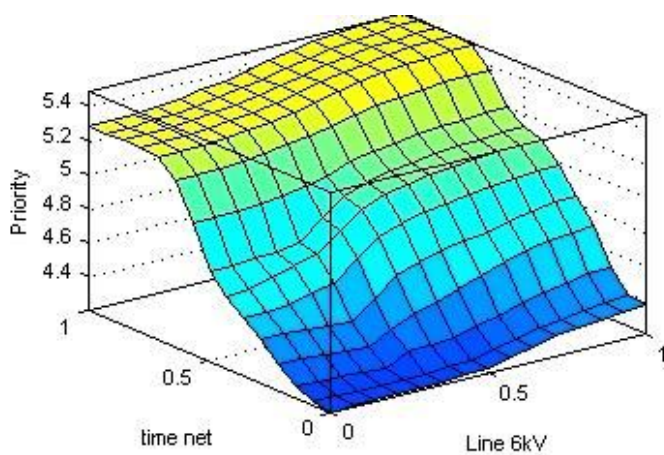
На рис. 3.16 – рис. 3.20 представлені характерні залежності пріоритету від параметрів мережі.

Табл. 3.3. Оптимізована база знань НЛК

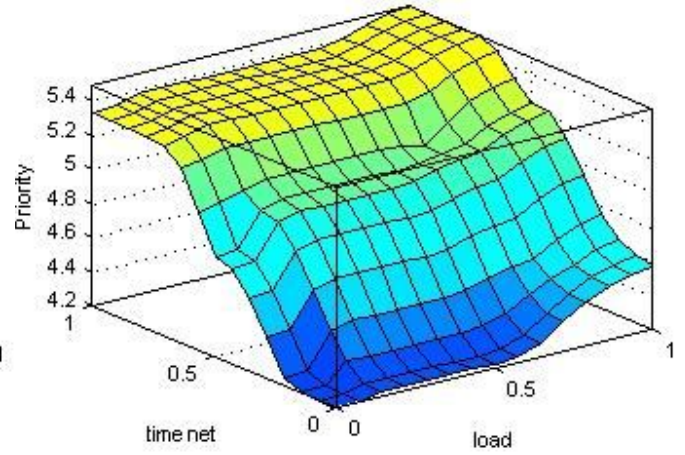
№ правила	Вхідні змінні										Вихідна змінна	Вага правила
	line_6kV	time_net	length_net	load	tengency	densityMW/km2	SAIDI	SAIFI	populat.	priority		
	№ mf	№ mf	№ mf	№ mf	№ mf	№ mf	№ mf	№ mf	№ mf	№ mf		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	8	1	
2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	5	1	
3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	2	1	
4	0	2	0	0	0	0	0	0	0	6	1	
5	0	3	0	0	0	0	0	0	0	8	1	
6	0	0	1	0	0	0	0	0	0	4	1	
7	0	0	2	0	0	0	0	0	0	5	1	
8	0	0	3	0	0	0	0	0	0	6	1	
9	0	0	0	1	0	0	0	0	0	3	1	
10	0	0	0	2	0	0	0	0	0	5	1	
11	0	0	0	3	0	0	0	0	0	9	1	
12	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	1	
13	0	0	0	0	2	0	0	0	0	4	1	
14	0	0	0	0	3	0	0	0	0	7	1	
15	0	0	0	0	0	1	0	0	0	3	1	
16	0	0	0	0	0	2	0	0	0	7	1	
17	0	0	0	0	0	0	1	0	0	2	1	
18	0	0	0	0	0	0	2	0	0	3	1	
19	0	0	0	0	0	0	3	0	0	6	1	
20	0	0	0	0	0	0	0	1	0	3	1	
21	0	0	0	0	0	0	0	2	0	6	1	
22	0	0	0	0	0	0	0	0	1	3	1	
23	0	0	0	0	0	0	0	0	2	5	1	
24	2	3	3	3	3	2	3	2	0	11	1	
25	2	2	2	2	2	2	2	2	2	10	1	
26	2	2	1	2	2	2	2	2	2	9	1	
27	1	1	1	1	2	1	1	2	1	8	1	
28	0	2	2	2	0	0	0	0	1	8	1	
29	0	0	0	0	0	2	3	2	0	10	1	
30	0	3	0	0	0	0	0	0	1	9	1	
31	2	3	0	0	0	0	0	0	0	9	1	
32	2	1	0	0	0	0	0	0	0	6	1	
33	1	3	0	0	0	0	0	0	0	4	1	
34	2	0	3	0	0	0	0	0	0	10	1	
35	2	0	0	1	0	0	0	0	0	4	1	
36	1	0	0	0	2	0	0	0	0	7	1	
37	0	1	0	0	2	0	0	0	0	8	1	

Продовження табл. 3.3. Оптимізована база знань НЛК

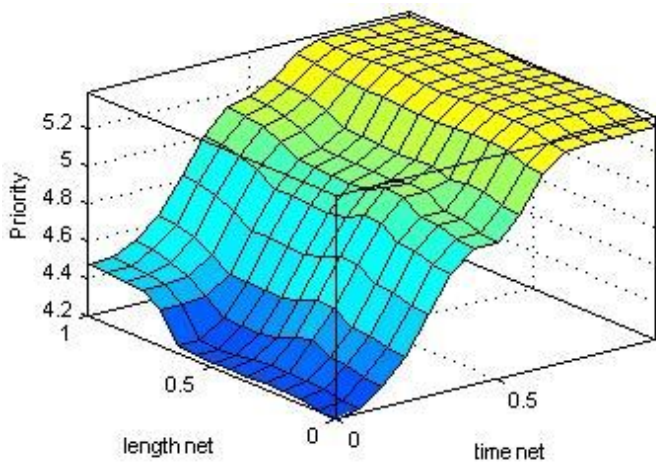
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
38	0	0	1	0	2	0	0	0	0	3	1
39	0	0	3	0	2	0	0	0	0	8	1
40	0	0	1	0	3	0	0	0	0	7	1
41	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0,3
42	0	0	2	3	0	0	0	0	0	8	1
43	0	0	1	1	0	0	0	0	0	2	1
44	0	1	0	0	0	0	1	0	0	1	1
45	0	3	0	0	0	0	1	0	0	10	1
46	0	3	0	0	0	0	2	0	0	10	1
47	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1



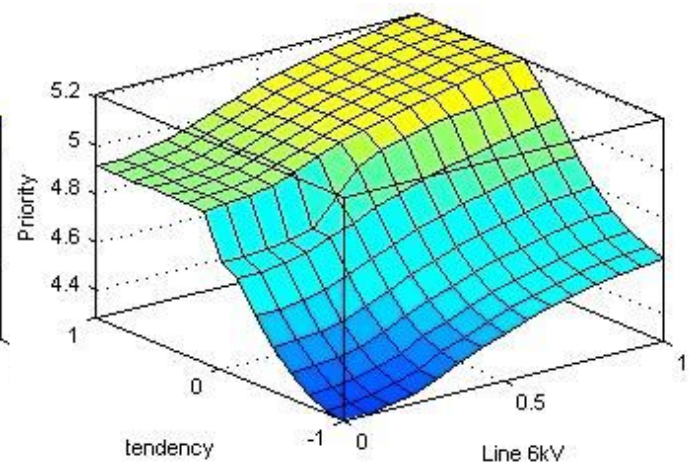
а



б

Рис. 3.16. Поверхні залежності пріоритету *priority* від вхідних параметрів: а – *time_net*, *line_6kv*; б – *time_net*, *load*

а



б

Рис. 3.17. Поверхні залежності пріоритету *priority* від вхідних параметрів: а – *length_net*, *time_net*; б – *tendency*, *line_6kv*

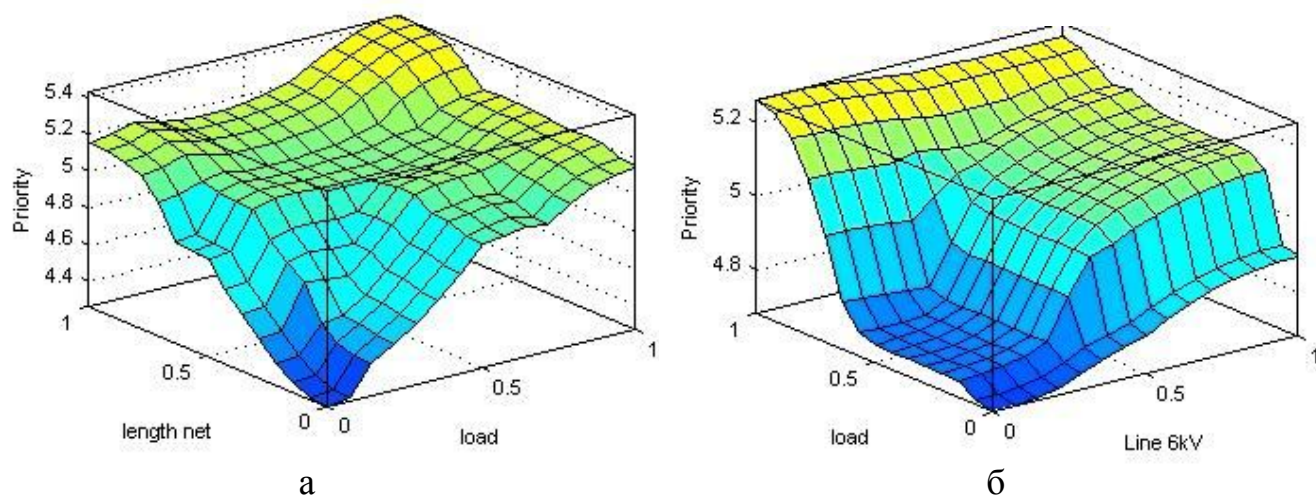


Рис. 3.18. Поверхні залежності пріоритету *priority* від вхідних параметрів: а – *length_net*, *load*; б – *load*, *line_6kv*

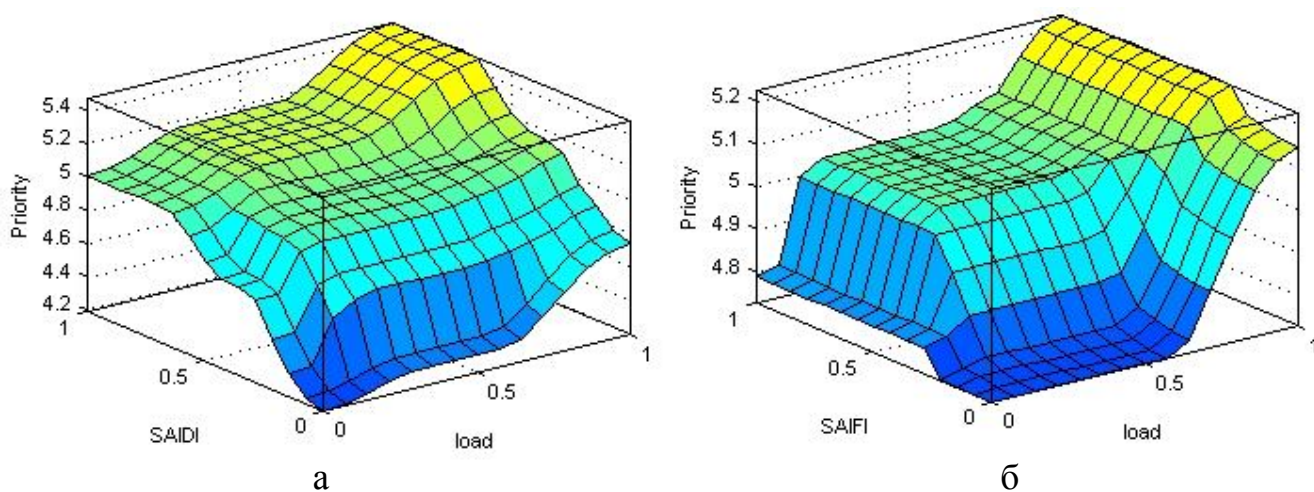


Рис. 3.19. Поверхні залежності пріоритету *priority* від вхідних параметрів: а – *SAIDI*, *load*; б – *SAIFI*, *load*

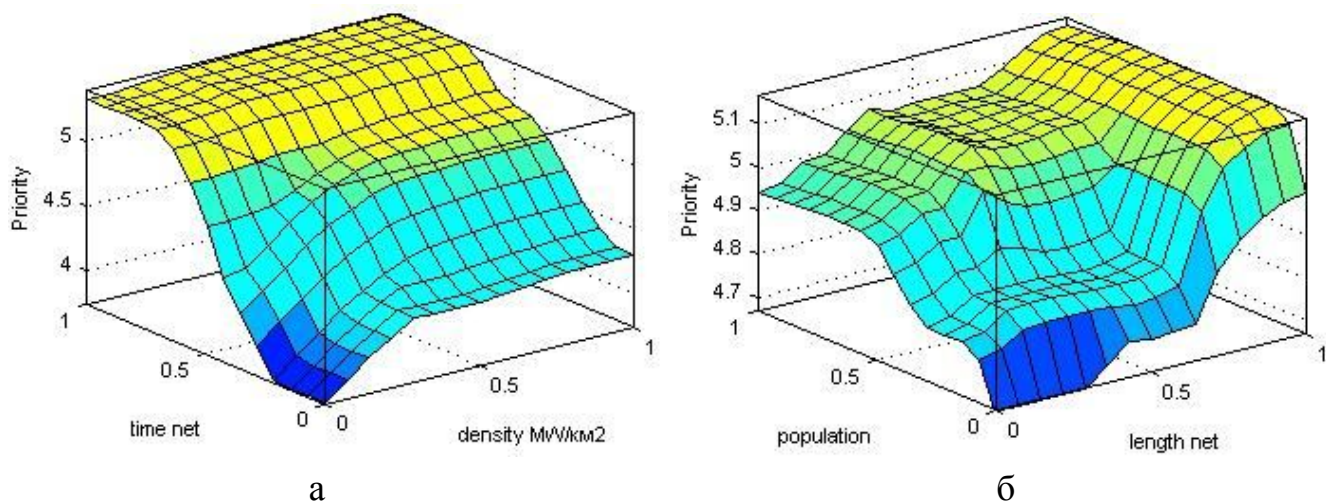


Рис. 3.20. Поверхні залежності пріоритету *priority* від вхідних параметрів: а – *time_net*, *density_MW/km2*; б – *population*, *length_net*

Дослідженням установлено, що при всіх можливих варіаціях значень параметрів, які прийняті для аналізу стану мережі $S = \{line_6kv, time_net, length_net, load, tendency, density, SAIDI, SAIFI, population\}$, у заданих діапазонах їх зміни, значення функції пріоритету переведення розподільної мережі на напругу 20 кВ $P = F(S)$ змінюється в межах від 2,3 до 7,15.

На основі імітаційного моделювання нечіткого логічного контролера та аналізу результатів значень пріоритету мережі можна зробити такі висновки:

- якщо значення пріоритету переведення мережі на 20 кВ знаходиться в межах від 0 до 2,3, то мережа не підлягає переведенню на 20 кВ;
- якщо значення пріоритету переведення мережі на 20 кВ знаходиться в межах від 2,3 до 4,7, то мережа підлягає переведенню на 20 кВ за умови техніко-економічного обґрунтування;
- якщо значення пріоритету переведення мережі на 20 кВ перевищує значення 4,7, то мережа однозначно підлягає переведенню на напругу 20 кВ.

При варіаціях параметрів мережі з прийнятими максимальними значеннями діапазонів в абсолютних величинах: $line_6kv$ – 50 км; $time_net$ – 50 років; $length_net$ – 30 км; $load$ – 0,8Р_{уст}; $tendency$ – 0,03Р_{уст}/рік; $density_MW/km^2$ – 10 МВт/км²; $SAIDI$ – 300; $SAIFI$ – 6; $population$ – 500 тис.чол. установлено, що мережа однозначно підлягає переведенню на напругу 20 кВ при перевищенні одним з параметрів наступних значень:

- сумарна довжина ліній 6 кВ – 30 км;
- період функціонування – 35 років;
- середня довжина фідерів мережі – 24 км;
- навантаження – 0,8Р_{уст} (80 % від установленної потужності);
- територіальна щільність навантаження – 5 МВт/км²;
- населення району електропостачання $population$ – 200 тис.чол.

При одночасному перевищенні значень таких параметрів:

- період функціонування – 20 років;
- середня довжина фідерів мережі – 10 км;
- навантаження – $0,5P_{уст}$ (50 % від установленної потужності);
- територіальна щільність навантаження – 2 МВт/км^2 ;
- індекс середньої тривалості відключень $SAIDI$ – 60;
- індекс середньої частоти відключень $SAIFI$ – 1,2;
- населення району електропостачання – 50 тис.чол.,

розподільна мережа повинна бути переведена на напругу 20 кВ.

Висновки до розділу 3

1. Розроблена модель критерію переведення розподільної мережі на напругу 20 кВ дає змогу на основі аналізу параметрів стану провести експрес-аналіз пріоритету кожної з мереж ліцензіатів з метою визначення черговості їх фінансування.

2. За основу синтезованої моделі критерію прийнято лінгвістичне визначення пріоритету переведення розподільної мережі на напругу 20 кВ шляхом математичного відтворення нечітким логічним контролером міркувань експерта на основі бази знань, представлених лінгвістичними предикатами з синтаксичним та семантичним наповненням.

3. Установлено, що при всіх можливих варіаціях значень параметрів, які прийняті для аналізу стану мережі (сумарної довжини ліній 6 кВ, періоду функціонування, середньої довжини фідерів мережі, навантаження, тенденції зміни навантаження, територіальної щільності навантаження, індексу середньої тривалості відключень, індексу середньої частоти відключень, населення району електропостачання), значення функції пріоритету переведення розподільної мережі на напругу 20 кВ $P = F(S)$ змінюється в межах від 2,3 до 7,15.

4. Аналіз результатів імітаційного математичного моделювання значень пріоритету мережі дав змогу встановити критичні межі пріоритету для прийняття рішення щодо переведення мережі на напругу 20 кВ:

- при значенні пріоритету в межах від 0 до 2,3 мережа не підлягає переведенню на напругу 20 кВ;
- при значенні пріоритету в межах від 2,3 до 4,7 мережа підлягає переведенню на 20 кВ за умови техніко-економічного обґрунтування;
- при перевищенні значення пріоритету 4,7 мережа однозначно підлягає переведенню на напругу 20 кВ.

5. Установлено, що при варіаціях параметрів мережі з прийнятими максимальними значеннями діапазонів в абсолютних величинах: сумарна довжина ліній 6 кВ – 50 км; період функціонування – 50 років; середня довжина фідерів мережі – 30 км; навантаження – $0,8P_{уст}$; тенденція зміни навантаження – $0,03P_{уст}/рік$; територіальна щільність навантаження – 10 МВт/км^2 ; *SAIDI* – 300; *SAIFI* – 6; населення району електропостачання – 500 тис.чол., мережа однозначно підлягає переведенню на напругу 20 кВ при перевищенні одним з параметрів наступних значень:

- сумарна довжина ліній 6 кВ – 30 км;
- період функціонування – 35 років;
- середня довжина фідерів мережі – $18 \div 24$ км;
- навантаження – $0,8P_{уст}$;
- територіальна щільність навантаження – 5 МВт/км^2 ;
- населення району електропостачання *population* – 200 тис.чол.

6. Установлено, що при одночасному перевищенні значень параметрів:

- період функціонування – 20 років;
- середня довжина фідерів мережі – 10 км;
- навантаження – $0,5P_{уст}$;
- територіальна щільність навантаження – 2 МВт/км^2 ;
- індекс середньої тривалості відключень *SAIDI* – 60;

- індекс середньої частоти відключень *SAIFI* – 1,2;
- населення району електропостачання – 50 тис.чол.,

розподільну мережу необхідно переводити на напругу 20 кВ.

РОЗДІЛ 4 ПРАКТИЧНА РЕАЛІЗАЦІЯ РОЗПОДІЛЬНОЇ МЕРЕЖІ 20 кВ

4.1 Концепція розвитку розподільних мереж 20 кВ та її практична реалізація

Національна комісія, яка здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, прийняла за один із напрямків підвищення ефективності функціонування розподільних мереж шлях переведення їх на більш високий клас напруги 20 кВ зі зміною конфігурації мережі та концептуальних підходів до автоматизації розподільної мережі і систем обліку електричної енергії [56]. У зв'язку з чим автором запропонована ідеологія концепції переведення існуючих мереж 6 кВ та реконструкції мереж 10 кВ з переведенням їх на клас напруги 20 кВ, структурна схема якої показана на рис. 4.1.

Концепція включає три основні напрями: розробку топології мережі 20 кВ (силова частина); розробку систем управління (релейний захист та автоматика); розробка нормативної бази, яка повинна врахувати напрацювання технічних рішень по силовій частині та частині систем управління.

Відправною точкою реалізації концепції мережі 20 кВ є розробка силової частини, тобто топології мережі, яка включає: вирішення задач обґрунтування вибору конфігурації схеми мережі та режиму нейтралі; визначення кількості розподільних (РП) та трансформаторних підстанцій (ТП); тип вимикачів та їх місця в схемі (силові вимикачі та вимикачі навантаження), секціонування шин та фідерів; потужність КЗ на шинах РП, ТП та вибір електрообладнання; розрахунок значення опору резистора в нейтралі та його термічної стійкості; розрахунок термічної стійкості магістральних та розподільних ліній електропередавання кабельного та повітряного виконання; засоби захисту від перенапруги; засоби резервування та зв'язок з мережею напругою 10 кВ; визначення параметрів мережі.

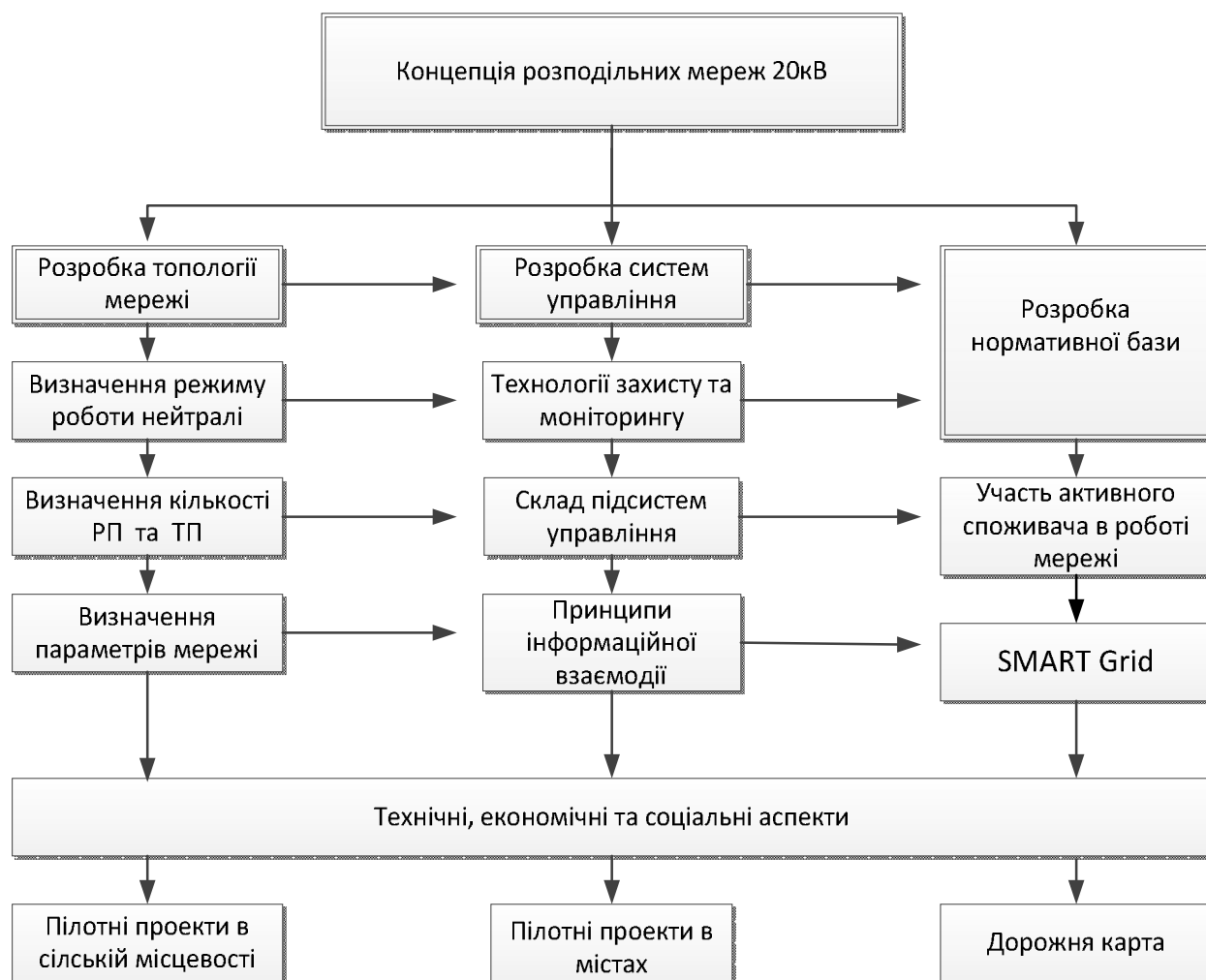


Рис. 4.1. Структурна схема ідеологічних напрямків впровадження мереж класу напруги 20 кВ

Розв’язання задач силової частини побудови мережі відкриває шлях до вирішення проблем створення систем управління, а саме, вибору засобів релейному захисту, телемеханізації, телеуправлінню та обліку електроенергії з визначенням технології управління та складу підсистем і принципів взаємодії між ними.

При розробці концепції повинні враховуватися участь активного споживача в роботі мережі та формування гнучких систем з автоматичним секціонуванням з використанням реклоузерів та автоматичною компенсацією реактивної потужності з використанням сучасних електронних засобів.

Становлення розподільних мереж має враховувати технічні, економічні та соціальні аспекти суспільства. Необхідно розробити та впровадити механізми випереджуючого будівництва електричних мереж на території конкретного міста

або району на підставі комплексних схем з реалізацією нових елементів розподільної мережі для забезпечення гарантованого підключення споживачів з мінімальними технологічними втратами.

Інвестиційна привабливість територій при формуванні напрямку розвитку інфраструктури міста або району має визначати вектор розробки комплексних схем розвитку електричних мереж при узгодженні з територіальними планами.

Для уточнення схемних рішень як по силовій частині, так і по системі захисту та моніторингу необхідна реалізація пілотних проектів розподільних мереж у сільській місцевості та в містах з розробкою дорожньої карти впровадження мереж напругою 20 кВ.

Проведення досліджень та заходів щодо підвищення енергоефективності електричних мереж шляхом реалізації концепції мереж 20 кВ неминуче позначиться і на зниженні енергоемності економіки України.

4.2 Переведення розподільних мереж 6 кВ Тиврівського району ПАТ «Вінницяобленерго» на напругу 20 кВ

Практична апробація розроблених методів реконфігурації розподільної електричної мережі при переведенні її на вищий клас напруги 20 кВ проводилася в рамках передпроектних наукових досліджень кафедри електричних мереж та систем за договором № №84-СП/470 «Дослідження можливості переведення електричних мереж СО «Тиврівські ЕМ» ПАТ «Вінницяобленерго» на номінальну напругу 20 кВ» в складі техніко-економічного обґрунтування (ТЕО) «Реконструкція електричних мереж ПАТ «Вінницяобленерго» з переведенням класу напруги 6(10,35) кВ на клас напруги 20 кВ (перший етап реконструкції електричних мереж Гніванського вузла Тиврівського району Вінницької області)» між Національним технічним університетом «КПІ» та Товариством з обмеженою відповідальністю «Проектно-дослідницький інститут «Енергоінжпроект» у 2016 році.

Особливістю розподільних електричних мереж Гніванського вузла Тиврівських ЕМ, як більшості сільських електричних мереж України, є значна їх

протяжність при відносно малій потужності, що передається цими мережами. На рис. 4.2 зображена схема розподільної мережі 6 кВ Гніванського вузла Тиврівських ЕМ, яка підлягає реконструкції.

Досліджувана електрична мережа отримує живлення від РП-6 кВ та шин 6 кВ трьох вузлових підстанцій 110/35/6 кВ «Гнівань», 35/6 кВ «СЗБ» та 35/6 кВ «Кар'єр». Крім того передбачено резервування живлення від підстанції 110/10 кВ «Агрономічне» з встановленням розділового трансформатора Т-10/6 кВ на ЗТП «Горбонівка». Підсистема, яка отримує живлення від ПС «Кар'єр», складається з єдиного КТП-175 та є умовно автономною. Мережа забезпечує живлення одного розподільного пункту 6 кВ (РП ГПЗ), 52 ТП-6/0,4 кВ, який знаходиться на балансі електричних мереж та 48 абонентських ТП-6/0,4 кВ. Встановлена потужність електричної системи становить 5,81 МВт. Загальна довжина ліній електропередавання 6 кВ складає 71,575 км, з яких 67,069 км – повітряні лінії та 4,506 – кабельні вставки.

У табл. 4.1 наведена інформація про потужності та завантаження трансформаторів живлення, встановлених на вузлових підстанціях 110 та 35 кВ. Основні технічні дані та оцінка стану ЛЕП 6 кВ наведені у табл. 4.2. Загальну інформацію про технічний стан елементів розподільних електричних мереж згідно з інформацією ПАТ «Вінницяобленерго» станом на 01.01.2016 р наведено в табл. 4.3.

Табл. 4.1. Основні параметри та характеристики ПС 110 та 35 кВ

Підстанція	Рік введення в експлуатацію	Потужності трансформаторів, МВА		Завантаження трансформаторів, МВА (%)		Примітка
		T1	T2	T1	T2	
ПС 110/35/6 кВ «Гнівань»	1967	16	25	8 (50)	2 (8)	
ПС 110/10 кВ «Агрономічне»	1984	6,3	–	4 (63)	–	
ПС 35/6 кВ «СЗБ»		6,3	6,3	4,36 (69,2)	0	абонентська
ПС 35/6 кВ «Кар'єр»		6,3	–		–	абонентська

Рис. 4.2. Схема електричної мережі Гніванського вузла Тиврівських ЕМ

Табл. 4.2. Стан елементів електричних мереж

ЛЕП	Рік введення в експлуатацію	Загальна довжина, км	Довжина ПЛ, км	Довжина КЛ, км	Стан згідно з СОУ [41]
ПЛ 6 кВ СЗБ (ф22)	1973	32,218	30,590	1,628	задовільний
ПЛ 6 кВ Гнівань (ф20)	1976	12,510	12,36	0,15	задовільний
ПЛ 6 кВ СЗБ (ф20)	1968	3,230	3,11	0,12	задовільний
КЛ-6 кВ ПС «Гнівань» (ф24)	1968	1,150	—	1,150	непридатний
ПЛ 6 кВ Гнівань (ф4)	1968	14,322	11,714	2,608	добрий
КЛ-6 кВ ПС «Гнівань» (ф2)	1987	0,580	—	0,580	непридатний
КЛ-6 кВ ПС «СЗБ» «Гнівань» (ф12)	1997	1,890	—	1,890	добрий
КЛ-6 кВ ПС «Гнівань» (ф 22)	1992	1,200	—	1,200	добрий
КЛ-6 кВ ПС «Гнівань» (ф28)	1992	3,770	—	3,770	добрий
КЛ-6 кВ ПС «СЗБ» «Гнівань» (ф18)	1992	0,705	—	0,705	добрий

Табл. 4.3. Технічний стан елементів розподільних ЕМ 6 кВ

Об'єкти ЕМ	Показники, %			
	добрий	підлягають:		
		капітальному ремонту	реконструкції	повній заміні (не придатні для подальшої експлуатації)
ПЛ 6-10 кВ	20,28	79,72	-	-
КЛ 6-10 кВ	73,72	-	13,76	12,54
ЗТП-6(10)/0,4 кВ	-	50,0	33,34	16,67
КТП-6(10)/0,4 кВ	65,63	28,13	6,25	-
ЩТП-6(10)/0,4 кВ	100,0	-	-	-

На обладнанні розподільних мереж 6 кВ Гніваньського вузла (без урахування абонентських ТП) у 2015 р. виникло 31 технологічне порушення цехового обліку з недовідпуском електроенергії 36,69 тис. кВт·год. У 2015 р. отримано вісім скарг від

споживачів на неякісний рівень напруги та одне звернення за вихід з ладу електроприладів.

Поточний стан розподільних та живлячих електричних мереж Гніванського вузла, як і всієї України, потребує суттєвих покращень основних техніко-економічних показників та виконання робіт з реконструкції, модернізації або технічного переоснащення, що обумовлено такими причинами:

- високим ступенем фізичного і морального старіння (зношення) електрообладнання (термін експлуатації якого сягає 45 років та більше);
- значними втратами електричної енергії (як чисто технічними, так і комерційними) ;
- низький рівень автоматизації об'єктів електричних мереж.

На відміну від мереж 110 кВ та вище у мережах 6(10) кВ низький рівень розвитку і інтеграції автоматизованих систем оперативно-технологічного управління та моніторингу. Усі перемикання та реконфігурація схеми здійснюються вручну оперативним персоналом. Перераховані недоліки стану мережі 6 кВ знижують індекси середньої тривалості відключень (SAIDI) та середньої частоти відключень у системі (SAIFI) – міжнародних показників надійності електропостачання споживачів.

Застаріле обладнання, примітивні схеми і таке ж конструктивне виконання розподільних мереж – головні причини значних втрат електричної енергії, незадовільної надійності електропостачання, значних витрат на аварійно-відновлювані роботи та на відшкодування збитків для споживачів від аварійного недовідпуску електроенергії, низького рівня безпеки експлуатації електричної мережі (у першу чергу для населення).

Електричні мережі, їх схеми та обладнання у сучасному стані концептуально не адаптовані до вимог, які стоять перед сферою енергозабезпечення.

Згідно з інформацією «Держенергонагляду» для зменшення рівня аварійності в електричних мережах 0,4...110 кВ з метою недопущення виникнення та повторення технологічних порушень, електропередавальні організації змушені проводити значні обсяги з моніторингу власних електричних мереж щодо виявлення

«вузьких» місць та розробляти протиаварійні заходи на підставі квартального аналізу технологічних порушень.

4.2.1 Аналіз усталеного режиму існуючої електричної мережі 6 кВ

Моделювання усталеного режиму досліджуваної розподільної електричної мережі здійснено в програмному середовищі DlgSILENT PowerFactory 15.1. Конфігурація розподільної мережі відповідає даним карти-схеми існуючих мереж 6 кВ Гніванського вузла Тиврівських ЕМ. Стан розімкнених резервних перемичок визначено відповідно до Схеми нормального режиму розподільних мереж 6(10) кВ на 2016 р.

Розрахункова схема досліджуваної електричної мережі містить 188 ділянок ліній електропередавання повітряного та кабельного виконання та 115 термінальних вузлів. Мережа забезпечує живлення 98 ТП 6/0,4 кВ. Встановлена потужність електричної системи становить 5,81 МВт.

Результати моделювання усталеного режиму мережі наведені в Додатку Г. У табл. 4.4 зведена інформація про режимні параметри по фідерах живлення досліджуваної системи.

Табл. 4.4. Режимні параметри мережі на номінальній напрузі 6 кВ

Фідер	Струм головної ділянки		Напруга на найвіддаленішій ТП	Втрати напруги	
	А	%	кВ	кВ	%
ПС Гнівань					
Л-2	10	5,5	6,29	0,01	0,17
Л-28	20	8,7	6,26	0,04	0,67
Л-4	200	77,9	3,69	2,61	43,5
Л-20	160	74,2	5,37	0,93	15,5
Л-22	20	10,4	6,28	0,02	0,33
ПС «СЗБ»					
Л-18	10	6,9	6,29	0,01	0,17
Л-12	10	4,4	6,29	0,01	0,17
Л-22	250	140,6	3,69	2,61	43,5
Л-20	40	17,6	6,14	0,16	2,67

Аналіз інформації, наведеної в табл. 4.4 свідчить про перевантаження за струмами ділянок фідера Ф-22 ПС «СЗБ». Так, наприклад, перевищення гранично допустимого струму на ділянці 1-4 Ф-22 ПС «СЗБ» складає 40,6%. Збільшені робочі струми на ділянках схеми обумовлюють знижений профіль напруги на шинах споживацьких ТП та збільшені втрати потужності на передавання електричної енергії.

Дослідження усталеного режиму електричної системи свідчить про неприпустимо низький профіль напруги в електричній мережі. Так, на шинах 18 ТП 6/0,4 кВ відхилення напруги перевищує -5%, а на шинах 40 ТП – -10%. Найбільше відхилення напруги від номінального значення на шинах ТП дорівнює 38,5% (КТП 208, 209 та 296), а найбільші втрати напруги – 43,5%.

Розрахунок втрат енергії в досліджуваній електричній мережі наведено в табл. 4.5 (час максимальних втрат дорівнює 1574,8 год/рік).

Табл. 4.5. Втрати активної потужності та енергії в електричній мережі 6 кВ

Місце локалізації втрат	Втрати активної потужності		Втрати енергії, кВт·год/рік
	кВт	%	
Навантажувальні втрати в лініях електропередавання	1250	21,5	1968500
Навантажувальні втрати в трансформаторах	59,3	1,02	93375,4
Втрати неробочого ходу в трансформаторах	71,2	1,23	623974
Сумарні втрати в трансформаторах	130,5	2,25	717350,4
Сумарні втрати	1380,5	23,8	2685850,4

Аналіз результатів моделювання усталеного режиму електричної системи свідчить про досягнення електричною мережею межі пропускної спроможності, неможливість забезпечувати нормовану якість електричної енергії на шинах споживацьких підстанцій та збільшені втрати активної потужності на передавання електричної енергії. Подальше зростання навантаження, очевидно, призведе до

суттєвого погіршення якості електропостачання, що визначає необхідність корінного переобладнання розподільної електричної мережі.

4.2.2 Аналіз усталеного режиму розподільної електричної мережі на номінальній напрузі 10 кВ

Дослідження варіанта переведення розподільної електричної мережі на номінальну напругу 10 кВ здійснено для існуючої конфігурації мережі Гніванського вузла за виключенням КТП-175, живлення якого переведено з ПС «Кар'єр» на ЗТП-263 від фідера Ф-28 РУ 10 кВ «Гнівань». Крім того, зі складу розрахункової схеми виключено фідер Ф-24 від РУ 10 кВ ПС «СЗБ», який здійснює живлення ЗТП-417, ЗТП-418 та ЗТП-419, що належать ПрАТ «Гніванський завод спецалізобетон» та не підлягають переведенню на підвищену номінальну напругу.

Відповідно до вимог ПУЕ [61] мінімальний переріз сталевалюмінієвих проводів повітряної лінії для умов Вінницької області (3-й район за ожеледдю) АС 50/8. Для виконання повітряних ліній електропередавання умовно прийнято тип опори П 10-26.

Навантаження ТП 10/0,4 кВ прийнято на 15-річну перспективу з урахуванням щорічного 2%-го зростання потужності навантаження, тобто на 30% більша від навантаження існуючої схеми розподільної мережі 6 кВ. Встановлена потужність досліджуваної електричної системи складає 10,38 МВт.

Результати моделювання усталеного режиму мережі представлені в Додатку Д. У табл. 4.6 зведена інформація про режимні параметри по фідерах живлення досліджуваної системи.

Аналіз інформації, наведеної в табл. 4.6, свідчить про перевантаження за струмом ділянок фідера Ф-22 ПС «СЗБ»-1-4-6-10-11-12-14-30-32-35-70-37. Так, наприклад, перевищення гранично допустимого струму на ділянці 1-4 складає 52,6%. Це обумовлює необхідність збільшення перерізу проводів на цих ділянках:

- до кабелю марки ААБП 3×150 на ділянці РП «СЗБ»-1;
- до АС-95/16 на ділянках 1-4-6-10-11-12-14;

- до АС-70/11 на ділянках 14-30-30-35-70-37.

Табл. 4.6. Режимні параметри мережі на номінальній напрузі 10 кВ

Фідер	Струм головної ділянки		Напруга на найвіддаленіший ТП	Втрати напруги	
	А	%	кВ	кВ	%
ПС «Гнівань»					
Л-2	10	4,3	10,5	0,001	0,01
Л-28	10	6,5	10,47	0,03	0,3
Л-4	140	53,5	10,1	0,4	4
Л-20	110	51,7	9,99	0,6	6
Л-22	20	7,9	10,49	0,01	0,1
ПС «СЗБ»					
Л-18	10	5,2	10,49	0,01	0,1
Л-12	10	3,2	10,5	0,001	0,1
Л-22	330	152,6	7,92	2,58	25,8
Л-20	60	23,9	10,34	0,16	1,6

Збільшений робочий струм на ділянках фідера Ф-22 ПС «СЗБ» обумовив понижений профіль напруги на шинах КТП, які отримують живлення від цього фідера. На шинах 9 ТП 6/0,4 кВ відхилення напруги перевищує -5%, а на шинах 27 ТП – -10%. Найбільше відхилення напруги на шинах ТП дорівнює 20,8% (КТП 208, 292 та 296), а найбільші втрати напруги – 25,8% від номінальної напруги електричної системи.

Втрати активної потужності в лініях електропередавання дорівнюють 1,11 МВт, втрати в трансформаторах – 197,8 кВт, сумарні втрати – 1307,8 кВт, що складає 12,6% встановленої потужності електричної системи та обумовлює сумарні річні втрати енергії 2313805 кВт·год/рік.

Контроль допустимості параметрів усталених режимів розподільної електричної мережі здійснено також для післяаварійних (ремонтних) режимів за різних можливих варіантів відключення головних ділянок живлячих фідерів:

- 1) вимкнення фідерів Ф4 та Ф6 ПС «Гнівань» та переведення на резервне живлення від фідера Ф20 ПС «СЗБ» увімкненням перемички Р-23-144;

- 2) вимкнення фідерів Ф4 та Ф6 ПС «Гнівань» та переведення на резервне живлення від фідера Ф20 ПС «Гнівань» увімкненням перемички Р-139;
- 3) вимкнення фідерів Ф4 та Ф6 ПС «Гнівань» та переведення на резервне живлення від фідера Ф28 ПС «Гнівань» увімкненням перемички ВН Ф4-24;
- 4) вимкнення головної ділянки фідера Ф20 ПС «Гнівань» та переведення на резервне живлення від РП ГРЗ увімкненням перемички Р-139;
- 5) вимкнення головної ділянки фідера Ф20 ПС «Гнівань» та переведення на резервне живлення від фідера Ф-22 ПС «СЗБ» увімкненням перемички Р-163;
- 6) вимкнення фідера Ф22 ПС «Гнівань» та переведення живлення на фідер Ф24 ПС «Гнівань» увімкненням перемички ВН Ф22-24;
- 7) вимкнення головної ділянки фідера Ф28 ПС «Гнівань» та переведення на резервне живлення від РП ГПЗ увімкненням перемички ВН Ф4-24;
- 8) вимкнення головної ділянки фідера Ф20 ПС «СЗБ» та переведення на резервне живлення від фідера Ф22 ПС «СЗБ» увімкненням перемички Р-1;
- 9) вимкнення головної ділянки фідера Ф20 ПС «СЗБ» та переведення на резервне живлення від РП ГРЗ увімкненням перемички Р-23-144;
- 10) вимкнення головної ділянки фідера Ф22 ПС «СЗБ» та переведення на резервне живлення від фідера Ф20 ПС «СЗБ» увімкненням перемички Р-1;
- 11) вимкнення головної ділянки фідера Ф22 ПС «СЗБ» та переведення на резервне живлення від ПС «Агрономічне» увімкненням перемички Р-221;
- 12) вимкнення головної ділянки фідера Ф22 ПС «СЗБ» та переведення на резервне живлення від ГП ГПЗ увімкненням перемички ВН ТП-296;
- 13) вимкнення фідера Ф12 ПС «СЗБ» та переведення на резервне живлення від фідера Ф18 ПС «СЗБ»;
- 14) вимкнення фідера Ф18 ПС «СЗБ» та переведення на резервне живлення від фідера Ф12 ПС «СЗБ».

Аналіз результатів моделювання свідчить про перевищення допустимих робочих струмів на деяких ділянках досліджуваної схеми за умовами термічної

стійкості, що обумовлює збільшення перерізу проводів ліній електропередавання на таких ділянках:

- АС-70/11 на ділянці 1-2 фідера Ф20 ПС «СЗБ»;
- кабелю марки АСБ 3×95 на ділянці РП «Гнівань»-1 фідера Ф20;
- АС-70/11 на ділянках 1-2-6-8-10-34-18-20-22-35-37 фідера Ф20 ПС «Гнівань»;
- кабелю марки ААБП 3×150 на ділянці РП ГПЗ – КТП204;
- АС-120/27 на ділянках 1-4-6 фідера Ф22 ПС «СЗБ»;
- кабелю марки ААБП 3×150 на ділянці РП «СЗБ»-1 фідера Ф20;
- кабелю марки ААБП 3×150 на ділянках РП «Гнівань»-РП ГПЗ фідерів Ф4 та Ф6;
- АС-120/27 на всіх ділянках між РП ГПЗ та ТП 296;
- АС-70/11 на ділянках 55-74-87-37 фідера Ф-22 ПС «СЗБ»;
- АС-95/16 на ділянках 55-83-59-ЗТП «Горбонівка» фідера Ф-22 ПС «СЗБ».

4.2.3 Аналіз усталеного режиму розподільної електричної мережі на номінальній напрузі 20 кВ

Дослідження варіанта переведення розподільної електричної мережі на номінальну напругу 20 кВ здійснено для тієї самої розрахункової схеми та за тих самих навантажень, що й у разі застосування номінальної напруги 10 кВ. Тип, переріз, марки кабельних ліній прийнято аналогічними існуючим для номінальної напруги 20 кВ. Для виконання повітряних ліній електропередавання умовно прийнято тип опори П 20-16.

Результати моделювання усталеного режиму мережі представлені в Додатку Е. В табл. 4.7 зведена інформація про режимні параметри по фідерах живлення досліджуваної системи.

Аналіз інформації, наведеної в табл. 4.7, свідчить про те, що робочі струми на ділянках розрахункової схеми не перевищують гранично допустимих значень за

умовами термічної стійкості. Максимальне завантаження лінії складає 63,8%. Щільність робочих струмів ЛЕП не перевищує економічні значення, що обумовлює припустимі втрати активної потужності в досліджуваній електричній мережі.

Табл. 4.7. Режимні параметри мережі на номінальній напрузі 20 кВ

Фідер	Струм головної ділянки		Напруга на найвіддаленішій ТП	Втрати напруги	
	А	%	кВ	кВ	%
ПС «Гнівань»					
Л-2	4	2,1	21	0,001	0,005
Л-28	10	3,1	20,99	0,01	0,05
Л-4	70	25,7	20,81	0,19	0,95
Л-20	50	25,0	20,75	0,25	1,25
Л-22	10	3,9	20,99	0,01	0,05
ПС «СЗБ»					
Л-18	10	2,6	21	0,001	0,005
Л-12	3	1,5	21	0,001	0,005
Л-22	130	63,8	19,95	1,05	5,25
Л-20	30	11,8	20,92	0,08	0,4

Профіль робочої напруги є припустимим. Найбільше відхилення напруги на шинах ТП дорівнює -0,3% (КТП 208 та 296), а найбільші втрати напруги – 5,25% від номінальної напруги електричної системи.

Сумарні втрати активної потужності на ділянках розрахункової схеми дорівнюють 190 кВт, втрати в трансформаторах – 197,8 кВт, сумарні втрати – 387,8 кВт, що складає 3,7% встановленої потужності електричної системи та обумовлює сумарні річні втрати енергії 864990 кВт·год/рік.

Дослідження можливих післяаварійних (ремонтних) режимів досліджуваної електричної мережі підтвердили допустимість режиму напруги (втрати напруги в межах 10%) та робочих струмів за умовами термічної стійкості.

4.2.4 Техніко-економічне порівняння варіантів реконструкції Тиврівських електричних мереж

Техніко-економічне порівняння варіантів реконструкції Тиврівських ЕМ ПАТ «Вінницяобленерго» із переведенням електропостачання на номінальну напругу 10 або 20 кВ виконано відповідно до вимог ГКД 340.000.001-95 «Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Загальні методичні положення» та ГКД 340.000.002-97 «Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні системи» [14, 15].

Критерієм порівняльної економічної ефективності реконструкції розподільної мережі є мінімум сумарних дисконтованих витрат:

$$Z_{\text{дс}} \rightarrow \min.$$

За умови залучення інвестицій протягом одного року сумарні дисконтовані витрати визначають за виразом

$$Z_{\text{дс}} = \frac{B}{E} + K - L, \quad (4.1)$$

де B – витрати на експлуатацію та обслуговування електричної мережі та витрати на покриття втрат електричної енергії; K – капіталовкладення в реконструкцію електричної мережі; L – ліквідна вартість устаткування, що демонтують; $E = 0,1$ – норма дисконту.

У виразі (4.1) слід враховувати тільки ті вартісні показники, які відрізняються в порівнюваних варіантах реконструкції мережі. Так, наприклад, ліквідна вартість устаткування, яке буде демонтоване, для обох порівнюваних варіантів однакова і може бути виключена зі складу формули (4.1).

Результати розрахунку капіталовкладень у реконструкцію електричних мереж переведенням електропостачання на номінальну напругу 10 та 20 кВ наведено в табл. 4.8.

Табл. 4.8. Капіталовкладення в реконструкцію електричних мереж

Стаття витрат	Вартість, тис. грн	
	Варіант 1 (10 кВ)	Варіант 2 (20 кВ)
ПС 110/35/10(20)	90957,593	102777,176
РП, ЗТП, КТП, ЩТП	37574,022	46677,399
КЛ	7790,961	7790,961
ПЛ	55847,233	55847,233
Інше	13103,386	19655,078
ВСЬОГО	205273,194	232747,847

Результати розрахунку щорічних витрат на експлуатацію розподільних електричних мереж наведено в табл. 4.9.

Табл. 4.9. Щорічні витрати на експлуатацію електричних мереж

Стаття витрат	Норма витрат, %	Витрати, тис. грн. / рік	
		Варіант 1 (10 кВ)	Варіант 2 (20 кВ)
ПС 110/35/10(20)	2,4	2182,982	2466,652
РП, ЗТП, КТП, ЩТП	4,8	1803,533	2240,515
КЛ	3,8	296,067	296,057
ПЛ	3,8	2122,195	2122,195
Інше	2,4	314,481	471,722
ВСЬОГО		6719,258	7597,141

Розрахунок щорічних витрат на покриття втрат електричної енергії в електричній мережі здійснено за даними максимального тарифу для споживачів - юридичних осіб ПАТ «Вінницяобленерго» 158,94 коп/кВт·год. Результати такого розрахунку наведено в табл. 4.10.

Табл. 4.10. Щорічні витрати на покриття втрат електричної енергії

Показник	Варіант 1 (10 кВ)	Варіант 2 (20 кВ)
Сумарні втрати потужності в режимі максимальних навантажень, кВт	1307,8	357,8
Втрати електричної енергії, кВт·год/рік	2313805	817746
Тариф на покриття втрат, коп/кВт·год	158,94	158,94
Витрати на покриття втрат, тис. грн/рік	3677,562	1299,725

Результати розрахунку сумарних зведених дисконтованих витрат на реконструкцію електричної мережі з переведенням живлення на 10 та 20 кВ наведено в табл. 4.11.

Табл. 4.11. Сумарні зведені дисконтовані витрати

Показник	Варіант 1 (10 кВ)	Варіант 2 (20 кВ)
Капіталовкладення, тис. грн	205273,194	232747,847
Витрати на експлуатацію, тис. грн/рік	6719,258	7597,141
Витрати на покриття втрат е/е, тис. грн/рік	3677,562	1299,725
Сумарні щорічні витрати, тис. грн/рік	10396,82	8896,866
Сумарні дисконтовані витрати, тис. грн.	309241,394	321716,507

З аналізу даних табл. 4.11 випливає, що кращими техніко-економічними показниками характеризується варіант реконструкції розподільної електричної мережі з переведенням живлення на номінальну напругу 10 кВ. Разом з тим різниця у сумарних дисконтованих витратах порівнюваних варіантів дорівнює 12475,113 тис.грн., що складає всього 4,03% сумарних дисконтованих витрат більш економічного варіанта.

Тому відповідно до вимог НД «Побудова та експлуатація електричних мереж. Технічна політика» [71] у разі порівняння варіантів схем розвитку РЕМ з різними ступенями номінальної напруги, які мають однакові витрати або витрати, що відрізняються в межах 10%, пріоритет треба віддавати варіанту розвитку мереж з більш високою середньою напругою РЕМ, тобто з номінальною напругою 20 кВ.

Розрахунок періоду повернення капіталовкладень у реконструкцію Тиврівських ЕМ ПАТ «Вінницяобленерго» із переведенням електропостачання на номінальну напругу 10 або 20 кВ виконано відповідно до вимог [15].

Період повернення капіталу дорівнює року розрахункового періоду, після якого кумулятивна сума чистих грошових потоків переходить із від'ємної зони в додатну і визначається за виразом

$$\Pi_{\text{дс}} = \sum_{t=1}^{T_{\text{п}}} \Pi_{\text{чt}} / (1 + E)^t = 0,$$

де $\Pi_{\text{чt}}$ – чистий прибуток в t -й рік розрахункового періоду; $E = 0,1$ – норма дисконту.

Розрахунок періоду повернення капіталовкладень для порівнюваних варіантів переведення живлення на номінальну напругу 10 та 20 кВ представлено в Додатку Ж та проілюстровано на діаграмах рис. 4.3 та 4.4.

З аналізу даних діаграм, наведених на рис. 4.3 та 4.4, видно, що періоди повернення капіталовкладень для порівнюваних варіантів реконструкції Тиврівських ЕМ складають:

- для варіанта переведення живлення на номінальну напругу 10 кВ 14 років;
- для варіанта переведення живлення на номінальну напругу 20 кВ 15 років.

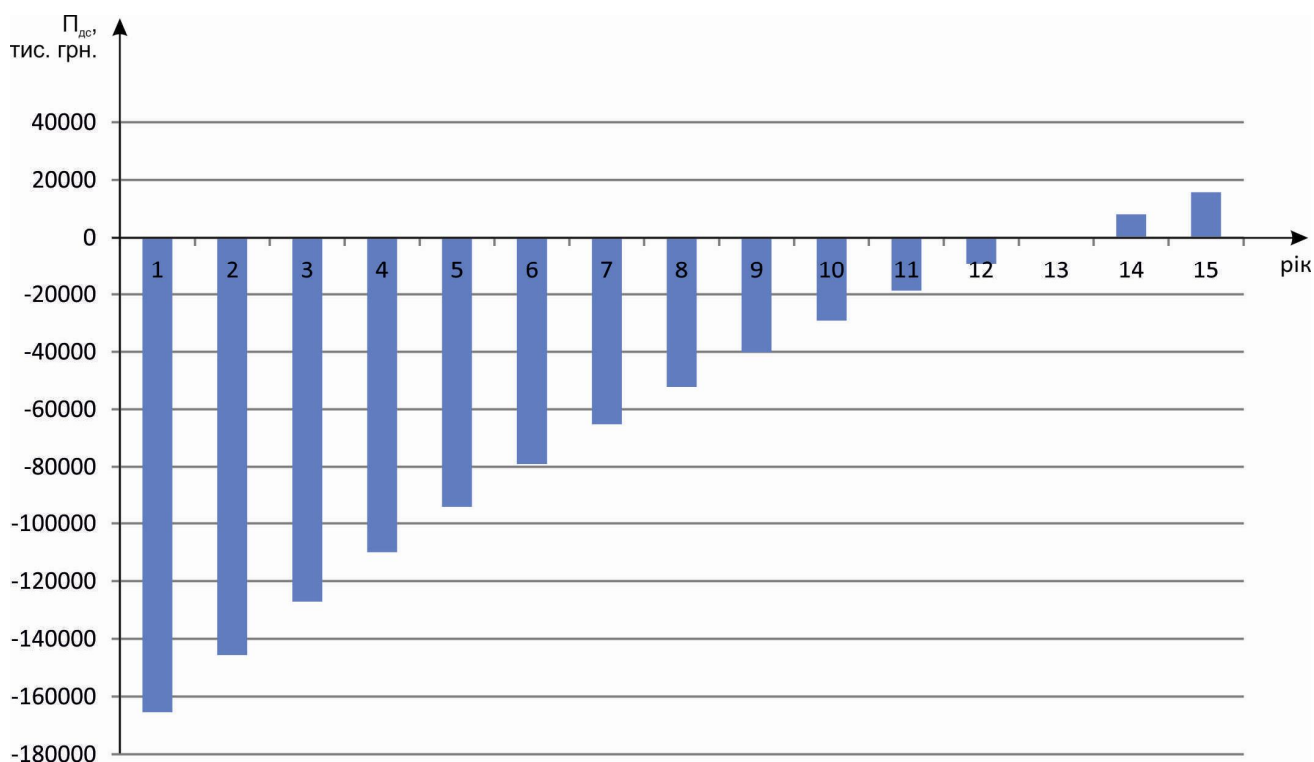


Рис. 4.3. Динаміка зміни кумулятивної суми чистих грошових потоків для варіанта реконструкції розподільної електричної мережі з переведенням живлення на номінальну напругу 10 кВ

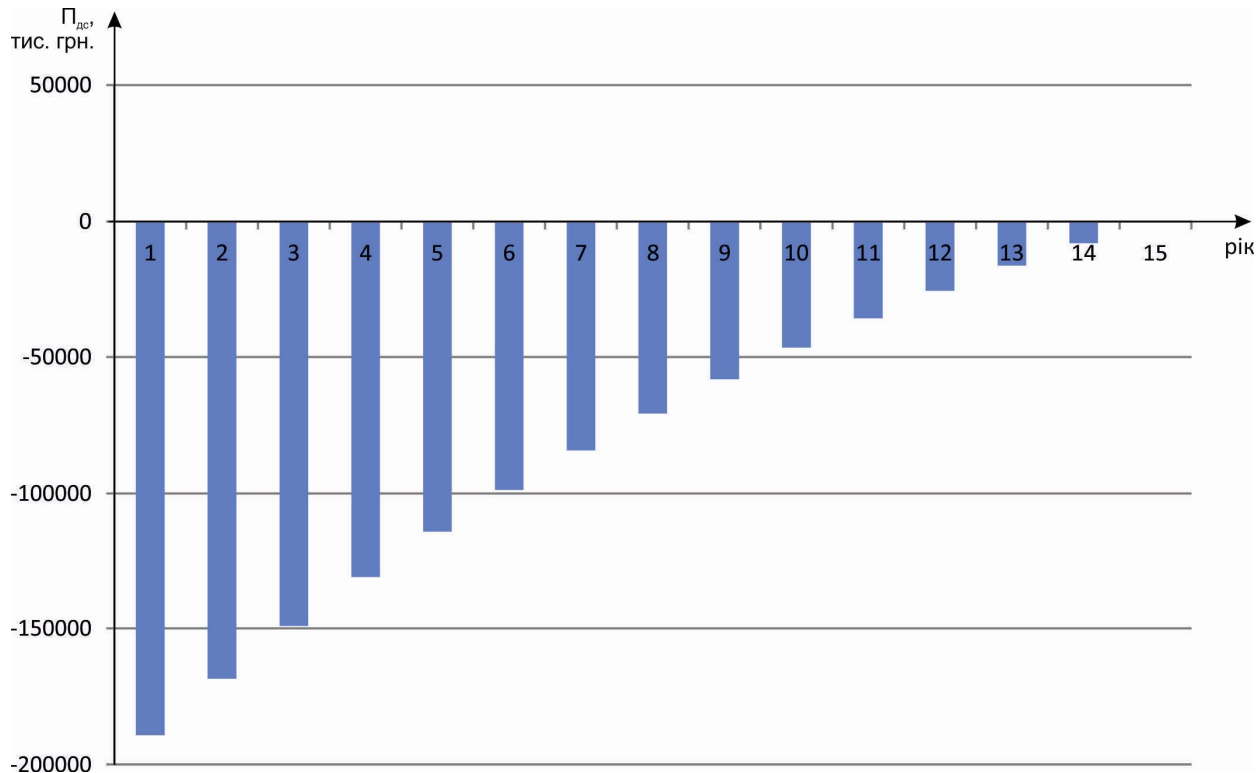


Рис. 4.4. Динаміка зміни кумулятивної суми чистих грошових потоків для варіанта реконструкції розподільної електричної мережі з переведенням живлення на номінальну напругу 20 кВ

4.2.5 Оптимальна реконфігурація робочої схеми розподільної електричної мережі на номінальній напрузі 20 кВ з використанням інтелектуальних технологій

Розглянемо підсистему досліджуваної електричної мережі, утворювану фідерами Л-4 + Л-18 ПС «Гнівань», Л-20 ПС «Гнівань» та Л-22 ПС «СЗБ», представлену на рис. 4.5. Розімкнені роз'єднувачі Р-139, Р-163 та роз'єднувач на КТП 396 секціонують цю мережу на три частини, поділяючи споживачів між трьома живильними лініями. Нерівномірний розподіл навантаження між живильними фідерами (табл. 4.7) свідчить про неоптимальність конфігурації робочої схеми електричної мережі. Очевидно, що зміна місць розміщення розімкнених роз'єднувачів буде призводити до зміни сумарних втрат активної потужності в мережі. Розглянемо розв'язання задачі оптимальної реконфігурації розподільної електричної мережі на підставі розробленого методу з використанням апарата генетичних алгоритмів.

На першому етапі застосування методу у складі розрахункової схеми слід виділити зони безумовних атракторів для кожного фідеру та «пограничну» зону пошуку місця розміщення резервної перемички.

Для виділення безумовних атракторів джерел живлення розподільної електричної мережі слід застосувати мінімаксний підхід. Для цього визначають електричні центри ділянок між можливими парами джерел живлення, збільшуючи навантаження до максимуму, з одного боку відповідної лінії з двобічним живленням та знижуючи до мінімуму навантаження з іншого боку (до прогнозованої перемички між фідерами). Будемо вважати, що в режимі мінімальних навантажень потужності споживачів дорівнюють 50 % своїх максимальних значень, що характерно для графіків навантажень типових споживачів сільських електричних мереж.

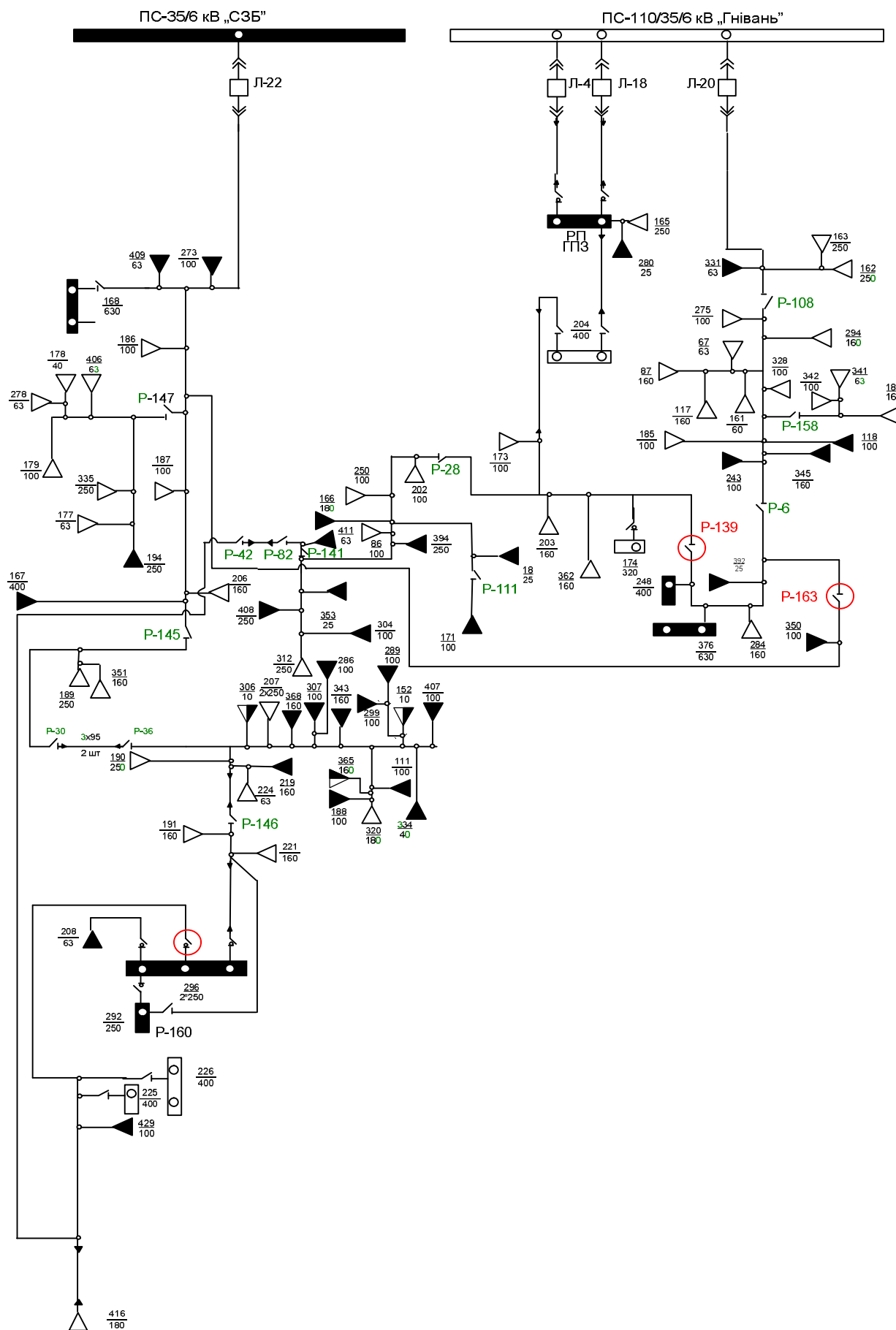


Рис. 4.5. Розподільна мережа напругою 6 кВ ПС «СЗБ» та ПС «Гнівань»

Виділення безумовних атракторів у підсистемі, яка утворена лінією з двобічним живленням фідерів ПС «Гнівень», показано на рис. 4.6. Тут S_e позначено еквівалентне навантаження споживачів на ділянках між ТП-202 та ТП-296, які отримують живлення від окремого відгалуження лінії з двобічним живленням.

Для визначення безумовного атрактора фідерів Л-4+Л-18 необхідно збільшити до максимуму потужності навантажень найближчих до шин ПС «Гнівень» з боку даних фідерів споживачів, тобто навантаження ТП 165, 173, 174, 203, 204, 280, 362 та S_e . Водночас слід зменшити до мінімуму навантаження споживачів, найближчих до шин ПС «Гнівень» з боку фідера Л-20, тобто навантаження ТП 67, 87, 117, 118, 161, 162, 163, 184, 185, 243, 248, 275, 284, 294, 328, 331, 341, 342, 345, 376 та 392. Для такої розрахункової схеми електричний центр лінії з двобічним живленням належить ділянці між ТП-173 та ТП-203, визначаючи зону безумовного атрактора фідера Л-4+Л-18. Аналогічним способом визначають електричний центр лінії у разі, коли максимізовані потужності навантажень, найближчих до шин ПС «Гнівень» з боку фідера Л-20, одночасно мінімізуючи потужності навантажень, найближчих до шин ПС «Гнівень» з боку фідерів Л-4+Л-18. У цьому разі електричний центр належить ділянці між ТП-342 та ТП-185, визначаючи зону безумовного атрактора фідера Л-20.

Аналогічно визначають електричні центри інших ліній з двобічним живленням, утвореним можливими парами джерел живлення досліджуваної електричної мережі. Результати таких розрахунків зведено до табл. 4.12.

Поєднання результатів визначення електричних центрів всіх можливих ліній з двобічним живленням обумовлює зони безумовних атракторів всіх джерел живлення та «пограничної» зони, представлених на рис. 4.7.

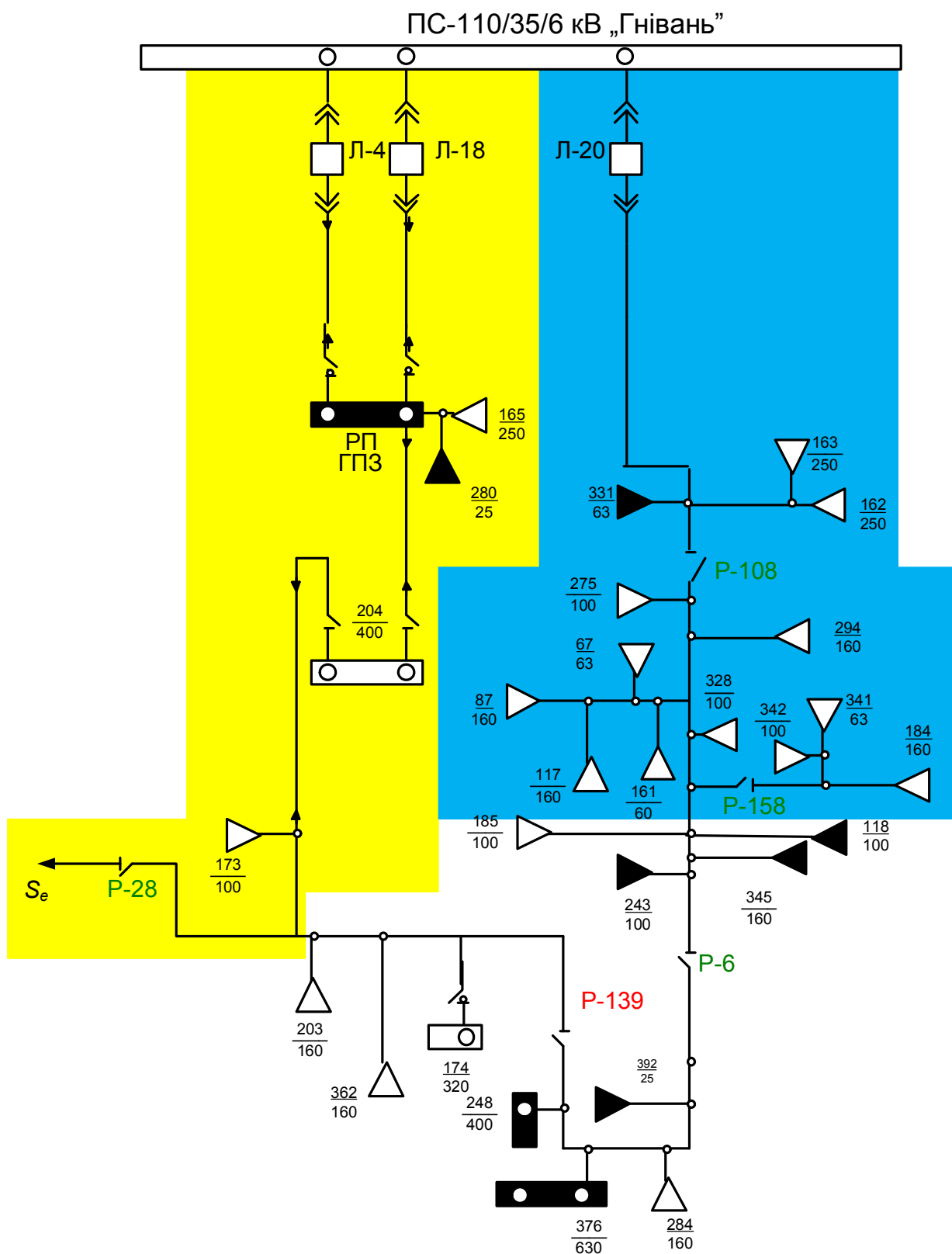


Рис. 4.6. Виділення безумовних атракторів фідерів ПС «Гнівань»

Таблиця 4.12. Розрахунок сумарних зведених дисконтованих витрат

Фідер	Лінія з двобічним живленням	Ділянка, якій належить електричний центр навантажень
Л-4 + Л-18 (Гнівань)	Л-4+Л-18 (Гнівань) – Л-20 (Гнівань)	ТП-173– ТП-203
	Л-4+Л-18 (Гнівань) – Л-22 (СЗБ)	ТП-225 – ТП-226
Л-20 (Гнівань)	Л-20 (Гнівань) – Л-4+Л-18 (Гнівань)	ТП-342 – ТП-185
	Л-20 (Гнівань) – Л-22 (СЗБ)	Роз'єднувач Р-6
Л-22 (СЗБ)	Л-22 (СЗБ)– Л-4+Л-18 (Гнівань)	Роз'єднувач Р-145
	Л-22 (СЗБ)– Л-20 (Гнівань)	ТП-186 – ТП-150

На рис. 4.8 виокремлено «пограничну» зону атракторів, в якій буде здійснюватись пошук місць розміщення розімкнених резервних перемичок, які будуть оптимально секціонувати розподільну мережу з метою мінімізувати втрати активної потужності на передавання електричної енергії до споживачів. «Погранична» зона містить 52 ділянки ліній електропередавання повітряного та кабельного виконання, які забезпечують живлення 38 ТП. На рис. 4.8 показано положення розімкнених резервних перемичок, які відповідають вихідній схемі розподільної мережі та обумовлюють сумарні навантажувальні втрати активної потужності в мережі 190 кВт.

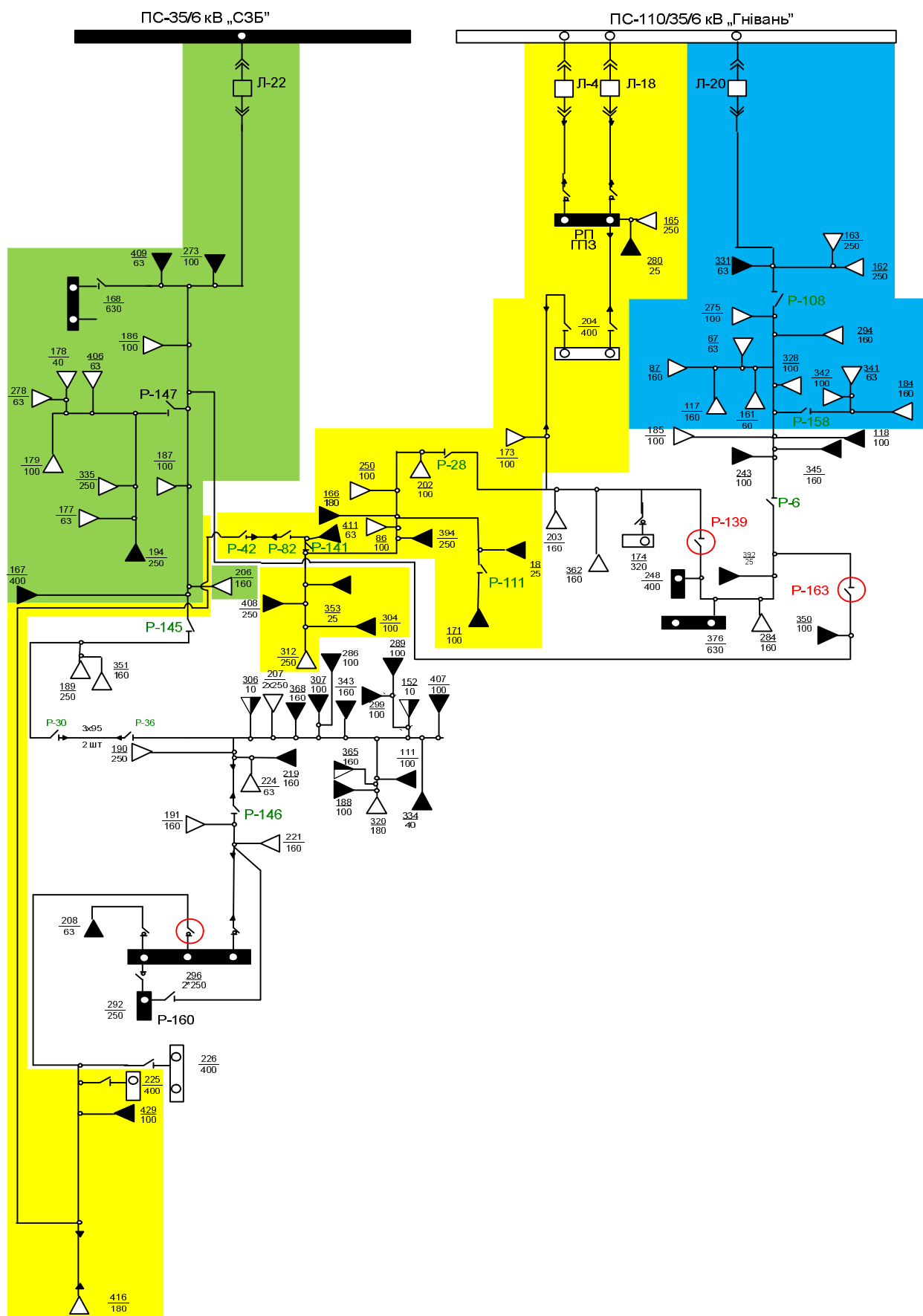


Рис. 4.7. Виділення безумовних атракторів фідерів та «пограничної» зони розподільної електричної мережі

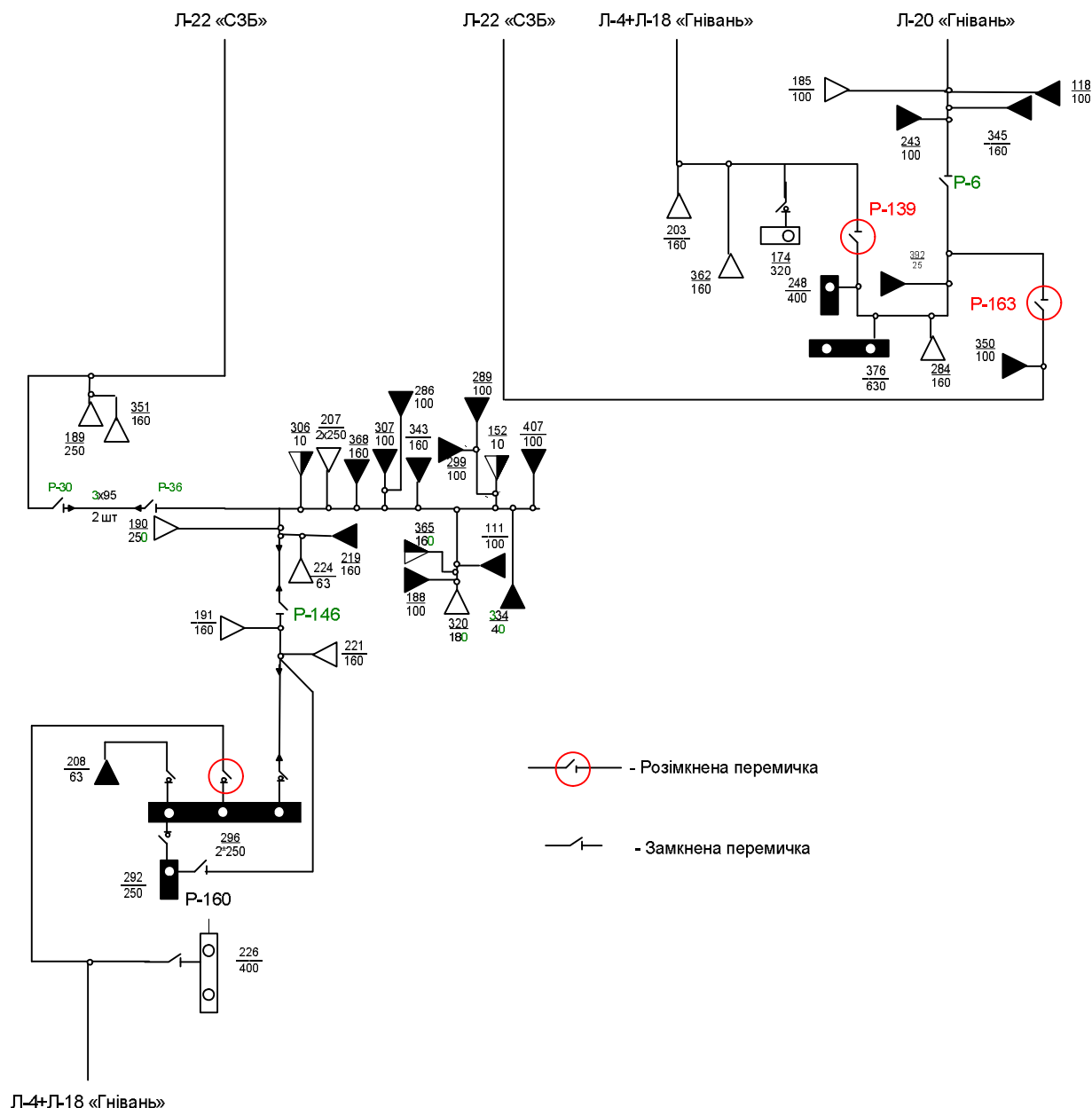


Рис. 4.8. «Погранична» зона розподільної електричної мережі за поточного положення розімкнених резервних перемичок

Мета оптимізації конфігурації робочої схеми розподільної мережі полягає у визначенні такого положення резервних перемичок, щоб втрати активної потужності на передавання електричної енергії були мінімальними за умови забезпечення обмежень щодо мінімальної зв'язності робочої схеми, забезпечення нормованої якості електричної енергії в точках приєднання абонентів, вимог щодо надійності схеми тощо.

Реконфігурація робочої схеми розподільної електричної мережі полягає у переміщенні положення розімкненої перемички. Формально стан кожної ділянки робочої схеми можна представити за допомогою двійкового коду:

- «0» – якщо ділянка є розімкненою перемичкою та не входить до складу тракту покриття навантажень під'єднаних абонентів;
- «1» – якщо ділянка знаходиться в роботі.

Таким чином, конфігурацію «пограничної» зони атракторів джерел живлення досліджуваної електричної мережі, яка містить 52 ділянки, можна подати за допомогою 52-бітного ланцюжка, кожний біт якого містить інформацію про стан відповідної ділянки схеми. Отже, загальний простір пошуку складається із 2^{52} можливих станів. Для подання генетичної інформації обрано 52-бітну структуру (13 полубайт), що дає змогу використовувати шістнадцятирічну систему для кодування конфігурації можливої схеми електричної мережі. Таким чином, для представлення генетичної інформації можливих конфігураційних рішень можна використовувати 13-символьний набір, кожний символ якої в шістнадцятирічній системі представлятиме 4-бітну генетичну інформацію. Так, наприклад, схема досліджуваної мережі за поточного положення розімкнених резервних перемичок закодована таким рядком:

“FFFEFFDFFFF7F”.

Тут червоним кольором позначено символи, коди яких містять нульові біти, яким відповідають місця розміщення розімкнених роз'єднувачів, що секціонують електричну мережу між трьома джерелами живлення.

Для оцінювання ефективності породжуваних технічних рішень як цільову функцію застосовано функцію оптимальності (2.7), де сумарні втрати активної потужності розраховують за матричним виразом (2.8). Очевидно, що представлена форма цільової функції відповідає мінімізаційній задачі, тобто кращим технічним рішенням відповідають менші числові значення цільової функції. Цю обставину слід

врахувати під час формування батьківських пар методом рулетки та під час визначення особи, яку замінить породжуване дочірнє рішення.

Обмеження у вигляді нерівності (2.9), яке забезпечує якість електричної енергії в точках приєднання абонентів, а також зв'язність схеми враховано на етапі формування початкової популяції та утворення нових дочірніх особин таким чином, що технічні рішення, які не забезпечують вимоги (2.9) до складу популяції, не потрапляють.

Початкова популяція генетичного алгоритму складається з 20 особин, одна з яких відповідає конфігурації робочої схеми за поточного положення розімкнених резервних перемичок, генотипи всіх інших заповнено за допомогою генератора випадкових чисел. Виконання генетичного алгоритму проілюстровано на діаграмі рис. 4.9. Тут крива $\Phi_{\min}(t)$ представляє динаміку зміни значення оціночної функції оптимальності в поколіннях для найкращого технічного рішення; $\Phi_{\text{сер}}(t)$ – динаміка зміни усередненого значення оціночної функції для всього покоління в цілому.

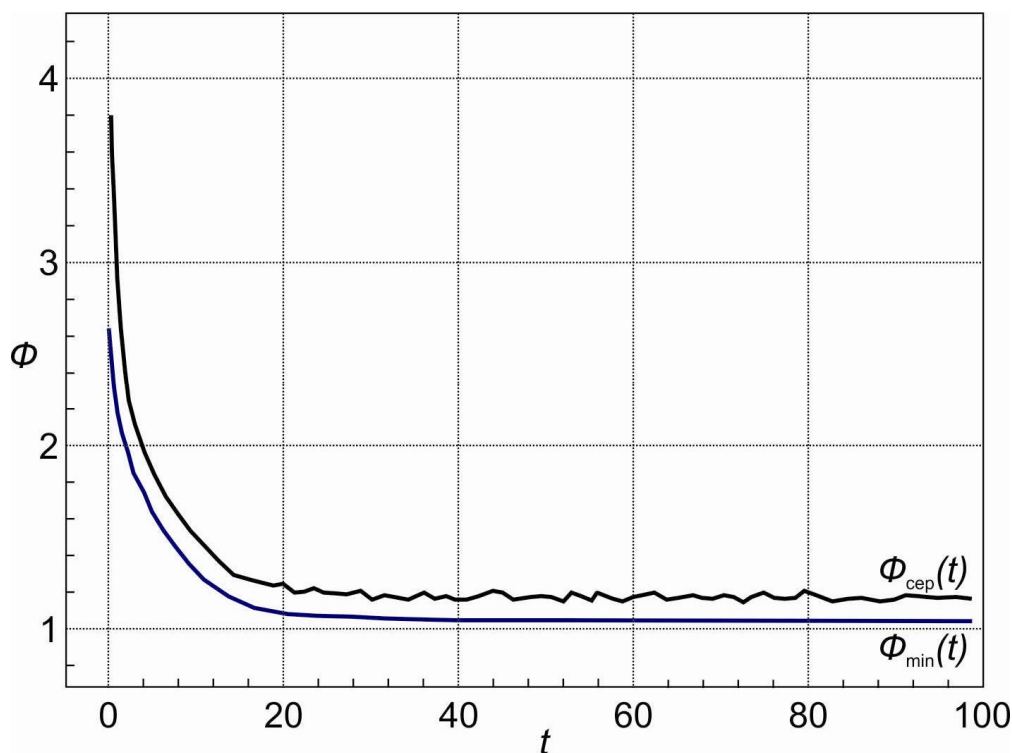


Рис. 4.9. Ілюстрація виконання генетичного алгоритму

З аналізу рис. 4.9 видно, що після виконання 30 повних циклів генетичного алгоритму, значення цільової функції для найкращої особи перестало змінюватися, що свідчить про досягнення збіжності процесу пошуку. Оптимальна конфігурація

досліджуваної електричної мережі представлена на схемі рис. 4.10. Така схема характеризується сумарними втратами активної потужності 0,17 МВт.

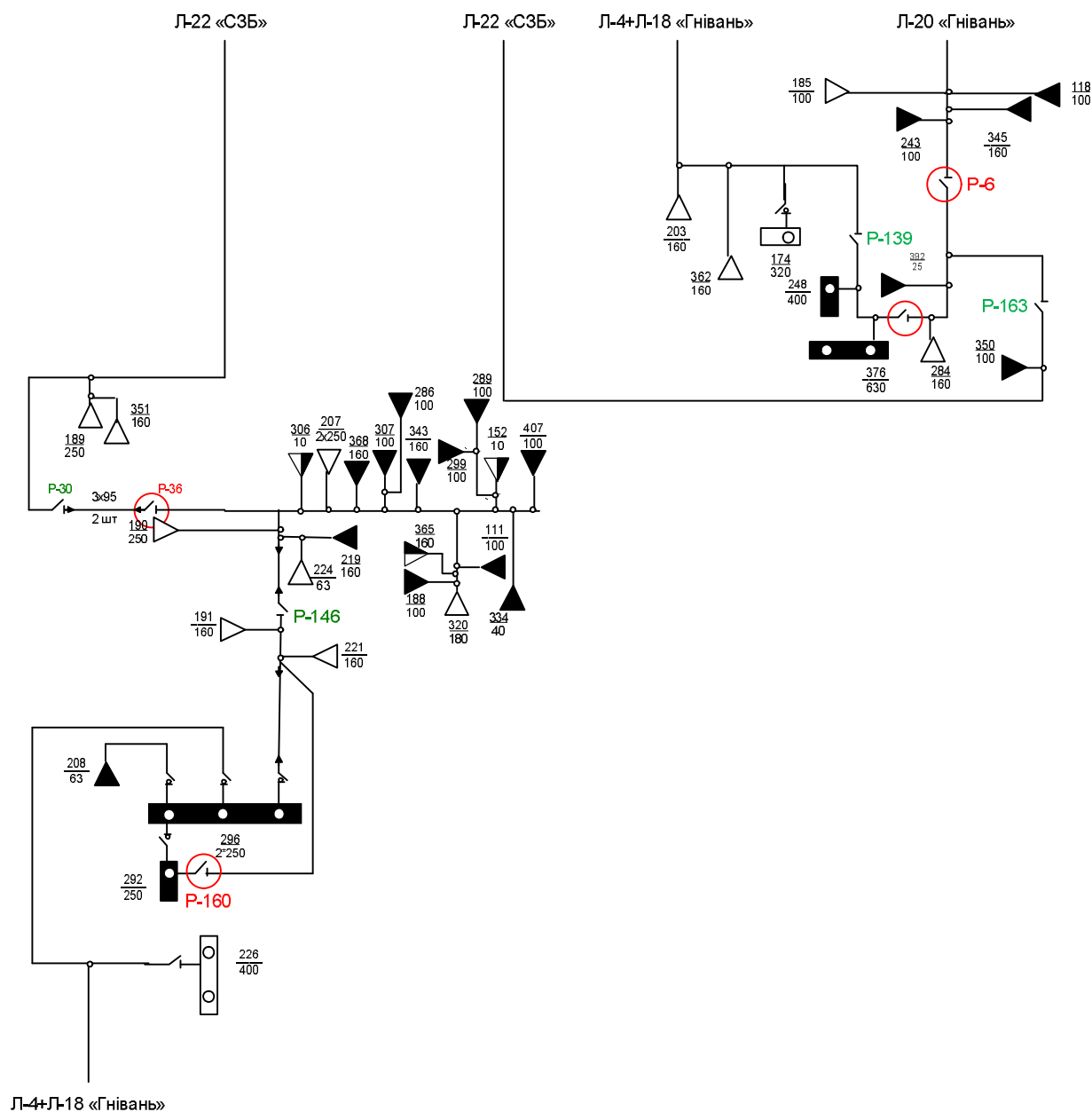


Рис. 4.10. Фрагмент оптимальної схеми електричної мережі

Таким чином, з метою вирівнювання навантаження між окремими фідерами та зниження втрат активної потужності пропонується реконфігурація нормальної схеми мережі, яка полягає в наступному:

- 1) живлення КТП № 248, 376, 392 перенести з фідера Л-20 ПС «Гнівань» на фідер Л-4 ПС «Гнівань». Для цього перемичку Р-139 перенести з ділянки між КТП-174 та КТП-245 на ділянку між КТП-376 та КТП-284;

- 2) живлення КТП № 175, 284 перенести з фідера Л-20 ПС «Гнівань» на фідер Л-22 «СЗБ». Для цього роз'єднувач Р-163 в нормальному режимі замкнути, а роз'єднувач Р-6 розімкнути;
- 3) живлення КТП № 208, 296, 292, 221, 191, 219, 224, 190, 306, 207, 368, 307, 286, 152, 299, 289, 343, 320, 188, 189, 365, 334, 351, 407 перенести з фідера Л-22 ПС «СЗБ» на фідер Л-4 ПС «Гнівань». Для цього роз'єднувач ВН ТП-296 в нормальному режимі замкнути та розімкнути роз'єднувачі Р-160 та Р-36.

Таким чином, проведені експериментальні розрахунки з оптимізації конфігурації розподільних електричних мереж Гніванського вузла Тиврівських ЕМ ПАТ «Вінницяобленерго» підтвердили ефективність запропонованого методу оптимальної реконфігурації розподільної електричної мережі з використанням апарата генетичних алгоритмів. Зокрема, оптимальна реконфігурація розподільних мереж дала змогу знизити сумарні втрати активної потужності на близько 10% (з 0,19 МВт до 0,17 МВт) при забезпеченні належної якості та надійності електропостачання. Під час реалізації алгоритму розглянуто до 600 варіантів конфігурацій, що становить менше 0,01% загального простору пошуку.

Висновки до розділу 4

1. Дослідження усталеного режиму електричної мережі напругою 6 кВ свідчить про неприпустимо низький профіль напруги в електричній мережі. На шинах 18 ТП 6/0,4 кВ відхилення напруги перевищує -5%, а на шинах 40 ТП – -10% і на шинах двох ТП досягає 38,5 та 43,5% від номінальної напруги електричної системи.
2. Аналіз результатів моделювання розподільної мережі при підвищенні її класу напруги до 10 кВ свідчить про перевищення допустимих робочих струмів на деяких ділянках досліджуваної схеми за умовами термічної стійкості, що обумовлює збільшення перерізу проводів ліній електропередавання та відповідно додаткові затрати.

3. Дослідження усталеного режиму електричної мережі напругою 20 кВ свідчить про те, що робочі струми на ділянках розрахункової схеми не перевищують гранично допустимих значень за умовами термічної стійкості. Максимальне завантаження лінії складає 63,8%. Щільність робочих струмів ЛЕП не перевищує економічні значення, що обумовлює допустимі втрати активної потужності в досліджуваній електричній мережі.

4. Порівняльні розрахунки режимів роботи мережі на 10 та 20 кВ показують, що кращими техніко-економічними показниками характеризується варіант реконструкції розподільної електричної мережі з переведенням живлення на номінальну напругу 10 кВ. Разом з тим різниця у сумарних дисконтованих витратах порівнюваних варіантів складає всього 4,03% від сумарних дисконтованих витрат більш економічного варіанта. Тому відповідно до чинних вимог у разі порівняння варіантів схем розвитку мереж з різними ступенями номінальної напруги, які мають однакові витрати або витрати, що відрізняються в межах 10%, пріоритет треба віддавати варіанту розвитку мереж з більш високою напругою, тобто з номінальною напругою 20 кВ.

5. Розроблені методи визначення оптимальної реконфігурації Тиврівських електричних мереж ПАТ «Вінницяобленерго» в нормальних та післяаварійних режимах з використанням інтелектуальних алгоритмів на етапі аналізу прогнозованих перспективних режимів електричної системи дали змогу визначити місця розміщення резервних перемичок та секціонувати розподільну електричну мережу за умови забезпечення мінімальних втрат електричної енергії при забезпеченні її належної якості.

6. Проведені дослідження та розрахунки з оптимізації конфігурації розподільних електричних мереж Гніванського вузла Тиврівських електричних мереж ПАТ «Вінницяобленерго» підтвердили ефективність запропонованого методу оптимальної реконфігурації розподільної електричної мережі з використанням апарата генетичних алгоритмів. Застосування запропонованого підходу до визначення зон безумовних атракторів джерел живлення та пограничної зони пошуку оптимального рішення дало змогу скоротити простір пошуку місць

розмикання зі 188 ділянок до 52 та відповідно час прийняття рішення з 90 с до 5 с. Оптимальна реконфігурація розподільних мереж обумовила зниження сумарних втрат активної потужності приблизно до 10 % (з 0,19 до 0,17 МВт) при забезпеченні належної якості та надійності електропостачання.

7. Для прискорення прийняття рішення щодо конфігурації схеми мережі запропоновано штучно обмежувати кількість конфігурацій схем простору пошуку шляхом виділення зон безумовних атракторів джерел живлення, які містять ділянки схеми, що забезпечують живлення визначених споживачів за будь-яких поєднань допустимих параметрів режимів (напруг на шинах джерел живлення, потужностей навантаження тощо). Частина схеми, що не увійшла в безумовний атрактор, утворює «пограничну» зону, в якій безпосередньо здійснюється пошук місць розміщення резервних перемичок з метою оптимального секціонування розподільної мережі.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В роботі отримано нове розв'язання актуальної науково-прикладної задачі розробки нових методів реконфігурації розподільних мереж високої напруги на основі математичних апаратів генетичних алгоритмів та нечіткої логіки, які забезпечують додаткове зменшення втрат електричної енергії та підвищення її якості, при переведенні мереж з класу напруги 6(10) кВ на напругу 20 кВ.

Основні результати дисертаційного дослідження:

1. Аналізом становлення та розвитку розподільних мереж в енергосистемах розвинених країн Європи, Азії та Америки підтверджено, що основним напрямком підвищення ефективності роботи електричних високовольтних розподільних мереж, є комплексна їх реконструкція, яка включає не тільки підвищення їх класу напруги, а і формування науково обґрунтованих методів зміни існуючої конфігурації мережі. Узагальнення світового досвіду побудови розподільних мереж напругою 20 кВ і особливостей функціонування мереж напругою 6(10) кВ в енергосистемі України, дали можливість розробити концепцію розподільних мереж 20 кВ для впровадження новітніх підходів до підвищення ефективності роботи розподільних мереж у 25-ти обленерго енергосистеми України.
2. Розроблено новий метод реконфігурації розподільної електричної мережі в нормальному режимі з використанням апарата генетичних алгоритмів, який на основі режимів роботи електричної мережі дає змогу визначити оптимальну конфігурацію схеми таким чином, щоб втрати на транспортування електричної енергії мережею були мінімальними за умови забезпечення нормативної якості електричної енергії за напругою в точках приєднання абонентів та збереження мінімальної зв'язності схеми електричної мережі і мінімальних економічних збитків від недовідпуску електроенергії.

Швидкість прийняття рішення щодо визначення конфігурації схеми мережі забезпечується штучним обмеженням простору пошуку конфігурації схеми шляхом виділення зон безумовних атракторів джерел живлення, які містять ділянки схеми,

що забезпечують живлення визначених споживачів за будь-яких поєднань допустимих параметрів режимів (напруг на шинах джерел живлення, потужностей навантаження тощо). Частина схеми, яка не увійшла в безумовний атрактор, утворює «погранична» зона, в якій безпосередньо здійснюється пошук місць розміщення резервних перемичок з метою оптимального секціонування розподільної мережі. Такий підхід дає змогу суттєво (18...20 разів) скоротити простір пошуку оптимального рішення та підвищити ефективність застосування математичного апарата генетичних алгоритмів до розв'язання задачі знаходження оптимальної конфігурації мережі.

3. Запропоновано цільову функцію реконфігурації розподільної електричної мережі, яка дозволяє одночасно за чотирма критеріями (мінімальною зв'язністю схеми, відхиленням напруги, економічною складовою збитків від недовідпуску електроенергії, втратами активної потужності) забезпечити формування оптимальної конфігурації електричної мережі.

4. Розроблено новий метод реконфігурації схеми розподільної мережі з визначенням місць установки або активації резервних комутаційних перемичок шляхом формування значень рейтингів вимикачів резервних перемичок на основі математичного апарата нечітких множин у разі аварійних вимикань фідерів, що забезпечує мінімальні втрати електроенергії в післяаварійних режимах. Синтез нечіткого логічного контролера для прийняття рішення щодо значення рейтингів вимикачів резервних перемичок між двома фідерами виконано з врахуванням втрат напруги на найвіддаленому пункті схеми та значення коефіцієнта потужності на головній ділянці фідера за допустимості післяаварійного режиму

5. Вперше розроблено модель для критерію переведення розподільної мережі на напругу 20 кВ на основі математичного апарата нечіткої логіки, яка дозволить шляхом аналізу параметрів стану мереж, визначених для реконструкції, установити пріоритет кожної з них щодо переведення на напругу 20 кВ, що дасть змогу визначити черговість фінансування інвестиційних проектів та забезпечити оптимальне використання коштів.

Установлено критерій переведення мережі 6(10) кВ на напругу 20 кВ для всіх можливих варіацій значень параметрів, які прийняті для аналізу стану мережі (сумарної довжини ліній 6 кВ, періоду функціонування мережі 6(10) кВ, середньої довжини фідерів мережі 6(10) кВ, навантаження, тенденції зміни навантаження, територіальної щільності навантаження, індексу середньої тривалості відключень, індексу середньої частоти відключень, населення району електропостачання):

- при значенні пріоритету в межах від 0 до 2,3 мережа не підлягає переведенню на напругу 20 кВ;
- при значенні пріоритету в межах від 2,3 до 4,7 мережа підлягає переведенню на напругу 20 кВ за умови техніко-економічного обґрунтування;
- при перевищенні значення пріоритету 4,7 мережа однозначно підлягає переведенню на напругу 20 кВ.

6. Застосування розроблених методів, які реалізують інтелектуальні підходи до реконфігурації розподільних електричних мереж, дає змогу оптимально виконати реконфігурацію існуючої схеми при переведенні їх на клас напруги 20 кВ та знизити втрати електроенергії приблизно на 10 % у порівнянні з вихідною схемою.

Отримані результати впроваджено та використано:

- у структурній одиниці «Тиврівські ЕМ» ПАТ «Вінницяобленерго»;
- у відокремленому підрозділі «Науково-проектний центр розвитку Об'єднаної енергетичної системи України» ДП НЕК «Укренерго»;
- у Національній комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП);
- у Міністерстві енергетики та вугільної промисловості України.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. АО «Sadales tikls» повышает безопасность и качество электроснабжения в Резек [Электронный ресурс]. – Режим доступа : http://www.46.lv/ru/NOVOSTI/13/10249/AO_%C2%ABSadales_tikls%C2%BB_povyshaet_bezopasnost_i_kachestvo_elektrosnabzheniya_v_Rezekne. – URL.
2. Арзамасцев Д.А. Модели и методы оптимизации и развития энергосистем / Д.А. Арзамасцев, А.В. Липес, А.Л. Мызин. – Свердловск: УПИ, 1976. – 148 с.
3. Арзамасцев Д. А. Оптимизационные задачи АСДУ энергосистем: Учеб. пособие / Д. А. Арзамасцев, П. И. Бартоломей. – Свердловск: УПИ, 1981. – 84 с.
4. Арзамасцев Д. А. АСУ и оптимизация режимов энергосистем [Текст] / Д. А. Арзамасцев, П. И. Бартоломей, А. М. Холян; под ред. Д. А. Арзамасцева. – Москва: Высш. шк., 1983. – 208 с.
5. Арзамасцев Д. А. Модели оптимизации развития энергосистем: Учеб. для электроэнерг. спец. вузов / Д. А. Арзамасцев, А. В. Липес, А. Л. Мызин; под ред. Д. А. Арзамасцева. – М.: Высш. шк., 1987. – 272 с.
6. Батищев Д. И. Оптимизация многоэкстремальных функций с помощью генетических алгоритмов / Д. И. Батищев, С. А. Исаев // Межвузовский сборник научн. трудов «Высокие технологии в технике, медицине и образовании». – Воронеж: ВГТУ, 1997. – С. 4–17.
7. Бахвалов Л. Анализ, прогноз, управление. Генетические алгоритмы и планирование финансовой деятельности / Л. Бахвалов, М. Копелев // Банковские технологии. – 1999. – №1.
8. Булатов Б.Г. Алгоритмы оптимальной реконфигурации распределительной сети / Б.Г. Булатов, В.В. Тарасенко // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2013. – Том. 13. – №2. – С.14–18.
9. Буре И.Г. Повышение напряжения до 20–25 кВ и качество электроэнергии в распределительных сетях / И.Г. Буре, А.В. Гусев // Электро.– Москва, Роспечать, 2005. – Выпуск 5. – С.30–32.

10. Веников В. А. Электрические станции, сети и системы. Методы оптимизации управления планированием больших систем энергетики / Веников В. А., Идельчик В. И. – М.: Высш. шкю, 1974. – 204 с.
11. Веников В. А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем: Учебник для вузов / В. А. Веников, В. Г. Журавлёв, Т. А. Филиппова. – М.: Энергоиздат, 1981. – 464 с.
12. Генетические алгоритмы, искусственные нейронные сети и проблемы виртуальной реальности / Г. К. Вороновский, К. В. Махотило, С. Н. Петрашев, С. А. Сергеев. – Х.: Основа, 1997. – 112 с.
13. Генетический алгоритм для прогноза строения и свойств молекулярных агломератов в органических веществах/ М.А. Гришина, Е.В. Барташевич, В.А. Потемкин, А.В. Белик // Журнал структурной химии. – 2002. – Т. 43, №6. – С. 1120–1125.
14. ГКД 340.000.001-95. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику / Методика. Загальні методичні положення. Затверджені наказом Міненерго України від 23.02.95. №1ПС та введені в дію з 01.03.95. – 51 с.
15. ГКД 340.000.002-97. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику / Методика. Енергосистеми й електричні мережі. Затверджені наказом Міненерго України від 20.01.97 №1ПС та введені в дію з 01.01.97. – 54 с.
16. Гладков Л. А. Генетические алгоритмы: учебн. пособие / Л. А. Гладков, В. В. Курейчик, В. М. Курейчик; под ред. В. М. Курейчика. – Ростов-на-Дону: ООО «Ростиздат», 2004. – 400 с.
17. Гончар М.І. Деякі аспекти вибору напруги 20 кВ для сільських розподільних мереж / М.І. Гончар, С.А. Попадченко // Харківський національний технічний університет сільського господарства ім. П. Василенка. Вип. 130. "Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України" /ХНТУСГ. – Х., 2012. – С. 6 – 8.
18. Городилов А.Ю. Криптоанализ тригонометрического шифра с помощью генетического алгоритма / А. Ю. Городилов, А. А. Митраков // Вестник Пермского университета. – 2011. – Вып. 4(8). – С. 75-82.

19. ГОСТ 13109. Межгосударственный стандарт. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Минск: Межгос. совет по стандартизации, метрологии и сертификации; М.: Издательство стандартов, 1998. – 31 с.

20. Жаркин А.Ф. Решение задачи оптимального секционирования воздушных распределительных сетей в условиях нормирования показателей надежности / А.Ф.Жаркин, В.А.Попов, В.В.Ткаченко // Технічна електродинаміка. – 2013. – №5. – С.61-69.

21. Журавлев В. Требования МРСК Северо-Запада к применяемому оборудованию и материалам получили официальный статус [Электронный ресурс] / Валерий Журавлев // Новости электротехники. – 2015. – №6(96) – Режим доступа до журналу: <http://www.news.elteh.ru/arh/2015/96/03.php>.

22. Забезпечення безпеки експлуатації електричних мереж в рамках енергетичної стратегії України шляхом впровадження пілотних проєктів з переходу системи передачі та розподілу електричної енергії з триступеневої на двоступеневу [Електронний ресурс]: презентація. – НКРЕКП. – Київ, 2016. – Режим доступу: <http://www.slideshare.net/NKREKP/18072016-64339669> – URL.

23. Закон України від 16.10.1997 № 575/97- ВР «Про електроенергетику» [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/575/97-%D0%B2%D1%80>. – Назва з екрана.

24. Звіт про результати діяльності у 2015 році [Електронний ресурс] // Затверджено постановою НКРЕКП від 31.03.2016 № 515. – Режим доступу: <http://www.nerc.gov.ua/?id=19733>. – URL.

25. Интеллектуальные электроэнергетические системы: элементы и режимы: [Под общ. ред. акад. НАН Украины А.В. Кириленко / Институт электродинамики НАН Украины]. – К.: Ин-т электродинамики НАН Украины, 2014. – 408 с.

26. Каханер Д. Численные методы и математическое обеспечение / Д. Каханер, К. Моулера, С. Неш. – М.: Мир, 1998. – 575 с.

27. Кацадзе Т. Л. Експертні системи прийняття рішень в енергетиці: навч. посіб. / Т. Л. Кацадзе. – К.: ЛОГОС, 2014. – 173 с. – ISBN 978–966–171–768–7.
28. Кирик В.В. Електричні мережі та системи. Режим роботи розімкнених мереж. = Electrical power networks and systems. Operation modes of open networks: навч. посіб. / В.В. Кирик, Т.Б. Маслова. – Київ: НТУУ «КПІ», 2015. – 256 с. – ISBN 978-966-622-737-2.
29. Козирський В.В. Підхід щодо розміщення реклоузерів у розподільних мережах / В.В.Козирський, О.В.Гай, В.А. Костюк // Енергетика та електрифікація. – 2012. – №6. – С.6–011.
30. Комар В.О. Комплексна оцінка місць секціонування розподільної електричної мережі / В.О. Комар, Ю.В. Петрушенко // Технічна електродинаміка. Тематичний випуск. – 2016. – Том.1. – №6. – С.67–70.
31. Кузнецов В. Г. Оптимизация режимов электрических сетей / В. Г. Кузнецов, Ю. И. Тугай, В. А. Баженов. – К.: Наукова думка, 1992. – 216 с.
32. Кузнецов В.Г. Тенденції розвитку систем електропостачання / В.Г. Кузнецов, Ю.І. Тугай // Електротехніка та електроенергетика. – 2000. – №2. – С. 73–76.
33. Кузьмін І.В. Критерії оцінки ефективності, якості та оптимальності складних систем / І. В. Кузьмін // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – Вінниця: ВПІ, 1994. – № 1(2). – С. 5 – 9.
34. Лебедев В. Б. Планирование СБИС методом генетического поиска / В. Б. Лебедев // Известия Южного федерального университета. Технические науки. – 1999. – Том 13, № 3.
35. Лежнюк П.Д. Функціональна залежність складових втрат потужності у вітках електричної мережі від потужності у вузлах / П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик, О.Б. Бурикін // Вісник Вінницького політехн. ін-ту. – 2005. – № 4. – С. 58–62.
36. Леоненков А.В. Нечеткое моделирование в среде МАТЛАБ и fuzzyTECH / А.В. Леоненков – СПб.: БХВ-Петербург, 2003.–736 с.–ISBN 5-94157-087-2.

37. Майоров А. Технично-економические аспекты развития электрических сетей напряжением 20 кВ // Сети России. – 2015. – №4(31). – С.74–79.
38. Максимов Б. К. Оценка эффективности автоматического секционирования воздушных распределительных сетей 6(10) кВ с применением реклоузеров с целью повышения надёжности электроснабжения потребителей / Б. К. Максимов, В. В. Воротницкий // Электротехника. – 2005. – №10. – С. 10–13.
39. Мелентьев Л. А. Оптимизация развития и управления больших систем энергетики: [учеб. пособие для электроэнерг. спец. вузов]/ Л. А. Мелентьев. – М.: Высш. шк., 1982. – 319 с.
40. Меняйлов Е. С. Обзор и анализ существующих модификаций генетических алгоритмов / Е. С. Меняйлов // Открытые информационные и компьютерные интегрированные технологии. – 2015. – №70. – С. 244-254.
41. Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі [Текст] : СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005: На заміну РД 34.20.573; РД 34.20.583-91 / розроб. О. А. Потребич [та ін.]; Міністерство палива та енергетики України. - Офіц. вид. - К. : ОЕП "ГРІФРЕ", 2005. - VI, 92 с.
42. Методы оптимизации режимов энергосистем /[В. М. Горнштейн, Б. П. Мирошниченко, А. В. Пономарев и др.]; под ред. В. М. Горнштейна. – М.: Энергия, 1981. – 336 с.
43. Мировой опыт применения сшитой полиэтиленовой изоляции для производства силовых кабелей разных классов напряжения / Б.В. Циганенко, В.В. Кирик, А.А. Щерба, И.Н. Кучерявая // Энергетика та електрифікація. – 2015. – №10. – С.3–11.
44. Наша газета. Развитие электросетей Даугавпилса и районов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.nasha.lv/V-DAUGAVPILSE/1/1908/V-razvitie-elektrosetej-Daugavpilsa-i-rajonov-vlozhat-8-millionov-evro>. – URL.

45. Нгуен Минь Ханг. Применение генетического алгоритма для задачи нахождения покрытия множества / Минь Ханг Нгуен // Динамика неоднородных систем. – 2008. – С. 206-219.
46. Нова енергетична стратегія України: безпека, енергоефективність, конкуренція [Електронний ресурс]: проект. – Київ, 2015. – Режим доступу: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=245032412>. – URL.
47. Новая топология сельских распределителей [Електронний ресурс]// Энергоексперт. – 2010. – №5. – Режим доступу до журналу: http://energyexpert.ru/index.php?option=com_content&task=view&id=844.
48. Новоселова Н.А. Эволюционный подход к выделению информативных признаков в задачах анализа медицинских данных / Н.А. Новоселова, А.С.Мастыкин, И.Э. Том // Штучний інтелект. – 2008. – № 3. – С. 105–112.
49. О концепции городской целевой программы по повышению надежности электроснабжения объектов городского хозяйства Москвы на 2010-2012гг. [Електронний ресурс]: постановление правительства Москвы от 21.04.2009 г. № 344-ПП. 2009. – Режим доступу: http://mosopen.ru/document/344_pp_2009-04-21. – URL.
50. О схеме электроснабжения города Москвы на период до 2020 года (распределительные сети напряжением 6-10-20 кВ) [Електронний ресурс]: постановление правительства Москвы от 14.12.2010 г. № 1067-ПП. 2010. – Режим доступу: http://mosopen.ru/document/1067_pp_2010-12-14. – URL.
51. Оптимизация режимов энергетических систем / В. М. Синьков, А. В. Богословский, В. Г. Григоренко, Я. А. Калиновский, А. А. Огородников, Э. А. Мозговая. – К.: Вища шк., 1976. – 308 с.
52. Павлюченко Д. А. Разработка и исследование генетических алгоритмов для анализа и оптимизации режимов электроэнергетических систем: автореф. дис. на получение науч. степени канд. техн. наук: спец. 05.14.02 «Электрические станции, сети и системы» / Д. А. Павлюченко . – Новосибирск, 2003. – 18 с.
53. Пейгин С. В. Применение генетических алгоритмов для оптимизации формы тела по тепловому потоку / С. В. Пейгин, С. В. Тимченко // Математическое моделирование. – 1998. – №9.

54. Пелисье Рене. Энергетические системы / Пелисье Рене. – М.: Высш. шк., 1982. – 568 с.
55. Перспективы применения в ЕЭС России гибких (управляемых) систем электропередачи переменного тока / В.В. Дорофеев [и др.] //Электрические станции. – 2004. – №8. – С.10–13.
56. Підвищення енергоефективності роботи електричних мереж та зменшення втрат в розподільчих мережах 6(10) кВ шляхом переходу на більш високий клас напруги 20 кВ зі зміною конфігурації мережі та концептуальних підходів до автоматизації розподільчої мережі та систем обліку електричної енергії [Електронний ресурс]: протокол наради №45/4-16 від 18.07.2016, м. Київ. – Режим доступу: http://www.nerc.gov.ua/data/filearch//Pr_narada_pidvyschen_energoefektyvnosti__roboty_energomerezh_18.07.2016.pdf. – URL.
57. Підвищення енергоефективності розподільних мереж з використанням SMART-технологій / Б.В. Циганенко, Д.М. Сумський, В.В. Кирик, Т.Л. Кацадзе // Електроніка і зв'язок.– 2016. – №4(93) . – Т.21. – С.58-63.
58. Положение о технической политике ОАО «ОЭК» (утвержденное приказом генерального директора ОАО «ОЭК» от 09.09.2015 № 501) [Електронний ресурс] – (Локальные нормативные акты). – Режим доступу: <http://www.unesco.ru/raskrytie-informacii/lokalnye-normativnye-akty>. – Назва з екрана.
59. Поспелов Г. Е. АСУ и оптимизация режимов энергосистем [Текст] / Г. Е. Поспелов, В. В. Керного. – Минск: Высш. шк., 1977. – 320 с.
60. Постанова Кабінету Міністрів України від 04.03.1997 № 209 «Про затвердження Правил охорони електричних мереж» [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/209-97-%D0%BF>. – Назва з екрана.
61. Правила улаштування електроустановок. – Мінпаливенерго України, 2010. – 736 с.
62. Применение напряжения 20 кВ для распределительных электрических сетей России / Д. С. Асташев, Р. Ш. Бедретдинов, Д. А. Кисель, Е. Н. Соснина // Вестник НГИЭИ. – 2015. – №4. – С. 6–9.

63. Про встановлення параметрів регулювання, що мають довгостроковий строк дії, для цілей стимулюючого регулювання [Електронний ресурс]: Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики №1009 від 23 липня 2013 року; із змінами і доповненнями, внесеними постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики, від 5 листопада 2013 року N 1405; постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 8 жовтня 2015 року N 2561. – Київ: НКРЕКП, 2015. – Режим доступу: <http://www.nerc.gov.ua/index.php?id=17840>.

64. Про застосування стимулюючого регулювання у сфері передачі електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами [Електронний ресурс]: Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики №1029 від 26 липня 2013 року. – Київ: НКРЕКП, 2013. – Режим доступу: <http://www.nerc.gov.ua/?id=199>.

65. Про затвердження процедури встановлення тарифів для ліцензіатів з постачання електричної енергії за регульованим тарифом та/або з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами у разі застосування стимулюючого регулювання [Електронний ресурс]: Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики. №1030 від 26 липня 2013 року. – Київ: НКРЕКП, 2013. – Режим доступу: <http://www.nerc.gov.ua/?id=199>.

66. Пшеничный Б. Н. Численные методы в экстремальных задачах / Б. Н. Пшеничный, Ю. М. Данилин. – М.: Наука, 1975. – 320 с.

67. Распределительные сети 20 кВ. Оборудование для объектов нового поколения [Електронний ресурс] // Новости электротехники. – 2016. – №1(97). – Режим доступу до журналу: <http://www.news.elteh.ru/arh/2016/97/16.php>.

68. Распределительные сети Финляндии. Особенности схемных решений [Електронний ресурс]/ Дмитрий Шаманов, Сергей Соколов: по материалам статьи Risto Vaittinen, Timo Ylinen «The Advanced Distribution System» // Новости

электротехники. – 2005. – №6(36). – Режим доступа: <http://www.news.elteh.ru/arh/2005/36/03.php>. – URL.

69. Рутковская Д. Нейронные сети, генетические алгоритмы и нечёткие системы [пер. с польского] / Д. Рутковская, М. Пилиньский, Л. Рутковский. – М.: Горячая линия – Телеком, 2006. – 452 с.

70. Соснина Е. Н. Топология городских распределительных интеллектуальных электрических сетей 20 кВ / Е.Н. Соснина, А. Б. Лоскутов, А. А. Лоскутов // Промышленная энергетика. – 2012. – № 5. – С. 11–17.

71. Стандарт операційної безпеки функціонування об'єднаної енергетичної системи України. Побудова та експлуатація електричних мереж. Технічна політика (УДК 621.311.4; 621.315): Затверджено наказом Міненерго України від 08.02.2016 №64. – К.: Нормативний документ Міненерговугілля України, 2015. – Ч.1, 111 с. – Ч.2, 79 с. – (Національний стандарт України).

72. Субботін С. О. Неітеративні, еволюційні та мультиагентні методи синтезу нечітко-логічних і нейромережних моделей: Монографія / С. О. Субботін, А. О. Олійник, О. О. Олійник; під заг. ред. С. О. Субботіна. — Запоріжжя: ЗНТУ, 2009. — 375 с.

73. Сулейманов В.М. Вибір оптимальних схем побудови та режимів електроенергетичних систем на основі багатокритеріального аналізу / В.М. Сулейманов, В.А. Баженов, Т.Л. Кацадзе // Звіт про НДР УкрНТII № 0209U010893. - Київ, 2009. - 128 с.

74. Тодирка С. В большом мегаполисе за сетями 20 кВ – будущее / С. Тодирка // Энергоэксперт. – 2010. – №5. – С. 56–58.

75. Файбисович Д. Каким быть номинальному напряжению в распределительных сетях? [Электронный ресурс] / Д. Файбисович // Новости электротехники. – 2007. – №4(22). – Режим доступа до журналу: <http://www.news.elteh.ru/arh/2003/22/04.php>.

76. Фиакко А. Нелинейное программирование: методы последовательной безусловной оптимизации / А. Фиакко, Г. Мак-Кормик. – М.: Мир, 1972. – 240 с.

77. Фишов А.Г. Исследование реконфигурации электрических сетей с распределенной генерацией в аварийных режимах / А.Г. Фишов , И.А. Ефремов , Б.Б. Мукатов // Доклады Академии наук высшей школы Российской Федерации. – 2014. – № 4 (25). – С. 90–103. – DOI: 10.17212/1727–2769–2014–490–103.
78. Фишов А. Г. Реконфигурация электрических сетей с распределённой генерацией и мультиагентным управлением / А. Г. Фишов, Б. Б. Мукатов // Известия Томского политехнического института. Инжиниринг георесурсов. – 2015. – Т. 236, №9. – С. 143– 152.
79. Фурсанов М. И. Определение и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем / М. И. Фурсанов. – Минск: УВИЦ при УП «Белэнергосбережение», 2005. – 208 с.
80. Халіл Т. М. Застосування селективного методу рою частинок для оптимізації конфігурації розподільних мереж [Текст] / Т. М. Халіл, О. В. Горпинич // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2010. – № 11 (81). – С. 28 – 33.
81. Холмский В. Г. Расчет и оптимизация режимов электрических сетей / В.Г. Холмский. – М.: Высш. шк., 1975. – 280 с.
82. Циганенко Б.В. Лінгвістична модель критерію переведення розподільної мережі на напругу 20 кВ / Б.В. Циганенко, В.В. Кирик // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2016. – №5. – С.58-67.
83. Циганенко Б.В. Особливості функціонування розподільних мереж середнього класу напруги та їх переведення на напругу 20 кВ / Б.В. Циганенко, В.В. Кирик // Гідроенергетика України.– 2016.– №3-4.– С.7-13.
84. Циганенко Б.В. Впровадження електричних мереж напругою 20 кВ в енергосистемі України // Енергетика та електрифікація. – 2015. – №4. – С.10 –13.
85. Циганенко Б.В. Підвищення показників якості електропостачання в розподільних електричних мережах / Б.В. Циганенко, В.В. Кирик // Матеріали XVII міжнародної науково-практичної конференції “Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті”, 29 - 30 вересня 2016 р., м. Київ, НТУУ КПІ. – Київ, 2016. – С.157-162.
86. Циганенко Б.В. Метод визначення місця встановлення резервних

перемичок розподільної електричної мережі / Б.В. Циганенко, В.В. Кирик // Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2016. – №3. – С.70–76.

87. Циганенко Б.В. Оптимальна реконфігурація розподільної електричної мережі / Б. В. Циганенко // Технічна електродинаміка. – 2016. – №5. – С.55–57.

88. Червоненкис Я.М. Об оптимальной системе напряжений для городских и сельских электросетей / Я.М. Червоненкис, Л.М. Фингер // Электричество. – 1965. – №7. – С.11–15.

89. Черепанов В.В. Повышение эффективности транспортировки и распределения электрической энергии в кабельных линиях путем применения напряжения 20 кВ / В. В.Черепанов, И. А. Суворова // Электрика. – 2012. – № 7. – С. 27–30.

90. Швыров И. В. Оптимизация режимов электроэнергетических систем на основе эволюционных алгоритмов: автореф. дис. на получение науч. степени канд. техн. наук: спец. 05.13.06 «Автоматизация и управление технологическими процессами и производствами (по отраслям)» / И. В. Швыров. – Санкт-Петербург, 2013. – 18 с.

91. Щерба А. А. Системи з нечіткою логікою регулювання електроенергетичних режимів / А. А. Щерба, В. В. Кирик. – К.: ІЕД НАНУ, 2011. – 329 с. – ISBN 978-966-02-5988-1.

92. Экономичность и оптимизация режимов энергосистем: межвуз. сб. науч. трудов / отв. ред. В. М. Чебан. – Новосибирск: Изд-во НЭТИ, 1984. – 159 с.

93. Электрические системы. – М.: Высшая школа, 1973. – . – Т.4: Электрические расчёты, программирование и оптимизация режимов.– 1973. – 317 с.

94. Электро-новости. Развитие электросети в Землегаре [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://rus.delfi.lv/news/elektro-novosti/na-razvitie-elektroseti-v-zemgale-v-etom-godu-6-9-millionov-evro.d?id=46580991>. – URL.

95. Ядынбаева Н. В. Генетический алгоритм в задаче оптимизации учебного расписания вуза / Н. В. Ядынбаева // Современные наукоёмкие технологии. – 2009. – №11. – С. 97-98.

96. 5th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity Supply 2011[Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/Tab/CEER_Benchmarking_Report.pdf. – URL.
97. A Fast Global Optimization Approach to VAR Planning for the Large Scale Electric Power Systems / C.-W. Liu, W.-S. Jwo, C.-C. Liu, Y.-T. Hsiao // IEEE Transactions on Power Systems. – 1997. – Vol. 12. – № 1. – P. 437– 443.
98. A Hybrid Genetic Algorithm for Optimal Reactive Power Planning Based upon Successive Linear Programming / A.L. Urdaneta , J.F. Gomez, E. Sorrentino, L. Flores, R. Diaz // IEEE Transactions on Power Systems. –1999. – Vol. 14. – № 4. – P. 1292–1298.
99. AHP method in prioritizing investments in transition of MV network to 20 kV: 20th International Conference and Exhibition on, Prague, Czech Republic, 2009 / T. Baricevic, A. Tunjic, E. Mihalek, K. Ugarkovic // Electricity Distribution – Part 1, 2009. – CIRED, 2009. – P.1–4.
100. An Improved Genetic Algorithm for Generation Expansion Planning / J.-B. Park, Y.-M. Park, J.-R. Won, K.Y. Lee // IEEE Transactions on Power Systems. – 2000. – Vol. 15. – № 3. – P. 916– 922.
101. Aoki K. An Efficient Algorithm for Load Balancing of Transformers and Feeders by Switch Operation in Large Scale Distribution Systems / K.Aoki, H.Kuwabara, T.Satoh, M.Kanezashi // IEEE Transactions on Power Delivery. – 1988. – №3(4). – P. 1865 – 1872.
102. Assessment and Control of the Impact of FACTS Devices on Power System Performance / F.D. Galiana, K. Almeida, M. Toussaint, J. Griffin, D. Atanackovic // IEEE Transactions on Power Systems. – 1996. – Vol. 11. – № 4. – P. 1931–1936.
103. Baran M. E. Optimal sizing of capacitors placed on a radial distribution system / M. E. Baran, F. F. Wu // IEEE Transactions on Power Delivery. – 1989. – Vol. 4. – No. 1. – P. 725 – 734.

104. Broadwater R.P. Time varying load analysis to reduce distribution losses through reconfiguration / R.P. Broadwater, A.H. Khan, H.E. Shaalan, R.E. Lee // IEEE Transactions on Power Delivery. – 1993. – №8(1). – P.294–300.
105. Bush F. Stephen. Smart Grid: Communication-Enabled Intelligence for the Electric Power Grid /Stephen F. Bush. –Wiley and Sons Publishers,2014. –570 p.
106. Bush, S. F., Kulkarni A. B. (2001). Active networks and active network management: a proactive management framework [Электронный ресурс]: Springer US, Retrieved December 14, 2010. – 212 p. – Режим доступа: <http://www.amazon.com/Active-Networks-Network-Management-Proactive/dp/0306465604>.
107. CEER Benchmarking Report 5.2 on the Continuity of Electricity Supply [Электронный ресурс] / Data update Ref: C14-EQS-62-03.–12.02.2015.– Режим доступа:
http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/Tab4/C14-EQS-62-03_BMR-5-2_Continuity%20of%20Supply_20150127.pdf.– URL.
108. Chang Hong-Chan. Network reconfiguration in distribution systems using simulated annealing [Text] / Hong-Chan Chang, Cheng-Chien Kuo // Electric Power Systems Research. – 1994. – Vol. 29. – № 3. – P. 227 – 238.
109. Chen C.S. Energy loss reduction by critical switches / C.S. Chen, M.Y. Cho // IEEE Transactions on Power Delivery. – 1993. – №8(3). – P.1246–1253.
110. Chen T.H. Simplified bidirectional-feeder models for distribution-system calculations / T.H. Chen, S.W. Wang // IEE Proceedings – Generation, Transmission and Distribution. – 1995. – №142(5). – P.459–467.
111. Chiang H.D. Optimal network reconfiguration in distribution systems: part 1: a new formulation and a solution methodology / H.D. Chiang, J.J. Rene // IEEE Transactions on Power Delivery. – 1990. – №5(4). – P.1902–1908.
112. Civanlar S. Distribution feeder reconfiguration for loss reduction / S. Civanlar, J.J. Grainger, H. Yin, S.S.H. Lee // IEEE Transactions on Power Delivery. – 1988. – №3(3). – P.1217–1223.

113. Da Silva E.L. Transmission Network Expansion Planning Under an Improved Genetic Algorithm / E.L. Da Silva, H.A. Gil, J.M. Areiza // IEEE Transactions on Power Systems. – 2000. – Vol. 15. – № 3. – P. 1168-1175.
114. De Oliveira E.J. Allocation of FACTS Devices in Hydrothermal Systems / E.J. De Oliveira, J.W. Maragon Lima, K.C. De Almeida // IEEE Transactions on Power Systems. – 2000. – Vol. 15. – №1. – P. 276–282.
115. Deaven D. M. Molecular Geometry Optimization with a Genetic Algorithm / D. M. Deaven, K. M. Ho // Physical Review Letters. – 1995. – №75. – P.288.
116. Dehnavi H. D. A new multiobjective fuzzy shuffled frog-leaping algorithm for optimal reconfiguration of radial distribution systems in the presence of reactive power compensators / H. D. Dehnavi, S. Esmaili // Turk J Elec Eng & Comp Sci. – 2013. – Vol.21. – P.864 – 881.
117. Della Croce Federico. A genetic algorithm for the job shop problem / Federico Della Croce, Roberto Tadei, Giuseppe Volta // Computers & Operations Research. – 1995. –Volume 22. – Issue 1. – P. 15–24.
118. Development of Advanced Methods for Planning Electric Energy Distribution Systems / D. W. Ross, M. Carson, A. Cohen [et al.] // DOE Contract Number ET-78-C-03-1845. – 1980. – SCI-5263(Vol.1).
119. Gerbex S. Optimal Location of Multi-time FACTS Devices in a Power Systems by Means of Genetic Algorithms / S. Gerbex, R. Cherkaoui, A.J. Germond // IEEE Transactions on Power Systems. –2001. – Vol.16. – № 3. – P. 357–544.
120. Goldberg D. E. Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning / D. E. Goldberg. – Reading, MA: Addison-Wesley, 1989. – 386 p.
121. Goswami S.K. A new algorithm for the reconfiguration of distribution feeders for loss minimization / S.K. Goswami, S.K. Basu // IEEE Transactions on Power Delivery. – 1992. – №7(3). – P.1484–1491.
122. Gotham D.J. Power Flow Control and Power Flow Studies with FACTS Devices / D.J. Gotham, G.T. Heydt // IEEE Transactions on Power Systems. – 1998. – Vol. 13. – №1. – P. 60–65.

123. HakMan Kim. Multiagent System for Autonomous Operation of Islanded Microgrids Based on a Power Market Environment / Kim HakMan, Kinoshita Tetsuo, Shin MyongChul // *Energies*. – 2010. – V. 3. – Iss. 12. – P. 1972–1990. – DOI: 10.3390/en3121972.
124. Holland J. H. Adaptation in natural and artificial systems. An introductory analysis with application to biology, control, and artificial intelligence / J. H. Holland. – London: Bradford book edition, 1992. – 211 p.
125. Kirchmayer L. K. Economer operation of power systems / L. K. Kirchmayer. – New York, London, Chapman and Hall, 1958. – 260 p.
126. Kothari D. P. Power system optimization / D. P. Kothari, J. S. Dhillon. – New Deli, Prentice-Hall of India, 2007. – 572 p.
127. Krishans Z. Fundamentals of power engineering enterprises managment / Z. Krishans . – Riga:Riga Techical University,1997. – 122 p. – (in Latvian).
128. Kumar K. FDR Particle Swarm Algorithm For Network Reconfiguration Of Distribution Systems / K. Kumar, N. Ramana, S. Kamakshaiah // *Journal of Theoretical and Applied Information Technology*. – 2012. – Vol. 36. – №2. – P.174–180.
129. Lai L.L. Application of Evolutionary Programming to Reactive Power Planning - Comparison with Nonlinear Programming Approach / L.L. Lai, J.T. Ma // *IEEE Trans-actions on Power Systems*. – 1997. –Vol. 12. – № 1. – P. 198–206.
130. Merlin A., Back H. Search for a Minimal-Loss Operating Spanning Tree Configuration in Urban Power Distribution Systems / *Proc. of5 th Power Systems Comp. Con.*, Cambridge, U.K., Sept. 1-5,1975. – Cambridge, 1975.
131. Miu K.N. Capacitor Placement, Replacement and Control in Large-scale Distribution Systems by a GA-based Two-stage Algorithm / K.N. Miu, H.-D. Chiang, G. Darling // *IEEE Transactions on Power Systems*. – 1997. –Vol. 12. – № 3. – P. 1160–1165.
132. Momoh J. Smart grid: fundamentals of design and analysis / James Momoh. – New Jersey: John Wiley & Sons, Inc, 2012. – 218 p.

133. Muller H. New 20kV Network Concept for an Existing Distribution / H.Muller, T.Connor // China International Conference on Electricity Distribution. – 2010. – P.1–7.
134. Muller H. Optimal network concept for an existing distribution network / H.Muller, T.Connor, M.Muller // Int'l Congress on Electricity Distribution. – Buenos Aires, 2010. – 242 p.
135. Mutale J. Transmission Network Reinforcement Versus FACTS: An Economic Assessment / J. Mutale, G. Strbac // IEEE Transactions on Power Systems. – 2000. – Vol. 15. – № 3. – P. 961–967.
136. Nara K. Implementation of genetic algorithm for distribution systems loss minimum reconfiguration / K. Nara, A. Shiose, M. Kitagawoa, T. Ishihara // IEEE Transactions on Power Delivery. – 1992. – №7(3). – P.1044–1051.
137. Niknam T. A Hybrid Algorithm Based on HBMO and Fuzzy Set for Multi-Objective Distribution Feeder Reconfiguration / T. Niknam, J. Olamaie, R. Khorshidi // World Applied Sciences Journal. – 2008. – Vol.4 (2). – P.308–315.
138. Olamaei J. An approach based on ant colony optimization for distribution feeder reconfiguration considering distributed generators / J. Olamaei, T. Niknam, G. Gharehpetian // 19th International Conference on Electricity Distribution. – Vienna, 2007.
139. Optimal network reconfiguration in distribution systems: part 2: solution algorithms and numerical results // IEEE Transactions on Power Delivery. – 1992. – Vol.5. – №3. – P.1568–1574.
140. Optimal Capacitor Placement Using Deterministic and Genetic Algorithms / M. Delfanti, G.P. Granelli, P. Marannino, M. Montagna // IEEE Transactions on Power Systems. – 2000. – Vol. 15. – № 3. – P. 1041–1046.
141. Optimal Location of Phase Shifters in the French Network by Genetic Algorithm / P. Paterni, S. Vitet, M. Bena, A. Yokoyama // IEEE Transactions on Power Systems. – 1999. – Vol. 14. – №1. – P. 37– 42.
142. Optimal reconfiguration of radial distribution systems using a fuzzy mutated genetic algorithm / K. Prasad, R. Ranjan, N.C. Sahoo, A. Chaturvedi // IEEE Transactions on Power Delivery. –2005. – Vol.20. – P. 1211–1213.

143. Orero S.O. A Genetic Algorithm Modeling Framework and Solution Technique for Short Term Optimal Hydrothermal Scheduling / S.O. Orero, M.R. Irving // IEEE Transactions on Power Systems. –1998. – Vol.13. – № 2. – P. 501–514.
144. Pedram M.M. Extended Algorithm of a Fuzzy-Set Power-System Stabilizer with Genetic Algorithm Tuning / M.M. Pedram, H. Seifi // ETEP. –1997. – Vol. 7. – № 3. – P. 205–209.
145. Peponis G.J. Distribution network reconfiguration to minimize resistive line losses / G.J. Peponis, M.P. Papadopoulos, N.D. Hatziaargyriou // IEEE Transactions on Power Delivery. – 1995. – №10(3). – P.1338–1342.
146. Raju GK Viswanadha. An efficient algorithm for minimum loss reconfiguration of distribution system based on sensitivity and heuristics / GK Viswanadha Raju, P. R. Bijwe // IEEE Transactions on Power Systems. – 2008. – №23(3). – P.1280-1287.
147. Ramirez-Rosado I. J. Genetic Algorithms Applied to the Design of Large Power Distribution Systems / I. J. Ramirez-Rosado, J. L. Bernal-Agustin // IEEE Transactions on Power Systems. – Vol. 13. – № 2. – P. 696–703.
148. Shih-An Yin. Distribution Feeder Scheduling Considering Variable Load Profile and Outage Costs / Shih–An Yin, Chan–Nan Lu // IEEE Transactions on Power Systems. – 2009. – Vol. 24. – № 2. – P. 652 – 660.
149. Shirmohammadi D. Reconfiguration of electric distribution networks for resistive line losses reduction / D. Shirmohammadi, H.W. Hong // IEEE Transactions on Power Delivery. – 1989. – №4(2). – P.1492–1498.
150. Solanki J.M. Multi-agent-based reconfiguration for restoration of distribution systems with distributed generators / J.M. Solanki, S.Kh. Solanki, N. Schulz // Journal Integrated Computer-Aided Engineering – Multi-Agent Systems for Energy. – 2010. – Vol. 17, iss. 4. – P. 331–346. – doi: 10.3233/ICA-2010-0351.
151. Standard voltages : IEC 60038 – 2002-07, (Edition 6.2). – International Electrotechnical Commission, 2002. – 18 p. – (International Standard).

152. Su Ching-Tzong. Distribution network reconfiguration for loss reduction by ant colony search algorithm / Ching-Tzong Su, Chung-Fu Chang, Ji-Pyng Chiou // *Electric Power Systems Research*. – 2005. – Vol. 75. – № 2-3. – P. 190 – 199.
153. Taleski R. Distribution network reconfiguration for energy loss reduction / R. Taleski, D. Rajcic // *IEEE Transactions on Power Delivery*. – 1997. – №12(1). – P.398–406.
154. Tsyganenko B. Modernization of power distribution networks in the power system of Ukraine /V. Kyryk , B.Tsyganenko // *International Scientific and Practical Conference*. – Dubai, UAE. – №7(11) , July 2016. – Vol.1. – P.10–12.
155. Tsyganenko B. Prospects of transition the distribution networks of Ukraine to nominal voltage of 20 кV // *Наукові праці БНТУ*.- 2016.-№ 1.- С.1-4
156. Wagner T.P. Feeder reconfiguration for loss reduction: an application of distribution automation / T.P. Wagner, A.Y. Chikhani, R. Hackam // *IEEE Transactions on Power Delivery*. – 1991. – №6(4). – P.1922–1931.
157. Wang H.F. Selection of Robust Installing Locations and Feedback Signals of FACTS-based Stabilizers in Multi-machine Power Systems / H.F. Wang // *IEEE Transactions on Power Systems*. –1999. – Vol. 14. – № 2. – P. 569–574.
158. Wong K.P. Advanced Constrained Genetic Algorithm Load Flow Method / K.P. Wong, A. Li, M.Y. Law // *IEE Proceedings Generation Transmission Distribution*. – 1999.– Vol. 146. – № 6. – P. 609–616.
159. Wong K.P. Development of Constrained-Genetic Algorithm Load-Flow Method / K.P. Wong, A. Li, M.Y. Law // *IEE Proceedings Generation Transmission Distribution*. – 1997. –Vol. 144. – № 2. – P. 91–99.
160. Wong K.P. Evolutionary-Programming-Based Algorithm for Environmentally-Constrained Economic Dispatch / K.P. Wong, J. Yuryevich // *IEEE Transactions on Power Systems*. – 1998. – Vol. 13. – № 2. – P. 301–306.
161. Wu Y.-G. A Diploid Genetic Approach to Short-Term Scheduling of Hydro-Thermal System / Y.-G. Wu, C.-Y. Ho, D.-Y. Wang // *IEEE Transactions on Power Systems*. – 2000. – Vol.15. – № 4. – P. 1268–1274.

Додаток А

**Початкові налаштування нечіткого логічного контролера визначення
пріоритету переведення розподільної мережі на напругу 20 кВ**

```

[System]
Name='prior1'
Type='mamdani'
Version=2.0
NumInputs=9
NumOutputs=1
NumRules=30
AndMethod='min'
OrMethod='max'
ImpMethod='min'
AggMethod='max'
DefuzzMethod='centroid'

[Input1]
Name='Line_6kV'
Range=[0 1]
NumMFs=2
MF1='ns':'trapmf',[-0.5 -0.3 0 1]
MF2='s':'trapmf',[0 1 1.3 1.5]

[Input2]
Name='time_net'
Range=[0 1]
NumMFs=3
MF1='k':'trapmf',[-0.5 -0.3 0 0.4]
MF2='m':'trimf',[0 0.4 0.8]
MF3='l':'trapmf',[0.4 0.8 1 1.3]

[Input3]
Name='length_net'
Range=[0 1]
NumMFs=3
MF1='sm':'trapmf',[-0.5 -0.3 0 0.5]
MF2='m':'trimf',[0 0.5 1]
MF3='l':'trapmf',[0.5 1 1.3 1.5]

[Input4]
Name='load'
Range=[0 1]
NumMFs=3
MF1='low':'trapmf',[-0.5 -0.3 0 0.5]
MF2='n':'trimf',[0 0.5 1]
MF3='h':'trapmf',[0.5 1 1.3 1.5]

[Input5]
Name='tendency'
Range=[-1 1]
NumMFs=3
MF1='n':'trapmf',[-1.5 -1.3 -1 0]
MF2='zero':'trimf',[-0.1 0 0.1]
MF3='p':'trapmf',[0 1 1.3 1.5]

[Input6]

```

```

Name='density_MW/km'
Range=[0 1]
NumMFs=2
MF1='low': 'trapmf', [-0.5 -0.3 0 1]
MF2='high': 'trapmf', [0 1 1.3 1.5]

[Input7]
Name='SAIDI'
Range=[0 1]
NumMFs=3
MF1='n': 'trapmf', [-0.5 -0.3 0 0.3]
MF2='pos': 'trimf', [0 0.3 1]
MF3='cr': 'trapmf', [0.3 1 1.3 1.5]

[Input8]
Name='SAIFI'
Range=[0 1]
NumMFs=2
MF1='low': 'trapmf', [-0.5 -0.3 0 1]
MF2='h': 'trapmf', [0 1 1.3 1.5]

[Input9]
Name='population'
Range=[0 1]
NumMFs=2
MF1='cs': 'trapmf', [-0.5 -0.3 0 0.1]
MF2='urban': 'trapmf', [0 1 1.3 1.5]

[Output1]
Name='Priority'
Range=[0 10]
NumMFs=11
MF1='0': 'trapmf', [-0.5 -0.3 0 1]
MF2='1': 'trimf', [0 1 2]
MF3='2': 'trimf', [1 2 3]
MF4='3': 'trimf', [2 3 4]
MF5='4': 'trimf', [3 4 5]
MF6='5': 'trimf', [4 5 6]
MF7='6': 'trimf', [5 6 7]
MF8='7': 'trimf', [6 7 8]
MF9='8': 'trimf', [7 8 9]
MF10='9': 'trimf', [8 9 10]
MF11='10': 'trapmf', [9 10 13 15]

[Rules]
2 0 0 0 0 0 0 0 0, 8 (1) : 1
1 0 0 0 0 0 0 0 0, 5 (1) : 1
0 1 0 0 0 0 0 0 0, 2 (1) : 1
0 2 0 0 0 0 0 0 0, 6 (1) : 1
0 3 0 0 0 0 0 0 0, 8 (1) : 1
0 0 1 0 0 0 0 0 0, 4 (1) : 1
0 0 2 0 0 0 0 0 0, 5 (1) : 1
0 0 3 0 0 0 0 0 0, 6 (1) : 1

```



```

0 0 0 1 0 0 0 0 0, 3 (1) : 1
0 0 0 2 0 0 0 0 0, 6 (1) : 1
0 0 0 3 0 0 0 0 0, 6 (1) : 1
0 0 0 0 1 0 0 0 0, 1 (1) : 1
0 0 0 0 2 0 0 0 0, 2 (1) : 1
0 0 0 0 3 0 0 0 0, 5 (1) : 1
0 0 0 0 0 1 0 0 0, 3 (1) : 1
0 0 0 0 0 2 0 0 0, 7 (1) : 1
0 0 0 0 0 0 1 0 0, 2 (1) : 1
0 0 0 0 0 0 2 0 0, 3 (1) : 1
0 0 0 0 0 0 3 0 0, 6 (1) : 1
0 0 0 0 0 0 0 1 0, 3 (1) : 1
0 0 0 0 0 0 0 2 0, 6 (1) : 1
0 0 0 0 0 0 0 0 1, 3 (1) : 1
0 0 0 0 0 0 0 0 2, 5 (1) : 1
2 3 3 3 3 2 3 2 0, 11 (1) : 1
2 2 2 2 2 2 2 2 2, 10 (1) : 1
2 2 1 2 2 2 2 2 2, 9 (1) : 1
1 1 1 1 2 1 1 2 1, 8 (1) : 1
0 2 2 2 0 0 0 0 1, 8 (1) : 1
0 0 0 0 0 2 3 2 0, 10 (1) : 1
0 3 0 0 0 0 0 0 1, 9 (1) : 1

```

Додаток Б

**Оптимізовані налаштування нечіткого логічного контролера визначення
пріоритету переведення розподільної мережі на напругу 20 кВ**

```

[System]
Name='prior8'
Type='mamdani'
Version=2.0
NumInputs=9
NumOutputs=1
NumRules=47
AndMethod='min'
OrMethod='max'
ImpMethod='min'
AggMethod='max'
DefuzzMethod='centroid'

[Input1]
Name='Line_6kV'
Range=[0 1]
NumMFs=2
MF1='ns': 'trapmf', [-0.497 -0.297 0.00132 0.999]
MF2='s': 'trapmf', [0 1 1.3 1.5]

[Input2]
Name='time_net'
Range=[0 1]
NumMFs=3
MF1='k': 'trapmf', [-0.5 -0.3 0 0.4]
MF2='m': 'trimf', [0 0.4 0.8]
MF3='l': 'trapmf', [0.4 0.8 1 1.3]

[Input3]
Name='length_net'
Range=[0 1]
NumMFs=3
MF1='sm': 'trapmf', [-0.5 -0.3 0 0.5]
MF2='m': 'trimf', [0.15 0.5 1]
MF3='l': 'trapmf', [0.5 1 1.3 1.5]

[Input4]
Name='load'
Range=[0 1]
NumMFs=3
MF1='low': 'trapmf', [-0.5 -0.3 0 0.5]
MF2='n': 'trimf', [0 0.33 1]
MF3='h': 'trapmf', [0.5 1 1.3 1.5]

[Input5]
Name='tendency'
Range=[-1 1]
NumMFs=3
MF1='n': 'trapmf', [-1.5 -1.3 -1 0]
MF2='zero': 'trimf', [-0.1 0 0.1]
MF3='p': 'trapmf', [0 0.14 1.3 1.5]

[Input6]

```

```

Name='density_MW/km'
Range=[0 1]
NumMFs=2
MF1='low': 'trapmf', [-0.5 -0.3 0 1]
MF2='high': 'trapmf', [0 1 1.3 1.5]

[Input7]
Name='SAIDI'
Range=[0 1]
NumMFs=3
MF1='n': 'trapmf', [-0.5 -0.3 0 0.30026455026455]
MF2='pos': 'trimf', [0.00132 0.30026455026455 1]
MF3='cr': 'trapmf', [0.30026455026455 1 1.3 1.5]

[Input8]
Name='SAIFI'
Range=[0 1]
NumMFs=2
MF1='low': 'trapmf', [-0.5 -0.3 0 1]
MF2='h': 'trapmf', [0 1 1.3 1.5]

[Input9]
Name='population'
Range=[0 1]
NumMFs=2
MF1='cs': 'trapmf', [-0.501 -0.301 -1.9e-005 0.0806878306878306]
MF2='urban': 'trapmf', [0.0595238095238095 1 1.3 1.5]

[Output1]
Name='Priority'
Range=[0 10]
NumMFs=11
MF1='0': 'trapmf', [-0.5 -0.3 0 1]
MF2='1': 'trimf', [0 1 2]
MF3='2': 'trimf', [1 2 3]
MF4='3': 'trimf', [2 3 4]
MF5='4': 'trimf', [3 4 5]
MF6='5': 'trimf', [4 5 6]
MF7='6': 'trimf', [5 6 7]
MF8='7': 'trimf', [6 7 8]
MF9='8': 'trimf', [7 8 9]
MF10='9': 'trimf', [8 9 10]
MF11='10': 'trapmf', [9 10 13 15]

[Rules]
2 0 0 0 0 0 0 0 0, 8 (1) : 1
1 0 0 0 0 0 0 0 0, 5 (1) : 1
0 1 0 0 0 0 0 0 0, 2 (1) : 1
0 2 0 0 0 0 0 0 0, 6 (1) : 1
0 3 0 0 0 0 0 0 0, 8 (1) : 1
0 0 1 0 0 0 0 0 0, 4 (1) : 1
0 0 2 0 0 0 0 0 0, 5 (1) : 1
0 0 3 0 0 0 0 0 0, 6 (1) : 1

```

```

0 0 0 1 0 0 0 0 0, 3 (1) : 1
0 0 0 2 0 0 0 0 0, 5 (1) : 1
0 0 0 3 0 0 0 0 0, 9 (1) : 1
0 0 0 0 1 0 0 0 0, 1 (1) : 1
0 0 0 0 2 0 0 0 0, 4 (1) : 1
0 0 0 0 3 0 0 0 0, 7 (1) : 1
0 0 0 0 0 1 0 0 0, 3 (1) : 1
0 0 0 0 0 2 0 0 0, 7 (1) : 1
0 0 0 0 0 0 1 0 0, 2 (1) : 1
0 0 0 0 0 0 2 0 0, 3 (1) : 1
0 0 0 0 0 0 3 0 0, 6 (1) : 1
0 0 0 0 0 0 0 1 0, 3 (1) : 1
0 0 0 0 0 0 0 2 0, 6 (1) : 1
0 0 0 0 0 0 0 0 1, 3 (1) : 1
0 0 0 0 0 0 0 0 2, 5 (1) : 1
2 3 3 3 3 2 3 2 0, 11 (1) : 1
2 2 2 2 2 2 2 2 2, 10 (1) : 1
2 2 1 2 2 2 2 2 2, 9 (1) : 1
1 1 1 1 2 1 1 2 1, 8 (1) : 1
0 2 2 2 0 0 0 0 1, 8 (1) : 1
0 0 0 0 0 2 3 2 0, 10 (1) : 1
0 3 0 0 0 0 0 0 1, 9 (1) : 1
2 3 0 0 0 0 0 0 0, 9 (1) : 1
2 1 0 0 0 0 0 0 0, 6 (1) : 1
1 3 0 0 0 0 0 0 0, 4 (1) : 1
2 0 3 0 0 0 0 0 0, 10 (1) : 1
2 0 0 1 0 0 0 0 0, 4 (1) : 1
1 0 0 0 2 0 0 0 0, 7 (1) : 1
0 1 0 0 2 0 0 0 0, 8 (1) : 1
0 0 1 0 2 0 0 0 0, 3 (1) : 1
0 0 3 0 2 0 0 0 0, 8 (1) : 1
0 0 1 0 3 0 0 0 0, 7 (1) : 1
1 0 0 0 0 0 0 0 1, 1 (0.3) : 1
0 0 2 3 0 0 0 0 0, 8 (1) : 1
0 0 1 1 0 0 0 0 0, 2 (1) : 1
0 1 0 0 0 0 1 0 0, 1 (1) : 1
0 3 0 0 0 0 1 0 0, 10 (1) : 1
0 3 0 0 0 0 2 0 0, 10 (1) : 1
1 1 0 0 0 0 0 0 0, 1 (1) : 1

```

Додаток В

**Налаштування нечіткого логічного контролера визначення місця
встановлення (активації) резервних перемичок розподільної електричної
мережі**

```
[System]
Name='20kV-6'
Type='mamdani'
Version=2.0
NumInputs=3
NumOutputs=1
NumRules=16
AndMethod='min'
OrMethod='max'
ImpMethod='min'
AggMethod='max'
DefuzzMethod='centroid'
```

```
[Input1]
Name='dU'
Range=[-1 1]
NumMFs=5
MF1='pvh': 'trapmf', [0.3 1 3 5]
MF2='n': 'trimf', [-0.75 0 0.75]
MF3='ph': 'trimf', [0 0.5 1]
MF4='nh': 'trimf', [-1 -0.5 0]
MF5='nvh': 'trapmf', [-3 -2 -1 0]
```

```
[Input2]
Name='cos'
Range=[0 1]
NumMFs=3
MF1='l': 'trapmf', [-0.6 -0.5 0 0.7]
MF2='m': 'trimf', [0 0.7 1]
MF3='h': 'trapmf', [0.7 1 1 1]
```

```
[Input3]
Name='Curr'
Range=[0 1]
NumMFs=2
MF1='p': 'zmf', [0.6 1]
MF2='np': 'gaussmf', [0.2 1]
```

```
[Output1]
Name='rating'
Range=[1 5]
NumMFs=5
MF1='l': 'trapmf', [-2 -1.5 1 2]
MF2='m': 'trimf', [2 3 4]
MF3='h': 'trapmf', [4 5 5.5 6]
MF4='hm': 'trimf', [3 4 5]
MF5='lm': 'trimf', [1 2 3]
```

[Rules]

```

1 1 1, 1 (1) : 1
2 1 1, 2 (1) : 1
3 1 1, 5 (1) : 1
4 1 1, 5 (1) : 1
5 1 1, 1 (1) : 1
1 2 1, 5 (1) : 1
3 2 1, 2 (1) : 1
2 2 1, 4 (1) : 1
4 2 1, 2 (1) : 1
5 2 1, 5 (1) : 1
1 3 1, 2 (1) : 1
3 3 1, 4 (1) : 1
2 3 1, 3 (1) : 1
4 3 1, 4 (1) : 1
5 3 1, 2 (1) : 1
0 0 2, 1 (1) : 1

```


Додаток Г

Результати моделювання усталеного режиму Гніванського вузла Тиврівських ЕМ на номінальній напрузі 6 кВ

		DIgSILENT PowerFactory	Проект :
		15.1.6	Дата: 22.06.2016

		DigSILENT PowerFactory	Проект :
		15.1.6	Дата: 22.06.2016

Расчет УР		Шины/Терминалы	
Расчет УР, нелинейный, симметричный, прямая посл.		Автоматическая адаптация модели сходимости	Нет
АРНТ РПН	Нет	Макс. допустимая погрешность УР для Узлов	1,00 kVA
Учитывать пределы реакт. мощности	Нет	Уравнений модели	0,10 %

Сеть: tyvriv6kV				Стадии сист.: tyvriv6kV			Исследование: Study Case			Прил.: / 1		
Ном.	Напр.	Напр. шин		Актив. Мощн.	Реактив. Мощн.	Мощн. коэф.	Ток	Загрузка	Доп. данные			
	[kV]	[p.u.]	[kV]	[deg]	[MW]	[Mvar]	[-]	[kA]	[%]			
ПС -35/6кВ СЖБ												
	6,30	1,00	6,30	0,00								
Cub_1	/Xnet	Зовнішня мережа			3,12	1,54	0,90	0,32		Sk": 10000,00 MVA		
Cub_2	/Coup	Ф-18			0,14	0,06	0,92	0,01	0,00			
Cub_3	/Coup	Ф-12			0,09	0,04	0,94	0,01	0,00			
Cub_4	/Coup	Ф-22			2,44	1,24	0,89	0,25	0,00			
Cub_5	/Coup	Ф-20			0,44	0,21	0,91	0,04	0,00			
427												
	6,00	1,05	6,29	0,02								
Cub_1	/Lod	427(1)+			0,14	0,07	0,91	0,01		P10: 0,14 MW Q10: 0,07 Mvar		
Cub_3	/Lne	АСВ-3х70			-0,14	-0,07	-0,91	0,01	6,89	Pv: 0,19 kW cLod: 0,00 Mvar L: 0,70 km		
Cub_4	/Coup	ВН-ТП427			0,00	0,00	1,00	0,00	0,00			
401												
	6,00	1,05	6,30	0,01								
Cub_1	/Lod	401(1)			0,09	0,04	0,90	0,01		P10: 0,09 MW Q10: 0,04 Mvar		
Cub_3	/Lne	АСВ-3х70(1)			-0,09	-0,04	-0,93	0,01	4,36	Pv: 0,05 kW cLod: 0,00 Mvar L: 0,48 km		
Cub_4	/Lne	АСВ-3х70(2)			0,00	-0,01	0,00	0,00	0,31	Pv: 0,00 kW cLod: 0,01 Mvar L: 1,41 km		
273												
	6,00	1,05	6,29	0,03								
Cub_2	/Lod	273(1)-			0,03	0,01	0,90	0,00		P10: 0,03 MW Q10: 0,01 Mvar		
Cub_1	/Lne	АС-35(73)			-0,03	-0,01	-0,90	0,00	1,75	Pv: 0,00 kW cLod: 0,00 Mvar L: 0,07 km		
409												
	6,00	1,05	6,29	0,03								
Cub_2	/Lod	409(1)-			0,02	0,01	0,90	0,00		P10: 0,02 MW Q10: 0,01 Mvar		
Cub_1	/Lne	АС-35(83)			-0,02	-0,01	-0,90	0,00	1,09	Pv: 0,00 kW cLod: 0,00 Mvar L: 0,10 km		

Сеть: tyvri6kV					Стадии сист.: tyvri6kV			Исследование: StudyCase				Прил.: / 2			
Ном. Напр.		Напр. шин		Актив. Мощн.	Реактив. Мощн.	Мощн. коэф.	Ток	Загрузка	Доп. данные						
[kV]		[p.u.]		[kV]	[deg]	[MW]	[Mvar]	[-]	[kA]	[%]					
168	6,00	1,03	6,19	0,06											
Cub_2	/Lod	168(1)-			0,07	0,04	0,87	0,01		P10:	0,07MW	Q10:	0,04Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-35(144)			-0,07	-0,04	-0,87	0,01	4,00	Pv:	0,01 kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,10 km
186	6,00	0,86	5,19	0,46											
Cub_2	/Lod	186(1)+			0,04	0,02	0,90	0,01		P10:	0,04MW	Q10:	0,02Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-35(33)			-0,04	-0,02	-0,90	0,01	2,93	Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,05 km
406	6,00	0,79	4,75	0,67											
Cub_2	/Lod	406(1)+			0,00	0,00	0,81	0,00		P10:	0,00MW	Q10:	0,00Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-35(79)			-0,00	-0,00	-0,81	0,00	0,27	Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,28 km
278	6,00	0,79	4,74	0,67											
Cub_2	/Lod	278(1)-			0,03	0,01	0,90	0,00		P10:	0,03MW	Q10:	0,01Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-35(115)			-0,03	-0,01	-0,90	0,00	2,32	Pv:	0,02 kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,50 km
178	6,00	0,79	4,74	0,67											
Cub_2	/Lod	178(1)+			0,04	0,02	0,90	0,00		P10:	0,04MW	Q10:	0,02Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-35(128)			-0,04	-0,02	-0,90	0,00	2,80	Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,05 km
179	6,00	0,79	4,73	0,67											
Cub_2	/Lod	179(1)+			0,02	0,01	0,89	0,00		P10:	0,02MW	Q10:	0,01Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-35(129)			-0,02	-0,01	-0,89	0,00	1,31	Pv:	0,05 kW	cLod:	0,00Mvar	L:	4,35 km
335	6,00	0,79	4,76	0,66											
Cub_2	/Lod	335(1)+			0,03	0,02	0,89	0,00		P10:	0,03MW	Q10:	0,02Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-35(133)			-0,03	-0,02	-0,89	0,00	2,62	Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,10 km
177	6,00	0,79	4,76	0,66											
Cub_2	/Lod	177(1)+			0,03	0,01	0,91	0,00		P10:	0,03MW	Q10:	0,01Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-35(134)			-0,03	-0,01	-0,91	0,00	2,08	Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,09 km
194	6,00	0,79	4,75	0,67											
Cub_2	/Lod	194(1)-			0,03	0,01	0,88	0,00		P10:	0,03MW	Q10:	0,01Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-35(135)			-0,03	-0,01	-0,88	0,00	2,14	Pv:	0,04 kW	cLod:	0,00Mvar	L:	1,26 km

Сеть: tyvriv6kV				Стадии сист.: tyvriv6kV			Исследование: StudyCase				Прил.: / 3				
Ном. Напр.		Напр. шин		Актив. Мощн.	Реактив. Мощн.	Мощн. коэф.	Ток	Загрузка	Доп. данные						
[kV]		[p.u.]	[kV]	[deg]	[MW]	[Mvar]	[-]	[kA]	[%]						
Terminal (20)															
6,00		0,81	4,85	0,64											
Cub_1	/Lne	AC-35 (136)			-1,54	-0,81	-0,89	0,21	118,33	Pv:	14,23 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	0,14 km
Cub_2	/Lne	AC-35 (140)			1,51	0,80	0,88	0,20	116,07	Pv:	142,96 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	1,46 km
Cub_3	/Lne	AC-35 (137)			0,03	0,01	0,90	0,00	2,26	Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	0,10 km
187															
6,00		0,81	4,85	0,64											
Cub_2	/Lod	187 (1) -			0,03	0,01	0,90	0,00		P10:	0,03 MW	Q10:	0,01 Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-35 (137)			-0,03	-0,01	-0,90	0,00	2,26	Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	0,10 km
167															
6,00		0,73	4,40	0,95											
Cub_2	/Lod	167 (1) -			0,04	0,02	0,88	0,01		P10:	0,04 MW	Q10:	0,02 Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-35 (139)			-0,04	-0,02	-0,88	0,01	3,60	Pv:	0,04 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	0,43 km
206															
6,00		0,73	4,40	0,95											
Cub_2	/Lod	206 (1) +			0,06	0,03	0,90	0,01		P10:	0,06 MW	Q10:	0,03 Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-35 (141)			-0,06	-0,03	-0,90	0,01	5,18	Pv:	0,07 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	0,35 km
189															
6,00		0,65	3,93	1,37											
Cub_2	/Lod	189 (1) +			0,06	0,03	0,90	0,01		P10:	0,06 MW	Q10:	0,03 Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-35 (146)			-0,06	-0,03	-0,90	0,01	5,50	Pv:	0,02 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	0,10 km
351															
6,00		0,65	3,93	1,36											
Cub_2	/Lod	351 (1) +			0,09	0,04	0,90	0,01		P10:	0,09 MW	Q10:	0,04 Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-35 (147)			-0,09	-0,04	-0,90	0,01	8,09	Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	0,01 km
306															
6,00		0,64	3,85	1,85											
Cub_2	/Lod	306 (1) -			0,05	0,02	0,90	0,01		P10:	0,05 MW	Q10:	0,02 Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-35 (148)			-0,05	-0,02	-0,90	0,01	4,47	Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	0,03 km
207															
6,00		0,64	3,82	1,88											
Cub_2	/Lod	207 (1) +			0,06	0,03	0,90	0,01		P10:	0,06 MW	Q10:	0,03 Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-35 (151)			-0,06	-0,03	-0,90	0,01	6,06	Pv:	0,03 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	0,10 km
368															
6,00		0,63	3,78	1,89											
Cub_2	/Lod	368 (1) -			0,05	0,02	0,90	0,01		P10:	0,05 MW	Q10:	0,02 Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-35 (153)			-0,05	-0,02	-0,90	0,01	4,55	Pv:	0,02 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	0,10 km

Сеть: tyvriv6kV				Стадии сист.: tyvriv6kV			Исследование: StudyCase				Прил.: / 4			
Ном. Напр.		Напр. шин		Актив. Мощн.	Реактив. Мощн.	Мощн. коэф.	Ток	Загрузка	Доп. данные					
[kV]		[p.u.]		[kV]	[deg]	[MW]	[Mvar]	[-]	[kA]	[%]				
307	6,00	0,62	3,73	1,90										
Cub_1	/Lod	307(1)-		0,03	0,01	0,90	0,01			P10:	0,03MW	Q10:	0,01Mvar	
Cub_2	/Lne	AC-35(157)		-0,03	-0,01	-0,90	0,01	2,93		Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar L: 0,01 km	
286	6,00	0,62	3,73	1,90										
Cub_1	/Lod	286(1)-		0,03	0,01	0,90	0,01			P10:	0,03MW	Q10:	0,01Mvar	
Cub_2	/Lne	AC-35(158)		-0,03	-0,01	-0,90	0,01	2,93		Pv:	0,01kW	cLod:	0,00Mvar L: 0,10 km	
152	6,00	0,62	3,71	1,90										
Cub_2	/Lod	152(1)-		0,15	0,07	0,91	0,03			P10:	0,15MW	Q10:	0,07Mvar	
Cub_1	/Lne	AC-35(2)		-0,15	-0,07	-0,91	0,03	14,31		Pv:	0,07kW	cLod:	0,00Mvar L: 0,05 km	
289	6,00	0,62	3,71	1,90										
Cub_2	/Lod	289(1)-		0,03	0,01	0,90	0,01			P10:	0,03MW	Q10:	0,01Mvar	
Cub_1	/Lne	AC-35(4)		-0,03	-0,01	-0,90	0,01	2,94		Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar L: 0,01 km	
299	6,00	0,62	3,71	1,90										
Cub_2	/Lod	299(1)-		0,03	0,01	0,90	0,01			P10:	0,03MW	Q10:	0,01Mvar	
Cub_1	/Lne	AC-35(5)		-0,03	-0,01	-0,90	0,01	2,94		Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar L: 0,07 km	
343	6,00	0,62	3,72	1,90										
Cub_2	/Lod	343(1)-		0,05	0,02	0,90	0,01			P10:	0,05MW	Q10:	0,02Mvar	
Cub_1	/Lne	AC-35(6)		-0,05	-0,02	-0,90	0,01	4,62		Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar L: 0,01 km	
320	6,00	0,62	3,69	1,91										
Cub_2	/Lod	320(1)+		0,02	0,01	0,89	0,00			P10:	0,02MW	Q10:	0,01Mvar	
Cub_1	/Lne	AC-35(10)		-0,02	-0,01	-0,89	0,00	2,29		Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar L: 0,05 km	
188	6,00	0,61	3,69	1,91										
Cub_2	/Lod	188(1)-		0,03	0,01	0,90	0,01			P10:	0,03MW	Q10:	0,01Mvar	
Cub_1	/Lne	AC-35(13)		-0,03	-0,01	-0,90	0,01	2,96		Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar L: 0,01 km	
365	6,00	0,61	3,69	1,91										
Cub_2	/Lod	365(1)-		0,05	0,02	0,90	0,01			P10:	0,05MW	Q10:	0,02Mvar	
Cub_1	/Lne	AC-35(14)		-0,05	-0,02	-0,90	0,01	4,66		Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar L: 0,02 km	

Сеть: tyvriv6kV				Стадии сист.: tyvriv6kV			Исследование: StudyCase				Прил.: / 5			
Ном. Напр.		Напр. шин		Актив. Мощн.	Реактив. Мощн.	Мощн. коэф.	Ток	Загрузка	Доп. данные					
[kV]		[p.u.]		[kV]	[deg]	[MW]	[Mvar]	[-]	[kA]	[%]				
334	6,00	0,62	3,71	1,90										
Cub_2	/Lod	334(1) -				0,01	0,01	0,90	0,00	P10:	0,01 MW	Q10:	0,01 Mvar	
Cub_1	/Lne	AC-35(18)				-0,01	-0,01	-0,90	0,00	1,18	Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00 Mvar L: 0,03 km
407	6,00	0,62	3,70	1,90										
Cub_2	/Lod	407(1) -				0,03	0,01	0,90	0,01		P10:	0,03 MW	Q10:	0,01 Mvar
Cub_1	/Lne	AC-35(19)				-0,03	-0,01	-0,90	0,01	2,95	Pv:	0,01 kW	cLod:	0,00 Mvar L: 0,23 km
190	6,00	0,63	3,77	2,06										
Cub_1	/Lod	190(1) +				0,08	0,04	0,90	0,01		P10:	0,08 MW	Q10:	0,04 Mvar
Cub_2	/Lne	AC-35(26)				-0,08	-0,04	-0,90	0,01	7,71	Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00 Mvar L: 0,01 km
224	6,00	0,63	3,76	2,14										
Cub_1	/Lod	224(1) +				0,01	0,00	0,87	0,00		P10:	0,01 MW	Q10:	0,00 Mvar
Cub_2	/Lne	AC-35(27)				-0,01	-0,00	-0,87	0,00	0,70	Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00 Mvar L: 0,07 km
219	6,00	0,62	3,75	2,18										
Cub_2	/Lod	219(1) -				0,05	0,02	0,90	0,01		P10:	0,05 MW	Q10:	0,02 Mvar
Cub_1	/Lne	AC-35(28)				-0,05	-0,02	-0,90	0,01	4,59	Pv:	0,02 kW	cLod:	0,00 Mvar L: 0,14 km
191	6,00	0,62	3,73	2,37										
Cub_1	/Lod	191(1) +				0,05	0,03	0,90	0,01		P10:	0,05 MW	Q10:	0,03 Mvar
Cub_2	/Lne	AC-35(29)				-0,05	-0,03	-0,90	0,01	5,16	Pv:	0,02 kW	cLod:	0,00 Mvar L: 0,10 km
221	6,00	0,62	3,71	2,52										
Cub_1	/Lod	221(1) +				0,02	0,01	0,89	0,00		P10:	0,02 MW	Q10:	0,01 Mvar
Cub_2	/Lne	AC-35(31)				-0,02	-0,01	-0,89	0,00	2,14	Pv:	0,01 kW	cLod:	0,00 Mvar L: 0,21 km
292	6,00	0,62	3,69	2,75										
Cub_2	/Lod	292(1) -				0,03	0,01	0,88	0,00		P10:	0,03 MW	Q10:	0,01 Mvar
Cub_3	/Lne	ACB-90				0,05	0,11	0,40	0,02	7,04	Pv:	0,02 kW	cLod:	0,00 Mvar L: 0,06 km
Cub_4	/Coup	P-160				-0,07	-0,12	-0,52	0,02	0,00				

Сеть: tyvriv6kV				Стадии сист.: tyvriv6kV			Исследование: StudyCase				Прил.: / 6			
Ном. Напр.		Напр. шин		Актив. Мощн.	Реактив. Мощн.	Мощн. коэф.	Ток	Загрузка	Доп. данные					
[kV]	[p.u.]	[kV]	[deg]	[MW]	[Mvar]	[-]	[kA]	[%]						
296	6,00	0,62	3,69	2,76										
Cub_2	/Lod	296(1) -		0,03	0,01	0,88	0,00		P10:	0,03MW	Q10:	0,01Mvar		
Cub_1	/Lne	ACB-90		-0,05	-0,11	-0,40	0,02	7,04	Pv:	0,02 kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,06 km
Cub_4	/Lne	ACB-90(1)		0,02	0,09	0,20	0,01	5,70	Pv:	0,04 kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,18 km
Cub_5	/Coup	ВН ТП-296		0,00	0,00	1,00	0,00	0,00						
208	6,00	0,62	3,69	2,78										
Cub_2	/Lod	208(1) -		0,02	0,09	0,20	0,01		P10:	0,02MW	Q10:	0,09Mvar		
Cub_1	/Lne	ACB-90(1)		-0,02	-0,09	-0,20	0,01	5,70	Pv:	0,04 kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,18 km
170	6,00	1,03	6,16	0,02										
Cub_1	/Lod	170(1)		0,17	0,08	0,91	0,02		P10:	0,17MW	Q10:	0,08Mvar		
Cub_3	/Lne	AC-35(38)		-0,17	-0,08	-0,91	0,02	10,01	Pv:	0,25 kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,34 km
398	6,00	1,02	6,14	0,02										
Cub_1	/Lod	398(1)		0,26	0,13	0,90	0,03		P10:	0,26MW	Q10:	0,13Mvar		
Cub_2	/Lne	AC-35(39)		-0,26	-0,13	-0,90	0,03	15,69	Pv:	1,16 kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,65 km
12	6,00	0,96	5,78	0,21										
Cub_1	/Lne	AC-35(40)		-0,03	-0,01	-0,90	0,00	1,90	Pv:	0,02 kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,63 km
Cub_2	/Lne	AC-35(41)		0,03	0,01	0,90	0,00	1,90	Pv:	0,02 kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,70 km
Cub_3	/Lne	AC-35(42)		0,00	-0,00	0,00	0,00	0,01	Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00Mvar	L:	1,26 km
350	6,00	0,96	5,78	0,22										
Cub_2	/Lod	350(1) -		0,03	0,01	0,90	0,00		P10:	0,03MW	Q10:	0,01Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-35(41)		-0,03	-0,01	-0,90	0,00	1,90	Pv:	0,02 kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,70 km
ПС-110/35/6кВ Гнівань														
	6,30	1,00	6,30	0,00										
Cub_1	/Xnet	Зовнішня мережа		3,93	1,82	0,91	0,40		Sk": 10000,00 MVA					
Cub_4	/Coup	Φ-2		0,11	0,05	0,91	0,01	0,00						
Cub_5	/Coup	Φ-28		0,11	0,03	0,96	0,01	0,00						
Cub_6	/Coup	Φ-4		1,97	0,90	0,91	0,20	0,00						
Cub_7	/Coup	Φ- 20		1,53	0,75	0,90	0,16	0,00						
Cub_8	/Coup	Φ- 22		0,22	0,10	0,91	0,02	0,00						
Cub_9	/Coup	Φ-24		0,00	-0,01	0,00	0,00	0,00						

Сеть: tyvriv6kV				Стадии сист.: tyvriv6kV			Исследование: StudyCase				Прил.: / 7			
Ном. Напр.		Напр. шин		Актив. Мощн.	Реактив. Мощн.	Мощн. коэф.	Ток	Загрузка	Доп. данные					
[kV]		[p.u.] [kV]		[deg]	[MW]	[Mvar]	[-]	[kA]	[%]					
420	6,00	1,05	6,29	0,01										
Cub_2	/Lod	420(1)		0,11	0,05	0,90	0,01			P10:	0,11 MW	Q10:	0,05 Mvar	
Cub_3	/Lne	ACBY-3x70		-0,11	-0,05	-0,90	0,01	5,51		Pv:	0,10 kW	cLod:	0,00 Mvar L: 0,58 km	
346	6,00	1,05	6,28	0,03										
Cub_2	/Lod	346(1)		0,07	0,03	0,89	0,01			P10:	0,07 MW	Q10:	0,03 Mvar	
Cub_1	/Lne	ACBY-3x70(1)		-0,11	-0,05	-0,92	0,01	5,10		Pv:	0,38 kW	cLod:	0,01 Mvar L: 2,57 km	
Cub_3	/Lne	ACBY-3x70(2)		0,04	0,01	0,94	0,00	1,84		Pv:	0,01 kW	cLod:	0,00 Mvar L: 0,50 km	
Cub_4	/Lne	ACBY-3x70(3)		0,00	-0,00	0,95	0,00	0,17		Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00 Mvar L: 0,70 km	
263	6,00	1,05	6,28	0,04										
Cub_2	/Lod	263(1)		0,04	0,02	0,92	0,00			P10:	0,04 MW	Q10:	0,02 Mvar	
Cub_1	/Lne	ACBY-3x70(2)		-0,04	-0,02	-0,92	0,00	1,84		Pv:	0,01 kW	cLod:	0,00 Mvar L: 0,50 km	
267	6,00	1,05	6,28	0,03										
Cub_2	/Lod	267(1)		0,00	0,00	0,78	0,00			P10:	0,00 MW	Q10:	0,00 Mvar	
Cub_1	/Lne	ACBY-3x70(3)		-0,00	-0,00	-0,78	0,00	0,17		Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00 Mvar L: 0,70 km	
Cub_3	/Coup	BH Φ4-28		0,00	0,00	1,00	0,00	0,00						
280	6,00	1,02	6,12	0,34										
Cub_2	/Lod	280(1)		0,02	0,01	0,90	0,00			P10:	0,02 MW	Q10:	0,01 Mvar	
Cub_1	/Lne	AC-35(47)		-0,02	-0,01	-0,90	0,00	1,01		Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00 Mvar L: 0,20 km	
165	6,00	1,02	6,12	0,34										
Cub_2	/Lod	165(1)		0,09	0,04	0,90	0,01			P10:	0,09 MW	Q10:	0,04 Mvar	
Cub_1	/Lne	AC-35(44)		-0,09	-0,04	-0,90	0,01	5,53		Pv:	0,01 kW	cLod:	0,00 Mvar L: 0,04 km	
204	6,00	1,01	6,09	0,40										
Cub_2	/Lod	204(1)		0,18	0,09	0,90	0,02			P10:	0,18 MW	Q10:	0,09 Mvar	
Cub_1	/Lne	ACB-3x95(3)		-1,79	-0,84	-0,90	0,19	73,49		Pv:	11,19 kW	cLod:	0,00 Mvar L: 0,33 km	
Cub_3	/Lne	ACB-3x70(4)		1,60	0,75	0,90	0,17	80,13		Pv:	13,09 kW	cLod:	0,00 Mvar L: 0,35 km	
173	6,00	1,01	6,04	0,51										
Cub_2	/Lod	173(1)		0,05	0,02	0,90	0,01			P10:	0,05 MW	Q10:	0,02 Mvar	
Cub_1	/Lne	AC-35(48)		-0,05	-0,02	-0,90	0,01	3,04		Pv:	0,01 kW	cLod:	0,00 Mvar L: 0,21 km	

Сеть: tyvriv6kV				Стадии сист.: tyvriv6kV				Исследование: StudyCase				Прил.: / 8			
	Ном.	Напр. шин			Актив.	Реактив.	Мощн.	Ток	Загрузка	Доп. данные					
	Напр.				Мощн.	Мощн.	коэф.								
	[kV]	[p.u.]	[kV]	[deg]	[MW]	[Mvar]	[-]	[kA]	[%]						
174	6,00	1,00	6,02	0,51											
Cub_2	/Lod	174(1)			0,13	0,06	0,91	0,01		P10:	0,13MW	Q10:	0,06Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-35(51)			-0,13	-0,06	-0,91	0,01	7,81	Pv:	0,12kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,27 km	
203	6,00	1,00	6,02	0,52											
Cub_2	/Lod	203(1)			0,06	0,03	0,90	0,01		P10:	0,06MW	Q10:	0,03Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-35(54)			-0,06	-0,03	-0,90	0,01	3,65	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,02 km	
362	6,00	1,00	6,01	0,52											
Cub_2	/Lod	362(1)			0,05	0,02	0,90	0,00		P10:	0,05MW	Q10:	0,02Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-35(55)			-0,05	-0,02	-0,90	0,00	2,77	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,02 km	
202	6,00	0,98	5,88	0,53											
Cub_2	/Lod	202(1)			0,05	0,02	0,90	0,01		P10:	0,05MW	Q10:	0,02Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-35(57)			-0,05	-0,02	-0,90	0,01	2,97	Pv:	0,01kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,10 km	
250	6,00	0,97	5,84	0,54											
Cub_2	/Lod	250(1)			0,04	0,02	0,90	0,00		P10:	0,04MW	Q10:	0,02Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-35(66)			-0,04	-0,02	-0,90	0,00	2,57	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,02 km	
166	6,00	0,96	5,78	0,54											
Cub_2	/Lod	166(1)			0,12	0,06	0,90	0,01		P10:	0,12MW	Q10:	0,06Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-35(68)			-0,12	-0,06	-0,90	0,01	7,60	Pv:	0,04kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,10 km	
171	6,00	0,95	5,70	0,55											
Cub_2	/Lod	171(1)			0,07	0,03	0,90	0,01		P10:	0,07MW	Q10:	0,03Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-35(69)			-0,07	-0,03	-0,90	0,01	4,30	Pv:	0,14kW	cLod:	0,00Mvar	L: 1,07 km	
86	6,00	0,94	5,64	0,56											
Cub_2	/Lod	86(1)			0,00	0,00	0,83	0,00		P10:	0,00MW	Q10:	0,00Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-35(116)			-0,00	-0,00	-0,83	0,00	0,32	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,21 km	
18	6,00	0,95	5,72	0,55											
Cub_2	/Lod	18(1)			0,02	0,01	0,90	0,00		P10:	0,02MW	Q10:	0,01Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-35(105)			-0,02	-0,01	-0,90	0,00	1,08	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,02 km	

Сеть: tyvriv6kV		Стадии сист.: tyvriv6kV				Исследование: StudyCase				Прил.: / 9			
	Ном. Напр.	Напр. шин			Актив. Мощн.	Реактив. Мощн.	Мощн. коэф.	Ток	Загрузка	Доп. данные			
	[kV]	[p.u.]	[kV]	[deg]	[MW]	[Mvar]	[-]	[kA]	[%]				
394	6,00	0,93	5,60	0,57									
Cub_2	/Lod	394(1)			0,17	0,08	0,90	0,02		P10:	0,17MW	Q10:	0,08Mvar
Cub_1	/Lne	AC-35(127)			-0,17	-0,08	-0,90	0,02	10,81	Pv:	0,03kW	cLod:	0,00Mvar L: 0,03 km
353	6,00	0,93	5,59	0,57									
Cub_2	/Lod	353(1)			0,02	0,01	0,90	0,00		P10:	0,02MW	Q10:	0,01Mvar
Cub_1	/Lne	AC-35(149)			-0,02	-0,01	-0,90	0,00	1,10	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar L: 0,03 km
408	6,00	0,93	5,59	0,57									
Cub_2	/Lod	408(1)			0,17	0,08	0,90	0,02		P10:	0,17MW	Q10:	0,08Mvar
Cub_1	/Lne	AC-35(11)			-0,17	-0,08	-0,90	0,02	10,83	Pv:	0,02kW	cLod:	0,00Mvar L: 0,02 km
312	6,00	0,93	5,58	0,57									
Cub_2	/Lod	312(1)			0,17	0,08	0,90	0,02		P10:	0,17MW	Q10:	0,08Mvar
Cub_1	/Lne	AC-35(23)			-0,17	-0,08	-0,90	0,02	10,85	Pv:	0,32kW	cLod:	0,00Mvar L: 0,37 km
411	6,00	0,93	5,58	0,57									
Cub_2	/Lod	411(1)			0,04	0,02	0,90	0,00		P10:	0,04MW	Q10:	0,02Mvar
Cub_1	/Lne	AC-35(45)			-0,04	-0,02	-0,90	0,00	2,74	Pv:	0,01kW	cLod:	0,00Mvar L: 0,20 km
225	6,00	0,93	5,56	0,58									
Cub_2	/Lod	225(1)			0,13	0,07	0,88	0,02		P10:	0,13MW	Q10:	0,07Mvar
Cub_1	/Lne	AC-35(70)			-0,13	-0,07	-0,88	0,02	8,72	Pv:	0,06kW	cLod:	0,00Mvar L: 0,10 km
429	6,00	0,92	5,53	0,58									
Cub_2	/Lod	429(1)			0,17	0,08	0,90	0,02		P10:	0,17MW	Q10:	0,08Mvar
Cub_1	/Lne	AC-35(74)			-0,17	-0,08	-0,90	0,02	10,94	Pv:	0,17kW	cLod:	0,00Mvar L: 0,20 km
416	6,00	0,92	5,53	0,58									
Cub_2	/Lod	416(1)			0,05	0,03	0,88	0,01		P10:	0,05MW	Q10:	0,03Mvar
Cub_1	/Lne	AABL-3x150(1)			-0,05	-0,03	-0,88	0,01	2,14	Pv:	0,04kW	cLod:	0,01Mvar L: 2,00 km
226	6,00	0,93	5,55	0,58									
Cub_2	/Lod	226(1)			0,02	0,01	0,80	0,00		P10:	0,02MW	Q10:	0,01Mvar
Cub_1	/Lne	AC-35(75)			-0,02	-0,01	-0,80	0,00	1,12	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar L: 0,10 km

Сеть: tyvriv6kV		Стадии сист.: tyvriv6kV				Исследование: StudyCase				Прил.: / 10			
	Ном. Напр.	Напр. шин			Актив. Мощн.	Реактив. Мощн.	Мощн. коэф.	Ток	Загрузка	Доп. данные			
	[kV]	[p.u.]	[kV]	[deg]	[MW]	[Mvar]	[-]	[kA]	[%]				
331	6,00	1,02	6,12	0,08									
Cub_2	/Lod	331(1)			0,04	0,02	0,90	0,00		P10:	0,04 MW	Q10:	0,02 Mvar
Cub_1	/Lne	AC-35(78)			-0,04	-0,02	-0,90	0,00	2,51	Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00 Mvar L: 0,03 km
162	6,00	1,02	6,12	0,09									
Cub_2	/Lod	162(1)			0,04	0,02	0,89	0,00		P10:	0,04 MW	Q10:	0,02 Mvar
Cub_1	/Lne	AC-35(81)			-0,04	-0,02	-0,89	0,00	2,32	Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00 Mvar L: 0,02 km
163	6,00	1,02	6,11	0,09									
Cub_2	/Lod	163(1)			0,06	0,03	0,90	0,01		P10:	0,06 MW	Q10:	0,03 Mvar
Cub_1	/Lne	AC-35(82)			-0,06	-0,03	-0,90	0,01	3,72	Pv:	0,04 kW	cLod:	0,00 Mvar L: 0,36 km
275	6,00	1,00	5,99	0,12									
Cub_2	/Lod	275(1)			0,05	0,02	0,90	0,00		P10:	0,05 MW	Q10:	0,02 Mvar
Cub_1	/Lne	AC-35(85)			-0,05	-0,02	-0,90	0,00	2,77	Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00 Mvar L: 0,07 km
294	6,00	0,99	5,93	0,14									
Cub_2	/Lod	294(1)			0,06	0,03	0,90	0,01		P10:	0,06 MW	Q10:	0,03 Mvar
Cub_1	/Lne	AC-35(87)			-0,06	-0,03	-0,90	0,01	3,81	Pv:	0,01 kW	cLod:	0,00 Mvar L: 0,07 km
161	6,00	0,98	5,89	0,14									
Cub_2	/Lod	161(1)			0,05	0,02	0,90	0,01		P10:	0,05 MW	Q10:	0,02 Mvar
Cub_1	/Lne	AC-35(90)			-0,05	-0,02	-0,90	0,01	3,10	Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00 Mvar L: 0,02 km
67	6,00	0,98	5,88	0,15									
Cub_2	/Lod	67(1)			0,03	0,02	0,90	0,00		P10:	0,03 MW	Q10:	0,02 Mvar
Cub_1	/Lne	AC-35(93)			-0,03	-0,02	-0,90	0,00	1,96	Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00 Mvar L: 0,08 km
87	6,00	0,98	5,88	0,15									
Cub_2	/Lod	87(1)			0,01	0,01	0,87	0,00		P10:	0,01 MW	Q10:	0,01 Mvar
Cub_1	/Lne	AC-35(96)			-0,01	-0,01	-0,87	0,00	0,82	Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00 Mvar L: 0,32 km
117	6,00	0,98	5,88	0,15									
Cub_2	/Lod	117(1)			0,05	0,03	0,90	0,01		P10:	0,05 MW	Q10:	0,03 Mvar
Cub_1	/Lne	AC-35(97)			-0,05	-0,03	-0,90	0,01	3,41	Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00 Mvar L: 0,01 km

Сеть: tyvriv6kV				Стадии сист.: tyvriv6kV			Исследование: StudyCase				Прил.: / 11				
Ном. Напр.		Напр. шин		Актив. Мощн.	Реактив. Мощн.	Мощн. коэф.	Ток	Загрузка	Доп. данные						
[kV]		[p.u.]	[kV]	[deg]	[MW]	[Mvar]	[-]	[kA]	[%]						
328	6,00	0,97	5,79	0,18											
Cub_2	/Lod	328(1)			0,02	0,01	0,90	0,00		P10:	0,02 MW	Q10:	0,01 Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-35(99)			-0,02	-0,01	-0,90	0,00	1,22	Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00 Mvar	L: 0,10 km	
185	6,00	0,93	5,57	0,25											
Cub_2	/Lod	185(1)			0,00	0,00	0,81	0,00		P10:	0,00 MW	Q10:	0,00 Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-35(101)			-0,00	-0,00	-0,81	0,00	0,30	Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00 Mvar	L: 0,45 km	
345	6,00	0,91	5,44	0,29											
Cub_2	/Lod	345(1)			0,11	0,05	0,90	0,01		P10:	0,11 MW	Q10:	0,05 Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-35(104)			-0,11	-0,05	-0,90	0,01	7,14	Pv:	0,04 kW	cLod:	0,00 Mvar	L: 0,10 km	
118	6,00	0,90	5,41	0,33											
Cub_2	/Lod	118(1)			0,07	0,03	0,90	0,01		P10:	0,07 MW	Q10:	0,03 Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-35(108)			-0,07	-0,03	-0,90	0,01	4,53	Pv:	0,01 kW	cLod:	0,00 Mvar	L: 0,04 km	
342	6,00	0,89	5,37	0,41											
Cub_2	/Lod	342(1)			0,05	0,05	0,70	0,01		P10:	0,05 MW	Q10:	0,05 Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-35(110)			-0,05	-0,05	-0,70	0,01	3,98	Pv:	0,07 kW	cLod:	0,00 Mvar	L: 0,59 km	
341	6,00	0,89	5,37	0,39											
Cub_2	/Lod	341(1)			0,04	0,02	0,90	0,00		P10:	0,04 MW	Q10:	0,02 Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-35(112)			-0,04	-0,02	-0,90	0,00	2,48	Pv:	0,01 kW	cLod:	0,00 Mvar	L: 0,32 km	
184	6,00	0,89	5,37	0,39											
Cub_2	/Lod	184(1)			0,05	0,02	0,90	0,01		P10:	0,05 MW	Q10:	0,02 Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-35(113)			-0,05	-0,02	-0,90	0,01	3,25	Pv:	0,03 kW	cLod:	0,00 Mvar	L: 0,40 km	
243	6,00	0,91	5,43	0,29											
Cub_2	/Lod	243(1)			0,07	0,03	0,90	0,01		P10:	0,07 MW	Q10:	0,03 Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-35(117)			-0,07	-0,03	-0,90	0,01	4,51	Pv:	0,01 kW	cLod:	0,00 Mvar	L: 0,07 km	
284	6,00	0,90	5,42	0,29											
Cub_2	/Lod	284(1)			0,06	0,03	0,90	0,01		P10:	0,06 MW	Q10:	0,03 Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-35(121)			-0,06	-0,03	-0,90	0,01	4,16	Pv:	0,02 kW	cLod:	0,00 Mvar	L: 0,18 km	

Сеть: tyvriv6kV					Стадии сист.: tyvriv6kV			Исследование: StudyCase				Прил.: / 12				
	Ном.	Напр.	Напр. шин		Актив.	Реактив.	Мощн.	Ток	Загрузка	Доп. данные						
	Напр.		шин	Мощн.	Мощн.	коэф.										
	[kV]		[p.u.]	[kV]	[deg]	[MW]	[Mvar]	[-]	[kA]	[%]						
248	6,00	0,90	5,41	0,29												
Cub_2	/Lod	248(1)			0,26	0,13	0,90	0,03			P10:	0,26MW	Q10:	0,13Mvar		
Cub_3	/Lne	AC-35(123)			-0,26	-0,13	-0,90	0,03	17,82		Pv:	0,05 kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,02 km
376	6,00	0,90	5,40	0,30												
Cub_2	/Lod	376(1)			0,21	0,10	0,90	0,03			P10:	0,21MW	Q10:	0,10Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-35(125)			-0,21	-0,10	-0,90	0,03	14,38		Pv:	0,06 kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,04 km
392	6,00	0,90	5,41	0,30												
Cub_2	/Lod	392(1)			0,02	0,01	0,90	0,00			P10:	0,02MW	Q10:	0,01Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-35(126)			-0,02	-0,01	-0,90	0,00	1,14		Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,04 km
421	6,00	1,05	6,28	0,04												
Cub_3	/Lod	421(1)			0,09	0,04	0,90	0,01			P10:	0,09MW	Q10:	0,04Mvar		
Cub_1	/Lne	ACBY-3x70(4)			-0,22	-0,10	-0,90	0,02	10,44		Pv:	0,70 kW	cLod:	0,01Mvar	L:	1,10 km
Cub_2	/Coup	ВН Ф22-24			0,00	0,00	1,00	0,00	0,00							
Cub_5	/Lne	ACBY-3x70(6)			0,12	0,06	0,91	0,01	5,93		Pv:	0,02 kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,10 km
348	6,00	1,05	6,28	0,04												
Cub_2	/Lod	348(1)			0,12	0,06	0,91	0,01			P10:	0,12MW	Q10:	0,06Mvar		
Cub_1	/Lne	ACBY-3x70(6)			-0,12	-0,06	-0,91	0,01	5,93		Pv:	0,02 kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,10 km
Агрономічне	6,00	1,00	6,00	0,00												
Ячейка	/Xnet	Внешняя сеть			0,00	0,00	1,00	0,00			Sk":	10000,00 MVA				
Ячейка	/Coup	P-221			0,00	0,00	1,00	0,00	0,00							
111	6,00	0,62	3,69	1,91												
Ячейка	/Lod	111(1)-			0,03	0,01	0,90	0,01			P10:	0,03MW	Q10:	0,01Mvar		
Ячейка	/Lne	Линия(2)			-0,03	-0,01	-0,90	0,01	2,96		Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,01 km

Додаток Д

Результати моделювання усталеного режиму Гніванського вузла Тиврівських ЕМ на номінальній напрузі 10 кВ

		DigSILENT PowerFactory 15.1.6	Проект : Дата: 23.06.2016
--	--	-------------------------------------	------------------------------

Расчет УР	Сводка по всей Системе
Расчет УР, нелинейный, симметричный, прямая посл. АРНТ РПН Учитывать пределы реакт. мощности	Нет Нет
	Автоматическая адаптация модели сходимости Макс. допустимая погрешность УР для Узлов Уравнений модели
	Нет 1,00 kVA 0,10 %

Свод данных по Системе				Исследование: Study Case			Прил.: / 1	
Число подстанций	0	Кол-во Шин	100	Кол-во Терминалов	117	Кол-во Линий	190	
число 2-обм. Т.	0	число 3-обм. Т.	0	Число синх. машин	0	Число асинх. машин	0	
Кол-во Нагрузок	94	Число поперечных KV	0	Кол. SVS	0			
Генерация	=	0,00 MW	0,00 Mvar	0,00 MVA				
Из внешней сети	=	11,48 MW	5,40 Mvar	12,69 MVA				
Нагр. P(U)	=	10,38 MW	4,99 Mvar	11,51 MVA				
Нагр. P(Un)	=	10,38 MW	4,99 Mvar	11,51 MVA				
Нагр. P(Un-U)	=	0,00 MW	0,00 Mvar					
Двиг. Нагр.	=	0,00 MW	0,00 Mvar	0,00 MVA				
Потери	=	1,11 MW	0,41 Mvar					
Заряд. мощ-ть ЛЭП	=		-0,22 Mvar					
Компенсация инд.	=		0,00 Mvar					
Компенсация емк.	=		0,00 Mvar					
Уст. мощ-ть генерации	=	0,00 MW						
Вращающийся резерв	=	0,00 MW						
Обобщ. коэф.мощ-ти:								
Генерация	=	0,00 [-]						
Нагр./Двиг.	=	0,90 / 0,00 [-]						

Сеть: Tyvriv					Стадии сист.: Tyvriv			Исследование: StudyCase				Прил.: / 2			
	Ном. Напр.	Напр. шин			Актив. Мощн.	Реактив. Мощн.	Мощн. коэф.	Ток	Загрузка	Доп. данные					
	[kV]	[p.u.]	[kV]	[deg]	[MW]	[Mvar]	[-]	[kA]	[%]						
168	10,00	1,04	10,38	-0,02											
Cub_2	/Lod	168(1)			0,54	0,26	0,90	0,03		P10:	0,54 MW	Q10:	0,26 Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(85)			-0,54	-0,26	-0,90	0,03	15,84	Pv:	0,20 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	0,10 km
186	10,00	0,94	9,42	-0,48											
Cub_2	/Lod	186(1)			0,05	0,02	0,90	0,00		P10:	0,05 MW	Q10:	0,03 Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(129)			-0,05	-0,02	-0,90	0,00	1,68	Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	0,05 km
406	10,00	0,90	8,99	-0,72											
Cub_2	/Lod	406(1)			0,00	0,00	0,89	0,00		P10:	0,00 MW	Q10:	0,00 Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(26)			-0,00	-0,00	-0,89	0,00	0,07	Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	0,28 km
278	10,00	0,90	8,99	-0,73											
Cub_2	/Lod	278(1)			0,09	0,04	0,90	0,01		P10:	0,09 MW	Q10:	0,04 Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(59)			-0,09	-0,04	-0,90	0,01	2,93	Pv:	0,03 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	0,50 km
178	10,00	0,90	8,99	-0,72											
Cub_2	/Lod	178(1)			0,05	0,02	0,90	0,00		P10:	0,05 MW	Q10:	0,02 Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(70)			-0,05	-0,02	-0,90	0,00	1,60	Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	0,05 km
179	10,00	0,90	8,98	-0,73											
Cub_2	/Lod	179(1)			0,02	0,01	0,90	0,00		P10:	0,02 MW	Q10:	0,01 Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(71)			-0,02	-0,01	-0,90	0,00	0,64	Pv:	0,01 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	4,35 km
335	10,00	0,90	9,00	-0,72											
Cub_2	/Lod	335(1)			0,04	0,02	0,90	0,00		P10:	0,04 MW	Q10:	0,02 Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(75)			-0,04	-0,02	-0,90	0,00	1,35	Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	0,10 km
177	10,00	0,90	8,99	-0,72											
Cub_2	/Lod	177(1)			0,03	0,02	0,90	0,00		P10:	0,04 MW	Q10:	0,02 Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(76)			-0,03	-0,02	-0,90	0,00	1,19	Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	0,09 km
194	10,00	0,90	8,97	-0,74											
Cub_2	/Lod	194(1)			0,21	0,10	0,90	0,02		P10:	0,21 MW	Q10:	0,10 Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(77)			-0,21	-0,10	-0,90	0,02	7,25	Pv:	0,52 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	1,26 km

Сеть: Tyvriv					Стадии сист.: Tyvriv					Исследование: StudyCase					Прил.: / 3				
Ном. Напр.		Напр. шин			Актив. Мощн.	Реактив. Мощн.	Мощн. коэф.	Ток	Загрузка	Доп. данные									
[kV]		[p.u.]	[kV]	[deg]	[MW]	[Mvar]	[-]	[kA]	[%]										
Terminal (20)																			
Cub_1		10,00	0,91	9,10	-0,65	-3,50	-1,70	-0,90	0,25	117,47	Pv:	15,21 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	0,14 km			
Cub_2		/Lne	AC-50 (78)			3,41	1,66	0,90	0,24	114,59	Pv:	151,11 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	1,46 km			
Cub_3		/Lne	AC-50 (79)			0,09	0,04	0,90	0,01	2,89	Pv:	0,01 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	0,10 km			
187																			
Cub_2		10,00	0,91	9,10	-0,65	0,09	0,04	0,90	0,01		P10:	0,09 MW	Q10:	0,04 Mvar					
Cub_1		/Lne	AC-50 (79)			-0,09	-0,04	-0,90	0,01	2,89	Pv:	0,01 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	0,10 km			
167																			
Cub_2		10,00	0,87	8,67	-0,90	0,34	0,16	0,90	0,03		P10:	0,34 MW	Q10:	0,17 Mvar					
Cub_1		/Lne	AC-50 (80)			-0,34	-0,16	-0,90	0,03	12,02	Pv:	0,49 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	0,43 km			
206																			
Cub_2		10,00	0,87	8,68	-0,90	0,08	0,04	0,90	0,01		P10:	0,08 MW	Q10:	0,04 Mvar					
Cub_1		/Lne	AC-50 (82)			-0,08	-0,04	-0,90	0,01	2,78	Pv:	0,02 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	0,35 km			
189																			
Cub_2		10,00	0,83	8,26	-1,17	0,07	0,03	0,90	0,01		P10:	0,07 MW	Q10:	0,04 Mvar					
Cub_1		/Lne	AC-50 (87)			-0,07	-0,03	-0,90	0,01	2,73	Pv:	0,01 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	0,10 km			
351																			
Cub_2		10,00	0,83	8,26	-1,17	0,11	0,05	0,90	0,01		P10:	0,11 MW	Q10:	0,05 Mvar					
Cub_1		/Lne	AC-50 (88)			-0,11	-0,05	-0,90	0,01	4,14	Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	0,01 km			
306																			
Cub_2		10,00	0,82	8,16	-0,95	0,14	0,07	0,90	0,01		P10:	0,14 MW	Q10:	0,07 Mvar					
Cub_1		/Lne	AC-50 (89)			-0,14	-0,07	-0,90	0,01	5,12	Pv:	0,01 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	0,03 km			
207																			
Cub_2		10,00	0,81	8,14	-0,96	0,08	0,04	0,90	0,01		P10:	0,08 MW	Q10:	0,04 Mvar					
Cub_1		/Lne	AC-50 (91)			-0,08	-0,04	-0,90	0,01	2,96	Pv:	0,01 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	0,10 km			
368																			
Cub_2		10,00	0,81	8,10	-0,99	0,14	0,07	0,90	0,01		P10:	0,14 MW	Q10:	0,07 Mvar					
Cub_1		/Lne	AC-50 (93)			-0,14	-0,07	-0,90	0,01	5,16	Pv:	0,02 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	0,10 km			

Сеть: Tyvriv		Стадии сист.: Tyvriv			Исследование: StudyCase					Прил.: / 4			
	Ном. Напр.	Напр. шин			Актив. Мощн.	Реактив. Мощн.	Мощн. коэф.	Ток	Загрузка	Доп. данные			
	[kV]	[p.u.]	[kV]	[deg]	[MW]	[Mvar]	[-]	[kA]	[%]				
307	10,00	0,81	8,05	-1,01									
Cub_1	/Lod	307(1)			0,09	0,04	0,90	0,01		P10:	0,09MW	Q10:	0,04Mvar
Cub_2	/Lne	AC-50(97)			-0,09	-0,04	-0,90	0,01	3,27	Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00Mvar L: 0,01 km
286	10,00	0,81	8,05	-1,01									
Cub_1	/Lod	286(1)			0,09	0,04	0,90	0,01		P10:	0,09MW	Q10:	0,04Mvar
Cub_2	/Lne	AC-50(98)			-0,09	-0,04	-0,90	0,01	3,27	Pv:	0,01 kW	cLod:	0,00Mvar L: 0,10 km
152	10,00	0,80	8,04	-1,02									
Cub_2	/Lod	152(1)			0,19	0,09	0,91	0,01		P10:	0,19MW	Q10:	0,09Mvar
Cub_1	/Lne	AC-50(101)			-0,19	-0,09	-0,91	0,01	7,05	Pv:	0,02 kW	cLod:	0,00Mvar L: 0,05 km
289	10,00	0,80	8,04	-1,02									
Cub_2	/Lod	289(1)			0,09	0,04	0,90	0,01		P10:	0,09MW	Q10:	0,04Mvar
Cub_1	/Lne	AC-50(103)			-0,09	-0,04	-0,90	0,01	3,27	Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00Mvar L: 0,01 km
299	10,00	0,80	8,04	-1,02									
Cub_2	/Lod	299(1)			0,09	0,04	0,90	0,01		P10:	0,09MW	Q10:	0,04Mvar
Cub_1	/Lne	AC-50(104)			-0,09	-0,04	-0,90	0,01	3,27	Pv:	0,01 kW	cLod:	0,00Mvar L: 0,07 km
343	10,00	0,80	8,05	-1,02									
Cub_2	/Lod	343(1)			0,14	0,07	0,90	0,01		P10:	0,14MW	Q10:	0,07Mvar
Cub_1	/Lne	AC-50(105)			-0,14	-0,07	-0,90	0,01	5,19	Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00Mvar L: 0,01 km
320	10,00	0,80	8,02	-1,03									
Cub_2	/Lod	320(1)			0,03	0,01	0,91	0,00		P10:	0,03MW	Q10:	0,01Mvar
Cub_1	/Lne	AC-50(109)			-0,03	-0,01	-0,91	0,00	0,98	Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00Mvar L: 0,05 km
188	10,00	0,80	8,01	-1,04									
Cub_2	/Lod	188(1)			0,09	0,04	0,90	0,01		P10:	0,09MW	Q10:	0,04Mvar
Cub_1	/Lne	AC-50(111)			-0,09	-0,04	-0,90	0,01	3,28	Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00Mvar L: 0,01 km
365	10,00	0,80	8,01	-1,04									
Cub_2	/Lod	365(1)			0,14	0,07	0,90	0,01		P10:	0,14MW	Q10:	0,07Mvar
Cub_1	/Lne	AC-50(112)			-0,14	-0,07	-0,90	0,01	5,22	Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00Mvar L: 0,02 km

Сеть: Tyvriv					Стадии сист.: Tyvriv			Исследование: StudyCase				Прил.: / 5			
	Ном. Напр.	Напр. шин			Актив. Мощн.	Реактив. Мощн.	Мощн. коэф.	Ток	Загрузка	Доп. данные					
	[kV]	[p.u.]	[kV]	[deg]	[MW]	[Mvar]	[-]	[kA]	[%]						
334	10,00	0,80	8,03	-1,03											
Cub_2	/Lod	334(1)			0,03	0,02	0,90	0,00		P10:	0,04 MW	Q10:	0,02 Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(116)			-0,03	-0,02	-0,90	0,00	1,33	Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00 Mvar L: 0,03 km		
407	10,00	0,80	8,03	-1,03											
Cub_2	/Lod	407(1)			0,09	0,04	0,90	0,01		P10:	0,09 MW	Q10:	0,04 Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(117)			-0,09	-0,04	-0,90	0,01	3,28	Pv:	0,02 kW	cLod:	0,00 Mvar L: 0,23 km		
190	10,00	0,81	8,08	-1,00											
Cub_1	/Lod	190(1)			0,10	0,05	0,90	0,01		P10:	0,10 MW	Q10:	0,05 Mvar		
Cub_2	/Lne	AC-50(122)			-0,10	-0,05	-0,90	0,01	3,81	Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00 Mvar L: 0,01 km		
224	10,00	0,81	8,05	-1,02											
Cub_1	/Lod	224(1)			0,01	0,00	0,87	0,00		P10:	0,01 MW	Q10:	0,00 Mvar		
Cub_2	/Lne	AC-50(123)			-0,01	-0,00	-0,87	0,00	0,28	Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00 Mvar L: 0,07 km		
219	10,00	0,80	8,04	-1,03											
Cub_2	/Lod	219(1)			0,14	0,07	0,90	0,01		P10:	0,14 MW	Q10:	0,07 Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(124)			-0,14	-0,07	-0,90	0,01	5,20	Pv:	0,03 kW	cLod:	0,00 Mvar L: 0,14 km		
191	10,00	0,80	8,00	-0,96											
Cub_1	/Lod	191(1)			0,07	0,03	0,90	0,01		P10:	0,07 MW	Q10:	0,03 Mvar		
Cub_2	/Lne	AC-50(125)			-0,07	-0,03	-0,90	0,01	2,55	Pv:	0,01 kW	cLod:	0,00 Mvar L: 0,10 km		
221	10,00	0,80	7,97	-0,99											
Cub_1	/Lod	221(1)			0,02	0,01	0,90	0,00		P10:	0,03 MW	Q10:	0,01 Mvar		
Cub_2	/Lne	AC-50(127)			-0,02	-0,01	-0,90	0,00	0,96	Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00 Mvar L: 0,21 km		
292	10,00	0,79	7,92	-1,02											
Cub_2	/Lod	292(1)			0,21	0,10	0,90	0,02		P10:	0,21 MW	Q10:	0,10 Mvar		
Cub_3	/Lne	АСБ-3х95(5)			0,42	0,20	0,90	0,03	13,29	Pv:	0,07 kW	cLod:	0,00 Mvar L: 0,06 km		
Cub_4	/Coup	P-160			-0,63	-0,30	-0,90	0,05	0,00						

Сеть: Tyvriv					Стадии сист.: Tyvriv					Исследование: StudyCase					Прил.: / 6				
Ном. Напр.		Напр. шин			Актив. Мощн.	Реактив. Мощн.	Мощн. коэф.	Ток	Загрузка	Доп. данные									
[kV]	[p.u.]	[kV]	[deg]		[MW]	[Mvar]	[-]	[kA]	[%]										
296	10,00	0,79	7,92	-1,02															
Cub_2	/Lod	296(1)			0,36	0,18	0,90	0,03		P10:	0,37MW	Q10:	0,18Mvar						
Cub_1	/Lne	АСБ-3х95 (5)			-0,42	-0,20	-0,90	0,03	13,29	Pv:	0,07 kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,06 km					
Cub_4	/Lne	АСБ-3х95 (6)			0,05	0,02	0,91	0,00	1,71	Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,18 km					
Cub_5	/Coup	ВН ТП-296			0,00	-0,00	1,00	0,00	0,00										
208	10,00	0,79	7,92	-1,02															
Cub_2	/Lod	208(1)			0,05	0,03	0,90	0,00		P10:	0,05MW	Q10:	0,03Mvar						
Cub_1	/Lne	АСБ-3х95 (6)			-0,05	-0,03	-0,90	0,00	1,71	Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,18 km					
170	10,00	1,03	10,34	-0,07															
Cub_1	/Lod	170(1)			0,64	0,31	0,90	0,04		P10:	0,64MW	Q10:	0,31Mvar						
Cub_3	/Lne	АС-50 (133)			-0,64	-0,31	-0,90	0,04	18,95	Pv:	0,96 kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,34 km					
398	10,00	1,03	10,34	-0,07															
Cub_1	/Lod	398(1)			0,34	0,17	0,90	0,02		P10:	0,34MW	Q10:	0,17Mvar						
Cub_2	/Lne	АС-50 (134)			-0,34	-0,17	-0,90	0,02	10,07	Pv:	0,52 kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,65 km					
12	10,00	1,00	9,99	-0,20															
Cub_1	/Lne	АС-50 (135)			-0,09	-0,04	-0,90	0,01	2,63	Pv:	0,03 kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,63 km					
Cub_2	/Lne	АС-50 (136)			0,09	0,04	0,90	0,01	2,63	Pv:	0,04 kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,70 km					
Cub_3	/Lne	АС-50 (137)			0,00	-0,00	0,00	0,00	0,01	Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00Mvar	L: 1,26 km					
350	10,00	1,00	9,99	-0,20															
Cub_2	/Lod	350(1)			0,09	0,04	0,90	0,01		P10:	0,09MW	Q10:	0,04Mvar						
Cub_1	/Lne	АС-50 (136)			-0,09	-0,04	-0,90	0,01	2,63	Pv:	0,04 kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,70 km					
ПС-110/35/6кВ Гнівань																			
	10,50	1,00	10,50	0,00															
Ячейка	/Xnet	Зовнішня мережа .			4,83	2,14	0,91	0,29		Sk": 10000,00 MVA									
Cub_4	/Coup	Φ-2			0,15	0,06	0,91	0,01	0,00										
Cub_5	/Coup	Φ-28			0,23	0,07	0,96	0,01	0,00										
Cub_7	/Coup	Φ- 20			1,78	0,86	0,90	0,11	0,00										
Cub_8	/Coup	Φ- 22			0,27	0,11	0,92	0,02	0,00										
Cub_9	/Coup	Φ-24			0,00	-0,01	0,00	0,00	0,00										
Ячейка	/Coup	Φ-4			1,20	0,52	0,92	0,07	0,00										
Ячейка	/Coup	Φ-6			1,20	0,52	0,92	0,07	0,00										

Сеть: Tyvrviv					Стадии сист.: Tyvrviv					Исследование: StudyCase					Прил.: / 7				
	Ном.	Напр. шин			Актив.	Реактив.	Мощн.	Ток	Загрузка	Доп. данные									
	Напр.	[p.u.]	[kV]	[deg]	Мощн.	Мощн.	коэф.												
	[kV]				[MW]	[Mvar]	[-]	[kA]	[%]										
420	10,00	1,05	10,50	0,01															
Cub_2	/Lod	420(1)			0,15	0,07	0,90	0,01		P10:	0,15 MW	Q10:	0,07 Mvar						
Cub_3	/Lne	АСБУ-3х70			-0,15	-0,07	-0,90	0,01	4,25	Pv:	0,06 kW	cLod:	0,01 Mvar	L:	0,58	km			
346	10,00	1,05	10,47	0,02															
Cub_2	/Lod	346(1)			0,08	0,04	0,90	0,00		P10:	0,08 MW	Q10:	0,04 Mvar						
Cub_1	/Lne	АСБУ-3х70(1)			-0,23	-0,10	-0,92	0,01	6,54	Pv:	0,62 kW	cLod:	0,03 Mvar	L:	2,57	km			
Cub_3	/Lne	АСБУ-3х70(2)			0,15	0,07	0,91	0,01	4,32	Pv:	0,05 kW	cLod:	0,01 Mvar	L:	0,50	km			
Cub_4	/Lne	АСБУ-3х70(3)			0,00	-0,01	0,15	0,00	0,17	Pv:	0,00 kW	cLod:	0,01 Mvar	L:	0,70	km			
263	10,00	1,05	10,47	0,03															
Cub_2	/Lod	263(1)			0,15	0,07	0,90	0,01		P10:	0,15 MW	Q10:	0,07 Mvar						
Cub_1	/Lne	АСБУ-3х70(2)			-0,15	-0,07	-0,90	0,01	4,32	Pv:	0,05 kW	cLod:	0,01 Mvar	L:	0,50	km			
267	10,00	1,05	10,47	0,02															
Cub_2	/Lod	267(1)			0,00	0,00	0,71	0,00		P10:	0,00 MW	Q10:	0,00 Mvar						
Cub_1	/Lne	АСБУ-3х70(3)			-0,00	-0,00	-0,71	0,00	0,17	Pv:	0,00 kW	cLod:	0,01 Mvar	L:	0,70	km			
Cub_3	/Coup	ВН Ф4-28			0,00	0,00	1,00	0,00	0,00										
204	10,00	1,04	10,41	0,09															
Cub_2	/Lod	204(1)			0,24	0,11	0,90	0,01		P10:	0,24 MW	Q10:	0,11 Mvar						
Cub_3	/Lne	АСБ-3х70(4)			1,95	0,88	0,91	0,12	56,50	Pv:	6,51 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	0,35	km			
Ячейка	/Lne	Линия			0,06	0,03	0,90	0,00	1,64	Pv:	0,02 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	1,10	km			
Ячейка	/Lne	АСБ-3х95(3)			-2,24	-1,02	-0,91	0,14	53,53	Pv:	5,94 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	0,33	km			
173	10,00	1,04	10,38	0,13															
Cub_2	/Lod	173(1)			0,06	0,03	0,90	0,00		P10:	0,06 MW	Q10:	0,03 Mvar						
Cub_1	/Lne	АС-50(142)			-0,06	-0,03	-0,90	0,00	1,88	Pv:	0,01 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	0,21	km			
174	10,00	1,04	10,37	0,12															
Cub_2	/Lod	174(1)			0,16	0,08	0,91	0,01		P10:	0,16 MW	Q10:	0,08 Mvar						
Cub_1	/Lne	АС-50(145)			-0,16	-0,08	-0,91	0,01	4,79	Pv:	0,05 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	0,27	km			
203	10,00	1,04	10,36	0,12															
Cub_2	/Lod	203(1)			0,08	0,04	0,90	0,00		P10:	0,08 MW	Q10:	0,04 Mvar						
Cub_1	/Lne	АС-50(148)			-0,08	-0,04	-0,90	0,00	2,24	Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	0,02	km			

Сеть: Tyvriv					Стадии сист.: Tyvriv			Исследование: StudyCase				Прил.: / 8			
	Ном. Напр.	Напр. шин			Актив. Мощн.	Реактив. Мощн.	Мощн. коэф.	Ток	Загрузка	Доп. данные					
	[kV]	[p.u.]	[kV]	[deg]	[MW]	[Mvar]	[-]	[kA]	[%]						
362	10,00	1,04	10,36	0,12											
Cub_2	/Lod	362(1)			0,06	0,03	0,90	0,00		P10:	0,06MW	Q10:	0,03Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(149)			-0,06	-0,03	-0,90	0,00	1,69	Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,02 km
202	10,00	1,03	10,29	0,07											
Cub_2	/Lod	202(1)			0,06	0,03	0,90	0,00		P10:	0,06MW	Q10:	0,03Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(150)			-0,06	-0,03	-0,90	0,00	1,81	Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,10 km
250	10,00	1,03	10,27	0,05											
Cub_2	/Lod	250(1)			0,05	0,03	0,90	0,00		P10:	0,05MW	Q10:	0,03Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(159)			-0,05	-0,03	-0,90	0,00	1,55	Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,02 km
166	10,00	1,02	10,23	0,03											
Cub_2	/Lod	166(1)			0,16	0,07	0,91	0,01		P10:	0,16MW	Q10:	0,07Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(160)			-0,16	-0,07	-0,91	0,01	4,58	Pv:	0,02 kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,10 km
171	10,00	1,02	10,19	0,00											
Cub_2	/Lod	171(1)			0,09	0,04	0,90	0,01		P10:	0,09MW	Q10:	0,04Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(161)			-0,09	-0,04	-0,90	0,01	2,58	Pv:	0,06 kW	cLod:	0,00Mvar	L:	1,07 km
86	10,00	1,02	10,16	-0,02											
Cub_2	/Lod	86(1)			0,00	0,00	0,83	0,00		P10:	0,00MW	Q10:	0,00Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(6)			-0,00	-0,00	-0,83	0,00	0,10	Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,21 km
18	10,00	1,02	10,20	0,01											
Cub_2	/Lod	18(1)			0,02	0,01	0,89	0,00		P10:	0,02MW	Q10:	0,01Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(5)			-0,02	-0,01	-0,89	0,00	0,66	Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,02 km
394	10,00	1,01	10,13	-0,04											
Cub_2	/Lod	394(1)			0,21	0,10	0,90	0,01		P10:	0,21MW	Q10:	0,10Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(7)			-0,21	-0,10	-0,90	0,01	6,42	Pv:	0,01 kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,03 km
353	10,00	1,01	10,13	-0,04											
Cub_2	/Lod	353(1)			0,02	0,01	0,89	0,00		P10:	0,02MW	Q10:	0,01Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(9)			-0,02	-0,01	-0,89	0,00	0,67	Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,03 km

Сеть: Tyvriv					Стадии сист.: Tyvriv			Исследование: StudyCase				Прил.: / 9			
	Ном. Напр.	Напр. шин			Актив. Мощн.	Реактив. Мощн.	Мощн. коэф.	Ток	Загрузка	Доп. данные					
	[kV]	[p.u.]	[kV]	[deg]	[MW]	[Mvar]	[-]	[kA]	[%]						
408	Cub_2	10,00 /Lod	1,01	10,13	-0,04	0,21	0,10	0,90	0,01	P10:	0,21MW	Q10:	0,10Mvar		
	Cub_1	/Lne	AC-50(11)			-0,21	-0,10	-0,90	0,01	6,42	Pv:	0,01kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,02 km
312	Cub_2	10,00 /Lod	1,01	10,12	-0,05	0,21	0,10	0,90	0,01	P10:	0,21MW	Q10:	0,10Mvar		
	Cub_1	/Lne	AC-50(12)			-0,21	-0,10	-0,90	0,01	6,43	Pv:	0,12kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,37 km
411	Cub_2	10,00 /Lod	1,01	10,13	-0,04	0,05	0,03	0,90	0,00	P10:	0,05MW	Q10:	0,03Mvar		
	Cub_1	/Lne	AC-50(14)			-0,05	-0,03	-0,90	0,00	1,63	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,20 km
225	Cub_2	10,00 /Lod	1,01	10,11	-0,05	0,17	0,08	0,91	0,01	P10:	0,17MW	Q10:	0,08Mvar		
	Cub_1	/Lne	AC-50(17)			-0,17	-0,08	-0,91	0,01	4,94	Pv:	0,02kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,10 km
429	Cub_2	10,00 /Lod	1,01	10,10	-0,07	0,21	0,10	0,90	0,01	P10:	0,21MW	Q10:	0,10Mvar		
	Cub_1	/Lne	AC-50(20)			-0,21	-0,10	-0,90	0,01	6,44	Pv:	0,07kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,20 km
416	Cub_2	10,00 /Lod	1,01	10,10	-0,07	0,06	0,03	0,90	0,00	P10:	0,06MW	Q10:	0,03Mvar		
	Cub_1	/Lne	ААБЛ-3х150(1)			-0,06	-0,03	-0,90	0,00	1,37	Pv:	0,01kW	cLod:	0,03Mvar	L: 2,00 km
226	Cub_2	10,00 /Lod	1,01	10,11	-0,06	0,01	0,01	0,91	0,00	P10:	0,01MW	Q10:	0,01Mvar		
	Cub_1	/Lne	AC-50(22)			-0,01	-0,01	-0,91	0,00	0,39	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,10 km
331	Cub_2	10,00 /Lod	1,04	10,40	-0,03	0,05	0,03	0,90	0,00	P10:	0,05MW	Q10:	0,03Mvar		
	Cub_1	/Lne	AC-50(25)			-0,05	-0,03	-0,90	0,00	1,58	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,03 km
162	Cub_2	10,00 /Lod	1,04	10,39	-0,03	0,05	0,02	0,90	0,00	P10:	0,05MW	Q10:	0,02Mvar		
	Cub_1	/Lne	AC-50(28)			-0,05	-0,02	-0,90	0,00	1,35	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,02 km

Сеть: Tyvriv					Стадии сист.: Tyvriv			Исследование: StudyCase				Прил.: / 10			
	Ном. Напр.	Напр. шин			Актив. Мощн.	Реактив. Мощн.	Мощн. коэф.	Ток	Загрузка	Доп. данные					
	[kV]	[p.u.]	[kV]	[deg]	[MW]	[Mvar]	[-]	[kA]	[%]						
163	10,00	1,04	10,39	-0,03											
Cub_2	/Lod	163(1)			0,08	0,04	0,90	0,00		P10:	0,08MW	Q10:	0,04Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(29)			-0,08	-0,04	-0,90	0,00	2,28	Pv:	0,01kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,36 km	
275	10,00	1,03	10,32	-0,06											
Cub_2	/Lod	275(1)			0,06	0,03	0,90	0,00		P10:	0,06MW	Q10:	0,03Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(31)			-0,06	-0,03	-0,90	0,00	1,69	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,07 km	
294	10,00	1,03	10,29	-0,08											
Cub_2	/Lod	294(1)			0,08	0,04	0,90	0,00		P10:	0,08MW	Q10:	0,04Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(33)			-0,08	-0,04	-0,90	0,00	2,32	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,07 km	
161	10,00	1,03	10,27	-0,09											
Cub_2	/Lod	161(1)			0,06	0,03	0,90	0,00		P10:	0,06MW	Q10:	0,03Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(36)			-0,07	-0,03	-0,90	0,00	1,93	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,02 km	
67	10,00	1,03	10,27	-0,09											
Cub_2	/Lod	67(1)			0,04	0,02	0,90	0,00		P10:	0,04MW	Q10:	0,02Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(39)			-0,04	-0,02	-0,90	0,00	1,22	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,08 km	
87	10,00	1,03	10,27	-0,09											
Cub_2	/Lod	87(1)			0,01	0,01	0,89	0,00		P10:	0,01MW	Q10:	0,01Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(41)			-0,01	-0,01	-0,89	0,00	0,36	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,32 km	
117	10,00	1,03	10,27	-0,09											
Cub_2	/Lod	117(1)			0,07	0,03	0,90	0,00		P10:	0,07MW	Q10:	0,03Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(42)			-0,07	-0,03	-0,90	0,00	2,05	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,01 km	
328	10,00	1,02	10,22	-0,11											
Cub_2	/Lod	328(1)			0,02	0,01	0,90	0,00		P10:	0,02MW	Q10:	0,01Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(44)			-0,02	-0,01	-0,90	0,00	0,69	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,10 km	
185	10,00	1,01	10,10	-0,17											
Cub_2	/Lod	185(1)			0,00	0,00	0,89	0,00		P10:	0,00MW	Q10:	0,00Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(46)			-0,00	-0,00	-0,89	0,00	0,06	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,45 km	

Сеть: Tyvriv					Стадии сист.: Tyvriv			Исследование: StudyCase				Прил.: / 11			
	Ном. Напр.	Напр. шин			Актив. Мощн.	Реактив. Мощн.	Мощн. коэф.	Ток	Загрузка	Доп. данные					
	[kV]	[p.u.]	[kV]	[deg]	[MW]	[Mvar]	[-]	[kA]	[%]						
345	10,00	1,00	10,03	-0,21											
Cub_2	/Lod	345(1)			0,14	0,07	0,90	0,01		P10:	0,14MW	Q10:	0,07Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(49)			-0,14	-0,07	-0,90	0,01	4,17	Pv:	0,01kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,10 km	
118	10,00	1,00	10,01	-0,22											
Cub_2	/Lod	118(1)			0,09	0,04	0,90	0,01		P10:	0,09MW	Q10:	0,04Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(52)			-0,09	-0,04	-0,90	0,01	2,63	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,04 km	
342	10,00	1,00	9,99	-0,23											
Cub_2	/Lod	342(1)			0,06	0,03	0,90	0,00		P10:	0,06MW	Q10:	0,03Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(54)			-0,06	-0,03	-0,90	0,00	1,75	Pv:	0,01kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,59 km	
341	10,00	1,00	9,99	-0,23											
Cub_2	/Lod	341(1)			0,05	0,02	0,90	0,00		P10:	0,05MW	Q10:	0,02Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(56)			-0,05	-0,02	-0,90	0,00	1,44	Pv:	0,01kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,32 km	
184	10,00	1,00	9,99	-0,23											
Cub_2	/Lod	184(1)			0,06	0,03	0,90	0,00		P10:	0,06MW	Q10:	0,03Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(57)			-0,06	-0,03	-0,90	0,00	1,81	Pv:	0,01kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,40 km	
243	10,00	1,00	10,02	-0,21											
Cub_2	/Lod	243(1)			0,09	0,04	0,90	0,01		P10:	0,09MW	Q10:	0,04Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(60)			-0,09	-0,04	-0,90	0,01	2,63	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,07 km	
284	10,00	1,00	10,02	-0,21											
Cub_2	/Lod	284(1)			0,08	0,04	0,90	0,01		P10:	0,08MW	Q10:	0,04Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(64)			-0,08	-0,04	-0,90	0,01	2,38	Pv:	0,01kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,18 km	
248	10,00	1,00	10,01	-0,22											
Cub_2	/Lod	248(1)			0,34	0,17	0,90	0,02		P10:	0,34MW	Q10:	0,17Mvar		
Cub_3	/Lne	AC-50(66)			-0,34	-0,17	-0,90	0,02	10,41	Pv:	0,02kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,02 km	
376	10,00	1,00	10,01	-0,22											
Cub_2	/Lod	376(1)			0,27	0,13	0,90	0,02		P10:	0,27MW	Q10:	0,13Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(68)			-0,27	-0,13	-0,90	0,02	8,34	Pv:	0,02kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,04 km	

Сеть: Tyvriv					Стадии сист.: Tyvriv				Исследование: StudyCase				Прил.: / 12			
Ном. Напр.		Напр. шин		Актив. Мощн.	Реактив. Мощн.	Мощн. коэф.	Ток	Загрузка	Доп. данные							
[kV]		[p.u.]		[kV]	[deg]	[MW]	[Mvar]	[-]	[kA]	[%]						
392	10,00	1,00	10,01	-0,22												
Cub_2	/Lod	392(1)		0,02	0,01	0,89	0,00			P10:	0,02 MW	Q10:	0,01 Mvar			
Cub_1	/Lne	АС-50(69)		-0,02	-0,01	-0,89	0,00	0,68		Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00 Mvar	L: 0,04 km		
421	10,00	1,05	10,49	0,02												
Cub_3	/Lod	421(1)		0,12	0,06	0,90	0,01			P10:	0,12 MW	Q10:	0,06 Mvar			
Cub_1	/Lne	АСБУ-3x70(4)		-0,27	-0,13	-0,91	0,02	7,86		Pv:	0,39 kW	cLod:	0,01 Mvar	L: 1,10 km		
Cub_2	/Coup	ВН Ф22-24		0,00	0,00	1,00	0,00	0,00								
Cub_5	/Lne	АСБУ-3x70(6)		0,16	0,07	0,91	0,01	4,47		Pv:	0,01 kW	cLod:	0,00 Mvar	L: 0,10 km		
348	10,00	1,05	10,49	0,02												
Cub_2	/Lod	348(1)		0,16	0,07	0,91	0,01			P10:	0,16 MW	Q10:	0,07 Mvar			
Cub_1	/Lne	АСБУ-3x70(6)		-0,16	-0,07	-0,91	0,01	4,47		Pv:	0,01 kW	cLod:	0,00 Mvar	L: 0,10 km		
Агрономічне	10,50	1,00	10,50	0,00												
Ячейка	/Xnet	Внешняя сеть		0,00	0,00	1,00	0,00			Sk":	10000,00 MVA					
Ячейка	/Coup	P-221		0,00	0,00	1,00	0,00	0,00								
111	10,00	0,80	8,02	-1,04												
Ячейка	/Lod	111(1)		0,09	0,04	0,90	0,01			P10:	0,09 MW	Q10:	0,04 Mvar			
Ячейка	/Lne	АС-50(162)		-0,09	-0,04	-0,90	0,01	3,28		Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00 Mvar	L: 0,01 km		
175	10,00	1,04	10,40	0,08												
Ячейка	/Lod	175(3)		0,06	0,03	0,90	0,00			P10:	0,06 MW	Q10:	0,03 Mvar			
Ячейка	/Lne	Линия		-0,06	-0,03	-0,90	0,00	1,64		Pv:	0,02 kW	cLod:	0,00 Mvar	L: 1,10 km		
РП ГПЗ	10,00	1,04	10,43	0,06												
Ячейка	/Lne	АСБ-3x95(3)		2,25	1,01	0,91	0,14	53,53		Pv:	5,94 kW	cLod:	0,00 Mvar	L: 0,33 km		
Ячейка	/Lne	АСБ 3x95		-1,19	-0,54	-0,91	0,07	28,43		Pv:	8,12 kW	cLod:	0,02 Mvar	L: 1,59 km		
Ячейка	/Lne	АСБ 3x95(1)		-1,19	-0,54	-0,91	0,07	28,43		Pv:	8,12 kW	cLod:	0,02 Mvar	L: 1,59 km		
Ячейка	/Lne	АС-50(1)		0,14	0,07	0,90	0,01	4,09		Pv:	0,01 kW	cLod:	0,00 Mvar	L: 0,10 km		
280	10,00	1,04	10,43	0,06												
Cub_2	/Lod	280(1)		0,02	0,01	0,89	0,00			P10:	0,02 MW	Q10:	0,01 Mvar			
Cub_1	/Lne	АС-50(141)		-0,02	-0,01	-0,89	0,00	0,65		Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00 Mvar	L: 0,20 km		

Сеть: Tyvriv					Стадии сист.: Tyvriv					Исследование: StudyCase					Прил.: / 13				
Ном. Напр.		Напр. шин		Актив. Мощн.	Реактив. Мощн.	Мощн. коэф.	Ток	Загрузка	Доп. данные										
[kV]		[p.u.]	[kV]	[deg]	[MW]	[Mvar]	[-]	[kA]	[%]										
165	10,00	1,04	10,43	0,06															
Cub_2	/Lod	165(1)			0,12	0,06	0,90	0,01		P10:	0,12 MW	Q10:	0,06 Mvar						
Cub_1	/Lne	AC-50(139)			-0,12	-0,06	-0,90	0,01	3,44	Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	0,04 km				

Додаток Е

Результати моделювання усталеного режиму Гніванського вузла Тиврівських ЕМ на номінальній напрузі 20 кВ

		DigSILENT PowerFactory	Проект :
		15.1.6	Дата: 23.06.2016

Расчет УР		Сводка по всей Системе	
Расчет УР, нелинейный, симметричный, прямая посл. АРНТ РПН	Нет	Автоматическая адаптация модели сходимости	Нет
Учитывать пределы реакт. мощности	Нет	Макс. допустимая погрешность УР для Узлов	1,00 kVA
		Уравнений модели	0,10 %

Свод данных по Системе				Исследование: Study Case		Прил.: / 1	
Число подстанций	0	Кол-во Шин	100	Кол-во Терминалов	117	Кол-во Линий	190
число 2-обм. Т.	0	число 3-обм. Т.	0	Число синх. машин	0	Число асинх. машин	0
Кол-во Нагрузок	94	Число поперечных КУ	0	Кол. SVS	0		
Генерация	=	0,00MW	0,00 Mvar		0,00 MVA		
Из внешней сети	=	10,57MW	4,38 Mvar		11,44 MVA		
Нагр. P(U)	=	10,38MW	4,99 Mvar		11,51 MVA		
Нагр. P(Un)	=	10,38MW	4,99 Mvar		11,51 MVA		
Нагр. P(Un-U)	=	0,00MW	0,00 Mvar				
Двиг. Нагр.	=	0,00MW	0,00 Mvar		0,00 MVA		
Потери	=	0,19 MW	-0,60 Mvar				
Заряд. мощ-ть ЛЭП	=		-0,72 Mvar				
Компенсация инд.	=		0,00 Mvar				
Компенсация емк.	=		0,00 Mvar				
Уст. мощ-ть генерации	=	0,00MW					
Вращающийся резерв	=	0,00MW					
Обобщ. коэф.мощ-ти:							
Генерация	=	0,00 [-]					
Нагр./Двиг.	=	0,90 / 0,00 [-]					

		DigSILENT PowerFactory 15.1.6	Проект : Дата: 23.06.2016
--	--	-------------------------------------	------------------------------

Расчет УР		Шины/Терминалы	
Расчет УР, нелинейный, симметричный, АРНТ РПН Учитывать пределы реакт. мощности	прямая посл. Нет Нет	Автоматическая адаптация модели сходимости Макс. допустимая погрешность УР для Узлов Уравнений модели	Нет 1,00 kVA 0,10 %

Сеть: Tyvriv				Стадии сист.: Tyvriv				Исследование: Study Case				Прил.: / 1								
Ном. Напр.		Напр. шин		Актив. Мощн.	Реактив. Мощн.	Мощн. коэф.	Ток	Загрузка	Доп. данные											
[kV]		[p.u.]		[kV]	[deg]	[MW]	[Mvar]	[-]	[kA]	[%]										
ПС -35/6кВ СЖБ										Sk": 10000,00 MVA										
21,00		1,00		21,00		0,00														
Cub_1	/Xnet	Зовнішня мережа		5,84	2,65	0,91	0,18													
Cub_2	/Coup	Φ-18		0,18	0,06	0,95	0,01	0,00												
Cub_3	/Coup	Φ-12		0,12	-0,01	1,00	0,00	0,00												
Cub_4	/Coup	Φ-22		4,56	2,13	0,91	0,14	0,00												
Cub_5	/Coup	Φ-20		0,99	0,47	0,90	0,03	0,00												
427										P10: 0,18 MW Q10: 0,08Mvar Pv: 0,03 kW cLod: 0,02Mvar L: 0,70 km										
20,00		1,05		21,00		0,00														
Cub_1	/Lod	427(1)		0,18	0,08	0,91	0,01													
Cub_3	/Lne	АСБ-3х70		-0,18	-0,08	-0,91	0,01	2,61												
Cub_4	/Coup	ВН-ТП427		0,00	0,00	1,00	0,00	0,00												
401										P10: 0,12 MW Q10: 0,06Mvar Pv: 0,01 kW cLod: 0,02Mvar L: 0,48 km Pv: 0,00 kW cLod: 0,05Mvar L: 1,41 km										
20,00		1,05		21,00		-0,00														
Cub_1	/Lod	401(1)		0,12	0,06	0,90	0,00													
Cub_3	/Lne	АСБ-3х70(1)		-0,12	-0,01	-1,00	0,00	1,52												
Cub_4	/Lne	АСБ-3х70(2)		0,00	-0,05	0,00	0,00	0,61												
273										P10: 0,09 MW Q10: 0,04Mvar Pv: 0,00 kW cLod: 0,00Mvar L: 0,07 km										
20,00		1,05		20,99		0,00														
Cub_2	/Lod	273(1)		0,09	0,04	0,90	0,00													
Cub_1	/Lne	AC-50(2)		-0,09	-0,04	-0,90	0,00	1,25												
409										P10: 0,05 MW Q10: 0,03Mvar Pv: 0,00 kW cLod: 0,00Mvar L: 0,10 km										
20,00		1,05		20,99		0,00														
Cub_2	/Lod	409(1)		0,05	0,03	0,90	0,00													
Cub_1	/Lne	AC-50(3)		-0,05	-0,03	-0,90	0,00	0,78												

Сеть: Tyvriv				Стадии сист.: Tyvriv				Исследование: StudyCase				Прил.: / 2			
Ном. Напр.		Напр. шин		Актив. Мощн.	Реактив. Мощн.	Мощн. коэф.	Ток	Загрузка	Доп. данные						
[kV]		[p.u.]		[kV]	[deg]	[MW]	[Mvar]	[-]	[kA]	[%]					
168	20,00	1,05	20,95	-0,01											
Cub_2	/Lod	168(1)		0,54	0,26	0,90	0,02			P10:	0,54MW	Q10:	0,26Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(85)		-0,54	-0,26	-0,90	0,02	7,85		Pv:	0,05kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,10 km
186	20,00	1,03	20,56	-0,14											
Cub_2	/Lod	186(1)		0,05	0,02	0,90	0,00			P10:	0,05MW	Q10:	0,03Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(129)		-0,05	-0,02	-0,90	0,00	0,77		Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,05 km
406	20,00	1,02	20,38	-0,20											
Cub_2	/Lod	406(1)		0,00	0,00	0,89	0,00			P10:	0,00MW	Q10:	0,00Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(26)		-0,00	-0,00	-0,89	0,00	0,03		Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,28 km
278	20,00	1,02	20,37	-0,20											
Cub_2	/Lod	278(1)		0,09	0,04	0,90	0,00			P10:	0,09MW	Q10:	0,04Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(59)		-0,09	-0,04	-0,90	0,00	1,29		Pv:	0,01kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,50 km
178	20,00	1,02	20,37	-0,20											
Cub_2	/Lod	178(1)		0,05	0,02	0,90	0,00			P10:	0,05MW	Q10:	0,02Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(70)		-0,05	-0,02	-0,90	0,00	0,71		Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,05 km
179	20,00	1,02	20,37	-0,21											
Cub_2	/Lod	179(1)		0,02	0,01	0,90	0,00			P10:	0,02MW	Q10:	0,01Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(71)		-0,02	-0,01	-0,90	0,00	0,28		Pv:	0,00kW	cLod:	0,01Mvar	L:	4,35 km
335	20,00	1,02	20,38	-0,20											
Cub_2	/Lod	335(1)		0,04	0,02	0,90	0,00			P10:	0,04MW	Q10:	0,02Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(75)		-0,04	-0,02	-0,90	0,00	0,60		Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,10 km
177	20,00	1,02	20,38	-0,20											
Cub_2	/Lod	177(1)		0,04	0,02	0,90	0,00			P10:	0,04MW	Q10:	0,02Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(76)		-0,03	-0,02	-0,90	0,00	0,53		Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,09 km
194	20,00	1,02	20,37	-0,21											
Cub_2	/Lod	194(1)		0,21	0,10	0,90	0,01			P10:	0,21MW	Q10:	0,10Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(77)		-0,21	-0,10	-0,90	0,01	3,19		Pv:	0,10kW	cLod:	0,00Mvar	L:	1,26 km

Сеть: Tyvriv				Стадии сист.: Tyvriv				Исследование: StudyCase				Прил.: / 3			
Ном. Напр.	Напр. шин			Актив. Мощн.	Реактив. Мощн.	Мощн. коэф.	Ток	Загрузка	Доп. данные						
[kV]	[p.u.]	[kV]	[deg]	[MW]	[Mvar]	[-]	[kA]	[%]							
Terminal (20)															
Cub_1	20,00	1,02	20,42	-0,18	-3,20	-1,49	-0,91	0,10	47,45	Pv:	2,48kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,14 km
Cub_2	/Lne	AC-50 (78)			3,11	1,44	0,91	0,10	46,17	Pv:	24,53kW	cLod:	0,00Mvar	L:	1,46 km
Cub_3	/Lne	AC-50 (79)			0,09	0,04	0,90	0,00	1,29	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,10 km
187	20,00	1,02	20,42	-0,18											
Cub_2	/Lod	187 (1)			0,09	0,04	0,90	0,00		P10:	0,09MW	Q10:	0,04Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50 (79)			-0,09	-0,04	-0,90	0,00	1,29	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,10 km
167	20,00	1,01	20,25	-0,24											
Cub_2	/Lod	167 (1)			0,34	0,16	0,90	0,01		P10:	0,34MW	Q10:	0,17Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50 (80)			-0,34	-0,16	-0,90	0,01	5,14	Pv:	0,09kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,43 km
206	20,00	1,01	20,25	-0,24											
Cub_2	/Lod	206 (1)			0,08	0,04	0,90	0,00		P10:	0,08MW	Q10:	0,04Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50 (82)			-0,08	-0,04	-0,90	0,00	1,19	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,35 km
189	20,00	1,00	20,08	-0,30											
Cub_2	/Lod	189 (1)			0,07	0,03	0,90	0,00		P10:	0,07MW	Q10:	0,04Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50 (87)			-0,07	-0,03	-0,90	0,00	1,12	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,10 km
351	20,00	1,00	20,08	-0,30											
Cub_2	/Lod	351 (1)			0,11	0,05	0,90	0,00		P10:	0,11MW	Q10:	0,05Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50 (88)			-0,11	-0,05	-0,90	0,00	1,70	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,01 km
306	20,00	1,00	20,04	-0,27											
Cub_2	/Lod	306 (1)			0,14	0,07	0,90	0,00		P10:	0,14MW	Q10:	0,07Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50 (89)			-0,14	-0,07	-0,90	0,00	2,09	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,03 km
207	20,00	1,00	20,03	-0,27											
Cub_2	/Lod	207 (1)			0,08	0,04	0,90	0,00		P10:	0,08MW	Q10:	0,04Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50 (91)			-0,08	-0,04	-0,90	0,00	1,20	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,10 km
368	20,00	1,00	20,02	-0,28											
Cub_2	/Lod	368 (1)			0,14	0,07	0,90	0,00		P10:	0,14MW	Q10:	0,07Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50 (93)			-0,14	-0,07	-0,90	0,00	2,09	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,10 km

Сеть: Tyvriv				Стадии сист.: Tyvriv				Исследование: StudyCase				Прил.: / 4			
Ном. Напр.		Напр. шин		Актив. Мощн.	Реактив. Мощн.	Мощн. коэф.	Ток	Загрузка	Доп. данные						
[kV]		[p.u.]		[kV]	[deg]	[MW]	[Mvar]	[-]	[kA]	[%]					
307	20,00	1,00	20,00	-0,28											
Cub_1	/Lod	307(1)				0,09	0,04	0,90	0,00						
Cub_2	/Lne	AC-50(97)				-0,09	-0,04	-0,90	0,00	1,32	P10:	0,09MW	Q10:	0,04Mvar	
286	20,00	1,00	20,00	-0,28											
Cub_1	/Lod	286(1)				0,09	0,04	0,90	0,00		P10:	0,09MW	Q10:	0,04Mvar	
Cub_2	/Lne	AC-50(98)				-0,09	-0,04	-0,90	0,00	1,32	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,10 km
152	20,00	1,00	20,00	-0,29											
Cub_2	/Lod	152(1)				0,19	0,09	0,91	0,01		P10:	0,19MW	Q10:	0,09Mvar	
Cub_1	/Lne	AC-50(101)				-0,19	-0,09	-0,91	0,01	2,84	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,05 km
289	20,00	1,00	20,00	-0,29											
Cub_2	/Lod	289(1)				0,09	0,04	0,90	0,00		P10:	0,09MW	Q10:	0,04Mvar	
Cub_1	/Lne	AC-50(103)				-0,09	-0,04	-0,90	0,00	1,32	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,01 km
299	20,00	1,00	20,00	-0,29											
Cub_2	/Lod	299(1)				0,09	0,04	0,90	0,00		P10:	0,09MW	Q10:	0,04Mvar	
Cub_1	/Lne	AC-50(104)				-0,09	-0,04	-0,90	0,00	1,32	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,07 km
343	20,00	1,00	20,00	-0,29											
Cub_2	/Lod	343(1)				0,14	0,07	0,90	0,00		P10:	0,14MW	Q10:	0,07Mvar	
Cub_1	/Lne	AC-50(105)				-0,14	-0,07	-0,90	0,00	2,09	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,01 km
320	20,00	1,00	19,99	-0,29											
Cub_2	/Lod	320(1)				0,03	0,01	0,91	0,00		P10:	0,03MW	Q10:	0,01Mvar	
Cub_1	/Lne	AC-50(109)				-0,03	-0,01	-0,91	0,00	0,39	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,05 km
188	20,00	1,00	19,99	-0,29											
Cub_2	/Lod	188(1)				0,09	0,04	0,90	0,00		P10:	0,09MW	Q10:	0,04Mvar	
Cub_1	/Lne	AC-50(111)				-0,09	-0,04	-0,90	0,00	1,32	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,01 km
365	20,00	1,00	19,99	-0,29											
Cub_2	/Lod	365(1)				0,14	0,07	0,90	0,00		P10:	0,14MW	Q10:	0,07Mvar	
Cub_1	/Lne	AC-50(112)				-0,14	-0,07	-0,90	0,00	2,09	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,02 km

Сеть: Tyvriv				Стадии сист.: Tyvriv				Исследование: StudyCase				Прил.: / 5			
	Ном.	Напр. шин		Актив.	Реактив.	Мощн.	Ток	Загрузка	Доп. данные						
	Напр.			Мощн.	Мощн.	коэф.									
	[kV]	[p.u.]	[kV] [deg]	[MW]	[Mvar]	[-]	[kA]	[%]							
334	20,00	1,00	19,99 -0,29												
Cub_2	/Lod	334(1)		0,04	0,02	0,90	0,00		P10:	0,04MW	Q10:	0,02Mvar			
Cub_1	/Lne	AC-50(116)		-0,03	-0,02	-0,90	0,00	0,54	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,03 km	
407	20,00	1,00	19,99 -0,29												
Cub_2	/Lod	407(1)		0,09	0,04	0,90	0,00		P10:	0,09MW	Q10:	0,04Mvar			
Cub_1	/Lne	AC-50(117)		-0,09	-0,04	-0,90	0,00	1,32	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,23 km	
190	20,00	1,00	20,01 -0,28												
Cub_1	/Lod	190(1)		0,10	0,05	0,90	0,00		P10:	0,10MW	Q10:	0,05Mvar			
Cub_2	/Lne	AC-50(122)		-0,10	-0,05	-0,90	0,00	1,54	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,01 km	
224	20,00	1,00	20,00 -0,29												
Cub_1	/Lod	224(1)		0,01	0,00	0,87	0,00		P10:	0,01MW	Q10:	0,00Mvar			
Cub_2	/Lne	AC-50(123)		-0,01	-0,00	-0,87	0,00	0,11	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,07 km	
219	20,00	1,00	20,00 -0,29												
Cub_2	/Lod	219(1)		0,14	0,07	0,90	0,00		P10:	0,14MW	Q10:	0,07Mvar			
Cub_1	/Lne	AC-50(124)		-0,14	-0,07	-0,90	0,00	2,09	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,14 km	
191	20,00	1,00	19,98 -0,28												
Cub_1	/Lod	191(1)		0,07	0,03	0,90	0,00		P10:	0,07MW	Q10:	0,03Mvar			
Cub_2	/Lne	AC-50(125)		-0,07	-0,03	-0,90	0,00	1,02	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,10 km	
221	20,00	1,00	19,97 -0,29												
Cub_1	/Lod	221(1)		0,03	0,01	0,90	0,00		P10:	0,03MW	Q10:	0,01Mvar			
Cub_2	/Lne	AC-50(127)		-0,02	-0,01	-0,90	0,00	0,38	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,21 km	
292	20,00	1,00	19,95 -0,29												
Cub_2	/Lod	292(1)		0,21	0,10	0,90	0,01		P10:	0,21MW	Q10:	0,10Mvar			
Cub_3	/Lne	ACB-3x95(5)		0,42	0,20	0,91	0,01	5,26	Pv:	0,01kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,06 km	
Cub_4	/Coup	P-160		-0,63	-0,30	-0,91	0,02	0,00							

Сеть: Tyvriv				Стадии сист.: Tyvriv				Исследование: StudyCase				Прил.: / 6			
Ном. Напр.		Напр. шин		Актив. Мощн.	Реактив. Мощн.	Мощн. коэф.	Ток	Загрузка	Доп. данные						
[kV]	[p.u.]	[kV]	[deg]	[MW]	[Mvar]	[-]	[kA]	[%]							
296	20,00	1,00	19,95	-0,29											
Cub_2	/Lod	296(1)		0,37	0,18	0,90	0,01		P10:	0,37MW	Q10:	0,18Mvar			
Cub_1	/Lne	АСБ-3х95 (5)		-0,42	-0,20	-0,90	0,01	5,26	Pv:	0,01kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,06 km	
Cub_4	/Lne	АСБ-3х95 (6)		0,05	0,02	0,94	0,00	0,68	Pv:	0,00kW	cLod:	0,01Mvar	L:	0,18 km	
Cub_5	/Coup	ВН ТП-296		0,00	-0,00	1,00	0,00	0,00							
208	20,00	1,00	19,95	-0,29											
Cub_2	/Lod	208(1)		0,05	0,03	0,90	0,00		P10:	0,05MW	Q10:	0,03Mvar			
Cub_1	/Lne	АСБ-3х95 (6)		-0,05	-0,03	-0,90	0,00	0,68	Pv:	0,00kW	cLod:	0,01Mvar	L:	0,18 km	
170	20,00	1,05	20,92	-0,02											
Cub_1	/Lod	170(1)		0,64	0,31	0,90	0,02		P10:	0,64MW	Q10:	0,31Mvar			
Cub_3	/Lne	АС-50 (133)		-0,64	-0,31	-0,90	0,02	9,37	Pv:	0,23kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,34 km	
398	20,00	1,05	20,92	-0,02											
Cub_1	/Lod	398(1)		0,34	0,16	0,90	0,01		P10:	0,34MW	Q10:	0,17Mvar			
Cub_2	/Lne	АС-50 (134)		-0,34	-0,16	-0,90	0,01	4,98	Pv:	0,13kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,65 km	
12	20,00	1,04	20,79	-0,06											
Cub_1	/Lne	АС-50 (135)		-0,09	-0,04	-0,91	0,00	1,25	Pv:	0,01kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,63 km	
Cub_2	/Lne	АС-50 (136)		0,09	0,04	0,90	0,00	1,27	Pv:	0,01kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,70 km	
Cub_3	/Lne	АС-50 (137)		0,00	-0,00	0,00	0,00	0,02	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L:	1,26 km	
350	20,00	1,04	20,79	-0,06											
Cub_2	/Lod	350(1)		0,09	0,04	0,90	0,00		P10:	0,09MW	Q10:	0,04Mvar			
Cub_1	/Lne	АС-50 (136)		-0,09	-0,04	-0,90	0,00	1,27	Pv:	0,01kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,70 km	
ПС-110/35/6кВ Гнівань															
	21,00	1,00	21,00	0,00											
Ячейка /Xnet	Зовнішня мережа .				4,73	1,73	0,94	0,14	Sk": 10000,00 MVA						
Cub_4	/Coup	Φ-2		0,15	0,05	0,94	0,00	0,00							
Cub_5	/Coup	Φ-28		0,23	-0,01	1,00	0,01	0,00							
Cub_6	/Coup	Φ-4		1,18	0,41	0,94	0,03	0,00							
Cub_7	/Coup	Φ- 20		1,73	0,82	0,90	0,05	0,00							
Cub_8	/Coup	Φ- 22		0,27	0,09	0,95	0,01	0,00							
Cub_9	/Coup	Φ-24		0,00	-0,04	0,00	0,00	0,00							
Ячейка_/Coup	Φ-6				1,18	0,41	0,94	0,03	0,00						

Сеть: Tyvriv				Стадии сист.: Tyvriv				Исследование: StudyCase				Прил.: / 7			
Ном. Напр.		Напр. шин		Актив. Мощн.	Реактив. Мощн.	Мощн. коэф.	Ток	Загрузка	Доп. данные						
[kV]		[p.u.]		[kV]	[deg]	[MW]	[Mvar]	[-]	[kA]	[%]					
420	20,00	1,05	21,00	0,00											
Cub_2	/Lod	420(1)		0,15	0,07	0,90	0,00			P10:	0,15MW	Q10:	0,07Mvar		
Cub_3	/Lne	АСБУ-3х70		-0,15	-0,07	-0,90	0,00	2,13		Pv:	0,01kW	cLod:	0,02Mvar	L:	0,58 km
346	20,00	1,05	20,99	-0,00											
Cub_2	/Lod	346(1)		0,08	0,04	0,90	0,00			P10:	0,08MW	Q10:	0,04Mvar		
Cub_1	/Lne	АСБУ-3х70(1)		-0,23	-0,07	-0,96	0,01	3,14		Pv:	0,14kW	cLod:	0,09Mvar	L:	2,57 km
Cub_3	/Lne	АСБУ-3х70(2)		0,15	0,06	0,94	0,00	2,16		Pv:	0,01kW	cLod:	0,02Mvar	L:	0,50 km
Cub_4	/Lne	АСБУ-3х70(3)		0,00	-0,02	0,04	0,00	0,29		Pv:	0,00kW	cLod:	0,02Mvar	L:	0,70 km
263	20,00	1,05	20,99	-0,00											
Cub_2	/Lod	263(1)		0,15	0,07	0,90	0,00			P10:	0,15MW	Q10:	0,07Mvar		
Cub_1	/Lne	АСБУ-3х70(2)		-0,15	-0,07	-0,90	0,00	2,16		Pv:	0,01kW	cLod:	0,02Mvar	L:	0,50 km
267	20,00	1,05	20,99	-0,01											
Cub_2	/Lod	267(1)		0,00	0,00	0,71	0,00			P10:	0,00MW	Q10:	0,00Mvar		
Cub_1	/Lne	АСБУ-3х70(3)		-0,00	-0,00	-0,71	0,00	0,29		Pv:	0,00kW	cLod:	0,02Mvar	L:	0,70 km
Cub_3	/Coup	ВН Ф4-28		0,00	-0,00	1,00	0,00	0,00							
280	20,00	1,05	20,97	0,00											
Cub_2	/Lod	280(1)		0,02	0,01	0,89	0,00			P10:	0,02MW	Q10:	0,01Mvar		
Cub_1	/Lne	АС-50(141)		-0,02	-0,01	-0,89	0,00	0,32		Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,20 km
165	20,00	1,05	20,97	0,00											
Cub_2	/Lod	165(1)		0,12	0,06	0,90	0,00			P10:	0,12MW	Q10:	0,06Mvar		
Cub_1	/Lne	АС-50(139)		-0,12	-0,06	-0,90	0,00	1,71		Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,04 km
204	20,00	1,05	20,95	0,00											
Cub_2	/Lod	204(1)		0,24	0,11	0,90	0,01			P10:	0,24MW	Q10:	0,11Mvar		
Cub_1	/Lne	АСБ-3х95(3)		-2,21	-0,88	-0,93	0,07	25,72		Pv:	1,37kW	cLod:	0,01Mvar	L:	0,33 km
Cub_3	/Lne	АСБ-3х70(4)		1,92	0,75	0,93	0,06	27,06		Pv:	1,49kW	cLod:	0,01Mvar	L:	0,35 km
Ячейка_	/Lne	Линия		0,06	0,03	0,91	0,00	0,82		Pv:	0,01kW	cLod:	0,00Mvar	L:	1,10 km
173	20,00	1,05	20,94	0,01											
Cub_2	/Lod	173(1)		0,06	0,03	0,90	0,00			P10:	0,06MW	Q10:	0,03Mvar		
Cub_1	/Lne	АС-50(142)		-0,06	-0,03	-0,90	0,00	0,93		Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,21 km

Сеть: Tyvriv					Стадии сист.: Tyvriv					Исследование: StudyCase					Прил.: / 8				
Ном. Напр.		Напр. шин		Актив. Мощн.	Реактив. Мощн.	Мощн. коэф.	Ток	Загрузка	Доп. данные										
[kV]	[p.u.]	[kV]	[deg]	[MW]	[Mvar]	[-]	[kA]	[%]											
174	20,00	1,05	20,93	0,01															
Cub_2	/Lod	174(1)			0,16	0,08	0,91	0,00	P10:	0,16MW	Q10:	0,08Mvar							
Cub_1	/Lne	AC-50(145)			-0,16	-0,08	-0,91	0,00	2,37	Pv:	0,01kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,27 km				
203	20,00	1,05	20,93	0,01															
Cub_2	/Lod	203(1)			0,08	0,04	0,90	0,00	P10:	0,08MW	Q10:	0,04Mvar							
Cub_1	/Lne	AC-50(148)			-0,08	-0,04	-0,90	0,00	1,11	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,02 km				
362	20,00	1,05	20,93	0,01															
Cub_2	/Lod	362(1)			0,06	0,03	0,90	0,00	P10:	0,06MW	Q10:	0,03Mvar							
Cub_1	/Lne	AC-50(149)			-0,06	-0,03	-0,90	0,00	0,83	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,02 km				
202	20,00	1,04	20,90	-0,01															
Cub_2	/Lod	202(1)			0,06	0,03	0,90	0,00	P10:	0,06MW	Q10:	0,03Mvar							
Cub_1	/Lne	AC-50(150)			-0,06	-0,03	-0,90	0,00	0,89	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,10 km				
250	20,00	1,04	20,89	-0,02															
Cub_2	/Lod	250(1)			0,05	0,02	0,90	0,00	P10:	0,05MW	Q10:	0,03Mvar							
Cub_1	/Lne	AC-50(159)			-0,05	-0,02	-0,90	0,00	0,76	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,02 km				
166	20,00	1,04	20,87	-0,03															
Cub_2	/Lod	166(1)			0,15	0,07	0,91	0,00	P10:	0,16MW	Q10:	0,07Mvar							
Cub_1	/Lne	AC-50(160)			-0,15	-0,07	-0,91	0,00	2,25	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,10 km				
171	20,00	1,04	20,85	-0,04															
Cub_2	/Lod	171(1)			0,09	0,04	0,90	0,00	P10:	0,09MW	Q10:	0,04Mvar							
Cub_1	/Lne	AC-50(161)			-0,09	-0,04	-0,90	0,00	1,26	Pv:	0,01kW	cLod:	0,00Mvar	L:	1,07 km				
86	20,00	1,04	20,83	-0,05															
Cub_2	/Lod	86(1)			0,00	0,00	0,83	0,00	P10:	0,00MW	Q10:	0,00Mvar							
Cub_1	/Lne	AC-50(6)			-0,00	-0,00	-0,83	0,00	0,05	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,21 km				
18	20,00	1,04	20,85	-0,04															
Cub_2	/Lod	18(1)			0,02	0,01	0,89	0,00	P10:	0,02MW	Q10:	0,01Mvar							
Cub_1	/Lne	AC-50(5)			-0,02	-0,01	-0,89	0,00	0,32	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,02 km				

Сеть: Tyvriv					Стадии сист.: Tyvriv			Исследование: StudyCase				Прил.: / 9			
Ном. Напр.	Напр. шин		Актив. Мощн.	Реактив. Мощн.	Мощн. коэф.	Ток	Загрузка	Доп. данные							
	[kV]	[p.u.]										[kV]	[deg]	[MW]	[Mvar]
394 Cub_2	20,00 /Lod	1,04 394(1)	20,82	-0,05	0,21	0,10	0,90	0,01		P10:	0,21MW	Q10:	0,10Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(7)			-0,21	-0,10	-0,90	0,01	3,12	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,03 km	
353 Cub_2	20,00 /Lod	1,04 353(1)	20,82	-0,05	0,02	0,01	0,89	0,00		P10:	0,02MW	Q10:	0,01Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(9)			-0,02	-0,01	-0,89	0,00	0,32	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,03 km	
408 Cub_2	20,00 /Lod	1,04 408(1)	20,82	-0,05	0,21	0,10	0,90	0,01		P10:	0,21MW	Q10:	0,10Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(11)			-0,21	-0,10	-0,90	0,01	3,12	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,02 km	
312 Cub_2	20,00 /Lod	1,04 312(1)	20,82	-0,06	0,21	0,10	0,90	0,01		P10:	0,21MW	Q10:	0,10Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(12)			-0,21	-0,10	-0,90	0,01	3,13	Pv:	0,03kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,37 km	
411 Cub_2	20,00 /Lod	1,04 411(1)	20,82	-0,06	0,05	0,03	0,90	0,00		P10:	0,05MW	Q10:	0,03Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(14)			-0,05	-0,03	-0,90	0,00	0,79	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,20 km	
225 Cub_2	20,00 /Lod	1,04 225(1)	20,81	-0,06	0,16	0,08	0,91	0,01		P10:	0,17MW	Q10:	0,08Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(17)			-0,16	-0,08	-0,91	0,01	2,40	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,10 km	
429 Cub_2	20,00 /Lod	1,04 429(1)	20,81	-0,07	0,21	0,10	0,90	0,01		P10:	0,21MW	Q10:	0,10Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(20)			-0,21	-0,10	-0,90	0,01	3,13	Pv:	0,02kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,20 km	
416 Cub_2	20,00 /Lod	1,04 416(1)	20,81	-0,07	0,06	0,03	0,90	0,00		P10:	0,06MW	Q10:	0,03Mvar		
Cub_1	/Lne	ААБЛ-3х150(1)			-0,06	-0,03	-0,90	0,00	0,90	Pv:	0,00kW	cLod:	0,10Mvar	L: 2,00 km	
226 Cub_2	20,00 /Lod	1,04 226(1)	20,81	-0,06	0,01	0,01	0,91	0,00		P10:	0,01MW	Q10:	0,01Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(22)			-0,01	-0,01	-0,91	0,00	0,19	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,10 km	

Сеть: Tyvriv				Стадии сист.: Tyvriv				Исследование: StudyCase				Прил.: / 10			
Ном. Напр.		Напр. шин		Актив. Мощн.	Реактив. Мощн.	Мощн. коэф.	Ток	Загрузка	Доп. данные						
[kV]	[p.u.]	[kV]	[deg]	[MW]	[Mvar]	[-]	[kA]	[%]							
331 Cub_2	20,00 /Lod	1,05 331(1)	20,95 -0,01	0,05	0,03	0,90	0,00		P10:	0,05MW	Q10:	0,03Mvar			
Cub_1	/Lne	AC-50(25)		-0,05	-0,03	-0,90	0,00	0,79	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,03 km		
162 Cub_2	20,00 /Lod	1,05 162(1)	20,95 -0,01	0,05	0,02	0,90	0,00		P10:	0,05MW	Q10:	0,02Mvar			
Cub_1	/Lne	AC-50(28)		-0,05	-0,02	-0,90	0,00	0,67	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,02 km		
163 Cub_2	20,00 /Lod	1,05 163(1)	20,95 -0,01	0,08	0,04	0,90	0,00		P10:	0,08MW	Q10:	0,04Mvar			
Cub_1	/Lne	AC-50(29)		-0,08	-0,04	-0,90	0,00	1,13	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,36 km		
275 Cub_2	20,00 /Lod	1,05 275(1)	20,91 -0,02	0,06	0,03	0,90	0,00		P10:	0,06MW	Q10:	0,03Mvar			
Cub_1	/Lne	AC-50(31)		-0,06	-0,03	-0,90	0,00	0,83	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,07 km		
294 Cub_2	20,00 /Lod	1,04 294(1)	20,90 -0,03	0,08	0,04	0,90	0,00		P10:	0,08MW	Q10:	0,04Mvar			
Cub_1	/Lne	AC-50(33)		-0,08	-0,04	-0,90	0,00	1,14	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,07 km		
161 Cub_2	20,00 /Lod	1,04 161(1)	20,89 -0,03	0,06	0,03	0,90	0,00		P10:	0,06MW	Q10:	0,03Mvar			
Cub_1	/Lne	AC-50(36)		-0,06	-0,03	-0,90	0,00	0,95	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,02 km		
67 Cub_2	20,00 /Lod	1,04 67(1)	20,89 -0,03	0,04	0,02	0,90	0,00		P10:	0,04MW	Q10:	0,02Mvar			
Cub_1	/Lne	AC-50(39)		-0,04	-0,02	-0,90	0,00	0,60	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,08 km		
87 Cub_2	20,00 /Lod	1,04 87(1)	20,89 -0,03	0,01	0,01	0,89	0,00		P10:	0,01MW	Q10:	0,01Mvar			
Cub_1	/Lne	AC-50(41)		-0,01	-0,01	-0,89	0,00	0,18	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,32 km		
117 Cub_2	20,00 /Lod	1,04 117(1)	20,89 -0,03	0,07	0,03	0,90	0,00		P10:	0,07MW	Q10:	0,03Mvar			
Cub_1	/Lne	AC-50(42)		-0,07	-0,03	-0,90	0,00	1,01	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L: 0,01 km		

Сеть: Tyvriv				Стадии сист.: Tyvriv				Исследование: StudyCase				Прил.: / 11			
	Ном.	Напр. шин		Актив.	Реактив.	Мощн.	Ток	Загрузка	Доп. данные						
	Напр.	[kV]	[p.u.]	Мощн.	Мощн.	коэф.									
	[kV]	[p.u.]	[kV]	[deg]	[MW]	[Mvar]	[-]	[kA]	[%]						
328	20,00	1,04	20,86	-0,04											
Cub_2	/Lod	328(1)			0,02	0,01	0,90	0,00		P10:	0,02MW	Q10:	0,01Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(44)			-0,02	-0,01	-0,90	0,00	0,34	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,10 km
185	20,00	1,04	20,80	-0,05											
Cub_2	/Lod	185(1)			0,00	0,00	0,89	0,00		P10:	0,00MW	Q10:	0,00Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(46)			-0,00	-0,00	-0,89	0,00	0,03	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,45 km
345	20,00	1,04	20,77	-0,06											
Cub_2	/Lod	345(1)			0,14	0,07	0,90	0,00		P10:	0,14MW	Q10:	0,07Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(49)			-0,14	-0,07	-0,90	0,00	2,01	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,10 km
118	20,00	1,04	20,76	-0,07											
Cub_2	/Lod	118(1)			0,09	0,04	0,90	0,00		P10:	0,09MW	Q10:	0,04Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(52)			-0,09	-0,04	-0,90	0,00	1,27	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,04 km
342	20,00	1,04	20,75	-0,07											
Cub_2	/Lod	342(1)			0,06	0,03	0,90	0,00		P10:	0,06MW	Q10:	0,03Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(54)			-0,06	-0,03	-0,90	0,00	0,84	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,59 km
341	20,00	1,04	20,75	-0,07											
Cub_2	/Lod	341(1)			0,05	0,02	0,90	0,00		P10:	0,05MW	Q10:	0,02Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(56)			-0,05	-0,02	-0,90	0,00	0,69	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,32 km
184	20,00	1,04	20,75	-0,07											
Cub_2	/Lod	184(1)			0,06	0,03	0,90	0,00		P10:	0,06MW	Q10:	0,03Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(57)			-0,06	-0,03	-0,90	0,00	0,87	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,40 km
243	20,00	1,04	20,77	-0,06											
Cub_2	/Lod	243(1)			0,09	0,04	0,90	0,00		P10:	0,09MW	Q10:	0,04Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(60)			-0,09	-0,04	-0,90	0,00	1,27	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,07 km
284	20,00	1,04	20,77	-0,06											
Cub_2	/Lod	284(1)			0,08	0,04	0,90	0,00		P10:	0,08MW	Q10:	0,04Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(64)			-0,08	-0,04	-0,90	0,00	1,15	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,18 km

Сеть: Tyvriv				Стадии сист.: Tyvriv				Исследование: StudyCase				Прил.: / 12			
Ном. Напр.		Напр. шин		Актив. Мощн.	Реактив. Мощн.	Мощн. коэф.	Ток	Загрузка	Доп. данные						
[kV]		[p.u.]		[kV]	[deg]	[MW]	[Mvar]	[-]	[kA]	[%]					
248	20,00	1,04	20,76	-0,07											
Cub_2	/Lod	248(1)			0,34	0,16	0,90	0,01		P10:	0,34MW	Q10:	0,17Mvar		
Cub_3	/Lne	AC-50(66)			-0,34	-0,16	-0,90	0,01	5,02	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,02 km
376	20,00	1,04	20,76	-0,07											
Cub_2	/Lod	376(1)			0,27	0,13	0,90	0,01		P10:	0,27MW	Q10:	0,13Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(68)			-0,27	-0,13	-0,90	0,01	4,02	Pv:	0,01kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,04 km
392	20,00	1,04	20,76	-0,07											
Cub_2	/Lod	392(1)			0,02	0,01	0,89	0,00		P10:	0,02MW	Q10:	0,01Mvar		
Cub_1	/Lne	AC-50(69)			-0,02	-0,01	-0,89	0,00	0,33	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,04 km
421	20,00	1,05	20,99	0,00											
Cub_3	/Lod	421(1)			0,12	0,06	0,90	0,00		P10:	0,12MW	Q10:	0,06Mvar		
Cub_1	/Lne	АСБУ-3х70(4)			-0,27	-0,12	-0,91	0,01	3,91	Pv:	0,09kW	cLod:	0,04Mvar	L:	1,10 km
Cub_2	/Coup	ВН Ф22-24			0,00	0,00	1,00	0,00	0,00						
Cub_5	/Lne	АСБУ-3х70(6)			0,16	0,07	0,92	0,00	2,23	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,10 km
348	20,00	1,05	20,99	0,00											
Cub_2	/Lod	348(1)			0,16	0,07	0,91	0,00		P10:	0,16MW	Q10:	0,07Mvar		
Cub_1	/Lne	АСБУ-3х70(6)			-0,15	-0,07	-0,91	0,00	2,23	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,10 km
Агрономічне															
21,00		1,00	21,00	0,00											
Ячейка /Xnet		Внешняя сеть			0,00	0,00	1,00	0,00		Sk": 10000,00 MVA					
Ячейка_/Coup		P-221			0,00	0,00	1,00	0,00	0,00						
111	20,00	1,00	19,99	-0,29											
Ячейка_/Lod	111(1)				0,09	0,04	0,90	0,00		P10:	0,09MW	Q10:	0,04Mvar		
Ячейка_/Lne	AC-50(162)				-0,09	-0,04	-0,90	0,00	1,32	Pv:	0,00kW	cLod:	0,00Mvar	L:	0,01 km
175(2)	20,00	1,05	20,95	0,00											
Ячейка /Lod	175(3)				0,06	0,03	0,90	0,00		P10:	0,06MW	Q10:	0,03Mvar		
Ячейка_/Lne	Линия				-0,06	-0,03	-0,90	0,00	0,82	Pv:	0,01kW	cLod:	0,00Mvar	L:	1,10 km

Сеть: Tyvriv					Стадии сист.: Tyvriv					Исследование: StudyCase					Прил.: / 13				
Ном.					Актив.		Реактив.		Мощн.		Доп. данные								
Напр.		Напр. шин			Мощн.		Мощн.		коэф.					Ток		Загрузка			
[kV]		[p.u.]		[kV]	[deg]	[MW]		[Mvar]		[-]				[kA]		[%]			
РП		ГПЗ																	
20,00		1,05		20,97		0,00													
Ячейка /Lne		АСБ-3х95(3)			2,21		0,87		0,93		0,07		25,72		Pv: 1,37kW cLod: 0,01 Mvar L: 0,33km				
Ячейка /Lne		АСБ 3х95			-1,18		-0,47		-0,93		0,03		13,67		Pv: 1,86kW cLod: 0,06 Mvar L: 1,59km				
Ячейка_/Lne		АСБ 3х95(1)			-1,18		-0,47		-0,93		0,03		13,67		Pv: 1,86kW cLod: 0,06 Mvar L: 1,59km				
Ячейка_/Lne		АС-50(1)			0,14		0,07		0,90		0,00		2,03		Pv: 0,00kW cLod: 0,00 Mvar L: 0,10km				

Додаток Ж**Розрахунок періоду повернення капіталу варіантів реконструкції Гніванського
вузла Тиврівських ЕМ**

Розрахунок періоду повернення капіталовкладень для варіанту переведення живлення на номінальну напругу 10 кВ

Рік розрахункового періоду	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Капіталовкладення, тис. грн	205273,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Встановлена потужність, МВт	8,1396	8,2992	8,4588	8,6184	8,778	8,9376	9,0972	9,2568	9,4164	9,576	9,7356	9,8952	10,0548	10,2144	10,374
Передана електроенергія, кВт год/рік	24418800	24897600	25376400	25855200	26334000	26812800	27291600	27770400	28249200	28728000	29206800	29685600	30164400	30643200	31122000
Прибуток від продажу електроенергії, тис. грн	38811,24	39572,25	40333,25	41094,25	41855,26	42616,26	43377,27	44138,27	44899,28	45660,28	46421,29	47182,29	47943,3	48704,3	49465,31
Експлуатаційні витрати, тис. грн	6719,258	6719,258	6719,258	6719,258	6719,258	6719,258	6719,258	6719,258	6719,258	6719,258	6719,258	6719,258	6719,258	6719,258	6719,258
Витрати на покриття втрат, тис. грн	3677,562	3677,562	3677,562	3677,562	3677,562	3677,562	3677,562	3677,562	3677,562	3677,562	3677,562	3677,562	3677,562	3677,562	3677,562
Балансовий прибуток, тис. грн	28414,42	29175,43	29936,43	30697,43	31458,44	32219,44	32980,45	33741,45	34502,46	35263,46	36024,47	36785,47	37546,48	38307,48	39068,49
Податок на прибуток, тис. грн	5114,596	5251,577	5388,557	5525,538	5662,519	5799,5	5936,481	6073,462	6210,443	6347,423	6484,404	6621,385	6758,366	6895,347	7032,328
Річний чистий прибуток, тис. грн	23299,82	23923,85	24547,87	25171,9	25795,92	26419,94	27043,97	27667,99	28292,02	28916,04	29540,06	30164,09	30788,11	31412,14	32036,16
Чистий грошовий потік, тис. грн	-181973	23923,85	24547,87	25171,9	25795,92	26419,94	27043,97	27667,99	28292,02	28916,04	29540,06	30164,09	30788,11	31412,14	32036,16
Кумулятивна сума, тис. грн	-165430	-145659	-127215	-110023	-94005,4	-79092	-65214,2	-52306,9	-40308,3	-29159,9	-18806,3	-9195,09	-276,873	7994,924	15664,13

Розрахунок періоду повернення капіталовкладень для варіанту переведення живлення на номінальну напругу 20 кВ

Рік розрахункового періоду	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Капіталовкладення, тис. грн	232747,8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Встановлена потужність, МВт	8,1396	8,2992	8,4588	8,6184	8,778	8,9376	9,0972	9,2568	9,4164	9,576	9,7356	9,8952	10,0548	10,2144	10,374
Передана електроенергія, кВт год/рік	24418800	24897600	25376400	25855200	26334000	26812800	27291600	27770400	28249200	28728000	29206800	29685600	30164400	30643200	31122000
Прибуток від продажу електроенергії, тис. грн	38811,24	39572,25	40333,25	41094,25	41855,26	42616,26	43377,27	44138,27	44899,28	45660,28	46421,29	47182,29	47943,3	48704,3	49465,31
Експлуатаційні витрати, тис. грн	7597,141	7597,141	7597,141	7597,141	7597,141	7597,141	7597,141	7597,141	7597,141	7597,141	7597,141	7597,141	7597,141	7597,141	7597,141
Витрати на покриття втрат, тис. грн	1299,725	1299,725	1299,725	1299,725	1299,725	1299,725	1299,725	1299,725	1299,725	1299,725	1299,725	1299,725	1299,725	1299,725	1299,725
Балансовий прибуток, тис. грн	29914,37	30675,38	31436,38	32197,39	32958,39	33719,4	34480,4	35241,41	36002,41	36763,42	37524,42	38285,43	39046,43	39807,44	40568,44
Податок на прибуток, тис. грн	5384,587	5521,568	5658,549	5795,53	5932,511	6069,492	6206,473	6343,453	6480,434	6617,415	6754,396	6891,377	7028,358	7165,338	7302,319
Річний чистий прибуток, тис. грн	24529,79	25153,81	25777,84	26401,86	27025,88	27649,91	28273,93	28897,95	29521,98	30146	30770,03	31394,05	32018,07	32642,1	33266,12
Чистий грошовий потік, тис. грн	-208218	25153,81	25777,84	26401,86	27025,88	27649,91	28273,93	28897,95	29521,98	30146	30770,03	31394,05	32018,07	32642,1	33266,12
Кумулятивна сума, тис. грн	-189289	-168501	-149134	-131101	-114320	-98712,2	-84203,2	-70722,1	-58201,9	-46579,3	-35794,6	-25791,5	-16517	-7921,29	42,35918

Додаток К

Акти щодо використання результатів дисертаційної роботи

ЗАТВЕРДЖУЮ

Декан Факультету
електроенерготехніки
та автоматики НТУУ «КПІ імені Ігоря
Сікорського», професор, д-р техн.
наук



ЯНДУЛЬСЬКИЙ О.С.

2016 р.

ЗАТВЕРДЖУЮ

Виконавчий директор
відокремленого підрозділу "Науково-
проектний центр розвитку Об'єднаної
енергетичної системи України"
державного підприємства
"Національна енергетична компанія
Укренерго"



БРЕХТ О.О.

2016 р.

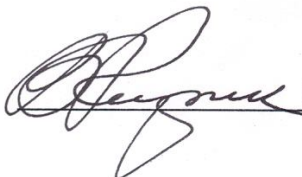
АКТ

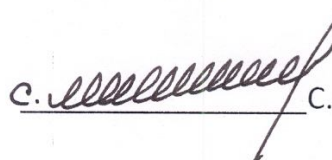
**використання результатів наукової роботи
Циганенка Бориса Володимировича**

Цей акт складено про те, що у відповідності до протоколу наради "Підвищення енергоефективності роботи електричних мереж та зменшення втрат в розподільчих мережах 6(10) кВ шляхом переходу на більш високий клас напруги 20 кВ зі зміною конфігурації мережі та концептуальних підходів до автоматизації розподільчої мережі та систем обліку електричної енергії", яка відбулася 18 червня 2016 року в місті Києві, для впровадження класу напруги 20 кВ в системах розподілу електроенергії Циганенком Б.В. узагальнено світовий досвід використання систем електропередавання напругою 20 кВ, тенденції розвитку розподільних електричних мереж України та розроблена і науково обгрунтована концепція розвитку розподільних електричних мереж напругою 20 кВ в енергосистемі України, яка дозволила Циганенку Б.В. сформулювати технічні пропозиції до плану перегляду відокремленим підрозділом "Науково-проектний центр розвитку Об'єднаної енергетичної системи України" державного підприємства "Національна енергетична компанія "Укренерго" нормативних документів з проектування та експлуатації обладнання напругою 20 кВ, а також їх складу та змісту.

Зав. кафедрою
Електричних мереж та систем,
НТУУ «КПІ імені Ігоря Сікорського»,
професор, д-р техн. наук

Начальник департаменту
стандартизації та нормативного
забезпечення НПЦР ОЕС України,
канд. техн. наук, с.н.с.

 В.В. Кирик

 С.Я. Меженний

ЗАТВЕРДЖУЮ

Директор ТОВ «ПДІ
«Енергоінжпроект»

БАБИЧ Л.В.

2016 р.

ЗАТВЕРДЖУЮ

Генеральний директор
ПАТ «Вінницяобленерго»

ПАТ ПОПЕЦУК А.Л.

2016 р.

АКТ

впровадження результатів наукової роботи
Циганенка Бориса Володимировича

Цей акт складено про те, що при виконанні ТОВ «ПДІ «Енергоінжпроект» техніко-економічного обґрунтування (ТЕО) «Реконструкція електричних мереж ПАТ «Вінницяобленерго» з переведенням класу напруги 6(10,35) кВ на клас напруги 20 кВ (перший етап реконструкції електричних мереж Гніванського вузла Тиврівського району Вінницької області)» використано результати наукової роботи Циганенка Б.В., а саме:

- метод реконфігурації розподільної електричної мережі в нормальних режимах із використанням генетичних алгоритмів;
- метод визначення місця активації резервних перемичок розподільної електричної мережі в післяаварійних режимах з використанням нечіткої логіки.

Зав. відділом
ТОВ «ПДІ «Енергоінжпроект»

Н.В. Полуйко

Директор технічний
ПАТ «Вінницяобленерго»

ЛАПА В.П.



МІНІСТЕРСТВО ЕНЕРГЕТИКИ ТА ВУГІЛЬНОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ УКРАЇНИ

(Міненерговугілля України)

01601, м.Київ, вул. Хрещатик, 30, тел.: 206-38-44, 206-38-45, ф.: 531-36-92
E-mail: kanc@mev.gov.ua, Код ЄРПОУ 37471933

№ _____

На № _____

від _____

Довідка

про впровадження результатів дисертаційного дослідження

Циганенка Бориса Володимировича на тему

«Ефективність роботи розподільних електричних мереж при підвищенні їх класу напруги»

Результати дисертаційного дослідження Циганенка Б.В., які викладені в дисертаційній роботі «Ефективність роботи розподільних електричних мереж при підвищенні їх класу напруги» були використані при (протокол засідання секції «Електроенергетики» Науково-технічної ради Міненерговугілля від 14.09.2016):

- схваленні «Плану розвитку розподільних електричних мереж на 2016-2020 роки» та «Плану розвитку розподільних електричних мереж на 2020-2025 роки»;
- формуванні основних вимог до технічного завдання для розробки «Альбому типових рішень ПЛ-20 кВ» та «Альбому типових рішень ПС-20 кВ»;
- формуванні технічних вимог щодо розробки нормативних документів «Однофазні та трифазні трансформатори напругою 110/35/20кВ, 110/20кВ, 110/20/10кВ потужність 1 (1,6)-63МВА» та «Однофазні та трифазні трансформатори напругою 20/0,4(0,23)кВ потужністю 160-6300 кВА».

Довідка видана для надання до спеціалізованої вченої ради за місцем захисту дисертації.

Заступник Міністра



А. Корзун

188108

Міністерство енергетики та вугільної
промисловості України
№04/32-531 від 19.01.2017





УКРАЇНА

**НАЦІОНАЛЬНА КОМІСІЯ, ЩО ЗДІЙСНЮЄ ДЕРЖАВНЕ РЕГУЛЮВАННЯ У
СФЕРАХ ЕНЕРГЕТИКИ
ТА КОМУНАЛЬНИХ ПОСЛУГ
(НКРЕКП)**

вул. Смоленська, 19, м. Київ, 03057, тел./факс:(044)277-30-47, тел. 454-48-27

17.01.2017 № 509/03/7-17
на № _____

Довідка

про впровадження результатів дисертаційного дослідження
Циганенка Бориса Володимировича на тему
«Ефективність роботи розподільних електричних мереж при підвищенні їх
класу напруги»

Результати підготовленого Циганенком Б.В. дисертаційного дослідження на тему «Ефективність роботи розподільних електричних мереж при підвищенні їх класу напруги» (за спеціальністю 05.14.02 «Електричні станції, мережі і системи») були використані Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (далі-НКРЕКП) при розробці нею основних підходів до формування тарифів на передачу електричної енергії місцевими (локальними) електромережами, постачання електричної енергії за регульованим тарифом, та інвестиційних програм на 2017 рік (протокольне рішення НКРЕКП від 08.09.2016).

Розробки дисертанта щодо комплексного підходу до підвищення ефективності роботи електричних мереж та зменшення втрат в розподільних мережах 0,4-6(10)кВ шляхом підвищення їх класу напруги до 20 кВ зі зміною конфігурації мережі, та концептуальних підходів до автоматизації розподільної мережі та систем обліку електричної енергії, забезпечили можливість у 2017 році розпочати впровадження новітніх підходів до підвищення ефективності роботи розподільних мереж у 25-ти ліцензіатів (обленерго).

Довідка видана для надання до спеціалізованої вченої ради за місцем захисту дисертації.

Голова



Д. Вовк