

Інститут електродинаміки
Національна академія наук України

Інститут електродинаміки
Національна академія наук України

Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису

Кучанський Владислав Володимирович

УДК 621.311.1.001.57

ДИСЕРТАЦІЯ

Аналіз та управління режимами роботи магістральних електричних мереж за умов структурної несиметрії

05.14.02 - електричні станції, мережі і системи

14 - електрична інженерія

Подається на здобуття наукового ступеня доктора технічних наук

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей,
результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

_____ В.В. Кучанський

Науковий консультант: **Буткевич Олександр Федотович**, доктор
технічних наук, професор

Київ – 2025

АНОТАЦІЯ

Кучанський Владислав Володимирович. Аналіз та управління режимами роботи магістральних електричних мереж за умов структурної несиметрії. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора технічних наук за спеціальністю 05.14.02 - електричні станції, мережі і системи. – Інститут електродинаміки Національної академії наук України, Київ, 2025.

Дисертаційну роботу присвячено вирішенню актуальної науково-прикладної проблеми аналізу та управління режимами роботи магістральних електричних мереж за умов структурної несиметрії з метою підвищення надійності та ефективності їхнього функціонування шляхом створення моделей та методів. В роботі удосконалено математичну модель трифазної ЛЕП, яка враховує вплив коронного розряду та грозозахисних тросів на рівень перенапруг за несиметричного режиму роботи ЛЕП та вперше результатами теоретично-експериментальних досліджень обґрунтовано, що для оптимізації режимів роботи електричних мереж в квазіреальному часі доцільно використовувати поряд з традиційними засобами також і КШР.

Для налаштування пристроїв керованої комутації з метою запобігання пошкодженню дугогасильних камер елегазового вимикача (ЕВ) вперше розроблено метод визначення часу вимкнення ЕВ, що контролює досягнення аперіодичними складовими фазних струмів нормативних значень зі збереженням послідовності фаз в момент набуття миттєвими значень струму нульових значень. Розроблено математичну модель КШР у вигляді залежностей струмів і напруг основної обмотки реактора відносно струму обмотки керування, що дає змогу враховувати сталу часу зміни потужності реактора на режими роботи магістральних електричних мереж.

З використанням визначених в реальному часі струмів КШР непошкоджених фаз ЛЕП НВН вперше розроблено метод визначення індуктивності статичного синхронного компенсатора з метою компенсації

міжфазної ємності за критерієм мінімуму часу циклу ОАПВ для мінімізації струму дуги короткого замикання та забезпечення точності задання моменту увімкнення від'єднаної фази.

Робота складається зі вступу, 6 розділів, загальних висновків, списку використаних джерел та додатків.

У вступі обґрунтовано актуальність теми дисертації, розкрито сутність і стан науково-технічної проблеми, що досліджується, наведено обґрунтування доцільності проведення досліджень, відображено зв'язок роботи з науковими програмами та планами НДР Інституту електродинаміки НАН України, сформульовано мету і завдання досліджень, наукову новизну і практичне значення отриманих результатів, зазначено особистий внесок здобувача, наведено відомості про апробацію роботи та публікації її результатів у наукових виданнях.

У першому розділі проаналізовано характерні особливості тривалих несиметричних режимів роботи МЕМ, викликаних структурною несиметрією, зокрема, при відключеннях однофазних ШР та АТ. Досліджено вплив фактору підвищення напруги в енергомережі понад допустимі рівні внаслідок зменшення споживання та недокомпенсації реактивної потужності в мережах вищої напруги. Підкреслено, що більш частими та тривалими стали випадки виходу з ладу електротехнічного обладнання МЕМ як внаслідок природних причин, так і через воєнні дії. При цьому часто ушкоджується лише одна фаза групи однофазного електрообладнання, наприклад, ШР та АТ, тобто виникає неповнофазний режим.

У другому розділі обґрунтовано використання КШР для створення керуючих впливів з метою оптимізації режимів роботи МЕМ за критерієм зниження сумарних технологічних витрат електричної енергії на її транспорт. Оптимізація режиму роботи МЕМ ґрунтується на вирішенні задач пошуку відповідних значень напруги та реактивної потужності. При цьому обирається кількість та склад пристроїв компенсації зарядної потужності, які реалізують отримані значення. Використовуючи сучасні керовані пристрої компенсації

зарядної потужності лінії електропередавання вдається досягти більш точного та глибокого регулювання і, відповідно, мінімізувати втрати активної потужності.

Запропоновано модель MEM для розв'язуваної оптимізаційної задачі. Усі існуючі режими роботи MEM, що відрізняються один від одного значеннями параметрів оптимізації та характеризуються певним набором параметрів системи та параметрів режиму її роботи, утворюють загальний простір пошуку розв'язків задачі багатоцільової оптимізації. Кожен стан характеризується певною встановленою потужністю засобів компенсації реактивної потужності в окремих вузлах мережі.

У третьому розділі обґрунтовано схеми транспозиції проводів повітряних ЛЕП MEM на основі запропонованого підходу до визначення коефіцієнтів несиметрії напруги за зворотною послідовністю а також розроблено метод визначення індуктивності СТАТКОМ для притлумлення струму дуги підживлення. Слід зазначити, що на сьогодні тривалість безструмової паузи ОАПВ ліній електропередавання вибирається з умов забезпечення гасіння вторинної дуги і подальшої деіонізації дугового проміжку за найтяжчих умов. Але реальний час гасіння дуги в сучасних електричних мережах зазвичай набагато (в 2-10 разів) менше ніж те значення, яке обирають на основі узагальнених експериментальних кривих. Так, на повітряній лінії 750 кВ приймають тривалість циклу спрацювання ОАПВ 1,0-1,5 с, хоча в переважній більшості випадків безструмова пауза ОАПВ може бути значно меншою. Затримка повторного ввімкнення по відношенню до фактичного моменту гасіння дуги знижує ефективність ОАПВ з точки зору забезпечення стійкості системи. З іншого боку, вибрані витримки часу не виключають неуспішних повторних включень при стійкому характері ушкодження. Такі включення на ушкодження призводять до збільшення числа впливів екстремальних значень струму на силове і комутаційне устаткування, і, як наслідок, зменшення міжремонтних термінів його експлуатації.

Корекція різниці між параметрами фаз на одному кроці транспозиції не компенсує їх повністю упродовж всього циклу, оскільки на кожному з кроків лінія знаходиться в різних умовах. Еквівалентні параметри фаз лінії для кожного циклу в загальному випадку будуть різними. Чим більша довжина лінії і вище її значення номінальної напруги, тим більша несиметрія, що може вносити суттєві корективи у розрахунках компенсації. Отже, схеми транспозиції ліній НВН необхідно обирати не тільки, виходячи із забезпечення допустимого рівня несиметрії в нормальному режимі, але й створення умов для успішного гасіння дуги підживлення та ліквідація резонансних перенапруг під час усунення однофазних дугових замикань під дією ОАПВ.

Досліджено особливості електромагнітних перехідних процесів в електричній мережі на різних стадіях циклу ОАПВ ліній електропередачі надвисокої напруги з ШР та їх вплив на вибір стратегії інтелектуального ОАПВ. Розроблено універсальну модель ЛЕП НВН із ШР в циклі ОАПВ, що відрізняється від традиційних моделей універсальністю врахування вільного процесу в ЛЕП у паузі циклу ОАПВ і формує основу дослідження комутаційних перенапруг. Вперше теоретично обґрунтовано ефективність стратегії автоматичного повторного включення ЛЕП НВН з ШР, що передбачає дотримання двох ключових умов: повторне включення повинно здійснюватися в момент переходу кривої напруги на контактах вимикача через нуль, і вибраний момент включення повинен розташовуватися в околі мінімуму огибаючої. Обґрунтовано, що така стратегія АПВ є ефективною з огляду на притлумлення перенапруг в електричній мережі.

Розроблено нові способи інтелектуального однофазного та трифазного автоматичного повторного включення, що перевершують за ефективністю та надійністю відомі способи. Показано, що при повторному включенні відключеної фази в циклі ОАПВ найбільш ефективною стратегією для притлумлення перенапруг є повторне включення в момент переходів через нуль кривої напруги на контактах відключеного полюса вимикача поблизу мінімуму цієї напруги. Зазначається, що на відміну від ОАПВ, особливістю трифазного

АПВ (ТАПВ) є забезпечення оптимальних умов включення кожної фази і узгодження моментів включення фаз між собою. Запропоновано та обґрунтовано нову оптимальну стратегію ТАПВ. Дослідження нових способів інтелектуального ОАПВ і ТАПВ, що реалізують запропоновані стратегії інтелектуального ОАПВ, показали їхню перевагу над відомими способами ефективності зниження комутаційних перенапруг і надійності. Описано принципи врахування електромеханічних характеристик високовольтичних вимикачів на алгоритми інтелектуального ОАПВ. Розроблено адаптивні алгоритми прецизійного прогнозування багатокомпонентних сигналів вільного процесу в паузі циклу ОАПВ, що гарантують оптимальні умови комутації при повторному включенні ЛЕП.

У четвертому розділі наведено опис розробленого методу визначення часових інтервалів процесу керованого вимкнення елегазового вимикача, що забезпечує досягнення аперіодичними складовими фазних струмів нормативних значень при збереженні послідовності фаз на момент набуття миттєвими значеннями струму нульових значень.

Сформульовано принципи керованої комутації ШР. Показано, що основними проблемами у разі комутації ШР є виникнення струмів зі значною аперіодичною складовою при включенні та повторному запалюванні дуги на контактах вимикача, а також наступні перенапруги у разі відключень. Для зниження інтенсивності перехідних комутаційних процесів застосовано пристрої керованої комутації, що забезпечують включення і відключення ШР у задану фазу комутації.

Розглянуто фактори, що впливають на точність комутації та способи їх врахування. Вирізняють такі основні фактори: 1) температура навколишнього середовища; 2) тиск робочої рідини або газу у приводі; 3) напруга живлення електричних кіл електромагнітів управління вимикача; 4) час безопераційного простою вимикача; 5) знос контактів вимикача під час експлуатації. Вплив цих факторів зазвичай є характерними кривими, які визначаються експериментально окремо для операцій включення та відключення. У тих

випадках, коли дія високовольтних вимикачів залежить від них суттєво, і залежність часу його дії не може бути задана певною функцією, вимикач не придатний для цілей керованої комутації. При розробці пристрою керованої комутації залежності відхилення часу дії вимикача від умов роботи вимикача мають бути експериментально визначені та внесені до пам'яті пристрою. Розроблений пристрій керованої комутації відстежує момент замикання електричного кола для контролю зміни характеристик високовольтного вимикача з часом.

У розділі п'ятому виконано аналіз перехідного процесу при включенні фази реактора, розглядаючи його як накладання часткових процесів.

Моделюванням несиметричних режимів роботи ЛЕП НВН досліджені особливості появи небезпечних квазістаціонарних перенапруг резонансного характеру на ізоляції «фаза–земля» вимкненої фази залежно від довжини ЛЕП. Навіть якщо значення напруги «фаза–земля» не становить особливої небезпеки, шляхом моделювання потрібно перевіряти напругу на поздовжній ізоляції вимикача лінії під час перехідних процесів у неповнофазних режимах. Це дозволяє попередньо обґрунтувати доцільність реалізації спеціальних заходів щодо попередження небезпечних перенапруг.

Досліджений та рекомендований для використання на практиці за неповнофазного режиму лінії перехід на кінцевих підстанціях із повнореакторного режиму в неповнореакторний для однойменних фаз груп ШР, що дозволяє вивести ЛЕП НВН критичної довжини із резонансних умов та уникнути аномальних перенапруг під час безструмової паузи ОАПВ без застосування спеціальних заходів.

В розділі показано, що порівняно з традиційним використанням чотирипроменевої схеми ввімкнення ШР через компенсаційний реактор (КР) зі ступінчастим регулюванням для відлаштування від резонансних умов, плавна зміна індуктивності КШР дозволяє досягти цілі ефективніше. Це пояснюється як безпосереднім впливом на еквівалентні параметри контуру, так і розширеним діапазоном зміни значення індуктивності. Тому рекомендовано під

час вирішення проектної задачі оптимізації режимів неоднорідних електричних мереж застосуванням КШР враховувати також можливість використання цих пристроїв для обмеження резонансних перенапруг під час квазістаціонарних режимів.

Для обмеження аперіодичної складової струму повітряної лінії із реакторами за наявності розрахунків можна запропонувати:

- відмову від комутування ПЛ із небажаною кількістю реакторів;
- використання вимикачів з передвімкненим резистором;
- використання вимикачів з керованою комутацією.

Простіше рішення, як правило, – це керована комутація, але через свою недостатню точність, сферу її ефективності обмежено порівняно вузьким діапазоном варіації коефіцієнтів компенсації K , поза межами якого слід застосовувати інші технічні рішення: відмова від комутування ПЛ із небажаною кількістю реакторів або застосування резисторів.

У шостому розділі розглянута задача забезпечення стійкості електроенергетичних систем (ЕЕС), яка є актуальною внаслідок виникнення нових умов функціонування ЕЕС та впровадження в експлуатування сучасного устаткування, що впливає на режими роботи ЕЕС. Тому в царині планування та керування режимами роботи ЕЕС необхідні подальші дослідження питань стосовно забезпечення стійкості та ефективності функціонування ЕЕС за умов несиметричних режимів роботи. Традиційно методи, які використовуються для визначання граничних режимів, орієнтовані на симетричні режими, у той час, як було показано вище, в сучасних магістральних електромережах можуть мати місце значні поперечні та поздовжні несиметрії різного походження.

Запропоновано та обґрунтовано спосіб симетрування неповнофазного режиму регулюванням КШР із контролем значення напруги цієї лінії. Визначено діапазон співвідношень між допустимими значеннями високої та низької напруги обмоток АТ, у яких коефіцієнт несиметрії не перевищує 2 % під час вимкнення однієї фази АТ. Запропоновано спосіб симетрування режиму роботи неповної фази зменшенням струмів зворотної та нульової

послідовностей. Таке симетрування зменшує перевантаження решти фаз АТ і збільшує пропускну здатність лінії електропередавання.

Ключові слова: керовані шунтувальні реактори; аперіодична складова струму; компенсація реактивної потужності; внутрішні перенапруги; керована комутація; транспозиція проводів.

ANNOTATION

Kuchansky V.V. Analysis and Control of Operating Conditions in Main Electrical Networks with Structural Asymmetry. – Manuscript.

Dissertation submitted for the degree of Doctor of Technical Sciences in specialty 05.14.02 – Power Plants, Networks, and Systems. – Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine, Kyiv, 2025.

This dissertation is dedicated to advancing the theoretical framework for the analysis and optimization of operating conditions (both normal and fault conditions) and electromagnetic transients in modern extra-high voltage (EHV) main electrical networks. The work theoretically substantiates the need to identify a set of natural and artificial factors that define the boundaries of stable operating regions, representing the necessary and sufficient conditions for system operation within these zones. A systematic framework of scientific methods and research approaches has been developed, based on mathematical modeling, to enhance the reliability and efficiency of modern controlled high-capacity power transmission lines.

The dissertation consists of an introduction, six sections, general conclusions, a list of references, and appendices. The introduction justifies the relevance of the research topic, outlines the nature and current state of the scientific problem, and substantiates the need for the research. It also describes the work's connection to scientific programs and R&D plans of the Institute of Electrodynamics, formulates the research goals and objectives, and details the scientific novelty and practical significance of the results. The author's personal contribution, the dissemination of the work's results, and a list of publications are also provided.

A delay in reclosing relative to the moment of arc extinction reduces the effectiveness of Single-Phase Automatic Reclosing (SPAR) in ensuring system stability. Conversely, preset time delays do not prevent unsuccessful reclosing attempts during permanent faults. Such reclosing into a fault increases the number of high-current events affecting power and switching equipment, thereby reducing its operational lifespan between repairs. Correcting phase parameter differences at a single transposition step does not fully compensate for them over the entire cycle, as the line operates under different conditions at each step. Consequently, the equivalent phase parameters for each cycle will generally differ. The asymmetry increases with line length and nominal voltage, which can significantly affect compensation calculations. Therefore, the transposition schemes for EHV lines must be selected not only to ensure permissible asymmetry in normal operation but also to create conditions for successful secondary arc extinction and elimination of resonant overvoltages during single-phase-to-ground faults cleared by SPAR. The characteristics of electromagnetic transients during various stages of the SPAR cycle on EHV lines with shunt reactors (SRs) and their influence on selecting an intelligent SPAR strategy have been studied. A universal model of an EHV power line with SRs in a SPAR cycle has been developed. It differs from traditional models by its comprehensive consideration of the free component of the transient during the SPAR dead time and serves as a basis for studying switching overvoltages.

For the first time, the effectiveness of an automatic reclosing strategy for EHV lines with SRs is theoretically substantiated. This strategy relies on two key conditions: reclosing must occur at the zero-crossing of the voltage across the circuit breaker contacts, and the reclosing instant must be near the minimum of the voltage envelope. It is demonstrated that such a strategy is effective in suppressing overvoltages. New methods for intelligent single-phase and three-phase automatic reclosing have been developed, which are superior in efficiency and reliability to existing methods. It is shown that for reclosing a disconnected phase, the most effective overvoltage suppression strategy is to reclose at a zero-crossing of the voltage on the contacts of the disconnected pole, near the minimum of this voltage.

To reduce the intensity of switching transients, controlled switching devices are used to ensure the energization and de-energization of SRs at a specific phase angle. Factors affecting switching accuracy, such as ambient temperature, operating fluid/gas pressure, control solenoid supply voltage, breaker idle time, and contact wear, are considered and methods for their compensation are analyzed. When developing a controlled switching device, the deviation of the breaker's operating time due to these factors must be experimentally determined and stored in the device's memory. A controlled switching device has been developed that monitors the circuit closing instant to adapt to changes in the high-voltage breaker's characteristics over time.

The fifth section analyzes the transient process when a reactor phase is energized, treating it as a superposition of partial processes. By modeling asymmetric operating conditions of the EHV line, the characteristics of dangerous quasi-stationary resonant overvoltages on the phase-to-ground insulation of the disconnected phase were investigated as a function of line length. This allows for the preliminary justification of special measures to prevent dangerous overvoltages. To limit the aperiodic current component in an overhead line (OHL) with reactors, solutions such as avoiding switching configurations with an unfavorable number of reactors, using circuit breakers with pre-insertion resistors, or employing controlled switching are proposed, based on supporting calculations. Controlled switching is often the simplest solution, but its limited accuracy restricts its effective application to a narrow range of compensation coefficients (CC).

The sixth section addresses the problem of ensuring the stability of Electric Power Systems (EPS), a relevant issue due to new operating conditions and the integration of modern equipment. It is shown that traditional methods for determining stability limits are focused on symmetrical conditions, whereas modern main power networks can experience significant transverse and longitudinal asymmetries. A method for balancing open-phase conditions by regulating a Controlled Shunt Reactor (CSR) while monitoring the line voltage is proposed and justified. A method for balancing the

open-phase operating mode by reducing negative and zero sequence currents is also proposed. Such balancing reduces the overload on the remaining phases of the Autotransformer (AT) and increases the transmission line's capacity.

Keywords: controlled shunt reactors, FACTS, SPAR, aperiodic current component, reactive power compensation, internal overvoltages, controlled switching, capacity, natural power, parametric optimization, wire transposition.

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА

1. **Кучанський В.В.**, Малахатка Д.О.. Заходи та технічні засоби підвищення ефективності режимів роботи магістральних електричних мереж. Вінниця: ГО «Європейська наукова платформа», 2021. 121 с.(Особистий внесок - написання 2 розділів з 3-х).
2. Зайцев Є.О., **Кучанський В.В.**, Гунько І.О. Підвищення експлуатаційної надійності та ефективності роботи електричних мереж та електроустаткування. Вінниця: ГО «Європейська наукова платформа», 2021. 121 с. (Особистий внесок – написання 1 розділу з 3-х).
3. Кузнецов В. Г., Тугай Ю. І., **Кучанський В. В.** Анормальні перенапруги в магістральних електричних мережах з джерелами спотворень. Одеса : Видавничий дім "Гельветика", 2025. 170 с. DOI: 10.35668/978-617-554-449-(Особистий внесок – написання 2 розділів з 4-х).
4. Кузнецов В.Г., Тугай Ю.І., **Кучанський В.В.** Вплив коронного розряду на кратність внутрішніх перенапруг у магістральних електричних мережах. *Технічна електродинаміка*. 2017. №6. С.55–60. doi.org/10.15407/techned2017.06.055 **Indexed in SCOPUS**. (Особистий внесок – проведення досліджень для вивчення умов виникнення внутрішніх перенапруг з врахуванням впливу коронного розряду, що виникають в циклі спрацьовування ОАПВ).
5. Тугай Ю.І., **Кучанський В.В.**, Тугай І.Ю. Застосування керованих пристроїв компенсації зарядної потужності ЛЕП НВН в електричних мережах. *Технічна електродинаміка*. 2021. №1. С. 53–58. doi.org/10.15407/techned2021.01.053. **Indexed in SCOPUS**. (Особистий внесок – проведення досліджень для вивчення впливу керованої поперечної компенсації реактивної потужності на електромагнітні перехідні процеси за умов комутацій компенсованих ЛЕП НВН) .

6. **Kuchansky V.**, Malakhatka D., Dumenko V., Denissova N., Yeraliyeva B. Assessment of the phase-by-phase transmission line effect asymmetry on power transfer capability in open phase mode. *Przegląd Elektrotechniczny*. 2021. № 9. P. 50–53. <http://dx.doi.org/10.15199/48.2021.09.11>. **Indexed in SCOPUS**. (Особистий внесок – розроблено математичну модель ЛЕП НВН з врахуванням фактичної схеми транспозиції для оцінювання впливу поздовжньої несиметрії на пропускну здатність).

7. **Kuchansky V.**, Rubanenko O., Influence assesment of autotransformer remanent flux on resonance overvoltage. *UPB Scientific Bulletin, Series C: Electrical Engineering and Computer Science*. 2020. №82(3). P. 233-250. **Indexed in SCOPUS**. (Особистий внесок – розроблено математичні моделі ЛЕП НВН та групи однофазних АТ для аналізу початкових умов комутацій).

8. **Kuchansky V.**, Satyam P., Rubanenko O., Hunko I., Measures and technical means for increasing efficiency and reliability of extra high voltage transmission lines. *Przegląd Elektrotechniczny*. 2020. № 11. P. 135–141. doi:10.15199/48.2020.03.27. **Indexed in SCOPUS**. (Особистий внесок – розроблено математичні моделі компенсованих ЛЕП НВН для порівняльного аналізу заходів та технічних засобів притлумлення аперіодичної складової струму).

9. Khasawneh, A.; Qawaqzeh, M.; **Kuchansky V.**; Rubanenko, O.; Miroshnyk, O.; Shchur, T.; Drechny, M. Optimal Determination Method of the Transposition Steps of An Extra-High Voltage Power Transmission Line. *Energies* 2021. №14. 6791-6820. <https://doi.org/10.3390/en14206791> **Indexed in SCOPUS**. (Особистий внесок – розроблено метод визначення кроків транспозиції ЛЕП НВН для мінімізації поздовжньої несиметрії).

10. Belik M., **Kuchansky V.**, Rubanenko O. The Method of the Secondary Arc Suppression in Cycle Single-Phase Auto Reclose with High-Level Penetration Renewable Energy Sources. *Energies*. 2023. №16. **Indexed in SCOPUS**. <https://doi.org/10.3390/en16196880> (Особистий внесок – розроблено метод

вибору опорів компенсаційного реакторів з врахуванням впливу реальної транспозиції проводів ЛЕП НВН).

11. Al_Issa, H.A., Drechny, M., Trrad, I., Qawaqzeh, M., **Kuchansky V.**, Rubanenko, O., Kudria, S., Vasko, P., Miroshnyk, O., Shchur, T. Assessment of the Effect of Corona Discharge on Synchronous Generator Self-Excitation. *Energies*. 2022, №15. P. 20–41. <https://doi.org/10.3390/en15062024>. **Indexed in SCOPUS**.

(Особистий внесок – розроблено математичні моделі КШР для виводу лінії електропередавання з областей самозбудження синхронних генераторів).

12. **Кучанський В.В.**, Малахатка Д.О. Параметрична оптимізація режимів роботи магістральних електричних мереж за критерієм втрат активної потужності. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. вип. 59. С. 72–81. doi:10.15407/publishing2021.59.072. (Особистий внесок – розроблено метод оптимізації режиму роботи МЕМ за критерієм втрат активної потужності).

13. **Кучанський В.В.**, Малахатка Д.О. Оцінювання впливу несиметрії лінії електропередавання надвисокої напруги на визначення параметрів компенсаційного реактора. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2020. № 57. С. 15–26. <https://doi.org/10.15407/publishing2020.57.015> (Особистий внесок – оцінено вплив фактичної схеми транспозиції ЛЕП НВН на вибір опору компенсаційних реакторів по умові гасіння вторинної дуги).

14. **Кучанський В.В.** Застосування концепції SMART GRID з метою збільшення пропускної здатності лінії електропередачі надвисокої напруги. *Праці інституту електродинаміки національної академії наук України*. 2020. № 55 С. 40– 45. (Особистий внесок – оцінено керованої поперечної компенсації реактивної потужності на натуральну потужність та пропускну здатність ЛЕП НВН).

15. Тугай Ю.І., **Кучанський В.В.**, Лиховид Ю.Г. Вплив початкових умов на перехідні процеси при комутаціях автотрансформаторів. *Вісник Харківського національного технічного університету імені Петра Василенка*

«Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України». 2019 № 203 С.59-60. (Особистий внесок – оцінив залишкового намагнічування АТ на умови виникнення резонансних перенапруг на вищих гармонійних складових).

16. **Кучанський В.В.**, Савицький О.В. Технічні засоби подавлення резонансних явищ в електричних мережах. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2021. № 60. С. 044. DOI: doi:10.15407/publishing2021.60.044.(Особистий внесок – оцінено вплив зміни ступеня компенсації зарядної потужності ЛЕП НВН на умови виникнення параметричного самозбудження синхронних генераторів).

17. Belik M., **Kuchansky V.**, Rubanenko O. Method for determining the resonant frequencies of extra high voltage power transmission line. *Przegląd elektrotechniczny*. 2023. No. 10. P. 39–42. DOI: doi:10.15199/48.2023.10.7. **Indexed in SCOPUS**. (Особистий внесок – розроблено метод визначення резонансних частот ЛЕП НВН для аналізу умов виникнення внутрішніх перенапруг).

18. **Кучанський В. В.** Застосування автоматичного шунтування фаз для подавлення повторної дуги в паузі ОАПВ лініях електропередавання надвисокої напруги. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2019. № 1. С. 49-55. (Особистий внесок – розроблено технічний засіб подавлення вторинної дуги підживлення в паузі ОАПВ).

19. Тугай Ю. І., **Кучанський В. В.**, Мельничук В. А. Застосування передвключених активних опорів для подавлення резонансних перенапруг у несинусоїдальних режимах ліній електропередач. *Енергетика та комп'ютерно-інтегровані технології в АПК*. 2017. № 1 (6). С. 7-9. (Особистий внесок – розроблено технічний захід притлумлення аперіодичної складової струму за умов комутацій компенсованих ліній ЛЕП НВН).

20. Кузнецов В.Г., Тугай Ю.І., Кошман В.І., **Кучанський В.В.**, Сабарно Л.Р., Тугай І.Ю., Шполянський О.Г., Нікішин Д.А. Розробка методів і моделей аналізу аномальних режимів електричних мереж з метою їх оптимізації. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2019.

№ 54. С. 19-28. (Особистий внесок – розроблено математичну модель АТ для аналізу умови виникнення та розвитку внутрішніх перенапруг).

21. **Кучанський В.В.** Запобігання резонансним перенапругам у несинусоїдальних режимах магістральних електричних мереж. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. 2017. № 46. С. 6–13. (Особистий внесок – проведено аналіз тривалих несиметричних режимів у магістральних електричних мережах у разі аварійного вимкнення однофазних АТ).

22. **Кучанський В.В.** Керована комутація елегазовими вимикачами в магістральних електричних мережах. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. 2017. № 48 С. 38– 43. (Особистий внесок – розроблено метод визначення оптимальних моментів комутації ЕВ з урахуванням аперіодичних складових струму).

23. **Kuchanskyi V.V.** Phase structure influence estimation of the extra high voltage line on abnormal resonance overvoltages. *Proceedings of the Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine*. 2019. No. 52 P. 22-27. (Особистий внесок – розроблено модель ЛЕП НВН для аналізу конструктивних особливостей на умови виникнення резонансних перенапруг на вищих гармонійних складових).

24. **Кучанський В.В.,** Кузнецов В.Г., Тугай Ю.І., Шполянський О.Г, Тугай І.Ю. Обмеження резонансних перенапруг при підключенні до лінії ненавантаженого автотрансформатора. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. 2015. № 1. С. 110 – 116. (Особистий внесок – розроблено математичну модель трифазної лінії електропередавання для аналізу резонансних перенапруг).

25. **Kuchansky V.V.** The prevention measure of resonance overvoltages in open-phase mode in extra high voltage transmission lines. *Proceedings of the Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine*. 2017. No. 47. P. 23 – 28. (Особистий внесок – показано доцільність використання неповнореакторного режиму для уникнення небезпечних перенапруг під час безструмових пауз ОАПВ).

26. **Кучанський В.В.** Експрес-оцінка резонансних перенапруг в аномальних режимах магістральних електричних мереж. *Вісник Університету "Львівська Політехніка" Серія: Електроенергетичні та електромеханічні системи*. 2016. № 840. С. 67 – 71. (Особистий внесок – проаналізовано умови гасіння дуги під час однофазних замикань ліній ЛЕП НВН).

27. **Кучанський В.В.** Дослідження резонансних перенапруг у магістральних електричних мережах 750 кВ з несинусоїдальним джерелом спотворення за допомогою штучної нейронної мережі. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. 2018. № 49. С. 10– 17. (Особистий внесок – розроблено штучну нейронну мережу для аналізу умов виникнення резонансних перенапруг спричинених за умов комутацій ненавантажених АТ).

28. **Kuchanskyi V.V.** Abnormal resonance overvoltages in main power electrical networks with sources of distortions. *Proceedings of the Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine*. 2018. No. 50. P. 27–37. (Особистий внесок – зроблено літературний огляд резонансних перенапруг в паузі ОАПВ та за умов комутацій ненавантажених однофазних АТ).

29. Кузнецов В.Г., Тугай Ю.І., **Кучанський В.В.**, Лиховид Ю.Г., Мельничук В.А. Резонансні перенапруги у несинусоїдному режимі магістральної електричної мережі. *Електротехніка та електромеханіка*. 2018. № 2 С. 69 – 73. DOI: 10.20998/2074-272X.2018.2.12 (**Indexed in Web of Science**). (Особистий внесок – розроблено метод визначення областей існування внутрішніх перенапруг парної кратності за умов комутації ненавантаженого АТ).

30. **Кучанський В.В.**, Зайцев Є.О., Коваленко О.М. Аналіз експериментальних оцінок втрат потужності на коронування повітряних міжсистемних ліній електропередавання. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2024. № 4. С. 22–29. (Особистий внесок – розроблено

математичну модель ПЛ з врахуванням впливу коронного розряду для визначення втрат активної потужності).

31. **Кучанський В. В.**, Тугай Ю.І., Тугай І.Ю. Обґрунтування конструкції розщепленої фази повітряних міжсистемних ліній електропередавання. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2024. № 6. С. 27–33. (Особистий внесок – запропонована конструкція розщепленої фази ЛЕП НВН).

32. **Кучанський В.В.**, Кузнецов В.Г., Кошман В., Сабарно Л., Севастюк І. Аналіз електромагнітних перехідних процесів під час комутацій ліній електропередавання надвисокої напруги та автотрансформаторів. *Herald of Khmelnytskyi National University. Technical Sciences*, 2025. 347(1), 182-188. <https://doi.org/10.31891/2307-5732-2025-347-25> Особистий внесок – розроблено математичні моделі ЛЕП НВН та АТ для аналізу резонансних перенапруг за умов комутування ненавантажених АТ.

33. **Kuchanskyy V. V.** The application of controlled switching device for prevention resonance overvoltages in nonsinusoidal modes. 2017 IEEE 37th International Conference on Electronics and Nanotechnology (ELNANO): In Proc. of the Int. Conf. Kyiv, 2017. Pp. 394–399. (Особистий внесок – розроблено метод визначення моментів комутації ЕВ з урахуванням характеристик аперіодичної складової струму).

34. **Kuchanskyy V.**, Rubanenko O., Hunko I. Autoparametric Self-Excitation of Even Harmonics in Extra High Voltage Transmission Lines. 2021 IEEE PES/IAS PowerAfrica: In Proc. of the Int. Conf. 2021. Pp. 1–5. doi: 10.1109/PowerAfrica52236.2021.9543263. 9. (Особистий внесок – розроблено метод керованої комутації елегазових вимикачів для комутацій ШР та АТ).

35. **Kuchanskyy V.**, Zaitsev I. O. Corona Discharge Power Losses Measurement Systems in Extra High Voltage Transmissions Lines. 2020 IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS): In Proc. of the Int. Conf. Kyiv, 2020. Pp. 48–53. doi: 10.1109/ESS50319.2020.9160088. (Особистий внесок – одержано аналітичні вирази визначення технологічних втрат активної

потужності та емпіричні вирази втрат активної потужності на коронування проводів ЛЕП НВН).

36. **Kuchanskyy V.** Influence of Transmission Line Wire Transposition on Asymmetry Levels and Power Transfer Capability. 2020 IEEE Congreso Bienal de Argentina (ARGENCON): In Proc. of the Int. Conf. 2020. Pp. 1–8. doi: 10.1109/ARGENCON49523.2020.9505391. (Особистий внесок – оцінено вплив схеми транспозиції фаз на пропускну здатність ЛЕП НВН).

37. **Kuchanskyy V.** Application of Controlled Shunt Reactors for Suppression Abnormal Resonance Overvoltages in Assymetric Modes. 2019 IEEE 6th International Conference on Energy Smart Systems (ESS): In Proc. of the Int. Conf. 2019. Pp. 122–125. (Особистий внесок – розроблено модель для оцінювання впливу КШР для розлагодження резонансного контуру).

38. **Kuchanskyy V., Rubanenko O., Cosovic M., Hunko I.** Analyzing the Effects of Abnormal Resonance Voltages using Artificial Neural Networks. 2022 21st International Symposium INFOTEN-JAHORINA (INFOTEN): In Proc. of the Int. Conf. 2022. Pp. 1–6. doi: 10.1109/INFOTEN53737.2022.9751253. (Особистий внесок – розроблено штучну нейронну мережу для визначення характеристик резонансних перенапруг на вищих гармонійних складових).

39. Belik M., **Kuchanskyy V., Yuri L., Rubanenko O.** Optimal Value Determining Method of Parameters Compensating Devices of Bulk Electric Networks. 2022 IEEE 8th International Conference on Energy Smart Systems (ESS): In Proc. of the Int. Conf. Kyiv, 12–14 Oct. 2022. Pp. 63–68. doi: 10.1109/ESS57819.2022.9969291. (Особистий внесок – розроблено метод визначення оптимальних значень реактивної потужності КШР.)

40. Буткевич О.Ф., **Кучанський В.В.** Забезпечення ефективного функціонування енергосистеми в неповнофазних режимах. Electrical and Power Engineering and Electromechanics (EPEE 2023): матеріали міжнар. наук.-практ. конф., м. Одеса, 15 черв. 2023 р. Одеса, 2023. С. 26–28. (Особистий внесок – розроблено позиційну модель електроенергетичної системи для аналізу неповнофазних режимів роботи MEM).

41. Blinov I.V., Zaitsev I.O., **Kuchanskyy V.V.** Problems, methods and means of monitoring power losses in overhead transmission lines. Systems, Decision and Control in Energy I / editors: Babak V.P., Isaienko V., Zaporozhets A.O. Springer, 2020. P. 123-136). (Особистий внесок – розроблено метод визначення складових сумарних втрат активної потужності ПЛ НВН).

42. **Kuchanskyy V.V.**, Malakhatka D.O, Blinov I. Efficiency increase of open phase modes in bulk electrical networks. Systems, Decision and Control in Energy II/ editors: Zaporozhets A.O., Artemchuk V. Springer, 2021. P. 31-48. (Особистий внесок – розроблено імітаційну модель ЛЕП НВН для аналізу повторної дуги підживлення в паузі ОАПВ).

43. **Kuchanskyy V.**, Malakhatka D., Zaporozhets A. Operating modes optimization of bulk electrical power networks: structural and parametrical methods. Power systems research and operation: Selected problems / editors: Kyrylenko O., Zharkin A. and other. Springer, 2021, P. 99- DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-030-82926-1_5 (Особистий внесок – розроблено метод аналізу неповнофазних режимів роботи MEM).

44. **Kuchanskyy V.**, Tereshchuk V. Method of regulating the operating modes of main electrical systems in terms of voltage and reactive power. Systems, Decision and Control in Energy III / editors: Zaporozhets A. Springer, 2021. P. 23–38 DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-030-87675-3_2 (Особистий внесок – розглянуто особливості використання керованих пристроїв компенсації реактивної потужності в неповнофазних режимах роботи).

45. **Kuchanskyy V.**, Butkevych O. On effective use's ensuring of high-voltage electrical networks under non-full phase operational conditions. Power systems research and operation: Selected problems / editors: Kyrylenko O., Denysiuk, S. and other. Springer, 2024, P. 31 – 48. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-031-44772-3_2 (Особистий внесок – розроблено методи аналізу несиметричних режимів з оцінюванням впливу несиметрії на АТ).

46. **Кучанський В. В.**, Малахатка Д.О. Лінія електропередавання надвисокої напруги: пат. 148092 Україна. МПК H02J 3/26 /, № u 2021 01412; заявл. 19.03.2021 ; опубл. 01.07.2021, Бюл. № 26. 1 с. (Особистий внесок – запропоновано неповний цикл транспозиції проводів ЛЕП НВН).

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	28
ВСТУП	30
РОЗДІЛ 1 ОСОБЛИВОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ МАГІСТРАЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ЗА УМОВ СТРУКТУРНОЇ НЕСИМЕТРІЇ	40
1.1 Вплив структурної несиметрії на надійність та ефективність експлуатаційних режимів магістральних електричних мереж	41
1.2 Оптимізація нормальних та аномальних режимів систем передавання змінного струму	53
1.3 Особливості виконання комутацій елегазовими вимикачами в електричних мережах надвисокої напруги	59
1.4 Дослідження умов виникнення резонансних перенапруг під час комутування режимів за умов структурної несиметрії	63
1.5 Висновки до розділу	70
РОЗДІЛ 2. МОДЕЛІ ТА МЕТОДИ ОПТИМІЗАЦІЇ РЕЖИМІВ МАГІСТРАЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ЗА ДОПОМОГОЮ КЕРОВАНОЇ КОМПЕНСАЦІЇ	73
2.1 Керована компенсація зарядної потужності ЛЕП НВН	73
2.2 Застосування керованих шунтувальних реакторів для управління міжсистемними перетоками електроенергії	82
2.3 Заходи для зниження втрат активної потужності в лініях електропередавання надвисокої напруги	91
2.4 Аналіз техніко-економічних показників використання засобів керованої компенсації реактивної потужності	108
2.5 Особливості конструкції повітряних міжсистемних ліній електропередавання при наявності в них керованих пристроїв компенсації реактивної потужності	135

2.6 Висновки до розділу	149

РОЗДІЛ 3. МОДЕЛІ ТА МЕТОДИ АНАЛІЗУ НЕСИМЕТРИЧНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ МАГІСТРАЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

3.1 Визначення пропускної здатності магістральної електричної мережі в неповнофазному режимі	151
3.2 Використання технічних засобів для запобігання резонансним перенапруг в умовах структурної несиметрії	162
3.3 Вибір параметрів компенсаційного реактора за характеристиками структурної несиметрії лінії електропередавання надвисокої напруги	171
3.4 Метод визначення оптимальних кроків транспозиції лінії електропередавання надвисокої напруги	180
3.5 Висновки до розділу	189

РОЗДІЛ 4. КОРИГУВАННЯ СТРУКТУРНОЇ НЕСИМЕТРІЇ ЗАСОБАМИ КЕРОВАНОЇ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

4.1 Дослідження неповнофазних режимів роботи електричних мереж із групами однофазних АТ	191
4.2 Математична модель керованого шунтувального реактора при наявності структурної несиметрії МЕМ	202
4.3 Принципи корекції неповнофазних режимів МЕМ	206
4.4 Забезпечення функціонування МЕМ в умовах структурної несиметрії	208
4.5 Висновки до розділу	213

РОЗДІЛ 5. ДОСЛІДЖЕННЯ ЕЛЕКТРОМАГНІТНИХ ПЕРЕХІДНИХ ПРОЦЕСІВ КОМПЕНСОВАНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ

НАДВИСОКОЇ НАПРУГИ

5.1 Особливості виконання комутацій в електричних мережах надвисокої напруги	215
5.2 Заходи подавлення аперіодичної складової струму	220
5.3 Моделювання електромагнітних перехідних процесів під час трифазного АПВ лінії електропередавання надвисокої напруги	229
5.4 Висновки до розділу	235

РОЗДІЛ 6. РОЗВИТОК ВНУТРІШНІХ ПЕРЕНАПРУГ У МЕМ ТА ДОСЛІДЖЕННЯ МЕТОДІВ ЇХ ПОПЕРЕДЖЕННЯ

6.1 Аналіз електромагнітних перехідних процесів під час комутацій ЛЕП НВН та АТ	237
6.2 Особливості виникнення резонансних перенапруг на другій гармонічній складовій	242
6.3 Умови виникнення самозбудження генераторів в ненавантажених режимах ліній електропередавання надвисокої напруги	255
6.4 Висновки до розділу	261

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

ДОДАТОК А Список публікацій здобувача за темою дисертації

та відомості про апробацію результатів дисертації

ДОДАТОК Б Акти впровадження результатів роботи

ДОДАТОК В Оцінювання впливу пофазної несиметрії лінії електропередавання надвисокої напруги на визначення опору компенсаційного реактору

ДОДАТОК Г Патент на корисну модель

ДОДАТОК Д Керована комутація елегазового вимикача як засіб обмеження резонансних перенапруг на вищих гармонійних складових

ДОДАТОК Е Технічні рішення для обмеження аперіодичної складової струму в перехідних режимах

ДОДАТОК Ж Імітаційні моделі MEM у середовищі Simscape 323
Electrical MATLAB/Simulink

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

FACTS	– Flexible AC Transmission Systems
АП	– аномальні перенапруги
АТ	– автотрансформатор
АЧХ	– амплітудно-частотна характеристика
ВМ	– вимірювальні системи
ВН	– висока напруга
ГСПЗС	– гнучка система передачі змінним струмом
ДС	– джерело струму
ЕРС	– електрорушійна сила
ЕС	– електрична система
ЗП	– зарядна потужність
КЗ	– коротке замикання
КР	– компенсаційний реактор
КШР	– керований шунтувальний реактор
ЛЕП	– лінія електропередавання
ЛЕП НВН	– лінія електропередавання надвисокої напруги
ЛП	– лінійне програмування
НПФР	– неповнофазний режим роботи
МАП	– метод апроксимуючого програмування
ОАПВ	– однофазне автоматичне повторне включення
ОЕС	– об'єднана енергосистема
ОПН	– нелінійний обмежувач перенапруг
ПА	– протиаварійна автоматика
ПС	– підстанція
ПЛ	– повітряна лінія
РУР	– рівняння усталеного режиму
СТАТКОМ	– статичний синхронний компенсатор реактивної

	потужності
ТАПВ	– трифазне автоматичне повторне включення
ШР	– шунтувальний реактор

ВСТУП

ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОБОТИ

Обґрунтування вибору теми дослідження. В умовах сьогодення проблема підвищення надійності та ефективності функціонування магістральних електричних мереж (МЕМ) України набула особливої гостроти. Пошкодження електроустаткування окремих фаз електричних мереж, насамперед однофазних шунтувальних реакторів (ШР) та автотрансформаторів (АТ), під час експлуатації та внаслідок ворожих обстрілів зумовлює зміну структури МЕМ і перехід до неповнофазних режимів, що разом з природними причинами призводить до виникнення *структурної несиметрії* електричних мереж.

Однією з природних причин несиметрії в МЕМ є пофазна відмінність параметрів ліній електропередачі (ЛЕП), що може призводити до переобтяження АТ та до збільшення сумарних технологічних втрат електроенергії. За неповнофазних режимів МЕМ зростають сумарні втрати активної потужності (на 15-20% у порівнянні з повнофазними режимами) та з'являється загроза виникнення резонансних перенапруг і значної аперіодичної складової струму, що призводять до пошкодження основного обладнання МЕМ та розвитку системної аварії. Тому актуальними є теоретичні дослідження та відповідні практичні розробки засобів аналізу та керування стаціонарними і перехідними режимами МЕМ за умов структурної несиметрії для підвищення надійності та ефективності функціонування МЕМ.

Проблемі підвищення надійності та ефективності функціонування МЕМ присвятили значну кількість праць такі вчені, як Берман А. П., Веприк Ю. М., Кузнецов В. Г., Кулик В. В., Лежнюк П. Д., Постолатій В. М., Солдатов В. А., Тугай Ю. І., Фраткин О. І. Maria Cristina Tavares, Božidar Filipović–Grčić, Igor Ivankovic, Tahir Midhat Lazimov, Sergio Kurokava та інші, однак розроблені до цього часу моделі та методи аналізу режимів МЕМ стосуються, переважно,

симетричних нормальних режимів. Тому вдосконалення існуючих та розроблення нових моделей і методів аналізу та керування режимами МЕМ за умов структурної несиметрії є актуальними для об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Робота виконана в Інституті електродинаміки НАН України відповідно до планів науково-дослідних робіт (НДР) НАН України.

В дисертації наведено результати досліджень, які проводилися під час виконання таких НДР: «Розробка методів і моделей аналізу резонансних процесів та мінімізації втрат електроенергії в несиметричних режимах роботи електричних мереж» («Безпека-3», 2014-2018 рр., № ДР 0114U001465); «Розробка методів і моделей для аналізу електромагнітних перехідних процесів в електричних мережах з метою запобігання появі небезпечних перенапруг» («Безпека-4», 2019-2023рр., № ДР 0119U001280); «Розроблення моделей та методів аналізу аномальних режимів електричних мереж в умовах часткового пошкодження електрообладнання для відновлення їх безпечного функціонування і модернізації» («Безпека-5», 2024 р., № ДР 0124U000394); «Методи та засоби моделювання й обробки інформації при моніторингу електроенергетичних систем» («Інтелмер-2», 2017-2021 рр., № ДР 0117U002583); «Дослідити режими та створити засоби протиаварійного керування завантаженням перетинів енергосистем зі значною часткою відновлювальних джерел енергії» («Монітор-ПК» 2016-2018 рр., № ДР 0115U004417); «Розроблення моделей об'єднаної енергосистеми України та визначення заходів з її інтеграції до континентальної енергосистеми європейських країн – ENTSO-E» («Монітор-3», 2019-2021 рр., № ДР 0119U001211); «Моделі та засоби запобігання погіршення якості електропостачання промислових споживачів» («Монітор-4», 2022-2024 рр., № ДР 0122U001266); «Розвиток теорії, розроблення методів інтелектуалізації технологічних процесів та засобів керування, моніторингу, діагностування і

вимірювання в електроенергетичних та електротехнічних системах» («Інтехен-2», 2020-2021рр., № ДР 0120U002125); «Підвищення надійності виконання комутацій в компенсованих магістральних лініях електропередачі надвисокої напруги» («Об'єднання-3», 2016-2018 рр., № ДР 0116U006587); «Підвищення надійності та ефективності роботи магістральних електричних мереж ОЕС України в умовах наявності джерел несинусоїдальних спотворень» («Нова енергетика», 2019-2021рр., № ДР 0119U001630); «Розвиток елементів теорії, розроблення нових методів розрахунку та створення засобів для підвищення надійності та енергоефективності режимів і технологічних процесів в електроенергетичних та електротехнічних системах» («Режим-1», 2022 р., № ДР 0122U001494); «Забезпечення стійкості та надійності національної електроенергетики в умовах синхронної роботи ОЕС України з континентальною європейською енергетичною системою ENTSO-E» («Режим-2», 2023-2024 рр., № ДР 0123U1001769). Під час виконання зазначених НДР здобувач був відповідальним виконавцем основних розділів, присвячених дослідженню аномальних режимів, викликаних як джерелами спотворень, так і зміною структури електричної мережі, а під час виконання НДР «Розробка заходів та технічних засобів компенсації неповнофазних режимів магістральних електричних мереж ОЕС України (шифр: 16/01-2020/1404-20)» 2020-2021, № ДР 0120U000148 був її науковим керівником.

Мета і завдання досліджень. Мета роботи полягає у подальшому розвитку теорії в напрямку розроблення нових моделей та методів аналізу і управління режимами роботи магістральних електричних мереж за умов структурної несиметрії для підвищення надійності та ефективності їхнього функціонування.

Для досягнення поставленої мети необхідно було виконати такі **основні завдання**:

- урахувати в математичній моделі МЕМ коронування проводів повітряних ліній електропередавання та залежність їхніх опорів від температури;

- визначити можливість активного використання керованих шунтувальних реакторів (КШР) як засобів впливу на режими роботи електричних мереж під час їх оптимізації;
- розробити математичні моделі однофазних ШР, АТ та КШР для аналізу режимів роботи МЕМ за умов структурної несиметрії;
- розробити метод визначення індуктивності статичного синхронного компенсатора в онлайн режимі для компенсації міжфазної ємності за критерієм мінімуму тривалості циклу однофазного автоматичного повторного вмикання (ОАПВ);
- розробити метод визначення часу вимкнення елегазового вимикача (ЕВ) для налаштувань пристроїв керованої комутації ЕВ для комутацій ШР та АТ, що мають різні схеми з'єднання обмоток та конструкції магнітопроводу;
- дослідити вплив керованої поперечної компенсації зарядної потужності на умови існування та значення параметрів аперіодичної складової струму, резонансних перенапруг та повторної дуги підживлення в циклі спрацьовування ОАПВ;
- розробити математичну модель 3-фазної електропередачі з КШР для аналізу аварійних режимів у фазних координатах у разі складних випадків несиметрії;
- розробити математичні моделі груп однофазних АТ та КШР для аналізу можливості функціонування їх в неповнофазних режимах роботи;
- дослідити та проаналізувати умови виникнення резонансних перенапруг в несиметричних режимах роботи магістральних електричних мереж;
- дослідити та проаналізувати залежність струму дуги підживлення від значень напруги в кінцевих вузлах лінії.

Об'єктом дослідження дисертаційної роботи є режими роботи МЕМ.

Предметом досліджень є моделі, методи та засоби аналізу і управління режимами функціонування МЕМ.

Методи дослідження. Теоретичну основу досліджень становлять теорія електромагнітних перехідних процесів в електричних колах, принципи та

методи еквівалентування моделей MEM. Для математичної формалізації режимів роботи MEM, за умов структурної несиметрії, використано методи аналізу багатозначних електричних кіл; для формування математичних моделей використано аналітичні методи аналізу несиметричних режимів MEM. Для перевірки достовірності результатів досліджень використано результати натурних експериментів в MEM.

Наукова новизна отриманих результатів.

1. Вперше розроблено математичну модель трифазної лінії електропередачі надвисокої напруги (ЛЕП НВН) , яка враховує вплив коронного розряду на рівень перенапруг за несиметричного режиму роботи ЛЕП, що дає змогу визначати під час моделювання перехідного процесу струми та напруги у будь-якій точці ЛЕП, значно розширюючи можливості аналізу процесів в магістральних електромережах для прийняття обґрунтованих рішень із запобігання небезпечних перенапруг.

2. Вперше запропоновано та обґрунтовано використання керованих шунтувальних реакторів для оптимізації режимів роботи магістральних електричних мереж в квазіреальному часі за критерієм мінімуму сумарних втрат активної потужності.

3. Вперше розроблено математичну модель керованого шунтувального реактора у вигляді залежностей струмів і напруг основної обмотки реактора від струму обмотки керування, що дає змогу враховувати інерційність зміни потужності реактора під час моделювання перехідних процесів, що виникають внаслідок комутацій однофазних АТ та ШР магістральних електромереж.

4. Для мінімізації сили струму дуги короткого замикання та забезпечення точності визначення моменту увімкнення від'єднаної фази вперше з використанням визначених в реальному часі струмів керованих шунтувальних реакторів непошкоджених фаз ЛЕП НВН розроблено метод визначення індуктивності статичного синхронного компенсатора, що компенсує міжфазну ємність. Це дає змогу враховувати відмінність параметрів фаз ЛЕП НВН за

наявної схеми транспозиції і визначати момент набуття напругою на контактах вимикача значень, що забезпечують задану тривалість безструмової паузи циклу однофазного автоматичного повторного ввімкнення.

5. Для налаштування пристроїв керованої комутації з метою запобігання пошкодженню дугогасильних камер елегазового вимикача вперше розроблено метод визначення часу його вимкнення, що використовує досягнення аперіодичними складовими фазних струмів нормативних значень зі збереженням послідовності фаз в момент набуття миттєвих значень струму нульових значень. Зазначеним налаштуванням забезпечується притлумлення аперіодичної складової струму в компенсованих ЛЕП надвисокої напруги та унеможлиблюється пошкодження дугогасильних камер.

Практичне значення отриманих результатів.

1. Запропоновано метод визначення індуктивності статичного синхронного компенсатора, що забезпечує зниження тривалості циклу спрацьовування ОАПВ шляхом компенсації електростатичної складової струму повторної дуги.

2. Обґрунтовано схему транспозиції, в якій на одному циклі транспозиції використовується два одинарних чергування проводів у просторі, причому ЛЕП поділяється на три рівні частини, на межі яких два проводи із трьох, а саме один центральний та один з крайніх, перехрещені між собою. Виявлено, що кількість транспозиційних опор на ЛЕП зі спрощеною схемою зменшується вдвічі, залишаючи незмінними коефіцієнти несиметрії зворотної послідовності напруги та струму.

3. Реалізація методу аналізу несиметричних режимів МЕМ та вибору засобів їхнього симетрування на основі універсальних розрахункових виразів дозволила виконувати оперативне оцінювання ефективності симетрування неповнофазного режиму груп АТ 750/330/15,75 кВ, ШР 750 кВ та повітряних ліній 750 кВ.

4. Розроблені моделі та методи лягли в основу методичних рекомендацій із впровадження сучасних засобів управління режимами МЕМ, які впроваджено у підрозділах координації роботи АСУ ТП електростанцій та САРЧП Департаменту балансової надійності Дирекції управління ОЕС України НЕК «УКРЕНЕРГО». Використання зазначених рекомендацій в МЕМ ОЕС України сприятиме максимально ефективному використанню пропускної здатності електричних мереж та підвищенню надійності роботи, зокрема за форс-мажорних умов.

Особистий внесок здобувача. Усі наукові положення, результати та узагальнення, що виносяться на захист, отримані автором особисто.

У наукових працях, які опубліковано у співавторстві, здобувачу належать: [1] – математичні моделі ЛЕП з врахуванням фактичної схеми транспозиції; [2, 3, 6, 14] – аналіз впливу залишкового намагнічування АТ на початкові умови виникнення резонансних перенапруг; [3, 10] – оцінювання впливу коронного розряду на умови виникнення та розвитку резонансних перенапруг в циклі спрацьовування ОАПВ та параметричного збудження синхронних генераторів; [4] – обґрунтування застосування пристроїв керованої компенсації реактивної потужності в МЕМ; [5] – розроблення математичної моделі ЛЕП НВН з пофазною відмінністю параметрів; [7] – розроблення заходів та технічних засобів підвищення ефективності роботи МЕМ; [8] – метод вибору оптимальних кроків транспозиції повітряної лінії електропередавання; [9] – метод притлумлення повторної дуги однофазного короткого замикання в циклі ОАПВ; [11] – результати оптимізації режимів роботи МЕМ за критерієм втрат активної потужності за умов застосування КШР; [13] – метод вибору опорів компенсаційних реакторів з врахуванням впливу пофазної несиметрії ПЛ ЛЕП НВН; [14] – оцінювання впливу КШР на пропускну спроможність та натуральну потужність ЛЕП НВН; [15] – математичні моделі КШР з метою запобігання резонансних перенапруг у ненавантажених режимах роботи ЛЕП НВН; [16] – метод визначення резонансних частот ЛЕП НВН; [17] – аналіз

ефективності застосування автоматичного шунтування фаз для притлумлення повторної дуги однофазного короткого замикання на землю; [18] – метод вибору значень передвімкнених активних опорів ЕВ для притлумлення аперіодичної складової струму комутаційних електромагнітних перехідних процесів; [19] – удосконалені методи аналізу аномальних режимів магістральних електричних мереж; [20-23,32] – моделювання несинусоїдних режимів роботи МЕМ і оцінювання впливу моментів ввімкнення ненавантажених АТ на умови виникнення резонансних перенапруг; [24] – розроблення заходів запобігання резонансних перенапруг у неповнофазних режимах роботи; [25] – розроблення методу оцінювання резонансних перенапруг у циклі ОАПВ; [25, 32, 33,38] – аналіз умов розвитку та характеристик резонансних перенапруг з врахуванням кореляції між параметрами ЛЕП НВН та АТ; [26] – класифікація резонансних перенапруг у несинусоїдних та несиметричних режимах; [27] – вибір уставок спрацьовування керованого пристрою комутації з метою запобігання резонансних перенапруг у несинусоїдних режимах; [30,34] – аналіз умов збудження автопараметричного резонансу у несинусоїдних режимах МЕМ; [28] – аналіз експериментальних оцінок втрат потужності на коронування повітряних міжсистемних ліній електропередавання; [29] – обґрунтування удосконаленої конструкції розщепленої фази ЛЕП; [32] – аналіз електромагнітних перехідних процесів під час комутацій ЛЕП НВН та АТ; [35] – метод визначення складових втрат активної потужності в лініях електропередавання надвисокої напруги; [36] – оцінювання впливу поздовжньої несиметрії у разі врахування фактичної схеми транспозиції на пропускну здатність ЛЕП НВН; [37] – аналіз резонансних перенапруг у циклі спрацьовування ОАПВ з КШР; [38,39] – метод визначення оптимальних значень пристроїв компенсації реактивної потужності в МЕМ; [40] – корекція несиметричних режимів роботи електроенергетичної системи; [41] – розробка методів розрахунку втрат активної потужності МЕМ; [42] – засоби підвищення ефективності неповнофазних режимів роботи МЕМ за критерієм сумарних втрат активної потужності; [43,44] – багатокритеріальна

оптимізація режимів MEM; [45] – методи керування неповнофазними режимами роботи MEM; [46] – спрощена схема транспозиції проводів ЛЕП НВН.

Апробація результатів дисертації. Основні положення, наукові результати та практичні розробки дисертації доповідались та обговорювались на міжнародних наукових конференціях та семінарах, а саме: IEEE Ukraine conference on electrical and computer engineering, UKRCON (Kyiv, 2017); International conference on modern electrical and energy system, MEES-17 (Kremenchuk, Ukraine, 2017); IEEE 39 th International Conference on Electronics and Nanotechnology, ELNANO-37 (Kyiv, 2017); Міжнародний семінар «Power quality in distribution networks with distributed generation» (Kyiv, 2019); Міжнародні конференції «Контроль і управління в складних системах КУСС» (Вінниця, 2020, 2021, 2024); Міжнародні конференції «Проблеми сучасної електротехніки» (Київ, Україна, 2020, 2024).

Також результати досліджень доповідались та обговорювались на семінарах Наукової ради НАН України з комплексної проблеми «Наукові основи електроенергетики»; на засіданнях Вченої ради Інституту електродинаміки НАН України та Бюро Відділення фізико-технічних проблем енергетики НАН України.

Публікації. Основні положення і результати дисертаційної роботи опубліковано у 46 друкованих працях, із них 20 статей – у наукових фахових виданнях України та 7 статей у закордонних періодичних виданнях, з яких 10 включено в міжнародні наукометричні бази Scopus та WOS; 1 патент на корисну модель України; 3 монографії, 7 – у матеріалах та тезах доповідей на Міжнародних конференціях, які включені у Scopus, 5 розділів у колективних монографіях, які включено в міжнародні наукометричні бази Scopus та WOS.

Структура та обсяг дисертації. Дисертаційна робота викладена на 324 сторінках, складається із вступу, 6 розділів, загальних висновків, списку використаних джерел та 6 додатків. Обсяг основного тексту дисертації складає 265 сторінок друкованого тексту. Робота ілюстрована 43 таблицями та 85 рисунками. Список використаних джерел містить 200 найменувань, з них 73 кирилицею та 127 латиницею.

РОЗДІЛ 1 ПРОБЛЕМА ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ТА НАДІЙНОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ МАГІСТРАЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

Лінії електропередачі надвисокої напруги (ЛЕП НВН) 330–750 кВ вирішують завдання системного характеру в Об'єднаній енергосистемі (ОЕС) України. Вони використовуються для створення потужних внутрішньосистемних і міжсистемних зв'язків в ОЕС, передачі електроенергії від потужних блоків великих електростанцій, зокрема, від атомних електростанцій (АЕС). Крім того, розвиток ЛЕП НВН та їх ефективна експлуатація є важливою умовою інтеграції Об'єднаної енергосистеми України в Європейську енергосистему. Вихід з ладу чи навіть відключення ЛЕП НВН та устаткування, що забезпечує приєднання до енергосистеми, може викликати розпад ОЕС на окремі частини, в яких буде існувати дефіцит або надлишок генеруючих потужностей, і відповідно змусити відключення споживачів у дефіцитних регіонах і зупинку блоків електростанцій, перш за все АЕС, у надлишкових. Зрозуміло, що такий аномальний режим магістральної електричної мережі (МЕМ) не може вважатись ефективним і безпечним. Отже, попередження відключення ЛЕП НВН є важливою науковою і практичною задачею як з погляду надійності електропостачання, так і з метою забезпечення задовільних показників якості й ефективності функціонування магістральної електричної мережі [1-3].

Керування технічними засобами поперечної компенсації є заходом, що підвищує пропускну здатність лінії електропередавання великої довжини. Відомо, що на лініях номінальної напруги 330 кВ та вище застосовують пристрої компенсації реактивної потужності для забезпечення бажаного розподілу напруги в лінії та впливу на знак і значення реактивної потужності по кінцям. Плавне керування компенсувальними пристроями створює для ЛЕП нові функціональні можливості. Зокрема, керування поперечною компенсацією підвищує пропускну здатність по умові статичної стійкості та поліпшує якість перехідного процесу. Також дає можливість забезпечити оптимальний розподіл

напруги в лінії [1-7]. При виборі відповідних засобів компенсації керування режимом сприяє обмеженню внутрішніх перенапруг, що особливо важливо для ЛЕП НВН.

Систематизоване обговорення цілей та принципів компенсації ліній передавань змінного струму наведено у [1-3,8]. Використання на міжсистемних ЛЕП реакторів з лінійною характеристикою для поперечної компенсації призвело до вирішення питань конструювання таких пристроїв, їхньої практичної реалізації та захисту. Досвід експлуатування підтвердив ефективність поперечної індуктивної компенсації на лініях надвисокої напруги.

1.1 Вплив структурної несиметрії на надійність та ефективність експлуатаційних режимів магістральних електричних мереж

Розвиток системоутворюючої мережі високого та надвисокого класів напруги в процесі формування великих енергооб'єднань суттєво ускладнив завдання підтримання напруги в допустимих межах. Актуальність цієї проблеми істотно зросла впродовж останнього десятиліття як унаслідок загального спаду електроспоживання, що спричинив зменшення міжсистемних перетоків активної потужності та зростання надлишків реактивної, так і через недостатню компенсацію реактивної потужності в мережах 330 – 750 кВ та практично повну відсутність компенсації в мережах 330 кВ.

Ускладнення ситуації посилюється й погіршенням технічного стану обладнання, зумовленим процесами старіння, передусім ізоляційних систем. Це призводить до збільшення кількості аварійних відключень енергообладнання, у цьому разі характерними є випадки пошкодження лише однієї фази трифазних елементів, зокрема шунтувальних реакторів (ШР), автотрансформаторів (АТ) груп однофазного виконання, тощо [9-13].

У зазначених умовах забезпечення надійного функціонування об'єднаної енергосистеми потребує розв'язання низки важливих прикладних завдань, пов'язаних із впровадженням та оптимізацією неповнофазних режимів роботи (НПФР) обладнання. Необхідність їх використання виникає також у процесі

проведення планових ремонтів. Ігнорування або недостатнє впровадження НПФР може призвести до суттєвого погіршення параметрів режиму роботи енергосистеми, яка й без того функціонує в складних умовах.

Аналіз результатів упровадження неповнофазних режимів роботи у низці енергосистем України засвідчує, що їх застосування забезпечує зниження обсягів недовідпуску електроенергії в середньому на 25–30 % [8–12,14]. З огляду на підвищення надійності функціонування електроенергетичних систем (ЕЕС) за умов значного зносу основного фонду обладнання, використання НПФР набуває особливої актуальності.

Пофазний ремонт (ПР) електрообладнання доцільно застосовувати в таких ситуаціях:

- під час виконання поточного або аварійного ремонту пошкодженої фази трансформаторного блоку, а також у процесі її заміни на резервну [1,2];
- у подібних умовах у разі використання двох трифазних груп, сформованих з однофазних АТ (так званий «п'ятифазний режим») [13–15], а також у разі обслуговування ШР напругою 750 кВ [16–20].

На практиці пофазний ремонт використовується на повітряних лініях напругою 110–220 кВ, однак майже не реалізується на рівні 330 кВ і вище. Незважаючи на наявність відповідних директивних документів Міненерго НПФР застосовують недостатньо. Більшість сучасних проєктів не передбачає переведення обладнання у неповнофазний режим навіть за умов наявності пофазного керування вимикачами. Тому впровадження таких режимів значною мірою залежить від організаційної ініціативи енергосистем, а не від закладених технічних рішень.

В той же час, застосування НПФР потребує не лише організаційного впровадження, але й ретельного математичного обґрунтування, що, у свою чергу, вимагає створення спеціалізованих методів аналізу, алгоритмів та програмного забезпечення.

У сучасній практиці аналізу роботи електроенергетичних систем використовуються два основні підходи до моделювання режимів з пофазною несиметрією:

- метод фазних координат;
- метод симетричних складових.

Перевагою методу фазних координат є можливість детального врахування пофазних відмінностей параметрів елементів мережі, передусім у випадках нетранспонованих ліній електропередачі. Цей підхід дозволяє будувати точні моделі для складних несиметричних режимів. Однак його застосування має певні обмеження:

- підвищені вимоги до обчислювальних ресурсів;
- потреба в обробці великого обсягу вхідної інформації для побудови схем заміщення;
- необхідність роботи з несиметричними матрицями вузлових параметрів, що ускладнює чисельну реалізацію.

Метод симетричних складових забезпечує кращу сумісність з існуючими схемами аналізу режимів ЕЕС, зокрема з багаторівневими схемами послідовностей для систем із кількістю вузлів у кілька тисяч. Тому, незважаючи на труднощі врахування пофазної несиметрії в окремих елементах, метод є більш придатним для розрахунків у великих енергосистемах, особливо за умов автоматизації аналізу.

У межах цього підходу використовують дві стратегії:

- побудова комплексних схем заміщення з підсистемами прямої, зворотної та нульової послідовностей, з'єднаних багатополюсниками у вузлах несиметрії;
- використання розрахункових виразів для узагальненого опису режиму.

В обох випадках, залежно від виду пошкодження (наприклад, обрив однієї чи двох фаз), вказані підсистеми з'єднуються в схемі через спеціальні необернені багатополюсники, що призводить до появи несиметричних матриць.

У дисертації запропоновано методичний підхід до вдосконалення аналізу неповнофазних режимів шляхом побудови універсальних розрахункових виразів, що зв'язують схеми послідовностей з урахуванням граничних умов. Такий підхід дозволяє:

- формувати симетричні матриці вузлових параметрів для кожної з послідовностей;
- еквівалентно зводити ці схеми до вузлів виникнення несиметрії;
- зменшити обчислювальні витрати у разі збереження точності розрахунків.

При цьому, як і у випадку симетричного режиму, схема прямої послідовності описується нелінійною системою рівнянь вузлового балансу потужності, а схеми зворотної та нульової послідовностей — у лінійній формі [13-20].

У межах цієї методології реалізовано:

- математичну модель трансформатора, що враховує відмінності фазних коефіцієнтів трансформації;
- модель несиметричного навантаження або симетрувального пристрою, побудовану з використанням залежних джерел струму.

Можливість переведення обладнання в НПФР визначається сукупністю технічних, експлуатаційних та системних обмежень, недотримання яких може призвести до порушення стійкості або пошкодження обладнання. До основних умов допустимості реалізації НПФР належать [1]:

1. допустимі рівні напруг прямої та зворотної послідовності на вводах приймачів електричної енергії, що гарантують їх працездатність і відповідність стандартам якості електроенергії.
2. допустимий рівень несиметрії струмів у генераторах, що обмежується умовами нагріву обмоток та вібраційних навантажень на ротор.
3. допустимі значення струмів у обмотках та напруги на виводах трансформаторів і АТ, з урахуванням їх конструктивних меж та умов охолодження.

4. допустимі рівні струмів нульової послідовності у заземлювальних пристроях підстанцій, а також за критерієм впливу на канали зв'язку.
5. допустимі рівні симетричних складових струмів і напруг, зумовлені вимогами до чутливості і коректності роботи релейного захисту.
6. допустимий рівень зниження статичної стійкості системи внаслідок зміни характеру потоків потужності.
7. допустимі рівні наведених напруг (електричних та електромагнітних) у місцях виконання ремонтних робіт на відключеній фазі.
8. допустимі значення напруженості електричного поля у зоні проведення робіт, з урахуванням вимог безпеки персоналу.

Окрім вищезазначених обмежень, неповнофазні режими мають низку негативних наслідків, які необхідно враховувати під час їх реалізації:

- зниження рівня переданої потужності через повітряні лінії, яке зазвичай становить 20–25 % від величини у трифазному режимі і погіршується зі зростанням класу напруги;
- погіршення економічності функціонування системи за рахунок збільшення активних втрат потужності, появи додаткових складових втрат у трансформаторах і елементах мережі, а також унаслідок порушення оптимального розподілу навантажень.

Таким чином, впровадження НПФР доцільне лише за умови дотримання вищенаведених технічних вимог та обґрунтування ефективності такого режиму на підставі системного аналізу.

Досліджено вплив фактору підвищення напруги в МЕМ понад допустимі рівні внаслідок зменшення споживання та недокомпенсації реактивної потужності в МЕМ. Показано, що частішими та тривалішими стали випадки виходу із ладу електротехнічного обладнання МЕМ, оскільки до впливу природних «чинників мирного часу» додався руйнівний вплив воєнних дій (табл. 1.1) порівняно з мирним часом (табл. 1.2), причому частіше відбувається пошкодження лише однієї з фаз групи однофазного електроустаткування МЕМ, наприклад, ШР та АТ, тобто виникає неповнофазний режим.

Таблиця 1.1

Тривалість неповнофазних режимів МЕМ України у 2022 році

Назва територіального управління	Тривалість неповнофазних режимів (години)											
	Січ.	Лют.	Бер.	Квіт.	Трав.	Чер.	Лип.	Сер.	Вер.	Жов.	Лис.	Гр.
Західне	121	44	49	102	125	105	189	149	28	574	780	745
Північне	50	77	78	47	47	77	157	99	121	784	454	789
Східне	210	145	147	95	129	87	74	154	88	890	758	489
Південне	214	178	49	141	85	44	49	66	98	589	688	578

Таблиця 1.2

Тривалість неповнофазних режимів МЕМ України у 2021 році

Назва територіального управління	Тривалість неповнофазних режимів (години)											
	Січ.	Лют.	Бер.	Квіт.	Трав.	Чер.	Лип.	Сер.	Вер.	Жов.	Лис.	Гр.
Західне	0	104	9	58	12	78	18	57	18	25	124	159
Північне	25	24	44	46	78	47	28	68	87	76	105	142
Східне	52	198	108	35	120	87	34	54	68	59	147	178
Південне	102	17	12	14	56	48	58	56	74	27	128	108

Проаналізовано особливості тривалих несиметричних режимів роботи МЕМ, викликаних структурною несиметрією, зокрема внаслідок відключення однофазних ШР та АТ. Наведено визначення терміну «структурна несиметрія», як стану, що характеризується неповнофазною схемою (неповнофазними схемами) функціонування або кількісними розбіжностями в складові обладнання фаз, що спричиняють суттєві відмінності значень параметрів фаз.

Дослідження неповнофазних режимів МЕМ потребують адекватного моделювання пов'язаних з ними процесів, що зумовлює розробку спеціалізованих методів та алгоритмів. Метод фазних координат дає можливість порівняно простого моделювання пофазної відмінності параметрів обладнання, що надає можливість вирішувати ряд специфічних завдань, пов'язаних з проявом структурної несиметрії. Його недоліком є необхідність оброблення, приблизно у шість разів більшого обсягу інформації у порівнянні з методом симетричних складових. З цієї точки зору перевагу має метод симетричних складових, не дивлячись на певні труднощі у формуванні моделей елементів МЕМ з урахуванням пофазної несиметрії. Для МЕМ сучасного рівня

складності доцільно використовувати обидва підходи до моделювання несиметричних режимів.

Під час проектування та спорудження ключових компонентів електромережі за основу береться нормальний усталений режим, за якого експлуатаційні техніко-економічні характеристики досягають оптимуму з погляду надійності, якості та ефективності електропостачання. Водночас електрична мережа є динамічною системою, що постійно змінюється як у часовому аспекті (зміни конфігурації та навантаження), так і в просторовому (введення нових елементів у процесі модернізації чи розвитку). Через це реальний експлуатаційний режим завжди буде відхилятися від проєктного, а тому попередньо прийняті інженерні рішення мають регулярно уточнюватися для збереження оптимальних показників.

Магістральні лінії електропередачі напругою 330–750 кВ відіграють центральну роль у формуванні структури енергосистеми України, забезпечуючи передачу електроенергії від потужних атомних електростанцій та електрообмін між різними регіонами країни [4]. Їх ефективне функціонування та поступовий розвиток є ключовими чинниками для інтеграції української енергосистеми до європейської мережі. Вихід із ладу таких ліній або їхнього обладнання може спричинити серйозні аварії системного рівня, що в окремих випадках веде до фрагментації енергосистеми та потреби в обмеженні споживання або зупинці енергоблоків.

Однією з основних причин технічних збоїв є перенапруги — перевищення допустимих рівнів робочої напруги. Це пов'язано з обмеженим запасом міцності ізоляції через її високу вартість для систем з високою напругою. Перенапруги поділяються на короткочасні (викликані атмосферними явищами або комутаційними процесами) та тривалі (результат резонансних процесів у мережі). Особливу увагу слід приділяти останнім, оскільки традиційні заходи захисту не здатні ефективно запобігати пошкодженням, спричиненим резонансами. Зокрема, у випадках досягнення резонансних

перенапруг гранично-допустимих значень нелінійних обмежувачів перенапруг (ОПН), вони виходять з ладу вже через 10–15 хвилин роботи [21-26].

Згідно зі статистичними даними енергетичних систем, понад 95 % аварійних відключень ЛЕП напругою 750 кВ спричинені однофазними короткими замиканнями. З них приблизно 80 % становлять дугові замикання, які потенційно можна успішно ліквідувати за допомогою однофазного автоматичного повторного включення (ОАПВ). Таким чином, у більшості таких аварій застосування ОАПВ дозволяє уникнути перерви в електропостачанні [1-3,27,28].

Проте слід враховувати, що під час реалізації ОАПВ можуть виникати резонансні перенапруги, які зумовлені коливальними колами, утвореними розподіленими ємностями лінії та індуктивностями ШР. Ємнісні параметри ЛЕП 750 кВ мають значні величини, які визначаються конструкцією лінії: довжиною, конфігурацією фаз, взаємним розташуванням проводів і тросів, висотою підвісу над землею, типом транспозиції тощо. ШР встановлюються для компенсації зарядної потужності та стабілізації рівня напруги у випадку мінімальних навантажень, а також для зменшення резонансних перенапруг [32-37].

Серед заходів, спрямованих на зниження негативного впливу аварійних подій на роботу ЕЕС, важливу роль відіграє реалізація циклів ОАПВ, зокрема для усунення нестійких пошкоджень. Доцільність застосування НПФР на повітряних лініях додатково підтверджується статистикою, за якою переважна більшість аварій викликана однофазними короткими замиканнями (КЗ).

Останніми роками ведуться активні дослідження та розробки щодо вдосконалення характеристик ОАПВ для ліній напругою 750 кВ. Зокрема, пропонуються такі технічні рішення:

- реалізація контролю усунення замикання на пошкодженій фазі з метою блокування повторного вмикання у разі наявності пошкодження;

- упровадження затримки на відключення непошкоджених фаз у випадках неуспішного ОАПВ для підвищення стійкості системи та зменшення обсягу керуючих дій протиаварійної автоматики.

У випадках, коли ШР компенсують майже всю зарядну ємність лінії (приблизно на 100 %), на фазі, яка тимчасово була відключена внаслідок однофазного автоматичного повторного включення (ОАПВ), можуть з'явитися резонансні перенапруги. Їх амплітуда обмежується головним чином втратами на коронні розряди й у реальних умовах може досягати 1,3–1,4 від номінального значення напруги. Це явище здатне ініціювати спрацювання системи захисту від перенапруг (ЗПН), що, у свою чергу, призводить до повторного вимкнення лінії [1,34-36].

Оскільки стандартна тривалість безструмової паузи у разі ОАПВ зазвичай не перевищує 3 секунд, навіть у випадку появи резонансних перенапруг, перший — повільнодіючий — ступінь ЗПН, яка зазвичай налаштована на рівень 1,1 від робочої напруги, не встигає активуватися. Водночас існує ризик спрацювання другого, швидкодіючого ступеню ЗПН (із часом спрацювання близько 0,15 с), чия уставка встановлена на рівні 1,25 від номінальної напруги, що може призвести до трифазного відключення ЛЕП.

З цієї причини для ліній, у яких ступінь компенсації зарядної потужності перевищує 80 %, необхідно здійснювати оцінку ймовірності виникнення перенапруг на фазі, що тимчасово відключається в режимі ОАПВ. Якщо в результаті аналізу встановлено, що в мережі з ШР напруга на відключеній фазі може досягати 1,2 і більше від номінального значення, потрібно впровадити спеціальні технічні заходи, що не допустять трифазного відключення в період паузи ОАПВ після успішного гасіння дуги.

Слід зазначити, що нині успішність гасіння дугових замикань за допомогою ОАПВ у мережах 750 кВ в Україні становить лише близько 52 %, що є значно нижчим за теоретично очікуваний рівень. Основною проблемою залишається забезпечення достатньої тривалості безструмового інтервалу та недопущення виникнення резонансних перенапруг.

Потреба у мінімальній тривалості безструмової паузи пов'язана з тим, що навіть після відключення фази з обох сторін, електрична дуга у місці короткого замикання може продовжувати горіти через наявність струму підживлення від непошкоджених фаз. Цей струм виникає завдяки електростатичним і електромагнітним зв'язкам між фазами. Якщо в момент гасіння дуги на контактах з'являється достатня відновлювана напруга, обумовлена зв'язками з активними фазами, дуга може знову запалитися. Це подовжує загальний час її горіння, знижує ймовірність успішного ОАПВ і погіршує динамічну стійкість об'єднаних енергосистем [1,2,29-33].

Результати моделювання режимів роботи ЛЕП НВН свідчать, що у випадку струмів підживлення, які перевищують 50–100 А — що є типовими для ліній електропередачі напругою 750 кВ — ефективне гасіння електричної дуги не може бути забезпечене, якщо тривалість безструмового інтервалу становить менше ніж 2,5 секунди. У зв'язку з цим було проведено дослідження та розроблено низку спеціальних технічних рішень, спрямованих на обмеження струму підживлення й рівня відновлюваної напруги в зоні дугового проміжку, а також на запобігання виникненню резонансних перенапруг. Такі заходи є необхідними для практичного впровадження ефективного ОАПВ в лініях 750 кВ.

При розрахунках струмів підживлення та значень відновлюваних напруг доцільно обмежитись аналізом сценаріїв КЗ на кінцях пошкодженої фази, оскільки вони є найбільш критичними. Це обумовлено тим, що у разі КЗ у проміжній частині лінії, струми в непошкоджених фазах індують зустрічні поздовжні електрорушійні сили (ЕРС) на ділянках аварійної фази, що розташовані по обидва боки від місця замикання, що частково компенсує їхній вплив.

При цьому струм підживлення та величина відновлюваної напруги слабо залежать від реактивного опору суміжних енергосистем за прямою та нульовою послідовностями, впливаючи лише на незначні зміни амплітуди та фази напруги на шинах відповідних підстанцій.

Ключову роль у формуванні струму підживлення відіграють ємнісні зв'язки між фазами, а також ефективність їх компенсації. У залежності від довжини ЛЕП НВН — тобто її ємності — резонансні явища можуть виникати навіть у разі підключення однієї або двох груп ШР. Для попередження розвитку резонансного процесу до відключення лінії необхідно змінити параметри відповідного контуру, відрегулювавши його ємність або індуктивність. Це може бути досягнуто шляхом зміни кількості ШР, підключених до ЛЕП, або встановлення в їх нейтралі компенсаційного реактора (КР). Альтернативним варіантом є підключення шунта між пошкодженою фазою і землею.

Підключення компенсаційного реактора (КР) до ШР сприяє суттєвому зниженню постійної складової відновлюваної напруги, а також її пікових значень під час перехідних процесів. Це, в свою чергу, призводить до зменшення напруги на контактах вимикача, який здійснює повторне включення фази після гасіння електричної дуги. Крім того, вплив КР знижує електростатичні зв'язки між фазами, що фактично еквівалентне додаванню індуктивностей між ними, що знижує тривалість ОАПВ [37].

У процесі моделювання аварійних режимів були проаналізовані всі можливі способи запобігання резонансним перенапругам: установка КР, автоматичне перемикання ШР, а також автоматичне шунтування відключеної фази (АШФ) [33]. Результати досліджень підтвердили, що кожен метод має свої переваги й недоліки, і його застосування визначається умовами експлуатації конкретної ЛЕП НВН. Встановлено технічні характеристики, які слід оцінювати у разі вибору способу запобігання резонансним явищам, а також виділено зони доцільності використання кожного методу.

Найефективнішим рішенням для більшості ліній 750 кВ в Україні виявилось впровадження КР, оскільки він водночас вирішує дві задачі: розладнання резонансного контуру та обмеження струму підживлення дуги. Водночас дослідження також показали, що в окремих випадках, з урахуванням поєднання параметрів схеми та випадкових змін навантажень у часі, резонансна частота може опинитися в межах допустимого діапазону зміни частоти в

енергосистемі. У таких ситуаціях одне лише вмикання реактора не дозволяє вивести режим з резонансної області через обмежену індуктивність КР. У цьому разі доцільно перед вмиканням реактора застосувати АШФ, щоб запобігти виникненню резонансних перенапруг [33,34].

Якщо ж необхідно зменшити струм підживлення, а використання КР технічно неможливе, слід застосувати АШФ одразу після початку безструмової паузи ОАПВ. Це вимагає встановлення додаткового вимикача з роз'єднувачами та ОПН, а також перепрограмування алгоритмів роботи систем релейного захисту і протиаварійної автоматики. Практична реалізація схем із КР значною мірою залежить від рівня напруги промислової частоти, що діє на ізоляцію нейтральних виводів ШР в інтервалі від моменту короткого замикання до повторного включення. Слід також відзначити, що на основі проведеного аналізу було встановлено, що в українських магістральних мережах увагу слід приділяти можливості збудження та резонансу і на другій гармонійній складовій в ЛЕП НВН, особливо у випадках, коли ці лінії мають значну довжину.

Необхідність підвищення ефективності та розширення функціональних можливостей ЕЕС у неповнофазних режимах зумовлює потребу в пошуку науково обґрунтованих технічних рішень, а також вивченні якісно нових задач, що потребують відповідного методичного супроводу.

У межах дослідження визначено межі допустимих областей функціонування АТ груп у неповнофазному режимі та встановлено їх залежність від параметрів приєднаних енергосистем. З цією метою запропоновано технічні рішення щодо симетрування режимів, спрямовані на підвищення пропускної здатності ліній електропередачі у випадку аварійних чи ремонтних роботах.

На основі розрахунково-експериментальних досліджень, а також результатів натурних випробувань, здійснено порівняльну оцінку ефективності різних способів симетрування неповнофазного включення ШР у разі їх пофазному ремонті. Отримані результати дозволяють обґрунтовано вибирати

спосіб симетрування з урахуванням технічного стану обладнання, режимних характеристик мережі та системних обмежень.

Запропоновані методи та моделі можуть бути використані для вдосконалення режимного управління ЕЕС, зокрема під час аварійних і ремонтних ситуацій, а також у разі розробки нових функціональних можливостей автоматизованих систем диспетчерського управління.

1.2 Оптимізація нормальних та аномальних режимів систем передавання змінного струму

У системах змінного струму НВН потрібно запроектувати й установити відповідну кількість джерел реактивної потужності, щоб задовольнити вимоги регулювання напруги в системі та зменшити значення небажаного передавання реактивної потужності між різними вузлами мережі і рівнями напруги [5-7,28].

Потрібно підтримувати достатній обсяг постачання реактивної потужності з наявним резервом, охоплюючи достатній обсяг резерву реактивної потужності [38-39]. Потужність, тип і розташування компенсаторів реактивної потужності потрібно вибирати, щоб покращити можливості передавання електроенергії та розширення меж стійкості системи.

Коефіцієнт компенсації в межах від 90 % до 110 % вважають прийнятним під час планування, щоб мінімізувати обмін реактивною потужністю між НВН та нижчим рівнем напруги системи. Компенсацію реактивної потужності потрібно раціонально контролювати на лініях та шинах, щоб забезпечити необхідний рівень напруги під час різних операцій перемикання та унеможливити виникнення коливань [11,18-19,38-50].

На загал, пристрої компенсації реактивної потужності має бути розташовано на первинній, вторинній і третинній обмотці трансформатора НВН на основі загальних вимог щодо регулювання значення величини напруги та мінімізування загальних витрат. Принцип розміщення пристроїв компенсації реактивної потужності на первинній і вторинній обмотці трансформатора НВН однаковий, з врахуванням питомої вартості компенсації реактивної потужності

та ефективності регулювання величини напруги на первинному боці трансформатора НВН. Отже, перелік пристроїв компенсації реактивної потужності для первинної та вторинної сторін трансформатора однотипний [38,39].

Основні етапи налаштування компенсації реактивної потужності для систем змінного струму НВН такі:

а) Визначити діапазон імовірних значень передаваної активної потужності через лінію НВН, а потім обчислити й проаналізувати характеристики реактивної потужності та профілі напруги вздовж лінії НВН, враховуючи зарядну реактивну потужність, яку генерують лінії НВН, і втрати реактивної потужності за різних умов потекорозподілення. Моделювання потрібно повторити для кожного сценарію, щоб визначити рівень компенсації, за якої забезпечуються рівні напруги в прийнятних межах. Одним із методів цього є визначення потрібної компенсації на кожній шині за допомогою статичного синхронного компенсатора (СТАТКОМ) із великим діапазоном регулювання. Розраховується необхідний діапазон регулювання СТАТКОМ, за якого напруга на шинах підтримується на рівні 1,0 в.о.

б) Вибрати положення відводів трансформатора НВН, щоб уникнути перенапруг за різних робочих умов, враховуючи розташування підстанції НВН, кількість під'єднаних ліній електропередавання та режим роботи системи.

с) Вибрати потужність і розташування лінійних ШР НВН з урахуванням таких чинників:

- обмеження тимчасових перенапруг та зменшення струму вторинної дуги;
- балансування зарядної потужності ліній і гнучке керування напругою шин.

д) Визначити загальну та одиничну потужність компенсаторів, установлених на третинній обмотці трансформатора. Загальну потужність потрібно вибирати так, щоб зменшити обмін реактивної потужності між різними рівнями напруги й підтримувати напругу на шинах у межах допустимого діапазону; вибір ємності однієї батареї має враховувати

підтримування коливань напруги, спричинених перемиканням однієї батареї конденсаторів або реактора в обґрунтованому діапазоні. Встановити динамічні межі реактивної потужності, яку забезпечують генератори в межах можливого діапазону.

е) Перевірити, чи достатній динамічний запас реактивної потужності, який забезпечують генератори, в межах їхнього діапазону реактивної потужності. Якщо він адекватний, то процес перевірки зупиняється; та потрібно вернутися до пункту d).

На рис. 1.1 наведено процес планування компенсації зарядної потужності. Пристрої компенсації реактивної потужності на боці НВН (первинна обмотка) належить до електроустаткування, яке безпосередньо під'єднано до лінії або шини змінного струму НВН, охоплюючи фіксовану потужність і потужність керованих ШР. Поперечна компенсація реактивної потужності в МЕМ основному використовується для компенсації зарядної потужності лінії електропередавання НВН, обмеження тимчасових перенапруг та обмеження значення величини напруги до значень, нижчих максимально робочої напруги під час живлення лінії електропередавання. Крім того, для обмеження струму вторинної дуги доцільно використовувати ШР з під'єднанням до нейтральної точки компенсаційним реактором. [38,39,49]

Для компенсації реактивної потужності та обмеження перенапруг використовують ШР, під'єднаний до ЛЕП НВН. На підстанціях з кількома короткими лініями зазвичай ШР під'єднано до шини, яку в основному використовують для компенсації зарядної потужності лінії електропередавання НВН.

Пристрій компенсації реактивної потужності під'єднується до третинної сторони трансформаторів НВН, в основному це шунтувальні конденсатори, ШР та СТАТКОМ, які використовуються для забезпечення вимог щодо компенсації реактивної потужності в МЕМ для зменшення реактивної потужності трансформатора, втрат потужності та для регулювання напруги системи [10, 11].

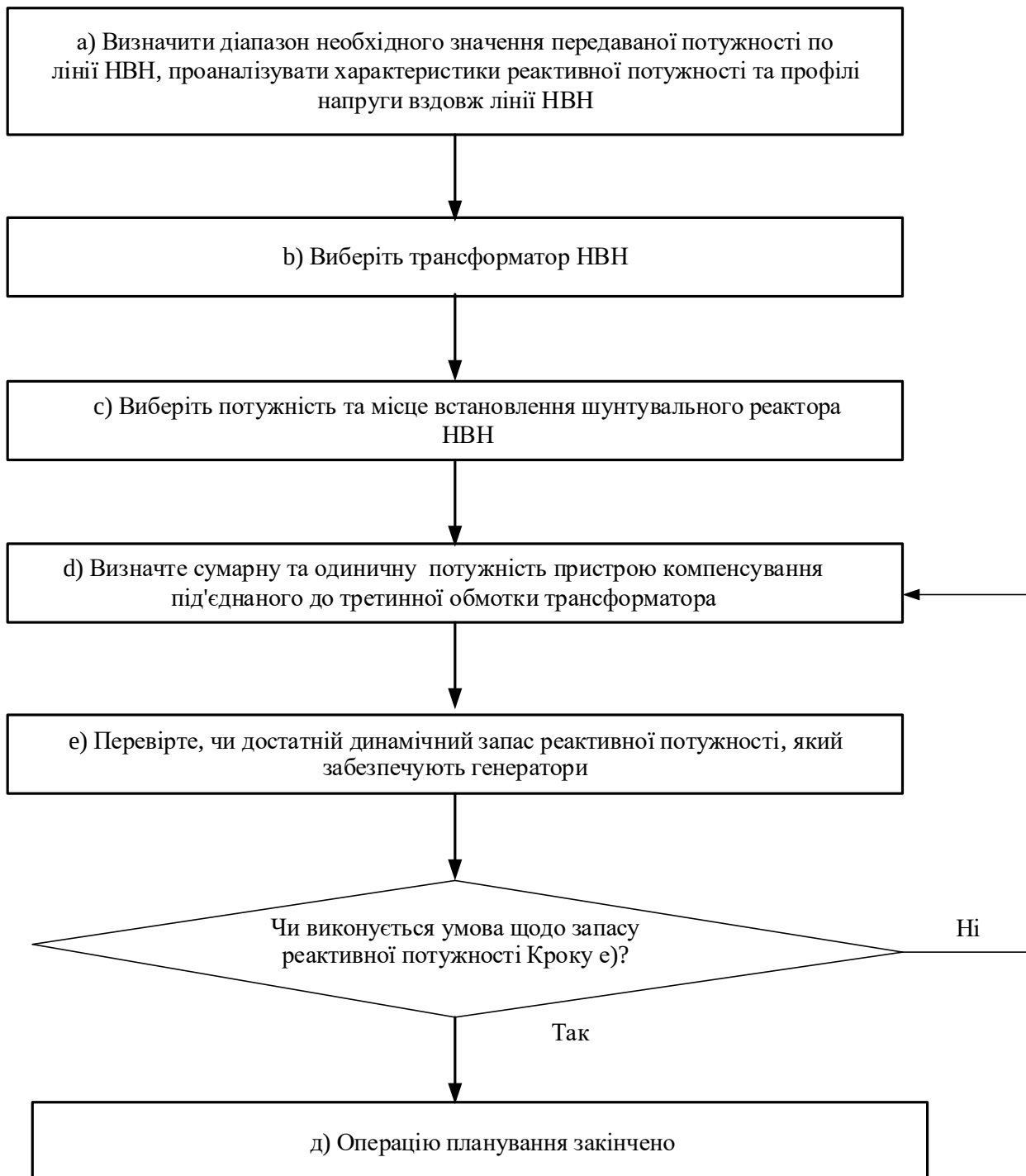


Рис. 1.1 Блок-схема планування компенсації реактивної потужності [38,39]

Потужність шунтувальних реакторів, під'єднаних по кінцях ліній електропередавання, можна обчислити за такою формулою:

$$Q_{HR-total} = k_L Q_B, \quad (1.1)$$

де $Q_{HR-total}$ — потужність ШР, яку потрібно встановити по кінцях лінії НВН;

Q_B — значення величини зарядної реактивної потужності в ненавантаженому режимі роботи НВН;

k_L — коефіцієнт компенсації. Значення величини k_L зазвичай отримують на основі розрахунку напруги та балансу реактивної потужності, який зазвичай становить менше ніж 0,85, щоб уникнути коливань під час перемикання. Якщо лінія коротка і лінійні реактори не потрібні, тоді вимогу щодо компенсації реактивної потужності може бути виконано компенсації м реактивної потужності шини. Потребу в ШР на лінії потрібно визначати, враховуючи ефект Ферранті під час подання напруги та обмеження короткотривалих перенапруг. Зазвичай беруть найближче уніфіковане значення реактивної потужності МВАр. Загалом це компенсація реактивної потужності на затискачах ЛЕП. [38, 39]

Потужність для під'єданого до шини ШР можна обчислити за такою формулою:

$$Q_{bus} = k_B \left(\sum \frac{1}{2} (Q_B - Q_X) - \sum Q_{HR} \right), \quad (1.2)$$

де k_B — коефіцієнт компенсації, який зазвичай близький до 100 %;

Q_X — втрати реактивної потужності лінії електропередавання в режимі холостого ходу;

$\sum \frac{1}{2} (Q_B - Q_X)$ — сума зарядної потужності та втрат реактивної потужності половини довжини лінії всіх ліній електропередавання, під'єднаних до шини;

Q_{HR} — становить половину загального значення $Q_{HR-total}$;

$\sum Q_{HR}$ — сумарна потужність усіх реакторів, безпосередньо під'єднаних до ліній НВН на шині.

Загалом k_B для приймального кінця має бути вищим, ніж для передавального. Крім того, мають бути доступні реактори на шині генератора та шині приймального кінця за умов мінімального навантаження. Потрібно визначити лінійні та шинні реактори за описаною вище методикою та перевіреною моделлю аналізу режимів [38, 39].

Для ефективного використання лінійного реактора, коли лінія не працює, можна встановити роз'єднувач між кінцем лінії та точкою з'єднання лінійного реактора. Якщо лінія не працює, роз'єднувачі можна розімкнути й використати лінійний реактор як шинний реактор без лінії. Забезпечення ШР автоматичними вимикачами можна розглядати тоді, коли реактивна компенсація не потрібна для обмеження комутаційних перенапруг.

Назагал, зарядна потужність ліній електропередавання має майже повністю компенсуватися з боку надвисокої напруги та ШР, під'єднаних до обмотки низької напруги трансформаторів НВН.

Потужність ШР, під'єднаних до обмотки низької напруги розраховують за формулою:

$$Q_{res} = \sum \frac{1}{2} Q_{BH} - \sum Q_{HR}, \quad (1.3)$$

де Q_{res} — значення величини потужності ШР, під'єднаних до обмотки високої напруги;

Q_{BH} — значення величини зарядної потужності лінії НВН, під'єднаної до обмотки високої напруги трансформатора НВН;

Q_{HR} — це потужність реактора, під'єданого до ліній НВН з боку високої напруги трансформатора НВН.

Керований шунтувальний реактор (КШР) може бути використано для виконання вимог щодо обмеження тимчасових перенапруг та балансування зарядної потужності лінії електропередавання НВН у діапазоні режимів навантаження лінії НВН, а саме: в режимах мінімальних та максимальних навантажень.

1.3 Особливості виконання комутацій елегазовими вимикачами в електричних мережах надвисокої напруги

Впровадження сучасного електротехнічного обладнання значно підвищує надійність та сталість роботи об'єднаної електроенергетичної системи України (ОЕС України) в цілому, а також приводить її у відповідність до норм та технічних стандартів ENTSO-E. Це у свою чергу сприятиме виконанню Україною Директиви 2009/72/ЕС (Третій енергетичний пакет) про спільне використання внутрішнього ринку газу та електроенергії Європейського Союзу. На сьогодні в електроенергетичних системах НЕК «Укренерго» експлуатується понад 2500 одиниць обладнання елегазових вимикачів (ЕВ) (вимірювальні трансформатори струму, трансформатори напруги, вимикачі та ін.).

Водночас, за даними низки вітчизняних та зарубіжних досліджень [51–62], зафіксовано значну кількість випадків пошкодження високовольтних ЕВ. Аналіз цих інцидентів показав, що їх основною причиною є перехідні процеси, які виникають під час швидких повторних операцій «вмикання–вимикання» ЛЕП надвисокої напруги. У таких умовах відновлення ізоляційних властивостей елегазу відбувається у вкрай стислий проміжок часу (10–20 мкс), який практично збігається з моментом проходження струму через нуль.

Оскільки проходження миттєвого значення змінного струму через нуль є необхідною передумовою надійного гасіння дуги, навіть незначні відхилення цього процесу здатні призвести до порушення роботи вимикача та пошкодження його контактної системи. Це зумовлює потребу у впровадженні методів керованої комутації, які дозволяють синхронізувати момент спрацювання вимикача з оптимальною фазою струму, мінімізуючи ризик виникнення аварійних режимів.

Можна зробити висновок, що дослідження процесів виконання комутацій вимикачами ЕВ в електричних мережах надвисокої напруги є актуальною науково-технічною задачею.

Виявлено, що висока пробивна стійкість елегазу може викликати негативні наслідки під час комутації ЛЕП НВН. Ці ЛЕП мають значну

протяжність, а тому в них для запобігання режимним перенапругам застосовують компенсацію зарядної потужності ЛЕП шляхом встановлення ШР. Згідно з теорією перехідних процесів, у випадку включенні ЛЕП під напругу вимикачем $Q1$ (рис. 1.2) РП ЕС у режимі холостого ходу ($Q2$ розімкнутий) і з підключеним до ЛЕП ШР ($Q3$ замкнутий) у струмі вимикача з'являються дві складові: вимушена періодична, що відповідає струму нормального усталеного режиму, і вільна аперіодична, виникнення якої викликане неможливістю миттєвої зміни струму індуктивності ШР.

Аперіодична складова характеризується початковим значенням і швидкістю загасання струму внаслідок розсіювання енергії. Початкове значення аперіодичної складової струму відповідно до першого закону комутації залежить від моменту замикання контактів вимикача. Так, якщо включення відбувається в момент, коли миттєве значення напруги наближене до нуля, то аперіодична складова струму має найбільше початкове значення. Постійна часу загасання аперіодичної складової струму визначається співвідношенням активного опору та індуктивності заступних схем відповідних елементів електричної мережі (R, L на рис. 1.2).

Особливо великих значень аперіодична складова досягає у разі ввімкнення ЛЕП на КЗ, наприклад, у процесі невдалого повторного включення. Оскільки керована комутація в елегазових вимикачах виконується в момент проходження напруги через нуль [1,51, 54-55], то в усіх фазах виникають значні аперіодичні складові струму.

В пошкодженій фазі вимушене значення струму КЗ має той же порядок, що й аперіодична складова, тому величина струму переходить через нуль, і він успішно відключається вимикачем. Однак у "здорових" фазах вимушений струм внаслідок компенсації ємності ЛЕП індуктивністю ШР значно менший аперіодичної складової, і через це відбувається затримка моменту переходу струму через нуль (рис. 1.2). Як можна бачити, струм відключення залежить від ступеня компенсації зарядної потужності ЛЕП: $K = bL / bC$, де bL та bC –

еквівалентні індуктивна та ємнісна поперечні провідності еквівалентної заступної схеми ЛЕП відповідно.

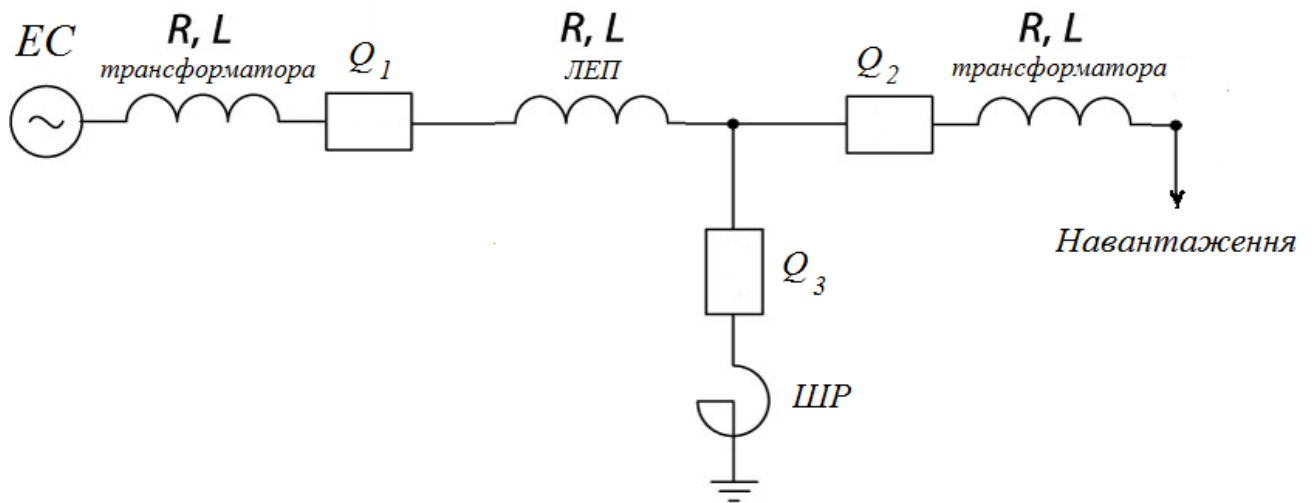


Рис. 1.2 Заступна схема ЛЕП НВН

За умов такої комутації наявність суттєвої аперіодичної складової струму відключення спричиняє тривалий час горіння дуги на контактах і як наслідок значне підвищення температури газу та зростання тиску всередині камери дугогасіння. Контакти вимикача під час тривалого горіння дуги можуть зваритись між собою. Зазначимо, що для повітряних вимикачів цієї проблеми не існує, оскільки в них замикання завжди відбувається в момент часу поблизу проходження напруги через максимум внаслідок пробоя міжконтактного повітряного проміжку. В цих умовах значення аперіодичної складової струму, що проходить через вимикач, невелике і проблем у разі подальшого відключення не виникає. В той же час внаслідок високої ізоляційної здатності елегазу пробій проміжку відсутній навіть у разі мінімального зближенні контактів, тобто замикання кола може відбутись за будь-яких значеннях напруги, в тому числі й у разі значень, наближених до нуля. З одного боку, це позитивний фактор, оскільки керовані комутації зменшують перенапруги [63-65]. Але саме в цих умовах може з'явитись велика аперіодична складова струму, що також загрожує розвитком аварії [66-69].

У РП НВН використовують елегазові вимикачі колонкового типу з автокомпресійним принципом гасіння дуги. Повний час відключення такого вимикача становить близько 40 мс. Ймовірність появи того чи іншого значення

аперіодичної складової струму, а також здатність до відключення її повинні перевірятися в процесі циклічних випробувань вимикачів. Нажаль, на цей час такі випробування не проводяться. Орієнтовно можна вважати, що аперіодична складова струму буде безпечна для вимикача, коли значення струму пройде через нуль не пізніше ніж за інтервал часу 80 мс після його включення. Цей час отримано шляхом додавання часу спрацьовування пристроїв релейного захисту та автоматики (близько 40 мс) і повного часу відключення вимикача (близько 40 мс) [54-55, 66-69]. Таким чином, для ЛЕП з характеристиками на рис. 1.2 безпечним для вимикача буде ступінь компенсації її зарядної потужності, не більший ніж 0,6.

Можна змінити час затухання аперіодичної складової струму, ввівши перед комутацією в електричне коло додаткові резистори. Взагалі застосування резисторів, що підключаються перед комутацією, є одним із заходів запобігання перенапругам у мережах НВН. У цих мережах запаси міцності ізоляції обладнання через високу ціну порівняно невеликі, а тому воно може бути ушкоджене комутаційними перенапругами [70-80]. На сьогодні виробники пропонують у разі необхідності комплектувати елегазові вимикачі резисторами для боротьби не тільки з перенапругами, а й з аперіодичною складовою струму відключення Рис. 1.3.

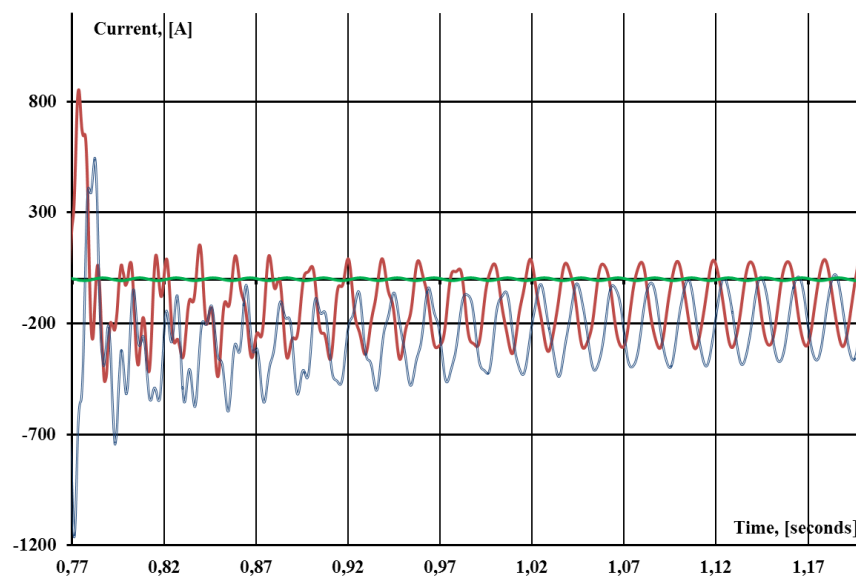


Рис. 1.3 Сумарні струми перехідного процесу

Але вибір необхідного значення резисторів відрізняється залежно від мети їх застосування. Якщо за умов запобігання комутаційним перенапругам фактором вибору є хвильовий опір ЛЕП НВН, то для демпфірування аперіодичної складової необхідно забезпечити коефіцієнт затухання, а також можливість розсіювання резистором енергії, що виділяється.

Співвідношення періодичної та аперіодичної складової в струмі вимикача має принципове значення і залежить від довжини ПЛ у поєднанні з числом реакторів на ній. У випадку, коли в струмі домінує аперіодична складова, сумарний струм у вимикачі може порівняно довго (поки в достатній мірі не згасне аперіодична складова) не мати «нулів», що створює труднощі у його відключенні.

Іншими словами, якщо відключення резонансно налаштованої ПЛ з реакторами слід з малим інтервалом часу слідом за її включенням, то струм, що відключається, певний час може не мати нулів, тобто. буде відтерміновано процес гасіння дуги. Більш того, процес гасіння дуги може завершитися в різних фазах неоднаково швидко, що призведе до виникнення несиметричної схеми живлення ПЛ навіть за штатної роботи вимикача.

1.4 Дослідження умов виникнення резонансних перенапруг під час комутування режимів за умов структурної несиметрії

Підвищення значення величини напруги в НВН викликає надзвичайно серйозні пошкодження устаткування, тому було розроблено різні заходи для його притлумлення. Загалом вони ефективні незалежно від режиму роботи системи передавання НВН. У цьому підрозділі описано характерні методи типових заходів притлумлення перенапруг.

Для притлумлення комутаційних перенапруг використовують передввімкнений резистор для ЕВ. Опір такого резистора зазвичай становить від 200 Ом до 700 Ом [72,77-79].

Кероване комутування автоматичних вимикачів змінного струму високої напруги стало загальноприйнятим засобом зменшення комутаційної перенапруг

в енергосистемах. Оскільки номінальне значення потужності трансформаторів НВН і шунтувальних компенсаційних пристроїв, під'єднаних до третинної обмотки трансформатора набагато більша, ніж у трансформаторів нижчої величини напруги, то спотворення форми кривої пускового струму та напруги під час подання напруги є набагато серйознішими чинниками. По факту кероване комутування має бути застосовано для ефективного притлумлення комутаційних перенапруг [68-69].

Як відомо, однією з основних причин виходу з ладу основного обладнання в магістральних електричних мережах є таке збурення, як перенапруги, тобто підвищення величини робочої напруги понад максимально припустиме відповідно до технічного регламенту значення [69-73]. Це пояснюється, зокрема, тим фактором, що загалом для елементів магістральних мереж передбачається порівняно малий резерв ізоляції через високу її ціну для даного класу напруги. За умов проектування магістральних електричних мереж, зокрема підстанцій надвисокої напруги (НВН), ізоляцію обладнання обирають за принципом нормалізації: її рівень визначають, виходячи з впливу найбільшої робочої напруги. А для короточасних перенапруг передбачають використання спеціальних заходів обмеження до рівня, за якого не буде потрібно посилення ізоляції. Цей принцип дає можливість зменшити витрати на будівництво електроенергетичних об'єктів у разі збереження достатньої надійності їх експлуатації [72-75]. Величини комутаційних перенапруг в електричних мережах номінальною напругою 750 кВ є визначальними під час вибору засобів обмеження короточасних перенапруг, на відміну від мереж з меншою номінальною напругою, де вирішальну роль відіграють атмосферні перенапруги.

Оскільки експериментальні дослідження внутрішніх перенапруг у мережах такого класу становлять значні труднощі, особливого значення набуває вивчення умов виникнення та процесу протікання перенапруг цього класу за допомогою методів математичного моделювання [79-81].

Виконано аналіз необхідних і достатніх умов виникнення і розвитку

внутрішніх перенапруг різного виду в магістральних електричних мережах, причому розглядались не тільки стаціонарні та квазістаціонарні режими, а й перехідні процеси, що виникають у результаті комутацій. Розроблені математичні моделі елементів магістральних електричних мереж, на відміну від традиційних, орієнтованих на дослідження режиму певного типу (перехідного або усталеного), є універсальними і найбільш адекватно відтворюють фізичні процеси в елементах електричних мереж.

Предметом раніше виконаних у відділі досліджень були в основному внутрішні тривалі перенапруги у магістральних мережах на основній частоті. Але з практики експлуатації ЛЕП НВН відомо, що в них трапляються також тривалі перенапруги на частотах, відмінних від основної. Як показав аналіз регістрограм аварійних процесів, ці тривалі внутрішні перенапруги виникають під час резонансного режиму в електричних колах з лінійними елементами за умов наявності джерел спотворень. Це, перш за все, магнітний шунт трансформатора в режимі холостого ходу, який можна розглядати як джерело електрорушійної сили (ЕРС) з частотами гармонічних складових [79-80]. Таким чином, нелінійні елементи безпосередньо не входять у резонансне коло, а є джерелом зовнішньої сили, яка викликає коливання. В електричних мережах усталені коливання на частотах гармонічних складових можуть спричинити перенапруги резонансного характеру, викликати перевантаження та ушкодження конденсаторів, обумовити неправильну дію пристроїв релейного захисту і порушити роботу ліній зв'язку.

Короткочасні внутрішні перенапруги виникають в електричних мережах порівняно часто у вигляді вільних коливань. Вони є результатом, по-перше, будь-якої нормальної варіації електричної або магнітної взаємодії в мережі (вимикання й включення окремих елементів, різка зміна споживання, спрацьовування розрядників і т.п.) і, по-друге, аварійних ситуацій у мережі КЗ, обрив фази, спрацьовування засобів протиаварійної автоматики і т.п.). Тривалі внутрішні перенапруги спричиняються резонансом, збудженим і підтримуваним постійно діючою зовнішньою силою; вони обумовлені

властивостями мереж й можуть бути усунуті лише шляхом зміни співвідношення між параметрами мережі та її режиму. На відміну від короточасних перенапруг, які тривають соті частки секунди, резонансні не тільки виникають непередбачено, але й можуть існувати порівняно тривалий час, поки дія захисту від підвищення напруги, регуляторів напруги або втручання персоналу не призведуть до зміни схеми й режиму.

Розроблені моделі дали змогу визначити шляхи для попередження та гасіння внутрішніх комутаційних перенапруг у діючих магістральних мережах. Перш за все це стосується програмування комутацій, для чого було розроблено алгоритм оптимального вибору варіантів за критерієм мінімальних тривалості та кратності перенапруг. Також було враховано, що приводи сучасних вимикачів дають змогу виконувати керовані комутації [77-78], тобто вмикати електричне коло у разі проходження миттєвого значення напруги через нуль, а розмикати – у разі проходження через нуль миттєвого значення струму. Такі дії мають на меті зменшити запаси обмінної енергії в елементах системи, а значить, і знизити рівень комутаційних перенапруг.

Але неодночасність виконання комутацій, спричинена зсувом фаз напруги та струму в трифазній мережі, викликає появу короточасного неповнофазного режиму і відповідно може викликати перенапруги вже резонансного характеру. Тому перш ніж визначити критерії виконання керованих комутацій, необхідно виконати моделювання процесів та їх аналіз для конкретних умов електричної мережі [74-78].

Як згадувалося вище, в електричних мережах НВН ШР встановлюються на лініях, виходячи з вимоги забезпечення припустимого рівня напруги на ній у мінімальному режимі.

В процесі експлуатації існує ймовірність виходу з ладу ШР у одній з фаз. На час його ремонту або заміни електрична мережа буде функціонувати в неповнореакторному режимі. У неповнореакторному режимі ступінь компенсації зарядної потужності відповідної фази буде меншим, ніж двох інших. Тому в фазі без ШР виникає небезпека появи більших за рівнем

перенапруг.

Крім того, постійно діюча несиметрія НПФР режиму буде накладатися на короточасну несиметрію за умов виконання керованої комутації. Отже, ризики виникнення короточасних і тривалих перенапруг зростають. Спеціальні пристрої для обмеження перенапруг типу ОПН слід розглядати перш за все як додатковий захист, оскільки вони обмежують тільки короточасні перенапруги, що виникли у разі несприятливих умовах здійснення комутації. На противагу їм раціональне використання керованої комутації може впливати на саму причину виникнення перенапруг.

Метою даної частини роботи є дослідження резонансних перенапруг в блокових схемах, що виникають у разі комутацій навантаженого блоку «АТ - лінія НВН» в умовах неповнофазного режиму. Для реалізації поставленої мети було розроблено розрахункову модель, виконано розрахункові експерименти та визначено способи унеможливлення небезпечного аномального режиму [70-76].

Розрахунковий аналіз режимів РП ускладнений тим, що в ньому беруть участь нелінійні елементи (індуктивність намагнічування трансформатора, ОПН, коронний розряд на лінії електропередавання). Наявність у розрахунковій схемі нелінійних елементів зумовлює застосування чисельних методів розрахунку у часовій області [71,79].

Експериментальні розрахунки проводилися для блокової схеми "АТ - лінія", представленої на рис. 1.4. Для розрахунків використано параметри АТ АОДЦТН 417000/750/330/10,5. Довжина лінії 750 кВ варіювалася в межах 150-500 км [78-81]. Слід зазначити, що довжина лінії безпосередньо впливає як на значення перенапруг, так і на умови їх виникнення, проте (що згодом підтвердили розрахунки), якщо за умов конкретної довжини лінії існують умови для виникнення РП, то основні закони його поведінки однакові для всіх схем з іншими довжинами ліній. У силу цього дослідження РП в блокових схемах "АТ - лінія" були проведені для конкретної довжини лінії, за якої виконуються умови для розвитку РП.

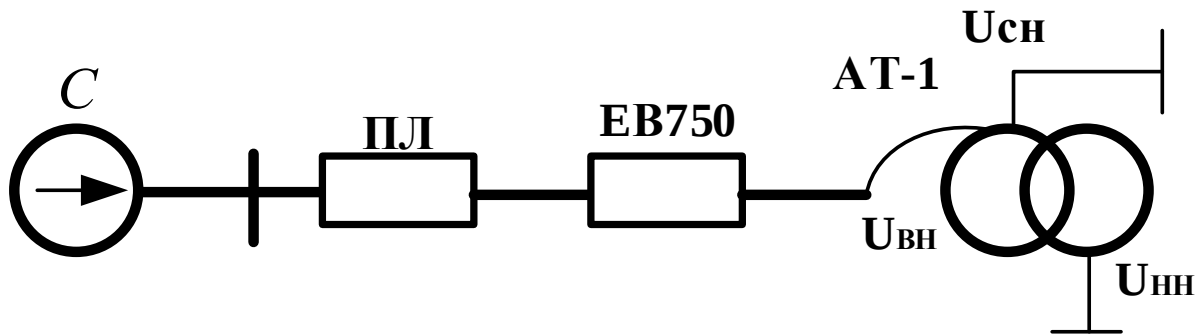


Рис. 1.4 Блочна схема "АТ-лінія".

U_{BH} , U_{CH} , U_{HH} — виводи обмоток вищої, середньої та нижчої напруги АТ-1.

$С$ — передавальна енергосистема, АТ-1 — АТ АОДТЦН 417000/750/330/15,75, ЕВ750— елегазовий вимикач, ПЛ— повітряна лінія напругою 750 кВ,

З ціллю виявлення режимів, що призводять до виникнення РП, на розробленій математичній моделі було проведено розрахунки наступних комутацій:

- однофазне включення блоку АТ-ПЛ під напругу на холостому ході лінії;
- неповнофазне включення блоку АТ-ПЛ під напругу двома фазами (відмова вимикача в одній із фаз) на холостому ході лінії та під навантаженням;
- неповнофазне відключення блоку АТ-ПЛ двома фазами (відмова вимикача в одній із фаз) на холостому ході лінії.

Так як режим роботи обмотки низької напруги АТ впливає на умови розвитку перенапруг на вищих гармонійних, були здійснені розрахунки різних видів комутацій ЛЕП НВН під час номінального навантаження обмотки ПН.

Однофазне включення блоку АТ-ПЛ під напругу (рис. 1.5) - дана комутація є позаштатною і може спостерігатися у разі мимовільному включенні вимикача в одній із фаз через несправність автоматики вимикача. В даному випадку у разі подачі напруги, наприклад, фазу А блоку АТ-ПЛ спостерігається короткочасний перехідний процес, що супроводжується перенапругами на фазі

А і загасаючий протягом першого напівперіоду промислової частоти [74-80]. На сусідніх фазах у разі згасання коливань вищих гармонік встановлюються напруги, синфазні з напругою у фазі, обумовлені міжфазними ємнісними зв'язками.

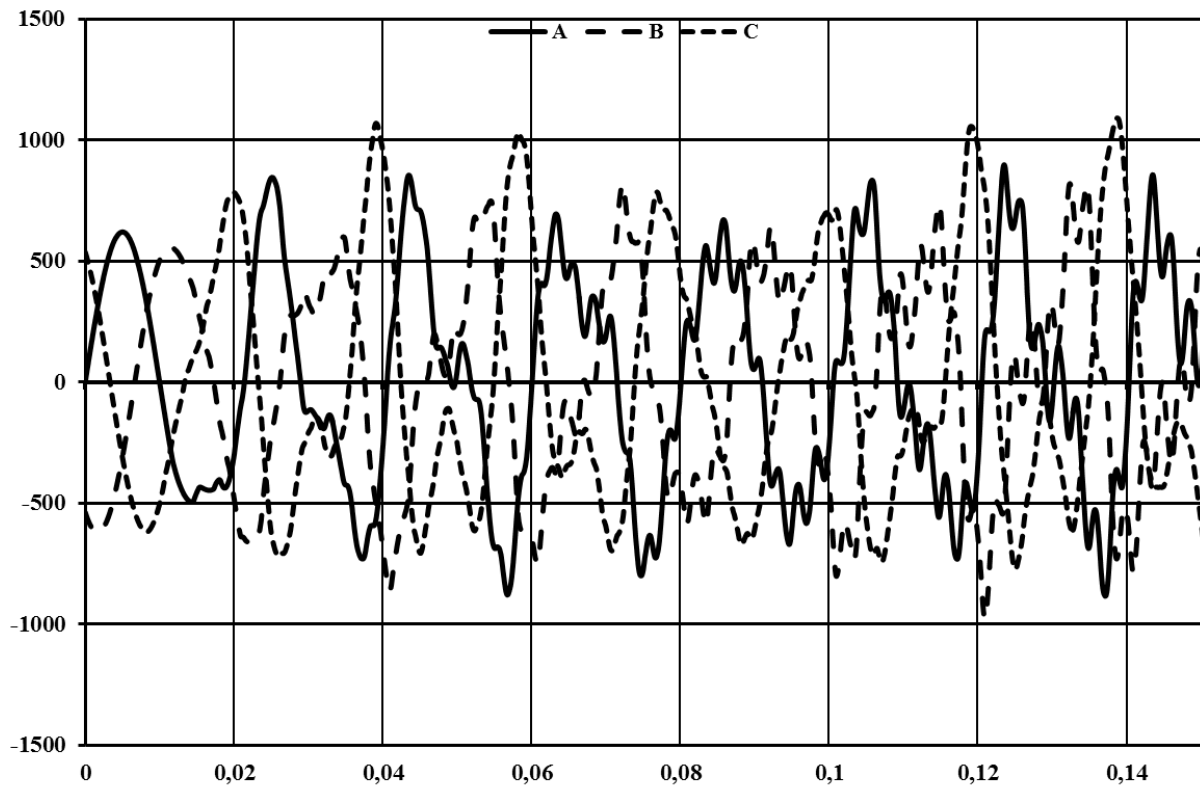


Рис. 1.5 Фазна напруга на стороні СН АТ у випадку включенні під напругу фази А

Аналогічна картина спостерігається за умов однофазного включення вимикачем фази блоку АТ-ПЛ (рис. 1.6). Напруги, які встановилися після загасання перехідного процесу на сусідніх фазах також синфазні, але в даному випадку однакові за значенням через рівні міжфазних відстаней і як наслідок рівності взаємних ємностей між фазами В - А і В - С. Даний режим, як і попередній, не небезпечний для ізоляції високовольного обладнання, але може бути неприйнятним для споживача.

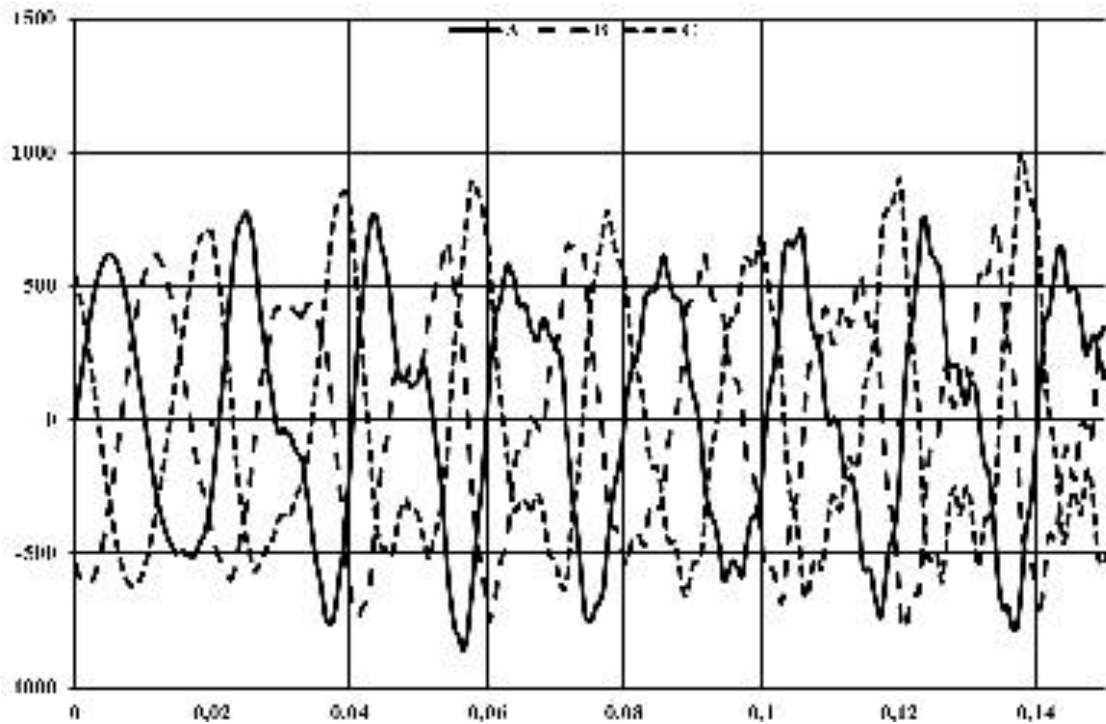


Рис. 1.6 Фазні напруги на стороні СН за умов включення під напругу фази на холостому ході лінії.

Включення активного опору в розрив трикутника обмоток НН АТ дозволяє зменшити амплітуди і прискорити згасання коливань вищих гармонік, що виникають на відключених фазах, внаслідок зниження струму нульової послідовності. Розрахунки показують, що зі збільшенням опору кратності перенапруг знижуються від 1,5 за відсутності опору до 1,3 у випадку значення опору 100 Ом. У випадку значення опору 500 Ом, перенапруг немає, коливання вищих гармонік тривають трохи більше напівперіоду промислової частоти, після чого напруга встановлюється на рівні 0,8 [73-74].

1.5 Висновки до розділу

1. Визначено засади, здійснено розвиток теорії, розроблено математичні моделі й методи для дослідження аномальних режимів електричних мережах, які виникають під дією зовнішніх факторів спотворень та в результаті змін внутрішньої структури. Отримані результати в сукупності є теоретичним узагальненням та новим вирішенням важливої для електроенергетики науково-

прикладної проблеми поліпшення надійності та ефективності електропостачання на основі спеціальних заходів, які ґрунтуються на розроблених моделях і методах аналізу.

2. Мережним компаніям, що використовують елегазові вимикачі як лінійні, слід направити виробникам вимикачів настійну рекомендацію зробити конструктивні доробки вимикачів, що дозволять комутувати ненавантажені лінії з високим ступенем компенсації ємності цих ліній ШР (можливо, з доробкою дугогасильної камери).
3. У технічній документації на вимикачі повинні вказуватися вимоги до змісту аперіодичної складової в сумарному струмі, що відключається (тут йдеться про струм нормального режиму): допустимий рівень, допустима стала часу згасання або інтервал часу, протягом якого миттєве значення сумарного струму має набувати нульових значень.
4. Таким чином, хоча заміна вимикачів традиційної конструкції на елегазові в РП НВН, як правило, призводить до зростання надійності роботи електричної частини ЕС, все ж можна зробити висновок про необхідність виконання перед модернізацією попереднього аналізу перехідних процесів, що виникають у результаті комутацій за допомогою елегазових вимикачів, перш за все значення аперіодичної складової струму та еквівалентної ємності обладнання. Для виконання досліджень слід використовувати адекватні математичні моделі, що ґрунтуються на числовому розв'язку відповідних диференціальних рівнянь. Зауважимо, що якщо передбачається зменшити аперіодичну складову струму за рахунок попереднього включення резисторів або відключення ШР, то моделювання перехідного процесу має виконуватись у два етапи: як для комутації елегазових вимикачів, так і попередньої допоміжної комутації.

Посилання: [1-80], див. список використаних джерел стор. 266 – 289.

РОЗДІЛ 2 МОДЕЛІ ТА МЕТОДИ ОПТИМІЗАЦІЇ РЕЖИМІВ МАГІСТРАЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ЗА ДОПОМОГОЮ КЕРОВАНОЇ КОМПЕНСАЦІЇ

Значна протяжність електричних мереж України та постійні зміни їхніх навантажень призводять до істотного підвищення напруги призводять до істотного підвищення напруги відносно номінального значення під час режиму мінімального навантаження. Це зумовлено надлишковою реактивною потужністю, що генерується лініями електропередачі. Наслідками такої ситуації є значні втрати потужності, примусове перевантаження обладнання та погіршення стану його ізоляції.

Лінії надвисокої напруги (НВН) мають значну довжину, а їх фази складаються з розщеплених проводів, що допомагають зменшити втрати на корону. Ці лінії генерують значну реактивну потужність, величина якої істотно залежить від режиму електропередавання. електропередачі в широкому діапазоні значень. Це спричиняє недопустимі коливання напруги в мережі, збільшує втрати при зниженні напруги та підвищує ймовірність пошкодження обладнання при її зростанні [1-3].

2.1 Керована компенсація зарядної потужності ЛЕП НВН

В умовах сучасного функціонування електроенергетичної галузі необхідне впровадження технічних засобів для регулювання реактивної потужності, які б дозволили підвищити пропускну здатність ліній НВН, на відміну від застарілих концепцій. Дослідження демонструють, що керовані шунтувальні реактори можуть бути ефективним рішенням у цьому напрямку [1,2,28]

Лінії електропередачі, що працюють в режимах мінімальних навантажень, можуть розглядатися як джерела реактивної потужності. Через наявність надлишкової реактивної потужності підвищуються напруги в мережі, по лінії електропередачі протікають ємнісні струми та зростають втрати активної потужності. Для вирішення цих проблем і виникає потреба у споживанні надмірної реактивної потужності. Як пристрої, що споживають

реактивну потужність, нами розглянуті: статичні тиристорні компенсатори та шунтувальні реактори. Проводи лінії електропередачі мають ємність на землю, величина цієї поперечної розподіленої ємності залежить від її протяжності та конструкції. Зарядні потужності типових конструкцій ліній електропередачі наведено у таблиці 2.2 [1-2].

Список ліній електропередавання надвисокої напруги ОЕС України наведено в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1

Перелік ліній електропередавання надвисокої напруги ОЕС України

Назва лінії	Довжина, км
Хмельницька АЕС-Жешув (Польща)	396
Підстанція Київська-Рівненська АЕС	353
Підстанція Західна Україна - Альбертірша (Угорщина)	479
Підстанція Західноукраїнська - Рівненська АЕС	282
ПС Південнодонбаська - ПС Донбас	220
Запорізька АЕС - ПС Південнодонбаська	150
Підстанція Дніпровська - Південноукраїнська АЕС	333
Підстанція Західна Україна-ПС Вінниця	361
Чорнобильська АЕС - Хмельницька АЕС	136
Підстанція Західноукраїнська-Підстанція Вінниця	177
Підстанція Північно-Українська-Курська АЕС	228
Вінниця - Південноукраїнська АЕС	304
Підстанція Західноукраїнська - Хмельницька АЕС	190
Підстанція Вінницька-Південноукраїнська АЕС	126

Таблиця 2.2

Зарядні потужності ліній електропередавання

Номинальна напруга кВ	Зарядна потужність лінії МВАр на 100 км
35	0.3-0.4
110	3.4-4.0
150	5.5-6.0
220	14.0-15.0
330	40.5-42.0
750	90.0-100.0

Протяжні лінії електропередач є потужними нерегульованими джерелами реактивної потужності в системі. Ця потужність компенсується шунтувальними реакторами (поперечна індуктивна компенсація). Для того щоб забезпечити прийнятні значення напруг у режимах малих навантажень у мережах класів напруги 110 кВ і вище необхідна ШР, що компенсують зарядну потужність ліній. З точки зору зниження додаткових втрат енергії в режимі малих навантажень та холостого ходу доцільно рівномірно розподілити сумарну потужність реакторів вздовж ліній. Крім того, концентрація значної потужності реакторів в одному або двох пунктах протяжної електропередачі небажана, так як при розривах передачі, пускових схемах можуть виявитися довгі ділянки лінії, ємність яких не компенсована реакторами [1,81-83].

Реактори доцільно розміщувати на підстанціях або перемикальних пунктах, що споруджуються. Некеровані реактори на проміжних та приймальних підстанціях повинні відключатися в режимах великих навантажень для зменшення втрат, поліпшення умов регулювання напруги та збільшення стоку реактивної потужності до приймальної системи (з метою зменшення потужності синхронних компенсаторів). Відсутність вимикачів у ланцюгах реакторів може призвести до значного зниження напруги в режимах передачі великих потужностей. Тому встановлення вимикачів для реакторів, що розміщуються на проміжних підстанціях, як правило, є необхідним. При виборі

сумарної потужності шунтувальних реакторів передбачається, що при включенні лінії підвищення напруги на її початку не повинно перевищувати найбільшу робочу напругу для даного класу. Включення реакторів шунтувальних на стороні середньої або низької напруги трансформаторів замість високого пов'язано зі збільшенням їх потужності [82-83].

На сьогодні при експлуатації магістральних електричних мереж існує проблема, що пов'язана з недостатніми можливостями оперативного керування режимами. Разом з тим на основі сучасної схемотехніки та елементів силової електроніки розроблено ряд ефективних пристроїв FACTS, які призначені для реалізації такого керування. Одним з пристроїв FACTS є керовані шунтувальні реактори та статичні синхронні компенсатори, які в магістральних електричних мережах дозволяють виконувати функції, які наведені на рис. 2.1.

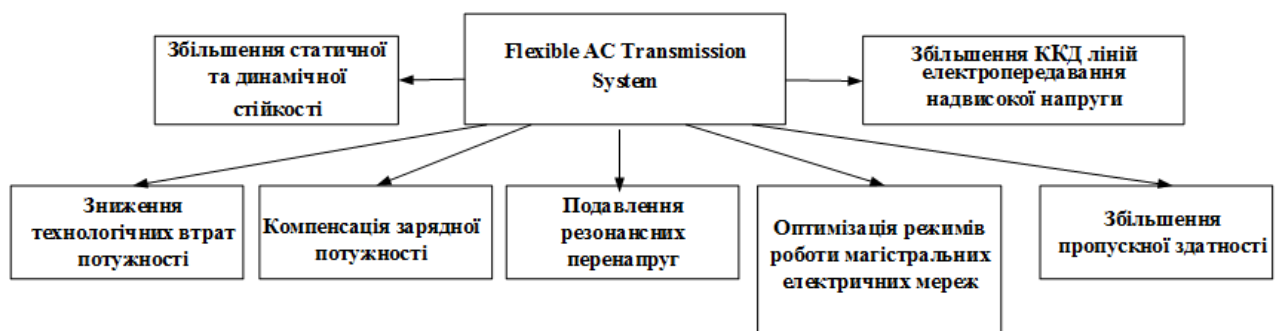


Рис. 2.1 Завдання, які концепція SMART GRID дозволяє вирішувати в магістральних електричних мережах за допомогою контрольованих пристроїв реактивної потужності [1].

Багаторазові спроби реалізувати регулярне відключення шунтувальних реакторів (ШР) у ряді країн виявилися малоефективними [84-87]. Це пояснюється тим, що під час нормального режиму експлуатації магістральних електричних мереж операції з увімкнення та вимкнення ШР необхідно виконувати щонайменше один раз на тиждень, а в більшості випадків — значно частіше, аж до щоденних комутацій. Типовою ситуацією, яка потребує таких дій, є добове коливання навантаження, що зумовлює часту зміну режиму

компенсації. Подібна частота комутацій призводить до швидкого зносу комутаційної апаратури. Зокрема, кожна така операція зменшує ресурс автоматичних вимикачів, а сам реактор піддається дії комутаційних перенапруг [30-36], що прискорює деградацію його ізоляції.

Окрім цього, відключення ШР створює загрозу для стабільної роботи електричної мережі. У випадку раптового відключення лінії відсутність реактора спричиняє істотне зростання вимушеної складової перенапруг, яка може перевищувати допустимі межі [49].

У зв'язку з наведеними проблемами, більшість країн відмовилися від традиційної комутації шунтувальних реакторів. Це обумовлює потребу у розробці нових підходів до аналізу режимів передачі електроенергії за наявності керованих шунтувальних реакторів (КШР). Використання КШР у ЛЕП надвисокої напруги розглядається як доцільний та перспективний крок для підвищення надійності та ефективності функціонування магістральних електричних мереж [84-88].

Під час кожної операції комутації ресурси вимикачів зношуються, а реактор знову підпадає під вплив небезпечних комутаційних перенапруг [1,2,30-36], що негативно впливає на його ізоляцію. До того ж, вимкнення ШР може бути критичним для системи в цілому: при раптовому відключенні лінії, перенапруга без ШР перевищує допустимі межі. Враховуючи ці фактори, у міжнародній практиці майже повністю відмовились від традиційного перемикачів ШР, натомість переходячи до аналізу режимів роботи з КШР [1,43,81].

$$Q_{zap} = j\omega C_n U_{ном}^2 I, \text{МВАр}, \quad (2.1)$$

де ω – кутова швидкість; C_n – питома ємність ЛЕП НВН, яка розраховується за формулою $C_n = C_3 + 3C_m$, C_3 – ємність відносно фази та

землі, C_M – міжфазна ємність; $U_{ном}$ – номінальна напруга лінії, l – довжина лінії.

Зарядні потужності лінії електропередавання у випадку максимального та мінімального значень питомої провідності B наведено на рис 2.2.

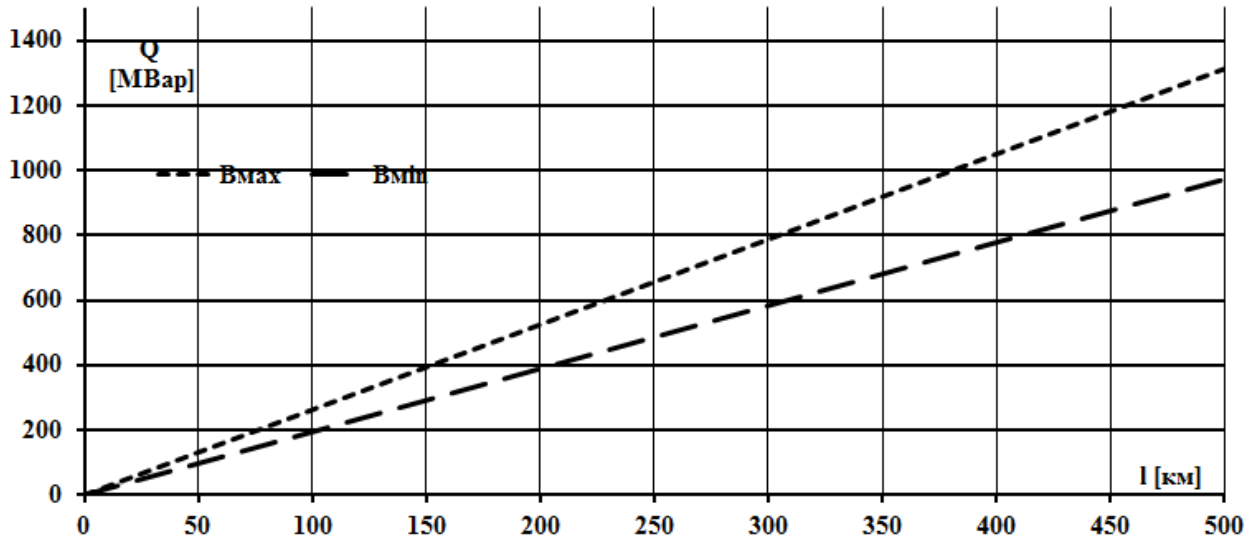


Рис. 2.2 Зміна зарядної потужності від довжини лінії [1-2]

Варто підкреслити, що для ефективного підвищення пропускної здатності ліній електропередачі надвисокої напруги (ЛЕП НВН) необхідно забезпечити керованість потоками як активної, так і реактивної потужності. Одним із перспективних напрямів у цьому контексті є впровадження гнучких ліній електропередачі змінного струму (ГЛЕП) у межах концепції «розумної мережі» (Smart Grid) [1,43,81]. Крім того, важливим аспектом розвитку сучасної електроенергетики є формування активно-адаптивної системи електропостачання, в якій для регулювання реактивної потужності застосовуються керовані шунтувальні реактори (КШР).

У цьому контексті особливого значення набуває дослідження режимів функціонування ЛЕП НВН із КШР, що дозволяє не лише оптимізувати розподіл електричних потоків, а й підвищити стабільність і гнучкість енергосистеми в умовах змінних навантажень [84-87]. Ступінь компенсації зарядної потужності визначається наступним виразом:

$$K = -\frac{n}{\omega^2 C_n l L_p} \quad (2.2)$$

де L_P – індуктивність керованого шунтувального реактора; n – кількість груп керованих шунтувальних реакторів.

На рис.2.3 наведено ступінь компенсації зарядної потужності залежно від довжини лінії у разі застосування різної кількості груп ШР .

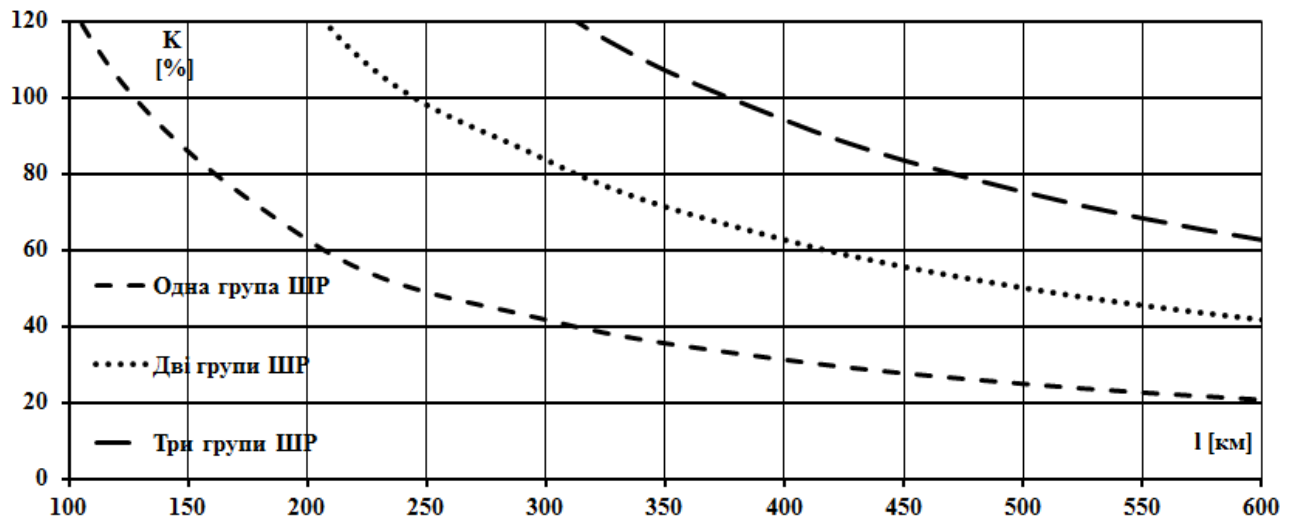


Рис. 2.3 Графік зміни ступеня компенсації реактивної потужності від кількості встановлених груп шунтувальних реакторів та довжини лінії [1,2,81]

Керовані компенсуючі пристрої є найбільш перспективними в якості засобів поперечної компенсації в лініях надвисокої напруги. Їх основне призначення-плавно змінювати споживання надлишкової реактивної потужності ліній електропередачі з метою нормалізації рівнів напруги. На прикладі лінії електропередачі 750 кВ в розділі показаний метод оцінки додаткового ефекту від використання керованого компенсаційного пристрою для зниження втрат активної потужності в лініях [85,88].

Як відомо, шунтувальні реактори (ШР) використовуються як засіб компенсації надлишкової реактивної потужності повітряних ліній електропередачі (ПЛЕП) більш високих класів напруги. Крім того, ці пристрої обмежують внутрішні перенапруги при включенні і виключенні повітряних ліній і допомагають відключити дугу перезарядки в однофазному циклі автоматичного повторного закриття (ОАПВ).

Вони характеризуються відносно невеликими втратами активної потужності (0,3%) і найменшою питомою вартістю конструкції серед пристроїв компенсації реактивної потужності. У той же час відомо, що в багатьох випадках установка ШР робить негативний вплив на пропускну здатність ліній електропередачі, а також призводить до збільшення втрат активної потужності в лініях електропередачі в режимах значних навантажень повітряних ліній [27-31].

Це, мабуть, пов'язано з неможливістю їх частого перемикання через низьку експлуатаційну надійність перемикачів реакторів і їх недостатнього ресурсу перемикання, а також через неприпустимі коливання напруги при різкій зміні значних реактивних потужностей цих реакторів. Так, у схемі ПЛ 750 кВ потужність якої становила всього близько 40% від її природної потужності за рахунок використання нерегульованих шунтувальних реакторів в якості пристроїв компенсації реактивної потужності.

Наявність постійно підключених реакторів до повітряної лінії, незалежно від її навантаження, призводить не тільки до зниження пропускну здатності лінії електропередачі, але і до збільшення втрат активної потужності. Остання обставина була добре відома раніше, але метод кількісної оцінки втрат активної потужності раніше не проводився [5-7, 84-91].

Численні спроби забезпечити надійну комутацію шунтувальних реакторів (ШР) без негативних наслідків у багатьох країнах виявилися малоефективними [1, 12-16, 92-94]. Це пояснюється тим, що в умовах експлуатації магістральних електричних мереж операції з увімкнення та вимкнення ШР необхідно виконувати щонайменше один раз на тиждень, а здебільшого — навіть частіше, іноді щоденно. Типовим прикладом такої необхідності є щоденні коливання навантаження, які зумовлюють часте перемикання ШР, що призводить до інтенсивного зносу комутаційного обладнання.

Графік залежностей реактивної потужності від зміни індуктивності трьох групових керованих шунтувальних реакторів показаний на рис.2.4.

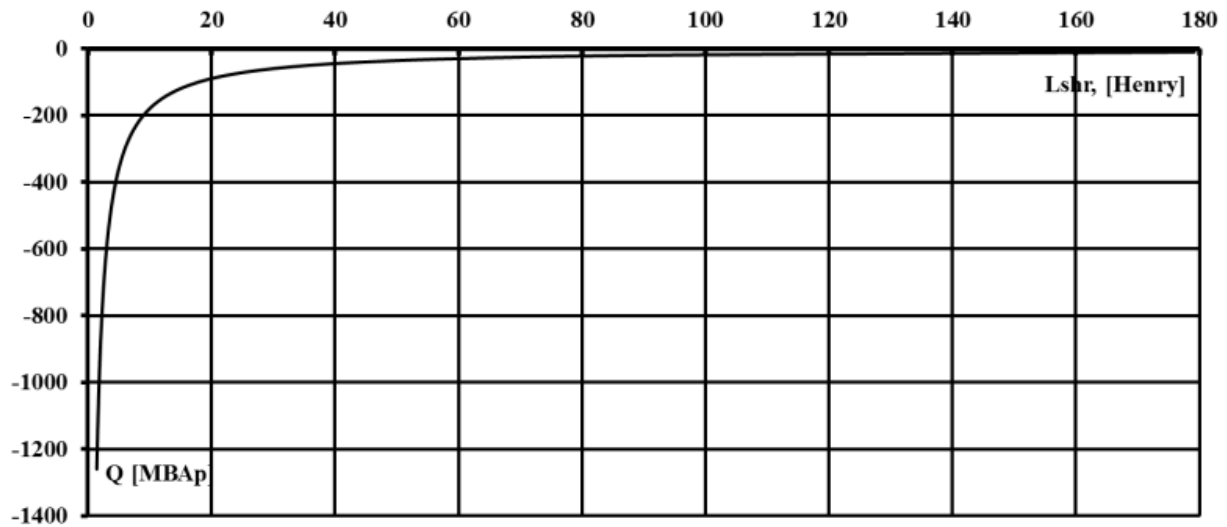


Рис. 2.4 Діапазони регулювання реактивної потужності трьох груп керованих шунтувальних реакторів [1,2]

Графік залежностей реактивної потужності від зміни індуктивності двох груп керованих шунтувальних реакторів показаний на рис.2.5.

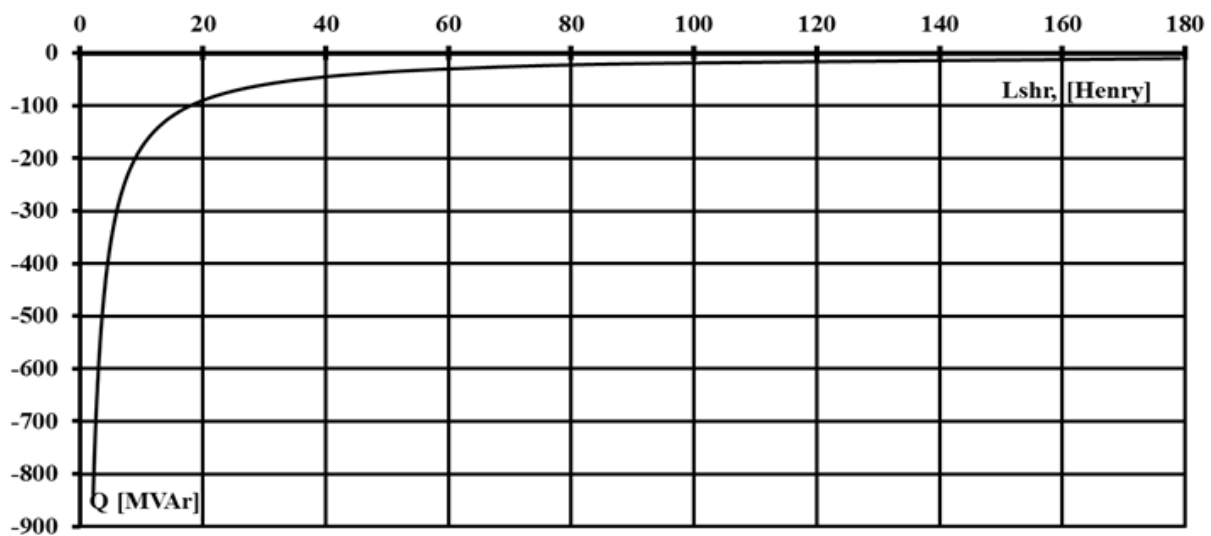


Рис. 2.5 Діапазони регулювання реактивної потужності двох груп керованих шунтувальних реакторів [1,2]

Графік залежностей реактивної потужності від зміни індуктивності однієї групи керованих шунтувальних реакторів показаний на Рис.2.6.

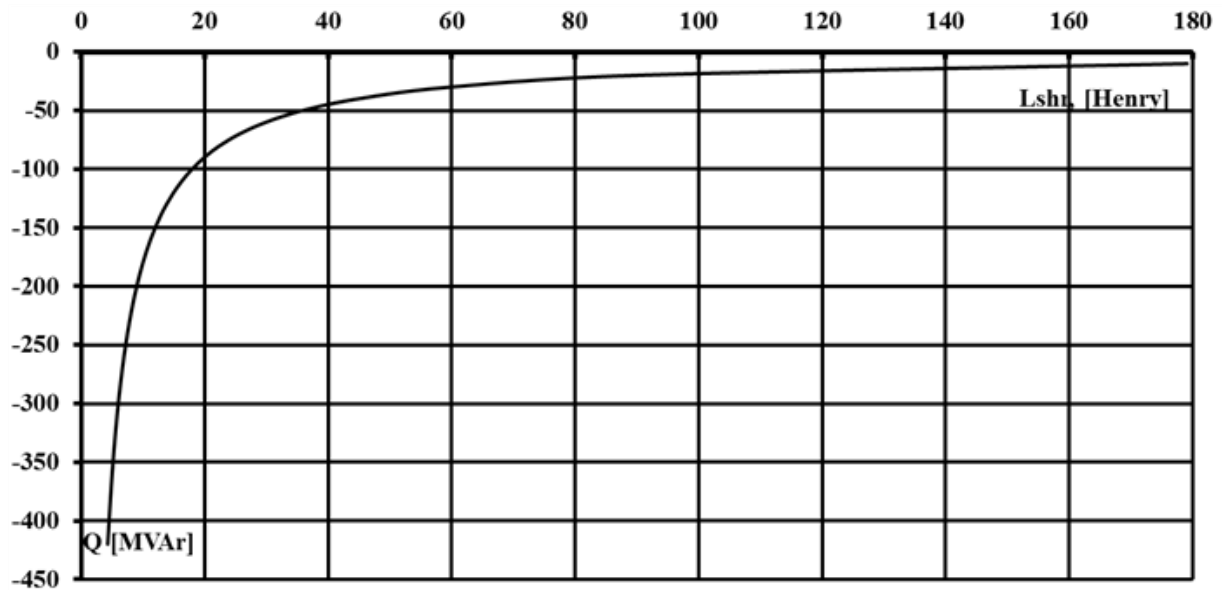


Рис. 2.6 Діапазони регулювання реактивної потужності однієї групи керованих шунтувальних реакторів [1]

Для наочності на рис.2.7 показаний графік зміни ступеня компенсації реактивної ємнісної потужності керованими шунтувальними реакторами.

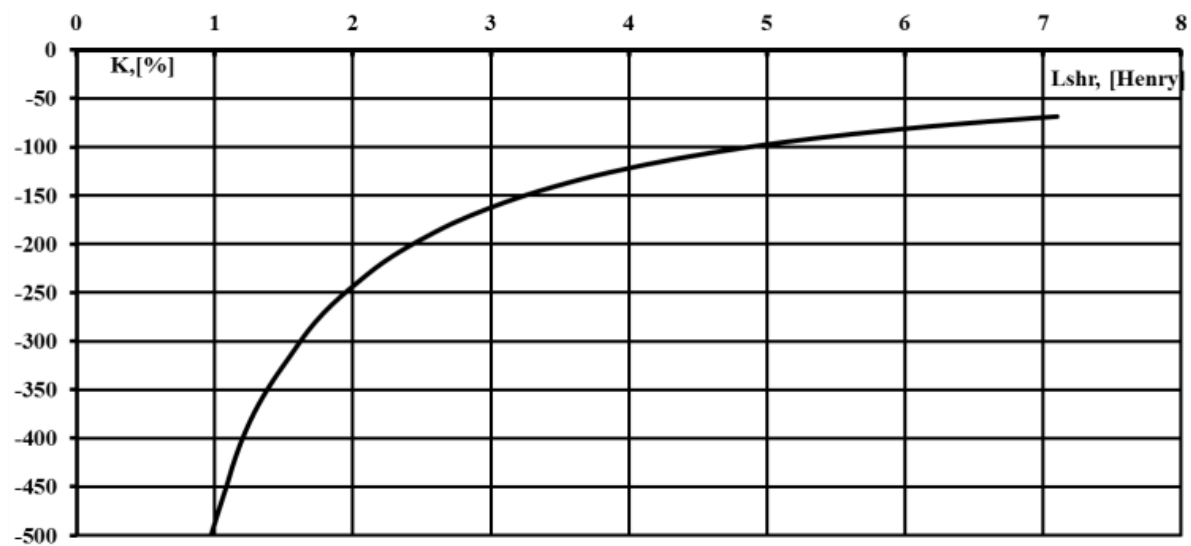


Рис. 2.7 Зміна ступеня компенсації потужності заряду групою керованих шунтувальних реакторів [1]

2.2 Застосування керованих шунтувальних реакторів для управління міжсистемними перетоками електроенергії

У сучасних умовах експлуатації об'єднаної енергетичної системи України, яка функціонує в синхронному режимі з європейською

континентальною мережею ENTSO-E, керовані шунтувальні реактори (КШР) відіграють важливу роль в управлінні реактивною потужністю та підтриманні напруги на допустимому рівні в магістральних електричних мережах.

Особливістю функціонування КШР є можливість пофазного та покрокового регулювання реактивної потужності відповідно до змін оперативного режиму. Завдяки цьому забезпечується адаптивна компенсація надлишкової або недостатньої реактивної потужності в режимах нерівномірного навантаження, що особливо важливо для зменшення перекосів напруги, характерних для неповнофазних або несиметричних режимів [9-14].

Аналітичні дослідження показують, що динамічне регулювання параметрів КШР дозволяє [1,2,95-96]:

- знизити амплітуду перехідних процесів у міжсистемних лініях під час зміни режиму навантаження або переключень;
- обмежити зворотні реактивні перетоки, що можуть негативно впливати на стійкість режиму;
- зменшити ймовірність перевищення допустимих рівнів напруги, особливо в слабкозв'язаних мережах або в режимах з пониженим навантаженням;
- збільшити строк служби комутаційного обладнання шляхом зменшення кількості повних циклів перемикання.

Важливим аспектом є також вплив частоти перемикань КШР на довготривалі характеристики міждержавних електричних з'єднань. За умов щоденних змін графіків навантаження збільшується кількість операцій увімкнення/вимкнення шунтувальних реакторів, що створює додаткове навантаження на високовольтне комутаційне обладнання. За відсутності оптимізованих алгоритмів керування можливе передчасне зношення апаратури та порушення стабільності режиму внаслідок неконтрольованих перетоків.

Таким чином, врахування режимів функціонування КШР при розрахунку тривалих та максимальних перетоків є необхідною умовою для достовірного моделювання режимів роботи міждержавних зв'язків. Це дозволяє не лише

покращити точність визначення параметрів схем, а й підвищити ефективність роботи всієї енергосистеми в умовах динамічних змін навантаження та непередбачуваних зовнішніх впливів.

Балансовий перетік, МВт,

$$P_{\text{бал}} = P'_{\text{max}} - (P_{\text{расп}} - P_{\text{рез}}) \quad (2.3)$$

де P'_{max} – максимум навантаження енергосистеми, МВт; $P_{\text{расп}}$ – наявна потужність електростанцій енергосистеми, МВт.

$$P_{\text{расп}} = P_{\text{уст}} - P_{\text{н}} \quad (2.4)$$

де $P_{\text{уст}}$ – встановлена потужність електростанцій, МВт; $P_{\text{н}}$ – недовикористана потужність електростанцій, МВт; $P_{\text{рез}}$ – сумарний резерв потужності на електростанціях енергосистеми, МВт,

$$P_{\text{рез}} = P_{\text{рем}} - P_{\text{оп}}^{\text{разм}} \quad (2.5)$$

де $P_{\text{рем}}$ – резерв для проведення поточного, капітального та середнього ремонтів, МВт; $P_{\text{оп}}^{\text{разм}}$ – частина повного оперативного резерву, МВт.

При визначенні розрахункових тривалих перетікань має враховуватися можливість непередбачених відхилень балансу потужності енергосистеми.

Розрахункові тривалі перетікання, МВт,

$$P_{\text{трив}} = \sqrt{P_{\text{бал}}^2 + \sigma_n^2} \quad (2.6)$$

Розрахункові максимальні перетікання потужності, МВт:

$$P_{\text{max.p}} = P_{\text{бал}} + 1,2P_{\text{оп}}^{\text{из}} - P_{\text{оп}}^{\text{разм}} \quad (2.7)$$

де $P_{\text{оп}}^{\text{из}}$ – розрахунковий оперативний резерв енергосистеми, який був би необхідний в умовах ізолюваної роботи вузла для забезпечення індексу надійності 0,996 МВт,

$$P_{\text{оп}}^{\text{из}} = P_{\text{он}} \quad (2.8)$$

$$P_{\text{оп}}^{\text{разм}} = \gamma_{\text{оп}} \cdot P_{\text{оп}}^{\text{из}} \quad (2.9)$$

де $\gamma_{оп}$ коефіцієнт оперативного резерву енергосистеми, $\gamma_{оп} = 0,6$.

Пропускна спроможність основних електричних зв'язків між об'єднаними енергосистемами повинна гарантувати здатність мережі передавати потужність у широкому діапазоні режимів роботи – від штатних до післяаварійних. У цьому контексті формулюються такі базові вимоги:

а) Передача розрахункових тривалих (балансових) перетоків має забезпечуватись при дотриманні нормативних рівнів напруги в пунктах живлення споживачів та нормативного запасу статичної стійкості, як у штатному (повному) режимі мережі, так і за вимкнення будь-якого одного її елемента (лінії, трансформатора, ШР тощо). Це передбачає необхідність достатньої перевантажувальної здатності ключових міжсистемних з'єднань і наявності елементів оперативного регулювання режимів – зокрема, КШР, які забезпечують підтримку напруги без надмірної компенсації реактивної потужності в умовах асиметрії.

б) При одночасному вимкненні двох довільних елементів мережі допускається обмеження переданої потужності, однак лише за умови недопущення порушення цілісності синхронної зони або лавиноподібного поширення аварії. У таких випадках динамічне регулювання режимів КШР дозволяє швидко відновити баланс реактивної потужності, уникнути перевантажень та стабілізувати напругу у віддалених вузлах, особливо в умовах неповнофазних режимів, де класичні засоби автоматичного регулювання втрачають ефективність.

в) Передача розрахункових максимальних перетоків має забезпечуватись в умовах повної схеми мережі (без резервних вимкнень) із гарантуванням нормативної якості електроенергії (коефіцієнт напруги, частота, відсутність резонансних перенапруг) і без зниження нормативного запасу стійкості. У таких режимах на перший план виходить здатність керованих реакторів адаптуватись до швидких змін навантаження, особливо при переході від режимів мінімального до максимального навантаження, коли різко змінюється

реактивна складова міжсистемного перетоку. Розрахункова межа статичної стійкості електропередачі у вихідному доаварійному режимі, МВт,

$$P_{np}^u = (1 + \kappa_p) \cdot P_{\text{дл}} + \Delta P \quad (2.10)$$

де κ_p – коефіцієнт запасу статичної стійкості електропередачі у вихідному режимі

$$\kappa_p = \frac{\kappa_{pn} + \beta}{1 - \beta} \quad (2.11)$$

где κ_{pn} – коефіцієнт запасу статичної стійкості електропередачі у післяаварійному режимі, $\kappa_{pn} = 0,08$; β – коефіцієнт аварійного зниження межі статичної стійкості електропередачі, ΔP - амплітуда нерегулярних коливань потужності, МВт,

$$\Delta P = K \cdot \sqrt{\frac{P_{n1} \cdot P_{n2}}{P_{n1} + P_{n2}}} \quad (2.12)$$

де $K = 0,75$ у разі автоматичного регулювання потужності лінії; P_{n1} , P_{n2} - сумарні потужності навантаження з кожної зі сторін перерізу, що розглядається, МВт.

В свою чергу:

$$P_{n1} = P_{\text{max}} + P_{\text{бал}} \quad (2.13)$$

$$P_{n2} = \frac{P_{n1}}{K_c} \quad (2.14)$$

где K_c – коефіцієнт співвідношення потужностей енергосистем.

Межа статичної стійкості електропередачі, що визначається за величиною максимальної потужності, МВт,

$$P_{np}^{u1} = (1 + \kappa_{pn}) \cdot P_{\text{max.p}} + \Delta P \quad (2.15)$$

З двох значень межі за (2.10) і (2.15) як розрахунковий приймається максимальне:

$$P_{np.m}^u = \max \{ P_{np}^u ; P_{np}^{u1} \} \quad (2.16)$$

Коефіцієнт запасу стійкості у вихідному режимі при завантаженні електропередачі, що дорівнює тривалій потужності $P = P_{\partial l}$, дорівнює:

$$K_p = \frac{P_{np.m}^u - P_{\partial l} - \Delta P}{P_{\partial l}} \quad (2.17)$$

При $K_p > 0,4$ обмеження можуть виникнути за фактом перевищення різниці $(P_{max.p} - P_{\partial l})$ допустимої величини, оскільки у разі $\eta_c > \eta_{np}$.

Межа переданої потужності однієї лінії, МВт, .

$$P_{np} = \frac{P_c}{\sin(\beta_0 \cdot l)} \quad (2.18)$$

Число ліній електропередач,

$$n = \frac{P_{np.m}^u}{P_{np}} \quad (2.19)$$

З результатів розрахунку по (2.19) визначають необхідну кількість ліній електропередавання, яка може бути зменшена шляхом компенсації параметрів міжсистемного перетину. На ЛЕП проводиться почергове відключення кожної фази груп однофазних ШР встановлених в середній точці лінії. Визначено вторинні хвильові параметри Z_v та узагальнені постійні електропередачі для випадків трьох, двох та одного включених реакторів, а також власні та взаємні провідності та параметри П-подібної схеми заміщення.

Кожна з половин лінії подається у вигляді чотириполюсника:

$$\begin{aligned}
\underline{A}_1 = \underline{A}_2 = \underline{D}_1 = \underline{D}_2 &= \cos \frac{\beta_0 l}{2} \\
\underline{B}_1 = \underline{B}_2 &= j \underline{Z}_c \sin \frac{\beta_0 l}{2} \\
\underline{C}_1 = \underline{C}_2 &= j \frac{1}{\underline{Z}_c} \sin \frac{\beta_0 l}{2}
\end{aligned} \tag{2.20}$$

Узагальнені постійні установки реакторів, що шунтують, без урахування втрат:

$$\underline{A}_p = 1; \underline{B}_p = 0; \underline{C}_p = -jn \cdot \underline{B}_p; \underline{D}_p = 1,$$

где n – кількість ввімкнених реакторів.

Розглядаючи послідовне з'єднання всіх трьох ланок лінії, визначається матриця шуканих величин:

$$\begin{bmatrix} \underline{A} & \underline{B} \\ \underline{C} & \underline{D} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{A}_1 & \underline{B}_1 \\ \underline{C}_1 & \underline{D}_1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{A}_p & \underline{B}_p \\ \underline{C}_p & \underline{D}_p \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{A}_2 & \underline{B}_2 \\ \underline{C}_2 & \underline{D}_2 \end{bmatrix} \tag{2.21}$$

Після множення матриці отримаємо:

$$\begin{aligned}
\underline{A} = \underline{D} &= \underline{A}_1 \cdot \underline{A}_p \cdot \underline{A}_2 + \underline{A}_1 \cdot \underline{B}_p \cdot \underline{C}_2 + \underline{B}_1 \cdot \underline{C}_p \cdot \underline{A}_2 + \underline{B}_1 \cdot \underline{D}_p \cdot \underline{C}_2 \\
\underline{A} = \underline{D} &= 0.774 + 96.969 \cdot n \cdot \underline{B}_p \\
\underline{B} &= \underline{A}_1 \cdot \underline{A}_p \cdot \underline{B}_2 + \underline{A}_1 \cdot \underline{B}_p \cdot \underline{D}_2 + \underline{B}_1 \cdot \underline{C}_p \cdot \underline{B}_2 + \underline{B}_1 \cdot \underline{D}_p \cdot \underline{D}_2 \\
\underline{B} &= j(193.939 + 10.597 \cdot 10^3 \cdot n \cdot \underline{B}_p) \text{ Ом} \\
\underline{C} &= \underline{C}_1 \cdot \underline{A}_p \cdot \underline{A}_2 + \underline{C}_1 \cdot \underline{B}_p \cdot \underline{C}_2 + \underline{D}_1 \cdot \underline{C}_p \cdot \underline{A}_2 + \underline{D}_1 \cdot \underline{D}_p \cdot \underline{C}_2 \\
\underline{C} &= j(2.065 \cdot 10^{-3} - 0.887 \cdot n \cdot \underline{B}_p) 1/\text{Ом}
\end{aligned} \tag{2.22}$$

Результати розрахунку коефіцієнтів A, B, C, D за наведеними формулами показані в табл. 2.3.

Таблиця 2.3

Вторинні параметри ЛЕП НВН

n	A	$B, \text{ Ом}$	$C, \frac{1}{\text{Ом}} \cdot 10^{-3}$	D
0	0.774	j193,939	j2.065	0.774
1	0.810	j197.923	j1.731	0.810
2	0.847	j201.908	j1.398	0.847
3	0.883	j205.892	j1.064	0.883

Для ЛЕП НВН

$$\underline{z}_B = \sqrt{\frac{|B|}{|C|}}$$

$$\underline{z}_B = \sqrt{\frac{193.939 + 10.597 \cdot 10^3 \cdot n \cdot B_p}{2.065 \cdot 10^{-3} - 0.887 \cdot n \cdot B_p}} \quad (2.23)$$

$$\operatorname{tg} \alpha = \sqrt{\frac{|B| \cdot |C|}{|A| \cdot |D|}},$$

$$\operatorname{tg} \alpha = \sqrt{\frac{(193.939 + 10.597 \cdot 10^3 \cdot n \cdot B_p)(2.065 \cdot 10^{-3} - 0.887 \cdot n \cdot B_p)}{(0.774 + 96.969 \cdot n \cdot B_p)^2}} \quad (2.24)$$

Результати розрахунку первинних параметрів Z_B , α та P_c за наведеними формулами показані у таблиці 2.4.

Таблиця 2.4

Первинні параметри ЛЕП НВН

n	0	1	2	3
$Z_B, \text{Ом}$	306.459	338.095	380.038	439.799
α	35.716	33.024	29.985	26.473
$P_c = \frac{U^2}{z_B}, \text{MBm}$	815.77	739.437	657.829	568.441

Приєднання до лінії реакторів призводить до зменшення електричної довжини лінії і збільшення характеристичного опору, що знижує межу потужності, що передається по лінії. Таким чином, приєднання реакторів до проміжних точок лінії виправдовується лише при малих навантаженнях для вирівнювання напруги та зменшення втрат.

Графічну залежність $Z_B=f(n)$, $P_c=f(n)$ побудовані, де n-число включених реакторів наведено на рис. 2.8 та 2.9.

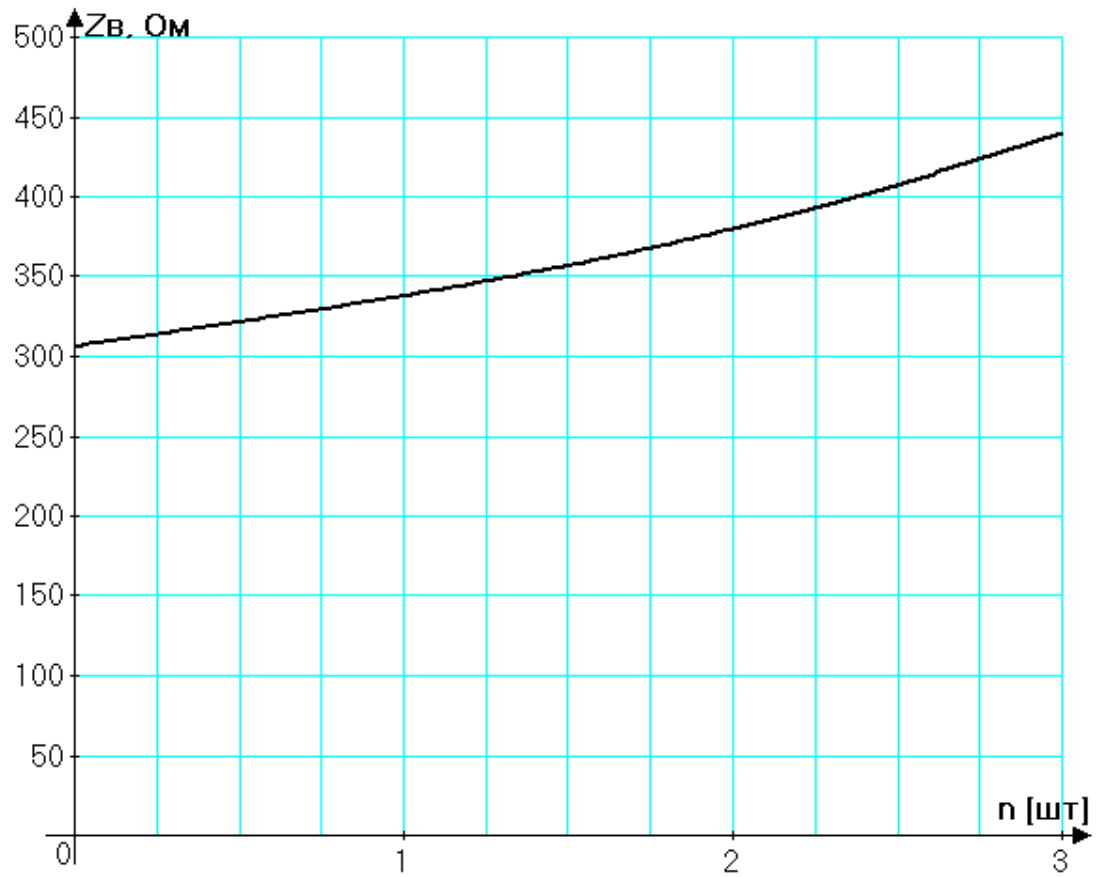


Рисунок 2.8 Залежність хвильового опору від кількості реакторів

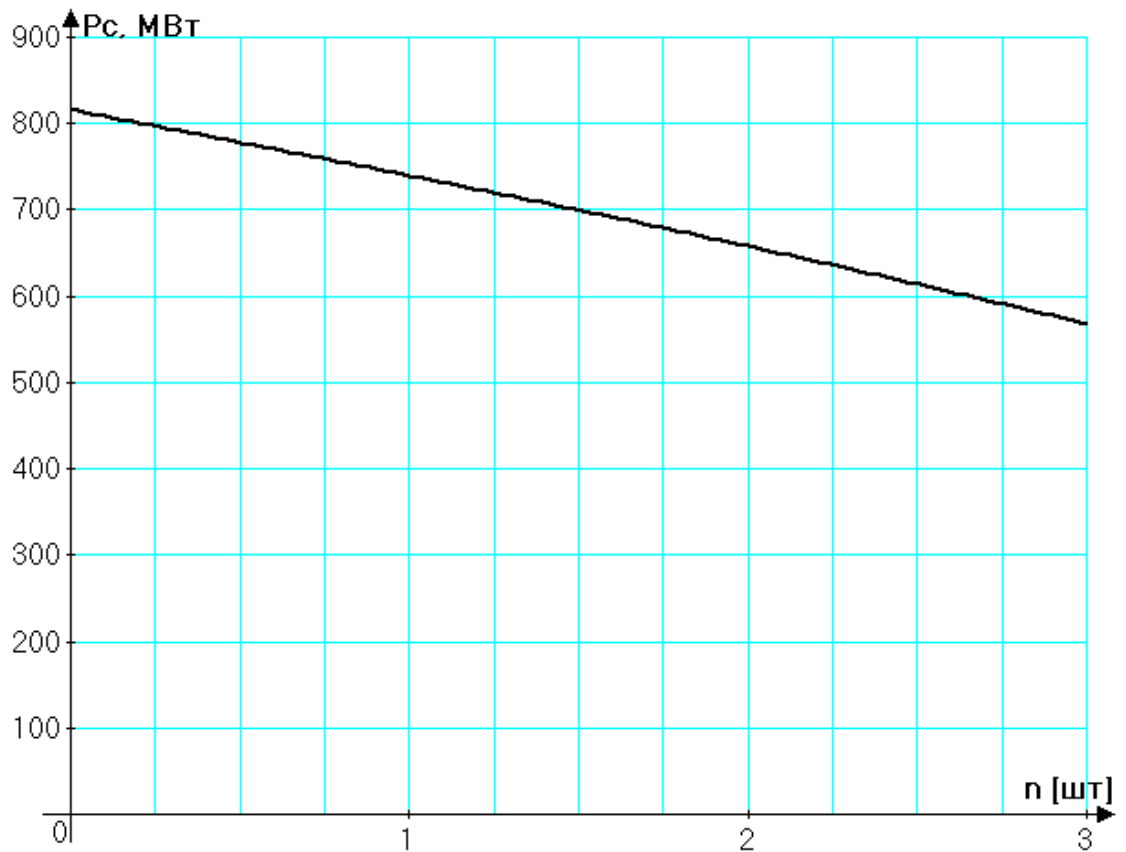


Рисунок 2.9 Залежність натуральної потужності лінії кількості реакторів

2.3 Заходи для зниження втрат активної потужності в лініях електропередавання надвисокої напруги

Оптимізація режиму роботи лінії електропередавання як локального об'єкта, спрямована на мінімізацію втрат активної потужності, базується на розв'язанні задач керування напругою та реактивною потужністю. Ефективне регулювання передбачає правильний вибір компенсувальних пристроїв (зокрема керованих шунтувальних реакторів, статичних компенсаторів), які підтримують допустимі рівні напруги та коефіцієнти потужності на шинах підстанцій[1,2,28-31,95-99].

У традиційних дослідженнях часто не враховуються важливі фактори, що впливають на якість оптимізації, — зокрема ефект коронного розряду, який при напругах 750 кВ і вище істотно збільшує втрати та змінює розподіл напруги, а також можливості глибокого регулювання напруги за допомогою сучасних адаптивних засобів (КШР, FACTS).

Ігнорування цих чинників призводить до зниження достовірності моделей і ефективності технічних рішень. Розширення задачі оптимізації з урахуванням коронних втрат та адаптивного регулювання реактивної потужності є актуальним напрямом, що дозволяє підвищити техніко-економічні показники роботи ліній НВН [1,2,37,82].

$$\begin{aligned} \Delta P_{loss} = & G \cdot (B^2 \cdot A1 - 6 \cdot (A2 + A3) + G^2 \cdot (R^2 + X) + 8) \cdot U^2 + \\ & + \left(\frac{G \cdot A1}{2} + R \right) \cdot \frac{P^2 + Q^2}{U^2} + ((A3 \cdot (3 \cdot A2 - 4(A3 - 4)) - \\ & - \frac{A4^2 + G^2 \cdot X^2}{2}) \cdot P + (\frac{A4 \cdot A2 - A4 \cdot A3 - 7 \cdot G \cdot A2}{2} - \\ & - A4 + 15 \cdot G \cdot X) \cdot Q \end{aligned} \quad (2.25)$$

де R – активний опір (Ом), X – індуктивний опір (Ом), G – активна провідність (См), B – реактивна провідність (См), U – номінальна напруга (кВ),

P – активна потужність (МВт), Q – реактивна потужність (МВАр). Для зручності були введені додаткові коефіцієнти $A1 = R^2 + X^2$; $A2 = BX$; $A3 = GR$; $A4 = BR$ [1,37,82].

Для аналізування режимів роботи ліній електропередавання НВН з керованими шунтувальними реакторами виконують компенсація потужності заряду та регулювання потоку потужності. У цьому разі втрати активної потужності набувають вигляду:

$$\begin{aligned} \Delta P_{loss} = & \left(\frac{A \cdot G \cdot (B^2 + A7) + 2 \cdot [B^2 \cdot R - B \cdot n \cdot B_{Reac} \cdot G \cdot A5 - 3 \cdot R \cdot A7]}{8} - 3 \cdot R \cdot A7 \right. \\ & + \frac{B^2 \cdot R - B \cdot n \cdot B_{Reac} \cdot G \cdot A5 - 3 \cdot R \cdot A7}{4} + \\ & + \frac{B \cdot (n \cdot B_{Reac} \cdot R - G \cdot X) + 3 \cdot n \cdot B_{Reac} \cdot G \cdot X}{2} + G) U^2 + \\ & + \left(\frac{G \cdot A}{2} + R \right) \cdot \frac{P^2 + Q^2}{U^2} + \left(\frac{B^2 \cdot A5}{2} - B_{Reac} \cdot n \cdot A + 2 \cdot G \cdot R \cdot X (B - B_{Reac} \cdot n) \right. \\ & + 2 \cdot B \cdot X + \frac{B_{Reac}^2 \cdot n^2 \cdot A5}{2} \left. \right) - \frac{G \cdot (G \cdot A + 4 \cdot R)}{2} \cdot P + \\ & + (G \cdot X - B \cdot R - \frac{B_{Reac} \cdot n \cdot G \cdot A - B \cdot G \cdot A5}{2} + B_{Reac} \cdot n \cdot R) \cdot Q, MBm \end{aligned} \quad (2.26)$$

де n – кількість встановлених груп шунтувальних реакторів;
 $B_{Reac} \in [0; 6 \cdot 10^{-4}]$ – діапазон змін електропровідності встановленого КШР у разі встановлення неконтрольованих шунтувальних реакторів ($B_{Reac} = 5.328 \cdot 10^{-4}$).

Для зручності було введено додаткові коефіцієнти $A5 = R^2 - X^2$, $A6 = X^2 - R^2$, $A7 = n^2 \cdot B_{Reac}^2 + G^2$ [1,2].

У таблицях 2.5-2.7 наведено результати розрахунків втрат активної потужності.

Мінімальний режим роботи ліній електропередачі НВН, $P=350$ МВт та $Q=100$ МВАр, $U=780$ кВ.

	Пристрої компенсації зарядної потужності		
	КШР	ШР	Без пристрою компенсації
ΔP , МВт	7,459	7,715	9,267
η , %	97,86	97,8	97,35

Таблиця 2.6

Робочий режим ліній електропередавання НВН, $P=1800$ МВт та $Q = -500$ МВАр, $U=750$ кВ.

	Пристрої компенсування зарядної потужності		
	КШР	ШР	Без пристрою компенсації
ΔP , МВт	50,368	56,879	66,095
η , %	97,2	96,84	96,3

Таблиця 2.7

Максимальний режим роботи ліній електропередавання НВН, $P=2500$ МВт та $Q = -500$ МВАр, $U=750$ кВ.

	Пристрої компенсування зарядної потужності		
	КШР	ШР	Без пристрою компенсації
ΔP , МВт	96,359	99,681	108,897
η , %	96,145	96,01	95,64

Як видно з рис. 2.9, значення втрат активної потужності сильно змінюються залежно від індуктивності керованих шунтувальних реакторів. Потрібно зазначити, що в (2.8,2.9) загальні втрати складаються з технологічних втрат та втрат на коронування.

У разі керованих шунтувальних реакторів відбувається зменшення технологічних втрат і, відповідно, загальних втрат, тим самим підвищуючи ефективність лінії електропередавання НВН. У робочому режимі завдання полягає в керування групами керованих шунтувальних реакторів, у яких значення втрат активної потужності буде мінімальним [1,37,82].

Ефективність керованого шунтувального реактора показана на рис. 2.10.

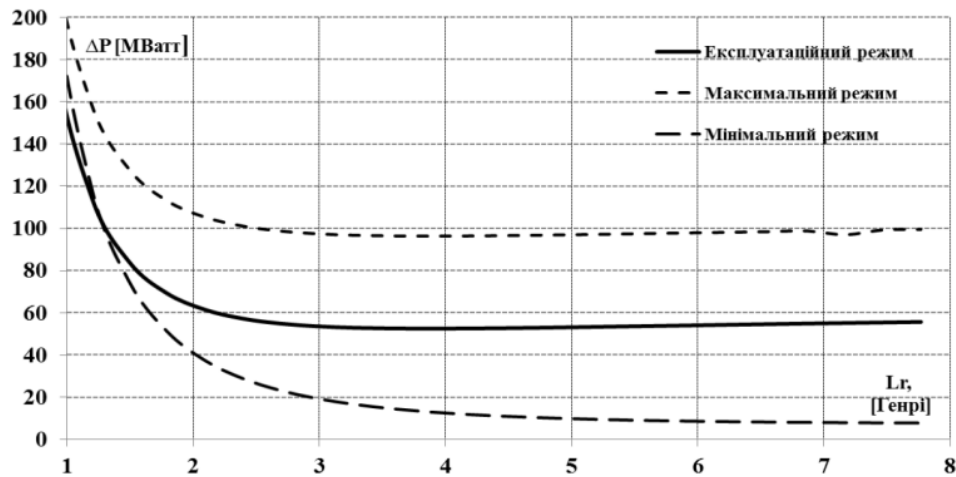


Рис. 2.10 Залежність втрат активної потужності від значення індуктивності КШР [1,37,100]

Запропоновані формули для визначення технологічних втрат потужності:

$$\Delta P^{Tech} = \frac{R \cdot (X \cdot B^2 \cdot Q^2 \cdot U^2 - R \cdot B^2 \cdot P \cdot U^2 - 2 \cdot B \cdot Q \cdot U^2 + 2 \cdot P^2 + 2 \cdot Q^2)}{2U^2} \quad (2.27)$$

Формули для визначення втрат потужності корони:

$$\begin{aligned} \Delta P^{Corona} = & \frac{G \cdot (2 \cdot B^2 \cdot U^4 \cdot X^2 - 7 \cdot B \cdot Q \cdot U^2 \cdot X^2)}{2U^2} + \frac{G \cdot (2 \cdot G^2 \cdot U^4 \cdot X - 12 \cdot B \cdot U^4 \cdot X)}{2U^2} + \\ & + \frac{G \cdot (2 \cdot G^2 \cdot U^4 \cdot X^2 - G \cdot P \cdot U^2 \cdot X^2 + P^2 \cdot X^2 + Q^2 \cdot X^2)}{2U^2} + \frac{G \cdot (30 \cdot Q \cdot U^2 \cdot X^2 - 16 \cdot U^4)}{2U^2} \end{aligned} \quad (2.28)$$

Залежно від ступеня компенсації значення втрат активної потужності сильно варіюються (рис. 2.11) з урахуванням втрат на корону.

Для ілюстрування додаткової зміни в системі втрат активної потужності ΔP , внаслідок поперечної компенсації ЛЕП НВН, виконано числовий експеримент за таких характеристиках: $l = 400$ км – довжина лінії, $U = 750$ кВ – номінальна напруга лінії. У разі конструкції фази проводу 4хАС-400/93 усереднені погонні параметри ЛЕП-750: $r_0 = 0.019$ Ом/км; $x_0 = 0.289$ Ом/км; $g_0 = 0.0325$ мкСм/км; $b_0 = 4.13$ мкСм/км. Під час експерименту активна та реактивна потужності, що передаються по лінії, змінювалися в межах $P = 300 \div 4600$ МВт, $Q = -500 \div 1000$ МВАр.

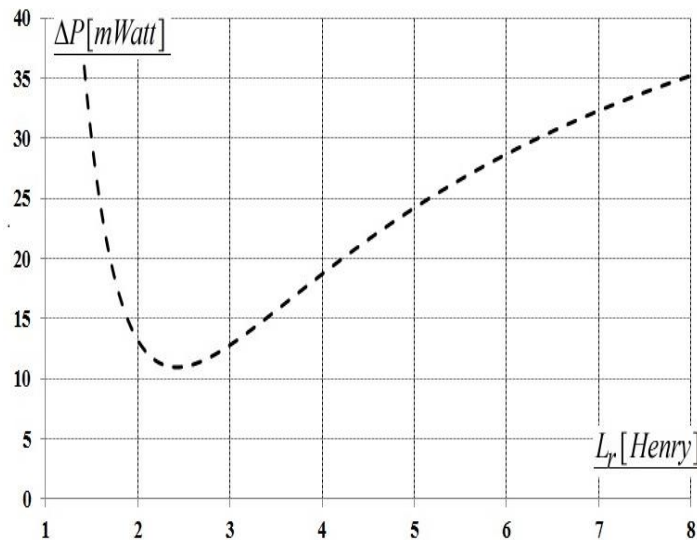


Рис. 2.11 Зниження сумарних втрат активної потужності у разі застосування КШР [1,111]

Залежно від ступеня компенсації, значення втрат активної потужності варіюються в досить широких межах (рис.2.12). У цьому разі потрібно пам'ятати, що активні втрати в ЛЕП НВН охоплюють втрати на нагрівання провідників і втрати на корону.

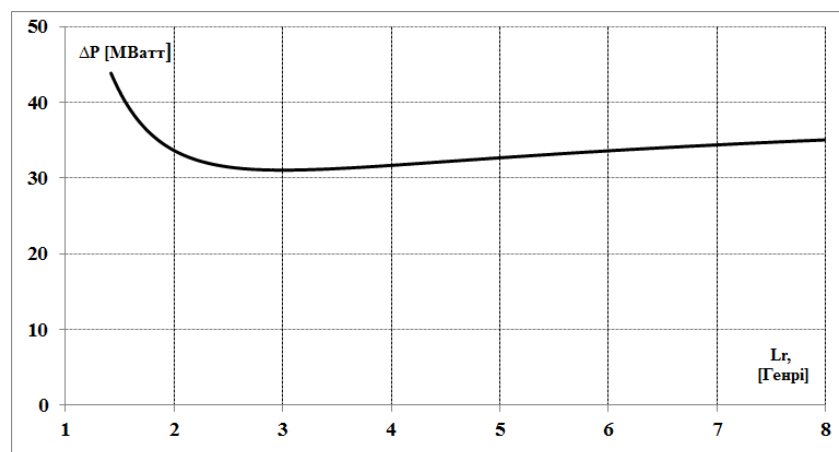


Рис. 2.12 Зниження втрат активної потужності при застосуванні керованих пристроїв компенсації реактивної потужності [1,82-83]

Для оцінювання ефективності використання керованих шунтувальних реакторів (КШР) порівняно зі звичайними шунтувальними реакторами (ШР) було проведено розрахунки втрат активної потужності у трьох характерних режимах роботи ЛЕП НВН: при мінімальному навантаженні, при

максимальному навантаженні та в умовах типової експлуатації табл. 2.8. Зміни напруги здійснювалися згідно з установленими нормативними значеннями.

Таблиця 2.8

Аналіз ефективності застосування КШР в експлуатаційних режимах

Режим 750 кВ	ЛЕП	Без компенсації		Встановлено ШР		Встановлено КШР	
		ΔP , МВт	ККД, %	ΔP , МВт	ККД, %	ΔP , МВт	ККД, %
$P = 350 \text{ МВт}$ $Q = -100 \text{ МВАр}$ $U = 780 \text{ кВ}$		10.601	96.971	7.662	97.811	6.658	97.812
$P = 1500 \text{ МВт}$ $Q = -500 \text{ МВАр}$ $U = 750 \text{ кВ.}$		38,669	97.42	33,59	97.76	31,057	97,93
$P = 2500 \text{ МВт}$ $Q = -500 \text{ МВАр}$ $U = 750 \text{ кВ.}$		80.69	96.772	79.01	96.84	75.956	96.962

Індуктивність однієї стандартної (некерованої) групи однофазних ШР становить $L_p = [5.97] \text{ Гн}$, у той час як у керованих реакторах типу РТУ-330/750 значення індуктивності може змінюватися в діапазоні $L_p \in [0.3 \div 7] \text{ Гн}$. Підсумкові результати для зазначених режимів роботи наведено у таблиці 2.8 [1,37,82,98].

Аналіз даних показує, що впровадження КШР дозволяє досягти додаткового зниження технологічних втрат завдяки більш точному здійсненню поперечної компенсації. Водночас ключовим чинником економії електроенергії є можливість використання КШР для активного керування поточкорозподілом у неоднорідних мережах енергосистеми. Це, у свою чергу, сприяє досягненню економічно обґрунтованого та енергетично оптимального усталеного режиму.

Будь-яка методика розрахунків втрат на корону (ВК) базується на експериментально отриманих залежностях втрат на корону P_K від напруженості поля на поверхні проводів $P_K = f(E)$ чи напруги $P_K = f(U)$.

Отримані залежності для різних видів погоди в будь-якій системі координат використовуються під час отримання узагальнювальних функціональних залежностей. Ці узагальнені залежності використовуються під час оцінки середньорічних ВК за заданими тривалостями груп (видів) погоди для заданої конструкції фази з урахуванням типу опор [100-114].

Залежності $P_K = f(E)$ дозволили розробити методику розрахунку ВК залежно від ПЛ різного класу за напругою. Такий підхід є загальноприйнятим та лежить в основі досліджень ВК за допомогою високоточних мостових схем, які проводились у США, Франції, Італії, Японії, Німеччині та інших країнах [107-110]. Ця методика вигідно відрізняється від методики, описаної в [100], основаної на даних оперативного інформаційного комплексу (ОІК).

Апертурна теорія антен використовує представлення поля випромінювання антени як суперпозиції полів елементарних джерел, що характеризуються їхнім типом і амплітудно-фазовим просторовим розподілом. Поле випромінювання антени кінцевих розмірів є суперпозицією неоднорідних сферичних хвиль, що випромінюються елементами антени. У полі елементарного електричного джерела розрізняють дві зони: ближню (зону реактивного поля), що відповідає малим відстаням до зони коронувального проводу, і дальню, в якій поле має вигляд неоднорідної сферичної хвилі. Область простору, яка знаходиться між межами ближньої і дальньої зон, зазвичай називають проміжною зоною, в якій можна виділити дві області: прилеглу до межі ближньої зони і до межі дальньої зони. В деяких випадках знаходить застосування інформація, отримана з параметрів електромагнітного поля в ближній проміжній зоні, яку в [111] називають зоною ближнього випромінюваного поля.

На рис. 2.13 показана схема розташування дроту 1 однофазної лінії та антени 2, яка точно в середині своєї довжини заземлена через вимірювальний елемент Z .

Потенціал, наведений на ізольованій від землі антені за рахунок її електромагнітного зв'язку з лінією, розподіляється по довжині антени таким

чином, що його величина в середній точці антени дорівнює нулю. Тому у разі заземлення цієї точки через вимірювальний елемент Z не протікатиме струм, зумовлений магнітним полем лінії. Струм через цей елемент зумовлено лише електростатичним зв'язком антени з дротом.

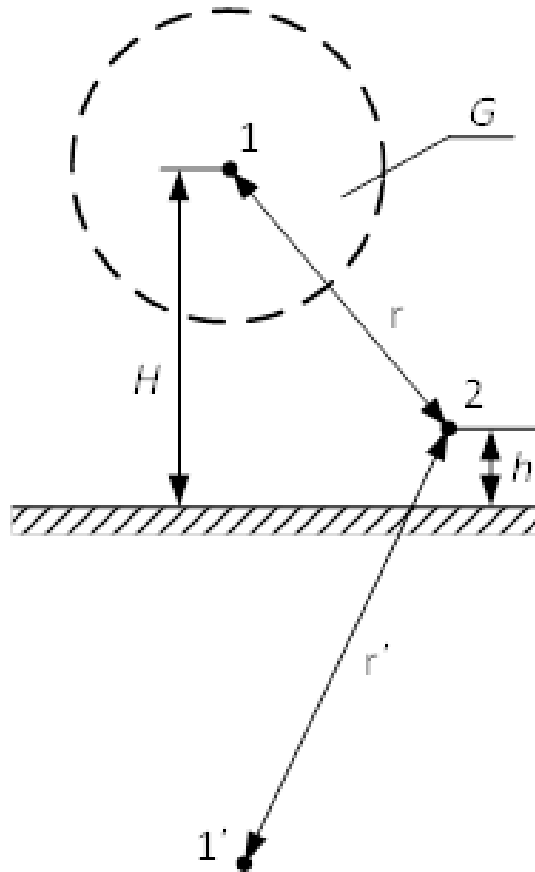


Рис. 2.13. Розподіл коронного розряду в зоні G : 1 — дріт однофазної лінії; 2 — антена

Електромагнітне поле в ближній зоні випромінюваного поля істотно відрізняється від дальньої зони і характеризується особливою векторною структурою. Розглянемо лінійну антену, утворену елементарним електричним джерелом, орієнтованим уздовж своєї апертури (рис. 2.13). Мінімальні значення висот підвішування проводів над землею, характерні для ліній електропередавання визначають в діапазоні 7...8 м. На таких висотах об'ємний заряд, що виникає в результаті коронного розряду, розподіляється в зоні G , як це схематично показано на рис. 2.13.

Зона G має майже симетричний розподіл відносно осі проводу, тобто густина об'ємного заряду залежить лише від відстані досліджуваного елемента об'єму від осі проводу [111].

Заземлення антени 2 точно в середині її довжини через вимірювальний елемент Z усуває струми, викликані електромагнітним зв'язком між антеною та проводом, по якому протікає робочий струм лінії. Отже, загальна електростатична дія об'ємного заряду на антену еквівалентна дії лінійного заряду такої ж величини, розташованого на осі проводу.

За досить малої величини опору Z зв'язок між зарядом антени та сумарним зарядом проводу визначається співвідношенням

$$q_2 = -\frac{\alpha_{12}}{\alpha_{22}} q_1, \quad (2.29)$$

де $\alpha_{12} = \frac{1}{2\pi\epsilon} \ln \frac{r'}{r}$ — взаємний потенціальний коефіцієнт антени та проводу; $\alpha_{22} = \frac{1}{2\pi\epsilon} \ln \frac{2h}{a_0}$ — власний потенціальний коефіцієнт антени (a_0 — радіус проводу антени); $q_1 = q_{\text{др}} + q_{\text{об}}$ — сумарний заряд проводу лінії на одиницю довжини ($q_{\text{др}}$ — заряд на поверхні проводу; $q_{\text{об}}$ — сумарний об'ємний заряд); q_2 — заряд антени на одиницю довжини.

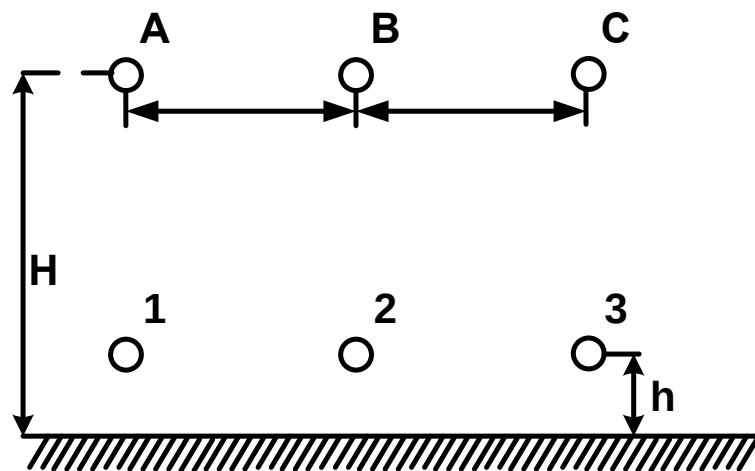


Рис. 2.14. Варіант розташування антен під проводами трифазної лінії

Таким чином, заряд антени, заземленої в середній точці, пропорційний сумарному заряду області G , тобто зумовлений зарядом, який виникає в зоні G під час виникнення коронного розряду. При цьому, що особливо важливо, коефіцієнт пропорційності α_{12}/α_{22} є постійною величиною, яка визначається геометричними розмірами антени та розмірами, що характеризують взаємне розташування антени і проводу. Зазначена обставина дозволяє за допомогою сенсорних антен проводити вимірювання втрат потужності на коронний розряд.

Задля проведення вимірювань на трифазних лініях необхідно встановити три антени. Один з можливих варіантів розміщення антен під проводами трифазної лінії показано на рис. 2. У цьому варіанті забезпечується зв'язок сумарних зарядів фазних проводів лінії (q_A , q_B і q_C) із зарядами заземлених антен (q_1 , q_2 і q_3), що будуть визначатися системою рівнянь

$$\begin{cases} -(\alpha_1 q_1 + \alpha_2 q_2 + \alpha_3 q_3) = \alpha_I q_A + \alpha_{II} q_B + \alpha_{III} q_C, \\ -(\alpha_2 q_1 + \alpha_1 q_2 + \alpha_2 q_3) = \alpha_{II} q_A + \alpha_I q_B + \alpha_{II} q_C, \\ -(\alpha_3 q_1 + \alpha_2 q_2 + \alpha_1 q_3) = \alpha_{III} q_A + \alpha_{II} q_B + \alpha_I q_C, \end{cases} \quad (2.30)$$

де $\alpha_1 = \alpha_{11} = \alpha_{22} = \alpha_{33}$; $\alpha_2 = \alpha_{12} = \alpha_{21} = \alpha_{23} = \alpha_{32}$; $\alpha_3 = \alpha_{13} = \alpha_{31}$;

$\alpha_I = \alpha_{1A} = \alpha_{2B} = \alpha_{3C}$; $\alpha_{II} = \alpha_{1B} = \alpha_{2C} = \alpha_{3B} = \alpha_{2A}$ — коефіцієнти власного та взаємного потенціалів, що визначаються геометричними розмірами.

Розв'язуючи систему рівнянь (2.30) для зарядів проводу q_A , q_B і q_C отримуємо:

$$\begin{cases} q_A = A'_1 q_1 + A'_2 q_2 + A'_3 q_3, \\ q_B = B'_1 q_1 + B'_2 q_2 + B'_3 q_3, \\ q_C = C'_1 q_1 + C'_2 q_2 + C'_3 q_3. \end{cases} \quad (2.31)$$

Коефіцієнти A'_i, B'_i, C'_i складаються з потенційних коефіцієнтів α_i , що входять до системи рівнянь (2.31), в якій

$$A'_1 = \frac{A_1}{\Delta}; \quad A'_2 = \frac{A_2}{\Delta}; \quad A'_3 = \frac{A_3}{\Delta}, \quad (2.32)$$

де $\Delta = \alpha_1(\alpha_I^2 - \alpha_{III}^2) - 2\alpha_{II}^2(\alpha_1 - \alpha_{III})$ є детермінантом системи рівнянь

$$A_1 = -\alpha_1(\alpha_I^2 - \alpha_{II}^2) + \alpha_2(\alpha_I\alpha_{II} - \alpha_{II}\alpha_{III}) - \alpha_3(\alpha_{II}^2 - \alpha_I\alpha_{III});$$

$$A_2 = -\alpha_2(\alpha_I^2 - \alpha_{II}^2) + \alpha_1(\alpha_I\alpha_{II} - \alpha_{II}\alpha_{III}) - \alpha_2(\alpha_{II}^2 - \alpha_I\alpha_{III});$$

$$A_3 = -\alpha_3(\alpha_I^2 - \alpha_{II}^2) + \alpha_2(\alpha_I\alpha_{II} - \alpha_{II}\alpha_{III}) - \alpha_1(\alpha_{II}^2 - \alpha_I\alpha_{III}).$$

Використовуючи рівняння (2.31) для визначення сумарних зарядів фазних проводів лінії q_A , q_B і q_C , необхідно скласти заряди всіх трьох антен q_1 , q_2 і q_3 , попередньо помножені на коефіцієнти A'_i, B'_i, C'_i . Вимірювальними елементами можуть бути ємності або активні опори. У першому випадку напруги на вимірювальних елементах будуть пропорційні сумарним зарядам фазних проводів лінії, а в другому — похідними за часом цих зарядів, тобто поперечним струмам лінії. Для вимірювання потужності втрат на корону як вимірювальні елементи доцільно брати ємності, оскільки в цьому випадку з результатів вимірювань будуть практично повністю виключені високочастотні перешкоди, які можуть сприйматися антенами [111].

Напруги на вимірювальних ємностях:

$$U_i = \frac{q_i l}{C}, \quad (2.33)$$

де U — напруга антени; q_i — питомі заряди на одиницю довжини антени; l — довжина кожної антени; C — вимірювальні ємності.

У цьому разі будемо мати, що входні напруги вимірювального контуру залежать не тільки від коефіцієнтів α_i , що визначаються взаємним розташуванням антен і проводів, а й від довжини антен і величини вимірювальних ємностей. Вибір співвідношення l/C визначається напругою, яка повинна бути на вході вимірювального кола, тобто чутливістю вимірювальних засобів.

Змонтовано лабораторну модель трифазної лінії довжиною 14,5 м з висотою підвіски проводів 2 м та відстанню між фазними проводами 1,3 м. Сталеві поліровані проводи лінії мали діаметр 1 мм. Під кожною фазою лінії на висоті 0,27 м встановлювалися антени — мідні дроти, що мають ту ж довжину, що і дроти лінії, і діаметр 0,83 мм. Антени заземлялися через конденсатори, напруги яких, пропорційні зарядам відповідних антен, подавалися по чергово на пластини того самого осцилографа і фотографувалися одним кадром. Застосування спеціального синхронізувального пристрою дозволяло отримувати на кожній осцилограмі три кривих. Зразок таких осцилограм для фазної напруги $U_{\phi} = 64$ кВ показано на рис. 2.17.

З осцилограми випливає, що криві зарядів антен мають досить складну форму і до того ж різну для всіх фаз. Амплітуди зарядів крайніх антен приблизно рівні одна одній. Помножуючи ординати кривих зарядів антен на відповідні коефіцієнти A'_i , B'_i і C'_i і, складаючи отримані таким чином криві відповідно до рівнянь (2.31), отримаємо криві рис. 2.17 та рис. 2.18.

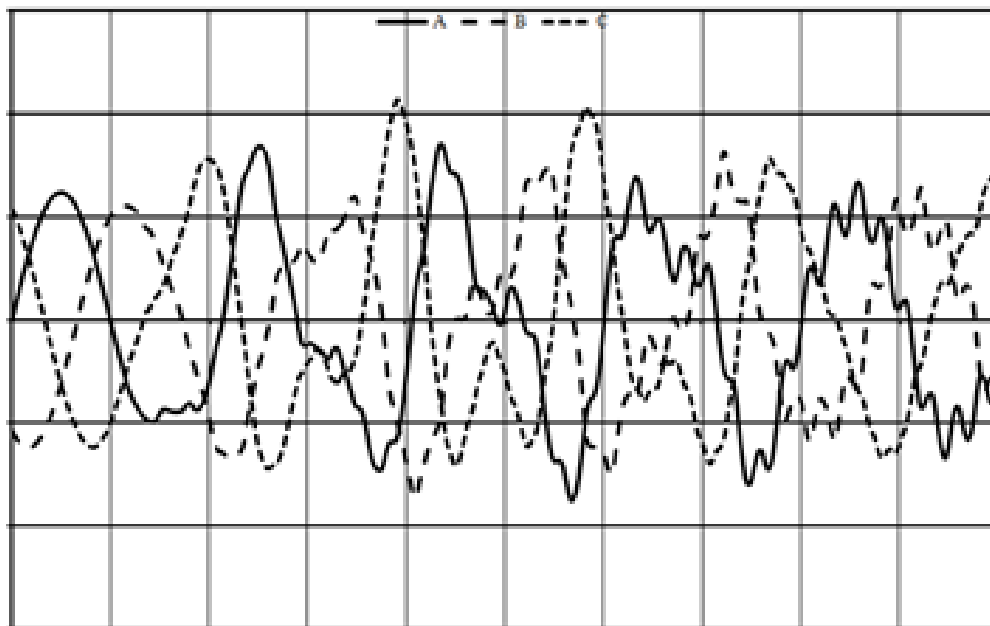


Рис. 2.17. Осцилограми фазних напруг

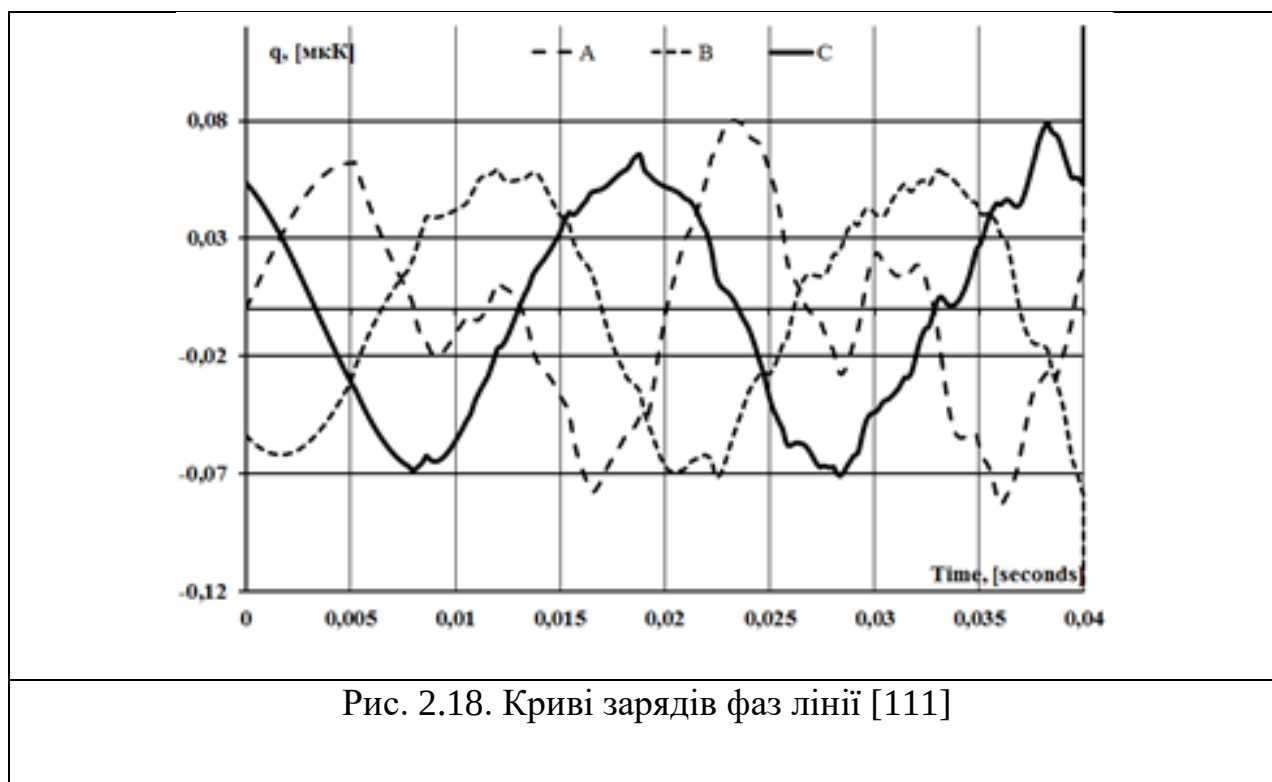


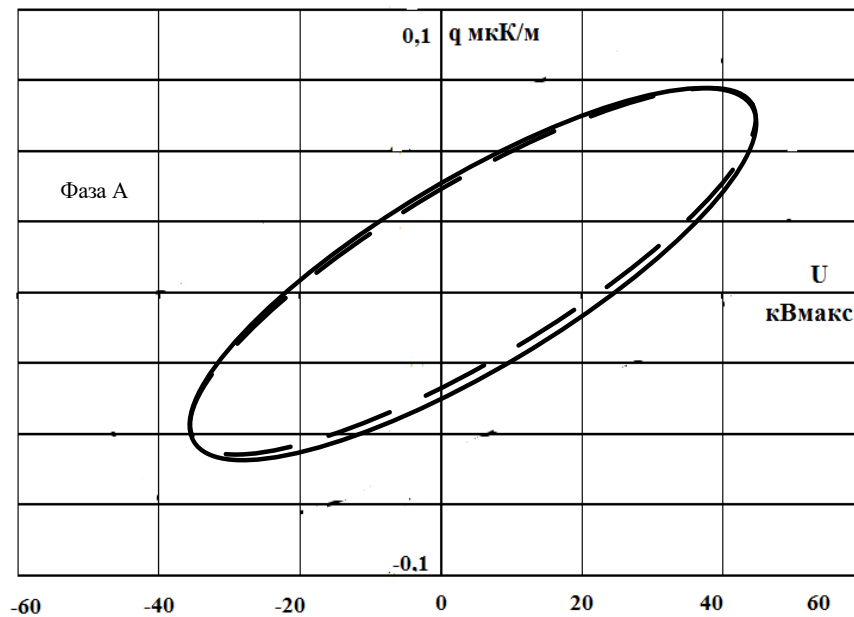
Рис. 2.18. Криві зарядів фаз лінії [111]

Як впливає з вищевикладеного, криві, що показані на рис. 2.17 та рис. 2.18 повинні збігатися з кривими повних зарядів дротів дослідної лінії. Щоб мати можливість зіставити заряди антен з повними зарядами дротів, що коронують, візуалізувалися також вольткулонові характеристики дротів лінії. На екрані осцилографа промінь описує замкнену криву, яка називається вольткулоновою характеристикою. Як відомо, її площа пропорційна втратам енергії на корону за один період зміни напруги.

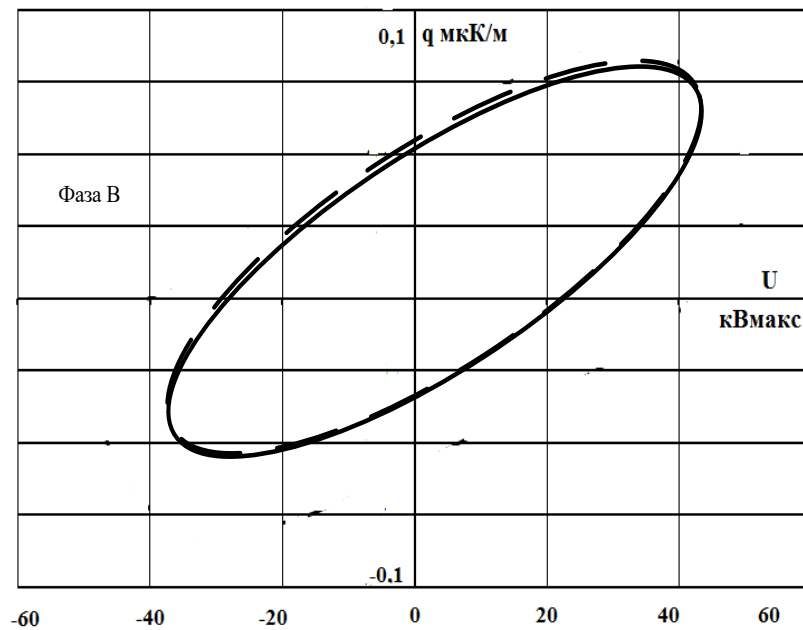
Вольт-кулонові характеристики всіх трьох фаз дослідної лінії, отримані в результаті безпосередніх вимірювань за напруги 64 кВ, подані на рис. 2.19, де пунктиром нанесені вольт-кулонові характеристики, побудовані за даними вимірювань за допомогою антен. Пунктирні характеристики отримані за кривими зарядів фаз лінії рис. 2.17 та рис. 2.18, при цьому використано відомі криві фазних напруг, які осцилографувалися одночасно з осцилографуванням кривих зарядів антен і були синхронні з ними.

Вольт-кулонові характеристики, отримані будь-яким способом, досить добре збігаються, особливо якщо врахувати, що проміжні розрахунки та

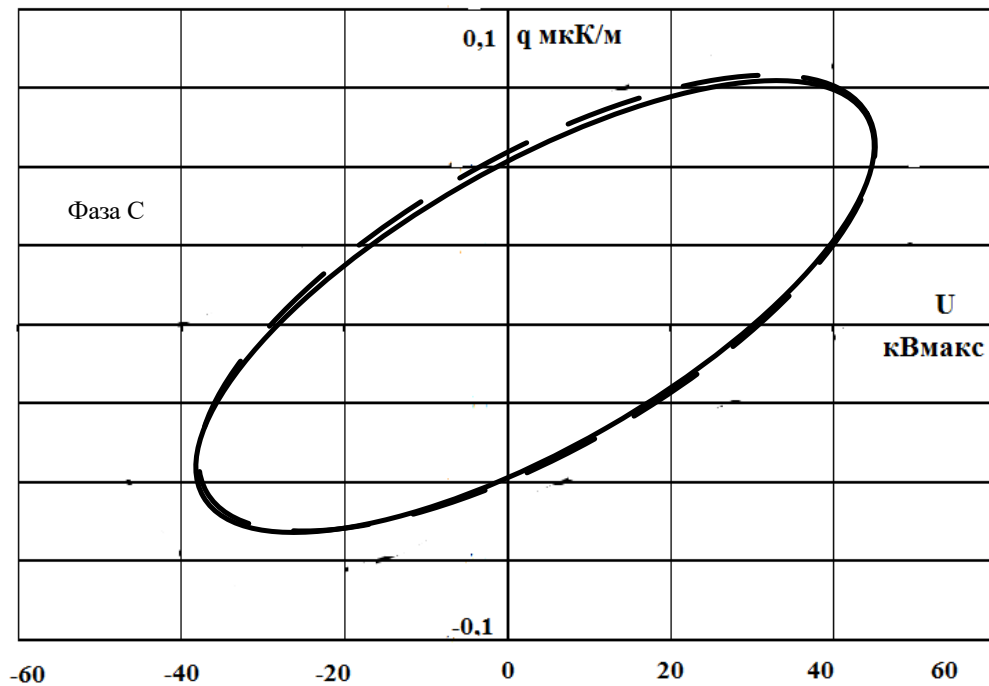
побудови, виконані для отримання остаточних кривих за даними вимірювань за допомогою антен, внесли деякі додаткові похибки. Всі характеристики добре збігаються за величиною амплітуд зарядів, формою і площею, що обмежується ними. Останнє особливо важливо з погляду здійснення вимірювань втрат потужності на корону за допомогою антен [111].



а)



б)



в)

Рис. 2.19. Вольт-кулонові характеристики трьох фаз лінії [111]

Побудову кривих заряду, а за ними і вольт-кулонових характеристик здійснено для низки величин фазних напруг, аж до величин, що перевищують початкову напругу корони більш ніж у 3 рази. Таким чином, отримано втрати потужності на корону на проводах лабораторної лінії для широкого діапазону напруг. На рис. 2.20 отримані дані (позначені пунктирною кривою) зіставляються з характеристикою втрат потужності на корону, побудованої за вольт-кулоновими характеристиками, отриманими в результаті безпосередніх вимірювань. З порівняння випливає, що втрати потужності на корону, визначені тим чи іншим способом, майже збігаються [111].

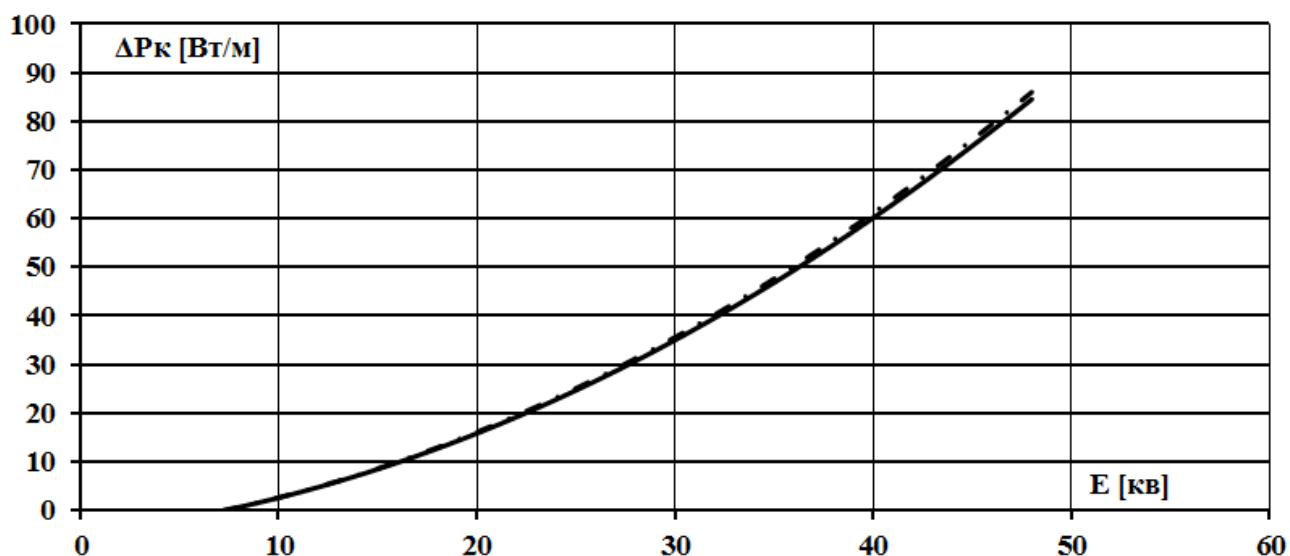


Рис. 2.20. Втрати потужності на коронування [111]

Запропоновано спосіб вимірювання втрат потужності на коронному розряді проводів ЛЕП, який, на відміну від існуючих, дозволяє безпосередньо визначати втрати антенною методикою. Використання цього способу підвищує точність вимірювання електричних параметрів, що характеризують поперечне електричне поле лінії. Втрати потужності на корону пов'язані виключно з поперечним електричним полем і відповідними струмами між фазними провідниками та землею.

Антенний спосіб має перевагу перед мостовими схемами, оскільки може бути попередньо калібрований, а його похибка оцінена на основі прямих вимірювань. Аналіз абсолютних значень втрат, виміряних антенною методикою, показав відсутність завищення результатів. Дослідження також виявили кореляційний зв'язок між зарядом антени і втратами на корону, водночас точність методу може бути підвищена завдяки застосуванню сучасних пристроїв вимірювання полів із використанням сфокусованих антенно-решіток.

2.5 Аналіз техніко-економічних показників використання засобів керованої компенсації реактивної потужності

Зростання навантаження в об'єднаній енергосистемі 330 кВ і вище супроводжується збільшенням міжсистемних потоків і втрат у лініях, що досягають 20 % від загальних. Зростання довжини мережі вимагає глибокого аналізу процесів у повітряних лініях з урахуванням коронного розряду, який впливає на втрати та розподіл напруги [113-117].

Основною причиною неоптимальних режимів і додаткових втрат є конструктивні особливості ліній, які створюють перешкоди нормальній експлуатації. Вирішення проблеми можливе за допомогою керованих установок компенсації реактивної потужності. Технології FACTS, зокрема КШР і STATCOM, забезпечують гнучке управління режимами і суттєве зниження втрат активної потужності, що гарантує швидку окупність інвестицій [3,117-119].

Надалі наводиться приклад застосування зазначеної методики для аналізу лінії електропередачі напругою 750 кВ у двох варіантах: із встановленням КШР або STATCOM на проміжній підстанції (рис. 2.21).

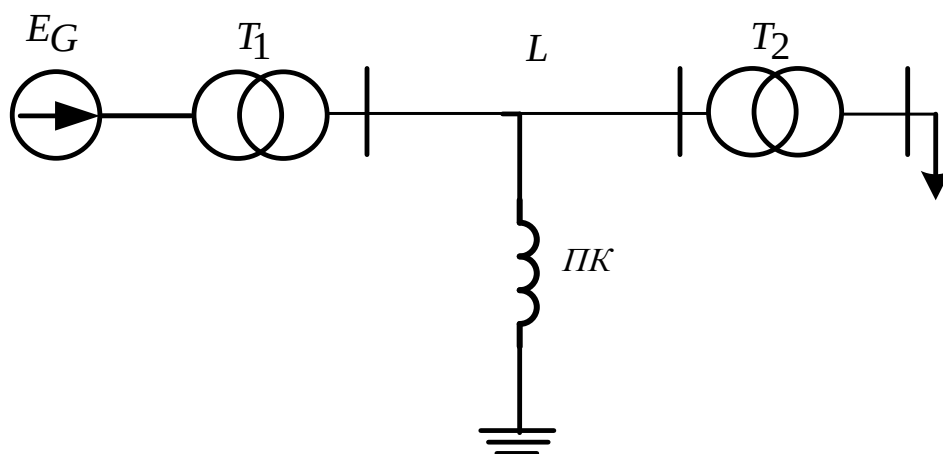


Рис. 2.21 Лінія електропередавання зі встановленим пристроєм компенсування

Для отримання еквівалентних параметрів передавання з урахуванням ШР наведемо схему у вигляді трьох послідовно з'єднаних чотиріполюсників. У такому випадку параметри еквівалентного чотиріполюсника визначимо як:

$$\begin{bmatrix} Aeq & Beq \\ Ceq & Deq \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \lambda & jz_w \sin \lambda \\ j \frac{\sin \lambda}{z_w} & \cos \lambda \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -jb_{ПК} & 1 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \cos \lambda & jz_w \sin \lambda \\ j \frac{\sin \lambda}{z_w} & \cos \lambda \end{bmatrix}, \quad (2.34)$$

де Aeq , Beq , Ceq , Deq – узагальнені параметри еквівалентного чотирьохполюсника; λ – хвильова довжина лінії; z_w – хвильовий опір ЛЕП НВН, $b_{ПК}$ – провідність ПК [1, 120].

Після перетворень отримуємо поздовжні лінії параметрів (охоплюючи параметри ПК):

$$\dot{Beq} = jz_w \sin 2\lambda + jb_{ПК} \sin^2 \lambda. \quad (2.35)$$

У відносних одиницях:

$$Beq = \sin 2\lambda + b_{ПК}^* \sin^2 \lambda, \quad (2.36)$$

де $b_{ПК}^*$ провідність ПК у відносних одиницях:

$$b_{ПК}^* = 2tg \frac{\lambda}{2}. \quad (2.37)$$

Формула для визначення кута δ на ділянці:

$$\delta = \frac{\pi b_{ПК}^*}{4} \quad (2.38)$$

Формула для визначення напруги в місці установки ПК

$$U_{ПК}^* = \frac{\sin(\lambda)}{\sin(\delta)}. \quad (2.39)$$

Формула для визначення реактивної потужності ПК (через кутові характеристики потужності) [120]:

$$Q_{ПК}^* = 2 \frac{U_{ПК}^*}{\sin \lambda} (\cos \delta - U_{ПК}^* \cos \lambda) \quad (2.40)$$

Втрати активної потужності на ділянці λ у разі встановлення ШР:

$$\Delta P_{ШР}^* = \frac{(P^{*2} + (Q_{ПК}^* / 2)^2) r_0 l}{U_{ПК}^{*2} n z_w}, \quad (2.41)$$

де n – кількість розщеплених проводів фази; r_0 – радіус одного нерозщепленого проводу фази; l – довжина лінії.

У разі встановлення КШР чи СТАТКОМ $U_{КПК}^* = 1$, $Q_{КПК}^* = 0$ внаслідок того, що по лінії передається натуральна потужність без втрат потужності у реактивних елементах [120]:

$$\Delta P_{КПК}^* = \frac{P^{*2} r_0 l}{U_{КПК}^{*2} n z_w}. \quad (2.42)$$

Різниця у втратах в іменованих одиницях (на довжину 2λ):

$$\Delta P^* = \Delta P_{ШР}^* - \Delta P_{КПК}^*. \quad (2.43)$$

Врахуємо втрати активної потужності в ШР з розрахунку 0,5 МВт на 3 фази; втратами в КПК в режимі передавання натуральної потужності знехтуємо.

$$W = \Delta P \tau, \quad (2.44)$$

де τ – час максимальних втрат лінії.

Вартість цих втрат за питомої вартості 50 доларів за МВт год становить [120]:

$$C = W \cdot 50. \quad (2.45)$$

Питому вартість ШР прийемо 10 дол. за 1 кВАр, КШР – 20 дол. за 1 кВАр, СТАТКОМ – 50 доларів за 1 кВАр:

Вартість ШР становить

$$C_{ШР} = C_{ПВ}^{ШР} \cdot Q_{ПК}^* \cdot 10^3 + C_{ВС}^{ШР}, \quad (2.46)$$

де $C_{ПВ}^{ШР}$ – питома вартість за 1 кВАр ШР; $C_{ВС}^{ШР}$ – вартість встановлення ШР [120].

Вартість КШР становить

$$C_{\text{КШР}} = C_{\text{ПВ}}^{\text{КШР}} \cdot Q_{\text{КПК}}^* \cdot 10^3 + C_{\text{ВС}}^{\text{КШР}}, \quad (2.47)$$

де $C_{\text{ПВ}}^{\text{КШР}}$ – питома вартість за 1 кВАр КШР; $C_{\text{ВС}}^{\text{КШР}}$ – вартість встановлення КШР.

Вартість СТАТКОМ становить

$$C_{\text{СТАТКОМ}} = C_{\text{ПВ}}^{\text{СТАТКОМ}} \cdot Q_{\text{КПК}}^* \cdot 10^3 + C_{\text{ВС}}^{\text{СТАТКОМ}}, \quad (2.48)$$

де $C_{\text{ПВ}}^{\text{СТАТКОМ}}$ – питома вартість за 1 кВАр СТАТКОМ; $C_{\text{ВС}}^{\text{СТАТКОМ}}$ – вартість встановлення СТАТКОМ [120].

Витрати на встановлення $C_{\text{КПК}}$ (КШР чи СТАТКОМ) замість ШР окупаються тільки за рахунок зниження втрат у лінії та ШР за період:

$$\Delta C = \frac{C_{\text{КПК}} - C_{\text{ШР}}}{C}. \quad (2.49)$$

У табл. 2.9 наведено вартісні показники ПК та результати розрахунку строку окупності під час встановленні КШР чи СТАТКОМ [120].

Таблиця 2.9

Параметри компенсувальних пристроїв

Параметри ПК	Пристрій компенсації реактивної потужності		
	ШР	КШР	СТАТКОМ
Потужність, МВАр	330		±330
Вартість, млн.дол.	3.3	6.6	16.5
Вартість, встановлення, млн.дол.	0.1	0.1	0.15
Термін окупності, роки	1.1	2.2	4.5

Як свідчать дані таблиці 2.9, у разі використання КШР тієї ж потужності, що й СТАТКОМ, спостерігається суттєве скорочення строку окупності

інвестицій. Це пояснюється вищою ефективністю КШР з точки зору зниження втрат активної потужності.

Незважаючи на значну кількість досліджень з управління режимами та балансування реактивної потужності в лініях надвисокої напруги, особливості режимів роботи таких ліній з проміжними підстанціями (ПС) залишаються недостатньо вивченими [121]. Сучасні керовані шунтувальні реактори, тиристорні компенсатори та конденсаторні батареї значно розширюють можливості гнучкого регулювання режимів, особливо в частині балансування реактивної потужності.

У сталому режимі енергосистема підтримує баланс активної та реактивної потужності, що визначає стабільність напруги. Порушення балансу реактивної потужності призводить до значних коливань напруги в вузлах з дефіцитом або надлишком реактивної потужності. Традиційне регулювання напруги при дефіциті реактивної потужності може погіршувати ситуацію, збільшуючи споживання активної та реактивної потужності. Розглянемо лінію електропередачі 750 кВ з кількома вузлами, яку наведено на рис. 2.13.

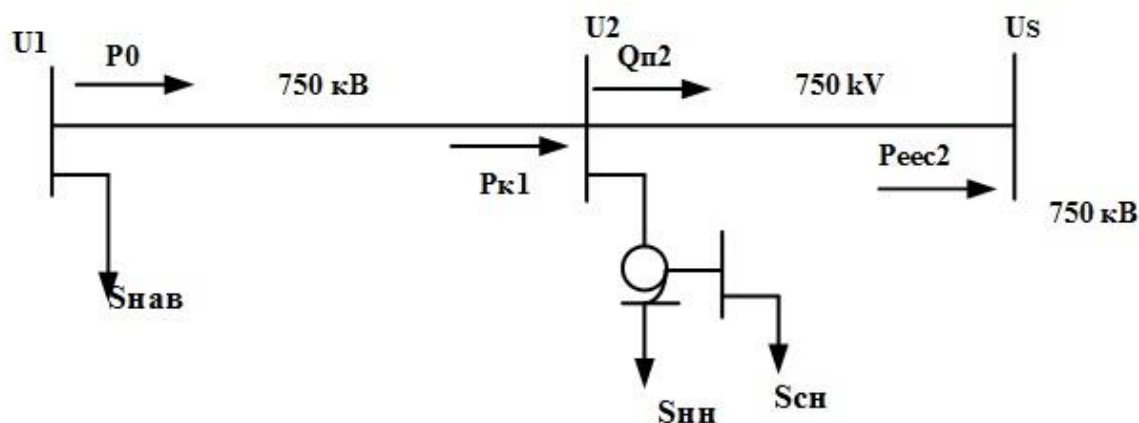


Рис. 2.13 Схема лінії електропередавання з проміжною системою [122]

Рівняння балансу реактивної потужності:

$$Q_{к1} + Q_{КП} = Q_{n2} + Q_{ПС}^{CH} + Q_{ПС}^{HH} + \Delta Q_{AT}, \quad (2.50)$$

де $Q_{к1}, Q_{n2}$ реактивна потужність в кінці першої секції і на початку другої відповідно; $Q_{КП}$ - необхідна потужність компенсувального пристрою;

ΔQ_{AT} - втрати реактивної потужності в автотрансформаторі, які визначаються за виразом $\Delta Q_{AT} \cong 0,08 S_{ПС}^{BH}$.

Необхідна потужність компенсуючого пристрою:

$$Q_{КП} = Q_{n2} - Q_{к1} + Q_{ПС}^{CH} + Q_{ПС}^{HH} + \Delta Q_{AT} \quad (2.51)$$

Передана активна потужність у відносних одиницях

$$P_{*0} = \frac{P_0}{S_{шин1}} \quad (2.52)$$

де P_0 - активна потужність лінії, $S_{баз1}$ - базова потужність, яка визначається

за виразом $S_{баз1} = \frac{U_1^2}{Z_w}$.

Реактивна потужність на початку лінії у відносних одиницях:

$$Q_{*1} = \operatorname{ctg} \lambda - \sqrt{\frac{1}{\sin^2 \lambda} - \left[P_{*0} - \frac{r_0}{2x_0} \left(\frac{\lambda}{\sin^2 \lambda} + \operatorname{ctg} \lambda \right) \right]^2} \quad (2.53)$$

λ - хвильова довжина лінії; x_0 r_0 - погонні параметри лінії.

Реактивна потужність на початку лінії [123]:

$$Q_1 = Q_{*1} S_{fp1} \quad (2.54)$$

Значення середньоквадратичного струму у відносних одиницях:

$$\dot{I}_{*rms} = \sqrt{1 + \left(\frac{1}{\lambda} + \operatorname{ctg} \lambda \right) \left[Q_1 + P_{*0} \frac{r_0}{x_0} \left(1 - \frac{\lambda^2}{6} \right) \right]} \quad (2.55)$$

Значення середньоквадратичного струму:

$$I_{rms} = I_{*rms} \frac{U_2}{\sqrt{3} Z_w} \quad (2.56)$$

Z_w - хвильовий опір лінії, U_2 - напруга проміжної системи.

Втрати активної потужності в лінії електропередавання надвисокої напруги:

$$\Delta P = 3I_{rms}^2 r^0 l \quad (2.57)$$

Реактивна потужність в кінці другої секції лінії:

$$Q_{*2} = -Q_{*1} - P_{*0} \left(\frac{r_0}{x_0} \right) (1 + \lambda \operatorname{ctg} \lambda) \quad (2.58)$$

$$Q_{\kappa 1} = Q_2 = Q_{*2} S_{bas1} \quad (2.59)$$

Потужність, що протікає через обмотку високої напруги автотрансформатора:

$$S_{ПС}^{BH} = P_{ПС} + jQ_{ПС} \quad (2.60)$$

Втрати реактивної потужності в автотрансформаторі:

$$\Delta Q_{AT} = 0,08 |S_{ПС}^{BH}| \quad (2.61)$$

Результати розрахунків балансування реактивної потужності на ділянках передачі зведені в таблицю 2.9 [122].

Таблиця 2.10.

Результати розрахунку реактивної потужності для забезпечення балансу

Параметр	ЕЕС1–ПС		ПС–ЕЕС2	
	Max	Min	Max	Min
$U_{ном}$, кВ	750			
P_1 , МВт	475	237,5	554	211
ΔQ_{AT} , МВАр	—		34,064	11,354
Q_{II} , МВАр	-289,86	-309,550	-169,089	-202,191
Q_K , МВАр	119,88	212,93	71,572	160,143
ΔP , МВт	4,865	—	15,017	—

Необхідна реактивна потужність на підстанції (режим максимальних навантажень):

$$Q_{KШР} = Q_{n2(I)} - Q_{\kappa 1(I)} + Q_{ПС}^{CH} + Q_{ПС}^{HH} + \Delta Q_{AT(I)} \quad (2.62)$$

Активна потужність на шинах системи прийому в:

$$P^{(I)} = P_0 - \Delta P_{EEC1-ПС} - P_{ПС} - \Delta P_{ПС-EEC2} \quad (2.63)$$

Реактивна потужність, яка потрібна системі:

$$Q_{EEC2}^{(I)} = P_{EEC} \operatorname{tg}(\arccos \varphi_{EPS2}) \quad (2.64)$$

Реактивна потужність керованого шунтувального реактора на шинах EEC2:

$$Q_{КШР}^{(I)} = Q_{EEC2}^{(I)} - Q_{к2(I)} \quad (2.65)$$

Результати розрахунку значень необхідної потужності КП зведені в таблицю 2.10.

Таблиця 2.11

Діапазони регулювання керованих компенсувальних пристроїв компенсації

$Q_{КШР}$	ПС		EEC2	
	Max	Min	Max	Min
$Q_{КШР}$ МВАр	-98	-299	171	-64

Пояснення напрямку реактивної потужності показано на (рис. 2.14).

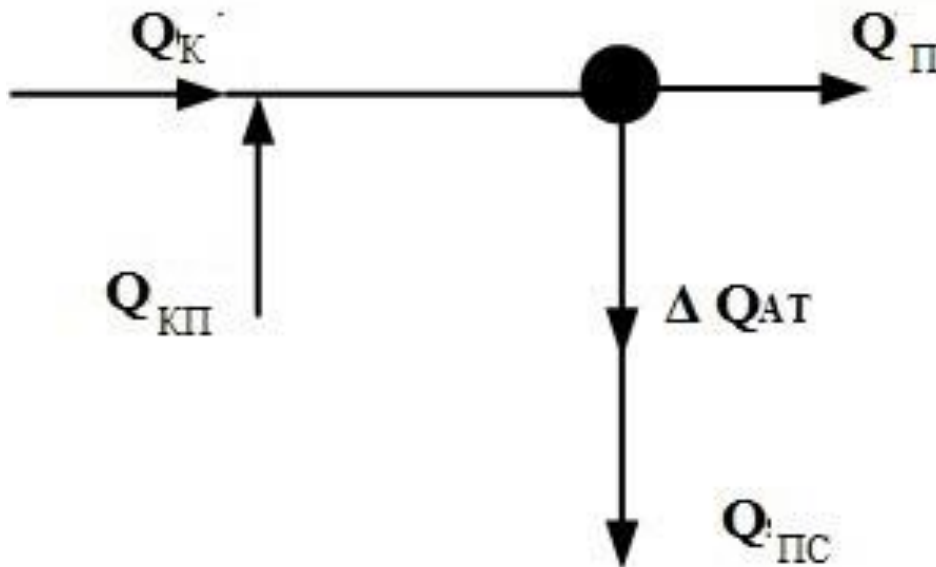


Рис. 2.14 Потокорозподіл реактивних потужностей [122]

Місце установки – проміжна підстанція. Необхідна потужність джерела реактивної потужності:

$$Q_{KШР(max)} = -98,398 \text{ MVar}$$

$$Q_{KШР(min)} = -299,426 \text{ MVar}$$

Можлива установка трьох однофазних реакторів некерованого шунтувального реактора-110000/750 або одного керованого трифазного реактора КШР-330000/750. Приймаємо установку одного реактора КШР-330000/750. Загальна споживана реактивна потужність у вузлі:

$Q_{max} = 1 \times Q_{sr} = 1 \cdot 180 = 180 \text{ MVar} > 98,398 \text{ MVar}$. Слід зазначити, що реактор типу КШР є реактором з контрольованою намагніченістю і може споживати не тільки максимум 330 МВАр, а саме 98,398 МВАр. Такий характер споживання має явну перевагу перед характером споживання некерованих реакторів, оскільки в будь-який момент часу споживання реактивної потужності буде відповідати необхідній розрахунковій потужності, що дозволить уникнути великих потоків реактивної потужності по лініях і зменшити втрати. Надмірне споживання реактивної потужності некерованим реактором не дозволить повністю забезпечити споживачів підстанції реактивною потужністю та підтримувати необхідний коефіцієнт потужності. Також зауважимо, що як в максимальному, так і в мінімальному режимі потужність, що протікає через повітряну лінію, менша за природну, а споживання Q необхідне весь час - мало в максимальному режимі і велике в мінімальний режим [122].

$$Q = 98,398 \text{ MVar} = Q_{KШР(max)}$$

Режим найменшого навантаження: У режимі найменших навантажень необхідно споживати реактивну потужність з мережі в обсязі

$$Q_{KШР(min)} = 299,426 \text{ MVar}$$

Таким чином, для роботи мережі в режимі найменших навантажень під час перевірки режиму найбільшого навантаження до комплекту реакторів КШР-330/750-U1.

$$Q_{max} = 1 \times Q_{CSR} = 1 \times 330 = 330 \text{ MVar} > 299,426 \text{ MVar}$$

$$Q_{cons} = 299,426 \text{ МВАр} = Q_{КШР(min)}$$

Режим максимального навантаження: Можлива установка двох синхронних компенсаторів STATCOM-100/11, які зможуть видавати 171,779 МВАр реактивної потужності в режимі максимального навантаження.

$$Q_{max} = 2 \times Q_{STATCOM} = 2 \times 100 = 200 \text{ МВАр} > 171,779 \text{ МВАр}$$

Режим найменшого навантаження: у режимі найменших навантажень також можлива установка двох синхронних компенсаторів STATCOM -100/11, які можуть видавати 171,779 МВАр реактивної потужності в режимі найбільшого навантаження та споживати 64,009 МВАр реактивної потужності в режимі найбільшого навантаження. режим мінімального навантаження. Однак, за вихідними даними, приймальна система в режимі найменшого навантаження може прийняти до 205 МВАр реактивної потужності, що більше 64,009 МВАр, що надходять в систему при найменшому навантаженні. Результати вибору компенсувальних пристроїв наведені в таблиці 2.11.

Таблиця 2.12.

Результати вибору компенсувального пристрою

ПС	ЕЕС2
1×КШР 330000/750	2×СТАТКОМ-100/11

Результати показали, що впровадження керованих пристроїв поперечної компенсації — зокрема, КШР та STATCOM — дає змогу ефективно регулювати рівень напруги, зменшувати втрати потужності та підвищувати стабільність режиму в умовах змінних навантажень і структурної несиметрії мережі.

Таким чином обґрунтовано доцільність використання КШР для створення керуючих впливів під час оптимізації режимів роботи MEM за критерієм зниження сумарних втрат активної потужності на її транспортування. Оптимізація режиму роботи MEM ґрунтується на визначенні оптимальних значень напруги та реактивної потужності. Використовуючи сучасні керовані

електроенергії є можливість використання КШР для активного керування поточкорозподілом у неоднорідних мережах енергосистеми. Це, у свою чергу, сприяє досягненню економічно обґрунтованого та енергетично оптимального усталеного режиму.

Для ілюстрації було розглянуто зміну втрат активної потужності, виконавши аналіз усталеного режиму МЕМ з сімома вузлами (рис. 2.15). З метою порівняння результатів розрахунку втрат активної потужності за різних умов наведено в табл.2.13.

Таблиця 2.13

Втрати активної потужності в тестовій схемі

ЛЕП	Результати розрахунку сумарних втрат активної потужності, МВт		
	Без врахування впливу температури навколишнього середовища	З врахуванням впливу температури навколишнього середовища	Природний режим з врахуванням коронування проводів та впливу температури навколишнього середовища
1-2	19,65	21,03	27,77
1-3	14,98	15,93	24,07
1-6	15,85	16,96	25,14
1-5	36,05	38,57	48,38
3-4	17,88	19,13	29,61
4-6	28,78	30,79	55,29
5-4	29,58	31,65	58,02
5-7	37,59	40,22	65,58
7-2	48,79	52,20	78,99
Σ	249,15	266,58	412,85

Для контролю значень напруги у проміжних точках ЛЕП НВН схеми (рис. 2.16) визначено залежність $U_{KШР} = f(P_0)$ напруги КШР $U_{KШР}$ від переданої потужності лінією P_0 . При вирішенні задачі прийнято, що напруга U_1 та напруга U_2 підтримуються постійними та рівними номінальному значенню. Рівні напруги в проміжних точках ЛЕП НВН вважаються допустимими, якщо їх максимальне значення не перевищує найбільшої робочої напруги, що дорівнює $1.05U_{ном}$. Для прикладу розглянемо режим лінії 2-5-7 в схемі рис. 3 зі встановленим у вузлі 5 КШР (рис.4).

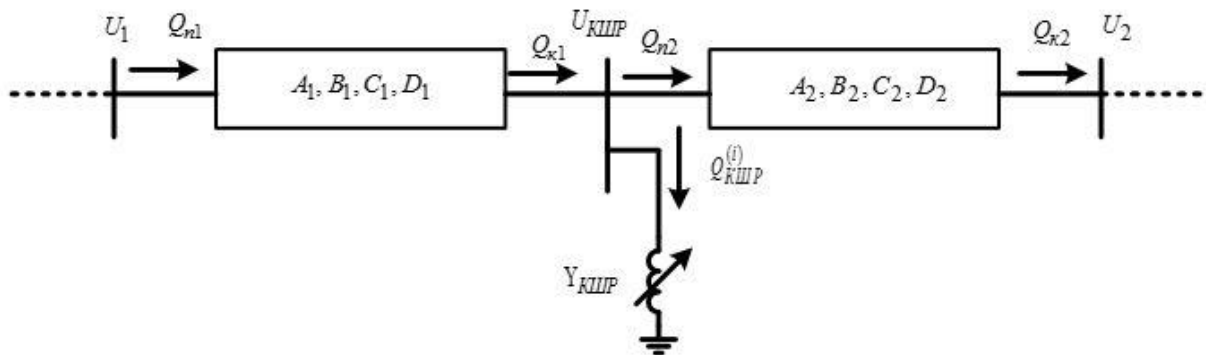


Рис. 2.16 Лінія електропередавання зі встановленим КШР

Значення $U_{KШР}$ можна визначити ітераційним методом за алгоритмом :

1. Задається початкове значення $U_{KШР(0)}$.
2. З виразу

$$P_0 = U_1^2 \frac{|D_{l1}|}{|B_{l1}|} \cos(\psi_{B1} - \psi_{D1}) - \frac{U_1 U_{KШР(0)}}{|B_{l1}|} \cos(\psi_{B1} + \delta_{10il}), \quad (2.66)$$

де $\psi_{A1} = \arg(A_{l1})$; $\psi_{B1} = \arg(B_{l1})$; $\psi_{C1} = \arg(C_{l1})$.

Визначається кут між векторами напруги першої ЛЕП $d_{1,ЛЕП}$, реактивна потужність на початку ЛЕП $Q_{П1}$, активна та реактивна потужності в кінці ЛЕП P_{K1}, Q_{K1} :

$$d_{1ЛЕП} = \arccos\left(\frac{U_1^2 \frac{|D_{l1}|}{|B_{l1}|} \cos(\psi_{Bl1} - \psi_{Dl1}) - P_0}{U_1 U_{КШР(0)} |B_{l1}|}\right) - \psi_{Bl1}; \quad (2.67)$$

$$Q_{П1} = U_1^2 \frac{|D_{l1}|}{|B_{l1}|} \sin(\psi_{Bl1} - \psi_{Dl1}) - \frac{U_1 U_{КШР(0)}}{|B_{l1}|} \sin(\psi_{Bl1} + d_{1ЛЕП}); \quad (2.68)$$

$$P_{K1} = -U_{КШР(0)}^2 \frac{|A_{l1}|}{|B_{l1}|} \cos(\psi_{Bl1} - \psi_{Al1}) + \frac{U_1 U_{КШР(0)}}{|B_{l1}|} \cos(\psi_{Bl1} - d_{1ЛЕП}); \quad (2.69)$$

$$Q_{K1} = -U_{КШР(0)}^2 \frac{|A_{l1}|}{|B_{l1}|} \sin(\psi_{Bl1} - \psi_{Al1}) + \frac{U_1 U_{КШР(0)}}{|B_{l1}|} \sin(\psi_{Bl1} - d_{1ЛЕП}). \quad (2.70)$$

Розподіл напруги вздовж першої ЛЕП НВН (рис. 3):

$$U_{1ЛЕП}(l) = U_{КШР(0)} \left| \frac{(P_{ЛЕП1} - jQ_{ЛЕП1}) \operatorname{sh}(\gamma_{01} l_1)}{U_{КШР(0)}^2} + \frac{Z_{ЛЕП}}{\operatorname{ch}(\gamma_{01} l_1)} \right|. \quad (2.71)$$

3. Визначається відстань від кінця ЛЕП до точки з максимальним значенням напруги $l_{екстр}$ з $\frac{d}{dl} U_{1ЛЕП}(l) = 0$.

$$4. U_{1ЛЕП}(l_{екстр}) = U_{МАХ1ЛЕП}.$$

5. Аналогічним чином розраховуються режим другої ЛЕП НВН і визначається $U_{МАХ2ЛЕП}, l_{екстр}$.

6. З двох значень $U_{МАХ2ЛЕП}$ та $U_{МАХ1ЛЕП}$ обирається більше $U_{МАХ}$ і порівнюється з заданим значенням $1,05U_{ном}$.

7. Якщо $U_{МАХ} \neq 1,05U_{ном}$ та $U_{КШРi} < U_{ном}$, то визначено відповідне значення $U_{КШРi}$.

Якщо значення $U_{MAX} = 1.05U_{ном}$ та $U_{КШР} = 1.05U_{ном}$, то напруга на КШР підтримується постійною і становить $U_{ном}$.

У випадку $U_{MAX} > 1.05U_{ном}$ значення $U_{КШР}$ приймається рівним номінальному. Обчислення $U_{КШРi}$ проводять для кожного P_{0i} , змінюючи в межах від 0 до 2200 МВт включно з кроком 50 МВт. Епюра напруги для досліджуваної ЛЕП наведена на рис. 2.17.

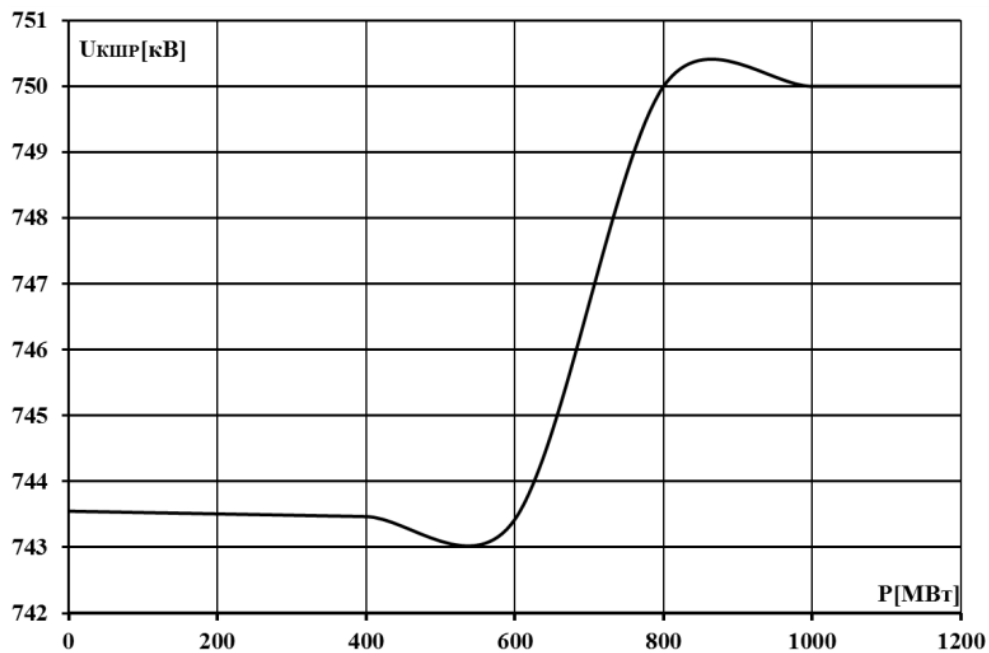


Рис. 2.17. Графік зміни напруги КШР залежно від переданої потужності лінією

З аналізу епюри на рис.5 видно, що для режиму, за якого потужність, що передається, становить $P_0 = 800$ МВт, максимально допустиме значення $U_{КШР}$ стає рівним $U_{ном} = 750$ кВ, а під час подальшого збільшення P_0 напруга на КШР підтримується постійною і дорівнює $U_{ном}$.

Однак впровадження зазначених пристроїв вимагає вдосконалення підходів до моделювання, аналізу та оптимізації режимів роботи мереж, особливо в умовах структурної несиметрії, неповнофазних режимів та впливу нелінійних явищ, зокрема коронного розряду. Також потребує розвитку

математичне забезпечення для розрахунку оптимальних параметрів керованих засобів компенсації у складі складної енергосистеми.

У зв'язку з цим виникає необхідність формування нових методичних підходів до оцінки ефективності керованих компенсуючих пристроїв, побудови моделей їх функціонування в реальних умовах та розробки рекомендацій щодо їхнього впровадження для покращення техніко-економічних показників роботи ЕЕС.

Математична модель завдання оптимізації електричної мережі за напругою та реактивною потужністю сформулюється таким чином:

$$F(X, Y) \quad (2.72)$$

$$W(X, Y) = 0 \quad (2.73)$$

$$X_{\min} < X < X_{\max} \quad (2.74)$$

$$Y_{\min} < Y < Y_{\max} \quad (2.75)$$

де $F(X, Y)$, – сумарні втрати активної потужності в електричній мережі (; $W(X, Y) = 0$, – обмеження у вигляді рівнянь усталених режимів, $X_{\min} < X < X_{\max}$, – діючі в системі обмеження на напруги вузлів, реактивну потужність джерел, струми та перетоки потужностей.

$Y_{\min} < Y < Y_{\max}$ – Обмеження на регульовані змінні: напруги вузлів, реактивні потужності джерел та коефіцієнти трансформації автотрансформаторів та трансформаторів. X – вектор нерегульованих змінних (модулі напруги, реактивна потужність генераторів); Y – вектор регульованих змінних.

Рівняння (2.73) є обмеженнями у вигляді рівностей і є рівняння установлених режимів (РУР). Нерівності (2.74) представляють діючі в системі обмеження на напруги вузлів, реактивну потужність джерел, струми та перетікання потужностей. Нерівності (2.75) становлять обмеження на регульовані змінні: напруги вузлів, реактивні потужності джерел та коефіцієнти трансформації трансформаторів.

В даний час для вирішення задачі, сформульованої виразами (2.72-2.75) зазвичай використовують методи нелінійного програмування. За підсумками цих методів розроблено програми оптимізації режиму ЕС.

В умовах великого обсягу виконуваних розрахунків для завдань аналізу та планування режимів, високої швидкості вироблення керуючих впливів при оперативному та автоматичному управлінні режимами висуваються підвищені вимоги до надійності та швидкодії отримання рішення чисельними методами. Це вимагає розробки моделей та чисельних методів, що дозволяють вирішувати завдання залежно від необхідної точності рішення, продуктивності використовуваних ЕОМ, наявних ресурсів часу ЕОМ. Тому виникає необхідність застосування спрощених принципів корекції, які дають прийнятні результати за відносно невеликих відхилень вихідних умов від планованих. У зв'язку з цим цікавить дослідження ефективності застосування лінеаризованих моделей оптимізації режимів ЕЕС з напруги та реактивної потужності.

Ефективність розв'язання задачі оптимізації можна підвищити за рахунок застосування ітеративної процедури послідовної лінеаризації цільової функції та обмежень з використанням методів лінійного програмування. Методи лінійного програмування для оптимізації режиму ЕС мають такі переваги: загальна швидкодія цих методів значно вища; дозволяють добре вирішувати завдання з різними цільовими функціями (за мінімальним числом керованих змінних; за критерієм мінімуму квадратів порушень режимних обмежень) дозволяють вирішувати несумісні завдання.

Однією з причин, що утримують застосування послідовної лінеаризації та лінійного програмування для оптимізації режимів ЕС з напруги та реактивної потужності дотепер, є сильна нелінійність цільової функції у вигляді сумарних втрат, відсутність практично обґрунтованих та працездатних алгоритмів. Можливості та переваги застосування цього підходу були розглянуті у роботах [123–132].

У цій статті розглядаються питання оптимізації режимів ЕЕС з використанням ітеративної процедури отримання лінеаризованих виразів для

цільової функції та обмежень методів ЛП. Даний метод розв'язання задачі називається методом апроксимуючого програмування (МАП).

Розв'язання задачі оптимізації ЕЕС Q і P МАП на кожному кроці ітерації включає такі основні етапи: лінеаризація РУР (2.73); лінеаризація цільової функції (2.71); подання обмежень (2.73, 2.744) у вигляді лінійних виразів; приведення завдання ЛП до стандартної форми; розв'язання задачі ЛП; вибір допустимого кроку.

Обмеження як рівностей є рівняння встановленого режиму. Використовуючи розкладання РУР складної електроенергетичної системи (2) в ряд Тейлора в околиці планованого режиму Y_0 отримуємо лінеаризовані рівняння, які справедливі при досить малому $\Delta Y = Y - Y_0$

$$\left[\frac{\partial W}{\partial X} \right] \Delta X = - \left[\frac{\partial W}{\partial Y} \right] \Delta Y \quad S_{XY} = - \left[\frac{\partial W}{\partial X} \right]^{-1} \left[\frac{\partial W}{\partial Y} \right] \Delta X = S_{XY} \Delta Y \quad (2.76)$$

де $\frac{\partial W}{\partial X}$ - матриця похідних небалансів потужностей за залежними змінними, $\frac{\partial W}{\partial Y}$ - матриця похідних небалансів потужностей по регульованих змінних, $\Delta X = X - X_0$ - вектор поправок до залежних змінних, S_{XY} - матриця чутливості залежних змінних при зміні регульованих.

Одним із можливих способів одержання наближених лінеаризованих виразів є застосування $P-Q$ декомпозиції РУР. Внаслідок лінеаризації РУР при $P-Q$ декомпозиції (2.76) подаються у вигляді.

$$\Delta X_1 = S_{x1y} \Delta Y, \quad \Delta X_2 = S_{x2y} \Delta Y,$$

$$S_{x1y} = - \left[\frac{\partial W_Q}{\partial X_1} \right]^{-1} \left[\frac{\partial W_Q}{\partial Y} \right] \quad S_{x2y} = - \left[\frac{\partial W_P}{\partial X_2} \right]^{-1} \left[\frac{\partial W_P}{\partial Y} \right] \quad (2.77)$$

Лінеаризація цільової функції проводиться розкладанням сумарних втрат активної потужності в ряд Тейлора в околиці запланованого режиму

$$\Delta F = \frac{\partial F}{\partial Y} \Delta Y + \frac{\partial F}{\partial X} \Delta X \quad (2.78)$$

РУР визначають неявну функцію $X(Y)$, тобто неявну залежність залежних змінних від незалежних.

Гradient неявної функції

$$\frac{\partial F}{\partial Y} = \frac{\partial F}{\partial Y} + \frac{\partial F}{\partial X} \frac{\partial X}{\partial Y} \quad (2.79)$$

$\frac{\partial F}{\partial Y}, \frac{\partial F}{\partial X}$ де вектори часткових похідних цільової функції одержані диференціюванням виразу по (2.72) по X та Y .

З урахуванням (2.77) вираз (2.79) подається у вигляді

$$\frac{\partial F}{\partial Y} = \frac{\partial F}{\partial Y} + \frac{\partial F}{\partial X} \left[\frac{\partial W}{\partial X} \right]^{-1} \left[\frac{\partial W}{\partial Y} \right] \quad (2.80)$$

Кожна ітерація задач оптимізації МАП з використанням (2.80) складається з наступних етапів:

- формування цільової функції у відхиленнях від вихідного режиму роботи

$$\Delta(P_{\text{сум}}) = c_U \Delta U + c_Q \Delta Q + c_{KT1} \Delta K_{Td} + c_{KT2} \Delta K_{Tq} \quad (2.81)$$

де $c_U, c_Q, c_{KT1}, c_{KT2}$ – коефіцієнти лінеаризованих виразів сумарних втрат.

Формування обмежень на регульовані параметри у відхиленнях від вихідного

$$\begin{aligned} \Delta U_{i \min} &\leq \Delta U_i \leq \Delta U_{i \max}, & i \in \Gamma_{PU} \\ \Delta Q_{i \min} &\leq \Delta Q_i \leq \Delta Q_{i \max}, & i \in \Gamma_{PQ} \\ \Delta K_{Td \min} &\leq \Delta K_{Td \min} \leq \Delta K_{Td \max}, & i \in T \\ \Delta K_{Tq \min} &\leq \Delta K_{Tq \min} \leq \Delta K_{Tq \max}, & i \in T \end{aligned} \quad (2.82)$$

Формування обмежень на залежні параметри у відхиленнях від вихідного режиму по (2.78):

$$\Delta U_{i \min} \leq a_U \Delta U + a_Q \Delta Q + a_{KT} \Delta K_T \leq \Delta U_{i \max}, i \in \Gamma_{PQ} + H \quad (2.83)$$

$$\Delta Q_{i \min} \leq a_U \Delta U + a_Q \Delta Q + a_{KT} \Delta K_T \leq \Delta Q_{i \max}, i \in \Gamma_{PU}$$

$$\begin{aligned}
\Delta U'_{i \min} &= \max \{ \Delta U_{i \min} - \Delta U_{i \partial on} \}; & \Delta U'_{i \max} &= \min \{ \Delta U_{i \min} - \Delta U_{i \partial on} \}; \\
\Delta Q'_{i \min} &= \max \{ \Delta Q_{i \min} - \Delta Q_{i \partial on} \}; & \Delta Q'_{i \max} &= \min \{ \Delta Q_{i \min} - \Delta Q_{i \partial on} \}; \\
\text{де } \Delta K'_{Tdj \min} &= \max \{ \Delta K_{Tdj \min} - \Delta K_{Tdj \partial on} \}; & \Delta K'_{Tdj \max} &= \min \{ \Delta K_{Tdj \min} - \Delta K_{Tdj \partial on} \}; \\
\Delta K_{Tqj \min} &= \max \{ \Delta K_{Tq \min} - \Delta K_{Tqj \partial on} \}; & \Delta K_{Tqj \max} &= \min \{ \Delta K_{Tq \min} - \Delta K_{Tqj \partial on} \};
\end{aligned}$$

Γ_{PU} - безліч генераторних PU вузлів; Γ_{PQ} - безліч генераторних PQ вузлів; H - безліч навантажувальних та мережевих вузлів; T -множина регульованих трансформаторних гілок поздовжнього та поперечного регулювання.

Усі задачі лінійного програмування можуть бути приведені до стандартної форми, в якій цільова функція має бути мінімізована, а всі обмеження повинні бути задані у вигляді рівностей із невід'ємними змінними. Завдання оптимізації режимів ЕС МАП (2.81-2.83), наведена до стандартної форми, має наступний вигляд. Цільова функція (2.81) подається у перетвореному вигляді.

Перетворення двосторонніх обмежень (2.82) на регульовані змінні з урахуванням допустимого значення кроку.

$$\begin{aligned}
\Delta U'_{i \min} &= \max \{ \Delta U_{i \min} - \Delta U_{i \partial on} \}; & \Delta U'_{i \max} &= \min \{ \Delta U_{i \min} - \Delta U_{i \partial on} \}; \\
\Delta Q'_{i \min} &= \max \{ \Delta Q_{i \min} - \Delta Q_{i \partial on} \}; & \Delta Q'_{i \max} &= \min \{ \Delta Q_{i \min} - \Delta Q_{i \partial on} \}; \\
\Delta K'_{Tdj \min} &= \max \{ \Delta K_{Tdj \min} - \Delta K_{Tdj \partial on} \}; & \Delta K'_{Tdj \max} &= \min \{ \Delta K_{Tdj \min} - \Delta K_{Tdj \partial on} \}; \\
\Delta K_{Tqj \min} &= \max \{ \Delta K_{Tq \min} - \Delta K_{Tqj \partial on} \}; & \Delta K_{Tqj \max} &= \min \{ \Delta K_{Tq \min} - \Delta K_{Tqj \partial on} \}; \\
0 \leq \Delta U'_i &\leq \Delta U''_{\max} & i \in \Gamma_{PU}; \\
0 \leq \Delta Q'_i &\leq \Delta Q''_{\max} & i \in \Gamma_{PQ}; \\
0 \leq \Delta K'_{Ti} &\leq \Delta K''_{\max} & i \in T;
\end{aligned} \tag{2.83}$$

$$\begin{aligned}
\Delta U'_{i \max} &= \Delta U'_{i \max} - \Delta U'_{\min}; & \Delta U'_i &= \Delta U - \Delta U'_{\min}; \\
\text{де } \Delta Q''_{\max} &= \Delta Q'_{i \max} - \Delta Q'_{\min}; & \Delta Q'_i &= \Delta Q - \Delta Q'_{\min}; \\
\Delta Q''_{\max} &= \Delta K'_{Ti \max} - \Delta K'_{Ti \min}; & \Delta K'_{Ti} &= \Delta K_{Ti} - \Delta K'_{Ti \min};
\end{aligned}$$

Перетворення обмежень на залежні змінні (2.83) з урахуванням допустимого значення кроку на регульовані змінні.

Завдання (2.81-2.83) є стандартною задачею лінійного програмування (ЛП). Вирішуючи її за допомогою методів ЛП, знаходимо нове наближення для змінних, що регулюються. Для збіжності до оптимуму достатньо, щоб для послідовності векторів регульованих змінних, отриманих в результаті рішення послідовності підзавдань ЛП, виконувалося наступне умова: значення цільової функції і нев'язки по обмеженням $k+1$ ітерації менше їх значень в k -ої ітерації.

Оптимізація режиму ЕЕС U, Q та K_t методом послідовної лінеаризації зводиться до наступного: проводиться розрахунок режиму ЕС, що встановився, для початкового наближення; проводиться лінеаризація РУР та цільової функції, формується та вирішується задача лінійного програмування у відхиленнях; визначається наступне наближення та здійснюється перехід від відхилень до абсолютним значенням змінних; ітеративне повторення процесу оптимізації МАП триває до досягнення наперед заданої точності за різницею значень цільової функції в останніх двох ітераціях. Розв'язання задачі лінійного програмування здійснюється модифікованим симплекс-методом.

За наявності “сильних” нелінійностей забезпечення збіжності доводиться вибирати малий крок, тому збіжність стає повільнішою. Для обмеження надмірного збільшення величини кроку при монотонній збіжності та при введенні прискорювальних коефіцієнтів максимальна величина кроку береться з умови $h_{k+1} \leq h_{\max}$. З іншого боку, у практичних розрахунках дуже велике зменшення кроку немає сенсу, по-перше, з погляду точності моделювання режимів ЕС і, по-друге, з погляду точності реалізації керуючих впливів по регульованим параметрам. Тому для запобігання надмірному зменшенню величини кроку вводяться обмеження на найменші значення кроку за змінними $h_{k+1} \geq h_{\min}$.

У цій роботі пропонується наступна методика вибору кроку МАП: завдання початкового максимального кроку та зменшення кроку за окремими регульованим змінним після числа ітерацій $N_{im} = 3-5$ за формулою I

$h_{\max} = \gamma h_{\text{поч}}$, де $\gamma = 0.7$; перевірка знаку градієнта та введення коефіцієнта прискорення або уповільнення при дотриманні таких умов

$$\begin{aligned} \text{якщо } (\nabla F_k, \nabla F_{k+1}) > 0, \text{ то } h_{k+1} &= \alpha_{\text{приск}} h_k \\ \text{якщо } (\nabla F_k, \nabla F_{k+1}) < 0, \text{ то } h_{k+1} &= \alpha_{\text{упов}} h_k \end{aligned} \quad (2.84)$$

Де $\alpha_{\text{приск}} > 1$ та $\alpha_{\text{приск}} < 1$, $\alpha_{\text{приск}}$ та $\alpha_{\text{упов}}$ - коефіцієнти прискорення та уповільнення.

– рахування обмежень на значення кроку:

$$\begin{aligned} \text{якщо } h_{k+1} > h_{k \max}, \text{ то } h_{k+1} &= h_{k \max} ; \\ \text{якщо } h_{k+1} < h_{k \max}, \text{ то } h_{k+1} &= h_{k \min} \end{aligned}$$

У [123-125] для оптимізації режиму градієнтним методом використали алгоритм (2.84) вибору величини кроку по регульованим змінним. Аналітичне визначення значень кроку $h_{\min}$ та $h_{\max}$ неможливо. Тому у цій роботі обрано підхід їх експериментального визначення з урахуванням аналізу результатів оптимізаційних розрахунків на тестових прикладах.

З метою аналізу впливу величини кроку на збіжність ітераційного процесу оптимізації МАП поблизу оптимуму були здійснені розрахунки при обмеженні величини кроку шляхом введення коефіцієнта уповільнення $\alpha_{\text{зам}} = 1$ за алгоритмом (2.84) окремо для кожної регульованої змінної.

Згідно з принципом "пропорційного розподілу", ΔP може бути розкладений на кожен вузол навантаження, і, відповідно, коефіцієнт вузла навантаження і для активних втрат потужності може бути визначений як коефіцієнт розподілу втрат потужності.

Якщо електрична мережа представлена вузловими рівняннями у вигляді балансу потужності то маємо:

$$P_i = g_{ii} U_i^2 - \sum_{j=1}^{N_i} U_i U_j (b_{ij} \sin \delta_{ij} - g_{ij} \cos \delta_{ij}) = P_i(\delta_i, \delta_j, U_i, U_j) \quad (2.85)$$

$$Q_i = g_{ii} U_i^2 - \sum_{j=1}^{N_i} U_i U_j (b_{ij} \sin \delta_{ij} - g_{ij} \cos \delta_{ij}) = Q_i(\delta_i, \delta_j, U_i, U_j)$$

де P, Q, U, δ - потужності (активна та реактивна) та напруги і напруги (коефіцієнти і кути),

втрати активної потужності ΔP_{Σ} при передачі електричної енергії по мережі можна визначити як алгебраїчну суму активних потужностей, що генеруються і споживаних у всіх N вузлах:

$$\Delta P_{\Sigma} = \sum_{j=1}^{N_i} P_i(\delta_i, \delta_j, U_i, U_j) \quad (2.86)$$

Зміна реактивних потужностей у вузлах Q_i призводить до зміни вузлових напруг мережі відповідно до (2.86). Наслідком цього, у свою чергу, є зміна втрат потужності в мережі. При цьому зміни реактивних потужностей повинні відповідати наявному діапазону регулювання джерел і не викликати неприпустимих відхилень напруги у вузлах мережі [1, 4-7, 123-125]:

$$Q_{\min} \leq Q_i \leq Q_{\max}; U_{\min} \leq U_i \leq U_{\max} \quad (2.87)$$

Цільова функція (2.86) і рівняння (2.82) виражаються безперервними диференційованими функціями, тому рішення задачі можливе на основі використання градієнтних методів. Похідні втрат потужності ΔP_{Σ} за параметрами режиму U_i, δ_i можна отримати за допомогою диференціючої функції (2.86).

Знаючи похідні і розрахувавши приріст модулів і кутів вузлових напруг при включенні додаткової потужності ΔQ_j , у вузлі , відповідно до теорії неявних функцій, можна визначити приріст втрат ΔP , викликаних включенням додаткової потужності ΔQ :

$$\Delta P = \sum_{j=1}^N \frac{\partial \Delta P}{\partial U_j} \Delta U_j + \sum_{j=1}^N \frac{\partial \Delta P}{\partial \delta_j} \Delta \delta_j \quad (2.88)$$

Тоді відношення приросту втрат ΔP до приросту реактивної потужності ΔQ_j у вузлі i при малих значеннях ΔQ_j можна прийняти рівним відповідній похідній, яку можна отримати за допомогою диференціючої функції:

$$\frac{\partial P_{\Sigma}}{\partial Q_i} \cong \frac{\Delta P_{\Sigma}}{\Delta Q_i} \quad (2.89)$$

Значення похідної $\frac{\partial P_{\Sigma}}{\partial Q_i}$ можна розглядати як показник ефективності установки додаткового КШР в вузлі, так як воно характеризує зниження втрат потужності КШР у відповідному вузлі i на 1 МВАр встановленої додаткової реактивної потужності. Отже, при виборі місця установки додаткової КШР з метою зниження втрат потужності в електричній мережі перевагу необхідно віддавати вузлам з найбільшим значенням $\frac{\partial P_{\Sigma}}{\partial Q_i}$ і в міру вичерпання можливостей регулювання в таких вузлах переходити (якщо це економічно обґрунтовано) до вузлів з меншим $\frac{\partial P_{\Sigma}}{\partial Q_i}$.

Потрібно зазначити, що зміни реактивної потужності у вузлах призводять до змін вузлових напруг мережі відповідно до (2.29). Наслідком цього, в свою чергу, є зміна втрат потужності в мережі, як це видно з (2.28). У той же час зміни реактивної потужності мають відповідати наявному діапазону регулювання джерел і не викликати недопустимих відхилень напруги у вузлах мережі [1, 95, 120, 125-131]:

$$\begin{aligned} Q_{\min} &\leq Q_i \leq Q_{\max}; \\ 0.95U_{\text{ном}} &\leq U_i \leq 1.05U_{\text{ном}}. \end{aligned} \quad (2.90)$$

Для перевірки отриманих значень B_{reac} , Q , U за умовою мінімуму функції $\Delta P(Q, U, B_{\text{reac}})$ спочатку потрібно знайти всі часткові похідні 2-го порядку, обчислити їх у точці й скласти матрицю Гессе:

$$H = \begin{bmatrix} \frac{\partial^2 \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial B_{reac}^2} & \frac{\partial \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial B_{reac} \partial Q} & \frac{\partial \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial B_{reac} \partial U} \\ \frac{\partial \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial Q \partial B_{reac}} & \frac{\partial^2 \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial Q^2} & \frac{\partial \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial Q \partial U} \\ \frac{\partial \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial U \partial B_{reac}} & \frac{\partial \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial U \partial Q} & \frac{\partial^2 \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial U^2} \end{bmatrix}. \quad (2.91)$$

Умови, за яких кутові мінори матриці Гессе (2.56) задовольняють умові мінімуму функції (2.28) для значень B_{reac} , Q , U :

$$\delta_1 = \frac{\partial^2 \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial B_{reac}^2} > 0, \quad (2.92)$$

$$\delta_2 = \begin{vmatrix} \frac{\partial^2 \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial B_{reac}^2} & \frac{\partial \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial B_{reac} \partial Q} \\ \frac{\partial \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial Q \partial B_{reac}} & \frac{\partial^2 \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial Q^2} \end{vmatrix} > 0, \quad (2.93)$$

$$\delta_3 = \begin{vmatrix} \frac{\partial^2 \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial B_{reac}^2} & \frac{\partial^2 \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial B_{reac} \partial Q} & \frac{\partial^2 \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial B_{reac} \partial U} \\ \frac{\partial^2 \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial Q \partial B_{reac}} & \frac{\partial^2 \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial Q^2} & \frac{\partial^2 \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial Q \partial U} \\ \frac{\partial^2 \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial U \partial B_{reac}} & \frac{\partial^2 \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial U \partial Q} & \frac{\partial^2 \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial U^2} \end{vmatrix} > 0. \quad (2.94)$$

Під час розрахуванні кутових мінорів (2.58)–(2.59) перевірено отримані оптимальні значення B_{reac} , Q , U , за яких досягається мінімум $\Delta P(Q, U, B_{reac})$.

Для порівняльного аналізування застосування керованих та некерованих шунтувальних реакторів було складено систему рівнянь для знаходження оптимальних значень Q , U за фіксованого значення B_{reac} :

$$\begin{aligned}
& \left(\frac{R(2XG^2 + 2(B + B_{csr})RG) - X(8G + 2G^2R - 2(B + B_{csr})GX)}{2} + \right) U^2 - \\
& \left(+2GR\left(\frac{(B + B_{csr})R + GX}{2}\right) - 2GX\left(\frac{GR - (B + B_{csr})X + 2}{2}\right) \right) \\
& -P \left[2R\left(\frac{(B + B_{csr})R + GX}{2}\right) - 4GRX \right] - Q \left[\frac{4GX^2 + R\left(\frac{GR - (B + B_{csr})X + 2}{2}\right)}{-X\left(\frac{(B + B_{csr})R + GX}{2}\right)} \right] = 0 \quad (2.95) \\
& 2X(8G + 2G^2R - 2GX(B + B_{csr})) - 2\left(\frac{R(B + B_{csr}) + GX}{2}\right)\left(\frac{GR - X(B + B_{csr}) + 2}{2}\right) + \\
& + \frac{2Q \left[R\left(\frac{GR - X(B + B_{csr}) + 2}{2}\right) + X\frac{R(B + B_{csr}) + GX}{2} \right]}{U^2} = 0
\end{aligned}$$

Для знаходження Q , U системи рівнянь (2.60) значення провідності B_{reac} змінювалося дискретно вимкненням групи однофазних шунтувальних реакторів. У разі встановлення некерованих ШР так само сформовано матрицю Гессе [1,2,120]:

$$H = \begin{bmatrix} \frac{\partial^2 \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial Q^2} & \frac{\partial \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial Q \partial U} \\ \frac{\partial \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial U \partial Q} & \frac{\partial^2 \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial U^2} \end{bmatrix}. \quad (2.96)$$

Умови, за яких кутові мінори матриці Гессе (2.61) задовольняють умові мінімуму функції (2.86) для значень Q , U :

$$\delta_1 = \frac{\partial^2 \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial Q^2} > 0, \quad (2.97)$$

$$\delta_2 = \begin{vmatrix} \frac{\partial^2 \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial Q^2} & \frac{\partial \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial Q \partial U} \\ \frac{\partial \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial U \partial Q} & \frac{\partial^2 \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial U^2} \end{vmatrix} > 0 \quad (2.98)$$

Отримані оптимальні значення Q , U відповідають мінімуму функції $\Delta P(Q,U)$. У табл. 2.14 наведено отримані значення Q^{opt} , U^{opt} з відповідними значеннями ΔP у випадку встановлення некерованих ШР. Для порівняння оптимальні значення B_{reac} , Q , U наведено в табл. 2.14, що відповідають мінімальному значенню втрат активної потужності у випадку встановлення КШР $\Delta P(Q,U,B_{reac})$. Як видно з даних табл. 2.14, оптимальні значення U^{opt} відповідають наявному діапазону регулювання напруги (2.71).

В Табл. 2.14 наведені результати аналізу втрат активної потужності усталених режимів для наступної схеми МЕМ на (рис. 3) з урахуванням компенсації реактивної потужності.

Таблиця 2.14

Втрати активної потужності в схемі рис. 3 внаслідок оптимізації

ЛЕП	Результати розрахунку сумарних втрат активної потужності , МВт	
	Природний режим з врахуванням коронування проводів та впливу температури навколишнього середовища	Оптимальний режим після встановлення КШР
1-2	27,77	23,58
1-3	24,07	22,01
1-6	25,14	19,89
1-5	48,38	42,15
3-4	29,61	26,75
4-5	55,29	51,28
4-6	58,02	53,18
5-7	65,58	63,48
7-2	78,99	75,89
Σ	412,85	378.21

Отримані оптимальні значення напруг та параметрів регулювання у вузлах магістральної електричної мережі відповідають умовам мінімуму цільової функції, яка описує втрати активної потужності. У таблиці 2.14

наведено порівняльні результати втрат активної потужності для різних ліній електропередачі (ЛЕП) у двох режимах: природному (до встановлення КШР) та оптимізованому (після впровадження керованих шунтувальних реакторів).

Проведені розрахунки враховували вплив таких фізичних факторів, як коронування проводів та температура навколишнього середовища. Як видно з результатів, у всіх лініях мережі досягнуто зниження втрат, що підтверджує ефективність впровадження КШР.

У результаті оптимізації сумарні втрати активної потужності в мережі зменшилися з 412,85 МВт до 378,21 МВт, що становить економію 34,64 МВт (приблизно 8,39%), не виходячи за межі допустимого діапазону регулювання напруг (відповідно до (2.71)). Це підтверджує доцільність застосування керованих ШР у складі засобів управління режимами MEM.

2.5 Особливості конструкції повітряних міжсистемних ліній електропередавання при наявності в них керованих пристроїв компенсації реактивної потужності

Для визначення кількості проводів n у фазі та їхнього радіусу r зручно використовувати площину із системою координат $r - n$. На ній позначено ділянку, яка визначає технічні обмеження на допустимий рівень радіо завад, допустимі за механічними умовами мінімальний і максимальний кроки розщеплення, а також обмеження на значення мінімального радіуса окремих проводів фази з урахуванням їхньої механічної міцності й максимально можливого радіусу проводу [133-141].

Для вибору радіусу та кількості проводів у фазі можна навести у такому вигляді [134]:

$$n > \frac{r_p - r}{\left[\frac{(Z_c - 27,1)r_p \cdot E_{p,n}}{33,3 U_n} - 1 \right] \cdot r}, \quad (2.100)$$

де $E_{p.n} = 22,6 - 12,3 \lg(r)$, r_p – радіус розщеплення, см, r – радіус проводу, см, $U_{ном}$ – номінальна напруга.

Враховуючі механічні умови бажано, щоб крок розщеплення (відстань між сусідніми проводами у фазі, розташованими по колу) не перевищував певну допустиму величину: $d \leq d_{дон} = 30 \div 60$ см. Приймаємо для $U_{ном} = 400$ кВ та $d_{дон} = 45$ см. У цьому разі крок розщеплення пов'язаний із радіусом розщеплення потрібно визначити за виразом:

$$d = 2 \cdot r_p \sin \frac{\pi}{n}. \quad (2.101)$$

З (2.101) випливає умова, обмежуючи ділянки допустимих параметрів (2.101):

$$n \geq \frac{\pi}{\arcsin \frac{d_{дон}}{2 \cdot r_p}}. \quad (2.102)$$

У випадку виникнення коливань проводів надійна робота ПЛ забезпечена, якщо виконана така умова:

$$d \geq M \cdot r, \quad (2.103)$$

де M – параметр, значення якого на основі наявного досвіду експлуатування рекомендовано приймати рівним не менше ніж 24 [135,136].

З урахуванням зв'язку між кроком і радіусом розщеплення (7) можна отримати нерівність, що описує обмеження допустимої ділянки з урахуванням мінімального кроку розщеплення:

$$n \leq \frac{\pi}{\arcsin \frac{M \cdot r}{2 \cdot r_p}}. \quad (2.104)$$

Ділянка розташована нижче меж лінії, яка відповідає рівності за умови (2.104) на площині r - n містить допустимі варіанти конструкції фази. Отримана ділянка допустимих конструктивних параметрів фази буде обмежено лінією ординати

$$r \geq r_{don}, \quad (2.105)$$

де $r_{don} = 1,08$ см – допустимий радіус проводу за механічною міцністю, що відповідає проводам із перерізом не менше 240 мм^2 .

У правій частині ділянка допустимих значень обмежено так:

$$r \leq r_{max} \quad (2.106)$$

де $r_{max} = 2.12$ см – радіус проводу АС-1000/56, що має максимальний переріз з усіх, які випускає вітчизняна промисловість.

На рисунку 2.18 наведено графіки функцій нерівностей (2.102), (2.103), (2.104), (2.105), (2.106) та ділянки допустимих значень параметрів розщеплення фази.

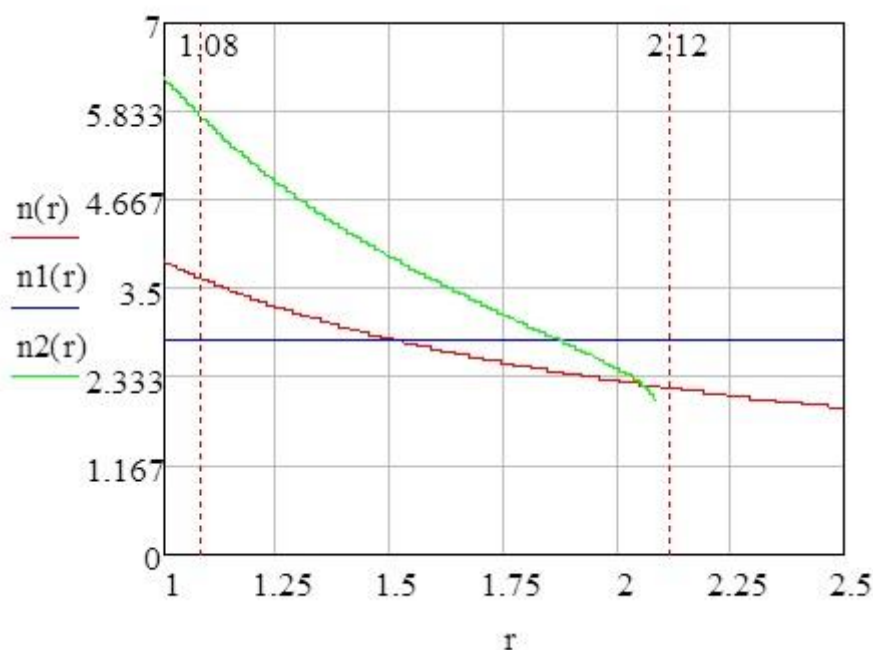


Рис. 2.18 Ділянка, що відповідає технічним обмеженням

Враховуючи те, що в цій сфері знаходиться велика кількість варіантів, подальший вибір найкращих варіантів конструкції фази здійснимо за допомогою проведення мінімізації наведених витрат. Час максимальних витрат на нагрівання та корону визначають за формулами (2.107) та (2.108), відповідно.

$$\tau_h = \left[0,03 + 2,05 \frac{\left(\frac{T_{\text{макс}}}{T} \right)^2}{1 + \frac{T_{\text{макс}}}{T}} \right] T, \quad (2.107)$$

$$\tau_k = \left(\frac{U_{\text{ном}}}{U_{\text{нб}}} \right)^7 \cdot T, \quad (2.108)$$

де $T = 8500$ - число годин роботи лінії на рік.

Мінімізуючи дисконтовані витрати по j і ξ , знаходимо економічну щільність струму та економічний коефіцієнт запасу по короні за формулами (2.109) та (2.110) відповідно.

$$j_{\text{з}} = \sqrt{\frac{E_{\text{ПЛ}} \cdot v_F}{3 \cdot \rho \cdot C_h \cdot \tau_h}} \cdot 10^3, \quad (2.109)$$

$$\xi_{\text{з}} = \sqrt[6]{\frac{0,119 \cdot 10^{-3} \cdot C_k \cdot \tau_k \cdot U_{\text{нб}} \cdot (Z_c - 27,1)}{E_{\text{ПЛ}} \cdot v_{\text{пр}}} \cdot \left[1 - \frac{1,768 \cdot U_{\text{нб}}}{(Z_c - 27,1) \cdot r_p} \right]^2}, \quad (2.110)$$

де $E_{\text{ПЛ}}$ - частка від капіталовкладень на споруду ПЛ, враховуючи нормативний коефіцієнт порівняльної ефективності капітальних вкладень та щорічні витрати на амортизацію та обслуговування, $E_{\text{ПЛ}} = 0,148$; ρ – питомий

опір сталевалюмінієвих проводів, $\rho = 29,5 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{км}}$.

Знаходимо постійні параметри, потрібні для пошуків локальних мінімумів дисконтованих витрат [134]:

$$C_{j_{\text{з}}} = \frac{10 \cdot P_{\text{макс}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нб}} \cdot \chi_{\text{з}} \cdot \pi \cdot j_{\text{з}}}, \quad (2.111)$$

$$C_{\xi_{\text{з}}} = \frac{r_p - 1,2}{\frac{0,679 \cdot r_p (Z_c - 27,1)}{U_{\text{нб}} \cdot \xi_{\text{з}}} - 1}, \quad (2.112)$$

Де $\chi_{\text{з}} = 0,67$ - коефіцієнт заповнення перерізу дроту алюмінієм.

Точка перетину кривих (2.111) та (2.112) на площині відповідає глобальному оптимуму. Однак, оскільки рішення має дискретний характер

(ціле число проводів у фазі n і цілком певні марки проводів та їх радіуси r), то оптимальним є найближчий до точки перетину варіант. Поєднавши рис. 1 з перетином кривих (2.111), (2.112), можна переконатися, що глобальний оптимум потрапив у межі допустимої за технічними обмеженнями ділянки (рис. 2,19).

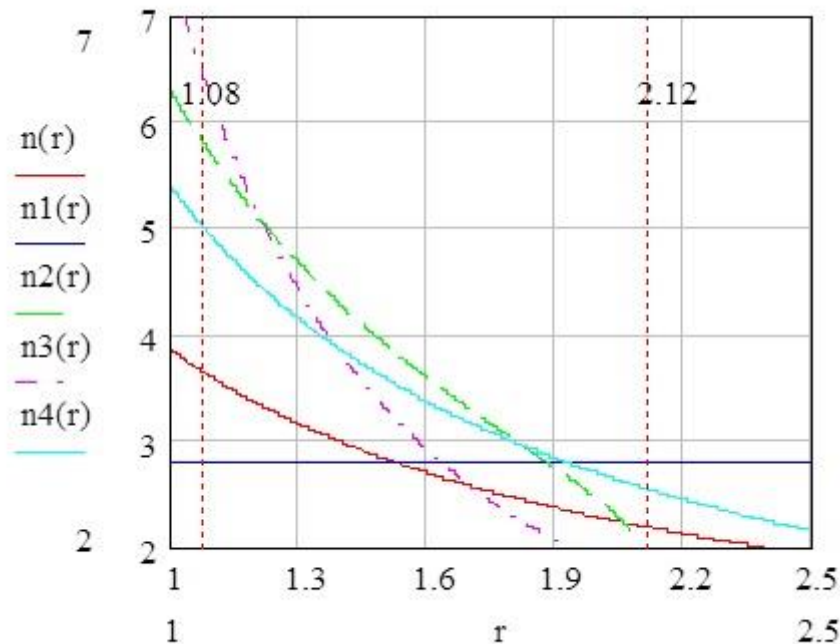


Рис. 2.19 Вибір оптимального варіанта конструкції фази

Для цього дроту радіус $r = 1,375$ см, сумарний переріз алюмінієвої частини фазних проводів $F = 3 \cdot 394$ мм².

Для обраного варіанта визначимо питомі втрати на нагрівання й корону під час передавання максимальної потужності [134].

$$\Delta P_{\text{нмакс}} = \frac{P_{\text{макс}}^2 \cdot \rho}{U_{\text{нб}}^2 \cdot F}, \quad (2.113)$$

$$\Delta P_{\text{кмакс}} = 35 \cdot 10^{-9} \frac{U_{\text{нб}}^2}{\xi^5}, \quad (2.114)$$

де ξ – коефіцієнт запасу по короні.

$$\xi = \frac{14,36 \left(1 + \frac{0,615}{r^{0,38}} \right) \cdot n \cdot r}{\frac{33,3 \cdot U_{\text{нб}}}{Z_C - 27,1} \cdot \left[1 + \frac{(n-1) \cdot r}{r_p} \right]}. \quad (2.115)$$

Визначимо питому вартість ПЛ:

$$K_{\text{ПЛ}} = K_0 + v_F \cdot F + v_{\text{нр}} \cdot n \cdot r \quad (2.116)$$

Визначаємо дисконтовані витрати [133]:

$$B_{\text{д}} = \sum_t^T (B_{\Sigma t} + K_t - K_{\text{лікв}}) / (1+E)^t \quad (2.117)$$

де t - рік фактичного здійснення витрат; $B_{\Sigma t}$, K_t - капіталовкладення й щорічні витрати змінюваними за рік t розрахункового періоду; E - норма дисконту ($E=0,1$); T - тривалість періоду будівництва з витратами за межами якого капіталовкладення не здійснюються і щорічні витрати постійні.

Оскільки ліквідаційна вартість пропорційна первісним капіталовкладенням, то величина $B_{\text{ДС}}$ залежить лише від двох основних економічних параметрів – вартості спорудження ($K_{\text{спор}}$) та сумарних щорічних експлуатаційних видатків ($B_{\text{експл}}$), до складу яких поряд з витратами на обслуговування та ремонт ($B_{\text{обсл}}$) входять і витрати на відшкодування втрат електроенергії ($B_{\text{втратит}}$):

$$B_{\Sigma t} = B_{\text{обсл}} + B_{\text{втратит}}. \quad (2.118)$$

Обчислюємо річні втрати електроенергії:

$$\Delta W_{\text{ПЛ}} = (\Delta P_{\text{нмакс}} \cdot \tau_{\text{н}} + \Delta P_{\text{кмакс}} \cdot \tau_{\text{к}}) \cdot L \quad (2.119)$$

Коефіцієнт корисної дії:

$$\eta_{\text{ВЛ}}^{\text{Е}} = \frac{W_{\text{ПЛ}} - \Delta W_{\text{ПЛ}}}{W_{\text{ПЛ}}} = \frac{P_{\text{макс}} \cdot T_{\text{макс}} - \Delta W_{\text{ПЛ}}}{P_{\text{макс}} \cdot T_{\text{макс}}} . \quad (2.120)$$

Після визначення $K_{\text{ПЛ}}$, $B_{\text{д}}$, $\Delta W_{\text{ПЛ}}$ та $\eta_{\text{ПЛ}}^{\text{Е}}$ розраховуємо погонні параметри лінії наведених раніше параметрів:

$$\begin{cases} b_0 = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{э}}}} \\ x_0 = 0,1445 \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{э}}} + \frac{0,0157}{n} \end{cases} \quad (2.121)$$

де $r_{\text{э}}$ – еквівалентний радіус розщеплення, розрахований як

$$r_{\text{э}} = r_p \cdot \sqrt[n]{\frac{n \cdot r}{r_p}} . \quad (2.122)$$

Еквівалентний радіус вираховують через уточнений радіус розщеплення (рис. 2.20), який у свою чергу може бути визначено через прийнятий допустимий крок розщеплення $d_{\text{доп}} = 45$ [134].

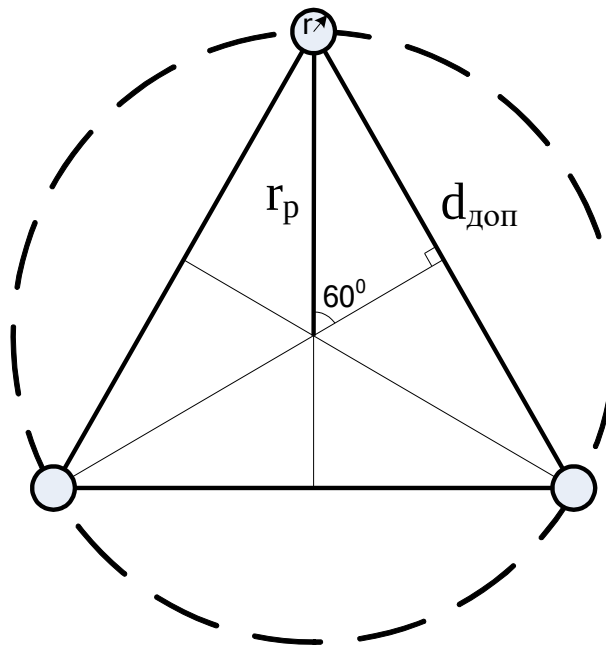


Рис. 2.20 Фаза проводу АС-400/51

Змінюємо радіус розщеплення, обчислений за приблизною формулою, на радіус, обчислюваний через прийнятий допустимий крок розщеплення $d_{\text{доп}} = 45$

см. Як відомо, проводи можуть підвішуватись на опорі горизонтально або по вершинах рівностороннього трикутника. У нашому випадку приймаємо, що провід підвішений за другим варіантом. Сторона трикутника дорівнюватиме $d_{дон}$. Провівши до неї медіану із протилежного кута, отримуємо катет прямокутного трикутника розміром $d_{дон}/2$. Знаючи кут протилежний до отриманому катету, що дорівнює 60^0 , обчислюємо гіпотенузу трикутника r_p [134].

$$r_p = \frac{d_{дон}}{2 \cdot \sin(60^0)} \cdot \quad (2.123)$$

Проте розглянутий метод не відображає всіх умов вибору оптимальної конструкції фази ПЛ, яка має задовольняти три основні вимоги: - обмежувати радіоперешкоди та втрати на корону, тобто

$$E_{\max} \leq E_{дон} \quad (2.124)$$

- забезпечувати передачу енергії при оптимальній щільності струму $J_{опт}$, при якій витрати на спорудження та експлуатацію лінії мінімальні,

$$J = J_{опт} \quad (2.125)$$

- забезпечувати високий рівень використання поверхні проводів, тобто

$$K_{Вик} = K_{викмакс} \quad (2.126)$$

Тут $E_{дон}$ - допустима напруженість поля на поверхні проводів за умовами обмеження втрат на корону та радіоперешкод при номінальній напрузі лінії; $E_{\max}$ - максимальна напруженість поля на поверхні проводів; $K_{Вик}$ - коефіцієнт використання поверхні проводів визначається таким виразом]:

$$K_{Вик} = \frac{E_{макс}}{E_{дон} K_{нр}} \quad (2.127)$$

де K_{np} - коефіцієнт нерівномірності розподілу напруженості поля по поверхні проводів, що є відношенням діючих значень максимальної напруги на поверхні проводів до середньої напруги поля на поверхні проводів фази.

Основними фізичними параметрами ПЛ є їхні погонні індуктивність L_0 , ємність C_0 , активний опір проводів R_0 та активна провідність G_0 . Різниця потужностей електричного Q_{el} і магнітного Q_m полів лінії визначає її реактивну потужність Q . Нехтуючи змінами напруги U і I струму вздовж лінії, отримуємо:

$$Q = Q_{el} - Q_m = 3\omega C U_\phi^2 C_L - 3\omega L I^2 l_L = P_n \left[1 - \left(\frac{P}{P_n} \right)^2 \right] \quad (2.128)$$

де ω - кутова частота; l_L - довжина лінії; U_ϕ - напруга фази відносно землі; $\lambda = \frac{\omega l_L}{v_B}$ - хвильова довжина лінії; $k = \frac{I}{I_H} = \frac{P}{P_H}$ - відношення потужності, що передається до натуральної; v_B - швидкість поширення електромагнітні хвилі.

При передачі потужності, яка відрізняється від натуральної, цей баланс порушується. При $P < P_n$ лінія генерує реактивну потужність, являючи собою аналог конденсатора. Цей надлишок реактивної потужності повинен бути поглинений енергосистемою. Навпаки при $P > P_n$ лінія споживає реактивну потужність, будучи аналогом реактора; у цьому випадку потужність магнітного поля більша за потужність її електричного поля. Оптимальна щільність струму залежить від співвідношення вартості втрат електроенергії та вартості лінії, а також від кількості годин максимальних втрат. Тому можливий діапазон її значень, представлений у [122], досить широкий: $0,416 \leq J_{opt} \leq 1,117$ А/мм².

Реактивна потужність, що споживається лінією, має бути відшкодована енергосистемою (генераторами, синхронними компенсаторами, батареями конденсаторів), оскільки в енергосистемі у всіх режимах повинен дотримуватися баланс реактивної потужності Проблема компенсації реактивної потужності в магістральних електричних мережах (МЕМ) України полягає в застосуванні

некерованих джерел реактивної потужності (ДРП) – некерованих шунтувальних реакторах (ШР). Застосування некерованих ШР має низку недоліків, які наведено у [133]. Оскільки витрати, пов'язані з монтажем та експлуатацією повітряних ліній електропередавання та джерел реактивної потужності, як правило, лягають на прилеглу енергосистему, то необхідно вирішити, що вигідніше: передавати по лінії потужність, що перевищує натуральну, компенсуючи споживану лінією реактивну потужність відповідними джерелами реактивної потужності, або збільшити натуральну потужність лінії до рівня переданої та відмовитися від ДРП. Для вирішення цього питання обчислимо відношення вартості джерел реактивної потужності.

$$K_{ДРП} \approx k_{ДРП} P_H \left[\left(\frac{P}{P_H} \right)^2 - 1 \right] \frac{l}{1000} \quad (2.129)$$

до збільшення вартості лінії для збільшення натуральної потужності від первісного значення $P_{H1} = P_n$ до $P_{H1} = P$ відповідно [133]:

$$\frac{K_{ДРП}}{\Delta K_{ПЛ}} \approx \frac{k_{ДРП} P_H}{75 K_{ПЛ}} \left[\left(\frac{P}{P_H} \right)^2 - 1 \right] \quad (2.130)$$

Експлуатаційні витрати на обслуговування ПЛ та на обладнання підстанцій, у тому числі і пристроїв, що компенсують, різні. Для врахування цього обчислимо наведені витрати на спорудження та експлуатацію ДРП. Без урахування втрат енергії маємо:

$$B_{v0} = \frac{\rho_{об} \cdot K_{v0}}{E} + K_{v0} \quad (2.131)$$

де $\rho_{об} \approx 0,084 =$ - амортизаційні відрахування від капітальних вкладень у електрообладнання; $K_{HДРП} = 10$ дол/кВар - питома вартість некерованого ДРП, $K_{КДРП} = 20$ дол/кВар - питома вартість некерованого ДРП [1,122]. Тоді відношення наведених витрат $B_{ДРП}$ на спорудження та експлуатацію ДРП та $\Delta B_{ПЛ}$ на збільшення натуральної потужності лінії (без втрат енергії) буде наступним:

$$\frac{B_{ДРП}}{\Delta B_{ПЛ}} = \frac{(E_H + \rho_{об})}{(E_H + \rho_{ПЛ})} \frac{K_{ДРП}}{K_{ПЛ}} \left(\frac{U_H^2 (1 + \sin(\lambda \sqrt{1+K})(1+k_{зан})) - \sqrt{P} Z_{xв} k \sin(\lambda \sqrt{1+K}) \sqrt{\frac{C_n L_p \omega^2 l}{(n - C_n L_p \omega^2 l)}}}{Z_{xв} \sin(\lambda \sqrt{1+K}) \sqrt{\frac{C_n L_p \omega^2 l}{(n - C_n L_p \omega^2 l)}}} \right) \quad (2.132)$$

$k_{зан}$ – нормований коефіцієнт запасу статичної стійкості, що приймається рівним 20%; P – встановлена потужність меншої системи; k – коефіцієнт, що приймається рівним 0,75 у разі автоматичного регулювання потужності. K – ступінь компенсації зарядної потужності, C_n – питома ємність ЛЕП НВН, яка розраховується за формулою $C_n = C_3 + 3C_M$, C_3 – ємність відносно фази та землі, C_M – міжфазна ємність; L_P – індуктивність керованого шунтувального реактора, діапазон зміни індуктивності у КШР типу РТУ-330/750 складає $L_P \in [0.3 \div 7]$ Гн; n – кількість груп керованих шунтувальних реакторів. $U_{ном}$ – номінальна напруга лінії, λ – хвильова довжина лінії, $Z_{xв}$ – хвильовий опір лінії.

Співвідношення пропорційне відношенню натуральної потужності лінії до вартості 1 км лінії та лінійно збільшується при збільшенні відношення $\frac{P}{P_H}$. При зміні класу напруги питома вартість ДРП, включаючи витрати на будівництво та монтаж, мало змінюється, натуральна потужність лінії збільшується пропорційно квадрату напруги, а вартість лінії збільшується значно повільніше. Тому відношення $\frac{B_{ДРП}}{\Delta B_{ПЛ}}$ швидко зростає зі збільшенням класу напруги.

Для передавання по лінії $P_{нат}$ необхідно, щоб виконувалась умова $P_{доп} / P_{нат} = 1$, яка має вигляд [83]:

$$P_{доп} / P_{нат} = \frac{U_H^2 - 0.75 \cdot \sqrt{P} \cdot Z_{xв} \cdot \sin(\lambda \sqrt{1+K}) \sqrt{1+K}}{U_H^2 \cdot \sin(\lambda \sqrt{1+K}) \cdot (1+k_{зан})} = 1 \quad (2.133)$$

Як впливає з проведених розрахунків та побудованих на їх основі лінійних залежностей $\frac{B_{ДРП}}{\Delta B_{ПЛ}} = f\left(\frac{P}{P_H}\right)$ (рис. 2.20), для ПЛ- $\frac{B_{ДРП}}{\Delta B_{ПЛ}} > 1$. Це означає, що для ПЛ класу економічно доцільніше передавати енергію в натуральному

(або близькому до натурального) режимі, ніж створювати в енергосистемі додаткові джерела реактивної потужності для компенсації споживання її лініями. Слід звернути увагу, що відмінність у витратах на некерованому ДРП та на збільшення натуральної потужності лінії, у тому числі і на спорудження ПЛ підвищеної натуральної потужності (ПНП), настільки велике, що можливі похибки оцінок вартісних показників та його зміни не вплинуть на загальний висновок. Спорудження ліній підвищеної натуральної потужності має на меті збільшення пропускної здатності ПЛ (і електропередавання загалом) за допомогою зниження її хвильового опору.

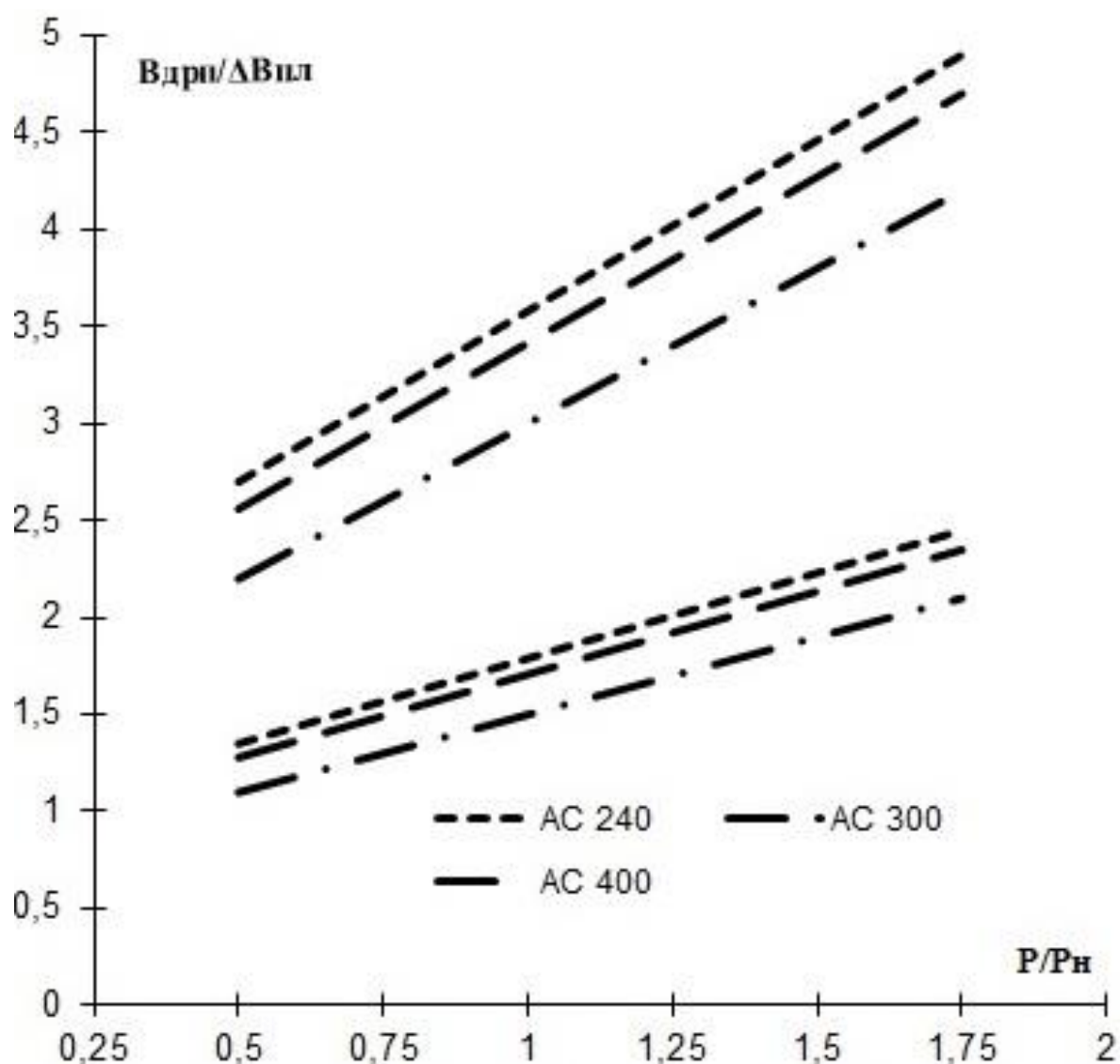


Рис. 2.24 Результати порівняння обґрунтованості застосування компенсуючих пристроїв [133]

Зазвичай лінії електропередавання надвисокої напруги в електромережевому будівництві споруджуються з одиночними проводами. Проте, як показано, збільшити натуральну потужність лінії до рівня переданої та відмовитися від джерел реактивної потужності вигідніше, чим передавати по лінії потужність, що перевищує натуральну, при цьому компенсуючи реактивну потужність, що споживається лінією, відповідними ДРП. Одним із способів збільшення натуральної потужності ліній електропередавання є застосування розщеплених проводів у фазах. Це дозволяє не тільки знизити витрати на передачу підвищеної натуральної потужності, а також знизити втрати електроенергії на корону. Визначимо величину струмового навантаження ПЛ, за якої буде рекомендовано розщеплення фазних проводів різних перерізів на дві складові. Вихідними даними для вибору такої конструкції фази є: потужність P , що передається по лінії, клас напруги електропередавання $U_{ном}$, кліматичні та техніко-економічні характеристики району проходження траси лінії, а також питомі вартості реакторів та джерел ДРП.

Дисконтовані витрати на спорудження та експлуатацію лінії та ДРП без врахування втрат енергії такі:

$$B_{v0} = \frac{\rho_{об} \cdot K_{v0}}{E} + K_{v0} + \frac{P_a \cdot K_{ДРП}}{E} + K_{ДРП} \quad (2.134)$$

Збільшення капітальних витрат за спорудження 1 км лінії зі збільшенням кількості складових у фазі з n_1 до n_2 при постійному сумарному перетину проводів фаз замінено за наближеною формулою [133]:

$$\Delta K_{ПЛ} = 0.075 K_{ПЛ} \left(\frac{n_2}{n_1} - 1 \right) \quad (2.135)$$

Тоді величина сумарних дисконтованих витрат на спорудження та експлуатацію лінії з розщепленою на дві складові фази з урахуванням наявності шунтувальних реакторів виражається так:

$$B_{ПЛШР} = \frac{\rho_{об} \cdot 1,075 K_{ПЛ}}{E} + K_{ПЛ} + \frac{P_a \cdot K_{ШР} P_n}{E} \frac{l}{1000} + K_{ШР} \quad (2.136)$$

Струм навантаження повітряних ліній, при якому доцільний перехід від ПЛ з одиночними проводами до ПЛ з розщепленою фазою, названий

критичним струмом переходу $I_{кпер}$, визначається потужністю, що передається, і може бути знайдено шляхом техніко-економічного порівняння дисконтованих витрат двох варіантів спорудження електропередавання. Прирівняємо праві частини рівнянь (2.134) та (2.136):

$$\frac{\rho_{об} \cdot 1,075 K_{ПЛ}}{E} + K_{ПЛ} + \frac{P_a \cdot K_{ШР} P_n}{E} \frac{l}{1000} + K_{ШР} = \frac{\rho_{об} \cdot K_{в0}}{E} + K_{в0} + \frac{P_a \cdot K_{ДРП}}{E} + K_{ДРП} \quad (2.137)$$

Підставляючи значення виразу для $K_{ДРП}$ з (2.128) у (2.136) і вирішуючи отримане рівняння відносно $I_{кпер}$, отримуємо [133]:

$$I_{кпер} = \frac{P_H}{\sqrt{3} U_H \cos \varphi} \sqrt{\frac{(0.75 K_{ПЛ} (E_H + \rho_{ПЛ}) + \frac{k_p P_H (E_H + \rho_{об}) \omega}{v_{хв}}) + 1}{\frac{k_p P_H (E_H + \rho_{об}) \omega}{v_{хв}} K_{ДРП}}} \quad (2.138)$$

Таким чином, як це впливає з (2.138), критичний струм переходу залежить від номінальної напруги, коефіцієнта потужності, співвідношення $K_{ШР} / K_{ДРП}$ питомих капіталовкладень у лінію, що споруджується, і натуральної потужності лінії, яка, у свою чергу, є функцією номінальної напруги, конструкції та геометричних розмірів опори та лінії в цілому.

Для більш ефективної реалізації запропонованої методики пошуку оптимальних умов застосування ПЛ з розщепленою фазою пропонується розрахувати оптимальний струм переходу для інших застосовуваних номінальних напруг та побудувати економічні інтервали вибору перерізів проводів ПЛ для великих значень τ з урахуванням можливості розщеплення фази або застосування додаткових джерел реактивної потужності

Запропоновано підхід до вибору конструкції фазного проводу ЛЕП надвисокої напруги з урахуванням технічних, механічних і економічних обмежень. Оптимізація параметрів дозволяє знизити втрати потужності та підвищити надійність роботи лінії. Використання цього підходу сприяє підвищенню ефективності та економічності експлуатації енергомережі.

2.9 Висновки до розділу

1. При виборі засобів для компенсації реактивної потужності пріоритет надано керованим шунтувальним реакторам. Їх застосування дозволяє ефективно вирішувати проблеми параметричної оптимізації з прийнятними економічними показниками. Це рішення зменшує втрати у лініях електропередач напругою 110 кВ і вище завдяки точнішому компенсуванню зарядної потужності. Хоча встановлення КШР замість традиційних реакторів може збільшити початкові капітальні витрати, ці витрати компенсуються зменшенням втрат електроенергії при переході від звичайного усталеного до оптимального режиму енергосистеми, реалізованого за допомогою КШР. Попередня техніко-економічна оцінка проекту інтеграції КШР у магістральну електричну мережу показує, що постійна складова капіталовкладень практично не впливає на термін окупності, який може складати приблизно два роки.
2. Відсутність контрольованого балансу потужності в енергосистемі може призвести до негативних наслідків, які слід уникати, реагуючи в темпах процесів у системі. Сучасні інформаційні та комп'ютерні технології разом із фактами дозволяють вирішувати ці проблеми та сприяти створенню інтелектуальних систем електропостачання. Для ефективного регулювання напруги діапазони трансформаторів мають бути економічно обґрунтовані залежно від конкретних умов. Впровадження проміжних систем на далеких лініях сприяє практичній реалізації узгодженого регулювання напруги.
3. У цій роботі на прикладі моделювання електричної мережі досліджують задачу оптимізації та метод її вирішення. Параметри, визначуваної математичною моделлю досліджуваної електричної мережі. Наведено результати моделювання параметрів режиму роботи електричної мережі енергосистеми, встановлено величину зниження втрат
4. Збільшення капітальних витрат через впровадження КШР замість традиційних реакторів повинно компенсуватись зменшенням втрат електроенергії при переході до економічного режиму енергосистеми, реалізованого за допомогою КШР. Дослідження показують, що такий підхід

забезпечує додаткове зменшення втрат у лініях електропередач завдяки точнішій компенсації зарядної потужності. Важливо зазначити, що КШР є багатофункціональними пристроями, які можуть не лише коригувати нормальні режими електричних мереж, а також їхні аномальні стани та перехідні процеси за відповідних налаштувань.

Посилання: [1,10, 28-31, 37, 38, 43,81-141], див. список використаних джерел стор. 266 – 289.

РОЗДІЛ 3 МОДЕЛІ ТА МЕТОДИ АНАЛІЗУ НЕСИМЕТРИЧНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ МАГІСТРАЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

Одним із типових прикладів застосування неповнофазних режимів у лініях електропередавання є однофазне автоматичне повторне вмикання (ОАПВ) пошкодженої фази. У цьому розділі розглядається використання керованих шунтувальних реакторів і СТАТКОМ у циклі ОАПВ для підвищення ефективності роботи високовольтних магістральних ліній електропередачі. У наявних дослідженнях наведено результати застосування керованих компенсаторів реактивної потужності переважно для нормальних режимів, тоді як аномальні, неповнофазні режими, що передують аваріям, досліджені недостатньо. ОАПВ у більшості випадків ефективно усуває найпоширеніші пошкодження — однофазні дугові короткі замикання [142–153].

3.1 Визначення пропускної здатності магістральної електричної мережі в неповнофазному режимі

Керовані шунтувальні реактори, які мають первинні обмотки, з'єднано в зірку з заземленою нейтральною точкою, і вторинні обмотки, з'єднані в зірку з вільними відводами до яких приєднано трифазну групу двонапрямлених тиристорних ключів, а також комутації, які здійснюють у компенсаційному режимі підживлення дуги однофазного короткого замикання [1,2,149-153]. На рис. 3.1 наведено схему приєднання КШР до лінії електропередавання надвисокої напруги [1,154].

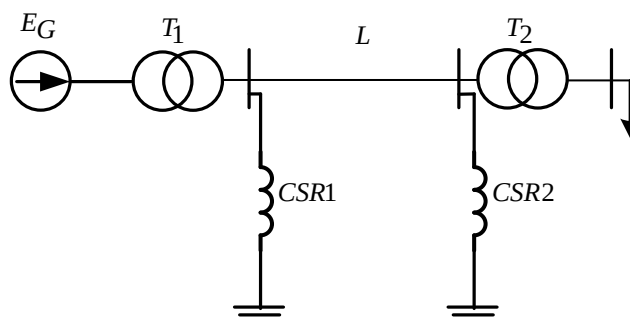


Рис. 3.1 Схема підключення керованих шунтувальних реакторів

Несиметрія в нормальних режимах роботи електричних систем проявляється як пофазна різниця електричних параметрів лінії. Несиметричність параметрів повітряних ліній обумовлена їх конструктивними особливостями. Особливу увагу необхідно приділяти проблемам несиметрії під час проектування ліній надвисокої напруги, оскільки їхня довжина на окремих ділянках може досягати 500 км [154]. Опора, на якій виконується транспозиція, є слабким місцем повітряної лінії [154]. У міжміських лініях електропередавання потік відмов майже повністю визначається аваріями на лінії через її велику довжину. Водночас, як уже зазначалося, в лініях напругою 750 кВ переважна частка вимкнень відбувається через однофазні короткі замикання (КЗ). Це пов'язано зі збільшенням міжфазних ізоляційних відстаней на опорах і в прольотах. З точки зору збурювального впливу на суміжні системи, метод усунення коротких замикань у лінії є істотним. Нестійкі короткі замикання, що виникають на лінії, супроводжуються мінімальними порушеннями для суміжних систем, якщо вони усуваються в однофазному циклі автоматичного повторного вмикання [155].

Метод визначання зниження здатності передавання потужності в режимі від'єднаної фази розроблено для того щоб оцінити вплив пофазної несиметрії від реальної схеми транспонування на зниження здатності передавання потужності в режимі відкритої фази. На рис. 3.2 позначено вимкнену фазу і дві фази, що залишилися в роботі.

У фазу А вмикається додатковий опір ΔZ_A (Рис. 3.2) під час розгляду режиму відкритої фази лінія електропередавання. Очевидно, падіння напруги між точками M і N у фазовій системі координат можна подати таким вектором-стовпцем [1]:

$$\Delta U = \begin{bmatrix} \Delta U_A \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_A \Delta Z_A \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

Зміна опору ΔZ_A в діапазоні $0 - \infty$ відповідатиме симетричному режиму $\Delta Z_A = 0$, режиму відкритої фази $\Delta Z_A = \infty$ та фазовій несиметрії параметрів лінії (проміжні значення ΔZ_A [1].

$$\begin{bmatrix} \Delta U_1 \\ \Delta U_2 \\ \Delta U_3 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_A \Delta Z_A \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} I_A \Delta Z_A \\ I_A \Delta Z_A \\ I_A \Delta Z_A \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

В результаті перетворення математичної моделі передачі потужності від фазної системи координат до симетричних складових у вигляді векторів перепадів напруги в перерізі M і N , вона матиме вигляд [1,111]

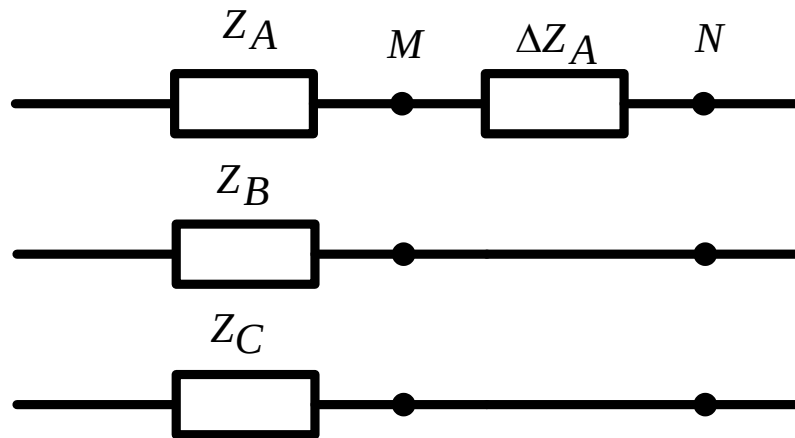


Рис. 3.2. Несиметрія лінії електропередавання

Додатковий опір, введений у фазу А електропередавання, враховує включенням у розсічку еквівалентної схеми кожного із симетричних компонентів додаткової ЕРС, спрямованої проти струму й чисельно дорівнює падінню напруги на додатковому опорі. в системі координат симетричних складових (рис.3.3) [1,154].

Однак складність такого незалежного розрахунку полягає в тому, що на попередньому етапі величина ЕРС, уведеної в коло кожного із симетричних компонентів, невідома. Це призводить до потреби спільного розрахунку незалежних схем симетричних складових з урахуванням додаткових обмежень. Як таке додаткове обмеження можна використовувати рівняння [1]

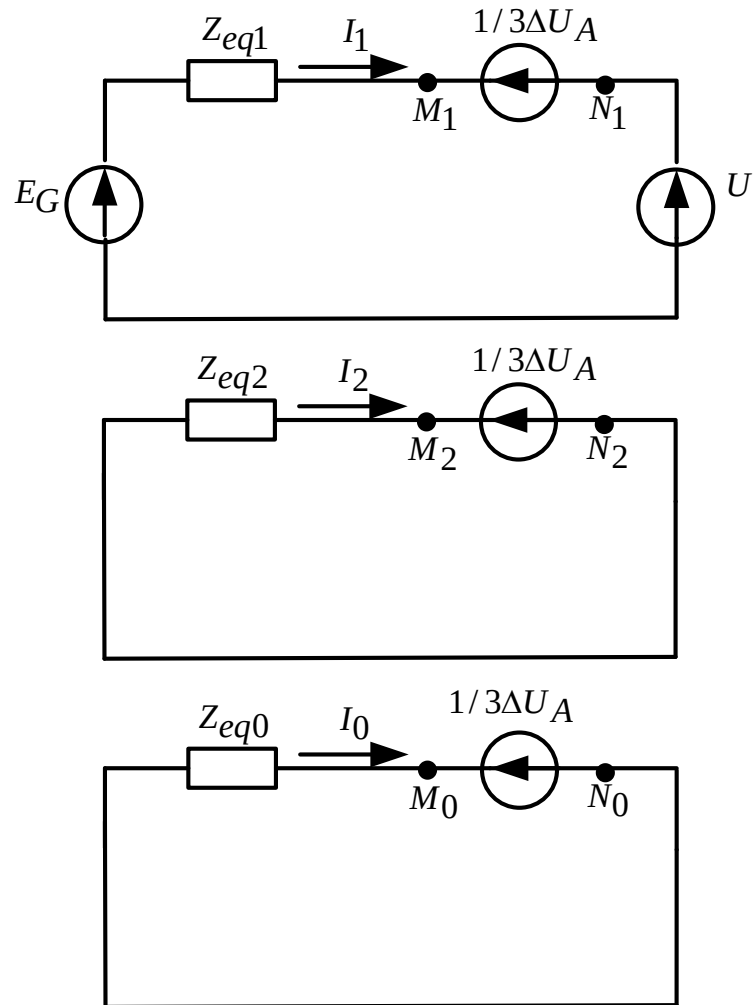


Рис.3.3 Еквівалентні кола по прямій, нульовій та зворотній послідовності

$$\Delta U_A = I_A \Delta Z_A = (I_1 + I_2 + I_3) \Delta Z_A \quad (3.3)$$

Тоді рівняння другого закону Кірхгофа для кожної зі схем симетричних складових, однозначно визначають робочі параметри передачі потужності в системі координат симетричних складових.

Однак на практиці цей підхід зазвичай не застосовують, оскільки зручніше використовувати складну схему заміщення (рис.3.4). Останні можна отримати об'єднанням точок і характеризувати рівними потенціалами в еквівалентних кіл симетричних складових. У цьому випадку рівняння враховується в комплексній схемі заміщення за допомогою опору, ввімкненого між точками і комплексної схеми заміщення [1].

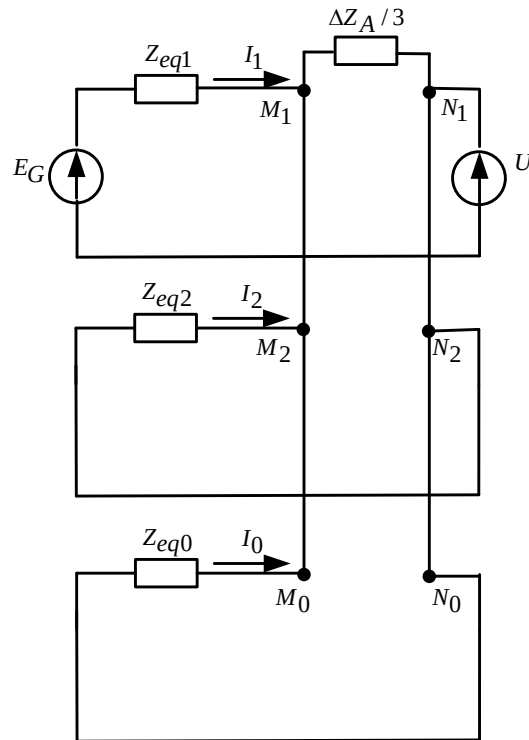


Рис.3.4. Комплексна схема заміщення несиметричного режиму

Аналіз комплексної еквівалентної схеми показує, що для визначення струму постійної послідовності потрібно долучити до схеми додатковий опір (рис. 3.5). Останнє визначають як еквівалентний опір паралельно з'єднаних опорів.

$$\Delta Z_1 = \frac{\Delta Z_A Z_{eq2} + \Delta Z_A Z_{eq0} + 3\Delta Z_{eq2} Z_{eq0}}{\Delta Z_A Z_{eq2} Z_{eq0}} \quad (3.4)$$

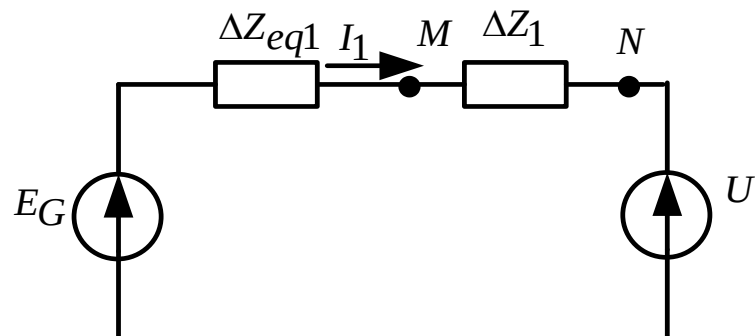


Рис. 3.5 Еквівалентна комплексна схема заміщення

Струми негативної та нульової послідовності можна визначити за допомогою формул [1]:

$$I_2 = -I_1 \left(1 + \frac{\Delta Z_A Z_{eq2} + 3\Delta Z_{eq2} Z_{eq0}}{\Delta Z_A Z_{eq0}} \right) \quad (3.5)$$

$$I_1 = -I_2 \left(1 + \frac{\Delta Z_A Z_{eq0} + 3\Delta Z_{eq2} Z_{eq0}}{\Delta Z_A Z_{eq2}} \right) \quad (3.6)$$

Як зазначено вище, неповнофазний режим, що характеризується вимкненням фази А, буде відповідати значенню додаткового опору

У загальному випадку складну еквівалентну схему, не пов'язану з конкретною конфігурацією передавання електроенергії, показано на рис. 3.6, така інтегральна схема буде задовольняти додаткову граничну умову небезпечного режиму [1].

$$I_A = I_1 + I_2 + I_0 = 0 \quad (3.7)$$

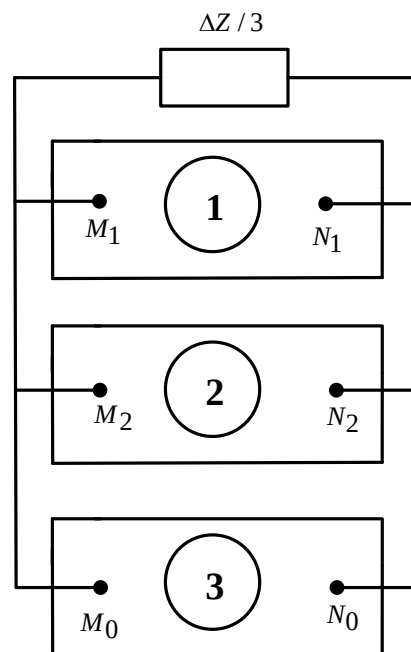


Рис..3.6 Узагальнена комплексна заступна схема режиму роботи лінії з несиметрією параметрів однієї фази

Пропускна здатність обернено пропорційна її еквівалентному індуктивному реактивному опору. Отже, відносне зниження здатності передавання потужності в режимі ремонту чисельно буде дорівнювати

відносному зростанню еквівалентного опору передавання, яке визначають відповідно до комплексної схеми заміщення, наведеної на рис. 3.7 [1].

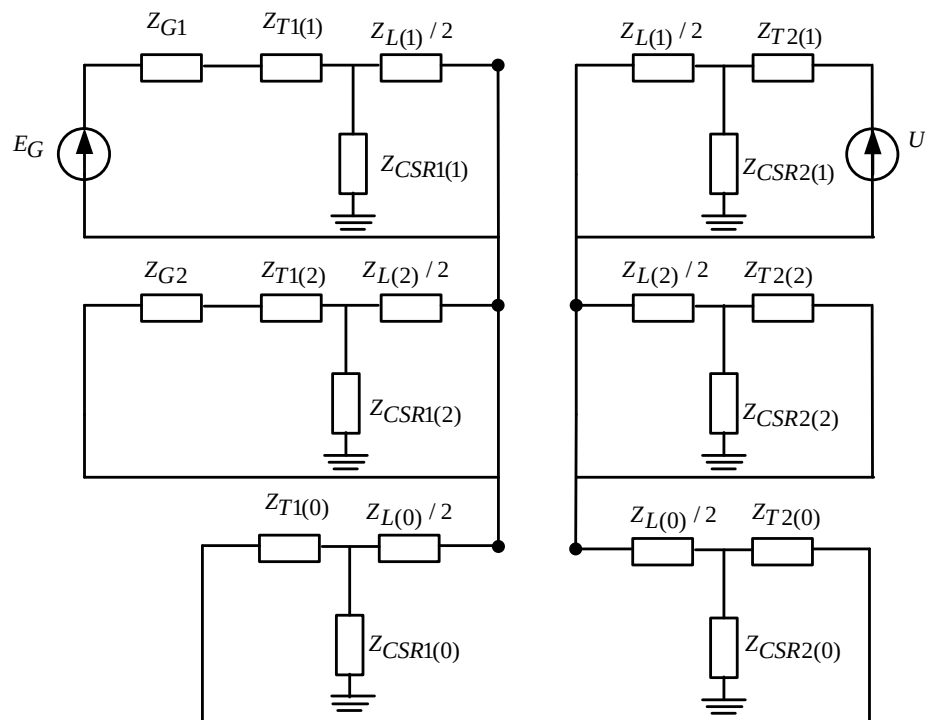


Рис.3.7 Комплексна заступна схема ЛВП НВН з КШР

На рис. 3.7 Z_{G1}, Z_{G2} – опори генератора; $Z_{T1(1)}, Z_{T1(2)}, Z_{T1(0)}, Z_{T2(1)}, Z_{T2(2)}, Z_{T2(0)}$ – опори трансформаторів; $Z_{L(1)}, Z_{L(2)}, Z_{L(0)}$ – опори повітряної лінії, $Z_{CSR(1)}, Z_{CSR(2)}, Z_{CSR(0)}$ – опори керованих шунтувальних реакторів.

Результати розрахунків зниження пропускної здатності в паузі ОАПВ згідно за формулою (3.2), наведено у табл. 3.1. Як видно з результатів розрахунків, зменшення переданої потужності досягає 70-80 %. Таке зниження потужності навіть протягом тривалого часу в процесі ОАПВ (близько 0,6-1 с.) не є прийнятним і значно знижує ефективність використання ЛВП НВН [1,33 155-163].

Таке різке зниження пропускної здатності ліній електропередавання у неповнофазному режимі експлуатування має бути усунено щоб підвищити надійність роботи ЛВП НВП. Одним із таких технічних засобів є пристрої для компенсування реактивної потужності з регульованою компенсацією [1].

Таблиця 3.1

Результати зниження пропускної здатності в неповнофазному режимі роботи [1]

Назва лінії електропередавання	Довжина, км	δP , %
Хмельницька АЕС-Жешув (Польща)	396	78.19
Підстанція Київська-Рівненська АЕС	353	79.58
Запорізька АЕС - ПС «Каховська»	190	80.15
Підстанція Західна Україна - Альбертірша (Угорщина)	479	81.12
Запорізька АЕС - Дніпровська підстанція	137	78.59
Чернобильська АЕС - підстанція Київська	126	78.96
Підстанція Західноукраїнська - Рівненська АЕС	282	79.48
ПС Південно-Донбаська - ПС Донбас	220	79.42
Запорізька АЕС - ПС Південно-Донбаська	150	77.41
Підстанція Дніпровська - Південноукраїнська АЕС	333	82.58
Підстанція Запоріжжя - КТЕЦ	323	81.59
Підстанція Західноукраїнська-ПС Вінниця	361	82.05
Чорнобильська АЕС - Хмельницька АЕС	323	83.25
Підстанція Західноукраїнська - Підстанція Вінниця	177	81.27
Підстанція Північно-Українська-Курська АЕС	228	80.45
Вінниця - Південноукраїнська АЕС	304	79.59
Підстанція Західноукраїнська - Хмельницька АЕС	228	82.69

Однією з ключових технічних проблем розвитку сучасних енергосистем є забезпечення ефективного примусового керування потоками енергії через магістральні електричні мережі. Сьогодні, завдяки розвитку схемотехніки та

компонентної бази силовій електроніки, створено цілий ряд високоефективних пристроїв класу FACTS, спеціально призначених для реалізації такого керування [1].

На відміну від традиційного шунтувального реактора (ШР), який виконує функцію пасивного елемента мережі й застосовується виключно для компенсації надлишкової зарядної потужності в лініях електропередачі, керований шунтувальний реактор (КШР) виступає активним компонентом, здатним не лише компенсувати реактивну потужність, а й забезпечувати гнучке керування режимами роботи енергосистеми.

За допомогою КШР змінюється ступінь компенсації зарядної потужності, що прирівнює потужність до натуральної, за якої передається чисто активна потужність. На (рис. 3.8) показано графік зміни зменшення переданої потужності залежно від зміни ступеня груп КШР. Як видно з (Рис. 3.8), коли КШР застосовують в паузі ОАПВ, зміни незначні, що засвідчує на неефективність застосування КШР в циклі ОАПВ. На відміну від звичайних умов експлуатування зміна індуктивності КШР, навіть в такому широкому діапазоні змін індуктивної реактивної потужності, не підвищує ефективність застосування ОАПВ. На рис. 3.9 наведено результати неефективності використання КШР як засобу підвищення ефективності використання ОАПВ і пошуку нових засобів [1].

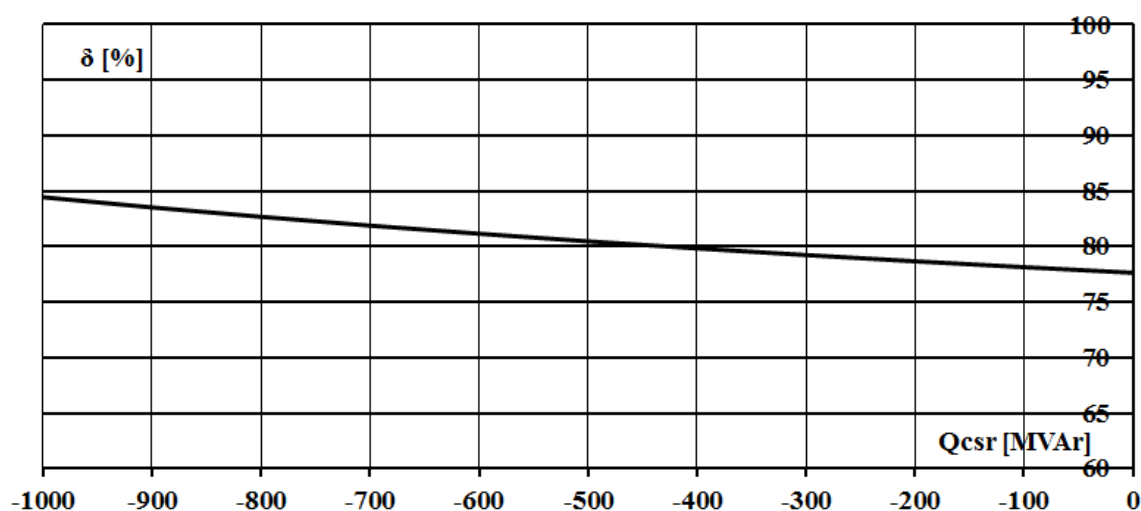


Рис. 3.8 Зміна значення пропускної здатності лінії в неповнофазному режимі в діапазонах КШР

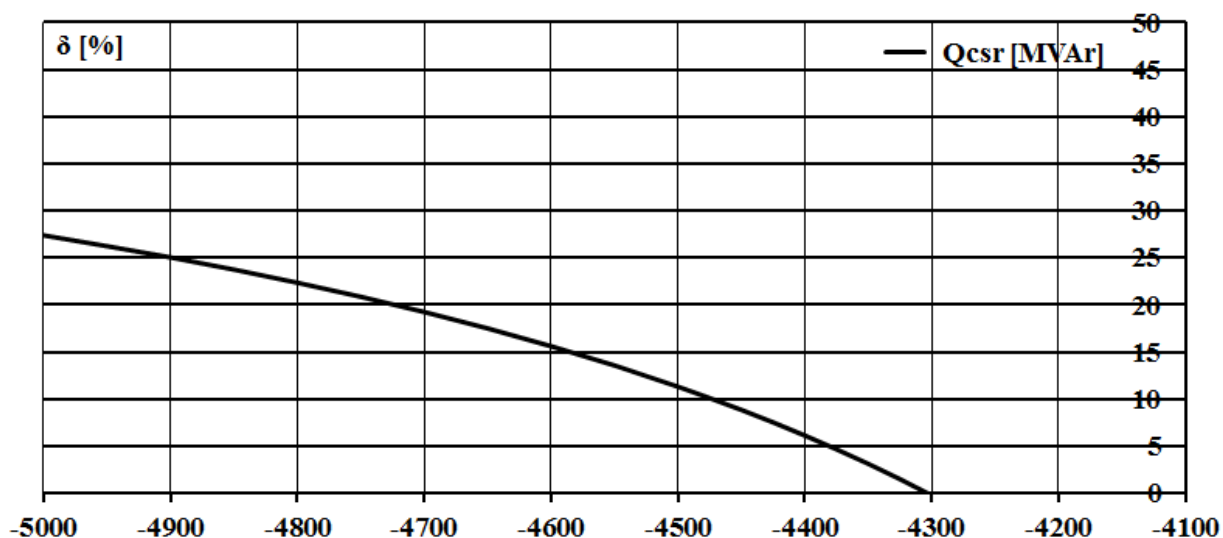


Рис. 3.9 Зміна значення пропускної здатності лінії в неповнофазному режимі в діапазонах КШР [1]

Таку зміну можна пояснити тим, що потрібний рівень попередньої намагніченості для набору або скидання повної потужності КШР досягається за набагато триваліший час ніж час циклу спрацювання ОАПВ. Збільшення тривалості паузи ОАПВ може привести до порушення динамічної стійкості електричної системи. Отже, розроблення алгоритму керування КШР, який дозволяє скоротити час, потрібні для забезпечення готовності реактора до вмикання, або розроблення заходів, що дозволяють відмовитися від введеної виробником заборони на запуск реактора без попередньої намагніченості, є важливими завданнями, яке може бути вирішено за допомогою застосування СТАТКОМ, який має набагато більшу швидкодію [1].

Основне завдання, що виникає в зв'язку з використанням ОАПВ, полягає у визначенні потрібного для успішного здійснення ОАПВ в кожній конкретній проєктованій або експлуатованій повітряній лінії електропередавання.

Запропонована апроксимація залежності часу згасання дуги з ймовірністю 0,9 від амплітуди струму живлення [1].

$$t_{spar} = 0.2 + 2.86 \cdot 10^{-3} \cdot I_{arc} \quad (3.10)$$

Цей метод засновано на аналізованні напруг (струмів) в розрахунковій схемі передавання потужності, яка охоплює в себе повітряну лінію електропередавання НВН і групи ШР, призначені для компенсування зарядної потужності генерованою лінією. Основні електричні параметри повітряних ліній з напругою 750 кВ було уточнено з урахуванням параметрів конкретних типів опор проекрованої повітряної лінії й з використанням методології розрахунку поздовжніх і поперечних параметрів повітряних ліній [1].

На рис. 3.10 показано зміни величини струму дуги порівняно з величиною індуктивності СТАТКОМ, яка в цьому випадку компенсує надмірну ємність заряду [1].

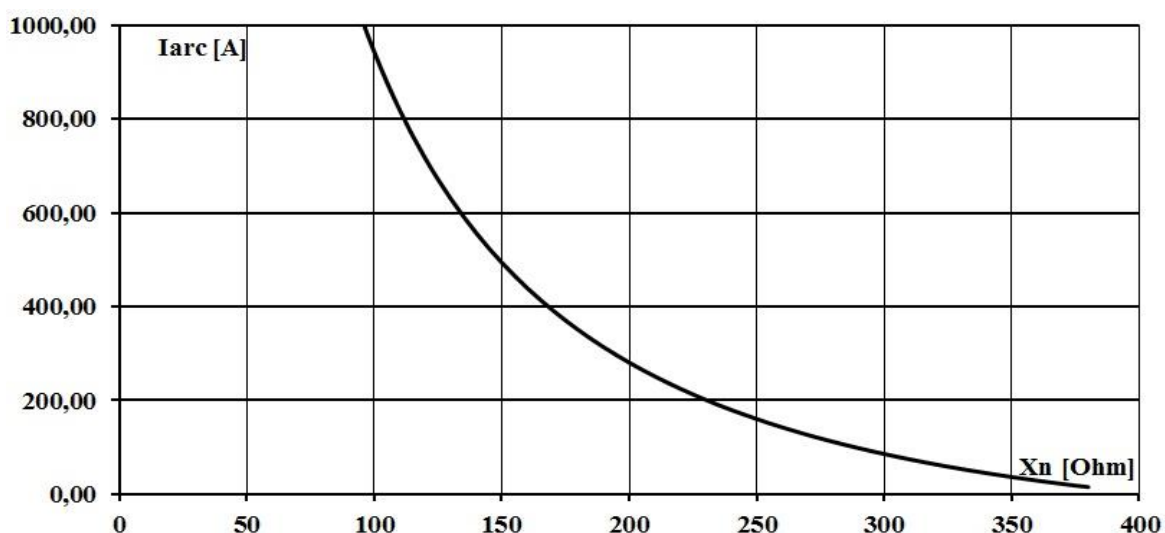


Рис. 3.10 Зменшення струму дуги за рахунок зміни індуктивності СТАТКОМ [1]

На рис. 3.11 наведено, як СТАТКОМ, що працює в режимі індуктивності, зменшує струм дуги. Крім того, формулу (3.10) може бути проаналізовано, тому що тривалість паузи ОАПВ (рис. 3.11) зменшується за рахунок зміни індуктивності СТАТКОМ. У разі значень 250 Ом і вище можна домогтися значного скорочення тривалості ОАПВ із врахуванням відновлення ізоляційних властивостей лінії [1].

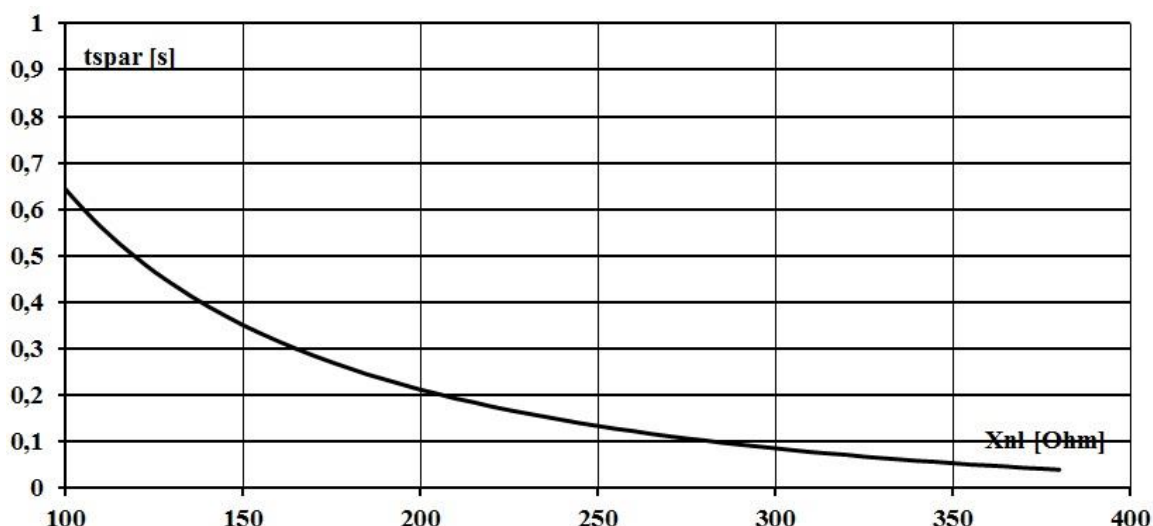


Рис. 3.11 Скорочення часу ОАПВ за рахунок зміни індуктивності СТАТКОМ [1]

3.2 Використання технічних засобів для запобігання резонансним перенапруг в умовах структурної несиметрії

Однією з ключових особливостей ліній електропередачі надвисокої напруги (ЛЕП НВН) класу 750 кВ є необхідність врахування розподіленого характеру електричних параметрів і хвильових властивостей таких ліній. Це пов'язано з їх значною протяжністю, що зумовлює хвильову природу процесів передачі енергії.

Втім, для ліній завдовжки до 400 км у більшості випадків доцільно застосовувати спрощений підхід з використанням моделі із зосередженими параметрами, що дозволяє проводити аналіз режимів роботи без урахування розподілених ємностей, не втрачаючи при цьому істотної точності [164-171].

Слід зауважити, що найдовша діюча ЛЕП НВН 750 кВ на території України має довжину 476 км, що вже вимагає врахування розподілених параметрів для адекватного моделювання її режимів. За допомогою аналізування перехідного процесу резонансного контуру до складу якого входять C_m – ємність між фазами повітряної лінії пФ/км, C_z – ємність між фазою та землею пФ/км, $L_{кшп}$ – індуктивність керованого шунтувального

реактора Γ_H , L_{KKP} – індуктивність керованого компенсаційного реактора (ККР) Γ_H , R_Σ – сумарний активний опір вимкненої фази ЛЕП НВН Ом, напруга між точками на вимкненій фазі під час здійснення циклу ОАПВ [1]:

$$U_B(t) = U_B \sin(\omega t + \Psi_{U_B}) + U_B^{Bin}(t) \quad (3.11)$$

де U_B , Ψ_{U_B} амплітуда та фаза стаціонарного значення напруги в точці КЗ;
 $U_B^{Bin}(t)$ – вільна складова напруги, ω – кутова швидкість [1].

В свою чергу вільну складову напруги виводять із рівняння:

$$U_B^{Bin}(t) = L \frac{\partial i}{\partial t} + R_\Sigma i + \frac{1}{2C_M + C_3} \int_0^t i dt \quad (3.12)$$

Після рішення рівняння (3.12) маємо [1]:

$$U_B^{Bin}(t) = U_B (\sin \Psi_{U_B} \frac{\omega}{\beta} \sin \beta t - \cos \Psi_{U_B} \cos \beta t) e^{-\frac{t}{T}} \quad (3.13)$$

В (3.13) β – власна частота коливань, визначена за виразом:

$$\beta = (L_{KHP}(L_{KHP} + 3L_{KKP}) / (L_{KHP} + 2L_{KKP}) \cdot (2C_M + C_3) \cdot l)^{-0.5}, 1/c$$

де l – довжина лінії. T – постійна часу затухання коливань:

$$T = L_\Sigma / R_\Sigma, c.$$

Підставляючи (3.13) у (3.11), маємо [1]:

$$U_B(t) = U_B \left[\sin(\omega t + \Psi_{U_B}) + (\sin \Psi_{U_B} \frac{\omega}{\beta} \sin \beta t - \cos \Psi_{U_B} \cos \beta t) e^{-\frac{t}{T}} \right] \quad (3.14)$$

Діапазон зміни індуктивності КШР-150000/750: $L_{KHP} \in [0; 6.36]$, Гн. та ККР-16000/35 відповідно $L_{KKP} \in [0; 1.02]$, Гн. Потрібно зазначити, що керовані компенсаційні реактори (ККР), сконструйовані на напругу 35 кВ, але спроможні витримувати допустиму для ізоляції амплітуду комутаційної

перенапруги 145 кВ протягом неповнофазного режиму, відповідно до вимог, наведених у [1].

На основі виразу (3.13) було виконано аналізування ефективності використання КШР для ЛЕП НВН з ціллю унеможливлення резонансних перенапруг у несиметричних режимах. Розглядався несиметричний режим, який виникає під час безструмової паузи однофазного автоматичного повторного вмикання (ОАПВ) під час ліквідування короткого замикання (КЗ) на одній з фаз ЛЕП НВН. У випадку, коли відсутня можливість регулювання індуктивності шунтувального реактора (ШР), спостерігається виникнення резонансного процесу, що супроводжується суттєвим зростанням перенапруг — до понад 1000 кВ (див. рис. 3.12). Відхід від резонансних умов забезпечується шляхом плавного регулювання індуктивності, що дозволяє ефективно знизити рівень напруги до безпечного значення 643 кВ (див. рис. 3.13) [1].

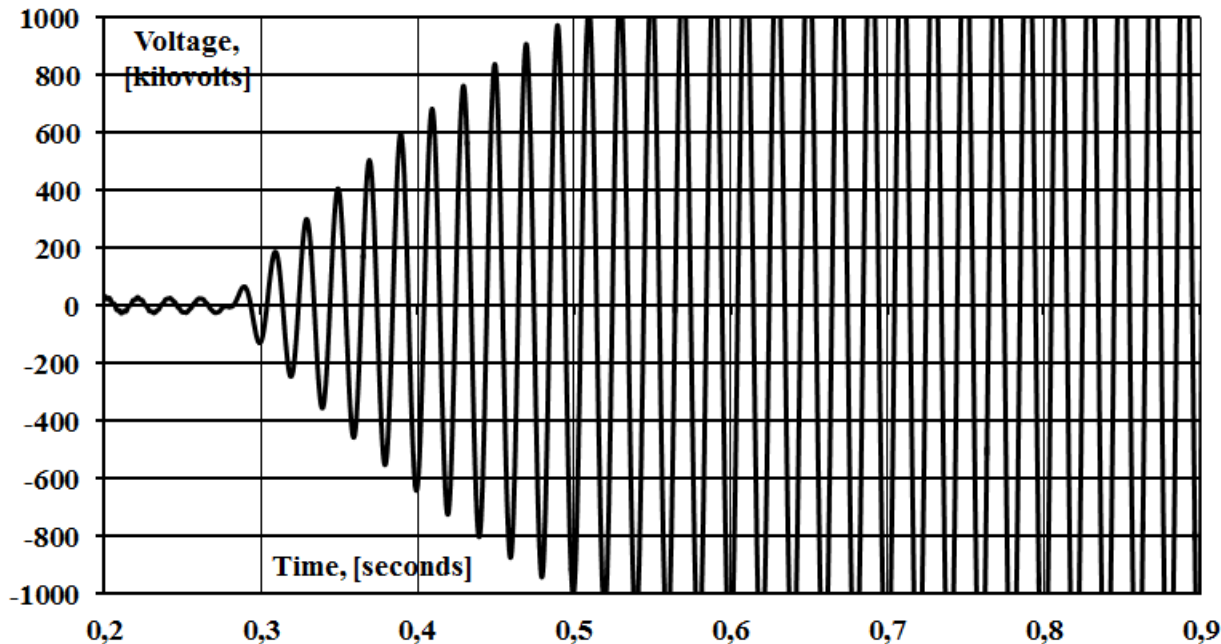


Рис. 3.12 Резонансні перенапруги на вимкненої фазі паузі ОАПВ [1]

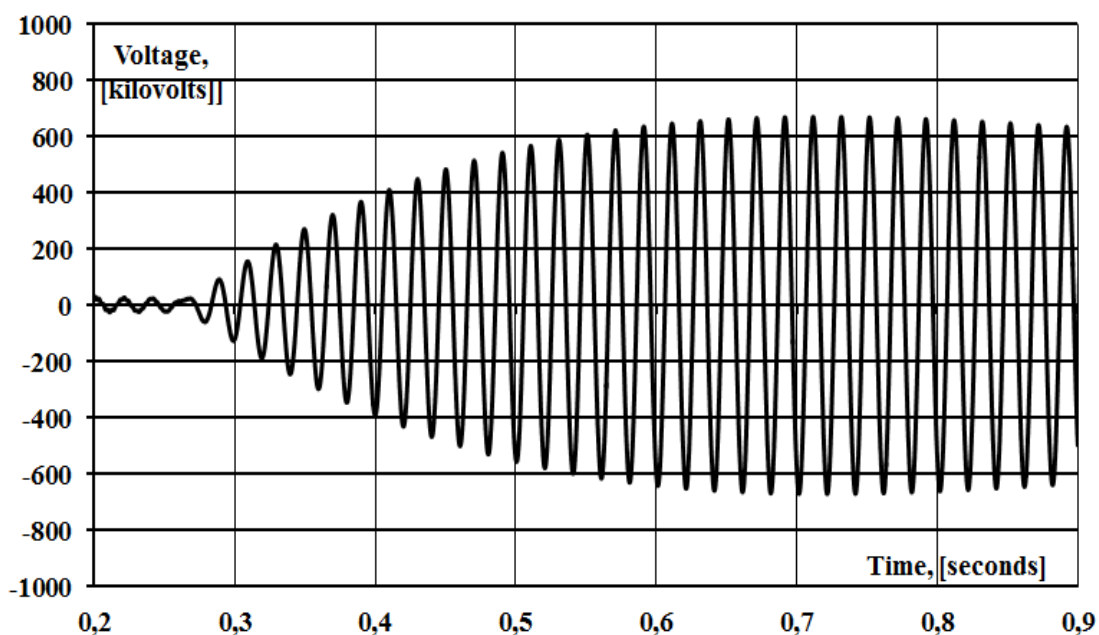


Рис. 3.13 Зниження резонансних перенапруг [1]

Унеможливлення виникнення резонансних перенапруг можна також за допомогою плавної зміни індуктивності КР, встановлюваної для заземлення спільної точки під час чотирипроменевого вмикання групи ШР. Таке вмикання дозволяє підвищити ефективність гасіння дуги під час КЗ та відповідно скоротити безструмову паузу ОАПВ [1]. Очевидно, що зміна опору компенсаційного реактора призводить до зміни налаштування еквівалентного заступного кола. Тому на сьогодні КР стали практично стандартним устаткуванням підстанцій електричних мереж ОЕС України не тільки для забезпечення потрібної тривалості безструмової паузи ОАПВ, а також для унеможливлення резонансних перенапруг. Проте потрібно зазначити, що за умовами напруженості ізоляції нейтрального виводу ШР, КР не може мати індуктивний опір більше ніж 320 Ом, що може виявитися недостатнім для відходу від точки резонансу. Також потрібно зазначити, що при чотирипроменевому ввімкненні вплив КР на резонансі перенапруги є непрямим і тому менш ефективним, ніж безпосередня зміна індуктивності ШР [1].

У разі однофазного дугового короткого замикання в ЛЕП НВН вимикачі вимикають струм короткого замикання з обох боків пошкодженої фази. Після вимкнення струму короткого замикання вторинна дуга протікає в місці

короткого замикання, спричиненого електростатичною складовою від невимкнених фаз. У цьому випадку, якщо взаємозв'язок між фазами великий, вторинна дуга не буде гаситися протягом циклу спрацювання ОАПВ перед повторним увімкненням вимикачів.

Завданням АШФ (рис.3.14) є зниження електростатичної, а також електромагнітної складових струму підживлення з тим, щоб забезпечити успішне ОАПВ [1,33]. В результаті роботи АШФ відбувається відключення вимикачів Q_1^{III}, Q_2^{III} при якому забезпечується гасіння повторної дуги, оскільки опір заземлюючих елегазових вимикачів менше, ніж у повторної дуги.

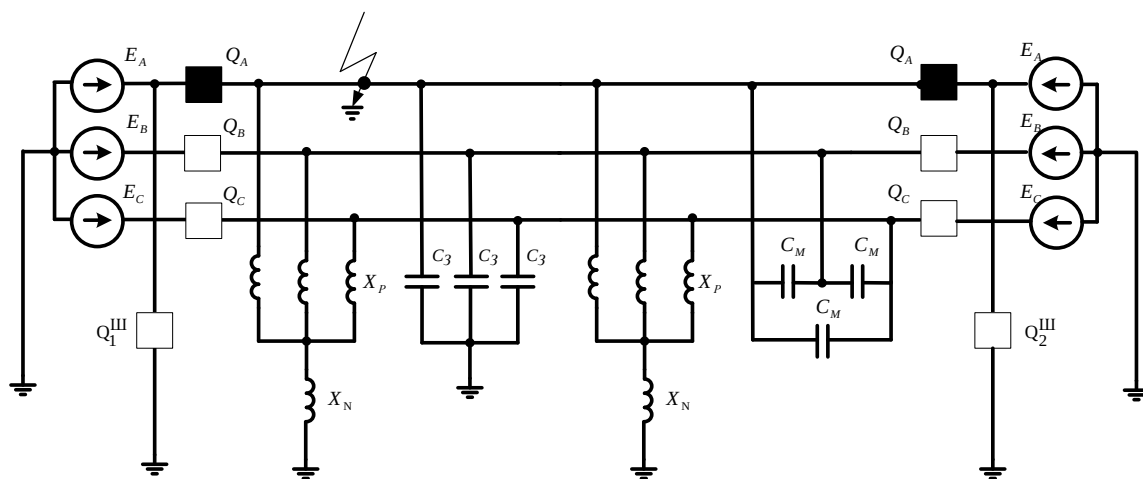


Рис. 3.14 Автоматичне шунтування фази в паузі ОАПВ

Використання високошвидкісних заземлюючих вимикачів (ВЗВ) забезпечує умову гасіння вторинної дуги шляхом заземлення відключеної фази з обох кінців. Після гасіння вторинної дуги після спрацювання АШФ відбувається пригамовування електромагнітної та електростатичної складової повторної дуги. Після операції відключення та успішного гасіння дуги відбувається відключення вимикачів Q_1^{III}, Q_2^{III} та включенням вимикачів Q_A пошкодженої фази А фази.

У роботі розглядається випадок неправильного вибору опору КР, який призводить до неуспішного циклу спрацювання ОАПВ внаслідок негасіння повторної дуги (Рис.3.15-3.17). На(рис. 3.15) наведено струм дуги при дуговому короткому замиканні. На (рис. 3.15) момент спрацювання ОАПВ

відбувається в момент часу 0,075. Після того, як спрацює ОАПВ, струм повторної дуги буде отримувати підживлення від невідключених фаз, що наведена на (рис.3.16) Значення струму повторної дуги перевищує гранично допустиме та призводить до неефективності застосування циклу спрацювання ОАПВ [33].

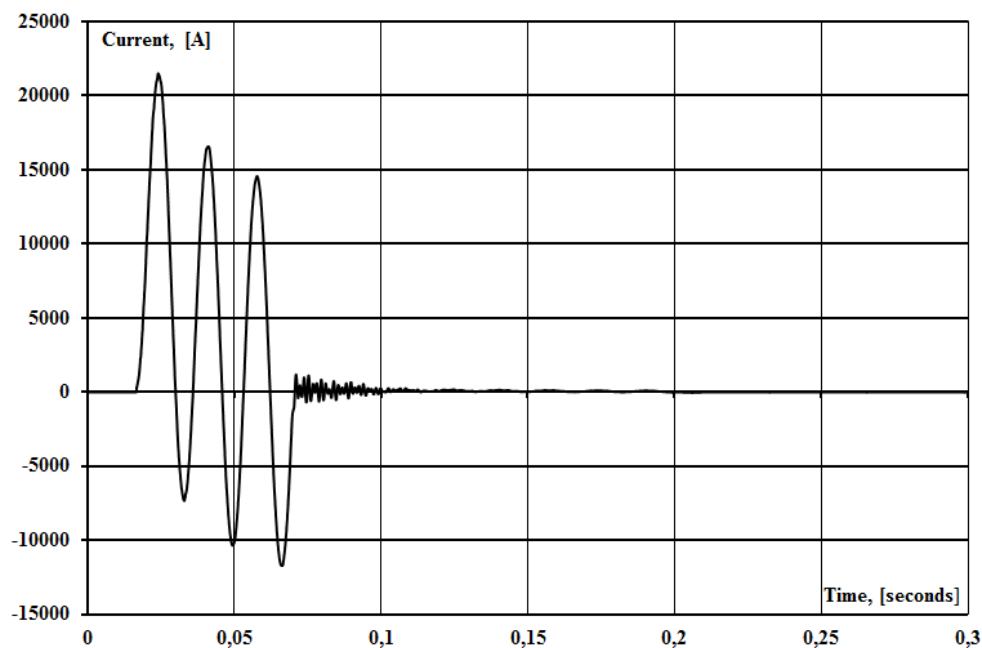


Рис. 3.15 Струм дуги при дуговому КЗ на ЛЕП НВН

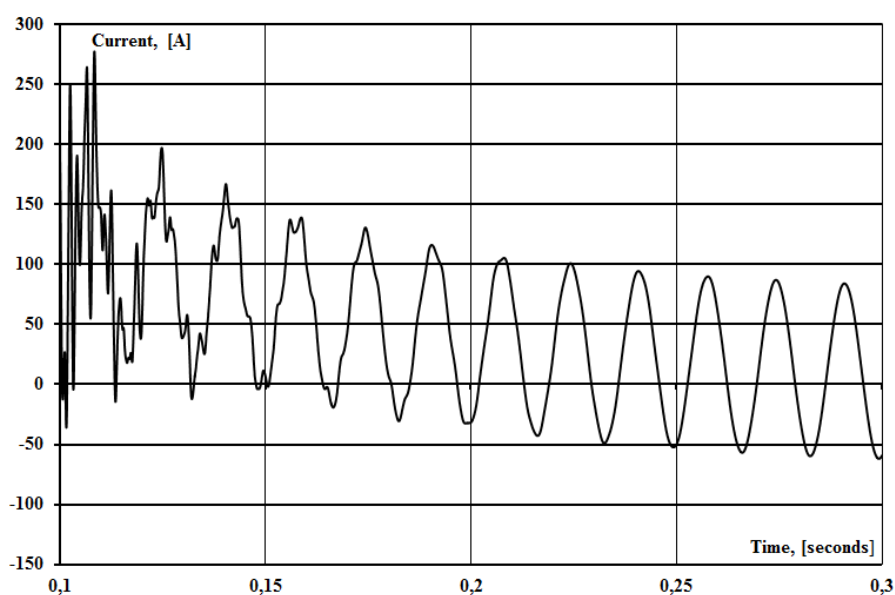


Рис. 3.16 Ефективність застосування АШФ для запобігання аномальних резонансних перенапруг

Опір повторної дуги в паузі ОАПВ наведено на (рис.3.20) та описується наступним виразом:

$$R_{\partial yzu} = R_0 e^{-kI_{\partial yzu}} \quad (3.15)$$

де $I_{\partial yzu}$ діюче значення струму дуги (А), R_0, k параметри дуги.

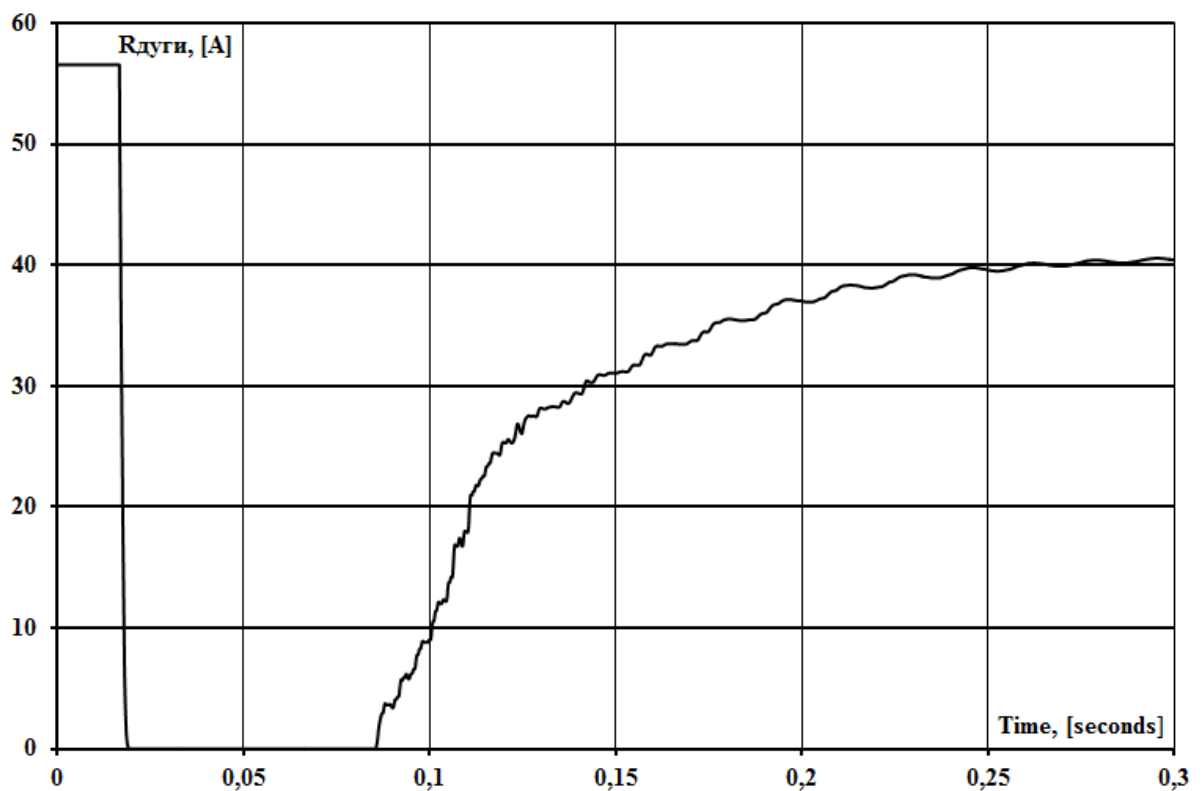


Рис. 3.17 Опір дуги при дуговому КЗ при невдалому циклі ОАПВ [33]

Заступна схема заміщення під час здійснення ОАПВ наведена на (рис. 3.18). На (рис. 3.18) ${}^2C_M$ - міжфазна ємність невідключених фаз, C_E - ємність між фазою та землею відключеної фази. L_{SR} - індуктивність ШР, L_{CR} - індуктивність КР, R_{Σ} - сумарний активний опір відключеної фази.

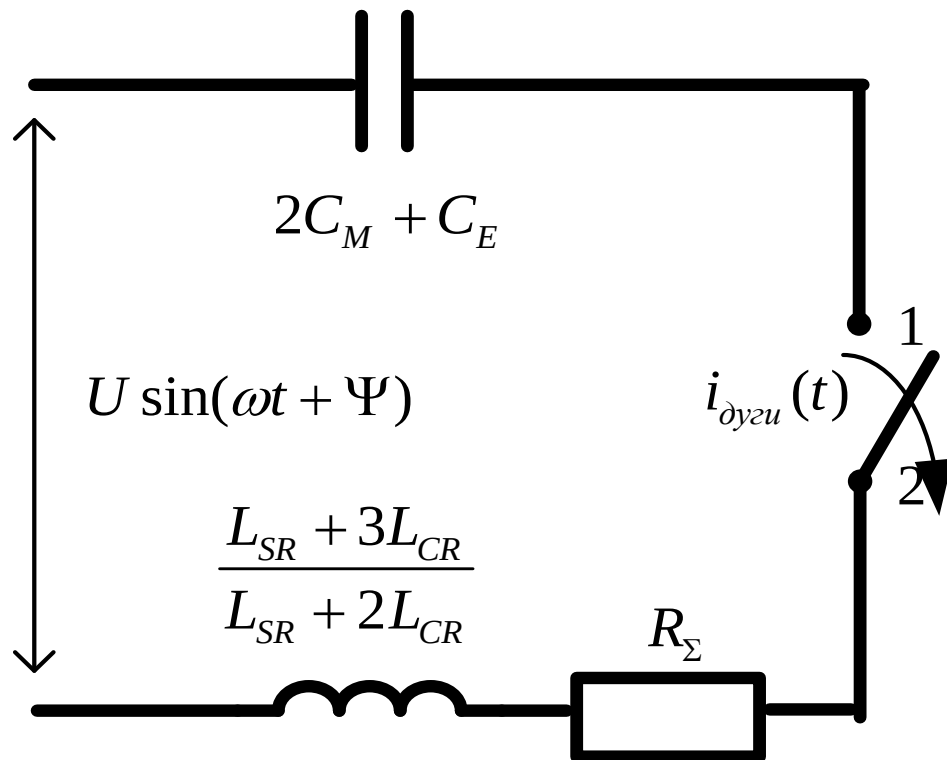


Рис. 3.18 Заступна схема заміщення відключеної фази при ОАПВ [33]

Після вирішення диференціальних рівнянь [1,33] отримаємо вираз для миттєвого значення повторної дуги при здійсненні ОАПВ:

$$i_{dygu}(t) = \frac{U_{dygu}}{Z_{dygu}} \sin(\omega t + \alpha - \varphi_k) + i_{dygu}(0) e^{-t/T} \quad (3.16)$$

де U_{dygu} - напруга дуги; R_{dygu} - опір дуги, ω - кутова швидкість; T - стала часу затухання, $i_{dygu}(0)$ - початкове значення струму дуги; α - кут між горизонталлю та вектором напруги U_{dygu} ; φ_k - аргумент опору дуги.

На (рис. 3.19 та 3.20) наведено струм та опір дуги підживлення при здійсненні АШФ в момент часу 0.2. Як видно з (рис. 3.19 та 3.20) при АШФ повторна дуга ефективно гаситься через подавлення аперіодичної складової.

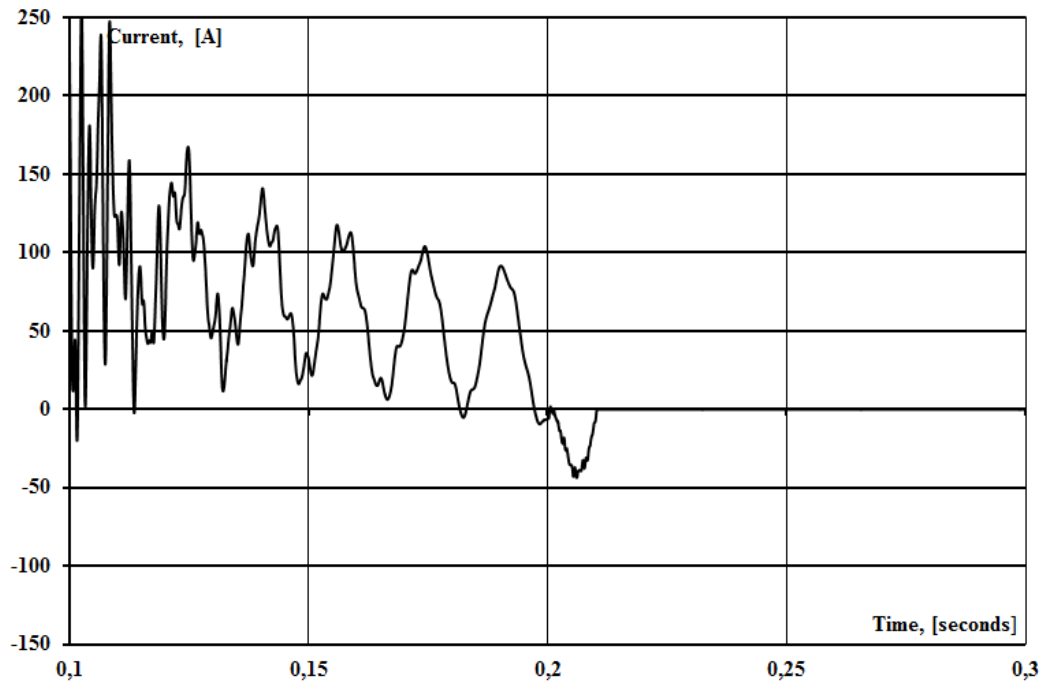


Рис. 3.19 Ефективність застосування АШФ для запобігання тривалому існуванню повторної дуги [33]

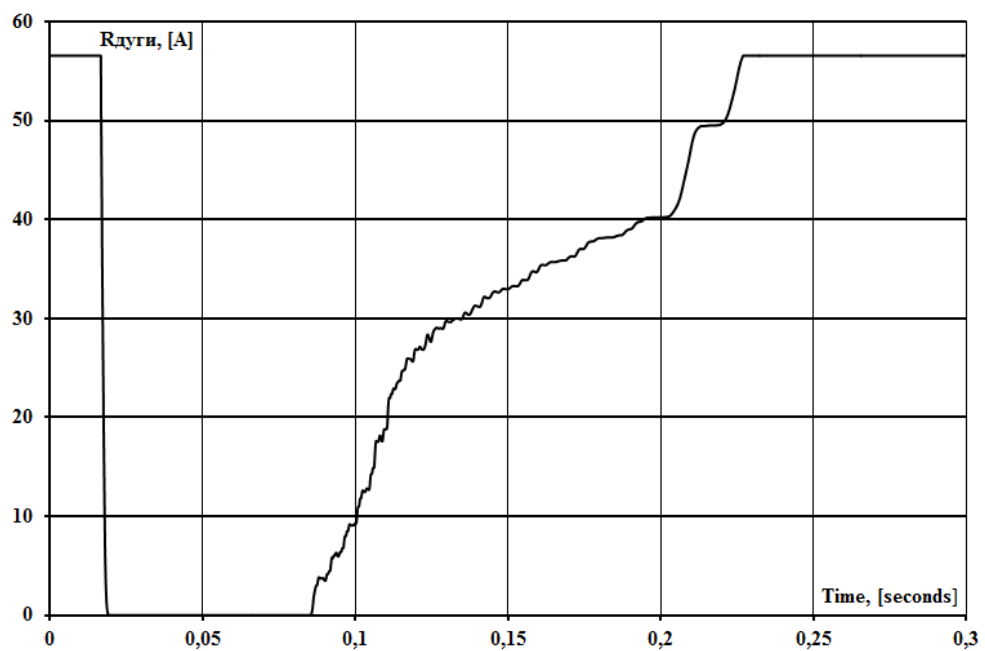


Рис. 3.20 Ефективність застосування АШФ для запобігання тривалого існування дуги підживлення зі значеннями, що перевищують гранично допустимі

3.3 Вибір параметрів компенсаційного реактора за характеристиками структурної несиметрії лінії електропередавання надвисокої напруги

Наслідки неповного або некоректного підходу до вибору індуктивного опору компенсаційного реактора (КР) можна проілюструвати на прикладі аналізу результатів попередніх досліджень [1]. У зазначених роботах не було враховано низку критичних факторів, зокрема фазні відмінності параметрів та реальну схему транспозиції фаз лінії. Вибір значення індуктивного опору КР здійснювався без урахування просторової геометрії розташування фаз, виходячи з припущення про ідеальну транспозицію лінії.

Однак таке спрощення є принципово неприпустимим, оскільки воно істотно викривлює фізичну картину електромагнітних процесів у ЛЕП, що наочно демонструється в роботі [1]. Додатково зазначений підхід базується на гіпотезі повної компенсації міжфазної ємності, яка на практиці не може бути реалізована з достатньою точністю. Наслідком цього є негативний вплив на функціонування систем релейного захисту та інше електроустаткування [1].

Таким чином, подібний метод має низку суттєвих обмежень, і використання КР з індуктивними опорами, визначеними на основі зазначених спрощень, не гарантує ефективного запобігання виникненню резонансних перенапруг у магістральних електричних мережах. Пофазна відмінність електричних параметрів повітряних ліній електропередавання є одним з основних джерел несиметрії струмів і напруги промислової частоти в електричних мережах. Несиметрія в ЛЕП НВН може досягати такого неприпустимого рівня за умовами роботи релейного захисту та генераторів через протікання струмів зворотної послідовності, що викликають їх підвищене нагрівання. Найпростішим, надійним і ефективним засобом зниження несиметрії струмів і напруги є транспозиція фаз ліній [50, 156].

Варто зауважити, що відмінності параметрів фаз на окремих ділянках транспозиційного циклу не компенсуються повністю протягом усього циклу, оскільки на кожному етапі фази перебувають у різних електромагнітних умовах. У результаті, навіть при реалізації повного циклу транспозиції, сумарні

параметри фаз залишаються різними. Це означає, що навіть за умови ідеальної симетрії систем струмів і напруг на одному кінці лінії, на іншому кінці транспозиційного циклу ці системи будуть несиметричними.

Чим більша довжина лінії та вищий її клас напруги, тим відчутнішою стає ця несиметрія, що, у свою чергу, може значно впливати на точність розрахунку індуктивного опору компенсаційного реактора (КР) [50, 156-159].

Таким чином, проєктування схем транспозиції для ліній надвисокої напруги (НВН) має здійснюватися не лише з урахуванням допустимого рівня несиметрії в нормальних режимах роботи, але й із врахуванням необхідності забезпечення сприятливих умов для успішного гасіння дуги підживлення та запобігання виникненню резонансних перенапруг під час усунення однофазних дугових замикань у рамках роботи циклу однофазного автоматичного повторного вмикання (ОАПВ) [1]. На рис.3.14 наведено схему традиційної класичної транспозиції проводів з реальними довжинами лінії.

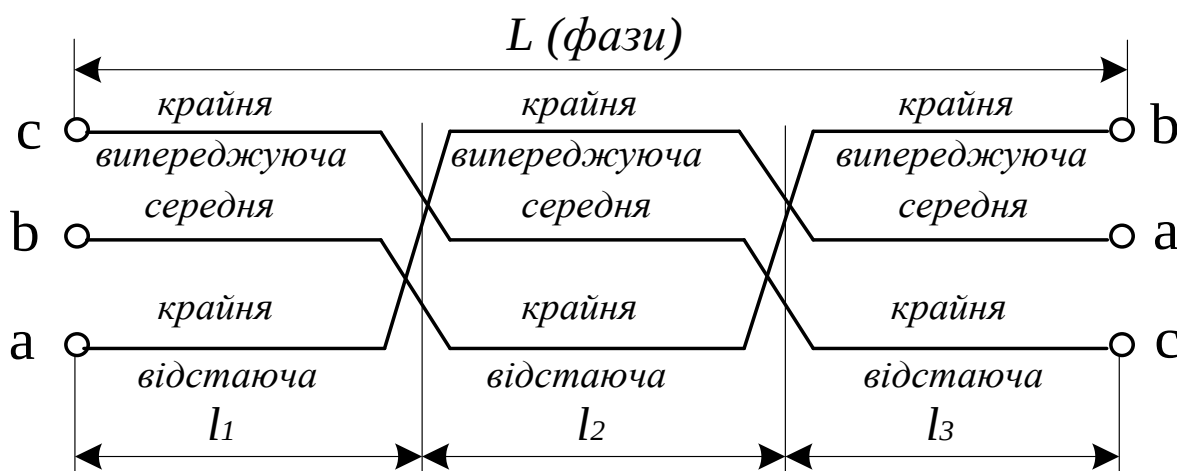


Рис. 3.21 Традиційна схема транспозиції проводів

На рис. 3.22 наведено спрощену схему повної схеми транспозиції проводів [1,50].

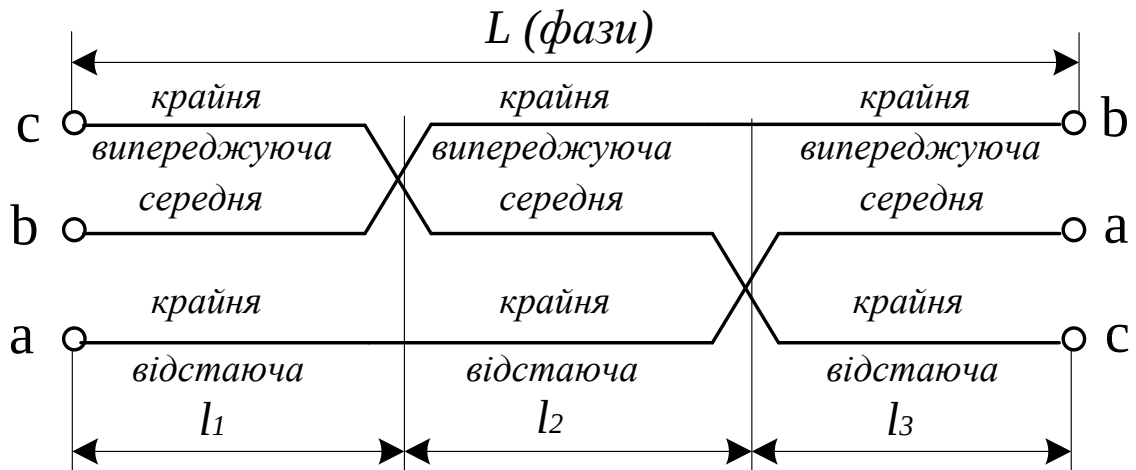


Рис. 3.22 Спрощена схема транспозиції

На рис. 3.23 Схема неповного циклу транспозиції [1]

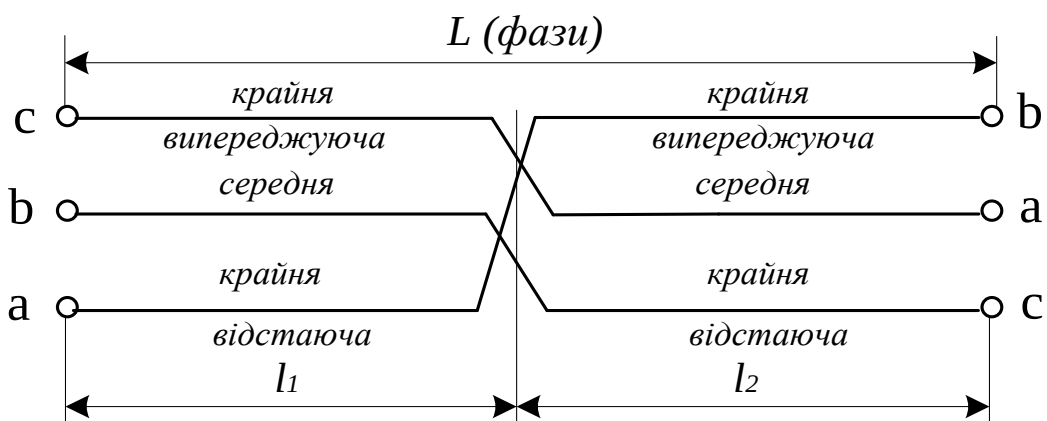


Рис. 3.23 Схема неповного циклу транспозиції [1]

Аналіз коефіцієнтів несиметрії для досліджуваних схем транспозиції ЛЕП НВН виконувався з наступними параметрами: $U = 750$, кВ – номінальна напруга лінії. Конструкція фази проводу 4хАС-400/93, характеризується наступними параметрами $r_0 = 0.071$ Ом/км; $x_0 = 0.284$ ом/км; $g_0 = 22.35 \cdot 10^{-9}$ См/км; $b_0 = 4.10 \cdot 10^{-6}$ См/км; проміжні опори з відтяжками типу ПБ 750-1; анкерно-кутові опори УО 750-1.

Несиметрія в електричній мережі в основному визначається зворотною послідовністю, що і відзначається коефіцієнтами несиметрії по напрузі зворотної послідовності. Як вказується в [1], гранично допустима несиметрія за

напругою зворотної послідовності становить 2%. Наведені значення допустимої несиметрії рекомендується брати для конкретної ПЛ з запасом, враховуючи той факт, що повна несиметрія складається з впливу всіх ліній, що приходять на підстанцію, а також інших можливих джерел несиметрії, зокрема несиметричного навантаження. Надалі будемо керуватися визначеною «Кодексом систем передачі» [1] нормою щодо значення коефіцієнту несиметрії напруги зворотної послідовності, де:

$$k_{u2} \leq 2, \% \quad (3.17)$$

Наведемо графіки, на яких показано зміну коефіцієнтів несиметрії напруг залежно від довжини лінії (рис. 3.21) для схем транспозиції (рис.3.22) та (рис.3.23) нетранспонованої лінії. Найгірший випадок з точки зору пофазної відмінності параметрів ПЛ – це не транспонована лінія, але потрібно зазначити, що як видно з рис.3.24, значення пофазної несиметрії не перевищують гранично допустимо у випадку довжин лінії до 200 км [1]

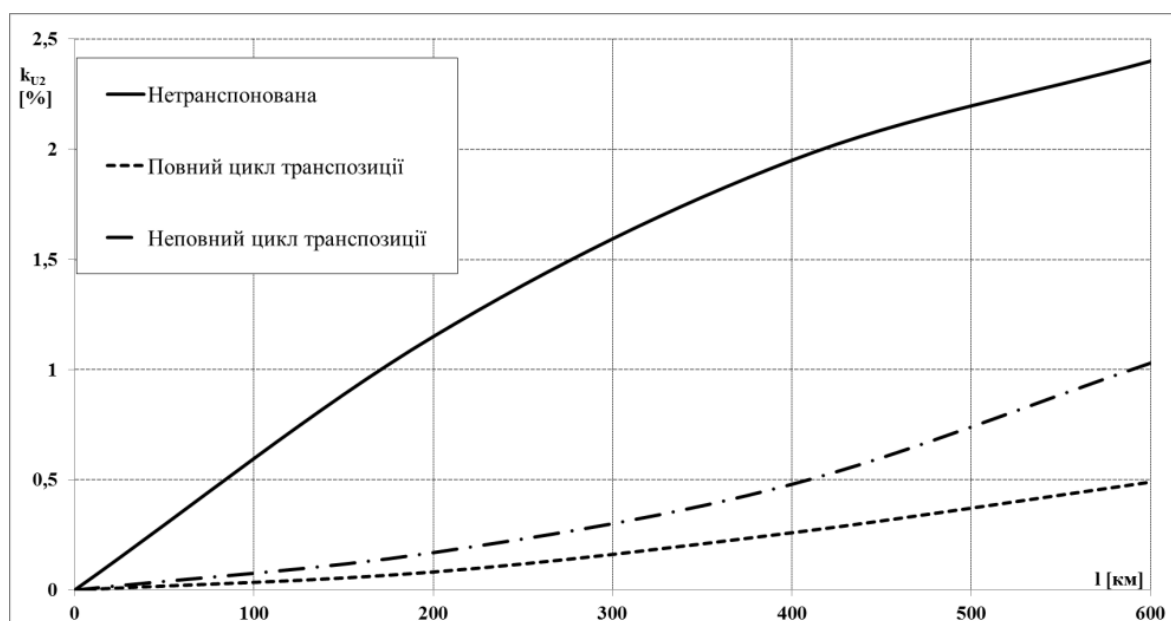


Рис. 3.24 Залежність коефіцієнтів несиметрії від довжини лінії [1]

Після того як було досліджено різні схеми виконання транспозиції ЛЕП НВН потрібно розглянути ступінь впливу пофазної несиметрії на розрахунок значення КР щоб унеможливити виникнення РП. Як було означено вище для

гасіння вторинної дуги струму встановлюють компенсаційний реактор. Наведемо формулу струмів та напруги для трифазної ЛЕП НВН:

$$\begin{bmatrix} I_{Aa} \\ I_{Ab} \\ I_{Ac} \end{bmatrix} = j\omega \begin{bmatrix} C_A & C_M & C_M \\ C_M & C_B & C_M \\ C_M & C_M & C_C \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

де I_{Aa}, I_{Ba}, I_{Ca} , струми фаз лінії, C_M – міжфазні ємності, C_A, C_B, C_C – ємності між фазою та землею, V_A, V_B, V_C – фазні напруги лінії.

У роботі на фазі А відбулося КЗ та, відповідно, вимикачі пошкодженої фази перебувають у вимкненому стані. Використовуючи вираз (3.26), ми можемо розрахувати ємнісний струм фази А, який отримує підживлення від двох непошкоджених фаз [120]:

$$I_{Aa} = j\omega C (V_B + V_C) \quad (3.19)$$

З формули (3.19) видно, що значення струму залежить від ємності С. Потрібно зазначити, що ЛЕП НВН мають велике значення ємності та, відповідно, цикл спрацювання ОАПВ не завжди буває успішним за таких умов. Головною ціллю компенсаційного реактору є розлагодження резонансного паралельного контура, який утворюється ємностями лінії та індуктивностями групою або групами ШР. Інакше кажучи, міжфазний індуктивний струм, генеруючий шунтованим ректором увімкнено за схемою чотирипроменевої зірки має мати таке саме значення як ємнісний струм, але з протилежним знаком. Еквівалентний струм реактора можна отримати з формули [1,120]:

$$\begin{bmatrix} I_{A1} \\ I_{B1} \\ I_{C1} \end{bmatrix} = -j \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} X_{I0}^{-1} & 0 & 0 \\ 0 & X_{II}^{-1} & 0 \\ 0 & 0 & X_{I2}^{-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

де $X_{II}^{-1} = X_{I2}^{-1}$ провідність шунтувального реактора прямої послідовності, $X_{I0}^{-1} = (X_{II} + 3X_n)^{-1}$ провідність шунтувального реактора нульової послідовності [1,120].

Вирішуючи (3.20), ми отримаємо індуктивні складові фазних струмів:

$$\begin{bmatrix} I_{AL} \\ I_{BL} \\ I_{CL} \end{bmatrix} = -j \begin{bmatrix} \alpha_s & \beta_m & \beta_m \\ \beta_m & \alpha_s & \beta_m \\ \beta_m & \beta_m & \alpha_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} \quad (3.21)$$

де $\alpha_s = (X_{I0}^{-1} + 2X_{II}^{-1})/3$; $\beta_m = (X_{I0}^{-1} - X_{II}^{-1})/3$.

Повний струм повторної дуги підживлення КЗ:

$$I_D = j(V_B + V_C)(\omega|C_M| - \beta_M) \quad (3.22)$$

У випадку застосовування реальної повної схеми транспозиції згідно рис. 3.14, матриця міжфазних ємностей має такий вигляд:

$$C = l_1 N_{T1} \begin{bmatrix} C_A & C_{AB} & C_{AC} \\ C_{BA} & C_B & C_{BC} \\ C_{CA} & C_{CB} & C_C \end{bmatrix} l_2 N_{T2} \begin{bmatrix} C_A & C_{AB} & C_{AC} \\ C_{BA} & C_B & C_{BC} \\ C_{CA} & C_{CB} & C_C \end{bmatrix} l_3 N_{T1} \begin{bmatrix} C_A & C_{AB} & C_{AC} \\ C_{BA} & C_B & C_{BC} \\ C_{CA} & C_{CB} & C_C \end{bmatrix} \quad (3.23)$$

l_1, l_2, l_3 – довжини реальних кроків транспозиції, $C_{AB}, C_{BA}, C_{BC}, C_{CB}, C_{AC}, C_{CA}$ – міжфазна ємність.

У випадку застосовування реальної неповної схеми схем транспозиції згідно рис. 3.15 матриця ємностей має такий вигляд:

$$C = l_1 N_{T1} \begin{bmatrix} C_A & C_{AB} & C_{AC} \\ C_{BA} & C_B & C_{BC} \\ C_{CA} & C_{CB} & C_C \end{bmatrix} l_2 N_{T2} \begin{bmatrix} C_A & C_{AB} & C_{AC} \\ C_{BA} & C_B & C_{BC} \\ C_{CA} & C_{CB} & C_C \end{bmatrix} = \quad (3.24)$$

Для того, щоб сума векторів ємнісних та індуктивних струмів дорівнювала нулю для ЛЕП НВН $\overline{I_{AC}} + \overline{I_{AL}} = 0$ потрібно, щоб індуктивна провідність дорівнювала ємнісній провідності: $(X_{10}^{-1} - X_{11}^{-1})/3 = \omega C$ у цьому разі буде спостерігатись точне налаштування контуру. З нерівності визначимо опір КР для ЛЕП НВН, щоб ліквідувати РП [1,49]:

$$X_n = (\omega|C| + \frac{1}{X_{1L}})^{-1} - X_{1L} \quad (3.25)$$

Окрім компенсування ємнісного струму підживлення дуги повторного струму КР виконує ще одну функцію – унеможливлення появи резонансних перенапруг. Результати порівняння розрахунку значення КР із врахуванням та без урахування транспозиції наведено в таблиці 3.2 [1,49].

Розрахунок X_N у випадку застосування неповного циклу транспозиції у разі довжині лінії 460 км не виконувався, бо пофазна несиметрія досягає значень за який дуга підживлення не гасне та цикл спрацювання ОАПВ є невдалим. Аналогічно у випадку, коли немає транспозиції для лінії довжиною більше ніж 200 км. Результати розрахунку, наведено в таблиці узгоджено з результатами, наведеними на рис. 3.28 [1,49].

Таблиця 3.2

Вплив пофазної несиметрії на визначення опору компенсаційного реактору [1]

l , км	Ідеально- транспонована лінія	Повний цикл транспозиції (рис. 3.14)	Спрощена схема повного циклу транспозиції (рис. 3.15)	Неповний цикл транспозиції (рис. 3.16)	Без транспозиції проводів
	X_N , Ом				
180	105	115	115	119	158,95
280	204	232	232	258	-
460	290	360	360	-	-

Результати розрахунків X_N для довжини лінії, що становить 180, 280 та 460 км, означають що застосування схем транспозиції згідно Рис. 3.14 та 3.15. є ідентичні. Різниця значень X_N у випадку застосування неповного циклу та схем транспозиції згідно рис. 3.14 та 3.15 мінімальна для лінії довжиною 180 та 280 км. У випадку, коли немає транспозиції потрібно обов'язково враховувати вплив пофазної несиметрії на розрахунок значення X_N для лінії довжиною 180 км. Те ж саме стосується лінії довжиною 460 км – у разі розрахунків X_N

врахування реальної транспозиції є обов'язковою умовою для забезпечення успішного циклу спрацювання ОАПВ [1-28].

Після того, як було обґрунтовані схеми транспозиції ЛЕП НВН та проаналізовані ступінь впливу пофазної несиметрії на розрахунок значення КР виконано розрахунки значень резонансних перенапруг у паузі ОАПВ за допомогою імітаційної моделі, описана в [1, 49, 155]. Використовуючи отримані згідно (3.25) значення КР, наведені в таблиці 3.2 розраховано значення резонансних перенапруг $U_{рез}$ відповідно до різних схем транспозиції проводів. Результати наведено в таблиці 3.3. Гранично допустиме значення робочої напруги для ЛЕП НВН 750 кВ становить 643 кВ [1,49,155].

Таблиця 3.3

Вплив значення опору компенсаційного реактору розрахованого зі впливом несиметрії проводів

l , км	Ідеально- транспонована лінія	Повний цикл транспозиції Рис. 3.14	Спрощена схема повного циклу транспозиції Рис. 3.15	Неповний цикл транспозиції Рис. 3.16	Без транспозиції проводів
	$U_{рез}, \text{кВ}$				
180	653	625	625	630	630
280	689	630	630	640	-
460	853	625	625	-	-

З табл. 3.3 видно, що у разі застосування неповного циклу транспозиції спостерігаються більші значення перенапруг $U_{рез}$ відносно реальної транспонованої лінії. Це зумовлено більшим значенням C внаслідок меншого симетрування пофазної несиметрії неповного циклу транспозиції по відношенню до повного циклу. Як видно з табл. 3.3 врахування несиметрії,

викликаній пофазною відмінністю параметрів ЛЕП НВН суттєво впливає на розрахунки значення опору КР і, як наслідок, призводить до появи резонансних перенапруг. Нехтування реальною схемою транспозицією проводів для ЛЕП НВН довжиною більше ніж 300 км призводить до неуспішного циклу спрацювання ОАПВ. Застосування виразу (3.34), що враховує реальну схему транспозиції дозволяє ефективно ліквідувати резонансні перенапруги в циклі спрацювання ОАПВ. Графіки залежностей значень перенапруг від зміни опору компенсаційного реактору наведено в Додатку В.

Запропонований в роботі керований ОАПВ (КОАПВ) є більш ефективним в порівнянні із традиційними засобами компенсації струму підживлення дуги, які використовують дискретну зміну параметрів елементів компенсуючих пристроїв, оскільки в КОАПВ передбачено використання плавно регульованих елементів. Це дозволяє забезпечити точне компенсування ємнісної складової струму дуги підживлення КЗ. Так для ЛЕП довжиною 300-400 км використання КОАПВ зменшує струм дуги підживлення в 1,6-1,8 рази і тим самим дозволяє скоротити безструмову паузу. Принципову схему КОАПВ з блоком визначення місця пошкодження (ВМП) показано на рис. 3.25.

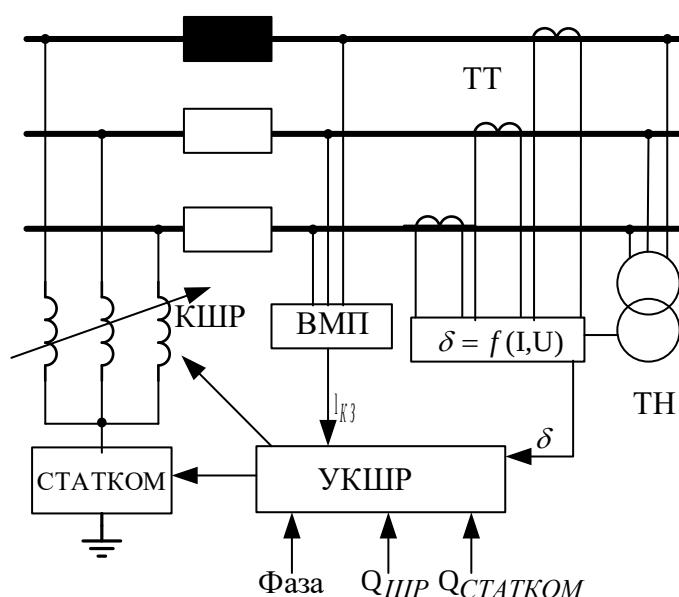


Рис. 3.25 Принципова схема КОАПВ

Керування відновлюваною напругою в циклі безструмової паузи ОАПВ (завдяки перекомпенсації фазної ємності відключеної фази) одночасно дозволяє

мінімізувати діюче значення напруги у разі повторного включення аварійної фази, що значно підвищує надійність відновлення повнофазного режиму роботи ЛЕП.

Розроблено спосіб КОАПВ із визначенням в циклі безструмової паузи ОАПВ струму підживлення дуги і необхідного часу безструмової паузи. На рис. 3.26 показано блок-схему такого ОАПВ де $Q_{ШР}$ – потужність шунтувального реактора; $Q_{СТАТКОМ}$ – потужність СТАТКОМ; $l_{КЗ}$ – відстань від місця КЗ; δ – кут між модулями виміряними значеннями струму та напруги трансформатором напруги (ТН) та трансформатором струму (ТС); t_z – час горіння дуги підживлення КЗ; $t_{ОАПВ}$ – тривалість циклу ОАПВ.

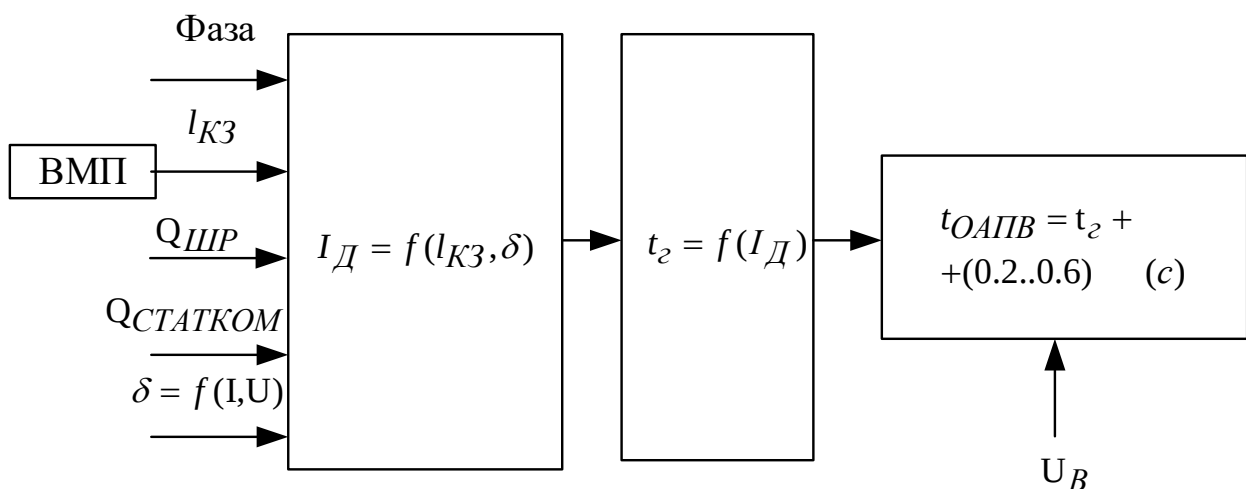


Рис.3.26 Блок-схема квазіадаптивного ОАПВ

Зазначений засіб практично не має зон нечутливості і може використовуватися як самостійно, так і в комбінації з традиційним ОАПВ. Взагалі функції КОАПВ повністю та надійно реалізуються за умови перекомпенсації індуктивністю ємнісного опору відключеної фази ЛЕП.

3.4 Метод визначення оптимальних кроків транспозиції лінії електропередавання надвисокої напруги

У випадку, коли довжина лінії перевищує 400 км постає питання вибору оптимальних кроків транспозиції лінії електропередавання надвисокої напруги.

Слід зазначити, що при таких довжинах неможливо застосовувати неповний цикл транспозиції та виникають проблеми з застосування спрощеної схеми транспозиції. Поставлена мета застосування таких ліній досягається завдяки тому, що у трифазних повітряних лініях електропередачі високої напруги, що складаються з ділянок з опорами різної конструкції і містять три ступені транспозиції, пронумеровані від початку до кінця лінії, довжина першої крок транспозиції приймається рівним [155]:

$$x_1 = l \frac{\alpha_2 \beta_2 - \alpha_3 \beta_2}{\alpha_1 (\beta_2 - \beta_3) + \alpha_2 (\beta_3 - \beta_1) + \alpha_3 (\beta_1 - \beta_2)} \quad (3.25)$$

а другий крок транспозиції приймається рівним:

$$x_2 = l \frac{\alpha_3 \beta_1 - \alpha_1 \beta_2}{\alpha_1 (\beta_2 - \beta_3) + \alpha_2 (\beta_3 - \beta_1) + \alpha_3 (\beta_1 - \beta_2)} \quad (3.26)$$

$$\text{де } \alpha_1 = \operatorname{Re}\left(\frac{\sum Z_{m1} l_{m1} k_{m1}}{x_1^1}\right), \alpha_2 = \operatorname{Im}\left(\frac{\sum Z_{m1} l_{m1} k_{m1}}{x_1^1}\right); Z_{m1} - \text{питомий взаємний}$$

поздовжній опір зворотної та прямої послідовностей ділянки m -ї структури лінії на кроці транспонування x_1^1 ; l_{m1} – довжина ділянки m -ї лінії побудови на кроці транспонування; довжина ПЛ, k_{m1} – коефіцієнт, що враховує розподіл опору Z_{m1} в зворотній послідовності ділянки лінії конструкції на кроці транспонування x_1^1 ; x_1^1 – довжина першого кроку транспозиції в першому наближенні, що визначається формулами (3.25) і (3.26) :

$$a_1 = \operatorname{Re}\left(\frac{\sum Z_{m1}^1 l_{m1}^1 k_{m1}^1}{l/3}\right), \beta_1 = \operatorname{Im}\left(\frac{\sum Z_{m1}^1 l_{m1}^1 k_{m1}^1}{l/3}\right) \quad (3.27)$$

де $Z_{m1}^1 l_{m1}^1 k_{m1}^1$ відповідно однакові для кроків транспозиції довжиною $1/3$. Для відомих трифазних повітряних ліній високої напруги їх допустима несиметрія не може бути забезпечена виконанням одного ідеального циклу транспонування [50].

У зв'язку з різницею параметрів фаз ВЛ, як правило, здійснюється за методикою, згідно з якою внесена лінією несиметрія в схемі зворотної послідовності характеризується поздовжньої електромагнітною силою (ЕРС):

$$\dot{E}^{(2)} = -\dot{I}^{(2)} \dot{z}^{(21)} \quad (3.28)$$

або з урахуванням $\dot{z}^{(21)} = \sum_l Z_1^l X_1^l$

$$\dot{E}^{(21)} = -j^{(-1)} \sum_l Z_1^l X_1^l \quad (3.29)$$

де Z_1^l – лінійний опір, визначений відомим методом, а Z_1^l величина залежить від взаємного розташування фаз і від конструкції ПЛ. Опір на Z_1^l і-му кроці ідеального циклу транспозиції визначається [155]:

$$Z_1^l = \text{Im} \left(\frac{\sum Z_{m1}^1 l_{m1}^1 k_{m1}^1}{l/3} \right) \quad (3.30)$$

де k_{m1}^1 коефіцієнт визначається рівнянням:

$$k = \frac{1}{2} \left(1 + \frac{Z_0^{(2)} Y_0^{(21)}}{Y_0^{(2)} Z_0^{(21)}} \right) \text{ch} \sqrt{Z_0^{(2)} Y_0^{(2)}} + \frac{1}{2} \left(1 - \frac{Z_0^{(2)} Y_0^{(21)}}{Y_0^{(2)} Z_0^{(21)}} \right) \frac{\text{sh} \sqrt{Z_0^{(2)} Y_0^{(2)}}}{Z_0^{(2)} Y_0^{(2)}} \quad (3.31)$$

і $Z_0^{(2)}, Y_0^{(2)}, Z_0^{(21)}, Y_0^{(21)}$ визначаються за методикою [155].

Таким чином, схема заміщення ВЛ представляється у вигляді каскадного з'єднання П-подібних ланок однорідних за конструкцією ділянок. Тоді вираз (3.28) з урахуванням (3.31) набуває вигляду:

$$E^{(2)} = -I^{(1)} \sum_l \left(\frac{\sum Z_{m1}^1 l_{m1}^1 k_{m1}^1}{l/3} \right) \quad (3.32)$$

Мінімальна умова зворотної послідовності струму в лінії буде:

$$f = \sum_l \left(\frac{\sum Z_{m1}^1 l_{m1}^1 k_{m1}^1}{l/3} \right) X_1^1 = \min \quad (3.33)$$

де для виконання цієї умови перевірені величини x_1^1 . Довжини ділянок, на які лінія розбивається транспозиційними опорами, визначаються розташуванням цих опор. Дві транспозиційні опори ділять ВЛ на три ділянки довжиною x_1^1 , x_2^1 , x_3^1 :

$$l = \sum_{l=1}^3 x_l^1 \quad (3.34)$$

Величини x_1^1 будуть відповідати екстремальним функціям за умов:

$$\frac{\partial f}{\partial x_1^l} = 0; \frac{\partial f}{\partial x_2^l} = 0; \frac{\partial f}{\partial x_n^l} = 0 \quad (3.35)$$

На установці двох транспозиційних опор з урахуванням $x_3^l = l x_1^l - x_2^l$:

$$\begin{aligned} \frac{\partial f}{\partial x_1^l} &= 2[(a_1 - a_3)x_1^l + (a_2 - a_3)x_2^l + a_3 l] \times \\ &\times (a_1 - a_3) + 2[(b_1 - b_3)x_1^l + (b_2 - b_3)x_2^l + b_3 l(b_1 - b_3)] = 0 \end{aligned} \quad (3.36)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial f}{\partial x_2^l} &= 2[(a_1 - a_3)x_1^l + (a_2 - a_3)x_2^l + a_3 l] \times \\ &\times (a_2 - a_3) + 2[(b_1 - b_3)x_1^l + (b_2 - b_3)x_2^l + b_3 l(b_2 - b_3)] = 0 \end{aligned} \quad (3.37)$$

де

$$\begin{aligned} \alpha_1 &= \operatorname{Re}\left(\frac{\sum Z_{m1} l_{m1} k_{m1}}{x_1^1}\right) \\ \alpha_1 &= \operatorname{Im}\left(\frac{\sum Z_{m1} l_{m1} k_{m1}}{x_1^1}\right) \end{aligned} \quad (3.38)$$

Після перетворень (3.36) і (3.38) отримуємо:

$$\begin{aligned} [(a_1 - a_3)^2 + (b_1 - b_3)^2] x_1^l + [(a_2 - a_3)(a_1 - a_3) + \\ + (b_2 - b_3)(b_1 - b_3)] x_2^l = -[a_3(a_1 - a_3) + b_3(b_1 - b_3)] l \end{aligned} \quad (3.39)$$

$$[(a_1 - a_3)^2(a_2 - a_3)] + [(b_1 - b_3)(b^2 - b^3)x_1^l + [(a_2 - a_3)^2 + (b_2 - b_3)^2]x_2^l = -[a_3(a_2 - a_3) + b_3(b_2 - b_3)]l \quad (3.40)$$

Рівняння (3.39) і (3.40) будуть такими:

$$\begin{aligned} Ax_1^l + Bx_2^l &= C \\ Bx_1^l + Dx_2^l &= C \end{aligned} \quad (3.41)$$

Розв'язком якого, згідно з правилом Крамера, буде:

$$\begin{aligned} x_1^l &= \frac{\Delta_1}{\Delta} = \\ x_2^l &= \frac{\Delta_2}{\Delta} \end{aligned} \quad (3.42)$$

$$\text{де } \Delta = \begin{vmatrix} A & B \\ B & D \end{vmatrix} = AD - B^2 \quad \Delta_1 = \begin{vmatrix} C & B \\ E & D \end{vmatrix} = CD - BE \quad \Delta_2 = \begin{vmatrix} A & C \\ B & E \end{vmatrix} = AE - BC$$

Провівши подальші перетворення, отримаємо формулу для визначення x_1^l і x_2^l :

$$x_1^l = l \frac{a_2 b_3 - a_3 b_2}{a_1(b_2 - b_3) + a_2(b_3 - b_1) + a_3(b_1 - b_2)} \quad (3.43)$$

$$x_2^l = l \frac{a_3 b_1 - a_1 b_3}{a_1(b_2 - b_3) + a_2(b_3 - b_1) + a_3(b_1 - b_2)} \quad (3.44)$$

Для визначення характеру екстремуму при отриманих значеннях x_1^l і x_2^l визначимо знак другої похідної функції f :

$$\frac{\partial^2 f}{(\partial x_1^l)^2} = (a_1 - a_3)^2 + (b_1 - b_3)^2 > 0 \quad (3.45)$$

$$\frac{\partial^2 f}{(\partial x_2^l)^2} = (a_2 - a_3)^2 + (b_2 - b_3)^2 > 0$$

Оскільки другі похідні додатні, то розглянуті функції f для отриманих значень x_1^l і x_2^l є мінімальними.

Врахування реальної структури ВЛ x_1^l при різній довжині кроку транспозиції здійснюється заміною у виразі (3.43) для визначення довжини ідеального кроку $l/3$ на довжину реального кроку, в результаті чого відповідно отримати α_1 і β_1 (3.27).

Таким чином, довжини кроків транспозиції x_1^l і x_2^l також визначаються формулами (3.43) і (3.44).

Для лінії довжиною 600 км на ділянці 400 км, починаючи від початку лінії, виконана на порталних опорах з горизонтальним розташуванням фазних проводів (опора 1 типу), а на наступних 200 км. виконана в один контур на двоколовій опорі з трикутним розташуванням проводів (друга ланцюг використовується для іншої передачі) (тип опори 2). Конструкція обох типів опор наведена в [1,155]. Питомий опір 2 (для різних типів опор з різним чергуванням фаз) трифазної ПЛ визначається за даними, наведеними в табл. 3.4. Значення коефіцієнта k для ПЛ 750 кВ різної довжини наведені в табл. 3.5 [155].

Струм зворотної послідовності ПЛ визначається за формулою:

$$I^{(2)} = \left| \frac{E^{(2)}}{X_{\Sigma}^{(2)}} \right| = \left| \frac{I^{(1)} \sum_l (\sum_m z_{m1} l_{m1} k_1)}{X_{\Sigma}^{(2)}} \right| \quad (3.46)$$

або у відсотках до поточного $I^{(1)}$:

$$I^{(2)} \% = \left| \frac{\sum_l (\sum_m z_{m1} l_{m1} k_1)}{X^{(2)}} \right| 10^2 \quad (3.47)$$

де $X_{\Sigma}^{(2)}$ – еквівалентний опір ПЛ і систем, $k_j = k_1 k_2 \dots k_j$ j – кількість ланок елементів у каскадній схемі заміщення ПЛ).

Для різних схем виконання транспозиції ПЛ $I^{(2)}\%$: Один ідеальний цикл транспозиції.

Тоді згідно з формулою (3.47) $I^{(2)}\% = 1.3\%$. Максимально допустимий дисбаланс $I^{(2)}$ при виборі довжин циклів транспозиції становить 0,7%. Тому в даному випадку необхідно виконати декілька ідеальних циклів транспонування. Два ідеальних циклу транспозиції. Тоді згідно з формулою (3.47) $I^{(2)}\% = 0.65\%$. Виконання транспонування відповідно до запропонованого технічного рішення. За формулою (3.48) з урахуванням даних табл. 3.7 визначимо параметри a_1 і b_1 :

$$a_1 + jb_1 = z_1^l k_j^l = (-2.501 - j1.444)10^{-2}$$

$$a_2 + jb_2 = z_2^l k_2^l = (j2.888)10^{-2}$$

$$a_3 + jb_3 = z_3^l k_3^l = (1.319 - j0.761)10^{-2}$$

Тоді згідно з рівняннями (3.43) і (3.44) отримуємо:

$$x_1^l = 154 \text{ км}, \quad x_2^l = 154 \text{ км}$$

У цьому випадку $x_3^l = l - x_1^l - x_2^l = 292 \text{ км}$. У таблиці 3.4 наведені результати для випадку ідеального циклу транспозиції, коли довжина рядка ділиться на 6 рівних частин. Отримані дані зведені в таблицю 3.8.

За рівнянням (3.36) та з урахуванням даних таблиці 3.7 отримали параметри α_1 і β_1 :

$$\alpha_1 + j\beta_1 = (-2.514 - j1.451)10^{-2}$$

$$\alpha_2 + j\beta_2 = (0 + j2.902)10^{-2}$$

$$\alpha_3 + j\beta_3 = (1.698 - j0.980)10^{-2}$$

Отримані дані об'єднані в таблицю 3.8. Потім, відповідно до виразу (3.47), $I^{(2)}\% = 0.17\%$.

Значення параметрів ЛЕП залежно від фазування та геометричного розташування фазних проводів на опорі.

Чергування фаз на опорі		Опір,
1	A B C	$0.0292 \angle -150^{\circ}$
2	C A B	$0.0292 \angle 90^{\circ}$
3	B C A	$0.0292 \angle 30^{\circ}$

Таблиця 3.5.

Зміна значення коефіцієнту k залежно від довжини лінії.

$l[km]$	100	200	300	400	500	
k	0,997	0,989	0,975	0,957	0,933	0,904

Таблиця 3.6.

Значення параметрів лінії на трьох рівних кроках повного циклу транспозиції

Номер кроку транспозиції	1	2	3
Довжина, $l[km]$	200	200	200
Чергування фаз на опорі	1	2	6
Опір, $Z_{ml} \times 10^{-2} [Ohms / km]$	$2,92 \angle -150^{\circ}$	$2,92 \angle 90^{\circ}$	$1,54 \angle -30^{\circ}$
Коефіцієнт, k_l	0,989	$0,989^2$	$0,989^3$

Таблиця 3.7

Значення параметрів лінії на шести рівних кроках повного циклу транспонування.

Номер кроку транспозиції	1	2	3	4	5	6
Довжина, $l[km]$	100	100	100	100	100	100
Чергування фаз на опорі	1	2	3	1	5	6
Опір, $Z_{m1} \times 10^{-2} [Ohms / km]$	$2,92 \angle -150^\circ$	$2,92 \angle 90^\circ$	$1,54 \angle -30^\circ$	$2,92 \angle -150^\circ$	$1,54 \angle 90^\circ$	$1,54 \angle -30^\circ$
Коефіцієнт, k_l	0,997	0,997*	0,997 ^y	0,997 ⁴	0,9975	0,9976

Таблиця 3.8

Значення параметрів ліній при довжинах кроків транспонування, обраних за розробленою методикою.

Номер кроку транспозиції	1	2	3	4
Довжина, $l[km]$	154	154	92	200
Чергування фаз на опорі	1	2	3	6
Опір, $Z_{m1} \times 10^{-2} [Ohms / km]$	$2,92 \angle -150^\circ$	$2,92 \angle 90^\circ$	$2,92 \angle -30^\circ$	$1,54 \angle -30^\circ$
Коефіцієнт, k_l	0,994	0,994	0,997	0,989

Таблиця 3.9

Значення параметрів ліній при довжинах кроків транспонування, вибраних відповідно до розробленої методики. Рівняння (3.43) і (3.44).

Номер кроку транспозиції	1	2	3	4
Довжина, $l[km]$	172	172	56	200
Чергування фаз на опорі	1	2	3	6
Опір, $Z_{m1} \times 10^{-2} [Ohms / km]$	$2,92 \angle -150^\circ$	$2,92 \angle 90^\circ$	$2,92 \angle -30^\circ$	$1,54 \angle -30^\circ$
Коефіцієнт, k_l	0,994	0,994	0,997	0,989

3.5 Висновки до розділу

1. Запропоновано та обґрунтовано спосіб симетрування неповнофазної ЛЕП високої напруги регулюванням КШР із перевіркою значення напруги цієї лінії. Визначено аналітичні вирази, які зв'язують значення індуктивності КШР із потужністю, що передається по лінії. Визначено діапазон співвідношень між допустимими значеннями високої та низької напруги обмоток АТ, у яких коефіцієнт несиметрії не перевищує 2 % під час вимкнення однієї фази АТ.

2. Запропоновано спосіб симетрування режиму роботи неповної фази зменшенням струмів зворотної та нульової послідовностей. Таке симетрування зменшує перевантаження решти фаз АТ і збільшує пропускну здатність лінії електропередавання.

3. Розроблено методику вибору діапазонів регулювання керованих шунтувальних реакторів для визначання допустимої усталеної несиметричної роботи високовольтних електричних мереж, зумовленої тривалою неповнофазною роботою груп однофазних автотрансформаторів. Цей метод, на відміну від наявних, враховує коефіцієнти несиметрії.

4. Визначено межі області допустимих неповнофазних режимів автотрансформаторних груп та їхньої залежності від параметрів сусідніх систем; запропоновано способи симетрування цих режимів. На основі розрахунки надано порівняльну оцінку ефективності різних способів симетрування у разі неповнофазного вмикання ШР.

5. Як видно з (рис. 3.27), рівні несиметрії для неповного циклу транспозиції не перевищують суттєво гранично допустимих значень для довжин ліній, які зустрічаються на території України. Тобто, при такій схемі транспозиції забезпечуються необхідні рівні несиметрії напруг і її можна запропонувати, як відносно недорогий захід симетрування, при довжинах ЛЕП НВН не більших 280 км. Якщо довжина ПЛ перевищує 280 км, треба застосовувати повні цикли транспозиції за спрощеною схемою, яка наведена на рис. 3.24. Такі ЛЕП НВН можуть бути використані на

практиці, бо, наприклад, на території України можуть бути спроектовані лінії 750 кВ, довжини яких не перевищує 460 км і для того, щоб зменшити витрати на капіталовкладення та спростити обслуговування таких ліній існує можливість застосувати спрощену схему транспозиції.

6. Розроблено підхід вибору опору компенсаційного реактора з врахуванням схеми транспозиції. Показано, що застосування наведеного підходу дозволяє точніше вибирати компенсаційний реактор тим самим підвищити ефективність застосування циклу спрацьовування однофазного автоматичного повторного включення. Допущення при дослідженні резонансних перенапруг ідеалізованої схеми транспозиції при якій приймається, що рівні повздовжньої несиметрії не перевищують граничні допустимі є неприпустимим та неприйнятним. Застосування розробленого підходу вибору значення опору КР дозволить застосовувати неповний цикл транспозиції для ліній довжиною до 280 км та відмовитись від транспозиції проводів для ліній довжиною до 180 км.

7. Припущення про ідеально транспоновану лінію є неприпустимим через рівні несиметрії бо призводять до неправильного визначення опору компенсаційного реактора. По умові (3.27) можливе застосування спрощеної схеми рис. 3.18, неповного циклу рис. 3.18 або відмовитися від транспозиції, але при виконанні розрахунків значень опорів КР врахування впливу несиметрії є обов'язковою умовою.

Посилання: [33,49,56-59,63,83,88, 141-171], див. список використаних джерел стор. 266 – 289.

РОЗДІЛ 4 КОРИГУВАННЯ СТРУКТУРНОЇ НЕСИМЕТРІЇ ЗАСОБАМИ КЕРОВАНОЇ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

Неповнофазні режими в групах однофазних автотрансформаторів (АТ) можуть виникати через обриви фаз, стихійні явища, пошкодження обладнання або під час його ремонту. У багатьох випадках пошкоджується лише одна фаза, що призводить до несиметрії напруги, зниження якості електропостачання та перевантаження обмоток АТ.

Аналіз публікацій [9–16,161–164] засвідчує, що такі режими потребують спеціального підходу до захисту, моделювання та оцінки впливу на локальні генератори. Застосовуються методи симетричних складових і послідовної еквівалентності. Однак, наразі відсутні універсальні методи, що дозволяють точно аналізувати параметри неповнофазних режимів, що актуалізує подальші дослідження у цьому напрямі.

4.1 Дослідження неповнофазних режимів роботи електричних мереж із групами однофазних АТ

Для забезпечення надійності електропостачання великого вузла споживачів можливе використання неповного режиму роботи автотрансформаторних груп вузлових підстанцій. Коефіцієнт несиметрії в такому робочому стані також залежить від рівнів напруги на сторонах високої та середньої напруги джерела живлення [99].

Для перевірки можливості реалізації на підстанції такого режиму роботи розроблено алгоритм визначання допустимого діапазону зміни параметрів на основі коефіцієнтів несиметрії. У цьому алгоритмі враховано зміну рівнів напруги на стороні джерела живлення та навантаження генераторів струмами зворотної послідовності в неповнофазних режимах. На прикладі типової електропередачі проведено розрахунки низки режимів роботи та отримано діапазон допустимих значень параметрів АТ за умови виведення в ремонт

- Номінальна напруга шунтувального реактора $U_{SR}^{Nom} = \frac{787}{\sqrt{3}}$, кВ.

Параметри генератора

- Номінальна напруга $U_{Gn} = 13,8$, кВ;
- Номінальна потужність $P_{Gn} = 225$, МВт;
- Коефіцієнт потужності $\lambda_G = 0.85$

На цій електропередачі встановлено одну групу однофазних реакторів 3×ШР - 330/750 на початку першої лінії та одну групу однофазних реакторів 3×ШР - 330/750 в кінці першої лінії. Зміщення кутів на кінцях першої секції ЛЕП:

$$\delta = \arcsin\left(\frac{P'_{OL1} - U_1^2 \cdot Y_{11} \cdot \sin \alpha_{11}}{U_1 \cdot U_2 \cdot Y_{12}}\right) + \alpha_{12} \quad (4.1)$$

де $\alpha_{11} = \alpha_{12}$ – коефіцієнт, що характеризує поворот вектору напруги під час поширенні хвилі напруги вздовж лінії, спричинений зміною фази; P'_{OL1} – потужність, що передається по магістральній лінії електропередавання, з урахуванням впливу втрат на корону проводів; U_1 – напруга першого вузла; U_2 – напруга другого вузла.

Реактивна потужність першої лінії:

$$Q'_{OL1} = U_1^2 \cdot Y_{11} \cdot \cos \alpha_{11} - U_1 \cdot U_2 \cdot Y_{12} \cdot \cos(\delta - \alpha_{12}) \quad (4.2)$$

Надлишок потужності, що надходить від лінії до генератора:

$$Q_0 = Q'_{OL1} - U_1^2 \cdot B_{OL1} / 2 \quad (6.2)''$$

На початку першої секції електропередавання встановлено 1 групу реакторів 3×ШР - 330/750 для поглинання надлишкової реактивної потужності, що надходить від лінії до генераторів (інакше $U_G < U_{G.PER}$). Напруга на клеммах генератора:

$$U_G = \sqrt{\left(U_1 + \frac{(Q'_{OL1} - U_1^2 \cdot B_{OL1} / 2 + 3 \cdot Q_{SR}) \cdot X_T}{U_1}\right)^2 + \left(\frac{P_0 \cdot X_T}{U_1}\right)^2} \cdot \frac{U_{Nom.lv}}{U_{Nom.hv}} \quad (4.3)$$

де B_{OL1} – провідність першої ПЛ; U_1 – напруга на початку ЛЕП; X_T – еквівалентний опір трансформаторів електростанції; P_0 – найбільша передана

потужність; $U_{Nom.lv}$ та $U_{Nom.hv}$ – номінальні напруги обмоток трансформатора відповідно високої та низької напруги; Q_{SR} – номінальна потужність ШР.

Реактивна потужність

$$Q_1 = Q_{OL1}'' + Q_{S1}'' = Q_{OL1}'' + U_2^2 \cdot B_{OL1} / 2 \quad (4.4)$$

У кінці першої секції електропередавання встановлено 1 групу реакторів 3×ШР - 330/750 для поглинання надлишкової реактивної потужності, що надходить з обох ліній. Тоді напруга на високовольтній обмотці АТ становить:

$$U_2' = \sqrt{\left(U_2 - \frac{Q_{AT} \cdot X_{H1}}{U_2} \right)^2 + \left(\frac{P_{AT} \cdot X_{H1}}{U_2} \right)^2} \quad (4.5)$$

Q_{AT} – реактивна потужність, споживана АТ; X_{L1} – реактивний опір обмотки АТ; P_{AT} – активна потужність, споживана АТ; U_2 – напруга 2-ї підстанції (точки).

Значення напруги нижньої обмотки

$$U_{LL} = \sqrt{\left(U_2' - \frac{Q'_{AT.L} \cdot X_{L1}}{U_2'} \right)^2 + \left(\frac{P'_{AT.L} \cdot X_{L1}}{U_2'} \right)^2} \cdot \frac{U_{Nom.lv}}{U_{Nom.hv}} \quad (4.6)$$

$Q'_{AT.L}$ – реактивна потужність АТ; $P'_{AT.L}$ – активна потужність АТ; U_2' – напруга в місці з'єднання обмоток АТ; X_{L1} – реактивний опір низької обмотки АТ.

$$U_3 = \sqrt{\left(U_2 - \frac{P'_{OL2} \cdot R_{OL2} + Q'_{OL2} \cdot X_{OL2}}{U_2} \right)^2 + \left(\frac{P'_{OL2} \cdot X_{OL2} - Q'_{OL2} \cdot R_{OL2}}{U_2} \right)^2} \quad (4.7)$$

Q'_{OL2} P'_{OL2} — активна та реактивна потужність другої ПЛ з урахуванням впливу втрат; X_{OL2} , R_{OL2} – активний і реактивний опір другої ПЛ; U_2 – напруга в точці 2.

Технічні обмеження по напрузі генератора і низької напруги АТ:

$$U_{G.Per}^{MIN} = 13,11 \text{ кВ} \quad U_{G.Per}^{MAX} = 14,49 \text{ кВ}$$

$$U_{LL.Per}^{MIN} = 10,45 \text{ кВ} \quad U_{LL.Per}^{MAX} = 11,55 \text{ кВ}$$

Найвища допустима фазна напруга 330 кВ і 750 кВ:

$$U_{Per}^{max} = 455 \text{ кВ для } 750 \text{ кВ and } U_{Per}^{max} = 190 \text{ кВ для } 330 \text{ кВ.}$$

Результати аналізу режимів наведено в таблиці 4.1. Як видно з них, завдання регулювання перетоків реактивної потужності та підтримування прийняттого рівня напруги стало особливо актуальним в останні роки для електричних мереж високої напруги через зниження промислових навантажень і збільшення надлишків реактивної потужності. Таке завдання все важче вирішувати з раніше встановленими некерованими шунтувальними реакторами під час їх переведення на неповнофазний режим роботи. [99]

Таблиця 4.1

Результати аналізу умов роботи неповнофазного режиму за напругою

Напруга	Неповнофазний режим роботи АТ	Неповнофазний режим роботи АТ за умов комутації фаз груп однофазних шунтувальних реакторів
U_{LL}	12,8	11,8
U_G	15,25	14.85
U'_2	480	470
U_{MV}	180	169
U_3	472	459

Крім неприпустимих рівнів напруг, проблемою, яка виникає в умовах неповнофазної роботи АТ, є несиметрія струмів і напруг в електричних мережах. Тому в умовах неповнофазної роботи також необхідно аналізувати несиметрію струму та напруги, яка характеризується коефіцієнтами несиметрії нульової та зворотної послідовностей. Представимо розрахункову схему у вигляді каскадного з'єднання окремих її елементів, кожен з яких замінено відповідним восьмиполюсником (рис. 4.2).

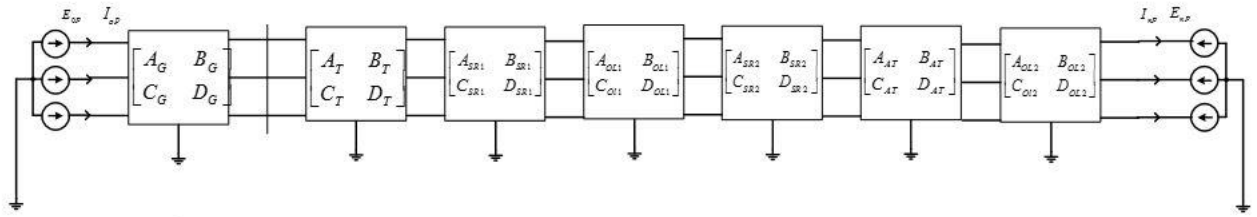


Рис. 4.2 Зображення лінії електропередавання у вигляді каскадного з'єднання окремих елементів

Для схеми (рис. 4.2) коефіцієнти чотириполюсника мають такий вигляд:

а) ділянки ЛЕП з урахуванням розподілу параметрів:

$$A_G = \begin{bmatrix} 1 & j0.35 \frac{4 \cdot P_G}{U_N^2 \cdot \lambda_G} \\ 0_i & 1 \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

б) ділянки ЛЕП з урахуванням розподілу параметрів:

$$A_{OL} = \begin{bmatrix} ch\gamma l_i & Zsh\gamma l_i \\ \frac{1}{Z} h\gamma l_i & h\gamma l_i \end{bmatrix} \quad (4.9)$$

де $i=1,2,...,m$ – індекс ділянки лінії; Z, γ – хвильовий опір і коефіцієнт розподілу. Паспортні дані повітряних ліній наведено вище [99].

в) шунтувального реактора

$$A_{SR} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ j \frac{1}{X_{SR}} & 1 \end{bmatrix} \quad (4.10)$$

$$\text{Де } X_{SR} = \frac{U}{Q_{SR}}$$

г) узагальнені параметри еквівалентного чотириполюсника, замінюються АТ, можна визначити за формулами для прямої Г-подібної схеми заміщення

$$A_{AT} = \begin{bmatrix} 1 & r_{AT} + jx_{AT} \\ g_{AT} + jb_{AT} & 1 + (r_{AT} + jb_{AT})(g_{AT} + jb_{AT}) \end{bmatrix} \quad (4.11)$$

де $r_{AT}, x_{AT}, b_{AT}, g_{AT}$ – параметри схеми заміни групи однофазних АТ. Добуток матриць елементів колового з'єднаних 8-полюсників дає матрицю еквівалентного 8-полюсника. Еквівалентну схему ЛЕП, наведено на рис. 6.3,

буде відповідати матриці параметрів, визначеної як добуток матриць окремих елементів:

$$\begin{bmatrix} A_{eq} & B_{eq} \\ C_{eq} & D_{eq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_G & B_G \\ C_G & D_G \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A_T & B_T \\ C_T & D_T \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A_{SR1} & B_{SR1} \\ C_{SR1} & D_{SR1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A_{OL1} & B_{OL1} \\ C_{OL1} & D_{OL1} \end{bmatrix} \times \\ \times \begin{bmatrix} A_{AT} & B_{AT} \\ C_{AT} & D_{AT} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A_{SR2} & B_{SR2} \\ C_{SR2} & D_{SR2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A_{OL2} & B_{OL2} \\ C_{OL2} & D_{OL2} \end{bmatrix} \quad (4.12)$$

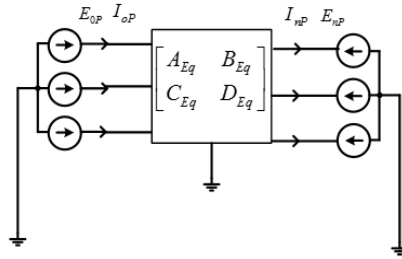


Рис. 4.3 Лінія електропередавання надвисокої напруги у вигляді еквівалентного 8-полюсника

Співвідношення між фазними напругами та струмами в лінії електропередавання визначено співвідношеннями

$$\begin{aligned} E_{0P} &= A_P E_{nP} + B_P I_{nP} \\ I_{0P} &= C_P E_{nP} + D_P I_{nP} \end{aligned} \quad (4.13)$$

де вектор $E_{nP} = E_n \begin{bmatrix} 1 \\ a^2 \\ a \end{bmatrix}$, $E_{0P} = E_0 \begin{bmatrix} 1 \\ a^2 \\ a \end{bmatrix}$, $I_{0P} = \begin{bmatrix} I_{0a} \\ I_{0b} \\ I_{0c} \end{bmatrix}$, $I_{nP} = \begin{bmatrix} I_{na} \\ I_{nb} \\ I_{nc} \end{bmatrix}$ -стовпець ЕРС і струмів

на кінцях електропередавання. E_{nP} , E_{0P} , – значення кінцевої ЕРС, що відповідає фазі А. Рішення рівнянь відносно фазних струмів генератора:

$$I_{0P} = C_a E_{nP} + D_P [B_P^{-1} E_{0P} - B_P^{-1} A_P E_{nP}] \quad (4.14)$$

Фазні напруги на шинах розподільного пристрою записуються так:

$$U_{SG,P} = E_{0P} - Z_G I_{0P} \quad (4.15)$$

Як критерій розглядають генераторний струм станції та напругу на шинах високовольтного розподільного пристрою. Водночас несиметрія струму характеризується коефіцієнтами нсиметрії зворотної та нульової послідовностей:

$$k_{i2} = \frac{I_{G2}}{I_{G1}}, \quad k_{i0} = \frac{I_{G0}}{I_{G1}} \quad (4.16)$$

де I_{G1} , I_{G2} , I_{G0} – генераторні струми прямої, зворотної та нульової послідовностей відповідно. Відповідно несиметрію напруги визначають коефіцієнтами несиметрії в зворотній і нульовій послідовностях [98]

$$k_{U2} = \frac{U_{SG2}}{U_{SG1}}, k_{U0} = \frac{U_{SG0}}{U_{SG1}} \quad (4.17)$$

де U_{SG1} , U_{SG2} , U_{SG0} , – напруга на шинах розподільного пристрою відповідно прямої, зворотної та нульової послідовностей. Результати розрахунків коефіцієнтів несиметрії наведено в таблиці 4.2. Цифрами 1-3 позначено вузли ліній електропередавання

Таблиця 4.2

Результати аналізу неповнофазних умов експлуатування

Вузли	$k_{i0}, \%$	$k_{i2}, \%$	$k_{U2}, \%$	$k_{U0}, \%$
1	1,5	4,2	3,75	0,3
2	1,52	4,25	2,76	0,295
3	1,53	5,2	2,75	0,293

На рис.4.4 наведено результати аналізу неповнофазного режиму роботи двох груп однофазних АТ 750/330/15,75 кВ (пунктиром показано АТ з від'єднаною фазою). Переведення АТ в неповнофазний стан призводить до істотних змін струмів у фазах.

Неповнофазний режим роботи АТ відрізняється від типового несиметричного режиму впливом несиметрії на обладнання: найбільші за значенням струми зворотної та нульової послідовностей замикаються всередині контуру паралельно включених трифазних та двофазних АТ.

Вектори струмів I_2 та I_0 у трифазній групі знаходяться у фазі зі струмами прямої послідовності I_1 . Це призводить до збільшення струму у фазі А трифазної групи в порівнянні з струмами в інших фазах. Зазначимо також, що вектори струмів I_2 та I_0 у двофазній групі АТ знаходяться у протифазі зі струмами I_2 та I_0 трифазної групи АТ.

Струм у фазі А (однойменної до від'єднаної фази неповнофазної групи АТ) менший, ніж сума струмів прямої послідовності всіх фаз, що залишилися в роботі груп АТ, що і спричинить перевантаження обмоток однофазних АТ.

Потужність прямої послідовності, що передається через АТ в умовах неповнофазного режиму, визначається виразом:

$$S_1 = 3U_1 \sum_{i=1}^N I_1^i, \quad (4.18)$$

де $\sum_{i=1}^N I_1^i$ – сума струмів прямої послідовності груп АТ.

Порівняємо потужність (4.18) з потужністю, яка передається за повнофазною схемою АТ [99]:

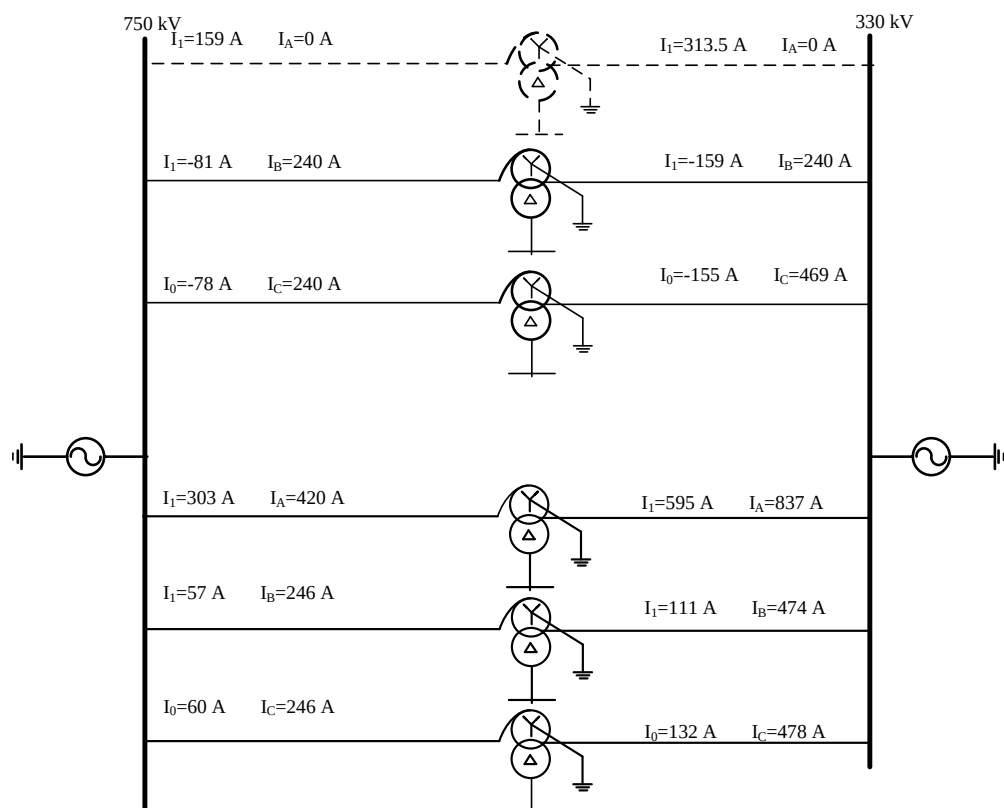


Рис. 4.10 Розподіл струмів в умовах неповнофазного режиму роботи групи однофазних АТ

$$S = 3U_p I_p, \quad (4.19)$$

де U_p і I_p – значення фазних напруг і струмів у симетричному режимі.

Додаткова потужність, яка може бути передана в умовах неповнофазної паралельної роботи груп АТ без перевантаження фази А:

$$\Delta S = S \left(1 - \frac{I_A}{\sum_{i=1}^N I_1^i} \right), \quad (4.20)$$

де S_{nom} – номінальна потужність групи з трьох однофазних АТ; I_A – струм фази А однойменної до від'єднаної фази неповнофазної групи АТ.

Значення ΔS (4.20) залежить від потужності систем, що примикають до неповнофазної групи АТ. Відносне середнє значення K сумарних опорів зворотної та нульової послідовностей суміжних систем:

$$K = \frac{0.5 \left(\sum_{i=1}^n (X_i^{(1)} + X_i^{(0)}) \right)}{X_{OL1}}, \quad (4.21)$$

де X_{OL1} – індуктивний опір першої ПЛ; $X_i^{(1)}$, $X_i^{(0)}$ – опори зворотної та нульової послідовностей суміжних систем.

Залежність додаткової потужності (4.20) від сумарних значень опорів зворотної та нульової послідовностей (всі опори приведені до однієї з напруг АТ) суміжних систем наведено на рис. 4.11 [99].

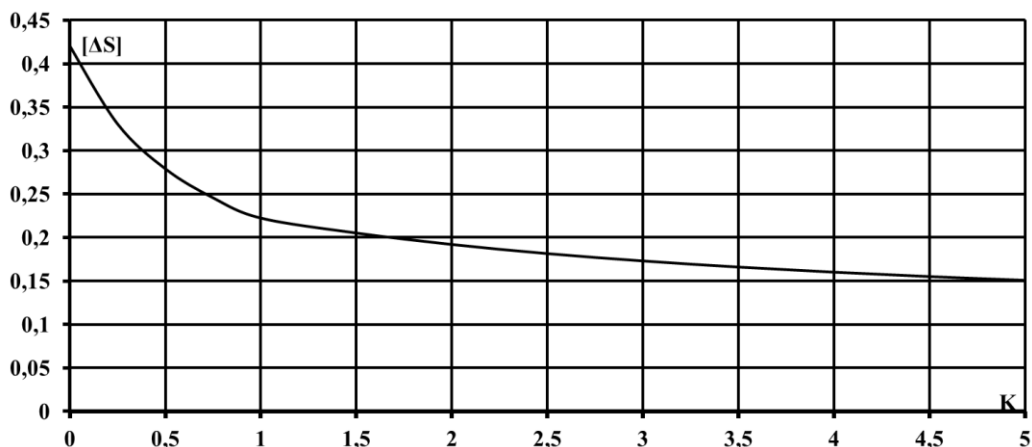


Рис. 4.11 Залежність ΔS від середнього значення суми опорів зворотної та нульової послідовностей суміжних систем

Як видно з рис. 11, максимальне значення додаткової потужності спостерігається за умови приєднання неповнофазної групи АТ до потужних суміжних енергосистем. Оскільки така умова виконується не завжди, тому необхідно використання спеціальних симетрувальних засобів, які спрямовані на зменшення струмів зворотної та нульової послідовностей у трифазній групі АТ, в наслідок чого зменшиться і струми в робочих фазах неповнофазної групи АТ.

З кривої на рис. 4.5 видно, що у разі відносно потужних суміжних систем значення ΔS може досягати 40% від номінальної потужності трифазного АТ. Проведені розрахунки виявили можливість без перевантаження фаз групи АТ передавати потужність, яка на 25 % перевищує потужність повної групи однофазних автотрансформаторів. Для розглянутої ЛЕП, результати розрахунків наведені в таблиці 4.3 [99].

Таблиця 4.3

Результати аналізування неповнофазного режиму роботи

Режим	ΔS додаткова потужність
неповнофазні режими роботи лінії електропередавання	0.35
неповнофазний режим за умов комутацій груп ШР	0.25

Однак для АТ 750/330 кВ у багатьох енергосистемах не завжди вдається отримати природне зменшення струму в фазах відносно суми струмів прямої послідовності холостого ходу. Тому потрібні спеціальні симетрувальні засоби, спрямовані на відносне зменшення струмів зворотної та нульової послідовностей у трифазній групі АТ, за рахунок чого зменшується струм в інших робочих фазах АТ.

Крім того, як видно з результатів, наведених у таблицях 4.2 і 4.3, за певних умов експлуатування ЛЕП виникає потреба змінювати параметри передавання, щоб при кожному значенні передаваної потужності працювала в нормалізованому режимі з точки зору напруги та потоку реактивної потужності. У цьому випадку виникає потреба встановлення проміжних керованих компенсувальних пристроїв.

4.2 Математична модель керованого шунтувального реактора при наявності структурної несиметрії MEM

Зміну магнітного стану реактора в процесі роботи враховують введенням повного статичного індуктивного опору під знаком диференціала [165-168]. Сукупність кривих залежності індуктивного опору від струму і напруги запишемо:

$$X_s = F(U_s, I_c) \quad (4.22)$$

де X_s – повний індуктивний опір реактора; U_p – напруга на затискачах робочої обмотки; I_c – контрольний струм. Для розрахунку залежностей (6.22) використовують вольт-амперну характеристику виду [98]

$$U_s = F(I_s, I_c) \quad (4.23)$$

Далі для сімейства характеристик (6.23) вибирають аналітичний апроксимувальний вираз у вигляді експонент. Рівняння стану по двох вісях доповнюють диференціальні рівняння електричного балансу обмотки керування. Крім того, це рівняння охоплює індуктивність обмотки намагнічування, яка також є нелінійною функцією двох змінних [99]:

$$L_0 = F(I_c, U_s) \quad (4.24)$$

Сімейство кривих використовують для знаходження залежностей (4.24).

$$H_0 = F(B_0, B_1) \quad (4.25)$$

де H_0 , B_0 , - напруженість та індукція постійного магнітного поля; B_1 – індукція першої гармоніки магнітного поля. Для апроксимації множини кривих (4.25) використовують функцію $y = Kx^2$, де $K = F(B_1)$

Математичну модель КШР базовано на диференціальних рівняннях. Для електричного кола (рис. 4.6) з феромагнітним елементом запишемо [99]:

$$\frac{d\psi}{dt} = u - ir \quad (4.26)$$

де ψ потокозчеплення в загальному випадку є нелінійною функцією струму $\psi = \psi(i)$.

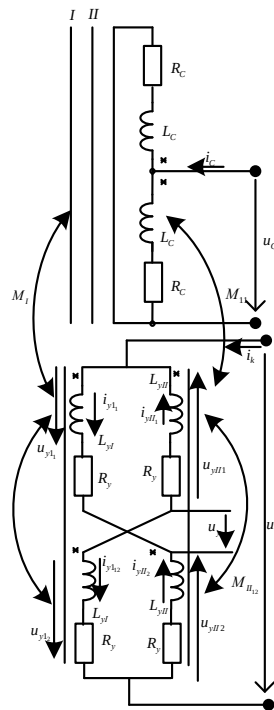


Рис. 4.6 Електрична схема КШР

Запишемо ліву частину виразу (4.26):

$$\frac{d\psi}{dt} = \frac{d[L(i)]}{dt} \quad (4.27)$$

Визначимо (4.27) як похідну добутку двох функцій:

$$\frac{d\psi}{dt} = L \frac{di}{dt} + i \frac{dL}{dt} \quad (4.28)$$

Запишемо похідну $\frac{dL}{dt}$ як

$$\frac{dL}{dt} = \frac{dL}{di} \cdot \frac{di}{dt} \quad (4.29)$$

Підставляючи (4.29) в (4.28), отримуємо

$$\frac{d\psi}{dt} = L \frac{di}{dt} + i \frac{dL}{di} \cdot \frac{di}{dt} = \frac{dL}{dt} (L + i \frac{dL}{di}) \frac{di}{dt} \quad (4.30)$$

Математичний запис лівої частини рівняння (4.30) також можна записати наступним чином:

$$\frac{d\psi}{dt} = \frac{d[\psi(i)]}{dt} \quad (4.31)$$

Запишемо (4.31) як похідну від комплексної функції:

$$\frac{d\psi}{dt} = \frac{\partial \psi}{\partial i} \cdot \frac{\partial i}{\partial t} = L_s \frac{di}{dt} \quad (4.32)$$

Прирівняємо (4.32) і (4.31), і отримаємо

$$L_\kappa = L + i \frac{dL}{dt} \quad (4.33)$$

де коефіцієнт L – статична та L_c диференціальна індуктивності контуру, що визначаються формулою:

$$L = \frac{\Psi}{I}, \quad L_c = \frac{\partial \Psi}{\partial i} \quad (4.34)$$

Для формування остаточної математичної моделі КШР складемо рівняння:

$$u_{sys} = u_s - x_{sys} i_s \quad (4.35)$$

де u_{sys} – напруга системи, u_s напруга реактора i_s та струм реактора:

Напруга реактора і струм в обмотці намагнічування i_s (статична вольт-амперна характеристика):

$$i_s = F(i_c, u_s) \quad (4.36)$$

Потокозчеплення обмотки намагнічування ϕ_c від керувального струму і напруги на реакторі

$$i_c = \Phi(\phi_c, u_s) \quad (4.37)$$

Диференціальне рівняння намагнічування обмотки:

$$T_{st.n} \frac{d\phi_r}{dt} + i_c = u_c \quad (4.38)$$

де u_c – напруга на обмотці намагнічування; $T_{st.n} = \frac{L_{c.st.n}}{r_c} = \frac{\phi_{c.n.}}{u_{c.n.}}$, s – статична постійна обмотки намагнічування в номінальному режимі та її активний опір.

Лінійні рівняння реактора, отримані лінеаризацією (4.35) – (4.38) в режимі, що характеризується початковими значеннями змінних u_{sys0} , u_{s0} , i_{s0} , i_{c0} , і ϕ_{c0} використовують для аналізування режимів роботи [99].

$$\begin{cases} \Delta u_s = \Delta u_{sys} - x_s \Delta i_s \\ \Delta i_s = k_{s.incline} \Delta i_s + \frac{1}{x_{dyn}} \Delta u_s \\ \Delta i_c = \frac{1}{L_{c.dyn}} \Delta \phi_c + k_{straightened} \Delta u_s \\ T_{st.n} \frac{d\Delta \phi_c}{dt} + \Delta i_c = \Delta u_c \end{cases} \quad (4.39)$$

де $x_{dyn} = \frac{\partial u_s}{\partial i_s}$ – динамічний індуктивний опір реактора, який визначають

статичною вольтамперною характеристикою при $u_s = u_{s0}$ та $i_c = i_{c0}$;

$L_{c.dyn} = \frac{\partial \varphi_c}{\partial i_c}$ – динамічна індуктивність обмотки намагнічування у

відносних одиницях, визначається залежностями $i_c = \Phi(\varphi_c, u_{s0})$;

$k_{c.incline} = \frac{\partial i_s}{\partial i_c}$ – коефіцієнт визначає нахил регулювальної характеристики

реактора за умови $u_s = u_{s0}$;

$k_{straightened} = \frac{\partial i_c}{\partial u_s}$ коефіцієнт, який визначає випрямленою характеристикою

$i_c = \Phi(\varphi_{c0}, u_s)$ за умови $u_p = u_{p0}$.

4.3 Принципи корекції неповнофазних режимів МЕМ

Заступну схему повітряної лінії електропередачі КШР і однофазної групи АТ підстанції показана на рис. 4.7 [99].

Після розроблення математичної моделі КШР була проведено симетризацію робочого режиму неповної фази з визначенням індуктивностей, які одночасно задовольняють умови коефіцієнтів несиметрії (4.16-4.17), значень напруги та неприпустимості перевантажень невід'єднаних однофазних автотрансформаторів. Результати симетризації наведено в табл. 4.4 із значеннями коефіцієнтів, які не перевищують гранично допустимих після симетризації режимів роботи неповної фази. За таких умов роботи додаткова потужність, виникають за рахунок несиметрії, не призводить до перевантаження залишених в роботі однофазних автотрансформаторів. Такими значеннями однофазних керованих шунтувальних реакторів є:

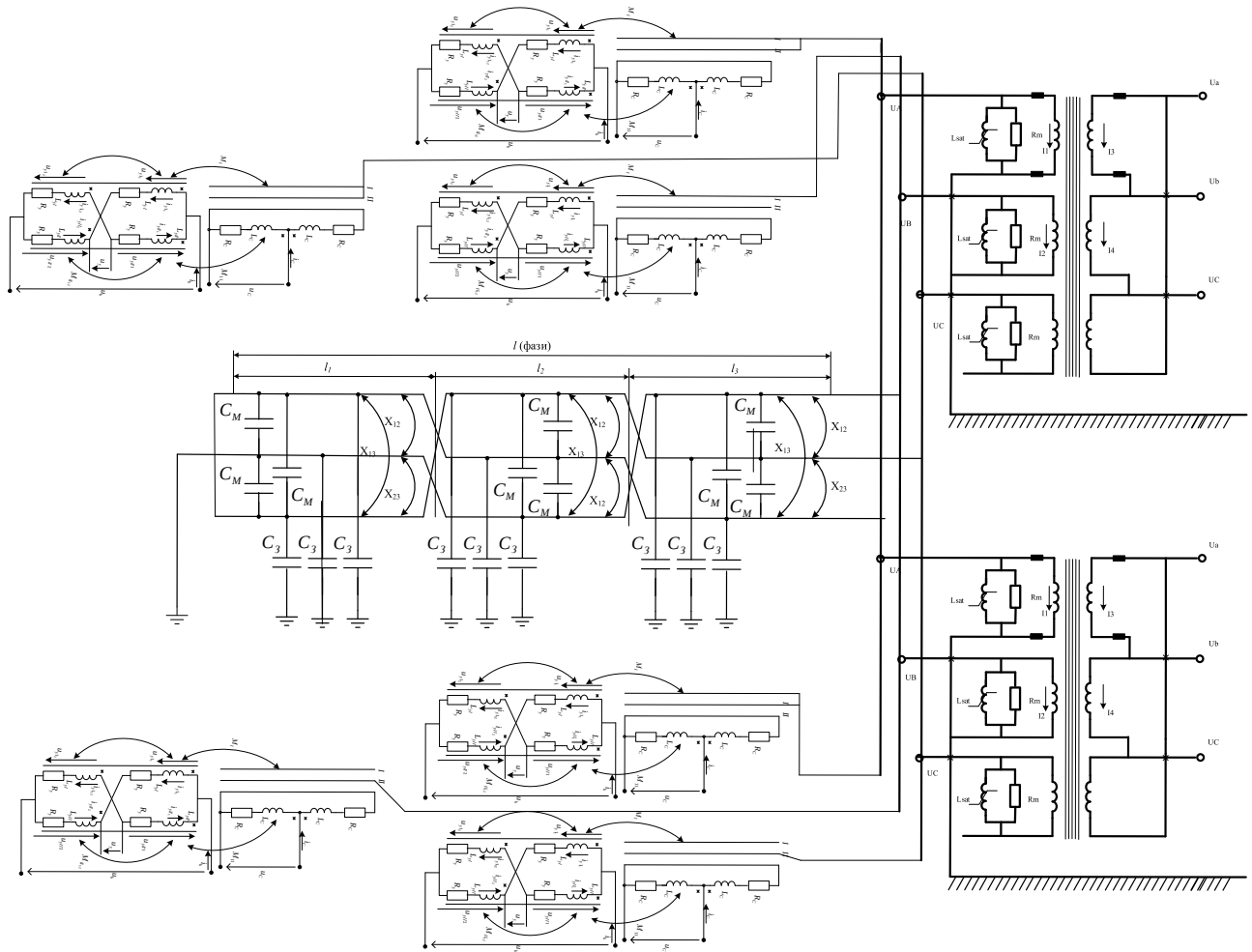


Рис. 4.7 Компенсування неповнофазного режиму роботи групи однофазних автотрансформаторів керованими шунтувальними реакторами [98]

$$B_{CSR1}^A = 5.12 \cdot 10^{-4}, S; B_{CSR1}^B = 3.84 \cdot 10^{-4}, S; B_{CSR1}^C = 3.57 \cdot 10^{-4}, S$$

$$B_{CSR2}^A = 2.46 \cdot 10^{-4}, S; B_{CSR2}^B = 1.95 \cdot 10^{-4}, S; B_{CSR2}^C = 3.74 \cdot 10^{-4}, S$$

Таблиця 4.4

Результати симетризації робочого стану неповної фази електричної мережі високої напруги

Вузли ліній електропередавання.	$k_{i0}, \%$	$k_{i2}, \%$	$k_{U2}, \%$	$k_{U0}, \%$
1	0,85	1,58	1,3	0,17
2	0,96	1,62	1,26	0,22
3	0,92	1,59	1,25	0,2

Завдяки розробленій моделі КШР вдалося нормалізувати значення напруги ЛЕП. Значення напруги в точках ЛЕП наведено в табл. 4.5.

Таблиця 4.5

Результати аналізу робочих умов регулювання напруги ЛЕП КШР

Вузли	Напруга
U_{LL}	11,50
U_G	13,32
U'_2	440
U_{MV}	180
U_3	432

4.4 Забезпечення функціонування МЕМ в умовах структурної несиметрії

Виконано числові експерименти електроустаткування з наступними значеннями параметрів, що наведеними в таблиці 4.6. Результати впливу від'єднання однофазних ШР з кожної групи, встановлених на розподільчому пристрої ЕЕС рис. 4.9 . На кожному розподільчому пристрої рис. 4.9 проводиться почергове вимкнення фаз груп ШР.

Таблиця 4.6

Значення параметрів міжсистемних ЛЕП НВН

Довжина ПЛ, l (км)	Параметри ЛЕП			
	g_0 (мкСм)	r_0 (Ом/км)	x_0 (Ом/км)	b_0 (мкСм)
400	0,0325	0,019	0,289	4,13
350	0,0263	0,025	0,288	3,842
320	0,02276	0,024	0,267	4,133

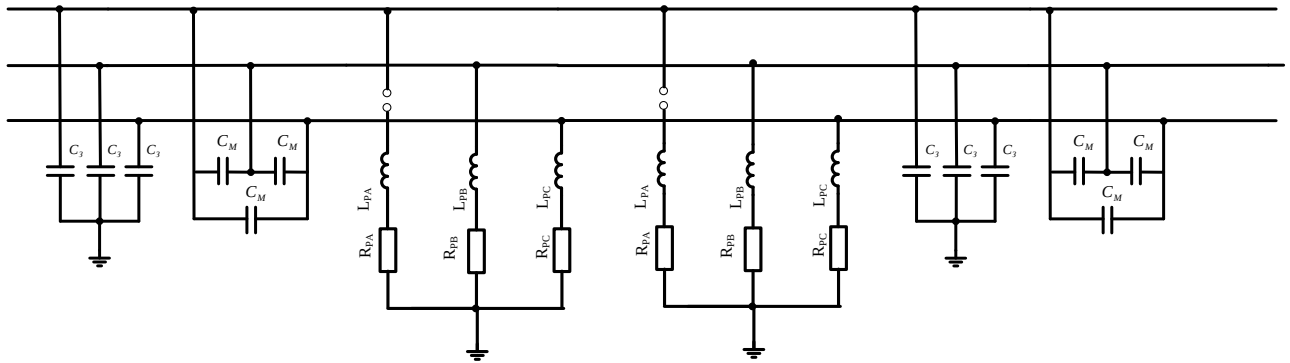


Рис. 4.9 Схема заміщення міжсистемної лінії електропередавання

Нижче наведено узагальнені постійні ЛЕП для випадків неповнофазних режимів за умов від'єднання фаз групи ШР схеми на рис. 4.10.

Для схеми на рис. 4.10 коефіцієнти чотириполюсника ЛЕП та ШР визначають наступним чином:

а) міжсистемні ЛЕП з урахуванням розподіленості параметрів:

$$\underline{A}_1 = \underline{A}_2 = \underline{D}_1 = \underline{D}_2 = ch(\gamma l_i), \quad \underline{B}_1 = \underline{B}_2 = Z sh(\gamma l_i), \quad \underline{C}_1 = \underline{C}_2 = \frac{1}{Z} sh(\gamma l_i) \quad (4.45)$$

де $i=1,2,...,n$ індекси ЛЕП; Z, γ – хвильовий опір та коефіцієнт розповсюдження.

б) шунтувальний реактор [99]

$$\underline{A}_{SR} = 1, \quad \underline{B}_{SR} = 0, \quad \underline{C}_{SR} = j3n \frac{Q_{SR}}{U_j^2} \quad (4.46)$$

Де $j=1,2,...,m$ – індекс вузла приєднання ШР до ЛЕП; U_j – напруга в точці під'єднання ШР; Q_{SR} – потужність ШР; n – кількість під'єднаних реакторів.

Розглядаючи з'єднання трьох чотириполюсників, визначають матрицю шуканих величин:

$$\begin{bmatrix} \underline{A} & \underline{B} \\ \underline{C} & \underline{D} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{A}_{SR1} & \underline{B}_{SR1} \\ \underline{C}_{SR1} & \underline{D}_{SR1} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{A}_{OL1} & \underline{B}_{OL1} \\ \underline{C}_{OL1} & \underline{D}_{OL1} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{A}_{SR2} & \underline{B}_{SR2} \\ \underline{C}_{SR2} & \underline{D}_{SR2} \end{bmatrix}. \quad (4.47)$$

Після перетворення:

$$\underline{A}_{1E} = \underline{D} = \underline{A}_{SR1} \cdot \underline{A}_{OL1} \cdot \underline{A}_{SR2} + \underline{A}_{SR1} \cdot \underline{B}_{OL1} \cdot \underline{C}_{SR2} + \underline{B}_{SR1} \cdot \underline{C}_{OL1} \cdot \underline{A}_{SR2} + \underline{B}_{SR1} \cdot \underline{D}_{OL1} \cdot \underline{C}_{SR2}, \quad (4.48)$$

$$\underline{B}_{1E} = \underline{A}_{SR1} \cdot \underline{A}_{OL1} \cdot \underline{B}_{SR2} + \underline{A}_{SR1} \cdot \underline{B}_{OL1} \cdot \underline{D}_{SR2} + \underline{B}_{SR1} \cdot \underline{C}_{OL1} \cdot \underline{B}_{SR2} + \underline{B}_{SR1} \cdot \underline{D}_{OL1} \cdot \underline{D}_{SR2}, \quad (4.49)$$

$$\underline{C}_{1C} = \underline{C}_{SR1} \cdot \underline{A}_{OL1} \cdot \underline{A}_{SR2} + \underline{C}_{SR1} \cdot \underline{B}_{OL1} \cdot \underline{C}_{SR2} + \underline{D}_{SR1} \cdot \underline{C}_{OL1} \cdot \underline{A}_{SR2} + \underline{D}_{SR1} \cdot \underline{D}_{OL1} \cdot \underline{C}_{SR2}, \quad (4.50)$$

$$\underline{A}_{1E} = \underline{D}_{1E} \quad (4.51)$$

З метою аналізу змін впливу від'єднання фаз груп ШР на характеристичний опір і електричну довжину лінії наведемо у вигляді формул:

$$\underline{Z}_{XB} = \sqrt{\frac{|B_{1E}|}{|C_{1E}|}} \quad \alpha = \arctg \sqrt{\frac{|B_{1E}| \cdot |C_{1E}|}{|A_{1E}| \cdot |D_{1E}|}} \quad (4.52)$$

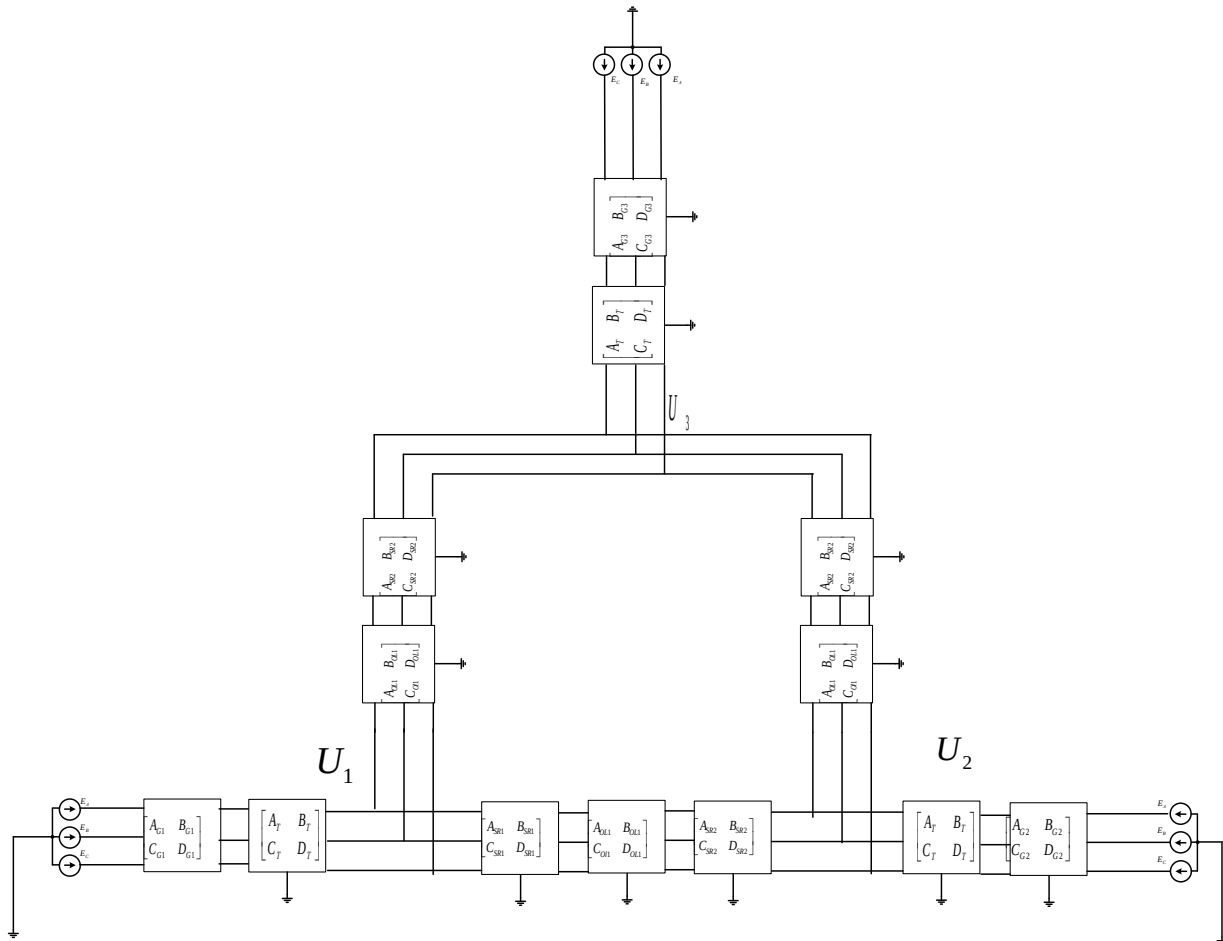


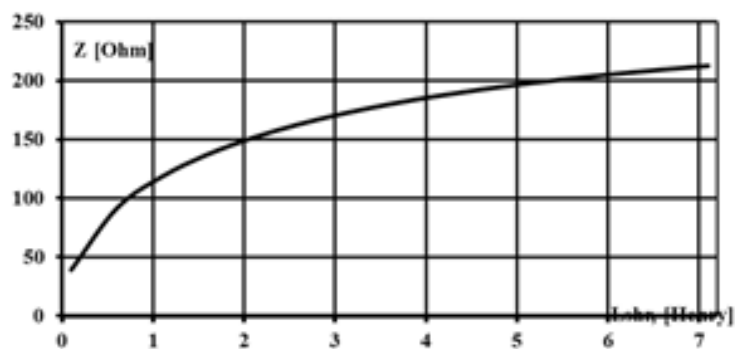
Рис. 4.10 Заступна схема ЕЕС

Після підстановки значень ЛЕП з таблиці 6.7 отримаємо вирази для аналізування та побудови графіків залежностей характеристичного опору та електричної довжини лінії від індуктивності керованого шунтувального реактору:

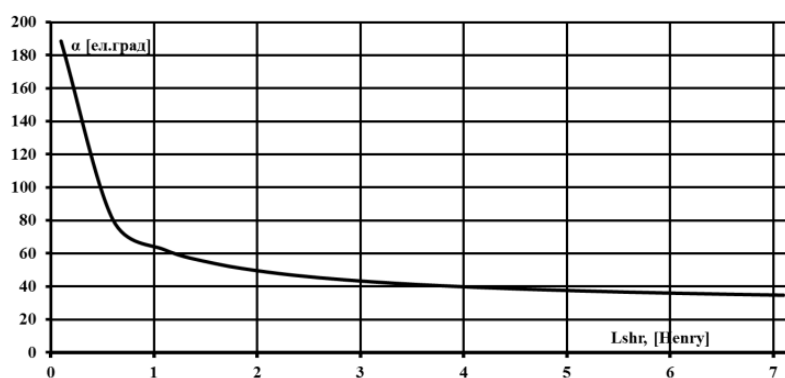
$$Z_{\epsilon} = \sqrt{\frac{j(234,338 + 18,378 \cdot 10^3 \cdot n \cdot B_p)}{j(3,224 \cdot 10^{-3} - 0,746 \cdot n \cdot B_p)}} \quad (4.53)$$

$$\operatorname{tg} \alpha = \sqrt{\frac{(234,338 + 18,378 \cdot 10^3 \cdot n \cdot B_p) \cdot (3,224 \cdot 10^{-3} - 0,746 \cdot n \cdot B_p)}{(0,493 + 116,859 \cdot n \cdot B_p)^2}} \quad (4.54)$$

Від'єднання реакторів призводить до зменшення електричної довжини лінії і збільшення характеристичного опору, як це показано на рис. 4.11.



а)



б)

Рис. 4.11 Графіки залежності електричної довжини та характеристичного опору

Результати розрахунків А, В, С та D за наведеними вище формулами наведено в таблиці 4.7 для міжсистемної ЛЕП, що з'єднує вузли 1-2.

Таблиця 4.7

Результати розрахунків А, В, С та D

Від'єднання кількості фаз	Вузол	A, D	B, Ом	C, мСм
Однієї фази	1	0,725	j258,707	j1,7402
	2	0,648	j270,892	j2,235
Двох фаз	1,2	0,5704	j234,338	j2,729
	1,2	0,493	j246,523	j3,224

Знайдемо вираз для аналізу напруги в середній точці міжсистемної ЛЕП. Параметри чотириполюсника, що моделює половину ЛЕП будуть:

$$\underline{A}_1 = \underline{A}_2 = \underline{D}_1 = \underline{D}_2 = ch(\gamma l_i / 2), \underline{B}_1 = \underline{B}_2 = Zsh(\gamma l_i / 2) \quad \underline{C}_1 = \underline{C}_2 = \frac{1}{Z} sh(\gamma l_i / 2) \quad (4.55)$$

Проводимо еквівалентування для лівого фрагменту ЛЕП 1-2, ввімкнемо провідність реактора у схему чотириполюсника та одночасно опори трансформатора та генератора:

$$\begin{aligned} A_{1E} &= A_1 + jX_1 C_1 \\ B_{1E} &= B_1 + jX_2 D_1 \\ C_{1E} &= C_1 + Y_{SR1} A_1 \\ D_{1E} &= D_1 + Y_{SR1} B_1 \end{aligned} \quad (4.56)$$

де Y_{SR1} - провідність першої групи ШР.

Проведемо еквівалентування для правої сторони ЛЕП:

$$\begin{aligned} A_{2E} &= A_1 + Y_{SR2} B_1 \\ B_{2E} &= B_1 + jX_2 A_1 \\ C_{2E} &= C_1 + Y_{SR2} D_1 \\ D_{2E} &= D_1 + jX_2 C_1 \end{aligned} \quad (4.57)$$

де Y_{SR2} - провідність другої ШР; X_2 - еквівалентний індуктивний опір генератора та трансформатора.

Далі проводимо еквівалентування для повної схеми спочатку включимо в схему дві групи реакторів цьому разі параметри чотириполюсника, що заміщує всю ЛЕП, рівні відповідно з врахуванням реакторів:

$$\begin{aligned} A_E &= A_{OL1} + Y_{SR2} B_{OL1} \\ B_E &= B_{OL1} \\ C_E &= C_{OL1} + Y_{SR1} A_{OL1} + Y_{SR2} D_{OL1} + Y_{SR1} Y_{SR2} B_{OL1} \\ D_E &= D_{OL1} + Y_{SR1} B_1 \end{aligned} \quad (4.58)$$

з врахуванням трансформаторів

$$\begin{aligned} A'_E &= A_E + jX_1 C_E \\ B'_E &= B_E + jX_1 D_E + jX_2 A_E - X_1 X_2 C_E \\ C'_E &= C_E \\ D'_E &= D_E + jX_2 C_E \end{aligned} \quad (4.59)$$

Напругу в середині ЛЕП можна визначити так:

$$U_x = \frac{U_{\text{ном}}(B_{1E} + B_{2E})}{B_E} \quad (4.60)$$

У таблицях 6.8-10 наведені результати аналізування напруги в середині ЛЕП 1-3, 2-3, 1-2 рис. 6.8 під час від'єднання фаз ШР кожної групи.

Таблиця 4.8

Від'єднання кількості фаз	Вузол	U_x , кВ
Однієї фази	1	745
		745
	3	759
		740
Двох фаз	1,3	787,9
	1,3	787,5

Таблиця 4.9

Від'єднання кількості фаз ШР	Вузол	U_x , кВ
Однієї фази	1	745
		749
	2	752
		753
Двох фаз	1,2	787,8
	1,2	787

Таблиця 4.10

Від'єднання кількості фаз	Вузол	U_x , кВ
Однієї фази	2	757
		758
	3	752
		751
Двох фаз	2,3	778
	2,3	779

4.5 Висновки до розділу

1. Керовані шунтувальні реактори дозволяють здійснити регулювання параметрів режиму системи в широкому діапазоні, дозволяючи збільшувати пропускну здатність міжсистемної ЛЕП та забезпечувати допустимі рівні напруги. В такому випадку межа потужності, що передається, з КШР може бути вищим, ніж у випадку ШР, так як останній не завжди може бути відключений за умовами допустимих рівнів напруги в проміжних точках ЛЕП, а потрібне збільшення потужності не завжди є можливим.
2. У роботі розглянуто комплекс завдань, пов'язаних із розробленням ефективних методів розрахунку пропускну здатності, граничних режимів та оцінювання запасів статичної аперіодичної стійкості ЕЕС. Запропоновані методи вирішення сформульованих завдань базовані на дослідженнях з теорії граничних режимів ЕЕС, в основу яких покладено широке використання

матриці Якобі рівнянь встановленого режиму, що відповідає нульовим власним значенням. Це дозволило отримати аналітично представлені рівняння, що описують граничні за статичною стійкістю або потужністю, що передається, режими ЕЕС. Рівняння граничних режимів та їх узагальнення дозволили по-новому підійти до вирішення низки важливих завдань керування енергосистемами, таких як введення режимів в область існування та в допустиму область за заданими та найкоротшими траєкторіями зміни регульованих параметрів, забезпечення потрібного запасу стійкості.

Посилання: [99,161-168], див. список використаних джерел стор. 266 – 289.

РОЗДІЛ 5 ДОСЛІДЖЕННЯ ЕЛЕКТРОМАГНІТНИХ ПЕРЕХІДНИХ ПРОЦЕСІВ ПРИ КОМУТАЦІЯХ КОМПЕНСОВАНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ НАДВИСОКОЇ НАПРУГИ

Кількість елегазової комутаційної апаратури, встановленої в електричних мережах, неухильно зростає. Елегазові вимикачі застосовують як на нових об'єктах, так і на діючих (під час модернізації обладнання). Але в останні роки на ряді підстанцій відбулася серія пошкоджень [1, 169-173] лінійних елегазових вимикачів, якими здійснюється комутація повітряних ліній з приєднаними шунтувальними реакторами. Ці аварії мали місце у циклах «включення — швидке вимикання», коли після ввімкнення компенсованої ПЛ із реакторами через малий інтервал часу подавалася команда на відключення ПЛ (наприклад, при включенні за наявності умов КЗ). Підвищений вміст аперіодичної складової струму (АСС) приводить до ситуації, коли повний струм порівняно малої величини тривалий час не переходить через нуль, тобто дуга при відключенні обов'язково виникає, але умови її гасіння в вимикачах з автокомпресійним принципом роботи будуть несприятливими.

5.1 Особливості виконання комутацій в електричних мережах надвисокої напруги

В наш час елегазові високовольтні вимикачі використовують як основне силове комутаційне устаткування в електричних мережах надвисокої напруги (НВН) [1,169-174]. Тривалий час як робочий газ в високовольтних вимикачах використовувалось повітря. Конструктивно ці вимикачі складаються з ряду послідовних модульних дугогасильних камер, в яких синхронно виконується розходження контактів та гасіння дугових розрядів потоком повітря під тиском 20-40 атм. Головними недоліками повітряних вимикачів (ПВ) є великі габарити та сильний шум під час комутації.

Аварія, що сталася 25 березня 2014 року на підстанції 750 кВ «Північноукраїнська», відбулася під час увімкнення вимикача в циклі трифазного автоматичного повторного ввімкнення (ТАПВ) за наявності залишкового заряду в непошкоджених фазах лінії, при цьому коротке замикання в одній із фаз не було усунуто. Аналіз інциденту, а також результати досліджень електромагнітних перехідних процесів, проведених у 2015 році в межах технічного обґрунтування проектних рішень для ЛЕП НВН 750 кВ [55, 172], засвідчили, що основною причиною пошкодження вимикачів стало надмірно тривале горіння дуги в міжконтактному проміжку. Це явище спричинене наявністю значної аперіодичної складової в струмі, яка затримує момент переходу струму через нуль і, відповідно, унеможлиблює згасання дуги протягом тривалого часу.

Значна аперіодична складова струму при односторонньому вмиканні лінії може виникати за таких умов:

- лінія оснащена шунтувальним реактором;
- утворюється конфігурація, за якої ШР, встановлений на шинах підстанції, підключається до відкритого кінця лінії (наприклад, під час АПВ шин).

У таких випадках перехід струму через нуль може затримуватись до кількох секунд після ввімкнення. При несиметричному короткому замиканні у фазах, де сталося пошкодження, аперіодична складова згасає швидко, а її амплітуда є співрозмірною з амплітудою періодичної складової. Тому в цих фазах проблем із затримкою переходу струму через нуль, як правило, не виникає [172-177]. Водночас у непошкоджених фазах аперіодична складова може перевищувати періодичну у кілька разів, що істотно ускладнює відключення цих фаз у разі одностороннього вмикання лінії, зокрема у циклі ТАПВ.

На основі аналізу характеристик відповідних електричних кіл можна виділити основні чинники, що визначають появу та параметри аперіодичної складової струму у вимикачах:

- наявність шунтувального реактора на лінії;
- підключення до лінії ШР, що знаходяться на шинах підстанції;
- довжина ліній з приєднаними ШР, що визначає величину зарядної потужності;
- розподіл шунтувальної потужності між кінцями лінії;
- ступінь компенсації зарядної потужності індуктивністю ШР, що впливає на амплітуду вимушеної складової струму промислової частоти у вимикачі;
- добротність елементів розрахункової схеми: лінії, реакторів, трансформаторів, ШР (з урахуванням активного опору заземлювальних пристроїв);
- наявність систем автоматичного повторного ввімкнення (ОАПВ або ТАПВ);
- використання нелінійних обмежувачів перенапруг (ОПН) [25,26], встановлених паралельно ШР.

Тому під час проектування щоб забезпечити надійне експлуатування ПЛ, оснащених ШР і елегазовими вимикачами з інтенсивною системою дугогасіння, прийнято проводити розрахунки, пов'язані з аналізуванням комутаційної здатності таких вимикачів під час вимкнення і ввімкнення.

Як типові комутації, під час яких можуть виникати небезпечні значення аперіодичної складової струму у вимикачі, потрібно розглядати:

- планове вмикання ЛЕП за відсутності КЗ із урахуванням можливого помилкового спрацьовування релейного захисту;
- планове ввімкнення ЛЕП як наявності на ній КЗ;
- повторне ввімкнення в циклі неуспішного ТАПВ під час усунення в паузи ТАПВ КЗ, яка виникла знову під час повторного ввімкнення ЛЕП, або з урахуванням можливого помилкового спрацьовування релейного захисту;
- повторне ввімкнення в циклі неуспішного ТАПВ у разі неусуненого КЗ на ЛЕП;

- повторне ввімкнення в циклі успішного ОАПВ під час усуненого КЗ на ЛЕП з урахуванням можливого помилкового спрацьовування релейного захисту.

Оцінку перехідних процесів, що виникають під час ввімкнення лінії зі встановленими на кінцях ШР, потрібно виконувати по однолінійній розрахунковій схемі заміщення електропередавання (рис.5.1) з такими параметрами [51]:

- номінальна напруга мережі – U_H ;
- індуктивність системи для прямої послідовності фаз – L_s ;
- активний опір системи прямої послідовності – r_s ;
- індуктивність реакторів, встановлених на початку лінії – L_{p1} ;
- активний опір реакторів, встановлених на початку лінії – r_{p1} ;
- індуктивність реакторів, встановлених у кінці лінії – L_{p2} ;
- активний опір реакторів, встановлених у кінці лінії – r_{p2} ;

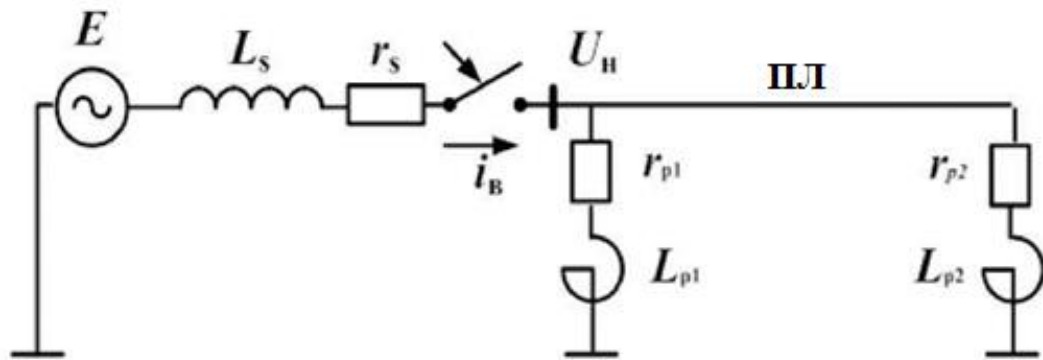


Рис. 5.1 Розрахункова схема ЛЕП НВН

Значення струму у вимикачі можна записати таким чином:

$$i_C(t) = i_{inv}(t) + i_{ap}(t) + i_{osc}(t), \quad (5.1)$$

де $i_{inv}(t) = I_{inv} \cos(\omega t + \Psi)$ – вимушена складова струму у вимикачі; ω – кутова швидкість; I_{inv} та Ψ – амплітуда та фаза вимушеної складової струму; $i_{ap}(t) = I_{ap} e^{-t/\tau}$ – аперіодична складова струму у вимикачі; I_{ap} – амплітуда

аперіодичної складової; t – час протікання електромагнітного перехідного процесу; τ – постійна затухання аперіодичної складової струму; $i_{osc}(t) = I_{tr} e^{-t/\tau_{osc}} \cos(\omega t + \Psi_{tr})$ – згасаюча коливна складова струму; I_{tr} та Ψ_{tr} – амплітуда та фаза згасаючої коливної компоненти струму; τ_{osc} – постійна згасання коливної складової струму вимикача.

Постійна згасання аперіодичної складової струму під час ввімкнення лінії з ШР, встановлених на початку лінії визначають за виразом:

$$\tau = \frac{L_S L_{p1} (r_S + r_{p1})}{r_S r_{p1} (L_S + L_{p1})} \quad (5.2)$$

На рис. 5.2 показано повний струм електромагнітного перехідного періоду в непошкодженій фазі повторного ввімкнення ТАПВ [55]. Ми можемо бачити, що аперіодична складова струму визначає момент переходу струму через нуль. Відповідно, чим більше ця складова струму перехідного процесу, тим довше дуга буде горіти в дуговій камері. У цьому випадку виникають умови для вибухового руйнування полюса вимикача.

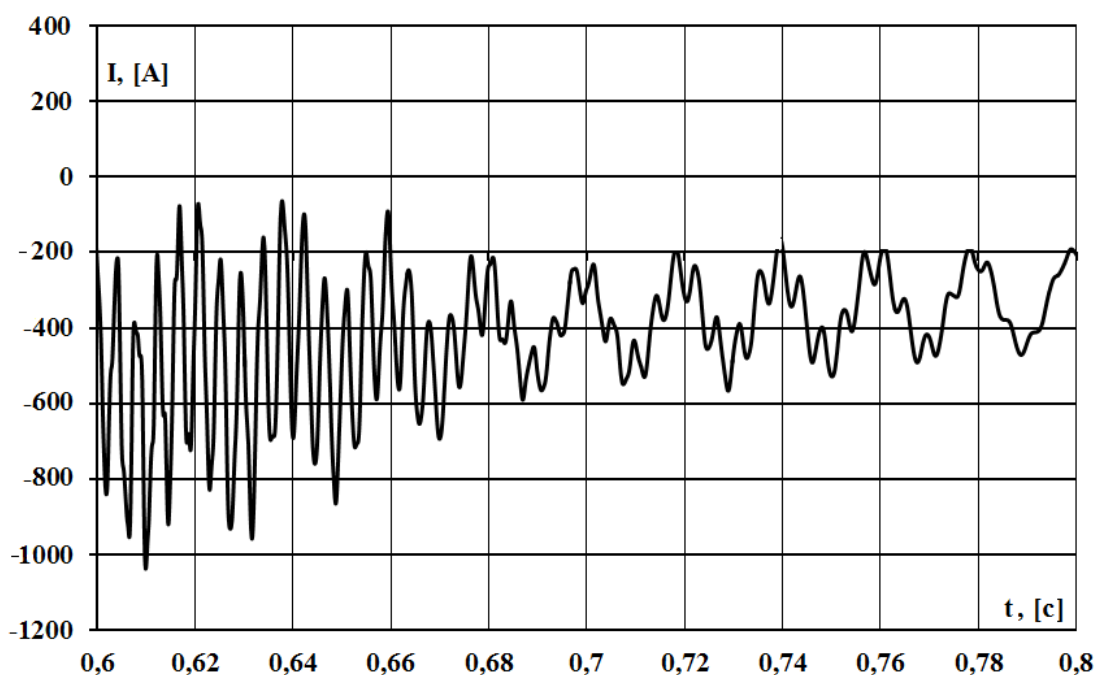


Рис. 5.2 Повний струм електромагнітного перехідного процесу

На рис. 5.3 показано аперіодичну складову у фазі А в циклі ТАПВ. Граничне допустиме значення аперіодичної складової для елегазових вимикачів 750 кВ становить 58 % від величини повного струму.

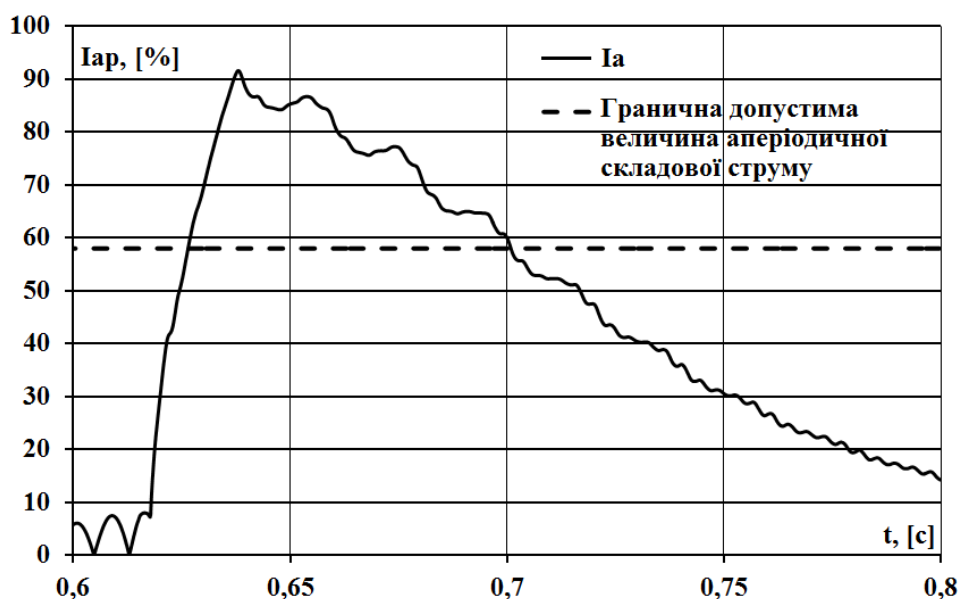


Рис. 5.3 Перевищення гранично допустимого значення аперіодичної складової

5.2 Заходи подавлення аперіодичної складової струму

У дослідженнях [176-183] одночасний вплив заходів на значення характеристик АСС не розглянуто. В попередніх дослідженнях розглянуто вплив передввімкнених активних опорів елегазового вимикача на струми намагнічування та резонансні перенапруги під час ввімкнення лінії електропередавання на ненавантажений автотрансформатор. Потрібно зазначити, що використання автоматичного шунтування фази (АШФ) під час однофазного автоматичного ввімкнення (ОАПВ) для компенсування дуги підживлення та усунення аномальних резонансних перенапруг [1]. Також немає досліджень для порівняння різних типів ввімкнення передввімкнених резисторів (ПР) на значення характеристик АСС. Як показали попередні дослідження, застосування лише зменшення ступеня компенсації зарядної потужності та використання керованої комутації не завжди ефективно знижує АСС [50,176–183].

Отже, початкове значення складової струму АСС залежить від значень (5.1). На рис. 5.4 показано АСС у фазі А в циклі ТАПВ. Допустиме значення АСС для автоматичних вимикачів SF6 750 кВ становить 58 % від величини повного струму перехідного процесу.

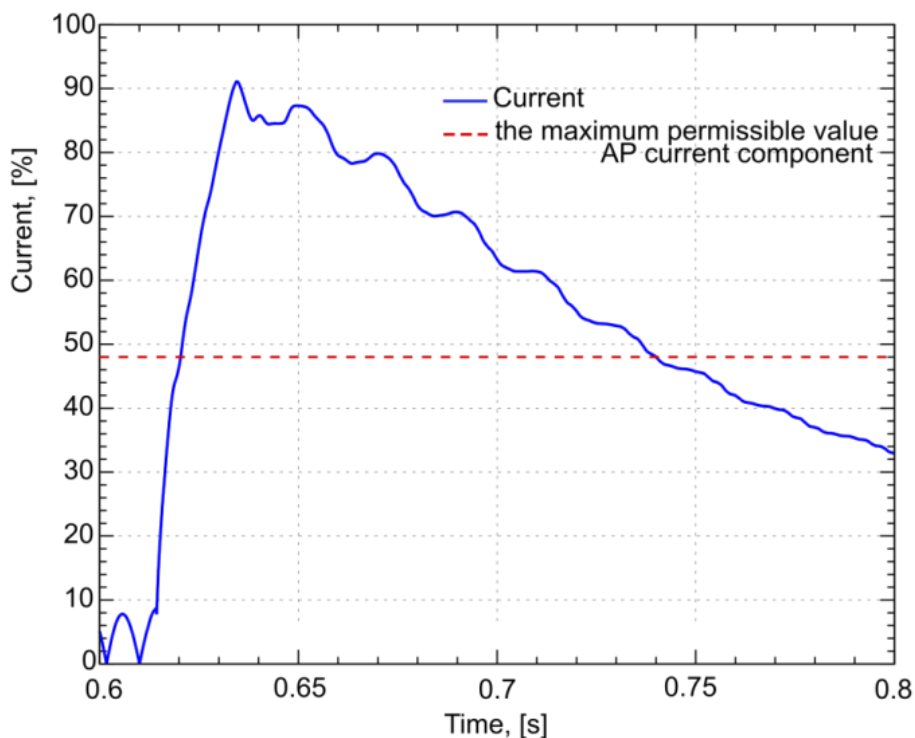


Рис. 5.4 Перевищення АСС гранично допустимих значень

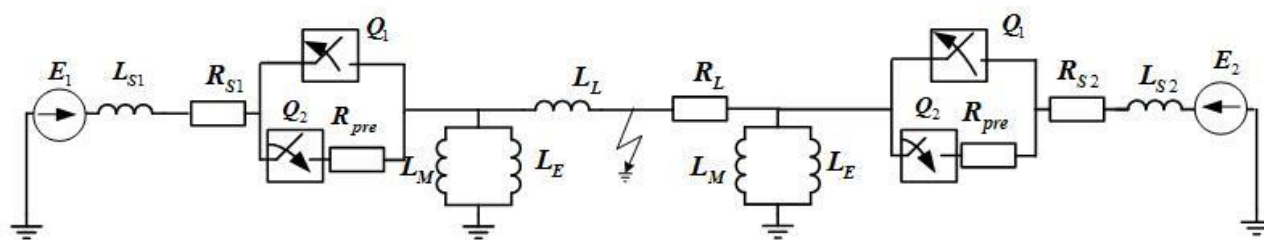
Основним завданням наявних заходів та засобів, застосованих у лініях електропередавання надвисокої напруги, є підвищення надійності та ефективності роботи режимів роботи магістральних електричних мереж. Існує безліч різновидів режимів роботи ліній електропередавання, особливо це стосується нормальних робочих режимів роботи. Нормальні режими електричних мереж допускають тривалу роботу без будь-яких обмежень як для споживачів, так і для устаткування самих мереж. Але коли досягнуті критичні відхилення значень параметрів електричної мережі, тоді потрібно говорити про виникнення аномального режиму та використання традиційних методів керування буде неефективним. Наслідками неконтрольованого аномального режиму може бути не тільки погіршення техніко-економічних показників роботи електричної мережі, але й пошкодження устаткування, а також вихід із ладу основного устаткування самої мережі з подальшим розвитком аварії.

У лініях електропередавання надвисокої напруги застосовуються такі заходи та технічні засоби, показані на рис. 5.5:

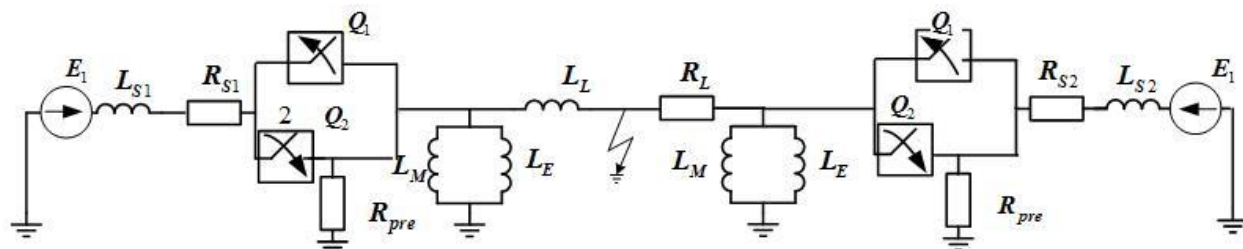
- використання перевімкнених активних опорів у вимикачах SF6, які можуть бути ввімкнені послідовно або паралельно рис. 5.5 (а) і (б);
- застосування автоматичного шунтування фаз, коли вимкнення фаза шунтується автоматичними вимикачами рис. 5.5 (в);
- керована комутація рис. 5.5 (г);
- вимкнення груп шунтувальних реакторів, а також використання неповнофазних режимів груп шунтувальних реакторів рис. 5.5 (д).

На рис. 5.5 L_M , L_E - індуктивність шунтувального реактора, компенсуючого ємність між фазами та ємність між фазою та землею; L_L , L_R - індуктивність та активний опір лінії електропередавання; L_{S1} , L_{S2} , R_1 , R_2 - еквівалентна індуктивність та активний опір систем; R_{pre} - активний опір попереднього ввімкнення автоматичного вимикача SF6 [50].

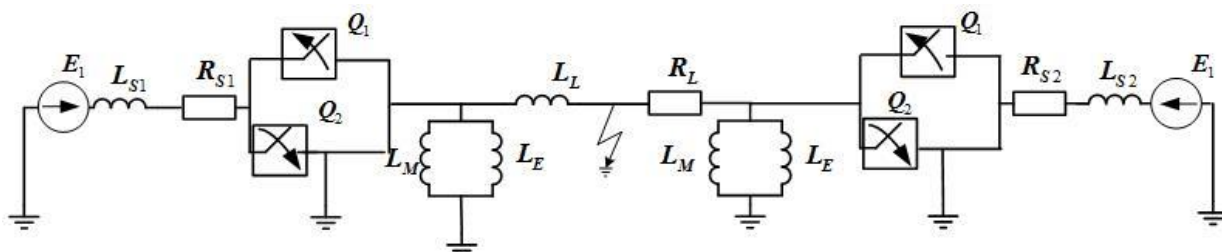
На рис 5.5 а, б) Q1 вказує на розімкнуті основні контакти вимикача SF6, а Q2 позначає допоміжний вимикач передввімкненням активного опору, контакти якого замкнено для зменшення впливу аперіодичної складової струму. На рис. 5.5 в) Q1 позначає розімкнуті основні контакти вимикача SF6, а Q2 - допоміжні контакти автоматичного пристрою шунтування фаз. На рис. 5.5 г Q1 позначає автоматичний вимикач із пристроєм керованої комутації, призначеного для включення в конкретний момент. На рис. 5.5 д Q1 позначено лінійний фазовий вимикач, а Q2 вимикач шунтувального реактора для випадку вивчення впливу режиму роботи неповно фазного режиму лінії на аперіодичну складову струму. На рис. 5.5 показані джерела E1 та E2 на кінцях фазних ліній надвисокої напруги.



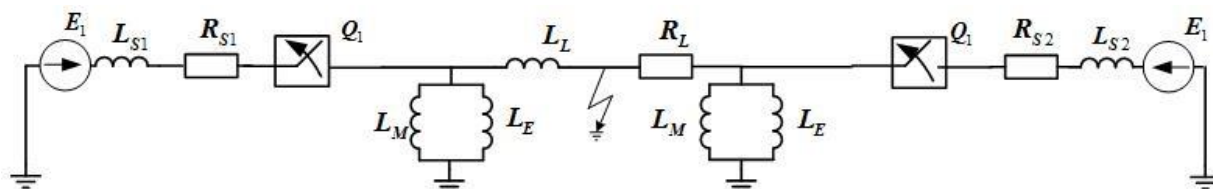
а)



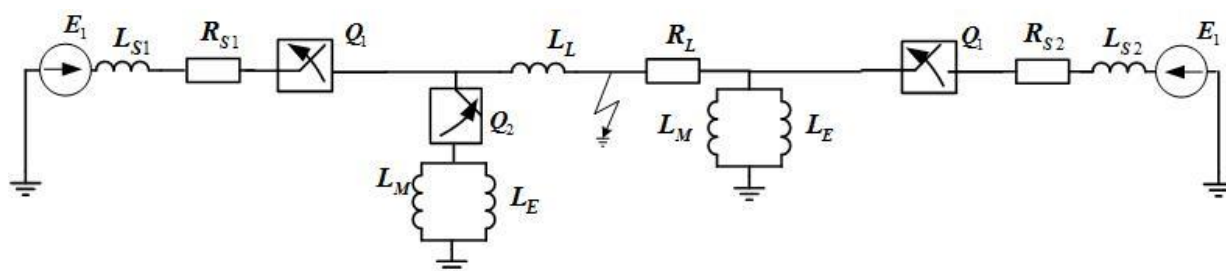
б)



в)



г)



д)

Рис. 5.5 Еквівалентні схеми лінії надвисокої напруги з засобами та технічними заходами

Постійна часу аперіодичної складової у випадку застосування передвімкненого активного опору, ввімкненого послідовно до вимикача [1,51]:

$$\tau = \frac{AB(R_{pre}^2(2M + I) + 2R_{pre}A + 2R_{pre}(FR_{S1} + GR_{S2}) + R_{pre}I(R_{S1} + R_{S2}) + CR_{S1} + D(2M + I))}{C(R_{pre} + R_{S1})(R_{pre} + R_{S2})(AK + L_{S1}L_{S2}(L_L L_M + L_L L_E + L_E L_M))}, \quad (5.3)$$

де $A = L_L L_M L_E$, Генрі; $B = L_{S1} L_{S2}$, Генрі; $C = R_L R_M R_E$, Ом; $D = R_{S1} R_{S2}$, Ом; $E = R_{S1} + R_{S2}$, Ом; $F = R_L R_M$; $G = R_L R_E$; $I = R_M R_E$; $K = L_{S1} + L_{S2}$, Генрі; $M = F + G$. R_M – еквівалентний активний опір міжфазних компонентів шунтувального реактора, Ом, R_E – еквівалентний активний опір шунтувального реактора відносно землі, Ом, L_M – еквівалентний індуктивний опір, Генрі [1,51].

Постійна часу аперіодичної складової у випадку застосування передввімкненого активного опору, ввімкненого паралельно до вимикача:

$$\tau = \frac{AB(R_{pre-ins}CE + RD(2F + I) + 2CD)}{R_{pre-ins}CD(A(L_{S1} + L_{S2}) + L_{S1}L_{S2}(2L_L L_M + 2L_L L_Z + L_M L_Z))}, \quad (5.4)$$

де $R_{pre-ins}$ – опір передввімкненого резистора, Ом.

Означені вище заходи зарекомендували себе у подавленні та обмеженні характеристик аномальних резонансних перенапруг у несинусоїдальних та несиметричних режимах роботи [50]. Потрібно зазначити, що сьогодні не проводяться роботи з оцінювання впливу заходів та засобів на АСС сумарного струму перехідного процесу (5.1) і особливо постійної часу (5.2). Вимикач із передввімкненим резистором можна використовувати для обмеження перенапруг на другій гармоніці.

Завданням АШФ є зменшення електростатичної, а також електромагнітної складової струму підживлення, щоб забезпечити успішний цикл спрацювання ОАПВ [148-152]. Початкові умови для кожної фази, що відповідають максимуму та мінімуму напруги синусоїди відповідають наступним діапазонам синусоїди [1]:

$$\delta^A \in [0; 90; 180; 270; 360]; \delta^B \in [122; 212; 300]; \delta^C \in [60; 150; 240; 330] \quad (5.5)$$

Потрібно зазначити, що в роботі розглянуто найгірший випадок, коли напруга в неушкоджених фазах не відповідає нульовим значенням, і випадок, коли напруга досягає максимального значення. У першому випадку такі

початкові умови перехідного процесу обумовлюють максимальне початкове значення АСС. Як показало дослідження, демпфування АСС, визначає відношення еквівалентного активного опору кола до еквівалентної індуктивності. Згідно з даними, демпфування для певних ліній продовжується до 0,003-0,04 с. У цьому випадку керований комутаційний пристрій для притуплення АСС може бути використано у поєднанні з вище зазначеними.

Аперіодична складова $i_{ap}(t)$ залежить від α - моменту комутації. Тож можна сказати, керований пристрій комутації може зменшити ці два компоненти. Всі автоматичні вимикачі оснащено керованим комутаційним пристроєм Switch Sync F236. Синусоїда із можливими моментами комутації зображена на рис. 5.6. Для оцінювання впливу моменту комутації на характеристики АСС розроблено імітаційну модель. Опис яких наведено у наступному розділі.

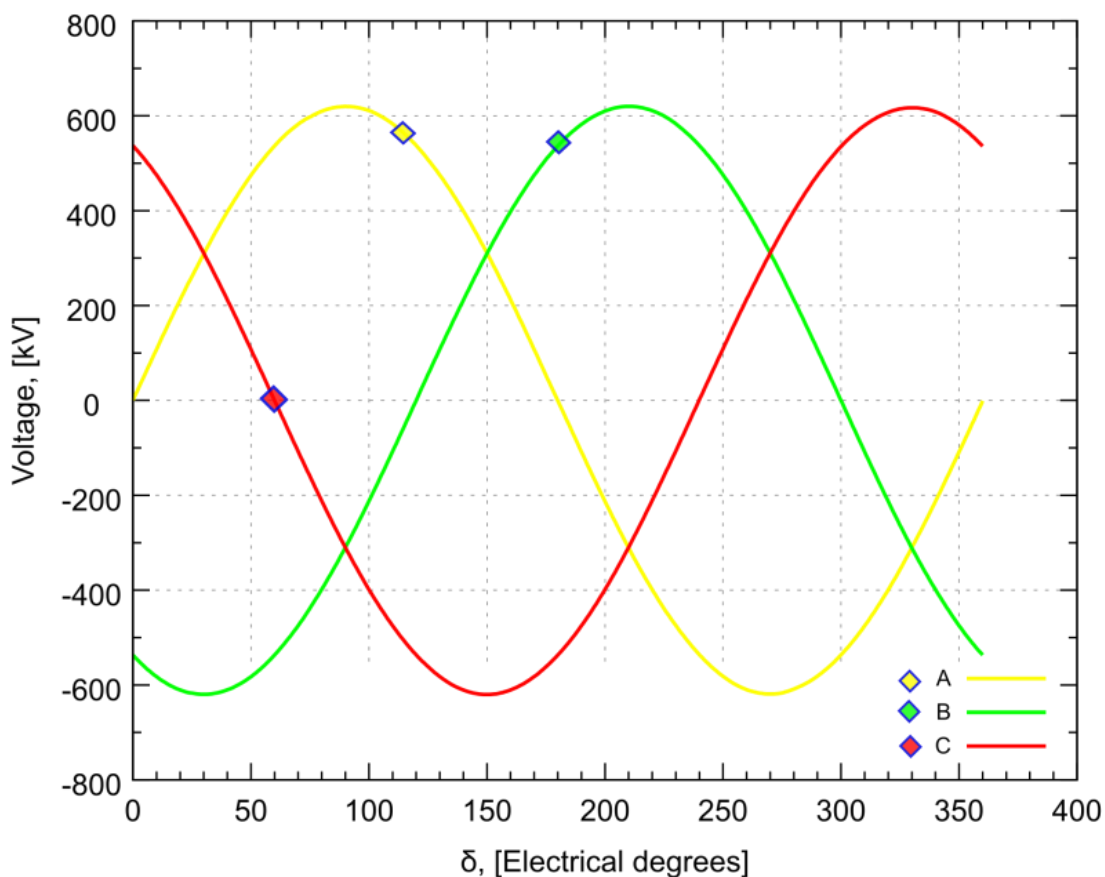


Рис. 5.6 Синусоїди фазних напруг А, В, С із позначеними моментами комутації

Під час використання керованого пристрої комутації постійна часу дорівнюватиме [1,51]:

$$\tau = \frac{AB(GR_M(R_{S1} + R_{S2})D(2F + 2G + I))}{DFR_E(AK + B(2L_M L_E + 2L_L L_E + L_M L_E)(L_{S1} + L_{S2}) + L_{S1} L_{S2}(2L_L(L_M + L_E) + L_M L_E))}, \quad (5.6)$$

де RE – еквівалентний опір складової шунтувального реактора, Ом.

У разі вимкнення групи ШР постійна часу затухання буде [1]:

$$\tau = \frac{AB(GR_M(R_{S1} + R_{S2})D(F + G + I))}{DFR_E(AK + B(L_M L_E + L_L L_E + L_M L_E)(L_{S1} + L_{S2}) + L_{S1} L_{S2}(L_L L_M + L_L L_E + L_M L_E))}. \quad (5.7)$$

У разі застосування АШФ постійна часу буде:

$$\tau = \frac{L_{S1} L_{S2} (R_{S1} R_{S2})}{R_{S1} R_{S2} (L_{S1} + L_{S2})}. \quad (5.8)$$

У таблиці 5.1 наведено параметри еквівалентних систем та шунтувальних реакторів.

Таблиця 5.1

Параметри системи та шунтувальних реакторів [1]

Опір систем Z, Ом		Параметри шунтувального реактора			
Хмельницька атомна електростанція (Україна)	Жешув (Польща)	LM [H]	LE [H]	RM [Ω]	RE [Ω]
6.28+95.85i	4.78+60.85i				
Підстанція Західноукраїнська (Україна)	Альбертирша (Угорщина)	37.17	9.42	30	13.44
9.28+82.88i	8.78+68.75i				

Розрахунки аперіодичної постійної часу за виразами (5.3), (5.4), (5.5), (5.6), (5.7) наведено в табл. 5.2 [1,51].

Таблиця 5.2.

Результати розрахунку АСС [1]

Засіб та/або захід	Стала часу згасання аперіодичної складової струму τ , [с] ЛЕП НВН (за назвою об'єктів/пунктів, з'єднаних ЛЕП)	
	ХАЕС (Україна) - Жешув (Польща)	Західноукраїнська (Україна) - Альбертирша (Угорщина))
Без засобів та/або заходів	0.097	0.1
Послідовно з'єднані передувімкнені активні опори	0.055	0.051
Паралельно з'єднані передувімкнені активні опори	0.093	0.098
Автоматичне шунтування фази	0.044	0.048
Вимкнення групи ШР	0.088	0.087
Пристрій КК	0.0021	0.0025

Завдання використання технічних засобів – зменшити тривалість і значення аперіодичної складової. Тривалість аперіодичної складової забезпечується найбільшим значенням постійного часу затухання. Як видно з результатів табл. 5.2, найменше постійне значення часу відстежується під час використання керованого перемикання. У випадку АШФ спостерігатиметься найбільше значення, що призведе до найдовшої тривалості аперіодичної складової.

Використовуючи дані, наведені в табл. 5.2, проводили серії моделювань режимів ліній електропередавання надвисокої напруги, використовуючи

конкретні засоби та заходи. Кожен випадок застосування конкретного засобу та заходу наведено на рис. 5.7-10.

Як видно з рис. 5.7-5.10, результати моделювання підтверджують теоретичні припущення щодо тривалості існування аперіодичної складової та отримані рівняння (5.3), (5.6), (5.8-10). Найменша тривалість АСС спостерігається під час використання пристроїв керованої комутації (5.10). Найбільша тривалість спостерігається під час використання автоматичного шунтування фази (5.20). Застосування передввімкнених резисторів також не дає потрібного результату (5.7-8) [1,51].

Як видно з результатів, такий засіб збільшує постійну часу, збільшуючи тим самим тривалість перехідного процесу. Насправді вимкнення групи реакторів неефективне. Щоб перевірити ефективність були проведені розрахунки, наведені на рис. 5.11. Як видно з рис. 5.11, використання вимкнення групи шунтувального реактора не призводить до значної зміни постійної часу, тоді як подальше зниження значення індуктивного опору не призводить до потрібного збільшення постійної часу. З метою перевірки правильності формул та теоретичних тверджень було розроблено імітаційну модель для аналізування електромагнітних перехідних процесів у циклі ТАПВ [1]. Результати розрахунків наведено в Додатку Д.

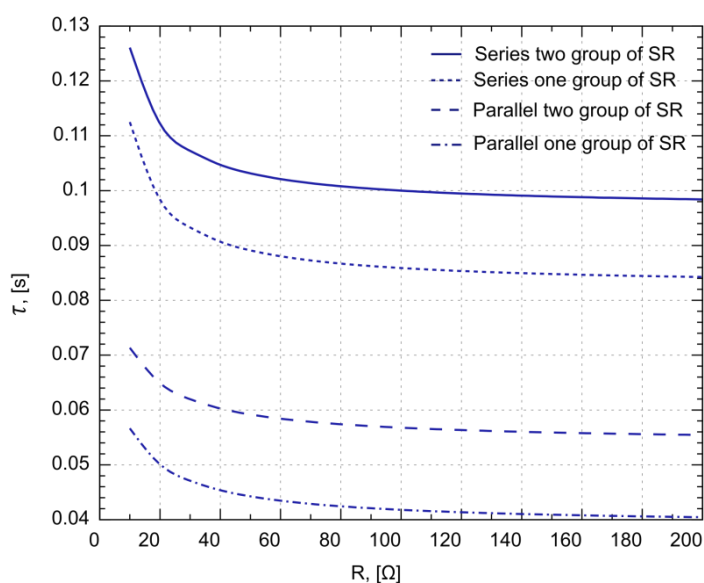


Рис. 5.11 Зменшення постійної часу аперіодичної складової у разі застосування різних заходів і засобах

5.3 Моделювання електромагнітних перехідних процесів під час трифазного АПВ лінії електропередавання надвисокої напруги

Для дослідження процесів ПЛ 750 кВ моделювалася рівняннями ідеальної повітряної лінії без втрат. Втрати активної потужності в ПЛ моделювались ввімкнення по її кінцях відповідних активних опорів. Довжину ПЛ прийнято рівною 193 км. Погонні параметри ПЛ використані у розрахунках, прийнято на підставі даних про марку проводу і типи опор (сталеалюмінієві дроти марки АС 300/39 із розщепленої фазою, проміжних порталних опор на відтяжках типу ПП 750-5, заземлення тросів на кожному анкерному прольоті) і наведено в таблиці 5.3.

Таблиця 5.3

Погонні параметри ПЛ 750 кВ

Параметр	Значення
r_1 , Ом/км	0,02
x_1 , Ом/км	0,288
B_1 , мСм/км	4,11
r_0 , Ом/км	0,17
x_0 , Ом/км	0,85
B_0 , мСм/км	3,15

Автотрансформатори приймались активними і реактивними опорами відповідно до їх типу ПС «Північноукраїнська» $2 \cdot (3 \cdot \text{АОДЦТН-417000/750/500})$, Курська АЕС $3 \cdot (3 \cdot \text{АОДЦТН-417000/750})$. Еквівалентні генератори енергосистеми приймались постійною ЕРС за постійним опором, які було обрано, щоб забезпечити відповідність струмів КЗ на шинах 750 кВ ПС Північноукраїнська і шинах 750 кВ РП АЕС розрахункових значень наведених струмів (табл. 5.4) [1].

Генератор Г1, що являє собою еквівалент генераторів АЕС, комутованих на шини 750 кВ, модельовано повними рівняннями Парка-Горєва з параметрами відповідними типу ТВВ- 500-4. По кінцях ПЛ Курської АЕС -

Північноукраїнська встановлено два лінійних ШР 750 кВ типу (3*РОДЦ-110000/750). Реактори приймалися їх активними і реактивними опорами.

Таблиця 5.4

Струми КЗ на шинах 750 кВ ПС шинах АЕС

Підстанція, станція	Струм КЗ, кА	
	Трифазне	Однофазне КЗ
ПС Північноукраїнська	20,2	19,5
Курська АЕС	21,7	24,3

З метою поліпшення умов згасання дуги (зниження струму підживлення) на вимкненій з двох боків фазі в циклі ОАПВ на ПЛ потрібно встановлення заземлюючого компенсаційного реактора в нейтралі шунтувальних реакторів на кінцях електропередавання. Тип компенсаційного реактора – РЗКОМ-16000/35, який має на відпайці індуктивний опір 165 Ом.

На рис. 5.11 наведено графік струму у вимикачі неушкодженої фази під час одностороннього ввімкнення ПЛ 750 кВ в циклі ТАПВ з боку ПС в разі К (1,1) у шин АЕС, а в таблиці 5.4 – час переходу струму вимикача в непошкоджених фазах через нуль під час різних несиметричних коротких замикань. Розглянуто КЗ як поблизу шин АЕС, так і поблизу шин ПС. Розрахунки виконано в схемі з двома ШР по кінцях ПЛ Курська АЕС - Північноукраїнська.

Як впливає з таблиці 5.4, під час роботи двох ШР на ВЛ 750 кВ перехід струму у вимикачі неушкодженої фази через нуль під час ввімкнення ПЛ у циклі ТАПВ здійснюється не раніше, ніж через 2,5 с після ввімкнення ПЛ. У цьому разі максимальна тривалість аперіодичної складової характерна для випадків без КЗ і міжфазного КЗ (2).

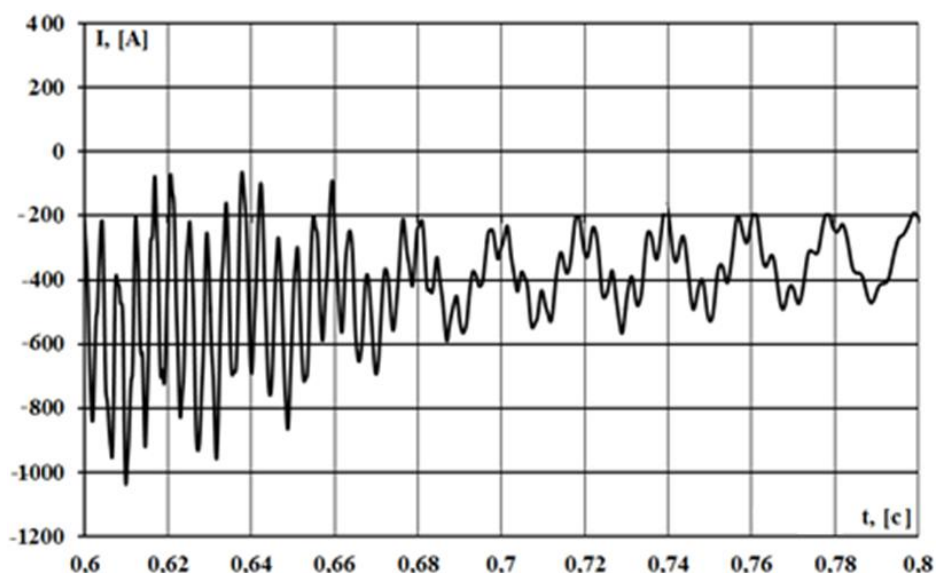


Рис. 5.11 Струм, протікаючий через вимикач у неушкодженій фазі у разі одностороннього ввімкнення ПЛ 750 кВ в циклі ТАПВ при К (1,1) поблизу шин.

Таблиця 5.5

Час (с) переходу струму вимикача в неушкодженій фазі через нуль у разі одностороннього ввімкнення ПЛ за різних видах КЗ

Вид КЗ	Встановлено 2 ШР по кінцям ПЛ	
	КЗ у шин АЕС	КЗ у шин ПС Північноукраїнська
К(1)	2,622	3,082
К(1,1)	2,480	2,860
К(2)	4,020	4,000
Без КЗ	3,960	3,960

Отже, для ПЛ 750 кВ під час роботи з двома ШР характерна наявність тривалої аперіодичної складової в струмі непошкоджених фаз у разі одностороннього ввімкнення ПЛ.

Модель було розроблено для дослідження процесів однофазного автоматичного повторного вмикання в середовищі MatLab-Simulink, проілюстровані на Рис. 5.12. Було проведено розрахунки, щоб знайти

ефективний захід для унеможливлення такого роду перенапруг. Трифазну систему живлення моделюють джерелами напруги з фіксованою напругою та індуктивністю. Повітряну лінію моделюють двома частинами, яким задано комплексні матриці з розподіленими елементами або значеннями в прямій і зворотній послідовності

Модель було розроблена для вивчення процесів трифазного автоматичного повторного ввімкнення в MATLAB / Simulink, проілюстровані на рис. 5.12. Було проведено розрахунки, щоб розробити ефективний захід подавлення АСС. Трифазна система живлення моделюється джерелами напруги з фіксованими значеннями напруги та індуктивності. Лінію електропередавання модельовано двома секціями, задані матрицями з розподіленими елементами або значеннями в прямій і зворотній послідовності [50].

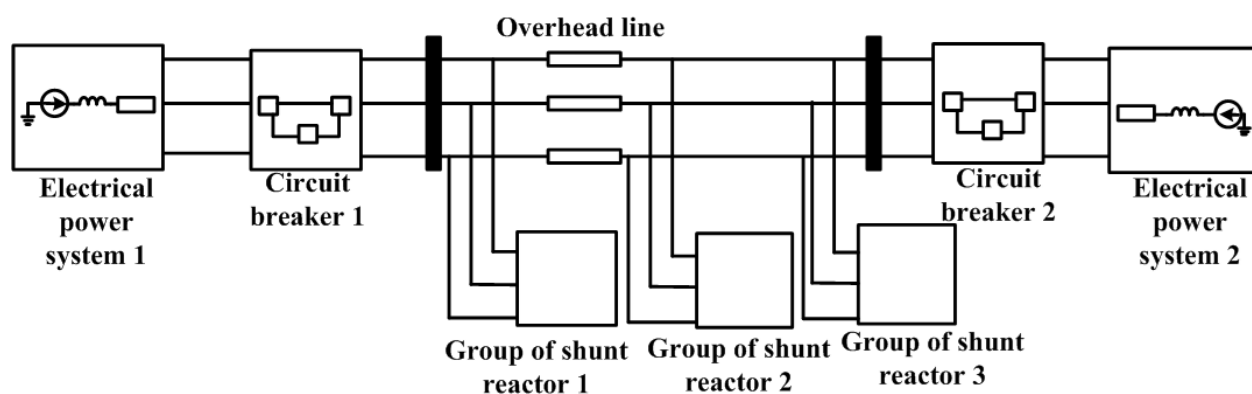


Рис. 5.12 Імітаційна модель лінії електропередавання надвисокої напруги

Так як виникнення аперіодичної складової у вимикачах обумовлено наявністю на лінії ШР, швидке їх вимкнення в паузу ОАПВ може покращити умови повторного ввімкнення. На рис.5.13 наведено перехідний процес під час одностороннього ввімкнення розглянутої ПЛ в циклі ТАПВ з боку ПС в разі К (1,1) у шин АЕС за умови відключення ШР на ПС Північноукраїнська в паузі ОАПВ.

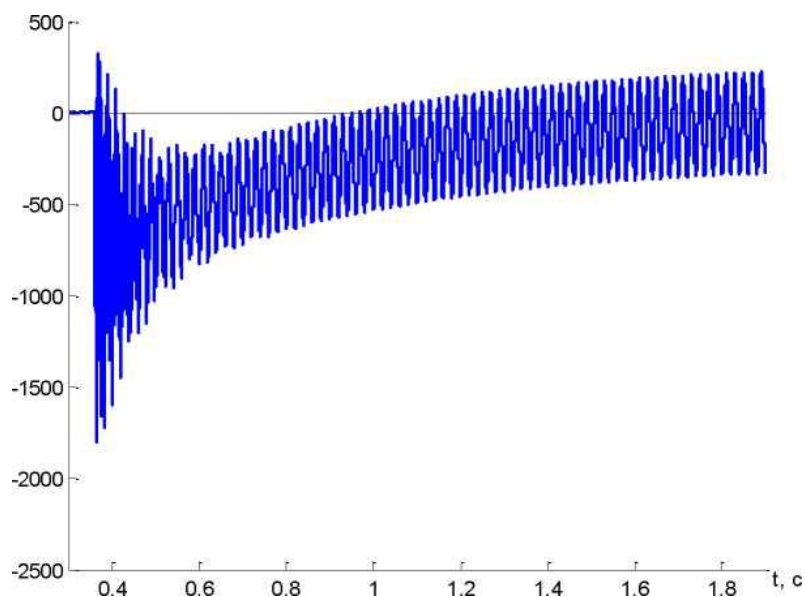


Рис. 5.13 Струм, що протікає через вимикач у непошкодженій фазі під час одностороннього ввімкнення ПЛ 750 кВ в циклі ТАПВ за наявності К (1,1) поблизу шин у разі вимкнення ШР на ПС у циклі спрацювання ОАПВ

Як видно з рис.5.13 вільна складова струму вимикача має періодичну та аперіодичну складові. Періодична складова струму має амплітуду, співрозмірну з початковим значенням аперіодичної складової вільного струму. Однак періодична складова частина швидко (протягом $\sim 0,2$ с) затухає. Внаслідок цього повний струм вимикача протягом $\sim 0,06$ мс після замикання контактів переходить через нуль. Однак потім через затухання періодичної складової вільного струму сумарний струм вимикача протягом $\sim 0,55$ мс через нуль не переходить.

У табл. 5.6 наведено час переходу струму вимикача в непошкоджених фазах через нуль у разі різних несиметричних КЗ за умови вимкнення ШР на ПС Північноукраїнська в паузу ОАПВ.

З табл. 5.6 випливає, що у разі вимкнення ШР на ПС Північноукраїнська в паузі АПВ час переходу струму через нуль істотно зменшується порівняно з випадком роботи ПЛ з двома ШР і становить 0,39 - 0,62 с. Однак такий час є незадовільним для успішної роботи вимикача.

Отже, вимкнення ШР на ПС Північноукраїнська в паузу АПВ не можна розглядати як основний захід щодо ліквідування аперіодичної складової у струмі непошкоджених фаз під час одностороннього ввімкнення ПЛ.

Таблиця 5.6

Час переходу (с) струму вимикача в непошкодженій фазі через нуль під час одностороннього ввімкнення ПЛ 750 кВ за різних видів КЗ у разі вимкнення ШР на ПС в паузу ОАПВ

Вид КЗ	Вимкнення ШР по кінцям ПЛ	
	КЗ у шин Курської АЕС	КЗ у шин ПС Північноукраїнська
К(1)	0,628	0,509
К(1,1)	0,609	0,449
К(2)	0,390	0,389
Без КЗ	0,408	0,408

Також у роботі розглянуто одночасний вплив вимкнення ШР та ПР у циклі спрацювання ОАПВ. Результати розрахунків наведено в таблиці 5.7

Таблиця 5.7

Час переходу струму у вимикачі неушкодженої фази через нуль у разі застосування ПР

	КЗ у шин Курської АЕС			КЗ у шин ПС Північноукраїнська		
	К(1)	К(1,1)	К(2)	К(1)	К(1,1)	К(2)
Опір ПР (Ом)						
0	0,628	0,609	0,390	0,509	0,449	0,389
200	0,368	0,269	0,289	0,309	0,269	0,247
400	0,169	0,026	0,128	0,189	0,149	0,068
600	0,026	0,025	0,028	0,027	0,068	0,027

З таблиці 5.7 випливає, що у разі одночасного застосування ПР і вимкнення ШР з КК в паузу ОАПВ час переходу струму у вимикачі через нуль істотно менше, ніж у разі використання тільки ввімкнених ПР (без

вимкнених ШР). Однак потрібний опір ПР для ліквідації аперіодичної складової в струмі непошкоджених фаз в обох випадках приблизно однаковий і становить 600 Ом з найменшим часом переходу струму у вимикачі неушкодженої фази через нуль.

Отже, спільне застосування КК у паузу АПВ за умови застосування на підстанціях НВН вимикачів, обладнаних ПР, з ціллю усунення тривалої аперіодичної складової в струмі непошкоджених фаз, є ефективним заходом.

5.4 Висновки до розділу

1. Моделюванням несиметричних режимів живлення ЛЕП НВН (під час ОАПВ та в інших аномальних режимах) досліджені особливості появи небезпечних квазістаціонарних перенапруг резонансного характеру на ізоляції «фаза–земля» вимкнення фаз залежно від довжини ЛЕП та розміщення ШР на підстанціях та електростанціях. Навіть якщо напруга «фаза–земля» не становить особливої небезпеки, шляхом моделюванням потрібно перевіряти напругу на поздовжній ізоляції вимикача лінії за умов різних перехідних процес, що супроводжують утворення неповнофазних режимів.

2. Досліджений та рекомендований для використання на практиці за неповнофазного режиму лінії перехід на кінцевих підстанціях із повнореакторного режиму в неповнореакторний для однойменних фаз груп ШР, що дозволяє вивести ЛЕП НВН критичної довжини із резонансних умов та уникнути аномальних перенапруг під час безструмової паузи ОАПВ без застосування спеціальних заходів.

3. Показано, що порівняно з традиційним використанням чотирипроменевої схеми ввімкнення ШР через КР зі ступінчастим регулюванням для відлаштування від резонансних умов, плавна зміна індуктивності КШР дозволяє досягти цілі ефективніше. Це можна пояснити як безпосереднім впливом на еквівалентні параметри контуру, так і розширеним діапазоном зміни значення індуктивності. Тому рекомендовано під час вирішення проектної задачі оптимізації режимів неоднорідних електричних

мереж застосуванням КШР враховувати також можливість використання цих пристроїв для обмеження резонансних перенапруг під час квазістаціонарних режимів.

4. Для обмеження аперіодичної складової струму ПЛ з реакторами за результатами розрахунків можна запропонувати: або відмова від комутації ПЛ із небажаною кількістю реакторів, або вимикачі з переддвімкненим резистором, або вимикачі з керованою комутацією. Простішим рішенням, як правило, є кероване комутації, але через свою недостатню точність сфери її ефективної роботи обмежено порівняно вузьким діапазоном коефіцієнтів компенсації K , за межами якого потрібно застосовувати складніші технічні рішення.

Посилання: [1,29,34-37,50,169-183], див. перелік використаних джерел стор. 266 – 289.

РОЗДІЛ 6 РОЗВИТОК ВНУТРІШНІХ ПЕРЕНАПРУГ У МЕМ ТА ДОСЛІДЖЕННЯ МЕТОДІВ ЇХ ПОПЕРЕДЖЕННЯ

При експлуатації на ізоляцію електроустаткування та ліній впливає ряд факторів: тривала робоча напруга, короточасні перенапруги, температура та температурні коливання, вплив вологи та механічних зусиль та ін. Перенапруження, що виникають в електричних системах, є одним із факторів, що суттєво впливають на надійність електроустановок.

Незважаючи на короточасність впливу, перенапруги характеризуються високою кратністю по відношенню до тривалої робочої напруги, впливом на всі електрично пов'язані елементи системи незалежно від місця виникнення, істотним посиленням процесів виникнення та розвитку дефектів, не пов'язаних із перенапругами, прискоренням старіння конструктивних вузлів. Найважливішим елементом будь-якого електроустаткування та будь-якої лінії є ізоляція, яка багато в чому визначає безпеку експлуатації, підходи до організації захисту від перенапруг [184-192].

Потрібно зазначити, що цей режим супроводжується не тільки резонансними перенапругами, але і кидками струмів намагнічення. Як результат, під час експлуатації ліній електропередавання надвисокої напруги потрібно застосовувати сучасні ефективні заходи для успішного вирішення двох завдань: притлумлення струмів намагнічення та резонансних перенапруг [186-192].

6.1 Аналіз електромагнітних перехідних процесів під час комутацій ЛЕП НВН та АТ

У разі ввімкнення ненавантаженого автотрансформатора відбудеться автопараметричний резонанс та коливання, виникаючі у системі через періодичні зміни нелінійної індуктивності-осердя автотрансформатора. Намагнічування автотрансформатора під час ввімкнення вважають

найсприятливішим випадком, спричиняючи великі значення кидків струмів намагнічування [1,5,7]. Під час вимкнення автотрансформатора напруга намагнічування дорівнює нулю, струм намагнічення зменшується до нуля, тоді як магнітна індукція змінюється залежно від характеристики намагніченості осердя. Це зумовлює наявність залишкової індукції в осерді під час вимкнення автотрансформатора [186-190].

Розрахунковий аналіз РП з використанням чисельних методів ускладнений тим, що в ньому беруть участь нелінійні елементи (індуктивність намагнічування трансформатора, ОПН, коронний розряд на лінії електропередавання). Наявність у розрахунковій схемі нелінійних елементів зумовлює застосування чисельних методів розрахунку у часовій області [194].

З метою виявлення режимів, що призводять до виникнення РП, на розробленій математичній моделі було проведено розрахунки наступних комутацій:

- однофазне включення блоку АТ-ПЛ під напругу на холостому ході лінії;
- неповнофазне включення блоку АТ-ПЛ під напругу двома фазами (відмова вимикача в одній із фаз) на холостому ході лінії та під навантаженням;
- неповнофазне відключення блоку АТ-ПЛ двома фазами (відмова вимикача в одній із фаз) на холостому ході лінії [195].

Так як режим роботи обмотки низької напруги автотрансформатора впливає на умови розвитку перенапруг на вищих гармонійних, були здійснені розрахунки різних видів комутацій ЛЕП НВН під час номінального навантаження обмотки ПН.

Механізм явища самозбудження другої гармоніки, поки недостатньо вивчено, хоча опубліковано багато теоретичних праць [182-190]. На жаль, жодна з цих відомих робіт не займається вивченням фізичної природи явищ, що відбуваються, тоді як з'ясування цієї сутності є єдиним способом розробити інженерний підхід до явища та способів його притлумлення.

Істотною потребою під час вимкнення трансформаторів є те, що через малі струми намагнічування гасіння дуги відбувається не при нульових значеннях струму, в результаті чого енергія магнітного поля переходить в енергію електричного поля, тобто підвищується напруга і, отже, виникають перенапруги.

Резонансний контур, що утворюється при підключенні фази лінії НВН на ненавантажений АТ, наведений на (рис. 5.1). На ньому прийняті наступні позначення елементів заступної схеми:

L_C – еквівалентна індуктивність електроенергетичної системи; L_L – індуктивність повітряної лінії; L_P – індуктивність ШР; C_M – ємність фази ПЛ відносно землі; C_M – ємність між фазами ПЛ; ω – кутова швидкість [72,191].

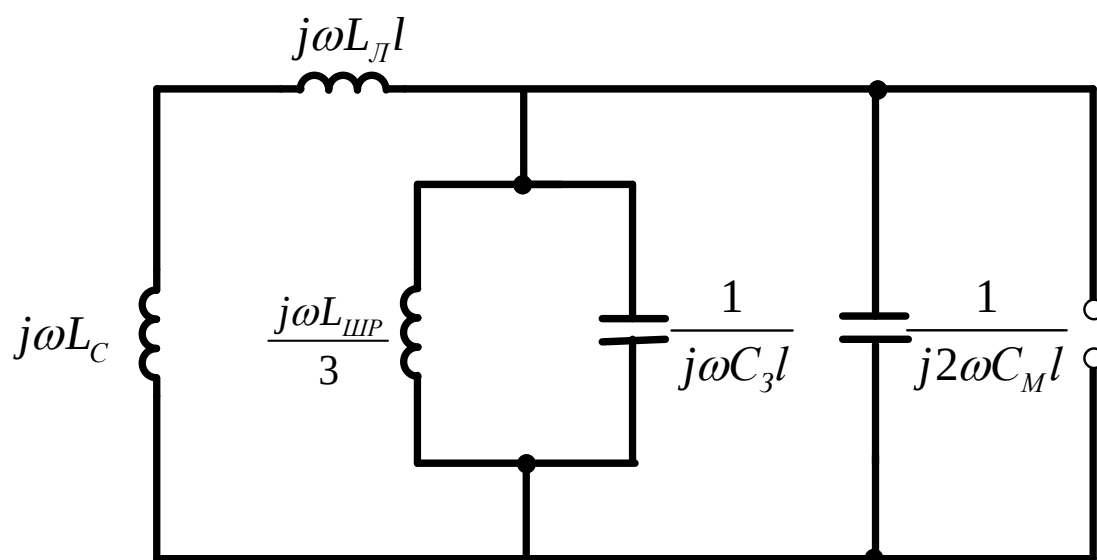


Рис. 6.1 . Схема вимкнення трансформатора [191]

У момент обриву дуги у вимикачі виникає коливальний контур LC, напруга на ємності U_C дорівнює напрузі на індуктивності U_L . Приймаємо, що дуга згасла під час певних середніх значеннях струму та напруги: $i = i_{ср}$, $U = U_{ср}$ у момент $t = 0$.

Запишемо рівняння для цього контуру за законом Кірхгофа:

$$U_C + U_L = 0, U_C + L \frac{di}{dt} = 0. \quad (6.1)$$

Ємнісний струм можна знайти з виразу:

$$i_c = C \frac{dU_c}{dt}. \quad (6.2)$$

Продиференціюємо (6.2):

$$\frac{di_c}{dt} = C \frac{d^2 U_c}{dt^2}. \quad (6.3)$$

Підставимо (6.3) у вираз (6.1) і отримаємо:

$$LC \frac{d^2 U_c}{dt^2} + U_c = 0, \quad \frac{d^2 U_c}{dt^2} + \frac{1}{LC} U_c = 0 \quad (6.4)$$

Для вирішення рівнянь (6.4) складемо характеристичне рівняння:

$$\alpha^2 + \frac{1}{LC} = 0, \quad (6.5)$$

де α – корінь характеристичного рівняння.

Рівняння (6.5) має рішення:

$$U_c = A_1 e^{\alpha t} + A_2 e^{-\alpha t}. \quad (6.6)$$

Знайдемо постійні A_1 та A_2 , для цього продиференціюємо (6.7):

$$\frac{dU_c}{dt} = \alpha A_1 e^{\alpha t} + (-A_2 e^{-\alpha t} \alpha). \quad (6.7)$$

Помножимо (6.7) на C :

$$C \frac{dU_c}{dt} = C \alpha A_1 e^{\alpha t} - C \alpha A_2 e^{-\alpha t} \quad (6.8)$$

З врахуванням (6.2) рівняння (6.8) матиме вигляд

$$i_c = C \alpha A_1 e^{\alpha t} - C \alpha A_2 e^{-\alpha t}. \quad (6.9)$$

У початковий момент часу ($t = 0$) ємнісний струм дорівнює середньому значенню ($i_c = i_{cp}$), тому

$$i_{cp} = C \alpha A_1 - C \alpha A_2, \quad A_1 - A_2 = \frac{i_{cp}}{\alpha C}. \quad (6.10)$$

Підставивши в рівняння (6.6) $t = 0$ і $U = U_{cp}$, отримаємо

$$U_{cp} = A_1 + A_2. \quad (6.11)$$

Перетворимо вираз (6.11):

$$\alpha^2 = -\frac{1}{LC}, \quad \alpha = \sqrt{-\frac{1}{LC}}, \quad \alpha = j\frac{1}{\sqrt{LC}} \quad \alpha = j\omega. \quad (6.12)$$

Підставимо в рівняння (6.6) вираз (6.12):

$$U_C = A_1 e^{j\omega t} + A_2 e^{-j\omega t}. \quad (6.13)$$

Застосуємо формулу Ейлора

$$U_C = A_1 \cos \omega t + jA_1 \sin \omega t + A_2 \cos \omega t - jA_2 \sin \omega t$$

$$\text{або } U_C = (A_1 + A_2) \cos \omega t + j(A_1 - A_2) \sin \omega t \quad (6.14)$$

Підставив у (6.14) вирази (6.10) и (6.11), отримаємо

$$U_C = U_{cp} \cos \omega t + j \frac{i_{cp}}{\alpha C} \sin \omega t \quad (6.15)$$

Перетворивши множник $j \frac{i_{cp}}{\alpha C}$ у формулі (6.15) з врахуванням (6.12)

$$j \frac{i_{cp}}{\alpha C} = j \frac{i_{cp}}{jC} \sqrt{LC} = i_{cp} \sqrt{\frac{L}{C}} = i_{cp} Z,$$

де $\sqrt{\frac{L}{C}} = Z$ — опір контуру.

Тоді вираз (6.15) матиме вигляд

$$U_C = U_{cp} \cos \omega t + i_{cp} Z \sin \omega t. \quad (6.16)$$

Найдемо максимальне значення цієї величини, для цього прирівняємо похідну виразу (6.16) к нулю:

$$\frac{dU_C}{dt} = -\omega U_{cp} \sin \omega t + \omega i_{cp} Z \cos \omega t, \quad -\omega U_{cp} \sin \omega t + \omega i_{cp} Z \cos \omega t = 0,$$

$$i_{cp} Z \cos \omega t = U_{cp} \sin \omega t \quad \frac{i_{cp} Z}{U_{cp}} = \frac{\sin \omega t}{\cos \omega t} = \operatorname{tg} \omega t. \quad (6.17)$$

Напруга U_C буде максимальною за умов $\operatorname{tg} \omega t = i_{cp} Z / U_{cp}$

Виразимо $\sin \omega t$ та $\cos \omega t$ через $\operatorname{tg} \omega t$:

$$\sin \omega t = \frac{\operatorname{tg} \omega t}{\sqrt{1 + \operatorname{tg}^2 \omega t}} = \frac{\frac{i_{cp}}{U_{cp}} \sqrt{\frac{L}{C}}}{\sqrt{1 + \frac{i_{cp}^2}{U_{cp}^2} \frac{L}{C}}} = \frac{i_{cp} \sqrt{\frac{L}{C}}}{\sqrt{U_{cp}^2 + i_{cp}^2 \frac{L}{C}}}, \quad (6.18)$$

$$\cos \omega t = \frac{1}{\sqrt{1 + \operatorname{tg}^2 \omega t}} = \frac{1}{\sqrt{1 + \frac{i_{cp}^2 L}{U_{cp}^2 C}}} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{U_{cp}^2 + i_{cp}^2 \frac{L}{C}}} . \quad (6.19)$$

Тоді, підставивши (6.18) та (6.19) в (6.16), отримаємо:

$$U_{max} = \frac{U_{cp}^2}{\sqrt{U_{cp}^2 + i_{cp}^2 \frac{L}{C}}} + \frac{i_{cp}^2 \frac{L}{C}}{\sqrt{U_{cp}^2 + i_{cp}^2 \frac{L}{C}}} = \frac{U_{cp}^2 + i_{cp}^2 \frac{L}{C}}{\sqrt{U_{cp}^2 + i_{cp}^2 \frac{L}{C}}} ,$$

$$U_{max} = \sqrt{U_{cp}^2 + i_{cp}^2 \frac{L}{C}} . \quad (6.20)$$

З формули (6.20) видно, що чим більше індуктивність і менше ємність, тим більше величина перенапруги.

Однофазне включення блоку АТ-ПЛ під напругу (рис. 3) - дана комутація є позаштатною і може спостерігатися при мимовільному включенні вимикача в одній із фаз через несправність автоматики вимикача. В даному випадку при подачі напруги, наприклад, фази А блоку АТ-ПЛ спостерігається короткочасний перехідний процес, що супроводжується перенапругами на фазі А і загасаючий протягом першого напівперіоду промислової частоти [72].

На сусідніх фазах при цьому після згасання коливань вищих гармонік встановлюються напруги, синфазні з напругою у фазі, обумовлені міжфазними ємнісними зв'язками.

6.2 Особливості виникнення резонансних перенапруг на другій гармонічній складовій

Коли автотрансформатор ввімкнено для змінної напруги, магнітне осердя може перейти в стан насичення, за якого невеликий приріст магнітного потоку через нього викликає різке збільшення струму через обмотку автотрансформатора [1,80]. У той же час отриманий магнітний потік через магнітне осердя в момент ввімкнення, Φ_{rem} впливає на результативне значення:

$$\Phi_{rez} = \Phi_{st} + \Phi_{tran} \pm \Phi_{rem} \quad (6.21)$$

де Φ_{st} - усталений магнітний потік, Вб; Φ_{tran} - магнітний потік перехідного процесу, Вб; Φ_{rem} - залишковий магнітний потік, Вб.

Залишковий магнітний потік Φ_{rem} - це значення потоку, яке залишалося в осерді після переривання збуджувального струму достатньої величини, щоб викликати потік насичення. Після збудження автотрансформатора деякі магнітні домени зберігають ступінь орієнтації відносно магнітного поля, прикладеного до осердя. Це явище відоме як залишковий намагнічування.

Найбільш ефективний серед методів зменшення кидка струму намагнічування автотрансформатора під час ввімкнення – це зменшення результуючого магнітного потоку до початку перехідного процесу в колі "первинна обмотка автотрансформатор - лінія". Таке зменшення полягає у розмагнічуванні магнітопроводу від залишкової намагніченості, що виникає внаслідок раптового розряду напруги живлення та відсічення струму під час його проходженні через ненульове значення. Зменшення залишкової намагніченості здійснюється проходженням постійного струму протилежної полярності через одну з обмоток осердя магнітопроводу автотрансформатора.

Процес розмагнічування здійснюється в кілька циклів. У першому циклі струм розмагнічування має бути щонайменше вдвічі струму автотрансформатора, що працює на холостому ході. У кожному наступному циклі струм розмагнічування має бути приблизно на 30 % менше, ніж струм попереднього циклу. В останньому циклі струм розмагнічування не має бути більше ніж струм без навантаження автотрансформатора під напругою.

Використовування пристрою для зняття залишкової намагніченості Φ_{rem} магнітного кола автотрансформатора знижує значення залишкового магнітного потоку до нуля $\Phi_{rem} = 0$, тоді результуючий магнітний потік через магнітопровід пристрою у момент вмикання дорівнює [1,80]:

$$\Phi_{rez} = \Phi_{st} + \Phi_{tran} \quad (6.22)$$

Увімкнення трансформатора за методом зменшення пускового струму АТ у той час, коли змінна напруга мережі знаходиться у фазі 90° , після попередньої реалізації способу зняття залишкової намагніченості магнітопроводу, дозволяє отримати результативне значення магнітного потоку рівним нулю $\Phi_{rem} = 0$ у момент увімкнення без магнітного потоку перехідного процесу:

$$\Phi_{rez} = \Phi_{tran} \quad (6.23)$$

Другою можливою причиною появи другої гармоніки є періодична зміна індуктивності шунта намагнічування автотрансформатора (АТ). У цьому випадку осцилограма набуває наступного виду: друга гармоніка, спочатку малого значення, починає розвиватися через досить тривалий час (0,1-0,5 секунди) після увімкнення, наприклад, у разі увімкнення лінії на ненавантажений АТ. Більше того, він збільшується, досягаючи значних значень через 0,8-1,2 секунди.

У тому випадку, коли автотрансформатор працює на холостому ході, його вторинна та третинна обмотки розімкнуті, процес перемикання описують рівнянням напруги первинної обмотки. У цьому випадку загальна індуктивність L первинної обмотки дорівнює відношенню потокового зв'язку обмотки до струму, що її викликає, тобто у тому випадку, коли автотрансформатор працює на холостому ході, його вторинна та третинна обмотки розімкнені, процес увімкнення описано рівнянням напруги первинної обмотки.

У цьому рівнянні загальна індуктивність Φ_{st} первинної обмотки дорівнює відношенню потокового зв'язку обмотки до струму, що її викликає, тобто

$$\Phi_{st} = \Phi_m \sin(\omega t + \psi - \varphi_0) \quad (6.24)$$

де $\varphi_0 = \arctg(\frac{\omega L}{r})$, L , r – параметри обмоток трансформатора заступної схеми.

Оскільки $\omega L \gg r$, у такому випадку $\varphi_0 = \frac{\pi}{2}$ тримаємо

$$\Phi_{st} = -\Phi_m \cos(\omega t + \psi) \quad (6.25)$$

Значення магнітного потоку перехідного процесу матимемо після розв'язання рівняння $\Phi_{tran} = Ce^{-t\frac{r}{L}}$.

Константу інтегрування C визначено з початкових умов. На момент ввімкнення магнітний потік дорівнює залишковій величині потоку Φ_{rem} , яку може бути виведено як відповідно до, так і проти потоку, викликаного струмом обмотки. При $t = 0$:

$$\Phi_{tran} + \Phi_{st} = -\Phi_m \cos \psi + C = \pm \Phi_{rem} \quad (6.26)$$

Звідки $C = \Phi_m \cos \psi \pm \Phi_{rem}$

Отже

$$\Phi_{tran} = (\Phi_m \cos \psi \pm \Phi_{rem}) e^{-t\frac{r}{L}} \quad (6.27)$$

Підставивши Φ_{st} (6.29) і Φ_{tran} згідно з (6.32) у формулі (6.26) отримаємо формулу миттєвого значення потоку.

$$\Phi = \Phi_m \left[\cos \psi e^{-t\frac{r}{L}} - \cos(\omega t + \psi) \right] \pm \Phi_{rem} e^{-t\frac{r}{L}} \quad (6.28)$$

Аналізуючи (6.28), ми бачимо, що потік автотрансформатора складається із стаціонарного компонента та двох аперіодичних складових, а значення першого, що визначається косинусом кута ψ , залежить від моменту ввімкнення. Значення другої залежить від значення залишкового магнітного потоку. Найменший потік виникає під час ввімкнення автотрансформатора в момент $\psi = \frac{\pi}{2}$ (рис. 6.3), і $\Phi_{rem} = 0$. Потім, відразу після ввімкнення, потік має одну стійку складову, тобто $\Phi = \Phi_m \cos(\omega t + \frac{\pi}{2}) = \Phi_m \sin \omega t$.

На рис.6.2 наведено характерну форму стрибків струму намагнічування. Ця форма кривих відображає наявність повільно згасаючої аперіодичної складової яку можна охарактеризувати вмістом різних гармонік та великою амплітудою струму в початковий момент часу (у 30 разів більше значення

номінального струму АТ).

Крива різко знижується через десяті долі секунди, але загальне згасання процесу характерне через кілька секунд. За певних обставин пусковий струм намагнічування затухає лише через кілька хвилин після подачі живлення на АТ [1,80].

Найвище значення потоку досягається, коли АТ вмикається в момент $\psi = 0$, якщо $\omega L \gg r$ (рис.6.4), тоді потік досягає максимального значення $t = \frac{T}{2} = \frac{\pi}{\omega}$

У такому випадку

$$e^{-t \frac{r}{L}} \approx 1 \quad (6.29)$$

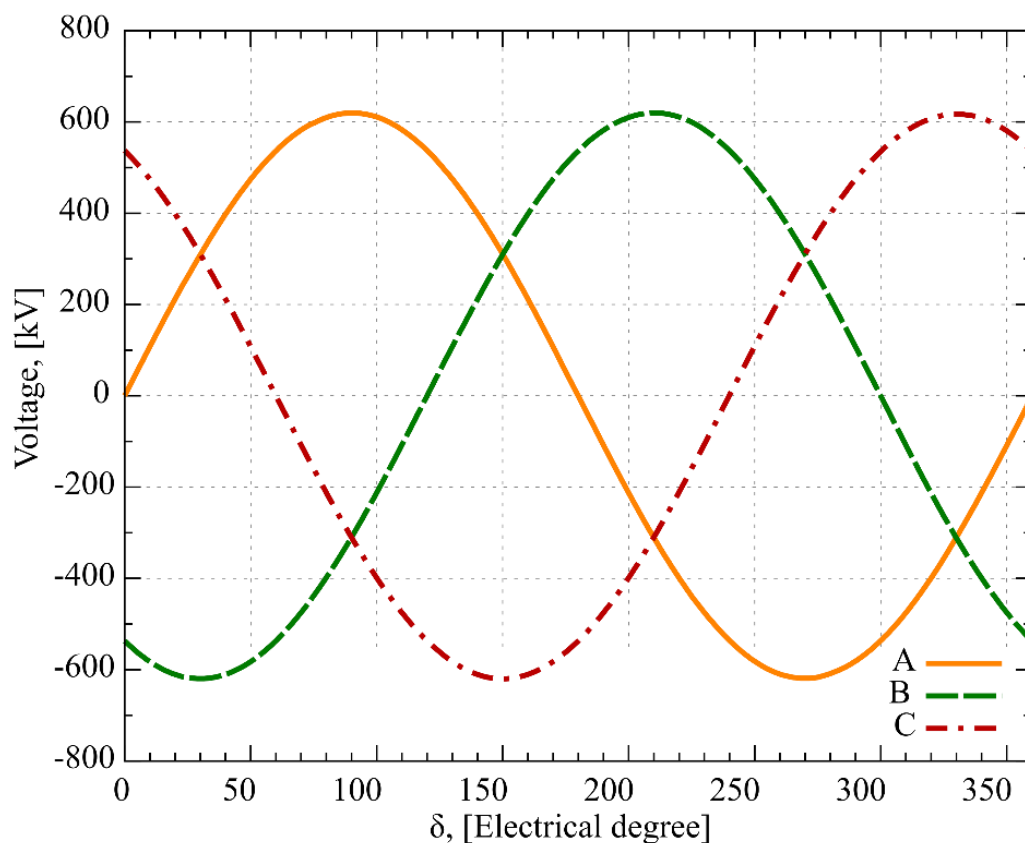


Рис. 6.3. Синусоїди фазних напруг

Залишковий потік може бути значним, іноді досягаючи половини норми. Якщо припустити що $\Phi_{rem} = 0,5 \cdot \Phi_m$ тоді максимальне значення потоку (8) з урахуванням (5.8) дорівнює

$$\Phi_{\max} = 2.5 \cdot \Phi_{rem} \quad (6.30)$$

Залишкове Φ_{rem} намагнічування магнітного контуру досягає свого максимуму, коли струм і напруга збігаються по фазі, і відповідно до закону електромагнітної індукції потік в осерді Φ_{rem} досягає максимуму й відстає на 90° від струму та напруги. Подальше перемикавання на холостий хід трансформатора буде супроводжуватися максимально можливим сплеском струму намагнічування з несприятливою ознакою аперіодичної складової струму перемикавання. Під час індуктивного (ємнісного) навантаження АТ Φ_{rem} буде відповідати можливому мінімуму, а за умов ввімкнення навантаження та в режимі короткого замикання максимуму значення не досягає. Анормальні резонансні перенапруги на другій гармонічній складовій показано на рис. 6.4. [191-192].

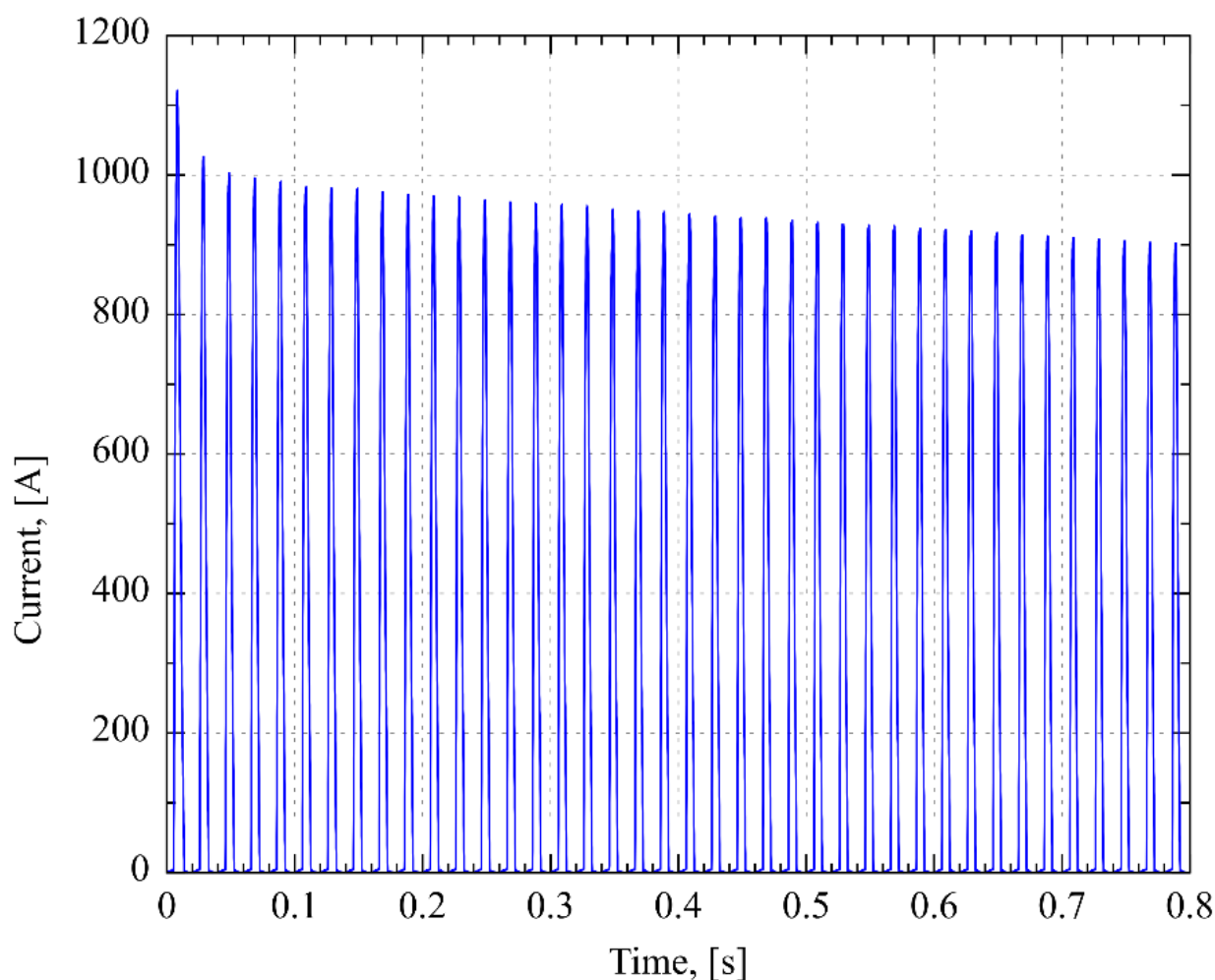


Рис. 6.4 Пускові струми намагнічування

Як можна побачити з рис. 6.4, завдяки насиченню магнітної системи,

пусковий струм намагнічування під час ввімкнення досягає дуже великих значень, які можуть перевищувати навіть номінальний струм АТ. Під час ввімкнення АТ відбувається різкий потік струму намагнічування, який має затухаючий характер рис. 6.4 [192-197].

- крива струму несиметрична, доки струм не досягне усталеного значення;
- криву можна розкласти на аперіодичну складову та синусоїдні струми різних гармонік. Аперіодична складова має дуже велике питоме значення в номінальному струмі;
- час згасання струмів визначають постійними часу АТ і мережі, та може досягати 2-3 секунд. Чим потужніший АТ, тим довше триває загасання;
- початковий пусковий струм може досягати 6-10 разів номінального струму трансформатора.

Відомо, що для компенсування зарядної потужності лінії застосовують шунтувальні реактори, встановлювані на підстанціях [192-194]. Відповідно шунтувальні реактори суттєво впливають на характеристики аперіодичної складової струму перехідного процесу [192-194]. Коли ненавантажений автотрансформатор вмикається на лінію, утворюється аперіодичний струм з високим відсотком по відношенню до загального струму, як це видно з рис. 6.5.

Отже, під час вимкнення автотрансформатора до лінії електропередавання з встановленими шунтувальними реакторами у струмі утворюється аперіодична складова, що спричиняє несиметричне насичення магнітопроводу. У той же час робота автотрансформатора в режимі холостого ходу зміщує робочу точку кривої намагніченості в нелінійну частину і у разі несиметричної зміни напруженості поля утворюється залишкове намагнічування, що суттєво впливає на пускові струми намагнічування та розвиток резонансних перенапруг [192-194].

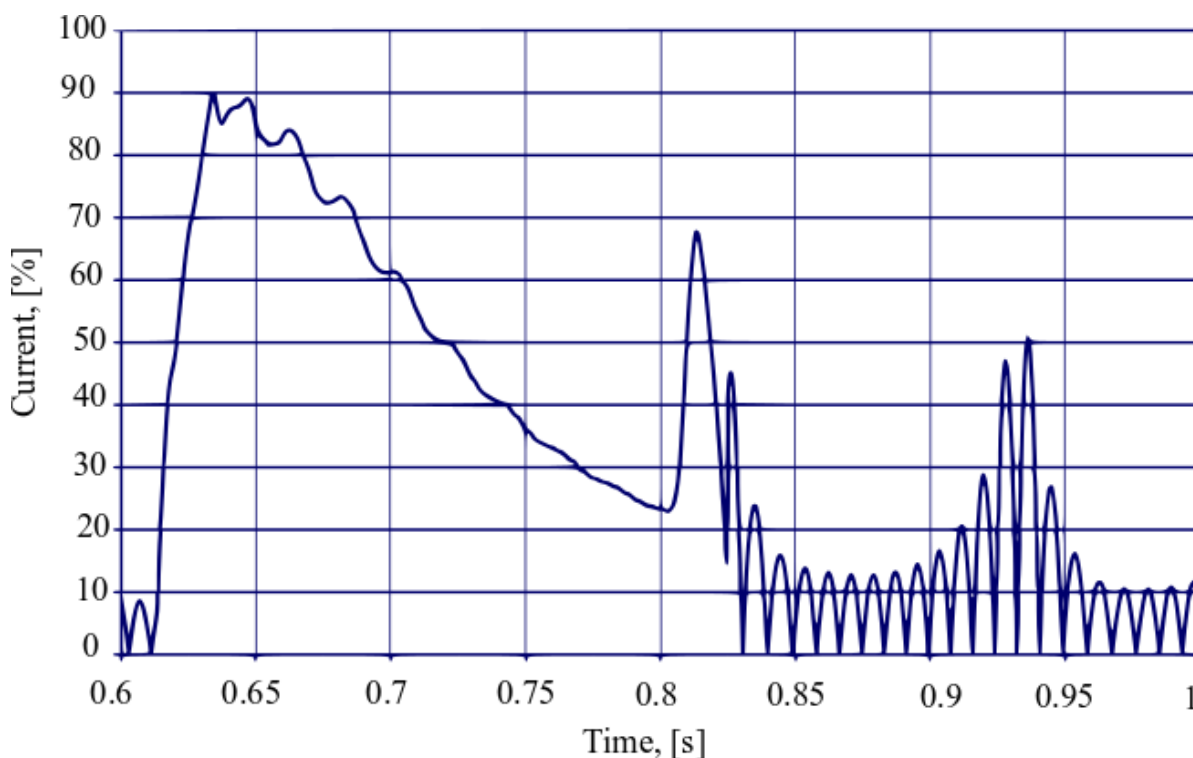


Рис. 6.5. Аперіодичні складові струмів намагнічування АТ

Залишкове Φ_{rem} намагнічування магнітного контуру досягає свого максимуму, коли АТ вимкнений з активним навантаженням, коли струм і напруга збігаються по фазі, а вимкнення відбувається, коли вони проходять через нуль. Більше того, відповідно до закону електромагнітної індукції Φ_{rem} в сердечнику досягає максимуму й відстає на 90° від струму та напруги. Подальше перемикання на холостий хід трансформатора буде супроводжуватися максимально можливим сплеском струму намагнічування з несприятливою ознакою аперіодичної складової струму перемикання. Під час індуктивного (ємнісного) навантаження АТ Φ_{rem} буде відповідати можливому мінімуму, а за умов ввімкнення навантаження та в режимі короткого замикання максимуму значення не досягає. Анормальні резонансні перенапруги на другій гармонічній складовій показано на рис. 6.6.

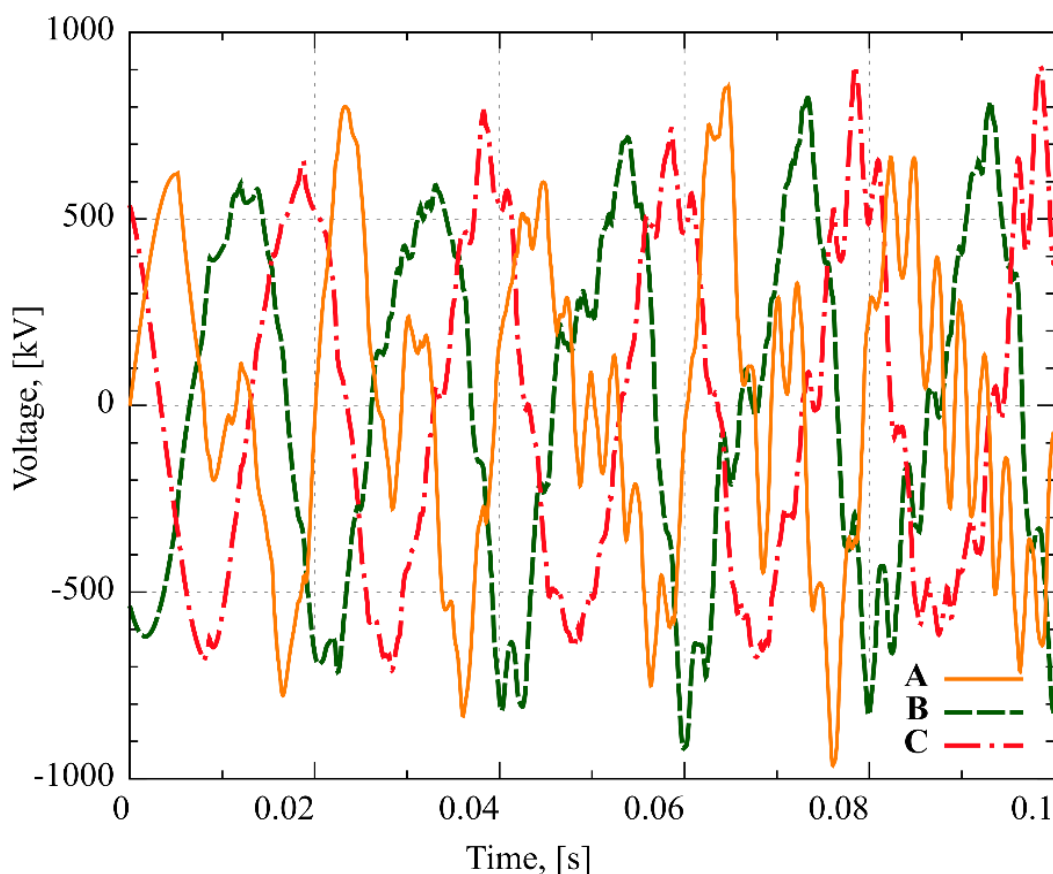


Рис. 6.6. Анормальні резонансні перенапруги на другій гармонічній складовій

Для оцінки впливу залишкового намагнічування на значення резонансних перенапруг було проведено серію моделювання з 15 можливими варіантами. Результати моделювання наведено в таблиці 6.1 із зазначеними випадками ввімкнення автотрансформатора. Як видно з таблиці 6.1, для будь-якого з варіантів наявні резонансні перенапруги, що перевищують гранично допустимі значення.

На сьогодні практичний інтерес полягає використання альтернативних заходів, заснованих на дослідженнях ефекту залишкового намагнічування. Спосіб зменшення пускового струму АТ та резонансних перенапруг, що охоплює переривання в момент досягнення максимального миттєвого значення фазної напруги 90° . Така комутація повністю розмагнічує осердя до замикання контактів перемикача, коли АТ ввімкнений до мережі залишкового намагнічування магнітопроводу подавання постійного струму на первинну обмотку [69,72].

Таблиця 6.1

Вплив залишкового намагнічування на резонансні перенапруги

Φ_{rem}^A	Φ_{rem}^B	Φ_{rem}^C	U^A , kV	U^B , kV	U^C , kV
$-\Phi_{max}$	$\Phi_{max} / 2$	$\Phi_{max} / 2$	1125	1100	1105
$-\Phi_{max}$	0	Φ_{max}	1117	1101	1304
$-\Phi_{max}$	Φ_{max}	0	1470	1257	1358
$-\Phi_{max} / 2$	0	$\Phi_{max} / 2$	1298	1459	1345
$-\Phi_{max} / 2$	$\Phi_{max} / 2$	0	1287	1114	1587
0	Φ_{max}	$-\Phi_{max}$	1147	1456	1258
0	$-\Phi_{max} / 2$	$\Phi_{max} / 2$	1235	1358	1208
0	$-\Phi_{max}$	Φ_{max}	1117	1258	1205
0	$\Phi_{max} / 2$	$-\Phi_{max} / 2$	1005	1298	987
$\Phi_{max} / 2$	0	$-\Phi_{max} / 2$	1070	1289	989
$\Phi_{max} / 2$	$-\Phi_{max} / 2$	0	1465	1356	1458
Φ_{max}	$-\Phi_{max}$	$-\Phi_{max}$	985	998	990
Φ_{max}	$-\Phi_{max} / 2$	0	1268	1150	1258
Φ_{max}	$-\Phi_{max} / 2$	$\Phi_{max} / 2$	1289	1247	1236
Φ_{max}	$\Phi_{max} / 2$	$-\Phi_{max} / 2$	1139	1198	1058

Переносні акумулятори, випрямні пристрої можна використовувати як джерело постійного струму. Наприклад, даються рекомендації щодо придушення резонансних перенапруг, які переходять до наступного алгоритму підключення ненавантаженого АТ: - підключення навантаження від обмоток АТ; - підключення лінії до АТ. Така послідовність підключення ненавантаженого автотрансформатора, дозволяє придушити резонансні перенапруги. Завдяки моделюванню було проведено ряд розрахунків щодо впливу природи та величин навантаження на автотрансформатор на умови виникнення резонансних перенапруг

[80,191]. Для дослідження такого складного процесу була розроблена імітаційна модель, оскільки ми досліджуємо електромагнітні перехідні процеси. Усі результати та цифри були отримані за допомогою імітаційної моделі. Модель розроблена для дослідження процесів у середовищі MATLAB/Simulink, які проілюстровані на рис. 6.6. Результати такого алгоритму ви можете побачити на рис. 6.8.

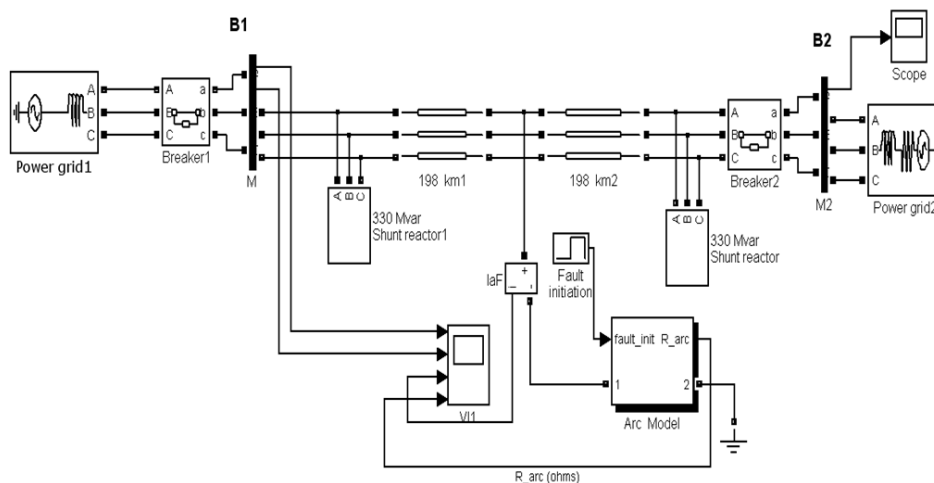


Рис. 6.7 Імітаційна модель ЛЕП НВН

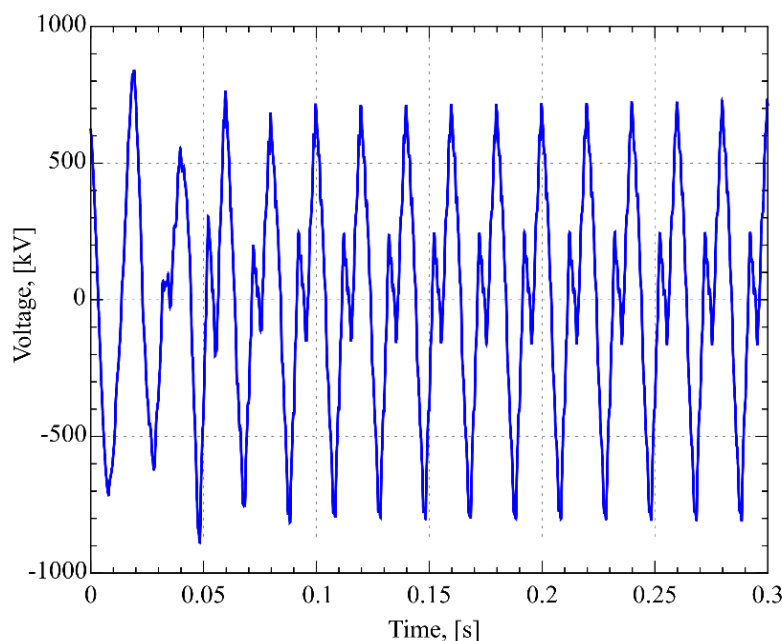


Рис. 6.8 Придушення резонансних перенапруг у разі збігу моменту ввімкнення автотрансформатора і навантаження

Як ви можете бачити на рис. 5.6 момент ввімкнення автотрансформатора збігається з моментом ввімкнення навантаження 200 МВт. Отже, у цьому випадку алгоритм ввімкнення подавляє резонансні перенапрути, але не усуває

другу гармонічну складову. Якщо навантаження ввімкнути після комутації ненавантаженого автотрансформатора з інтервалом 0,15 секунди, то спостерігатиметься перенапряга на другій гармонічній складовій, як це видно з рис. 6.9.

Керовану комутацію використовують для подавлення небажаних наслідків перехідних процесів під час планового комутування конденсаторних батарей, шунтувальних реакторів, повітряних ліній та силових трансформаторів. Високовольтні елегазові автоматичні вимикачі виробника ABB (Asea Brown Boveri Ltd.) здатні виконувати функцію керованого комутування під час експлуатації магістральних електричних мереж.

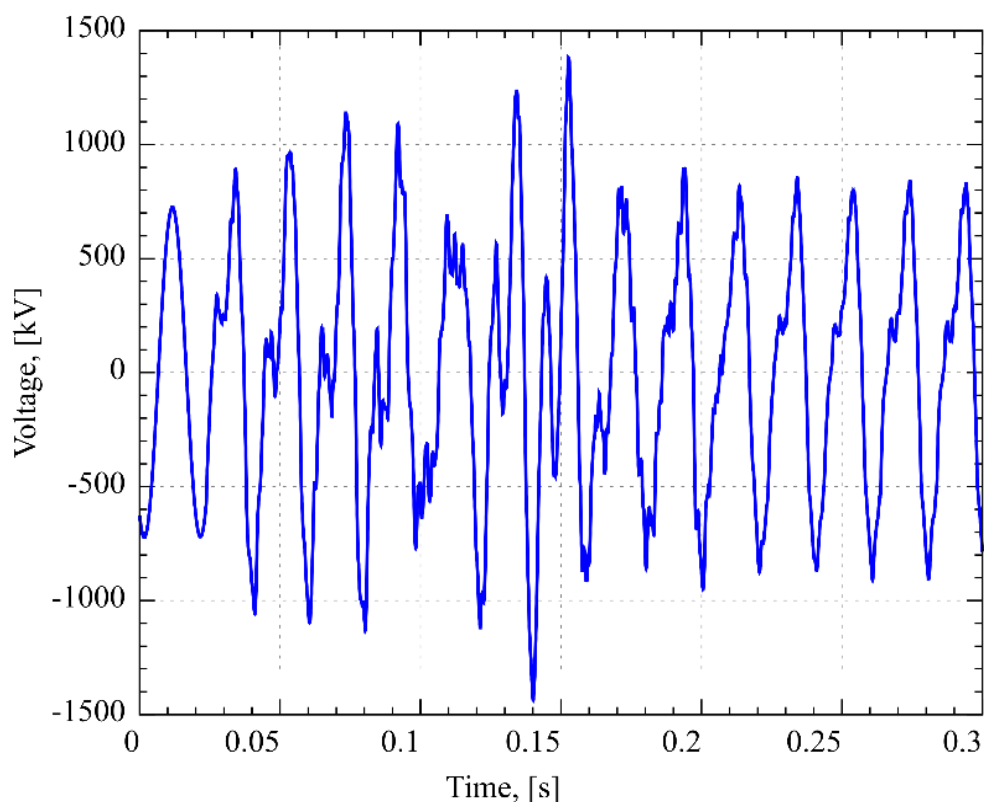


Рис. 6.9 Притлумлення резонансних перенапруг у випадку заданого моменту підключення автотрансформатора та навантаження

В Об'єднаній енергосистемі (ОЕС) України замінили повітряні вимикачі на елегазові вимикачі. Ця модернізація була спричинена тим, що сучасна високовольтна електротехнічна промисловість не виготовляє повітряні вимикачі і в разі пошкодження здійснити ремонт та відновлення електропостачання буде неможливо.

У порівнянні з елегазовими повітряні вимикачі мають певні переваги, основними з них є швидкодія, а також можливість встановлення додаткового керованого пристрою керованого комутування. Цю модернізацію здійснювано з 2010 року до 2014 року, і всі автоматичні вимикачі стандартно обладнані контрольованим комутаційним пристроєм SwitchSync F236. Основні переваги SwitchSync F236 порівняно з іншими пристроями наведено в таблиці 6.2. SwitchSync F236 можна використовувати для комутування всього енергетичного устаткування на відміну від інших.

Таблиця 6.2

**Порівняння пристрою SwitchSync F236 з іншими контрольованими
комутаційними пристроями**

Тип пристрою керованої комутації Switchsync™	Сфера застосування	Тип комутації	Кількість полюсів
PWC600	Конденсаторні батареї, шунтувальні реактори, трансформатори, лінії електропередавання	Вимкнення та ввімкнення	Однофазний
F236	-	-	-
E213	Конденсаторні батареї	Вимкнення та ввімкнення	Трифазний
T183	Трансформатори	Ввімкнення	Однофазний

Проблема експлуатації Switchsync F236 полягає в тому, що моменти замикання полюсів вимикача, які вибирають фахівці на заводі, часто спричиняють перенапруги. Моменти комутування, наведено в таблиці 6.2 потрапляють в

діапазон, що відповідає максимальним значенням перенапруг. Вибір моментів замикання проводився виробником, не враховуючи виникнення цього типу перенапруг. Результати розрахунків наведено у Додатку Е.

6.3 Умови виникнення самозбудження генераторів в ненавантажених режимах ліній електропередавання надвисокої напруги

У роботах розглядають питання трактування явища самозбудження [196–199]; математичного опису перехідного і стаціонарного режимів роботи асинхронного генератора. У [196–199] намагалися описати процес самозбудження в режимі холостого ходу та у разі переходу від ємнісного до індуктивно-резистивного навантаження. Водночас математичні формули стають занадто складними для обчислення та подальшого аналізування. Потрібно зауважити, що через обмежену потужність у той час обчислювальної техніки провести дослідження та виявити фактори, що більш всього впливають на умови виникнення самозбудження генераторів не було можливості. Також у роботах [197–200] не було зроблено повного математичного опису параметричного резонансу синхронного генератора, а також його якісного аналізу з використанням найпростішого математичного апарату.

Головною особливістю режимів ліній електропередавання з компенсованим реактивним опором є потреба підтримування оптимального співвідношення між напругами на лініях електропередавання через високу чутливість реактивної потужності до цього співвідношення. Визначено взаємозв'язок між умовами регулювання КШР та режимними параметрами передавання електроенергії. Ідеалізоване рівняння керування КШР було прийнято у вигляді [70] :

$$\Delta b_{CSR}^{(i)} (1 + p T_{csr}^{(i)}) = k_{0U}^{(i)} \Delta U_i , \quad (6.31)$$

де $b_{CSR}^{(i)}$ – провідність КШР i -ого вузла мережі; $T_{csr}^{(i)}$ – постійна часу КШР;
 $k_{0U}^{(i)} \left[\frac{C_M}{B} \right]$ – коефіцієнт керування провідності КШР у разі відхилення напруги,
 $\Delta U_i = U_i - U_{i(0)}, \Delta b_{CSR}^{(i)} = b_{CSR}^{(i)} - b_{CSR0}^{(i)}$.

Реактивні потужності Q_{i-1}'' , Q_i'' та $Q_P^{(i)}$ за нехтування активних опорів лінії визначаються виразом:

$$Q_{i-1}'' = -U_i^2 \frac{A_1}{B_1} + \frac{U_i U_{(i-1)}}{B_1} \cos \delta_{(i-1)} \quad (6.32)$$

$$Q_i'' = U_i^2 \frac{D_2}{B_2} - \frac{U_i U_{(i+1)}}{B_2} \cos \delta_{(i+1)} \quad (6.33)$$

$$Q_P^{(i)} = Q_{(i-1)}'' - Q_i' = U_i \left(\frac{U_{(i-1)}}{B_1} \cos \delta_{(i-1)} + \frac{U_{(i+1)}}{B_2} \cos \delta_{(i+1)} \right) - U_i^2 \left(\frac{A_1}{B_1} + \frac{D_2}{B_2} \right) \quad (6.34)$$

Знайдемо вираз для провідності $b_{CSR}^{(i)}$ реактора, яка необхідна для забезпечення заданого рівня напруги U_i у вузлі i [70]:

$$b_{CSR}^{(i)} = \frac{U_{(i-1)}}{U_i B_1} \cos \delta_{(i-1)} + \frac{U_{(i+1)}}{U_i B_2} \cos \delta_{(i+1)} - \frac{A_1}{B_1} - \frac{D_2}{B_2} \quad (6.34)$$

де $A_1, B_1, C_1, D_1, A_2, B_2, C_2, D_2$ – параметри ділянок лінії з постійною напругою на кінцях, прилеглих до вузла для підключення реакторів.

Залежність провідності реактора від довжини ділянки лінії й потужності, що передається нею, наводиться на рис. 6.10. Оцінімо кількісно значення коефіцієнта $k_{0U}^{(i)}$, за якого забезпечуватиметься досить високий рівень підтримки напруги в разі зміни потужності, що передається від нуля до P_{nat} – Активна потужність, що передається лінією, визначається за виразами [70]:

$$P = \frac{U_{(i-1)} U_i}{B_1} \sin \delta_{(i-1)} \quad (6.35)$$

Після лінеаризації виразів (5.12), (5.13) та (5.14) вилучення з них змінних $\Delta\delta_{(i-1)i}$ та $\Delta\delta_{i(i+1)}$, а також беручи до уваги $U_{(i+1)} = U_{(i-1)} = U_i = U$, $\delta_{(i-1)i} = \delta_{i(i+1)} = \delta_y$, $B_2 = B_1$, $D_2 = D_1$, отримаємо такий вираз:

$$\frac{\Delta U_i}{\Delta P} = \frac{tg \delta_{y0}}{\frac{U_0}{B_1} (\cos \delta_{y0} + tg \delta_{y0} \sin \delta_{y0} - A_1 - D_1) - U_0 b_{po}^{(i)} - \frac{U_0^2 k_{0U}^{(i)}}{2}} \quad (6.36)$$

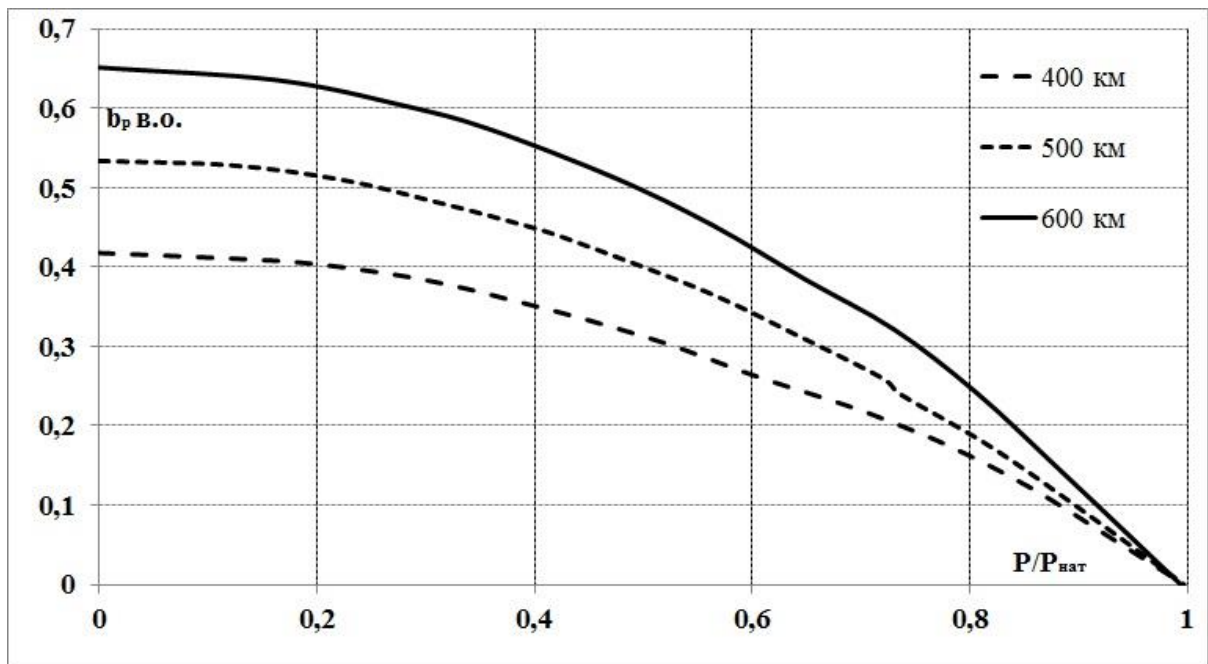


Рис. 6.10 Залежність провідності реактора від довжини ділянки лінії й потужності

З аналізу виразу (6.36) випливає, що для відносно коротких ділянок лінії позитивного (негативного) прирощенню ΔP відповідає приріст ΔU_i . Таким чином, для зменшення зміни напруги у вузлі за зміни активної потужності, що передається, коефіцієнт регулювання $k_{0U}^{(i)}$ для (6.34). Визначимо кількісну зміну напруги у вузлі ввімкнення реактора за зміни потужності, яка передається від нуля до $P_{нат}$ (ця залежність нелінійна, але досить хороше наближення можна отримати за умови її лінеаризування в такому діапазоні в точці $P_0 = 0.5P_{нат}$).

Для підтримання напруги у вузлі ввімкнення КШР у межах $5\%U_{ном}$ за зміни потужності від нуля до $P_{нат}$ достатньо встановити значення $k_{0U}^{(i)}$ не

більше ніж 5 – 10 о.е. Якщо за базисний опір прийняти опір реактора у вихідному режимі $z_{\delta} = x_{p0}$, то значення $k_{0U}^{(i)}$, виражене в таких одиницях, істотно змінюватиметься залежно від режиму. Під час розраховування передбачали, що з $z_{\delta} = z_{\delta} k_{0U}^{(i)} = 5$ в.о. в усіх режимах довжина ділянки дорівнює 400 км [200].

У випадку встановлення КШР можна керувати ступенем компенсації зарядної потужності, щоб відлаштуватися від зони самозбудження генераторів. Це стає можливим завдяки тому, що КШР здатні працювати з нормованим перевантаженням до 130 % і короточасним перевантаженням до 200 % [167,168]. У такому випадку зарядну потужність можна компенсувати, що синхронний генератор не буде працювати з ємнісним навантаженням. Моделювання електромагнітних перехідних процесів виконувалось на імітаційних моделях, які наведено у Додатку Ж.

З аналізу виразу (6.35) видно, що коефіцієнт регулювання КШР, необхідно для підтримування напруг у і-му вузлі зі заданою точністю, визначають лише параметрами ділянки, прилягаючої до вузла ввімкнення реактора і не залежить від довжини лінії. Аналітичні вирази для коефіцієнтів характеристичного полінома, отримані після розширення за потужністю оператора "р" визначника системи рівнянь малих збурень (з ігноруванням перехідних процесів у колах статора) якщо немає регулювання збудження та нехтування демпферними колам генераторів, мають вигляд [70]:

$$\begin{aligned} a_0 &= \frac{T_j T_{d0}}{\omega_0} B_q B_d' & a_1 &= \frac{T_j}{\omega_0} B_q B_d & a_3 &= B_q B_d S_E \\ a_2 &= T_{d0} \left[B_q B_d' S_E + (x_d - x_d') \left(2 - \frac{B_d}{B_q} \right) U_2^2 \sin^2 \delta_0 \right] \end{aligned} \quad (6.37)$$

де T_j, T_{d0} – постійна часу обмотки збудження та інерційна постійна агрегату. $S_E = \frac{B_{q0} U_2}{B_d} \cos \delta_0 + \frac{U_2^2}{D} \left(\frac{1}{B_q} - \frac{1}{B_d} \right) \cos 2\delta_0$ – синхронізувальна потужність електропередач, $B_d = B + D(x_d + x_{T1})$, $B_q = B + D(x_q + x_{T1})$ – сумарні опори електропередавання в поздовжній і поперечній осі; $B_d' = B + D(x_d' + x_{T1})$ –

сумарний перехідний опір електропередавання, B, D – еквівалентні узагальнені параметри лінії, x_q, x_d, x'_d – синхронні опори генератора в поздовжній та поперечній осі, x_{T1} – індуктивний опір трансформатора, δ_0 – кут лінії електропередавання, ω_0 – кутова швидкість.

У діапазоні довжин $l=150..350$ км можна виділити три найхарактерніші зони, на межі яких відбувається зміна знаку B_d, B_q , або B'_d [70]:

$$\text{I зона} - B_d > 0, B_q > 0, B'_d > 0 \quad (-z > (x_d + x_{t1}))$$

$$\text{II зона} - B_d < 0, B_q > 0, B'_d > 0 \quad ((x_d + x_{t1}) \geq -z \geq (x_d + x_{t1})) \quad (6.38)$$

$$\text{III зона} - B_d < 0, B_q < 0, B'_d > 0 \quad ((x_q + x_{t1}) \geq -z \geq (x'_d + x_{t1})),$$

де $z = \frac{B}{D}$ – вхідний опір короткозамкненої на кінці лінії.

На рис. 6.11 наведено зона 1 синхронного самозбудження та зони 2, 3 асинхронного самозбудження [8].

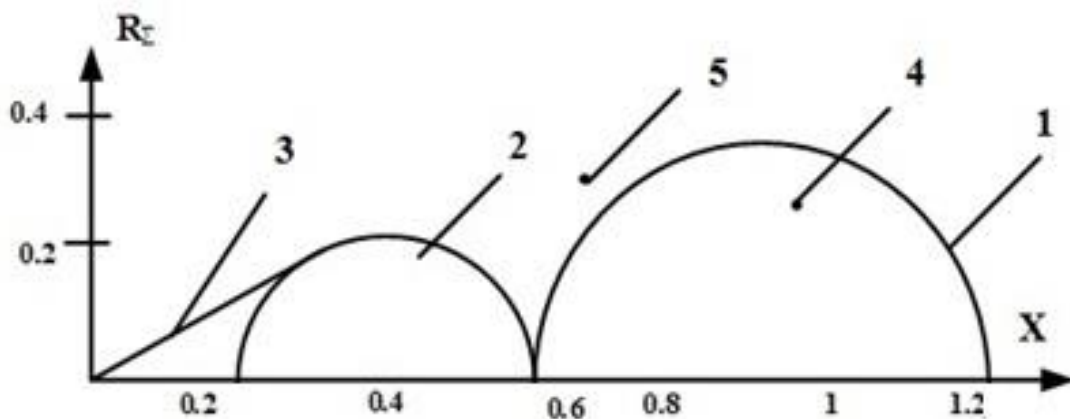


Рис. 6.11 Зони самозбудження генератора

Щоб зменшити ці досить великі зони, потрібно зменшити вплив поперечного демпферного контуру, тобто постійна часу цього контуру має бути або дуже малою або досить великою. Повністю виключити поперечний демпферний контур неможливо за умовами саморозкачування генератора в режимах малих навантажень. Збільшення активного опору лінії з ціллю придушення самозбудження неефективно, так як це призводить до зниження ККД електропередавання. Тому для максимального збільшення зони стійкої роботи потрібно такі заходи: підбір параметрів демпферних контурів,

забезпечуючи максимальне зменшення зони асинхронного самозбудження; збільшення перехідного опору генератора; збільшення реактивних опорів кінцевих трансформаторів.

Значення параметрів некерованих шунтувальних реакторів типу РОДЦ-110/750-У1 наведено в таблиці 6.3.

Таблиця 6.3

Параметри некерованих шунтувальних реакторів типу РОДЦ-110/750-У1

$U_{ном}$, кВ	X_p , Ом	R_p , Ом	$S_{ном}$, МВАр
750	1880	6	110

Значення параметрів керованих шунтувальних реакторів типу КШРТ наведено в таблиці 6.4.

Таблиця 6.4

Параметри керованих шунтувальних реакторів типу КШР

Тип КШР	$S_{ном}$, МВАр	$U_{ном}$, кВ	Уставка напруги, кВ	Уставка потужності, МВАр	Уставка опору, Ом
КШР	330 МВАр	750	645÷750	9÷429	8

Значення параметрів синхронних генераторів наведено в таблиці 6.5.

Таблиця 6.5

Параметри синхронних генераторів

$U_{ном}$, кВ	X_d , в.о.	X_q , в.о.	X'_d , в.о.	T_j	T_0
18.75	1,5	0.98	0.32	10	7

Для того, щоб унеможливити самозбудження генераторів, точки с координатами X_Σ та R_Σ мають опинитися поза межами областей самозбудження. Координати X_Σ та R_Σ визначають за такими формулами [70]:

$$X_{\Sigma} = \frac{Z_W(X_1 + X_{CSR})(X_{CSR1} + X_{CSR2})\cos\lambda + (Z_W^2(X_1 + X_{CSR1}) - X_{CSR1}X_1X_{CSR2})\sin\lambda}{(X_{CSR1}X_{CSR2} - Z_W^2)\sin\lambda - Z_W(X_{CSR} + X_{CSR2})\cos\lambda} \quad (6.39)$$

де X_1 – еквівалентний опір генератора, Z_W – хвильовий опір лінії, X_{CSR} – еквівалентний опір двох груп КШР. X_{CSR1}, X_{CSR2} – опір першої та другої групи КШР відповідно, λ – хвильова довжина лінії.

Значення R_{Σ} для схеми рис. 5.14 визначають за формулою:

$$R_{\Sigma} = R + R_T + R_{\Gamma} \quad (6.40)$$

Результати розрахунку виведення ЛЕП із зонами самозбудження наведено в таблиці 6.6.

Таблиця 6.6

Результати розрахунку виведення ЛЕП із зонами самозбудження

Пристрій компенсування реактивної потужності	R_{Σ}	X_{Σ}	Точка на рис. 6.11
КШР	0,31	0,62	4
ШР	0,26	0,94	5

Результати розрахунків у разі встановлення некерованих шунтувальних реакторів у електричній мережі наведено на рис. 6.11 точкою під номером 4, яка потрапляє в зону синхронного самозбудження.

6.4 Висновки до розділу

1. Розглянуто методи захисту від перехідного ферорезонансу (розмикання трикутника обмотки ПН автотрансформатора, з'єднання цих обмоток у зірку, включення в розсічення трикутника обмоток ПН резистора). Показано, що перші два методи захисту є найефективнішими, проте підключення резистора до обмоток ПН автотрансформатора є кращим.

2. За результатами аналізу на ПЛ 750 кВ з ШР і КР виявлено низку залежностей: умови виникнення та рівні перенапруг на відключеній у циклі

ОАПВ фазі лінії, струми підживлення дуги КЗ, частоти коливань напруги на відключеній фазі та тривалості їх згасання під час моделювання перехідних процесів на лініях НВН під час досліджень та налаштування пристроїв РЗА.

3. Удосконалено методи аналізу та математичні моделі для дослідження аномальних перенапруг у ЛЕП надвисокої напруги (НВН). На відміну від традиційних підходів, нові моделі дозволяють враховувати як поперечну, так і повздовжню несиметрію ліній, а також особливості комутації груп автотрансформаторів на електричних підстанціях. Це значно підвищує точність моделювання електромагнітних процесів і дозволяє більш обґрунтовано формувати рекомендації щодо запобігання виникненню аномальних перенапруг.

4. Також було розроблено моделі ЛЕП НВН, які прокладені в одному трасовому коридорі. Включення до розрахунків реальних параметрів замісних схем дозволило виявити потенційну загрозу перенапруг, пов'язану зі зсувом резонансної частоти.

5. Проаналізовано вплив залишкової намагнічування ненавантаженого автотрансформатора на резонансні перенапруги та кидки струмів намагнічування. Для усунення залишкового намагнічування автотрансформатора запропоновано комплекс ефективних заходів. Питання про появу другої гармоніки лінії передавання є одним із найскладніших у сучасній теоретичній електротехніці. Незважаючи на досить велику кількість публікацій на цю тему, причини та умови появи цієї гармоніки все ще не зовсім зрозумілі. Більше того, опубліковані роботи різних авторів суперечать один одному в деяких питаннях.

6. У рамках дослідження розроблено комплекс практичних методів та математичних моделей, спрямованих на підвищення ефективності керованої комутації елегазових вимикачів, що забезпечує зниження комутаційних перенапруг і мінімізацію динамічних навантажень на обладнання. Окрему увагу приділено удосконаленню підходів до аналізу роботи однофазних автотрансформаторів і керованих шунтувальних реакторів в умовах

неповнофазних режимів, що дозволяє своєчасно виявляти потенційно небезпечні режими та обґрунтовувати оптимальні стратегії керування. Запропоновані розробки можуть бути впроваджені в практику експлуатації магістральних електричних мереж, сприяючи підвищенню їх надійності, стійкості та енергоефективності, а також зменшенню ризиків аварійних ситуацій і витрат на технічне обслуговування.

Посилання: [1,5,769,80,186-200], див. перелік використаних джерел стор. 265 – 290.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В дисертаційній роботі отримано нові теоретично обґрунтовані результати, які вирішують науково-прикладну проблему підвищення надійності та ефективності функціонування МЕМ завдяки розробленню нових моделей та методів аналізу і управління режимами роботи за умов структурної несиметрії.

Основні наукові та практичні результати.

1. Комплексно вирішено проблему підвищення надійності та ефективності функціонування МЕМ за умов тривалих неповнофазних режимів завдяки обґрунтованому використанню КШР для оптимізації режимів роботи в якості керуючих впливів за критерієм мінімуму втрат активної потужності.

2. Розроблені методи визначення індуктивного опору СТАТКОМ, які, на відміну від традиційних, дають змогу реалізації керованого ОАПВ з мінімально можливою тривалістю циклу та відповідним підвищенням рівня режимної безпеки.

3. Розроблено модель ЕВ та визначено часові інтервали керованої комутації, що, на відміну від загальноприйнятих методів визначення моментів комутації, враховують появу аперіодичної складової струму та попереджають пошкодження дугогасильних камер ЕВ автокомпресійного типу.

4. Розроблено метод притлумлення внутрішніх перенапруг в циклі ТАПВ, який передбачає індивідуальне включення фаз в таких точках переходу через нуль кривих напруги на контактах вимикача, які утворюють послідовність з мінімальним часовим інтервалом і розташовуються поблизу мінімуму максимальної з обвідних напруг, що на відміну від існуючих методів запобігання перенапругам, забезпечує безпечні умови включення для кожної фази та узгодження моментів комутації фаз між собою.

5. Розроблено математичну модель трифазного КШР з підмагнічуванням, в якій використано узагальнену електричну схему для врахування реакції системи регулювання реактора та моделювання швидкості зміни потужності КШР, завдяки чому підвищено ефективність керування.

6. Запропоновано метод визначення умов комутації ШР, що дозволяє розрахувати параметри спрацьовування пристроїв керованої комутації для трифазних реакторів будь-якої конструкції. Метод відрізняється від відомих універсальністю аналізу умов включення та відключення реакторів і заснований на поданні схеми заміщення груп однофазних ШР у вигляді чотирипроменевої зірки.

7. Розроблено метод керованого включення та відключення ШР на основі багатфакторного аналізу стану комутуючого вимикача, включаючи врахування технічних умов роботи, часу безопераційного простою вимикача та часу його дії у циклах попередніх комутацій. Такий підхід дозволив підвищити надійність роботи реакторної групи та збільшити міжремонтний період

8. Теоретично обґрунтовані принципи ефективного притлумлення струму повторної дуги підживлення та зменшення резонансних перенапруг шляхом використання запропонованого методу квазіадаптивного ОАПВ.

9. Розроблено новий алгоритм автоматичного повторного увімкнення ЛЕП НВН зі встановленими ШР, що ґрунтується на стратегії вибору значень часових інтервалів за поточним графіком обвідної напруги на контактах ЕВ. Реалізація нового алгоритму на відміну від загальноприйнятого дозволяє підвищити ефективність АПВ та надійність функціонування комутаційної апаратури.

10. Результати використання розроблених моделей та методів лягли в основу методичних рекомендацій по запровадженню сучасних засобів управління режимами магістральних електричних мереж ОЕС України з метою підвищення надійності роботи та збільшенню пропускної здатності, зокрема за форс мажорних умов.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Кучанський В., Малахатка Д. Заходи та технічні засоби підвищення ефективності режимів роботи магістральних електричних мереж: монографія. Вінниця: ГО Європейська наукова платформа, 2021. 120 с. DOI: <https://doi.org/10.36074/ztperrmrm-monograph.2021>
2. Зайцев Є., Кучанський В., Гунько, І. Підвищення експлуатаційної надійності та ефективності роботи електричних мереж та електроустановок: монографія. Вінниця: ГО Європейська наукова платформа, 2021. 156 с. DOI: <https://doi.org/10.36074/penereme-monograph.2021>
3. Кузнецов В. Г., Ю. І. Тугай, В. В. Кучанський. Анормальні перенапруги в магістральних електричних мережах з джерелами спотворень. Одеса: Видавничий дім "Гельветика", 2025. 170 с. DOI: 10.35668/978-617-554-449-5
4. Сегеда М. С., Покровський К. Б., Маврін О. І., Олійник В. П. Моделювання режимів енергомоста Україна – Євросоюз. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2019. №. 52. С. 17-21.
5. Khan I., Mallick M.A., Rafi M., Mirza M.S. Optimal placement of FACTS controller scheme for enhancement of power system security in Indian scenario. *Journal of Electrical Systems and Information Technology*. 2015. No. 2 P. 161–171. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jesit.2015.03.013>
6. Davidson C. C. Power transmission with power electronics. *Power Electronics and Applications: materials of the 14th European Conference*. 30 Aug. – 1 Sept. 2011. Birmingham, UK, 2011.
7. Gole M. Dynamic reactive compensation: Reactive power fundamentals.: materials of the 2011 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, 20–23 Mar. 2011. Phoenix, USA, 2011.
8. Kuchansky V., Malakhatka D., Dumenko V., Denisova N., Yeraliyeva B. Assessment of the phase-by-phase transmission line effect asymmetry on power transfer capability in open phase mode. *Przegląd Elektrotechniczny*. 2021. Vol. 9, P. 50–53

9. Веприк Ю. Н. Базова модель електромагнітних перехідних процесів в електричних системах з несиметрією. *Східноєвропейський журнал передових технологій*. 2010. № 2. С. 37-42.
10. Веприк Ю. М. Дискретні моделі силових трансформаторів у фазних координатах. *Технічна електродинаміка*. №4. С. 64–67.
11. Веприк Ю. М., Веприк В. Ю. Комплексна модель електричних систем у складних несиметричних режимах : матеріали міжнар. наук.-техн. конф. Інформаційні технології: наука, техніка, технологія, освіта, здоров'я, Харків; Мішкольц; Магдебург, 1996 р. Харків, 1996. С. 111–112.
12. Веприк Ю. М.. Комп'ютерне моделювання режимів роботи електричних систем: монографія. Харків: НТУ «ХПІ», 2015. 304 с.
13. Веприк Ю. М., Мінченко О. А. Комутаційні перенапруги в електропередачі 750 кВ . *Електротехніка та електромеханіка*. 2009. № 4. С. 17–20.
14. Веприк Ю. М., Чмалъ С. С. Математичне моделювання електромагнітних перехідних процесів методом фазних координат. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства ім. Петра Василенка*. 2008. № 73. С. 12-16.
15. Веприк Ю. М., Веприк С. Ю., Немрі Х. Математичне моделювання та діагностика складних несиметричних режимів електричних систем. *Комп'ютер: наука, техніка, технологія, освіта: тези доп. міжнар. наук.-техн. конф.* 1994. Харків.С. 55–56.
16. Веприк Ю. М., С. Ю. Веприк Методика та алгоритми визначення параметрів елементів систем електропостачання у фазних координатах. Інформаційні технології: наука, техніка, технологія, освіта, здоров'я: доповіді XI Міжнар. наук.-практ. конф. Харків, 2003. С. 317. -315.
17. Веприк Ю. М., Немрі Х. Моделювання несиметричних режимів електричних систем у фазних величинах. *Комп'ютер: наука, техніка, технологія: тези доп. міжнар. наук.-техн. конф.* Харків, 1993. С. 50-52.

18. Веприк Ю. М. Математичне моделювання повітряних ліній з тросами у несиметричних режимах. *Східноєвропейський журнал передових технологій*. 2012. № 59.5-8. С. 30-34.
19. Веприк Ю. М., Фінк Д. Неповнореакторні режими ПЛ 750 кВ ОЕС України.. *I Університетської наук.-практ. конф. магістрантів НТУ ХПІ*.. Харків: НТУ «ХПІ», 2007. №. 2. С. 62–64.
20. Веприк Ю. М., Лінник Е. М. Несиметрія параметрів електричних мереж 750 кВ ОЕС України в неповнореакторних режимах. *Електротехніка та електромеханіка*. 2012. № 4. С. 68–72.
21. Nafar M., Solookinejad G., Jabbari M. Comparison of IEEE and Pinceti Models of Surge Arresters. *Research Journal of Engineering Sciences*. 2014. №3. P.. 32-34.
22. Agrawal K. C. Electrical Power Engineering: Reference & Applications. Handbook. CRC Press, 2007. 1125 p.
23. Surge arresters. Part 4: Metal-oxide surge arresters without gaps for AC systems. IEC Standard 60099-4, 2014. 250 p.
24. Volker Hinrichsen. Metal-Oxide Surge Arresters in High-Voltage Power Systems. Fundamentals. Siemens AG, Erlangen, Germany, 2012. 128 p.
25. Shpolianskyi O.G. Reduction of overvoltages and aperiodic currents when connecting 750 kV transmission lines with the help of controlled switching devices. International Ukraine. Poland Seminar *Power quality in distribution networks with distributed generation*, Kyiv, Ukraine, July 4-5, 2019. Pp 197-202.
26. Shpolianskyi O. Adjustment of the MATLAB surge arrester model parameters. *Technical electrodynamics*. 2020. №5.С. 49–53. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2020.05.049>
27. Шполянський О. Г. Параметри наближених ліній 750 кВ та характеристики їх вхідного опору в паузі ОАПВ. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2013, №35. С.39-44.

28. Тугай Ю., Кучанський В., Тугай І. Застосування керованих пристроїв компенсації зарядної потужності ЛЕП НВН в електричних мережах. *Технічна електродинаміка*. 2021. №1. С.53-56.
29. Кузнецов В.Г., Тугай Ю.І., Кучанський В.В. Дослідження впливу транспозиції лінії електропередачі надвисокої напруги на аномальні перенапруги. *Технічна електродинаміка*. 2013. № 6. С. 51-56.
30. Кузнецов В.Г., Тугай Ю.І., Кучанський В.В.. Перенапруги в аномальних режимах ліній електропередачі надвисокої напруги. *Технічна електродинаміка*. 2012. № 2. С. 40-41.
31. Кузнецов В.Г., Тугай Ю.І. Підвищення надійності та ефективності магістральних електричних мереж. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2009. №23. С. 110-117.
32. Кузнецов В. Г. Тугай Ю. І., Шполянський О. Г. Дослідження внутрішніх перенапруг у магістральних електричних мережах надвисокої напруги та розробка заходів по їх запобіганню й обмеженню. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2013. № 35. С. 117-122.
33. Кучанський В. В. Застосування автоматичного шунтування фаз для подавлення повторної дуги в паузі ОАПВ лініях електропередавання надвисокої напруги. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2019. № 1. С. 49-55.
34. Кузнецов В.Г., Тугай Ю.І., Кошман В.І., Кучанський В.В., Сабарно Л.Р., Тугай І.Ю., Шполянський О.Г., Нікішин Д.А. Розробка методів і моделей аналізу аномальних режимів електричних мереж з метою їх оптимізації. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2019. № 54. С. 19-28.
35. Kuchansky V.V. The prevention measure of resonance overvoltages in open-phase mode in extra high voltage transmission lines. *Proceedings of the Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine*. 2017. No. 47. P. 23 – 28.

36. Кучанський В.В. Експрес-оцінка резонансних перенапруг в аномальних режимах магістральних електричних мереж. *Вісник Університету "Львівська Політехніка" Серія: Електроенергетичні та електромеханічні системи*. 2016. № 840. С. 67 – 71.
37. Kuchansky V.V, Malakhatka D.O, Blinov I. Efficiency increase of open phase modes in bulk electrical networks. *Systems, Decision and Control in Energy II*/ editors: Zaporozhets A.O., Artemchuk V. Springer, 2021. P. 31-48.
38. IEC TR 63042-100:2016 «UHV AC transmission systems Part 100: General information». P.52.
39. IEC TC 63042-101 IEC TS 63042-101:2019 UHV AC transmission systems - Part 101: Voltage regulation and insulation design. P.55.
40. Teruo D. Souza M., Pomilio J.A. Comparison between lumped models for high-voltage high-frequency transformers. *International Conference Industry Applications (INDUSCON)* : materials of the 13th IEEE conf. 2018. P. 112–117.
41. Gama C.. Brazilian North-South Interconnection control-application and operating experience with a TCSC. *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*: materials of the inter. conf. 18–22 July 1999. Vol. 2. P. 1103–1108.
42. Gu S., Dang J., Tian M., Zhang B.. Compensation degree of controllable shunt re-actor in EHV/UHV transmission line with series capacitor compensation considered. *Mechatronics, Control and Electronic Engineering (MCE 2014)*: materials of the international conference. Shenyang, China, 29–31 Aug. 2014. P. 65–68.
43. V. Kuchansky, D. Malakhatka, Blinov Ihor (2020) Application of Reactive Power Compensation Devices for Increasing Efficiency of Bulk Electrical Power Systems. In: 2020 IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems, Kyiv, Ukraine, 2020, pp 83-86. doi: 10.1109/ESS50319.2020.9160072
44. Hua Li, Ruizheng Gu, Che Wen, Xuehui Zhang, "Study on control strategy of TSC reactive power compensator based on fuzzy control", 2016 International Conference on Fuzzy Theory and Its Applications (iFuzzy), pp.1-6, 2016.

45. M. Gole (2011) Dynamic reactive compensation: Reactive power fundamentals. In: 2011 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, 20-23 March 20, 2011
46. Karimulla S., Niranjana Kumar P. S., Amer G. Enhancement of power transmission system performance. *Emerging Trends in Electrical and Computer Technology: materials of the inter. conf.* Nagercoil, 2011. P. 50–56. doi: 10.1109/ICETECT.2011.5760090.
47. Karthikeyan M., Ajay-D-Vimalraj P. Optimal location of shunt FACTS devices for power flow control. *Emerging Trends in Electrical and Computer Technology: materials of the inter. conf.* Nagercoil, 2011. P. 154–159.
48. Bernard S., Trudel G., Scott G. A 735 kV shunt reactors automatic switching system for Hydro-Quebec network. *IEEE Trans. on Power Systems: materials of the inter. conf.* 1996. Vol. 11, № 4. P. 2024–2030.
49. Кучанський, В., Малахатка Д. Оцінювання впливу несиметрії лінії електропередавання надвисокої напруги на визначення параметрів компенсаційного реактора. *Праці інституту електродинаміки національної академії наук України*. 2020. № 57. С. 15-21. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2020.57.015>
50. Khasawneh A., Qawaqzeh M., Kuchanskyy V., Rubanenko O., Miroshnyk O., Shchur T., Drechny M. Optimal determination method of the transposition steps of an extra-high voltage power transmission line. *Energies* 2021. Vol. 14. P. 67-91. DOI: <https://doi.org/10.3390/en14206791>
51. Kuchanskyy V., Satyam P., Rubanenko O., Hunko I. Measures and technical means for increasing efficiency and reliability of extra high voltage transmission lines. *Przegląd elektrotechniczny*. 2020. Vol. 2020, No. 11. P. 135–141 DOI:10.15199/48.2020.03.27
52. Live Tank Circuit Breakers – Buyer’s Guide. ABB AB High Voltage Products. Ludvika, Sweden, 2014. 152 p.
53. High-Voltage Circuit Breakers. Siemens AG Energy Sector. Erlangen, Germany, 2012. 28 p.

54. Кузнецов В. Г. Аналіз передумов пошкодження елегазових вимикачів у електричних мережах 750 кВ. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2017. № 47. С. 16-22.
55. Шполянський О. Г. Безпечне вимкнення елегазових вимикачів у повітряних лініях електропередавання. *Технічна електродинаміка*. 2021. № 6. С. 51-57.
56. Zhang Yong, Wang Yunhui, Shen Jiantao, et al. Research of short-circuit current calculation in transmission network. *Power System Technology*. 2007. 31(81) P:39-42.
57. Yufang Z., Jiming S. Discussion on opening-closing-opening test of circuit breaker in start-up and commissioning of 500 kV AC transmission system. *Power Syst. Technol.* 2007. 31(17). P. 7–10
58. Wei C., Yongsheng W., Wenqing Z. Analysis on DC component in short-circuit current of power grid and Its influence on breaking ability of circuit breakers. *Power Syst. Technol.* 2012. 36(3). P. 283–287
59. Ran H., Xianping Z., Yi M. Research on DC offset in closing operation of transmission lines with shunt reactors. *Yunnan Electric Power*. 2014. 42(1). P. 82–85
60. Peihong Z., Min D., Ying L. DC component decay time constant and zero offset phenomena of breaking current for 1000 kV circuit breaker. *High Volt. Eng.* 2009. 35(4). P. 722–730
61. W.M.C. van den Heuvel, A.L.J. Janssen, and G.C. Damstra. Interruption of short-circuit current in MVA network with extremely long time constant. *IEE Proceedings C (Generation, Transmission and Distribution)*. Vol. 136(2). P. 115–199
62. Ishikawa M., Suzhki K., Miyake N. Study of equivalent short-circuit testing methods for long damping time constant of large d.c. component. *IEE Japan Power and Energy: materials of the 94 Proc Fifth Annual Conf.* Tokyo, July 1994, Vol. 2. P. 155–159.
63. V. Kuchansky (2017) The application of controlled switching device for prevention resonance overvoltages in nonsinusoidal modes. In: 2017 IEEE 37th

International Conference on Electronics and Nanotechnology (ELNANO), Kiev, 2017, pp 394-399. doi: 10.1109/ELNANO.2017.7939785

64. Тугай Ю.І., Кучанський В.В., Лиховид Ю.Г. Вплив початкових умов на перехідні процеси при комутаціях автотрансформаторів. *Вісник Харківського національного технічного університету імені Петра Василенка «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України»*. 2019 № 203 С.59-60.

65. Кузнецов В.Г., Тугай Ю.І., Шполянський О.Г., Кучанський В.В.. Дослідження резонансних перенапруг на ультрагармоніках парної кратності на ЛЕП 750 кВ. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. №29. С. 122-127.

66. Zhenqiang, L., Peihong, Z., Ying, L., et al.: 'Feasibility research on canceling breaker closing resistor of UHV transmission lines', *High Voltage Engineering*., 2015, №11. pp. 3721–3726

67. Xi J., Wenqing Z., Bei H. Analysis of decaying characteristics of DC component of short circuit current in shanghai grid based on ATP-EMTP. *East China Electr.* 2010. 38(10). P. 1554–1557

68. Lou Y., Zha Z., Li Z., Wan L. Delayed current zero crossing characteristics for circuit breaker interrupting short-circuit current following permanent single-phase ground fault on short 1000 kV AC lines. *2019 IEEE Asia Power and Energy Engineering Conference (APEEC)*: materials of the inter. conf.Chengdu, China, 2019. P. 49–54. doi: 10.1109/APEEC.2019.8720341.

69. Li Z., Fan M., Zha Z., Zhou P. Research on DC Component Decay Time Constant of 1000 kV AC Filter Circuit Breakers in UHV Converter Station. *2018 IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE)*: materials of the inter. conf., Athens, Greece, 2018. P. 1–4. doi: 10.1109/ICHVE.2018.8642015.

70. Кучанський, В., Савицький О. Технічні засоби подавлення резонансних явищ в електричних мережах. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2021. № 60. С. 044. DOI: doi:10.15407/publishing2021.60.044.

71. Belik M., Kuchansky V., Rubanenko O. Method for determining the resonant frequencies of extra high voltage power transmission line. *Przegląd elektrotechniczny*. 2023. No. 10. P. 39–42. DOI: doi:10.15199/48.2023.10.7
72. Тугай Ю. І., Кучанський В. В., Мельничук В. А. Застосування передвключених активних опорів для подавлення резонансних перенапруг у несинусоїдальних режимах ліній електропередач. *Енергетика та комп'ютерно-інтегровані технології в АПК*. 2017. № 1 С. 7-9.
73. Кучанський В.В. Запобігання резонансним перенапругам у несинусоїдальних режимах магістральних електричних мереж. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. 2017. № 46. С. 6–13.
74. Кучанський В.В. Керована комутація елегазовими вимикачами в магістральних електричних мережах. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. 2017. № 48 С. 38–43.
75. Kuchanskyi V.V. Phase structure influence estimation of the extra high voltage line on abnormal resonance overvoltages. *Proceedings of the Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine*. 2019. No. 52 P. 22-27.
76. Кучанський В.В., Кузнецов В.Г., Тугай Ю.І., Шполянський О.Г, Тугай І.Ю. Обмеження резонансних перенапруг при підключенні до лінії ненавантаженого автотрансформатора. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. 2015. № 1. С. 110 – 116.
77. Кучанський В.В. Дослідження резонансних перенапруг у магістральних електричних мережах 750 кВ з несинусоїдальним джерелом спотворення за допомогою штучної нейронної мережі. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. 2018. № 49. С. 10–17.
78. Kuchanskyi V.V. Abnormal resonance overvoltages in main power electrical networks with sources of distortions. *Proceedings of the Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine*. 2018. No. 50. P. 27–37.
79. Кузнецов В.Г., Тугай Ю.І., Кучанський В.В., Лиховид Ю.Г., Мельничук В.А. Резонансні перенапруги у несинусоїдальному режимі магістральної

електричної мережі. *Електротехніка і Електромеханіка*. 2018. № 2. С. 69–73.
DOI: <https://doi.org/10.20998/2074-272X.2018.2.12>

80. Kuchansky V., Rubanenko O. Influence assesment of autotransformer remanent flux on resonance overvoltage. *UPB Scientific Bulletin, Series C: Electrical Engineering*. 2020. Vol. 82, No. 3. P. 233-250.

81. Кучанський В.В. Застосування концепції SMART GRID з метою збільшення пропускної здатності лінії електропередачі надвисокої напруги. *Праці інституту електродинаміки національної академії наук України*. 2020. № 55 С. 40– 45.

82. Blinov I.V., Zaitsev I.O., Kuchansky V.V. Problems, methods and means of monitoring power losses in overhead transmission lines. *Systems, Decision and Control in Energy I* / editors: Babak V.P., Isaienko V., Zaporozhets A.O. Springer, 2020. P. 123-136).

83. Kuchansky V, Malakhatka D., Zaporozhets A. Operating modes optimization of bulk electrical power networks: structural and parametrical methods. *Power systems research and operation: Selected problems* / editors: Kyrylenko O., Zharkin A. and other. Springer, 2021, P. 99- DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-030-82926-1_5

84. B.S. Joshi, O.P. Mahela, S.R. Ola (2016) Reactive Power Flow Control Using Static VAR Compensator to Improve Voltage Stability in Transmission System. In: *IEEE International Conference on Recnt Advances and Innovations in Engineering*, December 2016.

85. R. Chandrasekhar, D. Chatterjee, T.Bhattacharya (2018) A Hybrid FACTS Topology for Reactive Power Support in High Voltage Transmission Systems. In: *IECON 2018 - 44th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society* October 21-23, 2018 at the historic Omni Shoreham Hotel, Washington DC, USA, 2018, pp 65-70

86. T. Fujii, K. Temma, N. Morishima, T. Akedani, T. Shimonosono and H. Harada (2010) 450MVA GCT- STATCOM for stability improvement and

overvoltage suppression. In: 2010 *International Power Electronics Conference - ECCE ASIA*, Sapporo, 2010, pp 1766-1772

87. Lin Zhou, Qiang Yi, Mei Qin, Luowei Zhou, Xiaojun Zhou, Yilin Ye (2002) Using novel unified power flow controller to implement two phases operating in extra-high-voltage transmission system. In: *International Conference on Power System Technology* 13-17 Oct. 2002, pp 1913-1917

88. S. Kundul ; T. Ghosh ; K. Maitra ; P. Acharjee ; S.S Thakur Optimal Location of SVC Considering Techno-Economic and Environmental Aspect // 2018 ICEPE 2nd International Conference on Power, Energy and Environment: Towards Smart Technology 1-2 June 2018 Shillong, India, India pp. 15-19 DOI: 10.1109/EPETSG.2018.8658729

89. Lin Zhou ; Qiang Yi ; Mei Qin ; Luowei Zhou ; Xiaojun Zhou ; Yilin Ye Using novel unified power flow controller to implement two phases operating in extra-high-voltage transmission system : Proceedings. *International Conference on Power System Technology* 13-17 Oct. 2002 pp. 1913-1917. DOI: 10.1109/ICPST.2002.1067866

90. S. Gu, J. Dang, M. Tian, B. Zhang. Compensation degree of controllable shunt reactor in EHV/UHV transmission line with series capacitor compensation considered. *Proceedings of International Conference on Mechatronics, Control and Electronic Engineering (MCE 2014)*, Shenyang, China August 29-31, 2014, pp. 65–68. <https://doi.org/10.2991/mce-14.2014.14>

91. B. S. Joshi, O. P. Mahela, S. R. Ola, Reactive power flow control using static VAR compensator to improve voltage stability in transmission system, *Proc. Int. Conf. Recent Adv. Innovations Eng.*, pp. 1-5, Dec. 2016. DOI: 10.1109/ICRAIE.2016.7939504

92. Al Issa H.A., Drechn, M., Trrad I., Qawaqzeh M., Kuchanskyy V., Rubanenko O., Kudria S., Vasko P., Miroshnyk O., Shchur T. Assessment of the effect of corona discharge on synchronous generator self-excitation. *Energies* 2022. Vol. 15. P. 2024. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15062024>

93. Lazimov T., Saafan E.A., Computational features of numerical simulation of some transitions in electricpower systems, *Modern Electric Power Systems (MEPS)*, 2019, pp.1-4
94. Lazimov T., Akhundov S., Modeling of electrical strength of high voltage circuit-breakers, *Proceedings of theInternational Symposium SIEMA, Kharkiv, Ukraine*, 2020. pp.18-20
95. R.Chandrasekhar ; D. Chatterjee ; T.Bhattacharya. A Hybrid FACTS Topology for Reactive Power Support in High Voltage Transmission Systems IECON 2018 - 44th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society October 21-23, 2018 at the historic Omni Shoreham Hotel, Washington DC, USA, 2018 pp. 65-70. DOI: 10.1109/IECON.2018.8591988
96. Li, Z., Mehmood, K., Zhan, R., Yang, X., Qin, Y., Voltage-current double loop control strategy for magnetically controllable reactor based reactive power compensation. In: 2019 *IEEE Sustainable Power and Energy Conference*. iSPEC, 2019. pp. 825–830.
97. Zhao, G., Li, P., 2019. The characteristics analysis of controllable reactor of transformer type. In: 2019 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia. ISGT Asia, 2019. pp. 4231–4234.
98. Kuchanskyy V., Tereshchuk V. Method of regulating the operating modes of main electrical systems in terms of voltage and reactive power. *Systems, Decision and Control in Energy III* / editors: Zaporozhets A. Springer, 2021. P. 23–38 DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-030-87675-3_2
99. Kuchanskyy V., Butkevych O. On effective use's ensuring of high-voltage electrical networks under non-full phase operational conditions. *Power systems research and operation: Selected problems* / editors: Kyrylenko O., Denysiuk, S. and other. Springer, 2024, P. 31 – 48. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-031-44772-3_2
100. Черненко П.А., Волхонський О.С. Про оперативний розрахунок втрат на корону у високовольтних лініях електропередачі. *Технічна електродинаміка*. 2002.№Ч.2. С. 100-103.

101. Jordi-Roger Riba, Carlos Abomailek, Pau Casals-Torrens, Francesca Capelli, Simplification and cost reduction of visual corona test, *Generation Transmission & Distribution IET*, vol. 12, no. 4, pp. 834-841, 2018. DOI: 10.1049/iet-gtd.2017.0688
102. Jialong Wang, Bo Vue, Xiguo Deng, Teqing Liu, Zongren Peng, Electric field evaluation and optimization of shielding electrodes for high voltage apparatus in ± 1100 kV indoor DC yard, *Dielectrics and Electrical Insulation IEEE Transactions on*, vol. 25, no. 1, pp. 321-329, 2018. DOI: 10.1109/TDEI.2018.006890
103. J. Hernandez-Guiteras, J. Riba, P. Casals-Torrens, Determination of the corona inception voltage in an extra high voltage substation connector, *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.*, vol. 20, no. 1, pp. 82-88, 2013. DOI: 10.1109/TDEI.2013.6451344
104. Y.-P. Liu, S.-H. You, Q.-F. Wan, W.-J. Chen, Design and realization of AC UHV corona loss monitoring system, *High Voltage Eng*, vol. 39, no. 9, pp. 1797-1801, 2008
105. F.-C. Lu, S.-H. You, Y.-P. Liu, Q.-F. Wan, Z.-B. Zhao, AC conductors' corona-loss calculation and analysis in corona cage, *IEEE Trans. Power Del.*, № 2, pp. 877-885, Apr. 2012 DOI: 10.1109/TPWRD.2012.2183681
106. K. Li , R. Guo, J. Hassan, and G. Zhang, "Study of air by-products formation characteristics under corona discharge," *Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy*, no. 36, pp. 1-7, 2017.
107. Y. Bian, and Y. Kang, " Application of IR and UV detection technology in UHV transmission lines," *North China Electric Power*, pp. 23-26, 2012.
108. J. Cai, N. Zhang, et al. "Ultraviolet detecting technology of 750 kV resistant to porcelain insulator based on artificial pollution test," *Electric Power*. 2016. № 49, pp. 23-29.
109. Z. Wu, Q. Zhang, Z. Pei and H. Ni, "Correspondence between phase resolved partial discharge patterns and corona discharge modes," in *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 26, no. 3, pp. 898-903, June 2019, doi: 10.1109/TDEI.2018.007855.
110. N. Shirai, K. Matsui, S. Ibuka and S. Ishii, "Atmospheric Negative Corona Discharge Observed at Tip of Taylor Cone Using PVA Solution," in *IEEE*

Transactions on Plasma Science, vol. 39, no. 11, pp. 2210-2211, Nov. 2011, doi: 10.1109/TPS.2011.2142308.

111. Кучанський В.В., Зайцев Є.О., Коваленко О.М. Аналіз експериментальних оцінок втрат потужності на коронування повітряних міжсистемних ліній електропередавання. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2024. № 4. С. 22–29. DOI: <https://doi.org/10.31649/1997-9266-2024-175-4-22-29>

112. Тугай Ю. І., Лиховид Ю. Г. Моделювання впливу коронного розряду на перенапруги в несиметричних режимах ліній електропередачі надвисокої напруги *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2016. №. 45. С. 16-20.

113. Буйний, Р. О., Тимошенко, З. О. Зменшення втрат потужності на корону в лініях електропередавання напругою 330—750 кВ. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*, 2016. №6. С. 68–73.

114. Сулейманов В.М., Кацадзе Т.Л. Електричні мережі та системи. Київ: НТУУ «КПІ», 2008. 456 с.

115. Ратнер В. М., Іванова Є. В., Кириєнко А. С. Зниження технологічного споживання електроенергії на ВЛ-35 кВ і вище при транспонуванні проводів і ізоляції троса. *Енергетика та електрифікація*. 2015. № 4. С. 3–7.

116. Сегеда М. С., Губіліт І. В., Дудурич О. Б. Вплив корони на перенапруги в ЛЕП 750 кВ. *Вісник Національного університету «Львівська політехніка»*. 2007. № 597. С. 147–151.

117. X. Li, et al. "Experimental Studies on the Time-domain Characteristics of Audible Noise from Single Corona Source on the Conductor Under DC Voltage," *Proceedings of the CSEE*, № 34, 2014, pp. 4152-4160,.

118. Y. Lou, Z. Ou, Z. Tong, W. Tang, Z. Li and K. Yang, "Static Voltage Stability Evaluation on the Urban Power System by Continuation Power Flow", *2022 5th International Conference on Energy Electrical and Power Engineering (CEEPE)*, pp. 833-838, Apr 2022.

119. Tomoaki Takahashi, Hiroyuki Mori, "Optimal Allocation of FACTS Devices for Improving Volatage Stability with Two-Stage Brain Storm Optimization", *2021 IEEE Symposium Series on Computational Intelligence (SSCI)*, pp.01-06, 2021.
120. Кучанський В., Малахатка Д. Параметрична оптимізація режимів роботи магістральних електричних мереж за критерієм втрат активної потужності. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2021. № 59. С. 072. DOI: doi:10.15407/publishing2021.59.072.
121. Лежнюк П. Д. Лесько В. О., Видмиш В. А. Вплив вибору балансуючого вузла на чутливість втрат потужності в ЕЕС. *Інформаційні технології та комп'ютерна інженерія*. 2012. № 3. С. 91-95.
122. Belik M., Kuchansky V., Yuri L., Rubanenko O. Optimal Value Determining Method of Parameters Compensating Devices of Bulk Electric Networks. 2022 IEEE 8th International Conference on Energy Smart Systems (ESS): In Proc. of the Int. Conf. Kyiv, 12–14 Oct. 2022. Pp. 63–68. doi: 10.1109/ESS57819.2022.9969291.
123. R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sánchez, R. J. Thomas MATPOWER: Steady-State Operations, Planning and Analysis Tools for Power Systems Research and Education,"*IEEE Transactions on Power Systems*, 2011. № 1, pp. 12–19,.
124. Low, S.H. Convex Relaxation of Optimal Power Flow-Part I: Formulations and Equivalence. *IEEE Transactions on Control of Network Systems*, 2014, №1, P. 15-27. <https://doi.org/10.1109/TCNS.2014.2309732>
125. Low, S.H. Convex Relaxation of Optimal Power Flow-Part II: Exactness. *IEEE Transactions on Control of Network Systems*, 2014. №1, P. 177-189. <https://doi.org/10.1109/TCNS.2014.2323634>
126. Лежнюк П. Д. Килимчук А. В., Рубаненко О. Є. Зменшення додаткових втрат електроенергії в неоднорідних електричних мережах *Вісник Хмельницького національного університету. Технічні науки*. 2013. № 5. С. 194-200.
127. Лежнюк П. Д. Кулик В. В. , Вишневський С. Я. Умови оптимальності нормальних режимів електричних систем з довгими лініями електропередачі. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2013. № 5. С. 37-43.

128. Лежнюк П. Д., Семенюк Н. В. Сучасні підходи до розрахунків втрат потужності і енергії від транзитних перетоків. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2013. № 6. С. 39-41.
129. Лежнюк П.Д., Кулик В.В. Оптимальне керування потоками потужності і напругою в неоднорідних електричних мережах. Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2004. 188 с.
130. Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Нетребський В.В. Принцип найменшої дії в задачах оптимізації електроенергетичних систем. *Технічна електродинаміка*. 2006. № 3. С. 35–41.
131. Тугай Ю.І. Анормальні режими електричних мереж та їх оптимізація. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*: 2007. №16. С. 63–64.
132. J. S. A. Sarmiento and M. C. Tavares (2016) Enhancement the overhead transmission lines' capacity by modifying the bundle geometry using heuristics algorithms. In: 2016 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), Xi'an, 2016, pp 646-650. doi: 10.1109/APPEEC.2016.7779583
133. Кучанський В., Лиховид Ю. Техніко-економічне обґрунтування вибору конструкції фази та перерізу проводу повітряної лінії електропередач. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*, 2022. Вип. 61. DOI:10.15407/publishing2022.61.052
134. Кучанський В. В., Тугай Ю.І., Тугай І.Ю. Обґрунтування конструкції розщепленої фази повітряних міжсистемних ліній електропередавання. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2024. № 6. С. 27–33.
135. Fan, L.; Chen, H.; Zhao, S.; Wang, Y. Comparative Economic Analysis of Transmission Lines Adopted for Energy-Saving Conductors Considering Life Cycle Cost. *Inventions* 2024, P. 9-75. <https://doi.org/10.3390/inventions9040075>
136. Dismukes, David E. Robert F., Mesyanzhinov. Capacity and economies of scale in electric power transmission. *Utilities Policy*, 2018. №7, p. 155-162,.
137. Bingran, S.; Jin, L.; Yingmin, F.; Guangsheng, C.; Bo, Y.; Guoqi, R. Analysis on selecting application of energy-saving conductors in overhead transmission line

- construction. In Proceedings of the 2016 China International Conference on Electricity Distribution (CICED), Xi'an, China, 10–13 August 2016; pp. 1–8
138. Zhao Iiyuan, "Analysis of economic benefits of energy-saving Conductor Transmission Line Projec", *Value Engineering*, 2012, № 2, pp. 130-131,.
139. Huang peng et al., "Technical-Economic Analysis on Application of Energy-saving Conductors in Transmission Lines", *Electric Power*. 2013. №7, pp. 153-157,.
140. Hadi, E.; Setiabudy, R. Analysis of Technical and Economics Overhead Transmission Line 150 kV Construction from Mine Mouth Coal Fired Power Plant to External Customer Substation. *Teknol. Kejuru*. 2023. №6. 64–69.
141. Acosta, J.S.; Tavares, M.C. Optimal selection and positioning of conductors in multi-circuit overhead transmission lines using evolutionary computing. *Electr. Pow. Syst. Res*. 2020, №5. 180-185.
142. Левонюк, В. Аналіз перехідних процесів у лінії електропередачі з грозозахисними тросами під час керованої комутації. *Вісник Львівського національного університету природокористування. Серія Агроінженерні дослідження*, 2025. №27. 51–60.
<https://doi.org/10.31734/agroengineering2023.27.051>
143. Левонюк, В. Моделювання перехідних електромагнітних процесів у лінії електропередачі в режимах короткого замикання та неробочого ходу. *Вісник Львівського національного університету природокористування. Серія Агроінженерні дослідження*. 2023. №26. С. 94–100.
<https://doi.org/10.31734/agroengineering2022.26.094>
144. Левонюк В. Р. Математичне моделювання перехідних процесів у трифазній лінії електропередачі в режимі двофазного короткого замикання. *Електроенергетичні та електромеханічні системи*. 2020. № 1. С. 9–17.
145. Левонюк, В. Аналіз методів та засобів дослідження перехідних електромагнітних процесів у довгих лініях електропередач. *Вісник Львівського національного університету природокористування. Серія Агроінженерні дослідження*. 2023. №24. 101–108.
<https://doi.org/10.31734/agroengineering2020.24.101>

146. Левонюк В. Р., Лисяк Г. М., Чабан А. В. Моделювання вимикача надвисокої напруги для аналізу перехідних процесів в електротехнічних системах пересилання енергії. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка"*, Серія: "Електроенергетичні та електромеханічні системи". 2018. № 900. С. 36–46.
147. Чабан А. В. Математичне моделювання комутаційних електромагнітних процесів у довгих лініях електропередач у циклі. *Electrical power and electromechanical systems*. 2019. № 1. С. 63-73.
148. Левонюк В. Математичне моделювання перехідних процесів у лінії електропередачі надвисокої напруги в режимах коротких замикань. *Electrical power and electromechanical systems*. 2021. № 1. С. 43-51. –
149. Чабан А. В. Аналіз неусталених процесів у лінії електропередач, що з'єднує ПС "Західноукраїнська" та ПС "Вінницька". *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Електроенергетичні та електромеханічні системи*. 2017. № 870. С. 97-103.
150. Чабан А.В., Левонюк В.Р., Лисяк В.Г. Аналіз перехідних процесів у довгій лінії електропередач як елемента електроенергетичної системи. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2017. № 2. С. 63-68J.
151. Чабан А. В., Левонюк В. Р., Математична модель трифазної лінії електропередач, що живить еквівалентне активно-індуктивне навантаження, *Технічні вісті*. 2015. № 41. С. 37 – 39,
152. Левонюк В. Р., «Аналіз числових методів для розв'язання систем диференціальних рівнянь під час дослідження перехідних процесів в електричних колах з R, L, C елементами», *Матеріали XVII міжнародного науково-практичного форуму «Теорія і практика розвитку агропромислового комплексу та сільських територій»*, Львів, 2016, с. 261 – 265.
153. Левонюк В. Р., «Математичне моделювання неусталених електромагнітних процесів в електроенергетичних системах на основі варіаційних підходів». *Тези доповідей Всеукраїнської науково-практичної конференції студентів та молодих учених «Актуальні питання*

енергоефективності гірничо-металургійного виробництва», Кривий-Ріг, 2017, с. 58-59.

154. Kuchanskyy V., Malakhatka D., Dumenko V., Denissova N., Yeraliyeva B. Assessment of the phase-by-phase transmission line effect asymmetry on power transfer capability in open phase mode. *Przegląd Elektrotechniczny*. 2021. № 9.P. 50–53. <http://dx.doi.org/10.15199/48.2021.09.11>.

155. Belik M., Kuchanskyy V., Rubanenko O. The Method of the Secondary Arc Suppression in Cycle Single-Phase Auto Reclose with High-Level Penetration Renewable Energy Sources. *Energies*. 2023. №16.

156. Mooney J. B., "Economic analysis and justification for transmission line transposition," IEEE PES T&D 2010, New Orleans, LA, USA, 2010, pp. 1-5, doi: 10.1109/TDC.2010.5484296.

157. Zhang Y., Wang X., Liu H., Li M. Secondary arc current analysis of an untransposed EHV/UHV transmission line with controllable unbalanced shunt reactor. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2021. № 4. C. 2750–2759. – DOI: <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2021.3061234>.

158. Kizilcay M. and Pniok T. (1991) Digital simulation of fault arcs in power systems. *European Transactions on Electrical Power*, №1.: pp 55-60

159. Camara A. S., Portela C. M., and Tavares M. C. (2008) Single-phase autoreclosure studies considering a robust and reliable secondary arc model based on a gray-box model. In: In-ternational Conference on High Voltage Engineering and Application. IEEE, Nov. 2008, pp 486-489.

160. Mohajeryami S., Doostan M. and Salami Z., An analysis of open-phase fault in power generation station. 2016 North American Power Symposium (NAPS.). Denver, CO. 2016. P 1-6. DOI: 10.1109/NAPS.2016.7748004.

161. Makhlin P., Shram A. and Kuzmenko O., Open-Phase Operating Modes in High Voltage Distribu-tion Networks. 2019 IEEE 6th International Conference on Energy Smart Systems (ESS), Kyiv, Ukraine, 2019. P. 112–115. DOI: 10.1109/ESS.2019.8764219

162. Бодунов В., Діхтярук І., Приступа А. Моделювання неповнофазних режимів роботи електричних мереж напругою 110 кВ з нелінійними елементами. *Технічні науки та технології*. 2021. №24, 171–178.
[https://doi.org/10.25140/2411-5363-2021-2\(24\)-171-178](https://doi.org/10.25140/2411-5363-2021-2(24)-171-178)
163. Махлін П. В. Неповнофазні режими роботи в електроенергетичних системах. *Вісник Кременчуцького національного університету імені Михайла Остроградського*. 2020. №. 4. С. 100-109.
164. C. Li and R. Reinmuller, "Open Phase Detection in DER Operation by Using Power Quality Data Analytics," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 35, no. 6, pp. 2575-2582, Dec. 2020, doi: 10.1109/TPWRD.2020.2971151.
165. Karymov, R., Ebadian, M., 2007. Comparison of magnetically controlled reactor (MCR) and thyristor controlled reactor (TCR) from harmonics point of view. . *Electr. Power Energy Syst.* 2007. №29, 191–198.
166. Tian, M., Li, Q., Li, Q., A controllable reactor of transformer type. *IEEE Trans. Power Deliv.* 19, 1718–1726. In: 2017 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering.2017. pp. 1–6.
167. Debin Zhang, Deshang Sha, Yining Zhao, Congzhe Gao, Xiao Liu, "A Control Strategy for Modular Multilevel Converters Based on Arm Current Control Under Grid-Side Open-Circuit Fault", *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2025. №.8, pp.11820-11835,.
168. Brady Alexander, Ali Mehrizi-Sani, Ardavan Mohammadhassani, "Protection of Inverter-Based Resources Under Open-Circuit Breaker Malfunction", *IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, 2024. pp.1-5,.
169. Zhenqiang, L., Chuanquan, L., Min, D.: ‘Induced voltage and induced current on AC same tower four-circuit lines comprised of double-circuit 1000 kV lines and double-circuit 500 kV or 220 kV lines’, *High Volt. Eng.*, 2013, **39**, (12), pp. 3022–3028

170. Ning, D., Ruilin, X., Zutao, X., et al.: 'Research on direct current offset caused by switching on 500 kV long-distance transmission lines with high voltage shunt reactors and Its countermeasures', *Power Syst. Technol.*, 2012, 36, (12), pp. 200–204
171. Jiming, L., Nihong, G., Zutao, X., et al.: A study on time constant of DC component of short circuit current and current-zero offset in UHV systems, *Power Syst. Technol.*, 2006, 30, (24), pp. 1–5
172. Zhou Peihong, Dai Min, Lou Ying, DC component time constant and zero offset phenomena of breaking current for 1000kV circuit breaker. *High Voltage Engineering*. 2009. No. 35(4). P. 18-22.
173. Nakamura Akio, Okamom Hiroshi, Cao Xianglin. Introduction to 1000kV transmission technology conducted by TOKYO electric power company. *Power System Technology*. 2005. №4. 1-5.
174. Yani W., Weiping J., Huawei W. Research on zero offset of short circuit current occurred in circuit breaker for 500 k V AC transmission line. *Power System Technology*. 2013. No. 37(1). P. 195-200.
175. Yinsheng Su, Sijia Tu, Guanghu Xu, Ligang Zhao, Haicheng Yao, Zhenyu Mao, Bao Li, "Risk Assessment of DC Component Generated by Single-phase Switch Reclosure", 2023 3rd International Conference on Energy Engineering and Power Systems (EEPS), 2023. Pp 663-668,.
176. Chaban, A., Szafraniec, A., Lysiak, H., Levoniuk, V., & Lysiak, V. A mathematical model of an ultrahigh voltage transmission line taking into account overhead ground wires. *Przegląd elektrotechniczny*. 2022. №6, p. 27 – 31.
177. Daniil A. Panasetsky, Alexey B. Osak, "On the problem of shunt reactor tripping during single- and three-phase auto-reclosing", 2015 IEEE Eindhoven PowerTech, pp.1-6, 2015.
178. Goldsworthy D., Roseburg T., Tziouvaras D., Pope J. Controlled switching of HVAC circuit breakers: application examples and benefits. *2008 Protective Relay Engineers: materials of the 61st Annual Conference*. College Station, TX, USA, 2008. P. 520–535. doi: 10.1109/CPRE.2008.4515078.

179. Kumar A., Perveen R., Parikh U. Controlled switching of power transformer and shunt reactors for minimization of switching transients: a review. *Journal of The Institution of Engineers*. 2021. No. 103(2). P. 1013 – 1024.
180. Kumar U., Tale S., Panda S. K., Verma A. Modeling of Circuit Breaker for Controlled Switching Applications using EMTDC/PSCAD. *2018 20th National Power Systems Conference (NPSC)* : materials of the inter. conf. Tiruchirappalli, India, 2018. P. 1–6. doi: 10.1109/NPSC.2018.8771742.
181. Killy A., Kim N., Lee J., Kang Y. Development of a smart static transfer switch based on a triac semiconductor for AC power switching control. *Energies*. 2023. № 1. C. 526-540. DOI: <https://doi.org/10.3390/en16010526>
182. Froehlich K., Hoelzl C., Stanek M., Carvalho A. C., Hofbauer W., Hoegg P., Sawada J. H. Controlled closing on shunt reactor compensated transmission lines. I. Closing control device development. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 1997. № 2. P. 734–740.
183. Xiaohui Chen, Chunying He, Junbo Deng, Xiaoguang Zhu, Guanjin Zhang, Hui Ni, Feiyue Ma, Lei Chen, "Energization Transient Suppression of 750 kV AC Filters Using a Preinsertion Resistor Circuit Breaker With a Controlled Switching Device", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol.37, no.4, pp.3381-3390, 2022.
184. Uglesic I., Filipovic-Grcic B., Bojic S. Transients caused by uncontrolled and controlled switching of circuit breakers. *High-Voltage Technique «Höfler's Days»* : materials of the international symposium. Portoroz, 2013.
185. Leon F.De, Farazmand A., Jazebi S. Elimination of residual flux in transformers by the application of an alternating polarity dc voltage source. *IEEE Transactions on Power Deliver*. 2015. Vol. 30. No. 4. P. 1727-1734.
186. Chandrasena W., Jacobson D., Wang P. Controlled switching of a 1200 MVA transformer in Manitoba. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2016. Vol. 31. No. 5. P. 2390-2400.
187. Orosz, T., Borbély, B., Tamus, Z. Á. "Performance Comparison of Multi Design Method and Meta-Heuristic Methods for Optimal Preliminary Design of

Core-Form Power Transformers”, *Periodica Polytechnica Electrical Engineering and Computer Science*, 61(1), 2017, pp. 69-76.

188. Girgis R. S., teNyenhuus E. G. Characteristics of inrush current of present designs of power transformers : materials of the 2007 *IEEE Power Engineering Society General Meeting*: materials of the inter. conf. June 2007. Tampa, FL, USA, 2007. P. 1–6. doi: 10.1109/PES.2007.386291.

189. Abdulsalam S.G., Xu W. A sequential phase energization method for transformer inrush current reduction-transient performance and practical considerations. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2007. Vol. 22(1). P. 208-216.

190. Brunke J.H., Fröhlich K.J. Elimination of transformer inrush currents by controlled switching. Part II: application and performance considerations. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2001. Vol. 16(2). P. 281–285.

191. Кучанський В.В, Кузнецов В.Г., Кошман В., Сабарно Л., Севастюк І. Аналіз електромагнітних перехідних процесів під час комутацій ліній електропередавання надвисокої напруги та автотрансформаторів. *Herald of Khmelnytskyi National University. Technical Sciences*, 2025. №1, С. 182-188. <https://doi.org/10.31891/2307-5732-2025-347-25>

192. Chiesa N., Holidalen H.K. Novel approach for reducing transformer inrush currents: Laboratory measurements, analytical interpretation and simulation studies. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2010. Vol. 25(4). P. 2609-2612.

193. Nicholas D. F. Laranja, Silvangel L. Barcelos, Osvaldo R. Saavedra, J. G. de Matos, Rafael G. Bento, "Analysis of Inrush Currents in Power Transformers of Microgrids", 2024 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC), vol.8, pp.1-6, 2024.

194. "IEEE Guide for Synchronous Generator Modeling Practices and Applications in Power System Stability Analyses," in *IEEE Std 1110-2002 (Revision of IEEE Std 1110-1991)*, vol., no., pp.1-80, 12 Nov. 2003, doi: 10.1109/IEEESTD.2003.94408.

195. Pranjali M. Meshram, S. P. Gawande, S. Deshmukh, Amrita Chaudhury, "Some Investigations on Synchronous Generator Connected to Infinite Bus",

International Conference on Emerging Trends in Engineering and Medical Sciences (ICETEMS), 2022. pp.200-205.

196. Jankee P., Oyedokun D. T. O., Chisepo H. Synchronous generator modelling and excitation voltage control for GIC studies. Asia Pacific Power & Energy Engineering Conference (APPEEC): materials of the 13th IEEE PES. 2021. Pp. 1–6.
197. Navid Gholizadeh, Joseph M Hood, Roger A Dougal. Evaluation of linear implicit quantized state system method for analyzing mission performance of power systems. *The Journal of Defense Modeling and Simulation: Applications, Methodology, Technology*. 2021.Vol. 20(2) P.154851292110617, 2021.
198. IEEE. IEEE Guide for Synchronous Generator Modeling Practices and Applications in Power System Stability Analyses : *IEEE Std 1110-2002 (Revision of IEEE Std 1110-1991)*, 12 Nov. 2003. Pp. 1–80. doi: 10.1109/IEEESTD.2003.94408.
199. Milad Akbari, Mohsen Mostafaei, Afshin Rezaei-Zare, "Estimation of Hot-Spot Heating in OIP Transformer Bushings Due to Geomagnetically Induced Current", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol.38, no.2, pp.1277-1285, 2023.
200. Pitambar Jankee, David Oyedokun, Maysam Soltanian, Hilary K. Chisepo, Michael Heyns, "Geomagnetically Induced Currents: *Frequency Spectra and Threats to Voltage Stability*", *IEEE Access*, vol.10, pp.62484-62501, 2022

ДОДАТОК А

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА

1. **Кучанський В.В.**, Малахатка Д.О.. Заходи та технічні засоби підвищення ефективності режимів роботи магістральних електричних мереж. Вінниця: ГО «Європейська наукова платформа», 2021. 121 с.(Особистий внесок - написання 2 розділів з 3-х).
2. Зайцев Є.О., **Кучанський В.В.**, Гунько І.О. Підвищення експлуатаційної надійності та ефективності роботи електричних мереж та електроустановка. Вінниця: ГО «Європейська наукова платформа», 2021. 121 с. (Особистий внесок – написання 1 розділу з 3-х).
3. Кузнецов В. Г., Тугай Ю. І., **Кучанський В. В.** Анормальні перенапруги в магістральних електричних мережах з джерелами спотворень. Одеса : Видавничий дім "Гельветика", 2025. 170 с. DOI: 10.35668/978-617-554-449-(Особистий внесок – написання 2 розділів з 4-х).
4. Кузнецов В.Г., Тугай Ю.І., **Кучанський В.В.** Вплив коронного розряду на кратність внутрішніх перенапруг у магістральних електричних мережах. *Технічна електродинаміка*. 2017. №6. С.55–60. doi.org/10.15407/techned2017.06.055 **Indexed in SCOPUS**. (Особистий внесок – проведення досліджень для вивчення умов виникнення внутрішніх перенапруг з врахуванням впливу коронного розряду, що виникають в циклі спрацьовування ОАПВ).
5. Тугай Ю.І., **Кучанський В.В.**, Тугай І.Ю. Застосування керованих пристроїв компенсації зарядної потужності ЛЕП НВН в електричних мережах. *Технічна електродинаміка*. 2021. №1. С. 53–58. doi.org/10.15407/techned2021.01.053. **Indexed in SCOPUS**. (Особистий внесок – проведення досліджень для вивчення впливу керованої поперечної компенсації реактивної потужності на електромагнітні перехідні процеси за умов комутацій компенсованих ЛЕП НВН) .

6. **Kuchanskyy V.**, Malakhatka D., Dumenko V., Denissova N., Yeraliyeva B. Assessment of the phase-by-phase transmission line effect asymmetry on power transfer capability in open phase mode. *Przegląd Elektrotechniczny*. 2021. № 9. P. 50–53. <http://dx.doi.org/10.15199/48.2021.09.11>. **Indexed in SCOPUS**. (Особистий внесок – розроблено математичну модель ЛЕП НВН з врахуванням фактичної схеми транспозиції для оцінювання впливу повздовжньої несиметрії на пропускну здатність).
7. **Kuchanskyy V.**, Rubanenko O., Influence assesment of autotransformer remanent flux on resonance overvoltage. *UPB Scientific Bulletin, Series C: Electrical Engineering and Computer Science*. 2020. №82(3). P. 233-250. **Indexed in SCOPUS**. (Особистий внесок – розроблено математичні моделі ЛЕП НВН та групи однофазних АТ для аналізу початкових умов комутацій).
8. **Kuchanskyy V.**, Satyam P., Rubanenko O., Hunko I., Measures and technical means for increasing efficiency and reliability of extra high voltage transmission lines. *Przegląd Elektrotechniczny*. 2020. № 11. P. 135–141. doi:10.15199/48.2020.03.27. **Indexed in SCOPUS**. (Особистий внесок – розроблено математичні моделі компенсованих ЛЕП НВН для порівняльного аналізу заходів та технічних засобів притлумлення аперіодичної складової струму).
9. Khasawneh, A.; Qawaqzeh, M.; **Kuchanskyy, V.**; Rubanenko, O.; Miroshnyk, O.; Shchur, T.; Drechny, M. Optimal Determination Method of the Transposition Steps of An Extra-High Voltage Power Transmission Line. *Energies* 2021. №14. 6791-6820. <https://doi.org/10.3390/en14206791> **Indexed in SCOPUS**. (Особистий внесок – розроблено метод визначення кроків транспозиції ЛЕП НВН для мінімізації повздовжньої несиметрії).
10. Belik M., **Kuchanskyy V.**, Rubanenko O. The Method of the Secondary Arc Suppression in Cycle Single-Phase Auto Reclose with High-Level Penetration Renewable Energy Sources. *Energies*. 2023. №16. **Indexed in SCOPUS**. <https://doi.org/10.3390/en16196880> (Особистий внесок – розроблено метод

вибору опорів компенсаційного реакторів з врахуванням впливу реальної транспозиції проводів ЛЕП НВН).

11. Al_Issa, H.A., Drechny, M., Trrad, I., Qawaqzeh, M., **Kuchansky, V.**, Rubanenko, O., Kudria, S., Vasko, P., Miroshnyk, O., Shchur, T. Assessment of the Effect of Corona Discharge on Synchronous Generator Self-Excitation. *Energies*. 2022, №15. P. 20–41. <https://doi.org/10.3390/en15062024>. **Indexed in SCOPUS.** (Особистий внесок – розроблено математичні моделі КШР для виводу лінії електропередавання з областей самозбудження синхронних генераторів).
12. **Кучанський В.В.**, Малахатка Д.О. Параметрична оптимізація режимів роботи магістральних електричних мереж за критерієм втрат активної потужності. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. вип. 59. С. 72–81. doi:10.15407/publishing2021.59.072. (Особистий внесок – розроблено метод оптимізації режиму роботи МЕМ за критерієм втрат активної потужності).
13. **Кучанський В.В.**, Малахатка Д.О. Оцінювання впливу несиметрії лінії електропередавання надвисокої напруги на визначення параметрів компенсаційного реактора. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2020. № 57. С. 15–26. <https://doi.org/10.15407/publishing2020.57.015> (Особистий внесок – оцінено вплив фактичної схеми транспозиції ЛЕП НВН на вибір опору компенсаційних реакторів по умові гасіння вторинної дуги).
14. **Кучанський В.В.** Застосування концепції SMART GRID з метою збільшення пропускної здатності лінії електропередачі надвисокої напруги. *Праці інституту електродинаміки національної академії наук України*. 2020. № 55 С. 40– 45. (Особистий внесок – оцінено керованої поперечної компенсації реактивної потужності на натуральну потужність та пропускну здатність ЛЕП НВН).
15. Тугай Ю.І., **Кучанський В.В.**, Лиховид Ю.Г. Вплив початкових умов на перехідні процеси при комутаціях автотрансформаторів. *Вісник*

Харківського національного технічного університету імені Петра Василенка «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України». 2019 № 203 С.59-60. (Особистий внесок – оцінив залишкового намагнічування АТ на умови виникнення резонансних перенапруг на вищих гармонійних складових).

16. **Кучанський В.В.,** Савицький О.В. Технічні засоби подавлення резонансних явищ в електричних мережах. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2021. № 60. С. 044. DOI: doi:10.15407/publishing2021.60.044. (Особистий внесок – оцінено вплив зміни ступеня компенсації зарядної потужності ЛЕП НВН на умови виникнення параметричного самозбудження синхронних генераторів).
17. Belik M., **Kuchansky V.,** Rubanenko O. Method for determining the resonant frequencies of extra high voltage power transmission line. *Przegląd elektrotechniczny*. 2023. No. 10. P. 39–42. DOI: doi:10.15199/48.2023.10.7. **Indexed in SCOPUS.** (Особистий внесок – розроблено метод визначення резонансних частот ЛЕП НВН для аналізу умов виникнення внутрішніх перенапруг).
18. **Кучанський В. В.** Застосування автоматичного шунтування фаз для подавлення повторної дуги в паузі ОАПВ лініях електропередавання надвисокої напруги. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2019. № 1. С. 49-55. (Особистий внесок – розроблено технічний засіб подавлення вторинної дуги підживлення в паузі ОАПВ).
19. Тугай Ю. І., **Кучанський В. В.,** Мельничук В. А. Застосування передвключених активних опорів для подавлення резонансних перенапруг у несинусоїдальних режимах ліній електропередач. *Енергетика та комп'ютерно-інтегровані технології в АПК*. 2017. № 1 (6). С. 7-9. (Особистий внесок – розроблено технічний захід притлумлення аперіодичної складової струму за умов комутацій компенсованих ліній ЛЕП НВН).

20. Кузнецов В.Г., Тугай Ю.І., Кошман В.І., **Кучанський В.В.**, Сабарно Л.Р., Тугай І.Ю., Шполянський О.Г., Нікішин Д.А. Розробка методів і моделей аналізу аномальних режимів електричних мереж з метою їх оптимізації. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2019. № 54. С. 19-28. (Особистий внесок – розроблено математичну модель АТ для аналізу умови виникнення та розвитку внутрішніх перенапруг).
21. **Кучанський В.В.** Запобігання резонансним перенапругам у несинусоїдальних режимах магістральних електричних мереж. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. 2017. № 46. С. 6–13. (Особистий внесок – проведено аналіз тривалих несиметричних режимів у магістральних електричних мережах у разі аварійного вимкнення однофазних АТ).
22. **Кучанський В.В.** Керована комутація елегазовими вимикачами в магістральних електричних мережах. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. 2017. № 48 С. 38– 43. (Особистий внесок – розроблено метод визначення оптимальних моментів комутації ЕВ з урахуванням аперіодичних складових струму).
23. **Kuchanskyi V.V.** Phase structure influence estimation of the extra high voltage line on abnormal resonance overvoltages. *Proceedings of the Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine*. 2019. No. 52 P. 22-27. (Особистий внесок – розроблено модель ЛЕП НВН для аналізу конструктивних особливостей на умови виникнення резонансних перенапруг на вищих гармонійних складових).
24. **Кучанський В.В.**, Кузнецов В.Г., Тугай Ю.І., Шполянський О.Г., Тугай І.Ю. Обмеження резонансних перенапруг при підключенні до лінії ненавантаженого автотрансформатора. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. 2015. № 1. С. 110 – 116. (Особистий внесок – розроблено математичну модель трифазної лінії електропередавання для аналізу резонансних перенапруг).

25. **Kuchansky V.V.** The prevention measure of resonance overvoltages in open-phase mode in extra high voltage transmission lines. *Proceedings of the Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine*. 2017. No. 47. P. 23 – 28. (Особистий внесок – показано доцільність використання неповнореакторного режиму для уникнення небезпечних перенапруг під час безструмових пауз ОАПВ).
26. **Кучанський В.В.** Експрес-оцінка резонансних перенапруг в аномальних режимах магістральних електричних мереж. *Вісник Університету "Львівська Політехніка" Серія: Електроенергетичні та електромеханічні системи*. 2016. № 840. С. 67 – 71. (Особистий внесок – проаналізовано умови гасіння дуги під час однофазних замикань ліній ЛЕП НВН).
27. **Кучанський В.В.** Дослідження резонансних перенапруг у магістральних електричних мережах 750 кВ з несинусоїдальним джерелом спотворення за допомогою штучної нейронної мережі. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. 2018. № 49. С. 10– 17. (Особистий внесок – розроблено штучну нейронну мережу для аналізу умов виникнення резонансних перенапруг спричинених за умов комутацій ненавантажених АТ).
28. **Kuchanskyi V.V.** Abnormal resonance overvoltages in main power electrical networks with sources of distortions. *Proceedings of the Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine*. 2018. No. 50. P. 27–37. (Особистий внесок – зроблено літературний огляд резонансних перенапруг в паузі ОАПВ та за умов комутацій ненавантажених однофазних АТ).
29. Кузнецов В.Г., Тугай Ю.І., **Кучанський В.В.**, Лиховид Ю.Г., Мельничук В.А. Резонансні перенапруги у несинусоїдному режимі магістральної електричної мережі. *Електротехніка та електромеханіка*. 2018. № 2 С. 69 – 73. DOI: 10.20998/2074-272X.2018.2.12 (**Indexed in Web of Science**). (Особистий внесок – розроблено метод визначення областей існування

внутрішніх перенапруг парної кратності за умов комутації ненавантаженого АТ).

30. **Кучанський В.В.,** Зайцев Є.О., Коваленко О.М. Аналіз експериментальних оцінок втрат потужності на коронування повітряних міжсистемних ліній електропередавання. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2024. № 4. С. 22–29. (Особистий внесок – розроблено математичну модель ПЛ з врахуванням впливу коронного розряду для визначення втрат активної потужності).

31. **Кучанський В. В.,** Тугай Ю.І., Тугай І.Ю. Обґрунтування конструкції розщепленої фази повітряних міжсистемних ліній електропередавання. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2024. № 6. С. 27–33.(Особистий внесок – запропонована конструкція розщепленої фази ЛЕП НВН).

32. **Кучанський В.В,** Кузнецов В.Г., Кошман В., Сабарно Л., Севастюк І. Аналіз електромагнітних перехідних процесів під час комутацій ліній електропередавання надвисокої напруги та автотрансформаторів. *Herald of Khmelnytskyi National University. Technical Sciences*, 2025. 347(1), 182-188. <https://doi.org/10.31891/2307-5732-2025-347-25> Особистий внесок – розроблено математичні моделі ЛЕП НВН та АТ для аналізу резонансних перенапруг за умов комутування ненавантажених АТ.

ПРОДОВЖ. ДОД. А
АПРОБАЦІЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДИСЕРТАЦІЇ

Основні положення роботи викладено та обговорено на міжнародних наукових конференціях:

1. Міжнародна науково-практичної конференції «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України» (м.Харків, 12-13 листопада 2015р., форма участі – публікація тез);
2. Міжнародна наукова конференції «Сучасні проблеми математичного моделювання, обчислювальних методів та інформаційних технологій» (м.Рівне, 2-4 березня 2018р., форма участі – публікація тез);
3. XVIII Міжнародна науково-технічну конференцію «Проблеми енергозбереження в електротехнічних системах. Наука, освіта і практика.», (м.Кременчук, 15-17 травня 2018р., форма участі – публікація тез);
4. XV Міжнародна науково-технічну конференцію «Проблеми сучасної електротехніки», (м.Київ, 4-8 червня 2018р., форма участі – усна доповідь);
5. Міжнародна наукова конференції «Power quality in distribution networks with distributed generation» (Kyiv, July 4-5, 2019., форма участі – публікація тез);
6. Міжнародна наукова конференції «Priority directions of science and technology development» (Kyiv, September 27-29, 2020., форма участі – публікація тез).
7. **Kuchansky V. V.** The application of controlled switching device for prevention resonance overvoltages in nonsinusoidal modes. 2017 IEEE 37th International Conference on Electronics and Nanotechnology (ELNANO): In Proc. of the Int. Conf. Kyiv, 2017. Pp. 394–399. (Особистий внесок – розроблено метод визначення моментів комутації ЕВ з урахуванням характеристик аперіодичної складової струму).
8. **Kuchansky V., Rubanenko O., Hunko I.** Autoparametric Self-Excitation of Even Harmonics in Extra High Voltage Transmission Lines. 2021 IEEE PES/IAS PowerAfrica: In Proc. of the Int. Conf. 2021. Pp. 1–5. doi:

10.1109/PowerAfrica52236.2021.9543263. 9. (Особистий внесок – розроблено метод керованої комутації елегазових вимикачів для комутацій ШП та АТ).

9. **Kuchanskyy V.**, Zaitsev I. O. Corona Discharge Power Losses Measurement Systems in Extra High Voltage Transmissions Lines. 2020 IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS): In Proc. of the Int. Conf. Kyiv, 2020. Pp. 48–53. doi: 10.1109/ESS50319.2020.9160088. (Особистий внесок – одержано аналітичні вирази визначення технологічних втрат активної потужності та емпіричні вирази втрат активної потужності на коронування проводів ЛЕП НВН).

10. **Kuchanskyy V.** Influence of Transmission Line Wire Transposition on Asymmetry Levels and Power Transfer Capability. 2020 IEEE Congreso Biental de Argentina (ARGENCON): In Proc. of the Int. Conf. 2020. Pp. 1–8. doi: 10.1109/ARGENCON49523.2020.9505391. (Особистий внесок – оцінено вплив схеми транспозиції фаз на пропускну здатність ЛЕП НВН).

11. **Kuchanskyy V.** Application of Controlled Shunt Reactors for Suppression Abnormal Resonance Overvoltages in Assymetric Modes. 2019 IEEE 6th International Conference on Energy Smart Systems (ESS): In Proc. of the Int. Conf. 2019. Pp. 122–125. (Особистий внесок – розроблено модель для оцінювання впливу КШР для розлагодження резонансного контуру).

11. **Kuchanskyy V.**, Rubanenko O., Cosovic M., Hunko I. Analyzing the Effects of Abnormal Resonance Voltages using Artificial Neural Networks. 2022 21st International Symposium INFOTEH-JAHORINA (INFOTEH): In Proc. of the Int. Conf. 2022. Pp. 1–6. doi: 10.1109/INFOTEH53737.2022.9751253. (Особистий внесок – розроблено штучну нейронну мережу для визначення характеристик резонансних перенапруг на вищих гармонійних складових).

12. Belik M., **Kuchanskyy V.**, Yuri L., Rubanenko O. Optimal Value Determining Method of Parameters Compensating Devices of Bulk Electric Networks. 2022 IEEE 8th International Conference on Energy Smart Systems (ESS): In Proc. of the Int. Conf. Kyiv, 12–14 Oct. 2022. Pp. 63–68. doi: 10.1109/ESS57819.2022.9969291.

(Особистий внесок – розроблено метод визначення оптимальних значень реактивної потужності КШР.)

13. Буткевич О.Ф., **Кучанський В.В.** Забезпечення ефективного функціонування енергосистеми в неповнофазних режимах. *Electrical and Power Engineering and Electromechanics (EPEE 2023)*: матеріали міжнар. наук.-практ. конф., м. Одеса, 15 черв. 2023 р. Одеса, 2023. С. 26–28. (Особистий внесок – розроблено позиційну модель електроенергетичної системи для аналізу неповнофазних режимів роботи МЕМ).

ДОДАТОК Б

АКТИ

ВПРОВАДЖЕННЯ

РЕЗУЛЬТАТІВ

РОБОТИ

ЗАТВЕРДЖУЮ

Заступник директора з оперативного
керування – головний диспетчер
ДП «НЕК «Укренерго»

 В.Б.Зайченко

« 05 » листопада 2018 р.

АКТ

**про впровадження результатів науково-дослідної роботи
Інституту електродинаміки НАН України
«Підвищення надійності виконання комутацій в компенсованих
магістральних лініях електропередачі надвисокої напруги» («Об'єднання-3»)**

У ДП «НЕК «Укренерго» з метою підвищення надійності та ефективності роботи електричних мереж високої напруги визначено як перспективні до впровадження наступні результати наукових досліджень, що виконані в Інституті електродинаміки Національної академії наук:

- дослідження електромагнітних процесів при комутаціях компенсованих ліній електропередачі надвисокої напруги;
- розроблення математичних моделей для дослідження процесів під час комутацій в компенсованих лініях електропередачі надвисокої напруги;
- розроблені рекомендації та заходи з підвищення надійності виконання комутацій в компенсованих магістральних лініях електропередачі надвисокої напруги.

Використання даних результатів наукових досліджень дає можливість виявити наявність необхідних і достатніх умов виникнення перенапруг, а також забезпечити ефективний захист від них при виконанні комутацій в магістральних електричних мережах. Таким чином здійснюється запобігання та розвиток аварійних ситуацій в електричних мережах та підвищується надійність їх роботи.

Начальник Департаменту
оперативно – диспетчерської роботи

С.В.Фандуль



ЗАТВЕРДЖУЮ
Директор ТОВ «ЕНКОР ПЛЮС»

А.М. Корчагін



» листопада 2018 р.

АКТ

**про впровадження результатів науково-дослідної роботи
Інституту електродинаміки НАН України
«Дослідження процесів при неповнофазних режимах роботи
обладнання на електричних підстанціях надвисокої напруги» («Безпека-3»)**

У ТОВ «ЕНКОР ПЛЮС» з метою підвищення надійності та ефективності роботи електричних підстанцій високої напруги визначено як перспективні до впровадження наступні результати наукових досліджень, що виконані в Інституті електродинаміки Національної академії наук:

- дослідження неповнофазних режимів роботи магістральних ліній електропередачі надвисокої напруги;
- розробка імітаційної моделі для аналізу електромагнітних комутаційних перехідних процесів при неповнофазному режимі роботи груп шунтувальних реакторів та автотрансформаторів;
- розроблена методика, яка дозволяє визначити граничні значення довжин ліній електропередачі надвисокої напруги, що небезпечні з точки зору можливого виникнення резонансних перенапруг.

Використання даних результатів наукових досліджень дає можливість виявити наявність необхідних і достатніх умов виникнення перенапруг, а також забезпечити ефективний захист від них при роботі обладнання електричних підстанцій у неповнофазному режимі. Таким чином здійснюється запобігання та розвиток аварійних ситуацій в електричних мережах та підвищується надійність їх роботи.

Головний інженер

/ Корчагін М.І. /

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Декан факультету

електроенерготехніки та автоматики

Національного технічного університету

України «Київський політехнічний інститут

імені Ігоря Сікорського»



Олександр ЯНДУЛЬСЬКИЙ

_____ 2024

АКТ

впровадження результатів дисертаційної роботи старшого наукового співробітника канд. техн. наук. відділу оптимізації систем електропостачання Інституту електродинаміки НАН України Кучанського Владислава Володимировича «Розвиток теорії та засобів аналізу і управління режимами магістральних електричних мереж за умов структурної несиметрії» на кафедрі електричних мереж та систем Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського», яка представлена на здобуття наукового ступеня доктора технічних наук.

Комісія в складі:

Голова комісії: Кацадзе Теймураз Луарсавович к.т.н., доцент, в.о. завідувача кафедри «Електричних мереж та систем» Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського».

Члени комісії:

1. Баженов В. А. к.т.н. доц. кафедри ЕМС
2. Чижевський В.В. к.т.н. доц. кафедри ЕМС.
3. Богомолова О. С., к.т.н. доц. кафедри ЕМС

Затвердили цим актом про те, що результати дисертаційної роботи здобувача Кучанського В В впроваджені в навчальний процес по кафедрі «Електричних мереж та систем» Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського» в наступних навчальних дисциплінах:

- в лекційному курсі «Математичні задачі енергетики» в питаннях аналізу умов не обмеження пропускної спроможності лінії електропередавання надвисокої напруги у неповнофазних режимах роботи груп однофазного обладнання; удосконалення методів, розроблення алгоритмів та програмного забезпечення аналізу усталених несиметричних режимів роботи магістральних електричних мереж та вибору заходів симетрування;

- в лекційному курсі «Математичні моделі електричних систем» для розроблення математичних моделей груп однофазних автотрансформаторів та керованих шунтувальних реакторів для аналізу можливості використання їх в неповнофазних режимів роботи; аналіз умов виникнення резонансних перенапруг в несиметричних режимах роботи магістральних електричних мереж;

- в лекційному курсі «Електричні системи і мережі. Частина І» при розгляді питань впливу керованої поперечної компенсації зарядної потужності на умови існування та значення характеристик аперіодичної складової струму, резонансних перенапруг та повторної дуги підживлення в циклі спрацювання ОАПВ; дослідження умов виникнення перенапруг на непошкоджених фазах при несиметричних коротких замиканнях; отримання точні та спрощені аналітичні вирази, що описують зв'язок між натуральною потужністю, переданою потужністю та підвищеною пропускною спроможністю; розроблення метод вибору оптимальних кроків транспозиції ліній електропередавання надвисокої напруги по умові гранично допустимих значень коефіцієнтів несиметрії; розроблення новий спосіб управління поперечною компенсацією для підвищення пропускної спроможності та керованості лінії електропередавання надвисокої напруги, а також виявлення областей їх застосування.

- в лекційному курсі «Регулювання режимів електричних систем. Частина 2» для розроблення методу вибору регульованих діапазонів КШР для визначення можливих зон режимної безпеки аномальних режимів, зумовлених тривалим неповнофазним режимом груп однофазних автотрансформаторів, що, на відміну від існуючих, враховує граничні завантаження обмоток автотрансформатора та дає змогу виконати корекцію несиметрії та встановити залежність меж областей допустимих неповнофазних режимів від примикаючих систем; для розроблено метод розрахунку значення опору СТАТКОМ, що враховує існуючу схему транспозиції та пофазну відмінність параметрів ЛЕП НВН і визначає ефективність використання керованої поперечної компенсації в паузі ОАПВ шляхом обмеження величин струму підживлення дуги місця КЗ і відновлюваної напруги на відключеній фазі після гасіння дуги, що дає змогу скоротити тривалість неповнофазних режимів, а також при виконанні курсового проекту «Проектування електропередач надвисокої напруги».

Також проводиться науково - дослідна робота зі студентами з використанням наукових досягнень в дипломному проектуванні.

в.о. завідувача кафедри ЕМС

Теймураз КАЦАДЗЕ

доцент кафедри ЕМС

Володимир БАЖЕНОВ

доцент кафедри ЕМС

Володимир ЧИЖЕВСЬКИЙ

доцент кафедри ЕМС

Оксана БОГОМОЛОВА

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Проректор з науково-педагогічної роботи та організації освітнього процесу

Вінницького національного технічного університету

к.т.н., доц. Петров О.В.

«___» _____ 2024 р.

АКТ

впровадження результатів дисертаційної роботи

Кучанського Владислава Володимировича

на тему «Розвиток теорії та засобів аналізу і управління режимами магістральних електричних мереж за умов структурної несиметрії»

у навчальний процес

Члени комісії у складі декана факультету електроенергетики та електромеханіки, доцента Тені В.В., заступника декана з навчально-методичної роботи, доцента Кутіної М.В., завідувача кафедри електричних станцій та систем, професора Комара В.О. склали цей акт про те, що у Вінницькому національному технічному університеті для виконання курсових та дипломних робіт для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, а також для вивчення дисциплін «Комп'ютерні системи діагностування електрообладнання» та «Електричні станції та підстанції» впроваджено такі результати, отримані Кучанським В.В.:

– спосіб для врахування направленості розподілу магнітного потоку та полів стрижневої зони КШР за умов поперечного підмагнічування обмоткою керування, який, на відміну від відомих, аналітично визначає зворотну матрицю індуктивностей системи диференціальних рівнянь, описує електромагнітні процеси в складних магнітно-зв'язаних колах та заснований на використанні методу контурних струмів і формули Фробеніуса для обернення блокових матриць з об'ємнуванням;

– метод вибору регулювальних діапазонів КШР для визначення існуючих зон режимної безпеки аномальних режимів, зумовлених тривалим неповнофазним режимом групи однофазних автотрансформаторів, що, на відміну від існуючих методів аналізу допустимих режимів, враховує граничні завантаження обмоток автотрансформатора та встановлює залежність меж областей допустимих неповнофазних режимів від сумарних значень опорів зворотної та нульової послідовностей приймаючих систем.

Включення результатів дослідження до розділів дисципліни, в яких вивчаються методи оптимізації та заходи зменшення втрат електроенергії, доповнює знання студентів щодо ефективного керування технологічними процесами на етапах формування та практичної реалізації оптимальних рішень.

Декан ФЕЕМ

Заступник декана ФЕЕМ з НМР

Завідувач кафедри ЕСС

Віра ТЕНІЯ

Марина КУТІНА

Вячеслав КОМАР

ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ

УкрЕнергоНаладка

Фактична адреса: 02094, м. Київ, вул. Гната Хоткевича, буд. №10, прим. №163 (офіс №7)

Юридична адреса: Україна, 02225, м. Київ, пр-кт. Маяковського, буд.1, кв.116.

Телефон/факс: (044) 599-28-35, e-mail: ukrenergonaladka@gmail.com

Код ЄДРПОУ №37208192. Р/р UA95305299000002600000113730 в Київське ГРУ АТ КБ «Приватбанк», МФО 305299

№ 1/08

« 3 » серпня 2023 р.

Довідка

щодо практичного використання результатів науково-дослідних робіт Кучанського В.В.
під час розробки проєктів національних нормативних документів

Цією довідкою ТОВ «Укренергоналадка» підтверджує використання результатів науково-дослідних робіт старшого співробітника Інституту електродинаміки НАН України Кучанського Владислава Володимировича під час розроблення проєктів національних стандартів з загальних питань проектування, введення в експлуатування та керівних вказівок щодо електроенергетичних систем і ліній електропередавання надвисокої напруги шляхом гармонізації відповідних міжнародних стандартів. Зазначені роботи виконувались згідно з договором між НЕК «Укренерго» та ТОВ «Укренергоналадка» від 03 листопада 2022 року № 2141-22 та робіт технічного комітету стандартизації ТК 162 (базова організація Інститут електродинаміки НАН України).

Результати робіт Кучанського В.В. з підвищення надійності та ефективності функціонування магістральних електричних мереж дозволили опрацювати відповідну нормативну термінологію та підвищити якість розробки проєктів наступних національних стандартів:

ДСТУ ІЕС TR 63042-100: 202__ «Системи передавання змінного струму НВН Частина 100. Загальна інформація»;

ДСТУ ІЕС TS 63042-101:202__ «Системи передавання змінного струму НВН. Частина 101: Регулювання напруги та конструювання ізоляції».

Зазначені стандарти після їх прийняття Національним органом стандартизації можуть використовуватися НЕК «Укренерго» для підвищення надійності та ефективності функціонування ОЕС України.

Директор



А.В. Гінайло

ТЕХНІЧНИЙ КОМІТЕТ СТАНДАРТИЗАЦІЇ**«Керування енергетичними системами та пов'язані з ним процеси
інформаційної взаємодії»**

Національна академія наук України
Інститут електродинаміки НАНУ

ТК 162

проспект Берестейський, 56, м. Київ,
03057,
тел. +38 (044) 366-26-87,
www.ied.org.ua,
e-mail: tk162@ukr.net

**Довідка щодо використання науково-практичних результатів робіт
Кучанського В.В. для обґрунтування створення підкомітету стандартизації
в межах ТК 162**

Технічний комітет стандартизації ТК 162 цією довідкою підтверджує, що за результатами виконаних наукових та науково-практичних робіт старшим науковим співробітником відділу оптимізації систем електропостачання Інституту електродинаміки НАН України к.т.н. Кучанським В.В. обґрунтовано необхідність розширення сфери діяльності ТК 162 та створено новий підкомітет в межах ТК 162 «Заходи та технічні засоби підвищення ефективності й управління електричних мереж та систем».

За зазначеним підкомітетом закріплена наступна сфера діяльності:

29.240 Мережі електропостачання та розподільчі мережі (в частині інтелектуального управління режимами електричних мереж та систем: інтелектуальне управління режимами роботи віртуальних електростанцій, прогнозування виробітку генерації відновлюваними джерелами енергії, автоматизоване управління режимами роботи електричних мереж та систем).

29.240.01 Мережі електропостачання та розподільчі мережі взагалі (в частині оптимізації режимів роботи магістральних електричних мереж керованими засобами компенсації реактивної потужності).

Головою підкомітету призначено к.т.н. Кучанського В.В., що виконує відповідні роботи з розробки національних нормативних документів.

Голова ТК 162

академік НАН України



Олександр КИРИЛЕНКО

12.05.2023

Секретаріат ТК 162
(044) 366-26-48
tk162@ukr.net

ЗАТВЕРДЖУЮ

Заст. директора з наукової роботи
Інституту електродинаміки НАН України

д.т.н. с.н.с. Іван ШАПОВАЛ



Протокол

тестових випробувань імітаційних моделей ліній електропередавання
надвисокої напруги для аналізу комутаційних електромагнітних перехідних процесів

10 квітня 2024 р., м. Київ

1. ОБ'ЄКТ ВИПРОБУВАНЬ

Об'єктом випробувань імітаційна модель лінії електропередавання надвисокої напруги, яка компенсована шунтувальними реакторами.

2. ЦІЛІ ВИПРОБУВАНЬ

1. Проаналізувати вплив керованої поперечної компенсації зарядної потужності на умови існування та значення характеристик аперіодичної складової струму, резонансних перенапруг та повторної дуги підживлення в циклі спрацювання ОАПВ;
2. Дослідити умови виникнення перенапруг на непошкоджених фазах при несиметричних коротких замиканнях;

3. ПРОГРАМА ВИПРОБУВАНЬ

- Результати виконаної роботи полягають:
- У дослідженні схем електричних мереж, розподільчих пристроїв підстанцій, ліній електропередач з метою визначення ймовірності утворення аварійних процесів і перенапруги, резонансних процесів в різних експлуатаційних схемах;
- У дослідженні взаємного впливу ПЛ 750 кВ ХАЕС-Західноукраїнська та ПЛ 400 кВ ХАЕС-Жешув;
- В розробці математичної моделі, яка б дозволяла виконувати оперативні розрахунки за змінних вихідних даних при подачі напруги на ПЛ-400 кВ ХАЕС- Жешув, зокрема за зміни впливу на перехідні процеси стану ПЛ 750 кВ ХАЕС- Західноукраїнська;
- В розробці заходів для попередження та обмеження резонансних процесів з метою запобігання ушкодження обладнання;

4. ПРИЛАДИ І УСТАТКУВАННЯ

- Для проведення тестових розрахунків використано наступні джерела інформації:

перевіряти напругу на поздовжній ізоляції вимикача лінії за умов різних перехідних процес, що супроводжують утворення неповнофазних режимів. Це дозволяє попередньо обґрунтувати доцільність реалізації спеціальних заходів щодо попередження небезпечних перенапруг.

2. Досліджений та рекомендований для використання на практиці за неповнофазного режиму лінії перехід на кінцевих підстанціях із повнореакторного режиму в неповнореакторний для однойменних фаз груп ШР, що дозволяє вивести ЛЕП НВН критичної довжини із резонансних умов та уникнути аномальних перенапруг під час безструмової паузи ОАПВ без застосування спеціальних заходів.

3. Показано, що порівняно з традиційним використанням чотирипроменевої схеми ввімкнення ШР через КР зі ступінчастим регулюванням для відлаштування від резонансних умов, плавна зміна індуктивності КШР дозволяє досягти цілі ефективніше. Це можна пояснити як безпосереднім впливом на еквівалентні параметри контура, так і розширеним діапазоном зміни значення індуктивності. Тому рекомендовано під час вирішення проектної задачі оптимізування режимів неоднорідних електричних мереж застосуванням КШР враховувати також можливість використання цих пристроїв для обмеження резонансних перенапруг під час квазістаціонарних режимів.

4. Для обмеження аперіодичної складової струму ПЛ із реакторами за наявності розрахунків можна запропонувати: або відмова від комутування ПЛ із небажаною кількістю реакторів, або вимикачі з передввімкненим резистором, або вимикачі з керованою комутацією. Простішим рішенням, як правило, є кероване комутування, але через свою недостатню точність сфери її ефективної роботи обмежено порівняно вузьким діапазоном коефіцієнтів компенсації K , за межами якого потрібно йти на застосування складніших технічних рішень - відмова від комутування ПЛ із небажаною кількістю реакторів або застосування резисторів.

Гол, наук, співробітник від. №14

член-кор. НАН України, д.т.н., проф.

Завідувач від. №14, д.т.н., с.н.с.

Старш. наук, спів. від. №14, к.т.н., с.н.с

Старш. наук, спів. від. №14, к.т.н., с.н.с

Володимир КУЗНЕЦОВ

Юрій ТУГАЙ

Ірина ТУГАЙ

Людмила САБАРНО

ДОДАТОК В

ОЦІНЮВАННЯ ВПЛИВУ ПОФАЗНОЇ НЕСИМЕТРІЇ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ НАДВИСОКОЇ НАПРУГИ НА ВИЗНАЧЕННЯ ОПОРУ КОМПЕНСАЦІЙНОГО РЕАКТОРУ

В роботі завдяки розробленій імітаційній моделі ЛЕП НВН з врахуванням схеми транспозиції рис. 3.14-16 отримані залежності резонансних перенапруг від опорів компенсаційних реакторів:

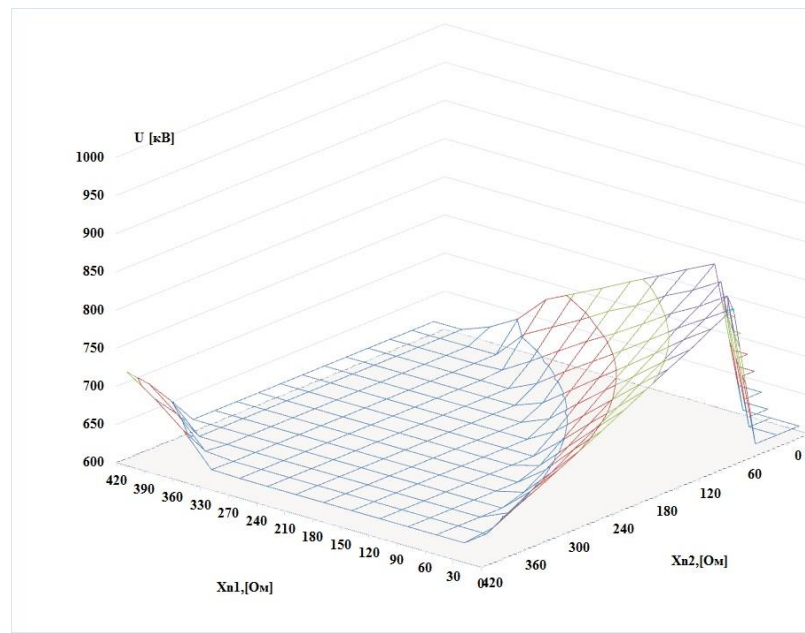


Рисунок В.1 – Фактична схема транспозиції проводів
 l (фази)

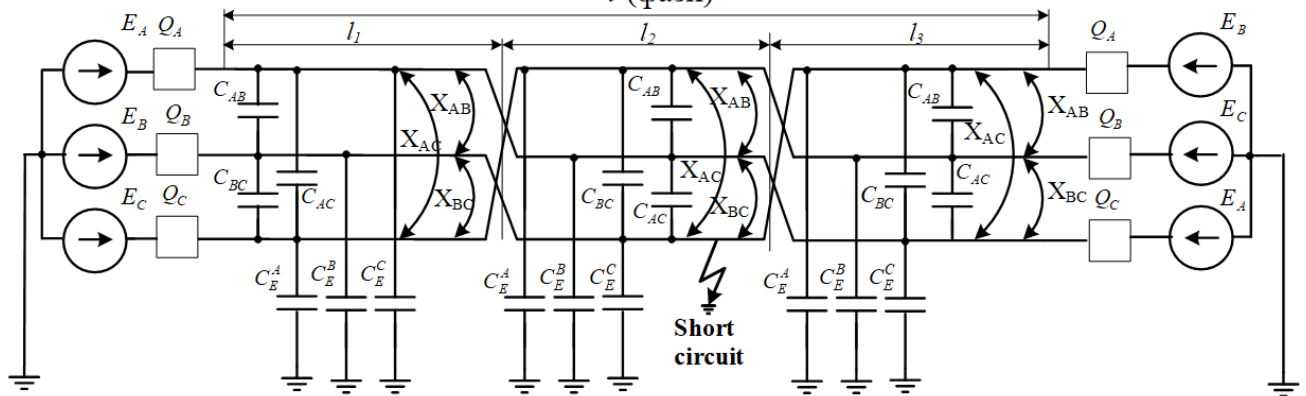


Рисунок В.2 – Заступна схема ЛЕП НВН з фактичною схемкою
транспозиції проводів

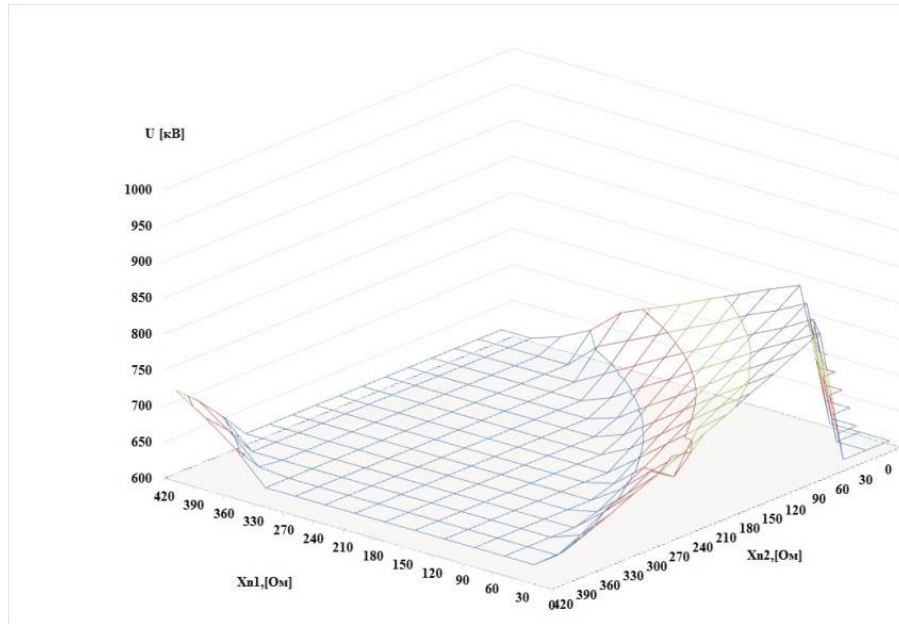


Рисунок В.3 – Спрощена схема транспозиції проводів
 l (фази)

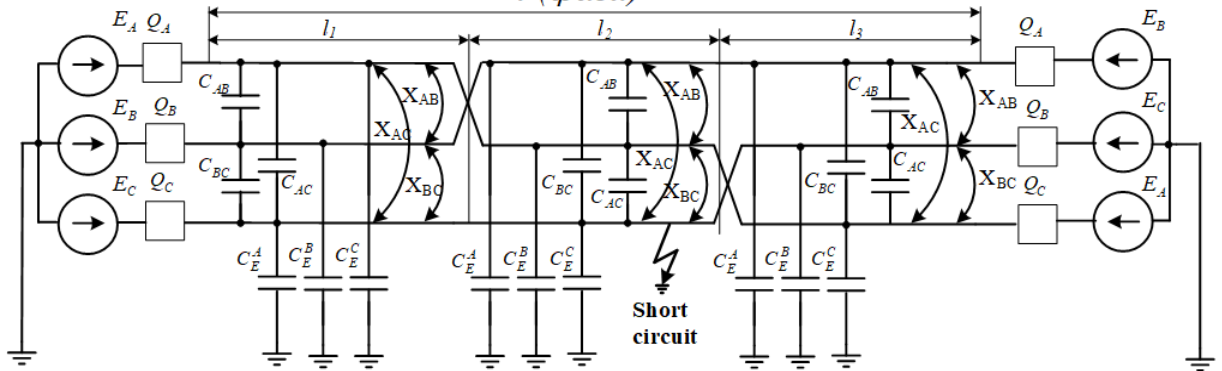


Рисунок В.4 – Заступна схема ЛЕП НВН зі спрощеною схемою транспозиції проводів

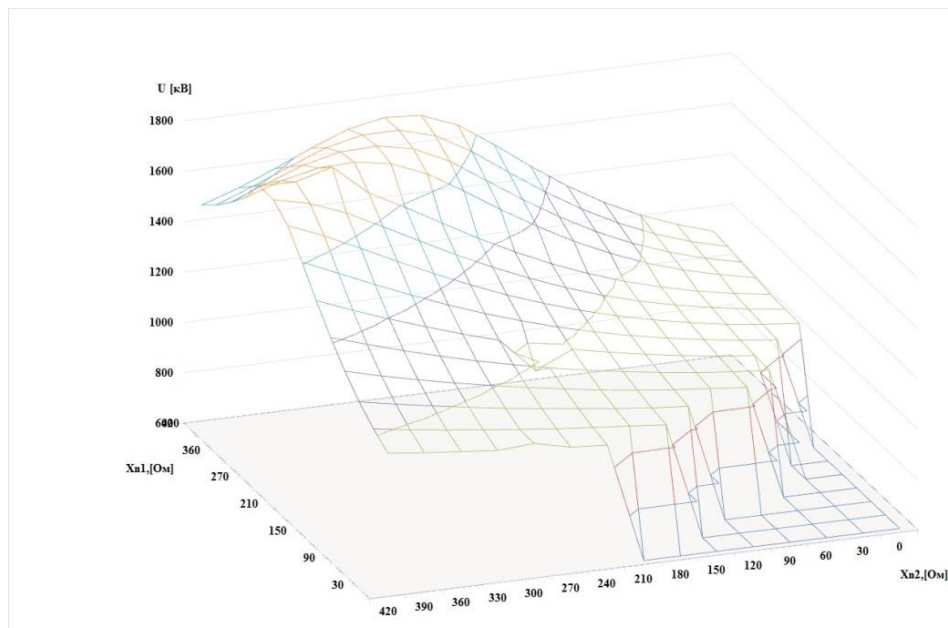


Рисунок В.5 – Неповний цикл транспозиції проводів

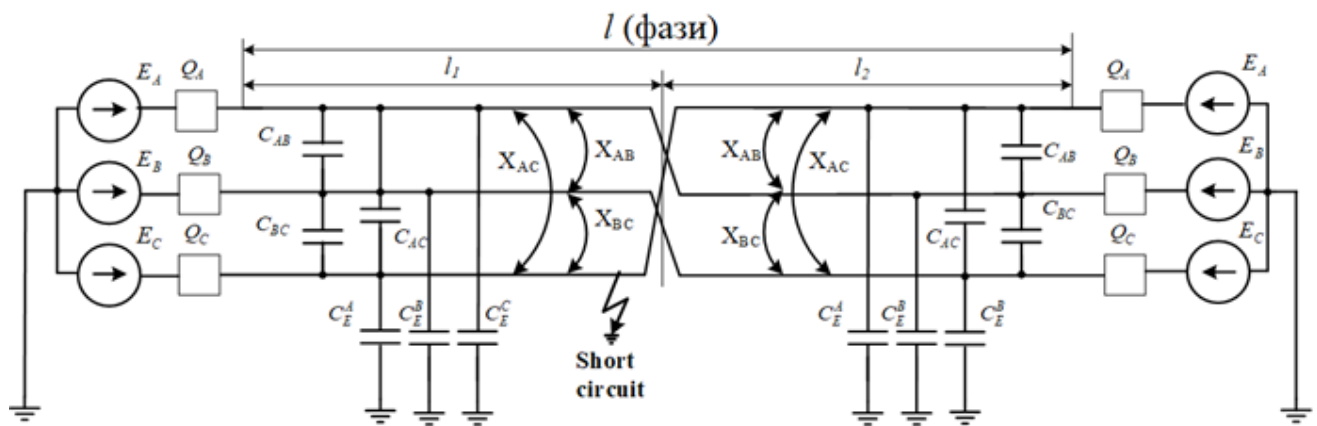


Рисунок В.6 – Заступна схема ЛЕП НВН з неповним циклом транспозиції проводів

ДОДАТОК Г
КОПІЇ СВДОЦТВА ПРО АВТОРСЬКІ ПРАВА ПАТЕНТУ НА
КОРИСНУ МОДЕЛЬ



ДОДАТОК Д

ТЕХНІЧНІ РІШЕННЯ ЩОДО ОБМЕЖЕННЯ АПЕРІОДИЧНОЇ СКЛАДОВОЇ СТРУМУ В ПЕРЕХІДНИХ РЕЖИМАХ

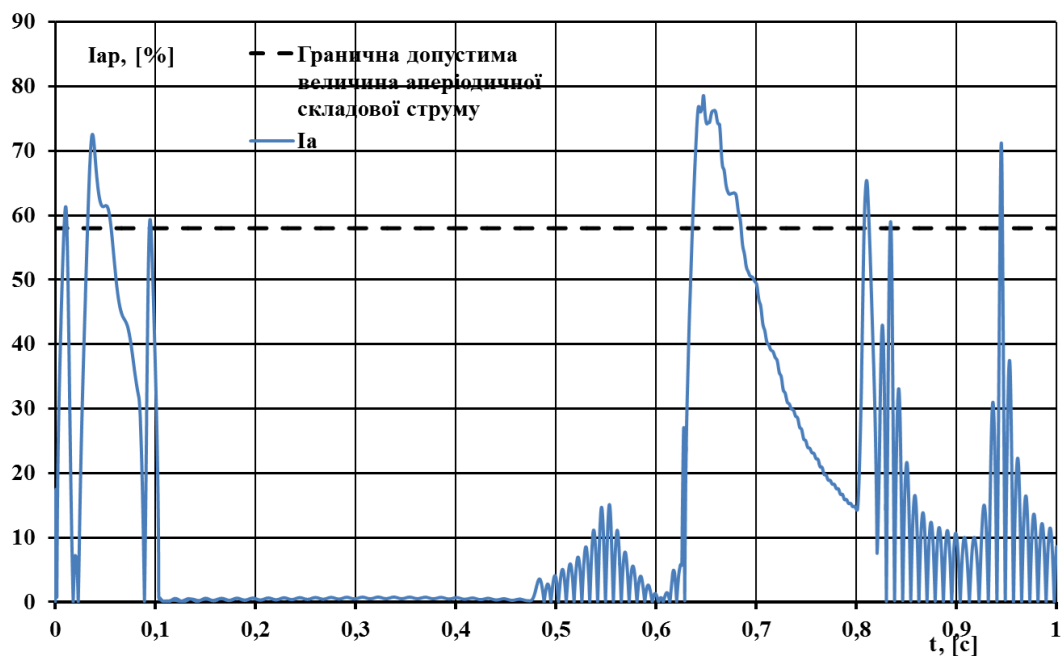


Рисунок Д.1 – Аперіодична складова струму фази А

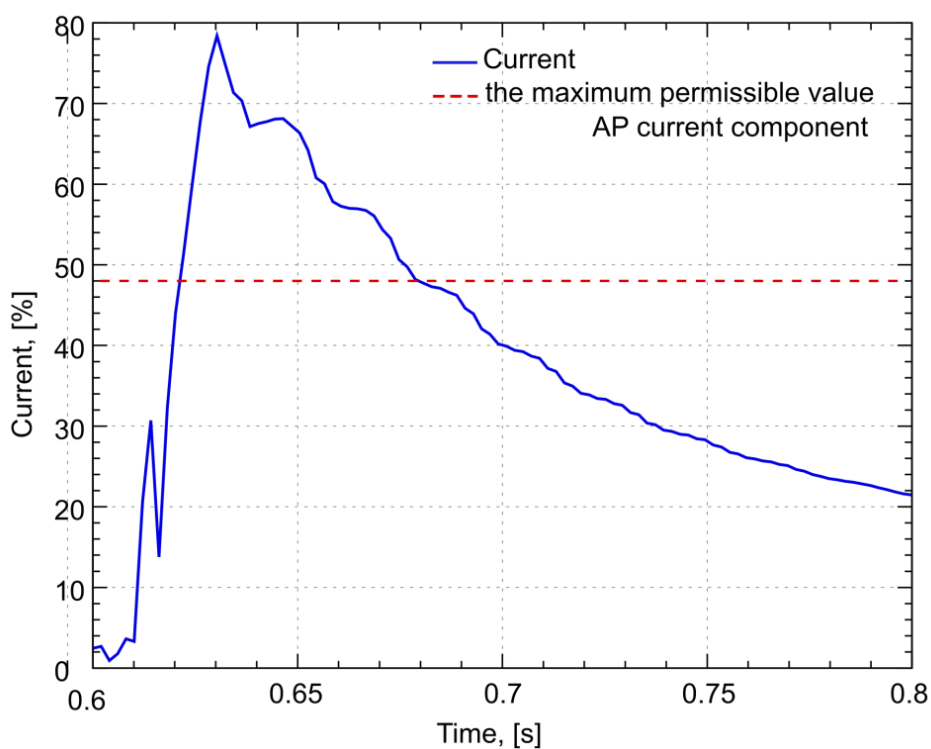


Рисунок Д.2 Послідовно з'єднанні передввімкнені активні опори до елегазового вимикача

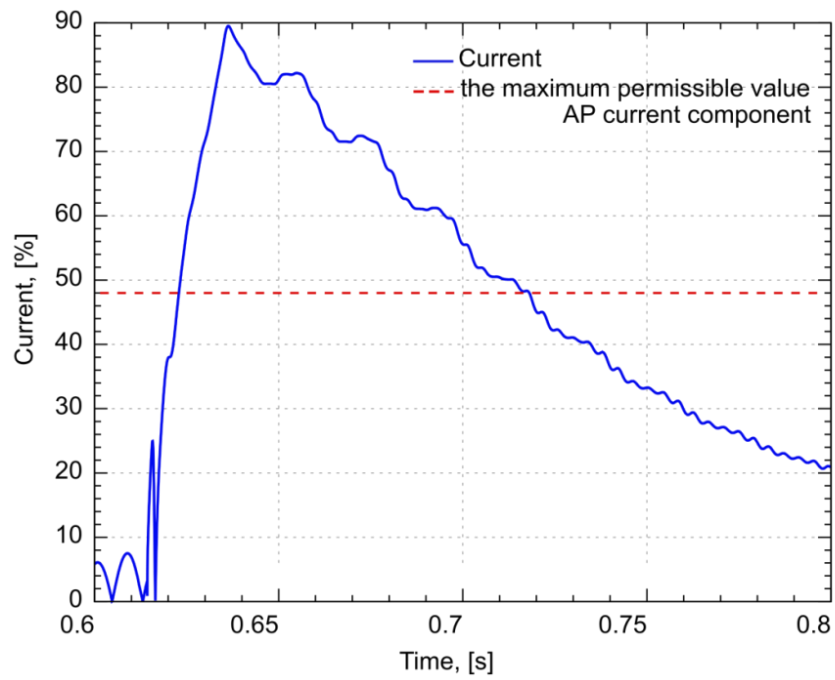


Рисунок Д.3 Паралельно з'єднанні переввімкнені активні опори до елегазового вимикача

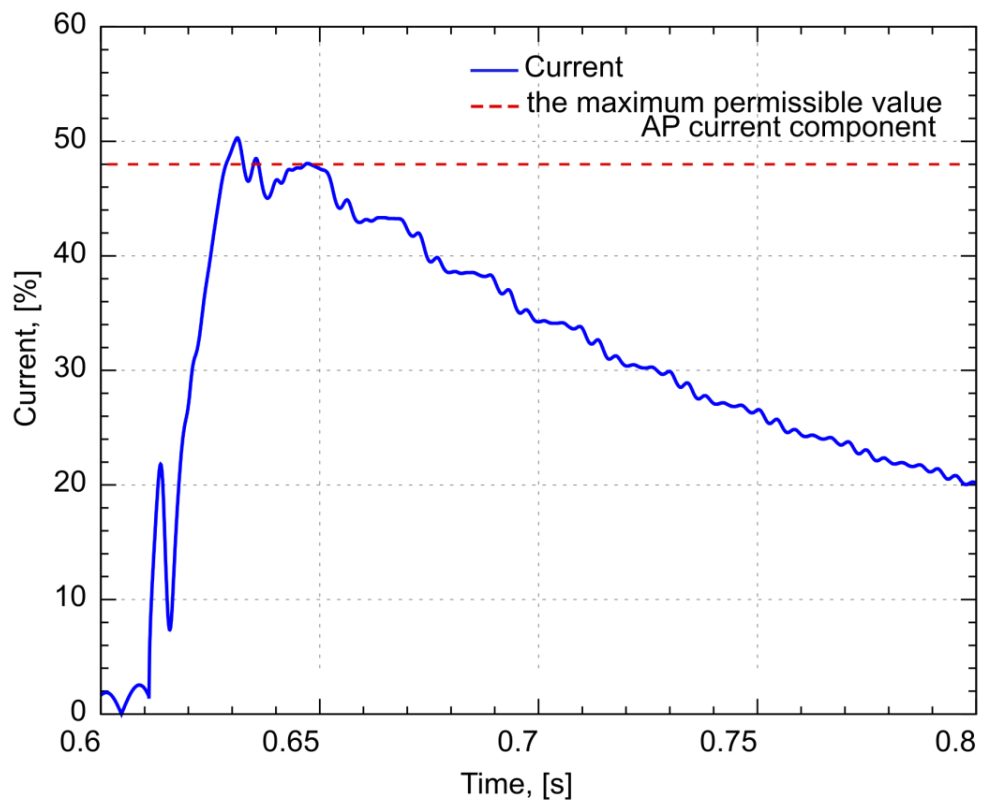


Рисунок Д.4 Пристрій керованого комутування

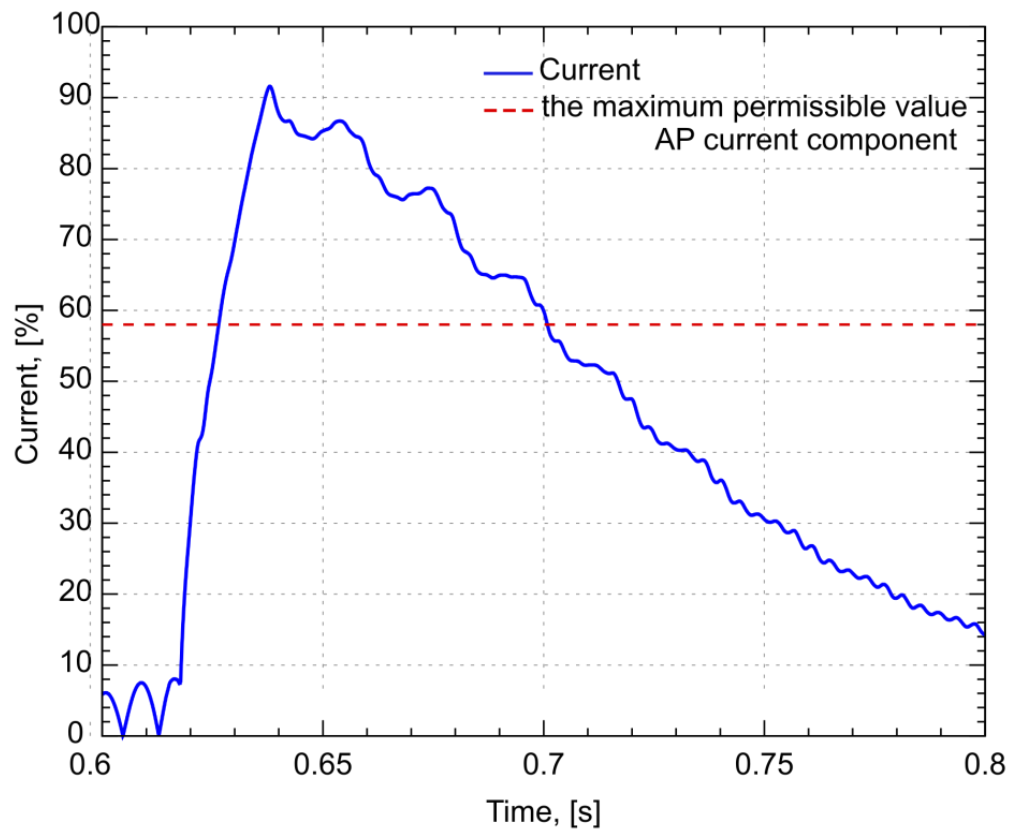
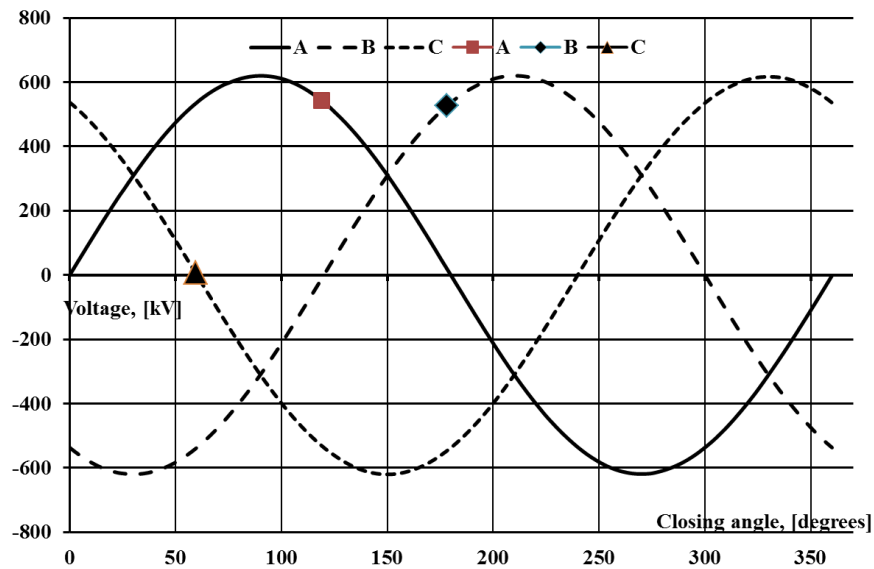


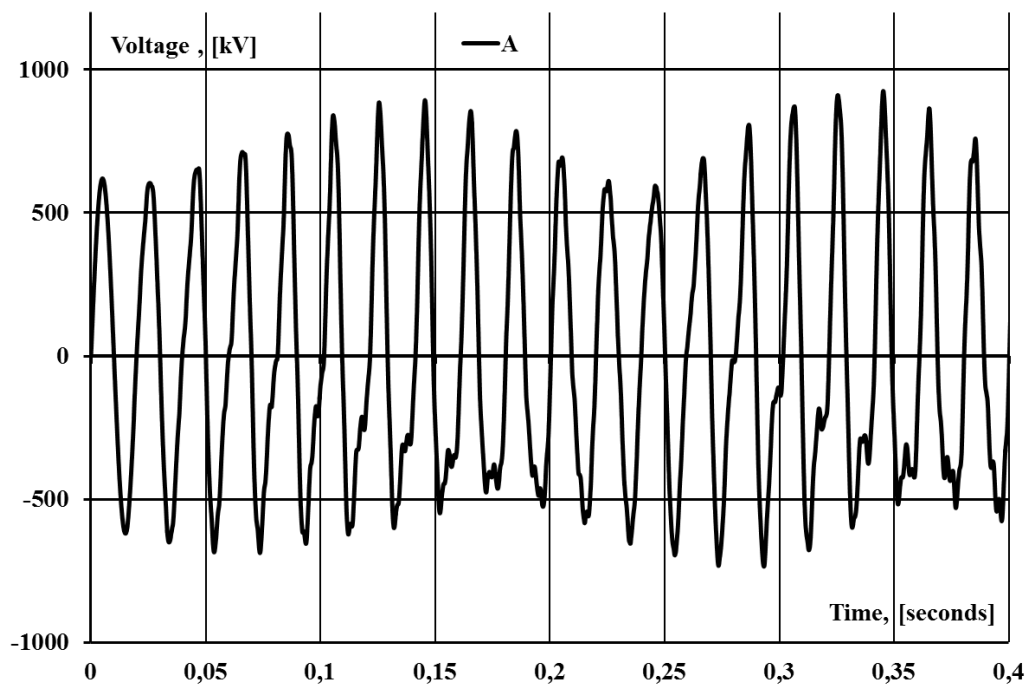
Рисунок Д.5 Автоматичне шунтування фази

ДОДАТОК Е

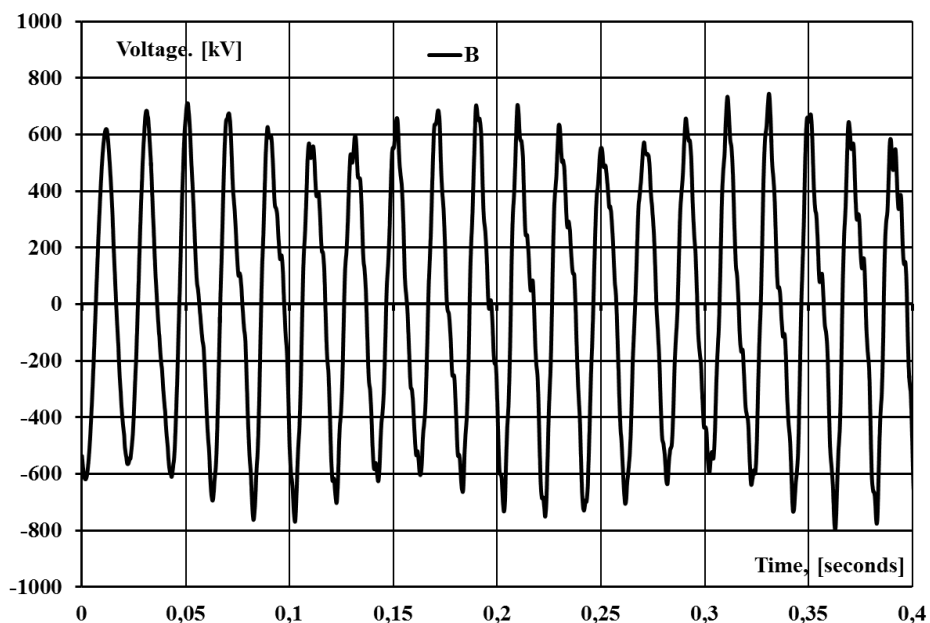
КЕРОВАНА КОМУТАЦІЯ ЕЛЕГАЗОВОГО ВИМИКАЧА ЯК ЗАСІБ ОБМЕЖЕННЯ РЕЗОНАНСНИХ ПЕРЕНАПРУГ НА ВИЩИХ ГАРМОНІКАХ



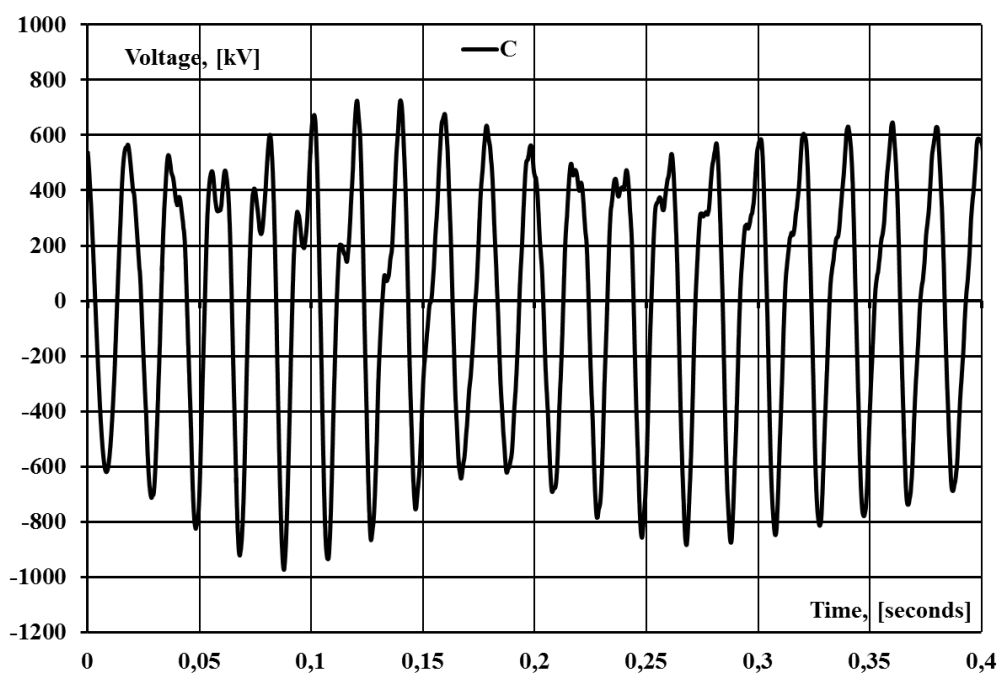
а) Фазні напруги А, В, С з позначеними точками комутації у відповідному випадку 1



б) Крива напруги фази А у момент перемикання $\alpha = 118,8$ [ел.градусів] або $\alpha = 0,0066$ [секунди]



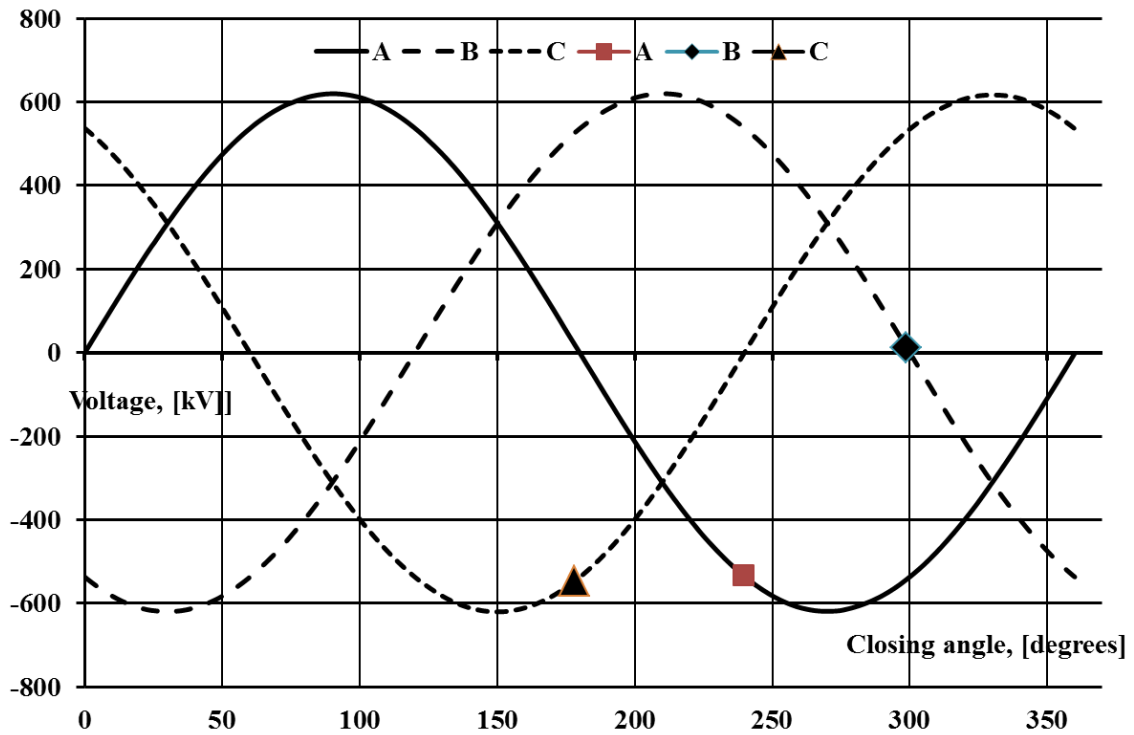
в) Крива напруги фази В у момент перемикання $B = 178,2$ [градусів] або $B = 0,0099$ [секунди]



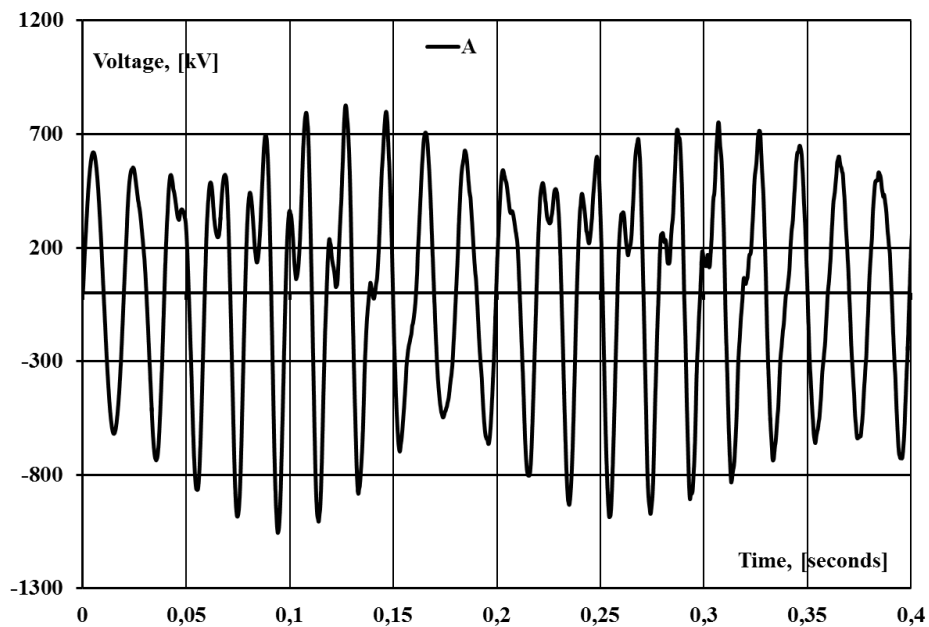
г) Крива напруги фази С у момент перемикання $C = 59,4$ [градусів] або $C = 0,0033$ [секунди]

Рисунок Д.1 Синусоїдні напруги з рекомендованими моментами перемикання.

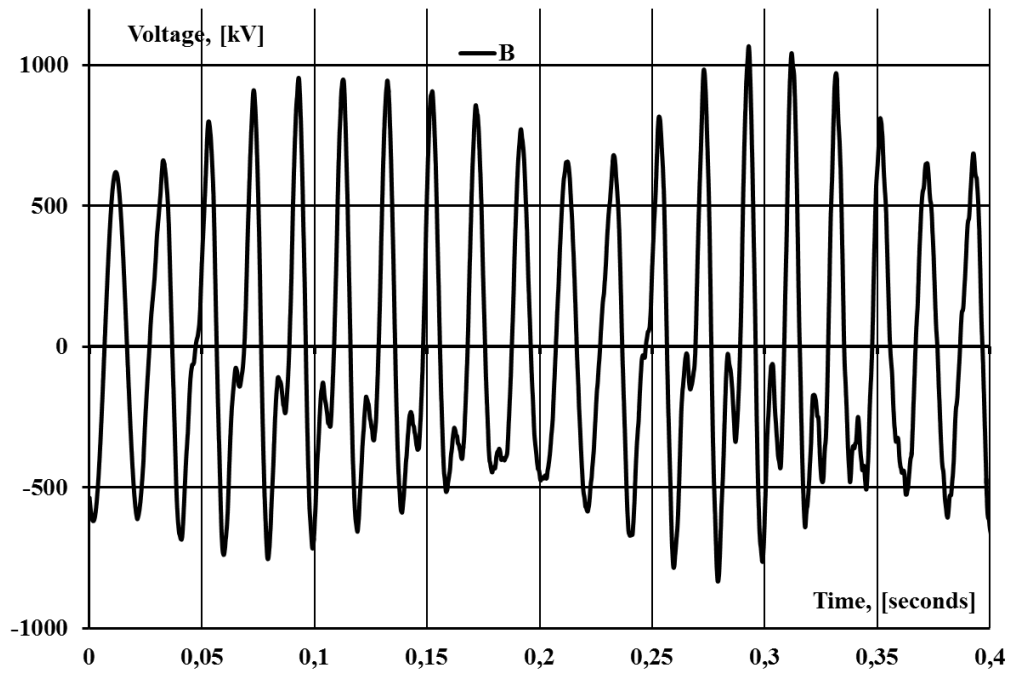
Випадок 1: $A = 118,8$ [градусів], $B = 178,2$ [градусів], $C = 59,4$ [градусів].



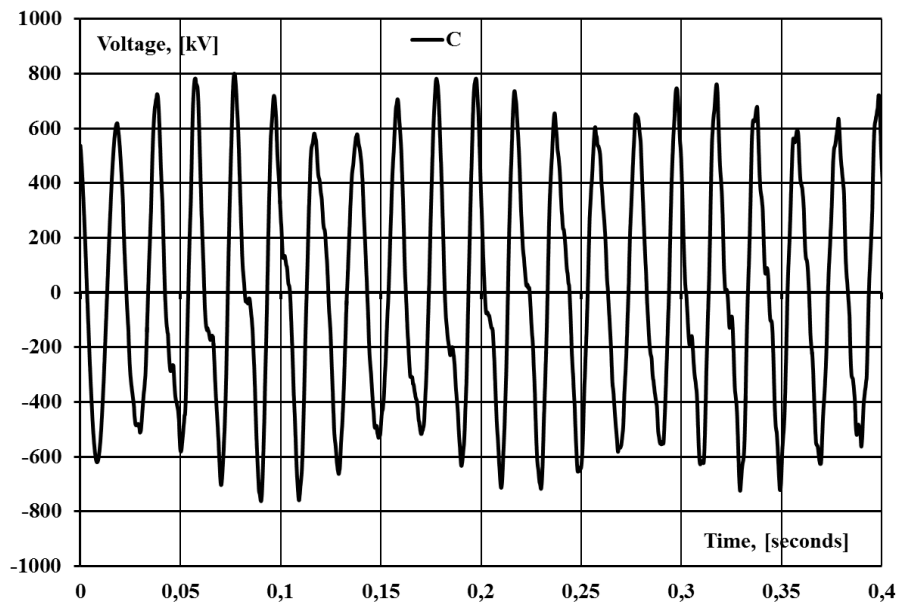
а) Фазні напруги синусоїди А, В, С з позначеними точками комутації відповідно до випадку 2



б) Крива напруги фази А у момент перемикання $A = 239,4$ [градусів] або $A = 0,01333$ [секунди]



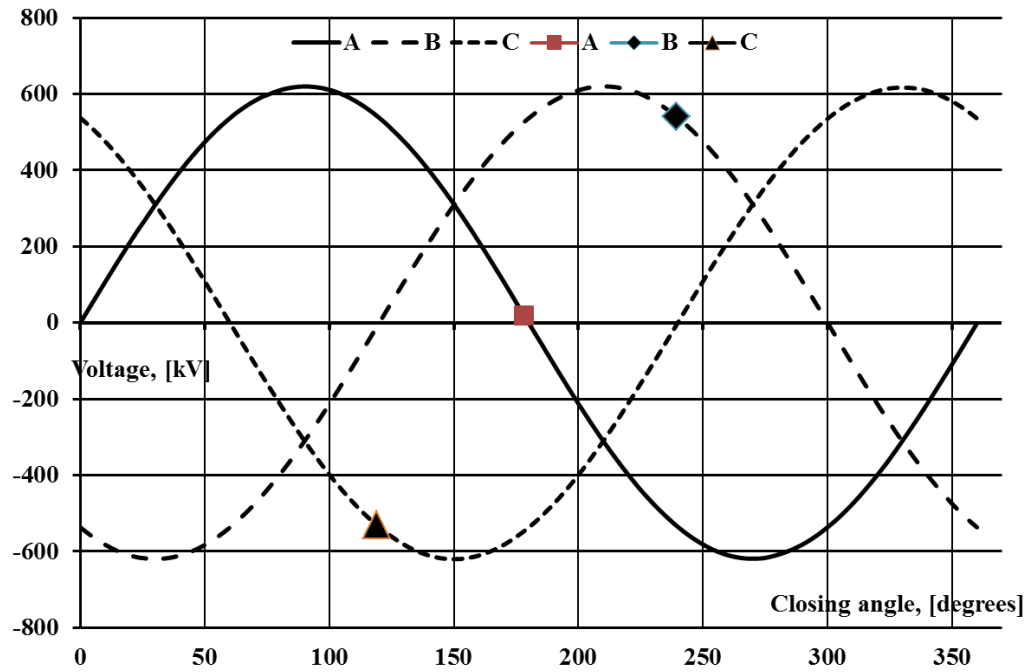
в) Крива напруги фази В у момент перемикання $B = 298,8$ [градусів] або $B = 0,0166$ [секунди]



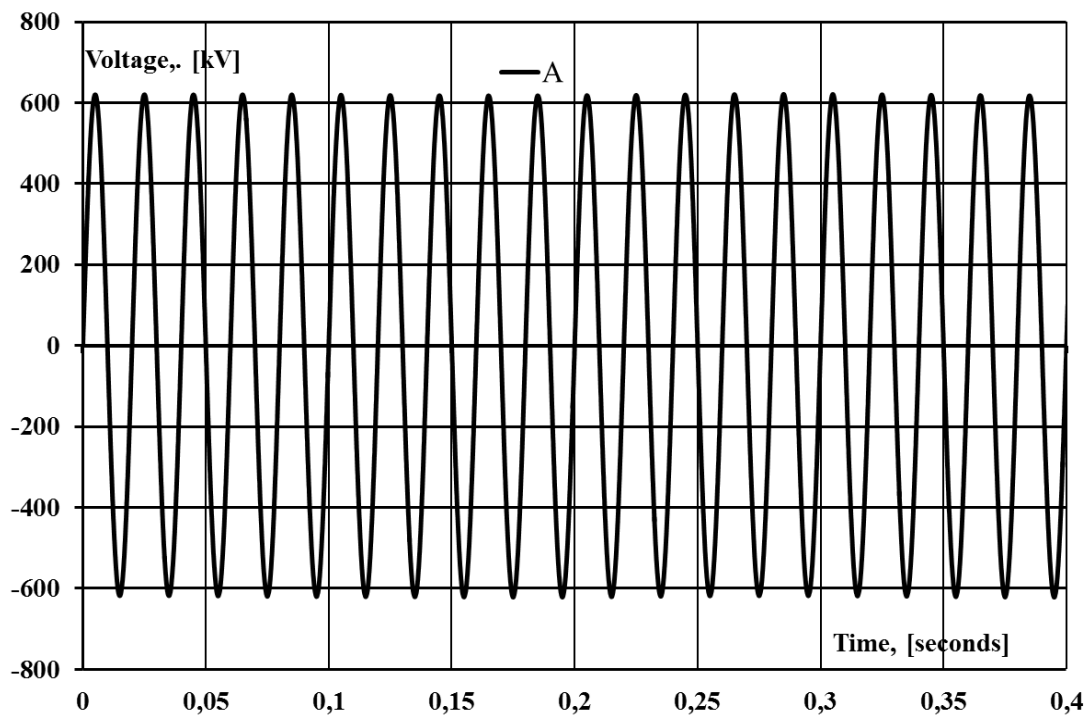
г) Крива напруги фази С у момент перемикання $C = 178,2$ [градусів] або $C = 0,0099$ [секунди]

Рисунок Д.2 Синусоїдні напруги з рекомендованими моментами перемикання.

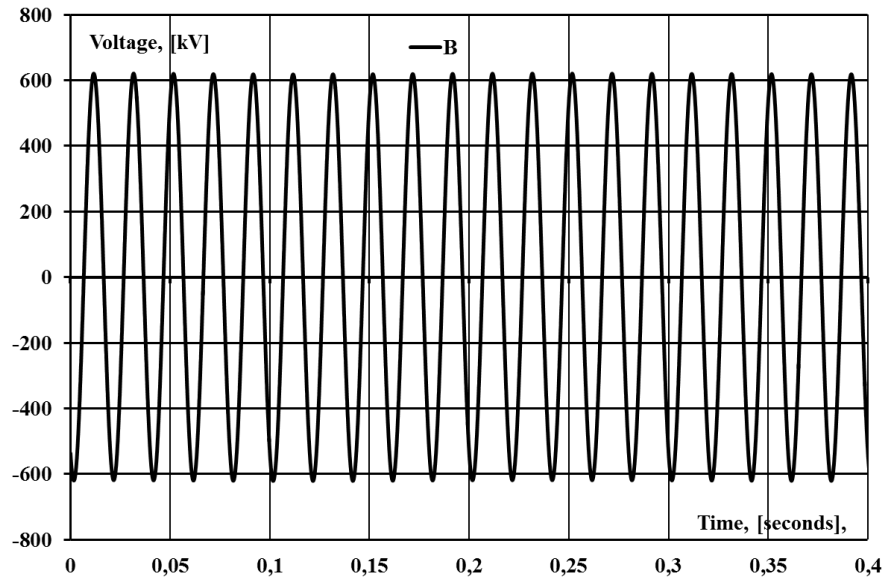
Випадок 2: $A = 239,4$ [градусів], $B = 298,8$ [градусів], $C = 178,2$ [градусів].



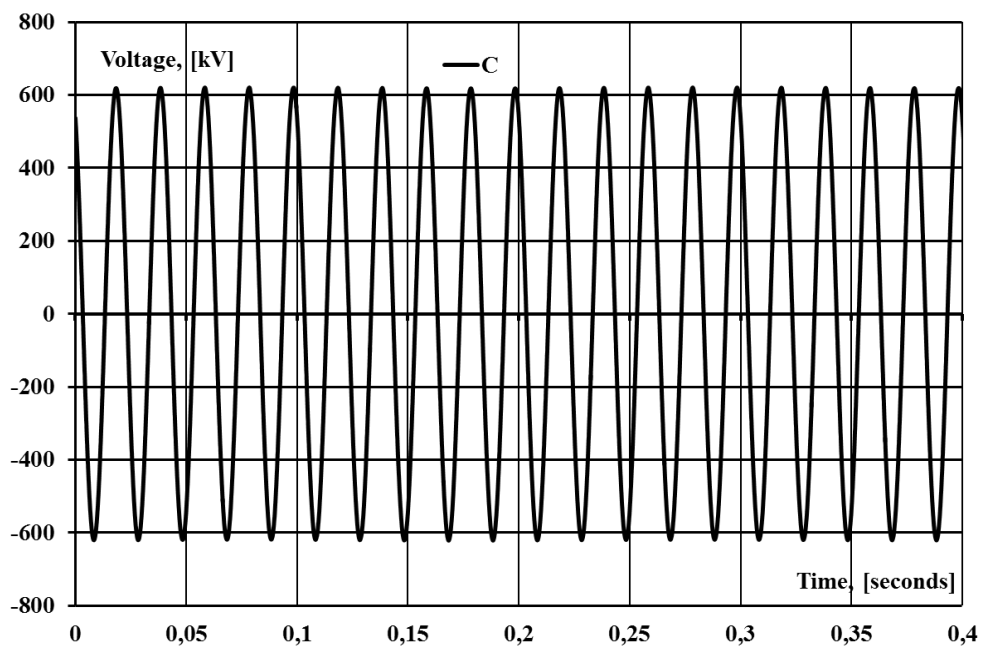
а) Фази напруги синусоїди А, В, С з позначеними точками комутації у відповідному випадку 3



б) Крива напруги фази А у момент вмикання $A = 178,2$ [градусів] або $A = 0,0099$ [секунди]



в) Крива напруги фази В у момент переключення $B = 239,4$ [градусів] або $B = 0,0133$ [секунди]



г) Крива напруги фази С у момент перемикання $C = 118,8$ [градусів] або $C = 0,0066$ [секунди]

Рисунок Д.3 Синусоїдні напруги з рекомендованими моментами перемикання.
Випадок 3: $A = 178,2$ [градуси], $B = 239,4$ [градусів], $C = 118,8$ [градусів].

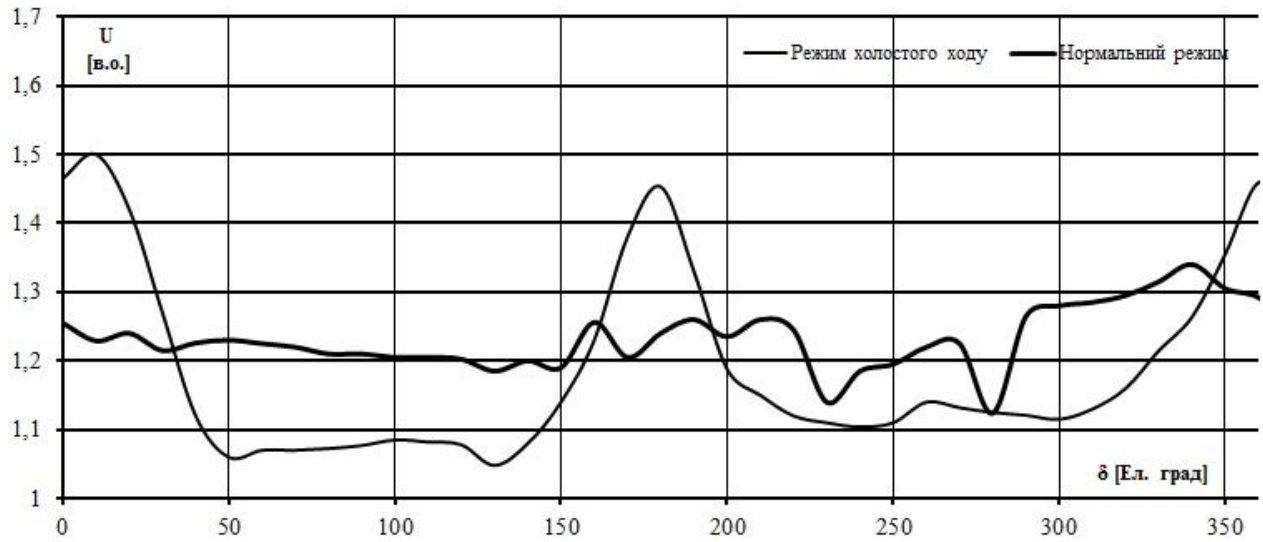


Рисунок Д.4 Залежність напруги від моменту комутації в режимах роботи ЛЕП НВН.

ДОДАТОК Ж

ІМІТАЦІЙНІ МОДЕЛІ МЕМ У СЕРЕДОВИЩІ SIMULINK

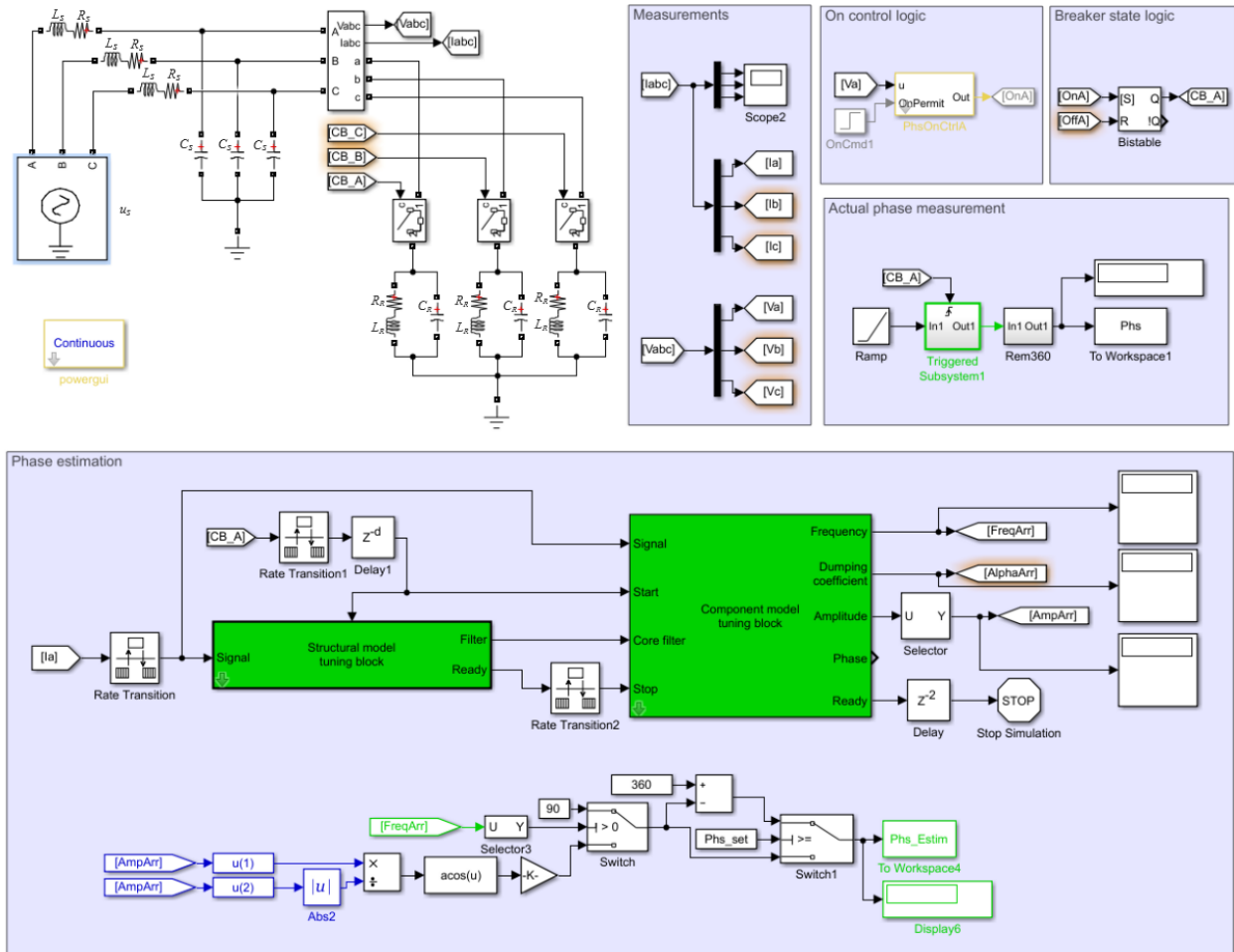


Рисунок Ж.1 – Схема підключення керованого шунтувального реактора в середовищі Simulink

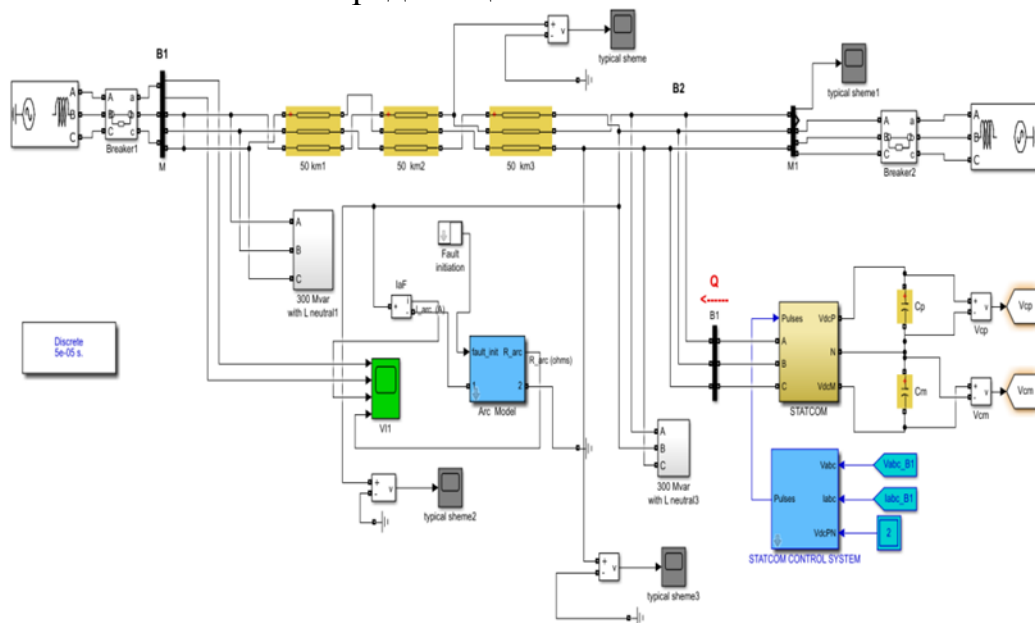


Рисунок Ж.2 Імітаційна модель лінії електропередавання напругою 750 кВ з КІПР та СТАТКОМ

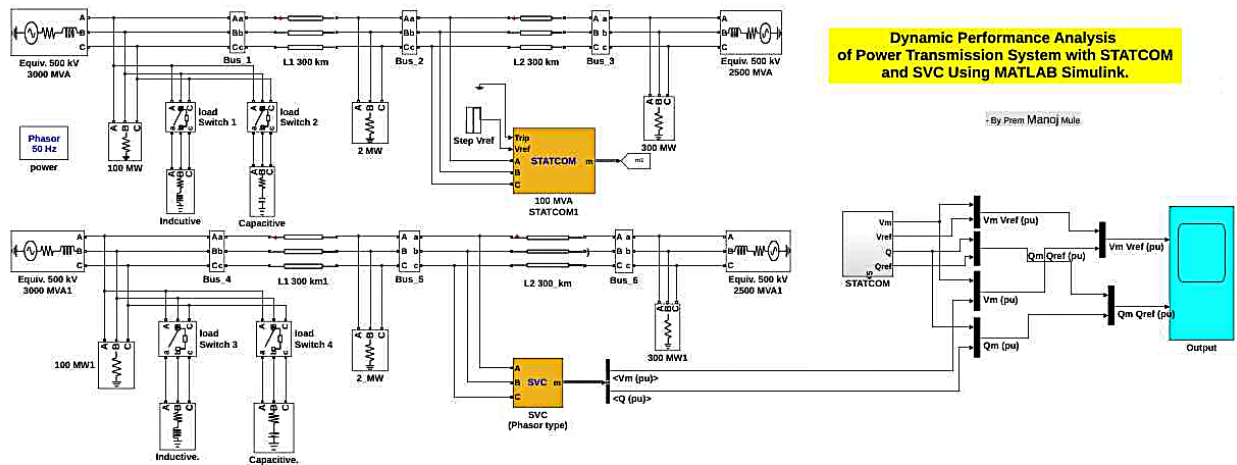


Рисунок Ж.3 Імітаційна модель ЛЕП НВН