

Інститут електродинаміки  
Національна академія наук України

Інститут електродинаміки  
Національна академія наук України

Кваліфікаційна наукова  
праця на правах рукопису

**Лиховид Юрій Григорович**

УДК 621.311.1

## **ДИСЕРТАЦІЯ**

**Перенапруги в несиметричних режимах магістральних електричних мереж**

Спеціальність 05.14.02 «Електричні станції, мережі і системи»

Подається на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук

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

  
\_\_\_\_\_ Ю.Г. Лиховид

Науковий керівник - Тугай Юрій Іванович, доктор технічних наук

Київ – 2021

## АНОТАЦІЯ

*Лиховид Ю.Г.* Перенапруги в несиметричних режимах магістральних електричних мереж. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю 05.14.02 «Електричні станції, мережі і системи». – Інститут електродинаміки Національної академії наук України, Київ, 2021.

Дисертаційна робота присвячена вирішенню наукового завдання щодо вдосконалення методів, математичних моделей для аналізу режимних перенапруг у магістральних електричних мережах при наявності несиметрії параметрів та розроблення наукових підходів до заходів для попередження їх появи та розвитку понад критичні значення.

У роботі визначено важливість функціонування існуючих магістральних електричних мереж та перспективність побудови нових. Розглянуто основні причини виходу з ладу ліній електропередач надвисокої напруги, основною з яких визначено явище перенапруг - аномальне підвищення напруги понад максимально допустиму величину. Це можна пояснити фактором наявності малого резерву ізоляції для елементів магістральних електричних мереж (МЕМ) через їхню високу вартість. Перенапруги усталеного режиму виникають унаслідок несиметричності електричної мережі, яка у свою чергу виникає через несиметричні короткі замикання (КЗ) або через неповнофазні режими роботи (ремонтні роботи на фазі, обрив фази, невірна робота фази вимикача при відключенні чи ввімкненні).

У роботі було відзначено, що наразі, в основному, режими роботи електричних систем є несиметричними, адже сучасні електричні системи трифазного струму містять значну кількість різноманітних елементів, які виступають у ролі джерел несиметричних струмів та напруг. Вони можуть існувати короткочасно та впродовж тривалого часу. У більшості випадків несиметрія є несуттєвою та не призводить до значних похибок у розрахунках. Проте існують випадки, коли несиметрія є істотною, і її обов'язково треба

враховувати при розрахунках. Короткочасні режими обумовлені виникненням та подальшою ліквідацією КЗ, пофазними відключеннями та включеннями вимикачів та інших комутаційних апаратів. Також виникають у випадках складних пошкоджень (одночасні КЗ та розрив фази), наприклад, у циклі однофазного автоматичного повторного ввімкнення (ОАПВ).

Тривала несиметрія виникає при деяких спеціальних режимах роботи магістральних електричних мереж, до яких належать режим плавлення ожеледі та режим роботи під охоронною напругою. Визначено, що останній режим роботи не описаний літературою та нормативно-технічними документами. Це вимушений крок сьогодення. До нього вдаються для недопущення актів вандалізму щодо конструктивних елементів ліній електропередавання, які наразі не експлуатуються.

Відзначено, що теоретичні помилки під час розрахунків, проведених щодо ліній електропередач надвисокої напруги (ЛЕП НВН), дуже дорого коштують у випадку їхньої практичної реалізації та експлуатації. Тому будь-які дослідження у цій галузі повинні проводитись дуже ретельно та зважено. Такі аналізи можуть бути здійснені за допомогою: експериментів на діючому обладнанні; використанні аналітичних методів; математичному та імітаційному моделюванні за допомогою електронно-обчислювальної машини (ЕОМ). Слід враховувати, що через високий рівень небезпеки несподіваного переходу електричної мережі в аварійний стан, експериментальні дослідження застосовуються обмежено, тому в основному застосовуються аналітичні методи. Традиційні аналітичні методи дослідження перенапруг спираються на певні спрощення, через що не можуть забезпечити бажаної точності результатів для деяких режимів роботи ліній електропередач, тому у дисертації для досліджень режимів роботи ЛЕП НВН використовувалось імітаційне моделювання. При ньому реальна лінія електропередавання (чи будь-який інший об'єкт) замінюється так званим імітатором, який на основі параметрів та залежностей реальних об'єктів повторює (моделює) процеси, які відбуваються у досліджуваному об'єкті.

Багато запропонованих розрахункових моделей електричних режимів допускають низку спрощень. До таких спрощень належить нехтування явищем коронування проводів. Тому для дослідження режимів роботи магістральних електричних мереж у дисертаційній роботі було розроблено імітаційну модель з урахуванням впливу коронного розряду. Це дозволило підвищити точність отримуваних результатів.

Для здійснення верифікації створеної моделі проведено порівняння результатів, отриманих шляхом моделювання, із результатами пускових операцій реальної лінії НВН. Таким чином було розроблено удосконалену модель лінії 750 кВ Південноукраїнська АЕС – Ісакча, а результати її досліджень порівняні з результатами пускових та системних випробувань. У результаті порівнянь отриманих залежностей були зроблені висновки про придатність запропонованої моделі до практичного використання. Також під час проведення відповідних моделювань було підтверджено правильність розташування двох реакторних груп на лінії 750 кВ Південноукраїнська АЕС – Ісакча з боку Південноукраїнської АЕС та однієї реакторної групи з боку Ісакчи.

Наразі в ОЕС України для компенсації зарядної потужності ЛЕП НВН 750 кВ використовується близько 30 груп шунтувальних реакторів (ШР). Проте відповідно до [22] навіть за умов загальної перекомпенсованості мережі 750 кВ ШР проблема забезпеченості технічно припустимих рівнів напруги лишається актуальною. Цьому явищу сприяє високий рівень аварійності встановлених ШР. Відповідно до проведеного аналізу [22] визначено, що у робочому стані у мережах 750 кВ можуть одночасно перебувати не більше, ніж 18-19 реакторних груп. Таким чином у безреакторній фазі (з виведеним з роботи шунтувальним реактором) може виникнути напруга вища за рівні напруги інших фаз та понад нормативно допустимі значення. Окрім зазначеного, постійно діюча несиметрія неповнореакторного режиму буде впливати на короткочасну несиметрію при виконанні комутаційних операцій, через що зростатиме вірогідність виникнення тривалих та короткочасних перенапруг. Для попередження таких випадків були розроблені відповідні рекомендації, дієвість яких була підтверджена під час

моделювань. Суть запропонованих рекомендацій полягає у наступному. У випадку, коли на одному кінці електропередавальної лінії за режимом напруги або через інші обмеження реакторна група виведена з роботи, а на іншому кінці лінії знаходиться в роботі неповнореакторна група шунтувальних реакторів, може відбуватись зростання напруги на некомпенсованій фазі. Для недопущення такого наднормового зростання напруги було запропоновано на передавальному кінці лінії (де група шунтувальних реакторів виведена з роботи) ввести в роботу один ШР на фазі, зарядна потужність якого виявилась некомпенсованою. У результаті проведення низки математичних моделювань було підтверджено дієвість запропонованих рекомендацій та зроблені висновки, що для ЛЕП НВН, яка має на своїх кінцях по одній групі ШР, з яких одна група виведена з роботи (по режиму напруги або з іншої причини), а інша знаходиться в роботі у неповнореакторному режимі, для забезпечення зниження рівня напруги на некомпенсованій фазі необхідно ввести в роботу ШР цієї ж фази на іншому кінці лінії. Таким чином було вперше запропоновано розв'язання проблем перенапруг на підстанціях з неповною реакторною групою шляхом використання ШР інших підстанцій.

У дисертаційній роботі було запропоновано використання компенсаційного реактора не лише під час безструмової паузи однофазного автоматичного повторного ввімкнення, а постійно при роботі повнореакторної групи шунтувальних реакторів. За допомогою виконаного моделювання було доведено безпечність постійного знаходження під напругою компенсаційного реактора. Постійно діюча чотирипроменева схема дозволяє підвищити надійність роботи ОЕС України. Це досягається за рахунок відсутності потреби у використанні автоматики керування введення в роботу компенсаційного реактора, яка у свою чергу може дати збій та призвести до порушення спрацювання ОАПВ. За рахунок ліквідації автоматики керування введення в роботу компенсаційного реактора зменшується потреба у додатковому дороговартісному комутаційному устаткуванні. Також було визначено позитивний ефект від постійного

використання чотирипроменевої реакторної схеми за рахунок зменшення сумарних втрат енергії у реакторах.

Одним із видів несиметричної роботи ЛЕП НВН є неповнофазний режим роботи. Було визначено, що використання тривалих неповнофазних режимів роботи електропередавання дозволяє істотно підвищити надійність електропостачання споживачів, оскільки навіть унаслідок аварійних або планових вимкнень однієї або двох фаз лінії, споживач буде отримувати електроенергію, хоча й в обмеженому обсязі. Відзначено, що в Україні наразі не застосовуються тривалі неповнофазні режими.

У дисертаційній роботі вперше було розглянуто тривалі (тридцятихвилинні) неповнофазні режими роботи ліній електропередавання надвисокої напруги. За допомогою математичного моделювання була здійснена перевірка практичної можливості застосування таких режимів у частині виникнення можливих перенапруг. З огляду на те, що переважна більшість ремонтних робіт (аварійних чи планових) на лініях такого класу припадає на пофазне виконання, практична можливість застосування неповнофазних режимів ліній надвисокої напруги є значним здобутком для надійної роботи ОЕС України, особливо за умов планування паралельної роботи з електромережою ENTSO-E.

У результаті проведених моделювань було визначено, що на фазах, які знаходяться в роботі, напруга змінюється у не значному діапазоні, в основному у межах допустимих відхилень для даного класу напруг  $\pm 5\%$  від номінальної напруги.

Шляхом моделювання режимів роботи магістральних електричних мереж у неповнофазних режимах була підтверджена раніше запропонована послідовність роботи комутаційного обладнання: при переведенні лінії у неповнофазний режим необхідно спочатку здійснити відключення вимикачів з боку живлення, а потім з боку споживача; при поверненні у повнофазний режим необхідно здійснити чітке, гарантоване ввімкнення спочатку з боку приймача електричної енергії, а потім з боку живлення. Виконання такої послідовності спрацювання вимикачів

сприятиме недопущенню неприпустимого зростання напруги на фазах, що відключаються/вмикаються.

Таким чином за допомогою моделювання було науково підтверджено надійність та практичність роботи ліній електропередавання надвисокої напруги у неповнофазному режимі.

Було визначено, що дослідження конструктивної побудови МЕМ є важливою науковою та електротехнічною задачею, оскільки навіть внаслідок зміни режиму роботи грозозахисного тросу (ГЗТ) змінюється можливий рівень перенапруг. Так, під час чисельних моделювань визначено, що в умовах будівництва нових ЛЕП НВН та реконструкції існуючих доцільним кроком є перехід від ізолюваної роботи ГЗТ до заземленого, оскільки це дає значний позитивний вплив на зниження рівня перенапруг.

Розглянуто відносно молодий, проте доволі перспективний з наукової точки зору напрямок досліджень та розвитку вітчизняної науки та техніки - Smart Grid у розрізі МЕМ (розумні мережі). Так, за допомогою одного з елементів Smart Grid - блоків керованої комутації - можна уникнути або обмежити перенапруги в несиметричних режимах роботи МЕМ, а за допомогою іншого елемента Smart Grid - керованого шунтувального реактора (КШР) можна: під час паузи ОАПВ забезпечити зниження струму КЗ у 1,5 рази та зменшити час безструмової паузи; у режимі включення лінії обмежити комутаційні перенапруги; під час різкого зниження навантаження КШР успішно знижує рівень перенапруг та запобігає можливості аварійного відключення лінії.

*Ключові слова:* перенапруга, несиметричний режим, короний розряд лінії надвисокої напруги, грозозахисний трос, шунтувальний реактор, компенсаційний реактор, Smart Grid.

#### *Список публікацій здобувача*

1. Кузнецов В.Г., Тугай Ю.І., Кучанський В.В., Лиховид Ю.Г., Мельничук В.А. Резонансні перенапруги у несинусоїдному режимі магістральної електричної мережі. *Електротехніка і Електромеханіка*. 2018. №2. С. 69 – 73

(Особистий внесок - виконано дослідження та аналіз діапазонів кутів комутації, при яких виникають небезпечні перенапруги).

2. Тугай Ю.І., Лиховид Ю.Г. Моделювання впливу коронного розряду на перенапруги в несиметричних режимах ліній електропередачі надвисокої напруги. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2016. №45. С. 16 – 20 (Особистий внесок - розроблено імітаційну модель дослідження впливу коронного розряду на перенапруги у несиметричних режимах роботи ліній електропередачі надвисокої напруги).

3. Кучанський В.В., Лиховид Ю.Г., Мельничук В.А. Попередження резонансних перенапруг при несиметричних режимах ліній електропередач з поперечною компенсацією. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка*. 2015. №164. С. 42 – 43 (Особистий внесок - проведено опрацювання отриманих залежностей резонансних довжин ліній від рівня їх компенсації).

4. Лиховид Ю.Г., Тугай І.Ю. Моделювання режимів роботи компенсованих ліній електропередач. *Енергетика та комп'ютерно-інтегровані технології в АПК*. 2017. №1 (6). С. 10 – 12 (Особистий внесок - здійснено моделювання режимів роботи компенсованих ЛЕП для попередження явища перенапруг).

5. Лиховид Ю.Г., Мельничук В.А., Тугай І.Ю. Використання неповнореакторних режимів ліній електропередач. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка*. 2017. №186. С. 12 – 13 (Особистий внесок - розроблено та створено імітаційну модель для дослідження неповнореакторних режимів роботи МЕМ та запропонована пропозиція розв'язання проблеми перенапруг на підстанціях з неповною реакторною групою шляхом використання шунтувальних реакторів інших підстанцій).

6. Тугай І.Ю., Лиховид Ю.Г., Мельничук В.А. Вплив грозозахисних тросів на значення перенапруг у несиметричних режимах ліній електропередачі. *Енергетика та комп'ютерно-інтегровані технології в АПК*. 2016. №2 (5). С. 6 – 8 (Особистий внесок - створено імітаційну модель та здійснено дослідження

фактору впливу на рівень перенапруг у лініях електропередачі надвисокої напруги).

7. Лиховид Ю. Моделювання усталеного двофазного режиму роботи ліній електропередач надвисокої напруги. *Wschodnioeuropejskie Czasopismo Naukowe (East European Scientific Journal)*. 2018. Vol. 7(35). P. 34 – 39 (Особистий внесок - здійснено моделювання та дослідження результатів комутаційних процесів неповнофазного режиму роботи ліній).

8. Лиховид Ю. Пристрій для компенсації лінії електропередачі. пат. 128357 Україна. № и 2018 04269; заявл. 18.04.2018; опубл. 10.09.2018, Бюл. № 17 (Особистий внесок - запропоновано нову схему підключення компенсаційного реактора).

9. Кучанський В.В., Лиховид Ю.Г., Мельничук В.А. Дослідження гармонійних перенапруг в лінії електропередачі надвисокої напруги за допомогою штучної нейронної мережі: *матеріали міжн. наук. конф. «Сучасні проблеми математичного моделювання, обчислювальних методів та інформаційних технологій»*, Рівне, 2-4 березня 2018 р. Рівне: Рівненський державний гуманітарний університет, 2018. С. 201 – 203.

10. Тугай Ю.І., Кучанський В.В., Лиховид Ю.Г., Мельничук В.А. Вплив компенсаційного реактора на режими роботи магістральної електричної мережі: *матеріали XVIII міжн. наук.-техн. конф. «Проблеми енергозбереження в електротехнічних системах. Наука, освіта і практика»*, Кременчук, 15-17 травня 2018 р. Кременчук: Кременчуцький національний університет ім. Михайла Остроградського, 2018. С. 141 – 143.

11. Кучанський В.В., Мельничук В.А., Лиховид Ю.Г. Використання керованих шунтувальних реакторів для попередження перенапруг в несиметричних режимах електричних мереж: *матеріали міжн. наук. конф. «Power quality in distribution networks with distributed generation»*, Kyiv, July 4-5, 2019. Lodz: Lodz University of Technology, 2019. Pp. 165 – 169.

12. Лиховид Ю.Г., Мельничук В.А., Тугай І.Ю. Особливості виконання комутацій вимикачами SF6 в електричних мережах надвисокої напруги:

*матеріали міжн. наук. конф. «Priority directions of science and technology development»*, Kyiv, September 27-29, 2020. Kyiv, 2020. Pp. 228 – 234.

## ANNOTATION

Lykhovyd Y.G. Overvoltages in asymmetric modes of main electrical networks. - Qualifying scientific work on the rights of manuscripts.

Dissertation for the degree of a candidate of technical sciences in specialty 05.14.02 - electric stations, networks and systems. - Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine, Kyiv, 2021.

The thesis is devoted to solving scientific tasks for improving methods of mathematical models, developing scientific approaches and measures to prevent and leveling effects of the emergence of the phenomenon over a main power grids.

The work determines the importance of functioning of existing main electrical networks and the prospects for building new ones. The main reasons for the failure of super-high voltage transmission lines are considered, the main of which is the phenomenon of over-voltage - an abnormal increase in voltage beyond the maximum permissible value. This can be explained by the presence of a small isolation reserve for elements of main electrical networks due to their high cost. Overvoltage established regime arising from asymmetry of power grid, which in turn arises from the asymmetrical short circuits or nepovnofazni modes (repair work on stage, break phase, wrong phase switch operation when disconnected or turned on).

The paper noted that virtually all modes electric systems are asymmetric because modern electrical power system phase containing a number of different elements that act as sources of asymmetric currents and voltages. They can exist for a short time and for a long time. In most cases, asymmetric regimes are insignificant and do not lead to significant errors in calculations. However, there are cases where asymmetric regimes are significant, and they must be taken into account when calculating. Short-term modes are caused by the emergence and subsequent elimination of short locking, by phase disconnections and switching switches and other switching devices. Also occur in cases of severe damage (simultaneous short locking and phase breakage), for example, in a single-phase automatic re-engagement cycle.

Were considered and special modes of operation of main electrical networks, which included the mode of melting ice and the mode of operation under the security voltage. It is determined that the last mode of operation is not described by any literature and normative-technical documents. This is a forced step of the present. They resort to it to prevent the theft of structural elements of power lines, which at the current time are not exploited.

It is noted that theoretical errors during calculations carried out with respect to transmission lines NPV are very expensive in the case of their practical implementation and operation. Therefore, any research in this area should be conducted very, very carefully and carefully. Such analyzes can be carried out using: experiments on active equipment; use of analytical methods; mathematical and simulation modeling using an electronic computer (computer). It should be borne in mind that due to the high level of danger of an unexpected transition of the electrical network to an emergency condition, experimental research is limited, and, accordingly, mainly analytical methods are used. Traditional analytical methods based on some over simplification, because they can not provide the desired accuracy of some modes of power lines, so the thesis research modes of transmission line used NVN simulation. Under this, the real electric power line (or any other object) was replaced by a so-called simulator, which, based on the parameters and dependencies of real objects, repeats (simulates) the processes occurring in the object being studied.

Many proposed methods of calculating electric modes allow for a number of simplifications. Such simplifications include the neglect of the phenomenon of coronation of wires. Therefore, in order to study the modes of operation of main electrical networks in the dissertation, an imitation model was developed, taking into account the impact of the corona discharge. This allowed to improve the accuracy of the results.

In order to verify the created model, a comparison of the results obtained by simulation with the results of the start-up operations of the real line of the NPV was made. Thus, the model of the OHL 750 kV Youzhno-Ukrainska NPP - Isakcha was created, and the results of its research are compared with the results of the launch and

system tests. As a result of the comparison of the obtained dependences, conclusions were made on the suitability of the proposed model for practical use. Also, during the research, it was experimentally confirmed the correct location of two reactor groups on the OHL 750 kV Youzhno-Ukrainska NPP - Isakcha by the Youzhno-Ukrainska NPP and one reactor group from Isakchi.

At present, about 30 groups of shunt reactors are used in the IPS of Ukraine to compensate for the charging power of the transmission lines of 750 kV NPV. However, according to [22], even with the general overcompensation of the 750 kV network by shunting reactors, the problem of the provision of technically permissible voltage levels remains relevant. This phenomenon is contributed by the high level of accidents of installed shunting reactors. According to the analysis [22], it is determined that in the operating state of 750 kV networks, at most, no more than 18-19 reactor groups can be present at the same time. In this way, in the non-reactor phase, voltage may be higher than the voltage of other phases and there is an overvoltage phenomenon of the indicated phase. In addition to this, the continuous asymmetry of a non-full-reactive mode will influence its short-term asymmetry when performing switching operations, and, accordingly, the probability of long and short-term overvoltages will increase. It was assumed that in the event that at one end of the transmission line under voltage regime or other restrictions the reactor group was withdrawn from operation, and at the other end of the line a non-full reactor group of shunting reactors is in operation, an increase in the voltage at the non-compensated phase occurs. In order to prevent such excessive voltage growth, it was proposed at the transmission end of the line (where a group of shunting reactors was withdrawn from work) to put into operation a single SF in the phase whose charge power was uncompensated. As a result of a series of experiments, the theoretical assumption and conclusions were drawn experimentally that the LNP NPV has at its ends one group of SFs, of which one group is withdrawn from work (under voltage or other reason), while the other is in work. In incompletely reactive mode, in order to ensure a decrease in the voltage level at a non-compensated phase, it is necessary to introduce the same phase at the other end of the line. Thus, for

the first time, it was proposed to solve overvoltage problems at substations with incomplete reactor group by using the SS of other substations.

In the dissertation work it was proposed to use a compensation reactor not only during an uninterrupted pause of single-phase automatic re-enable, but constantly at work of a full reactor group of shunt reactors. With the help of the conducted simulation, the safety of the constant voltage compensation of the compensation reactor was proved. The continuously operating four-beam circuit can improve the reliability of the IPS of Ukraine.

This is achieved by the lack of the need for automatic control of the introduction of compensation reactor into operation, which in turn could fail and lead to the commissioning of the operation of the relay protection and automatics. Due to the elimination of the control automation of the introduction of the compensating reactor, the need for additional expensive switching equipment is reduced. Also, the positive effect of the constant use of the four-beam reactor circuit was determined by reducing the total energy losses in the reactors.

One of the types of asymmetric operation of transmission lines NPV is incomplete mode of operation.

It was determined that the use of long-time incomplete mode of operation of the power transmission can significantly improve the reliability of electricity supply to consumers, since, even due to emergency or scheduled shutdown of one or two phase of the line, the consumer will receive electricity, albeit in limited quantities. It is noted that in Ukraine at the present time, long incomplete modes are not applied. Therefore, through simulation, we tested the practical feasibility of applying such regimes. Given the fact that the overwhelming majority of repair works (emergency or planned) on the lines of this class falls on phased implementation, the practical feasibility of using incomplete phase modes of ultra-high voltage lines is an invaluable gain for reliable operation of the IPS of Ukraine, especially in terms of planning of parallel operation with the electricity grid ENTSO -E

It has been experimentally proved that at the working phase the voltage varies slightly, mainly within the tolerances for this class of voltage  $\pm 5\%$  of the nominal voltage.

In the simulation of operating modes of transmission lines NPV in non-phase modes for the first time was determined the sequence of operation of line switches: when transferring the line in incomplete mode, it is necessary first to disconnect switches from the side of the power supply, and then from the side of the consumer; when returning to full-phase mode it is necessary to make a clear, guaranteed start-up first from the receiver of electric energy, and then from the power supply. Performing such a sequence of triggering switches will help to prevent the unacceptable increase in voltage in the phases being disconnected / switched on.

Thus, the reliability and practicality of the transmission lines of the NPV in non-phase mode was scientifically verified by simulation.

It was noted that the study of the constructive construction of main electrical network is an important scientific and electrical task, because even due to the change in the mode of lightning protection, the possible level of overvoltage changes. Thus, during numerical experimental studies, it was determined that under the conditions of construction of new transmission lines of NPV and reconstruction of the existing feasible step is the transition from the isolated work of the HRT to grounded since this measure has a significant positive effect on the reduction of the overvoltage level.

Considered relatively young, but rather promising from a scientific point of view, the direction of research and development of domestic science and technology - Smart Grid in the section of main electrical network (smart grids). Thus, with the help of one of the elements of the Smart Grid - controlled switching units, one can avoid or limit overvoltages in the asymmetrical modes of the main electrical network, and with the help of another element of the Smart Grid, a controlled bypass reactor, it is possible to: to reduce the current short locking during the pause of the single-phase automatic re-enable in 1,5 times and to reduce the time of a powerless pause; in the mode of line switching to limit switching overvoltages; during a sharp decrease in load, the CWR

successfully reduces overvoltage and prevents the possibility of an emergency shutdown of the line.

Key words: over-voltage, asymmetric mode, crown, ultra-high voltage line, lightning cable, shunt reactor, compensating reactor, Smart Grid.

## ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ.....	19
ВСТУП.....	20
РОЗДІЛ 1 ДОСЛІДЖЕННЯ РЕЖИМІВ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ НАДВИСОКОЇ НАПРУГИ.....	26
1.1 Вихідні положення.....	26
1.2 Нормальні режими ЛЕП НВН.....	31
1.3 Несиметрія ЛЕП НВН.....	36
1.4 Спеціальні режими ЛЕП НВН.....	39
1.5 Висновки до розділу 1.....	43
РОЗДІЛ 2 КОМПЕНСАЦІЯ ЗАРЯДНИХ ПОТУЖНОСТЕЙ ЛЕП НВН.....	45
2.1 Вихідні положення.....	45
2.2 Моделювання режимів роботи компенсованих ліній НВН.....	50
2.3 Неповнореакторні режими роботи ЛЕП НВН.....	62
2.4 Вплив компенсаційного реактора на режими роботи ЛЕП НВН.....	69
2.5 Висновки до розділу 2.....	80
РОЗДІЛ 3 НЕПОВНОФАЗНІ РЕЖИМИ РОБОТИ ЛЕП НВН.....	83
3.1 Вихідні положення.....	83
3.2 Моделювання усталеного двофазного режиму роботи ЛЕП НВН.....	85
3.3 Моделювання усталеного однофазного режиму роботи ЛЕП НВН.....	94
3.4 Висновки до розділу 3.....	99
РОЗДІЛ 4 ВПЛИВ КОНСТРУКТИВНИХ ОСОБЛИВОСТЕЙ ЛЕП НВН ТА СУЧАСНІ ТЕХНОЛОГІЇ ДЛЯ ОБМЕЖЕННЯ ПЕРЕНАПРУГ.....	102
4.1 Вихідні положення.....	102

4.2 Вплив грозозахисного тросу на рівень перенапруг ЛЕП НВН.....	105
4.3 Керування елегазовими вимикачами у концепції SMART GRID.....	111
4.4 Використання керованих шунтувальних реакторів у MEM.....	118
4.5 Висновки до розділу 4.....	123
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....	125
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	128
ДОДАТОК А СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ ТА ВІДОМОСТІ ПРО АПРОБАЦІЮ РЕЗУЛЬТАТІВ ДИСЕРТАЦІЇ.....	143
ДОДАТОК Б АКТИ ВПРОВАДЖЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ.....	146
ДОДАТОК В ПАТЕНТ НА КОРИСНУ МОДЕЛЬ.....	148

**ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ**

АЕС – атомна електрична станція

АПВ – автоматичне повторне включення

ГЕС – гідроелектростанція

ГЗТ – грозозахисний трос

ДЕП – дальня лінія електропередавання

ЕРС – електрорушійна сила

КЗ – коротке замикання

КР – компенсаційний реактор

КШР – керований шунтувальний реактор

ЛЕП – лінія електропередавання

МЕМ – магістральна електрична мережа

НВН – надвисока напруга

ОАПВ – однофазне автоматичне повторне включення

ОЕС – об'єднана енергетична система

ОПН – обмежувач перенапруг

ПЛ – повітряна лінія

РЗА – релейний захист та автоматика

ТАПВ – трифазне автоматичне повторне включення

ХХ – холостий хід

ШР – шунтувальний реактор

ENTSO-E - european network of transmission system operators for electricity

## ВСТУП

**Обґрунтування вибору теми дослідження.** При вирішенні задач проектування й експлуатації електричних мереж за базовий приймають нормальний усталений режим, при якому техніко-економічні показники роботи мереж є оптимальними з погляду надійності, якості та ефективності електропостачання. Але електрична мережа є динамічною системою, яка змінюється як у часі (зміна схеми і навантажень), так і в просторі (поява нових елементів у процесі розвитку або реконструкції). У результаті перманентних змін поточний усталений режим, який існує в мережі, завжди буде відрізнятись від оптимального. Тому попередньо прийняті рішення повинні піддаватись постійній корекції для збереження бажаних значень критеріїв оптимальності [68].

Лінії електропередавання надвисокої номінальної напруги 330-750 кВ (ЛЕП НВН) є основними системоутворюючими лініями в об'єднаній енергосистемі (ОЕС) України і забезпечують видачу електричної енергії від потужних блоків атомних електростанцій (АЕС), а також необхідний їй обмін між окремими енергосистемами. Поза тим розвиток та ефективна експлуатація магістральних ЛЕП НВН є основною технічною передумовою забезпечення інтеграції ОЕС України в Європейську енергосистему ENTSO-E. Зрозуміло, що вихід з ладу ЛЕП НВН або обладнання, що забезпечує їхнє приєднання, є важкою системною аварією в ОЕС України. Вона може викликати розпад системи на окремі складові частини з дефіцитом та надлишком генеруючих потужностей і відповідно вимагати виконання корегувальних дій у вигляді відключення споживачів у дефіцитних регіонах та зупинення генеруючих енергоблоків електростанцій у надлишкових. Такий аномальний режим магістральної електричної мережі (МЕМ) буде далеким від оптимального і матиме значні відхилення показників якості та ефективності, тому попередження виходу з ладу ліній електропередавання надвисокої напруги є важливою науковою та практичною задачею.

Електричні мережі функціонують в певних границях безпечного відхилення параметрів усталеного режиму від базових значень. Ці границі визначають гарантоване встановлення нормального режиму, який буде задовольняти вимоги надійного живлення споживачів електричною енергією відповідної якості з найменшими втратами. Для оцінки можливості виникнення негативних наслідків як для споживача, так і для системи електропостачання в цілому необхідно проаналізувати відхилення основних критеріїв, які визначають режимну безпеку електропостачання.

Одним з критичних режимних параметрів роботи, який може спричинити вихід з ладу ЛЕП НВН та іншого обладнання, є перенапруги, тобто підвищення робочої напруги понад максимальне значення, яке передбачено технічним регламентом.

Аварії в електричних мережах, що виникають внаслідок перенапруг, характеризуються пошкодженням вартісного устаткування, позбавленням електропостачання значних територій, великими витратами часу та засобів на ліквідацію наслідків.

Тому аналіз причин виникнення та попередження такого явища, як перенапруги у магістральних електричних мережах, є важливою науковою та практичною задачею. Вирішенню зазначеного питання присвячено наукові праці багатьох відомих учених: Г.Н. Александров, П.В. Алексеев, В.В. Базуткін, В.О. Бржезицький, Ю.М. Веприк, Л.С. Дмоховський, О.Ф. Дьяков, К.П. Кадомська, В.Г. Кузнецов, А.В. Панін, О.М. Равлик, М.С. Сегеда, Ю.І. Тугай, S. Atmuri, N. Knudsen, M. Hashmi та ін.

**Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.** У роботі викладено результати наукових досліджень, що проводились у відділі оптимізації систем електропостачання Інституту електродинаміки Національної академії наук України. Це дослідження, котрі здійснювались при виконанні наступних планових науково-дослідних робіт, у яких здобувач брав участь: «Розробка методів і моделей аналізу резонансних процесів та мінімізації втрат електроенергії в несиметричних режимах роботи електричних мереж» («Безпека-3») №: III-24-14,

2014-2018 рр. Державний реєстраційний номер роботи 0114U001465. Виконується за Постановою Бюро ВФТПЕ НАНУ від 15.10.2013 р., № 14; «Підвищення надійності виконання комутацій в компенсованих магістральних лініях електропередачі надвисокої напруги» № П-17-16, 2016-2018 рр. комплексної програми наукових досліджень НАН України «Науково-технічні основи енергетичного співробітництва між Україною та Європейським Союзом («Об'єднання-3»)). Державний реєстраційний номер роботи 0116U006587. Виконується за постановами Президії НАН України від 30.12.2015 № 311, 20.01.2016 № 12 та розпорядженнями Президії НАН України від 25.03.2016 № 180, від 02.02.2017 № 99, від 01.02.2018 № 69.

**Мета і завдання дослідження.** Метою дисертаційної роботи є вдосконалення математичних моделей для аналізу режимних перенапруг у магістральних електричних мережах при наявності несиметрії параметрів та розроблення заходів для попередження їх появи та розвитку понад критичні значення.

*Для досягнення мети необхідно вирішити наступні завдання:*

- провести аналіз зон існування достатніх та необхідних для виникнення перенапруг значень параметрів режимів МЕМ;
- створити нові та вдосконалити існуючі моделі для дослідження процесів перенапруг в несиметричних режимах роботи МЕМ;
- розробити та науково обґрунтувати заходи запобігання виникненню перенапруг на ЛЕП НВН.

*Об'єктом дослідження* є режими в магістральних електричних мережах, в яких виникають перенапруги.

*Предметом дослідження* є перенапруги у несиметричних режимах роботи магістральних електричних мереж.

**Методи дослідження.** Вирішення поставлених у роботі завдань базується на законах електротехніки, теорії лінійних та нелінійних кіл, методах математичного моделювання. При виведенні рівнянь нормального та аномального режимів застосовувались класичні методи аналізу багатозначних

електричних кіл. Верифікація результатів, які були отримані за допомогою математичних моделей, виконана за даними пускових та налагоджуваних випробувань ЛЕП НВН в ОЕС України.

### **Наукова новизна отриманих результатів.**

1. Удосконалено математичну модель лінії електропередачі надвисокої напруги, що, на відміну від традиційної, враховує явище розподіленого коронного розряду в лініях електропередавання надвисокої напруги, та вплив геометрії грозозахисних тросів на електромагнітне поле, що дозволило отримати уточнені значення параметру перенапруг у нормальних та несиметричних режимах і обрати адекватні засоби корекції.

2. Уперше науково обґрунтовано використання чотирипроменевої реакторної схеми для компенсації зарядної потужності як в несиметричних, так і в нормальних режимах електропередачі надвисокої напруги, що дозволяє підвищити надійність роботи особливостей основного обладнання магістральних електричних мереж та протиаварійної автоматики.

3. Отримала подальший розвиток теорія моделювання роботи магістральних електричних мереж в напрямку використання несиметричних режимів при їх експлуатації, що дозволило розробити нові заходи щодо попередження резонансних перенапруг шляхом використання неповних груп шунтувальних реакторів під час ліквідації аварії засобами автоматичного повторного включення.

4. Удосконалено математичні моделі у частині врахування особливостей режимів роботи комутаційного обладнання для дослідження комутацій елегазових лінійних вимикачів у лініях електропередавання надвисокої напруги, що дозволило більш точно виконати аналіз електромагнітних процесів при переведенні лінії з неповнофазного режиму роботи у повнофазний (та навпаки).

**Практичне значення отриманих результатів.** Полягає у розробленні методичних рекомендацій керування лінійними вимикачами при переведенні ЛЕП

НВН з повнофазного режиму роботи у неповнофазний та навпаки, які на практиці дозволяють нівелювати наслідки неповної компенсації фази лінії шунтувальними реакторами (ШР) та знизити рівні перенапруг цієї фази.

Практичне використання отриманих результатів полягає у заземленні грозозахисних тросів у нових та реконструйованих ЛЕП НВН, що дало можливість знизити рівень технічних вимог до спеціальних апаратних захисних засобів.

Вказані результати роботи у вигляді методичних матеріалів впроваджені в проєктній організації ТОВ «ЕНКОР ПЛЮС» (м. Березань) та рекомендовані для використання в НЕК «Укренерго» (м. Київ) під час експлуатації магістральних електричних мереж надвисокої напруги.

**Особистий внесок здобувача.** Наукові та практичні результати, які висвітлено в дисертації, одержано здобувачем особисто. У роботах, опублікованих у співавторстві, автору належить: [72] – здійснення дослідження та аналіз діапазонів кутів комутації, при яких виникають небезпечні перенапруги; [75] – проведення обробки отриманих залежностей резонансних довжин ліній від рівня їх компенсації; [90] – розробка та створення імітаційної дослідної моделі для дослідження неповнореакторних режимів роботи МЕМ та пропозиція розв’язання проблеми перенапруг на підстанціях з неповною реакторною групою шляхом використання шунтувальних реакторів інших підстанцій; [91] – здійснення моделювання режимів роботи компенсованих ЛЕП для попередження явища перенапруг; [117] – створення імітаційної моделі дослідження впливу коронного розряду на перенапруги у несиметричних режимах роботи ліній електропередачі надвисокої напруги; [118] – розробка імітаційної моделі та дослідження фактору впливу на рівень перенапруг у лініях електропередачі надвисокої напруги.

**Апробація результатів дисертації.** Основні положення та результати дисертаційної роботи доповідалися та обговорювалися на: Міжнародній науково-практичній конференції «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в

АПК України» (Харків, 12-13 листопада 2015р.); Міжнародній науковій конференції «Сучасні проблеми математичного моделювання, обчислювальних методів та інформаційних технологій» (Рівне, 2-4 березня 2018р.); XVIII Міжнародній науково-практичній конференції «Проблеми енергоресурсозбереження в енергетичних системах» (Кременчук, 15-17 травня 2018р.); XV Міжнародній науково-практичній конференції «Проблеми сучасної електротехніки - 2018» (Київ, 4-8 червня 2018р.); International Ukraine-Poland Seminar «Power quality in distribution networks with distributed generation» (Kyiv, July 4-5, 2019); I International Scientific and Practical Conference «Priority directions of science and technology development», (Kyiv, September 27-29, 2020).

**Структура та обсяг дисертації.** Дисертаційна робота викладена на 148 сторінках машинописного тексту, складається зі вступу, чотирьох розділів, загальних висновків, списку використаних джерел та трьох додатків. Обсяг основного тексту складає 126 сторінку друкованого тексту. Дисертація містить 25 рисунків та 12 таблиць. Список використаних джерел складається зі 142 найменувань, з них кирилицею 130 та латиницею 12.

## РОЗДІЛ 1

# ДОСЛІДЖЕННЯ РЕЖИМІВ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ НАДВИСОКОЇ НАПРУГИ

### 1.1 Вихідні положення

Відповідно до визначення, наведеного чинною редакцією Закону України «Про електроенергетику», магістральна електрична мережа – електрична мережа, призначена для передачі електричної енергії від виробника до пунктів підключення місцевих (локальних) мереж. Для виконання цих задач в Об'єднаній електроенергетичній системі (ОЕС) України використовуються лінії електропередавання надвисокої напруги (ЛЕП НВН). В Україні до зазначених ліній належать лінії електропередавання із номінальною напругою понад 220 кВ, у деяких інших країнах – 275 кВ та вище.

Територія України займає досить велику площу та має доволі нерівномірний розподіл генеруючих джерел і споживачів електричної енергії, що призводить до наявності великої кількості ліній електропередач надвисокої напруги. Відповідно до Енергетичної стратегії України на період до 2030 року, проекту Енергетичної стратегії України на період до 2035 року, імplementованих угод із європейськими співтовариствами, а також відповідно до інших нормативно-правових актів ОЕС Україна й надалі буде розвивати магістральні електричні мережі надвисокої напруги. Так, згідно з оновленим планом розвитку магістральних (міждержавних) електричних мереж ОЕС України на період до 2024 року передбачається будівництво (реконструкція) 63 повітряних ліній (ПЛ) загальною протяжністю 4180 км, дані про які наведено у табл. 1.1.

Правильна побудова, відновлення, модернізація та експлуатація ліній зазначеного класу є важливою складовою енергетичної безпеки нашої держави, особливо у такий складний для країни час. Однією з основних причин виходу з ладу елементів та обладнання ліній електропередач надвисокої напруги є

перенапруги – аномальне підвищення напруги понад максимально допустиму величину. Це можна пояснити чинником наявності малого резерву ізоляції для елементів магістральних електричних мереж через їхню високу вартість.

Таблиця 1.1

**Розбудова магістральних електричних мереж відповідно до оновленого плану на період до 2024 року**

Назва об'єктів капітального будівництва/реконструкції	Плановий період (прогноз) введення в експлуатацію об'єкта будівництва/реконструкції, рік/км										
	усього	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Будівництво 63 ПЛ, км	4180 км	588 км	459 км	171 км	802 км	30 км	1166 км	555 км	125 км	180 км	104 км
у т.ч. 8 ЛЕП – 750 кВ	1229 км	478 км	186 км				425 км	140 км			
у т.ч. 2 ЛЕП – 500 кВ	2 км								2 км		
у т.ч. 1 ЛЕП – 400 кВ	4 км						4 км				
у т.ч. 48 ЛЕП – 330 кВ	2899 км	110 км	257 км	171 км	802 км		737 км	415 км	123 км	180 км	104 км
у т.ч. 4 ЛЕП – 220 кВ	46 км		16 км			30 км					

Більшість літературних джерел класифікують перенапруги на зовнішні та внутрішні [2, 3, 34, 37, 59, 64].

Фактором зовнішніх перенапруг є грозові (атмосферні) явища перенапруг. У випадку прямих ударів блискавки у лініях електропередач виникають електромагнітні хвилі. Від точки виникнення вони по лінії електропередавання надвисокої напруги розповсюджуються у протилежних напрямках. У місцях

приєднання інших ЛЕП, збірних шин, електроустаткування підстанції хвилі, що набігають, заломлюються, відбиваються, змінюючи у цьому випадку форму та амплітуду. Часто такі хвилі називають блукаючими. Якщо під їх дією відбувається перекриття ізоляції ЛЕП або спрацювання розрядника чи обмежувача перенапруг (ОПН), то спостерігається зріз хвилі, і далі по ЛЕП розповсюджується коротка електромагнітна хвиля.

Навіть при порівняно незначній величині струму блискавки напруга на враженій фазі збільшиться понад максимально припустиму величину, на яку розрахована гірлянда ізоляторів, та виникне пряме перекриття цієї гірлянди з фази на опору. За наявності грозозахисних тросів вірогідність потрапляння блискавки на провід повинна бути мінімальною. У більшості випадків пряме влучання блискавки відбувається у трос. Якщо це відбувається поблизу вершини опори (металевої чи залізобетонної), то більша частина струму протікає через її заземлення, та виникає небезпека зворотного перекриття гірлянди з опори, враженої струмом, на провід.

Необхідно враховувати також, що трос звисає у прольоті, і внаслідок цього опора перевищує його. Тому доцільно розглядати удар блискавки безпосередньо у вершину опори з наступним зворотнім перекриттям на провід у якості другого розрахункового випадку. Якщо прямий удар блискавки влучає на середину прольоту тросу, то струм блискавки розподіляється приблизно навпіл між заземленими сусідніми опорами. І вірогідність зворотного перекриття на опорі виявляється на порядок меншим, ніж при ударі у вершину опори, проте у місці удару виникає висока напруга, та є деяка вірогідність зворотного перекриття з тросу на провід у середині прольоту.

Наступним є випадок, коли блискавка може влучити у верхівки дерев навколо ліній, у землю або будови, що переважають по висоті. На проводах лінії виникають індуктовані перенапруги. Вони значно менші, ніж при прямому влучанні блискавки, та зазвичай не виявляють небезпеки для повітряних ліній надвисокої напруги та ультрависокої напруги, проте можуть викликати перекриття ізоляції ліній більш низьких класів напруги.

Струм блискавки дуже короткочасний. І якщо в момент прямого удару блискавки миттєве значення робочої напруги на проводі близьке до нуля, то електрична міцність гірлянд ізоляторів може відновитися швидше, ніж робоча напруга [59].

Іншим видом перенапруг є внутрішні перенапруги. Саме цим видам перенапруг присвячено дану дисертаційну роботу. Вони у свою чергу розподіляються також на два основних види: перенапруги перехідних режимів (комутаційні) та перенапруги сталого режиму (тривалі). Але слід пам'ятати, що усталений режим у реальній (не ідеальній) енергосистемі слід розуміти як квазісталий режим, оскільки стала напруга – це лише складова перехідного процесу.

У нормальному режимі роботи електроенергетичної мережі існує баланс між генерацією та споживанням електричної енергії. Рівні напруг у контрольованих точках енергосистеми знаходяться у заданому діапазоні. У випадку порушення балансу (різка зміна рівня генеруючої потужності або споживання електричної енергії унаслідок виникнення аварійної ситуації з боку виробника, споживача електричної енергії чи передавальної мережі) – енергосистема починає коливатися, що може призвести до виникнення перенапруг.

Перенапруги, що виникають унаслідок перехідних режимів (комутаційні), відбуваються у виді вільних коливань. Вони тривають соті долі секунди. Неабияку роль у цьому процесі відіграє довжина електропередавальної лінії. Оскільки лінії електропередавання з класом напруг до 110 кВ можна відобразити елементами з зосередженими параметрами, то у такому коливальному контурі перенапруги зазвичай швидко затухають та не перевищують подвійну робочу напругу електричної мережі. У довгих лініях електропередавання, до яких можна віднести магістральні електричні мережі, необхідно враховувати хвильові процеси, які виникають унаслідок того, що довжина зазначених ліній співставна з довжиною електромагнітних хвиль, а це у свою чергу призводить до процесів заломлення та відбиття хвиль напруги та струму. Зазначене явище може

призводити практично до безмежного зростання рівня напруги. Оскільки передавання електроенергії на великі відстані можна реалізувати винятково за допомогою техніки надвисоких напруг, то усі дальні лінії електропередавання будуть лініями надвисоких напруг.

Перенапруги усталеного режиму виникають унаслідок:

- несиметричності електричної мережі, яка у свою чергу виникає через несиметричні КЗ або через неповнофазні режими роботи (ремонтні роботи на фазі, обрив фази, невірна робота фази вимикача при відключенні чи ввімкненні).

Підвищення напруги на непошкоджених фазах залежить від типу заземлення нейтралі. Це характеризується відношенням вхідних опорів нульової та прямої послідовностей ( $Z_0/Z_1$ ) відносно місця КЗ. У електричних мережах з ефективно заземленою нейтраллю у нормальному режимі це співвідношення  $\leq 3$ , опір прямої та нульової послідовності мають індуктивний характер. В електричних мережах надвисокої напруги співвідношення  $Z_0/Z_1 \leq 3$  також витримується у режимі двостороннього живлення лінії. При однобічному відключенні несиметричного КЗ у віддалених від живлення точці це співвідношення може змінюватися у доволі широкому діапазоні, а при ємнісному характері одного з опорів це співвідношення набуватиме значення зі знаком «-». Це призводитиме до значного зростання напруги на непошкоджених фазах. У випадку, коли вхідні опори прямої та нульової послідовності однакові за модулем, але відрізняються за знаком, у мережах з ефективно заземленою нейтраллю при неповнофазних режимах виникають перенапруги на непошкоджених фазах. Такі співвідношення, коли виявляється ємнісний ефект, частіше за все зустрічаються саме у лініях надвисокої напруги, де трансформатор відключається з боку середньої або низької напруги. При КЗ на землю в одній точці циркуляція струмів нульової послідовності, в основному, визначається схемами з'єднання обмоток трансформаторів та заземленням їхніх нейтралей, тобто опори заміщення нульової послідовності визначаються через параметри трансформатора на підстанції. Опір нульової послідовності трансформатора з боку обмотки, що з'єднана у трикутник чи зірку з незаземленою нейтраллю, нескінченно великий,

тому трансформатори зі вказаними схемами з'єднання та всі елементи, що знаходяться за ним, у схему заміщення нульової послідовності не входять. Через описане явище (перенапряга викликає вплив насичення трансформатора) такий вид перенапряг ще класифікують як ферорезонансні перенапряги. При однофазному КЗ напруга може зростати до 25 %;

- наявності у лінії нелінійних кіл зі сталевим осердям. Це призводить до виникнення ферорезонансних напруг на робочій частоті, які найчастіше спостерігаються у неповнофазних режимах, а також у ферорезонансних перенапрягах на вищих та нижчих гармоніках. У ЛЕП НВН виникнення ферорезонансних напруг – окремий випадок ємнісного ефекту, що збільшується у порівнянні з устаткуванням 110-220 кВ за рахунок збільшення реактивних елементів схеми;

- ємнісного ефекту у симетричних лінійних схемах. У даному випадку перенапряги виникають, якщо власна частота лінії (за рахунок реактивних складових) співпадає з частотою джерела напруги. Перенапряги такого характеру можуть виникати саме у довгих лініях електропередач, наприклад, у випадках некомпенсації або неповної компенсації її зарядної ємності за рахунок відключених шунтуючих реакторних установок [17, 34, 15].

## 1.2 Нормальні режими ЛЕП НВН

Для здійснення передачі електричної енергії на значні відстані використовуються так звані дальні електричні передачі. Це лінії електропередавання, довжина яких співмірна до довжини електромагнітних хвиль. У зв'язку з цим виникає необхідність використання для розрахунку їхніх режимів математичних заходів фізики хвильових процесів. У технічній літературі такі лінії ще називають протяжними або довгими. Для зменшення кількості втрат електричної енергії ці лінії експлуатуються на надвисокій напрузі. Отже, усі дальні лінії електропередавання є лініями надвисокої напруги, проте зворотне

твердження не вірне, оскільки не усі лінії НВН є співрозмірними за довжиною з електромагнітними хвилями.

Однією з основних функцій дальніх ліній електропередавання є виконувана роль міжсистемних зв'язків, що об'єднує окремі ізольовані частини (системи) на паралельну роботу у складі об'єднаної електроенергетичної системи (ОЕС). Основною характеристикою міжсистемних зв'язків є коефіцієнт жорсткості, що дорівнює

$$k_{жс} = \frac{P_{jn}}{P_n}, \quad (1.1)$$

де  $P_{jn}$  – пропускна спроможність міжсистемних зв'язків, об'єднаних на паралельну роботу системи  $j$  та  $n$ , МВт;

$P_n$  – встановлена потужність менш потужної з об'єднаних енергосистем, МВт.

Серед основних переваг об'єднання окремих енергосистем на паралельну роботу у складі ОЕС можна виокремити наступні [21, 113]:

- загальне зниження резерву активної потужності ОЕС (у меншій мірі зниження резерву реактивної потужності);
- оптимальне використання високоманеврених та швидкодіючих потужностей гідроелектричних та гідроакumuлюючих станцій (систем накопичення електричної енергії) для потреб усієї ОЕС;
- зниження сумарного максимального навантаження ОЕС у порівнянні з сумою максимумів навантажень кожної окремої енергосистеми;
- ефекти довготи та широти, які обумовлені різницею поясного часу та протяжністю території, яку охоплює ОЕС по меридіану;
- зниження встановленої потужності електростанцій за рахунок зниження сумарного максимального навантаження при неухильному зростанні встановленої

потужності (виконання масштабування) одиничних агрегатів на електричних станціях;

- підвищення надійності та якості електропостачання споживачів;
- взаємодопомога окремим енергосистемам через сезонні обмеження зміни потужностей виробників електричної енергії та навантаженнях споживачів електричної енергії.

Необхідність спорудження ДЕП виникла завдяки можливості будувати крупні теплові та гідроелектростанції, введення в експлуатацію вищих класів напруги. Серед міжсистемних зв'язків розрізняють сильні та слабкі зв'язки. При цьому слабкі зв'язки призначені для транспортування відносно незначних потоків потужності та для регулювання рівнів напруги в ОЕС. Слабкий зв'язок характеризується пропускною здатністю, що складає 10-15% від встановленої потужності найменшої з пов'язаних енергосистем. Сильні зв'язки призначені для транспортування значних обсягів електричної енергії, які співрозмірні з встановленою потужністю найменшої з пов'язаних енергосистем. Сильні зв'язки виконують функцію системоутворюючих зв'язків і таким чином формують структуру ОЕС.

При наявності значної протяжності в магістральних електричних мережах надвисокої напруги процес передачі електричної енергії проявляє хвильовий характер, що сприяє відчутному запізненню векторів напруги та струму через обмеженість швидкості розповсюдження електромагнітної хвилі вздовж лінії. Саме тому усі магістральні електричні мережі надвисокої напруги, з метою врахування хвильового характеру процесу передачі електричної енергії, повинні розраховуватись за допомогою схем заміщення із рівномірно розподіленими параметрами вздовж довжини лінії.

Під час руху по лінії електромагнітної хвилі виникає явище відбиття хвилі від її кінців, на підставі чого можна зробити висновки, що майже у будь-якій МЕМ НВН має місце рух прямої та відображення хвиль від її кінців з однаковою швидкістю розповсюдження. Відображення хвиль не буде від кінців лінії, якщо штучно підібрати умови для того, щоб хвильовий опір приймача на кінці лінії

дорівнював хвильовому опору самої лінії. За таких умов по ДЕП буде передаватися активна потужність із мінімальними її втратами. Для створення таких умов необхідно відрегулювати струми та напруги по кінцях лінії задля їхнього співпадання між собою за фазою. За таких умов лінією передається натуральна потужність, яка є виключно активною потужністю та супроводжується мінімальними втратами.

Під час передачі натуральної потужності по ДЕП втрати індуктивної реактивної потужності в індуктивних елементах лінії повністю компенсуються ємнісними втратами потужності в ємнісних елементах лінії. Зазвичай величина хвильового опору ДЕП складає 230-400 Ом. Слід пам'ятати, що об'єми реактивної потужності, що передаються лінією, залежать від зарядної потужності самої ДЕП ( $\Delta Q_C$ ), яка має ємнісний характер та її генерує. При цьому ця зарядна потужність не залежить від величини струму навантаження, який протікає. Втрати індуктивної реактивної потужності ( $\Delta Q_L$ ) в індуктивних елементах ліній електропередачі завжди пропорційні квадрату струму навантаження, що протікає. У випадку, коли ємнісні втрати дорівнюють втратам індуктивних елементів ( $\Delta Q_C = \Delta Q_L$ ), має місце випадок, коли по МЕМ НВН передається натуральна потужність.

Розглянуто рівні напруги, що складаються вздовж ліній електропередавання надвисокої напруги у випадку, якщо здійснюється передача електричної енергії, відмінної від натуральної.

У випадку фіксації напруги на початку лінії матимемо розподіл напруги, зображений на рис. 1.1.

Як видно з графічного зображення на рис. 1.1 та опису, наведеного у [113], якщо по лінії передаються активні потужності, менші від натуральної, то ємнісні втрати потужності у поперечних провідностях лінії будуть перевищувати індуктивні втрати потужності у поздовжніх опорах.

Це призводитиме до підвищення рівня напруги до кінця лінії. Якщо по лінії передається активна потужність понад натуральну, то індуктивні втрати

потужності перевищуватимуть ємнісні втрати, і напруга вздовж лінії буде знижуватись.

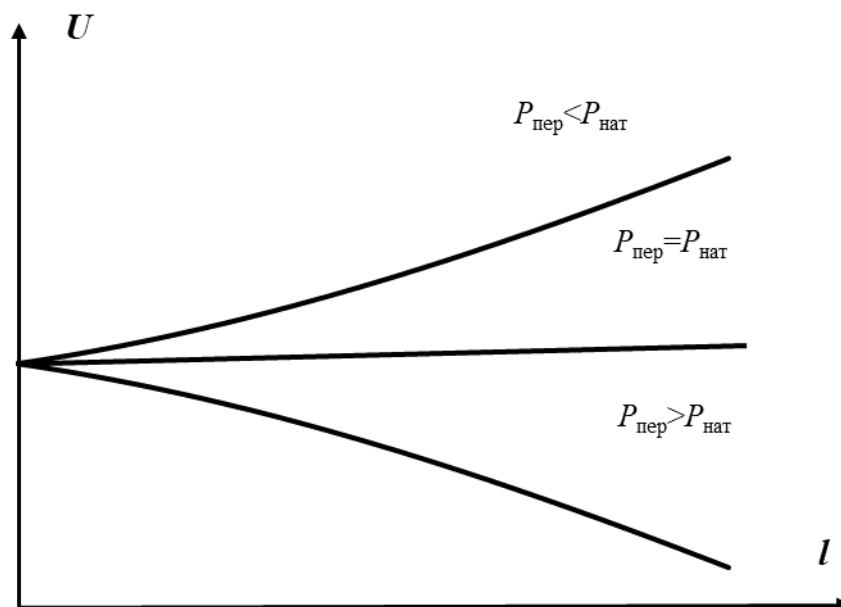


Рис. 1.1 Розподіл напруги вздовж лінії при фіксації напруги на початку лінії

У випадку фіксації напруги на початку та на кінці лінії матимемо розподіл напруги, зображений на рис. 1.2.

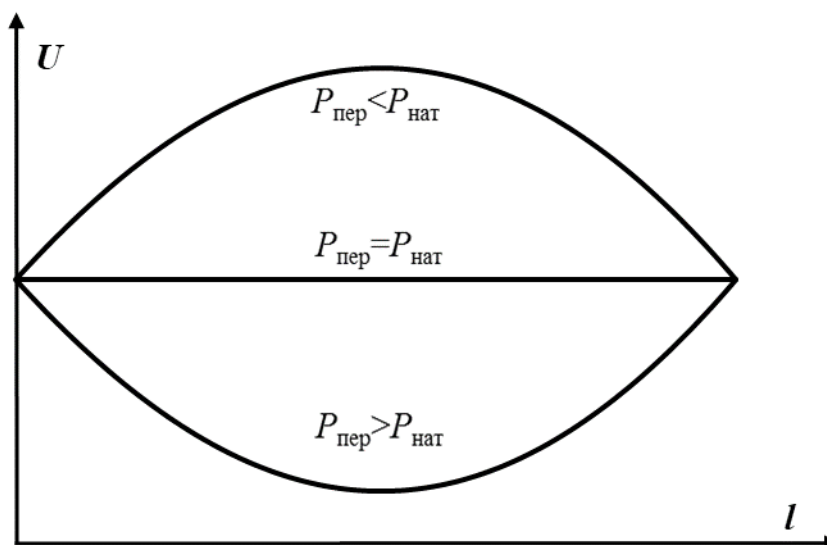


Рис. 1.2 Розподіл напруги вздовж лінії при фіксації напруги на початку та кінці лінії

Як видно з рис. 1.2, у випадку фіксації напруги на початку та кінці лінії найбільші відхилення по напрузі відбуваються у середині лінії. При передачі активної потужності, меншої за натуральну, відбувається зростання напруги посередині ДЕП, а при передачі активної потужності, більшої за натуральну, відбувається спад напруги на середині лінії.

Усі лінії надвисокої напруги доволі чутливі до підвищення робочого рівня напруги за умовами експлуатації лінійної ізоляції [113]. Для дальніх електропередач з номінальною напругою 330 кВ допускається відхилення у 10% від номінальної. Для вищих класів напруги зазначений показник зменшується до 5% від номінальної напруги лінії. А, відповідно, слід застосовувати усі можливі технічні заходи для попередження виникнення перенапруг, пов'язаних при передачі активної потужності, відмінної від натуральної.

Також варто зазначити, що здійснення передачі потужності понад натуральну можливе виключно на незначну (до 200 км) довжину. Насамперед це пов'язано з умовами стійкості МЕМ НВН.

### 1.3 Несиметрія ЛЕП НВН

Відомо, що режими роботи електричних систем зазвичай є несиметричними, адже сучасні електричні системи трифазного струму містять значну кількість різноманітних елементів, які виступають у ролі джерел несиметричних струмів та напруг. Вони можуть існувати короткочасно та впродовж тривалого часу. У більшості випадків несиметрія є несуттєвою та не призводить до значних похибок у розрахунках.

Проте існують випадки, коли несиметрія є істотною, і її обов'язково треба враховувати при розрахунках. Короткочасні режими обумовлені виникненням та подальшою ліквідацією КЗ, пофазними відключеннями та включеннями вимикачів та інших комутаційних апаратів. Також виникають у випадках

складних пошкоджень (одночасні КЗ та розрив фази), наприклад, у циклі однофазного автоматичного повторного ввімкнення (ОАПВ). Як зазначено у [113], тривалі несиметричні режими у свою чергу можна розділити за наступними основними причинами їхнього виникнення:

- несиметричне навантаження фаз, зумовлене пофазною розбіжністю значень електрорушійної сили (ЕРС) генераторів, коефіцієнтів трансформації трансформаторів та автотрансформаторів, нерівномірним розподілом однофазних навантажень за фазами тощо. Така несиметрія має стохастичний характер і в більшості випадків зумовлює незначні відхилення від нормального режиму роботи електропередачі. Тому несиметричне навантаження фаз не спричиняє помітного впливу на режимні характеристики;

- розбіжність параметрів окремих фаз електропередачі зумовлена головним чином геометричною несиметрією розміщення фазних проводів у просторі. Наприклад, при розташуванні проводів лінії електропередавання на опорах у вершинах рівнобічного трикутника їхнє взаємне розташування буде симетричним, проте відносно землі проводи будуть на різній висоті. Це спричинить несиметрію ємнісних поперечних провідностей лінії. При горизонтальному розміщенні проводів відносно землі вони розташовані на однаковій висоті щодо неї, але їхнє взаємне розміщення несиметричне – відстань між проводами крайніх фаз буде удвічі більшою, ніж між центральною та крайніми. Це призведе до появи розбіжності між взаємними індуктивностями і ємністю між проводами різних фаз електропередачі. Пофазна розбіжність електричних параметрів лінії електропередавання неминуче зумовить виникнення несиметрії струмів та напруг. Найбільш ефективним засобом обмеження несиметрії внаслідок пофазної розбіжності параметрів електропередачі є транспозиція фазних проводів лінії, яка полягає в періодичній зміні послідовності фазних проводів у просторі на спеціальних транспозиційних опорах;

- тривалі неповнофазні режими роботи лінії, зумовлені тривалим вимкненням під час пофазного ремонту лінії або іншого її устаткування. Використання тривалих неповнофазних режимів роботи ліній електропередач

дозволяє істотно підвищити надійність енергопостачання споживачів, оскільки навіть унаслідок аварійних чи планових вимкнень однієї чи двох фаз лінії електропередавання споживач буде отримувати електроенергію, хоча і в обмеженому обсязі.

Зважаючи на викладене, можна зробити висновки, що навіть у випадку наявності повної симетрії на початку ЛЕП, протягом її довжини та на протилежному кінці лінії напруга та струм будуть несиметричні. Несиметрія струмів буде викликати наявність та циркуляцію струмів нульової та зворотної послідовності.

Також несиметричні режими характеризуються зсувом нейтралі трифазної системи напруг (виникає напруга зсуву), що зумовлює підвищення рівня напруги в одних та зменшення в інших фазах. Це може спричинити виникнення недопустимих перенапруг, які жорстко обмежені за умовами роботи лінійної ізоляції ліній електропередавання надвисокої напруги. Зсув нейтралі негативно відображається на режимах роботи приймачів електричної енергії, напруга на затискачах яких виявляється істотно вищою чи нижчою від свого номінального значення. Збільшення струмів в окремих фазах лінії у несиметричних режимах може призвести до неприпустимого перегріву струмопровідних елементів, передусім обмоток трансформаторів, генераторів та двигунів. У несиметричних режимах роботи магістральних електричних мереж істотно зменшується їх пропускна спроможність унаслідок зниження стійкості паралельної роботи об'єднаних енергосистем.

У несиметричних режимах роботи електричних систем різко погіршуються умови генерації реактивної потужності синхронними генераторами, компенсаторами і батареями статичних конденсаторів, що може призвести до виникнення лавини напруги у системі.

Різко ускладнюються умови роботи релейного захисту і автоматики, налаштування яких виконують з урахуванням можливих несиметричних режимів роботи. Особливо важливе значення має правильне налагодження засобів

релейного захисту та автоматики, які встановлюють на дальніх лініях електропередач з обов'язковим урахуванням пофазної несиметрії параметрів лінії.

Як відзначено у [35], характерною особливістю роботи ЛЕП НВН у неповнофазному режимі є зміна каналу проходження струму пошкодженої фази, а саме його перехід з пошкодженої фази у троти та землю на доволі значну глибину. Значна частина енергії магнітного поля виявляється зосередженою у землі на значних теренах, вертикальний простір якого перевищує один кілометр. З протилежного боку електричне поле ЛЕП обмежене поверхнею землі. Саме тому електромагнітне поле лінії електропередавання лишається незбалансованим, а це у свою чергу призводить до зменшення швидкості розповсюдження електромагнітної хвилі вздовж ЛЕП та збільшення хвильового опору непошкоджених фаз. Така незбалансованість електромагнітних полів навколо ліній НВН, які працюють в несиметричному режимі, істотно погіршують умови роботи ліній зв'язку і ліній електропередачі більш низьких класів номінальної напруги, що розташовані поблизу ліній, за рахунок індукування в них великих, часто недопустимих ЕРС [16, 122].

#### 1.4 Спеціальні режими ЛЕП НВН

Розглянуті у попередніх підрозділах режими роботи магістральних електричних мереж надвисокої напруги відображали їхні усталені режими роботи, які відбуваються у переважній більшості часу експлуатації ліній. Проте існує низка спеціальних режимів, які мають свої особливості. До таких режимів можна зарахувати наступні.

Режим плавки ожеледі.

Ожеледь – явище утворення відкладень снігу та льоду на проводах повітряних ліній електропередачі. Останнім часом, враховуючи процеси, пов'язані з явищем глобального потепління, на теренах України доволі часто у зимовий період відбувається переходи температурних режимів через  $0\text{ }^{\circ}\text{C}$  навіть

протягом доби. У поєднанні з високою вологістю та вітром це сприяє утворенню значних налипань на проводах, що у свою чергу призводить до значного зростання ваги проводів та інших елементів опор ліній електропередач. У результаті зростання ваги відбувається додаткове механічне навантаження на всі елементи повітряних ліній (особливо під дією вітрового навантаження). Унаслідок цього можливе руйнування опор МЕМ НВН та обриви проводів і грозозахисних тросів. Час ліквідації подібних аварій значно перевищує середній час ліквідації аварій, які виникли унаслідок дії інших чинників, подекуди у 10 разів та більше.

Ожеледь на проводах та тросах ЛЕП можуть викликати:

- розрегулювання проводів та грозозахисних тросів і їхнє зближення між собою;
- галопування проводів;
- зближення проводів та тросів унаслідок неодночасного скидання налипань;
- коливання проводів після скидання ожеледі;
- обриви проводів та тросів;
- руйнування опор МЕМ НВН;
- перекриття лінійної ізоляції під час танення ожеледі.

Для недопущення подібних аварій в ОЕС України доволі часто застосовується режим роботи плавки ожеледі на магістральних електричних мережах [21, 41, 113].

У залежності від схеми підключення джерела живлення та схеми з'єднання проводів, плавку ожеледі на фазних проводах можна організувати за допомогою наступних способів:

- коротке замкнення, при якому лінію закорочують з одного боку, а з іншого до неї підключають джерело живлення з потужністю, достатньою для забезпечення необхідного струму плавлення ожеледі;

- зустрічне увімкнення фаз, при якому фазні проводи на протилежних кінцях лінії приєднуються до різних за величиною та/або фазою напругою джерел живлення;
- перерозподіл навантаження електричної системи з метою штучного підвищення струмового навантаження лінії, де організована плавка ожеледі;
- накладання струмів, коли за допомогою спеціального устаткування (наприклад, за допомогою вольтододаткового трансформатора) на робочий струм накладається додатковий струм, який протікає по лінії, де здійснюється плавка ожеледі.

Як зазначається у [130], найбільшого розповсюдження в електричних системах набув спосіб плавки ожеледі струмом короткого замкнення як найбільш простий та ефективний, що дозволяє максимально автоматизувати процес організації схеми плавлення та повернути нормальну схему роботи електричної лінії.

Для організації плавки ожеледі на довгих лініях електропередавання електричної енергії, якими і є МЕМ НВН, за допомогою змінного струму необхідні доволі потужні джерела енергії, тому для таких ліній із проводами великого перетину та з розщепленими фазами мають переваги схеми плавки ожеледі за допомогою постійного струму. У якості джерела постійного струму зазвичай використовується випрямувальне устаткування різноманітних типів. Діодні випрямлячі мають обмежені можливості регулювання випрямленої напруги за рахунок зміни коефіцієнта трансформації трансформатора живлення або автотрансформатора. Через зазначений аспект відбувається ускладнений підбір режиму плавлення, неможливість поступового включення та відключення відповідного устаткування, що у свою чергу може призвести до появи небезпечних перенапруг на вентилях перетворювача та МЕМ НВН.

Також до спеціальних режимів роботи ЛЕП НВН можна зарахувати режим роботи лінії під охоронною напругою. Цей режим не описаний літературою та нормативно-технічними документами. При цьому – це вимушений крок сьогодення. До нього вдаються, щоб недопустити розкрадання конструктивних

елементів ліній електропередачі, які на поточний час не експлуатуються. Такі лінії можуть бути як повноцінними, з наявними діючими трансформаторними підстанціями, так і «розрізані» між опорами. Вказаний режим можна зарахувати до режиму холостого ходу, або як його називають у деяких літературних джерелах – режим неробочого ходу дальньої електропередачі. Характерною особливістю цього режиму для ліній НВН є наявність значної кількості некомпенсованої реактивної потужності, яка генерується самою лінією. Унаслідок цього відбувається значне зростання напруги, як зображено на рис. 1.1 та 1.2.

Залежність відношень напруги по кінцях однобічно ввімкненої лінії зростає з довжиною лінії (рис. 1.1) та при довжині лінії, що перевищує 400-500 км, за умови відсутності поперечної індуктивної компенсації напруги, напруга на кінці лінії значно перевищує допустиме по ізоляції значення. У зв'язку з цим для деяких ліній електропередавання, що знаходяться під охоронною напругою підведена не номінальна напруга, а напруга на клас (декілька класів) нижча за номінальну.

Як відзначено у [113], для ідеалізованих дальніх ліній електропередач у режимі холостого ходу існує низка критичних точок. Для довжин 3000 км та 6000 км виникає резонанс струмів, а для довжин 1500 км та 4500 км – резонанс напруг. Зазначене явище відбувається унаслідок характеру зміни входного опору лінії залежно від хвильової довжини безпосередньо самої лінії електропередавання.

Відсутність компенсації надлишку реактивної потужності, яку генерує ЛЕП НВН, сприяє значній втраті активної потужності. Так, наприклад, у режимі холостого ходу втрати потужності та енергії від циркуляції ємнісних струмів по лінії 500 кВ завдовжки 500 км з трьома проводами АС 500 у фазі складають 9 МВт та 80 млн. кВт\*год на рік, а при довжині лінії 1000 км – 53 МВт та 460 млн. кВт\*год на рік відповідно [16].

## 1.5 Висновки до розділу 1

Зважаючи на описане вище, можна підтвердити важливість МЕМ НВН для сталої та надійної роботи ОЕС України та необхідність їхнього подальшого дослідження, розвитку та розбудови.

Проте слід зважати, що при проектуванні й будівництві основних елементів електричної мережі за базовий приймають нормальний усталений режим, при якому техніко-економічні показники її роботи є оптимальними з погляду надійності, якості та ефективності електропостачання. Але електрична мережа є динамічною системою, яка змінюється як у часі (зміна схеми і навантажень), так і в просторі (поява нових елементів у процесі розвитку або реконструкції). У результаті безперервних змін існуючий в мережі усталений режим завжди буде відрізнятися від проєктного, тому попередньо прийняті рішення повинні піддаватися постійній корекції для збереження бажаних значень критеріїв оптимальності.

У результаті опрацювання значної кількості літератури було виявлено, що протягом останніх десятиліть в Україні відчувався дефіцит технічної і методологічної літератури, у якій би комплексно, на єдиній теоретичній і методологічній основі, у строгій логічній послідовності вирішувались фундаментальні проблеми несиметричних режимів ліній електропередач надвисоких напруг. Основні дослідження проводилися ще у середині минулого сторіччя із застосуванням недосконалих і малопотужних, за теперішніми мірками, засобами обчислювальної техніки, що, на мою думку, може мати значні похибки та неточності. Аналізуючи викладений матеріал, можна зробити висновки, що перенапруги у магістральних електричних мережах виникають під дією багатьох взаємозалежних чинників із великою кількістю параметрів. А їхнє попередження та обмеження до прийнятних значень є важливою науковою та технічною задачею.

Основні теоретичні викладення та дослідження мають узагальнені дані з якоїсь проблематики, без її ґрунтовного дослідження щодо природи виникнення. Зокрема, це стосується вивчення та дослідження явищ перенапруг несиметричних режимів магістральних електричних мереж.

---

Посилання [2], [3], [15-17], [34], [35], [37], [41], [59], [64], [113], [122], [130] див. список використаних джерел стор. 122 – 134.

## РОЗДІЛ 2

### КОМПЕНСАЦІЯ ЗАРЯДНИХ ПОТУЖНОСТЕЙ ЛЕП НВН

#### 2.1 Вихідні положення

Як відомо, ЛЕП НВН – це складна інженерна споруда, конструктивні особливості якої призводять до значної генерації ємнісної реактивної потужності, або ж зарядної потужності лінії. Варто зауважити, що зарядна потужність не залежить від струму навантаження, що передається по лінії.

З точки зору здорового глузду немає жодного зиску здійснювати транспортування магістральними мережами реактивної потужності. Це пов'язано з тим, що передача реактивної потужності збільшує повну потужність, яка передається ЛЕП НВН, а, відповідно, збільшується падіння напруги та втрати активної потужності. Це призводить до необхідності виробітку електричними станціями додаткової активної потужності, через що збільшується витрата дефіцитного, особливо нині, палива, обумовлена передачею по ЛЕП НВН реактивної потужності. Також зменшується й пропускна спроможність лінії по передачі активної потужності.

Об'єми реактивної потужності, які передаються по ЛЕП НВН, дуже сильно залежать від зарядної потужності самої лінії. Можливі випадки, коли ємнісні втрати дорівнюють втратам індуктивних елементів. Саме у такому випадку по ЛЕП НВН передається натуральна потужність, яка супроводжується мінімальними втратами активної потужності.

Випадки, коли потужність, яка передається по ЛЕП НВН, відрізняється від натуральної, були розглянуті у першому розділі. Розподіл напруги вздовж ліній, у залежності від їхніх режимів роботи, зображені на рис. 1.1 та рис. 1.2.

Збільшення напруги на величину понад допустиме відхилення неприйнятне. Допустимим для ліній електропередавання номінальною напругою 750 кВ регламентується відхилення на величину 5% від номінальної напруги. Це

пов'язано з тим, що для ліній електропередавання такого класу напруг передбачається дуже незначний запас по ізоляції для усіх конструктивних елементів через їхню високу вартість.

Для цього, відповідно до низки наданих рекомендацій, слід застосовувати пристрої компенсації реактивної потужності лінії будь-якої хвильової довжини понад  $\lambda=0,32$  рад.

Оскільки струм у лінії в режимі холостого ходу визначається ємністю проводів лінії відносно сусідніх фаз, землі та грозозахисних тросів, слід забезпечити компенсацію ємності лінії, а, відповідно, це можна зробити за допомогою індуктивності реакторів.

Отже, визначено, що лише за умови повної 100% компенсації зарядної потужності ліній електропередавання надвисокої напруги ( $\beta=1$ ) можна повністю виключити підвищення напруги на приймальному кінці лінії у режимі холостого ходу.

Для визначення потрібного ступеня компенсації зарядної потужності лінії у режимі холостого ходу можна скористатися наступною формулою [41]

$$\left(\frac{U_1}{U_2}\right)_{\text{доп}} = \sqrt{1 - \sin^2 \lambda \sqrt{1 - \beta}} = \cos \lambda \sqrt{1 - \beta}, \quad (2.1)$$

де  $U_1$  та  $U_2$  – напруга на початку та кінці лінії, МВт.

З формули 2.1 отримаємо, що ступінь компенсації дорівнює

$$\beta = 1 - \frac{1}{\lambda^2} \left( \arccos \left( \frac{U_1}{U_2} \right)_{\text{доп}} \right)^2, \quad (2.2)$$

Враховуючи, що допустиме відхилення напруги для даного класу ліній складає 5% від номінальної напруги, а  $\frac{U_1}{U_2} = 0,95$ , отримуємо наступну формулу

визначення необхідного ступеня компенсації зарядної потужності з урахуванням допустимого перепаду напруги [41]

$$\beta = 1 - \frac{0,1}{\lambda^2}, \quad (2.3)$$

Враховуючи отриману формулу, побудовано графік залежності необхідного ступеня компенсації зарядної потужності лінії  $\beta$  від хвильової довжини лінії (рис. 2.1).

Саме ця залежність відповідає сучасній практиці проектування ЛЕП НВН.

Як можна побачити з отриманої залежності, яка зображена на рис. 2.1, зі збільшенням хвильової довжини  $\lambda$  необхідна ступінь компенсації зарядної потужності лінії різко збільшується, прямуючи до  $\beta=1$ .

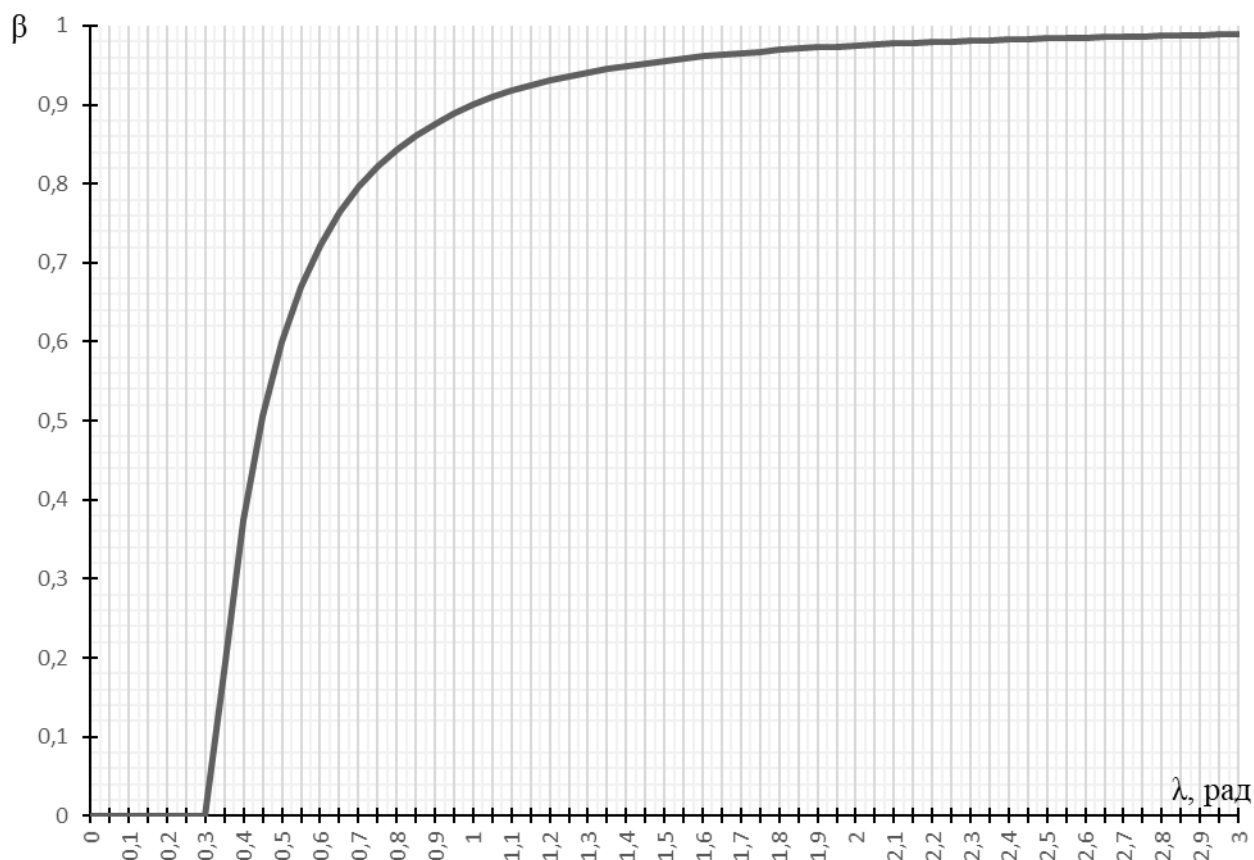


Рис. 2.1 Залежність ступеню компенсації зарядної потужності від хвильової довжини лінії

Саме повну компенсацію реактивної потужності рекомендується розглядати як початковий етап пошуку кількості реакторів та їхніх оптимальних місць розташування. Реактори можуть приєднуватися до збірних шин або безпосередньо до електричної мережі.

Проте ЛЕП НВН зі 100% компенсацією зарядної потужності мають низку суттєвих недоліків, до яких можна зарахувати наступні:

- Зниження пропускної спроможності лінії;
- Пошкодження вимикачів ЛЕП НВН аперіодичними струмами;
- Резонансні перенапруги на відключеній від мережі фазі ЛЕП НВН при

неповнофазних режимах, приміром, режим роботи ОАПВ.

На підставі цього виникає протиріччя раніше наведеній тезі про необхідність та переваги здійснення повної компенсації зарядної потужності лінії. Адже для недопущення підвищення наруги понад допустимий діапазон слід застосовувати повну компенсацію зарядної потужності, а для передачі натуральної потужності не слід застосовувати жодної компенсації.

Отже, було зроблено висновки, що під час включення (синхронізації) лінії в режимі холостого ходу необхідна повна компенсація лінії, а після початку передачі по ній потужності необхідно зменшувати ступінь компенсації та повністю її припинити при досягненні потужності, яка передається величинами натуральної потужності.

Основним способом компенсації зарядної потужності ліній електропередавання в ОЕС України наразі є застосування шунтувальних реакторів (електротехнічний апарат у вигляді котушки індуктивності). Шунтувальні реактори з номінальною напругою 750 кВ виконуються окремо для кожної фази. Такі пристрої мають усталену індуктивність і працюють у двох основних режимах (введено в роботу/виведено з роботи). Існують перспективні для використання шунтувальні реактори зі змінною індуктивністю – керовані шунтувальні реактори, індуктивність яких змінюється залежно від необхідного ступеню компенсації зарядної потужності лінії електропередавання. Усі

шунтувальні реактори можна підключати до шин первинної, вторинної або третинної напруг підстанцій електропередачі.

Як зазначено в [113], повітряні вимикачі надвисокої напруги розраховані на відносно невелику кількість операцій між профілактичними оглядами стану їхніх контактів. Тому використання повітряних вимикачів для комутації реакторів, які відповідно до режимних умов мають багаторазово вмикатися та вимикатися, потребує частих ревізій. У цьому разі доцільним може виявитися використання реакторів, підключених до шин вторинної напруги, ресурс вимикачів яких істотно вищий. Крім того, підключення реакторів до шин вторинної або третинної напруги сприяє підвищенню надійності електропередачі, оскільки істотно зменшує кількість комутаційних апаратів надвисокої напруги.

Проте застосування схем підключення шунтувальних реакторів до шин вторинної або третинної напруги має низку наступних недоліків:

- Обмежена можливість використання реакторів для захисту від внутрішніх перенапруг;
- Потреба збільшувати потужність та пропускну здатність трансформаторів на підстанціях;
- Неповне використання потужності реакторів за зниженої напруги на вторинній (третинній) обмотці трансформаторів;
- Виведення реакторів з роботи в разі вимикання трансформаторів.

Шунтувальні реактори для компенсації реактивної зарядної потужності лінії електропередавання можна підключити до шин розподільчого пристрою надвисокої напруги або безпосередньо до лінії за лінійним вимикачем. Ці реактори підключають через вимикач або без комутаційного устаткування через роз'єднувач.

Застосування тієї чи іншої схеми підключення шунтувальних реакторів до ЛЕП НВН обґрунтовуються результатами порівняння техніко-економічних показників різних варіантів компенсації зарядної потужності лінії.

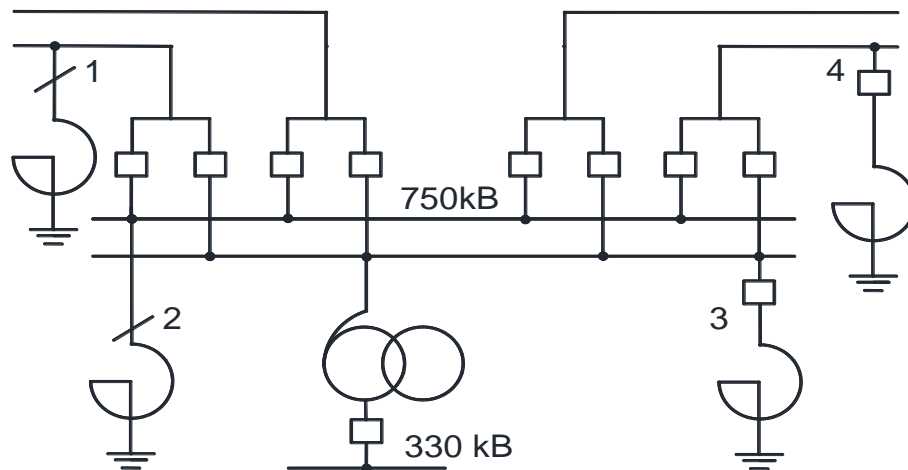


Рис. 2.2 Варіанти підключення шунтувальних реакторів

На рис. 2.2 наведено: підключення шунтувального реактора на лінії без вимикача (1), на шинах без вимикача (2), на шинах з вимикачем (3) та на лінії з вимикачем (4).

## 2.2 Моделювання режимів роботи компенсованих ліній НВН

З проаналізованої вищенаведеної інформації можна зробити припущення, що теоретичні помилки під час розрахунків, проведених щодо ЛЕП НВН, дуже дорого коштують у випадку їхньої практичної реалізації та експлуатації. Тому будь-які дослідження у цій галузі повинні проводитись дуже і дуже ретельно та зважено. Такі аналізи можуть бути здійснені за допомогою: експериментів на діючому обладнанні; використанні аналітичних методів; математичному та імітаційному моделюванні за допомогою електронно-обчислювальної машини. Слід враховувати, що через високий рівень небезпеки несподіваного переходу електричної мережі в аварійний стан, експериментальні дослідження застосовуються обмежено, а, відповідно, в основному застосовуються аналітичні методи. Традиційні аналітичні методи дослідження перенапруг спираються на

певні спрощення, через що не можуть забезпечити бажаної точності результатів для деяких режимів роботи ліній електропередач.

У дисертації для досліджень режимів роботи ЛЕП НВН використовується імітаційне моделювання. При імітаційному моделюванні реальна лінія електропередавання (чи будь-який інший об'єкт) замінюється так званим імітатором, який на основі параметрів та залежностей реальних об'єктів повторює (моделює) процеси, які відбуваються у досліджуваному об'єкті. З цією моделлю проводяться різноманітні дослідження з метою отримання необхідної інформації про досліджувану систему, у нашому випадку – ЛЕП НВН.

Імітаційне моделювання – це один з видів або окремий випадок математичного моделювання, це логіко-математичний опис досліджуваного об'єкта, який за допомогою обчислювальної техніки дозволяє аналізувати та оцінювати процеси та функціонування об'єкта.

До різновидів імітації належать:

- Метод імітаційного моделювання;
- Агентне моделювання;
- Метод статистичних випробувань;
- Імітаційне ігрове моделювання;
- Метод дискретного моделювання;
- Системна динаміка та інші...

На даний час розроблено для різних галузей науки та техніки різноманітні системи імітаційного моделювання. Найпопулярнішими серед них є наступні:

- MathWorks. MATLAB and Simulink for Technical Computing;
- ИМИТАК;
- Triad.Net;
- AnyLogic;
- Aimsun;
- Arena;
- Business Studio;
- PTV Vision VISSIM;

- eM-Plant;
- Powersim;
- GPSS;
- NS-2;
- Transyt;
- Tecnomatix Plant Simulation;
- simuLab;
- Simplex3 та інші...

У даній дисертації для дослідження процесів, які відбуваються у ЛЕП НВН під час явища перенапруг, використовується одна з найпрогресивніших систем імітаційного моделювання для застосування у електроенергетиці - система MATLAB/Simulink.

Вибір заходів для попередження перенапруг в аномальних режимах вимагає підвищення точності моделювання, але традиційна модель ліній електропередавання, зокрема і в системі MATLAB/Simulink містить низку спрощень для розрахунків за методом Даламбера, що може відобразитись на адекватності отриманих результатів.

Так, у цьому середовищі існує низка об'єктів (сукупності взаємозв'язку низки об'єктів), для яких нерозроблені аналітичні моделі. Для таких випадків застосовуються певні додаткові науково-технічні заходи.

Так, приміром, при розробці та дослідженні явища перенапруг на прикладі імітаційної моделі ЛЕП НВН не враховується вплив коронного розряду [29, 102]. Проте нехтувати ним не можна, оскільки це може призвести до значних похибок та неточних розрахунків, що, у свою чергу, може спричинити значні фінансові збитки.

Розглянемо явище коронування проводів та його врахування при моделюванні детальніше.

Під час проектування ліній електропередачі вибір перерізу проводів здійснюють на підставі низки техніко-економічних розрахунків альтернативних варіантів спорудження [117]. При цьому обов'язковим обмежуючим фактором у

лініях високої та надвисокої напруги є мінімальний еквівалентний переріз фазних проводів за умовами виникнення коронування внаслідок великої неоднорідності електричного поля на їх поверхні. Для компенсації цього ефекту виконують розщеплення фази на декілька проводів у ЛЕП НВН. Завдяки цьому збільшується еквівалентний радіус і площа перерізу провідників фази, компенсується неоднорідність поля і, відповідно, зменшується коронний розряд, наслідками якого є низка таких небажаних явищ, як втрати електричної енергії, акустичні шуми, порушення сталої і надійної роботи високочастотного зв'язку. Але, крім негативних наслідків, коронний розряд є причиною й позитивного ефекту зниження перенапруг у нормальних та аномальних режимах ЛЕП НВН. Відомі результати окремих експериментальних досліджень, що виконувались у середині минулого сторіччя, метою яких було вивчення коронного розряду як можливого технічного засобу для обмеження перенапруг [122].

Необхідно пам'ятати, що коронний розряд впливає також на значення параметрів схеми заміщення ЛЕП, що, у свою чергу, варто враховувати під час вибору уставок засобів автоматичного протиаварійного захисту. Тому планові та оперативні розрахунки режимів ліній електропередачі, виконані без врахування коронного розряду, зумовлюють значні похибки, що знижує практичну цінність їх результатів. У той же час наявні методи врахування ефекту коронування проводів досить неточні і мало пристосовані для використання в задачах оцінки обмеження внутрішніх перенапруг. Складність врахування ефекту впливу коронного розряду на режими ліній НВН полягає у тому, що якісні і кількісні характеристики відповідного фізичного процесу залежать від величини та форми кривої напруги на проводах лінії, які у свою чергу визначаються зміненими під дією корони параметрами ліній. Взаємний зв'язок параметрів режиму і параметрів ліній, від яких вони залежать, становить значні труднощі під час розрахунків за відомими методиками.

Тому для врахування коронного розряду була запропонована та розроблена нова імітаційна модель, що дозволяє визначити в планових та оперативних режимах розподілені параметри вздовж ліній електропередачі з врахуванням його

впливу.

Традиційно значення початкової напруги корони визначають за градієнтом потенціалу електричного поля на поверхні електродів з малими радіусами кривизни. Але на практиці виникнення коронного розряду залежить і від інших чинників. До таких належать: геометрія розташування проводів, стан їхньої поверхні (чистота проводів та наявність або відсутність механічних пошкоджень), погодні умови. Ці чинники викликають появу великої кількості джерел розряду на поверхні проводу. Описані локальні розряди малої потужності називаються «місцевою короною». Для неї характерний розряд при напрузі на лінії, меншу за напругу корони ( $U < U_k$ ). У випадку тривалого підвищення напруги чи атмосферних опадів відбувається подальша іонізація повітря навколо проводів, що призводить у певний момент часу до збільшення струму коронного розряду. Виникає так звана «загальна корона», вона розповсюджується на поверхні усього проводу. При ній можна спостерігати фіолетово-блакитне «підсвічування» проводів, озоновий запах та шуми (потріскування). На лініях електропередавання, особливо високовольтних, коронний розряд іонізує навколишнє повітря та у вигляді чохла симетрично охоплює провід, збільшуючи його електродинамічну ємність. У цілому процес корони на проводі складається з безперервного процесу розвитку та згасання стримерів, імпульсів струму та коливань, що розповсюджуються вздовж проводів, тросів та опор і випромінюються в оточуюче середовище. Взагалі за сталої напруги характер корони на проводах буде стаціонарним. Під час несприятливих погодних умов початкова напруга корони знижується, і загальна корона виникає на всіх лініях електропередачі практично незалежно від діаметра проводів та їх коефіцієнтів гладкості. Як було зазначено вище, коронний розряд викликає суттєві втрати енергії, значення яких залежить від кількості об'ємного заряду та його інтенсивності. Найменші втрати відбуваються за гарної сухої погоди, а найбільші - при паморозі. Не останнє значення має й температура поверхні проводів: навіть при незначному перегріві поверхні провідника відносно температури навколишнього середовища зменшуються втрати енергії.

Усі ці фактори необхідно враховувати під час вибору оптимальної конструкції ЛЕП НВН. Зокрема, це залежність річних втрат на корону від метеорологічних умов уздовж траси лінії, які визначають початкову напругу корони. Для визначення впливу цих умов на значення втрат активної потужності на корону зазвичай використовують таку класифікацію погодних умов:

1. Сприятлива погода без опадів;
2. Сухий сніг – сніжна крупа, сніжні зерна, крижані голки, заметілі, заметілі з випаданням снігу;
3. Дощ і мокрий сніг;
4. Паморозь, змерзла ожеледь, сніг і мокрий замерзлий сніг.

Тому для вирішення інженерних задач, пов'язаних з економічністю роботи ЛЕП НВН, рекомендовано використовувати метод оцінювання втрат активної потужності на корону, відповідно до якого для районів України враховуються усереднені значення тривалості різних груп погодних умов (Табл. 2.1) [113].

У таблиці параметр  $T_n$  означає тривалість певної групи погоди за рік, а  $p(A)$  – імовірність появи цієї групи погоди.

Таблиця 2.1

### Тривалість груп погодних умов

Група погоди	$T_n$ , год	$p(A)$
Сприятлива погода	7235	0,8259
Сухий сніг	800	0,0913
Дощ	500	0,0571
Паморозь та ожеледь	225	0,0257

У таблиці параметр  $T_n$  означає тривалість певної групи погоди за рік, а  $p(A)$  – імовірність появи цієї групи погоди.

Саме розгляд негативного фактору зростання втрат активної енергії переважав до цього часу при аналізі ефекту коронного розряду. Проте, як було зазначено вище, існують і позитивні ефекти від цього явища: збільшується коефіцієнт зв'язку між паралельними проводами, що зумовлює деформацію та гасіння імпульсних хвиль, які поширюються вздовж лінії, та обмежується значення внутрішніх перенапруг до менших кратностей відносно до робочої напруги. Під час виконання даної роботи ефект впливу коронування проводів ліній електропередавання надвисокої напруги на рівень перенапруг, що виникає при несиметричному режимі, досліджувався з врахуванням досвіду попередніх досліджень.

Моделювання схеми та дослідження режиму роботи здійснювалось за допомогою середовища MATLAB/Simulink. Узагальнена схема імітаційної моделі зображена на рис. 2.3.

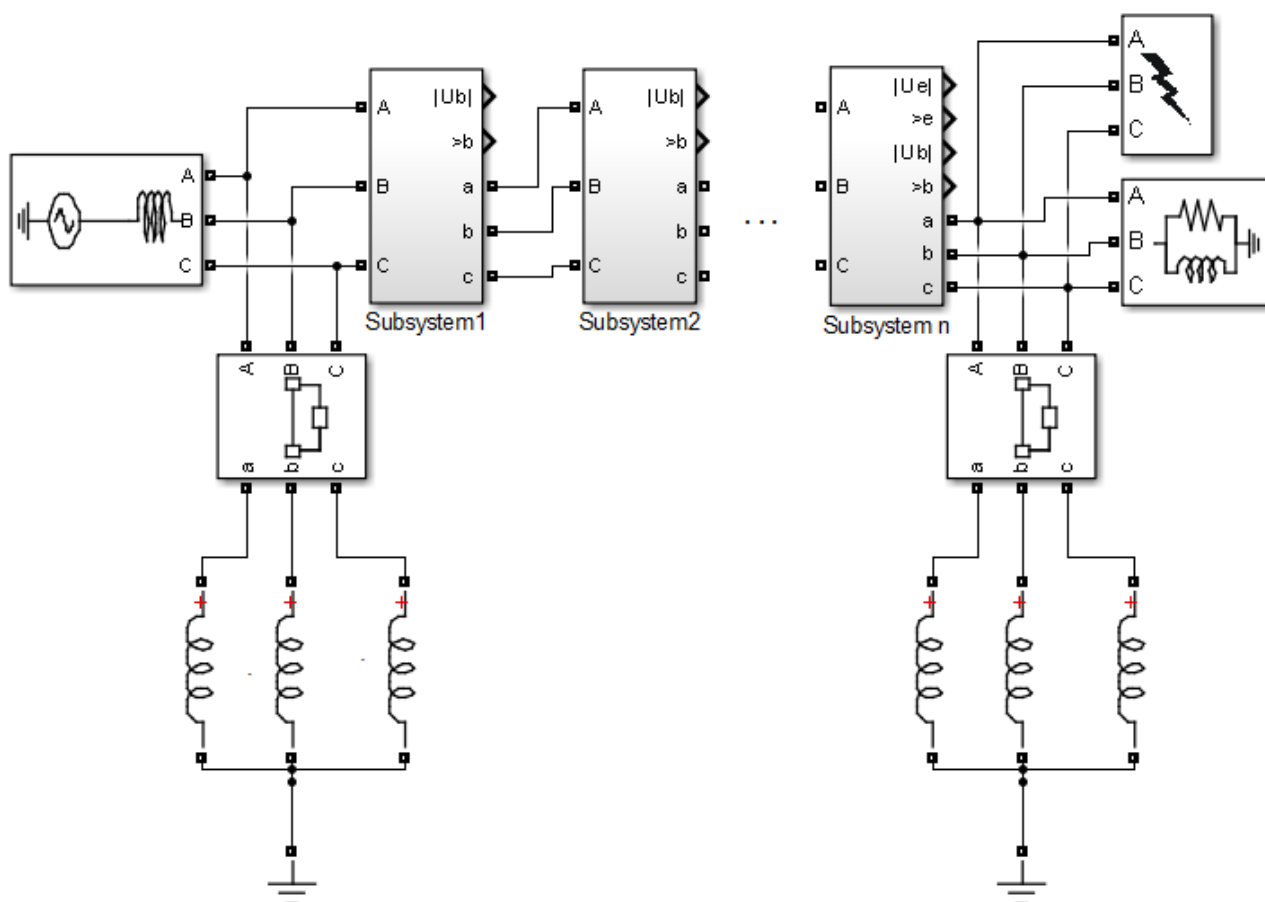


Рис. 2.3 Реалізація узагальненої моделі ЛЕП НВН в середовищі Matlab Simulink

Враховуючи, що початкова напруга корони складає 1,1-1,3 напруги ЛЕП НВН, підключення моделі корони здійснювалося відповідним ключем лише при досягненні необхідних величин напруги.

Питомі середньорічні втрати активної потужності на корону для трифазної лінії визначаються шляхом підсумування втрат за фазами для кожної групи погодних умов [113]

$$\Delta P_{0k} = nr_0^2 (\psi_{\text{с.п.}} \sum_{k=1}^3 \Theta_{\text{г.п.к}} + \psi_{\text{с.с.}} \sum_{k=1}^3 \Theta_{\text{с.с.к}} + \psi_{\text{д.}} \sum_{k=1}^3 \Theta_{\text{д.к}} + \psi_{\text{пам.}} \sum_{k=1}^3 \Theta_{\text{пам.к}}), \quad (2.4)$$

де  $\Theta_{\text{г.п.к}}$ ,  $\Theta_{\text{с.с.к}}$ ,  $\Theta_{\text{д.к}}$ ,  $\Theta_{\text{пам.к}}$  – узагальнені втрати потужності на корону для сприятливої погоди, сухого снігу, дощу і паморозі для k-ї фази лінії;  $\psi_{\text{с.п.}}$ ,  $\psi_{\text{с.с.}}$ ,  $\psi_{\text{д.}}$ ,  $\psi_{\text{пам.}}$  – імовірність відповідних груп погоди.

Оскільки втрати на корону є функцією від напруги, яка доволі нерівномірно розподілена вздовж ліній електропередавання надвисокої напруги, особливістю розробленої імітаційної моделі є не зосереджене врахування коронного розряду, а розосереджене. Зазначений підхід був реалізований шляхом поділу лінії електропередавання на n ділянок з однаковими параметрами та моделюванням окремого коронного розряду на кожній з них, що значно підвищує точність розрахунків. Оскільки магістральні електричні мережі доволі протяжні, то можуть знаходитись у різних погодних умовах протягом своєї довжини, а відповідно завдяки запропонованому підходу з розділенням лінії на n ділянок в кожній з них можна змоделювати свій вплив на коронний розряд. У середині кожної ділянки, зображеної на рис. 2.2, окремими підсистемами моделюється ділянка лінії з урахуванням коронного розряду в залежності від напруги на кожній з них. Коронний розряд враховується у «П»-подібній схемі заміщення лінії електропередавання, що зображена на рис. 2.4.

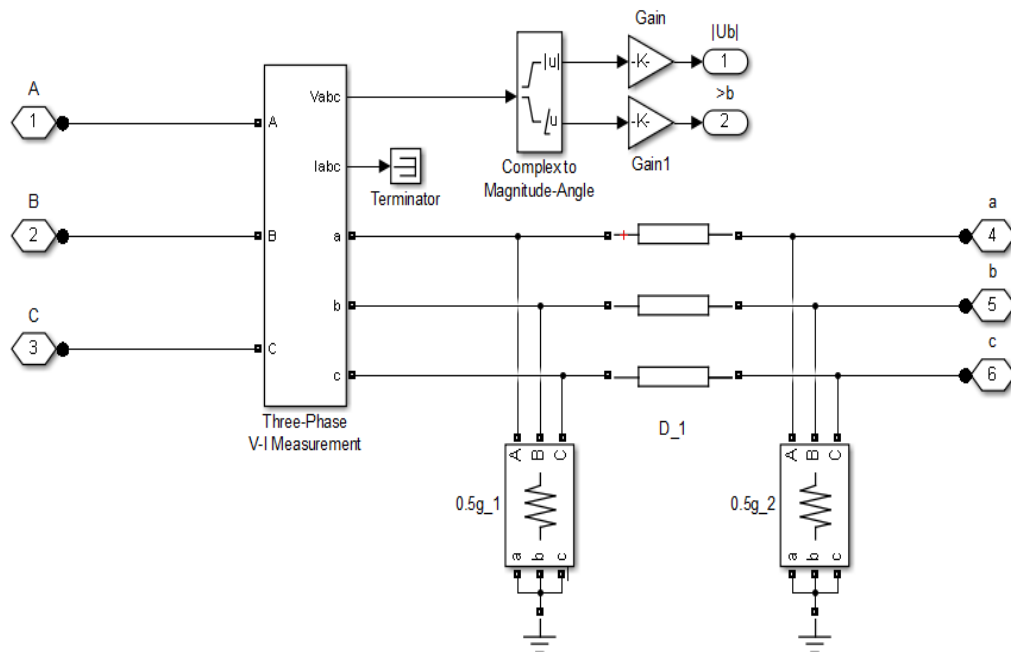


Рис. 2.4 Реалізація моделі впливу коронного розряду  
в середовищі Matlab Simulink

До переваг такої імітаційної моделі можна зарахувати також значну гнучкість вибору місця аналізу КЗ та отримання параметрів лінії по усій її довжині.

Для здійснення верифікації створеної моделі проведено порівняння результатів, отриманих шляхом моделювання, із результатами пускових операцій реальної діючої лінії НВН. Таким чином була розроблена модель для лінії 750 кВ Південноукраїнська АЕС – Ісакча, а результати її досліджень порівняні з результатами пускових та системних випробувань.

Під час моделювання було проаналізовано підвищення напруги (при частоті промислового струму 50 Гц) на кінці односторонньо ввімкненої лінії з різною кількістю реакторів та в залежності від величини реактанса ( $X_{1C}$ ) живильної мережі за прямою послідовністю. Таким чином було визначено необхідну кількість та схему розташування реакторів.

Для моделювання змінного реактансу системи до загальної імітаційної моделі зображеної на рис. 2.2 був доданий додатковий блок зі змінною

індуктивністю.

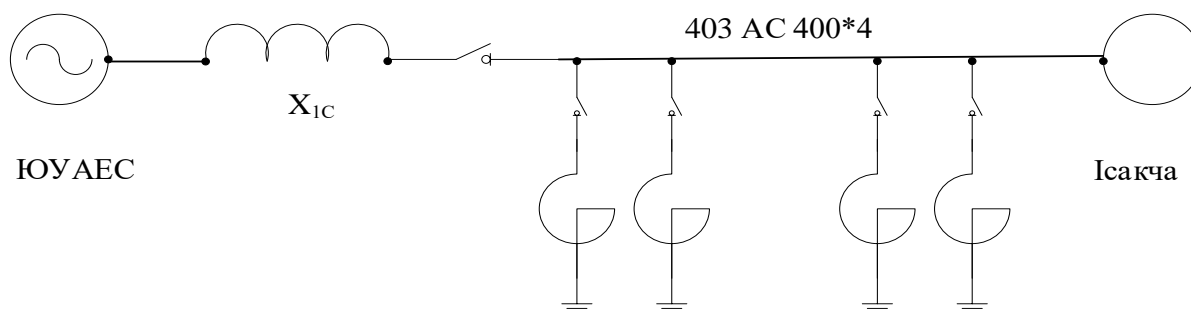


Рис. 2.5 Схема досліджуваної лінії

Під час моделювання були отримані наступні результати, які відображені у табл. 2.2.

Таблиця 2.2

**Підвищення напруги на кінці односторонньо ввімкнutoї лінії з різною кількістю реакторів та в залежності від величини реактанса живильної мережі**

№ п/п	схема розташування реакторів	реактанс живильної системи, Ом									
		50	100	150	200	250	300	350	400	450	500
1	0-0	1,24	1,36	1,49	1,66	1,87	2,15	2,52	3,06	3,90	5,39
2	0-1	1,13	1,19	1,26	1,33	1,42	1,51	1,62	1,75	1,90	2,08
3	0-2	1,04	1,07	1,09	1,12	1,14	1,17	1,20	1,24	1,27	1,31
4	1-0	1,21	1,28	1,36	1,44	1,54	1,66	1,79	1,95	2,14	2,38
5	1-1	1,10	1,13	1,16	1,18	1,21	1,24	1,27	1,31	1,34	1,38
6	1-2	0,98	0,99	0,99	0,99	1,00	1,00	1,00	1,01	1,01	1,02
7	2-1	1,04	1,05	1,05	1,05	1,06	1,06	1,06	1,07	1,07	1,08

Графічне зображення отриманих результатів відображено на рис. 2.6.

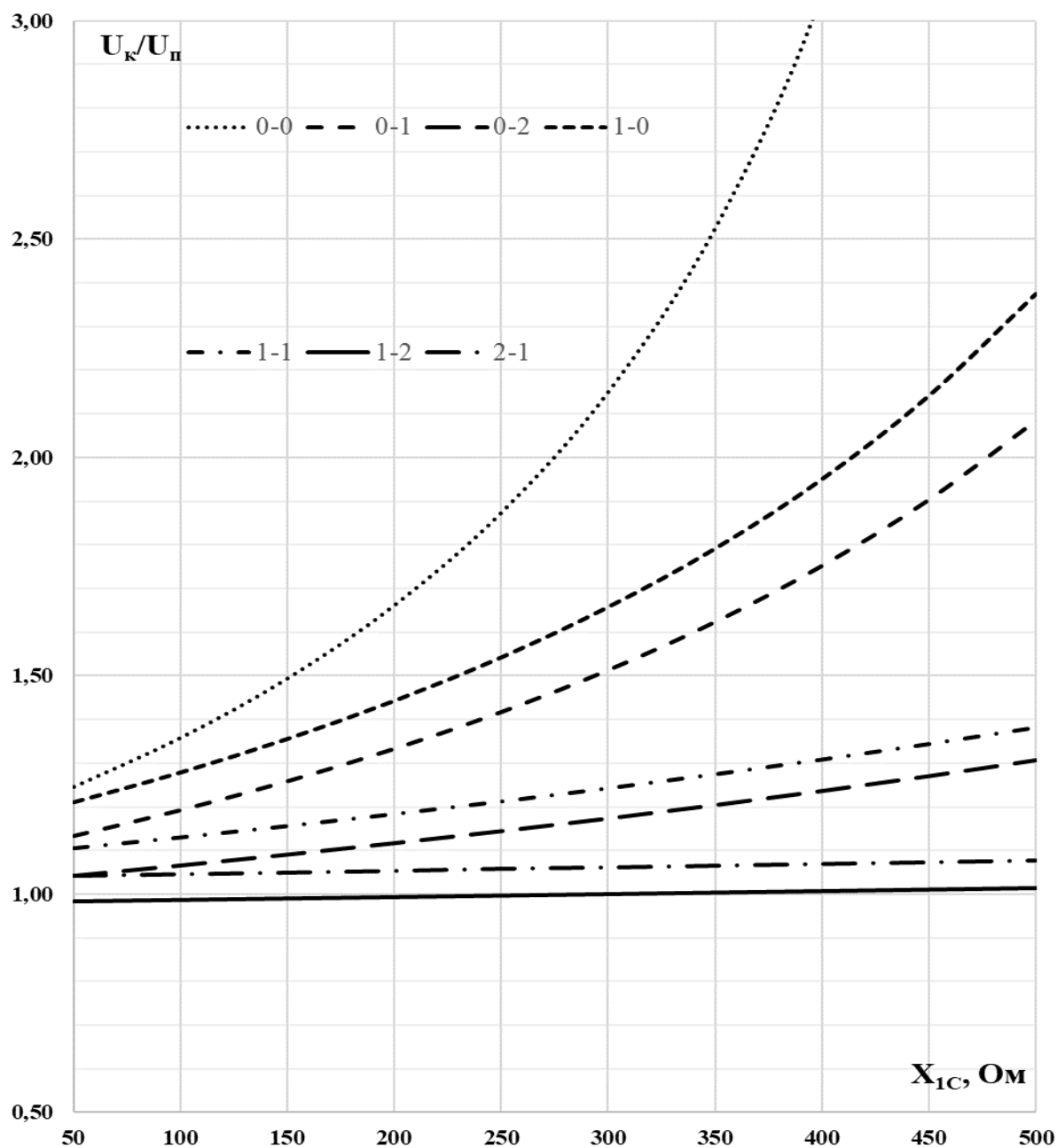


Рис. 2.6 Залежність підвищення напруги від реактансу мережі

Порівнюючи отримані результати з результатами, наведеними у пускових та системних випробувань ЛЕП НВН 750 кВ Південноукраїнська АЕС – Ісака (рис. 2.7) та відображеними на рис. 2.6, було відзначено (з певною часткою припущень) їхню ідентичність. Усереднена похибка отриманих результатів за

допомогою моделювання склала 1,3 % у порівнянні з результатами пускових випробувань. У результаті цього були зроблені висновки про придатність запропонованої моделі до практичного використання.

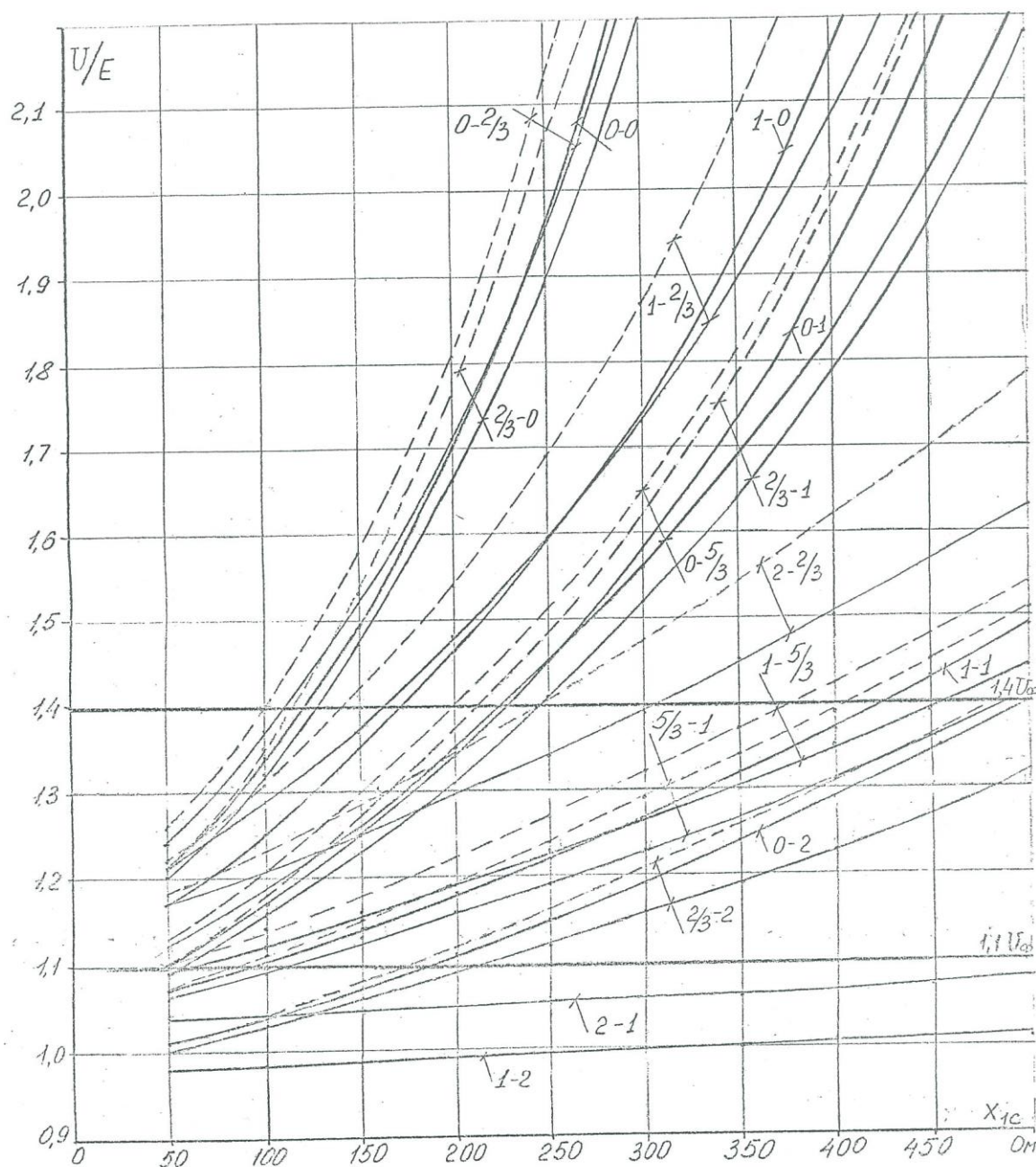


Рис. 2.7 Залежність підвищення напруги від реактансу мережі та кількості підключених шунтувальних реакторів

Також під час проведення відповідних моделювань було підтверджено правильність розташування двох реакторних груп на лінії 750 кВ

Південноукраїнська АЕС – Ісакча з боку Південноукраїнської АЕС та однієї реакторної групи з боку Ісакчи.

### 2.3 Неповнореакторні режими роботи ЛЕП НВН

На поточний час в ОЕС України для компенсації зарядної потужності ЛЕП НВН 750 кВ використовується близько 30 груп шунтувальних реакторів. В Україні для цього класу напруги застосовуються шунтувальні реактори типу РОМ-110000/750. У конструктивному виконанні ці реактори становлять циліндричну обмотку без сталевго осердя та зі сталим індуктивним та омичним опором. Зазначені реактори виготовляються у однофазному виконанні та мають наступні параметри:

- Клас напруги – 750 кВ;
- Номінальна потужність – 110000 кВАр;
- Номінальна напруга –  $787/\sqrt{3}$  кВ;
- Номінальний струм – 242 А;
- Опір – 1875 Ом.

Відповідно до [22] навіть за умов загальної перекомпенсованості мережі 750 кВ шунтувальними реакторами проблема забезпеченості технічно припустимих рівнів напруги лишається актуальною. Цьому явищу сприяє високий рівень аварійності встановлених шунтувальних реакторів. Відповідно до проведеного аналізу [22] визначено, що у робочому стані у мережах 750 кВ можуть одночасно перебувати не більше, ніж 18-19 реакторних груп.

А під час їхнього ремонту електрична лінія функціонуватиме у так званому неповнореакторному режимі. Такі режими вносять несиметричну складову у нормальний режим роботи лінії – ступінь компенсації зарядної потужності фази з виведеним у ремонт реактором буде меншим за ступені компенсації інших фаз. Враховуючи наведене, у безреакторній фазі може виникнути напруга вища за рівні напруги інших фаз та виникнути явище перенапруги зазначеної фази. Окрім зазначеного, постійно діюча несиметрія неповнореакторного режиму буде впливати на короткочасну несиметрію при виконанні комутаційних операцій,

через що зростатиме вірогідність виникнення тривалих та короточасних перенапруг.

Короточасні 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, а по-друге, внаслідок аварійних ситуацій. Тривалі внутрішні перенапруги спричиняються резонансом, збуджуванним і підтримуваним постійно діючою зовнішньою силою; вони обумовлені властивостями мережі й можуть бути усунуті лише шляхом зміни співвідношення між параметрами мережі та її режиму [64].

В ОЕС України застосовуваний тип шунтувальних реакторів виготовляється без сталевго осердя, тобто відсутня взаємодія електромагнітних полів та взаємоіндукція. Тому можна зробити попередній висновок, що неповнореакторний режим, який спричиняє несиметрію, не повинен сприяти аномальному збільшенню напруги.

У переважній частині в енергосистемі України на ЛЕП НВН 750 кВ застосовується по одній реакторній групі на кінцях лінії. Виходячи з аналітичних міркувань було зроблене наступне припущення: у випадку, коли на одному кінці електропередавальної лінії за режимом напруги або через інші обмеження реакторна група виведена з роботи, а на іншому кінці лінії знаходиться в роботі неповнореакторна група шунтувальних реакторів, виникає зростання напруги на некомпенсованій фазі. Для недопущення такого наднормового зростання напруги було запропоновано на передавальному кінці лінії (де група шунтувальних реакторів виведена з роботи) ввести в роботу один ШР на фазі, зарядна потужність якого виявилась некомпенсованою.

Для підтвердження цього припущення було проведено декілька досліджень шляхом моделювання режимів роботи ліній Київського енерговузла, а також ЛЕП НВН 750 кВ Південно-Українська АЕС – Вінницька 750, на кінцях яких конструктивно розміщено по одній групі ШР.

Вихідними умовами досліджень були наступні:

- Досліджувана лінія знаходиться в режимі роботи холостого ходу;

- На передавальному кінці лінії напруга близька до номінальної, і групи ШПР виведені з роботи за режимом напруги;
- На приймальному кінці лінії за режимом напруги необхідна наявність в роботі реакторної групи.

Дослідження побудоване на порівнянні трьох режимів роботи:

1. На початку лінії група ШПР виведена з роботи, на кінці лінії група ШПР знаходиться в роботі;
2. На початку лінії група ШПР виведена з роботи, на кінці лінії знаходиться в роботі неповнореакторна група ШПР (реактор фази В виведений з роботи);
3. На початку лінії для компенсації некомпенсованої фази введений в роботу один ШПР на фазі В, на кінці лінії знаходиться в роботі неповнореакторна група ШПР (реактор фази В виведений з роботи).

Під час моделювання були отримані наступні результати, які відображені у табл. 2.3.

Таблиця 2.3

**Підвищення напруги на кінці односторонньо ввімкненої лінії з різною кількістю реакторів**

назва лінії	фаза	режим роботи ШПР					
		0 - 1		0 - 2/3		1/3 - 2/3	
		$U_{\text{поч.}}$ В.О.	$U_{\text{кін.}}$ В.О.	$U_{\text{поч.}}$ В.О.	$U_{\text{кін.}}$ В.О.	$U_{\text{поч.}}$ В.О.	$U_{\text{кін.}}$ В.О.
1	2	3	4	5	6	7	8
ЮУАЕС- Вінницька 750	А	1,028	1,049	1,040	1,046	1,042	1,042
	В	1,029	1,049	1,174	1,368	1,095	1,294
	С	1,028	1,050	1,040	1,053	1,040	1,058

<i>Продовж. табл. 2.3</i>							
1	2	3	4	5	6	7	8
РАЕС-Київська	A	1,023	1,041	1,041	1,052	1,038	1,049
	B	1,023	1,041	1,161	1,351	1,089	1,286
	C	1,023	1,041	1,037	1,067	1,035	1,054
ХАЕС-Київська	A	1,003	1,003	1,015	0,995	1,017	1,001
	B	1,003	1,003	1,122	1,245	1,060	1,165
	C	1,003	1,003	1,013	1,007	1,019	1,014
Вінницька 750-Київська	A	1,003	0,994	1,022	1,003	1,025	1,013
	B	1,003	0,994	1,115	1,185	1,064	1,121
	C	1,003	0,994	1,022	1,012	1,036	1,013
Київська-Чорнобильська	A	1,003	0,992	1,024	1,008	1,042	1,011
	B	1,003	0,992	1,111	1,149	1,073	1,100
	C	1,003	0,993	1,029	1,010	1,040	1,030
Вінницька 750-З.Українська	A	1,101	1,123	1,111	1,141	1,110	1,144
	B	1,101	1,123	1,255	1,462	1,190	1,398
	C	1,101	1,123	1,114	1,143	1,115	1,143
ЮУАЕС-Дніпровська	A	1,083	1,094	1,109	1,141	1,113	1,149
	B	1,083	1,094	1,209	1,362	1,150	1,313
	C	1,083	1,094	1,112	1,144	1,115	1,153
Донбаська-Запорізька	A	1,036	1,030	1,054	1,050	1,056	1,048
	B	1,036	1,030	1,117	1,152	1,071	1,129
	C	1,036	1,030	1,056	1,050	1,057	1,045
ЗАЕС-Запорізька	A	1,023	1,014	1,056	1,063	1,068	1,091
	B	1,022	1,014	1,140	1,201	1,074	1,153
	C	1,023	1,014	1,058	1,061	1,065	1,082
ЗАЕС-Ю.Донбаська	A	1,058	1,058	1,075	1,080	1,077	1,070
	B	1,058	1,058	1,188	1,314	1,123	1,249
	C	1,058	1,058	1,075	1,079	1,078	1,072

Як видно з отриманих результатів, амплітудна напруга фази В на кінці лінії у другому режимі (з виведеним ШР) на усіх досліджуваних лініях зростає на величину 0,2-0,3 в.о. у порівнянні з першим (еталонним, повнореакторним) режимом та досягає 1,2-1,4 номінальної напруги.

При введенні в роботу ШР у фазі В на початку лінії (третій режим) спостерігається зниження рівня амплітуди напруги на зазначеній фазі в кінці лінії на величину 0,06-0,07 в.о. та досягається величина 1,1-1,3 номінальної напруги.

Таким чином за допомогою моделювання було підтверджено, що для ЛЕП НВН, яка має на своїх кінцях по одній групі ШР, з яких одна група виведена з роботи (по режиму напруги або з іншої причини), а інша знаходиться в роботі у неповнореакторному режимі, для забезпечення зниження рівня напруги на некомпенсованій фазі, необхідно ввести в роботу ШР цієї ж фази на іншому кінці лінії.

Також зниженню рівнів перенапруги у схемі з неповнореакторними групами ліній може сприяти застосування правильно налаштованої керованої комутації. Відповідно до [64] зазначено, що у фазі без ШР виникає небезпека появи більших за рівнем перенапруг. Крім того, постійно діюча несиметрія неповнореакторного режиму буде накладатися на короткочасну несиметрію при виконанні керованої комутації, яка спричинена зсувом фаз напруги та струму у трифазній мережі. А відповідно ризики виникнення короткочасних і тривалих перенапруг зростають. Спеціальні пристрої для обмеження перенапруг (обмежувачі перенапруг) варто розглядати перш за все як додатковий захист, оскільки він лише обмежує перенапруги, що виникли при несприятливих умовах здійснення комутації. На противагу їм використання керованої комутації може вплинути на саму причину виникнення перенапруг. За отриманими результатами досліджень були зроблені висновки, що керована комутація є дієвим заходом зниження рівнів комутаційних перенапруг при виконанні підключень ненавантажених ліній 750 кВ у неповнореакторних режимах.

З викладеного у розділі матеріалу можна зробити висновки, що у випадку роботи ЛЕП НВН з неповнореакторними групами ШР, при правильному

моделюванні режимів роботи з використанням запропонованих комутацій ШР та відповідно налаштованої керованої комутації, можна значно нівелювати наслідки неповної компенсації фази лінії (без ШР) та знизити рівні перенапруг цієї фази.

Також можна застосовувати неповнореакторні схеми роботи ЛЕП НВН для попередження резонансних перенапруг.

На відміну від перенапруг, що виникають при нормальних проєктних схемах експлуатації електричних мереж, резонансні перенапруги характерні для режимів, в яких істотну роль відіграють відхилення схеми і параметрів елементів від розрахункових значень.

Резонансні перенапруги за наявності джерела несиметрії в лініях надвисокої напруги зумовлені резонансом струмів, внаслідок чого вплив на цей вид перенапруг можливий завдяки зміні параметрів елементів, що підключені паралельно до повітряної лінії. До них, зокрема, належать: індуктивність компенсаційних реакторів та шунтувальних реакторів, параметри коронування проводів та лінії. Комбінацій несиметричних режимів при встановленні груп шунтувальних реакторів може бути декілька [75].

Встановлено, що необхідні умови виникнення резонансних перенапруг в паузі однофазного повторного включення визначаються параметрами груп шунтувальних реакторів, підключених за чотирипроменевою схемою і ліній електропередач надвисокої напруги.

Як довели дослідження, залежність величини перенапруг від довжини лінії має вигляд параболи, тому зміщення резонансної довжини лінії на 1 – 2 км не призведе до істотної зміни налагодження умов резонансу. Досягти таким шляхом попередження резонансних перенапруг або зниження їх характеристик не вдається.

У сучасних магістральних електричних мережах використовуються перш за все структурні заходи зниження та придушення резонансних перенапруг, які пов'язані зі зміною робочої схеми та переходу від аномального несиметричного режиму до нормального. Але за необхідності можуть бути використані спеціальні пристрої, налаштовані з метою зменшення характеристик перенапруг.

Відключення однойменної фази шунтувального реактора щодо фази повітряної лінії призводить до зміни налаштування резонансного контуру, і в результаті перенапруги або не виникнуть на лінії, або змістять їх в бік менших величин.

Таким чином відключення фаз груп шунтувальних реакторів є ефективним заходом запобігання перенапруг і його можна рекомендувати як один з основних заходів для неповнофазних режимів шунтувальних реакторів і ліній електропередач надвисокої напруги. Зауважимо, якщо на лінії встановлено дві групи шунтувальних реакторів, то відключення однойменної фази однієї групи шунтувальних реакторів під час неповнофазного режиму призведе до того, що підвищення напруги відбудеться на лінії з однією групою шунтувальних реакторів. У випадку встановлення трьох груп ШР комутація з фазою однієї групи ШР призведе до переходу лінії в режим з двома групами ШР. Відключення однойменної фази, при наявності на лінії однієї групи ШР, взагалі не викликає резонансного підвищення напруги. Треба зауважити, що перехід до лінії з меншою на одиницю групою ШР є чисто умовним, що виконується для аналізу виникнення перенапруг під час однофазного автоматичного повторного включення. Насправді при експлуатації на лінії електропередач буде працювати група тільки з неповною кількістю ШР.

Зважаючи на це, можна зробити наступні висновки: для запобігання виникненню резонансних перенапруг при повнореакторному режимі або відключенні різноіменних фаз ШР засобами зміни налагодження резонансного контуру є зміна індуктивностей шунтувального або компенсаційного реакторів.

Перехід на кінцевих підстанціях з повнореакторного режиму в неповнореакторний для однойменних фаз груп шунтувальних реакторів дозволяє вивести лінії електропередач надвисокої напруги з резонансних умов і уникнути перенапруг під час безструмової паузи ОАПВ [75].

## 2.4 Вплив компенсаційного реактора на режими роботи ЛЕП НВН

Як неодноразово вже зазначалося, магістральні електричні мережі класом напруги 750 кВ є одними з основних елементів енергосистеми України, а їх надійна безперервна робота повинна забезпечувати надійність та ефективність функціонування усієї ОЕС України, особливо в умовах інтеграції з електромережою ENTSO-E.

Основним видом пошкоджень ЛЕП НВН є однофазні короткі замкнення на землю. На них припадає понад 90% усіх пошкоджень ліній. Основним засобом підвищення надійності роботи ЛЕП НВН є застосування автоматичного повторного ввімкнення (АПВ) після ліквідації на ній пошкодження. А у випадку однофазного КЗ на землю застосовується однофазне автоматичне повторне ввімкнення (ОАПВ), при якому пошкоджена фаза з КЗ відключається, а після його ліквідації та зникнення дуги живлення вмикається в роботу.

Необхідно зазначити, що доцільність застосування ОАПВ для ліквідації аварійних пошкоджень у вигляді однофазних КЗ визначається ще й тим, що понад 60% таких пошкоджень є нестійкими, тобто зникають після загасання вторинної електричної дуги.

Відповідно до [10] основною задачею, що виникає при застосуванні ОАПВ, є витримка необхідної безструмової паузи. Вимоги до її тривалості обумовлені тим, що після відключення пошкодженої аварійної фази з двох сторін електрична дуга у місці виникнення КЗ продовжує горіти, отримуючи живлення від невідключених фаз лінії, які знаходяться на відносно незначній відстані від аварійної фази. У випадку, якщо після спроби згасання дуги у місці її горіння відновлюється достатньо велика напруга, обумовлена наведеннями від працюючих фаз, дуга може загорітися знову, що призводить до збільшення загальної тривалості горіння дуги. А це натомість нівелює ефективність застосування ОАПВ за умовами динамічної стійкості системи, що пов'язані ЛЕП НВН.

У зв'язку з цим для забезпечення умов згасання дуг живлення протягом прийняттого часу необхідно застосовувати додаткові заходи для зниження струмів дуги живлення та квазістаціонарної складової відновлювальної напруги, яка характеризує важкість перехідного процесу.

Одним з основних заходів щодо обмеження струму підживлення є пропозиція Н. Кнудсена [135], суть якої полягає у встановленні спеціального нульового реактора у нейтраль групи шунтувальних реакторів, так званий чотирипроменевий реактор. Нульовий реактор ще називають компенсаційним. Він призначений для зменшення безструмової паузи ОАПВ шляхом зменшення струмів підживлення дугових однофазних КЗ після відключення пошкодженої фази лінії.

Схема підключення компенсаційного реактора в нейтраль шунтувальних реакторів наведена на рис. 2.8.

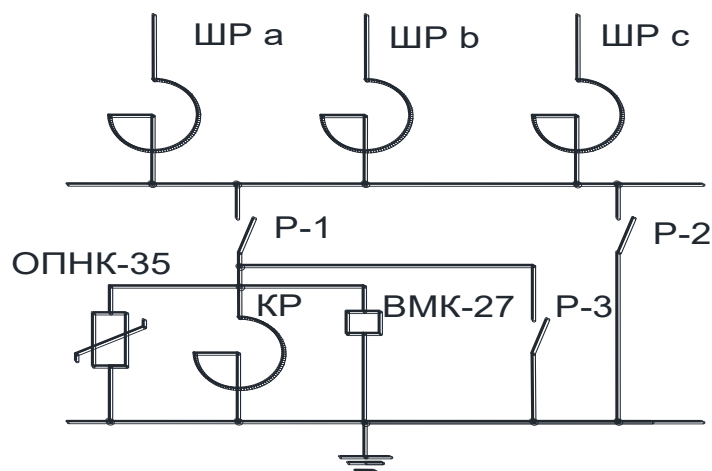


Рис. 2.8 Схема підключення компенсаційного реактора

У нормальному режимі лінії під навантаженням реактор зашунтований вимикачем типу ВМК-27 (вимикач увімкнений, роз'єднувачі Р-2 та Р-3 відключені, а роз'єднувач Р-1 увімкнений). У циклі ОАПВ вимикач ВМК-27 короткочасно вимикається, а потім вмикається від автоматики керування компенсаційним реактором, яка керує схемою ОАПВ, чим здійснюється введення

КР у роботу на час менший за безструмову паузу, але достатній для гасіння дуги підживлення КЗ

Для можливого виконання ремонтних робіт на КР, вимикачі ВМК-27, розряднику ОПНК-35 або у ланцюгах компенсаційного реактора передбачені роз'єднувачі: Р-2, який заземлює нейтраль КР, Р-3, який заземлює компенсаційний реактор, а також Р-1, що дозволяє від'єднати обладнання від діючих електричних мереж.

Компенсаційний реактор повинен бути в роботі на лінії під керуванням автоматики компенсаційного реактора, якщо на ній введено ОАПВ. КР виводиться з роботи у випадках:

- Виведення з лінії ОАПВ;
- Відключення групи шунтувальних реакторів або одного шунтувального реактора, у нейтраль якого ввімкнений КР;
- При роботі ЛЕП НВН 750 кВ з неповним числом фаз шунтувальних реакторів та виконанні випереджаючого відключення пошкодженої фази лінії;
- При необхідності виконання ремонтних робіт на обладнанні КР, вимикача ВМК-27, ОПНК-35 або ланцюгів його захисту та автоматики.

На поточний час в ОЕС України п'ять ЛЕП НВН обладнані компенсаційними реакторами, інформація про які відображена у табл. 2.4.

*Таблиця 2.4*

#### **Наявність компенсаційних реакторів в ОЕС України**

назва лінії	розміщення КР
Вінницька – З.Українська	на ПС Вінницька
Київська – Вінницька	на ПС Вінницька на ПС Київська
Київська – ЧАЕС	на ПС Київська
Запорізька – Дніпровська	на ПС Дніпровська
РАЕС – З.Українська	на ПС З.Українська -1 КР на ПС РАЕС - 2КР

В Україні в якості компенсаційних реакторів наразі використовуються РОМ-270/35 виробництва ПАТ «Запоріжтрансформатор».

Їхні паспортні дані відображено у табл. 2.5.

Таблиця 2.5

### Параметри РОМ-270/35

Тип	РОМ-270/35
Вид реактора	Нейтральний
Кількість фаз	1
Номинальна потужність, кВАр	270
Номинальна напруга, кВ	$35\sqrt{3}$
Номинальний тривалий струм, А	30
Струм температурної стійності, А	280
Номинальний короткочасний струм, А	750
Номинальний реактивний опір, Ом	300
Вид та діапазон регулювання опору, Ом	ПБВ (300-4*30)
Частота, Гц	50
Тип системи охолодження	М

Як уже зазначалося, компенсаційні реактори вмикаються в роботу за допомогою спеціальної автоматики у період безструмової паузи циклу ОАПВ. Розглянемо варіант роботи лінії НВН з компенсаційним реактором, який постійно знаходиться в роботі.

Вплив компенсаційного реактора визначається струмом, що через нього проходить –  $I_0$ , який у свою чергу залежить від струмів  $I_a$ ,  $I_b$  та  $I_c$ , що проходять через шунтувальні реактори (рис. 2.9).

В ідеальному (симетричному) режимі струми  $I_a$ ,  $I_b$  та  $I_c$  рівні за модулем та зміщені за фазою на  $120^\circ$  відносно один до одного, а, відповідно, струм  $I_0$  дорівнює нулю, падіння напруги на нульовому реакторі також дорівнює нулю. Таким чином компенсаційний реактор не впливає жодним чином на роботу шунтувальних реакторів та лінії в цілому.

Проте у реальних умовах, як зазначалося у розділі 1.3, повної симетрії через певні об'єктивні причини не існує.

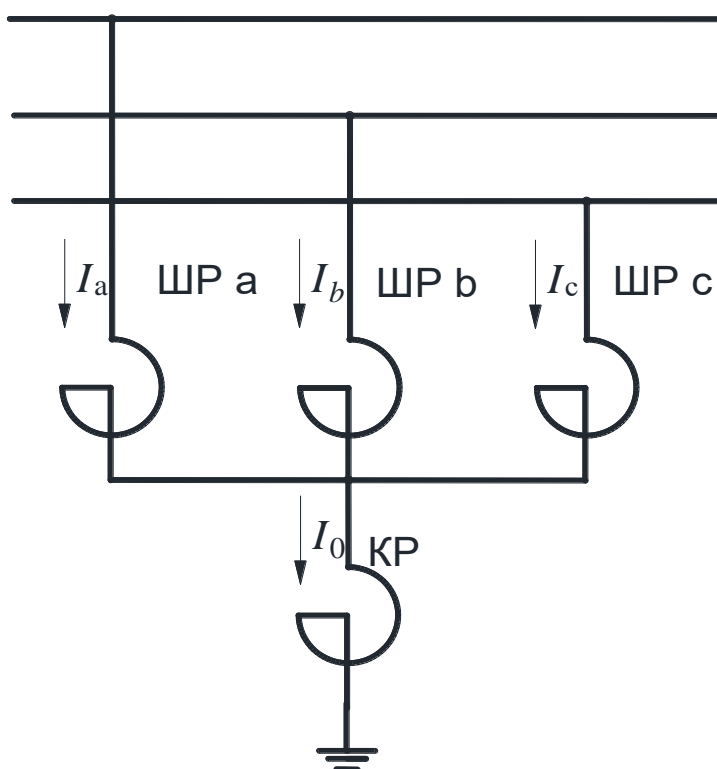


Рис. 2.9 Проходження струмів через компенсаційний реактор

Відповідно до [26] та [40] несиметрія напруги характеризується коефіцієнтом несиметрії напруги по зворотній послідовності ( $k_{2U}$ ) та коефіцієнтом несиметрії напруги по нульовій послідовності. Оскільки у ЛЕП НВН немає нульового проводу, то нульової послідовності також не буде. Нормально припустимим та граничним значенням коефіцієнта несиметрії напруги по зворотній послідовності є 2% та 4% відповідно.

Для моделювання впливу КР на режим роботи ЛЕП НВН було використано середовище MATLAB/Simulink. В основу досліджуваної моделі було покладено

використання трьох однофазних джерел живлення замість одного трифазного (ідеального, симетричного). Загальний вид досліджуваної моделі зображено на рис. 2.11.

За допомогою моделювання різної амплітуди фаз однофазних генераторів був отриманий режим з коефіцієнтом несиметрії, що дорівнює 2%. Коефіцієнт несиметрії визначався за допомогою допоміжного обчислювального блоку (рис. 2.10).

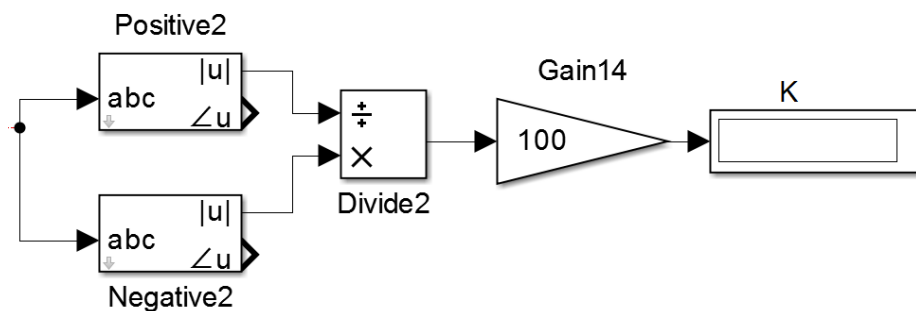


Рис. 2.10 Обчислювальний блок коефіцієнта несиметрії у середовищі Matlab Simulink

Суть зображеного блоку полягає в обчислюванні відношення вимірної прямої послідовності напруги до зворотної.

Результати моделювання несиметричного режиму з коефіцієнтом несиметрії 2% по зворотній послідовності були підтверджені розрахунком за допомогою наступної формули відповідно до [26], [40]

$$U_{2(1)} = \sqrt{\frac{1}{12} \left[ \left( \sqrt{3}U_{AB(1)} + \sqrt{4U_{BC(1)}^2 - \left( \frac{U_{BC(1)}^2 - U_{CA(1)}^2}{U_{AB(1)}} + U_{AB(1)} \right)^2} \right)^2 + \left( \frac{U_{BC(1)}^2 - U_{CA(1)}^2}{U_{AB(1)}} \right)^2 \right]}, \quad (2.5)$$

Для визначення  $k_{2U}$ , окрім метода симетричних складових, також припустиме використання наступної наближеної формули для обчислення  $U_{2(1)}$  [26], [40]

$$U_{2(1)} = 0,62(U_{\text{НБ}(1)} - U_{\text{НМ}(1)}), \quad (2.6)$$

де  $U_{2(1)}$  – діюче значення напруги зворотної послідовності основної частоти, кВ;

$U_{\text{НБ}(1)}$  та  $U_{\text{НМ}(1)}$  – найбільше та найменше діюче значення з трьох міжфазних напруг основної частоти, кВ.

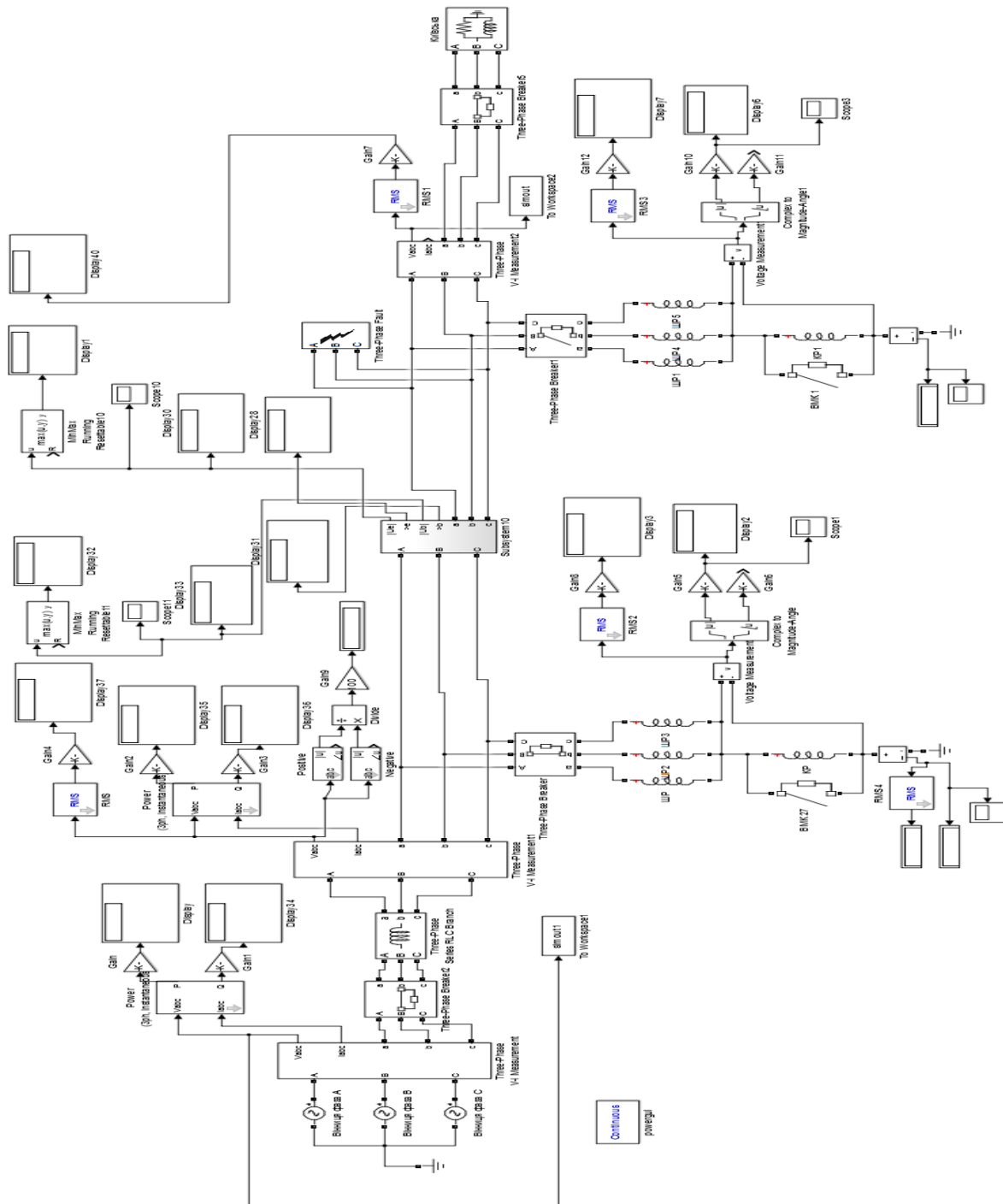


Рис. 2.11 Досліджувана модель в середовищі Matlab Simulink

Коефіцієнт несиметрії по зворотній послідовності обчислюється наступним чином

$$K_{2U} = \frac{U_{2(1)}}{U_{\text{ном.мф}}} 100, \quad (2.7)$$

де  $U_{\text{ном.мф}}$  - номінальне значення міжфазної напруги, кВ.

У результаті моделювання було досягнуто коефіцієнт несиметрії за зворотною послідовністю, що дорівнює 2 %, а також визначено максимальний коефіцієнт несиметрії за умов, що відхилення напруги для мережі 750 кВ допускається у межах  $\pm 5\%$  від номінальної напруги. Таким чином було визначено, що максимальний  $k_{2U}$  дорівнює 2,88 %, тобто не досягає граничної величини відхилень.

У табл. 2.6 викладено отримані результати визначення струму  $I_0$  та падіння напруги на нульовому реакторі ( $U_0$ ) при моделюванні нормально допустимого та максимального коефіцієнта несиметрії напруги по зворотній послідовності на ЛЕП НВН 750 кВ Київська - Вінницька.

Таблиця 2.6

**Струм та падіння напруги на нульовому реакторі в залежності від коефіцієнта несиметрії на ЛЕП НВН 750 кВ Київська – Вінницька**

$k_{2U}, \%$	2	2,88
$I_0, \text{A}$	14	20,5
$U_0, \text{кВ}$	4,2	6,07

Слід зауважити, що при моделюванні інших ЛЕП НВН, що містять компенсаційні реактори (табл. 2.4), були отримані аналогічні результати.

Таким чином можна зробити висновки, що за нормальних умов роботи струм, який проходить через нульовий реактор, не перевищуватиме його номінальний тривалий струм (30 А), номінальна напруга також не буде перевищена.

У випадку виникнення аномального режиму, наприклад, КЗ однієї з фаз ЛЕП НВН на землю, виникає несиметрія, яка викликає значний струм через КР та падіння напруги на ньому.

Чисельні моделювання короточасних (0,2 с) однофазних коротких замкнень на землю показали виникнення та проходження струму через компенсувальний реактор на рівні до 200 А, що не досягає навіть межі струму температурної стійкості відповідно до паспортних даних КР.

Узагальнене графічне зображення зазначених струмів зображено на рис. 2.12.

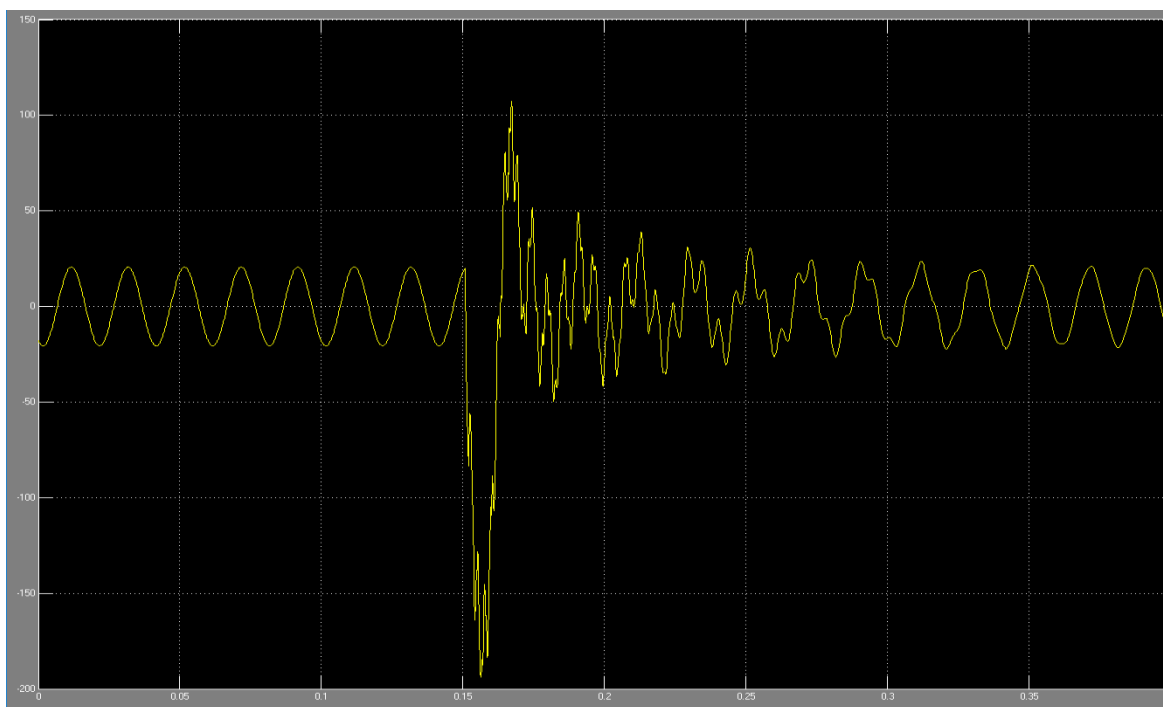


Рис. 2.12 Струм КЗ, що проходить через КР

Напруга у цьому випадку може досягати рівня до 250 кВ. Отримані графічні результати моделювання зображено на рис. 2.13.

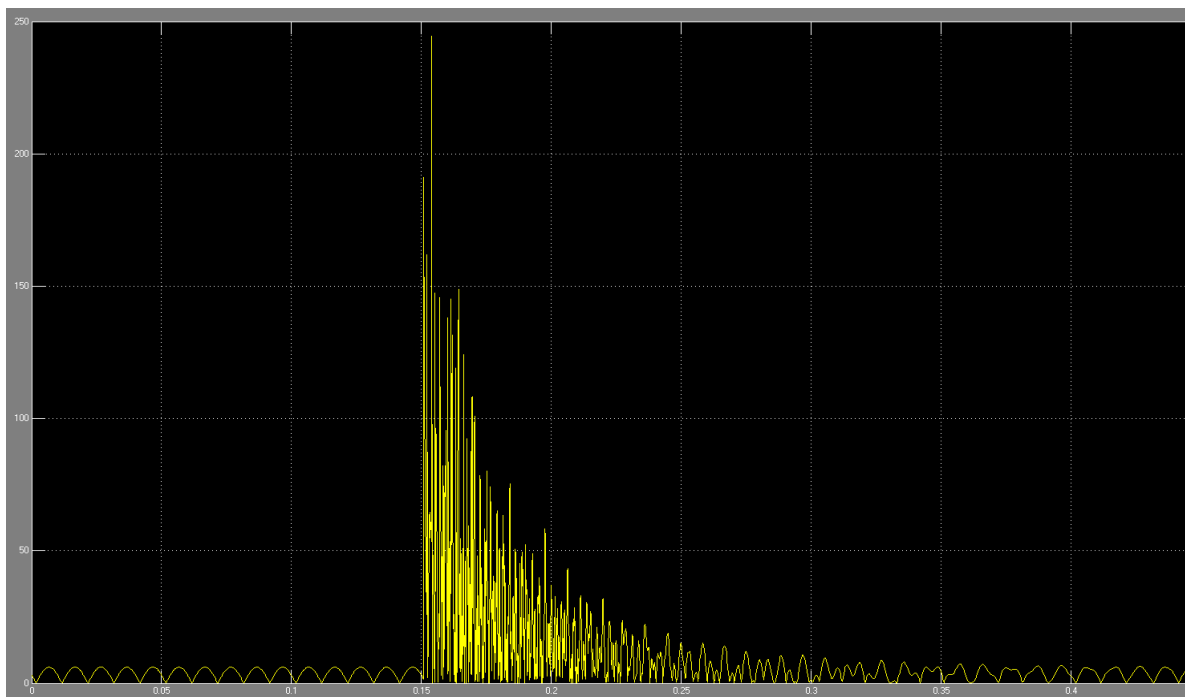


Рис. 2.13 Напруга на КР під час КЗ

Для убезпечення КР від руйнувань унаслідок впливу такої напруги у діючій схемі приєднання КР до групи ШР (рис. 2.8) застосовується обмежувач перенапруг.

Отже, навіть при таких значних збуреннях нульовий реактор, що постійно знаходиться в роботі (а не лише вмикається під час безструмової паузи ОАПВ), убезпечений від пошкоджень.

До незначного позитивного впливу можна відзначити вплив компенсаційного реактора з точки зору втрат потужності. Відповідно до [95], втрати активної енергії у кВт·год в шунтувальних реакторах визначаються за наступною формулою

$$\Delta W_p^{(p)} = \Delta P_{\text{НОМ}} \sum_{t=T_1}^{T_2} \left( \frac{U_t^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \Delta T_t \right), \quad (2.8)$$

де  $\Delta P_{\text{ном}}$  - втрати активної потужності в реакторі за номінальної напруги, кВт;

$U_t^2$  - напруга протягом  $t$ -го інтервалу часу, коли вона лишається сталою, кВ;

$\Delta T_t$  - тривалість  $t$ -го інтервалу часу із умовно сталою напругою  $U_t$ , годин.

Так, відносно незначне падіння напруги на нульовому реакторі призводить до падіння напруги на шунтувальних реакторах, що призводить до зменшення втрат енергії на них. У таблиці 2.7 відображені розрахунки втрат активної енергії групи шунтувальних реакторів з включеним компенсаційним реактором та без компенсаційного реактора в залежності від коефіцієнта несиметрії напруги по зворотній послідовності.

Таблиця 2.7

### Втрати активної енергії групи ШР та КР

$k_{2U}$ , %	2	2,88
Сумарні втрати енергії групи ШР та КР, кВт·год	785,128	803,018
Сумарні втрати енергії групи ШР без КР, кВт·год	791,311	810,63

Отже, при застосуванні чотирипроменевої реакторної схеми (з постійно ввімкнутим нульовим реактором) сумарні втрати у реакторній групі зменшуються на 6,183 кВт·год у порівнянні з застосуванням трипроменевої реакторної схеми (без постійно ввімкнутого нульового реактора). На перший погляд, це незначна величина, проте при більш детальному розгляді маємо наступні результати.

Згідно з отриманою статистикою за один календарний рік, у період з першого вересня 2016 року по 31 серпня 2017 року, вісім повнореакторних груп ШР в ОЕС України знаходились в роботі понад 52600 годин, і використання постійно ввімкнутого нульового реактора могло б сприяти економії 325225,8 кВт·год.

Так, відповідно до пропозицій змін до Правил Оптового ринку електричної енергії України (додаток №2 до Договору між членами Оптового ринку електричної енергії України), а також інших чинних нормативно-правових актів, в умовах дії Закону України «Про ринок електричної енергії», ДП «НЕК «Укренерго» здійснює закупівлю втрат електричної енергії в магістральних електричних мережах. А згідно з [99] та Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП) від 23.03.2017 № 337, була затверджена на 2017 рік прогнозована оптова ринкова ціна електричної енергії на рівні 1353,66 грн за 1 МВт·год (без ПДВ).

Отже, можлива отримувана вигода від використання постійно ввімкнутого нульового реактора у реакторній групі складатиме понад 440 тисяч гривень на рік (без ПДВ та без врахування вартості дотаційних сертифікатів) на восьми реакторних групах, оснащених компенсаційним реактором.

## 2.5 Висновки до розділу 2

Аналізуючи отриманий матеріал, можна підтвердити важливість та складність ЛЕП НВН. З одного боку, зазначений клас ліній електропередач дозволяє вирішувати низку важливих електроенергетичних задач щодо забезпечення сталої та надійної роботи об'єднаних енергосистем, проте разом з цим з'являються «проблемні» питання, котрі доводиться вирішувати. До однієї з таких проблем належить виникнення, транспортування, керування та компенсація реактивної потужності. Компенсація реактивної потужності здійснюється за

допомогою різноманітних інженерно-технічних заходів. До технічних належить використання шунтувальних реакторів. Невірне застосування та використання компенсувальних засобів може призвести до зниження пропускнуєї спроможності ЛЕП, виникнення перенапруг на лінії, погіршення якості електричної енергії, що передається, та інших значних проблем. Відповідно, зазначена задача зараховується до важливих наукових питань. Тому будь-які дослідження у цій галузі повинні проводитись дуже ретельно та виважено, оскільки теоретичні помилки під час розрахунків, проведених щодо ЛЕП НВН дуже дорого коштують у випадку їх практичної реалізації та експлуатації.

Дослідження та експерименти впливу компенсаційних засобів на роботу ЛЕП НВН можуть бути здійснені за допомогою: експериментів на діючому обладнанні; використанні аналітичних методів; математичному та імітаційному моделюванні за допомогою електронно-обчислювальної машини. Слід враховувати, що через високий рівень небезпеки несподіваного переходу електричної мережі в аварійний стан, експериментальні дослідження застосовуються обмежено, тому здебільшого використовуються аналітичні методи. Традиційні аналітичні методи дослідження перенапруг спираються на певні спрощення, через що не можуть забезпечити бажаної точності результатів для деяких режимів роботи ліній електропередач.

Тому науково обгрунтованим для дослідження явища перенапруг, які відбуваються у ЛЕП НВН, використовується одна з найпрогресивніших систем імітаційного моделювання у електроенергетиці - система MATLAB/Simulink. Це було підтверджено на основі ідентичності (похибка склала 1,3 %) отриманих результатів порівняльних досліджень моделювання та пускових і системних випробувань ЛЕП НВН 750 кВ Південноукраїнська АЕС – Ісакча.

Незначна похибка отриманих результатів також була досягнута і за рахунок врахування коронного розряду в імітаційній моделі.

За результатами проведених моделювань було запропоновано та підтверджено, що для ЛЕП НВН, яка має на своїх кінцях по одній групі ШР, з яких одна група виведена з роботи (по режиму напруги або з іншої причини), а

інша знаходиться в роботі у неповнореакторному режимі, для забезпечення зниження рівня напруги на некомпенсованій фазі, необхідно ввести в роботу ШР цієї ж фази на іншому кінці лінії.

Запропоновано використовувати компенсаційний реактор не лише під час безструмової паузи ОАПВ, а постійно при роботі повнореакторної групи шунтувальних реакторів. За допомогою проведеного моделювання була доведена безпечність постійного знаходження під напругою компенсаційного реактора. Постійно діюча чотирипроменева схема дозволяє підвищити надійність роботи ОЕС України. Це досягається за рахунок відсутності потреби у використанні автоматики керування введення в роботу компенсаційного реактора, яка могла дати збій та призвести до порушення спрацювання ОАПВ. За рахунок ліквідації автоматики керування введення в роботу компенсаційного реактора зменшується потреба у додатковому коштовному комутаційному устаткуванні.

Також унаслідок постійного використання так званої чотирипроменевої реакторної схеми (з постійно ввімкненим нульовим реактором) зменшуються сумарні втрати енергії у них. Відповідно до статистики роботи повнореакторних груп за період в один рік, така економія енергії призвела б до заощадження грошових коштів на суму понад 440 тисяч гривень на рік (без ПДВ та без врахування вартості дотаційних сертифікатів) на восьми реакторних групах, оснащених компенсаційними реакторами.

---

Посилання [10], [22], [26], [40], [41], [46], [65], [75], [95], [99], [100], [113], [117], [135] див. список використаних джерел стор. 122 – 135.

## РОЗДІЛ 3

### НЕПОВНОФАЗНІ РЕЖИМИ РОБОТИ ЛЕП НВН

#### 3.1 Вихідні положення

Одним із видів несиметричної роботи ЛЕП НВН є неповнофазний режим роботи. Зазвичай він виникає внаслідок аварійного короткочасного вимкнення однієї або декількох фаз лінії при коротких замкненнях на лініях. Також неповнофазний режим виникає під час планових/позапланових ремонтних роботах на одній або двох фазах лінії. Також зазначений режим використовується як спеціальний захід під час плавки ожеледі.

Актуальність використання тривалих неповнофазних режимів можна пояснити низкою причин. По-перше, сьогодні в Україні спостерігається швидке зростання споживання електроенергії з одночасним відставанням будівництва нових ЛЕП НВН. По-друге, це існування диспропорції в розподілі генеруючих потужностей на території країни, внаслідок чого доводиться передавати значні потужності на великі відстані. По-третє, з'явилась велика кількість порівняно малопотужних споживачів, що отримують електричну енергію по одноланцюгових ЛЕП НВН, довжиною до сотень кілометрів [78]. Як показує практика, при зростанні довжини лінії ймовірність і планових, і раптових відімкнень збільшується [78].

Використання тривалих неповнофазних режимів роботи електропередавання дозволяє істотно підвищити надійність електропостачання споживачів, оскільки навіть унаслідок аварійних або планових вимкнень однієї або двох фаз лінії споживач буде отримувати електроенергію, хоча і в обмеженому обсязі. Також варто враховувати, що значна у час експлуатація електропередач у неповнофазних режимах роботи обмежена різким зменшенням якості електричної енергії й економічності роботи електричної системи.

Це пояснюється тим, що виникнення у системі струмів і напруг зворотної та нульової послідовностей при несиметричних режимах роботи призводить до додаткових втрат потужності в поздовжніх та поперечних елементах схеми електропередавання і погіршення техніко-економічних показників режиму роботи лінії [3, 113].

Як вже зазначалося у розділі 1.3, характерною особливістю роботи ЛЕП НВН у неповнофазному режимі є зміна каналу проходження струму пошкодженої фази, а саме його перехід з пошкодженої фази у триси та землю на доволі значну глибину. Значна частина енергії магнітного поля виявляється зосередженою у землі на значних теренах, вертикальний простір якого перевищує один кілометр. З протилежного боку електричне поле ЛЕП обмежене поверхнею землі. Саме тому електромагнітне поле лінії електропередач лишається незбалансованим, що натомість призводить до зменшення швидкості розповсюдження електромагнітної хвилі вздовж ЛЕП та збільшення хвильового опору непошкоджених фаз. Така незбалансованість електромагнітних полів навколо ліній НВН, які працюють в несиметричному режимі, істотно погіршує умови роботи ліній зв'язку і ліній електропередавання більш низьких класів номінальної напруги, що розташовані поблизу ліній, за рахунок індукування в них великих, часто недопустимих ЕРС.

Також несиметричні режими характеризуються зсувом нейтралі трифазної системи напруг (виникає напруга зсуву), що зумовлює підвищення рівня напруги в одних та зменшення в інших фазах. Це може спричинити виникнення недопустимих перенапруг, які жорстко обмежені за умовами роботи лінійної ізоляції ліній НВН. Зсув нейтралі негативно відображається на режимах роботи приймачів електричної енергії, напруга на затискачах яких виявляється істотно вищою чи нижчою від свого номінального значення. Збільшення струмів в окремих фазах лінії у несиметричних режимах може призвести до неприпустимого перегріву струмопровідних елементів, передусім обмоток трансформаторів, генераторів та двигунів. У несиметричних режимах роботи електропередавання істотно зменшується її пропускна здатність унаслідок зниження стійкості паралельної роботи об'єднаних енергосистем.

Враховуючи інженерно-технічні труднощі, що виникають при тривалих нефовнофазних режимах експлуатації ЛЕП НВН, такі режими в Україні на поточний час не використовуються.

Короткотермінові неповнофазні режими зазвичай виникають під час процесу однофазного автоматичного повторного ввімкнення при аварійному відключенні однієї з фаз лінії [10, 49, 51].

Після відключення аварійної фази ЛЕП НВН з обох боків на неї здійснює вплив дві фази, що лишилися в роботі. Цей вплив здійснюється через ємнісні та індуктивні зв'язки та призводить до протікання у місці замкнення на землю струму підживлення електричної дуги, а після її згасання з'явлення відновлювальної на відключеній фазі напруги. Цю напругу ще називають наведеною.

Із збільшенням номінальної напруги, довжини лінії і ступеня її завантаження вплив непошкоджених фаз стає все більш істотним.

### 3.2 Моделювання усталеного двофазного режиму роботи ЛЕП НВН

Як вже було зазначено, такі режими роботи не практикуються на лініях надвисокої напруги, проте вони створюють значний інтерес з наукової точки зору. Вперше за допомогою моделювання були досліджені тривалі (тридцятихвилинні) усталені неповнофазні режими роботи магістральних електричних мереж. Було виконано перевірку практичної можливості застосування таких режимів. З огляду на те, що переважна більшість ремонтних робіт (аварійних чи планових) на лініях такого класу припадає на пофазне виконання, практична можливість застосування неповнофазних режимів ліній надвисокої напруги є неоціненним здобутком для надійної роботи ОЕС України, особливо за умов планування паралельної роботи з електромережою ENTSO-E.

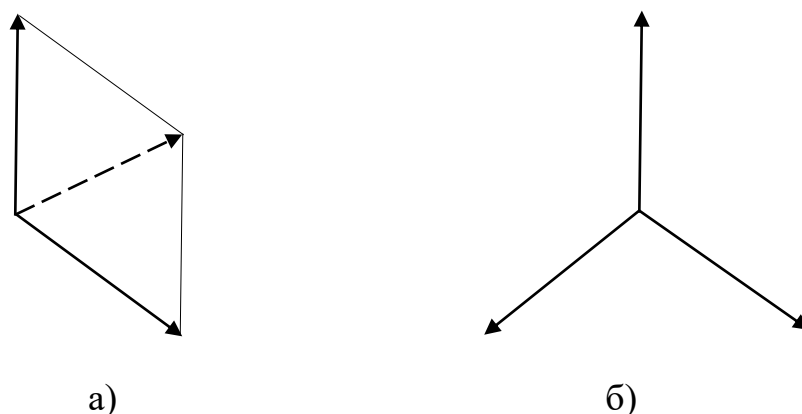


Рис. 3.1 Загальна векторна діаграма струмів у ЛЕП НВН

На рис. 3.1 а) зображена векторна діаграма струмів у кінці лінії, а на рис. 3.1 б) – на самій лінії.

Для визначення падіння напруги на невідключених фазах застосовуються наступні формули [41]

$$\begin{aligned} \Delta U_1 &= (R_0 + j\omega L)\ell I_1 + j\omega M_{12}\ell I_2 + j\omega M_{1зем}\ell I_{зем} = \\ &= \left( R_0 + \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{H_{зем}}{D} + j\omega \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{\sqrt{DH_{зем}}}{r_e} \right) \ell I_1, \end{aligned} \quad (3.1)$$

де  $H_{зем}$  – глибина повернення сумарного струму, м;  $\mu_0$  - магнітна стала, що дорівнює  $4\pi 10^{-7}$  Гн/м;  $r_e$  - еквівалентний радіус розщепленої фази;  $M_{12}$  - взаємна індукція двох працюючих фаз;  $M_{1зем}$  - взаємна індукція між працюючою фазою та еквівалентного зворотного провода у землі;  $D$  - відстань між непошкодженими фазами.

$$\begin{aligned} \Delta U_2 &= (R_0 + j\omega L)\ell I_2 + j\omega M_{12}\ell I_1 + j\omega M_{1зем}\ell I_{зем} = \\ &= \left( R_0 + \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{H_{зем}}{D} + j\omega \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{\sqrt{DH_{зем}}}{r_e} \right) \ell I_2, \end{aligned} \quad (3.2)$$

У зазначених формулах при визначенні падіння напруги на працюючих фазах задіяні додаткові елементи. У формулах визначення втрат напруги вони протилежного знаку, тобто сумарно додатковий активний опір у лінії відсутній. У випереджаючій фазі додатковий активний опір має додатній знак, а у відстаючій – від’ємний. Це означає, що у випереджаючій фазі є додаткові втрати напруги, а у відстаючій – здійснюється додатковий приріст напруги за рахунок обміну енергією між фазами. Зазначений додатковий активний опір майже на порядок більший за погонний активний опір проводів та приблизно співрозмірний з індуктивним опором лінії. Слід зазначити, що за наявності в лінії грозозахисних тросів, а на ЛЕП НВН усі лінії їх мають, частина зворотного струму протікає саме по цих тросах. У випадку наявності грозозахисних тросів обов’язково слід враховувати індуктивність між проводами робочих фаз та кожен із наявних грозозахисних тросів. Тому падіння напруги на ділянці лінії  $\ell$  буде визначатись за наступними формулами[41]:

- на випереджаючій фазі

$$\begin{aligned} \Delta U_1 &= (R_0 + j\omega L)\ell I_1 + j\omega M_{12}\ell I_2 + \frac{1}{3}j\omega\ell I_{зем}(M_{1зем} + M_{1т1} + M_{1т2}) = \\ &= \left( R_0 + \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{\omega\mu_0}{2\pi} \ln \frac{\sqrt[3]{H_{зем}D_{фаза-т1}D_{фаза-т2}}}{D} + j\omega \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \sqrt{\frac{D^3 \sqrt[3]{H_{зем}D_{фаза-т1}D_{фаза-т2}}}{r_e}} \right) \ell I_1, \quad (3.3) \end{aligned}$$

- на відстаючій фазі

$$\begin{aligned} \Delta U_2 &= (R_0 + j\omega L)\ell I_2 + j\omega M_{21}\ell I_1 + \frac{1}{3}j\omega\ell I_{зем}(M_{2зем} + M_{2т1} + M_{2т2}) = \\ &= \left( R_0 - \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{\omega\mu_0}{2\pi} \ln \frac{\sqrt[3]{H_{зем}D_{фаза-т1}D_{фаза-т2}}}{D} + j\omega \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \sqrt{\frac{D^3 \sqrt[3]{H_{зем}D_{фаза-т1}D_{фаза-т2}}}{r_e}} \right) \ell I_2, \quad (3.4) \end{aligned}$$

Також необхідно зацентувати увагу на зниженні пропускну́ї спроможності лінії. Зазвичай вона складає близько 60 % від натуральної потужності трифазного режиму лінії, це пов'язано з тим, що у двофазному режимі швидкість розповсюдження електромагнітної хвилі менша на 5 %, а хвильова довжина лінії більша на 5 % [41].

Для ЛЕП незначної протяжності, коли хвильові процеси ще не проявляються ( $l \leq 300$  км), зниження натуральної потужності не обмежує її пропускну спроможність. Вона визначається виключно перетином проводів та у двофазному режимі складає  $2/3$  пропускну́ї спроможності трифазного режиму [5, 41].

Для визначення рівнів напруг на фазах ЛЕП НВН ОЕС України було проведено моделювання режимів неповнофазних режимів роботи та здійснено порівняння повнофазного (вихідного) режиму з неповнофазним (двофазним) режимом.

Під час проведення моделювання визначино можливий вплив часу відключення фазних вимикачів на рівень перенапруг. При проведенні моделювання здійснювалось відключення фази *B*.

Фазні вимикачі розташовані один від одного за сотні кілометрів, тому одночасне планове їх відключення є неможливим з технічної точки зору. Під час проведення дослідів були змодельовані наступні можливі варіанти відключення фази:

- одночасне відключення вимикачів у час  $t_1=t_2=0,1$  с;
- вимикач з боку живлення ЛЕП вимикається у час  $t_1=0,3$  с, а вимикач з боку приймача живлення вимикається у час  $t_2=0,1$  с;
- вимикач з боку живлення ЛЕП вимикається у час  $t_1=0,1$  с, а вимикач з боку приймача живлення вимикається у час  $t_2=0,3$  с.

Отримані результати моделювання викладено у табл. 3.1.

Таблиця 3.1

## Залежність зростання напруги від часу спрацювання вимикачів

назва лінії	фаза	початковий повнофазний режим		неповнофазний режим, відключена фаза В на початку лінії у час $t_1$ , у кінці лінії у час $t_2$									
				$t_1=t_2$		$t_1>t_2$				$t_1<t_2$			
		$U_{\text{поч.}}$	$U_{\text{кін.}}$	$U_{\text{поч.}}$	$U_{\text{кін.}}$	$U_{\text{поч.}}$		$U_{\text{кін.}}$		$U_{\text{поч.}}$		$U_{\text{кін.}}$	
		В.О.	В.О.	В.О.	В.О.	В.О.		В.О.		В.О.		В.О.	
						$t_1$	$t_2$	$t_1$	$t_2$	$t_1$	$t_2$	$t_1$	$t_2$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ЮУАЕС-Вінницька 750	A	1,008	1,015	0,986	1,033	1,019	1,019	1,033	1,033	1,051	1,051	1,033	1,033
	B	1,008	1,015	0,560	0,556	1,240	1,471	1,557	1,453	0,160	0,253	0,120	0,213
	C	1,008	1,015	1,003	0,931	1,046	1,046	0,931	0,931	1,015	1,015	0,931	0,931
РАЕС-Київська	A	1,003	1,018	1,003	1,019	1,016	1,016	1,042	1,042	0,981	0,981	1,059	1,059
	B	1,003	1,018	0,547	0,527	1,216	1,455	1,521	1,427	0,187	0,247	0,113	0,220
	C	1,003	1,018	1,003	1,019	1,040	1,040	0,932	0,932	0,997	0,997	0,932	0,932
ХАЕС-Київська	A	1,003	1,009	0,997	1,033	1,017	1,017	1,043	1,043	0,989	0,989	1,041	1,041
	B	1,003	1,009	0,463	0,440	1,213	1,385	1,391	1,379	0,147	0,240	0,089	0,223
	C	1,003	1,009	0,999	0,941	1,031	1,031	0,941	0,941	0,999	0,999	0,941	0,941
Вінницька 750-Київська	A	1,015	1,006	1,005	1,018	1,009	1,009	1,015	1,015	1,005	1,005	1,018	1,018
	B	1,015	1,006	0,480	0,453	1,133	1,318	1,327	1,240	0,121	0,227	0,061	0,208
	C	1,015	1,006	1,014	0,961	1,019	1,019	0,963	0,963	1,014	1,014	0,961	0,961
Київська-Чорнобильська	A	0,996	1,005	0,993	1,005	0,993	0,993	1,005	1,005	0,996	0,996	1,010	1,010
	B	0,996	1,005	0,116	0,121	1,001	1,205	1,004	1,212	1,069	0,683	1,080	0,733
	C	0,996	1,005	0,994	1,004	0,993	0,993	1,003	1,003	0,997	0,997	1,006	1,006
Вінницька 750-З.Українська	A	1,013	1,002	0,984	1,017	0,993	0,993	1,005	1,005	0,984	0,984	1,016	1,016
	B	1,011	1,000	0,547	0,507	1,227	1,517	1,691	1,481	0,196	0,253	0,084	0,220
	C	1,013	1,002	1,013	0,906	1,030	1,030	0,910	0,910	1,013	1,013	0,906	0,906
ЮУАЕС-Дніпровська	A	1,002	1,010	0,985	1,044	1,016	1,016	1,036	1,036	0,985	0,985	1,048	1,048
	B	1,002	1,010	0,507	0,487	1,213	1,423	1,451	1,408	0,156	0,213	0,093	0,173
	C	1,002	1,010	1,003	0,931	1,036	1,036	0,931	0,931	0,997	0,997	0,931	0,931
Донбаська-Запорізька	A	1,003	1,003	0,994	1,021	0,994	0,994	1,021	1,021	0,995	0,995	1,021	1,021
	B	1,003	1,003	0,460	0,469	1,173	1,256	1,314	1,228	0,127	0,200	0,123	0,173
	C	1,003	1,003	1,000	0,956	1,000	1,000	0,956	0,956	0,999	0,999	0,956	0,956

<i>Продовж. табл. 3.1</i>													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ЗАЕС-Запорізька	A	1,001	0,997	0,991	1,014	1,014	1,014	1,015	1,015	0,991	0,991	1,017	1,017
	B	1,001	0,997	0,427	0,413	1,107	1,326	1,311	1,293	0,111	0,213	0,063	0,200
	C	1,001	0,997	0,998	0,948	1,020	1,020	0,948	0,948	1,010	1,010	0,948	0,948
ЗАЕС-Ю.Донбаська	A	1,004	1,009	0,990	1,038	1,017	1,017	1,036	1,036	0,990	0,990	1,042	1,042
	B	1,004	1,009	0,453	0,447	1,203	1,334	1,320	1,400	0,147	0,227	0,084	0,203
	C	1,004	1,009	1,004	0,941	1,030	1,030	0,941	0,941	1,010	1,010	0,941	0,941
Дніпровська-Запорізька	A	1,008	1,002	1,008	1,018	1,008	1,008	1,014	1,017	1,008	1,008	1,022	1,022
	B	1,008	1,002	0,507	0,493	1,190	1,274	1,334	1,273	0,119	0,213	0,075	0,173
	C	1,008	1,002	1,015	1,002	1,008	1,017	1,002	1,002	1,015	1,015	1,002	1,002
РАЕС-З.Українська	A	1,004	1,001	0,987	1,003	0,986	0,986	1,010	1,010	0,987	0,987	1,009	1,009
	B	1,004	1,002	0,444	0,416	1,295	1,349	1,467	1,333	0,129	0,213	0,084	0,203
	C	1,004	1,001	1,003	0,948	1,003	1,003	1,001	1,001	1,003	1,003	1,001	1,001

Таким чином, проаналізувавши отримані результати, на робочих фазах напруга змінюється незначно, в основному у межах допустимих відхилень для даного класу напруг  $\pm 5\%$  від номінальної напруги.

Найбільші коливання амплітудних значень напруги спостерігаються саме на відключеній фазі та значною мірою залежать від часу відключення фази. Узагальнені графіки залежностей підвищення напруги на фазі, що відключається від часу спрацювання вимикачів, наведено на рис. 3.2.

З побудованих графіків чітко простежується закономірність, що напруга на відключеній фазі у момент вимикання вимикачів за рахунок взаємоіндукції зростає та має спадаючий характер. Найбільші значення амплітуд спостерігаються у випадку, коли першим спрацьовує вимикач з боку споживача. Це пояснюється переходом навантаженої лінії у режим холостого ходу. Найменший рівень амплітуд напруги спостерігається при відключенні лінії спочатку з боку живлення, а потім з протилежного кінця. При одночасному відключенні фази спостерігається спадаюча напруга на фазі, що приблизно дорівнює половині номінальної напруги.

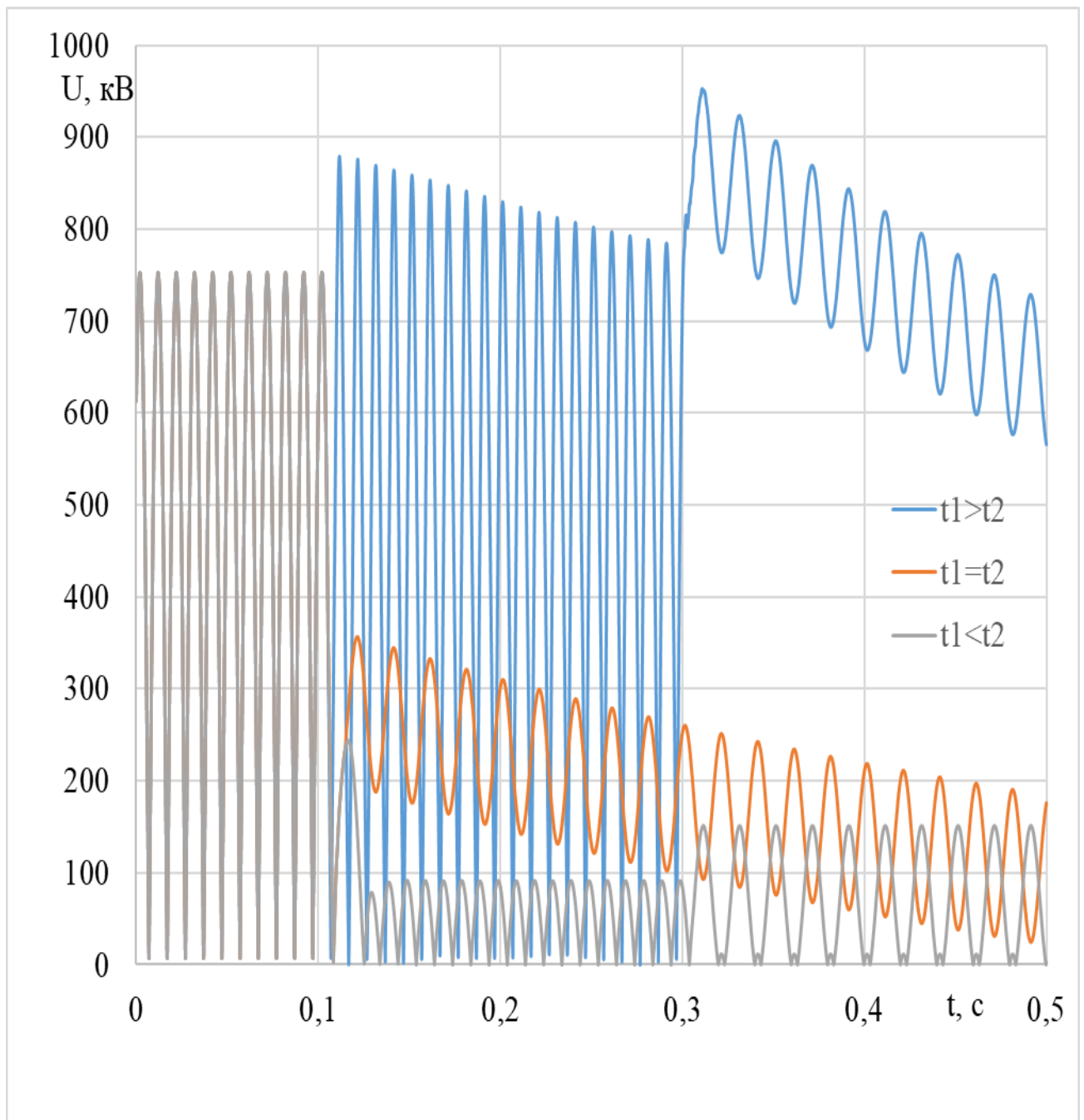


Рис. 3.2 Залежності підвищення напруги на фазі, що відключається від часу спрацювання вимикачів

Тож були зроблені висновки, що напруга на фазах, які лишаються у роботі, знаходиться у допустимих межах. Напруга на фазі, що відключається, має аномальні зростання виключно у випадку, коли фаза відключається спочатку з боку споживача, а потім з боку живлення.

Проте у зв'язку з технічною неможливістю здійснити одночасне спрацювання двох вимикачів на кінцях фази, що відключається, для недопущення неприпустимого зростання на ній напруги необхідно спочатку здійснити відключення вимикача з боку живлення, а потім з боку споживача.

Також неабиякий інтерес з наукової точки зору становить повернення з неповнофазного режиму у повнофазний.

Для дослідження цього процесу використовувалися розроблені моделі діючих високовольтних ліній електропередач ОЕС України. При моделюванні процесу повернення неповнофазного режиму у повнофазний у якості початкових умов використовувався усталений двофазний режим роботи лінії (у роботі знаходилися фази *A* та *C*). Включення фази *B* може відбуватися з наступними варіантами:

- одночасне ввімкнення вимикачів у час  $t_1=t_2=0,1$  с;
- вимикач з боку живлення ЛЕП вмикається у час  $t_1=0,3$  с, а вимикач з боку приймача живлення вмикається у час  $t_2=0,1$  с;
- вимикач з боку живлення ЛЕП вмикається у час  $t_1=0,1$  с, а вимикач з боку приймача живлення вмикається у час  $t_2=0,3$  с.

Отримані результати моделювання викладено у табл. 3.2.

Під час проведення досліджень та аналізу отриманих результатів було за допомогою проведеного моделювання підтверджено повернення напруги на працюючих фазах до рівня повнофазного квазісиметричного режиму роботи без значних коливань та стрибків. Наступним отриманим результатом було дослідне підтвердження, що найнижчий рівень комутаційних перенапруг спостерігається при одночасному ввімкненні вимикачів, а також у випадку, коли спершу вмикається вимикач фази з боку приймача, а потім з генераторного боку.

Узагальнені графіки залежностей підвищення напруги на фазі, що вмикається в залежності від часу спрацювання вимикачів, наведено на рис. 3.3.

Таблиця 3.2

**Залежність зростання напруги на фазі *B* від часу спрацювання  
вимикачів при її ввімкненні**

назва лінії	повнофазний режим		включення фази <i>B</i> на початку лінії у час $t_1$ , у кінці лінії у час $t_2$									
			$t_1=t_2$		$t_1>t_2$				$t_1<t_2$			
	Упоч.	Укін.	Упоч.	Укін.	Упоч.		Укін.		Упоч.		Укін.	
					в.о.		в.о.		в.о.		в.о.	
	в.о.	в.о.	в.о.	в.о.	t1	t2	t1	t2	t1	t2	t1	t2
ЮУАЕС-Вінницька 750	1,008	1,015	1,132	1,294	0,187	1,147	0,109	1,327	2,400	1,113	2,400	1,107
РАЕС-Київська	1,003	1,018	1,120	1,289	0,187	1,134	0,124	1,320	1,686	1,003	2,361	1,019
ХАЕС-Київська	1,003	1,009	1,189	1,326	0,149	1,195	0,087	1,340	1,641	1,003	2,129	1,009
Вінницька 750-Київська	1,015	1,006	1,273	1,326	0,109	1,265	0,056	1,320	1,837	1,013	2,212	1,003
Київська-Чорнобильська	0,996	1,005	1,738	2,104	0,097	1,738	0,123	2,101	1,739	1,228	2,101	1,204
Вінницька 750-3.Українська	1,011	1,000	1,095	1,197	0,180	1,111	0,072	1,220	1,740	1,012	2,465	1,000
ЮУАЕС-Дніпровська	1,002	1,010	1,140	1,307	0,160	1,154	0,089	1,331	1,718	1,013	2,321	1,013
Донбаська-Запорізька	1,003	1,003	1,262	1,387	0,129	1,278	0,075	1,398	1,694	1,080	2,111	1,280
ЗАЕС-Запорізька	1,001	0,997	1,244	1,311	0,104	1,243	0,057	1,305	1,794	1,120	2,197	1,013
ЗАЕС-Ю.Донбаська	1,004	1,009	1,186	1,323	0,147	1,194	0,083	1,337	1,646	1,107	2,137	1,013
Дніпровська-Запорізька	1,008	1,002	1,271	1,395	0,129	1,278	0,081	1,398	1,694	1,080	2,111	1,080
РАЕС-3.Українська	1,004	1,002	1,144	1,229	0,123	1,141	0,069	1,233	1,623	1,004	2,200	0,999

Таким чином у результаті проведених досліджень та моделювань було підтверджено, що повернення неповнофазного режиму роботи ЛЕП НВН у повнофазний необхідно здійснювати шляхом одночасного ввімкнення фази з обох боків або здійснювати ввімкнення фази з боку навантаження, а потім з протилежного боку. Враховуючи, що одночасне ввімкнення вимикачів, розташованих за сотні кілометрів один від одного, технічно неможливо, а також те, що є вірогідність одночасного ввімкнення, що може перейти у небажану послідовність (спочатку ввімкнеться вимикач з генераторного боку), необхідно

при налаштуванні послідовності ввімкнення здійснити чітке, гарантоване налаштування ввімкнення спочатку з боку приймача.

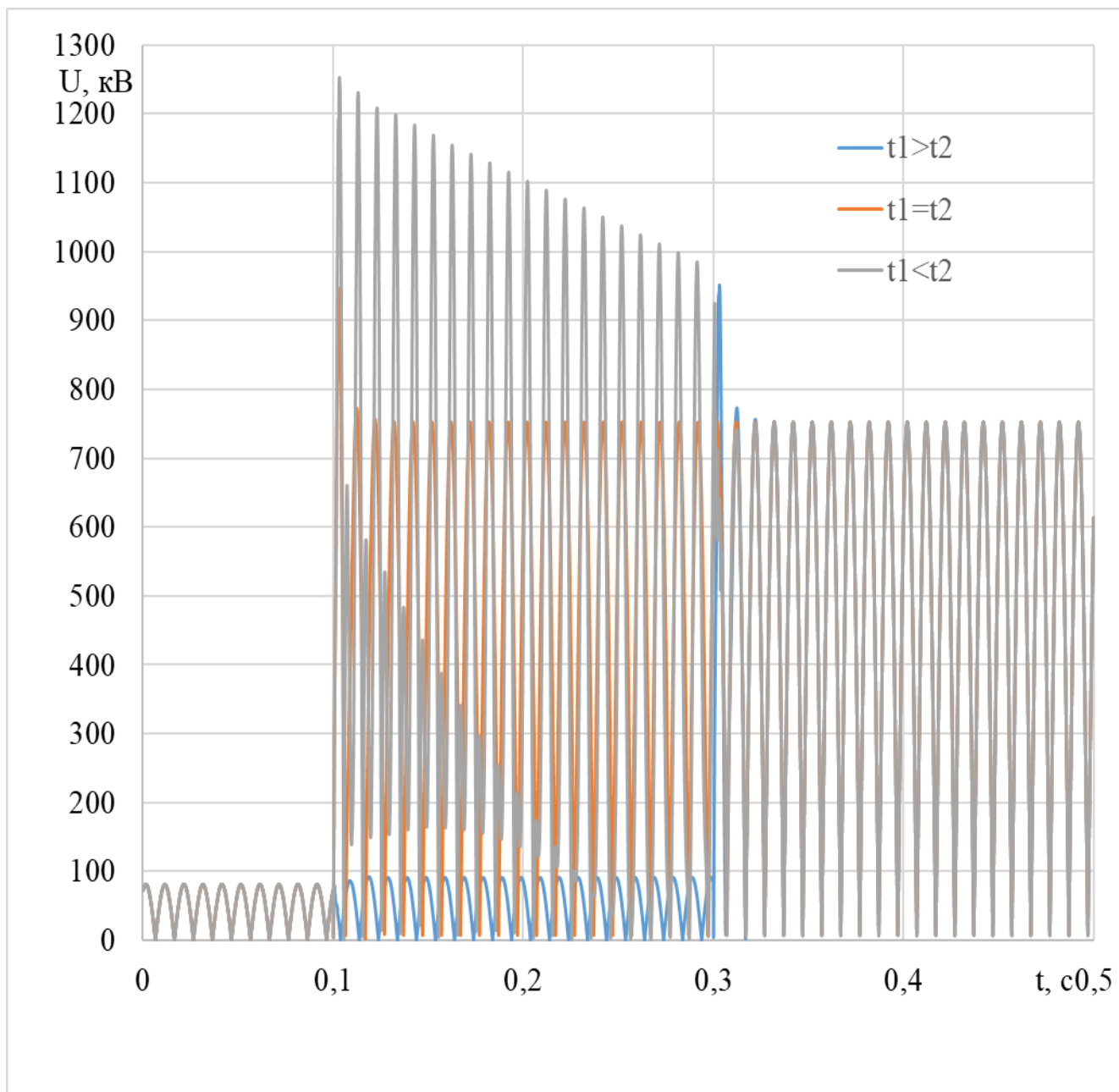


Рис. 3.3 Залежності підвищення напруги на фазі, що вмикається в залежності від часу спрацювання вимикачів

### 3.3 Моделювання усталеного однофазного режиму роботи ЛЕП НВН

Окремим випадком неповнофазного режиму роботи ЛЕП НВН є випадок відключення двох фаз. Таке може відбутися при плановому виведенні в ремонт

двох фаз, а також при плановому чи аварійному відключенні фази на лінії, що працює у неповнофазному режимі. У такому випадку варіанти спрацювання вимикачів значно збільшуються.

Аналіз однофазного робочого процесу з фізичної точки зору значно спрощується у порівнянні з двофазним процесом, оскільки у нейтралі приймального кінця протікає виключно струм однієї фази, який через землю повертається до нейтралі до кінця лінії, з боку якої отримується живлення.

Схема та векторна діаграма струмів однофазного режиму роботи ЛЕП НВН зображені на рис. 3.4 а) та б) відповідно.

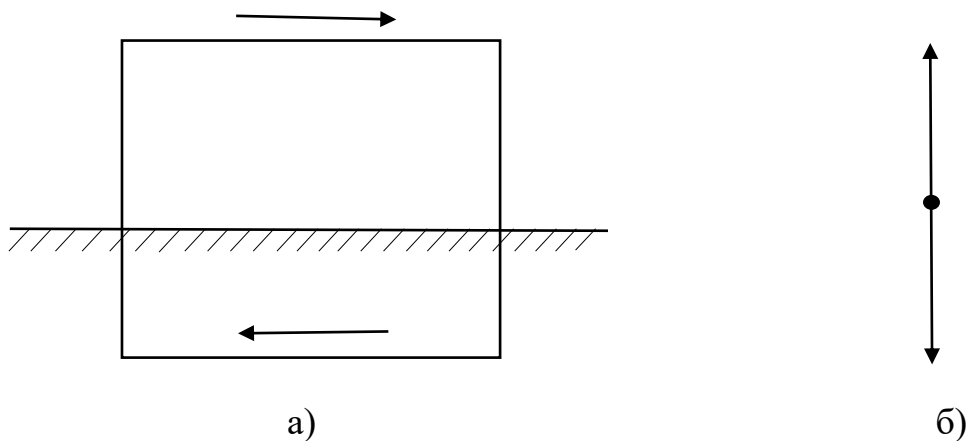


Рис. 3.4 Схема та векторна діаграма струмів режиму роботи ЛЕП НВН

Як зазначено у [4, 16], по одній фазі ЛЕП НВН можливо передати понад 30 % потужності трифазного режиму. При цьому на відміну від двофазного режиму не виникає жодних проблем з регулюванням напруги на лінії як за режиму холостого ходу, так і на максимальному навантаженні, якщо лінія обладнана керованими шунтувальними реакторами.

Було здійснено моделювання переходу основних ЛЕП НВН в ОЕС України з повнофазного режиму в однофазний. Було здійснено порівняння повнофазного (вихідного) режиму з неповнофазним (однофазним) режимом. У роботі залишалася фаза *A*, відповідно фази *B* та *C* відключаються.

Фазні вимикачі розташовані один від одного на значній відстані, тому одночасне планове їх відключення є неможливим з технічної точки зору. Під час проведення дослідів були проведені наступні можливі варіанти відключення фази:

- одночасне відключення вимикачів у час  $t_1=t_2=0,1$  с;
- фазні вимикачі з боку живлення ЛЕП вимикаються у час  $t_1=0,3$  с, а вимикачі з боку приймача живлення вимикаються у час  $t_2=0,1$  с;
- фазні вимикачі з боку живлення ЛЕП вимикаються у час  $t_1=0,1$  с, а вимикачі з боку приймача живлення вимикаються у час  $t_2=0,3$  с.

Отримані результати моделювання викладено у наступній таб. 3.3.

Таблиця 3.3

### Залежність зростання напруги на фазах від часу спрацювання вимикачів

назва лінії	фаза	повнофазний режим		відключення фази В та С на початку лінії у час $t_1$ , у кінці лінії у час $t_2$									
				$t_1=t_2$		$t_1>t_2$				$t_1<t_2$			
		Упоч.	Укін.	Упоч.	Укін.	Упоч.		Укін.		Упоч.		Укін.	
						в.о.		в.о.		в.о.		в.о.	
		в.о.	в.о.	в.о.	в.о.	t1	t2	t1	t2	t1	t2	t1	t2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ЮУАЕС-Вінницька 750	A	1,008	1,015	0,975	0,947	0,975	0,495	0,951	0,949	0,975	0,975	0,951	0,949
	B	1,008	1,015	0,560	0,560	1,204	1,717	1,580	1,680	0,267	0,307	0,153	0,280
	C	1,008	1,015	0,547	0,520	1,220	1,462	1,521	1,463	0,253	0,307	0,135	0,280
РАЕС-Київська	A	1,003	1,018	0,969	0,969	0,969	0,969	1,019	1,019	0,969	0,971	0,955	0,965
	B	1,003	1,018	0,560	0,347	1,293	1,687	1,547	1,620	0,240	0,307	0,135	0,164
	C	1,003	1,018	0,480	0,427	1,223	1,434	1,453	1,428	0,240	0,307	0,136	0,164
ХАЕС-Київська	A	1,003	1,009	0,989	0,976	1,013	0,993	0,965	0,973	0,993	0,993	0,991	0,991
	B	1,003	1,009	0,493	0,483	1,128	1,502	1,453	1,492	0,156	0,271	0,101	0,268
	C	1,003	1,009	0,481	0,468	1,133	1,317	1,391	1,293	0,156	0,271	0,101	0,268
Вінницька 750-Київська	A	1,015	1,006	1,002	1,002	1,001	1,002	1,004	1,005	1,002	1,002	1,004	1,004
	B	1,015	1,006	0,453	0,320	1,133	1,420	1,335	1,426	0,097	0,280	0,063	0,253
	C	1,015	1,006	0,480	0,347	1,135	1,293	1,330	1,287	0,100	0,280	0,063	0,253

<i>Продовж. табл. 3.3</i>													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Вінницька750- З.Українська	A	1,013	1,002	0,978	0,915	0,978	0,978	0,915	0,915	0,978	0,978	0,915	0,915
	B	1,011	1,000	0,533	0,480	1,293	1,737	1,616	1,685	0,227	0,307	0,093	0,280
	C	1,013	1,002	0,520	0,471	1,333	1,488	1,643	1,604	0,227	0,307	0,093	0,280
ЮУАЕС- Дніпровська	A	1,002	1,010	0,976	0,959	0,976	0,976	0,959	0,959	0,976	0,976	1,010	0,959
	B	1,002	1,010	0,507	0,480	1,107	1,543	1,453	1,523	0,187	0,253	0,113	0,240
	C	1,002	1,010	0,480	0,440	1,127	1,374	1,449	1,347	0,187	0,253	0,113	0,240
Донбаська- Запорізька	A	1,003	1,003	0,989	0,975	0,989	0,989	0,975	0,975	0,989	0,989	0,975	0,975
	B	1,003	1,003	0,453	0,440	1,160	1,422	1,337	1,407	0,133	0,227	0,093	0,240
	C	1,003	1,003	0,427	0,420	1,167	1,275	1,314	1,280	0,133	0,227	0,093	0,240
ЗАЕС-Запорізька	A	1,001	0,997	0,986	0,997	0,986	0,987	0,997	0,997	0,986	0,987	0,997	0,997
	B	1,001	0,997	0,440	0,427	1,120	1,435	1,337	1,414	0,120	0,267	0,063	0,253
	C	1,001	0,997	0,433	0,416	1,120	1,256	1,311	1,227	0,120	0,267	0,063	0,253
ЗАЕС-Ю.Донбаська	A	1,004	1,009	0,982	0,966	0,982	0,982	0,966	0,966	0,982	0,982	0,966	0,966
	B	1,004	1,009	0,480	0,467	1,207	1,534	1,427	1,525	0,160	0,273	0,100	0,253
	C	1,004	1,009	0,427	0,416	1,196	1,344	1,400	1,333	0,160	0,273	0,100	0,253
Дніпровська- Запорізька	A	1,008	1,002	0,987	0,983	0,987	0,993	0,970	0,995	0,994	1,000	0,970	0,995
	B	1,008	1,002	0,480	0,473	1,213	1,455	1,347	1,436	0,133	0,253	0,080	0,213
	C	1,008	1,002	0,473	0,463	1,203	1,301	1,333	1,267	0,133	0,253	0,080	0,213
РАЕС-З.Українська	A	1,004	1,001	0,982	0,944	0,982	0,982	0,944	0,944	0,982	0,982	0,944	0,944
	B	1,004	1,002	0,453	0,467	1,280	1,517	1,467	1,488	0,133	0,267	0,067	0,240
	C	1,004	1,001	0,416	0,453	1,293	1,340	1,467	1,481	0,133	0,267	0,067	0,240

Проаналізувавши отримані результати, експериментальним шляхом доведено, що на робочій фазі напруга змінюється незначно, в основному у межах допустимих відхилень для даного класу напруг  $\pm 5\%$  від номінальної напруги.

Максимальні аномальні коливання амплітудних значень напруги спостерігаються саме на відключених фазах та значно залежить від часу відключення фаз. Узагальнені графіки залежностей збільшення напруги на фазах, що відключаються від часу спрацювання вимикачів, наведено на рис. 3.5 (на фазі B) та 3.6 (на фазі C).

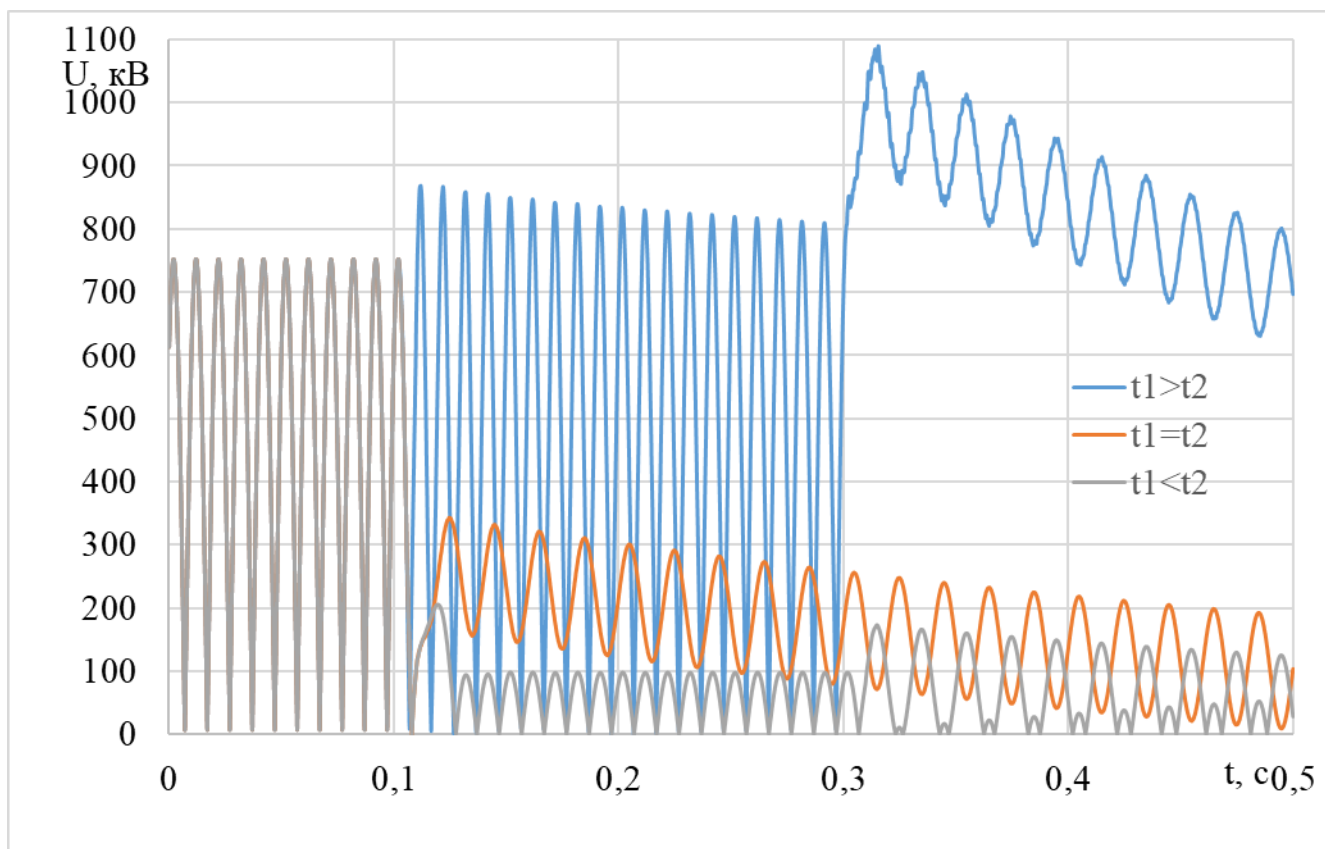


Рис. 3.5 Збільшення напруги на фазах (відключення фази  $B$ )

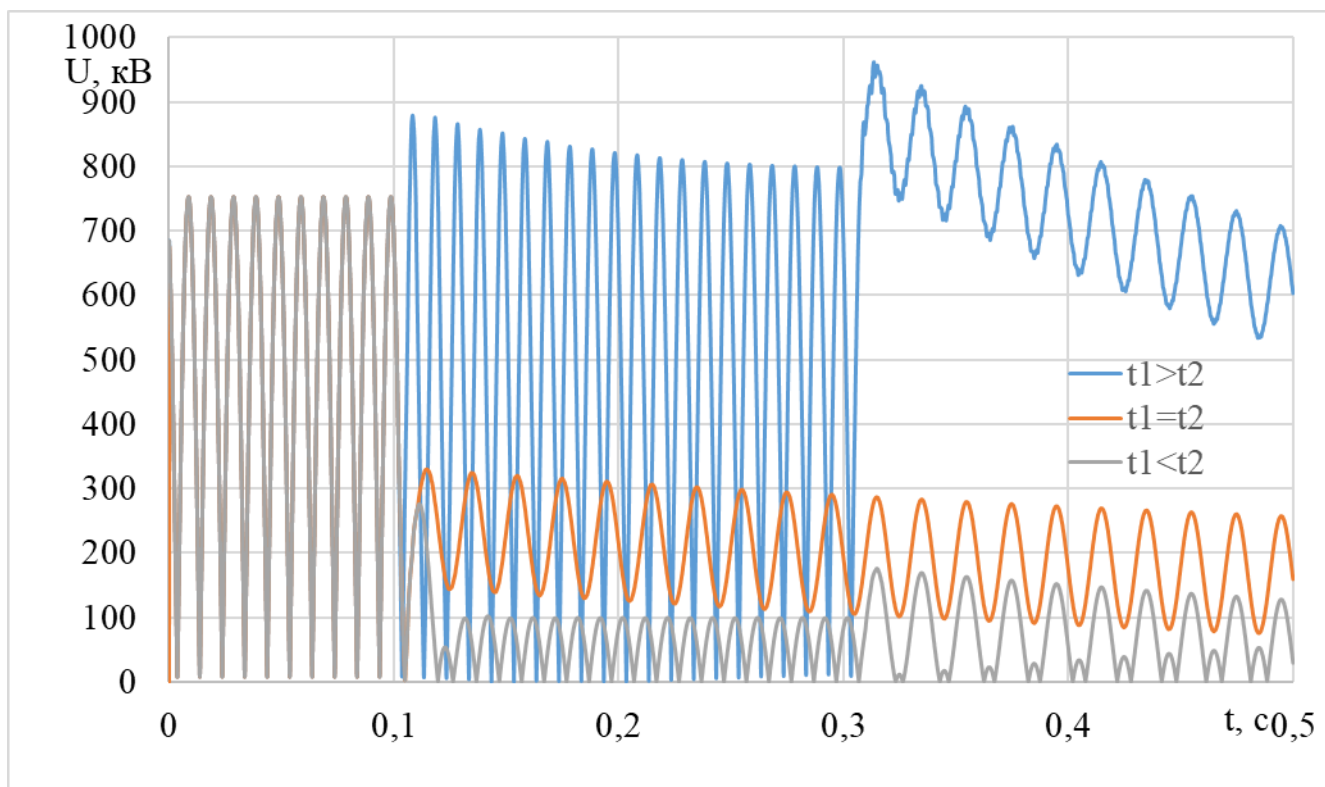


Рис. 3.6 Збільшення напруги на фазах (відключення фази  $C$ )

З побудованих графіків чітко простежується закономірність, що напруга на відключеній фазі у момент вимикання вимикачів за рахунок взаємоіндукції зростає та має спадаючий характер. Найбільші значення амплітуд спостерігаються у випадку, коли першим спрацьовує вимикач з боку споживача.

Це пояснюється переходом навантаженої лінії у режим холостого ходу. Найменший рівень амплітуд напруги спостерігається при відключенні фаз спочатку з боку живлення, а потім з протилежного кінця. При одночасному відключенні фази спостерігається спадаюча напруга на фазі, що приблизно дорівнює половині номінальної напруги.

Таким чином можна зробити висновки, що напруга на фазі, яка лишається у роботі, знаходиться у допустимих межах. Напруга на фазах, що відключаються, має аномальні зростання виключно у випадку, коли фази відключаються спочатку з боку споживача, а потім з боку живлення.

Проте у зв'язку причинами, окресленими раніше, для недопущення неприпустимого зростання напруги на фазах, що відключаються, необхідно спочатку здійснити відключення вимикачів з боку живлення, а потім з боку споживача.

При розгляді та аналізі переведення однофазного режиму роботи у повнофазний спостерігалися аналогічні тенденції, що й при поверненні двофазного режиму у повнофазний, тобто повернення напруги на працюючих фазах до рівня повнофазного квазісиметричного режиму роботи без значних коливань та стрибків. Це забезпечується за умов ввімкнення лінійних вимикачів спочатку з боку приймача електричної енергії, а потім з боку живлення.

### 3.4 Висновки до розділу 3

Особливістю роботи МЕМ у неповнофазному режимі є зміна каналу струму відключеної фази – перехід струму з відключеної фази у грозозахисні троси та у землю на значну глибину.

Частина енергії магнітного поля розосереджується на значній площі, що призводить до його незбалансованості. Це призводить до зменшення швидкості розповсюдження електромагнітної хвилі вздовж ЛЕП НВН та збільшення хвильового опору фаз, що знаходяться у роботі. Незбалансованість електромагнітного поля призводить до значного впливу МЕМ на канали зв'язку.

Наразі в ОЕС України не застосовується використання неповнофазних режимів роботи МЕМ протягом тривалого часу (на час ремонтних робіт однієї чи декількох фаз лінії), лише на період роботи ОАПВ. Проте застосування зазначеного режиму роботи сприятиме значному підвищенню надійності роботи енергосистеми в цілому та зменшенню кількості мережних обмежень, які виникають при повністю відключеній ЛЕП НВН.

Експериментальним шляхом доведено, що на робочій фазі напруга змінюється незначно, в основному у межах допустимих відхилень для даного класу напруг  $\pm 5\%$  від номінальної напруги.

Неповнофазні режими не застосовуються на практиці через існуючі налаштування релейного захисту та автоматики (РЗА) МЕМ, які при наявності несиметрії струмів дають команду на відключення лінії. Другим аспектом невикористання неповнофазних режимів є відсутність методології щодо застосування та ведення режиму при неповнофазній роботі МЕМ.

Результатами роботи цього розділу було науково підтверджено за допомогою моделювання надійність та практичність роботи ЛЕП НВН у неповнофазному режимі з точки зору впливу перенапруг. Для його застосування на практиці необхідно змінити налаштування РЗА ліній або застосувати спеціальні симетруючі пристрої для коректної роботи РЗА з існуючими налаштуваннями.

При моделюванні режимів роботи ЛЕП НВН у неповнофазних режимах вперше була визначена послідовність роботи лінійних вимикачів: при переведенні лінії у неповнофазний режим необхідно спочатку здійснити відключення вимикачів з боку живлення, а потім з боку споживача; при поверненні у повнофазний режим необхідно здійснити чітке, гарантоване

ввімкнення спочатку з боку приймача електричної енергії, а потім з боку живлення. Виконання такої послідовності спрацювання вимикачів сприятиме недопущенню неприпустимого зростання напруги на фазах, що відключаються/включаються.

Також було експериментально підтверджено, що на фазах, які лишаються в роботі при неповнофазному режимі МЕМ, напруга змінюється незначно, в основному у межах допустимих відхилень для даного класу напруг  $\pm 5\%$  від номінальної напруги.

---

Посилання [3], [4], [5], [10], [16], [17], [19], [49], [51], [78], [113] див. список використаних джерел стор. 122 – 134.

## РОЗДІЛ 4

### ВПЛИВ КОНСТРУКТИВНИХ ОСОБЛИВОСТЕЙ ЛЕП НВН ТА СУЧАСНІ ТЕХНОЛОГІЇ ДЛЯ ОБМЕЖЕННЯ ПЕРЕНАПРУГ

#### 4.1 Вихідні положення

Сучасний світ характеризується високими інформаційними технологіями та економічністю виробництва. Застосування цих двох складових є запорукою успіху будь-якої галузі. Енергетика – не виняток.

Уже понад 15 років у світі енергетики, та не тільки, отримав поширення такий термін, як Smart Grid, що в перекладі з англійської означає інтелектуальна мережа.

Існує декілька визначень цього терміну [55]:

- SMART GRID - це електричні мережі, що задовольняють майбутні вимоги щодо енергоефективності та економічності функціонування енергосистеми за рахунок скоординованого керування і за допомогою сучасних двосторонніх комунікацій між елементами електричних мереж, електричними станціями, акумулюючими джерелами та споживачами;

- SMART GRID - це повністю автоматизована енергетична система, що забезпечує двосторонній потік електричної енергії та інформації між електричними станціями і пристроями повсюдно. Smart Grid за рахунок застосування новітніх технологій, інструментів і методів наповнює електроенергетику «знаннями», що дозволяють різко підвищити ефективність функціонування енергетичної системи;

- SMART GRID - концепція повністю інтегрованої, саморегулюючої і самовідновлювальної електроенергетичної системи, що має мережеву топологію і включає в себе всі генеруючі джерела, магістральні і розподільчі мережі, усі види споживачів електричної енергії, керовані єдиною мережею інформаційно-керуючих пристроїв і систем в режимі реального часу.

Визначення Smart Grid відображає низку можливостей інтелектуалізації електроенергетики відповідно до особливостей та завдань розвитку країни, які стоять перед енергетичним комплексом кожної з країн. Необхідно зауважити, що впровадження Smart Grid систем спрямоване на забезпечення енергетичної безпеки України, тобто здатності держави забезпечити максимально надійне, технічно безпечне, екологічне та обґрунтовано достатнє енергозабезпечення економіки та населення [73].

Відповідно до [55] для інтелектуальної мережі існують наступні визначення та атрибути:

За класифікацією, що використовується у США:

- здатність самостійного відновлення після збурень в енергосистемі;
- забезпечення активної участі споживачів у регулюванні енергоспоживання в мережі;
- відмовостійкість в умовах фізичних і кібернетичних атак;
- забезпечення якісної енергії відповідно до вимог XXI століття;
- поєднання всіх варіантів генерації та накопичення енергії;
- можливість реалізації нових продуктів, послуг та ринків;
- оптимальне використання виробничих засобів і підвищення експлуатаційної ефективності.

За класифікацією Комісії Євросоюзу:

- гнучкість: задоволення вимог споживачів і здатність реагувати на зміни і проблеми в майбутньому;
- доступність: можливість підключення для всіх учасників мережі, для джерел відновлюваної енергії та для ефективних локальних джерел генерації з нульовим або низьким рівнем викиду вуглецю;
- надійність: мережа повинна бути надійною і забезпечувати високу якість подачі енергії, відповідати цифровим стандартам і бути стійкою до можливих ризиків і негативних впливів;
- економічність: за рахунок інновацій, ефективного керування розподілом енергії та рівних умов конкуренції і регулювання.

Відповідно до проєкту «Енергетична стратегія України на період до 2030 року» пріоритетами розвитку електроенергетичної галузі стануть оптимізація структури генеруючих потужностей з урахуванням особливостей залучення до енергетичного балансу відновлюваної енергетики та розвиток мереж електропостачання, що передбачає зниження ступенів трансформації та наближення високовольтних мереж до споживача, підвищення гнучкості системи шляхом реалізації принципу інтелектуальних мереж [98].

Системи автоматичного керування енергією включають у себе розподілені інтелектуальні пристрої та аналітичні інструменти для підтримки комунікації на рівні об'єктів енергосистеми, працюючі в режимі реального часу, операційні додатки нового покоління (SCADA/EMS/NMS), які дають змогу використовувати нові алгоритми та методи керування мережею, в тому числі її активними елементами.

Також використовуються інтегровані системи прийняття рішень, такі, як SCADA, розподілені системи управління і контролю (DMCS), розподілена система поточного контролю процесів генерації (DGMS), автоматична система вимірювань у поточних процесах та багато іншого.

Саме поєднання розподіленої генерації і збереження з системою автоматичного керування та розвинутою системою комунікацій створює віртуальні електричні станції. Основна ідея полягає в тому, що кожен з елементів системи прямо чи опосередковано пов'язаний з контролюючим центром двостороннім зв'язком. Цей зв'язок дозволяє не тільки отримувати дані з приладів обліку, а й керувати генеруючими і споживаючими елементами системи. Система комунікацій повинна мати достатню швидкість передачі даних, великий пропускний канал, забезпечувати мінімальну затримку при передачі даних та мати можливість розширення. У залежності від кількості під'єднаних елементів для оптимізації роботи мережі взаємодія проводиться з окремими елементами, а в разі більших масштабів з кластерами однотипних елементів.

Таким чином були зроблені попередні висновки про перспективність та важливість дослідження інтелектуальних мереж як основи належного функціонування ОЕС України.

У даному розділі роботи розглянутий Smart Grid у концепції використання керованих шунтувальних реакторів, блоків керованої комутації вимикачів та вплив конструктивних особливостей будову ЛЕП НВН.

#### 4.2 Вплив грозозахисного тросу на рівень перенапруг ЛЕП НВН

В об'єднаній електроенергетичній системі України наразі всі лінії електропередавання надвисокої напруги 750 кВ експлуатуються з ізольованими грозозахисними тросами. Проте проектною документацією на будівництво «ПЛ 750 кВ Запорізька АЕС – Каховська з ПС 750 кВ» передбачається заземлення грозозахисного тросу зазначеної лінії [118]. Також не виключені варіанти подальшого переведення існуючих ліній НВН на режим роботи із заземленим грозозахисним тросом. Режим роботи цих тросів впливає на параметри ЛЕП, що призводить до зміни налаштувань автоматики повторних ввімкнень та зміни величин внутрішніх перенапруг. Тому дослідження впливу грозозахисних тросів (ГЗТ) на ЛЕП НВН є актуальною теоретичною та практичною задачею.

Як зазначено у [65], на відміну від перенапруг, що виникають при нормальних проектних схемах експлуатації електричних мереж, аномальні перенапруги характерні для режимів, у яких суттєву роль відіграють відхилення схеми та параметрів елементів від розрахункових значень. Враховуючи значний вплив режиму роботи ГЗТ на параметри ЛЕП, при проектуванні та експлуатації таких ліній повинна бути виконана ретельна перевірка можливості існування необхідних і достатніх умов резонансних перенапруг у даній високовольтній електричній мережі [75].

Для захисту ліній електропередавання від атмосферних перенапруг внаслідок потрапляння прямого удару блискавки у фазу використовуються грозозахисні троси, що підвішуються на опорах вище за фазні проводи. Проте

грозозахисні троси ЛЕП у поєднанні з оптоволоконними каналами також використовуються для організації каналів релейного захисту та високочастотного зв'язку. Відповідно до Правил улаштування електроустановок у якості грозозахисних тросів слід використовувати сталеві канати перетином не менше, ніж  $35 \text{ мм}^2$  з проволоч з межею міцності не менше за  $120 \text{ даН/мм}^2$ . На особливо відповідальних переходах та у зонах хімічного впливу, при використанні грозозахисного троса для високочастотного зв'язку у випадках, коли це необхідно за умовами термічної стійкості, у якості грозозахисного тросу необхідно використовувати проводи загального використання або спеціальні.

Існує декілька варіантів кріплення грозозахисних тросів: ізольовані або заземлені за допомогою високочастотних загороджувачів. Перший варіант характерний для застосування у лініях вищих класів напруги. Другий – застосовується з метою використання тросів для високочастотного зв'язку. При цьому троси поділяють на окремі відрізки які заземлюються у ряді точок траси.

Як відомо, фази ліній електропередавання та грозозахисні троси розміщені несиметрично, внаслідок цього у тросах виникає електрорушійна сила, спричинена проходженням струмів по фазах. Це спричиняє додаткові втрати потужності та створює негативний вплив на режимні параметри електропередачі. Слід відзначити, що вплив тросів на опір нульової послідовності виявляється більшим при менш активному опорі тросів. Виявлено, що ізольовані троси мають такий самий вплив на перенапруги, як і їхня відсутність, а тому у розрахунках розглядаються варіанти, коли грозозахисні троси заземлені або відсутні.

З [16, 113] відоме визначення наступних параметрів нульової послідовності ЛЕП: погонний активний опір нульової послідовності проводів, без впливу грозозахисного троса, визначають за наступним виразом

$$r_{0(0)} = \frac{r_0}{n} + 0,15, \quad (4.1)$$

де  $r_{0(0)}$ - питомий опір струму нульової послідовності, Ом/км;

$r_0$  - питомий опір проводу одного ланцюга лінії, Ом/км;

$n$  - кількість паралельних ланцюгів ліній.

Збільшення погонного активного опору відносно параметрів прямої послідовності на 0,15 Ом/км відбувається внаслідок того, що у контур нульової послідовності входить земля, погонний опір якої складає приблизно 0,15 Ом/км.

Погонний індуктивний опір лінії нульової послідовності, без впливу грозозахисних тросів, складає

$$x_{0(0)} = 0,4351 \lg \frac{D_3}{R_{cz}}, \quad (4.2)$$

де  $R_{cz} = \sqrt[3]{r_\epsilon D_{cep}^2}$  - середньгеометричний радіус фази;

$D_3$  - еквівалентна глибина зворотного струму, що визначається за формулою Карсона. Для оцінювальних розрахунків на теренах України приймають  $D_3 = 1000$  м.

У випадку, коли грозозахисні троси використовуються у якості високочастотних каналів зв'язку, їх не розрізають на окремі складові, а, відповідно, необхідно враховувати вплив тросів на поздовжні параметри схеми заміщення лінії нульової послідовності.

Тоді повний погонний опір нульової послідовності визначають за наступним виразом

$$Z_{0(0)} = Z_{n(0)} + \frac{Z_{m(0)}}{Z_{r(0)}}, \quad (4.3)$$

де  $Z_{n(0)}$  - погонний опір нульової послідовності лінії без урахування контуру трос – земля;

$Z_{m(0)}$  - погонний опір нульової послідовності системи тросів;

$Z_{m(0)}$ - опір нульової послідовності взаємоіндукції між проводом і тросом.

Опір нульової послідовності системи тросів визначається як

$$Z_{T(0)} = \frac{r_T}{n_T} + 0,15 + jx_{T(0)}, \quad (4.4)$$

де  $r_m$ - активний опір троса;

$n_m$ - кількість тросів;

$x_{m(0)}$ - індуктивний опір нульової послідовності системи тросів.

$$x_{T(0)} = 0,435 \lg \frac{D_3}{\sqrt{r_{T.e} D_T}}, \quad (4.5)$$

де  $r_{m.e}$ - еквівалентний радіус троса;

$D_m$ - відстань між тросами.

Опір нульової послідовності взаємоіндукції між проводом і тросом визначають за наступною формулою

$$x_{m(0)} = 0,435 \lg \frac{D_3}{D_{п.т}}, \quad (4.6)$$

де  $D_{n,m}$ - середньгеометрична відстань між проводами і тросом.

Ємнісна провідність нульової послідовності визначається за наступною формулою

$$b_{0(0)} = \zeta \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \frac{2h_{сер}}{\left( \frac{D'_{сер}}{D_{сер}} \right)^2}}, \quad (4.7)$$

де  $\zeta$  - коефіцієнт, що враховує вплив тросів на величину ємнісної провідності нульової послідовності лінії та для надвисокої напруги приймається 1,1;

$h_{сер}$  - середня висота підвісу проводу над землею;

$D'_{сер}$  - середньгеометрична відстань між фазними проводами і їхніми дзеркальними відображеннями.

З огляду на описаний теорією вплив режимів роботи грозозахисних тросів на зміну параметрів ЛЕП, нами було проведено дослідження щодо їх впливу на внутрішні перенапруги при несиметричних режимах роботи магістральних електричних мереж надвисокої напруги на прикладі запроектованої лінії 750 кВ Запорізька АЕС – Каховська. Для цього було порівняно режими роботи лінії шляхом врахування у параметрах схеми заміщення впливу грозозахисних тросів та без врахування. Врахування впливу грозозахисних тросів відповідає режиму роботи заземлених тросів, а без врахування впливу – відповідає ізольованому режиму роботи грозозахисних тросів. Моделювання схеми та дослідження режиму роботи здійснено за допомогою середовища MATLAB/Simulink. Вихідними умовами для розрахунку параметрів ЛЕП вважалися, що її довжина складає 190 км; фази виконані з проводу АС-300/66 та розщеплені на п'ять проводів; крок розщеплення 500; опори типу ПБ 750; використовується два грозозахисні троси, які виконані з проводу марки АС-70/72. Враховуючи зазначені дані та вищенаведені формули, для врахування впливу грозозахисних тросів на параметри схеми заміщення нульової послідовності були отримані наступні розрахункові величини, викладені у табл. 4.1.

Під час проведення попереднього аналізу отриманих результатів параметрів

ЛЕП можна зробити висновки, що зростання опору та провідності нульової послідовності у варіанті з заземленням грозозахисного тросу сприятимуть збільшенню втрат потужності та водночас сприятимуть зниженню рівня перенапруг під час короткого замкнення на непошкоджених фазах. У результаті проведення розрахунків була побудована залежність максимального підвищення напруги на непошкоджених фазах ЛЕП у залежності від вхідної напруги на початку лінії. Дослідження проводились для моделей з урахуванням впливу грозозахисного тросу та без урахування зазначеного впливу, таким чином моделюючи лінію з заземленою системою грозозахисних тросів та з ізольованою системою грозозахисних тросів відповідно.

Таблиця 4.1

#### Розрахункові параметри ЛЕП 750 кВ Запорізька АЕС – Каховська

параметр схеми заміщення	$r$ , Ом/км	$x$ , Ом/км	$b \cdot 10^{-6}$ , См/км
пряма послідовність	0,0205	0,268	4,11
нульова послідовність без урахування впливу грозозахисного тросу	0,1705	1,004	5,57
нульова послідовність з урахуванням впливу грозозахисного тросу	0,6805	1,076	6,13

У табл. 4.1 параметр  $r$  – погонний активний опір ЛЕП,  $x$  – погонний реактивний опір,  $b$  – ємнісна провідність.

Для аналізу впливу режимів роботи грозозахисних тросів на рівень перенапруг ЛЕП НВН було змодельовано несиметричний режим на кінцевій підстанції.

У результаті проведених досліджень було експериментально підтверджено зниження рівня максимальних перенапруг на непошкоджених фазах, що може

бути продемонстровано на рис. 4.2. На ньому зображена максимальна напруга на фазах А та С при несиметричному режимі з урахуванням (лінії 1 та 3 відповідно) та без урахування впливу ГЗТ (лінії 2 та 4 відповідно). Слід зауважити, що зниження рівня напруги під впливом заземлення грозозахисного тросу складало від 6 до 12% номінальної напруги. Таким чином визначено позитивний вплив різних режимів роботи грозозахисних тросів на перенапруги у ЛЕП НВН та експериментально доведено необхідність і суттєвість їх врахування в інженерних розрахунках. Також можна зробити висновки про позитивний вплив заземлення грозозахисних тросів та розглядати його як дієвий засіб обмеження рівню перенапруг.

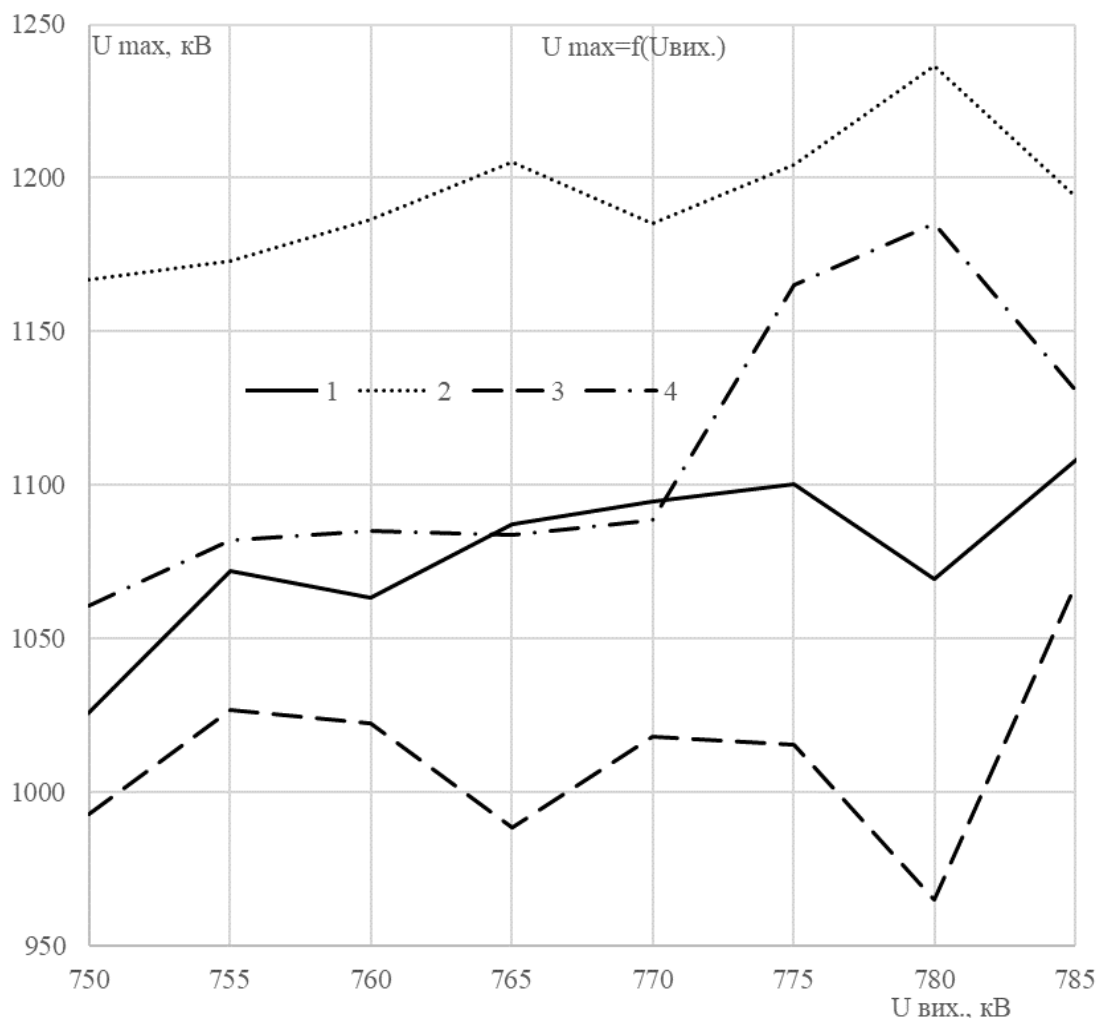


Рис. 4.2 Залежність впливу грозозахисних тросів на рівень перенапруг

### 4.3 Керування елегазовими вимикачами у концепції SMART GRID

Переважає більшість технічно розвинутих країн упродовж тривалого часу застосовує високовольтне електротехнічне обладнання, яке в якості ізоляційного середовища, котре обмежує дугові комутаційні процеси, використовує газоподібну шестифтористу сірку, її ще називають електротехнічним газом (елегаз). Він створив справжній прорив у сфері електроенергетики. Елегаз не вступає в реакцію з конструкційними матеріалами, він нетоксичний та пожежобезпечний. Його електрична міцність приблизно у 2,5 рази перевищує міцність повітря та співрозмірна з електричною міцністю трансформаторної олії. Це сприяє тому, що елегазове обладнання має суттєво менші розміри порівняно з обладнанням із повітряною ізоляцією. Також відсутня потреба у наявності масло- та компресорного господарств і різноманітних повітропроводів для його використання. Завдяки зазначеним перевагам, елегаз застосовується у якості ізолятора та теплоносія високовольтного комутаційного обладнання, силових і вимірювальних трансформаторів, а також у газоізолюваних лініях.

Україна намагається не відставати від світових трендів. Наразі під час проектування та будівництва нових високовольтних об'єктів теж використовується елегазове обладнання. Також оновлюється високовольтний технопарк у ході різноманітних реконструкцій та ремонтів існуючих об'єктів. Поступовий перехід на нове обладнання, безумовно, є позитивним фактором, котрий свідчить про якісно нове та суттєве поновлення електроенергетичних об'єктів. Використання сучасного електротехнічного обладнання значно підвищує надійність та сталість роботи об'єднаної електроенергетичної системи України в цілому, а також приводить її у відповідність до норм та технічних стандартів ENTSO-E. Це у свою чергу сприятиме виконанню Україною вимог Директив 2009/72/ЄС, 2018/2001/ЄС та 2018/2002/ЄС (Третій та четвертий енергетичні пакети) про спільне використання внутрішнього ринку газу та електроенергії Європейського Союзу.

Відповідно до [46] наразі в електроенергетичних системах НЕК «Укренерго» експлуатується понад 2500 одиниць елегазового обладнання (вимірвальні трансформатори струму, трансформатори напруги, вимикачі та ін.). Також було зазначено, що цієї кількості сучасного обладнання недостатньо для забезпечення надійної роботи ОЕС України. На підставі цього можна прогнозувати подальше зростання кількості елегазового обладнання, у тому числі й високовольтних вимикачів, що перебуватиме в експлуатації.

Як зазначено у [116], основна відмінність між повітряними та елегазовими вимикачами полягає в принципах роботи дугогасильних камер. У повітряних вимикачах гасіння дугових розрядів відбувається потоком повітря під високим тиском, що гарантує гасіння дуги за будь-яких умов та у будь-який момент часу. Дугогасильні камери елегазових вимикачів значно менші, оскільки елегаз краще за повітря проводить тепло. Відмінні теплопровідні властивості елегазу дають змогу швидко розсіювати значну кількість енергії, а значить, ефективно переривати великі струми при відключенні ЛЕП НВН при порівняно невеликому тискові. Відновлення ізоляційних властивостей елегазу відбувається у дуже короткий проміжок часу (10-20 мкс), близькому до нульового значення струму. Слід відзначити, що проходження миттєвого значення змінного струму через нуль є обов'язковою умовою нормальної роботи елегазових вимикачів.

Проте, на превеликий жаль, нам бракує досвіду в експлуатації елегазового обладнання, особливо високовольтного. У низці вітчизняних та зарубіжних інформаційних джерел [30, 31, 119] ідеться про значну кількість пошкоджень високовольтних елегазових вимикачів. Аналіз вказаних пошкоджень показав, що здебільшого вони пов'язані з перехідними процесами, які відбуваються під час швидких циклів «увімкнення–вимкнення» ліній електропередач надвисокої напруги. Попередньо можна зробити висновки, що використовуючи елегазові високовольтні вимикачі, необхідно враховувати всі сукупні фактори, пов'язані з їхньою експлуатацією.

У мережах НВН для забезпечення балансу реактивної потужності при великих довжинах ліній і, тим самим, обмеження можливих перенапруг,

застосовуються ШР. Такі реактори встановлюють на збірних шинах розподільних пристроїв та самих повітряних лініях. Разом з тим можна відзначити, що вони можуть створювати серйозні проблеми в процесі експлуатації. Оснащення повітряних ліній шунтувальними реакторами помітно ускладнює процеси при комутаціях, це може призвести до виникнення резонансних явищ, обумовлених взаємодією ємності лінії та індуктивності реактора. Зокрема, відомі проблеми реалізації однофазного автоматичного повторного включення повітряних ліній з реакторами, коли після згасання дуги струму підживлення відбуваються резонансні перенапруги на відключеній фазі магістральних електричних мереж, що може стати серйозною небезпекою для обладнання.

Як показують дослідження, несприятливі умови для ЕВ виникають при комутаціях повітряних ліній з приєднаними реакторами, коли коефіцієнт компенсації ємності лінії близький до одиниці. Серед таких комутацій можна виділити наступні.

Швидкі цикли «увімкнення–вимкнення» ПЛ, коли на момент відключення в струмі вимикача присутня головним чином аперіодична складова, величина якої не більша, ніж декілька сотень ампер: наявність такої малої аперіодичної складової затягує час гасіння дуги, що особливо небезпечно для вимикачів автокомпресійного типу, коли інтенсивність гасіння залежить від величини струму.

А також неповнофазні комутації ПЛ, коли небезпечні перенапруги виникають не тільки на ізоляції «фаза–земля» лінії, але і на поздовжній ізоляції вимикача, що викликає її повторні пробої та пошкодження; при цьому можливі випадки, коли значні напруги на поздовжній ізоляції вимикача існують при відносно безпечному рівні напруги «фаза–земля» лінії.

Варто зауважити, що при реальних довжинах ПЛ резонансні властивості лінії з реакторами проявляються, як правило, не в нормальному симетричному режимі роботи, а у різних аномальних режимах, наприклад, при неповнофазному живленні лінії.

Розрахунки квазістаціонарного режиму безструмової паузи при ОАПВ ПЛ виконують для того, щоб оцінити можливості самозгасання дуги підживлення або вибрати спеціальні заходи, що забезпечують її гасіння, а також для перевірки відсутності недопустимого підвищення напруги після згасання дуги на відключеній фазі. Це важливо для запобігання пошкодженню ізоляції приєднаного до ПЛ обладнання та для уникнення повторних пробоїв у місці пошкодження ізоляції. Тобто це необхідно для підвищення рівня успішності ОАПВ.

Однак аналіз виключно квазістаціонарних режимів, що є цілком достатнім для повітряних вимикачів, призводить до хибних висновків у випадку швидкодіючих елегазових. При комутаціях ЕВ стає обов'язковим аналіз перехідних процесів, оскільки під час них можуть спостерігатись переходи значень основних параметрів режиму через граничні значення. Значні перенапруги на одній з фаз ПЛ можуть проявлятися не тільки при ОАПВ, але і в інших несиметричних режимах:

- при неповнофазному включенні (відключенні) ПЛ, внаслідок відмови одного або двох полюсів вимикача;
- при короткочасному неповнофазному включенні (відключенні) ПЛ, викликаному розкидом у дії полюсів вимикача;
- при затримці у відключенні одного або двох полюсів, викликаній наявністю аперіодичної складової в струмі вимикача.

Необхідність розрахунків перехідних процесів, що виникають в різних режимах і неповнофазних схемах, впливає з відмінності початкових умов навіть в одній і тій самій неповнофазній схемі і, як наслідок, отримання різних кратностей максимальних перенапруг. Крім того, максимальна напруга на поздовжній ізоляції збільшується за рахунок перехідних процесів у мережі живлення. Таким чином досвід експлуатації ЕВ свідчить, що під час проектування необхідно виконувати розрахунки не тільки квазістаціонарних напруг при ОАПВ, але й визначати напруги в інших режимах, з урахуванням можливості приєднання до ПЛ різного числа реакторів. При цьому треба звертати увагу як на напругу «фаза–земля», так і на напругу, що діє на поздовжню ізоляцію лінії.

Загалом при включенні під напругу індуктивних елементів у струмі вимикача з'являються дві складові: періодична, що дорівнює струму нормального усталеного режиму, і аперіодична, виникнення якої викликано неможливістю миттєвої зміни струму реактора від нульового до значення усталеного режиму.

Періодична складова струму лінійного вимикача дорівнює алгебраїчній сумі ємнісного струму ПЛ та індуктивного струму реактора (ця сума залежить від ступеня компенсації). Аперіодична складова струму, величина якої не залежить від ємнісної провідності ПЛ, визначається індуктивною провідністю реакторів лінії (їхньою кількістю та потужністю), і характеризується початковим значенням та швидкістю затухання. Початкове значення аперіодичної складової струму залежить від моменту замикання контактів вимикача. Наприклад, якщо включення відбувається у момент, коли миттєве значення напруги близьке до нуля, то аперіодична складова має найбільше значення, рівне амплітуді періодичної складової струму. Постійна часу затухання аперіодичної складової струму визначається співвідношенням активного та індуктивного опорів у колі його протікання.

Співвідношення періодичної і аперіодичної складової в струмі, що протікає через вимикач, має принципове значення та залежить від довжини ПЛ у поєднанні з кількістю реакторів, що встановлені на ній. У випадку, коли в струмі переважає аперіодична складова, сумарний струм у вимикачеві може порівняно довго (поки не зменшиться аперіодична складова) не мати «нулів», що викликає труднощі з його відключенням. Іншими словами, якщо відключення резонансно налаштованої МЕМ з реакторами виконується з малим інтервалом часу після її включення, то буде затягнутий процес гасіння дуги. Крім того, процес гасіння дуги може проходити в окремих фазах з різною швидкістю, що призведе до виникнення несиметричної схеми живлення ПЛ навіть при штатній роботі вимикача.

Відключення порівняно невеликого за величиною, десятки-сотні ампер, повільно затухаючого аперіодичного струму є непростим завданням для вимикачів автокомпресійного типу, інтенсивність дугогасіння в яких залежить від

величини струму. У разі застосування на лінії таких вимикачів відключення ПЛ повинно проводитися або з достатньою затримкою після включення, або при коефіцієнті компенсації, що помітно відрізняється від одиниці. Останнє при резонансній настройці ПЛ може бути отримане внаслідок попереднього виведенням з роботи ШР.

Отже, для зниження небезпеки появи значних аперіодичних струмів на практиці можна використовувати: включення лінії з попередньо виведеним з роботи реактором, підключення якого проводиться в подальшому з затримкою на декілька секунд; передвключені резистори (ПР); блоки керованої комутації (КК).

Слід також відзначити, що вибір налаштувань КК та значень опору ПР помітно відрізняються залежно від мети застосування: чи це боротьба з комутаційними перенапругами, як це передбачалось, чи з аперіодичними струмами, як вихід з нової ситуації після встановлення ЕВ. З теорії відомо, що комутації завжди супроводжується перехідними процесами. Зрозуміло, що при включенні вимикачів комутаційні перенапруги можуть бути обмежені при використанні блоку КК, налаштованого на замикання контактів поблизу від нуля миттєвого значення напруги в мережі. Але в той же час аперіодична складова може бути мінімізована при використанні блоку КК, налаштованого на замикання контактів поблизу від максимуму миттєвого значення напруги в мережі.

Таким чином можна зробити наступні висновки. Науково підтверджено перспективність використання елегазових вимикачів, зважаючи на їхню швидкодію, а також ізоляційні властивості та інші переваги над традиційними вимикачами. Визначена необхідність виконувати розрахунки не тільки квазістаціонарних напруг при ОАПВ, як це практикувалося до цього часу, але і визначати напруги в інших режимах, з урахуванням можливості приєднання до ПЛ різного числа реакторів. Розроблено низку заходів, які дозволяють уникнути або обмежити перенапруги в несиметричних режимах, а саме: вибір оптимального значення опору компенсаційного реактора; програмована комутація шунтувальних реакторів і лінії з метою переходу в неповнореакторний режим; вибір оптимального значення опору передвключеного резистора; визначення

оптимального кута комутації при керованій комутації елегазовими вимикачами.

#### 4.4 Використання керованих шунтувальних реакторів у МЕМ

Історія створення керованих шунтувальних реакторів (КШР) та їх використання розпочалося з 50-х років минулого сторіччя, відколи розпочалася розбудова ЛЕП НВН. На превеликий жаль, досвід експлуатації КШР в Україні відсутній, оскільки через їх значну вартість в ОЕС України вони не встановлені. Проте їх застосування є доволі перспективним напрямком розвитку вітчизняної електроенергетики, тому їхнє дослідження та вивчення є важливою науковою задачею сьогодення. Керовані шунтувальні реактори – це пристрої, що підключають поперечно та плавно змінюють баланс реактивної потужності в електричній мережі. За принципом дії вони є змінним індуктивним опором, значення якого плавно регулюється підмагнічуванням феромагнітних елементів магнітного кола. Головним призначенням використання КШР є оптимальне керування усталеними режимами неоднорідних електричних мереж. Відповідно до [75] встановлювати КШР для попередження перенапруг в результаті виникнення резонансних коливань економічно недоцільно, оскільки достатньо можливостей значно більш дешевого у виконанні дискретного ступінчатого регулювання КР. Як правило, вибір місця встановлення та параметрів КШР виконується за наступними критеріями: зниження неоднорідності магістральних електричних мереж, зниження втрат електроенергії та забезпечення її якості, збільшення пропускної спроможності ЛЕП НВН, плавне регулювання напруги в нормальних експлуатаційних режимах. У той же час за наявності в мережі КШР можуть бути використані для розлагодження резонансних контурів при аномальних несиметричних режимах ЛЕП НВН. Загалом ймовірність появи внутрішніх перенапруг є обмежуючою умовою для процесу оптимізації режиму неоднорідної електричної мережі: певні значення індуктивності КШР мають бути заборонені за цим критерієм. Така перевірка є додатковим пунктом, що розширює можливості застосування КШР та вирішує багатокритеріальну задачу оптимізації

режимів роботи магістральних електричних мереж. На сьогодні в Україні публічне акціонерне товариство «Запоріжтрансформатор» виготовляє КШР з тиристорним керуванням на номінальну напругу 500 кВ. Натомість у магістральних мережах об'єднаної ОЕС України основною напругою залишається 750 кВ. Для дослідження доцільності використання КШР в цих магістральних мережах, у тому числі з метою попередження резонансних перенапруг в несиметричних режимах, у роботі використані проектні показники КШР-150000/750 з робочим діапазоном зміни опору  $0 \div 2000$  Ом. Значення модуля вектору напруги при встановленні керованих шунтувальних реакторів у довільній точці лінії електропередачі надвисокої напруги  $f$  можна знайти як [131]

$$\begin{aligned}
 U_f &= \sqrt{c_{lxx} \cdot U_l^2 + c_{lkz} \cdot (P_l^2 + Q_l^2) / U_l^2 + c_{lP} \cdot P_l + c_{lQ} \cdot Q_l} \\
 c_{lkz} &= |Z_B|^2 (\operatorname{ch}^2(\beta_0 x) - \cos^2(\alpha_0 x)) \\
 c_{lP} &= -R_B \operatorname{ch}(2\beta_0 x) + X_B \sin^2(2\alpha_0 x) \\
 c_{lQ} &= R_B \sin(2\alpha_0 x) + X_B \operatorname{sh}(2\beta_0 x) \\
 c_{lxx} &= \operatorname{ch}^2(\beta_0 x) - \sin^2(\alpha_0 x)
 \end{aligned} \quad , \quad (4.8)$$

де  $U_l, P_l, Q_l$  – параметри робочого режиму лінії на початку ділянки,  $\beta_0$  – коефіцієнт затухання модуля вектора напруги (струму) на одиницю довжини лінії;  $\alpha_0$  – коефіцієнт затухання фази вектора напруги на одиницю довжини лінії;  $x$  – координата точки з максимальним рівнем напруги;  $Z_B$  – хвильовий опір лінії;  $R_B$  – дійсна складова хвильового опору лінії;  $X_B$  – уявна складова хвильового опору лінії.

Для визначення координат точки максимальної кратності резонансних перенапруг та їх значення виконано диференціювання виразів (4.8).

Максимальний рівень перенапруг спостерігається в точці з координатою  $x$ , в якій часткова похідна  $\frac{\partial U(x)}{\partial x}$  змінює свій знак з «+ на «-»

$$\frac{\partial U(x)}{\partial x} = \frac{k_{1xx} U_1^2 + k_{1kz} (P_1^2 + Q_1^2) / U_1^2 + k_{1P} P_1 + k_{1Q} Q_1}{2\sqrt{c_{1xx} U_1^2 + c_{1kz} (P_1^2 + Q_1^2) / U_1^2 + c_{1P} P_1 + c_{1Q} Q_1}} = 0;$$

$$k_{1xx} = \frac{\partial c_{1xx}}{\partial x} = \beta_0 \operatorname{sh}(2\beta_0 x) - \alpha_0 \sin(2\alpha_0 x);$$

$$k_{1kz} = \frac{\partial c_{1kz}}{\partial x} = \beta_0 \operatorname{sh}(2\beta_0 x) - \alpha_0 \sin(2\alpha_0 x);$$

$$k_{1P} = \frac{\partial c_{1P}}{\partial x} = -2(R_B \beta_0 \operatorname{ch}(2\beta_0 x) - X_B \alpha_0 \cos(2\alpha_0 x));$$

$$k_{1Q} = \frac{\partial c_{1Q}}{\partial x} = 2(R_B \alpha_0 \cos(2\alpha_0 x) + X_B \beta_0 \operatorname{ch}(2\beta_0 x)).$$
(4.9)

На основі викладених виразів був виконаний аналіз особливостей використання КШР для ЛЕП НВН номінальною напругою 750 кВ. Розглядався несиметричний режим, який виникає під час безструмової паузи однофазного автоматичного повторного включення при ліквідації короткого замикання на одній з фаз ЛЕП НВН. При відсутності можливості зміни індуктивності ШР спостерігався розвиток резонансного процесу зі значними перенапругами, що зображено на рис. 4.3.

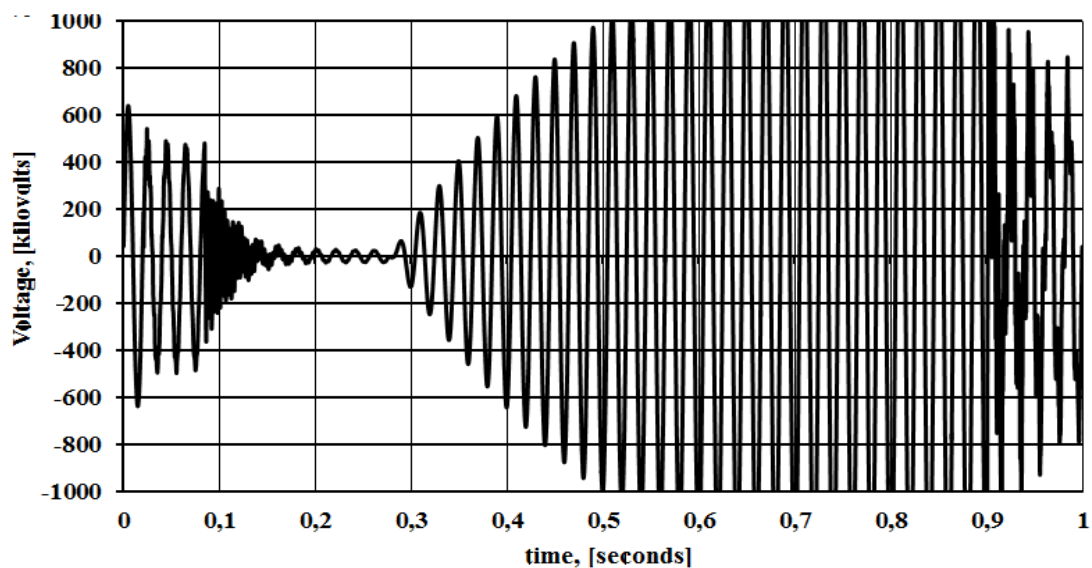


Рис. 4.3 Резонансний процес без зміни індуктивності

Відстроювання від умов резонансу за допомогою плавного налаштування індуктивності КШР дозволило знизити рівні напруги в безструмову паузу до безпечного рівня (рис. 4.4).

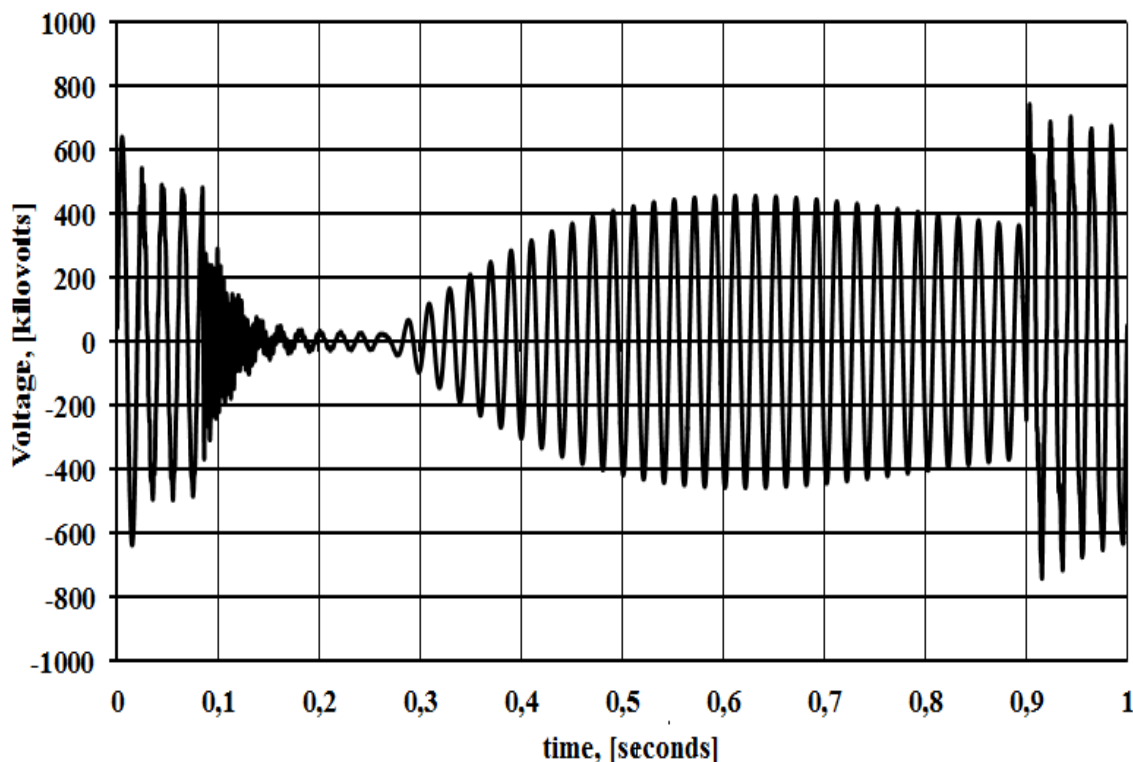


Рис. 4.4 Резонансний процес зі змінною індуктивністю

Відстроїтися від умов резонансу можна також за допомогою дискретного налаштування індуктивності компенсаційного реактора, який встановлюється для заземлення спільної точки при чотирипроменевому підключенні групи шунтувальних реакторів.

Таке підключення дозволяє підвищити ефективність гасіння дуги під час КЗ та скоротити безструмову паузу при однофазному автоматичному повторному ввімкненні [131, 138]. Очевидно, що зміна опору компенсаційного реактору призводить до зміни налаштування еквівалентного заступного кола. Тому на сьогодні компенсаційні реактори стали практично стандартним устаткуванням підстанцій 750 кВ магістральних електричних мереж ОЕС України не тільки для

забезпечення необхідної тривалості безструмової паузи ОАПВ, але й для запобігання резонансним перенапругам. Але слід зазначити, що за умовами міцності ізоляції нейтрального виводу ШР, КР не може мати індуктивний опір більший, ніж 320 Ом. Це може виявитися недостатнім для відходу від точки резонансу. Також слід зазначити, що при чотирипроменевому підключенні вплив КР на резонансі перенапруги є непрямий і тому менш ефективним, ніж безпосередня зміна індуктивності ШР [131, 138].

Дослідження [131, 138] підтвердили, що зміна індуктивності КР за певних умов не може забезпечити запобігання резонансу, на відміну від робочого діапазону зміни індуктивного опору КШР. Тому застосування компенсаційного реактору є менш дієвим заходом попередження внутрішніх перенапруг при несиметричних режимах роботи ліній електропередавання надвисокої напруги, ніж керовані шунтувальні реактори.

Встановлено, що при проектуванні та експлуатації магістральних електричних мереж необхідно враховувати можливість розлагодження резонансного контуру шляхом застосування КШР. При виконанні оптимального керування усталеними режимами неоднорідних електричних мереж має бути включена перевірка критерію успішного використання керованих шунтувальних реакторів для обмеження тривалих резонансних перенапруг під час несиметричних режимів, окрім прямих функцій, які має виконувати цей пристрій. Робочий діапазон опору КШР дозволяє ефективно знизити перенапруги в несиметричному режимі на відміну від керованих компенсаційних реакторів, завдяки прямій дії на резонансний контур та більш широкому діапазону індуктивності.

#### 4.5 Висновки до розділу 4

У результаті розгляду четвертого розділу дисертаційної роботи можна відзначити, що дослідження конструктивної побудови магістральних електричних мереж є важливою науковою та електротехнічною задачею, оскільки навіть

внаслідок зміни режиму роботи грозозахисного тросу змінюється можливий рівень перенапруг.

Ізольований режим роботи грозозахисних тросів також обумовлювався й тим, що вони також використовуються у якості високочастотного каналу зв'язку. Проте останнім часом здійснюються роботи щодо організації каналів зв'язку за допомогою оптоволоконних кабелів або VPN (virtual private network) каналів, а, відповідно, відпадає потреба у використанні саме ізольованого режиму роботи грозозахисних тросів.

Отже, в умовах будівництва нових магістральних електричних мереж або реконструкції існуючих доцільним кроком є перехід від виконання ізольованого режиму роботи ГЗТ до заземленого, оскільки цей захід дає значний вплив на зниження рівня перенапруг. Зазначений спосіб роботи ГЗТ можна розглядати як дієвий засіб по зниженню рівня перенапруг.

Наразі більшість технічно розвинутих країн світу розбудовують у себе не просто електричні мережі, а саме інтелектуальні, розумні електричні мережі. Відповідно до стратегій та планів на майбутнє, Україна також декларує своє бажання та готовність долучитися до когорти цих країн та розбудовувати Smart Grid в об'єднаній електроенергетичній системі України. Це відносно молодий, проте доволі перспективний з наукової точки зору напрямок досліджень та розвитку вітчизняної науки та техніки.

Так, за допомогою одного з елементів Smart Grid блоків керованої комутації можна уникнути або обмежити перенапруги в несиметричних режимах роботи МЕМ, а саме: вибір оптимального значення опору компенсаційного реактора; програмована комутація шунтувальних реакторів і лінії з метою переходу в неповнореакторний режим; вибір оптимального значення опору передвключеного резистора; визначення оптимального кута комутації при керованій комутації елегазовими вимикачами.

А за допомогою іншого елемента Smart Grid - керованого шунтувального реактора можна: під час безструмової паузи однофазного автоматичного повторного ввімкнення забезпечити зниження струму КЗ у 1,5 рази та зменшити

час безструмової паузи; у режимі включення лінії обмежити комутаційні перенапруги; під час різкого зниження навантаження керовані шунтувальні реактори успішно знижує рівень перенапруг та запобігає можливості аварійного відключення лінії.

---

Посилання [16], [30], [31], [46], [55], [65], [73], [75], [98], [113], [116], [118], [119], [131], [138] див. список використаних джерел стор. 122 – 134.

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У дисертаційній роботі вирішено актуальне наукове завдання щодо вдосконалення математичних моделей для дослідження й аналізу перенапруг у магістральних електричних мережах, що дозволило науково обґрунтувати заходи для попередження виникнення перенапруг при несиметричних режимах роботи ліній електропередавання надвисокої напруги.

Основні наукові та практичні результати роботи.

1. Удосконалено математичну модель магістральної електричної мережі, яка, на відміну від традиційної, враховує вплив коронного розряду та грозозахисних тросів на рівень перенапруг при несиметричному режимі роботи лінії. Адекватність запропонованої моделі підтверджена шляхом порівняння результатів, що були отримані за допомогою моделювання та з натурних експериментів. Похибка результатів моделювання становила 1,3%.

2. За допомогою математичного моделювання проведено аналіз роботи неповнореакторних груп шунтувальних реакторів та визначено вплив їх режимів на ліній електропередавання надвисокої напруги. Уперше обґрунтовано використання програмованих комутацій шунтувальних реакторів, при яких частково нівелюються негативні наслідки неповної компенсації фази лінії (що вимушено працює без шунтувальних реакторів) та знижуються рівні несиметрії і перенапруг.

3. Уперше за результатами математичного моделювання обґрунтовано та рекомендовано заземлювати грозозахисні троси як дієвий допоміжний захід обмеження кратностей перенапруг на лініях електропередавання надвисокої напруги. Зниження рівня напруги при заземленні грозозахисних тросів склало від 6 до 12% номінальної напруги.

4. Запропоновано постійно використовувати компенсаційний реактор при роботі повнореакторної групи шунтувальних реакторів у симетричних та несиметричних режимах ліній електропередавання надвисокої напруги. У

порівнянні з загальноприйнятою схемою підвищується надійність роботи магістральних електричних мереж за рахунок відсутності потреби у використанні складних пристроїв для оперативного введення в роботу компенсаційного реактора. Також зменшується потреба у додатковому коштовному комутаційному устаткуванні.

5. Розроблена схема підключення у порівнянні з загальноприйнятою також дає супутній економічний ефект за рахунок покращення параметрів нормального усталеного режиму. Так, моделювання режимів у діючій електричній мережі показало, що сумарні втрати у реакторній групі зменшуються на 6,183 кВт·год у порівнянні з застосуванням трипроменевої реакторної схеми, що усереднено за рік складає 325225,8 кВт·год

6. На основі проведених досліджень визначено, що для уникнення пошкодження компенсаційних та шунтувальних реакторів внаслідок виникнення перенапруг на обладнанні в аномальних режимах, необхідно використовувати компенсаційний реактор та нейтральні виводи шунтувальних реакторів на номінальну напругу 110 кВ при їх використанні у лініях електропередавання надвисокої напруги з номінальною напругою 750 кВ.

7. Уперше розроблено рекомендації для виконання безпечної комутації лінійних вимикачів при переведенні лінії з неповнофазного режиму роботи у повнофазний (та навпаки) з метою недопущення появи комутаційних перенапруг. Для таких режимів шляхом математичного моделювання підтверджено, що відхилення напруги на робочих фазах ліній електропередавання надвисокої напруги об'єднаної електроенергетичної системи України знаходиться у допустимих межах.

8. Отримані результати роботи були впроваджені у вигляді методичних матеріалів для дослідження перехідних процесів при комутаціях компенсованих ліній електропередачі надвисокої напруги, а також рекомендацій по реалізації заходів з підвищення надійності комутацій в НЕК «Укренерго» (м. Київ) та ТОВ «ЕНКОР ПЛЮС» (м. Березань) з метою використання під час експлуатації та проектування ліній електропередавання надвисокої напруги.

9. Подальше використання результатів роботи пропонується у проектних та експлуатаційних організаціях, що займаються магістральними електричними мережами для попередження розвитку аварійних процесів внаслідок появи аномальних перенапруг.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Александров Г.Н., Ершевич В.В., Крылов С.В. и др. Проектирование линий электропередачи сверхвысокого напряжения. Л.: Энергоатомиздат, 1983. 366 с.
2. Александров Г.Н. Ограничение коммутационных перенапряжений на линиях электропередачи с помощью управляемых шунтирующих реакторов. *Электричество*. 2001. № 1. С. 9–12.
3. Александров Г.Н. Ограничение перенапряжений в электрических сетях. Санкт-Петербург: Издание центра подготовки кадров энергетики, 2003. 192 с.
4. Александров Г.Н. Режимы работы воздушных линий электропередачи. Санкт-Петербург: Издание центра подготовки кадров энергетики, 2006. 139 с.
5. Антипов К.М. О «FACTS», «Smart Grid», «генерации» и «активно-адаптивном». *Электрические станции*. 2017. №3. С. 56-59.
6. Базуткин В.В., Дмоховская Л.Ф. Расчеты переходных процессов и перенапряжений. М.: Энергоатомиздат, 1983. 328 с.
7. Беляков Н.Н., Рашкес В.С. Испытания ОАПВ на ВЛ 750 кВ Западноукраинская - Альбертиша с четырехлучевыми реакторами. *Электрические станции*. 1983. №10. С. 17 – 21.
8. Беляков Н.Н., Рашкес В.С., Рожавская С.Н. Использование компенсационных реакторов для облегчения условий ОАПВ на высоковольтных линиях. *Электрические станции*. 1975. №12. С. 68 – 72.
9. Беляков Н.Н., Рашкес В.С., Савченко Е.Б., Таловерья В.Л., Хоециан К.В. Испытания схемы четырехлучевого реактора на электропередаче 750 кВ. *Электричество*. 2006. №5. С. 11 – 16.
10. Беляков Н.Н., Кадомская К.П., Левинштейн М.Л. и др. Процессы при однофазном автоматическом повторном включении линий высоких напряжений. М.: Энергоатомиздат, 1991. 256 с.

11. Беляков Н.Н., Рашкес В.С. Способ ограничения перенапряжений при повторных включениях линий электропередачи. *Электричество*. 1975. №2. С. 22 – 28.

12. Беляков Н.Н., Лоханина Н.И., Рашкес В.С. Эксплуатация линий 750 кВ с уменьшенным числом шунтирующих реакторов. *Электрические станции, сети и системы*. 1984. №8. С.130 – 132.

13. Берман А.П. Расчет несимметричных режимов электрических систем с использованием фазных координат. *Электричество*. 1985. №12. С. 2 –8.

14. Бовчалюк С.Я., Тимчук С.О., Фурман І.О., Піскаръов О.М. Перспективи побудови інтелектуальних мереж SMART GRID на базі пліс-технологій. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2017. № 5. С. 80 – 85.

15. Боровик Ю.М. Дослідження резонансних процесів у ЛЕП надвисокої напруги. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2008. Вип. 20. С. 25.

16. Брацлавский С.Х., Гершенгорн А.И., Лосев С.Б. Специальные расчеты электропередач сверхвысокого напряжения. М.: Энергоатомиздат, 1985. 312 с.

17. Бржезицький В.О., Крисенко Д.С., Ткаченко М.П., Яновський В.П. Розрахунок перенапруг на непошкоджених фазах при однофазних коротких замиканнях в мережах 110 – 750 кВ. *Технічна електродинаміка*. 2010. Тематичний випуск «Проблеми сучасної електротехніки» Ч. 3. С. 17 – 20.

18. Бургсдорф В.В., Турская Т.Б. Опыт эксплуатации линий электропередачи 750 кВ. *Электрические станции*. 1988. №5. С. 2 – 4.

19. Вантеев А.И. О случаях несимметричных и неполнофазных режимов в электросетях 110 – 220 кВ. *Энергетик*. 2012. № 8. С. 45 – 46.

20. Веников В.А., Худяков В.В., Анисимова Н.Д. Электрические системы. Передача энергии переменным и постоянным током высокого напряжения. М.: Высшая школа, 1972. Т.3. 368 с.

21. Веников В.А., Рыжов Ю.П. Дальние электропередачи переменного и постоянного тока. Учебное пособие для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1985. 272 с.

22. Веприк Ю.Н., Линник Е.Н. Несимметрия параметров электрических сетей 750 кВ ОЭС Украины в неполнореакторных режимах. *Електротехніка і електромеханіка*. 2012. № 4. С. 68 – 72.

23. Веприк Ю.Н. Представление воздушных линий с тросами в математических моделях несимметричных режимов электрических систем. *Енергетика та електрифікація*. 2012. № 10. С. 56 – 61.

24. Гавриков В.И., Гамилко В.А., Евдокунин Г.А. Математическое моделирование открытой дуги переменного тока. *Енергетика*. 1984. № 8. С. 14 – 17.

25. Гашимов А.М., Дмитриев Е.В., Пивчик И.Р. Численный анализ волновых процессов в электрических сетях. Новосибирск: Наука, 2003. 250 с.

26. ГОСТ 13109-97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

27. Гусейнов А.М. Расчет в фазных координатах несимметричных установившихся режимов в сложных системах. *Електричество*. 2012. № 5. С. 10 – 17.

28. Гусейнов А.М., Ибрагимов Ф.Ш. Расчет в фазных координатах несимметричных установившихся и переходных режимов в сложных электроэнергетических системах. *Електричество*. 1989. № 3. С. 140 – 152.

29. Дмитриев М.В., Евдокунин Г.А. Моделирование процессов в цикле ОАПВ с использованием программного комплекса ЕМТР. Сборник докладов международной научно–технической конференции «Перенапряжения и надежность эксплуатации электрооборудования», (Минск, 05 – 09 апреля 2004 года,) С–Петербург. 2004. Вып. № 3. С. 12 – 15.

30. Дмитриев М.В. Элегазовые выключатели 110 – 750 кВ. Методика выбора мероприятий по борьбе с апериодическими токами. *Новости электротехники*. 2012. № 5 (77). С. 62 – 64.

31. Дмитриев М.В., Шескин Е.Б. Проблемы отключения реактированных линий 330 – 750 кВ элегазовыми выключателями. *Енергетик*. 2013. № 10. С. 46 – 49.

32. Дмитриев М.В. Требования к компенсации зарядной мощности линий электропередачи 500 – 750 кВ. *Энергетик*. 2014. № 11. С. 3 – 8.
33. Дмитриев М.В. Резисторы в нейтрали шунтирующих реакторов 330 – 750 кВ. *Новости электротехники*. 2014. № 6(90). С. 36 – 40.
34. Дмоховская Л. Ф. Инженерные расчеты внутренних перенапряжений в электропередачах. М.: Энергия, 1972. 288 с.
35. Долгинов А.И. Перенапряжения в электрических системах. М.: Госэнергоиздат, 1962. 512 с.
36. Долгинов А.И. Резонанс в электрических цепях и системах. М.: Госэнергоиздат, 1957. 328 с.
37. Долгинов А.И. Техника высоких напряжений в электроэнергетике. М.: Энергия, 1968. 464 с.
38. Дорожко Л. И., Либкинд М.С. Реакторы с поперечным подмагничиванием. М: Энергия, 1977. 177 с.
39. Друзь В.О., Мороз О.М., Череміс М.М. Моделі математичного моделювання процесів енергетичних мереж Smart Grid. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка*. 2017. №186. С. 7 – 11.
40. ДСТУ EN 50160:2014 (EN 50160:2010, IDT) Національний стандарт України. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності.
41. Дьяков А.Ф. Электрические сети сверх- и ультравысокого напряжения ЕЭС России. Теоретические и практические основы в трех томах. Том 1. Электропередачи переменного тока. М.: НТФ «Энергопрогресс» Корпорации «ЕЭЭК», 2012. 696 с.
42. Евдокунин Г.Е., Дмитриев М.Е., Гольдштейн С.В., Иваницкий Ю.М. Высоковольтные ВЛ. Коммутации и воздействия на выключатели. *Новости электротехники*. 2008. № 3(51). С. 64 – 69.

43. Евдокунин Г., Дмитриев М., Гринев Н. Аперiodические токи ВЛ 500 – 750 кВ с шунтирующими реакторами. *Новости электротехники*. 2012. № 2(76). С. 28 – 32.

44. Евдокунин Г., Дмитриев М., Гринев Н. Элегазовые выключатели 110 – 750 кВ. Особенности работы при отключении ненагруженных ВЛ с шунтирующими реакторами. *Новости электротехники*. 2012. №4(76). С. 28 – 32.

45. Емельянов Н.П., Семенов А.С. Характеристики общей короны для использования в расчетах квазистационарных перенапряжений в линиях электропередачи. *Электричество*. 1984. №11. С. 5 – 11.

46. За матеріалами ДП «НЕК «Укренерго» V науково-практична конференція «Досвід впровадження элегазового обладнання на енергетичних та промислових підприємствах України. Технічні та екологічні проблеми експлуатації та ремонту». *Новини енергетики*. 2015. №2. С. 9 – 15.

47. Закон України «Про ринок електричної енергії» від 13 квітня 2017 року № 2019-VIII.

48. Зильберман С.М., Красильников Е.Н. Комбинированная поперечная компенсация линий сверхвысокого напряжения. *Электричество*. 2012. №1. С. 19 – 23.

49. Кадомская К.П. Перенапряжения в сетях среднего и высокого напряжения. Проблемы внедрения нового силового электрооборудования. *Новости электротехники*. 2007. № 2(56). С.18 – 26.

50. Кадомская К.П. Высоковольтные ВЛ. Эффективность и управляемость шунтирующих реакторов. *Новости электротехники*. 2008. №3(51). С. 38 – 71.

51. Кадомская К.П., Лавров К.П., Рейхердт А.А. Перенапряжения в электрических сетях различного назначения и защита от них. Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет. 2004. 368 с.

52. Калюжный А.А., Левинштейн М.Л. Неполнофазные режимы линий электропередачи высокого напряжения. *Электрические станции*. 1974. №2. С. 140 – 148.

53. Катренко Г.Н. Новый нормативный документ по средствам защиты от перенапряжений в электроустановках 6 – 750 кВ. *Енергетика та електрифікація*. 2014. №8. С. 3 – 6.

54. Качесов В.Е., Качесов Д.В. Резонансные перенапряжения в неполнофазных режимах в поперечно компенсированных ЛЭП СВН. *Електроенергетика*. 2012. № 3. С. 44 – 47.

55. Кириленко О.В., Денисюк С.П. Smart grid як пріоритети розвитку електроенергетики України та Європи. Матеріали V Міжнародної конференції [«Інтелектуальні енергетичні системи – 2017»] (Київ, 05 – 09 червня 2017 р.) / НТУУ «КПІ». 2017.

56. Костенко М.В. Техника высоких напряжений. М.: Энергия. 1975. 572 с.

57. Костенко М.В., Перельман Л.С., Шкарин Ю.П. Волновые процессы и электрические помехи в многопроводных линиях высокого напряжения. М.: Энергия. 1973. 272 с.

58. Костенко М., Перельман Л. Простейшая схема транспозиции трехфазной ВЛ. *Электричество*. 1980. №8. С. 59 – 61.

59. Костенко М.В., Кадомская К.П., Левинштейн М.Л., Ефремов И.А. Перенапряжения и защита от них в воздушных и кабельных электропередачах высокого напряжения. Л.: Наука. 1988. 302 с.

60. Крюков А.А., Либкинд М.С., Сорокин В.М. Управляемая поперечная компенсация электропередачи переменного тока. М.: Энергоиздат. 1981. 183 с.

61. Кузнецов В.Г., Тугай Ю.І., Кучанський В.В. Вибір опору компенсаційного реактора з врахуванням впливу несиметрії параметрів ЛЕП НВН. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2012. Вип. 1(33). С. 13 – 18.

62. Кузнецов В.Г., Тугай Ю.І., Шполянський О.Г. Використання керованої комутації для підвищення надійності роботи ЛЕП НВН. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2012. Вип. 32. С. 123 – 129.

63. Кузнецов В.Г., Тугай Ю.І., Кучанський В.В. Використання штучної нейронної мережі для визначення характеристик аномальних перенапруг. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2012. Вип. 1(31). С. 5 – 12.

64. Кузнецов В.Г., Тугай Ю.І., Кучанський В.В., Шполянський О.Г. Дослідження внутрішніх перенапруг у магістральних електричних мережах надвисокої напруги та розробка заходів по їх запобіганню й обмеженню. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2013. Вип. 35. С. 117–123.

65. 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.

66. Кузнецов В.Г., Тугай Ю.І., Кучанський В.В., Шполянський О.Г. Дослідження резонансних перенапруг на ультра гармоніках парної кратності на ЛЕП 750 кВ. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2012. №1(29).

67. Кузнецов В.Г., Тугай Ю.І., Кучанський В.В. Модель ЛЕП для дослідження аномальних перенапруг. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка*. 2011. Вип. 116. С. 41 – 43.

68. Кузнецов В.Г., Тугай Ю.І. Підвищення надійності та ефективності магістральних електричних мереж. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2009. Вип. 2(23). С. 18 – 25.

69. Кузнецов В.Г., Тугай Ю.І., Кучанський В.В. Перенапруги в аномальних режимах ліній електропередачі надвисокої напруги. *Технічна електродинаміка*. 2012. №2. С. 40 – 41.

70. Кузнецов В.Г., Тугай Ю.І., Шполянський О.Г. Дослідження внутрішніх перенапруг в магістральних електричних мережах надвисокої напруги та розробка заходів по їх запобіганню і обмеженню. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2013. Вип. 35. С. 117 – 123.

71. Кузнецов В.Г., Нікішин Д.А., Тугай Р.Ю. Моделювання несиметричних режимів роботи лінії електропередачі. *Енергетика та комп'ютерно-інтегровані технології в АПК*. 2017. №1 (6). С. 13 – 16.

72. Кузнецов В.Г., Тугай Ю.І., Кучанський В.В., Лиховид Ю.Г., Мельничук В.А. Резонансні перенапруги у несинусоїдному режимі магістральної електричної мережі. *Електротехніка і електромеханіка*. 2018. №2. С. 69 – 73.

73. Кульбовський І.І., Голуб Г.М. Аналіз нормативно-технічної бази впровадження інтелектуальних енергетичних систем на основі технологій SMART GRID. *Інформаційно-керуючі системи на залізничному транспорті*. 2016. №3. С. 50 – 57.

74. Кутин В.М, Рубаненко А.Е., Мысенко С.В. Опыт внедрения и обеспечения надежности элегазовых выключателей в условиях эксплуатации. *Наукові праці Вінницького національного технічного університету*. 2013. №1. С. 1 – 7.

75. Кучанський В.В., Лиховид Ю.Г., Мельничук В.А. Попередження резонансних перенапруг при несиметричних режимах ліній електропередач з поперечною компенсацією. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка*. 2015. №164. С. 42 – 43.

76. Кучанський В.В. Критерій виникнення резонансних перенапруг в аномальних режимах ліній електропередач надвисокої напруги. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2016. №4. С. 51 – 54.

77. Кучанський В.В. Керування комутацією вимикача для запобігання резонансних перенапруг. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка*. 2016. №175. С. 38 – 39.

78. Кучанський В.В. Експрес-оцінка резонансних перенапруг в аномальних режимах магістральних електричних мереж. *Видавництво Львівської політехніки*. 2016. №840. С. 67 – 71.

79. Кучанський В.В., Кузнецов В.Г., Тугай Ю.І. Вплив коронного розряду на кратність внутрішніх перенапруг у магістральних електричних мережах. *Технічна електродинаміка*. 2017. №6. С. 55 – 60.

80. Кучанський В.В. Запобігання резонансним перенапругам у несинусоїдальних режимах магістральних електричних мереж. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2017. Вип. 46. С. 6 – 13.

81. Кучанський В.В. Засіб подавлення аперіодичної складової струму при комутаціях ліній надвисокої напруги. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка*. 2017. №186. С. 30 – 31.

82. Кучанський В.В. Керована комутація елегазовими вимикачами в магістральних електричних мережах. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2017. Вип. 48. С. 38 – 43.

83. Кучанський В.В. Резонансні перенапруги у несинусоїдальних режимах ліній електропередач надвисокої напруги. *Електроніка та зв'язок*. 2017. №4. С. 25 – 29.

84. Кучанський В.В. Аномальні перенапруги в магістральних електричних мережах з джерелами спотворень: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук: 05.14.02 / ІЕД НАН України. Київ, 2015. 20 с.

85. Лавров Ю.И., Кадомская К.П., Овсянников А.Г., Шиллер О.Ю., Львов Е.В. Перенапряжения при коммутации шунтирующих реакторов 500 кВ элегазовыми выключателями. *Новости электротехники*. 2008. №3(51). С. 60 – 71.

86. Левинштейн М.Л., Хакимов Ф.З. Уравнения стационарных режимов линии электропередачи с однократным циклом транспозиции проводов. *Изв. Сиб. отд. АН СССР. отдел. технических наук*. 1986. вып.3. С. 22 – 28.

87. Левинштейн М.Л., Хакимов Ф.З. Компенсация токов подпитки дуги при однофазном автоматическом повторном включении линий электропередачи с однократным циклом транспозиции проводов. *Изв. Академии наук СССР. Энергетика и транспорт*. 1988. №5. С. 45 – 51.

88. Левинштейн М.Л., Калюжный А.А. Использование статических компенсаторов для гашения дуги подпитки в паузе ОАПВ линий сверхвысокого напряжения. *Электричество*. 1989. № 2. С. 7 – 13.

89. Лифанов В.Н. Электроизоляция и перенапряжения. Вл-к: ДВГТУ, 2003. 131 с.

90. Лиховид Ю.Г., Мельничук В.А., Тугай І.Ю. Використання неповнореакторних режимів ліній електропередач. *Вісник Харківського*

національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка. 2017. №186. С. 12 – 13.

91. Лиховид Ю.Г., Тугай І.Ю. Моделювання режимів роботи компенсованих ліній електропередач. *Енергетика та комп'ютерно-інтегровані технології в АПК*. 2017. №1 (6). С. 10 – 12.

92. Лосев С.Б., Чернин А.Б. Вычисление электрических величин в несимметричных режимах электрических систем. М.: Энергоатомиздат, 1983. 527 с.

93. Майкопар А.С. Дуговые замыкания на линиях электропередачи. М.: Энергия, 1968. 200 с.

94. Мельников Н.А., Рокотян С.С., Шеренцис А.Н. Проектирование электрической части воздушных линий электропередачи 330–500 кВ. М.: Энергия, 1974. 472 с.

95. Методичні рекомендації визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання затверджені Наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 22.09.2011 № 532.

96. Михайлюк Р.І., Мисенко С.В., Кутін В.М., Рубаненко О.Є. Дослід та перспективи експлуатації елегазових вимикачів в ПЗ ЕС. *Енергетика та електрифікація*. 2014. № 7. С. 18 – 20.

97. Наумкин И.Е., Сарин Л.И., Кочура Д.В. Опыт обеспечения работоспособности элегазовых выключателей при коммутации компенсированных линий электропередачи. *Энергетик*. 2015. № 3. С. 40 – 47.

98. Немировський І.А., Федорчук С.О. Використання концепції інтелектуальних мереж у енергосистемі України. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка*. 2016. Вип. 176. С. 28 – 30.

99. Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 23.03.2017 № 337.

100. Правила Оптового ринку електричної енергії України (додаток №2 до Договору між членами Оптового ринку електричної енергії України) від 9 серпня 2012 року № 1028.

101. Равлик О.М., Стецик В.Я. Моделювання комутаційних процесів ліній надвисокої напруги 750 кВ. *Вісник Національного університету «Львівська політехніка». Електроенергетичні та електромеханічні системи.* 2016. №840. С. 102 – 107.

102. Сегеда М.С., Губіліт І.В., Дудурич О.Б. Вплив корони на перенапруги в ЛЕП 750 кВ. *Вісник Національного університету «Львівська політехніка». Електроенергетичні та електромеханічні системи.* 2007. №597. С. 147 – 154.

103. Сегеда М.С. Електричні мережі та системи. Л.: Видавництво НУ «Львівська політехніка», 2009. 488 с.

104. Сиротинский Л.И. Техника высоких напряжений. Госэнергоиздат. 1959. 458 с.

105. Справочник по проектированию электрических сетей. Под редакцией Файбиовича Д.Л. М.: Из-во НЦ ЭНАС, 2006. 320 с.

106. Степанчук К.Ф., Тиняков Н.А. Техника высоких напряжений. Мн.: Выш. Школа, 1982. 367 с.

107. Стогній Б.С., Буткевич А.Ф., Зорин Е.В., Левконюк А.В., Чижевский В.В. Проблемно-ориентированный мониторинг режимов энергообъединения. *Технічна електродинаміка.* 2008. №6. С. 52 – 59.

108. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Павловський В.В. Підвищення пропускної здатності «слабких» перетинів енергосистем з використанням технології Гнучкої передачі змінним струмом. *Технічна електродинаміка.* 2009. №2. С. 63 – 68.

109. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Денисюк С.П. Інтелектуальні електричні мережі електроенергетичних систем та їхнє технологічне забезпечення. *Технічна електродинаміка.* 2010. №6. С. 44 – 50.

110. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Праховник А.В., Денисюк С.П. Інтелектуальні електричні мережі: світовий досвід і перспективи України. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*. Спец випуск. Ч.1. 2011. С. 5 – 20.

111. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Баталов А.Г., Денисюк С.П. Технологічний базис Інтелектуальної об'єднаної енергетичної системи України. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*. Спец випуск. Ч.1. 2011. С. 20 – 31.

112. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Праховник А.В., Денисюк С.П. Еволюція інтелектуальних електричних мереж та їх перспективи в Україні. *Технічна електродинаміка*. 2012. №5. С. 52 – 67.

113. Сулейманов В.М., Кацадзе Т.Л. Електричні мережі та системи. К: НТУУ «КПІ», 2008. 456 с.

114. Тиходеев Н. Н., Шур С.С. Изоляция электрических сетей. Л.: Энергия, 1979. 299 с.

115. Тугай Ю.І., Кучанський В.В., Пляшко Р.В. Дослідження впливу параметрів ЛЕП НВН на аномальні перенапруги. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2014. №3(37). С. 52 – 58.

116. Тугай Ю.І., Мельничук В.А. Перехідні процеси в розподільчих пристроях електростанцій з елегазовими вимикачами. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2014. №39. С. 5 – 8.

117. Тугай Ю.І., Лиховид Ю.Г. Моделювання впливу коронного розряду на перенапруги в несиметричних режимах ліній електропередачі надвисокої напруги. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2016. №45. С. 16 – 20.

118. Тугай І.Ю., Лиховид Ю.Г., Мельничук В.А. Вплив грозозахисних тросів на значення перенапруг у несиметричних режимах ліній електропередачі. *Енергетика та комп'ютерно-інтегровані технології в АПК*. 2016. №2 (5). С. 6 – 8.

119. Тугай І.Ю., Мельничук В.А. Ферорезонансні процеси на підстанціях з елегазовими вимикачами та електромагнітними трансформаторами напруги. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2016. №44. С. 21 – 26.

120. 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.

121. Тугай Д.В. Устройства силовой электроники в Smart Grid. *Світлотехніка та електроенергетика*. 2016. №2(46). С. 10 – 26.

122. Федченко И.К., Кондра Б.Н. Коэффициенты связи линий электропередачи при импульсной короне. К.: Техніка, 1968. 120 с.

123. Черненко П.А. Оперативное определение потерь активной мощности (нагрузочных и на корону) в высоковольтных линиях. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2005. №2(11). С. 31 – 33.

124. Черных И.В. Моделирование электротехнических устройств в Matlab, SimPowerSystems и Simulink. Питер: ДМК Пресс, 2008. 288 с.

125. Чуприков В.С. Компенсация реактивной мощности – ключ к повышению передаточной способности электрических сетей. *Енергоексперт*. 2008. № 4. С. 20 – 24.

126. Чуприков В.С., Фомин А.В. Моделирование работы УШРТ в переходных режимах линии. Материалы Научно-практической конференции [«Опыт и перспективы применения силовой электроники и электропередач постоянным током для повышения надежности электрических сетей и реализации международных проектов»], (Москва, 8 декабря 2016 г.) / Cigre. 2016

127. Шеренцис А.Н. Линии электропередачи ультравысокого напряжения. *Электрические станции сети и системы*. 1982. №10. С. 33 – 36.

128. Шполянський О.Г. Параметри наближених ліній 750 кВ та характеристики їх вхідного опору в паузі ОАПВ. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2013. №35. С. 39 – 44.

129. Шполянський О.Г. Вплив зближених ЛЕП на перенапруги в паузі однофазного автоматичного повторного включення. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка*. 2015. №164. С. 12 – 13.

130. Щуров А.Н. Общая схема плавки гололеда в районе электрических сетей на базе дискретно управляемой выпрямительной установки: дис. на

соискание уч. степени канд. техн. наук: 05.14.02 / «Південно-Російський державний політехнічний університет імені М.І. Платова». Новочеркасск, 2015. 20 с.

131. Atmuri S., Thallam R., Gerlach D., Lundquist T., Selin D. Neutral reactors on shunt compensated EHV lines. *Proceedings of IEEE Power Engineering Society. International Conference of Transmission and Distribution*, USA, Chicago IL, 1994. P. 15 – 21.

132. Avent B.L., Peelo D.F., Sawada J.H., Snider L.A. Limitation of transient recovery voltage and slow – front overvoltages in series compensated transmission lines and in reactor switching. *Electric Power Systems Research*. 1998. Vol. 45. P. 13 – 18.

133. Cui Ruochen, Yin Zhongdong, Miaomiao Wang, Ke Li. Research on suppression of secondary arc current under different fault locations for 550kV transmission line. *Proceedings of Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, 2010 Asia–Pacific 28–31 March 2010. P. 109 – 117.

134. Hashmi M., Lehtonen M. Modeling and analysis of switching overvoltages caused by short circuits in MV cables connected with overhead lines. *Electrictronics and electrical engineering*. 2011. Vol. 1 (107). P. 107 – 110.

135. Knudsen N. Single–phase switching of transmission lines using reactor for extinction of the secondary arc. *CIGRE*, 1962. № 310 P. 5 – 9.

136. Leci G., Vidovic F. & Benovic J. Reactor controlled switching system – factory and field-testing and service experience. *The 16<sup>th</sup> International DAAAM symposium «Intelligent Manufacturing & Automation: Focus on Young Researchers and Scientist»*. Zadar, Croatia. 19 – 22 nd October. 2005.

137. Liu Wei. Analysis and modification of a 500kV transmission line overvoltage problem / Wei Liu, Wen–hui Ning, Dong–shan Huang. *China International Conference 2010*. 13–16 Sept. 2010. P. 99 – 104.

138. Martinich T., Nagpal M., Manuel S. Damaging Open-Phase Overvoltage Disturbance on a Shunt-Compensated 500-kV Line. *IEEE Transactions on Power Delivery*. Vol. 30. P. 412 – 419.

139. Opera L., Velicescu C. Switching Overvoltages on 400 and 750 kV Romanian Transmission Lines. *IPST'99 – International Conference on Power Systems Transients*. Budapest, Hungary. June 20 – 24. 1999. P. 142 – 146.

140. Sadeghkhan I., Mortazavian A., Moallem M. Mitigation of capacitor banks switching overvoltages using radial basis function technique. *Advances in Electrical Engineering Systems*. 2012. Vol. 13, № 1. P. 8 – 13.

141. Sadem M. Elkhodary, Ali S. Abd El-Munem New proposed method of damping temporary overvoltages on power system interconnections. *Journal of American Science*. 2010. Vol. 6. № 11. P. 336 – 342.

142. Stenstrom L., Mobedjina M. Limitation of switching overvoltages by use of transmission line surge arresters. *SC 33 International Conference CIGRE*. Zagreb, Croatia. 1998. P. 30.

**ДОДАТОК А****СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ ТА  
ВІДОМОСТІ ПРО АПРОБАЦІЮ РЕЗУЛЬТАТІВ ДИСЕРТАЦІЇ**

*Наукові праці в яких опубліковані основні наукові результати дисертації*

1. Кузнецов В.Г., Тугай Ю.І., Кучанський В.В., Лиховид Ю.Г., Мельничук В.А. Резонансні перенапруги у несинусоїдному режимі магістральної електричної мережі. *Електротехніка і Електромеханіка*. 2018. №2. С. 69 – 73 (Особистий внесок - виконано дослідження та аналіз діапазонів кутів комутації, при яких виникають небезпечні перенапруги).

2. Кучанський В.В., Лиховид Ю.Г., Мельничук В.А. Попередження резонансних перенапруг при несиметричних режимах ліній електропередач з поперечною компенсацією. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка*. 2015. №164. С. 42 – 43 (Особистий внесок - проведено опрацювання отриманих залежностей резонансних довжин ліній від рівня їх компенсації).

3. Лиховид Ю.Г., Мельничук В.А., Тугай І.Ю. Використання неповнореакторних режимів ліній електропередач. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка*. 2017. №186. С. 12 – 13 (Особистий внесок - розроблено та створено імітаційну модель для дослідження неповнореакторних режимів роботи МЕМ та запропонована пропозиція розв'язання проблеми перенапруг на підстанціях з неповною реакторною групою шляхом використання шунтувальних реакторів інших підстанцій).

4. Лиховид Ю.Г., Тугай І.Ю. Моделювання режимів роботи компенсованих ліній електропередач. *Енергетика та комп'ютерно-інтегровані технології в АПК*. 2017. №1 (6). С. 10 – 12 (Особистий внесок - здійснено моделювання режимів роботи компенсованих ЛЕП для попередження явища перенапруг).

## Продовж. дод. А

5. Лиховид Ю. Моделювання усталеного двофазного режиму роботи ліній електропередач надвисокої напруги. *Wschodnioeuropejskie Czasopismo Naukowe (East European Scientific Journal)*. 2018. Vol. 7(35). P. 34 – 39 (Особистий внесок - здійснено моделювання та дослідження результатів комутаційних процесів неповнофазного режиму роботи ліній).

6. Тугай Ю.І., Лиховид Ю.Г. Моделювання впливу коронного розряду на перенапруги в несиметричних режимах ліній електропередачі надвисокої напруги. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2016. №45. С. 16 – 20 (Особистий внесок - розроблено імітаційну модель дослідження впливу коронного розряду на перенапруги у несиметричних режимах роботи ліній електропередачі надвисокої напруги).

7. Тугай І.Ю., Лиховид Ю.Г., Мельничук В.А. Вплив грозозахисних тросів на значення перенапруг у несиметричних режимах ліній електропередачі. *Енергетика та комп'ютерно-інтегровані технології в АПК*. 2016. №2 (5). С. 6 – 8 (Особистий внесок - створено імітаційну модель та здійснено дослідження фактору впливу на рівень перенапруг у лініях електропередачі надвисокої напруги).

8. Лиховид Ю. Пристрій для компенсації лінії електропередачі. пат. 128357 Україна. № u 2018 04269; заявл. 18.04.2018; опубл. 10.09.2018, Бюл. № 17 (Особистий внесок - запропоновано нову схему підключення компенсаційного реактора).

*Апробація результатів дисертації*

Основні положення роботи викладено та обговорено на науково-технічних й науково-практичних конференціях і семінарах:

1. Міжнародна науково-практичної конференції «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України» (м.Харків, 12-13 листопада 2015р., форма участі – публікація тез);

## Продовж. дод. А

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).

## ДОДАТОК Б

## АКТИ ВПРОВАДЖЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ

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. /

ДОДАТОК В  
ПАТЕНТ НА КОРИСНУ МОДЕЛЬ

