

Національний університет «Одеська політехніка»
Міністерства освіти і науки України

Національний університет «Одеська політехніка»
Міністерства освіти і науки України

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

Савельєв Артем Андрійович

УДК 621.315

ДИСЕРТАЦІЯ
МОДЕЛІ ТА МЕТОДИ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЛІНІЙ
ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Галузь знань 14 – Електрична інженерія

Подається на здобуття наукового ступеня доктора філософії.
Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело



А. А. Савельєв

Науковий керівник
Маєвський Дмитро Андрійович, доктор технічних наук, професор

Одеса – 2022

АНОТАЦІЯ

Савельєв А. А. Моделі та методи підвищення енергоефективності ліній електропередачі. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. – Національний університет «Одеська політехніка» МОН України, Одеса, 2022.

Сьогодні в Україні, в галузі електроенергетики, однією з найактуальніших проблем є проблема зменшення втрат при передачі та розподілі електроенергії, які обумовлено низьким (88,4 %) ККД існуючих ліній. 14 жовтня 2022 року Кабінет Міністрів України схвалив Концепцію впровадження «розумних мереж» в Україні до 2035 року, як один із шляхів вирішення цієї проблеми. У результаті впровадження Плану заходів щодо реалізації Концепції до 2035 року передбачається зменшити втрати електроенергії в електромережах в цілому по Україні із 11,6% до 7,5% або на 6 млрд кВт*год.

Дисертація присвячена розробленню системи керування вторинними параметрами ліній електропередачі для збільшення ефективності використання цих ліній. Розроблена система відноситься до концепції «розумних мереж», підкреслюючи тим самим актуальність проведених досліджень.

Об'єктом дослідження є процес передачі електроенергії по лініям електропередачі.

Предметом дослідження є шлях зменшення втрат при передачі електроенергії, за рахунок підтримки режиму узгодженого навантаження в лініях електропередачі.

Наукова новизна одержаних результатів полягає в наступному:

1. Вперше запропоновано метод підвищення ефективності передачі електричної енергії в лініях за рахунок використання режиму узгодженого навантаження, що дозволило створити математичні моделі керування хвильовим опором лінії.

2. Дістала подальшого розвитку математична модель хвильових процесів в зв'язаних керованих лініях електропередачі за рахунок врахування двох мод синусоїдальних коливань, що дозволило дослідити вплив обох мод на режим узгодженого навантаження лінії.

3. Дістала подальшого розвитку математична модель квазінеоднородних ліній, яка відрізняється від існуючих врахуванням розподіленого навантаження лінії при визначенні її вхідного опору, що дозволило враховувати динамічну зміну реального розподіленого навантаження при автоматичному керуванні вторинними параметрами лінії.

4. Вперше розроблено метод автоматичного керування хвильовим опором керованої лінії електропередачі, що дозволило створити відповідну інформаційну систему керування для двохланцюгової лінії.

Практичне значення одержаних результатів полягає в створенні схем керованих ліній електропередачі, а також алгоритму та інформаційної технології відстеження параметрів навантаження в кінці лінії та автоматичного керування її вторинними параметрами для забезпечення роботи системи в режимі роботи узгодженого навантаження при динамічній зміні реального розподіленого навантаження.

Результати дисертаційної роботи використовуються в навчальному процесі кафедр електромеханічної інженерії та електропостачання та енергетичного менеджменту Національного університету «Одеська політехніка», зокрема, при викладанні дисциплін: «Теоретичні основи електротехніки», «Програмні засоби в проектуванні та моделюванні енергетичних систем», а також використовуються при формуванні тем та тематики кваліфікаційних робіт бакалаврів та магістрів.

Результати дисертаційної роботи впроваджені ТОВ «ООО Комплекселектромонтаж» при створенні проектної документації щодо виконання робіт з реконструкції існуючих та з проектування нових кабельних і повітряних ліній напругою 110 kV.

Результати дисертаційної роботи впроваджені ТОВ «Науково-технічне підприємство «Політехелектро», а саме використало во власних проектних рішеннях запропоновану інформаційну системи керування.

У вступі обґрунтовано актуальність роботи, сформульовані мета та задачі досліджень, наведені основні наукові і практичні положення, які виносяться на захист. Наведено інформацію про апробацію роботи та її структуру, а також про публікації автора за темою дисертації.

У першому розділі на підставі даних літературних джерел досліджено структуру втрат у лініях електропередачі та основні способи їх зменшення. Основними методами, які використовуються для зменшення втрат при передачі електроенергії по лініям, є переведення на вищу номінальну напругу, а також збільшення перетину провідників. Але ці методи бувають і економічно-недоцільними. Згідно проведеного огляду літератури випливає, що такий вид втрат, як втрати за рахунок неузгодженості навантаження з лінією, випадав з розглядання вчених, та не є достатньо дослідженим.

У другому розділі виконано дослідження впливу узгодженого навантаження на коефіцієнт корисної дії ліній електропередачі. Для аналізу взято реальні повітряні лінії електропередачі півдня України із реальними значеннями навантаження. Виконано розрахунок коефіцієнта корисної дії, а саме відношення значення потужності в кінці до значення на початку лінії, для нормального режиму роботи, а також в режимі узгодженого навантаження, коли хвильовий опір лінії дорівнює опору навантаження. Результати дослідження показали, що в режимі узгодженого навантаження коефіцієнт корисної дії всіх ліній значно підвищується та знаходиться в діапазоні від 97% до 99%. Таким чином, підтверджено можливість зменшення втрат при передачі електроенергії, за рахунок використання режиму узгодженого навантаження.

Отримати узгоджений режим роботи для лінії, навіть, з постійним навантаженням, доволі складно, тому що хвильовий опір лінії є постійною величиною, яка залежить тільки від первинних параметрів лінії та від частоти. Частота напруги в мережі визначається стандартом і не може змінюватися. Первинні

параметри лінії визначаються її геометричними властивостями, змінювати які можливо тільки за рахунок реконструкції, або на етапі проектування нової лінії.

Виникає протиріччя, яке виявляється у наступному. Для забезпечення високої енергоефективності, хвильовий опір лінії повинен змінюватися, відстежуючи опір навантаження, який змінюється. З іншого боку, зміна хвильового опору можлива лише за рахунок зміни геометричних параметрів лінії, що насправді неможливе. Таким чином подолати ці протиріччя в рамках традиційного уявлення та побудови ліній електропередачі є неможливим.

Проте, в лабораторії керованої електропередачі Інституту Енергетики Республіки Молдова, розроблено та випробувано так звані керовані лінії електропередачі. Робота над цими лініями проводилася великим авторським колективом під керівництвом академіка Віталія Постолатія. Головним параметром, на який здійснюється вплив в цих керованих лініях, є хвильовий опір. Керування величиною хвильового опору можливе лише за рахунок керування кутового зсуву θ між векторами напруги або струму на вході та виході фазоповоротних пристроїв. Зміна кута здійснюється завдяки фазоповоротним трансформаторам, пристроям, які відносяться до технології FACTS. Пристрої цієї технології перетворюють електричну мережу з пасивного елемента транспортування та розподілу електроенергії на активну, яка оснащена сучасними швидкодіючими пристроями силової електроніки, призначеними для керування процесами в електроенергетичній системі в режимі реального часу.

Але незважаючи на це, приблизитись до рівності значень хвильового опору лінії до опору навантаження залишається складною задачею. Тому на наступному етапі необхідно дослідити, якого приближення значення хвильового опору до значення навантаження лінії достатньо для отримання істотного збільшення ККД.

Використовуючи математичні розрахунки та моделі встановлено, що в однопровідних лініях при наближенні значення опору навантаження ліній до значення хвильового опору першої моди хвилі, в режимі узгодженого навантаження, спостерігається зростання ефективності використання лінії для активної, реактивної та повної потужності. Оцінка ефективності виконана за допомогою коефіцієнта

корисної дії, а саме відношенням значення потужності в кінці до значення на початку лінії.

У двохпровідних лініях (система пов'язаних ліній) виявлено, що рівність значень опору навантаження і хвильового опору не забезпечує максимального коефіцієнта корисної дії при передачі електроенергії через можливе перетікання потужності з однієї лінії до іншої. За результатами дослідження виявлено, що максимальне значення ККД двохпровідних ліній в режимі узгодженого навантаження залежить лише від значення хвильового опору першої моди хвилі і практично не залежить від другої, яка викликана з'єднанням. Встановлено, що система з'єднаних ліній має меншу чутливість до зміни опору навантаження порівняно з лінією без зв'язку.

Проте, модель, яка, зазвичай, використовувалась для розрахунків, має суттєвий недолік: вона актуальна тільки в тих випадку, коли лінії електропередачі мають на своєму початку джерело живлення, а на кінці навантаження. В реальних розподільних лініях може існувати декілька відгалужень до споживачів, які споживають частину від усієї електроенергії, яка виробляється на джерелах живлення. Тому на різних ділянках лінії виникає відмінність значень потужності, яка передається.

Тому у **третьому розділі** розроблено математичну модель керованих повітряних ліній електропередачі, яка враховує відмінність значень потужності, які передаються на різних ділянках вздовж однієї лінії. Дана модель має назву «Електрична модель квазінеоднорідних ліній» та призначена для аналізу електричних процесів у цих лініях. У будь-якій реальній системі квазінеоднорідних ліній завжди можна виділити ряд ділянок, протягом яких однорідність системи зберігається, так звані ділянки однорідності.

Створена математична модель лінії у межах ділянки однорідності дозволяє визначити значення струмів і напруги в кінці ділянки, якщо відомі значення струмів та напруги на початку ділянки, а також формули для розрахунку значень на початку, якщо відомі значення в кінці. На підставі цих формул виведена повна система рівнянь квазінеоднорідних ліній.

Загально відомо, що лінії напругою 110 kV та вище, як правило, виконуються у двохланцюговому варіанті. В таких лініях через наявність магнітного і гальванічного зв'язку між проводами однойменних фаз, а також і інших фаз, при розрахунках параметрів лінії необхідно враховувати окрім власних параметрів, ще і взаємні складові, які з'являються під впливом іншого провідника. Тому в роботі розроблено формули для розрахунку первинних параметрів керованої лінії, які враховують вплив провідників інших фаз та ланцюгів один на одного.

У четвертому розділі сформовано основні завдання і функції, які постають перед системою автоматичного керування, на підставі її основної задачі – змінювати кут зсуву між векторами напруги ланцюгів θ та, як наслідок, хвильового опору Z_c , щоб зберігати узгоджений режим роботи мережі.

На підставі основних завдань, поставлених перед системою керування, розроблено діаграму IDEF0, яка структурує етапи роботи системи автоматичного керування фазоповоротним пристроєм, за допомогою якої виконується змінення значення куту θ , а також і сам алгоритм керування у вигляді блок-схеми.

Розроблено принципові та функціональні схеми для системи керування одним окремим фазоповоротним пристроєм, які реалізовано за рахунок використання мостових тиристорних комутаторів. Ці схеми показують принцип дії системи керування та її окремих елементів системи, а також їх взаємодію між собою.

Окремою проблемою в цих системах є забезпечення керування мостовими тиристорними комутаторами. Для вирішення цієї проблеми в роботі розроблено стратегію керування режимами роботи цих мостів, яка складається з 31 положення за різних ступенів регулювання від -15 до $+15$ та 0-го положення, з діапазоном регулювання кута $\theta_{\text{ФПП}}$ від -60° до $+60^\circ$ з шагом регулювання 4° . Таким чином розроблена система керування окремим ФПП дозволяє регулювати значення фазового зсуву θ в діапазоні $\pm 60^\circ$, на відміну від вже існуючих систем, де діапазон регулювання становить до $\pm 40^\circ$, або $0^\circ - 60^\circ$.

Сформовано однолінійну та загальну принципову схеми двохланцюгової керованої повітряної лінії електропередачі. Для функціонування цієї системи необхідно по два фазоповоротних пристрої на кожному з ланцюгів лінії (на початку

та в кінці), що дає можливість керувати значенням куту θ дискретно в діапазоні 0-120°. При розвороті трифазних систем векторів напруги ланцюгів на кут 120° (за рахунок підключення фази лінії до шин підстанцій відповідним способом), отримується відповідне значення початкового зсуву $\theta = 120^\circ$ при режимі роботи ФПП на нульовій ступені регулювання (коли $\theta_{\text{ФПП.1}} = 0^\circ$ і $\theta_{\text{ФПП.2}} = 0^\circ$). За допомогою ФПП отримується додатковий кут 60°, за рахунок переведення на відповідну ступінь регулювання фазоповоротних пристроїв та створення відповідного куту зсуву, наприклад, першого ($\theta_{\text{ФПП.1}} = 30^\circ$) та в другому ($\theta_{\text{ФПП.2}} = -30^\circ$) ланцюгах. З подальшою зміною $\theta_{\text{ФПП.1}}$ до -60° і $\theta_{\text{ФПП.2}}$ до $+60^\circ$ утворюється кут зсуву між трифазними системами векторів напруги ланцюгів $\theta = 0^\circ$. Таким чином вперше розроблено систему керування фазоповоротними пристроями для двохланцюгової лінії електропередачі, яка дозволяє регулювати значення фазового зсуву θ в діапазоні від 0° до 180°.

Складність реалізації такої системи полягає в тому, що фазоповоротні пристрої зазвичай знаходяться на відстані в сотні, а можливо, і в тисячі кілометрів один від одного. Для отримання швидкодії та через неможливість виконання провідникового зв'язку між системами керування фазоповоротних пристроїв, виникає необхідність використовувати інформаційні технології, наприклад IoT.

Для реалізації роботи системи керування фазоповоротними пристроями розроблено код програми на базі мови програмування C++. Сам код складається з трьох основних частин: блоку ініціалізації, блоку функцій та блоку основної програми.

Для підтвердження працездатності розробленої інформаційної системи керування в програмному комплексі Matlab&Simulink створено модель дволанцюгової КПЛП класом напруги 110 kV та проведене моделювання цієї системи для двох режимів роботи кута зсуву векторів напруги та струмів двох ланцюгів КПЛП, $\theta = 0^\circ$ та $\theta = 120^\circ$. На підставі отриманих результатів моделювання підтверджено працездатність розробленої інформаційної системи керування.

Отже, отримані результати досліджень і аналізу літературних джерел підтвердили актуальність роботи. В другому та третьому розділі результати

розрахунків та досліджень, проведених на базі розроблених та удосконалених математичних моделей, підтверджують наукову новизну по першим трьом пунктам. Результати моделювання розробленої в четвертому розділі інформаційної системи керування доказали працездатність розробленої системи та можливість керувати значенням куту θ дискретно в діапазоні $0-120^\circ$. Якщо за рахунок застосування відповідних схем фазування ланцюгів лінії отримати початкове значення $\theta = 120^\circ$, тоді розроблена система керування ФПП дозволяє регулювати значення фазового зсуву в діапазоні від $\theta = 0^\circ$ до $\theta = 180^\circ$, що в свою чергу дозволяє істотно впливати на еквівалентне значення повного хвильового опору лінії та забезпечувати режим узгодженого навантаження.

На підставі цих результатів сформовано останній пункт наукової новизни, а також практичну значимість самої роботи, яка полягає в створенні інформаційної системи автоматичного керування вторинними параметрами ліній електропередачі для забезпечення роботи системи в режимі роботи узгодженого навантаження при динамічній зміні реального розподіленого навантаження.

Ключові слова: електроенергія, виробництво електроенергії, електроспоживання, енергозбереження, електроенергетична система, система живлення, втрати потужності, коефіцієнт корисної дії, інтелектуальна електропостачальна система, фазозсувний трансформатор, пристрої FACTS, режим узгодженого навантаження, система автоматичного керування, стратегія керування, математична модель.

Список публікацій здобувача

Публікації, в яких опубліковано основні наукові результати дисертації

1. Savieliev A., 2021, «Ways and methods of improving the efficiency of overhead power line. Computational Problems of Electrical Engineering», 11(2), pp.18-25. (Наукове фахове видання України (Категорія "Б").

<https://doi.org/10.23939/jcpee2021.02.018>

2. Savieliev A., 2022, «Developing of functioning algorithm of information-control system for phase-shifting devices in power lines». Herald of Advanced Information Technology, 5(3), pp. 220–228. (*Наукове фахове видання України (Категорія "Б")*).
<https://doi.org/10.15276/hait.05.2022.17>

3. Савельєв А., 2022, «Розробка та моделювання інформаційної системи керування параметрами повітряних ліній електропередачі у програмі «Simulink». Електричні та комп'ютерні системи, 36(112), pp.27-39. (*Наукове фахове видання України (Категорія "Б")*).
<https://doi.org/10.15276/eltecs.36.112.2022.01>

Публікації, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації

1. Maevsky, D., Maevskaya, E., Savieliev, A., Semenyug, A. and Horokholynskyi, S., 2018, «Coefficient of efficiency of coupled electric power transmission lines», 2018 14th International Conference on Advanced Trends in Radioelectronics, Telecommunications and Computer Engineering (TCSET).– Slavske, 2018. – P. 340–345.
<https://doi.org/10.1109/TCSET.2018.8336215>

2. Maevsky D., Besarab O., Maevskaya E., Berzan V. and Savieliev, A., 2020, «Ways and Reserves of Increasing the Efficiency of Electric Power Transmission Lines», 2020 IEEE 15th International Conference on Advanced Trends in Radioelectronics, Telecommunications and Computer Engineering (TCSET), Lviv-Slavske, Ukraine, 25-29 Feb. 2020. – P. 618–622.
<https://doi.org/10.1109/TCSET49122.2020.235506>

ANNOTATION

Savieliev A. A. Models and methods of increasing the energy efficiency of power transmission lines. – Qualifying scientific work on manuscript rights.

Dissertation for the degree of Doctor of Philosophy in the specialty 141 -Electrical Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics – Odesa Polytechnic National University of the Ministry of Education and Science of Ukraine, Odesa, 2022.

Today in Ukraine, in the field of electricity, one of the most urgent problems is the problem of reducing losses during the transmission and distribution of electricity, which is due to the low (88.4%) efficiency of existing lines. On October 14, 2022, the Cabinet of Ministers of Ukraine approved the Concept of the implementation of "smart grids" in Ukraine by 2035 as one of the ways to solve this problem. As a result of the implementation of the Action Plan by the Concept by 2035, it is expected to reduce electricity losses in power grids in Ukraine as a whole from 11.6% to 7.5% or by 6 billion kWh.

The dissertation is devoted to the development of a system for controlling the secondary parameters of power transmission lines to increase the efficiency of the use of these lines. The developed system refers to the concept of "smart networks", thereby emphasizing the relevance of the conducted research.

The object of research is a process of electricity transmission along the power line.

The subject of the research is way to reduce losses during electricity transmission, due to maintenance of matched load mode in power transmission lines.

The scientific novelty of the obtained results is as follows:

1. For the first time, a method of increasing the efficiency of transmission of electrical energy in lines by using the matched load mode was proposed, which made it possible to create mathematical models for controlling the wave resistance of the line.

2. The mathematical model of wave processes in connected controlled power transmission lines received further development due to the consideration of two modes of sinusoidal oscillations, which made it possible to investigate the influence of both modes on the regime of the matched load of the line.

3. The mathematical model of quasi-inhomogeneous line was further developed, which differs from the existing ones by taking into account the distributed load of the line when determining its input resistance, which made it possible to take into account the dynamic change of the real distributed load during automatic control of the secondary parameters of the line.

4. For the first time, a method of automatic control of the wave resistance of a controlled power transmission line was developed, which made it possible to create an appropriate control information system for a two-chain line.

The practical significance of the obtained results lies in the creation of schemes of controlled power transmission lines, and algorithm and information technology for tracking load parameters at the end of the line and automatic control of its secondary parameters to ensure the operation of the system in matched load of the line with a dynamic change of the real distributed load.

The results of the dissertation work are used in the educational process of the departments of electromechanical engineering and power supply, and energy management of the National University "Odesa Polytechnic", in particular, when teaching the disciplines: "Theoretical foundations of electrical engineering", "Software tools in the design and modeling of energy systems", and are also used in the formation of topics and themes of bachelor's and master's qualification works.

The results of the dissertation were implemented by «ООО Комплекселектромонтаж» LLC when creating project documentation for the reconstruction of existing and the design of new cable and overhead lines with a voltage of 110 kV.

The results of the dissertation work were implemented by "Polytech Electro Scientific and Technical Enterprise" LLC, namely the use of the proposed information management system in its own project solutions.

In the introduction the relevance of the work is substantiated, the purpose and tasks of the research are formulated, the main scientific and practical provisions that are defended are given. Information is given about the approval of the work and its structure, as well as about the author's publications on the topic of the dissertation.

In the first chapter on the basis of these literary sources, the structure of losses in transmission lines and the main methods of their reduction were investigated. The main methods used to reduce losses in the transmission of electricity along lines are switching to a higher nominal voltage, as well as increasing the cross-section of conductors. But these methods are also economically impractical. According to the conducted review of the literature, it follows that such a type of loss, such as loss due to unmatched load with the line, fell out of the consideration of scientists, and is not sufficiently researched.

In the second chapter, a study of the effect of the matched load on the efficiency of power transmission lines was carried out. Real overhead power lines of southern Ukraine

with real load values were taken for analysis. The calculation of the efficiency, namely the ratio of the power value at the end to the value at the beginning of the line, was carried out for the normal operating mode, as well as in the matched load mode, when the wave resistance of the line is equal to the load resistance. The results of the study showed that in the matched load mode, the efficiency of all lines increases significantly and is in the range from 97% to 99%. Thus, the possibility of reducing losses during electricity transmission due to the use of the matched load mode has been confirmed.

Obtaining a consistent operating mode for a line, even with a constant load, is quite difficult, because the wave resistance of the line is a constant value that depends only on the primary parameters of the line and on the frequency. The voltage frequency in the network is determined by the standard and cannot be changed. The primary parameters of the line are determined by its geometric properties, which can be changed only at the expense of reconstruction or at the stage of designing a new line.

A contradiction arises, which is revealed in the following. To ensure high energy efficiency, the wave resistance of the line must change, tracking the load resistance that changes. On the other hand, a change in wave resistance is possible only by changing the geometric parameters of the line, which is actually impossible. In this way, it is impossible to overcome these contradictions within the framework of the traditional conception and construction of power transmission lines.

However, in the controlled power transmission laboratory of the Institute of Energy of the Republic of Moldova, so-called controlled power transmission lines have been developed and tested. Work on these lines was carried out by a large team of authors under the leadership of Academician Vitaliy Postolatii. The main parameter that is influenced in these controlled lines is wave resistance. Controlling the value of the wave resistance is possible only by controlling the shifting angle θ between the voltage or current vectors at the input and output of the phase-reversing devices. The shifting angle is changed thanks to phase-reversal transformers, devices belonging to FACTS technology. The devices of this technology transform the electric network from a passive element of electricity transportation and distribution into an active one, which is equipped with modern high-speed

power electronics devices designed to control processes in the electric power system in real time.

But despite this, approaching the equality of the values of the wave resistance of the line to the resistance of the load remains a difficult task. Therefore, at the next stage, it is necessary to investigate which approximation of the wave resistance value to the line load value is sufficient to obtain a significant increase in efficiency.

Using mathematical calculations and models, it was established that in single-conductor lines, when the load resistance of the lines approaches the value of the wave resistance of the first mode of the wave, in the mode of the coordinated load, there is an increase in the efficiency of the use of the line for active, reactive and full power. The efficiency was evaluated using the efficiency ratio, namely the ratio of the power value at the end to the value at the beginning of the line.

In two-wire lines (a system of connected lines) it was found that the equality of the values of load resistance and wave resistance does not ensure the maximum efficiency when transmitting electricity due to the possible flow of power from one line to another. According to the results of the study, it was found that the maximum value of the efficiency of the two-wire line in the matched load mode depends only on the value of the wave resistance of the first wave mode and practically does not depend on the second, which is caused by the connection. It is found that the system of connected lines has less sensitivity to the change of load resistance compared to the line without connection.

However, the model, which was usually used for calculations, has a significant drawback: it is relevant only in those cases when power transmission lines have a power source at the beginning, and a load at the end. In real distribution lines, there may be several branches to consumers that consume part of all the electricity that is produced at the power sources. Therefore, there is a difference in the values of the power at different sections of the line.

Therefore, in the third chapter, a mathematical model of controlled overhead power lines is developed, which takes into account the difference in power values that are transmitted in different sections along the same line. This model is called "Electrical model of quasi-inhomogeneous lines" and is intended for the analysis of electrical processes in

these lines. In any real system of quasi-inhomogeneous lines, it is always possible to distinguish a number of regions during which the homogeneity of the system is preserved, the so-called regions of homogeneity.

The created mathematical model of the line within the homogeneity section allows you to determine the values of currents and voltages at the end of the section, if the values of currents and voltages at the beginning of the section are known, as well as formulas for calculating the values at the beginning, if the values at the end are known. Based on these formulas, a complete system of equations of quasi-inhomogeneous lines is derived.

It is common knowledge that lines with a voltage of 110 kV and above are usually performed in a two-circuit version. In such lines, due to the presence of a magnetic and galvanic connection between the wires of the same phases, as well as other phases, when calculating the parameters of the line, in addition to its own parameters, it is necessary to take into account the mutual components that appear under the influence of another conductor. Therefore, formulas have been developed for calculating the primary parameters of the controlled line, which take into account the influence of conductors of other phases and circuits on each other.

In the fourth chapter, the main tasks and functions that will be faced by the automatic control system are formed, based on its main task - to change the shifting angle θ between the circuit voltage vectors and, as a result, wave resistance Z_C , to keep the matched load mode.

On the basis of the main tasks set before the control system, the IDEF0 diagram was developed, which structures the stages of operation of the automatic control system of the phase-rotating device, which is used to change the value of the shifting angle θ , as well as the control algorithm itself in the form of a block diagram.

The principle and functional schemes for the control system of one separate phase-shifting device, which is implemented due to the use of bridge thyristor switches, have been developed. These diagrams show the principle of operation of the control system and its individual system elements, as well as their interaction with each other.

A separate issue in these systems is the control of bridge thyristor switches. Therefore, a strategy for managing the modes of operation of these bridges has been

developed, which consists of 31 positions with different degrees of adjustment from -15 to $+15$ and the 0th position, with an adjustment range of shifting angle $\theta_{\Phi\Pi\Pi}$ from -60° to $+60^\circ$ with step 4° . In this way, the developed control system of a separate phase-shifting device allows you to adjust the value of the shifting angle θ in the range of $\pm 60^\circ$, unlike existing systems, where the adjustment range is up to $\pm 40^\circ$, or $0^\circ - 60^\circ$.

A single-line and general principal diagram of a two-circuit controlled overhead power line was formed. For the operation of this system, two phase-shifting devices are needed on each of the line chains (at the beginning and at the end), which makes it possible to control the value of the shifting angle θ discretely in the range of $0-120^\circ$. When reversing the three-phase systems of the circuit voltage vectors by an angle of 120° (due to the connection of the line phase to the busbars of the substations in the appropriate way), the corresponding value of the initial shifting angle $\theta = 120^\circ$ is obtained in the mode of operation of the phase-shifting device at the zero degree of adjustment (when $\theta_{PSD.B} = 0^\circ$ and $\theta_{PSD.E} = 0^\circ$). By phase-shifting device, an additional angle of 60° is obtained, due to the transfer to the appropriate degree of adjustment of the phase-shifting devices and the creation of the appropriate shift angle, for example, in the first ($\theta_{PSD.1} = 30^\circ$) and in the second ($\theta_{PSD.2} = -30^\circ$) chain. With further change $\theta_{PSD.1}$ to -60° and $\theta_{PSD.2}$ to $+60^\circ$ a shifting angle between three-phase systems of circuit voltage vectors $\theta = 0^\circ$ is formed. Thus, for the first time, a control system for phase-shifting devices for a two-chain power transmission line was developed, which allows you to adjust the value of the shifting angle θ in the range from 0° to 180° .

The difficulty of implementing such a system lies in the fact that the phase-shifting devices will be located at a distance of hundreds, and possibly even thousands of kilometers from each other. In order to obtain high-speed operation and due to the impossibility of always performing a wire connection between the control systems of phase-shifting devices, it is necessary to use information technologies, for example IoT.

A program code based on the C++ programming language was developed to implement the operation of the control system of phase-rotating devices. The code itself consists of three main parts: the initialization block, the function block, and the main program block.

To confirm the operability of the developed control system, a model of a two-circuit CHVPL with a voltage class of 110 kV was created in the Matlab&Simulink software complex and conducted modeling of this system for two modes of operation, shifting angle of voltage and current vectors of two circuits of CHVPL, $\theta = 0^\circ$ and $\theta = 120^\circ$. Based on the simulation results, the performance of the developed information control system was confirmed.

So, the obtained results of research and analysis of literary sources confirmed the relevance of the work. In the second and third sections, the results of calculations and research conducted on the basis of developed and improved mathematical models confirm the scientific novelty of the first three points. The simulation results of the information control system developed in the fourth chapter proved the efficiency of the developed system and the ability to control the value of the shifting angle θ discretely in the range of $0-120^\circ$. If, due to the application of the appropriate phasing schemes of the line chains, the initial value $\theta = 120^\circ$ is obtained, then the developed phase-shifting devices control system allows you to adjust the value of the phase shifting angle in the range from $\theta = 0^\circ$ to $\theta = 180^\circ$, which in turn allows significantly affect the equivalent value of the full wave impedance of the line and provide a matched load mode.

On the basis of these results, the last point of scientific novelty was formed, as well as the practical significance of the work itself, which consists in the creation of an information system for automatic control of secondary parameters of power transmission lines to ensure the operation of the system in the matched load mode with a dynamic change of the real distributed load.

Keywords: *electricity, electricity production, electricity consumption, energy saving, electric power system, power losses, efficiency, smart power grids, phase shift transformer, FACTS devices, matched load mode, automatic control system, control strategy, mathematical model.*

List of publications on topic of the dissertation

Publications in which the main scientific results of the dissertation were published

1. Savieliev A., 2021, «Ways and methods of improving the efficiency of overhead power line», Computational Problems of Electrical Engineering», 11(2), pp.18-25. *Scientific specialist publication of Ukraine (Category “B”)*.

<https://doi.org/10.23939/jcpee2021.02.018>

2. Savieliev A., 2022, «Developing of functioning algorithm of information-control system for phase-shifting devices in power lines», Herald of Advanced Information Technology, 5(3), pp. 220–228. *Scientific specialist publication of Ukraine (Category “B”)*.

<https://doi.org/10.15276/hait.05.2022.17>

3. Savieliev A.2022, «Development and simulation of the information system for controlling the parameters of overhead power lines in Simulink», Electrical and computer systems, 36(112), pp.27-39. *Scientific specialist publication of Ukraine (Category “B”)*.

<https://doi.org/10.15276/eltecs.36.112.2022.01>

Publications certifying the approval of the dissertation materials

1. Maevsky, D., Maevskaya, E., Savieliev, A., Semenyug, A. and Horokholynskyi, S., 2018, «Coefficient of efficiency of coupled electric power transmission lines», 2018 14th International Conference on Advanced Trends in Radioelectronics, Telecommunications and Computer Engineering (TCSET)– Slavske, 2018. – P. 340–345.

<https://doi.org/10.1109/TCSET.2018.8336215>

2. Maevsky D., Besarab O., Maevskaya E., Berzan V. and Savieliev, A., 2020, «Ways and Reserves of Increasing the Efficiency of Electric Power Transmission Lines», 2020 IEEE 15th International Conference on Advanced Trends in Radioelectronics, Telecommunications and Computer Engineering (TCSET), Lviv-Slavske, Ukraine, 25-29 Feb. 2020. – P. 618–622.

<https://doi.org/10.1109/TCSET49122.2020.235506>

ЗМІСТ

ВСТУП	23
РОЗДІЛ 1 Проблеми транспортування електричної енергії та шляхи їх розв’язання	28
1.1 Роль та місце електричної енергії в загальній структурі енергоспоживання	28
1.1.1 Види енергії, що споживається людством, та обсяги споживання.	28
1.1.2 Переваги та недоліки електричної енергії	28
1.1.3 Обсяги світового споживання енергії	29
1.2 Способи транспортування електричної енергії	31
1.2.1 Кабельні та повітряні лінії передачі. Переваги та недоліки. Область застосування кабельних та повітряних ліній	32
1.3 Втрати при транспортуванні електричної енергії	34
1.3.1 Обсяги втрат при транспортуванні електричної енергії	34
1.3.2 Класифікація втрат при транспортуванні електричної енергії	39
1.3.3 Класифікація методів розрахунку значень втрат при транспортуванні електричної енергії	45
1.3.4 Шляхи зменшення втрат при транспортуванні електричної енергії	49
1.3.5 Втрати від режиму неузгодженого навантаження – новий вид втрат.	60
1.4 Висновки по розділу 1	62
РОЗДІЛ 2. Дослідження впливу узгодженого навантаження на коефіцієнт корисної дії ліній електропередачі	64
2.1 Мета та методика дослідження	64
2.1.1 Мета дослідження	64
2.1.2 Алгоритм виконання розрахунків в дослідженні	64
2.1.3 Початкові дані для дослідження	65
2.1.4 Результати дослідження та їх аналіз	71

2.2 Теоретичне обґрунтування використання компактних керованих високовольтних ліній електропередачі змінного струму, як одного з шляхів керування значенням хвильового опору	80
2.3 Математичні моделі зв'язаних ліній електропередачі	96
2.3.1 Система рівнянь для двох зв'язаних ліній	96
2.3.2 Знаходження постійних інтегрування при відомих значень напруг на початку ліній та опорам навантаження	99
2.4 Особливості режиму узгодженого навантаження в зв'язаних лініях електропередачі	106
2.4.1 Результати розрахунків ККД лінії	108
2.5 Висновки по розділу 2	114
РОЗДІЛ 3 Спосіб керування хвильовим опором ліній електропередачі	115
3.1 Основна ідея та конструктивне виконання кабельних керованих ліній електропередачі	115
3.2 Розроблення математичної моделі зміни хвильового опору керованої лінії	120
3.2.1 Електрична модель квазінеоднорідних лініях	120
3.2.2 Основні рівняння квазінеоднорідності ліній у межах ділянки однорідності	121
3.2.3 Рівняння квазіоднорідних ліній із довільно розподіленим навантаженням (у межах ділянки однорідності).	124
3.2.4 Повна система рівнянь квазінеоднорідних ліній	125
3.3 Розрахунок первинних параметрів фази кабельної керованої лінії	128
3.3.1 Індуктивність фаз дволанцюгових КПЛЕР	128
3.3.2 Ємність фаз дволанцюгових КПЛЕР	132
3.4 Керуючі пристрої для зміни хвильового опору ліній електропередачі	137
3.5 Висновки по розділу 3	140
РОЗДІЛ 4 Побудова та конструктивне виконання ліній електропередачі із змінним хвильовим опором	141
4.1 Алгоритм керування хвильовим опором та його реалізація	142
4.1.1 Основні функції системи керування ФПП	142

4.1.2 Принципова схема та основні складові елементи САК ФПП	146
4.1.3 Функціональна схема ФПП з ТК	147
4.1.4 Способи керування МТК	151
4.2 Функціональна схема системи керування двох ФПП	153
4.3. Розроблення та дослідження системи керування лінією електропередачі	157
4.3.1 Програмне забезпечення алгоритму ІСК ФПП	157
4.4 Модель ІСК в програмі Matlab&Simulink	158
4.4.1 Послідовний трансформатор	158
4.4.2 Регулюючий трансформатор	163
4.4.3 Мостові схеми тиристорних вентилів ТК	166
4.4.4 Навантаження та модель ПЛЕП	167
4.5 Результати моделювання	170
4.6. Використання пристроїв інтернету речей для моніторингу та керування режимами ліній електропередачі із змінним хвильовим опором	177
4.7 Висновки до розділу 4	178
ВИСНОВКИ	179
Список використаних джерел	183
Додаток А - Список публікацій здобувача за темою дисертації та відомості про апробацію результатів дисертації	191
Додаток Б – Документи про впровадження результатів досліджень	192
Додаток В – Однолінійна схема дволанцюгової КПЛЕР	195
Додаток Г – Загальна принципова схема дволанцюгової КПЛЕР	196
Додаток Д – Код програми для САК ФПП	197
Додаток Є – Модель дволанцюгової КПЛЕР в програмі Simulink	209

Перелік умовних скорочень

ГБК – Головним блоком керування

ДАП – джерело активної потужності

ДБК – допоміжний блок керування

ДРП – джерело реактивної потужності

ЕЕС – електроенергетична система

ІСК – інформаційна система керування

ККД – коефіцієнт корисної дії

КЛ – кабельна лінія

КПЛЕР – Компактні керовані повітряні лінії електропередачі змінного струму

КШР – керований шунтуючий реактор

ЛЕР – лінія електропередачі

МТК – мостовий тиристорний комутатор

ПЛЕР – повітряна лінія електропередачі

РПН – регулювання під навантаженням

СЕР – система електропостачання

ТК – тиристорний комутатор

ФПП – фазоповоротний пристрій

ЯЕЕ – якість електроенергії

IoT – Internet of Things

FACTS – Flexible Alternating Current Transmission Systems

ВСТУП

В даний час людство повсюдно використовує електричну енергію, перетворюючи її, відповідно до потреб на механічну, теплову та інші види енергії. Згідно щорічних досліджень всесвітнє споживання електричної енергії постійно зростає. Електрична енергія легко передається на будь-які відстані, що дозволяє організувати будівництво електростанцій у будь-якій точці земної кулі, де є природні ресурси для генерації електроенергії, але одним з недоліків електричної енергії є неможливість запасати її в великих кількостях і зберігати ці запаси протягом тривалого часу. Актуальною проблемою в електроенергетичній галузі досі залишається проблема, яка пов'язана із втратами при передачі та розподілу електроенергії; вона стає ще гострішою, коли джерела ресурсів, і, відповідно, генеруючі потужності розташовані на великих відстанях від споживачів, це можуть бути сотні, і навіть тисячі кілометрів. Величина втрат залежить від конструкції лінії і може мати середню оцінку.

Питання підвищення ефективності ліній передачі електричної енергії є новими і завжди були у центрі уваги дослідників. Одним із прямих рішень цього завдання є створення ліній передачі з малими втратами за рахунок зменшення опору провідників лінії та покращення ізоляції між ними. Однак такий прямий підхід до проблеми має свої фізичні та економічні межі. Так, зменшення опору провідників лінії тільки рахунок збільшення їх площі робить конструкцію самої лінії і важкої і дорогої. Зменшити провідність ізоляції можна за рахунок застосування сучасних високоякісних ізолюючих матеріалів. Це також призводить до збільшення матеріальних витрат.

Традиційно вважається, що основною причиною втрат в електричних лініях зв'язку є омичний опір металевих провідників і недосконалість ізоляції між ними. Це дійсно так. Однак, як відомо з теорії ліній з розподіленими параметрами, одним із джерел втрат у лініях передачі електричної енергії може бути нерівність значень хвильового опору лінії і значення опору її навантаження. У цьому випадку в лінії з'являється відбита хвиля і частина її електромагнітної енергії втрачається.

В даній роботі виконано огляд літературних джерел щодо типів втрат та методів їх зниження, на підставі якого випливає, що раніше з розглядання випадав такий вид втрат, як втрати за рахунок неузгодженості навантаження з лінією. А також один із шляхів зменшення цих втрат при електропередачі, а саме з підтриманням роботи лінії в режимі узгодженого навантаження. Тільки в режимі узгодженого навантаження коефіцієнт корисної дії лінії є максимальним, а втрати при передачі електроенергії мінімальні.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.

Роботу виконано у відповідності Закону України «Про пріоритетні напрями розвитку науки і техніки», зокрема п. 6 статті 7 «Новітні технології та ресурсозберігаючі технології в енергетиці, промисловості та агропромисловому комплексі», а також згідно до пріоритетних напрямів науково-дослідних робіт Національного університету «Одеська політехніка» згідно з координаційними планами Міністерства освіти і науки України, НДР «Підвищення якості електропостачання з урахуванням електромагнітної сумісності силових електричних кабелів» (Одеський національний політехнічний університет, № 129-54), та в рамках міжнародного ERASMUS+ проекту “Internet of Things: Emerging Curriculum for Industry and Human Applications ALIOT” (573818-EPP-1-2016-1-UK-EPPKA2-CBHE-JPP).

Роль автора у зазначених науково-дослідних роботах і проектах полягає у дослідженні та розробці моделей, методів та алгоритмів підвищення ефективності передачі та якості електроенергії, у тому числі з використанням сучасних інформаційних технологій.

Метою дослідження є підвищення ефективності використання ліній передач електричної енергії за рахунок зниження втрат від роботи ліній в режимі узгодженого навантаження.

Для досягнення поставленої мети в роботі вирішено такі **завдання**:

1. Огляд проблем транспортування електроенергії та шляхи їх вирішення. Аналіз роботи лінії в режимі узгодженого навантаження, як одного з неохоплених раніше способу зменшення втрат при передачі електроенергії.

2. Дослідження впливу узгодженого навантаження на коефіцієнт корисної дії ліній електропередачі;
3. Дослідження методу управління хвильовим опором. Згідно з теорією керованих ліній, для зміни хвильового опору треба змінювати фазовий зсув між векторами напруги на початку та в кінці лінії. Фазовий зсув можна змінювати за допомогою фазоповоротних пристроїв.
4. Побудова моделі ліній електропередачі із системою автоматичного керування фазоповоротними пристроями для зміни хвильового опору.

Об'єктом дослідження є процеси передачі електричної енергії в повітряних лініях електропередачі.

Предметом дослідження є моделі та методи зменшення втрат при передачі електроенергії.

Методи дослідження.

При побудові моделей розповсюдження електромагнітної енергії в лініях електропередачі використано методи системного аналізу та теоретичної електротехніки, зокрема теорію ліній з розподіленими параметрами та теорію перехідних процесів. Для аналізу процесів в лініях використано теорію диференціальних рівнянь та динамічних систем. Для перевірки результатів застосовано методи математичного моделювання. Для оцінки похибок експерименту використано методи математичної статистики.

Наукова новизна одержаних результатів полягає в наступному:

1. Вперше запропоновано метод підвищення ефективності передачі електричної енергії в лініях за рахунок використання режиму узгодженого навантаження, що дозволило створити математичні моделі керування хвильовим опором лінії.
2. Дістала подальшого розвитку математична модель хвильових процесів в зв'язаних керованих лініях електропередачі за рахунок врахування двох мод синусоїдальних коливань, що дозволило дослідити вплив обох мод на режим узгодженого навантаження лінії.

3. Дістала подальшого розвитку математична модель квазінеоднородних ліній, яка відрізняється від існуючих врахуванням розподіленого навантаження лінії при визначенні її вхідного опору, що дозволило враховувати динамічну зміну реального розподіленого навантаження при автоматичному керуванні вторинними параметрами лінії.

4. Вперше розроблено метод автоматичного керування хвильовим опором керованої лінії електропередачі, що дозволило створити відповідну інформаційну систему керування для двохланцюгової лінії.

Практичне значення одержаних результатів полягає в створенні схем керованих ліній електропередачі, а також алгоритму та інформаційної технології відстеження параметрів навантаження в кінці лінії та автоматичного керування її вторинними параметрами для забезпечення роботи системи в режимі роботи узгодженого навантаження при динамічній зміні реального розподіленого навантаження.

Особистий внесок здобувача. Дисертаційна робота містить результати, які отримані самостійно. Основні розробки, у тому числі й ті, що характеризують наукову новизну, практичне значення, здійснені здобувачем особисто. В роботах із співавторами, результати яких були представлені на конференціях: в [1] – виконано розрахунки первинних та вторинних параметрів однопровідних та двохпровідних ліній, а також розрахунки значень ККД активної, реактивної та повної потужності для цих ліній; в [2] – виконано розрахунки первинних та вторинних параметрів реальних ліній електропередачі для різних режимів роботи, а також розрахунки значень ККД активної, реактивної та повної потужності для цих ліній у нормальному режимі роботи, а також в режимі узгодженого навантаження.

У друкованих виданнях статті написані та опубліковані без співавторів.

Апробація результатів роботи.

1. Maevsky, D., Maevskaya, E., Savieliev, A., Semenyug, A. and Horokholynskyi, S., 2018, «Coefficient of efficiency of coupled electric power transmission lines», 2018 14th International Conference on Advanced Trends in Radioelectronics, Telecommunications and Computer Engineering (TCSET).– Slavske, 2018. – P. 340–345.

<https://doi.org/10.1109/TCSET.2018.8336215>

2. Maevsky D., Besarab O., Maevskaya E., Berzan V. and Savieliev, A., 2020, «Ways and Reserves of Increasing the Efficiency of Electric Power Transmission Lines», 2020 IEEE 15th International Conference on Advanced Trends in Radioelectronics, Telecommunications and Computer Engineering (TCSET), Lviv-Slavske, Ukraine, 25-29 Feb. 2020. – P. 618–622.

<https://doi.org/10.1109/TCSET49122.2020.235506>

Публікації.

За результатами досліджень опубліковано 3 статті без співавторів у наукових виданнях, включених до переліку наукових фахових видань України..

1. Savieliev A., 2021, «Ways and methods of improving the efficiency of overhead power line. Computational Problems of Electrical Engineering», 11(2), pp.18-25. (*Наукове фахове видання України (Категорія "Б")*).

<https://doi.org/10.23939/jcpee2021.02.018>

2. Savieliev A., 2022, «Developing of functioning algorithm of information-control system for phase-shifting devices in power lines». Herald of Advanced Information Technology, 5(3), pp. 220–228. (*Наукове фахове видання України (Категорія "Б")*).

<https://doi.org/10.15276/hait.05.2022.17>

3. Савельєв А., 2022, «Розробка та моделювання інформаційної системи керування параметрами повітряних ліній електропередачі у програмі «Simulink». Електричні та комп'ютерні системи, 36(112), pp.27-39. (*Наукове фахове видання України (Категорія "Б")*).

<https://doi.org/10.15276/eltecs.36.112.2022.01>

Структура і обсяг дисертації.

Дисертаційна робота загальним обсягом 209 сторінки з основною частиною 190, яка складається зі вступу, чотирьох розділів, висновків, та анотації і списку використаних джерел з 82 найменування і 6 додатки на 19 сторінках; містить 59 рисунків і 17 таблиць.

РОЗДІЛ 1**ПРОБЛЕМИ ТРАНСПОРТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ТА ШЛЯХИ ЇЇ РОЗВ'ЯЗАННЯ****1.1 Роль та місце електричної енергії в загальній структурі енергоспоживання****1.1.1 Види енергії, що споживається людством, та обсяги споживання.**

На сьогоднішній день будь-яка повсякденна діяльність людини тим, чи іншим способом зв'язана з використанням енергії. Існує дві форми енергії:

- Первинна - це енергетична форма, яка зустрічається в природі і не зазнала жодного інженерного впливу або процесу перетворення. Це енергія, яка міститься в сирому паливі.
- Вторинна - це енергетична форма, яка є похідною від первинною, а саме: вона виробляються або отримується шляхом перетворення з первинного джерела енергії. Сюди відносяться теплова, механічна, хімічна, електроенергія, тощо...

1.1.2 Переваги та недоліки електричної енергії

Електроенергію перетворюють в інший тип енергії, а саме: в теплову, в механічну (потенціальну або кінетичну) або хімічну; виходячи з того які цілі чи завдання були поставлені. Але існує і зворотне перетворення, тобто для отримання певної кількості електроенергії необхідно перетворення з іншого типу енергії. Електроенергія виробляється на електростанціях: теплових, атомних, вітряних, сонячних, гідроелектростанціях і інших. Електрична енергія виробляється на електростанціях, які за можливістю розташовують якомога ближче до джерел первинної енергії. Майже на всіх перелічених електростанціях реалізується наступний принцип генерації електроенергії: механічна енергія обертання

перетворюється в електричну енергію, в генераторі. Генератори передають електроенергію в загальну мережу.

Одним з недоліків електричної енергії є неможливість запасати її в великих кількостях і зберігати ці запаси протягом тривалого часу. Запаси електричної енергії в акумуляторах, гальванічних елементах і конденсаторах досить лише для роботи порівняно малопотужних пристроїв, проте, усе одно, терміни такого зберігання обмежені. Електричну енергію потрібно виробляти тільки тоді, коли її вимагає споживач, і в тій кількості, в якій вона йому необхідна.

1.1.3 Обсяги світового споживання енергії

Відповідно статистиці представленої в [1] можна побачити, що всесвітнє щорічне споживання електричної енергії із року в рік зростає, і за 2020 рік склало 23 177 TWh, що значно більше в порівнянні, ніж в 2010 (18 547 TWh) і 2000 роками (11 722 TWh) (обсяги щорічного споживання наведені на рисунку 1.1). Якщо аналізувати ці дані, то видно, що в середньому за кожні 10 років значення кількості всесвітнього щорічного споживання електричної енергії зростає на більш ніж 5000 TWh, або ж 500 TWh за рік. Отже, можна спрогнозувати, що до 2030 року значення всесвітнього щорічного споживання електричної енергії становитиме понад 28 000 TWh, а до 2040 - вже понад 33 000 TWh.

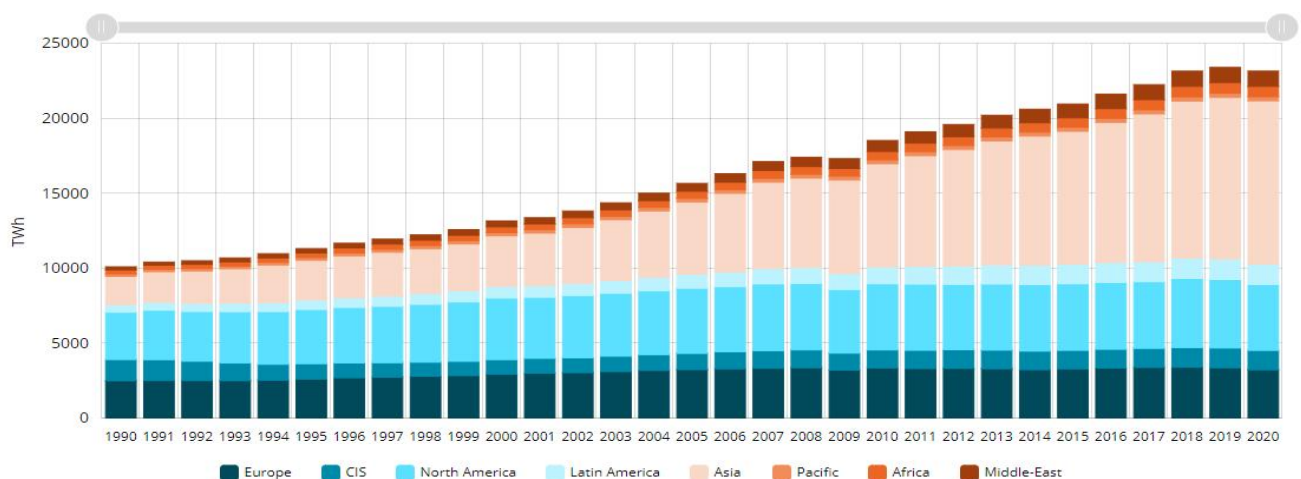


Рисунок 1.1 – Всесвітнє щорічне споживання електричної енергії

Світове споживання енергії — це загальна кількість енергії, яка використана людством. І, як правило, вона вимірюється за певний період часу, наприклад, за рік. Ця енергія складається з усієї енергії, яка споживається від кожного джерела енергії, котре застосовується людством у кожній промисловій або технологічній галузях в усіх країнах світу.

Джерела для вироблення електричної енергії умовно діляться на дві групи: відновлювані та невідновлювані. Невідновлювані ресурси поступово закінчуються на нашій планеті, в зв'язку з цим і досі залишається актуальною проблема з раціональним використанням цих ресурсів, а саме зменшення їх використання при виробництві електроенергії. Згідно [2] в 2020 році 28% всієї виробленої електричної енергії здійснено за допомогою відновлюваних джерел енергії (в тому числі гідроенергетики). В даний час відновлювані джерела енергії (рисунк 1.2) покривають на 39% потреб електроспоживання в Європі, на 28% - в Китаї, 23 % - в Індії і близько на 20% - в Сполучених Штатах, Росії та Японії. Однак, до цього часу велика частина (а саме 72%) джерел для вироблення електричної енергії є невідновлюваних.

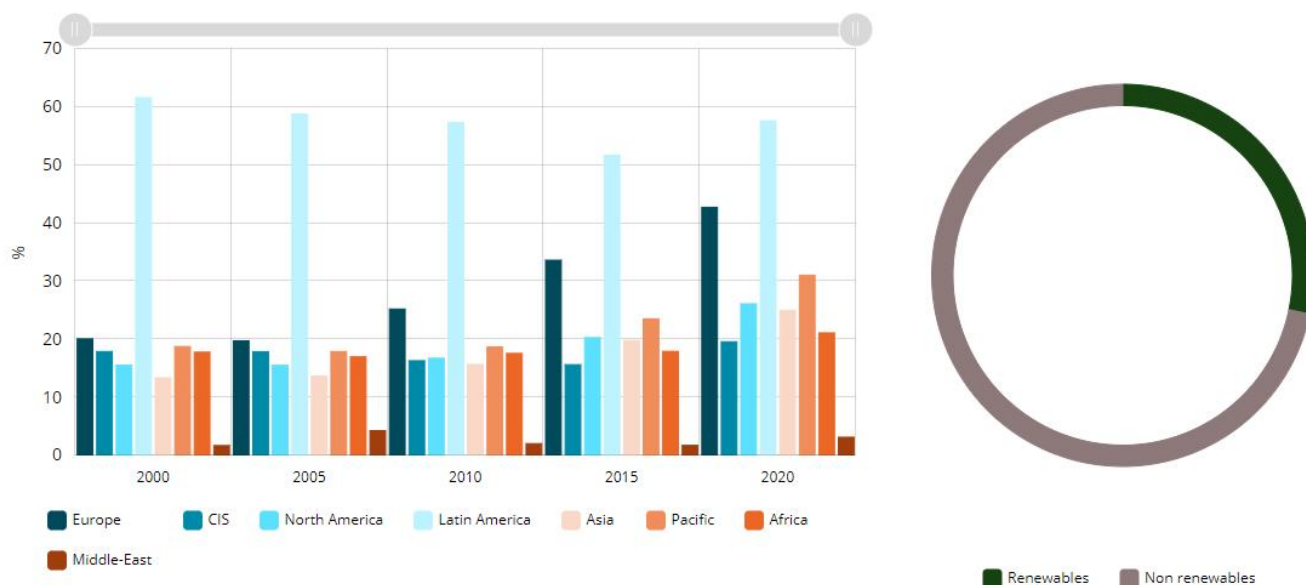


Рисунок 1.2 – Доля електроенергії отриманої з відновлюваних джерел енергії

В [3] The U.S. Energy Information Administration дає прогноз, що доля так званої «зеленої енергії», або відновлюваною енергії щорічно буде зростати, і в 2030 році буде складати вже 40 % від загальної кількості виробленої електроенергії, в 2040 році – 45%, а в 2050 році – майже 50%. В свою чергу McKinsey & Company в своєму прогнозі [4] дає більш оптимістичний результат, а саме доля відновленої енергетики вже в 2035 році складатиме більш ніж 50 %, а в 2050 – майже 75%. Такий результат стане можливим, за рахунок збільшення потужностей від сонячних та вітряних електростанцій.

Загальне світове виробництво електроенергії в зросло лише на 1,3% в 2020 в порівнянні з 2019 роком відповідно до [5], що складає приблизно половину від середнього показника за останні 10 років. Зростання було слабким або негативним в більшості регіонів, за винятком Китаю, в якому цей показник збільшився на 340 TWh (4,7%), що становить 95% чистого глобального зростання (360 TWh).

1.2 Способи транспортування електричної енергії

Проблема з раціональним використанням і невідновлюваних і відновлюваних ресурсів полягає в тому що, окрім вироблення електричної енергії, її ще необхідно передати до користувачів. Місця знаходження цих джерел електроенергії та її споживачі часто віддалені один від одного на великі відстані, сотні або навіть тисячі кілометрів. Електростанції пов'язані між собою і зі споживачами електричними мережами за допомогою кабельних або провідникових ліній, які об'єднують їх в централізовано керовані енергетичні системи (енергосистеми). Передача електроенергії на такі відстані найчастіше виконується за допомогою повітряних ліній електропередачі (ПЛЕП). Для передачі електроенергії на менші відстані, або виходячи з певних технічних умов прокладання лінії, використовуються кабельні лінії (КЛ).

1.2.1 Кабельні та повітряні лінії передачі. Переваги та недоліки. Область застосування кабельних та повітряних ліній

Згідно Державного стандарту мережі поділяють на мережі напругою до 1 kV і мережі напругою понад 1 kV.

Також існує і більш детальний розподіл мереж за напругою:

- 1) низька (220–660 В);
- 2) середня (6–35 kV);
- 3) висока (110–220 kV);
- 4) надвисока (330–750 kV);
- 5) ультрависока (більше 1 000 kV).

В джерелі [6] надається визначення КЛ, а саме:

КЛ - лінія для передавання електричної енергії або окремих її імпульсів, складена з одного або декількох паралельно прокладених кабелів, кабельної арматури, систем, що підтримують кабелі, пристроїв кріплення і підтримування кабелів та арматури.

До основних недоліків КЛ відносять:

- Вартість прокладання КЛ є набагато дорожче через більшу трудомісткість при спорудженні та ремонті, великі витрати матеріалів і вимоги до більш високої кваліфікації обслуговуючого персоналу.
- Через вплив температурних обмежень ізоляції КЛ має меншу пропускну здатність на одиницю перетину.
- Визначення точного місця пошкодження КЛ може потребувати значно більшого часу.

До основних переваг КЛ в порівнянні з ПЛЕП відносять:

- Можливість перетину вуличних магістралей та інженерних комунікацій необхідним числом (існують певні, регламентовані в, обмеження) електричних кабелів необхідного класу напруги, а також можливість прокладки цих ліній вздовж магістралей.
- Для прокладання КЛ не потрібна велика за площею територія.

- На кабель, прокладений в землі, не схильний до атмосферних впливів.
- Пошкодження в КЛ не є небезпечними для населення.
- Фізичний доступ до траси КЛ стороннім особам є недоступним.

КЛ використовують на території міст, на промислових підприємствах, для прокладання лінії через великі водні простори. КЛ прокладають там, де будівництво повітряної лінії неможливо через обмежену територію або недоцільно з архітектурної точки зору, за умови дотримання необхідних показників з техніки безпеки. Найбільш широко КЛ застосовуються в електроустановках. Як правило, споживачі 6 - 10 kV отримують електроенергію по кабелях, які спочатку прокладаються в кабельних тунелях в розподільчому пристрої, а потім в землі. Кабелі 0,4 - 10 kV використовуються для приєднання споживачів власних потреб електричних станцій і підстанцій до відповідних шин, а також в спорудах або будівлях.

В джерелі [6] надається визначення ПЛЕП, а саме:

ПЛЕП - споруда для передавання електричної енергії проводами, розташованими просто неба і закріпленими за допомогою ізоляторів і арматури на опорах або кронштейнах, на стінах будівель і на інженерних спорудах.

До основних переваг ПЛЕП відносять:

- Відносна дешевизна в порівнянні з КЛ.
- Краща ремонтпридатність, через те що, не потрібно проводити земляні роботи для заміни проводу. Легко проводити візуальний огляд стану лінії на фізичні пошкодження, та цілісність лінії.

До основних недоліків ПЛЕП відносять:

- Широка смуга відчуження: в регламентованій зоні вздовж ПЛЕП заборонено ставити будь-які споруди і садити дерева, а при прокладанні лінії через ліс, дерева необхідно вирубати по всій ширині смуги відчуження.
- Незахищеність від зовнішнього впливу, наприклад: падіння дерев на лінію, або викрадення проводів. Незважаючи на пристрої грозозахисту, повітряні лінії також страждають від ударів блискавки. Через такі вразливості, на одній повітряній лінії часто обладнають два ланцюги: основний і резервний.

Відповідно до [6] електроенергія в СЕС повинна передаватися певної якості. Тобто існують певні показники якості електроенергії (ЯЕЕ), які є регламентовані, і мають свої допустимі межі. Стандарт [8] встановлює показники і норми ЯЕЕ в електричних мережах систем електропостачання загального призначення змінного трифазного і однофазного струму частотою 50 Hz в точках, до яких приєднуються електричні мережі, що перебувають у власності різних споживачів електричної енергії, або приймачі електричної енергії (точки загального приєднання). Основні показники якості електричної енергії визначені у пунктах 11.4.7 – 11.4.12 глави 11.4 розділу XI Кодексу систем розподілу [9] затвердженого постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 310.

Передача електричної енергії на будь-якій відстані неминуче супроводжується втратами. Відношення значень втраченої від загальної енергії, яка передається по лінії, визначає ефективність роботи лінії електропередачі (ЛЕП), та системи електропостачання (СЕП) певного рівня (області, регіону, країни, тощо...) в цілому. Але які є можливості для зменшення втрат? І насамперед, звідки беруться ці втрати?

1.3 Втрати при транспортуванні електричної енергії

1.3.1 Обсяги втрат при транспортуванні електричної енергії

Відповідно до [10] загальна кількість виробленої енергії за 2019 рік в усьому світі складають 27 044 TWh, а втрати при передачі електроенергії - 2012 TWh, що становить 7,44 %. Тобто 7,5 % усієї виробленої енергії втрачається за рахунок конструктивного виконання ПЛЕП, а саме на нагрів металу в провідниках. А якщо врахувати ще й втрати електроенергії, які виникають за рахунок забезпечення технологічного процесу в обладнанні станцій, підстанцій для вироблення та трансформування електроенергії та самообслуговування, а саме: 2484 TWh, майже 8 % від загальної кількості.

Таким чином загальна кількість втраченої енергії становить вже 4196,5 TWh, тобто майже 15,5 %, а використовується споживачами лише 84,5 % від усієї виробленої електроенергії (Рисунок 1.3).

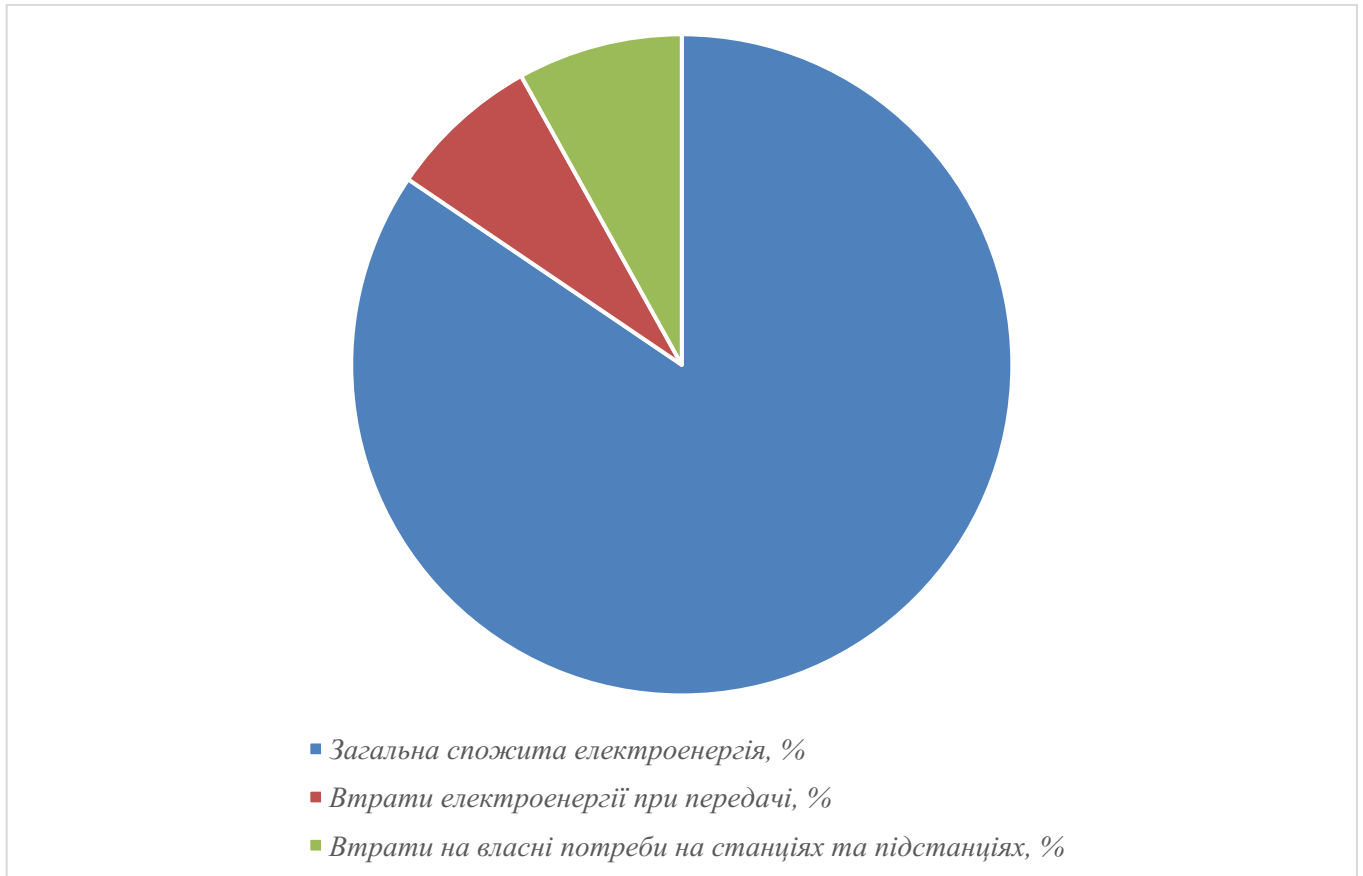


Рисунок 1.3 – Діаграма спожитої електричної енергії і енергії, яка втрачається при її транспортуванні

При врахуванні середньоєвропейської ціни за 1 kWh електроенергії в 0,2159 Євро [11] економічний результат втрат при передачі електроенергії складає 906 млрд. Євро. Тут, треба розуміти, що загальносвітове значення ціни за електроенергію може відрізнятися від європейського значення. Але також треба враховувати, що втрати в системах електропостачання розвинутих країн набагато менші, ніж в малорозвинутих, або в тих що розвиваються.

Але, який економічний ефект можна отримати знизивши загальносвітовий показник втрат на хоча б 1%, або 2%? Для більш детального аналізу візьмем найбільші країни за вживанням електроенергії на кожному континенті для наочності.

Дослідження проведені The U.S. Energy Information Administration (EIA) [12] показують, що в США втрати електроенергії в системах передачі та розподілу електроенергії складають в середньому близько 5% щорічно. При значенні виробленої за рік 2020 електричної енергії 4034 TWh [13], значення втрат становить 212,6 TWh. Відповідно до [14] середній тариф на споживання 1 kWh, в залежності від постачальника електроенергії, становить 0,15 EUR/kWh.

Таким чином економічні втрати при передачі тільки в 2020 році становлять 31,9 млрд. EUR. Для порівняння ВВП такої країни, як Латвія, складає ті ж самі 30,5 млрд. EUR відповідно до статистики представленої від Eurostat [15].

В роботі [16] організація The Council of European Energy Regulators в 2015 році визначає втрати електроенергії на рівні передачі у діапазон між 0,89% і 2,77% від загальної енергії, споживаної в досліджуваних країнах. Тут відзначити, що дослідження проводились для країн-учасниць Європейського Союзу. Загальні втрати (в системах передачі і розподілу) за той самий рік варіюються в середньому в діапазоні 2,24% до 10,44%.

Відповідно до даних з джерела [10] втрати при передачі електроенергії в Німеччині складають 27,474 TWh від загально використаної енергії в кількості 563,111 TWh станом на 2020 рік. В процентному відношенні ці втрати складають 5,2 %. Відповідно до [11] середній тариф на споживання 1 kWh, в залежності від постачальника електроенергії, становить 0,16 EUR/kWh.

Таким чином економічні втрати при передачі тільки в 2020 році становлять 4,39 млрд. EUR. Відповідно до даних, наведених Eurostat в джерелі [15], величина втрат при передачі електроенергії дорівнює 0,127 % від ВВП країни, і 0,0267 % від ВВП усього Євросоюзу (Рисунок 1.4)

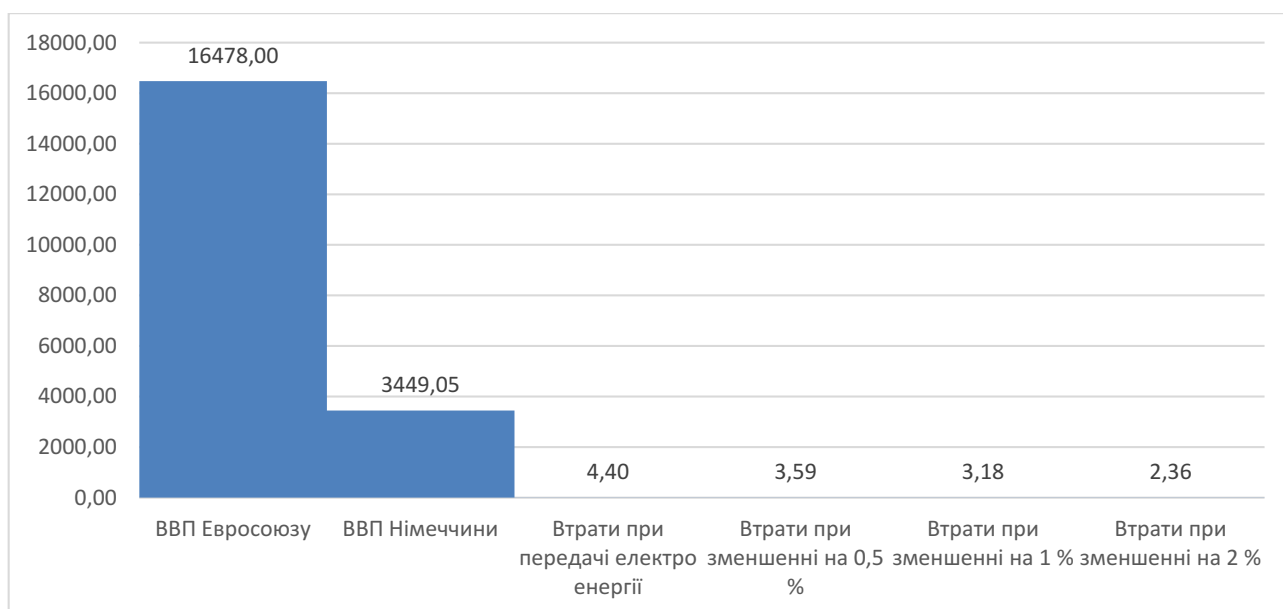


Рисунок 1.4 – Порівняння економічного ефекту від зменшення втрат

Відповідно до даних з джерела [10] втрати при передачі електроенергії в Китаї складають 334,7 TWh від загально використаної енергії в кількості 6567 TWh станом на 2020 рік. В процентному відношенні ці втрати складають 5,5 %. Відповідно до [14] середній тариф на споживання 1 kWh, становить 0,08 EUR/kWh.

Таким чином економічні втрати при передачі тільки в 2020 році становлять 26,776 млрд. EUR.

Зовсім невтішною є ситуація в Україні. Згідно [17] в 2018 році втрати при передачі та розподілі електроенергії в Україні склали 19,1 TWh, або 13,3% від загального відпуску електроенергії в мережу 143,6 TWh. Відповідно до [14] тариф на споживання 1 kWh, становить 0,05 EUR/kWh.

Таким чином економічні втрати при передачі тільки в 2018 році становлять 764 млн. EUR. Враховуючи, що ВВП України за даними Мінфіну України в 2018 році складав 130 млрд. EUR, то від на втрати при передачі електроенергії використано 0,58 % від показника ВВП.

Зменшення ж цих витрат, хоча б на 0,5 % дасть економіці України 30 млн. EUR, а 1% - вже 60 млн. EUR, на 2 % 110 млн. EUR (Рисунок 1.5).

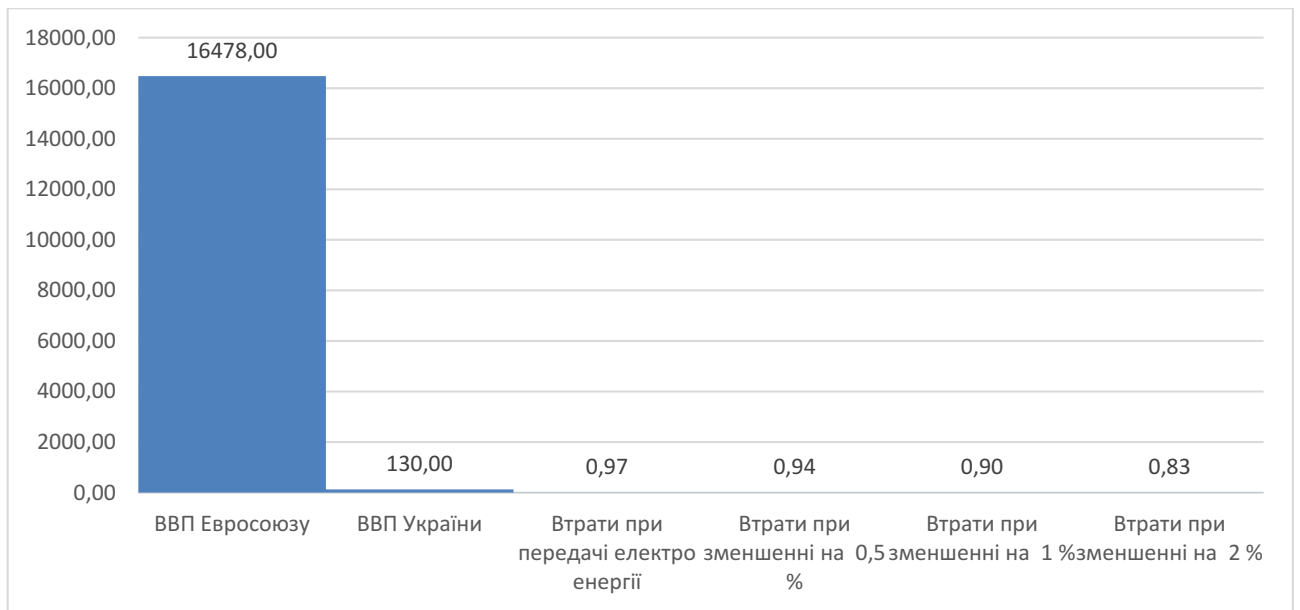


Рисунок 1.5 – Порівняння економічного ефекту від зменшення втрат

Так, в порівнянні з порядками цифр, що зустрічаються в світовій економіці число в 30, 60, або 110 млн. EUR здається зовсім маленькою, але якщо винайти технологію або метод зменшення втрат при передачі електроенергії від генераторів до споживачів, яка дозволить зменшити втрати хоча б на 1 процент, і цей метод буде мати можливість використання в будь-якій точці планети, то це дасть доволі суттєвий економічний ефект (рисунок 1.6).

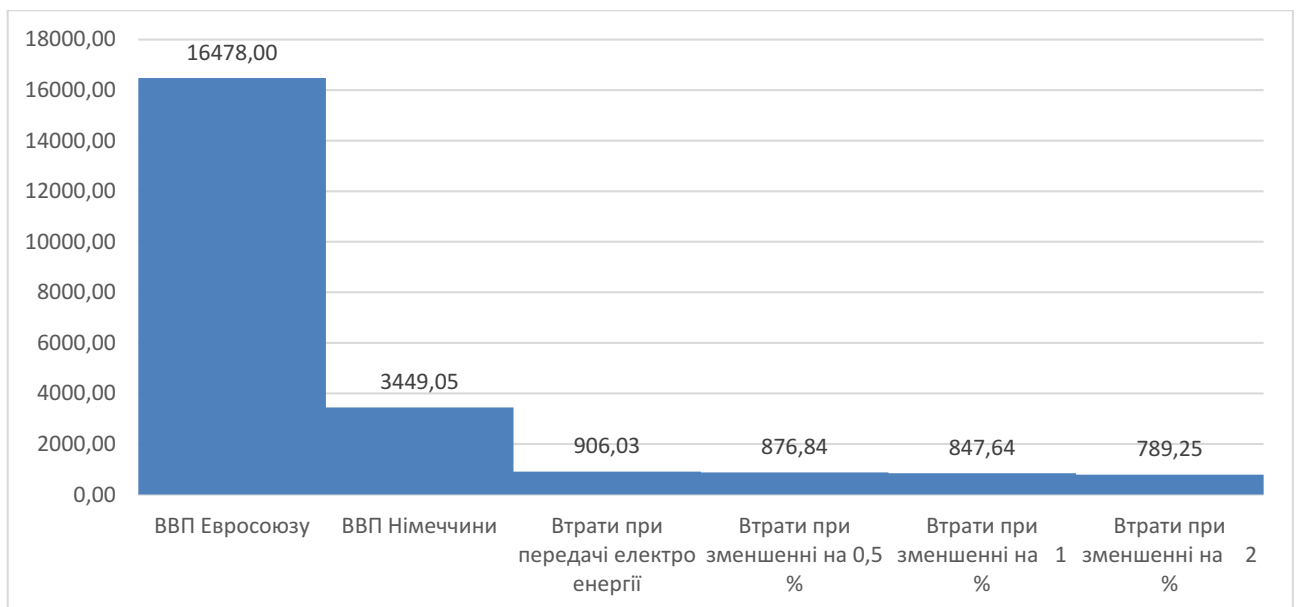


Рисунок 1.6 – Порівняння економічного ефекту від зменшення втрат

З рисунку 1.6 видно, що зменшення втрат на 1 % призведе до загальносвітової економії у 58,4 млрд. EUR, а на 2 % - вже до 116 млрд. EUR. Але як досягнути цієї мети? Чи існують вже методи і наскільки широко вони використовуються? І яка існує тенденція загальносвітова до зниження втрат?

В джерелі [18] наведена статистика загальносвітових втрат в системах передачі та розподілу електроенергії за останні 50 років. Тенденція така, що за 50 років вдалося зменшити втрати майже на 1.5%, з 9,4 в 1960 році, до 8.2 % в 2014. Але за рахунок, чого вдалося отримати такі результати? Та які існують загальноприйняті методи та способи зменшення цього значення?

1.3.2 Класифікація втрат при транспортуванні електричної енергії

Для початку розберемося, що це за втрати при передачі електроенергії, звідки вони виникають, звідки з'явилась ця цифра у 16,5% в загальносвітовому розмірі, з чого вона складається, та як вона розраховується, які існують методи для розрахунку цих втрат.

В джерелі [7] відзначають, що кількість втраченої потужності залежить від певних факторів, а саме:

- відстань від генератором та споживачами - чим більше відстань між ними, тим більше втрачається потужність;
- напруга і опір в ЛЕП - так звана «якість» лінії, що залежить від правильно обраних параметрів провідників, в залежності від навантаження споживачів, кількості і часу, коли вони споживають електричну енергію, яка передається;
- скільки потужності проходить по лінії - чим більше навантажена лінія тим більше тепла і більше втрат.

В роботі [19] автори приводять класифікацію усіх можливих втрат в системах електропостачання. Вони виділяють 4 ключові групи, а саме:

- 1) Комерційні втрати - втрати, зумовлені розкраданнями електроенергії, невідповідністю показань лічильників сум оплати за електроенергію і іншими причинами в сфері організації контролю за споживанням енергії.

2) Втрати електроенергії, зумовлені інструментальними похибками її вимірювання - недооблік електроенергії, в зв'язку з технічними характеристиками і режимами роботи приладів обліку електроенергії на об'єкті.

3) Втрати електроенергії на власні потреби підстанцій – втрати електроенергії, необхідний для забезпечення роботи технологічного обладнання підстанції та життєдіяльності обслуговуючого персоналу.

4) Технічні втрати електроенергії - втрати електроенергії, зумовлені фізичними процесами в проводах і електрообладнанні, що відбуваються при передачі електроенергії по електричних мережах;

Проаналізувавши ці групи і розібравшись з можливостями зменшення втрат, за рахунок саме чого стане можливе це зменшення, стає зрозуміло, що втрати в кожній з цих груп носять унікальні властивості і походження, а саме:

- Вирішення проблеми втрат в першій та другій групах, можна виконати шляхом модернізації мережі та систем приладів, які виконують заміри в певних частинах системи електропостачання.

- Втрати на власні потреби можна зменшити шляхом модернізації обладнання та автоматизації і оптимізації певних виробничих процесів.

- Найбільше значення мають технологічні втрати в мережах. Існує багато шляхів та методів для зменшення цих втрат, але ця тема і досі залишається актуальною, і вчені зі всього світу шукають шляхи для зменшення втрат при передачі електроенергії.

Далі треба розібратись більш детально, що це за технічні втрати, та що є передумовою для їх виникнення. Так в роботі [20] автори розділяють технічні втрати на 3 підгрупи:

- Навантажувальні втрати - це втрати на нагрів в поздовжніх елементах провідників ЛЕП (повітряних і кабельних), шинопроводах, силових трансформаторах і струмообмежувальних реакторах;

- Втрати від холостого ходу - в силових трансформаторах, в компенсувальних пристроях;

- Кліматичні втрати - втрати на корону в проводах ПЛЕП, та від струмів витоку з ізоляторів.

Тобто значення цих втрат можливо визначити і розрахувати математично на основі інформації про кількість переданої енергії в мережі, клас напруги у центрах живлення, параметри проводів і трансформаторів, наявність пристроїв компенсації реактивної потужності. Ці дані про мережі характеризують технічний стан і рівень їх експлуатації.

В роботі [21] автори розглядають класифікацію технічних втрат, які поділяються на навантажувальні втрати, втрати холостого ходу в трансформаторах і автотрансформаторах і втрати на корону. Величина втрат електроенергії в будь-якому елементі мережі залежить найбільш від характеру навантаження, а також зміни її величини протягом проаналізованого періоду часу. Автори наводять формулу для розрахунку втрати електроенергії за певний час, знаючи втрати активної потужності в лінії з незмінним навантаженням в цій лінії.

Режим роботи лінії при постійному, незмінному в часі навантаженню протягом великого проміжку часу зустрічається не завжди. Тому більш цікавим є дослідження методів розрахунку втрат в лініях, коли навантаження змінюється доволі часто.

В роботі [29] класифікують усі можливі втрати на технічні і нетехнічні. Технічні втрати відносяться до енергії, перетвореної в тепло в лініях електропередачі і трансформаторах, в результаті дії законів фізики. Оскільки технічні втрати є результатом технічних властивостей провідників, вони можуть бути оцінені досить точно. Насамперед, це втрати в силових лініях або трансформаторах, які діляться на змінні і постійні. Змінні обумовлені в ефектом нагріву провідників в залежності від температури та умов зовнішнього середовища, а також втрати обумовлені коронним розрядом.

До нетехнічних втрат відносяться: незаконне споживання електроенергії (крадіжка енергії); невимірне постачання (наприклад, громадське освітлення); помилки в обліку, при розрахунках рахунків або обробці даних.

В роботі [28] наведено більш детальну класифікацію втрат (Рисунок 1.7) в мережах електропостачання. Автори також поділяють усі можливі джерела втрат на 4 основні групи, а також об'єднують втрати на/при вимірюванні, витрати на власні потреби, та технічні втрати в одну складову в так звані технологічні втрати. Так як вони обумовлені технологічними потребами процесу передачі електроенергії в мережі. А остання складова комерційні виділяють окремо, тому що значення цієї величини обумовлено «людським фактором».

Як правило, витрати електроенергії на власні потреби підстанцій відображаються в звітних відомостях в складі технічних втрат. Втрати при вимірюванні, які пов'язані з похибками системи обліку електроенергії, в свою чергу відносять до комерційних втрат. Таким чином, це призводить до неточності розрахунку саме технічних втрат при передачі електроенергії. І такі дії в системі обліку і звітності не забезпечує чіткого розуміння о структурі втрат і доцільності в напрямку заходів, щодо їх зменшення.

Тому більш доречно ділити усі види втрат на технологічні та комерційні. А вже технологічні підрозділяти на 3 підгрупи.

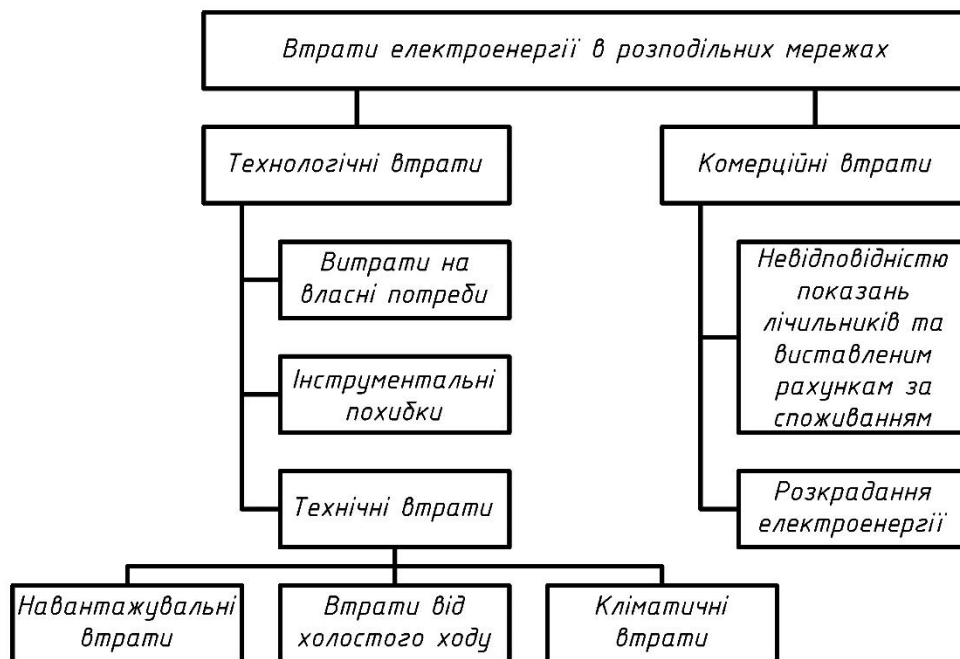


Рисунок 1.7 – Класифікація втрат при передачі електроенергії до споживачів, основні групи

В роботі [38] розглянуто більше детально класифікацію технічних втрат, авторами розглянуто додаткові види втрат, таким чином до наведених вище видів технічних втрат додаються наступні структурні складові:

- навантажувальні втрати в лініях, силових трансформаторах та автотрансформаторах;
- втрати холостого ходу в трансформаторах та автотрансформаторах;
- втрати потужності компенсувальних пристроїв;
- втрати від коронації в ЛЕП;
- втрати в реакторах підстанцій;
- втрати в вимірювальних трансформаторах струму і напруги та в їх вторинних колах.

Згідно [30] значення загальних втрат при передачі електроенергії між генераторами і споживачами формується із значень втрат потужності на різних етапах (стадіях) її передачі: 1-2% - підвищувальний трансформатор від генератора до ЛЕП; 2-4% - ЛЕП; 1-2% - понижуючий трансформатор від ЛЕП до розподільної мережі; 4-6% - розподільна мережа трансформаторів і кабелів.

В роботі [31] досліджувались розгалужені електричні мережі на клас напруги 0,38-10 kV. Авторами прораховані оптимальні рівні втрат в розподільчих електричних мережах та технічно обґрунтовані (мінімальні) значення технологічних втрат електроенергії. Автори дійшли до висновку, що на величину сумарних втрат електроенергії в мережі 0,38-10 kV найбільший вплив оказують мережі 0,38 kV. Тому що втрати в цих лініях, як правило, більше втрат в мережі 10 kV в кілька або навіть в десятки разів.

Кожен компонент системи передачі і розподілу впливає на ефективність системи передачі електроенергії. Втрати в лініях в системі передачі зазвичай пов'язані з двома (або більше) додатковими ступенями перетворення і одним (або більше) додатковим набором ліній. Залежно від напруги і відстані втрати в лініях передачі складають від двох до п'яти відсотків. В роботі [32] наведена інформація щодо значень втрат на кожному етапі розподілу електроенергії у відсотках від загальної кількості переданої до споживачів енергії в електричних мережах США.

- ЛЕП (місто 0,1 %; сільська місцевість 0,7 %);
- Силові трансформатори місто 0,1 %; сільська місцевість 0,7 %);
- Розподільні лінії (місто 0,9 %; сільська місцевість 2,5 %);
- Розподільні трансформатори без навантаження (місто 1,2 %; сільська місцевість 1,7 %);
- Розподільні трансформатори під навантаженням (місто 0,8 %; сільська місцевість 0,8 %);
- Вторинні лінії (місто 0,5 %; сільська місцевість 0,9 %);
- Загальне значення (місто 3,6 %; сільська місцевість 7,3 %).

В роботі [33] наведена статистика втрат в силових мережах UK Power Networks, яка показує, що більше 75% мережевих втрат пов'язана з мережами низької напруги, мережами високої напруги і розподільними трансформаторами, а саме:

- 36-47% загальних втрат припадає на мережі низької напруги;
 - 9-13% втрат пов'язані з навантаженням розподільного трансформатора;
 - 7-10% втрат пов'язані з втратами холостого ходу розподільного трансформатора;
 - 17-27% пов'язані в високої напруги;
 - 17-24% загальних втрат припадає на первинні та мережеві трансформатори,
- а також в мережі надвисокої напруги 132 kV і вище.

Авторами проведені всебічні дослідження для вивчення факторів втрат і визначення можливостей та стратегій для зниження мережевих втрат. Автори відзначають, що за рахунок поліпшення роботи системи, проектування системи і впровадження технологій зниження втрат можливо добитись зменшення втрат при передачі електроенергії

Згідно зі статистикою American Electric Power [34], для ліній 765 kV втрати становлять від 0,5 до 1,1% в залежності від конструктивного виконання, для 500 kV - 1,3%, а для 345 kV - 4,2% при навантаженні 1000 MW. Тут можна зробити висновок, що найбільш розповсюдженим методом зменшення втрат при передачі електроенергії на великі відстані, є метод підвищити класу напруги, але також важливу роль відіграє і конструктивне виконання цієї лінії.

Для передачі електроенергії в об'єднаній енергосистемі (ОЕС) України використовується мережа магістральних ліній електропередачі, різного класу напруги [35]. В основному використовуються ПЛЕП 330 kV і 750 kV (більше 80% від числа загальної протяжності всіх ліній, які перебувають під управлінням «УКРЕНЕРГО»). Згідно з даними [36] за станом на 2018 рік 70% всіх ПЛЕП в Україні знаходиться в експлуатації більше 40 років.

Відповідно до даних представлених Міністерством Енергетики України технологічні втрати в електричних мережах України при транспортуванні електроенергії складають 19,11% від загальної кількості спожитої електроенергії. А в окремих областях України втрати електроенергії досягають і 30%.

В роботі [37] наведена статистика мінімальних, середніх та максимальних значень показників втрат електроенергії при її передачі. Так для однієї з найбільш розповсюдженої напруги (10 kV) втрати електроенергії у лініях від загальної кількості відпущеної електроенергії в мережу складають в середньому 1,2 %, та у трансформаторах - 2,8 %, загальна - 4%.

1.3.3 Класифікація методів розрахунку значень втрат при транспортуванні електричної енергії

В роботі [22] наводиться класифікація таких методів розрахунку навантажувальних втрат, а саме в залежності від повноти інформації про навантаження та характеристики елементів мережі за розрахунковий період:

1) метод оперативних розрахунків – полягає в визначенні втрат в кожному елементі мережі як суми втрат активної потужності в усталених режимах, на певних проміжках часу. В роботі наводиться формула для розрахунку, проаналізувавши яку, стає зрозуміло, що чим менше значення проміжок часу, в якому параметри мережі не змінюються, тим більш точним буде цей розрахунок;

2) метод розрахункових діб – розрахунок втрат проводять за розрахункову добу місяця, для яких відома конфігурація графіків навантаження в вузлах мережі. Використовуючи цей метод розраховуються втрати в певному місяці як добуток втрат

за розрахункову добу та кількості днів в певному місяці. Втрати за розрахункову добу визначаються в свою чергу методом оперативних розрахунків;

3) метод середніх навантажень – як правило, використовується для мереж 110 kV та нижче. На відміну від другого методу, в цьому відомі повинні бути графіки не в вузлах навантажень, а тільки на головних ділянках ЛЕП за розрахунковий період;

4) метод числа годин найбільших втрат потужності – використовується при відсутності даних об відпуск електроенергії як в вузлах мережі, так і по головним ділянкам ЛЕП за розрахунковий період. В роботі наведена формула для розрахунку. Формула доволі схожа з формулою для розрахунку третім методом. Відмінність полягає в типі втрат потужності: в третьому методі – це середні втрати за розрахунковий інтервал; в четвертому – це втрати потужності в режимі найбільшої навантаженні мережі.

Проаналізувавши ці 4 методи, стає зрозуміло, що їх відмінності полягають в типі вихідних даних, а також в залежності за який період необхідно отримати дані щодо втрат електроенергії.

В роботі [23] розглядаються 2 з методів наведених вище для розрахунку втрат в певній частині електромережі за рік. В якості вихідних даних для розрахунку використовується графік добового навантаження, тому використовуються: метод середніх навантажень і метод числа годин найбільших втрат потужності. Автори доходять до твердження, що результати, отримані методом числа найбільших втрат потужності, вважаються більш точними, оскільки максимально ефективно і детально використовують інформацію, що надається. Тому точність розрахунків при використанні цього методу має бути вище.

Більшість традиційних методів розрахунку втрат в лінії засновані на періоді часу для розрахунку втрат в лінії, тобто струм навантаження, напруга та інші чинники розраховуються усереднено за період часу.

У статті [24] запропоновано новий метод розрахунку ефективності передачі електричної енергії по сучасним ЛЕП розподільних електричних мереж. Даний метод розрахунку враховує різкозмінний, нелінійний та несиметричний режиму роботи споживачів електроенергії. Застосування розробленого методу дозволить більш

точно оцінити рівень додаткових втрат електричної енергії з метою їх зменшення та підвищити енергоефективності використання ЛЕП.

У статті [25] аналізується метод орієнтованого на час процесу, який використовується для опису зміни в значенні навантаження, і в якому використовується гібридна кластеризація для поділу періоду часу, тому нерегулярне навантаження ділиться на лінійні регулярні навантаження. Розрахунок втрат в лінії виконується для кожного періоду часу, що збільшує теоретичну точність розрахунку втрат в лінії і скорочує кількість обчислень. У цьому методі враховуються динамічні характеристики електричного навантаження в часі, ділянки з високим ступенем схожості згруповані. Ідея полягає в тому, щоб створити багатовимірну матрицю даних на основі вибіркового даних, вивчити ступінь подібності між вибірками даних і знайти центральну точку. Використання цього методу розрахунку дозволить отримувати більш актуальні і правдиві дані в певний момент часу, і збільшити точність розрахунку втрат при передачі електроенергії.

В джерелах [26] і [27] наводиться порядок розрахунку технологічних втрат електроенергії в мережі споживача. Цей порядок складено відповідно до Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 №312, Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14.03.2018 №311, та Методичних рекомендацій визначення технологічних витрат електроенергії в трансформаторах і лініях електропередачі, затверджених наказом Міненерговугілля України від 21.06.2013 №399. В джерелі наводяться формули для розрахунку втрат активної та реактивної електричних енергій в трансформаторах і в автотрансформаторах, в ЛЕП, в реакторах, в зовнішній живильній мережі та внутрішньобудинкових мережах.

Дуже важливим фактором для коректного розрахунку економічного ефекту від зменшення втрат при передачі електроенергії в мережах ОЕС України є те, що є такі формули для розрахунку, які затверджені на державному рівні і знаходяться в загальному доступі, а також є нормованими відповідно до ПУЕ.

В роботі [28] наводяться формули для розрахунку технічних та нетехнічних втрат, а також для їх складових. На підставі цих даних формується норматив втрат при передачі електроенергії.

В роботі [28] автори наводять методи розрахунку втрат в мережах і приєднаному обладнанні підстанцій. Далі в роботі наводиться і інша класифікація втрат, а саме втрати при передачі і втрати при розподілі електроенергії в мережах. Цей розподіл має значення, тому що враховує їх різні рівні напруги. Оскільки технічні втрати пропорційні струму, що протікає через лінії, більш низький струм призводить до зниження технічних втрат в процентному співвідношенні. Втрати в системах розподілу становлять більшу частину від загального числа втрат, і чим вище клас напруги, тим нижче будуть втрати при передачі електроенергії.

Коефіцієнт втрат при передачі змінюється в залежності від рівня напруги, при якому споживач отримує електроенергію. Чим вище рівень напруги, тим нижче цей коефіцієнт. Щоб його розраховувати, треба знати кількість електроенергії, виробленої генеруючими пристроями та кількість електроенергії використаної споживачами, враховуючи кількість втрат енергії у вигляді тепла, коли електричний струм проходить через систему передачі електричної енергії (включаючи мережу передачі і розподільну мережу).

Повертаючись до формул наведених в [27], стає зрозуміло, що найбільш актуальним є правильний і точний розрахунок втрат в ЛЕП та в розподільних мережах, а також шляхи їх зменшення. Автори надають одну формулу для розрахунку втрат і для ПЛЕП, і для КЛ.

$$\Delta W_{II}^{(p)} = \alpha \cdot I^2 \cdot R_{EK} \cdot k_{\phi}^2 \cdot T_p \cdot 10^{-3}, \quad (1.1)$$

де α - коефіцієнт, що дорівнює 3 для трифазної мережі і 2 для однофазної мережі;

I - середнє протягом розрахункового періоду діюче значення сили струму ЛЕП;

R_{EK} - еквівалентний активний опір фази ЛЕП, Ω ;

k_{ϕ}^2 - коефіцієнт форми графіка навантаження ЛЕП;

T_P – час роботи ЛЕП під навантаженням протягом розрахункового періоду, години.

Також в роботі наводяться формули для розрахунку кліматичних втрат електроенергії в ізоляції ПЛЕП, а також втрати електроенергії в ізоляції КЛ. Ці формули вже окрема для кожного типу лінії, хоча обидві формули необхідні для визначення значення втрат в ізоляції.

В інструкції [39] поділяють методи розрахунку втрат мережі на п'ять груп:

- транзитні електричні мережі напругою 220 kV і вище (міжсистемні зв'язку), через які здійснюється обмін потужністю між енергосистемами;
- замкнуті електричні мережі 110 kV і вище, які не беруть участі в обміні потужністю між енергосистемами;
- розімкнуті електричні мережі напругою 35 - 150 kV;
- електричні мережі напругою 6 - 20 kV;
- електричні мережі напругою 0,38 kV.

Така класифікація доволі логічна, бо схеми електричних мереж різних класів напруги мають свої певні особливості в режимах роботи, і як наслідок є можливості застосування різних методів для різних варіантів ЛЕП.

1.3.4 Шляхи зменшення втрат при транспортуванні електричної енергії

В роботі [40] авторами розроблена класифікація заходів та методів зниження втрат електроенергії у СЕП. В цій класифікації існують 2 великі групи заходів:

1) Керування режимами роботи та розвитком електричних мереж, сюди відноситься:

- оптимальне планування розвитку мереж;
- реконструкція мереж;
- переведення лінії на підвищену напругу;
- встановлення засобів компенсації реактивної потужності.
- оптимізація режимів роботи мереж.

2) Керування режимами роботи та розвитком мереж кінцевих споживачів:

- оптимальне розміщення нових споживачів;
- автономне та дистанційне керування споживачами за допомогою автоматичних систем;
- удосконалення технологічних процесів;
- удосконалення систем обліку електроенергії.

В роботі наведена класифікація заходів по зниженню втрат електроенергії (Рисунок 1.8). Дана класифікація базується на керуванні, тобто цілеспрямованих дій на параметри електричних мереж і споживачів та змін в режимах їх роботи. Тут цікавим моментом було б отримання даних щодо значень самих зменшень в втратах, у відсотковому відношенні на прикладі певного випадку.

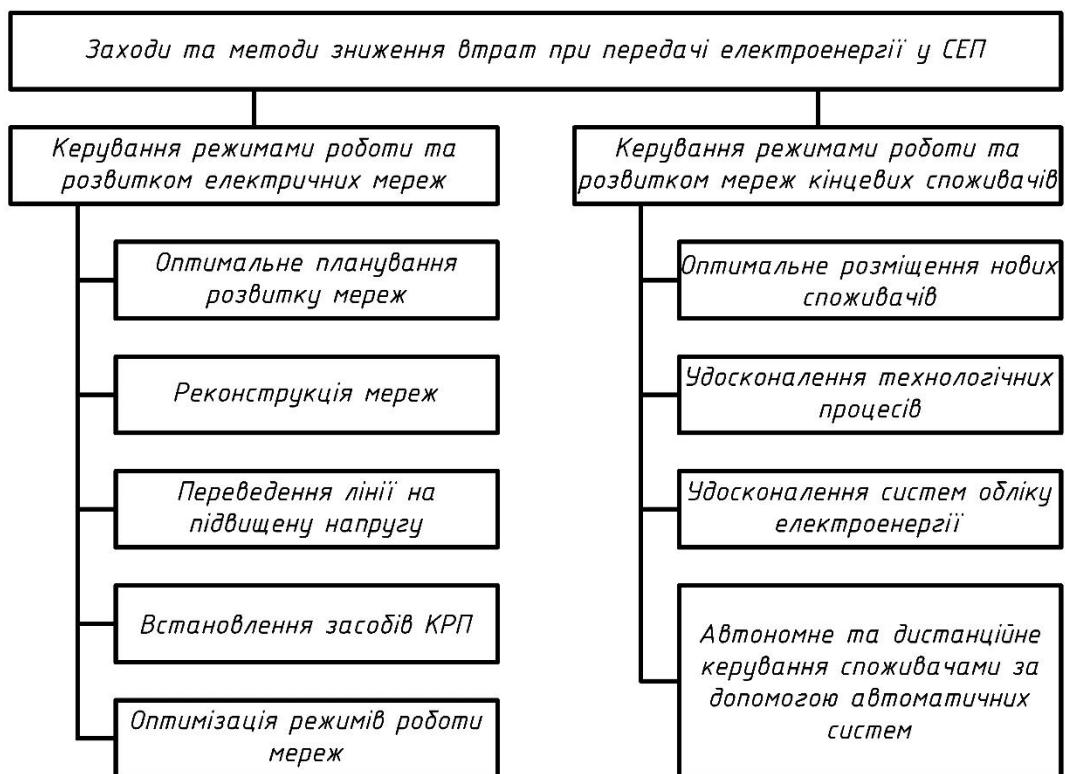


Рисунок 1.8 – Класифікація заходів та методів зниження втрат електроенергії у СЕП

В інструкції [41] поділяють заходи щодо зменшення втрат електроенергії при передачі в ЛЕП на наступні варіанти:

1. Організаційні заходи - заходи, забезпечують зниження втрат електроенергії за рахунок оптимізації схем і режимів роботи електричних мереж і електростанцій, вдосконалення їх технічного обслуговування.

1.1. Оптимізація місць розмикання ліній 6 – 35 kV із двостороннім живленням.

1.2. Оптимізація електричних мереж в режимі, який встановився: по реактивній та активній потужності.

1.3. Переведення генераторів електростанцій у режим синхронного компенсатора (СК).

1.4. Зменшення обмеження потужності генераторів електростанцій.

1.5. Оптимізація розподілу навантаження між підстанціями основної електричної мережі 110 kV та вище перемиканнями у її схемі.

1.6. Оптимізація місць розмикання контурів електричних мереж з різними номінальними напругами.

1.7. Оптимізація робочих напруг у центрах живлення радіальних електричних мереж.

1.8. Відключення в режимах малих навантажень:

- ліній електропередачі в замкнутих електричних мережах та дволанцюгових лініях.

- трансформаторів на підстанціях з двома та більше трансформаторами.

1.9. Відключення трансформаторів на підстанціях із сезонним навантаженням.

1.10. Вирівнювання навантажень фаз в електричних мережах 0,38 kV.

1.11. Скорочення тривалості технічного обслуговування та ремонту основного обладнання електростанцій та мереж:

- Ліній.
- Трансформаторів.
- Генераторів.

- Синхронних компенсаторів.
- Комплексних ремонтів приєднань, підстанцій, розподільних пристроїв та

ін.

1.12.Зниження витрати електроенергії на власні потреби підстанцій.

1.13.Стимулювання споживачів електроенергії до вирівнювання графіків навантаження.

1.14.Введення в роботу засобів автоматичного регулювання, що не використовуються.

1.15.Виконання робіт під напругою.

2. Технічні заходи - заходи з будівництва та реконструкції електричних мереж і електростанцій, що забезпечують зниження втрат електроенергії. Технічні заходи поділяються на заходи щодо зниження втрат і заходи з супутнім зниженням втрат електроенергії.

2.1 Встановлення та введення в роботу пристроїв компенсації реактивної потужності в електричних мережах енергосистеми.

2.2 Збільшення робочої потужності встановлених в електричних мережах синхронних компенсаторів.

2.3 Заміна дротів на перевантажених лініях.

2.4 Заміна відгалужень від ПЛ 0,38 kV до будівель.

2.5 Заміна перевантажених, встановлення та введення в експлуатацію додаткових силових трансформаторів на діючих підстанціях.

2.6 Заміна недовантажених силових трансформаторів.

2.7 Встановлення та введення в роботу:

- пристроїв регулювання під напругою (РПН) на трансформаторах із переключенням без збудження.

- регулюючих трансформаторів.

2.8 Встановлення та введення в роботу на трансформаторах з РПН пристроїв автоматичного регулювання коефіцієнта трансформації.

2.9 Встановлення та введення в роботу пристроїв автоматичного регулювання потужності батарей статичних конденсаторів.

2.10 Встановлення та введення в роботу вольтододаткових трансформаторів з поперечним регулюванням.

2.11 Оптимізація завантаження електричних мереж за рахунок:

- будівництва ліній;
- будівництва підстанцій;
- введення додаткових генераторів на електростанціях.

2.12 Перехід електричних мереж на вищу номінальну напругу:

- ліній;
- підстанцій.

2.13 Встановлення та введення в роботу компенсуючих пристроїв у промислових споживачів.

2.14 Розукрупнення розподільних ліній 0,38-35 kV.

2.15 Встановлення та введення в роботу батарей конденсаторів для поздовжньої компенсації.

3. Заходи щодо вдосконалення систем розрахункового і технічного обліку електроенергії.

3.1 Встановлення автоматизованих систем обліку електроенергії.

3.2 Проведення перевірки електролічильників із простроченими термінами.

3.3 Пломбування електролічильників.

3.4 Установка окремих електролічильників обліку електроенергії, що витрачається на власні потреби підстанцій.

3.5 Проведення перевірок та забезпечення своєчасності та правильності зняття показань електролічильників на електростанціях та підстанціях енергосистем.

Також в роботі наводиться перелік типових заходів щодо зниження технологічних витрат електричної енергії на передачу в електричних мережах.

В роботі [42] наведено заходи, які можуть істотно знизити активні втрати в електричних мережах:

- підвищення номінальної напруги розподільних електричних мереж;
- встановлення пристроїв примусового розподілу потужності в неоднорідних замкнутих мережах;

- установка додаткових пристроїв регулювання напруги;
- заміна проводів перевантажених ліній електропередачі на провідники більшої площі перетину;
- упорядкування потужності (переміщення) трансформаторів в розподільних мережах;
- заміна морально застарілих трансформаторів в розподільних мережах на трансформатори з меншими втратами потужності холостого ходу;
- застосування проводів повітряних ліній зі зниженим активним опором;
- оптимізація режимів роботи.

Так в роботі [43] розглядається можливість зменшення втрат електроенергії в системі електропостачання промислового підприємства. Автори відзначають, що істотне значення має регулювання активних навантажень в системах електропостачання споживачів електроенергії. Під регулюванням електричних навантажень розуміють комплекс цілеспрямованих заходів по скороченню витрат електроенергії за рахунок вирівнювання графіків середньодобових навантажень. Економію електроенергії на промисловому підприємстві, можна отримати за рахунок проведення різноманітних заходів, які умовно поділяють на конструкційні (заходи, що приймаються в стадії розробки виробів); технологічні (заходи мають на меті зменшити витрату електроенергії шляхом раціональної організації виробничого процесу); електротехнічні. На думку авторів, в усіх системах електропостачання основним заходом для зменшення втрат електроенергії є метод компенсації реактивної потужності.

Найбільш популярним напрямом в економії електроенергії є зниження втрат електроенергії в елементах системи електропостачання шляхом компенсації реактивної потужності. Реактивний струм знижує в мережах пропускну спроможність активного струму, спричиняючи при цьому значні додаткові втрати в провідниках на нагрів.

Великі різнобічні можливості економії електроенергії реалізуються заходами, які можна розділити на конструктивні й експлуатаційні [44]. До конструктивних заходів відносяться посилення мережі шляхом введення нових кіл

електроспоживлення, заміна існуючих трансформаторів на трансформатори з більшою номінальною потужністю, заміна провідників ліній на провідники більшого перетину, використання та встановлення компенсувальних пристроїв на необхідний рівень електропостачання, для розвантаження мережі від реактивної потужності, а також для підвищення рівнів напруги мереж наступних ступенів номінальної напруги: 380 на 660 V, 6 на 10 kV, 10 на 20 kV.

В роботі [45] наводиться один з існуючих варіантів конструктивного заходу для зменшення втрат, а саме розробка конструкції неізолюваних кабелів на передачу класу напруги 6-35 kV із збільшеною бічною поверхнею, що дозволяє збільшити швидкість теплообміну кабелю з навколишнім середовищем. Порівняльний розрахунок двох варіантів проводів показав зниження значень термічного опору на 25% при збільшенні коефіцієнта оребрення поверхні на 40%, що, в свою чергу, призводить до зниження втрат електроенергії в лінії.

В роботі [46] автори класифікують методи компенсації реактивної потужності за типом влаштування компенсації (тип обладнання, за допомогою якого виконується компенсація), за способом включення, та за місцем розташування приладу компенсації. Наведено опис компенсувальних пристроїв, які дають можливість поліпшити енергетичні характеристики, знижують втрати електроенергії і підвищують пропускну здатність систем електропостачання. Тобто автори розглядають використання компенсувальних пристроїв як один з методів зменшення втрат електроенергії. Щоб виконувати процес компенсації реактивної потужності необхідно використовувати певний набір обладнання, яке має можливість забезпечити доречне регулювання $\cos \varphi$ залежно від змінних умов роботи обладнання, таким приладом є установка компенсації реактивної потужності. Але цей метод більш актуальний для підприємств, аніж для ЛЕП. Тобто використання компенсувальних пристроїв впливає на показники СЕП в цілому, а на ЛЕП лише побічно, тому не зовсім доречно розглядати використання цих пристроїв, як один з методів підвищення пропускну потужності ЛЕП, або зменшення втрат в ЛЕП.

У дослідженні [47] запропоновані і протестовані дві різні стратегії мінімізації втрат в мережі передачі 110 kV в Руанді. Загальні системні втрати мережі

електропередачі 110 kV у Руанді складають 4,85 MWth. Дві стратегії, пропоновані для зменшення цих втрат, - це використання ідентичних паралельних ліній і будівництво нової передавальної станції в доповнення до існуючих. Порівняння двох запропонованих варіантів показує, що використання паралельних ліній з однаковим опором сприяло зниженню втрат в лінії передачі на 29,5% від загальних втрат в системі, в той час як будівництво нової передавальної станції сприяло скороченню загальних втрат в системі тільки на 2,27%. З двох запропонованих методів використання ідентичних паралельних ліній показало кращі характеристики з точки зору зменшення втрат в лінії електропередачі.

В статті [48] авторами розглядаються шляхи підвищення ефективності передачі електричної енергії в мережах напругою 330-750 kV. Ефективність передачі електричної енергії знижується за рахунок наявних технологічних втрат в елементах електричної мережі. Основними технологічними втратами є навантажувальні втрати в елементах мережі та втрати на корону в проводах повітряних ліній. Авторами запропоновано застосувати методику оперативного визначення втрат активної потужності та енергії (навантажувальних і на корону) на основі синхронізованих за часом по-фазних вимірів параметрів режиму по кінцях ПЛЕП (струмів, напруги і кутів зсуву між ними) за допомогою сучасних засобів реєстрації інформації та корегування пасивних параметрів ПЛЕП для уточнення рівня втрат та прийняття рішень для їх зменшення шляхом регулювання напруги в мережі. Тобто розроблення системи автоматичного виміру параметрів та їх збереження.

В роботі [49] авторами виконаний аналіз втрати в лініях електропередачі 10 kV ділянки Сколівського РЕМ. Авторами виконаний розрахунок втрат в залежності від перетину провіднику в певній лінії без використання пристроїв компенсації реактивної потужності та з ними. Отримані результати підтверджують доцільність використання методу компенсації реактивної потужності в цих мережах. Через те що, збільшення поперечного перерізу провідників не дозволяє суттєво збільшити пропускну спроможність лінії, а натомість використання пристроїв компенсації реактивної потужності дає змогу підвищити пропускну здатність ЛЕП без заміни провідників та підвищує економічність її роботи. Застосування таких

пристроїв дозволяє не лише поліпшити режим напруги в мережі, а й отримати запас до 2 – 4 % за максимальною напругою.

Але такий метод компенсації має і свої недоліки пов'язані з економічною доцільністю і технічною ефективністю використання пристроїв компенсації реактивної потужності. Так в роботі [50] проводиться аналіз оптимального розміщення джерел реактивної потужності в електричній мережі. Пошук таких місць авторами виконуються на основі моделювання ідеальних режимів роботи СЕП, яка розглядається. Застосування такого підходу, на відміну від класичних методів, дає можливість істотно скоротити тривалість розрахунків та дозволяє отримати рішення, яке найбільш наближене до мінімуму в значенні виробничих витрат.

В роботі [51] як один з методів зменшення втрат при передачі електроенергії пропонується перехід з системи класом напруги 6 (10) kV на більшу напругу 20 kV, що в свою чергу дозволить перейти на двоступеневу систему електричної мережі 110/20 kV. При такому переході можливо отримати зменшення втрат майже 30%.

В роботах [52] та [53] авторами був виконаний розрахунок технологічних втрат трансформаторів відповідної напруги. Відповідно до розрахунків і наведених даних, втрати в трансформаторах 2-х ступеневої електричної мережі 110/20 kV на 32% менше ніж 3-х ступеневої 110/35/10(6) kV. Таким чином існує економічна доцільність та ефективність в переході на збільшений клас напруги, а саме 20 kV. Тобто за рахунок зменшення кількості ланок у енергосистемі можливо зменшити технологічних втрат.

Але такий метод має і свої недоліки. Найбільший з них це, те що використання цього методу є доцільним і можливим тільки після реконструкції мереж, а саме заміни обладнання на відповідний клас напруги. Також підвищення класу напруги впливає на складність ремонту та експлуатації ліній, що відображається на вартості їх використання.

В роботі [54] розглянуті питання щодо використання компенсувальних пристроїв в електричних мережах споживачів. Визначена економічна доцільність потужності компенсувальних установок, що відповідає їх найбільш ефективному використанню. Компенсувальні пристрої встановлюють в електричних мережах

споживачів для забезпечення вимог щодо енергозбереження, щодо оптимізації режиму електроспоживання та щодо підтримання належної ЯЕЕ, яка дає можливість оцінити збитки в наслідок змін рівнів напруги режимами електроспоживання підприємства.

В роботі [28] наводиться класифікація заходів щодо зниження втрат, та на що вони направлені (їх зміст):

- вдосконалення управління режимами електричних мереж;
- автоматизація управління режимами електричних мереж;
- реконструкція електричних мереж;
- вдосконалення обліку електроенергії.

Найбільш цікавим і актуальним, с точки зору дослідження і перспективи розвитку, напрямком цих заходів є заходи щодо автоматизації управління режимами електричних мереж. Тобто керування вихідними потужностями на станціях, в залежності від навантаження в іншому кінці ЛЕП, тобто використання електроенергії споживачами. Таке керування можливо отримати за рахунок автоматичних пристроїв, які встановлюються на ЛЕП.

Ефект від їх використання полягає в автоматичному відстеженні змін в режимі роботи певної СЕП, а також автоматичне керування виконується з більшою швидкістю і ефективністю, в порівнянні з аналогічними діями диспетчерів.

Також останнім часом набирає обертів технологія Smart Grid, яка полягає в запровадженні інтелектуальних пристроїв в енергосистемах, що призведе до великих змін в роботі мережі і використанні електроенергії протягом наступних кількох десятиліть.

У [55] статті розглядається розподілена система зберігання енергії, розташована близько до навантаження, яка може забезпечити більш гнучкий і ефективний контроль для зниження загальних втрат в лінії. Також автори аналізують метод динамічного оптимального потоку потужності з урахуванням накопичувачів енергії, який застосовується для моделювання та аналізу зниження втрат в лінії за допомогою розподіленої системи зберігання енергії. Вже згадана в цій роботі модель

може зменшити загальні втрати в лінії на цілий день і, отже, при подальшому розвитку, на більш тривалий період часу, наприклад рік.

Нещодавно представлена керована змінна, вхідні / вихідна потужність, забезпечує більшу гнучкість в оптимізації роботи СЕП в аварійних режимах роботи. Такі зміни, як: контрольовані навантаження, використання поновлюваних джерел енергії для генерації створюють баланс між виробництвом і споживанням енергії, врівноважуючи безліч проблем. А при більш широке застосування накопичувачів енергії в розподільних мережах допоможе перетворити ці проблеми в досягнення і підвищити продуктивність системи в процесі.

Електрична енергія передається за допомогою інженерних систем, які беруть свій початок в методах і сферах діяльності, розроблених сто років тому. Системи передачі є частиною високовольтною мережі. Вони працюють як взаємозалежні мережі, використовуючи невелику кількість стандартизованих напружень.

Актуальність модернізації вже існуючих ПЛЕП об'єднаної енергетичної системи України полягає не тільки в заміні, а й в можливості використовувати нові технології самих ПЛЕП. В даний час все більш широке застосування знаходять нові конструкції високовольтних ПЛЕП, відмінні від традиційних.

Одним з найбільш ефективних засобів розвитку електричних мереж є застосування компактних ПЛЕП в поєднанні з пристроями Flexible Alternating Current Transmission Systems (FACTS), в тому числі з пристроями фазового регулювання (компактні керовані ПЛЕП). Але для більш наглядної демонстрації переваг керованих ПЛЕП, потрібно розібратися для початку з традиційними моделями ПЛЕП, а потім що саме керується в цих так званих керованих ПЛЕП, який показник або параметр необхідно змінювати, щоб підвищувати ефективність використання ПЛЕП.

Однак із проведеного огляду літератури випливає, що з розгляду випав такий вид втрат, як втрати за рахунок неузгодженості навантаження з лінією. А також один із шляхів зменшення втрат при електропередачі, а саме режим роботи ЛЕП, коли хвильовий опір дорівнює опору навантаження – режим узгодженого навантаження.

1.3.5 Втрати від режиму неузгодженого навантаження – новий вид втрат.

Як загально відомо, в теоретичній електротехніці лінія електропередачі великої протяжності розглядається, як лінія з розподіленими параметрами. В роботі [56] наведено схему заміщення для таких ліній (рисунок 1.9).

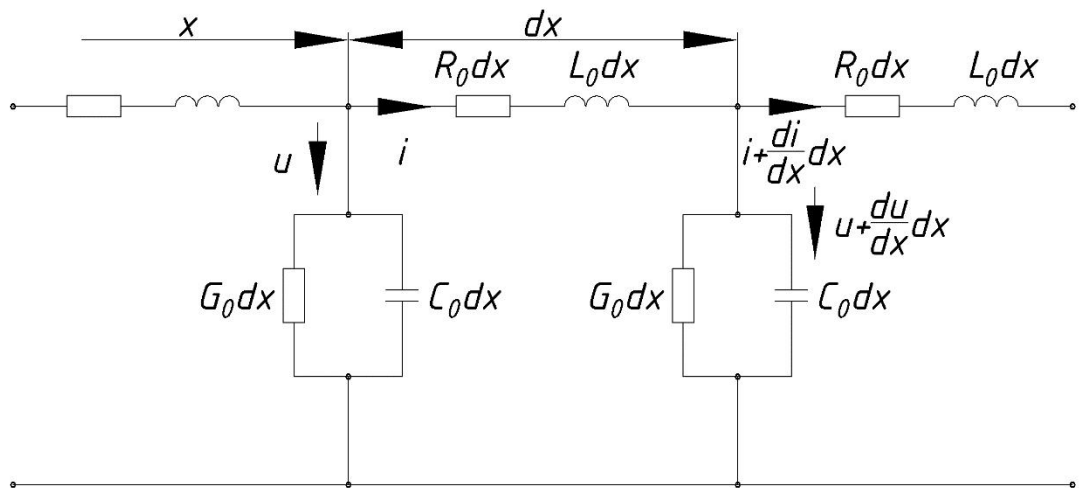


Рисунок 1.9 - П-образна схема заміщення ПЛЕП

З [57] так само відомо, що всі параметри, якими можна охарактеризувати ПЛЕП, діляться на первинні і вторинні.

До первинних параметрів ПЛЕП відносяться R_0 - питомий опір, L_0 - питома індуктивність, G_0 - питома провідність, C_0 - питома ємність

До вторинних параметрів ставляться: хвильовий опір і постійна поширення.

З джерела [57] відомо, що при поширенні електричного сигналу вздовж такої лінії виникають два типи хвиль - падаючі і відбиті. Відбита хвиля виникає через неузгодженість опору навантаження хвильовому опору лінії. Наявність відбитої хвилі призводить до зменшення ефективності роботи лінії, так як частина енергії падаючої хвилі не потрапляє до навантаження. В роботі [48] автори розглядають роботу ліній електропередачі в режимі узгодженого навантаження, як один з можливих шляхів підвищення ефективності передачі електроенергії. Як відомо з роботи [55], в цьому режимі відсутня відбита хвиля, а значення опору навантаження дорівнює значенню хвильового опору. Порівнявши результати розрахунків для двох різних варіантів стає

зрозуміло, що режим узгодженого навантаження дає можливість передавати більшу кількість енергії по тій же лінії (з коефіцієнтом корисної дії в діапазоні 97-99 %, відповідно до даних з джерела [58]), на відміну від нормального режиму роботи. Але тут виникає питання щодо складності забезпечення роботи ПЛЕП в режимі узгодженого навантаження, а саме які існують можливості для зміни хвильового опору?

Забезпечити режим узгодженої роботи лінії з розподіленими параметрами можливо тільки тоді, коли хвильовий опір лінії буде дорівнювати її опору на навантаженні.

1.4 Висновки по розділу 1

1. В сучасних системах електропостачання існують проблеми, пов'язані з втратами при передачі електроенергії від джерел до споживачів. На підставі даних літературних джерел досліджено структуру втрат у лініях передачі. Згідно проведеного огляду літератури впливає, що такий вид втрат, як втрати за рахунок неузгодженості навантаження з лінією, випадав з розглядання вчених, та не є достатньо дослідженим.

2. Електрична енергія передається за допомогою інженерних систем, які беруть свій початок в методах і сферах діяльності, розроблених сто років тому. Системи передачі є частиною високовольтної мережі. Вони працюють як взаємозалежні мережі, використовуючи невелику кількість стандартизованих напружень.

3. Відповідно до даних представлених Міністерством Енергетики України станом на 2018 рік 70% всіх ПЛЕП в Україні знаходиться в експлуатації більше 40 років, а технологічні втрати в електричних мережах України при транспортуванні електроенергії складають 19,11% від загальної кількості спожитої електроенергії. А в окремих областях України втрати електроенергії досягають і 30%.

4. Актуальність модернізації вже існуючих ПЛЕП об'єднаної енергосистеми України полягає не тільки в заміні, а й в можливості використовувати нові технології самих ПЛЕП. В даний час все більш широке застосування знаходять нові конструкції високовольтних ПЛЕП, відмінні від традиційних.

5. Найбільш розповсюдженими методами зменшення втрат при передачі електроенергії по ЛЕП є перехід електричних мереж на вищу номінальну напругу, а також збільшення перетину провідників. Але такі методи не завжди є економічно-доцільними.

6. Найбільш популярним напрямом в економії електроенергії на виробничих підприємствах є зниження втрат електроенергії в елементах системи електропостачання шляхом компенсація реактивної потужності. Реактивний струм

знижує в мережах пропускну спроможність активного струму, спричиняючи при цьому значні додаткові втрати в провідниках на нагрів.

7. Найбільш цікавим і актуальним, с точки зору дослідження і перспективи розвитку, напрямком цих заходів із зменшення втрати при електропередачі є заходи щодо автоматизації управління режимами електричних мереж. Тобто керування вихідними потужностями на станціях, в залежності від навантаження в іншому кінці ЛЕП.

8. Режим узгодженого навантаження слід розглядати, як один із новий можливих підходів до збільшення коефіцієнту корисної дії (ККД). Для оцінки ефективності нового підходу необхідно здійснити дослідження реальних ККД у реальних лініях зв'язку та оцінити, наскільки це підвищить ККД та зменшить втрати запровадження узгодженого режиму.

РОЗДІЛ 2

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ УЗГОДЖЕНОГО НАВАНТАЖЕННЯ НА КОЕФІЦІЄНТ КОРИСНОЇ ДІЇ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

2.1 Мета та методика дослідження

2.1.1 Мета дослідження

Доказати можливість зменшення втрат при передачі електроенергії, за рахунок використання режиму узгодженого навантаження, на підставі проведення дослідження при використанні математичних розрахунків та моделей.

2.1.2 Алгоритм виконання розрахунків в дослідженні

Для кожної лінії проведено математичне моделювання по тому самому алгоритму.

На першому етапі для кожної лінії на основі її геометрії та марки провідників розраховано первинні параметри. Опір R_0 розраховувався на підставі знання матеріалу провідника (для всіх ліній – алюміній) та його діаметра, а параметри L_0 та C_0 – на підставі відомих формул індуктивності та ємності одиночного дроту. Для ліній з розщепленими фазами, у яких струм кожної фази передається з допомогою двох паралельних провідників, виконано еквівалентний перерахунок первинних параметрів.

На другому етапі за знайденими первинними параметрами визначалося значення хвильового опору кожного дроту. Питома провідність між проводами завжди приймалася рівної нулю.

На третьому етапі визначався коефіцієнт корисної дії лінії для двох режимів роботи: штатного режиму, визначеного значенням реального опору навантаження та узгодженого режиму, при якому опір навантаження приймалося рівним опору хвильовому лінії.

2.1.3 Початкові дані для дослідження

Для аналізу взяті реальні повітряні лінії передачі електричної енергії півдня України із реальними навантаженнями. Дані по лініям (назва, місце розташування) лінії, клас напруги, довжина та тип проводів) представлені у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Параметри ЛЕП, які досліджуються

N з/п .	Параметри ЛЕП			
	<i>Найменування ЛЕП</i>	<i>Ном. Напруга, kV</i>	<i>Довжина, km</i>	<i>Марка, та переріз проводу</i>
1	Молд. ДРЕС - Арциз	330	104,38	2хАС-300/39
2	Миколаїв - Херсон	330	75,86	2хАС-300/39
3	Аджалик - Трихати	330	94,4	2хАСО-300
4	Ладиз. ТЕС-Котовськ	330	39,6	2хАСО-400
5	ПУАЕС - Українка	330	146,91	2хАС-400/51
6	Усатове - Аджалик	330	124,37	2хАС-400/51
7	Каховська - Каховська	330	31,63	2хАС-400
8	Новоодеса - Усатове	330	36,151	2хАС-400
9	Мар'ївка - Снігурівка	150	61,542	АС-185
10	Дудчине - М.Троїцьке	150	66,090	АС-185
11	Широке - Червона	150	45,188	АС-185
12	Миколаїв - Баштанка	150	52,183	АС-185
13	П.Покр. - Жовтнева	150	23,812	АС-185
14	Кр.Вікни - Василівка	150	25,43	АС-185
15	Північна - Ананьїв	150	35,1	АС-185
16	Ананьїв - Троїцьке	150	3,19	АС-185

Індуктивність L_0 для трифазної ПЛЕП розраховується за формулою

$$L_0 = \frac{l}{2\pi} \left(\mu_0 \ln \frac{d}{r} + \frac{\mu}{4} \right), \quad (2.1)$$

де μ_0 - магнітна постійна $\mu_0 = 1,26 * 10^{-6} \text{ H/m}$;

μ - абсолютна магнітна проникність матеріалу провідника;

d – відстань між провідниками, m;

r – радіус провідника, m.

Ємність C_0 для трифазної ПЛЕП розраховується як

$$C_0 = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln\left(2 \frac{\sqrt[3]{h_1 h_2 h_3}}{\sqrt[3]{r_1 r_2 r_3}} \frac{\sqrt[3]{r_{12} r_{23} r_{31}}}{\sqrt[3]{r_{12'} r_{23'} r_{31'}}}\right)}, \quad (2.2)$$

де ϵ_0 - електрична постійна $\epsilon_0 = 8,85 * 10^{-12} \text{ Fm}^{-1}$;

h_1, h_2, h_3 - висота на якій підвішені провідники ПЛЕП, м;

r_{12}, r_{23}, r_{31} – відстані між провідниками, м;

$r_{12'}, r_{23'}, r_{31'}$ – відстані між провідником та дзеркальним відображенням іншого провідника в поверхні землі, м;

r_1, r_2, r_3 - радіуси провідників, м.

Хвильовий опір Z_C одиночної лінії передачі розраховується за формулою

$$Z_C = \sqrt{\frac{R_0 + jX_0}{G_0 + jB_0}}, \quad (2.3)$$

де Z_C – хвильовий опір, Ом;

R_0 – питомий активний опір проводів (фаз) лінії, Ω/km ;

G_0 – активна поперечна провідність проводів (фаз) лінії, Ω/km ;

X_0 – питомий індуктивний опір проводів (фаз) лінії, Ω/km ;

B_0 – питома ємнісна провідність між проводів (фаз) лінії, Ω/km .

Питомий активний опір фаз для обраної марки провідника залишається незмінною величиною. За відсутності втрат корону значення активної поперечної провідності проводів (фаз) лінії може бути прийнято $G_0 = 0$.

Знайдені значення первинних параметрів та комплексу хвильового опору представлені у таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Первинні параметри провідників та комплекси хвильового опору ЛЕП для відповідних провідників

Параметр	Переріз провідника		
	185 mm ²	300 mm ²	400 mm ²
	Конструктивні параметри ПЛЕП		
r, m	0,0082	0,0104	0,0119
d, m	8	11	11
h ₁ , m	20	32	32
h ₂ , m	26.93	41.53	41.53
h ₃ , m	20	32	32
	Первинні		
R ₀ , Ω/m	0,0001591	0,0000958	0,0000733
L ₀ , H/m	1,43·10 ⁻⁶	1,44·10 ⁻⁶	1,42·10 ⁻⁶
C ₀ , F/m	8,09·10 ⁻¹²	8·10 ⁻¹²	8,15·10 ⁻¹²
	Комплекс хвильового опору		
Z _C , Ω	426,31-j73,40	427,1-j44,65	418,06-j34,22

У таблицях 2.3 та 2.4 наведено вихідні дані щодо активних та реактивних складових навантаження ліній. На підставі цих даних виконувався розрахунок в статті [58]. Для більш детального та точного аналізу взято дані про навантаження в 4 проміжки доби, для зимового та літнього часу, а саме: влітку, 3 година, 10 година, 13 година, 22 година, дані наведені в таблиці 2.3.; а також для зими -3 година; 9 година; 13 година, 17 година, дані наведені в таблиці 2.4.

Потужність навантаження кожної лінії має реактивну складову. Тому коефіцієнт корисної дії розраховувався за значеннями повної потужності на початку та в кінці лінії. Для розрахунку струму та напруги в кінці лінії використовуються відомі з теоретичної електротехніки рівняння:

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_1 \cosh \gamma l - \dot{I}_1 Z_C \sinh \gamma l, \quad (2.4)$$

$$i_2 = i_1 \cosh \gamma l - \frac{\dot{U}_1}{\underline{Z}_c} \sinh \gamma l. \quad (2.5)$$

Струм на початку лінії визначається за законом Ома на основі відомої вхідної напруги та розрахованого за формулою (2.6) вхідного опору лінії:

$$\underline{Z}_1 = \frac{\underline{Z}_2 \cosh \gamma l + \underline{Z}_c \sinh \gamma l}{\frac{\underline{Z}_2}{\underline{Z}_c} \cosh \gamma l + \sinh \gamma l}. \quad (2.6)$$

Коефіцієнт корисної дії розраховується для нормального режиму роботи та режиму узгодженого навантаження так:

$$\eta_P = \frac{P_2}{P_1} * 100\%, \quad (2.7)$$

$$\eta_Q = \frac{Q_2}{Q_1} * 100\%, \quad (2.8)$$

$$\eta_S = \frac{S_2}{S_1} * 100\%, \quad (2.9)$$

де P_1, Q_1, S_1 – активна, реактивна та повна потужності на початку ЛЕП;

P_2, Q_2, S_2 – активна, реактивна та повна потужності в кінці ЛЕП.

Таблиця 2.3 - Навантаження на лініях влітку

Найменування	Тип провідника	Довжина	Навантаження, о 3 годині		Навантаження, о 10 годині		Навантаження, о 13 годині		Навантаження, о 22 годині	
			P,MWt	Q,MVAr	P,MWt	Q,MVAr	P,MWt	Q,MVAr	P,MWt	Q,MVAr
Молд. ДРЕС - Арциз	2хАС-300/39	104380	44,10	-28,20	11,00	-26,60	7,40	-29,50	77,20	-13,60
Миколаїв - Херсон	2хАС-300/39	75860	75,50	-23,30	49,30	-19,30	48,20	-5,90	70,50	-27,00
Аджалик - Трихати	2хАСО-300	94400	33,90	-7,90	10,80	-28,60	40,10	-24,40	49,00	-10,00
Ладж. ТЕС-Котовськ	2хАСО-400	39600	173,00	-49,90	109,00	-49,90	91,00	-50,00	246,00	-50,00
ПУАЕС - Українка	2хАС-400/51	146910	212,00	-39,30	237,50	-21,70	240,60	-71,60	268,20	-35,40
Усатове - Аджалик	2хАС-400/51	124370	74,40	5,30	84,90	24,50	100,60	27,30	60,80	5,90
Каховська - Каховська	2хАС-400	31630	12,30	6,90	2,30	-0,70	12,30	7,20	5,90	-5,20
Новоодеса - Усатове	2хАС-400	36151	2,60	-41,60	25,00	-34,10	13,40	-36,40	41,10	-25,10
Мар'ївка - Снігурівка	АС-185	61542	15,00	-2,80	31,70	-2,60	53,80	-1,80	9,80	-5,00
Дудчине - М.Троїцьке	АС-185	66090	10,20	-6,80	2,20	-1,10	6,60	-8,20	5,50	-13,20
Широке - Червона	АС-185	45188	5,90	-0,90	6,00	8,50	25,20	-3,20	2,10	-2,70
Миколаїв - Баштанка	АС-185	52183	12,50	-3,80	12,70	-10,30	34,50	-0,30	12,90	-3,70
П.Покр. - Жовтнева	АС-185	23812	5,10	-9,30	12,30	9,60	1,30	3,20	1,50	-6,70
Кр.Вікни - Василівка	АС-185	25430	3,00	4,30	5,50	9,00	6,60	-1,50	2,60	4,30
Північна - Ананьїв	АС-185	35100	4,80	-7,80	2,40	-4,90	0,40	0,40	11,70	-5,00
Ананьїв - Троїцьке	АС-185	31900	2,50	-7,50	0,60	3,50	4,00	-0,60	8,50	-5,90

Таблиця 2.4 - Навантаження на лініях взимку

Найменування	Тип провідника	Довжина	Навантаження, о 3 годині		Навантаження, о 9 годині		Навантаження, о 13 годині		Навантаження, о 17 годині	
			P,MWt	Q,MVAr	P,MWt	Q,MVAr	P,MWt	Q,MVAr	P,MWt	Q,MVAr
Молд. ДРЕС - Арциз	2хАС-300/39	104380	75,40	-15,40	85,80	-21,10	29,10	-28,80	113,20	-27,40
Миколаїв - Херсон	2хАС-300/39	75860	33,50	-27,10	11,30	-3,00	45,30	-27,10	15,90	-45,50
Аджалик - Трихати	2хАСО-300	94400	168,20	-55,30	172,30	41,60	102,90	-41,20	163,40	-0,30
Ладж. ТЕС-Котовськ	2хАСО-400	39600	182,00	-50,00	219,00	-50,00	182,00	-49,90	237,00	-27,90
ПУАЕС - Українка	2хАС-400/51	146910	248,70	-36,30	249,80	-2,80	296,90	7,40	277,40	-6,80
Усатове - Аджалик	2хАС-400/51	124370	379,40	-49,40	377,70	-39,60	286,80	-30,30	102,60	-15,90
Каховська - Каховська	2хАС-400	31630	13,90	-1,40	52,20	2,10	11,50	-4,70	34,10	4,70
Новоодеса - Усатове	2хАС-400	36151	140,30	-19,50	107,50	-34,20	66,00	-23,00	106,20	-10,40
Мар'ївка - Снігурівка	АС-185	61542	13,40	-4,90	13,30	-4,80	1,30	2,80	16,70	-3,60
Дудчине - М.Троїцьке	АС-185	66090	7,50	0,50	6,80	-1,70	5,50	-1,20	9,40	0,50
Широке - Червона	АС-185	45188	2,90	-0,70	1,10	-1,70	0,30	-0,80	2,30	-1,30
Миколаїв - Баштанка	АС-185	52183	13,80	-7,50	17,10	-5,60	0,10	4,00	20,60	-4,60
П.Покр. - Жовтнева	АС-185	23812	3,40	4,30	22,00	-1,40	6,40	2,60	14,20	1,40
Кр.Вікни - Василівка	АС-185	25430	6,60	2,20	10,00	0,70	8,90	1,80	11,30	0,70
Північна - Ананьїв	АС-185	35100	8,60	-4,40	7,30	4,00	1,10	0,70	4,20	0,30
Ананьїв - Троїцьке	АС-185	31900	13,10	-3,70	0,10	2,30	1,10	-2,40	4,60	-1,70

2.1.4 Результати дослідження та їх аналіз

Результати розрахунку значень коефіцієнта корисної дії кожної з розглянутих ліній наведено у таблицях 2.5-2.12.

Як видно з аналізу даних таблицях 2.5-2.12, в реальному режимі роботи коефіцієнт корисної дії ліній передачі електричної енергії змінюється в дуже широких межах: від 48% для лінії 7 до 99% для лінії 12. Для режиму узгодженого навантаження коефіцієнт корисної дії всіх ліній значно підвищується та знаходиться в діапазоні від 97% до 99%.

Таким чином, проведений аналіз дозволяє зробити висновок, що забезпечення узгодженого режиму роботи дозволяє значно зменшити втрати при транспортуванні електроенергії. Так, наприклад, якби всі лінії електропередачі України працювали в режимі узгодженого навантаження з коефіцієнтом корисної дії 98%, то це дозволило б лише у 2018 році знизити втрати енергії з 1300 TWh до 29 TWh, тобто майже в 45 разів менше. При орієнтовній ціні €0,2 за 1 kWh (2018 рік для промислових підприємств України) економія складе близько 254 мільйонів євро на рік. А з урахуванням безперервного підвищення цін на електроенергію економія буде ще більшою.

Таблиця 2.5 - Значення ККД в зимній період о 3-й годині.

Найменування ПЛЕП	Нормальний режим роботи			Узгоджений режим роботи			Різниця		
	ККД Р,%	ККД Q,%	ККД S,%	ККД Р,%	ККД Q,%	ККД S,%	ККД Р,%	ККД Q,%	ККД S,%
Молдавська ДРЕС - Арциз-330	99,53	22,35	75,15	97,72	97,73	97,72	-1,81	75,38	22,58
Миколаїв-330 - Херсон-330	99,66	40,69	57,75	98,34	98,35	98,34	-1,32	57,66	40,59
Аджалик-330 - Трихати-330	99,15	56,29	90,32	97,94	97,94	97,94	-1,21	41,65	7,62
Ладжинська ТЕС- Котовск-330	99,73	73,09	96,85	99,32	99,32	99,32	-0,41	26,23	2,47
ЮУАЕС – Українка	98,68	38,14	93,29	97,50	97,50	97,50	-1,18	59,36	4,21
Усатово-330 - Аджалик-330 2	98,37	62,82	97,20	97,88	97,88	97,88	-0,49	35,06	0,68
Каховська 330-750 - Каховська 330	99,98	7,57	60,40	99,46	99,46	99,46	-0,52	91,88	39,06
Новоодес330 - Усатово-330	99,82	51,95	97,37	99,38	99,38	99,38	-0,44	47,43	2,01
Мар'ївка - Снігурівка	99,28	60,99	90,83	97,77	97,77	97,77	-1,51	36,78	6,93
Дудчине - Н.Троїцьке	99,63	-16,14	92,34	97,60	97,60	97,60	-2,03	113,75	5,26
Широке - Червоне	99,86	21,92	69,11	98,35	98,36	98,35	-1,51	76,44	29,25
Миколаїв -150 - Баштанка	99,28	74,24	91,40	98,10	98,10	98,10	-1,18	23,87	6,70
П.Покровськ - Жовтнева	99,88	143,91	121,03	99,13	99,13	99,13	-0,75	-44,78	-21,90
Чер. Вікна - Василівка	99,76	148,40	102,62	99,07	99,07	99,07	-0,69	-49,32	-3,54
Північна - Ананьїв	99,48	82,75	95,18	98,72	98,72	98,72	-0,76	15,97	3,54
Ананьїв - Троїцьке	99,40	83,53	97,91	98,84	98,84	98,84	-0,56	15,30	0,93

Таблиця 2.6 - Значення ККД в зимній період о 9-й годині.

Найменування ПЛЕП	Нормальний режим роботи			Узгоджений режим роботи			Різниця		
	ККД Р,%	ККД Q,%	ККД S,%	ККД Р,%	ККД Q,%	ККД S,%	ККД Р,%	ККД Q,%	ККД S,%
Молдавська ДРЕС - Арциз-330	99,47	28,48	77,70	97,72	97,73	97,72	-1,75	69,25	20,02
Миколаїв-330 - Херсон-330	99,77	6,97	26,26	98,34	98,35	98,34	-1,43	91,38	72,08
Аджалик-330 - Трихати-330	99,28	-1288,04	102,12	97,94	97,94	97,94	-1,34	1385,99	-4,18
Ладжинська ТЕС- Котовск-330	99,69	74,38	97,78	99,32	99,32	99,32	-0,37	24,94	1,54
ЮУАЕС – Українка	98,75	4,41	95,78	97,50	97,50	97,50	-1,25	93,09	1,71
Усатово-330 - Аджалик-330 2	98,39	56,81	97,34	97,88	97,88	97,88	-0,52	41,07	0,54
Каховська 330-750 - Каховська 330	99,94	-14,16	96,22	99,46	99,46	99,46	-0,49	113,61	3,24
Новоодес330 - Усатово-330	99,85	64,86	94,10	99,38	99,38	99,38	-0,47	34,52	5,28
Мар'ївка - Снігурівка	99,29	60,46	90,80	97,77	97,77	97,77	-1,52	37,31	6,96
Дудчине - Н.Троїцьке	99,59	32,17	81,18	97,60	97,60	97,60	-1,99	65,44	16,42
Широке - Червоне	99,70	40,55	46,71	98,35	98,36	98,35	-1,34	57,80	51,65
Миколаїв -150 - Баштанка	99,27	68,81	94,45	98,10	98,10	98,10	-1,17	29,29	3,66
П.Покровськ - Жовтнева	99,63	56,15	99,20	99,13	99,13	99,13	-0,50	42,98	-0,07
Чер. Вікна - Василівка	99,67	2138,28	99,91	99,07	99,07	99,07	-0,60	-2039,21	-0,84
Північна - Ананьїв	99,59	132,04	104,95	98,72	98,72	98,72	-0,87	-33,32	-6,23
Ананьїв - Троїцьке	98,59	170,34	170,03	98,84	98,84	98,84	0,25	-71,51	-71,19

Таблиця 2.7 - Значення ККД в зимній період о 13-й годині.

Найменування ПЛЕП	Нормальний режим роботи			Узгоджений режим роботи			Різниця		
	ККД Р,%	ККД Q,%	ККД S,%	ККД Р,%	ККД Q,%	ККД S,%	ККД Р,%	ККД Q,%	ККД S,%
Молдавська ДРЕС - Арциз-330	99,33	34,79	46,62	97,72	97,72	97,72	-1,61	62,93	51,10
Миколаїв-330 - Херсон-330	99,68	40,77	65,55	98,34	98,34	98,34	-1,34	57,57	32,79
Аджалик-330 - Трихати-330	99,39	46,82	81,58	97,94	97,94	97,94	-1,46	51,11	16,36
Ладизинська ТЕС- Котовск-330	99,73	73,05	96,85	99,32	99,32	99,32	-0,41	26,27	2,47
ЮУАЕС – Українка	98,54	-15,97	97,43	97,50	97,50	97,50	-1,04	113,47	0,07
Усатово-330 - Аджалик-330 2	98,76	40,00	96,09	97,88	97,88	97,88	-0,88	57,88	1,78
Каховська 330-750 - Каховська 330	99,97	21,58	50,44	99,46	99,46	99,46	-0,51	77,87	49,02
Новоодес330 - Усатово-330	99,90	54,60	89,20	99,38	99,38	99,38	-0,52	44,78	10,18
Мар'ївка - Снігурівка	99,87	-453,38	214,30	97,77	97,77	97,77	-2,11	551,15	-116,53
Дудчине - Н.Троїцьке	99,66	24,95	76,89	97,60	97,60	97,60	-2,05	72,66	20,71
Широке - Червоне	99,49	24,25	25,79	98,35	98,35	98,35	-1,13	74,10	72,56
Миколаїв -150 - Баштанка	97,40	362,38	360,94	98,10	98,10	98,10	0,70	-264,27	-262,84
П.Покровськ - Жовтнева	99,88	200,34	105,67	99,13	99,13	99,13	-0,75	-101,21	-6,54
Чер. Вікна - Василівка	99,70	161,51	100,93	99,07	99,07	99,07	-0,63	-62,44	-1,86
Північна - Ананьїв	99,94	-202,19	113,01	98,72	98,72	98,72	-1,22	300,91	-14,29
Ананьїв - Троїцьке	99,64	71,91	75,10	98,84	98,84	98,84	-0,80	26,93	23,74

Таблиця 2.8 - Значення ККД в зимній період о 17-й годині.

Найменування ПЛЕП	Нормальний режим роботи			Узгоджений режим роботи			Різниця		
	ККД Р,%	ККД Q,%	ККД S,%	ККД Р,%	ККД Q,%	ККД S,%	ККД Р,%	ККД Q,%	ККД S,%
Молдавська ДРЕС - Арциз-330	99,35	34,65	83,98	97,72	97,72	97,72	-1,63	63,07	13,74
Миколаїв-330 - Херсон-330	99,03	53,74	55,92	98,34	98,34	98,34	-0,69	44,60	42,42
Аджалик-330 - Трихати-330	99,31	0,66	95,76	97,94	97,94	97,94	-1,37	97,27	2,18
Ладизинська ТЕС- Котовск-330	99,68	62,45	98,64	99,32	99,32	99,32	-0,36	36,87	0,68
ЮУАЕС – Українка	98,61	10,78	96,25	97,50	97,50	97,50	-1,12	86,72	1,25
Усатово-330 - Аджалик-330 2	99,46	20,01	79,73	97,88	97,88	97,88	-1,58	77,87	18,14
Каховська 330-750 - Каховська 330	99,96	-38,10	94,89	99,46	99,46	99,46	-0,51	137,55	4,56
Новоодес330 - Усатово-330	99,87	35,75	96,79	99,38	99,38	99,38	-0,49	63,63	2,59
Мар'ївка - Снігурівка	99,21	54,20	94,40	97,77	97,77	97,77	-1,44	43,57	3,37
Дудчине - Н.Троїцьке	99,55	-16,35	94,84	97,60	97,60	97,60	-1,95	113,95	2,76
Широке - Червоне	99,83	34,28	59,54	98,35	98,35	98,35	-1,47	64,07	38,82
Миколаїв -150 - Баштанка	99,18	65,51	96,27	98,10	98,10	98,10	-1,08	32,59	1,83
П.Покровськ - Жовтнева	99,76	817,37	100,24	99,13	99,13	99,13	-0,63	-718,24	-1,11
Чер. Вікна - Василівка	99,62	1198,23	99,81	99,07	99,07	99,07	-0,55	-1099,16	-0,74
Північна - Ананьїв	99,81	-41,33	98,60	98,72	98,72	98,72	-1,09	140,05	0,12
Ананьїв - Троїцьке	99,76	64,87	92,47	98,84	98,84	98,84	-0,93	33,96	6,37

Таблиця 2.9 - Значення ККД в літній період о 3-й годині.

Найменування ПЛЕП	Нормальний режим роботи			Узгоджений режим роботи			Різниця		
	ККД Р,%	ККД Q,%	ККД S,%	ККД Р,%	ККД Q,%	ККД S,%	ККД Р,%	ККД Q,%	ККД S,%
Молдавська ДРЕС - Арциз-330	99,45	34,39	56,15	97,72	97,72	97,72	-1,73	63,33	41,58
Миколаїв-330 - Херсон-330	99,66	37,45	80,60	98,34	98,34	98,34	-1,32	60,89	17,74
Аджалик-330 - Трихати-330	99,70	13,77	52,20	97,94	97,94	97,94	-1,76	84,16	45,74
Ладизинська ТЕС- Котовск-330	99,74	72,78	96,54	99,32	99,32	99,32	-0,42	26,54	2,78
ЮУАЕС – Українка	98,82	38,23	90,64	97,50	97,50	97,50	-1,32	59,27	6,86
Усатово-330 - Аджалик-330 2	99,63	-8,80	77,75	97,88	97,88	97,88	-1,75	106,68	20,12
Каховська 330-750 - Каховська 330	99,98	-67,64	88,25	99,46	99,46	99,46	-0,53	167,10	11,21
Новоодес330 - Усатово-330	98,76	68,32	68,39	99,38	99,38	99,38	0,62	31,06	30,99
Мар'ївка - Снігурівка	99,29	47,31	94,05	97,77	97,77	97,77	-1,53	50,46	3,72
Дудчине - Н.Троїцьке	99,19	66,61	84,60	97,60	97,60	97,60	-1,58	31,00	13,01
Широке - Червоне	99,78	26,70	87,69	98,35	98,35	98,35	-1,43	71,66	10,67
Миколаїв -150 - Баштанка	99,46	58,44	92,33	98,10	98,10	98,10	-1,36	39,66	5,77
П.Покровськ - Жовтнева	99,59	88,10	90,40	99,13	99,13	99,13	-0,46	11,03	8,73
Чер. Вікна - Василівка	99,73	120,76	112,48	99,07	99,07	99,07	-0,66	-21,69	-13,41
Північна - Ананьїв	99,12	89,47	91,83	98,72	98,72	98,72	-0,40	9,25	6,89
Ананьїв - Троїцьке	98,84	89,70	90,50	98,84	98,84	98,84	-0,01	9,14	8,34

Таблиця 2.10 - Значення ККД в літній період о 10-й годині.

Найменування ПЛЕП	Нормальний режим роботи			Узгоджений режим роботи			Різниця		
	ККД Р,%	ККД Q,%	ККД S,%	ККД Р,%	ККД Q,%	ККД S,%	ККД Р,%	ККД Q,%	ККД S,%
Молдавська ДРЕС - Арциз-330	98,64	32,93	35,30	97,72	97,73	97,72	-0,92	64,80	62,42
Миколаїв-330 - Херсон-330	99,72	32,84	68,93	98,34	98,35	98,34	-1,38	65,51	29,41
Аджалик-330 - Трихати-330	98,79	36,83	38,98	97,94	97,94	97,94	-0,85	61,12	58,96
Ладизинська ТЕС- Котовск-330	99,81	71,29	92,42	99,32	99,32	99,32	-0,49	28,03	6,90
ЮУАЕС – Українка	98,76	26,12	93,74	97,50	97,50	97,50	-1,27	71,38	3,76
Усатово-330 - Аджалик-330 2	99,63	-59,58	93,39	97,88	97,88	97,88	-1,75	157,46	4,49
Каховська 330-750 - Каховська 330	99,95	3,93	13,40	99,46	99,46	99,46	-0,49	95,52	86,06
Новоодес330 - Усатово-330	99,87	63,84	71,68	99,38	99,38	99,38	-0,50	35,54	27,70
Мар'івка - Снігурівка	98,62	54,22	97,87	97,77	97,77	97,77	-0,85	43,55	-0,10
Дудчине - Н.Троїцьке	99,69	23,21	47,05	97,60	97,60	97,60	-2,09	74,39	50,55
Широке - Червоне	99,53	140,46	121,81	98,35	98,36	98,35	-1,17	-42,11	-23,45
Миколаїв -150 - Баштанка	99,14	80,07	90,07	98,10	98,10	98,10	-1,04	18,03	8,03
П.Покровськ - Жовтнева	99,69	114,55	104,61	99,13	99,13	99,13	-0,56	-15,42	-5,48
Чер. Вікна - Василівка	99,37	108,02	105,44	99,07	99,07	99,07	-0,30	-8,94	-6,37
Північна - Ананьїв	99,33	83,12	85,64	98,72	98,72	98,72	-0,61	15,60	13,08
Ананьїв - Троїцьке	99,34	136,94	135,21	98,84	98,84	98,84	-0,50	-38,10	-36,38

Таблиця 2.11 - Значення ККД в літній період о 13-й годині.

Найменування ПЛЕП	Нормальний режим роботи			Узгоджений режим роботи			Різниця		
	ККД Р,%	ККД Q,%	ККД S,%	ККД Р,%	ККД Q,%	ККД S,%	ККД Р,%	ККД Q,%	ККД S,%
Молдавська ДРЕС - Арциз-330	97,84	35,30	36,24	97,72	97,72	97,72	-0,11	62,42	61,48
Миколаїв-330 - Херсон-330	99,78	12,94	73,09	98,34	98,34	98,34	-1,44	85,40	25,25
Аджалик-330 - Трихати-330	99,56	33,26	56,09	97,94	97,94	97,94	-1,62	64,67	41,85
Ладизинська ТЕС- Котовск-330	99,82	71,04	90,16	99,32	99,32	99,32	-0,51	28,28	9,16
ЮУАЕС – Українка	98,58	55,58	90,96	97,50	97,50	97,50	-1,08	41,91	6,54
Усатово-330 - Аджалик-330 2	99,57	-72,42	96,66	97,88	97,88	97,88	-1,69	170,30	1,22
Каховська 330-750 - Каховська 330	99,98	-72,72	90,25	99,46	99,46	99,46	-0,53	172,17	9,20
Новоодес330 - Усатово-330	99,79	65,32	67,67	99,38	99,38	99,38	-0,41	34,06	31,71
Мар'івка - Снігурівка	97,71	103,78	97,72	97,77	97,77	97,77	0,06	-6,01	0,05
Дудчине - Н.Троїцьке	98,99	70,44	78,46	97,60	97,60	97,60	-1,38	27,16	19,14
Широке - Червоне	99,18	62,38	98,00	98,35	98,35	98,35	-0,82	35,97	0,36
Миколаїв -150 - Баштанка	98,74	15,06	98,59	98,10	98,10	98,10	-0,64	83,04	-0,48
П.Покровськ - Жовтнева	99,89	170,11	151,00	99,13	99,13	99,13	-0,76	-70,98	-51,87
Чер. Вікна - Василівка	99,76	67,73	97,01	99,07	99,07	99,07	-0,69	31,34	2,06
Північна - Ананьїв	99,97	-61,84	74,37	98,72	98,72	98,72	-1,25	160,56	24,35
Ананьїв - Троїцьке	99,82	39,17	94,28	98,84	98,84	98,84	-0,98	59,66	4,55

Таблиця 2.12 - Значення ККД в літній період о 22-й годині.

Найменування ПЛЕП	Нормальний режим роботи			Узгоджений режим роботи			Різниця		
	ККД Р,%	ККД Q,%	ККД S,%	ККД Р,%	ККД Q,%	ККД S,%	ККД Р,%	ККД Q,%	ККД S,%
Молдавська ДРЕС - Арциз-330	99,53	20,27	76,43	97,72	97,72	97,72	-1,81	77,46	21,29
Миколаїв-330 - Херсон-330	99,66	40,94	78,05	98,34	98,34	98,34	-1,32	57,40	20,29
Аджалик-330 - Трихати-330	99,68	16,89	64,99	97,94	97,94	97,94	-1,74	81,04	32,95
Ладизинська ТЕС- Котовск-330	99,65	75,51	98,22	99,32	99,32	99,32	-0,33	23,81	1,10
ЮУАЕС – Українка	98,59	38,72	94,27	97,50	97,50	97,50	-1,10	58,78	3,23
Усатово-330 - Аджалик-330 2	99,67	-9,83	71,36	97,88	97,88	97,88	-1,79	107,70	26,52
Каховська 330-750 - Каховська 330	99,96	23,34	34,12	99,46	99,46	99,46	-0,50	76,12	65,34
Новоодес330 - Усатово-330	99,91	56,53	79,56	99,38	99,38	99,38	-0,53	42,85	19,82
Мар'івка - Снігурівка	99,38	60,76	85,66	97,77	97,77	97,77	-1,61	37,01	12,11
Дудчине - Н.Троїцьке	97,87	80,15	82,18	97,60	97,60	97,60	-0,26	17,45	15,43
Широке - Червоне	99,69	52,11	61,15	98,35	98,35	98,35	-1,33	46,25	37,20
Миколаїв -150 - Баштанка	99,45	57,87	92,80	98,10	98,10	98,10	-1,35	40,23	5,30
П.Покровськ - Жовтнева	99,37	83,86	84,44	99,13	99,13	99,13	-0,24	15,27	14,69
Чер. Вікна - Василівка	99,72	120,83	113,90	99,07	99,07	99,07	-0,65	-21,76	-14,83
Північна - Ананьїв	99,35	85,79	96,83	98,72	98,72	98,72	-0,63	12,93	1,89
Ананьїв - Троїцьке	99,45	87,87	95,19	98,84	98,84	98,84	-0,61	10,97	3,64

Таким чином результати розрахунків підтверджують збільшення ККД лінії у узгодженому режимі, але як цього режиму досягти?

Змінюючи хвильовий опір та підлаштовуючи його значення під поточне значення опору навантаження. Але тоді для цього треба проаналізувати, а чи можливе таке? Для звичайних ліній такої можливості немає, але є керовані високовольтні лінії електропередачі, їх конструктивне виконання дозволяє змінювати хвильовий опір цих ПЛЕП.

2.2 Теоретичне обґрунтування використання компактних керованих високовольтних ліній електропередачі змінного струму, як одного з шляхів керування значенням хвильового опору

Протягом останнього часу, доволі активно розвиваються технології щодо ліній в яких можливо керувати параметрами, керування якими вважалось доволі довго неможливо. Так звані керовані лінії, лінії в яких є можливість впливати/керувати/змінювати хвильовий опір, в залежності від потреб на навантаженні, відстежуючи зміни величини електроенергії, яка споживається. Компактні керовані повітряні лінії електропередачі змінного струму (КПЛЕП) є лініями електропередачі нового покоління. Вперше в [59] викладені параметри і характеристики, техніко-економічні та екологічні показники КПЛЕП.

Розірвані ЛЕП - це двохланцюгові трифазні лінії змінного струму, фази яких попарно розташовані на окремих опорах з загальноприйнятими відстанями між фазами [60]. Розірвана трифазна ПЛЕП складається з двох типів проводів: перший (прямий) і другий (зворотній). Три фази першого проводу утворюють прямий ланцюг, підключений на початку лінії до трифазних шин підстанції, але залишаються вільними в кінці лінії; а три фази другого проводу, що утворюють зустрічний трифазний ланцюг, навпаки - в кінці лінії приєднані на трифазні шини приймальної системи, а на початку лінії залишаються вільними. Фази прямої та зустрічної ланцюга, уздовж лінії не мають між собою електричних та фізичних з'єднань. Таким чином, кожна пара фаз являє собою, щось схоже зі протяжним конденсатором, який

виявляється включеним послідовно з індуктивністю, яка утворюється від його проводів.

В роботі [61], описані конструктивні і схемні відмінності КПЛЕР від звичайних ЛЕР. А саме: КПЛЕР складаються з двох або більше трифазних ланцюгів змінного струму і відрізняються від звичайних ПЛЕР, тим що у них ланцюги зближені на відстань, мінімально допустиму за умовами міжфазних перенапруг, а системи прикладених до ланцюгів трифазних напруг зрушені одна щодо одної на певний кут, який залежить від величини переданої потужності. Зближення фаз різних ланцюгів створює явно виражений збільшений взаємний електромагнітний вплив ланцюгів, знак якого залежить від кутового зсуву між прикладеними векторами напруги, тобто кутового зсуву θ трифазної системи векторів напруги одного ланцюга по відношенню до іншого. Схемно двухцепна КПЛЕР від звичайних відрізняється тим, що приєднання ланцюгів до трифазних систем шин на відправною і приймальному кінцях здійснюються таким чином, щоб між векторами напруги зближених фаз був забезпечений певний кутовий зсув θ . Величина кута θ може змінюватися в залежності від навантаження в ПЛЕР межах $0-180^\circ$, або встановлюється в фіксованих позиціях ($0; 120^\circ$).

В роботі [62] описується принципова новизна і основна фізична сутність КПЛЕР. Автором відзначається, що головним параметром, на який здійснюється вплив в КПЛЕР, є хвильовий опір. Наведені формули для розрахунку параметрів фаз ланцюгів (індуктивний опір, місткість провідність, хвильовий опір), і зміни знаків при їх розрахунку, в залежності від значення θ (для $\theta = 0^\circ$ і $\theta = 180^\circ$). Також наведено графік залежності величини натуральної потужності від кутового зсуву між трифазними системами напруги ланцюгів. Автор відносить КПЛЕР до категорії гнучких електропередачі. Напрямок створення гнучких електропередач змінного струму - Flexible Alternating Current Transmission Systems (скорочено FACTS) має на увазі створення регульованих електропередачі на базі застосування різних зосереджених коштів компенсації та управління, однак при збереженні лінії як нерегульованого об'єкта.

У книзі [63] представлені методи підвищення пропускної здатності ПЛЕП, управління потоками потужності, засоби регулювання напруги, підвищення статичної та динамічної стійкості електроенергетичних систем (ЕЕС) з використанням технології FACTS. Розглянуто пристрої паралельної компенсації реактивної потужності (статичні тиристорні компенсатори, керовані шунтуючі реактори - КШР), пристрої послідовної компенсації, фазоповоротні пристрої - ФПП, об'єднані регулятори потоків потужності. Авторами відзначається, що використання технології FACTS дозволяє завдяки підвищенню ступеня стійкості енергосистем в нормальних, аварійних і післяаварійних режимах, переглянути принципи створення систем протиаварійного керування і релейного захисту, спростити вимоги до систем автоматичного регулювання напруги синхронних генераторів електростанцій.

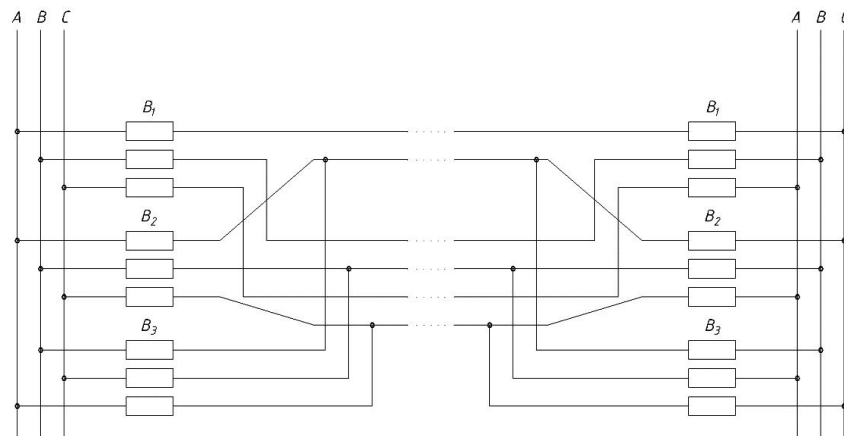
Класифікація пристроїв FACTS представлена в роботі [61], також описані їх загальні технічні характеристики і функціональні можливості, області їх застосування, орієнтовні економічні показники. Автор зазначає, що вибір типів пристроїв FACTS КПЛЕП визначається тією роллю, яка покладається на ПЛЕП в залежності від її класу напруги. Найбільш цікавими є:

- ФПП – Пристрій, перемикаючий за допомогою вимикачів або тиристорних ключів відпайки трансформатора, що забезпечує регулювання фази вхідної напруги по відношенню до вихідної. Застосовуються для оптимізації в сталих режимах потоків потужності по паралельних ЛЕП, підвищення пропускної спроможності.

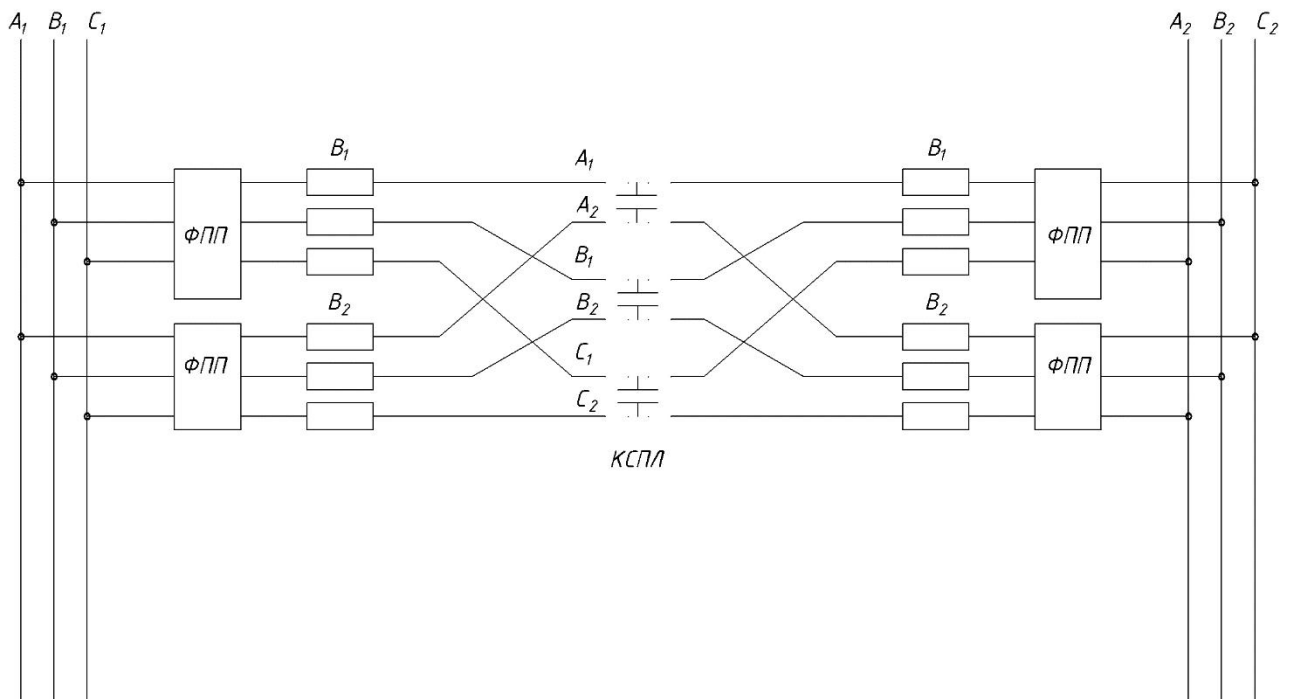
- КШР – Виконується на основі спеціального трансформатора з масляним охолодженням, в складі КШР на загальному сердечнику міститься мережева обмотка реактора, компенсувальна обмотка, обмотка управління, і поза баком з КШР тиристорний випрямний пристрій і фільтр. КШР призначені для плавного регулювання напруги (реактивної потужності) при потужностях, що протікають по лініях електропередачі, що не перевищують натуральну. Більш докладно принцип дії описаний в роботі [64].

На рисунку 2.1 наведені схемні виконання КПЛЕП для регулювання кута θ . Більш цікавою є друга схема з безперервним регулюванням значення кута θ , так як,

це дає можливість більш точно підлаштовувати та регулювати параметри ПЛЕП в залежності від миттєвого значення навантаження в певний час доби.



а) схема дискретного регулювання кута



б) схема безперервного регулювання кута в широкому діапазоні за допомогою ФПП та пристроїв FACTS

Рисунок 2.1 – Схемне виконання КПЛП з різним типом регулювання кута θ

Дискретне регулювання здійснюється шляхом перемикання фаз по кінцях КПЛП на одному з ланцюгів, яким передбачена установка додаткових комплектів

вимикачів. При дискретному регулюванні забезпечується по черзі режим роботи КПЛЕП при $\theta = 0^\circ$ - увімкнені вимикачі B_1 та B_2 , а вимикач B_3 вимкнено, або $\theta = 120^\circ$ - увімкнені вимикачі B_1 та B_3 , а вимикач B_2 вимкнено, в залежності від величини потужності, яка передається по лінії. Для безперервного регулювання кутового зсуву систем векторів напруги ланцюгів КПЛЕП межах $0 \div 120$ (180) $^\circ$ передбачається установка ФПП по кінцях КПЛЕП. Також можуть бути передбачені і комбіновані схеми регулювання, що поєднують дискретне і неперервне регулювання.

В роботі [64] описується схема для безперервного регулювання кута θ в діапазоні від 0° до 180° . Дана схема реалізована за допомогою підключення ФПП трансформаторного або автотрансформаторного типів, а також передбачається застосування КШР.

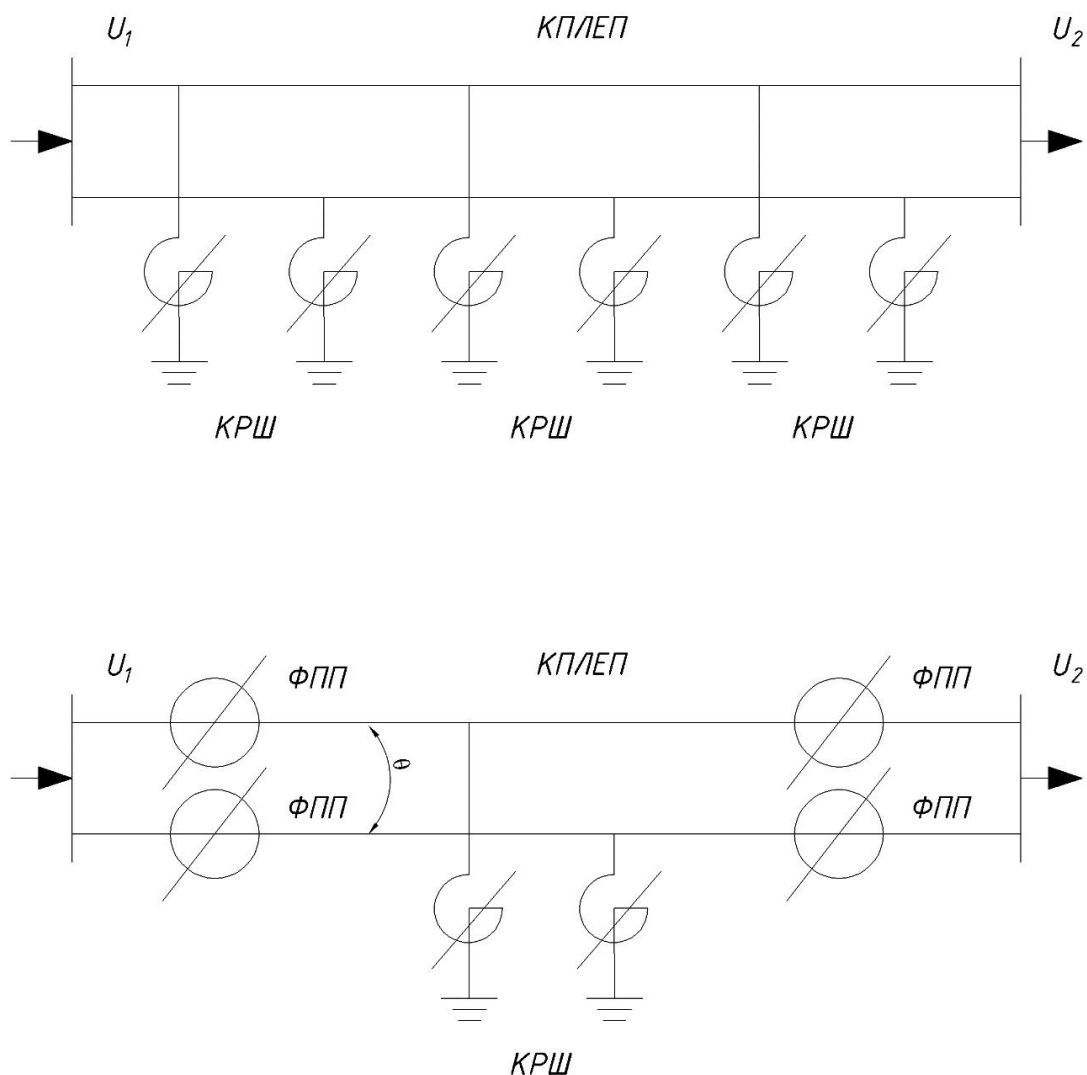


Рисунок 2.2 – Схемне виконання дволанцюгових компактних КПЛЕП

Застосування засобів фазового регулювання в поєднанні з керованими пристроями компенсації дозволяє здійснювати глибоке регулювання вторинних параметрів електропередачі у всіх нормальних і аварійних режимах роботи електропередачі. Наводяться схемні рішення двоколових компактних КПЛЕП (Рисунок 2.2). Для КПЛЕП передбачається застосування схем дискретного регулювання кутового зсуву між системами векторів напруги в межах $0-120^\circ$, шляхом схемних перемикачів, або безперервного - в діапазоні $0-180$ (120) $^\circ$ за допомогою ФПП.

Як відомо з [65], ФПП - один з основних пристроїв FACTS другого покоління, що дозволяє управляти перетіканнями активної потужності шляхом зміни кута фаз між напругами по кінцях лінії. ФПП вмикається на початку лінії послідовно у кожну фазу.

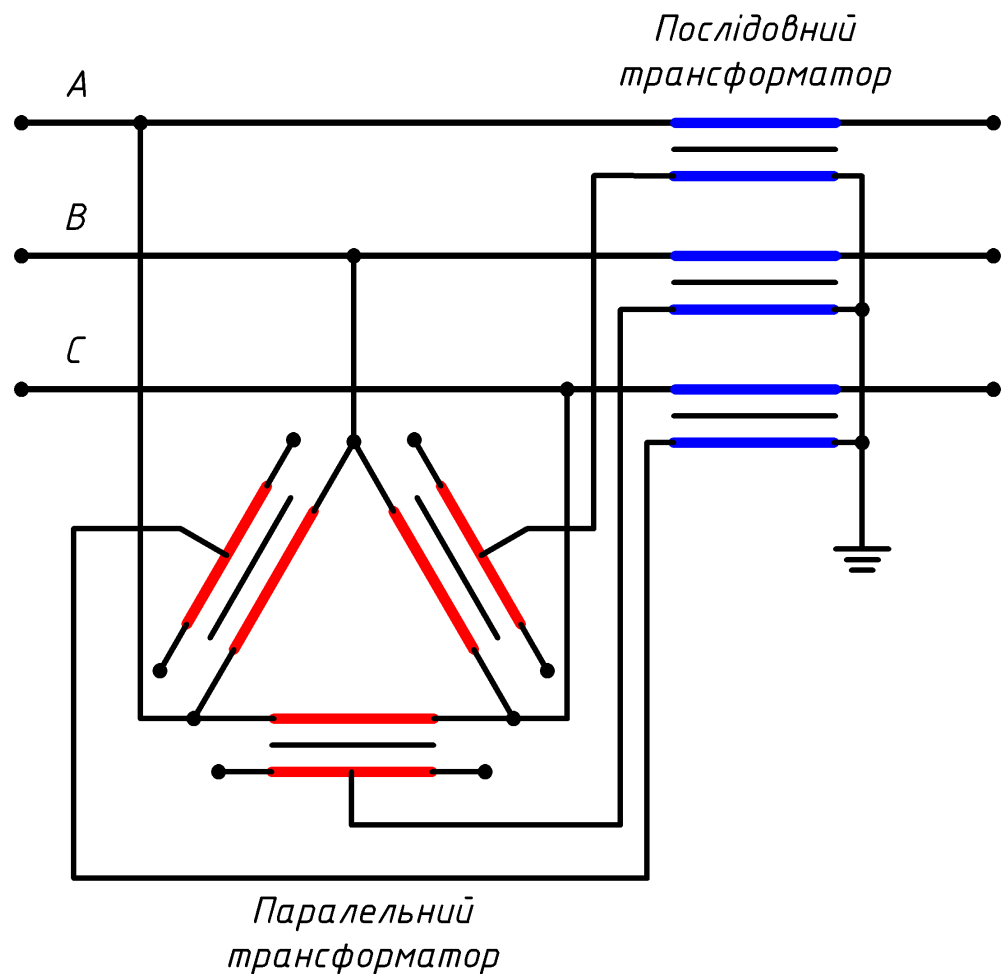


Рисунок 2.3 – Схема фазоповоротного пристрою

Принцип дії ФПП ґрунтується на тому, що напруга кожної фази зрушена по відношенню до міжфазної напруги двох інших фаз на кут 90° . У традиційній конструкції ФПП використовують каскад із двох трансформаторів – паралельного (регулюючого) та послідовного (рисунок 2.3). Перший трансформатор підключається безпосередньо до шини, що живить лінії з боку джерела енергії. Послідовний трансформатор вторинною обмоткою включається послідовно ПЛЕП.

Первинна обмотка регулюючого трансформатора виконується за схемою «трикутник», завдяки чому виникає трифазна система напружень, які зміщені щодо фазних напруги джерела на 90° . Вторинна обмотка може бути виконана у вигляді ізольованих фаз із блоком відпайок, центр якого заземлений. Фази вторинної обмотки підключені до первинної обмотки послідовного трансформатора через вихід перемикача блоку відпайок. Обмотка даного трансформатора виконується за схемою «зірка» із заземленою нейтралі. Вторинна обмотка послідовного трансформатора виконується у вигляді ізольованих фаз, які включаються послідовно в розсічення відповідних по фазі проводів лінії і додають до вектору напруги джерела зсунуту по фазі на 90° компоненту.

Принцип роботи ФПП: регулюючи напругу на першому трансформаторі Т1, змінюється напруга і кут на трансформаторі Т2. Залежно від положення перемикача блоку відпайок можна змінювати амплітуду і полярність вектору квадратурного компонента, введеного ФПП, і таким чином керувати величиною кута зсуву між векторами напруги на вході і виході лінії функції від режиму роботи лінії.

Потік активної потужності лінії змінного струму пропорційний синусу кута зсуву по фазі між вектором напруги джерела електроенергії на початку лінії і вектором напруги приймача електроенергії в кінці лінії [65].

Одним із способів регулювання активної потужності є зміна кута θ , що досягається за рахунок використання ФПП. Призначення ФПП полягає у створенні додаткового фазового зсуву між напругою первинних шин та вторинних шин, а також його зміні залежно від потреби у передачі електроенергії по ЛЕП. Така зміна кута θ дозволить управляти, перерозподіляти потоками активної та реактивної потужностей

у ЛЕП, а також зменшити втрати при цій передачі. Формула для розрахунку граничної потужності відповідно до [65].

$$P = \frac{U_1 U_2}{Z_{x1} \sin \alpha_0 l} \sin \theta, \quad (2.10)$$

де P – активна потужність, Вт,

U_1 – напруга на початку ЛЕП, В,

U_2 – напруга в кінці ЛЕП, В,

Z_x – хвильовий опір ЛЕП, Ω ,

θ – кут фазового зсуву між векторами напруги на початку та в кінці ЛЕП,

$\alpha_0 l$ – коефіцієнт зміни фази - коефіцієнт, який характеризує поворот вектору напруги при поширенні хвилі напруги вздовж лінії.

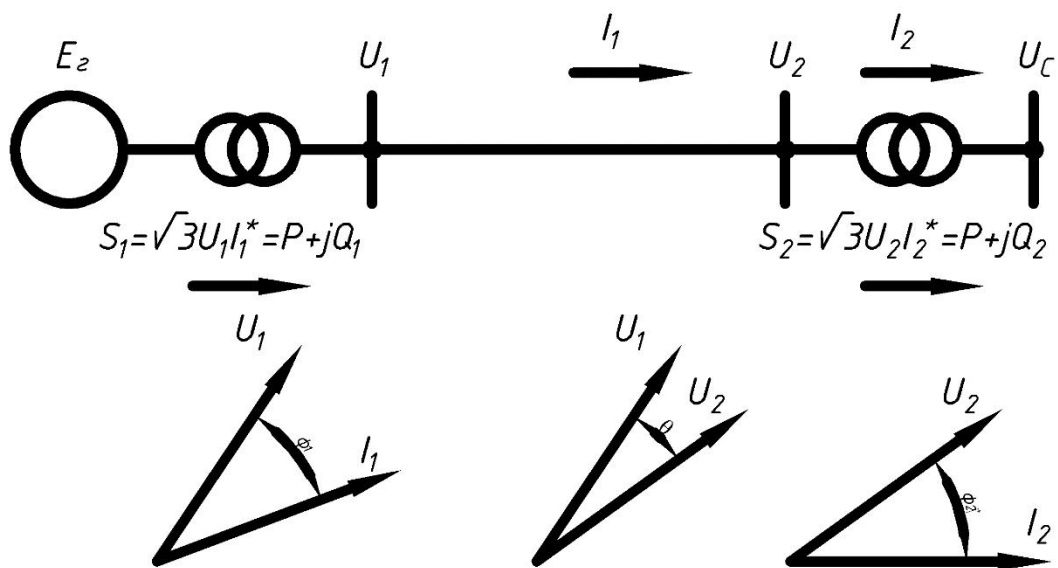


Рисунок 2.4 – Загальна схема ЛЕП, з напрямками протікання струму

Зміна фазового зсуву вихідної напруги практично всіх експлуатованих керованих ФПП здійснюється РПН, що характеризуються порівняно невисокою швидкодією (одиниці секунд) та відносно невисокою надійністю.

Регульований фазовий зсув, що вводиться ФПП, здійснюється за допомогою введення вольтододавної напруги між входом і виходом ФПП в місці установки

(рисунок 2.4). Чим більше потрібно ввести фазовий зсув, тим більше буде величина вольтододаткової напруги.

Формування вольтододаткової напруги здійснюється за рахунок використання напруги лінії. Ця напруга називається збуджуюча. Збуджуюча напруга називається незалежною, якщо вона є напругою лінії на вході ФПП. Збуджуюча напруга називається залежною, якщо ця напруга формується з напруги на вході та виході ФПП. Існує кілька способів введення вольтододаткової напруги: поперечне регулювання, поздовжньо-поперечне регулювання і симетричне регулювання.

При поперечному («квадратурному») регулюванні ФПП вводить вольтододаткову напругу, зміщену на $\pm 90^\circ$ щодо вхідної напруги ФПП, що є збуджуючою.. При цьому вихідна напруга ФПП збільшується по амплітуді і змінюється по фазі. Причому амплітуда буде тим більше, чим на більший кут зсуву буде проводитися регулювання.

При поздовжньо-поперечному регулюванні ФПП вводить вольтододаткову напругу з двох складових: поздовжньої та поперечної. Поздовжня складова зміщена щодо вхідної напруги на 180° , а поперечна – на $\pm 90^\circ$.

Тому, в цьому випадку зміна амплітуди напруги є контрольованою, і вона може бути будь-якою, як більше, так і менше амплітуди вхідної напруги або дорівнює їй. При невеликих кутах регулювання (не більше 20°) можна використовувати тільки поперечну складову, а поздовжню складову вводити при кутах, більших 20° зсуву. Тому цей спосіб регулювання може застосовуватись при невеликих кутах регулювання (не більше 20°).

При симетричному регулюванні ФПП вводить вольтододаткову напругу, зміщену на $\pm 90^\circ$ щодо збудливої напруги ФПП. При цьому вихідна напруга ФПП змінюється тільки по фазі і не змінюється по амплітуді. Тому даний спосіб регулювання може застосовуватися при будь-яких кутах регулювання.

У роботі [66] наводиться схема та принцип дії ФПП з РПН. До недоліків даного пристрою відноситься те, що реалізований у ньому спосіб поперечного регулювання фазового зсуву обмежує діапазон кутів повороту фази напруги значенням не більше $\pm 18^\circ$. При значеннях кута повороту фази, що перевищують

$\pm 18^\circ$, модуль вихідної напруги ФПП починає суттєво перевищувати допустимі в лінії електропередачі значення, тому розглянуте ФПП непридатне у випадках глибокого регулювання кута повороту фаз. Також до недоліків даного пристрою відноситься використання як трифазного високовольного комутатора механічних контакторних перемикачів РПН: переривання струму в контакторному перемикачі супроводжується виникненням дуги на контактах, що призводить до їх зносу та ерозії та забруднення масла продуктами горіння дуги, що робить необхідним регулярні перевірки якості олії та періодичну його заміну. Крім того, на пристрої повинні бути встановлені спеціальні механізми, що запобігають небажаним наслідкам у разі пошкодження приводного валу. Усе це знижує надійність і термін служби трифазного високовольного комутатора, причому, перемикач РПН з контакту на контакт займає певний час (5-6 с), тобто. відбувається досить повільно, що обумовлює його мале швидкодію.

Підвищити швидкодію ФПП можна шляхом застосування в них комутаторів на силових напівпровідникових приладах. Динамічні характеристики напівпровідникових ключів та їх висока комутаційна здатність та надійність значно перевершують аналогічні характеристики механічних перемикачів. При цьому велика різноманітність схемотехнічних варіантів побудови комутаторів на напівпровідникових силових ключах повною мірою відповідає широкому спектру структур і різних схемотехнічних варіантів побудови фазоповоротних пристроїв, що мають різні характеристики та функціональне призначення.

У роботі [67] авторами наводиться схема та принцип дії такого ФПП. Суть конструкції аналогічна класичній схемі побудови ФПП (рисунк 2.3), тільки регулюючий та послідовний трансформатори з'єднані через групу тиристорних ключів, що мають блок керування (рисунк 2.5). Відповідно з'єднання обмоток двох трансформаторів через тиристорний міст виконано таким чином, щоб передбачити зсув фаз на електричний кут 90° .

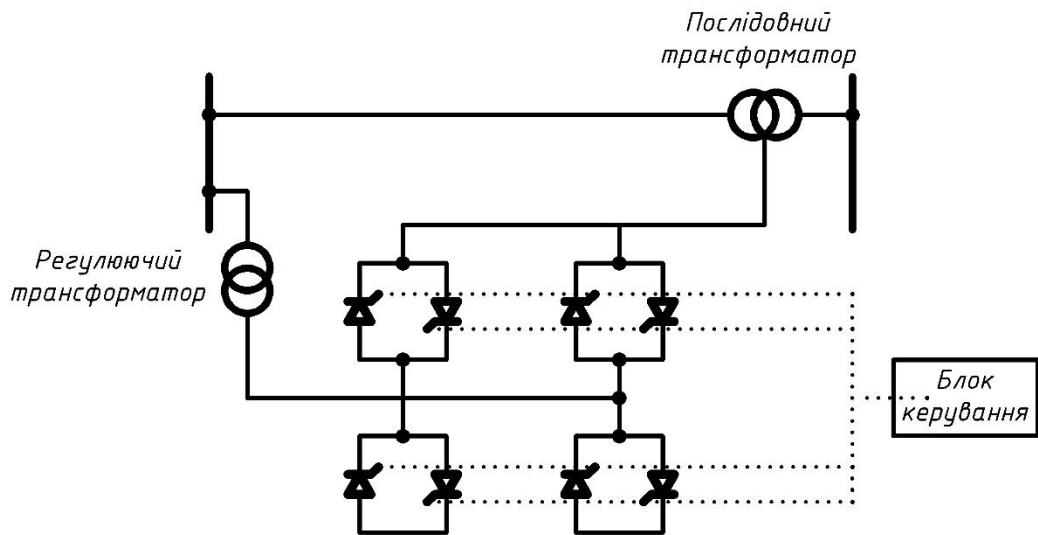


Рисунок 2.5 – Схема ФПП із тиристорним керуванням

На відміну від класичної схеми реалізації ФПП, де зміна кута θ здійснювалася шляхом зміни відпайок понижуючого трансформатора, тут зміна кута θ здійснюється за допомогою тиристорного мосту.

Зміна кута $\Delta\theta$ здійснюється засобами силової електроніки. Вторинна обмотка регулюючого трансформатора складається з декількох окремих секцій, кожна з яких має різну кількість витків, і, отже, різну напругу. Кожна з цих секцій підключена до двох тиристорних ключів, один з яких працює при одній полярності секції, інший - при її протилежній полярності. Через тиристорні ключі кожна з секцій пов'язана з первинною обмоткою трансформатора, послідовно включеного в лінію.

Керування значенням фазового зсуву вихідної напруги ФПП здійснюється шляхом зміни станів тиристорних мостів. Кожне плече мосту містить два зустрічно включені тиристорні ключі, що забезпечує можливість двосторонньої провідності струму первинної обмотки послідовного трансформатора. При одночасному включенні вертикальних плеч однієї сторони тиристорного мосту комутувана ним секція вторинної обмотки регулюючого трансформатора виключається з контуру протікання струму моста і, відповідно, не бере участі в процесі формування вихідної напруги ФПП. Діагональна комутація плечей дозволяє включати відповідну секцію вторинної обмотки регулюючого трансформатора в контур первинної обмотки послідовного трансформатора згідно зустрічно.

Блоки тиристорних ключів мають систему управління, на вхід якої подаються вимірювані величини (кут зсуву напруги, потужність ліній та ін) та задані значення регульованих величин (уставки), на її виході - система команд на включення відповідних комбінацій тиристорних ключів.

У роботі [68] розглядається схема ФПП з тиристорним управлінням із способом регулювання: симетричним з живленням шунтового трансформатора від середньої точки послідовного трансформатора. Переваги в порівнянні з іншими способами регулювання у більшому діапазоні зміни та меншому кроці зміни кута θ .

ФПП складається з трифазного послідовного (вольтододадового) трансформатору Т1, трифазного регулюючого трансформатору Т2 та 12 тиристорних мостів: ТК1-А–ТК4-А, ТК1-В–ТК4-В, ТК1-С–ТК4-С. Початки первинних обмоток регулюючого трансформатора Т2 з'єднані із середньою точкою вторинних обмоток послідовного трансформатора Т1, кінці первинних обмоток шунтового трансформатора Т2 з'єднані в «зірку» і заземлені. Вторинні обмотки шунтового трансформатора мають чотири окремі секції на кожну фазу і приєднані до входів відповідного тиристорного мосту, наприклад, обмотка а1-х1 приєднана до мосту ТК1-А. Тиристорні мости ТК1-А–ТК4-А, ТК1-В–ТК4-В, ТК1-С–ТК4-С об'єднані у групи по фазах і з'єднані між собою послідовно всередині групи. За одним із висновків групи тиристорних мостів об'єднані між собою у «зірку» та заземлені. Первинні обмотки ПТ Т1 з'єднані в трикутник і підключені до висновків двох різних груп тиристорних мостів. Подана схема ФПП отримала назву «ФПП із середньою точкою».

Авторами запропоновано вибирати співвідношення числа витків чотирьох секцій кожної фази вторинної обмотки збудливого трансформатора Т2 рівним 1:2:4:8. При цьому залежно від режиму роботи тиристорних мостів ТК1-А–ТК4-А, ТК1-В–ТК4-В, ТК1-С–ТК4-С можна отримати 31 різний кут фазового зсуву вектора вихідної напруги ФПП: по 15 ступенів регулювання в діапазонах від 0 до $+40^\circ$ та від 0 до -40° , а також нульовий ступінь. У представленому варіанті схеми ФПП (рисунок 2.6) заведено зворотний зв'язок по вольтододадковій напрузі, що формується, половина якої складається з вхідною напругою лінії і подається на первинну обмотку

збудливого трансформатора. Номер ступеня регулювання задає коефіцієнт передачі між напругою первинної обмотки решуючого трансформатора та вольтдодавковою напругою.

При аналогічній конструкції вторинної обмотки шунтового трансформатора застосування РПН дозволило б отримати всього по чотири ступені зміни фазового зсуву в кожному напрямку. Таким чином, бруківка комутатор дозволяє домогтися істотно більш високої дискретності зміни фазового зсуву ФПП.

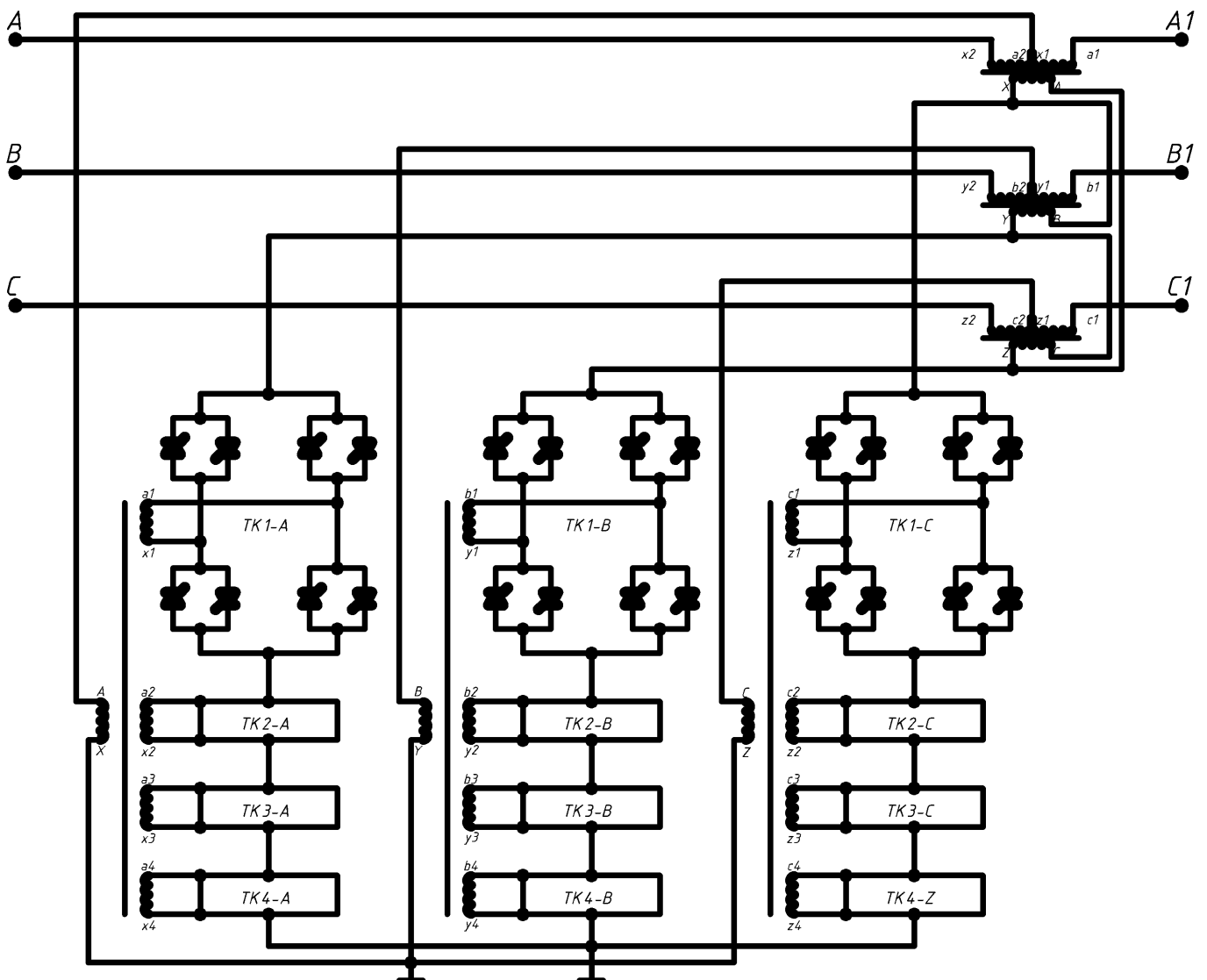


Рисунок 2.6 – Схема ФПП із середньою точкою

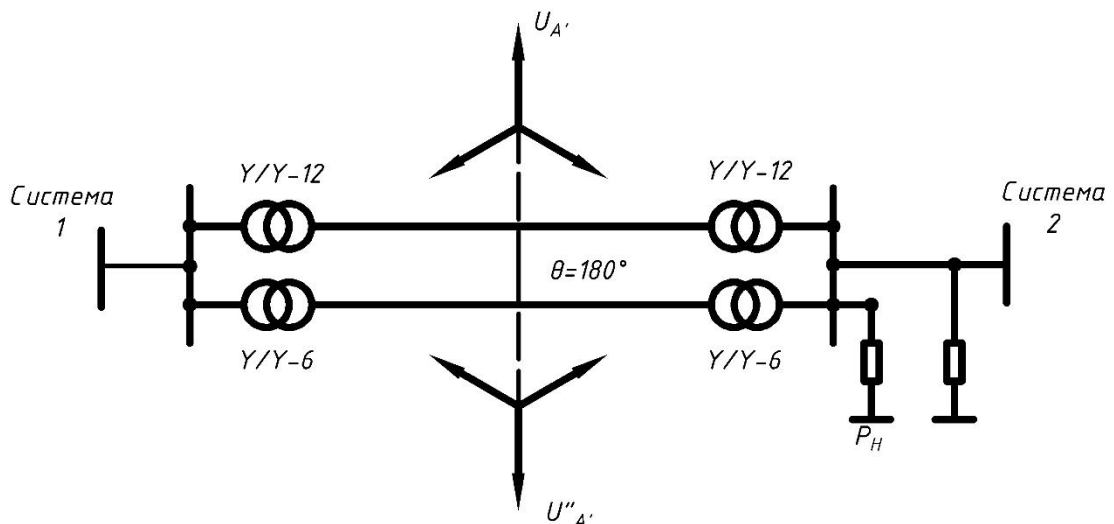
До недоліків розглянутого пристрою відноситься спосіб регулювання фазового зсуву даного пристрою, а саме використання тільки поздовжньо-

поперечного регулювання обмежує діапазон кутів повороту фази напруги до $\pm 40^\circ$ з кроком в $2,67^\circ$.

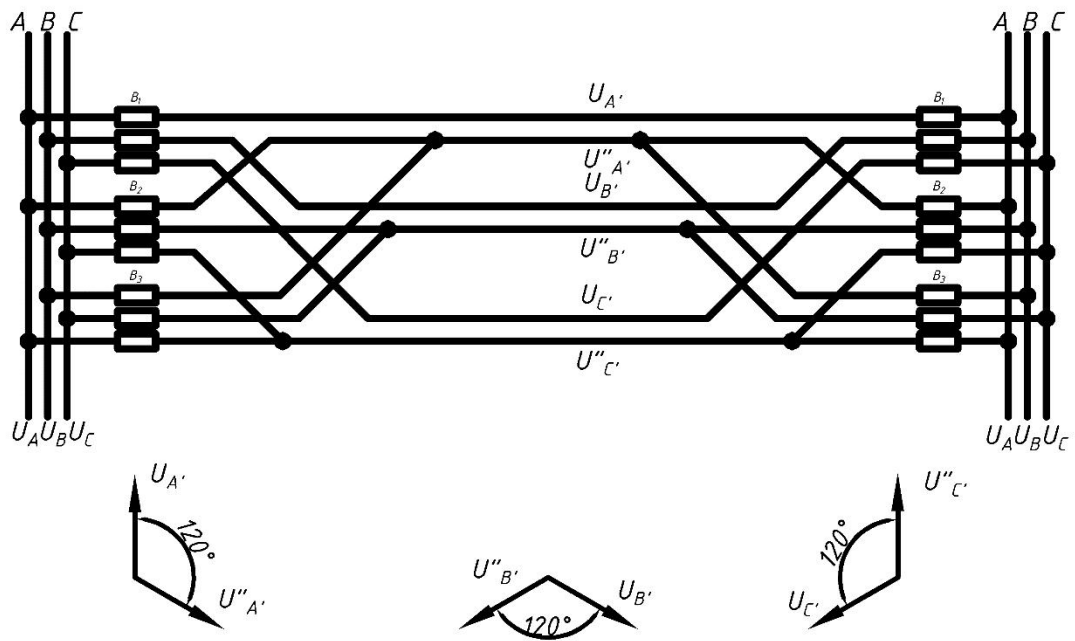
У роботі [69] автор розглядає різні схеми ФПП, схеми регулювання кута фазового зсуву і закони управління силовими ключами. Пропонується 4 схеми на 7, на 10, на 12 та на 15 ступенів регулювання. Найбільш цікавою тут є схема на 15 ступенів, так вона дає найменший крок регулювання, а саме: 2° . Пристрій ФПП, розглянуті автором розраховані працювати з діапазоном зміни кута θ в $0 - 60^\circ$.

У роботі [70] авторами аналізується можливість зміни кута θ в діапазоні від 0 до 180° . Розглянуті ними схеми керованих ПЛЕП, показані на Рисунок 2.7-а забезпечують роботу лінії з фіксованим фазовим зсувом систем векторів напруги ланцюгів $\theta=180^\circ$, за рахунок установки трансформаторів, що мають різні групи з'єднання. Дискретне регулювання кута θ можна здійснити за допомогою зміни групи з'єднання трансформаторів на одному з ланцюгів лінії.

Фазовий зсув $\theta=120^\circ$ забезпечується схемою, показаною на Рисунок 2.7-б. Для цього досить відповідним чином підключити фази лінії до шин підстанцій. Встановивши на одному з ланцюгів два комплекти вимикачів, можна по черговим їх включенням забезпечити $\theta=120^\circ$ чи $\theta=0^\circ$.



а) режим проти фази;



б) – фіксовані значення $\theta = 0^\circ$ та 120°

Рисунок 2.7 - Схемні варіанти найпростіших КПЛЕП:

Пристрої для створення, регульованого залежно від навантаження фазового зсуву систем векторів напруги ланцюгів включаються послідовно в лінію, тому повинні розраховуватися на повний струм навантаження. Проведені дослідження показали практичну реальність створення таких пристроїв. Фазорегулятори з РПН вже знаходять широке застосування для регулювання потоків потужності в енергосистемах.

Діапазон зміни кута $\theta = 0 - 180^\circ$ на лінії може бути забезпечений при використанні фазорегуляторів, що дозволяють регулювати кут між прикладеною та вихідною напругою в межах $\pm 60^\circ$ (рисунок 2.8).

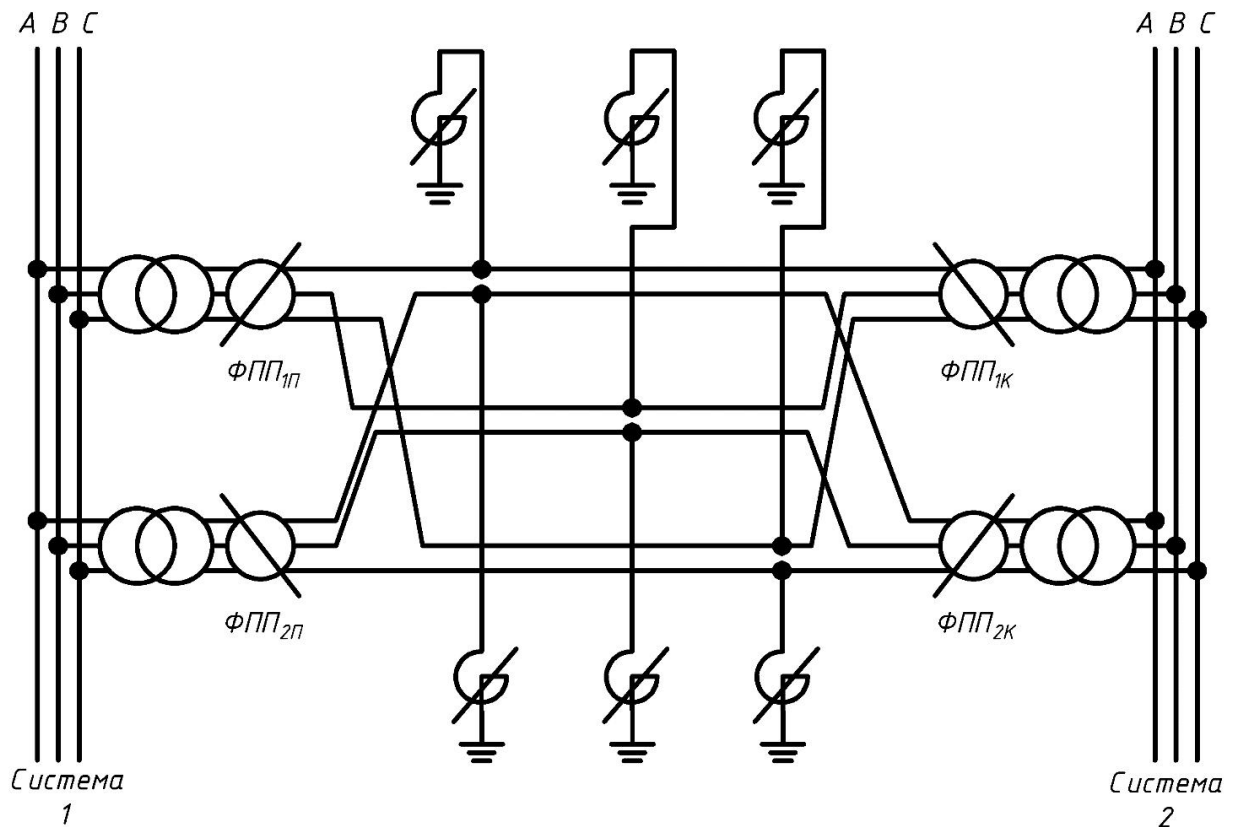


Рисунок 2.8 - Схема КПЛЕП із змінним фазовим зсувом між трифазними системами векторів напруги ланцюгів при звичайному способі підключення регульованих шунтуючих реакторів

Початковий кут між трифазними системами векторів напруги $\theta = 120^\circ$ досягається шляхом відповідного фазування зближених фаз ланцюгів лінії при повністю виведених ФПП (коли $\theta_{\text{ФПП.П}} = 0^\circ$ і $\theta_{\text{ФПП.К}} = 0^\circ$).

Фазовий зсув $\theta = 180^\circ$ утворюється при розвороті трифазних систем векторів напруги ланцюгів на кут 120° , а додатковий кут 60° - за допомогою ФПП, встановлених в першому ($\theta_{\text{ФПП.1}} = 30^\circ$) та в другому ($\theta_{\text{ФПП.2}} = -30^\circ$) ланцюгах. Аналогічно фазовий зсув θ , що дорівнює 60° , досягається шляхом зворотного повороту систем напруг ланцюгів за допомогою ФПП на першому ($\theta_{\text{ФПП.1}} = -30^\circ$) і на другому ($\theta_{\text{ФПП.2}} = 30^\circ$) ланцюгах.

З подальшою зміною $\theta_{\text{ФПП.1}}$ до -60° і $\theta_{\text{ФПП.2}}$ до $+60^\circ$ утворюється кут зсуву між трифазними системами векторів напруг ланцюгів $\theta = 0^\circ$. Залежності куту зсувів напруги на ФПП в залежності від режиму, значення кута θ , наведені в таблиці 2.13.

Таблиця 2.13 Режими роботи ФПП

Режим	Кут зсуву напруги на ФПП, град.	
	$\theta_{\text{ФПП.1}}$	$\theta_{\text{ФПП.2}}$
При $\theta = 0^\circ$	- 60	+ 60
При $\theta = 60^\circ$	- 30	+ 30
При $\theta = 120^\circ$	0	0
При $\theta = 180^\circ$	+ 30	- 30

Таким чином, можна прийти до висновку, що невід'ємними елементами сучасних ліній електропередачі є пристрої регулювання, які належать до категорії FACTS. Такі пристрої дають можливість управляти вторинними параметрами КПЛЕР. Але через свою конструкцію, в таких лініях, в яких є можливість керувати вторинними параметрами, маємо тепер справу із системою двох пов'язаних ліній електропередачі, для якої треба провести окреме дослідження ефективності узгодженого режиму. І через те що відсутня математична модель, яка дозволяє оцінити струм та напругу в будь-якій точці ліній на основі напруги на їхньому початку та опорів навантажень, слід розробити таку модель.

2.3 Математичні моделі зв'язаних ліній електропередачі

2.3.1 Система рівнянь для двох зв'язаних ліній

Взявши систему рівнянь для двох однакових ліній, яка наводиться авторами в роботі [71], виконано спрощення рівних за значенням індуктивності, ємності та провідності, так як в однакових лініях, вони мають однакові значення цих параметрів та отримано в кінці систему (2.11)

$$\left\{ \begin{array}{l} -\frac{d\dot{U}_1}{dx} = \underline{Z}_0 \dot{I}_1 + \underline{Z}_M \dot{I}_2 \\ -\frac{d\dot{U}_2}{dx} = \underline{Z}_M \dot{I}_1 + \underline{Z}_0 \dot{I}_2 \\ -\frac{d\dot{I}_1}{dx} = \underline{Y}_0 \dot{I}_1 - \underline{Y}_{12} \dot{I}_2 \\ -\frac{d\dot{I}_2}{dx} = -\underline{Y}_{12} \dot{I}_1 + \underline{Y}_0 \dot{I}_2 \end{array} \right. \quad (2.11)$$

Для розв'язання системи (2.11), виконано диференціювання 1-го рівняння по x .

$$-\frac{d^2\dot{U}_1}{dx^2} = \underline{Z}_0 \frac{d\dot{I}_1}{dx} + \underline{Z}_M \frac{d\dot{I}_2}{dx}. \quad (2.12)$$

Замість похідних струмів в рівнянні (2.12) підставлено 3-є та 4-є рівняння із системи (2.11):

$$\frac{d^2\dot{U}_1}{dx^2} = (\underline{Y}_0 \underline{Z}_0 - \underline{Y}_{12} \underline{Z}_M) \dot{U}_1 + (\underline{Z}_M \underline{Y}_0 - \underline{Z}_0 \underline{Y}_{12}) \dot{U}_2. \quad (2.13)$$

Аналогічно перетворивши 2-е рівняння отримано

$$\frac{d^2\dot{U}_2}{dx^2} = (\underline{Z}_M \underline{Y}_0 - \underline{Z}_0 \underline{Y}_{12}) \dot{U}_1 + (\underline{Y}_0 \underline{Z}_0 - \underline{Y}_{12} \underline{Z}_M) \dot{U}_2. \quad (2.14)$$

Після цього отримано нову систему

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{d^2\dot{U}_1}{dx^2} = (\underline{Y}_0 \underline{Z}_0 - \underline{Y}_{12} \underline{Z}_M) \dot{U}_1 + (\underline{Z}_M \underline{Y}_0 - \underline{Z}_0 \underline{Y}_{12}) \dot{U}_2 \\ \frac{d^2\dot{U}_2}{dx^2} = (\underline{Z}_M \underline{Y}_0 - \underline{Z}_0 \underline{Y}_{12}) \dot{U}_1 + (\underline{Y}_0 \underline{Z}_0 - \underline{Y}_{12} \underline{Z}_M) \dot{U}_2 \end{array} \right. \quad (2.15)$$

Рішення системи рівнянь (2.15) має наступний вигляд:

$$\left\{ \begin{array}{l} \dot{U}_1 = C_1 ch\gamma_1 x + C_2 ch\gamma_2 x + C_3 sh\gamma_1 x + C_4 sh\gamma_2 x \\ \dot{U}_2 = C_1 ch\gamma_1 x - C_2 ch\gamma_2 x + C_3 sh\gamma_1 x - C_4 sh\gamma_2 x \end{array} \right. \quad (2.16)$$

Для знаходження струмів, підставлено рівняння (2.16) у 3-є та 4-е рівняння системи (2.11) та отримано:

$$\begin{aligned} \frac{d\dot{I}_1}{dx} = (\underline{Y}_0 - \underline{Y}_{12})(C_1 \operatorname{ch}\gamma_1 x + C_3 \operatorname{sh}\gamma_2 x) - \\ - (\underline{Y}_0 + \underline{Y}_{12})(C_2 \operatorname{ch}\gamma_2 x + C_4 \operatorname{sh}\gamma_2 x). \end{aligned} \quad (2.17)$$

Після інтегрування отримано

$$\begin{aligned} \dot{I}_1 = \frac{(\underline{Y}_0 - \underline{Y}_{12})}{\gamma_1} (C_1 \operatorname{ch}\gamma_1 x + C_3 \operatorname{sh}\gamma_2 x) - \\ - \frac{(\underline{Y}_0 + \underline{Y}_{12})}{\gamma_2} (C_2 \operatorname{ch}\gamma_2 x + C_4 \operatorname{sh}\gamma_2 x). \end{aligned} \quad (2.18)$$

Звідки

$$\frac{(\underline{Y}_0 - \underline{Y}_{12})}{\gamma_1} = \frac{1}{\underline{Z}_{C1}}; \quad \frac{(\underline{Y}_0 + \underline{Y}_{12})}{\gamma_2} = \frac{1}{\underline{Z}_{C2}}, \quad (2.19)$$

де γ_1 та γ_2 - постійні розповсюдження

а $\underline{Z}_{C1}$ та $\underline{Z}_{C2}$ - хвильовий опір ліній відповідно, які визначаються за формулами

$$\underline{Z}_{C1} = \sqrt{\frac{\underline{Z}_0 + \underline{Z}_M}{\underline{Y}_0 - \underline{Y}_{12}}}, \quad (2.20)$$

$$\underline{Z}_{C2} = \sqrt{\frac{\underline{Z}_0 - \underline{Z}_M}{\underline{Y}_0 + \underline{Y}_{12}}}, \quad (2.21)$$

де

$$\underline{Z}_0 = R_0 + j\omega L_0, \quad (2.22)$$

$$\underline{Z}_M = j\omega M_{12}, \quad (2.23)$$

$$\underline{Y}_0 = (G_0 + G_{12}) + j\omega L_0(C_0 + C_{12}), \quad (2.24)$$

$$\underline{Y}_{12} = G_{12} + j\omega C_{12}. \quad (2.25)$$

Таким чином для струмів отримано вирази

$$\dot{i}_1 = \frac{1}{\underline{Z}_{C1}} (C_1 \operatorname{ch}\gamma_1 x + C_3 \operatorname{sh}\gamma_2 x) - \frac{1}{\underline{Z}_{C2}} (C_2 \operatorname{ch}\gamma_2 x + C_4 \operatorname{sh}\gamma_2 x), \quad (2.26)$$

$$\dot{i}_2 = \frac{1}{\underline{Z}_{C1}} (C_1 \operatorname{ch}\gamma_1 x + C_3 \operatorname{sh}\gamma_2 x) + \frac{1}{\underline{Z}_{C2}} (C_2 \operatorname{ch}\gamma_2 x + C_4 \operatorname{sh}\gamma_2 x). \quad (2.27)$$

Виконавши зворотні заміни, отримано математичну модель системи рівнянь для струмів та напруг у зв'язаних лініях. Вона дозволяє розрахувати струми і напруги двох зв'язаних ліній в будь-якій точці цих ліній, знаючи їх значення на початку лінії.

$$\begin{cases} \dot{U}_1 = \frac{1}{2} \left[(\dot{U}_{11} + \dot{U}_{21}) \operatorname{ch}\gamma_1 x + (\dot{U}_{11} - \dot{U}_{21}) \operatorname{ch}\gamma_2 x - \right. \\ \quad \left. -Z_{C1}(\dot{i}_{11} - \dot{i}_{21}) \operatorname{sh}\gamma_1 x - Z_{C2}(\dot{i}_{11} - \dot{i}_{21}) \operatorname{sh}\gamma_2 x \right] \\ \dot{U}_2 = \frac{1}{2} \left[(\dot{U}_{11} + \dot{U}_{21}) \operatorname{ch}\gamma_1 x - (\dot{U}_{11} - \dot{U}_{21}) \operatorname{ch}\gamma_2 x - \right. \\ \quad \left. -Z_{C1}(\dot{i}_{11} + \dot{i}_{21}) \operatorname{sh}\gamma_1 x + Z_{C2}(\dot{i}_{11} - \dot{i}_{21}) \operatorname{sh}\gamma_2 x \right] \\ \dot{i}_1 = \frac{1}{2} \left[(\dot{i}_{11} + \dot{i}_{21}) \operatorname{ch}\gamma_1 x + (\dot{i}_{11} - \dot{i}_{21}) \operatorname{ch}\gamma_2 x - \right. \\ \quad \left. -\frac{1}{Z_{C1}}(\dot{U}_{11} + \dot{U}_{21}) \operatorname{sh}\gamma_1 x - Z_{C2}(\dot{U}_{11} - \dot{U}_{21}) \operatorname{sh}\gamma_2 x \right] \\ \dot{i}_2 = \frac{1}{2} \left[(\dot{i}_{11} + \dot{i}_{21}) \operatorname{ch}\gamma_1 x - (\dot{i}_{11} - \dot{i}_{21}) \operatorname{ch}\gamma_2 x - \right. \\ \quad \left. -\frac{1}{Z_{C1}}(\dot{U}_{11} + \dot{U}_{21}) \operatorname{sh}\gamma_1 x + Z_{C2}(\dot{U}_{11} - \dot{U}_{21}) \operatorname{sh}\gamma_2 x \right] \end{cases}. \quad (2.28)$$

Знаходження струмів і напруги за системою (2.28) часто буває важко, оскільки струми на початку лінії відомі далеко не завжди. Найчастіше відомими величинами є напруги на початку ліній та опору навантаження. Тому необхідно доопрацювати систему (2.28), конкретизувавши її за допомогою визначення постійних інтегрування.

2.3.2 Знаходження постійних інтегрування при відомих значень напруги на початку ліній та опорам навантаження

Розглянуто знаходження постійних інтегрувань у випадку, коли відомі значення напруги на початку ліній та опору навантаження:

$\dot{U}_{11}$ – напруга на початку першої лінії;

$\underline{Z}_{H1}$ – комплекс повного опору навантаження першої лінії;

$\dot{U}_{21}$ - напруга на початку другої лінії;

$\underline{Z}_{H1}$ - комплекс повного опору навантаження другої лінії;

l - повна довжина лінії.

З системи (2.16) при $x=0$ отримано:

$$\begin{cases} \dot{U}_{11} = C_1 + C_2 \\ \dot{U}_{21} = C_1 - C_2 \end{cases} \quad (2.29)$$

Звідки C_1 та C_2 визначаються як

$$C_1 = \frac{1}{2}(\dot{U}_{11} + \dot{U}_{21}), \quad (2.30)$$

$$C_2 = \frac{1}{2}(\dot{U}_{11} - \dot{U}_{21}). \quad (2.31)$$

Для знаходження C_3 і C_4 напруга наприкінці ліній пов'язана зі струмом наприкінці ліній за законом Ома:

$$\begin{cases} \dot{U}_{12} = \dot{I}_{12}\underline{Z}_{H1} \\ \dot{U}_{22} = \dot{I}_{22}\underline{Z}_{H2} \end{cases} \quad (2.32)$$

В формулі (2.31) через $\dot{U}_{12}$ та $\dot{U}_{22}$ позначено напруги в кінці ліній, а через $\dot{I}_{12}$ та $\dot{I}_{22}$ – струми.

В кінці ліній $x=l$, тому на підставі виразів (2.16), (2.23) та (2.27), система (2.32) прийме наступний вигляд:

$$\begin{cases} C_1 ch\gamma_1 l + C_2 ch\gamma_2 l + C_3 sh\gamma_1 l + C_4 sh\gamma_2 l = \\ -\frac{\underline{Z}_{H1}}{\underline{Z}_{B1}}(C_1 sh\gamma_1 l + C_3 ch\gamma_1 l) - \frac{\underline{Z}_{H1}}{\underline{Z}_{B2}}(C_2 sh\gamma_2 l + C_4 ch\gamma_2 l) \\ C_1 ch\gamma_1 l - C_2 ch\gamma_2 l + C_3 sh\gamma_1 l - C_4 sh\gamma_2 l = \\ -\frac{\underline{Z}_{H2}}{\underline{Z}_{B1}}(C_1 sh\gamma_1 l + C_3 ch\gamma_1 l) + \frac{\underline{Z}_{H2}}{\underline{Z}_{B2}}(C_2 sh\gamma_2 l + C_4 ch\gamma_2 l) \end{cases} \quad (2.33)$$

Розкривши дужки та згрупувавши члени, отримано:

$$\begin{aligned}
 & -C_3 \left(sh\gamma_1 l + \frac{Z_{H1}}{\underline{Z}_{B1}} ch\gamma_1 l \right) - C_4 \left(sh\gamma_2 l + \frac{Z_{H1}}{\underline{Z}_{B2}} ch\gamma_2 l \right) \\
 & = C_1 \left(ch\gamma_1 l + \frac{Z_{H1}}{\underline{Z}_{B1}} sh\gamma_1 l \right) + C_2 \left(ch\gamma_2 l + \frac{Z_{H1}}{\underline{Z}_{B2}} sh\gamma_2 l \right), \\
 & -C_3 \left(sh\gamma_1 l + \frac{Z_{H2}}{\underline{Z}_{B2}} ch\gamma_1 l \right) + C_4 \left(sh\gamma_2 l + \frac{Z_{H2}}{\underline{Z}_{B2}} ch\gamma_2 l \right) \\
 & = C_1 \left(ch\gamma_1 l + \frac{Z_{H2}}{\underline{Z}_{B1}} sh\gamma_1 l \right) - C_2 \left(ch\gamma_2 l + \frac{Z_{H2}}{\underline{Z}_{B2}} sh\gamma_2 l \right).
 \end{aligned} \tag{2.34}$$

Введена заміна :

$$\begin{aligned}
 A_{11} &= - \left(sh\gamma_1 l + \frac{Z_{H1}}{\underline{Z}_{B1}} ch\gamma_1 l \right), \\
 A_{12} &= - \left(sh\gamma_2 l + \frac{Z_{H1}}{\underline{Z}_{B2}} ch\gamma_2 l \right), \\
 A_{21} &= - \left(sh\gamma_1 l + \frac{Z_{H2}}{\underline{Z}_{B2}} ch\gamma_1 l \right), \\
 A_{22} &= - \left(sh\gamma_2 l + \frac{Z_{H2}}{\underline{Z}_{B2}} ch\gamma_2 l \right), \\
 B_1 &= C_1 \left(ch\gamma_1 l + \frac{Z_{H1}}{\underline{Z}_{B1}} sh\gamma_1 l \right) + C_2 \left(ch\gamma_2 l + \frac{Z_{H1}}{\underline{Z}_{B2}} sh\gamma_2 l \right), \\
 B_2 &= C_1 \left(ch\gamma_1 l + \frac{Z_{H2}}{\underline{Z}_{B1}} sh\gamma_1 l \right) - C_2 \left(ch\gamma_2 l + \frac{Z_{H2}}{\underline{Z}_{B2}} sh\gamma_2 l \right).
 \end{aligned} \tag{2.35}$$

З урахуванням цих позначень можна записати:

$$\begin{cases} C_3 A_{11} + C_4 A_{12} = B_1 \\ C_3 A_{21} + C_4 A_{22} = B_2 \end{cases} \tag{2.36}$$

Розрахована система (2.36) відносно C_3 і C_4

$$C_3 = \frac{B_1 A_{22} - B_2 A_{12}}{A_{11} A_{22} - A_{12} A_{21}}, \tag{2.37}$$

$$C_4 = \frac{B_2 A_{11} - B_1 A_{21}}{A_{11} A_{22} - A_{12} A_{21}}.$$

В окремому випадку, коли $\underline{Z}_{H1} = \underline{Z}_{H2} = \underline{Z}_H$, рішення системи значно спрощується:

$$\begin{aligned} C_3 &= -C_1 \frac{ch\gamma_1 l + \frac{\underline{Z}_{H1}}{\underline{Z}_{B1}} sh\gamma_1 l}{sh\gamma_1 l + \frac{\underline{Z}_{H1}}{\underline{Z}_{B1}} ch\gamma_1 l}, \\ C_4 &= -C_2 \frac{ch\gamma_2 l + \frac{\underline{Z}_{H2}}{\underline{Z}_{B2}} sh\gamma_2 l}{sh\gamma_2 l + \frac{\underline{Z}_{H2}}{\underline{Z}_{B2}} ch\gamma_2 l}. \end{aligned} \tag{2.38}$$

Підставивши (2.38) в (2.26) та (2.27) відповідно, отримано:

$$\left\{ \begin{array}{l} \dot{U}_1 = \frac{1}{2} \left[\begin{array}{l} (\dot{U}_{11} + \dot{U}_{21}) \left(ch\gamma_1 x - \frac{ch\gamma_1 l + \frac{Z_H}{\underline{Z}_{B1}} sh\gamma_1 l}{sh\gamma_1 l + \frac{Z_H}{\underline{Z}_{B1}} ch\gamma_1 l} sh\gamma_1 x \right) + \\ + (\dot{U}_{11} - \dot{U}_{21}) \left(ch\gamma_2 x - \frac{ch\gamma_2 l + \frac{Z_H}{\underline{Z}_{B2}} sh\gamma_2 l}{sh\gamma_2 l + \frac{Z_H}{\underline{Z}_{B2}} ch\gamma_2 l} sh\gamma_2 x \right) \end{array} \right] \\ \dot{U}_2 = \frac{1}{2} \left[\begin{array}{l} (\dot{U}_{11} + \dot{U}_{21}) \left(ch\gamma_1 x - \frac{ch\gamma_1 l + \frac{Z_H}{\underline{Z}_{B1}} sh\gamma_1 l}{sh\gamma_1 l + \frac{Z_H}{\underline{Z}_{B1}} ch\gamma_1 l} sh\gamma_1 x \right) - \\ - (\dot{U}_{11} - \dot{U}_{21}) \left(ch\gamma_2 x - \frac{ch\gamma_2 l + \frac{Z_H}{\underline{Z}_{B2}} sh\gamma_2 l}{sh\gamma_2 l + \frac{Z_H}{\underline{Z}_{B2}} ch\gamma_2 l} sh\gamma_2 x \right) \end{array} \right] \\ \dot{i}_1 = \frac{1}{2} \left[\begin{array}{l} -\frac{1}{\underline{Z}_{B1}} (\dot{U}_{11} + \dot{U}_{21}) \left(sh\gamma_1 x - \frac{ch\gamma_1 l + \frac{Z_H}{\underline{Z}_{B1}} sh\gamma_1 l}{sh\gamma_1 l + \frac{Z_H}{\underline{Z}_{B1}} ch\gamma_1 l} ch\gamma_1 x \right) - \\ -\frac{1}{\underline{Z}_{B2}} (\dot{U}_{11} - \dot{U}_{21}) \left(sh\gamma_2 x - \frac{ch\gamma_2 l + \frac{Z_H}{\underline{Z}_{B2}} sh\gamma_2 l}{sh\gamma_2 l + \frac{Z_H}{\underline{Z}_{B2}} ch\gamma_2 l} ch\gamma_2 x \right) \end{array} \right] \\ \dot{i}_2 = \frac{1}{2} \left[\begin{array}{l} -\frac{1}{\underline{Z}_{B1}} (\dot{U}_{11} + \dot{U}_{21}) \left(sh\gamma_1 x - \frac{ch\gamma_1 l + \frac{Z_H}{\underline{Z}_{B1}} sh\gamma_1 l}{sh\gamma_1 l + \frac{Z_H}{\underline{Z}_{B1}} ch\gamma_1 l} ch\gamma_1 x \right) + \\ + \frac{1}{\underline{Z}_{B2}} (\dot{U}_{11} - \dot{U}_{21}) \left(sh\gamma_2 x - \frac{ch\gamma_2 l + \frac{Z_H}{\underline{Z}_{B2}} sh\gamma_2 l}{sh\gamma_2 l + \frac{Z_H}{\underline{Z}_{B2}} ch\gamma_2 l} ch\gamma_2 x \right) \end{array} \right] \end{array} \right. \quad (2.39)$$

Розглянемо вираз:

$$\begin{aligned}
 ch\gamma_1 x - \frac{ch\gamma_1 l + \frac{Z_H}{Z_{B1}} sh\gamma_1 l}{sh\gamma_1 l + \frac{Z_H}{Z_{B1}} ch\gamma_1 l} sh\gamma_1 x &= \\
 = \frac{sh\gamma_1 l ch\gamma_1 x - ch\gamma_1 l sh\gamma_1 x + \frac{Z_H}{Z_{B1}} (ch\gamma_1 l ch\gamma_1 x - sh\gamma_1 l sh\gamma_1 x)}{sh\gamma_1 l + \frac{Z_H}{Z_{B1}} ch\gamma_1 l}.
 \end{aligned} \tag{2.40}$$

Враховуючи що

$$\begin{aligned}
 sh(x - y) &= shx chy - chx shy, \\
 ch(x - y) &= chx chy - shx shy.
 \end{aligned} \tag{2.41}$$

Отримано:

$$sh\gamma_1 x - \frac{ch\gamma_1 l + \frac{Z_H}{Z_{B1}} sh\gamma_1 l}{sh\gamma_1 l + \frac{Z_H}{Z_{B1}} ch\gamma_1 l} sh\gamma_1 x = \frac{sh\gamma_1(l - x) + \frac{Z_H}{Z_{B1}} ch\gamma_1(l - x)}{sh\gamma_1 l + \frac{Z_H}{Z_{B1}} ch\gamma_1 l}. \tag{2.42}$$

Для решти виразів у дужках отримуємо аналогічно:

$$sch\gamma_2 x - \frac{ch\gamma_2 l + \frac{Z_H}{Z_{B2}} sh\gamma_2 l}{sh\gamma_2 l + \frac{Z_H}{Z_{B2}} ch\gamma_2 l} sh\gamma_2 x = \frac{sh\gamma_2(l - x) + \frac{Z_H}{Z_{B2}} ch\gamma_2(l - x)}{sh\gamma_2 l + \frac{Z_H}{Z_{B2}} ch\gamma_2 l}, \tag{2.43}$$

$$sh\gamma_1 x - \frac{ch\gamma_1 l + \frac{Z_H}{Z_{B1}} sh\gamma_1 l}{sh\gamma_1 l + \frac{Z_H}{Z_{B1}} ch\gamma_1 l} ch\gamma_1 x = \frac{ch\gamma_1(l - x) + \frac{Z_H}{Z_{B1}} sh\gamma_1(l - x)}{sh\gamma_1 l + \frac{Z_H}{Z_{B1}} ch\gamma_1 l}, \tag{2.42}$$

$$sh\gamma_2 x - \frac{ch\gamma_2 l + \frac{Z_H}{Z_{B2}} sh\gamma_2 l}{sh\gamma_2 l + \frac{Z_H}{Z_{B2}} ch\gamma_2 l} ch\gamma_2 x = \frac{ch\gamma_2(l - x) + \frac{Z_H}{Z_{B2}} sh\gamma_2(l - x)}{sh\gamma_2 l + \frac{Z_H}{Z_{B2}} ch\gamma_2 l}, \tag{2.44}$$

За формулою (2.44) так само як і за (2.11) може бути розрахований процес, що встановився в системі двох пов'язаних ліній при синусоїдальному режимі.

$$\left\{ \begin{array}{l} \dot{U}_1 = \frac{1}{2} \left[\begin{array}{l} (\dot{U}_{11} + \dot{U}_{21}) \left(\frac{sh\gamma_1(l-x) + \frac{Z_H}{Z_{B1}} ch\gamma_1(l-x)}{sh\gamma_1 l + \frac{Z_H}{Z_{B1}} ch\gamma_1 l} \right) + \\ + (\dot{U}_{11} - \dot{U}_{21}) \left(\frac{sh\gamma_2(l-x) + \frac{Z_H}{Z_{B2}} ch\gamma_2(l-x)}{sh\gamma_2 l + \frac{Z_H}{Z_{B2}} ch\gamma_2 l} \right) \end{array} \right] \\ \dot{U}_2 = \frac{1}{2} \left[\begin{array}{l} (\dot{U}_{11} + \dot{U}_{21}) \left(\frac{sh\gamma_1(l-x) + \frac{Z_H}{Z_{B1}} ch\gamma_1(l-x)}{sh\gamma_1 l + \frac{Z_H}{Z_{B1}} ch\gamma_1 l} \right) - \\ - (\dot{U}_{11} - \dot{U}_{21}) \left(\frac{sh\gamma_2(l-x) + \frac{Z_H}{Z_{B2}} ch\gamma_2(l-x)}{sh\gamma_2 l + \frac{Z_H}{Z_{B2}} ch\gamma_2 l} \right) \end{array} \right] \\ \dot{I}_1 = \frac{1}{2} \left[\begin{array}{l} - \frac{(\dot{U}_{11} + \dot{U}_{21})}{Z_{B1}} \left(\frac{ch\gamma_1(l-x) + \frac{Z_H}{Z_{B1}} sh\gamma_1(l-x)}{sh\gamma_1 l + \frac{Z_H}{Z_{B1}} ch\gamma_1 l} \right) - \\ - \frac{(\dot{U}_{11} - \dot{U}_{21})}{Z_{B2}} \left(\frac{ch\gamma_2(l-x) + \frac{Z_H}{Z_{B2}} sh\gamma_2(l-x)}{sh\gamma_2 l + \frac{Z_H}{Z_{B2}} ch\gamma_2 l} \right) \end{array} \right] \\ \dot{I}_2 = \frac{1}{2} \left[\begin{array}{l} - \frac{(\dot{U}_{11} + \dot{U}_{21})}{Z_{B1}} \left(\frac{ch\gamma_1(l-x) + \frac{Z_H}{Z_{B1}} sh\gamma_1(l-x)}{sh\gamma_1 l + \frac{Z_H}{Z_{B1}} ch\gamma_1 l} \right) + \\ + \frac{(\dot{U}_{11} - \dot{U}_{21})}{Z_{B2}} \left(\frac{ch\gamma_2(l-x) + \frac{Z_H}{Z_{B2}} sh\gamma_2(l-x)}{sh\gamma_2 l + \frac{Z_H}{Z_{B2}} ch\gamma_2 l} \right) \end{array} \right] \end{array} \right. \quad (2.45)$$

Таким чином математична модель є, але в ній ми маємо не один, а два хвильові опори. І виникає питання, а який з них має бути узгоджений із навантаженням. Щоб відповісти, необхідно провести додаткове дослідження.

2.4. Особливості режиму узгодженого навантаження в зв'язаних лініях електропередачі

Питання підвищення ефективності ліній передачі електричної енергії є неновими і завжди були у центрі уваги дослідників. Одним із прямих рішень цього завдання є створення ліній передачі з малими втратами за рахунок зменшення опору провідників лінії та покращення ізоляції між ними. Для цього в теоретичній електротехніці розглядаються лінії з розподіленими параметрами без втрат. Цей теоретичний апарат покращувався у багатьох роботах. [72, 73, 74]. Однак такий прямий підхід до проблеми має свої фізичні та економічні межі. Так, зменшувати опір провідників лінії можна тільки за рахунок збільшення їхньої площі, що робить конструкцію лінії і важкою і дорогою. Зменшити провідність ізоляції можна за рахунок застосування найсучасніших високоякісних ізолюючих матеріалів. Це також призводить до збільшення матеріальних витрат.

У роботі [75] побудовано математичні моделі впливу модуля та аргументу хвильового опору лінії на її коефіцієнт корисної дії. Показано, що зі зростанням хвильового опору коефіцієнт корисної дії збільшується, причому це збільшення залежить ще й від довжини лінії. Однак автор справедливо зазначає, що ці результати мають в основному теоретичний характер. У роботі [76] той самий автор підкреслює: «Встановлено цікаву фізичну властивість, пов'язану з умовою максимальної ефективності». Ця властивість полягає в тому, що коефіцієнт корисної дії лінії є максимальним, якщо аргумент комплексу хвильового опору лінії дорівнює нулю. Але насправді, нульовий аргумент цього комплексу означає, що хвильовий опір лінії має суто активний характер. І це, як відомо з теорії ліній з розподіленими параметрами [77], спостерігається лише лінії без втрат. Тоді стає зрозумілим виявлене автором явище – у лініях без втрат коефіцієнт корисної дії завжди буде більшим, ніж у лініях із втратами. Слід зазначити, що автор робіт [75, 76] говорить про важливість досліджень ефективності ліній за наявності зв'язку між їхніми провідниками [75].

Дослідженню процесів передачі потужності у зв'язаних лініях з розподіленими параметрами присвячено роботу [78]. У ній показано, що при фіксованих значеннях

напруги лінії та хвильового опору, гранична величина потужності, яку можна передати по лінії, досягається, коли різниця кутів між векторами вхідної та вихідної напруги становить 90° . Така гранична потужність одержала назву натуральної потужності. При передачі по лінії натуральної потужності має місце режим, що характеризується практично постійним рівнем напруги вздовж лінії. Доказано, що при цьому довжина лінії повинна становити чверть довжини хвилі енергії, що розповсюджується по ній. Це, безумовно, цікавий факт, але практично він має дуже обмежене застосування.

У роботі [79] зроблено першу спробу дослідження впливу опору навантаження на коефіцієнт корисної дії пов'язаної двопровідної лінії. У цій статті на основі розробленої авторами математичної моделі всебічно досліджено вплив активної та реактивної складових навантажувального опору на ефективність двожильного кабелю із загальним екраном. Показано, що при комунікаціях на ефективність впливають обидві складові опору навантаження. Максимальне значення ККД досягається при чистому активному навантаженні, однак його збільшення можливе і при реактивному опорі. У цьому показано, що у ККД впливає лише баланс між власним хвильовим опором і навантажувальним опором системи підключених ліній. Опір вторинної хвилі, спричинений з'єднанням, не впливає на ефективність. Встановлено, що система підключених ліній має меншу чутливість до зміни опору навантаження, порівняно з лінією без зв'язку.

Проте, у роботі [79] досліджено вплив опору навантаження лише активну потужність, яка передається лінією. Реактивна та повна потужність не досліджені. Тому комплексний аналіз впливу опору навантаження ефективність передачі всіх трьох потужностей є актуальним. Для того, щоб приступити до такого аналізу, слід розглянути математичну модель розповсюдження хвиль напруги та струму пов'язаної двопровідної лінії.

Математична модель системи двох зв'язаних ліній наведена в формулі (2.28). Вона дозволяє розрахувати струми та напруги в будь-якій точці лінії, знаючи їх значення на початку лінії:

При рівності опору навантаження довгої лінії ті її хвильовому опору відбита хвиля відсутня, а коефіцієнт корисної дії лінії є максимальним. У разі двопровідної лінії розрахунок ускладнюється, оскільки необхідно враховувати також додаткові параметри взаємних магнітних та гальванічних впливів між провідниками: M_{12} , C_{12} , G_{12} .

Відповідно до [80] двопровідникова лінія має два значення хвильового опору, які розраховуються за формулами (2.20-2.25). І тут виникає важливе питання, який саме з цих двох хвильових опорів необхідно прирівнювати до опору навантаження. Щоб це дізнатися, треба провести дослідження, завдяки якому, стане можливо дізнатися як змінення значення кожного з хвильових опорів вплине на ефективність лінії в цілому. Можливо одне з них впливатиме більше за інше, і в цьому випадку, треба змінювати значення саме цього хвильового опору.

Нижче наведені результати дослідження впливу кожного з хвильового на ефективність лінії, отримані вони на підставі використання математичної моделі (2.28). Досліджено значення ефективності передачі по пов'язаних лініях всіх трьох потужностей – активної, реактивної та повної. Ефективність оцінювалася за допомогою коефіцієнта корисної дії, а розраховувалась за формулами (2.7-2.9)

2.4.1 Результати розрахунків ККД лінії

Розрахунки проводились для двопровідної лінії з такими первинними параметрами: $R_0 = 1,66 \text{ } \Omega/\text{km}$; $L_0 = 0,395 \text{ mH/km}$; $C_0 = 0,182 \text{ } \mu\text{F/km}$; $M_{11} = 0,29 \text{ mH/km}$; $C_{11} = 0,182 \text{ } \mu\text{F/km}$. Ізоляція кабелю приймається ідеальною, тобто $G_0 = G_{11} = 0$. Для зазначених первинних параметрів хвильові опори мають такі значення:

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{C1} &= 128,5 - j112,4 \text{ } \Omega, \\ \underline{Z}_{C2} &= 70,3 - j68,9 \text{ } \Omega. \end{aligned} \tag{2.46}$$

На вході першого провідника лінії підключено джерело напруги з чинним значенням $U_C = 380 \text{ V}$ та початковою фазою $\psi_1 = 0^\circ$. До другого підключено джерело з такою ж напругою та початковою фазою $\psi_2 = -120^\circ$.

Активна складова опору симетричного навантаження змінювалася в межах від 0 до 500 Ω , а реактивна - в межах від -500 до 500 Ω . За отриманими значеннями побудовано графіки.

На рисунку 2.9 показаний графік залежності коефіцієнта корисної дії по активній потужності для першого провідника.

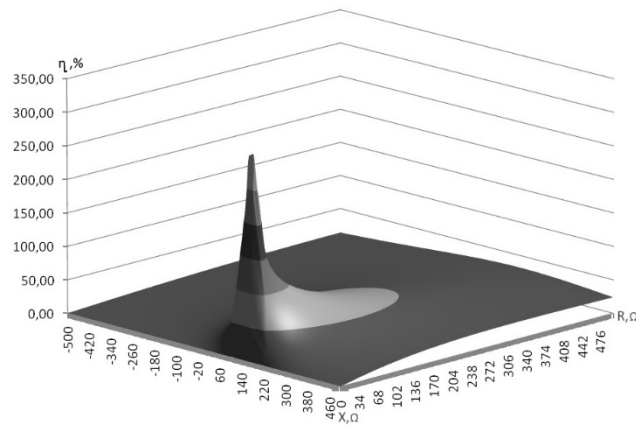


Рисунок 2.9 - ККД з активної потужності для першого провідника

На рисунку 2.10 показаний графік аналогічної залежності для другого провідника, який пов'язаний з першим гальванічним та магнітним зв'язком.

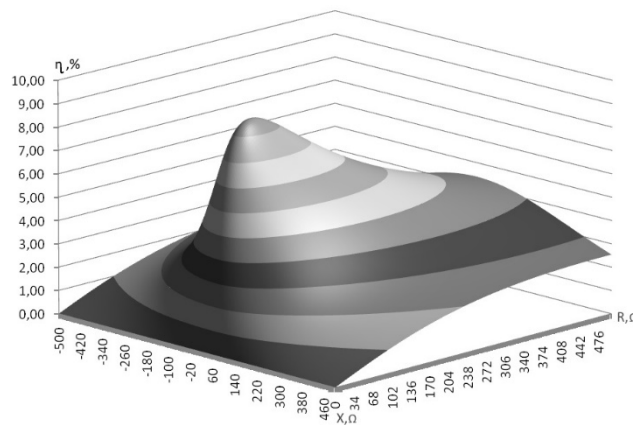


Рисунок 2.10 - ККД з активної потужності для другого провідника

Аналізуючи результати дослідження (Значення активного та реактивного опорів навантаження, при яких досягаються максимуми коефіцієнта корисної дії,

наведені в таблиці 2.14) стає відомо, що коефіцієнт корисної дії з активної складової потужності в точці $R=10 \Omega$, $X=152 \Omega$ становить більше 300%. На перший погляд, це парадоксальний результат.

Однак не слід забувати, що дві зв'язані лінії передачі утворюють єдину систему, в якій можливе перетікання активної потужності з другої лінії в першу за рахунок наявних зв'язків. Тому, строго кажучи, слід оцінювати коефіцієнт корисної дії не кожної лінії окремо, а всієї системи загалом.

На рисунку 2.11 наведено графік залежності коефіцієнта корисної дії по активній потужності для всієї системи.

Коефіцієнт корисної дії в цьому випадку розраховується за формулою:

$$\eta_{12} = \frac{(P_{12} + P_{22})}{(P_{11} + P_{21})} * 100\%, \quad (2.47)$$

де P_{11} і P_{21} - активні потужності на вході першої та другої лінії відповідно, а P_{12} і P_{22} - потужності на виході першої і другої лінії.

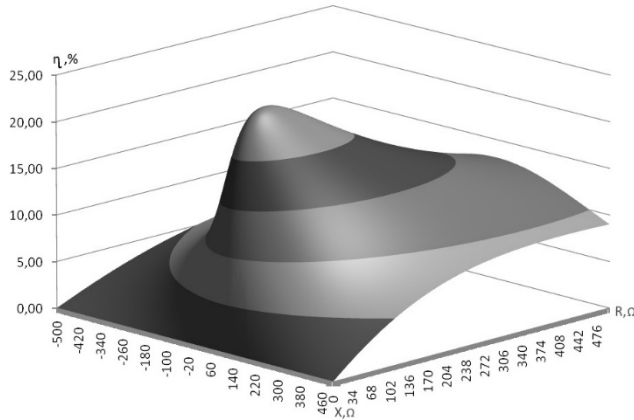


Рисунок 2.11 - ККД активної потужності для системи зв'язаних ліній

Як видно з цього графіка, загальний коефіцієнт корисної дії для всієї системи зв'язаних ліній становить менше 20%.

З аналізу графіків на рисунках 2.9, 2.10 і 2.11 можна зробити висновок про те, що рівність опору навантаження і хвильового опору у разі пов'язаної системи ліній не забезпечує максимального коефіцієнта корисної дії. Цей факт також можна пояснити перетіканнями потужності з однієї лінії в іншу.

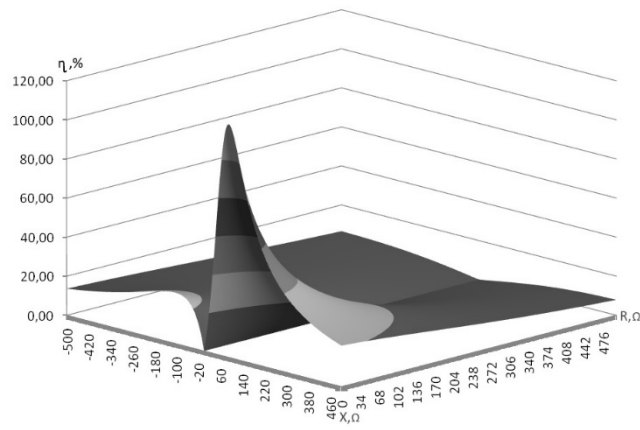


Рисунок 2.12 - ККД з реактивної потужності для першого провідника

На рисунках 2.12, 2.13 і 2.14 показані відповідні графіки коефіцієнта корисної дії, розрахованого для реактивної потужності.

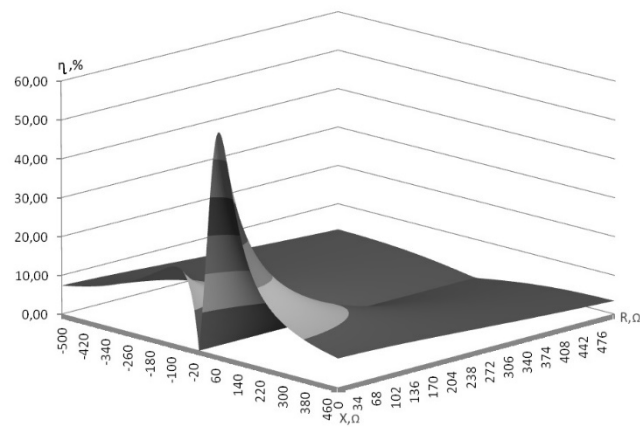


Рисунок 2.13 - ККД з реактивної потужності для другого провідника

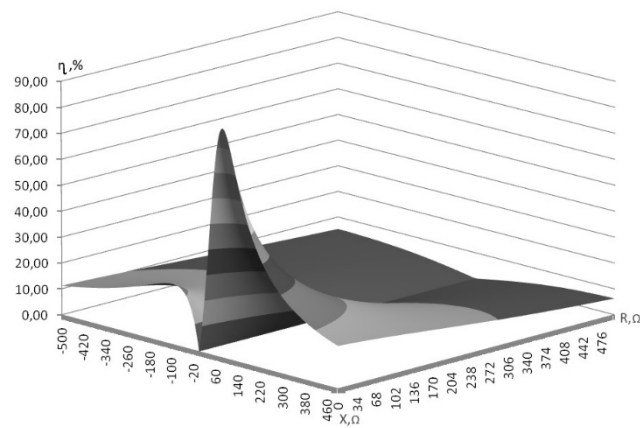


Рисунок 2.14 - ККД реактивної потужності для системи зв'язаних ліній

На рисунках 2.15, 2.16 і 2.17 показані графіки коефіцієнта корисної дії, розрахованого для повної потужності першого, другого та для системи з двох пов'язаних провідників ліній відповідно.

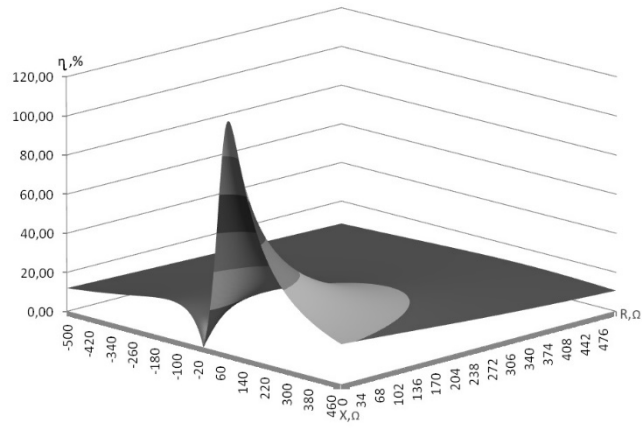


Рисунок 2.15 - ККД з повної потужності для першого провідника

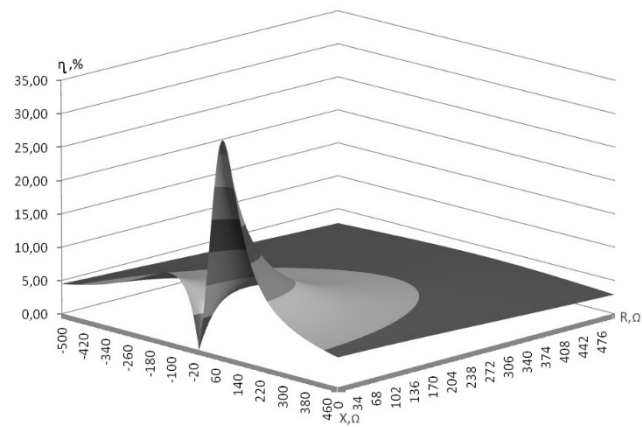


Рисунок 2.16 - ККД з повної потужності для другого провідника

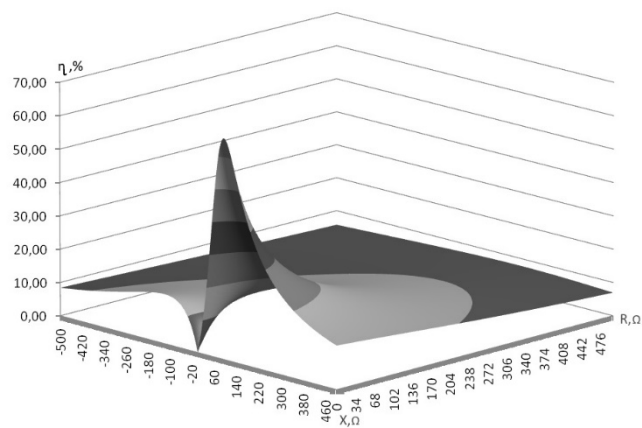


Рисунок 2.17 - ККД повної потужності для системи зв'язаних ліній

Значення активного та реактивного опорів навантаження, при яких досягаються максимуми коефіцієнта корисної дії, зведено до таблиці 2.14.

Таблиця 2.14 - Значення активного та реактивного опорів навантаження, при яких досягаються максимуми ККД

Вид ККД		R, Ω	X, Ω	Значення ККД, %
<i>Лінія 1</i>	<i>P</i>	10	152	303,47
	<i>Q</i>	0	90	119,23
	<i>S</i>	0	93	118,68
<i>Лінія 2</i>	<i>P</i>	76	47	9,58
	<i>Q</i>	0	73	57,3
	<i>S</i>	0	86	32,28
<i>Система з двох ліній</i>	<i>P</i>	82	97	24,96
	<i>Q</i>	0	86	87,79
	<i>S</i>	0	96	65,9

2.5 Висновки по розділу 2

1. Характер та величина опору навантаження визначають ефективність передачі енергії по зв'язаних лініях передачі.
2. При наближенні опору навантаження ліній до значення першого хвильового опору (режим узгодженого навантаження) спостерігається зростання коефіцієнта корисної дії лінії всіх трьох потужностей в однопровідних лініях.
3. Рівність опору навантаження і хвильового опору у разі пов'язаної системи ліній (двопровідних) не забезпечує максимального коефіцієнта корисної дії при передачі електроенергії. Причинами цього є можливе перетікання потужності з однієї лінії до іншої. Це зумовлено наявністю магнітних і гальванічних зв'язків між лініями;
4. Існуючі математичні моделі, на підставі яких виконувались попередні розрахунки, є актуальними тільки в тих випадках, коли ПЛЕП мають на своєму початку джерело живлення, а на кінці навантаження. В реальності ж в таких лініях може існувати декілька підключень до споживачів, і такі підключення можуть впливати на значення ККД лінії при передачі та розподілі електроенергії.

РОЗДІЛ 3

СПОСІБ КЕРУВАННЯ ХВИЛЬОВИМ ОПОРОМ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

3.1 Основна ідея та конструктивне виконання керованих ліній електропередачі

КПЛЕП - це система з двох ланцюгів, в яких зближені однойменні фази та існує посилений електромагнітний зв'язок. Між векторами напруги фаз двох ланцюгів існує фазний зсув, який змінюється в залежності від режиму роботи в даній ПЛЕП.

Основна відмінність КПЛЕП від звичайних полягає в тому, що у них передбачена можливість створення фазового зсуву між векторами напруги, що підводяться до зближених фаз. Він може бути регульованим як безперервно, так і дискретно, або фіксованим, що становить, наприклад, 120° або 180° .

В дволанцюговому варіанті КПЛЕП складається з двох трифазних ланцюгів з фазами A_1, B_1, C_1 і A_2, B_2, C_2 відповідно, де між собою зближені фази A_1 і A_2, B_1 і B_2, C_1 і C_2 . Варіанти розташування ланцюгів на опорі можуть бути різноманітними – з горизонтальним, трикутним або довільним розташуванням фаз.

У загальному вигляді принципова схема КПЛЕП показана на рисунку 3.1.

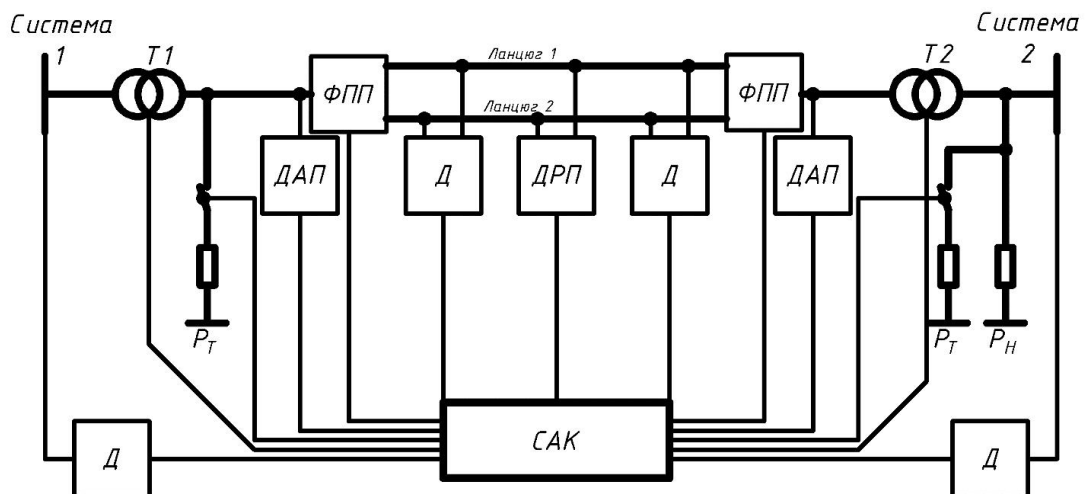


Рисунок 3.1 – Принципова схема КПЛЕП

КПЛЛЕП зв'язує системи 1 та 2. Вона складається з двох трифазних ланцюгів, по яким передається потужність.

Трансформатори Т1 та Т2 забезпечують глибоке регулювання напруги $U_{АП}$, $U_{ВП}$, $U_{СП}$, які виходять з системи 1. Потім за допомогою ФПП перетворюється на дві нові трифазні системи U_{A1} , U_{B1} , U_{C1} – для першого ланцюга, та U_{A2} , U_{B2} , U_{C2} – для другого, які зсунуті один щодо одного на кут θ . В кінці КПЛЛЕП за допомогою іншого ФПП з цих двох систем утворюється система напруги U_{AK} , U_{BK} , U_{CK} . До лінії підключаються компенсуючі пристрої, реактори, конденсатори, джерела активної та реактивної потужності (ДАП та ДРП), гальмівні опори (R_T) та ін. Управління режимами електропередачі здійснюється інформаційною системою керування системою (ІСК) та завдяки датчикам (Д), які вимірюють та фіксують параметри мережі в певний проміжок часу.

Таке керування режимами роботи КПЛЛЕП забезпечує зміну фазового зсуву кута θ . Для підвищення пропускної спроможності КПЛЛЕП та діапазону регулювання, крім ФПП, на лінію підключають додаткові компенсуючі пристрої (КП), а саме шунтуючі реактори, конденсаторні батареї, ДРП та інші). Для підвищення зарядної потужності, яка передається по КПЛЛЕП, під'єднують КП за схемою, відмінною від традиційної: КБ вмикають між однойменними фазами ланцюгів A_1 і A_2 , B_1 і B_2 , C_1 і C_2 , а ШР між різнойменними фазами A_1 і C_2 , B_1 і A_2 , C_1 і B_2 .

Завдяки зближенню фізичного розташування фаз у порівнянні зі звичайними ПЛЕП, вдається отримати підвищену на 10-50%, виходячи з даних наведених у [70], пропускну здатність у багатоланцюгових лініях електропередачі, а також за наявності ФПП виникають можливості для регулювання вторинних параметрів ПЛЕП. Для досягнення таких особливостей і можливостей у функціонуванні необхідно зближення фаз на мінімально допустимі відстані, які мажуть бути в два – три рази менше, ніж у звичайних ЛЕП, що застосовуються в даний час. При цьому, не повинні порушуватись вимоги наведені в правилах улаштування електроустановок. Конструктивний варіант розташування фаз КПЛЛЕП на опорі зображено на рисунку 3.2.

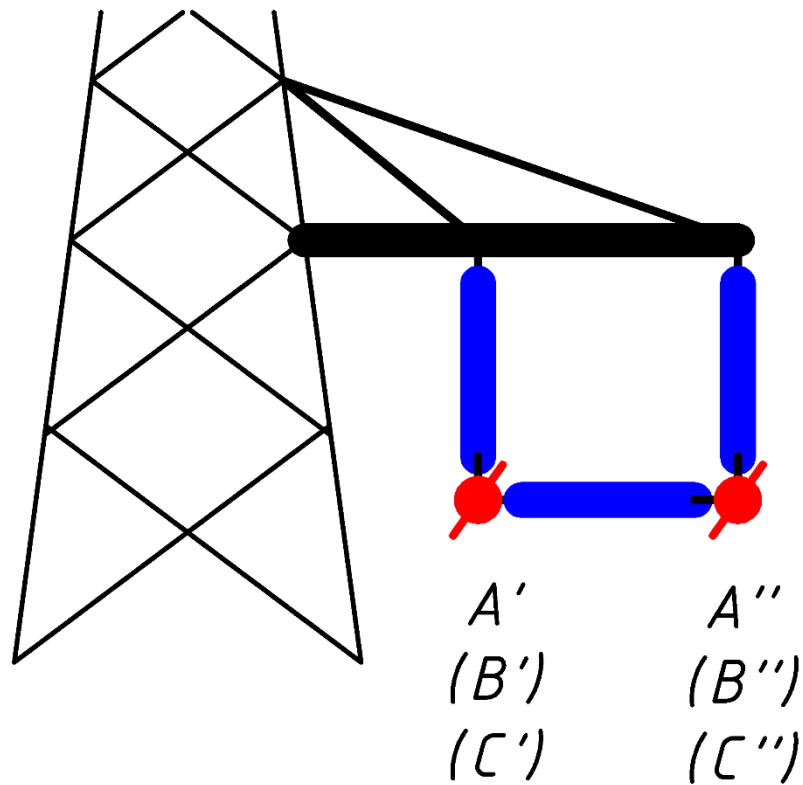


Рисунок 3.2 - Конструктивний варіант розташування фаз КПЛЕП на опорі

Обидві фази розташовані з одного боку конструктивних елементів опори. Між фазами відсутні будь-які заземлені частини опори, що дає можливість встановлювати між фазами мінімальну відстань, що вибирається згідно з вимогами нормованої діелектричної міцності міжфазового проміжку. Більш детально розглядається вибір мінімальних ізоляційних проміжків, тобто відстані на які можливо зблизити два проводи різних ланцюгів однакових фаз, в роботі [70]. Для попередження механічних коливань проводів передбачено встановлення в прольотах лінії ізолюючих розпірок.

Конфігурація розташування фаз та можливі конструктивні рішення КПЛЕП, наводяться в роботі [70]. Авторами розглядаються різні варіанти принципового конструктивного виконання КПЛЕП. Основні конструктивні особливості КПЛЕП полягають у тому, що ланцюги КПЛЕП, як правило, розташовуються на загальних опорах (одне, двох, чотиристійкових). Можливе розташування пар зближених фаз на окремих опорах. Зближені фази в прольотах фіксуються одна щодо одної за допомогою ізоляційних елементів – гірлянд ізоляторів (стяжок) або ізоляційних розпірок, які при дії несприятливих атмосферних факторів практично знімають

проблему «танців» та вібрації проводів лінії. Можливі варіанти нетрадиційних підвісок фаз на опорах, що за певних розрахункових умов може забезпечити працездатність конструкцій зближених фаз без встановлення між ними у прольотах ізоляційних елементів.

Звичайні ПЛЕП мають наступні параметри: значення індуктивного опору (X_0), ємнісної провідності (B_0) і хвильового опору (Z_C). Значення останнього розраховується за формулою (2.3). Завдяки своїй конструкції, зі зближеними проводами однойменних фаз, в КПЛЕП створюється взаємний електромагнітний вплив ланцюгів один на одного. І через це, при розрахунках потрібно враховувати також і взаємні складові – X_{0M} , B_{0M} , Z_{CM} та результуючі параметри фаз X_{0E} , B_{0E} , Z_{CE} набувають нових еквівалентних значень, які розраховуються за наступними формулами:

$$\underline{Z}_{CE} = \underline{Z}_{C0} + \underline{Z}_{CM}e^{j\theta}. \quad (3.1)$$

Величини взаємних складових опорів залежно від ступеня зближення ланцюгів можуть становити 25-30% від власних значень зазначених параметрів, а їх знак залежить від кутового зсуву (θ) між трифазними системами векторів струмів, що протікають по ланцюгах, який в режимі натуральної потужності ПЛЕП може бути прийнятий рівним величині кутового зсуву між прикладеними до ланцюгів трифазними системами напруги.

При $\theta=0^\circ$ кожна з фаз лінії матиме значення хвильового опору:

$$\underline{Z}_{CE} = \underline{Z}_{C0} + \underline{Z}_{CM}. \quad (3.2)$$

При $\theta=180^\circ$ кожна з фаз лінії матиме значення хвильового опору:

$$\underline{Z}_{CE} = \underline{Z}_{C0} - \underline{Z}_{CM}. \quad (3.3)$$

При розгляді можливості зміни пропускної спроможності лінії функції кута θ доцільно використовувати величину натуральної потужності. Це зумовлено тим, що чисельне значення натуральної потужності залежить як від ємнісної провідності, так і від індуктивного опору, які в свою чергу є залежними від кута θ .

Натуральна потужність лінії з номінальною напругою розраховується за такою формулою:

$$S_{max} = \frac{U_{ном.1} U_{ном.2}}{\hat{Z}_{CE}}, \quad (3.4)$$

Де $\hat{Z}_{CE}$ - величина, спряжена комплексному значенню хвильового опору ланцюга лінії, що визначається співвідношенням

$$\underline{Z}_{CE} = \sqrt{\frac{R_0 + jX_{0E}}{G_0 + jB_{0E}}} = Z_{CE} e^{j\xi_C} = Z_{CE} (\cos\xi + j\sin\xi), \quad (3.5)$$

Де Z_{CE} та ξ_C модуль та аргумент хвильового опору, відповідно.

При кутах у діапазоні $\theta=0\div180^\circ$ еквівалентні значення параметрів набувають проміжних значень. Режим при $\theta=180^\circ$ забезпечує максимальне значення потужності, що передається (S_{max}). А для зменшення значення потужності, яка передається по КПЛЕП, доцільно регулювати кут (θ) в меншу сторону. Значення фазових зсувів між системами векторів напруги ланцюгів можуть бути фіксованими ($0, 120, 180^\circ$), або регульованими. Фазовий зсув між системами векторів напруги ланцюгів (0° і 120°) може бути створений за допомогою відповідних схем приєднання фаз шин з підстанцій допомогою застосування трансформаторів з відповідно різними групами з'єднання, а регульований у межах $0\div180^\circ$ або в іншому діапазоні – за допомогою ФПП трансформаторного або автотрансформаторних типів. Як досягти за допомогою ФПП та КПЛЕП певного значення кута θ наведено в пункті 2.2 розділу 2 (таблиця 2.13).

Застосування засобів фазового регулювання у поєднанні з керованими пристроями компенсації дозволяє здійснювати глибоке регулювання еквівалентних параметрів електропередачі у всіх нормальних та аварійних режимах роботи ПЛЕП. Пристрої для створення регульованого фазового зсуву систем векторів напруги ланцюгів, залежно від значення навантаження, включаються послідовно в лінію. Тому при виборі їх параметрів необхідно брати до уваги значення повного струму навантаження.

3.2 Розроблення математичної моделі зміни хвильового опору керованої лінії

Існуючі математичні моделі: модель, яка представлена в роботі [80], а також модель, яка розроблена в розділі 2 даної роботи, формула (2.45) мають один недолік. Вони є актуальними тільки в тих випадках, коли ПЛЕП мають на своєму початку джерело живлення, а на кінці навантаження. В реальних розподільчих лініях може існувати декілька підключень до споживачів, і такі підключення можуть впливати на значення ККД лінії при передачі.

Тому слід розробити математичну модель КПЛЕП, яка враховує відмінність значень потужності, які діють на різних ділянках вздовж однієї лінії.

3.2.1 Електрична модель квазінеоднорідних ліній

Для аналізу електричних процесів у квазінеоднорідних лініях, представимо наступну модель.

У будь-якій реальній системі квазінеоднорідних ліній завжди можна виділити ряд ділянок, протягом яких однорідність системи зберігається. Назвемо такі ділянки – ділянками однорідності. Тоді вся квазінеоднорідна система може бути представлена у вигляді послідовного з'єднання N ділянок однорідності. У загальному випадку, наприкінці кожної ділянки однорідності може бути включена провідність.

Таким чином, система квазінеоднорідних ліній зв'язку з довільно розподіленим навантаженням відповідає електрична модель у вигляді N -послідовно з'єднаних пов'язаних однорідних ділянок ліній з розподіленими параметрами. Кожна така ділянка в загальному випадку виявляється навантаженою.

У такому разі будь-яким змінам геометрії вихідної системи відповідають точки стику сусідніх ділянок електричної моделі.

Для загального випадку N неоднорідностей електрична модель представлена на рис. 3.3

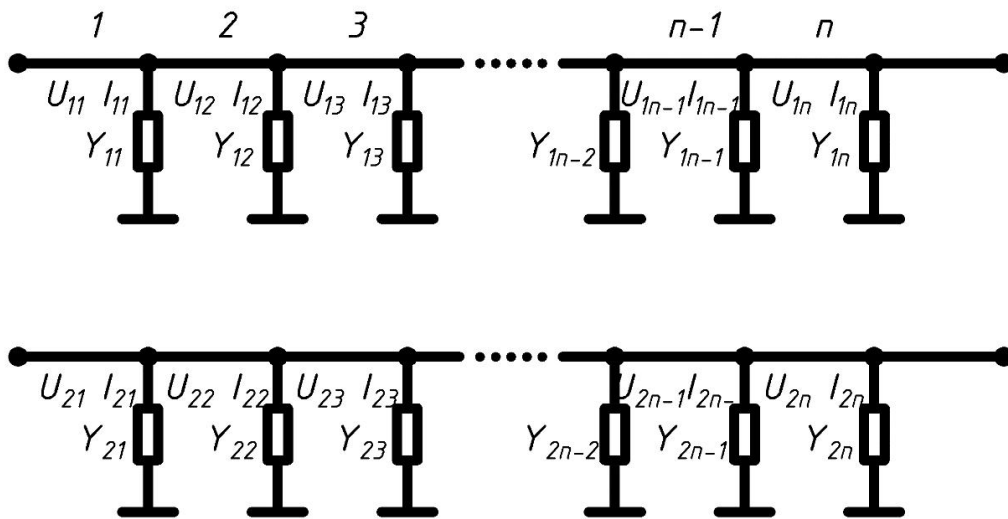


Рисунок 3.3 - Електрична модель квазінеоднорідної лінії

Для випадку гармонічного режиму, що встановився, завдання розрахунку формуються наступним чином: розрахувати комплекси струмів і напруги в будь-якій точці системи квазінеоднорідних ліній з довільно розподіленим навантаженням при заданих вихідних параметрах.

Це завдання можна вирішити методами, викладеними раніше. Однак, для використання виведених раніше рівнянь, необхідно знати комплекси струмів та напруги на початку кожної однорідної ділянки.

Завдання розрахунку режиму, що встановився, зводиться, таким чином, до визначення струмів і напруги на початку ділянок однорідності.

3.2.2 Основні рівняння квазінеоднорідності ліній у межах ділянки однорідності

Розглянувши К-й ділянку квазінеоднорідних ліній в межах якої зберігається однорідність. Дотримуючись позначень, прийнятих на рисунку 3.3, вводяться такі позначення:

l_K – довжина ділянки;

γ_{1K} – коефіцієнт розподілу для першої лінії на К-й ділянці;

γ_{2K} – коефіцієнт розподілу для другої лінії на К-й ділянці;

$\underline{Z}_{B1K}$ – волновий опір для першої лінії на К-й ділянці;

$\underline{Z}_{B2K}$ – волновий опір для другої лінії на К-й ділянці.

$\dot{U}_{1K}, \dot{I}_{1K}$ – напруга та струм в кінці К-й ділянки першої лінії

$\dot{U}_{2K}, \dot{I}_{2K}$ – напруга та струм в кінці К-й ділянки другої лінії

З урахуванням цих позначень для К-го ділянки рівняння (2.28) набудуть наступного вигляду після перегрупування членів.

Якщо відомі струми та напруги на початку лінії, то струми та напруги в кінці лінії можна визначити з наступної системи рівнянь:

$$\left\{ \begin{array}{l} \dot{U}_{1K} = \frac{1}{2} \left[\begin{array}{l} \dot{U}_{1K-1} (ch\gamma_{1K}l_K + ch\gamma_{2K}l_K) + \dot{U}_{2K-1} (ch\gamma_{1K}l_K - ch\gamma_{2K}l_K) - \\ - \dot{I}_{1K-1} (\underline{Z}_{B1K} sh\gamma_{1K}l_K + \underline{Z}_{B2K} sh\gamma_{2K}l_K) - \\ - \dot{I}_{2K-1} (\underline{Z}_{B1K} sh\gamma_{1K}l_K - \underline{Z}_{B2K} sh\gamma_{2K}l_K) \end{array} \right] \\ \dot{U}_{2K} = \frac{1}{2} \left[\begin{array}{l} \dot{U}_{1K-1} (ch\gamma_{1K}l_K - ch\gamma_{2K}l_K) + \dot{U}_{2K-1} (ch\gamma_{1K}l_K + ch\gamma_{2K}l_K) - \\ - \dot{I}_{1K-1} (\underline{Z}_{B1K} sh\gamma_{1K}l_K - \underline{Z}_{B2K} sh\gamma_{2K}l_K) - \\ - \dot{I}_{2K-1} (\underline{Z}_{B1K} sh\gamma_{1K}l_K + \underline{Z}_{B2K} sh\gamma_{2K}l_K) \end{array} \right] \\ \dot{I}_{1K} = \frac{1}{2} \left[\begin{array}{l} - \dot{U}_{1K-1} \left(\frac{1}{\underline{Z}_{B1K}} sh\gamma_{1K}l_K + \frac{1}{\underline{Z}_{B2K}} sh\gamma_{2K}l_K \right) - \\ - \dot{U}_{2K-1} \left(\frac{1}{\underline{Z}_{B1K}} sh\gamma_{1K}l_K - \frac{1}{\underline{Z}_{B2K}} sh\gamma_{2K}l_K \right) + \\ + \dot{I}_{1K-1} (ch\gamma_{1K}l_K + ch\gamma_{2K}l_K) + \\ + \dot{I}_{2K-1} (ch\gamma_{1K}l_K - ch\gamma_{2K}l_K) \end{array} \right] \\ \dot{I}_{2K} = \frac{1}{2} \left[\begin{array}{l} - \dot{U}_{1K-1} \left(\frac{1}{\underline{Z}_{B1K}} sh\gamma_{1K}l_K - \frac{1}{\underline{Z}_{B2K}} sh\gamma_{2K}l_K \right) - \\ - \dot{U}_{2K-1} \left(\frac{1}{\underline{Z}_{B1K}} sh\gamma_{1K}l_K + \frac{1}{\underline{Z}_{B2K}} sh\gamma_{2K}l_K \right) + \\ + \dot{I}_{1K-1} (ch\gamma_{1K}l_K - ch\gamma_{2K}l_K) + \\ + \dot{I}_{2K-1} (ch\gamma_{1K}l_K + ch\gamma_{2K}l_K) \end{array} \right] \end{array} \right. \quad (3.6)$$

Якщо відомі струми та напруги в кінці лінії, то струми та напруги на початку лінії можна визначити з наступної системи рівнянь:

$$\left\{ \begin{array}{l} \dot{U}_{1K-1} = \frac{1}{2} \left[\begin{array}{l} \dot{U}_{1K} (ch\gamma_{1K}l_K + ch\gamma_{2K}l_K) + \dot{U}_{2K} (ch\gamma_{1K}l_K - ch\gamma_{2K}l_K) - \\ - \dot{I}_{1K} (\underline{Z}_{B1K} sh\gamma_{1K}l_K + \underline{Z}_{B2K} sh\gamma_{2K}l_K) - \\ - \dot{I}_{2K} (\underline{Z}_{B1K} sh\gamma_{1K}l_K - \underline{Z}_{B2K} sh\gamma_{2K}l_K) \end{array} \right] \\ \dot{U}_{2K-1} = \frac{1}{2} \left[\begin{array}{l} \dot{U}_{1K} (ch\gamma_{1K}l_K - ch\gamma_{2K}l_K) + \dot{U}_{2K-1} (ch\gamma_{1K}l_K + ch\gamma_{2K}l_K) - \\ - \dot{I}_{1K} (\underline{Z}_{B1K} sh\gamma_{1K}l_K - \underline{Z}_{B2K} sh\gamma_{2K}l_K) - \\ - \dot{I}_{2K} (\underline{Z}_{B1K} sh\gamma_{1K}l_K + \underline{Z}_{B2K} sh\gamma_{2K}l_K) \end{array} \right] \\ \dot{I}_{1K-1} = \frac{1}{2} \left[\begin{array}{l} -\dot{U}_{1K} \left(\frac{1}{\underline{Z}_{B1K}} sh\gamma_{1K}l_K + \frac{1}{\underline{Z}_{B2K}} sh\gamma_{2K}l_K \right) - \\ -\dot{U}_{2K} \left(\frac{1}{\underline{Z}_{B1K}} sh\gamma_{1K}l_K - \frac{1}{\underline{Z}_{B2K}} sh\gamma_{2K}l_K \right) + \\ + \dot{I}_{1K} (ch\gamma_{1K}l_K + ch\gamma_{2K}l_K) + \\ + \dot{I}_{2K} (ch\gamma_{1K}l_K - ch\gamma_{2K}l_K) \end{array} \right] \\ \dot{I}_{2K-1} = \frac{1}{2} \left[\begin{array}{l} -\dot{U}_{1K} \left(\frac{1}{\underline{Z}_{B1K}} sh\gamma_{1K}l_K - \frac{1}{\underline{Z}_{B2K}} sh\gamma_{2K}l_K \right) - \\ -\dot{U}_{2K} \left(\frac{1}{\underline{Z}_{B1K}} sh\gamma_{1K}l_K + \frac{1}{\underline{Z}_{B2K}} sh\gamma_{2K}l_K \right) + \\ + \dot{I}_{1K} (ch\gamma_{1K}l_K - ch\gamma_{2K}l_K) + \\ + \dot{I}_{2K} (ch\gamma_{1K}l_K + ch\gamma_{2K}l_K) \end{array} \right] \end{array} \right. \quad (3.7)$$

Перепишемо рівняння (3.6) і (3.7) більш компактному вигляді, для цього введемо заміни:

$$\begin{aligned} A_{K+} &= ch\gamma_{1K}l_K + ch\gamma_{2K}l_K, \\ A_{K-} &= ch\gamma_{1K}l_K - ch\gamma_{2K}l_K, \\ B_{K+} &= \underline{Z}_{B1K} sh\gamma_{1K}l_K + \underline{Z}_{B2K} sh\gamma_{2K}l_K, \\ B_{K-} &= \underline{Z}_{B1K} sh\gamma_{1K}l_K - \underline{Z}_{B2K} sh\gamma_{2K}l_K, \\ C_{K+} &= \frac{1}{\underline{Z}_{B1K}} sh\gamma_{1K}l_K + \frac{1}{\underline{Z}_{B2K}} sh\gamma_{2K}l_K, \\ C_{K-} &= \frac{1}{\underline{Z}_{B1K}} sh\gamma_{1K}l_K - \frac{1}{\underline{Z}_{B2K}} sh\gamma_{2K}l_K, \\ D_{K+} &= A_{K+}, \\ D_{K-} &= A_{K-}. \end{aligned} \quad (3.8)$$

З урахуванням цих замін систему (3.6) можна записати так:

$$\begin{cases} \dot{U}_{1K} = \frac{1}{2} [\dot{U}_{1K-1} A_{K+} + \dot{U}_{2K-1} A_{K-} - \dot{I}_{1K-1} B_{K+} - \dot{I}_{2K-1} B_{K-}] \\ \dot{U}_{2K} = \frac{1}{2} [\dot{U}_{1K-1} A_{K-} + \dot{U}_{2K-1} A_{K+} - \dot{I}_{1K-1} B_{K-} - \dot{I}_{2K-1} B_{K+}] \\ \dot{I}_{1K} = \frac{1}{2} [-\dot{U}_{1K-1} C_{K+} - \dot{U}_{2K-1} C_{K-} + \dot{I}_{1K-1} D_{K+} + \dot{I}_{2K-1} D_{K-}] \\ \dot{I}_{2K} = \frac{1}{2} [-\dot{U}_{1K-1} C_{K-} - \dot{U}_{2K-1} C_{K+} + \dot{I}_{1K-1} D_{K-} + \dot{I}_{2K-1} D_{K+}] \end{cases}. \quad (3.9)$$

З урахуванням цих замін систему (3.7) можна записати так:

$$\begin{cases} \dot{U}_{1K-1} = \frac{1}{2} [\dot{U}_{1K} A_{K+} + \dot{U}_{2K} A_{K-} + \dot{I}_{1K} B_{K+} + \dot{I}_{2K} B_{K-}] \\ \dot{U}_{2K-1} = \frac{1}{2} [\dot{U}_{1K} A_{K-} + \dot{U}_{2K} A_{K+} + \dot{I}_{1K} B_{K-} + \dot{I}_{2K} B_{K+}] \\ \dot{I}_{1K-1} = \frac{1}{2} [\dot{U}_{1K} C_{K+} + \dot{U}_{2K} C_{K-} + \dot{I}_{1K} D_{K+} + \dot{I}_{2K} D_{K-}] \\ \dot{I}_{2K-1} = \frac{1}{2} [\dot{U}_{1K} C_{K-} - \dot{U}_{2K} C_{K+} + \dot{I}_{1K} D_{K-} + \dot{I}_{2K} D_{K+}] \end{cases}. \quad (3.10)$$

3.2.3 Рівняння квазіоднорідних ліній із довільно розподіленим навантаженням (у межах ділянки однорідності).

Розглянемо систему квазінеоднорідних ліній із довільно розподіленим навантаженням. Навантаження К-го ділянки $\dot{Y}_{1K}$, $\dot{Y}_{2K}$ увімкнене у його кінці, у точці, в якій переривається однорідність.

Перепишемо систему (3.7) з урахуванням навантаження.

Розглянемо стик ділянок К-1 та К (рисунок 3.4).

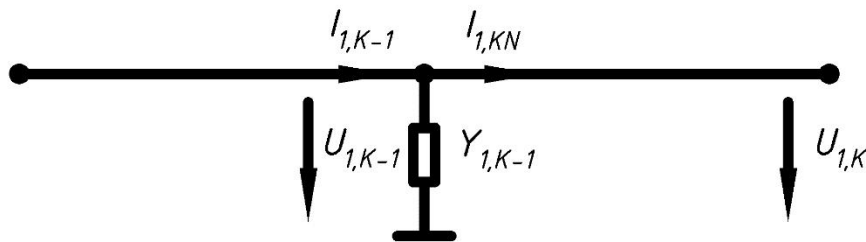


Рисунок 3.4 – Параметри ЛЕП на стику ділянок К-1 та К.

Для стику можна записати рівняння Кірхгофа:

$$\begin{aligned} i_{1,KH} &= i_{1,K-1} - \dot{Y}_{1,K-1} \dot{U}_{1,K-1}, \\ i_{2,KH} &= i_{2,K-1} - \dot{Y}_{2,K-1} \dot{U}_{2,K-1}. \end{aligned} \quad (3.11)$$

Це струми на початку К-ої ділянки. Підставивши їх у рівняння (3.9), отримано:

$$\begin{aligned} 2\dot{U}_{1,K} &= \dot{U}_{1,K-1} A_{K+} + \dot{U}_{2,K-1} A_{K-} - (i_{1,K-1} - \dot{Y}_{1,K-1} \dot{U}_{1,K-1}) B_{K+} \\ &\quad - (i_{2,K-1} - \dot{Y}_{2,K-1} \dot{U}_{2,K-1}) B_{K-} \\ &= \dot{U}_{1,K-1} (A_{K+} + \dot{Y}_{1,K-1} B_{K+}) + \dot{U}_{2,K-1} (A_{K-} + \dot{Y}_{2,K-1} B_{K-}) \\ &\quad - i_{1,K-1} B_{K+} - i_{2,K-1} B_{K-}. \end{aligned} \quad (3.12)$$

Виконавши аналогічні перетворення з рештою рівнянь системи (3.9), отримано систему:

$$\left\{ \begin{aligned} 2\dot{U}_{1,K} &= \dot{U}_{1,K-1} (A_{K+} + \dot{Y}_{1,K-1} B_{K+}) + \dot{U}_{2,K-1} (A_{K-} + \dot{Y}_{2,K-1} B_{K-}) \\ &\quad - i_{1,K-1} B_{K+} - i_{2,K-1} B_{K-} \\ 2\dot{U}_{2,K} &= \dot{U}_{1,K-1} (A_{K-} + \dot{Y}_{1,K-1} B_{K-}) + \dot{U}_{2,K-1} (A_{K+} + \dot{Y}_{2,K-1} B_{K+}) \\ &\quad - i_{1,K-1} B_{K-} - i_{2,K-1} B_{K+} \\ 2\dot{i}_{1,K} &= -\dot{U}_{1,K-1} (C_{K+} + \dot{Y}_{1,K-1} D_{K+}) - \dot{U}_{2,K-1} (C_{K-} + \dot{Y}_{2,K-1} D_{K-}) \\ &\quad + i_{1,K-1} D_{K+} + i_{2,K-1} D_{K-} \\ 2\dot{i}_{2,K} &= -\dot{U}_{1,K-1} (C_{K-} + \dot{Y}_{1,K-1} D_{K-}) - \dot{U}_{2,K-1} (C_{K+} + \dot{Y}_{2,K-1} D_{K+}) \\ &\quad + i_{1,K-1} D_{K-} + i_{2,K-1} D_{K+} \end{aligned} \right. \quad (3.13)$$

3.2.4 Повна система рівнянь квазінеоднорідних ліній

Розглянемо систему квазінеоднорідних ліній із довільно розподіленим навантаженням. Вважатимемо, що нам відомі напруги і на вході, і опору навантаження. Лінії мають Н-ділянок однорідності, наприкінці яких включено навантаження.

Для визначення струмів та напруги у будь-якій точці ліній необхідно знати струми та напруги у вузлах. І тут для Н ділянок буде 4Н невідомих.

Для навчання перших двох рівнянь виразимо відомі напруги і через струми і напруги в кінці першої ділянки. Для цього скористаємось системою (3.10).

$$\begin{cases} 2\dot{U}_{10} = \dot{U}_{11} A_{K+} + \dot{U}_{21} A_{K-} + \dot{I}_{11} B_{K+} + \dot{I}_{21} B_{K-} \\ 2\dot{U}_{20} = \dot{U}_{11} A_{K-} + \dot{U}_{21} A_{K+} + \dot{I}_{11} B_{K-} + \dot{I}_{21} B_{K+} \end{cases} \quad (3.14)$$

Далі висловимо струми та напруги в кінці другої ділянки через струми та напруги в кінці першого. Аналогічно виконаємо для ділянок 3, 4 ... N, використовуючи систему (3.11) всього отримаємо $4N-4$ рівнянь. Спільно із системою (3.14) маємо $4N-2$ рівнянь. Два рівняння отримаємо, знаючи опір навантаження. Ці рівняння мають вигляд:

$$\begin{aligned} \dot{U}_{1,N} &= \dot{I}_{1,N} \underline{Z}_{H1}, \\ \dot{U}_{2,N} &= \dot{I}_{2,N} \underline{Z}_{H2}. \end{aligned} \quad (3.15)$$

Напишемо повну систему у вигляді матриці:

$\dot{U}_{11}$	$\dot{U}_{21}$	$\dot{i}_{11}$	$\dot{i}_{21}$	$\dot{U}_{21}$	$\dot{U}_{22}$	$\dot{i}_{12}$	$\dot{i}_{22}$	...	$\dot{U}_{1K}$	$\dot{U}_{2K}$	$\dot{i}_{1K}$	$\dot{i}_{2K}$	...	$\dot{U}_{1N}$	$\dot{U}_{2N}$	$\dot{i}_{1N}$	$\dot{i}_{2N}$	=
A_{1+}	A_{1-}	B_{1+}	B_{1-}															$2\dot{U}_{10}$
A_{1-}	A_{1+}	B_{1-}	B_{1+}															$2\dot{U}_{20}$
A_{2+}	A_{2-}	$-B_{2+}$	$-B_{2-}$	-2														0
$+ \dot{Y}_{11} B_{2+}$	$+ \dot{Y}_{21} B_{2-}$																	0
A_{2-}	A_{2+}	$-B_{2-}$	$-B_{2+}$		-2													0
$+ \dot{Y}_{11} B_{2-}$	$+ \dot{Y}_{21} B_{2+}$																	0
$-C_{2+}$	$-C_{2-}$	D_{2+}	D_{2-}			-2												0
$- \dot{Y}_{11} B_{2+}$	$- \dot{Y}_{21} B_{2-}$																	0
$-C_{2-}$	$-C_{2+}$	D_{2-}	D_{2+}				-2											0
$- \dot{Y}_{11} B_{2-}$	$- \dot{Y}_{21} B_{2+}$																	0
				A_{3+}	A_{3-}	$-B_{3+}$	$-B_{3-}$											0
				$+ \dot{Y}_{12} B_{3+}$	$+ \dot{Y}_{22} B_{3-}$													0
				A_{3-}	A_{3+}	$-B_{3-}$	$-B_{3+}$											0
				$+ \dot{Y}_{12} B_{3-}$	$+ \dot{Y}_{22} B_{3+}$													0
				$-C_{3+}$	$-C_{3-}$	D_{3+}	D_{3-}											0
				$- \dot{Y}_{12} B_{3+}$	$- \dot{Y}_{22} B_{3-}$													0
				$-C_{3-}$	$-C_{3+}$	D_{3-}	D_{3+}											0
				$- \dot{Y}_{12} B_{3-}$	$- \dot{Y}_{22} B_{3+}$													0
								...										...
								-2										0
									-2									0
										-2								0
											-2							0
												-2						0
																		0
									A_{K+1+}	A_{K+1-}	$-B_{K+1+}$	$-B_{K+1-}$						0
									$+ \dot{Y}_{1K} B_{K+1+}$	$+ \dot{Y}_{2K} B_{K+1-}$								0
									A_{K+1-}	A_{K+1+}	$-B_{K+1-}$	$-B_{K+1+}$						0
									$+ \dot{Y}_{1K} B_{K+1-}$	$+ \dot{Y}_{2K} B_{K+1+}$								0
									$-C_{K+1+}$	$-C_{K+1-}$	D_{K+1+}	D_{K+1-}						0
									$- \dot{Y}_{1K} B_{K+1+}$	$- \dot{Y}_{2K} B_{K+1-}$								0
									$-C_{K+1-}$	$-C_{K+1+}$	D_{K+1-}	D_{K+1+}						0
									$- \dot{Y}_{1K} B_{K+1-}$	$- \dot{Y}_{2K} B_{K+1+}$								0
													...					...
														-2				0
															-2			0
																-2		0
																	-2	0
														1		$-\underline{Z}_{H1}$		0
															1		$-\underline{Z}_{H2}$	0

3.3 Розрахунок первинних параметрів фази кабельної керованої лінії

Як вже сказано вище в цьому розділі, завдяки своїй конструкції, зі зближеними проводами однойменних фаз, в КПЛЕП створюється взаємний електромагнітний вплив ланцюгів один на одного. Результируючі параметри фаз X_{0E} , B_{0E} набувають нових еквівалентних значень, тому що при розрахунках потрібно враховувати окрім власних також X_{0B} , B_{0B} і взаємні складові – X_{0M} , B_{0M} .

3.3.1 Індуктивність фаз дволанцюгових КПЛЕП

Індуктивність одного проводу двопровідної лінії визначається за формулою

$$L_1 = \left(2 \ln \frac{d_{12}}{r} + \frac{\mu_0}{2} \right) * 10^{-4}, \quad (3.16)$$

Де d_{12} – відстань проводами;

r – радіус проводу;

μ_0 - відносна магнітна проникність матеріалу дроту.

Рівняння (3.16) записується у такому вигляді:

$$L_1 = \left(2 \ln \frac{1}{r} + \frac{\mu_0}{2} - 2 \ln \frac{1}{d_{12}} \right) * 10^{-4}, \quad (3.17)$$

тут L_{11} – власна індуктивність проводу:

$$L_{11} = \left(2 \ln \frac{1}{r} + \frac{\mu_0}{2} \right) * 10^{-4}, \quad (3.18)$$

а M_{12} – взаємна індуктивність між проводами:

$$M_{12} = \left(2 \ln \frac{1}{d_{12}} \right) * 10^{-4}. \quad (3.19)$$

Для звичайних дволанцюгових ліній, в яких присутній фазовий зсув між їх трифазними системами, формула (3.16) для розрахунку індуктивності фази дволанцюгової трифазної лінії електропередачі матиме наступний вигляд

$$L_1 = \frac{\mu_0}{2\pi} \left(\frac{1}{4n_p} + \frac{I_2}{I_1} \ln \frac{r_{1E}}{d_{12}} + \frac{I_3}{I_1} \ln \frac{r_{1E}}{d_{13}} + \frac{I_4}{I_1} \ln \frac{r_{1E}}{d_{14}} + \frac{I_5}{I_1} \ln \frac{r_{1E}}{d_{15}} + \frac{I_6}{I_1} \ln \frac{r_{1E}}{d_{16}} \right), \quad (3.20)$$

де n_p – число проводів у розщепленій фазі;

d_{ij} – відстань між i -тої та j -тої фазами.

r_{iE} – еквівалентний радіус i -тої розщепленої фази, який визначається наступним чином

$$r_{iE} = \sqrt[n]{n r r_p^{n-1}}, \quad (3.21)$$

де n -число проводів у розщепленій фазі;

r - радіус одиночного дроту;

r_p^{n-1} - радіус розщеплення дроту, визначається за формулою

$$r_p = \frac{a}{2 \sin \frac{\pi}{n}}, \quad (3.22)$$

де a - крок розщеплення.

Для КПЛЕП при симетричній системі струмів кожного з двох трифазних ланцюгів, а також при умові, що фазові зсуви цих систем відрізняються на кут θ , струми будуть мати певні співвідношення, а саме:

$$\begin{aligned} I_2 &= I_1 e^{-j120}; \quad I_3 = I_1 e^{j120}, \\ I_4 &= k I_1 e^{j(\theta)}; \quad I_5 = k I_1 e^{j(\theta-120)}; \quad I_6 = k I_1 e^{j(\theta+120)}, \end{aligned}$$

де

$$k = \frac{|I_4|}{|I_1|} = \frac{|I_5|}{|I_1|} = \frac{|I_6|}{|I_1|}. \quad (3.23)$$

З урахуванням формул (3.23) вираз (3.20) матиме наступний вигляд

$$L_1 = \frac{\mu_0}{2\pi} \left(\frac{1}{4n_p} + e^{-j120} \ln \frac{r_{1E}}{d_{12}} + e^{j120} \ln \frac{r_{1E}}{d_{13}} + ke^{j(\theta)} \ln \frac{r_{1E}}{d_{14}} + ke^{j(\theta-120)} \ln \frac{r_{1E}}{d_{15}} + ke^{j(\theta+120)} \ln \frac{r_{1E}}{d_{16}} \right). \quad (3.24)$$

Фазам I-го ланцюга А', В', С' відповідають індекси 1, 2, 3, а фазам II-го ланцюга А'', В'', С'' - індекси 4, 5, 6. Як видно з наведеного виразу, перші три члени складають ту частину індуктивності аналізованої фази, яка обумовлена сукупністю проводів і струмів 1-го ланцюга, що протікають по них. На рисунку 3.5 схематично показано розташування фаз ланцюгів та векторні діаграми напруги.

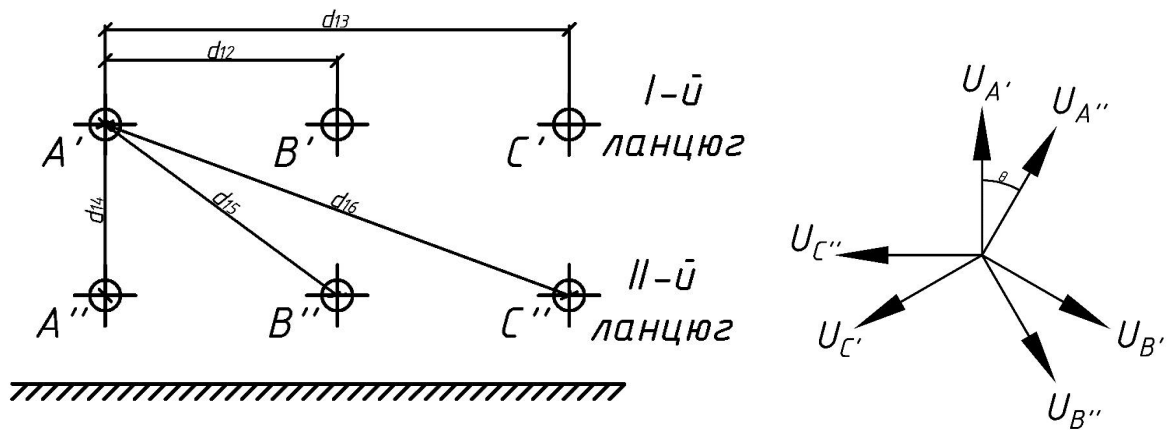


Рисунок 3.5 - Розташування фаз дволанцюгової лінії (а) та векторна діаграма напруги ланцюгів (б)

Оскільки аналізована фаза належить до цього ланцюга, то цю частину індуктивності логічно назвати власною і позначити, таким чином з формули (3.24) впливає формула для знаходження власної індуктивності фази:

$$L_{Ib} = \frac{\mu_0}{2\pi} \left[\frac{1}{4n_p} + e^{-j120} \ln \frac{r_{1E}}{d_{12}} + e^{j120} \ln \frac{r_{1E}}{d_{13}} \right]. \quad (3.25)$$

Інша частина виразу (3.24), є результатом впливу фаз 2-го ланцюга і можуть бути названі взаємною індуктивністю; величина її дорівнює:

$$\begin{aligned} M_{II-I} &= \frac{\mu_0}{2\pi} \left[k e^{j(\theta)} \ln \frac{r_{1E}}{d_{14}} + k e^{j(\theta-120)} \ln \frac{r_{1E}}{d_{15}} + k e^{j(\theta+120)} \ln \frac{r_{1E}}{d_{16}} \right] = \\ &= k e^{j(\theta)} \frac{\mu_0}{2\pi} \left[\ln \frac{r_{1E}}{d_{14}} + e^{j(-120)} \ln \frac{r_{1E}}{d_{15}} + e^{j(120)} \ln \frac{r_{1E}}{d_{16}} \right]. \end{aligned} \quad (3.26)$$

Таким чином вираз еквівалентної індуктивності фази I-го ланцюга (3.20) можна записати

$$L_{Ie} = L_I + M_{II-I}. \quad (3.27)$$

Аналогічно можна записати вирази еквівалентної індуктивності фази II-го ланцюга:

$$L_{IIe} = L_{II} + M_{I-II}. \quad (3.28)$$

Таким чином для фази А' I-го ланцюга, коли система має трифазне симетричне навантаження, власна та взаємна індуктивності розраховуються за формулами

$$L_{A'} = \frac{\mu_0}{2\pi} \left[\frac{1}{4n_p} + e^{-j120} \ln \frac{r_{A'}}{d_{A'B'}} + e^{j120} \ln \frac{r_{A'}}{d_{A'C'}} \right], \quad (3.29)$$

$$M_{A'-II} = k e^{j(\theta)} \frac{\mu_0}{2\pi} \left[\ln \frac{r_{A'}}{d_{A'A''}} + e^{-j120} \ln \frac{r_{A'}}{d_{A'B''}} + e^{j120} \ln \frac{r_{A'}}{d_{A'C''}} \right]. \quad (3.30)$$

Аналогічно і для II-го ланцюга, для фази А''.

$$L_{A''} = \frac{\mu_0}{2\pi} \left[\frac{1}{4n_p} + e^{-j120} \ln \frac{r_{A''}}{d_{A''B''}} + e^{j120} \ln \frac{r_{A''}}{d_{A''C''}} \right], \quad (3.31)$$

$$M_{A''-I} = \frac{1}{k} e^{j(\theta)} \frac{\mu_0}{2\pi} \left[\ln \frac{r_{A''}}{d_{A''A'}} + e^{-j120} \ln \frac{r_{A''}}{d_{A''B'}} + e^{j120} \ln \frac{r_{A''}}{d_{A''C'}} \right]. \quad (3.32)$$

Або повертаючись до загального вигляду, формули для визначення еквівалентної індуктивності (3.27-3.28) можна записати для фази А' та А'' наступним чином

$$L_{A'e} = L_{A'} + M_{A'B'} \frac{\dot{I}_{B'}}{\dot{I}_{A'}} + M_{A'C'} \frac{\dot{I}_{C'}}{\dot{I}_{A'}} + M_{A'A''} \frac{\dot{I}_{A''}}{\dot{I}_{A'}} + M_{A'B''} \frac{\dot{I}_{B''}}{\dot{I}_{A'}} + M_{A'C''} \frac{\dot{I}_{C''}}{\dot{I}_{A'}}, \quad (3.33)$$

$$\begin{aligned} L_{A''e} = L_{A''} + M_{A''B''} \frac{\dot{I}_{B''}}{\dot{I}_{A''}} + M_{A''C''} \frac{\dot{I}_{C''}}{\dot{I}_{A''}} + M_{A''A'} \frac{\dot{I}_{A'}}{\dot{I}_{A''}} + M_{A''B'} \frac{\dot{I}_{B'}}{\dot{I}_{A''}} \\ + M_{A''C'} \frac{\dot{I}_{C'}}{\dot{I}_{A''}}. \end{aligned} \quad (3.34)$$

Аналогічно виконується розрахунок і для інших фаз об'єктів ланцюгів.

3.3.2 Ємність фаз дволанцюгових КПЛП

Загально відомо, що ємність i -го провідника у багатопровідній системі визначається виразом:

$$C_i = \frac{q_i}{u_i}, \quad (3.35)$$

де q_i - повний заряд i -го провідника, який розраховується з урахуванням впливу решти провідників та землі;

u_i – напруга, яка діє в i -му провіднику.

На практиці, найчастіше використовують середнє значення ємності проводів в системі для виконання розрахунків.

$$C_{\text{сер}} = \frac{1}{n} \sum C_i, \quad (3.36)$$

де n – число провідників в лінії.

З формули (3.35) значення повного заряду i -го провідника розраховується як

$$q_i = C_i u_i. \quad (3.37)$$

З урахуванням першої групи формул Максвелла формулу (3.29) можливо записати наступним чином:

$$q_i = C_{ii}u_i + \sum_{\substack{n=1 \\ i=1 \div n \\ j \neq i}}^n C_{ij}(u_i - u_j), \quad (3.38)$$

де u_i та u_j - діючі значення напруги i -ї та j -ї фаз;

C_{ii} - власна ємність i -ї фази лінії (провідника лінії);

C_{ij} - взаємна ємність між i -ю та j -ю фазами лінії (провідниками лінії).

Таким чином, загальна (еквівалентна) ємність i -го провідника у багатопровідній системі визначається за формулою

$$C_{ei} = C_{ii} + \sum_{\substack{n=1 \\ i=1 \div n \\ j \neq i}}^n \frac{C_{ij}(u_i - u_j)}{u_i}, \quad (3.39)$$

Виконаємо спрощення виразу (3.37):

$$\begin{aligned} C_{ei} = C_{ii} + C_{i1} \left(\frac{u_i}{u_i} - \frac{u_1}{u_i} \right) + C_{i2} \left(\frac{u_i}{u_i} - \frac{u_2}{u_i} \right) + \dots + C_{ij} \left(\frac{u_i}{u_i} - \frac{u_j}{u_i} \right) + \dots \\ + C_{in-1} \left(\frac{u_i}{u_i} - \frac{u_{n-1}}{u_i} \right) + C_{in} \left(\frac{u_i}{u_i} - \frac{u_n}{u_i} \right). \end{aligned} \quad (3.40)$$

Далі

$$\begin{aligned} C_{ei} = C_{ii} + C_{i1} + C_{i2} + \dots + C_{ij} + \dots + C_{in-1} + C_{in} \\ + \left(-C_{i1} \frac{u_1}{u_i} - C_{i2} \frac{u_2}{u_i} - \dots - C_{ij} \frac{u_j}{u_i} + \dots - C_{in-1} \frac{u_{n-1}}{u_i} \right. \\ \left. - C_{in} \frac{u_n}{u_i} \right). \end{aligned} \quad (3.41)$$

Введемо заміну

$$C_i = C_{ii} + C_{i1} + C_{i2} + \dots + C_{ij} + \dots + C_{in-1} + C_{in}, \quad (3.42)$$

де ємність C_i - власна складова еквівалентної ємності фази

З формули (3.36) стає зрозуміло, що еквівалентна ємність фази визначається як сума власної складової та взаємні ємності між даною фазою та іншими, а також фазових зсувів між системами векторів напруги ланцюгів.

Еквівалентні ємності являють собою повні значення ємності фаз лінії, тобто складаються з речовинної частини та уявної частини, яка з'являється через фазових зсувів між системами векторів напруги ланцюгів. Іноді в певних розрахунках достатньо використовувати тільки речову частину. Таку ємність називають робочою ємністю, яка позначається C_p . Як показали дослідження [81], найбільша відмінність модуля повної ємності від робочої вбирається у $2 \div 4\%$. Тобто уявна складова повної ємності має невелике значення. У розрахунках узагальнених параметрів та енергетичних показників використовують величину повної ємності. Величину робочої ємності - для розрахунку зарядної потужності лінії та аналізу регулювальних характеристик електропередачі.

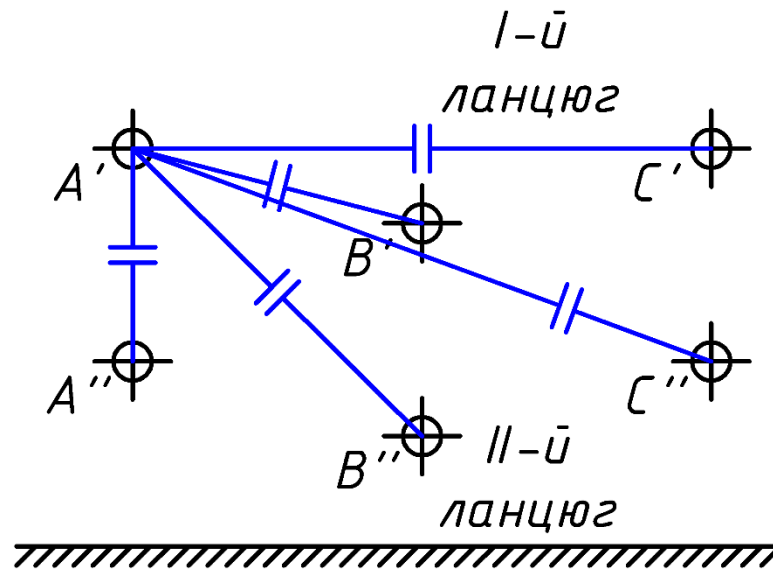


Рисунок 3.6 - Ємнісний зв'язок фази A' дволанцюгової лінії електропередачі з початковими фазами

Для системи, утвореної двома трифазними ланцюгами, яка зображена на рисунку 3.6, з фазами A' , B' , C' , та A'' , B'' , C'' , яким відповідають індекси 1, 2, 3 та 4, 5, 6, еквівалентну ємність кожної фази можна розкласти на суму двох складових.

Тут треба враховувати також, що уявна складова залежить від кута θ . На рисунку 3.5 (б) показано векторні діаграми напруги.

Так для ланцюга I, для фази A' значення еквівалентної ємності розраховується за формулою

$$C_{eA'} = C_{A'} - C_{A'-I} - ke^{j\theta} C_{A'-II}. \quad (3.43)$$

А для ланцюга II, для фази A'' так:

$$C_{eA''} = C_{A''} - C_{A''-II} - \frac{1}{k} e^{-j\theta} C_{A''-I}, \quad (3.44)$$

де $C_{A'}$ та $C_{A''}$ - власні еквівалентні ємності фаз в системі усіх фаз лінії;

$C_{A'_{\text{в}}}$ та $C_{A''_{\text{в}}}$ - взаємні еквівалентні ємності між фазою A та іншими фазами I-го і II-го ланцюгів

k - співвідношення модулів напруги першого та другого ланцюгів, яке визначається, як

$$k = \frac{|\dot{U}_{II}|}{|\dot{U}_I|}, \quad (3.45)$$

Повертаємось до формули (3.39) складемо вираз для трифазної дволанцюгової системи

$$\begin{aligned} C_{eA'} = & C_{A'A'} + C_{A'B'} \left(\frac{u_{A'}}{u_{A'}} - \frac{u_{B'}}{u_{A'}} \right) \\ & + C_{A'C'} \left(\frac{u_{A'}}{u_{A'}} - \frac{u_{C'}}{u_{A'}} \right) + C_{A'A''} \left(\frac{u_{A'}}{u_{A'}} - \frac{u_{A''}}{u_{A'}} \right) \\ & + C_{A'B''} \left(\frac{u_{A'}}{u_{A'}} - \frac{u_{B''}}{u_{A'}} \right) + C_{A'C''} \left(\frac{u_{A'}}{u_{A'}} - \frac{u_{C''}}{u_{A'}} \right). \end{aligned} \quad (3.46)$$

Та для другого ланцюга відповідно

$$\begin{aligned} C_{eA''} = & C_{A''A''} + C_{A''B''} \left(\frac{u_{A''}}{u_{A''}} - \frac{u_{B''}}{u_{A''}} \right) + C_{A''C''} \left(\frac{u_{A''}}{u_{A''}} - \frac{u_{C''}}{u_{A''}} \right) \\ & + C_{A''A'} \left(\frac{u_{A''}}{u_{A''}} - \frac{u_{A'}}{u_{A''}} \right) + C_{A''B'} \left(\frac{u_{A''}}{u_{A''}} - \frac{u_{B'}}{u_{A''}} \right) \\ & + C_{A''C'} \left(\frac{u_{A''}}{u_{A''}} - \frac{u_{C'}}{u_{A''}} \right). \end{aligned} \quad (3.47)$$

Розкриємо вирази в дужках

$$C_{eA'} = C_{A'A'} + C_{A'B'} - C_{A'B'} \frac{u_{B'}}{u_{A'}} + C_{A'C'} - C_{A'C'} \frac{u_{C'}}{u_{A'}} + C_{A'A''} - C_{A'A''} \frac{u_{A''}}{u_{A'}} + C_{A'B''} - C_{A'B''} \frac{u_{B''}}{u_{A'}} + C_{A'C''} - C_{A'C''} \frac{u_{C''}}{u_{A'}}, \quad (3.48)$$

$$C_{eA''} = C_{A''A''} + C_{A''B''} - C_{A''B''} \frac{u_{B''}}{u_{A''}} + C_{A''C''} - C_{A''C''} \frac{u_{C''}}{u_{A''}} + C_{A''A'} - C_{A''A'} \frac{u_{A'}}{u_{A''}} + C_{A''B'} - C_{A''B'} \frac{u_{B'}}{u_{A''}} + C_{A''C'} - C_{A''C'} \frac{u_{C'}}{u_{A''}}. \quad (3.49)$$

Використовуючи заміну з формули (3.42) отримано вираз

$$C_{eA'} = C_{A'} - C_{A'B'} \frac{u_{B'}}{u_{A'}} - C_{A'C'} \frac{u_{C'}}{u_{A'}} - C_{A'A''} \frac{u_{A''}}{u_{A'}} - C_{A'B''} \frac{u_{B''}}{u_{A'}} - C_{A'C''} \frac{u_{C''}}{u_{A'}}, \quad (3.50)$$

$$C_{eA''} = C_{A''} - C_{A''B''} \frac{u_{B''}}{u_{A''}} - C_{A''C''} \frac{u_{C''}}{u_{A''}} - C_{A''A'} \frac{u_{A'}}{u_{A''}} - C_{A''B'} \frac{u_{B'}}{u_{A''}} - C_{A''C'} \frac{u_{C'}}{u_{A''}}, \quad (3.51)$$

де

$$C_{A'} = C_{A'A'} + C_{A'B'} + C_{A'C'} + C_{A'A''} + C_{A'B''} + C_{A'C''}, \quad (3.52)$$

$$C_{A''} = C_{A''A''} + C_{A''B''} + C_{A''C''} + C_{A''A'} + C_{A''B'} + C_{A''C'}, \quad (3.53)$$

Для інших частин виразу введено заміну на

$$C_{A'-I} = C_{A'B'} \frac{u_{B'}}{u_{A'}} + C_{A'C'} \frac{u_{C'}}{u_{A'}}, \quad (3.54)$$

$$C_{A''-II} = C_{A''B''} \frac{u_{B''}}{u_{A''}} + C_{A''C''} \frac{u_{C''}}{u_{A''}}, \quad (3.55)$$

$$C_{A'-II} = C_{A'A''} \frac{u_{A''}}{u_{A'}} + C_{A'B''} \frac{u_{B''}}{u_{A'}} + C_{A'C''} \frac{u_{C''}}{u_{A'}}, \quad (3.56)$$

$$C_{A''-I} = C_{A''A'} \frac{u_{A'}}{u_{A''}} + C_{A''B'} \frac{u_{B'}}{u_{A''}} + C_{A''C'} \frac{u_{C'}}{u_{A''}}. \quad (3.57)$$

Для КПЛЕП при симетричній системі струмів кожного з двох трифазних ланцюгів, а також при умові, що фазові зсуви цих систем відрізняються на кут θ , напруги будуть мати певні співвідношення, а саме:

$$\begin{aligned}\dot{U}_2 &= \dot{U}_1 e^{-j120}; \dot{U}_3 = \dot{U}_1 e^{j120}, \\ \dot{U}_4 &= k \dot{U}_1 e^{j(\theta)}; \dot{U}_5 = k \dot{U}_1 e^{j(\theta-120)}; \dot{U}_6 = k \dot{U}_1 e^{j(\theta+120)},\end{aligned}$$

де

$$\begin{aligned}k &= \frac{|\dot{U}_4|}{|\dot{U}_1|} = \frac{|\dot{U}_5|}{|\dot{U}_1|} = \frac{|\dot{U}_6|}{|\dot{U}_1|}, \\ \frac{1}{k} &= \frac{|\dot{U}_1|}{|\dot{U}_4|} = \frac{|\dot{U}_2|}{|\dot{U}_4|} = \frac{|\dot{U}_3|}{|\dot{U}_4|}.\end{aligned}\tag{3.58}$$

Тоді формули (3.40) приймуть наступний вигляд

$$\begin{aligned}C_{eA'} &= C_{A'} - C_{A'B'} e^{-j120} - C_{A'C'} e^{j120} - C_{A'A''} k e^{j(\theta)} \\ &\quad - C_{A'B''} k e^{j(\theta-120)} - C_{A'B''} k e^{j(\theta+120)},\end{aligned}\tag{3.59}$$

$$\begin{aligned}C_{eA''} &= C_{A''} - C_{A''B''} e^{-j120} - C_{A''C''} e^{j120} - C_{A''A'} \frac{1}{k} e^{j(\theta)} \\ &\quad - C_{A''B'} \frac{1}{k} e^{j(\theta-120)} - C_{A''C'} \frac{1}{k} e^{j(\theta+120)}.\end{aligned}\tag{3.60}$$

Аналогічно виконується розрахунок і для інших фаз об'єктів ланцюгів.

3.4 Керуючі пристрої для зміни хвильового опору ліній електропередачі

В кожній системі з ФПП важним елементом є пристрій, який здійснює керування для регулювання кута фазового зсуву. Таке керування виконується на основі електромеханічних перемикачів, або з використанням засобів силової електроніки.

На практиці широко застосовуються ФПП з механічними перемикачами числа витків на обмотці трансформатора - тобто через пристрій РПН.

Проте, ФПП із пристроями РПН не відрізняються високою надійністю. Такі пристрої з механічними перемикачами у трансформаторах з РПН виходять з ладу у 40% випадків усіх пошкоджень. Причинами для цього є наявність частин, які рухаються, трансформатори з РПН вимагають більших затрат при обслуговуванні та при ремонті, в порівнянні з трансформаторами регулювання яких виконується без збудження. У пристроях РПН використовуються чисельні схеми і способи, які дозволяють виключити переривання струму та дугу, яка виникає при цих перемиканнях, між суміжними відпайками обмотки (і як наслідок – збільшення значення діючої напруги) при переході з однієї відпайки на іншу. ФПП, які керуються механічними пристроями РПН, не мають необхідної достатньої швидкодії, оскільки переключення лише одного положення при регулюванні займає біля 5-6 с. Число ступенів, які перемикаються, може складати 16 і більше. Перехід на необхідний рівень при регулюванні може займати аж до хвилини часу. Тому такі пристрої доцільно використовувати у тих випадках, коли швидкість перемикання та частота таких перемикань не відіграє ролі. Тобто ФПП, які керуються механічними пристроями РПН, доцільно використовувати в тих випадках, коли навантаження в ПЛЕП змінюється не так часто. Контролювати динаміку перемикання тут, зрозуміло, неможливо, проте ця технологія має свої переваги, такі як простота виконання, освоєна технологія і відносно низька ціна.

Сучасні електричні мережі є складними динамічними системами, тому для вирішення питань підвищення рівня керованості потрібні швидкодіючі пристрої. ФПП з РПН не можуть своєчасно зреагувати на раптове порушення режиму роботи енергосистеми (КЗ, відключення ПЛЕП або трансформаторів, хитання синхронних машин), пов'язане з миттєвою зміною балансу активної та реактивної потужності, що може призвести до нестійкого режиму роботи генераторів СЕП. Тому в основі технології КПЛЕП змінного струму повинні бути швидкодіючі напівпровідникові пристрої.

Швидкодіючі ФПП, які керуються комутаторами, побудовані на основі силових напівпровідникових приладів дозволяють плавно підлаштовуватися під поточний режим роботи СЕП, забезпечуючи її стійкість у перехідних процесах з

оптимальними параметрами. Проте стримуючим фактором повсюдного практичного застосування ФПП із сучасними засобами керування є висока вартість силових напівпровідникових елементів. Це призводить до обмеження функціональних властивостей засобів керування за рахунок здійснення мінімально необхідних операцій, а також - виключення деяких потенційно можливих функцій.

Основними критеріями, які впливають на вибір ФПП та способу керування ними, є відповідно до висновків наведених авторами в роботі [81]:

1. Необхідна потужність та кут зсуву фаз;
2. Номінальна напруга;
3. Потужність короткого замикання систем, що підключаються;
4. Умови транспортування;
5. Показники системи керування (діапазон та швидкодія).

Виходячи з вищесказаного можна зробити висновок про доцільність розробки нових варіантів систем керування ФПП, з метою досягнення необхідних характеристик у діапазоні керування, а також швидкодії, покращення режимних параметрів та формулювання нових завдань, які можна вирішувати за допомогою цих пристроїв. Фазове керування перехідними режимами вимагає високої швидкодії при процесі перемикання регулюючих відпайок керуючих обмоток. Тут краще перейти до концепції інтелектуальної енергосистеми, тобто активно-адаптивної мережі, що включає в себе пристрої керування ФПП, які матимуть швидкодію та інтелектуальну систему керування. Це надає можливість миттєвого реагування на будь-які зміни в режимі роботи енергосистеми.

Одним із способів такого підвищення є розробка та впровадження інтелектуальних електроенергетичних систем ІТ. Реалізація таких систем виконується з урахуванням концепції SMART GRID.

SMART GRID – це високотехнологічна система, створення якої неможливо без впровадження інформаційних технологій. Вони необхідні в ЕЕС для створення сталої системи обміну інформацією, оптимізації та підвищення надійності в управлінні електричною мережею.

3.5 Висновки по розділу 3

1. Розроблено математичну модуль КПЛЕР, яка враховує неоднорідність значень потужності, які діють на різних ділянках вздовж однієї лінії. Ця модель називається «Електрична модель квазінеоднорідних ліній» та призначена для аналізу електричних процесів у цих лініях.

2. Будь-яку реальну системі квазінеоднорідних ліній завжди можна поділити на певну кількість ділянок, на яких однорідність системи зберігається. Виведені формули основних рівнянь у межах ділянки однорідності для визначення значення струмів і напруги на початку ділянки або в її кінці, в залежності від завдання та вихідних даних. На підставі цих формул виведена повна система рівнянь квазінеоднорідних ліній.

3. Виведені формули для розрахунку первинних параметрів дволанцюгових КПЛЕР. Через особливості своєї конструкції, зі зближеними проводами однойменних фаз, в КПЛЕР створюється взаємний електромагнітний вплив ланцюгів один на одного. Результируючі параметри фаз набувають нових еквівалентних значень, тому що при розрахунках потрібно враховувати окрім власних також і взаємні складові.

4. Досі є актуальною проблема в розробленні системи автоматичного керування ФПП, а саме збільшення ефективності роботи існуючих ФПП на основі силових комутаторів в СЕР. Один з варіантів такого удосконалення можливий за рахунок введення системи в режим узгодженого навантаження і утримування її в такому режимі. Для цього використовувати інформаційні технології, як один із можливих варіантів слід розглядати Internet of Things. Ця концепція дозволяє створити системи обміну інформацією на великі відстані з достатньо великою швидкістю, виконання розрахунків, оптимізації в керування параметрами ФПП і, як наслідок, і всією електричною мережею.

РОЗДІЛ 4

ПОБУДОВА ТА КОНСТРУКТИВНЕ ВИКОНАННЯ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ ІЗ ЗМІННИМ ХВИЛЬОВИМ ОПОРОМ

Повертаючись до схеми, представленої на рисунку 3.1, основна принципова відмінність КПЛЕП від звичайних двохланцюгових полягає в максимально можливому зближенні трифазних ланцюгів., завдяки чому досягається збільшений електромагнітний вплив ланцюгів, а зміна кутового зсуву θ трифазних систем напруги одного ланцюга по відношенню до іншого визначає знак цього впливу на еквівалентні параметри фаз. Наявність значного та регульованого електромагнітного взаємного впливу ланцюгів створює ефект міжланкової самокомпенсації параметрів лінії, завдяки якому досягається збільшення пропускної спроможності кожного ланцюга та лінії в цілому, а також нові властивості регульованих параметрів ПЛЕП.

В КПЛЕП результуючі параметри хвильового опору розраховуються так:

$$Z_{CE} = Z_{C0} + Z_{CM}e^{j\theta}. \quad (4.1)$$

Аналізуючи формулу (4.1) стає зрозумілою, що чим більше значення θ , тим більше значення Z_C . При $\theta = 0^\circ$, Z_C мінімальне має значення; при $\theta = 180^\circ$: Z_C має максимальне значення.

Як раніше стало відомо, з розділу 2, діапазон зміни кута $\theta = 0 - 180^\circ$ на лінії може бути забезпечений при використанні ФПП, що дозволяють регулювати кут між прикладеною та вихідною напругою в межах $\pm 60^\circ$. Початковий кут між трифазними системами векторів напруги $\theta = 120^\circ$ досягається шляхом відповідного фазування зближених фаз ланцюгів лінії при повністю виведених ФПП (коли $\theta_{ФПП.1} = 0^\circ$ і $\theta_{ФПП.2} = 0^\circ$). В Таблиці 2.13 більш детально наведені режими роботи ФПП в СЕП, та різні варіанти роботи мережі.

Тобто значення θ в ПЛЕП визначається за формулою

$$\theta = 120 + \theta_{ФПП1} + \theta_{ФПП.2}. \quad (4.2)$$

Основною задачею ФПП та системи його автоматичного керування, змінювати θ та як наслідок Z_C , щоб зберігати узгоджений режим роботи мережі. Але це не всі задачі, які необхідно виконувати. Більш детально в даному розділі нижче.

4.1 Алгоритм керування хвильовим опором та його реалізація

4.1.1 Основні функції системи керування ФПП

Як правило, системи керування будь-якими технологічними процесами ґрунтуються на інформаційних технологіях. Вони бувають різних видів, але мають схожі функції, а саме: пошук та збирання, обробка, зберігання необхідних даних, вироблення нової інформації, вирішення оптимізаційних завдань.

Системі керування ФПП має виконувати певні завдання та функції. Основними завданнями системи управління ФПП є:

- вимірювання параметрів мережі, а саме значення струму та напруги на навантаженні, а також кута зсуву фази між ними;
- обчислення комплексу повного опору навантаження;
- порівняння значень комплексу повного опору навантаження та значення комплексу хвильового опору ПЛЕП на даний момент часу;
- аналіз у який бік необхідно змінити значення комплексу хвильового опору ПЛЕП (збільшити чи зменшити щодо значення на даний час);
- створення та надсилання на виконавчий пристрій керуючого сигналу;
- зберігання даних про значення опору навантаження і хвильового опору ПЛЕП.

На підставі основних завдань, поставлених перед системою управління, складена діаграма IDEF0 (наведена на рисунку 4.1), яка структурує етапи роботи системи управління ФПП, за допомогою якої виконується змінення значення Z_C , описує порядок виконання процесів у цій системі, а також за допомогою яких приладів-інструментів виконується виконання певних дій.

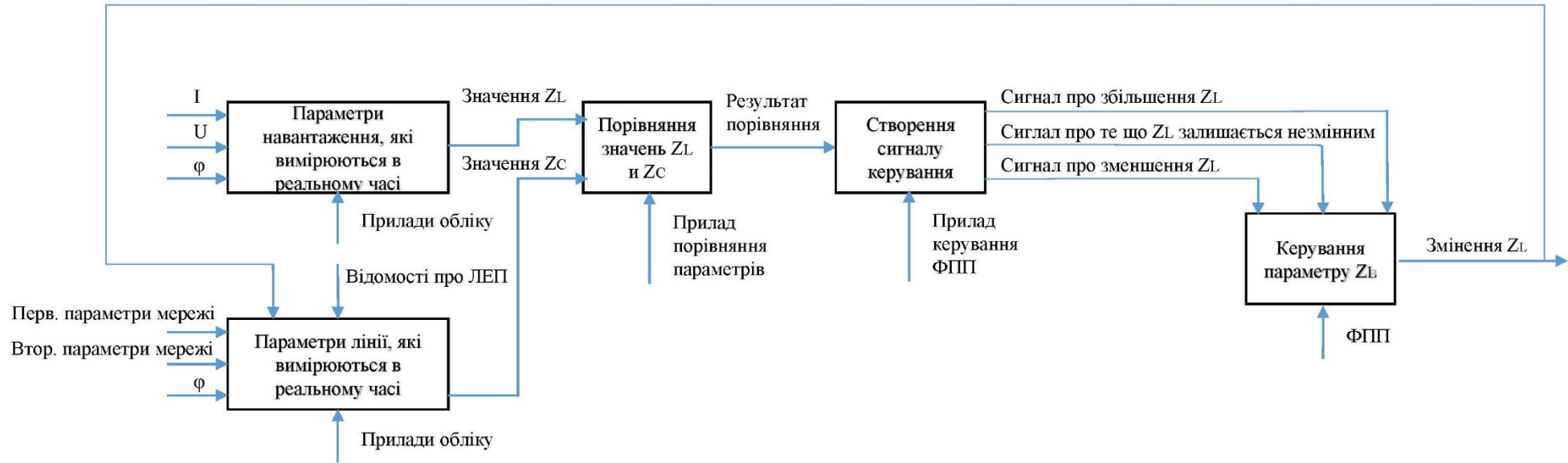


Рисунок 4.1 - Діаграма інформаційних процесів в ІСК фазоповоротних пристроїв

Розглянемо докладніше принцип роботи алгоритму, представивши його як блок-схеми (представлений на рисунку 4.2). Починається робота алгоритму з отримання результатів вимірювання приладів, а саме з показань вольтметра, амперметра та фазометра. На підставі цих значень обчислюється значення повного опору навантаження Z_L .

Далі беруться актуальні дані про поточне значення кута θ з блоку керування ФПП. На підставі цього значення розраховуються еквівалентний питомий індуктивний опір x_0 , та провідність b_0 , а потім і еквівалентний хвильовий опір Z_C . Далі в блоці порівняння порівнюються значення Z_L та Z_C . Після порівняння можливі три варіанти розвитку подій:

- $Z_L = Z_C$, тоді цикл завершується і через певний проміжок часу запускається знову;
- $Z_L > Z_C$, тоді в блоці формується сигнал для блоку управління ФПП, для збільшення значення Z_C шляхом збільшення значення кута θ ;
- $Z_L < Z_C$, тоді в блоці формується сигнал для блоку управління ФПП для зменшення значення Z_C шляхом зменшення значення кута θ ;

Для другого та третього варіанта, після зміни значення кута θ , дані про новий кут посилаються в блок розрахунку, де розраховуються нові значення x_0 , b_0 , Z_C .

Основною задачею виконавчої частини ІСК ФПП є формування логічних сигналів керування вентилями у статичному режимі роботи напівпровідникового комутатора ФПП.

Таким чином, перед ІСК стоїть завдання змінювати кут θ , і як наслідок з цього, ще й хвильовий опір, так щоб уся СЕП працювала в найбільш оптимальному режимі, а саме в режимі узгодженого навантаження. А відслідковує показники навантаження в реальному часі система моніторингу.

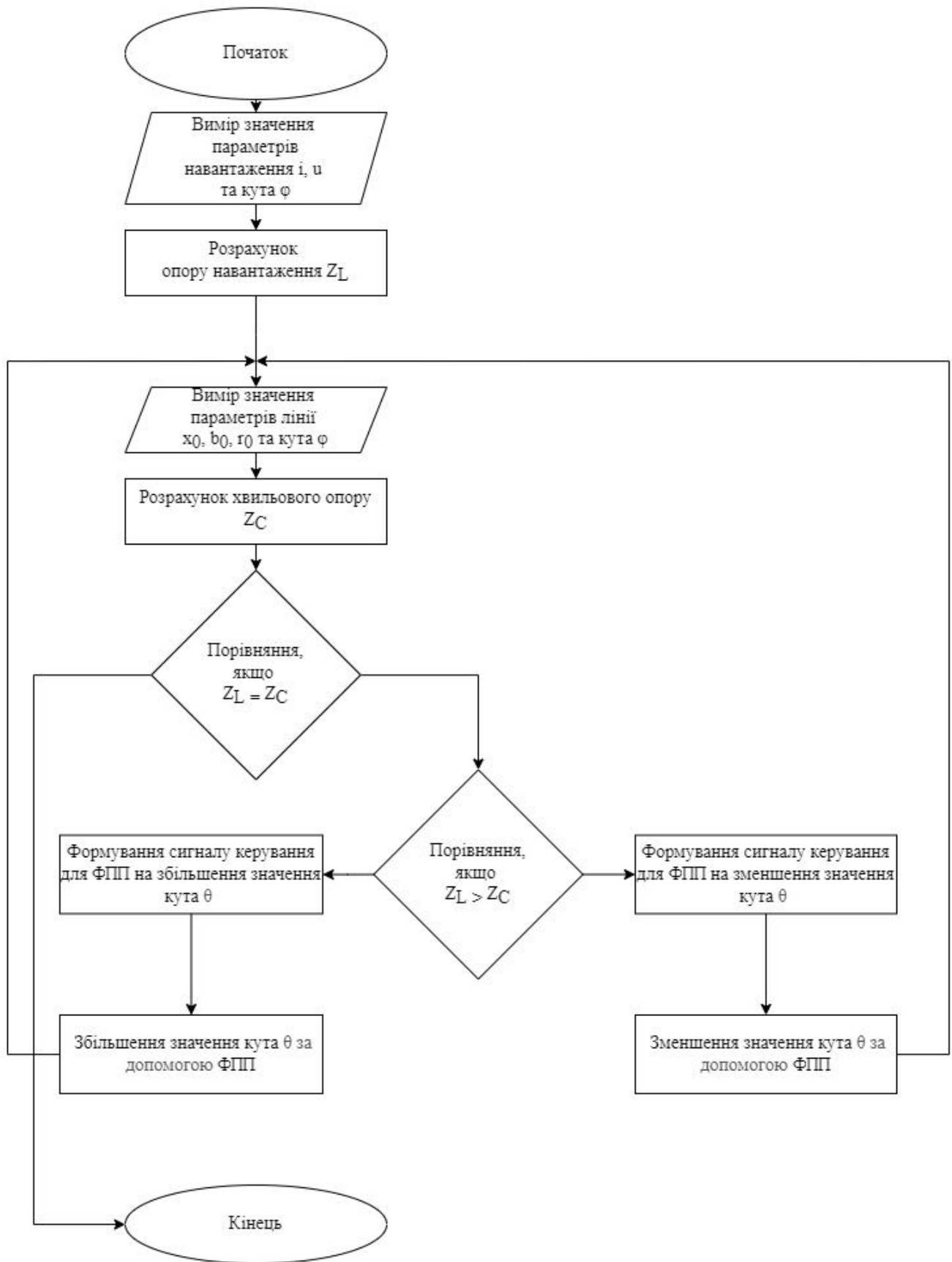


Рисунок 4.2 - Блок-схема алгоритму керування ФПП

4.1.2 Функціональна схема та основні складові елементи ІСК ФПП

Враховуючи весь набір функцій, який ІСК ФПП повинна виконувати в процесі свого функціонування, ІСК ФПП можна розділити на 2 підсистеми (рисунок 4.3):

- 1) Підсистема регулювання, діагностики, автоматики ФПП.
- 2) Підсистема керування тиристорним комутатором (ТК).

Підсистема регулювання, діагностики, автоматики ФПП складається з:

- Системи вимірювальних пристроїв – які збираються інформацію про параметри ПЛЕП та навантаження, а також передають їх до Головного блоку керування (ГБК).

- Блоку аналізу параметрів ПЛЕП – отримує значення параметрів мережі від ГБК, виконує аналіз.

- Блоку зберігання інформації о параметрах ПЛЕП – виконує роль частини бази даних, зберігає інформацію про параметри СЕП.

- Блоку зберігання інформації про поточний стан ТК – отримує інформацію про стан на блоці керування ТК від ГБК та відправляє її на наступному, а також виконує роль частини бази даних, зберігає інформацію про сигнали керування відповідно до параметрів СЕП у певний проміжок часу.

- Головного блоку керування - формує рішення про характер сигналу керування ТК на підставі отриманих даних від Блоку аналізу параметрів ПЛЕП та Блоку зберігання інформації про поточний стан ТК. А саме про необхідність збільшення значення Z_C шляхом збільшення значення кута $\theta_{ФПП}$; або зменшення значення Z_C шляхом зменшення значення кута $\theta_{ФПП}$.

Підсистема управління та діагностики ТК формує сигнали управління вентилями, та складається з блоку керування ТК та самого ТК. Данна підсистема співпрацює з ГБК отримує сигнали для керування ступені регулювання, формує логічних сигналів керування вентилями у статичному режимі роботи напівпровідникового комутатора ФПП та дає зворотній зв'язок про поточну ступінь регулювання до ГБК.

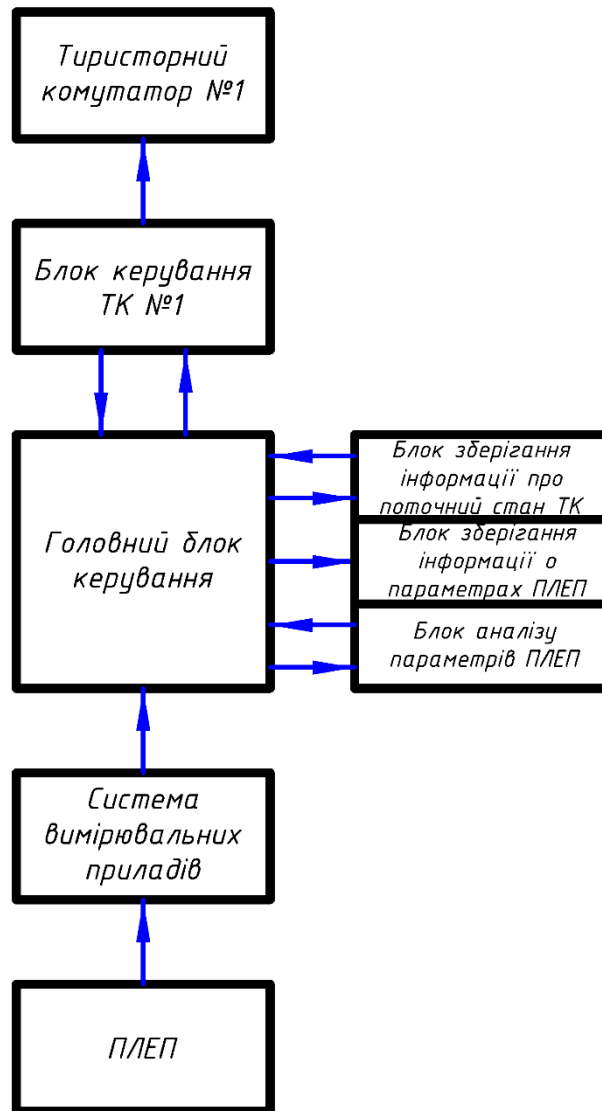


Рисунок 4.3 – Функціональна схема ІСК ФПП

4.1.3 Стратегія керування режимами роботи МТК

За основу для ФПП з ТК візьмем «ФПП із середньою точкою», схема наведена на рисунку 4.4.

Даний ФПП містить два трансформатори: послідовний та регулюючий, а також тиристорний комутатор (ТК), який вмикається між регулюючим та послідовним трансформаторами. Кожна фаза ТК містить чотири послідовно з'єднаних мостових тиристорних комутаторів (МТК). Кожен тиристорний міст складається з чотирьох двонаправлених тиристорних ключів, які називаються плечима

(вентиллями). Тиристорні мости здійснюють комутацію вторинної обмотки регулюючого трансформатора. В загальному виді система має наступний вигляд:

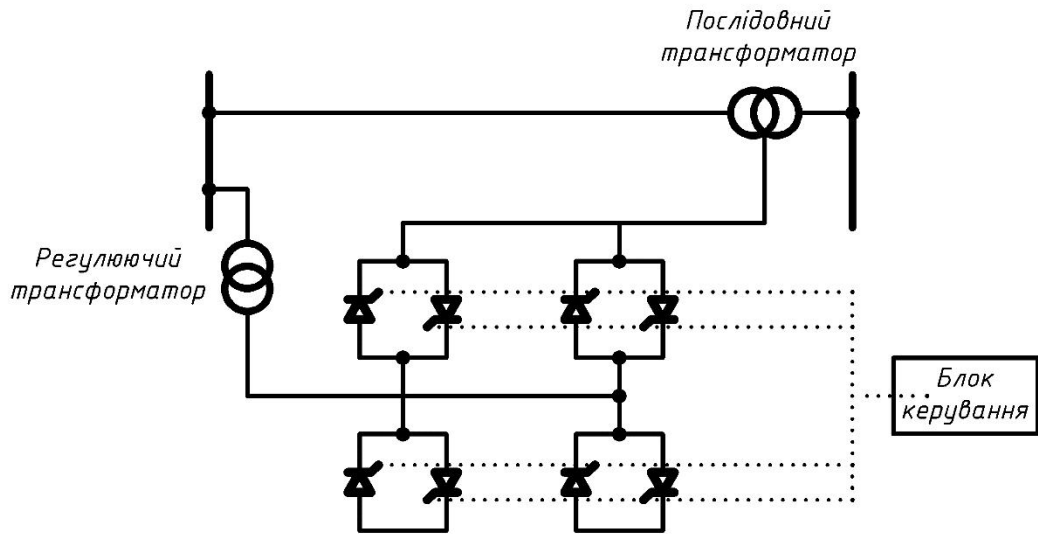


Рисунок 4.4 – Схема ФПП з ТК

Мостові схеми тиристорних вентилів ТК всіх секцій вторинної обмотки регулюючого трансформатора фази, які з'єднані послідовно, своїми високовольтними виводами підключені до первинних обмоток послідовного трансформатора, які з'єднані у трикутник. Таким чином, фазовий зсув напруги $\theta_{\text{ФПП}}$ на виході пристрою по відношенню до напруги на вході пристрою формується при підключенні різного числа шунтових секцій обмоток до вентильних обмоток відповідної фази послідовного трансформатора за допомогою МТК. Побічні обмотки кожної фази регулюючого трансформатора мають різні за величиною значення діючих напруг, які співвідносяться як 1:2:4:8. МТК змінного струму складається з чотирьох двонаправлених ключів, кожен з яких представляє зустрічно-паралельно включені тиристори.

Вольтододаткова напруга, яка з'являється в ПЛЕП від ФПП характеризуються зміною кута регулювання $\theta_{\text{ФПП}}$ між вхідною і вихідною напругою ФПП. Дискретне регулювання кута $\theta_{\text{ФПП}}$ визначається обраним номером поточного ступеню регулювання N_{sr} . Ступені регулювання можуть приймати кінцеве число значень

залежно від кількості шунтових обмоток, введених у первинний ланцюг послідовного трансформатору.

Номер ступеня регулювання N_{sr} визначається за формулою

$$N_{sr} = \theta_{\text{ФПП}} \frac{N_{sr.\max}}{\theta_{\text{ФПП}.\max}}, \quad (4.3)$$

Де $\theta_{\text{ФПП}}$ – поточне значення кута регулювання;

$N_{sr.\max}$ - максимальна кількість ступенів регулювання;

$\theta_{\text{ФПП}.\max}$ – максимальне значення кута регулювання.

ТК у процесі регулювання фазового кута включає певним способом вентиляльні обмотки регулюючого трансформатору до вентиляльних обмоток послідовного трансформатору. Кожен тиристорний міст у складі ТК (рисунок 4.5) може бути в одному з трьох режимів:

1. режим 11: відключення вторинної (вентильної) обмотки регулюючого трансформатору від первинної обмотки послідовного трансформатору ФПП, включені 3 і 4 тиристорний ключ;
2. режим 01: узгоджене вмикання вторинної обмотки регулюючого трансформатору, увімкнуті 2 та 3 тиристорний ключ;
3. режим 10: зустрічне вмикання вторинної обмотки регулюючого трансформатору, увімкнуті 1 та 4 тиристорний ключ.

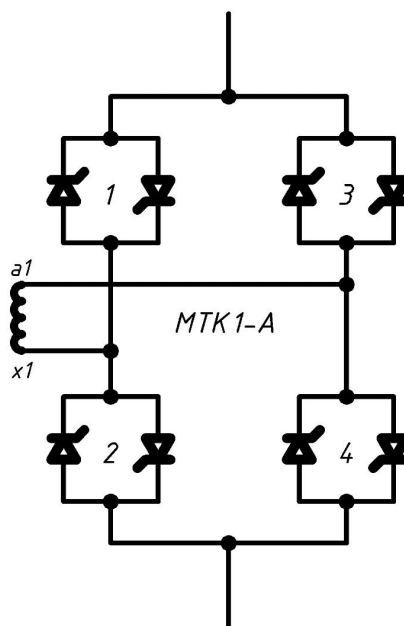


Рисунок 4.5 – Схема тиристорного мосту в складі ТК

Таблиця 4.1 – Стратегія керування тиристорними мостами при різних ступенях регулювання для $\theta_{ФП. max} = 60^\circ$.

[illegible]

У таблиці 4.1 показана стратегія керування режимами тиристорних мостів за різних ступенів регулювання від -15 до $+15$ з діапазоном регулювання кута $\theta_{\text{ФПП}}$ від -60° до $+60^\circ$.

Двостороння провідність тиристорних ключів досягається за рахунок зустрічно-паралельного включення елементів. У кожний момент часу для виключення виникнення короткого замикання у стані, коли по тиристорі проводиться струм, можуть знаходитись не більше одного ключа з верхнього та нижнього плечей моста.

Керування тиристорними ключами у складі МТК здійснюється наступним методом: постійно і одночасно імпульси управління надходять на два зустрічно-включених тиристора. При заданому ступені регулювання імпульси управління, які надходять на тиристорні ключі, не змінюються, що свідчить про простоту управління у статичному режимі, коли система знаходиться в узгодженому режимі роботи. А при зміні в значеннях параметрів навантаження, відбувається зміна ступеню регулювання. Більш детально про способи керування МТК в наступному розділі.

4.1.4 Способи керування МТК

Задачею ІСК ТК, як наведено раніше, є формування імпульсів керування тиристорами у складі комутатора ФПП у різні моменти часу. Також ІСК повинна здійснювати зміну ступеня регулювання певним способом керування тиристорами. Оскільки ТК є одним із основних компонентів ФПП, то вибір способу керування тиристорами, отже, і комутатором, є важливим завданням на шляху реалізації ІСК ФПП в цілому. Загальновідомими способами керування ТК, який складається з різної кількості послідовно включених тиристорних мостів змінного струму, є наступні варіанти:

1. Способи керування без переривання струму МТК;
2. Спосіб управління з переривання струму МТК.

Використання одного з цих двох способів керування тиристорами призводить до необхідності урахування різних електромагнітних процесів, які можуть з'являтися

в устаткуванні ФПП та лінії електропередачі під час процесу комутації, а саме під час зміни ступеню регулювання. Тому вибираючи той чи інший спосіб керування слід враховувати особливості цих методів керування, особливості їх реалізації та наслідки їх роботи.

Керування включенням зустрічно-паралельних тиристорів без переривання струму комутатора може здійснюватися двома способами: управління окремими ключами або окремими вентилями.

При першому способі (окремими ключами) зустрічно-паралельні тиристори розглядаються як один керований ключ, на який ІСК формує та надсилає керуючий сигнал без тимчасової синхронізації з живильною мережею. Для реалізації СК з даним способом керування необхідно отримувати інформацію про миттєві значення струму і напруги, які протікають через комутатор. Імпульси керування подаються відразу на два зустрічно-паралельних тиристорних ключа протягом 360 ел. град. (тобто безперервно). Це дає можливість полегшити логіку роботи ІСК. Зміна імпульсів керування ключами проводиться лише за необхідності змінити режим роботи МТК.

Другий спосіб керування (окремими вентилями) передбачає роздільне, протифазне управління кожним тиристором двонаправленого ключа і подачу короткочасних імпульсів керування для включення відповідного тиристора на кожному напівперіоді мережі живлення. Особливістю реалізації способу керування окремо кожним вентилем є необхідність у безперервному моніторингу напруги струму мосту з метою своєчасного включення відповідних тиристорів ключів. Для функціонування системи з таким способом керування необхідне встановлення додаткових датчиків у схемі мосту та приладів для оброблення сигналів від них, це в свою чергу вимагає більш суттєвого залучення до роботи ресурсів СК порівняно з методом керування окремими ключами. Крім того, реалізація способу керування окремими вентилями вимагає вдвічі більшу кількість імпульсів керування, які формуються, і, відповідно, ліній зв'язку з силовими ключами мосту. Необхідність безперервного своєчасного формування окремих коротких імпульсів керування тиристорами також потребує залучення додаткових обчислювальних потужностей процесора в ГБК. Єдиною перевагою такого методу управління з погляду реалізації

системи управління є істотне зниження споживаної потужності за рахунок відсутності необхідності у формуванні безперервних імпульсів управління ключами.

Спосіб керування МТК з перериванням струму навантаження полягає в одночасному знятті імпульсів управління з усіх тиристорів однієї фази ТК, яка перемикається. Далі відбувається фіксації наявності нульової паузи струму в фазі комутатора, яка перемикається, протягом тимчасового інтервалу, тривалість якого перевищує час відновлення замикаючих властивостей тиристорів. Після закінчення тимчасового інтервалу нульової струмової паузи подаються імпульси керування для включення тиристорів цієї фази в новий стан, відповідно до заданого ступеню регулювання. Далі аналогічним способом відбувається послідовне перемикання кожної наступної фази тиристорного комутатора заданий кінцевий стан. Даний спосіб керування дозволяє здійснити комутацію при будь-яких фазових здвигах векторів струм у та напруги тиристорного мосту. Але в процесі комутації виникають надструми та перенапруги на елементах обладнання ФПП, на відміну від способів керування окремими вентилями або окремими ключами.

4.2 Функціональна схема системи керування двох ФПП

Повертаючись до схеми зображеної на рисунку 3.1, принципової схеми КПЛЕР, яка має можливість забезпечити фазовий зсув між векторами напруги величиною до 180° , необхідно зосередити увагу, що для функціонування такої системи необхідно по 2 шт. ФПП на кожному з ланцюгів лінії. Кожний з яких може змінювати значення $\theta_{\text{ФПП}}$ в діапазоні $\pm 60^\circ$. Режими роботи такої системи і ФПП наведені в таблиці 2.13.

Складність реалізації такої системи також в полягає в тому, що ФПП знаходяться на відстані в сотні, а можливо, і в тисячі кілометрів один від одного. Тут виникає питання: як вони будуть взаємодіяти, і яка буде швидкість реагування на зміни в значенні навантаження на кінці лінії.

На рисунку 4.3 зображена принципова схема системи керування одного ФПП. Система ж КПЛЕР з двома ФПП може базуватись на цій схемі. ГБК ФПП знаходиться

в кінці лінії, тобто на підстанції розподільній, там він отримує актуальну інформацію від встановлених на нижній стороні трансформатору вимірювальних пристроїв о характері та значеннях струму і напруги навантаження, яке передається по ПЛЕП.

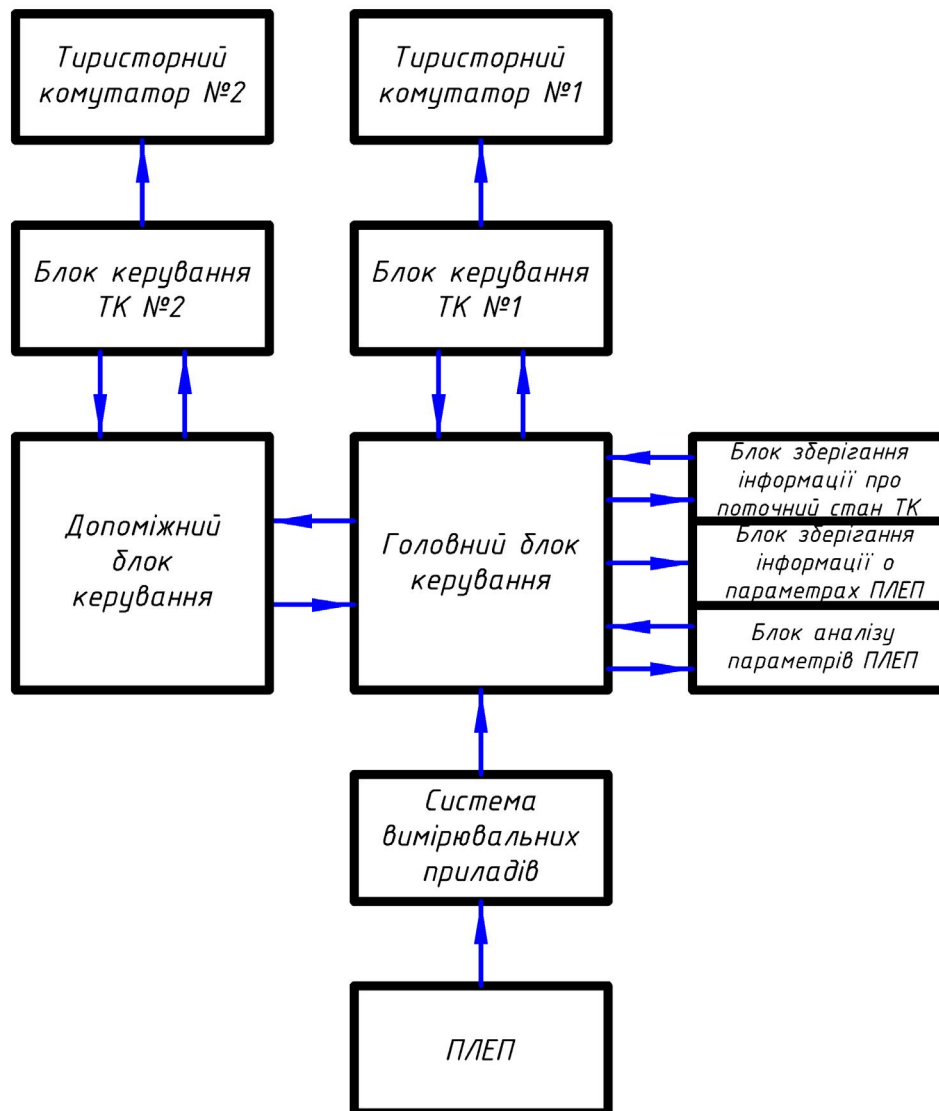


Рисунок 4.6 – Загальна функціональна схема системи керування двох ФПП

Але схему необхідно доповнити ФПП, який встановлюється на початку лінії, цим ФПП теж необхідно керувати, тобто виникає необхідність в додаванні допоміжного блоку керування (ДБК) для управління ТК. Через можливу велику відстань між ФПП № 1 та ФПП №2 зв'язок між ДБК та ГБК неможливо виконати провідниками, тобто сигнальними проводами, тому виникає необхідність використовувати інформаційні технології, наприклад IoT, для забезпечення зв'язку між системами керування ФПП.

Загальна принципова схема системи керування двох ФПП зображена на рисунку 4.6.

ДБК виконує ті ж самі функції щодо блоку керування ТК, але отримує інформацію щодо зміни значення кута θ , від ГБК.

На рисунку 4.7 зображена загальна принципова схема КПЛЕР з двома ФПП на початку і в кінці ланцюга та системою їх керування.

Однолінійна схема дволанцюгової КПЛЕР наведена в додатку В.

Загальна принципова схема дволанцюгової КПЛЕР наведена в додатку Г

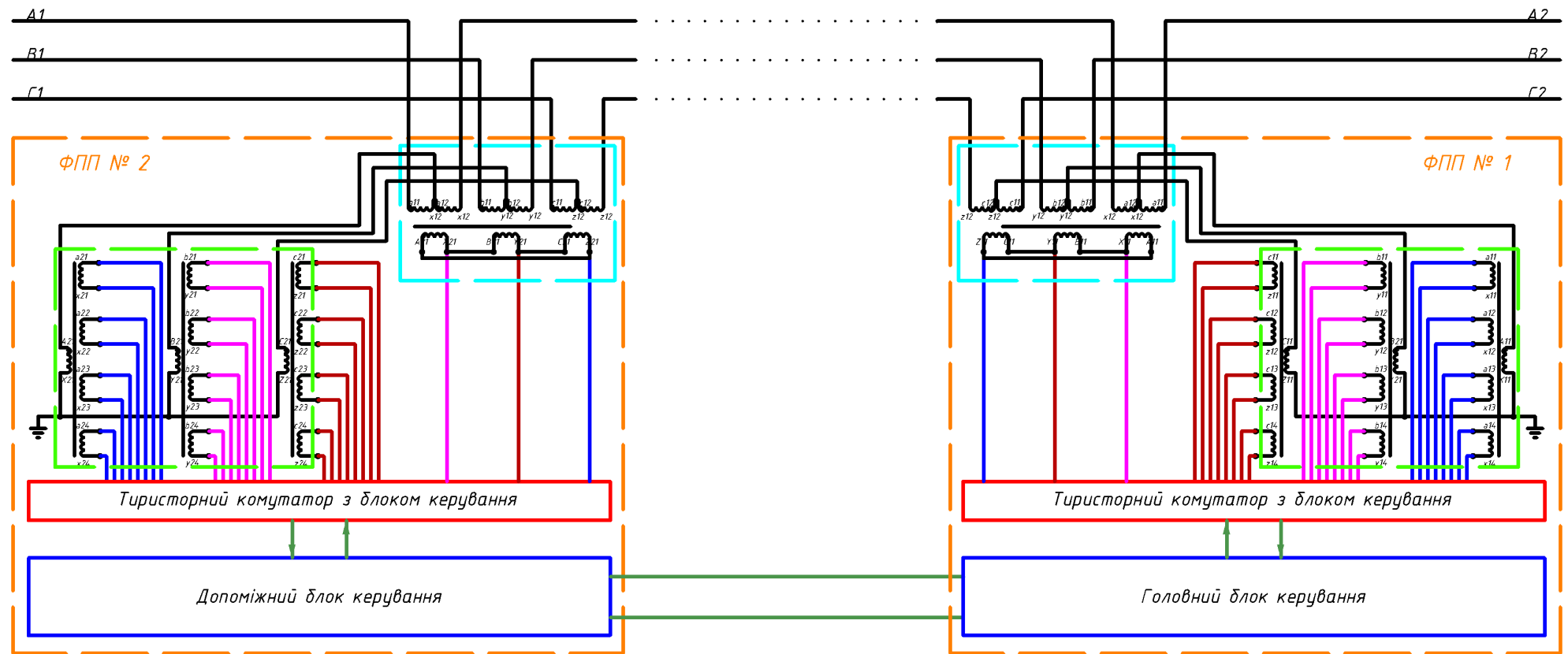


Рисунок 4.7 – Загальна принципова схема одного ланцюга КПЛЕП з двома ФПП та системою їх керування

4.3 Розроблення та дослідження системи керування лінією електропередачі

4.3.1 Програмне забезпечення алгоритму ІСК ФПП

Для здійснення роботи керуючого пристрою ФПП розроблено код програми на базі мови програмування C++. Сам код складається з трьох основних частин: блоку ініціалізації, блоку функцій та блоку основної програми.

В блоці ініціалізації оголошуються комплекси струмів, напруги навантаження, ці значення ГБК отримує з відповідних вимірювальних приладів, які знімають значення навантаження в реальному часі, а також комплекси повного, еквівалентного та власного хвильового опору.

Далі в блоці функцій виконується переведення з однієї в іншу форми запису комплексних чисел для виконання розрахунків. Наступним кроком виконується розрахунок повного опору навантаження, а також повного хвильового опору. Також наводяться функції керування значенням кута θ для забезпечення режиму узгодженого навантаження, тобто коли хвильовий опір дорівнює опору навантаження. Одна функція виконує зменшення кута θ для зменшення хвильового опору, а інша збільшення кута θ .

В основній частині за допомогою циклу “If...else if... else” виконується порівняння значень комплексів повного хвильового та повного опору навантаження. Після порівняння можливі три варіанти розвитку подій:

- $Z_L > Z_{CE}$, тоді запускається функції для збільшення значення Z_{CE} шляхом збільшення значення кута θ ;
- $Z_L < Z_{CE}$, тоді запускається функції для зменшення значення Z_{CE} шляхом зменшення значення кута θ ;
- $Z_L = Z_{CE}$, тоді цикл завершується і через певний проміжок часу запускається знову.

Повний код програми наведений в Додатку Д.

4.4 Модель ІСК в программі Matlab&Simulink

Для підтвердження працездатності системи керування дволанцюговою КПЛП для зміни значення кута зсуву векторів напруги та струмів одного ланцюга відносно іншого розроблена імітаційна модель в пакеті програмного забезпечення Matlab&Simulink.

Далі в розділі наводиться приклад розрахунку та вибору основних параметрів послідовного, регулюючого трансформатору (паралельного) та ПЛП необхідних для проведення моделювання в Matlab&Simulink.

Для прикладу обрано лінію 110 kV Ананьїв – Троїцьке довжиною 31,9 km значення навантаження «3-я година взимку». Основні параметри та дані о навантаження влітку та взимку наведені в таблиці 2.4 та 2.5.

4.4.1 Послідовний трансформатор

Вибір трансформатору виконується за номінальною потужністю та номінальною напругою в мережі, наступними формулами

$$S_{\text{ном.т}} \geq S_{\text{р.н}}, \quad (4.4)$$

Де $S_{\text{р.н}}$ – розрахункова повна потужність, визначається так

$$S_{\text{р.н}} = \sqrt{P_{\text{р.н}}^2 + Q_{\text{р.н}}^2}, \quad (4.5)$$

Де $P_{\text{р.н}}$ – розрахункова активна потужність,

$Q_{\text{р.н}}$ – розрахункова реактивна потужність.

$$U_{\text{ном.т}} \geq U_{\text{ном.м}}, \quad (4.6)$$

Де $U_{\text{ном.м}}$ – номінальна напруга в мережі, $U_{\text{ном.м}} = 110 \text{ kV}$.

Значення потужностей беруться з таблиці 2.4 та 2.5.

Тоді за формулою (4.5)

$$S_{\text{р.н}} = \sqrt{13,1^2 + (-3,7)^2} = 13,61 \text{ MVA}. \quad (4.7)$$

Попередньо обирається трансформатор ТДТНЖ-25000/110 з $S_{\text{ном.т}} = 25 \text{ MVA}$, $U_{\text{ном.т}} = 115 \text{ kV}$. Його каталожні дані наведені в таблиці 4.2 [82].

Таблиця 4.2 – Каталожні дані трансформатор ТДТНЖ-25000/110

Тип	$S_{\text{ном.т}}$, MVA	$U_{\text{вн}}$, kV	$U_{\text{нн}}$, kV	$u_{\text{кз.вн}}$, %	$u_{\text{кз.нн}}$, %	$\Delta P_{\text{кз}}$, kWt	$P_{\text{хх}}$, kWt	$I_{\text{хх}}$, %
ТДНЖ- 25000/110	25	115	27,5	10,5	6,5	140	42	0,9

В розробленій імітаційній моделі на схемі послідовний трансформатор (рисунок 4.8) має основні параметри (рисунок 4.9.) необхідні для запуску моделювання:

1. Nominal power and frequency - Номінальна потужність і частота;
2. Winding nominal voltages - Номінальні напруги обмоток;
3. Winding resistances – Активний опір обмоток;
4. Winding leakage inductances - Індуктивності розсіювання обмоток;
5. Magnetization resistance - Опір намагнічування;
6. Magnetization inductance - Індуктивність намагнічування.

Параметри перших двох пунктів беруться з каталожних даних, наступні 4 необхідно розрахувати додатково.

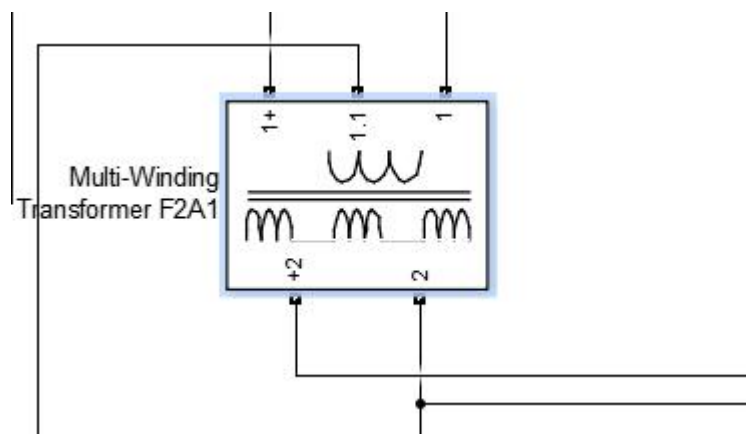


Рисунок 4.8 – Модель послідовного трансформатору в програмі Matlab&Simulink.

Активний опір обмоток визначається за формулою

$$R_{\text{т.обм}} = \frac{\Delta P_{\text{КЗ}} U_{\text{ном.т}}^2}{S_{\text{ном.т}}^2}. \quad (4.8)$$

Тоді для первинної ВН та вторинної НН обмотки:

$$R_{\text{т.ВН}} = \frac{140 * 115^2 * 10^9}{25^2 * 10^{12}} = 2,9624 \, \Omega, \quad (4.9)$$

$$R_{\text{т.НН}} = \frac{140 * 27,5^2 * 10^9}{25^2 * 10^{12}} = 0,1694 \, \Omega. \quad (4.10)$$

Для визначення індуктивності розсіювання обмоток спочатку треба розрахувати повний та реактивний опір.

Повний опір обмоток визначається так:

$$Z_{\text{т.обм}} = \frac{10 u_{\text{КЗ.обм.(\%)}}^2 U_{\text{ном.т}}^2}{S_{\text{ном.т}}}. \quad (4.11)$$

Тоді для первинної ВН та вторинної НН обмотки:

$$Z_{\text{т.ВН}} = \frac{10 * 10,5^2 * 115^2}{25000} = 55,545 \, \Omega, \quad (4.12)$$

$$Z_{\text{т.НН}} = \frac{10 * 6,5^2 * 27,5^2}{25000} = 1,966 \, \Omega. \quad (4.13)$$

Реактивний опір обмоток визначається як

$$X_{\text{т.обм}} = \sqrt{Z_{\text{т.обм}}^2 - R_{\text{т.обм}}^2} \, \Omega, \quad (4.14)$$

Тоді для первинної ВН та вторинної НН обмотки:

$$X_{\text{т.ВН}} = \sqrt{55,545^2 - 2,9624^2} = 55,466 \, \Omega, \quad (4.15)$$

$$X_{\text{т.НН}} = \sqrt{1,966^2 - 0,1694^2} = 1,957 \, \Omega. \quad (4.16)$$

Індуктивності розсіювання обмоток визначається за формулами

$$L_{\text{т.обм}} = \frac{X_{\text{т.обм}}}{2\pi f}, \quad (4.17)$$

Тоді для первинної ВН та вторинної НН обмотки:

$$L_{т.ВН} = \frac{55,466}{2\pi * 50} = 0,1766 \text{ H}, \quad (4.18)$$

$$L_{т.НН} = \frac{1,957}{2\pi * 50} = 0,00624 \text{ H}. \quad (4.19)$$

Для розрахунку опору та індуктивності намагнічування спочатку треба розрахувати повний, активний та реактивний опір контуру намагнічування трансформатора, а також струм холостого ходу трансформатора.

Значення струму холостого ходу трансформатора визначається наступним чином

$$I_{т.ХХ} = \frac{I_{ХХ} I_{ном.т}}{100}, \quad (4.20)$$

Де $I_{ном.т}$ – номінальний струм трансформатора, визначається як

$$I_{ном.т} = \frac{S_{ном.т}}{U_{ном.т.ВН}}, \quad (4.21)$$

За формулами (4.21) та (4.20) відповідно

$$I_{ном.т} = \frac{25000}{115} = 217,39 \text{ A}, \quad (4.22)$$

$$I_{т.ХХ} = \frac{0,9 * 217,39}{100} = 1,96 \text{ A}. \quad (4.23)$$

Повний опір холостого ходу трансформатора визначається так:

$$Z_{т.ХХ} = Z_{т.ВН} + Z_{м}, \quad (4.24)$$

$$Z_{м} = Z_{т.ХХ} - Z_{т.ВН}, \quad (4.25)$$

$$Z_{т.ХХ} = \frac{U_{ном.т.ВН}}{I_{т.ХХ}}. \quad (4.26)$$

За формулами (4.26) та (4.25) відповідно

$$Z_{т.ХХ} = \frac{115000}{1,96} = 58778 \Omega, \quad (4.27)$$

$$Z_M = 58777,8 - 55,545 = 58222,2 \, \Omega. \quad (4.28)$$

Значення втрат холостого ходу трансформатору визначається за формулою

$$P_{T.XX} = I_{T.XX}^2 (R_{T.BH} + R_M), \quad (4.29)$$

Звідки

$$R_M = \frac{P_{T.XX}}{I_{T.XX}^2} - R_{T.BH}, \quad (4.30)$$

$$R_M = \frac{42000}{1,96^2} - 2,9624 = 10968 \, \Omega. \quad (4.31)$$

Реактивний опір контуру намагнічування трансформатора визначається так:

$$X_M = \sqrt{Z_M^2 - R_M^2}, \quad (4.32)$$

$$X_M = \sqrt{58222^2 - 10968^2} = 57689 \, \Omega. \quad (4.33)$$

Індуктивності намагнічування визначається як

$$L_M = \frac{X_M}{2\pi f}, \quad (4.34)$$

$$L_M = \frac{57689}{2\pi * 50} = 184 \, H. \quad (4.35)$$

Block Parameters: Multi-Winding Transformer F1A1

Multi-Winding Transformer (mask) (link)

Implements a transformer with multiple windings. The number of windings can be specified for the left side and for the right side of the block. Taps can be added to the upper left winding or to the upper right winding.

Configuration Parameters Advanced

Units: SI

Nominal power and frequency [Pn(VA) fn(Hz)]:
[25000000 50]

Winding nominal voltages [U1 U2 ... Un] (Vrms):
[115000 27500]

Winding resistances [R1 R2 ... Rn] (Ohm):
[2.9624 0.1694]

Winding leakage inductances [L1 L2 ... Ln] (H):
[0.17664 0.00624]

Magnetization resistance Rm (Ohm)
10968

Magnetization inductance Lm (H)
184

Saturation characteristic [i1(A) , phi1(V.s) ; i2 , phi2 ; ...]
[0 0;0.017678 64.823;7.3657 82.109]

Рисунок 4.9 – Параметри послідовного трансформатору в програмі Matlab&Simulink.

4.4.2 Регулюючий трансформатор

Вибір трансформатору виконується аналогічно за формулами (4.4-4.7).

Попередньо обирається трансформатор ТДТН-25000/110 з $S_{\text{НОМ.Т}} = 25 \text{ MVA}$, $U_{\text{НОМ.Т}} = 115 \text{ kV}$. Його каталожні дані наведені в таблиці 4.3 [82].

Таблиця 4.3 – Каталожні дані трансформатор ТДТН-25000/110

Тип	$S_{\text{НОМ.Т}}$ MVA	$U_{\text{ВН}}$ kV	$U_{\text{НН}}$ kV	$u_{\text{КЗ.ВН}}$ %	$u_{\text{КЗ.НН}}$ %	$\Delta P_{\text{КЗ}}$ kWt	P_{XX} kWt	I_{XX} %
ТДТН-25000/110	25	115	11	10,75	6,75	130	21	0,31

Регулюючий трансформатор має на вторинній обмотці 4 секції. Секції вторинної обмотки кожної фази регулюючого трансформатору мають різні за величиною значення діючих напруги, що співвідносяться як 1:2:4:8. Тобто на напруги мають наступні значення

$$\begin{aligned} U_{\text{HH1}} &= 1375 \text{ V}, \\ U_{\text{HH2}} &= 2 * 1375 = 2750 \text{ V}, \\ U_{\text{HH3}} &= 4 * 1375 = 5500 \text{ V}, \\ U_{\text{HH4}} &= 8 * 1375 = 11000 \text{ V}. \end{aligned} \quad (4.36)$$

В розробленій імітаційній моделі на схемі регулюючого трансформатору (рисунок 4.10) має основні параметри (рисунок 4.11) аналогічні до послідовного.

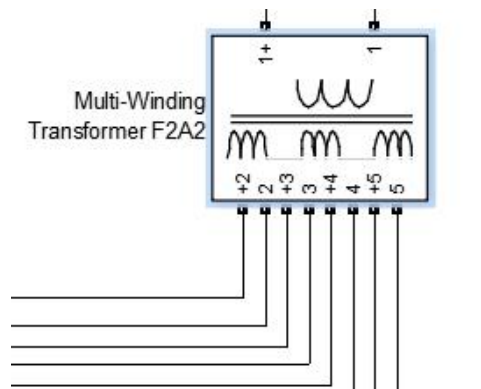


Рисунок 4.10 – Модель регулюючого трансформатору в програмі Matlab&Simulink.

Основні параметри регулюючого трансформатору визначаються аналогічно розрахунку параметрів для послідовного трансформатору за формулами (4.8-4.35).

$$R_{\text{Т.ВН}} = \frac{130 * 115^2 * 10^9}{25^2 * 10^{12}} = 2,75 \Omega, \quad (4.37)$$

$$R_{\text{Т.НН1}} = \frac{130 * 1,37^2 * 10^9}{25^2 * 10^{12}} = 0,0063 \Omega,$$

$$R_{\text{Т.НН2}} = \frac{130 * 2,75^2 * 10^9}{25^2 * 10^{12}} = 0,0252 \Omega, \quad (4.38)$$

$$R_{\text{Т.НН3}} = \frac{130 * 5,5^2 * 10^9}{25^2 * 10^{12}} = 0,1007 \Omega,$$

$$R_{T.HH4} = \frac{130 * 11^2 * 10^9}{25^2 * 10^{12}} = 0,4027 \Omega,$$

$$Z_{T.BH} = \frac{10 * 10,75^2 * 115^2}{25000} = 56,87 \Omega, \quad (4.39)$$

$$Z_{T.HH1} = \frac{10 * 6,75^2 * 1,37^2}{6250} = 0,0204 \Omega,$$

$$Z_{T.HH2} = \frac{10 * 6,75^2 * 2,75^2}{6250} = 0,0817 \Omega, \quad (4.40)$$

$$Z_{T.HH3} = \frac{10 * 6,75^2 * 5,5^2}{6250} = 0,3267 \Omega,$$

$$Z_{T.HH4} = \frac{10 * 6,75^2 * 11^2}{6250} = 1,3068 \Omega,$$

$$X_{T.BH} = \sqrt{56,87^2 - 2,75^2} = 56,8 \Omega, \quad (4.41)$$

$$X_{T.HH1} = \sqrt{0,0204^2 - 0,0063^2} = 0,0194 \Omega,$$

$$X_{T.HH2} = \sqrt{0,0817^2 - 0,0252^2} = 0,0777 \Omega, \quad (4.42)$$

$$X_{T.HH3} = \sqrt{0,3267^2 - 0,1007^2} = 0,3108 \Omega,$$

$$X_{T.HH4} = \sqrt{1,3068^2 - 0,4027^2} = 1,2432 \Omega,$$

$$L_{T.BH} = \frac{56,8}{2\pi * 50} = 0,1811 H, \quad (4.43)$$

$$L_{T.HH1} = \frac{0,0194}{2\pi * 50} = 0,000062 H,$$

$$L_{T.HH2} = \frac{0,0777}{2\pi * 50} = 0,000247 H, \quad (4.44)$$

$$L_{T.HH3} = \frac{0,3108}{2\pi * 50} = 0,00099 H,$$

$$L_{T.HH4} = \frac{1,2432}{2\pi * 50} = 0,003959 H,$$

$$I_{\text{НОМ.Т}} = \frac{25000}{115} = 217,39 A, \quad (4.45)$$

$$I_{T.XX} = \frac{0,31 * 217,39}{100} = 0,67 A, \quad (4.46)$$

$$Z_{T.XX} = \frac{115000}{0,67} = 170645 \Omega, \quad (4.47)$$

$$Z_M = 170645 - 56 = 170588 \Omega, \quad (4.48)$$

$$R_M = \frac{21000}{0,67^2} - 2,75 = 46236 \Omega, \quad (4.49)$$

$$X_M = \sqrt{170588^2 - 46236^2} = 164202 \Omega, \quad (4.50)$$

$$L_M = \frac{164202}{2\pi * 50} = 522 H. \quad (4.51)$$

Block Parameters: Multi-Winding Transformer F2A2

Multi-Winding Transformer (mask) (link)

Implements a transformer with multiple windings. The number of windings can be specified for the left side and for the right side of the block. Taps can be added to the upper left winding or to the upper right winding.

Configuration Parameters Advanced

Units: SI

Nominal power and frequency [Pn(VA) fn(Hz)]:
[25000000 50]

Winding nominal voltages [U1 U2 ... Un] (Vrms):
[115000 1375 2750 5500 11000]

Winding resistances [R1 R2 ... Rn] (Ohm):
[2.7508 0.006292 0.025168 0.100672 0.402688]

Winding leakage inductances [L1 L2 ... Ln] (H):
[0.18111 0.000062 0.000247 0.00099 0.003959]

Magnetization resistance Rm (Ohm)
46236

Magnetization inductance Lm (H)
522

Saturation characteristic [i1(A) , phi1(V.s) ; i2 , phi2 ; ...]
[0 0;0.017678 64.823;7.3657 82.109]

Рисунок 4.11 – Параметри регулюючого трансформатору в програмі Matlab&Simulink.

4.4.3 Мостові схеми тиристорних вентилів ТК

Мостові схеми тиристорних вентилів ТК (наведені на рисунку 4.5) в розробленій імітаційній моделі на схемі показані в рисунку 4.12, виділено червоним

кольором. Регулювання режимами (наведені в таблиці 4.1) в моделі виконується за допомогою блоку «Pulse Generator» (виконує роль блоку керування ТК). 4 штуки «Pulse Generator» забезпечують керування окремою парою тиристорів, виділено жовтим кольором.

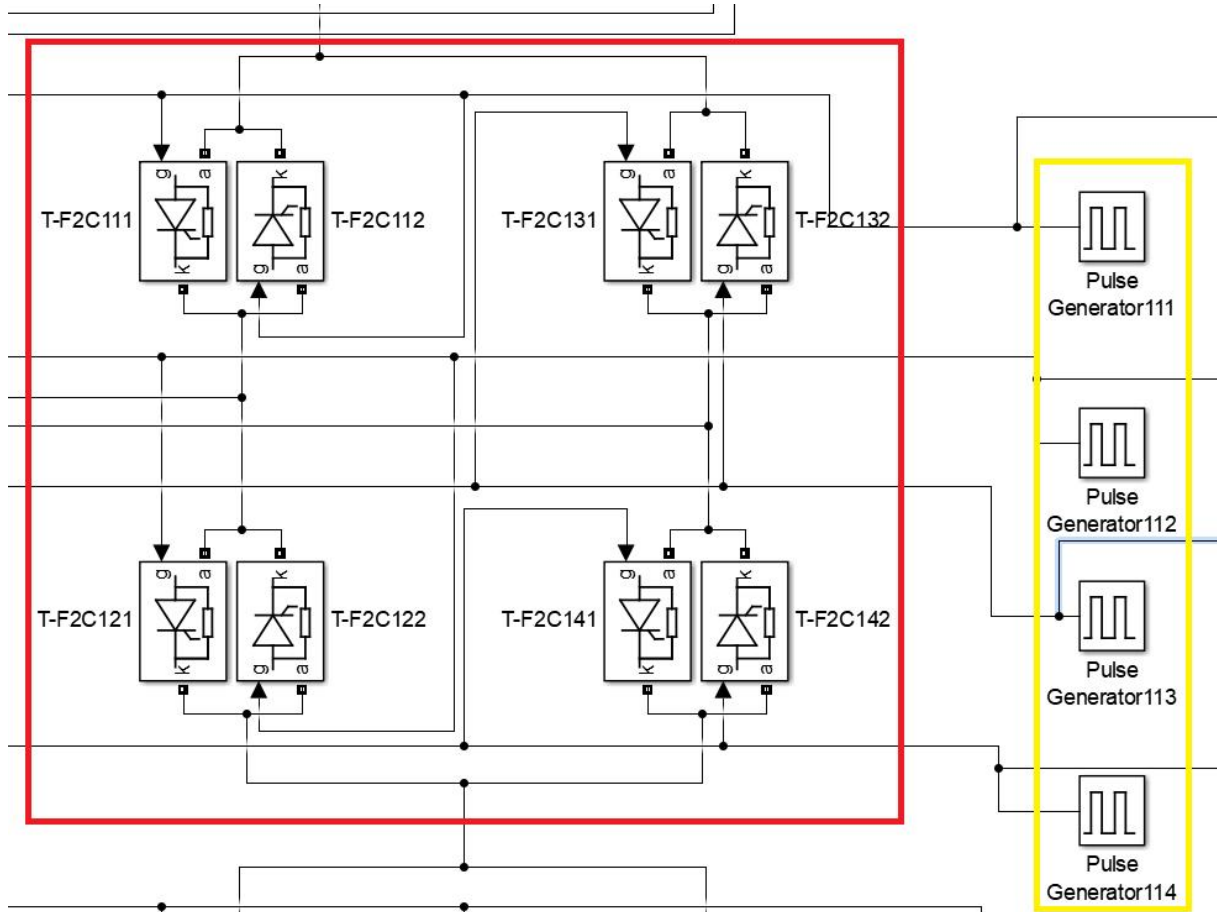


Рисунок 4.12 – Модель МТК в програмі Matlab&Simulink.

4.4.4 Навантаження та модель ПЛЕП

Блок «three-phase series RLC load» (рисунок 4.13) використовується для позначення навантаження. Значення взяті з таблиці 2.4.

За допомогою блоку «three-phase series RLC branch» (рисунок 4.14) виконано модель ПЛЕП.

Даний блок має параметри: Resistance – опір, та Inductance – індуктивність.

Питомий активний та реактивний опір для проводу АС-185 складають $r_0=0,162 \text{ } \Omega/\text{km}$, $x_0=0,386 \text{ } \Omega/\text{km}$. Тоді опір проводу визначаються за формулами

$$R_L = r_0 l = 0,162 * 31,9 = 5,17 \, \Omega, \quad (4.54)$$

$$X_L = x_0 l = 0,386 * 31,9 = 12,317 \, \Omega, \quad (4.55)$$

$$L_L = \frac{X_L}{2\pi * f} = \frac{12,317}{2\pi * 50} = 0,039 \, H. \quad (4.56)$$

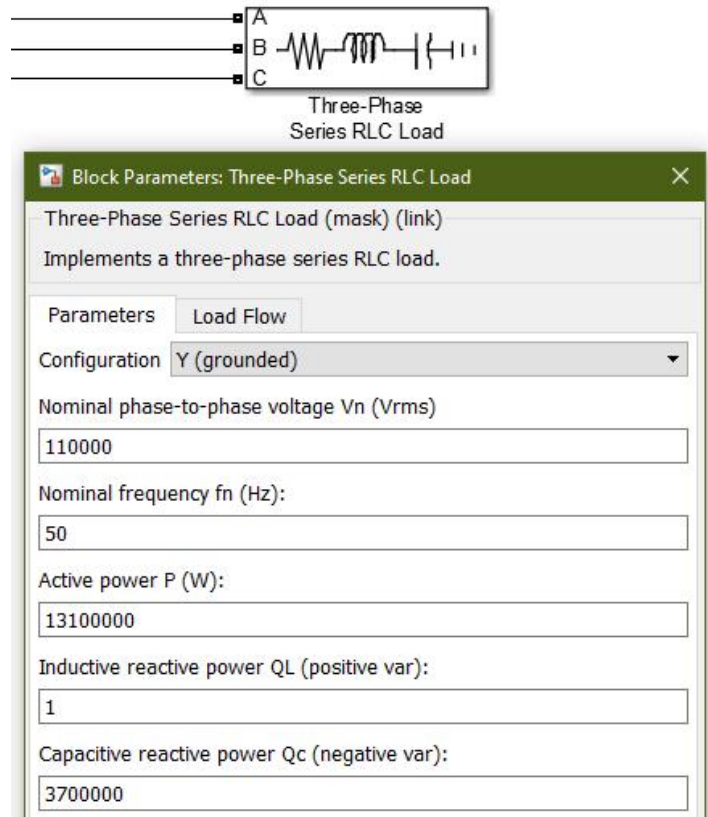


Рисунок 4.13 – Блок для моделювання навантаження в програмі Matlab&Simulink, та його основні параметри

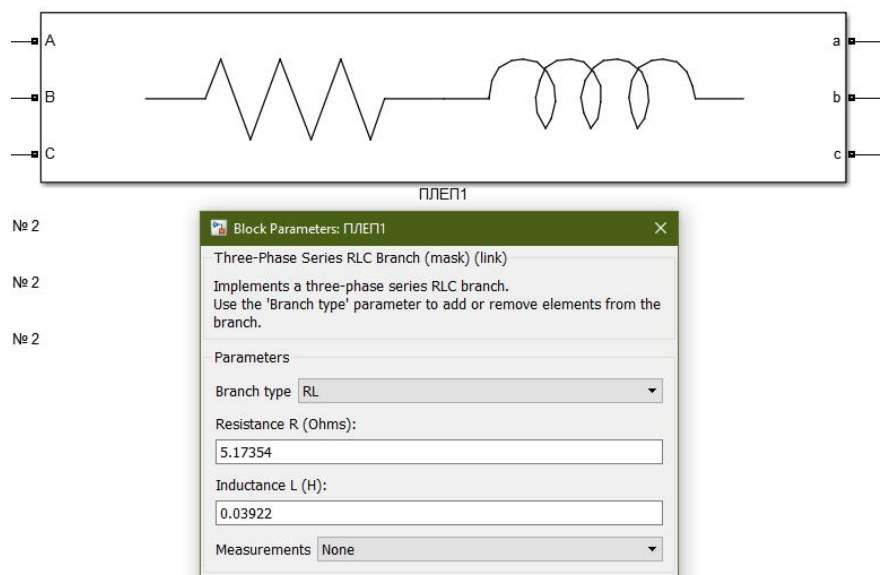


Рисунок 4.14 – Модель ПЛЕП в програмі Matlab&Simulink, та її основні параметри

На рисунку 4.15 наведено повну схему одного з ФПП системою керування за допомогою блоку «Pulse Generator». 16 штук забезпечують один з 31 можливого режиму роботи від -15 до +15 ступені, а також зміну куту зсуву векторів напруги та струму між вхідними та вихідними контактами ФПП на -60 та +60.

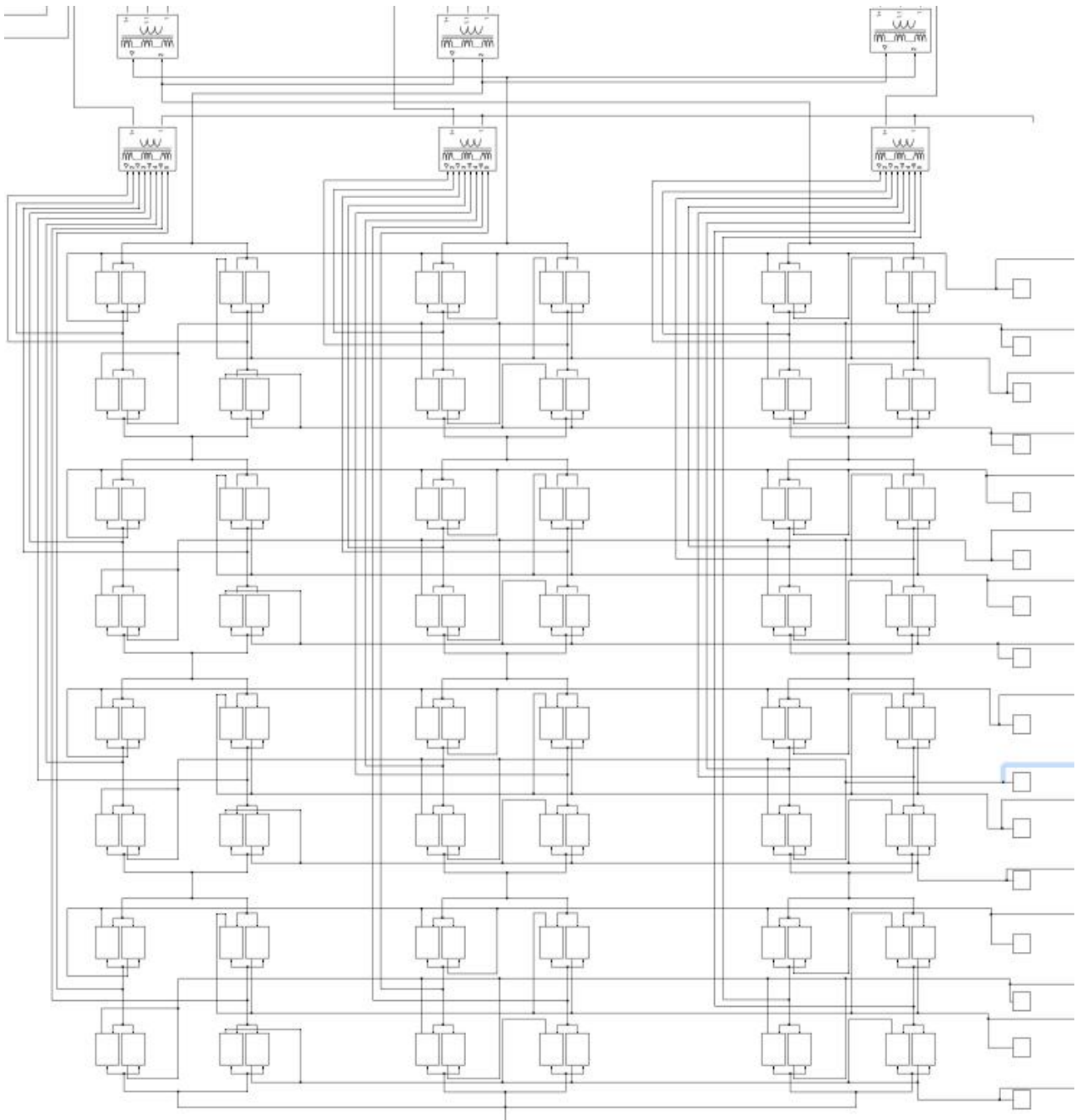


Рисунок 4.15 – Модель одного ФПП в програмі Matlab&Simulink.

Загальна модель дволанцюгової КПЛЕР з системою керування чотирьох ФПП в програмі Matlab&Simulink наведена в Додатку Є.

4.5 Результати моделювання

Моделювання проводилось для двох режимів:

- 1) Зсув між векторами напруги та струмів між ланцюгами складає 0° .
- 2) Зсув між векторами напруги та струмів між ланцюгами – 120° , зсув на зажимах ФПП в першому ланцюзі $+60^\circ$, ступінь регулювання $+15$, режим роботи МТК – 01, а на другому – 60° , ступінь -15 , режим МТК – 10.

Результати моделювання представлені на діаграмах.

- 1) Зсув між векторами напруги та струмів між ланцюгами 0° .

На першому етапі зняті характеристики напруги (Рисунок 4.16 та Рисунок 4.17) на кожному з ФПП та значення струмів (Рисунок 4.18 та Рисунок 4.19). В даному режимі, коли ступінь регулювання поставлена в 0 положення, кут зсуву між векторами напруги та струмів дорівнює 0°

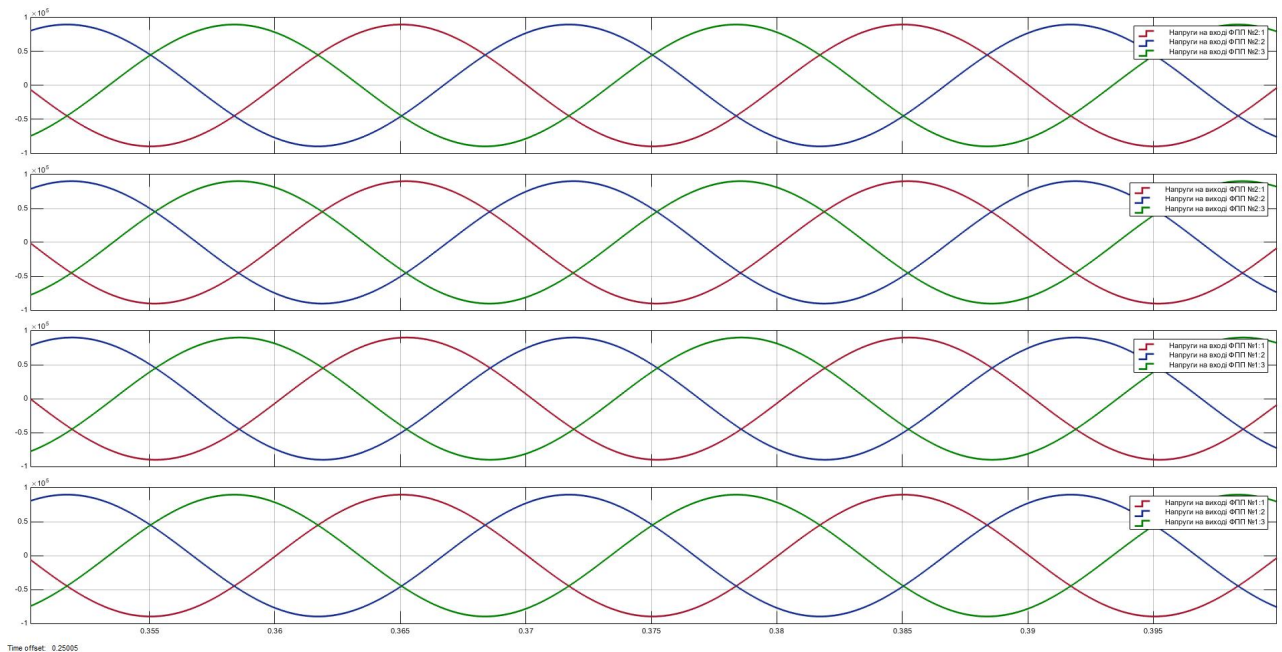


Рисунок. 4.16 - Діаграма напруги на ФПП № 1 та № 2

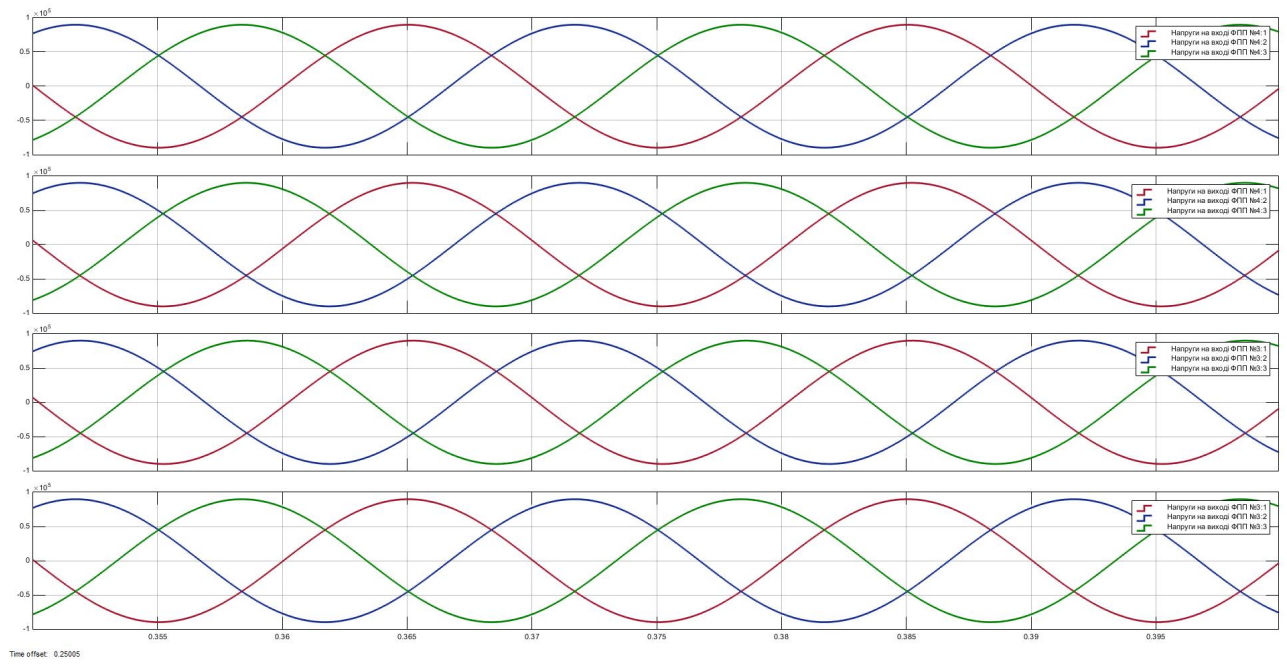


Рисунок 4.17 - Діаграма напруги на ФПП № 3 та № 4

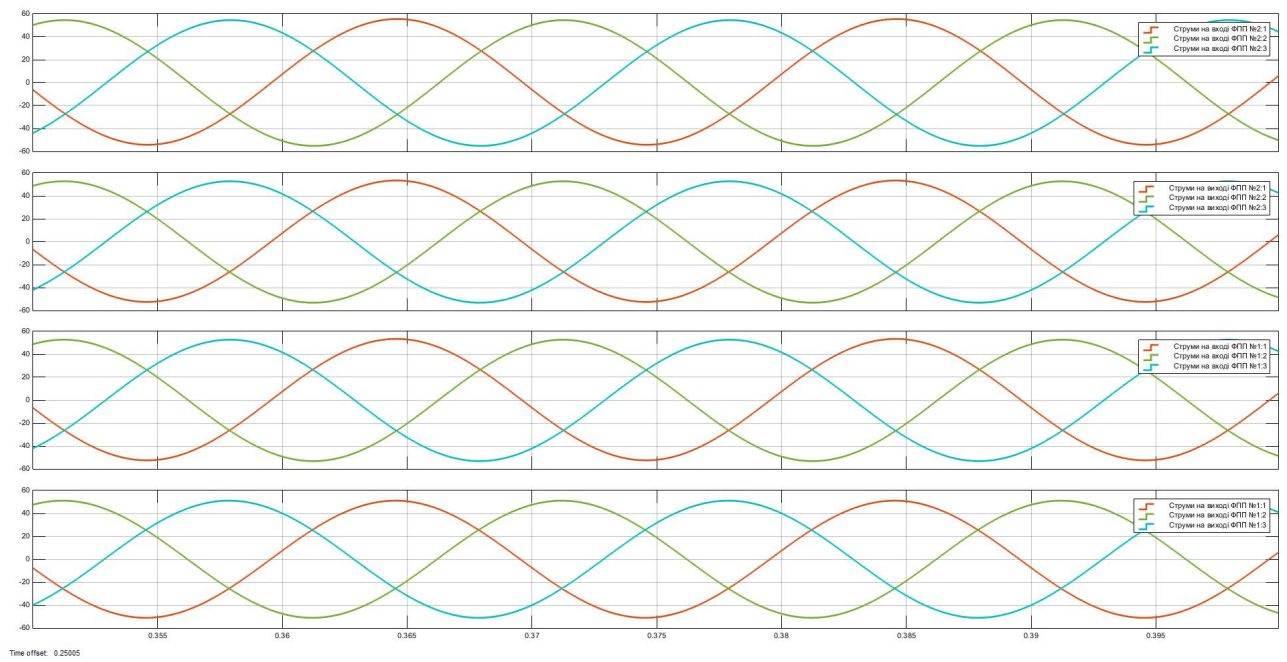


Рисунок 4.18 - Діаграма струмів на ФПП № 1 та № 2

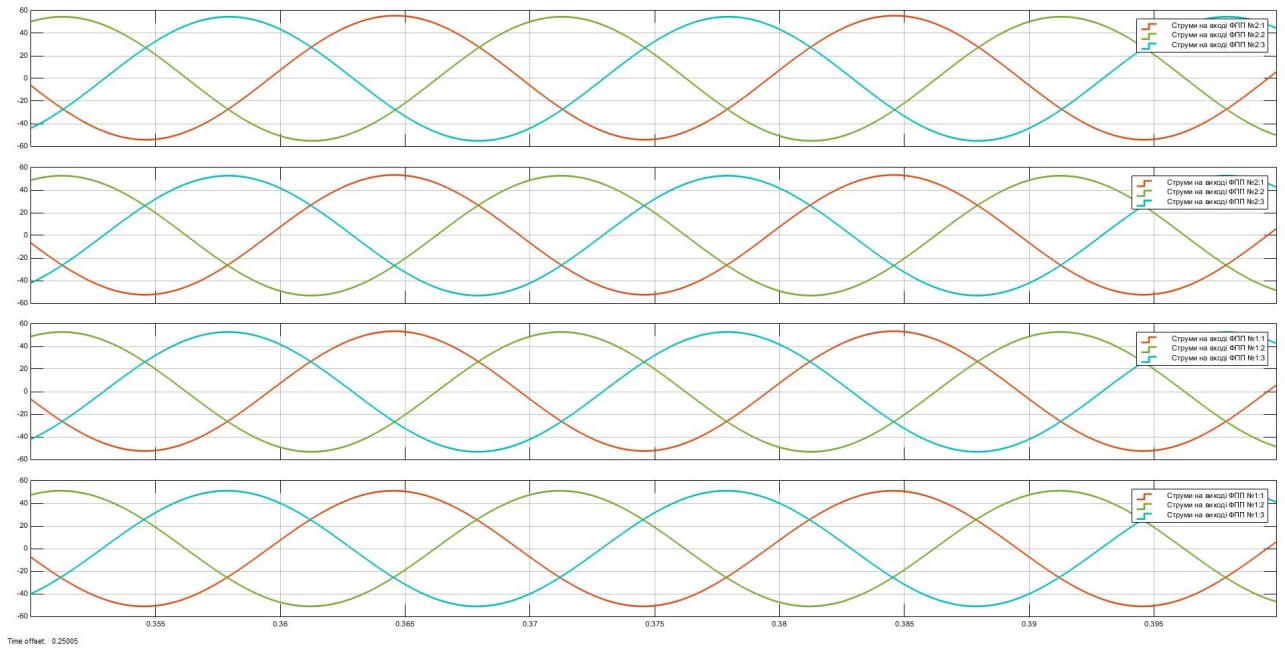


Рисунок 4.19 - Діаграма струмів на ФПП № 3 та № 4

На другому етапі зняті характеристики напруги (Рисунок 4.20) та значення струмів (Рисунок 4.21), на початку та в кінці лінії – графіки № 1 та № 4, а також значення на виходах ФПП № 2 та № 4 – графіки № 2 та № 3.

Саме останні два графіка найбільш інформативні для аналізу кута зсуву між векторами напруги та струмів, але в даному режимі, коли ступінь регулювання поставлена в 0 положення значення куту дорівнює 0° .

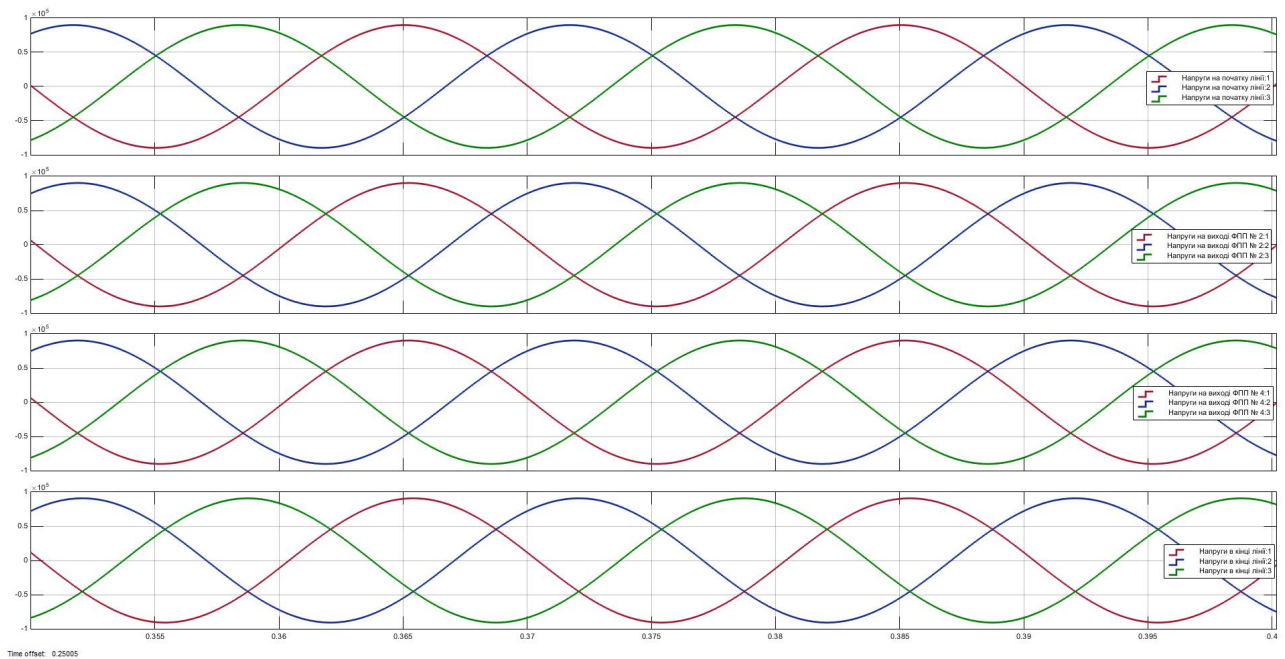


Рисунок 4.20 - Діаграма напруги в ПЛЕП № 1 та № 2

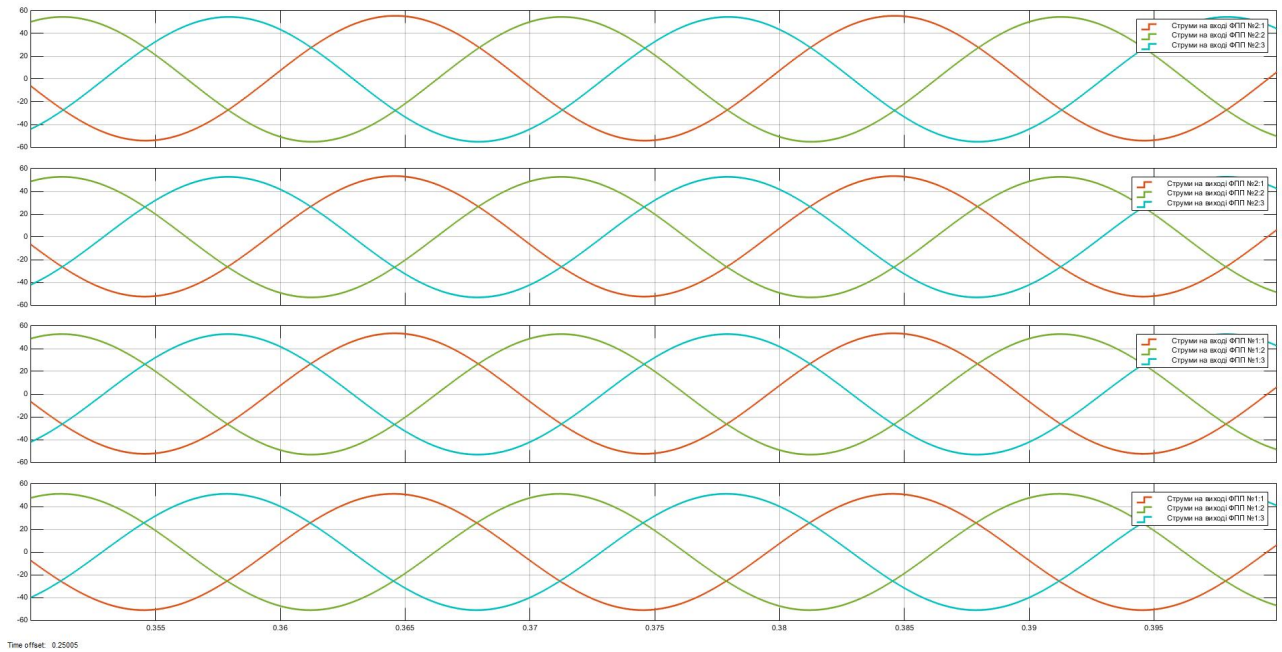


Рисунок 4.21 - Діаграма струмів в ПЛЕП № 1 та № 2

2) Зсув між векторами напруги та струмів між ланцюгами – 120° .

На третьому етапі зняті характеристики напруги (Рисунок 4.22 та Рисунок 4.24) на кожному з ФПП та значення струмів (Рисунок 4.23 та Рисунок 4.25).

В даному режимі роботи ступінь регулювання МТК ФПП № 1 та № 2 обрана в режим +15, вдалося отримати кут зсуву між векторами вхідних та вихідних напруги та струмів значенням $+60^\circ$.

Результати представлені на Рисунок 4.22, Рисунок 4.23: 1-й графік – значення на вході ФПП № 2, 2-й графік – значення на виході ФПП № 2, 3-й графік – значення на вході ФПП № 1, 4-й графік – значення на виході ФПП № 1.

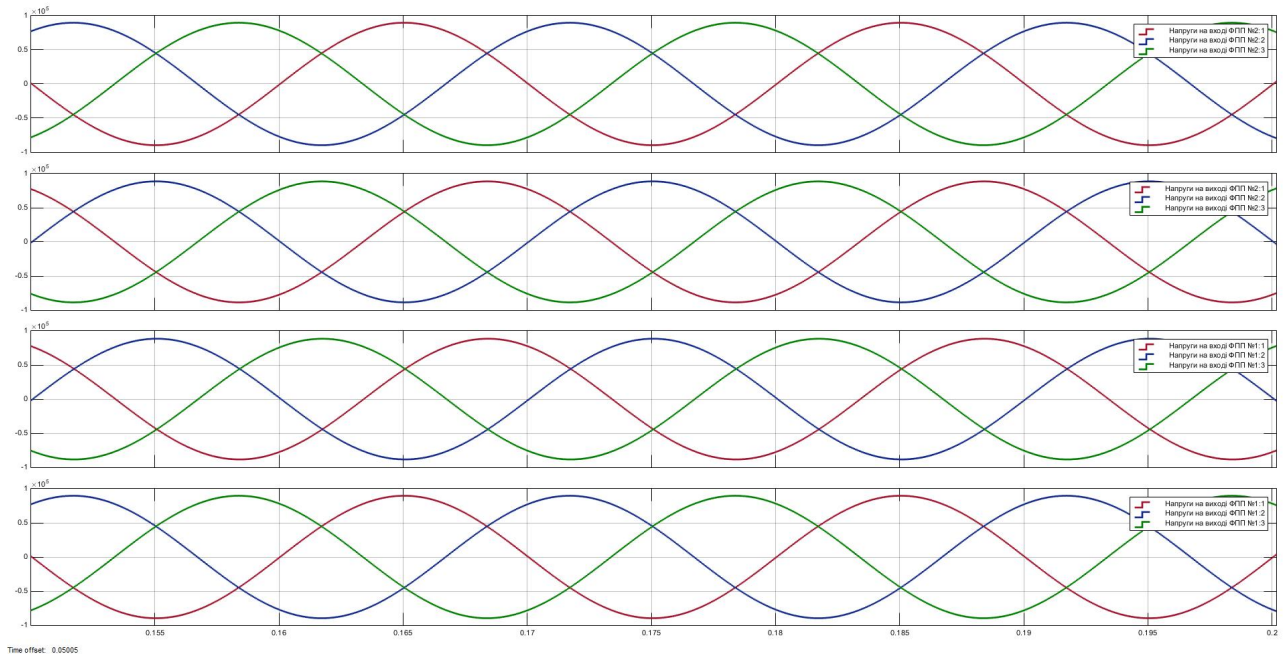


Рисунок 4.22 - Діаграма напруги на ФПП № 1 та № 2

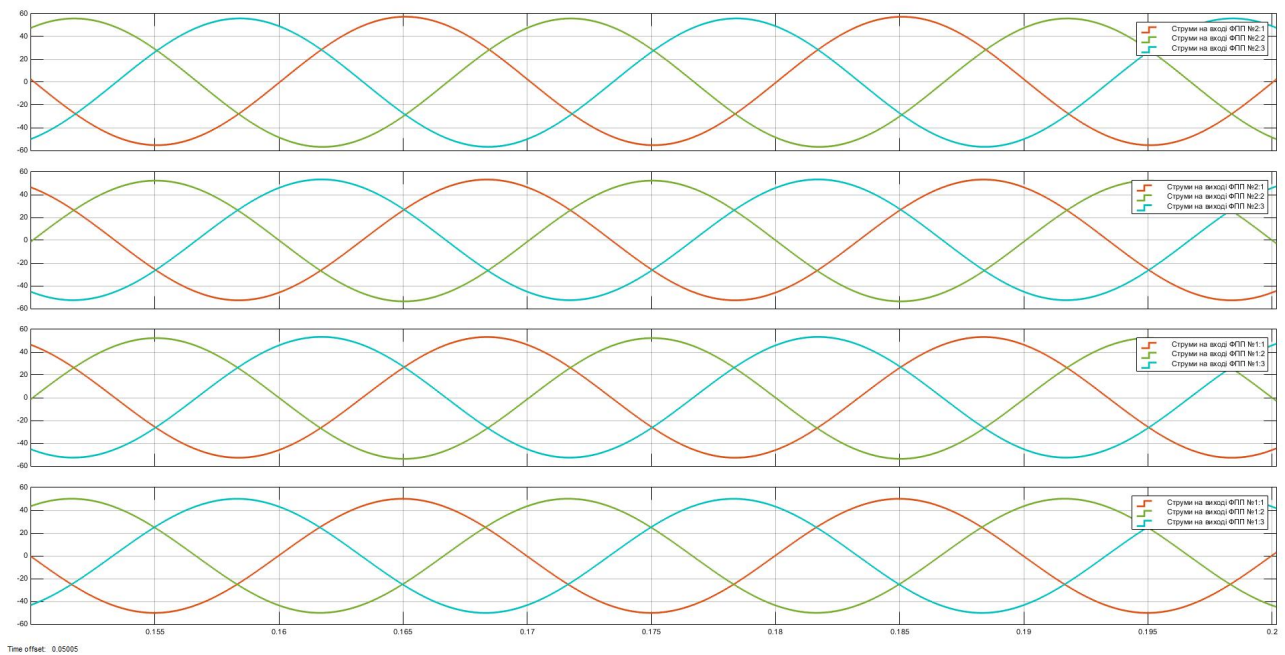


Рисунок 4.23 - Діаграма струмів на ФПП № 1 та № 2

Ступінь регулювання МТК ФПП № 3 та № 4 обрана в режим -15, вдалося отримати кут зсуву -60° .

Результати представлені на Рисунок 4.23, Рисунок 4.24: 1-й графік – значення на вході ФПП № 4, 2-й графік – значення на виході ФПП № 4, 3-й графік – значення на вході ФПП № 3, 4-й графік – значення на виході ФПП № 3.

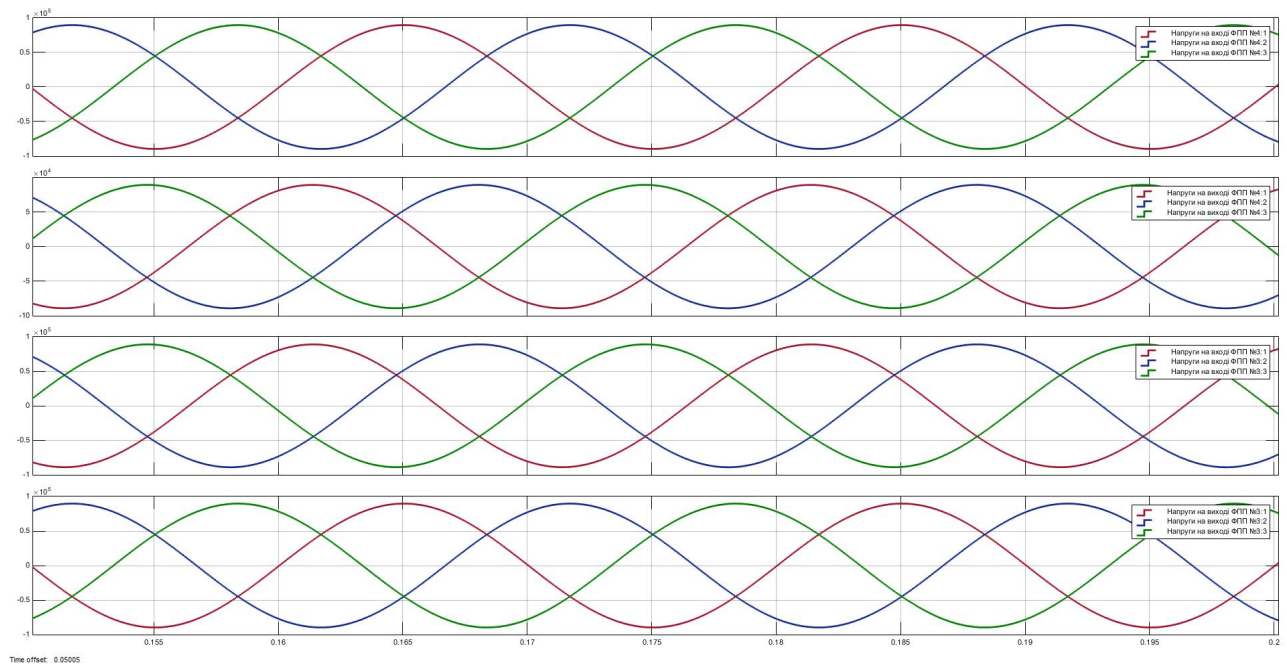


Рисунок 4.24 - Діаграма напруги на ФПП № 3 та № 4

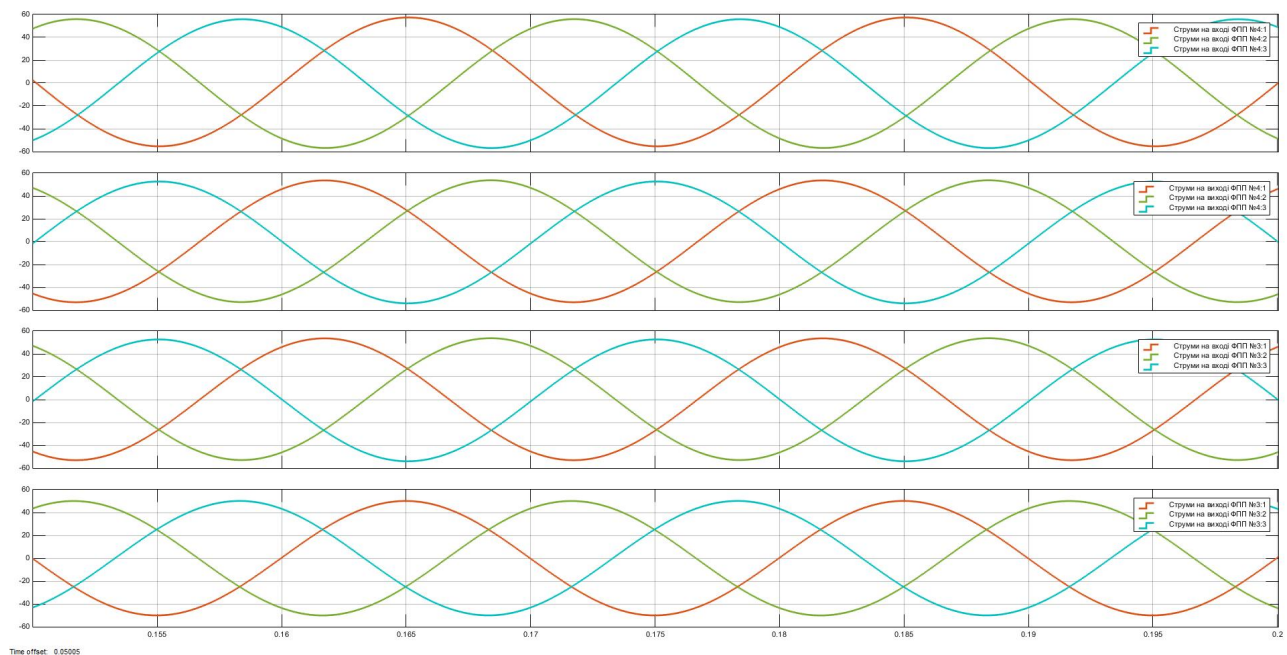


Рисунок 4.25 - Діаграма струмів на ФПП № 3 та № 4

На останньому етапі зняті характеристики напруги (Рисунок 4.26) та значення струмів (Рисунок 4.27), на початку та в кінці лінії – графіки № 1 та № 4, а також значення на виходах ФПП № 2 та № 4 – графіки № 2 та № 3.

В даному режимі роботи вдалося отримати значення куту зсуву між векторами струмів та напруги двох ланцюгів, яке дорівнює 120° .

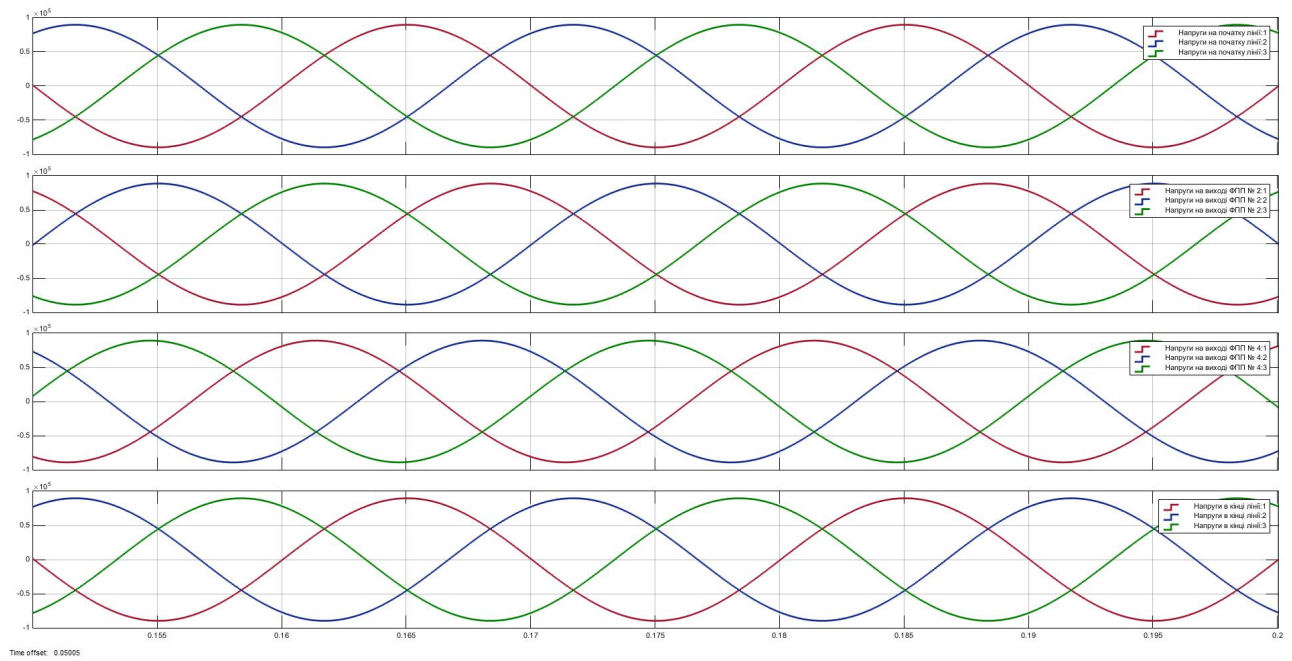


Рисунок 4.26 - Діаграма напруги в ПЛЕП № 1 та № 2

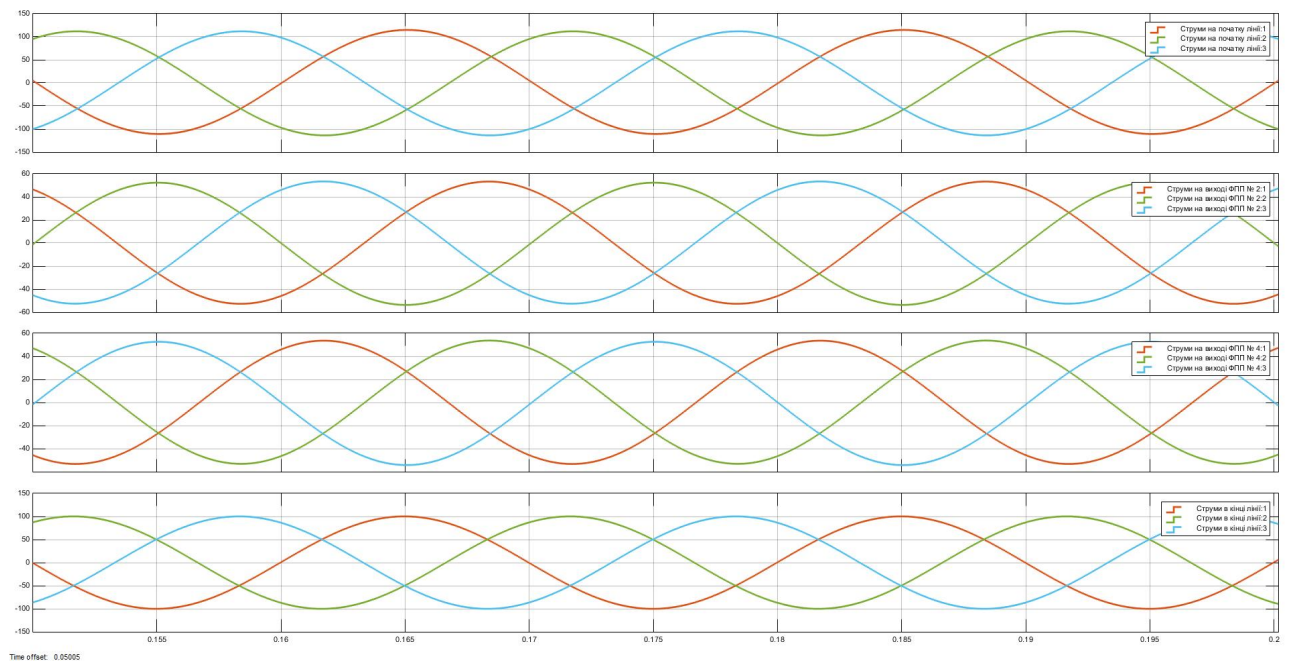


Рисунок 4.27 - Діаграма струмів в ПЛЕП № 1 та № 2

Моделювання в програмі Matlab&Simulink підтвердило можливість за допомогою ІСК отримати зсув $\theta = 120^\circ$ між векторами напруги та струмів двох ланцюгів.

4.6 Використання пристроїв інтернету речей для моніторингу та керування режимами ліній електропередачі із змінним хвильовим опором

Пристрої, які працюють з інформаційною технологією «Інтернет Речей» або «Internet of Things» (IoT), можуть бути задіяні в системі КПЛЕР, а саме в системі керування ФПП. Вони відповідатимуть за такі функції:

- Збір і аналіз параметрів ПЛЕР;
- Створення та надсилання на керуючих сигналів;
- Зберігання даних о СЕР;
- Взаємодія між ГБК та ДБК ФПП.

Концепція IoT – полягає в створенні мережі з різноманітних пристроїв, датчиків, які підключені до глобальної мережі.

За збір даних о параметрах ПЛЕР в реальному часі можуть відповідати так звані «розумні лічильники» - лічильники, в яких є мікропроцесор, який зчитує дані з лічильників і передає їх через мережу на пристрої збору, зберігання та обробки інформації.

Пристрої збору, зберігання та обробки інформації входять як складові частини в ГБК ФПП (рисунок 4.6) та виконують певні задачі. Фізично представляють собою плату з мікропроцесором.

За створення та надсилання на керуючих сигналів до МТК відповідає мікропроцесор в ГБК. Це може бути той самий мікропроцесор, який відповідає за збір інформації, або інший, в залежності від його потужності.

Складність взаємодія між ГБК та ДБК ФПП полягає в відстані на який вони знаходяться один від одного, та в організації швидкого зв'язку між ними. Для організації саме такого зв'язку через інтернет мережу і необхідна IoT-платформа.

4.7 Висновки до розділу 4

1. Сформовані основні завдання і функції, які стоять перед ІСК, на підставі її основної задачі - змінювати кут зсуву між векторами напруги ланцюгів θ та як наслідок хвильового опору Z_C , щоб зберігати узгоджений режим роботи мережі.
2. На підставі основних завдань, поставлених перед ІСК ФПП, складена діаграма IDEF0, яка структурує етапи роботи ІСК ФПП, за допомогою якої виконується змінення значення куту θ , а також і сам алгоритм керування у вигляді блок-схеми.
3. Наведена стратегія керування режимами роботи МТК за різних ступенів регулювання від -15 до +15 з діапазоном регулювання кута $\theta_{\text{ФПП}}$ від -60° до $+60^\circ$. Такі мости складається з чотирьох двонаправлених ключів, кожен з яких представляє зустрічно-паралельно включені тиристори.
4. Сформовані однолінійна та загальна принципова схеми дволанцюгової КПЛЕР. Для функціонування такої системи необхідно по 2 шт. ФПП на кожному з ланцюгів лінії (на початку та в кінці). Складність реалізації такої системи полягає і в тому, що ФПП знаходяться на відстані в сотні, а можливо, і в тисячі кілометрів один від одного. Для отримання швидкодії та через неможливість виконати провідниковий зв'язок між ГБК першого та ДБК другого ФПП виникає необхідність використовувати інформаційні технології, наприклад IoT.
5. Розроблено код програми на базі мови програмування C++. Сам код складається з трьох основних частин: блоку ініціалізації, блоку функцій та блоку основної програми.
6. Розроблена в програмі Matlab&Simulink імітаційна модель дволанцюгової КПЛЕР класом напруги 110 кВ. Проведене моделювання цієї системи для двох режимів роботи кута зсуву векторів напруги та струмів двох ланцюгів КПЛЕР, $\theta = 0^\circ$ та $\theta = 120^\circ$. Результати моделювання доказали працездатність розробленої системи, та можливість керувати значенням куту θ дискретно в діапазоні $0-120^\circ$.

ВИСНОВКИ

1. Проведений огляд проблеми втрат при транспортуванні електроенергії. Розглянуто характер та причини виникнення цих втрат, а також існуючі шляхи їх зменшення. Проведений аналіз показав, що основними методами, які використовуються для зменшення втрат при передачі електроенергії по лініях, є переведення лінії на вищий клас номінального напруги, а також збільшення перерізу провідників. Загальний недолік цих методів полягає в необхідності модернізації енергомереж, заміні обладнання, кабелів або дротів. Така заміна пов'язана з економічними витратами, що в умовах кризової економіки не є прийнятним і не стоїть на перших місцях пріоритетності. Але крім того, за результатами проведеного аналізу стає відомо, що такий вид втрат, як втрати за рахунок неузгодженості навантаження з лінією, випадав з розглядання вчених, та не є достатньо дослідженим. Таким чином представлено один з неохоплених раніше способів зменшення втрат при передачі електроенергії за рахунок підтримки роботи лінії в режимі узгодженого навантаження.

2. Ввиконано дослідження впливу узгодженого навантаження на коефіцієнт корисної дії ліній електропередачі. Для аналізу взято реальні повітряні лінії електропередачі півдня України із реальними значеннями навантаження. Виконано розрахунок коефіцієнта корисної дії, а саме відношення значення потужності в кінці до значення на початку лінії, для нормального режиму роботи, а також в режимі узгодженого навантаження, коли хвильовий опір лінії дорівнює опору навантаження. Результати дослідження показали, що в режимі узгодженого навантаження коефіцієнт корисної дії всіх ліній значно підвищується та знаходиться в діапазоні від 97% до 99%. Таким чином, підтверджено можливість зменшення втрат при передачі електроенергії, за рахунок використання режиму узгодженого навантаження.

Використовуючи математичні розрахунки та моделі встановлено, що в однопровідних лініях при наближенні значення опору навантаження ліній до значення хвильового опору першої моди хвилі, в режимі узгодженого навантаження, спостерігається зростання ефективності використання лінії для активної, реактивної

та повної потужності. Оцінка ефективності виконана за допомогою коефіцієнта корисної дії, а саме відношенням значення потужності в кінці до значення на початку лінії.

У двохпровідних лініях (система пов'язаних ліній) виявлено, що рівність значень опору навантаження і хвильового опору не забезпечує максимального коефіцієнта корисної дії при передачі електроенергії через можливе перетікання потужності з однієї лінії до іншої. За результатами дослідження виявлено, що максимальне значення ККД двохпровідних ліній в режимі узгодженого навантаження залежить лише від значення хвильового опору першої моди хвилі і практично не залежить від другої, яка викликана з'єднанням. Встановлено, що система з'єднаних ліній має меншу чутливість до зміни опору навантаження порівняно з лінією без зв'язку.

Проте, модель, яка, зазвичай, використовувалась для розрахунків, має суттєвий недолік: вона актуальна тільки в тих випадку, коли лінії електропередачі мають на своєму початку джерело живлення, а на кінці навантаження. В реальних розподільних лініях може існувати декілька відгалужень до споживачів, які споживають частину від усієї електроенергії, яка виробляється на джерелах живлення. Тому на різних ділянках лінії виникає відмінність значень потужності, яка передається.

3. Розроблено математичну модель керованих повітряних ліній електропередачі, яка враховує відмінність значень потужності, які передаються на різних ділянках вздовж однієї лінії. Дана модель має назву «Електрична модель квазінеоднорідних ліній» та призначена для аналізу електричних процесів у цих лініях. У будь-якій реальній системі квазінеоднорідних ліній завжди можна виділити ряд ділянок, протягом яких однорідність системи зберігається, так звані ділянки однорідності.

Створена математична модель лінії у межах ділянки однорідності дозволяє визначити значення струмів і напруги в кінці ділянки, якщо відомі значення струмів та напруги на початку ділянки, а також формули для розрахунку значень на початку,

якщо відомі значення в кінці. На підставі цих формул виведена повна система рівнянь квазінеоднорідних ліній.

Загально відомо, що лінії напругою 110 kV та вище, як правило, виконуються у двохланцюговому варіанті. В таких лініях через наявність магнітного і гальванічного зв'язку між проводами однойменних фаз, а також і інших фаз, при розрахунках параметрів лінії необхідно враховувати окрім власних параметрів, ще і взаємні складові, які з'являється під впливом від іншого провідника. Тому розроблено формули для розрахунку первинних параметрів керованої лінії, які враховують вплив провідників інших фаз та ланцюгів один на одного.

4. Сформовано основні завдання і функції, які будуть стояти перед системою автоматичного керування, на підставі її основної задачі - змінювати кут зсуву між векторами напруги ланцюгів θ та, як наслідок, хвильового опору Z_C , щоб зберігати узгоджений режим роботи мережі.

На підставі основних завдань, поставлених перед системою керування, розроблено діаграму IDEF0, яка структурує етапи роботи системи автоматичного керування фазоповоротним пристроєм, за допомогою якої виконується змінення значення куту θ , а також і сам алгоритм керування у вигляді блок-схеми.

Розроблено принципові та функціональні схемі для системи керування одним окремим фазоповоротним пристроєм, яка реалізована за рахунок використання мостових тиристорних комутаторів. В даних схемах наведено задачі окремих елементів системи та їх взаємодія між собою.

Окремим питанням в цих системах є забезпечення керування мостовими тиристорними комутаторами. Тому розроблено стратегію керування режимами роботи цих мостів, яка складається з 31 положення за різних ступенів регулювання від -15 до $+15$ та 0-го положення, з діапазоном регулювання кута $\theta_{ФПП}$ від -60° до $+60^\circ$ з шагом регулювання 4° . Таким чином розроблена система керування окремим ФПП дозволяє регулювати значення фазового зсуву θ в діапазоні $\pm 60^\circ$, на відміну від вже існуючих систем, де діапазон регулювання становить до $\pm 40^\circ$, або $0^\circ - 60^\circ$.

Сформовано однолінійну та загальну принципову схеми дволанцюгової керованої повітряної лінії електропередачі. Для функціонування цієї системи

необхідно по два фазоповоротних пристрої на кожному з ланцюгів лінії (на початку та в кінці), що дає можливість керувати значенням куту θ дискретно в діапазоні $0-120^\circ$. При розвороті трифазних систем векторів напруги ланцюгів на кут 120° (за рахунок підключення фази лінії до шин підстанцій відповідним способом), отримується відповідне значення початкового зсуву $\theta = 120^\circ$ при режимі роботи ФПП на першій ступені регулювання (коли $\theta_{\text{ФПП.П}} = 0^\circ$ і $\theta_{\text{ФПП.К}} = 0^\circ$). За допомогою ФПП отримується додатковий кут 60° , за рахунок переведення на відповідну ступінь регулювання фазоповоротних пристроїв та створення відповідного куту зсуву, наприклад, першого ($\theta_{\text{ФПП.1}} = 30^\circ$) та в другому ($\theta_{\text{ФПП.2}} = -30^\circ$) ланцюгах. З подальшою зміною $\theta_{\text{ФПП.1}}$ до -60° і $\theta_{\text{ФПП.2}}$ до $+60^\circ$ утворюється кут зсуву між трифазними системами векторів напруги ланцюгів $\theta = 0^\circ$. Таким чином вперше розроблено систему керування фазоповоротними пристроями для двохланцюгової лінії електропередачі, яка дозволяє регулювати значення фазового зсуву θ в діапазоні від 0° до 180° .

Складність реалізації такої системи полягає в тому, що фазоповоротні пристрої будуть знаходитись на відстані в сотні, а можливо, і в тисячі кілометрів один від одного. Для отримання швидкодії та через неможливість завжди виконати провідниковий зв'язок між системами керування фазоповоротних пристроїв виникає необхідність використовувати інформаційні технології, наприклад IoT.

Для реалізації роботи системи керування фазоповоротними пристроями розроблено код програми на базі мови програмування C++. Сам код складається з трьох основних частин: блоку ініціалізації, блоку функцій та блоку основної програми.

Для підтвердження працездатності розробленої системи керування в програмному комплексі Matlab&Simulink створена модель дволанцюгової КПЛЕР класом напруги 110 kV та проведене моделювання цієї системи для двох режимів роботи кута зсуву векторів напруги та струмів двох ланцюгів КПЛЕР, $\theta = 0^\circ$ та $\theta = 120^\circ$. На підставі отриманих результатів моделювання підтверджено працездатність розробленої інформаційної системи керування.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

- [1] Yearbook.enerdata.net. 2021. World Power consumption | Electricity consumption | Enerdata. [online] Available at:
<https://yearbook.enerdata.net/electricity/electricity-domestic-consumption-data.html>
- [2] Yearbook.enerdata.net. 2022. Renewables in Electricity Production | Statistics Map by Region | Enerdata. [online] Available at:
<https://yearbook.enerdata.net/renewables/renewable-in-electricity-production-share.html>
- [3] Eia.gov. 2019. [online] Available at:
<https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/ieo2019.pdf>
- [4] mckinsey.com 2019. [online] Available at:
<https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/global-energy-perspective-2019>
- [5] bp.com 2020. [online] Available at:
<https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-electricity.pdf>
- [6] 2017. Правила улаштування електроустановок. Видавництво «Форт» Харків: Видання офіційне. Міненерговугілля України, с.760.
- [7] АЕМС. 2021. Transmission loss factors. [online] Available at:
<https://www.aemc.gov.au/energy-system/electricity/electricity-system/transmission-loss-factors>
- [8] ГОСТ 13109-97 Електрична енергія. Сумісність технічних засобів електромагнітна. Норми якості електричної енергії у системах електропостачання загального призначення.
- [9] Офіційний вебпортал парламенту України. 2022. Про затвердження Кодексу систем розподілу. [online] Available at:
<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0310874-18#Text>
- [10] IEA. 2019. Data tables – Data & Statistics - IEA. [online] Available at:
<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tables?country=WORLD&energy=Electricity&year=2019>

[11] Ec.europa.eu. 2021. Electricity price statistics - Statistics Explained. [online] Available at:

https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_price_statistics#Electricity_prices_for_household_consumers

[12] Eia.gov. 2020. Frequently Asked Questions (FAQs) - U.S. Energy Information Administration (EIA). [online] Available at:

<https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=105&t=3>

[13] IEA. 2020. Data tables – Data & Statistics - IEA. [online] Available at: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tables?country=USA&energy=Electricity&year=2020>

[14] GlobalPetrolPrices.com. 2022. Ціни на електроенергію у всьому світі | GlobalPetrolPrices.com. [online] Available at:

https://ru.globalpetrolprices.com/electricity_prices/

[15] Ec.europa.eu/Eurostat 2019 [online] Available at: <https://ec.europa.eu/eurostat/tgm/refreshTableAction.do?tab=table&plugin=1&pcode=tec0001&language=en>

[16] Ceer.eu. 2017 CEER Report on Power Losses. [online] Available at: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/09ecee88-e877-3305-6767-e75404637087>

[17] Mpe.kmu.gov.ua, 2019. [Online]. Available: http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article;art_id=245340176&cat_id=35081

[18] Data.worldbank.org. 2022. Electric power transmission and distribution losses (% of output) | Data. [online] Available at:

https://data.worldbank.org/indicator/eg.elc.loss.zs?end=2014&most_recent_value_desc=false&start=1960&view=chart

[19] Борданов С., Геркусов А., 2006. Нормування втрат електроенергії в трифазних електричних мережах систем електропостачання. Вісник ОНУ. Проблеми енергетики 2006., с. 5-6.

[20] Геркусов А., 2015. Оптимізація втрат електроенергії, що передається по повітряних лініях напругою 110 кВ і вище. Науково-технічні відомості СПбДПУ № 1 (214). 2015.

[21] Глазунов А., Шведов Г., 2010. Проектування районної електричної мережі. Методичні вказівки до курсового проектування. Видавничий дім МЕІ, 2010, р.72.

[22] Шведов Г., Сіпачова О., Савченко О., 2013 Втрати електроенергії при її транспорті електричними мережами: розрахунок, аналіз, нормування та зниження. М.: Видавничий будинок МЕІ, 2013. 424 с.

[23] Гаріпова Г., Клєєв Ю., Муромцев А., Пирожков М., 2017. Втрати активної потужності та електроенергії та методи їх розрахунку. Наука та освіта сьогодні. 2017. №8 (19).

[24] Романовський В., Качан М., 2014. Оцінка ефективності передачі електричної енергії в СІП-лініях розподільних електричних мереж. Східно-Європейський журнал передових технологій 2014., № 4(8). с. 29-33

[25] Wang, Z., Li, Y. and Liu, H., 2019. Analysis and Calculation of Line Loss Data Based on Hybrid Clustering. 2019 IEEE/ACIS 18th International Conference on Computer and Information Science (ICIS)

[26] Dtek-kem.com.ua. 2022. [online] Available at:
<https://www.dtek-kem.com.ua/ua/file/QypkPD0AkZh06?inline=1>

[27] ua.energy 2020. [online] Available at:
<https://ua.energy/wp-content/uploads/2020/10/1.9.-Dodatok-8-Poryadok-rozrahunku-vtrat-elektrychnoyi-energiyi-v-merezhi-spozhyvacha.pdf>

[28] Желєзко Ю., Артем'єв А., Савченко О., 2006. Розрахунок, аналіз та нормування втрат електроенергії в електричних мережах: Керівництво для практичних розрахунків. М.: НЦ ЕНАС, 2006.

[29] Геркусов А., Макаров В., 2016. Техніко-економічне нормування втрат електроенергії в повітряних лініях електропередачі напругою 110 кВ та вище. Вісник ІДЕУ №4.. 2016.

[30] IEC document “Efficient Electrical Energy Transmission and Distribution” (2007).

[31] Фурсанов М., 2014. Оптимальні рівні втрат у розподільчих електричних мережах. Енергетика. Вісті вищих навчальних закладів та енергетичних об'єднань СНД №5. 2014.

[32] Hydro One. Distribution Line Loss Study. Ontario Energy Board Docket. No. RP-2005-0020. Available at:

http://www.ontarioenergyboard.ca/documents/edr-2006-rates/hydro_one_networks/eb-2005-0378/Exhibit%20A%20-%20Tab%2015%20-%20Schedule%202.pdf

[33] Ukpownetworks.co.uk. 2021. [online] Available at:

<https://www.ukpownetworks.co.uk/losses/static/pdfs/strategies-for-reducing-losses-in-distribution-networks.d1b2a6f.pdf>

[34] aep.com [online] Available at:

<https://www.aep.com/about/transmission/docs/transmission-facts.pdf>

[35] Мережі Укренерго. [online] Available at:

<https://ua.energy/peredacha-i-dyspetcheryzatsiya/merezhi-ukrenergo/>

[36] Ua.energy. 2021. [online] Available at:

<https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/03/PROEKT-Planu-rozvytku-systemy-peredachi-na-2019-2028-roky.pdf>

[37] ГНД 34.09.204-2004. Методичні вказівки з аналізу технологічних витрат електроенергії та вибору заходів щодо їх зниження. М-во палива та енергетики України. Офіц. вид. К.: ГРІФРЕ: М-во палива та енергетики України, 2004. с.159.

[38] Герасименко А., Федін В., 2008. Передача та розподіл електричної енергії. Ростов-на-Дону: Фенікс, 2008. с. 715.

[39] РД 34.09.253 Інструкція з розрахунку та аналізу технологічної витрати електричної енергії на передачу електричними мережами енергосистем та енергооб'єднань.

[40] Железко, Ю., 1989. Вибір заходів щодо зниження втрат електроенергії в електричних мережах: Керівництво для практичних розрахунків.. 1st ed. Енергоатом-видав, с.176.

[41] СТП 34.09.254 (РД 34.09.254) Інструкція щодо зниження технологічної витрати електричної енергії на передачу електричними мережами енергосистем та енергооб'єднань.

[42] Красовский, П., Ципленков, Д., 2015. Методи та засоби зниження технічних втрат електроенергії в елементах систем електропостачання. Електротехніка і електроенергетика, 2015 (№1).

[43] Степанов В., Косиріхін В.. 2010. Втрати активної потужності в системах електропостачання та їх зниження. Известия ТулГУ. Технічні науки №3. 2010.

[44] Шкрабец Ф., Красовський П., 2015. Експлуатаційна динаміка втрат електроенергії в системах електропостачання: монографія. Міністерство освіти і науки України, Національний горний університет. Д. НГУ, 2015

[45] Латинов С. та Сушков В., 2016. Зменшення втрат активної потужності на повітряних лініях електропередачі, розрахованих на 6–35 кВ, Динаміка систем, механізмів і машин (Динаміка) 2016.

[46] Бабенко В., 2011. Забезпечення компенсації реактивної потужності як складова енергозбереження. Енергозбереження. Енергетика. Енергоаудит №9. 2011.

[47] Manirakiza, J. and Ekwue, A., 2019. Technical Losses Reduction Strategies in a Transmission Network. 2019 IEEE AFRICON.

[48] Коваленко О. І., Коваленко Л. Р., 2019. Аналіз шляхів підвищення ефективності передачі електричної енергії в магістральних мережах напругою 330-750 кВ. Науковий вісник Таврійського державного агротехнологічного університету імені Дмитра Моторного, 9(1). 2019.

[49] Чумакевич В., 2017. Дослідження втрат в лінії електропостачання 10 кВ Сколівського РЕМ. Вісник Львівського національного аграрного університету. Агроінженерні дослідження № 21, 2017. с. 177-183.

[50] Kulyk, V., Burykin, O. and Pirnyak, V., 2017. Optimization of the placement of reactive power sources in the electric grid based on modeling of its ideal modes. Technology audit and production reserves, 21(40), 2017, с.59-65.

[51] Визначення та аналіз втрат електроенергії в розподільних мережах. Науково-методичний відділ ВНТУ Свідоцтво Держкомінформу України серія ДК №746 від 25.12.2001 21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95, ВДТУ. URL:

<http://kulykvv.vk.vntu.edu.ua/file/posibn/115c6fadb6a652a204c3d43989540d1c.pdf>

[52] Шейна А., Скрипник С., 2019. Порівняння технологічних втрат електричної мережі 6(10) кВ та 20 кВ. Наукові праці Донецького національного технічного університету. Серія “Електротехніка і електроенергетика” (1), с.64-69.

[53] Скрипник С., Шеїна Г., 2018. Аналіз можливості переходу електричної мережі України на напругу 20 кВ. Наукові праці Донецького національного технічного університету. Серія: «Електротехніка і електроенергетика». Покровськ: ДонНТУ, 2018. с.83.

[54] Овчаренко Т., Кіріс І., 2013. Оцінка ефективності статичних компенсуючих пристроїв на промислових підприємствах. Енергозбереження, Енергетика, Енергоаудит, №8 (114). 2013.

[55] Zhang, X., Gao, F., Lv, X., Lv, H., Tian, Q., Ma, J., Yin, W. and Dong, J., 2012. Line loss reduction with distributed energy storage systems. IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies 2012.

[56] Бессонов, Л., 1964. Теоретичні основи електротехніки. Підручник для енергетичних і електротехнічних вузів і факультетів.. 4th ed. Москва: Видавництво «Вища школа», 1964.

[57] Edwards, T. and Steer, M., 2016. Fundamentals of Signal Transmission on Interconnects. Foundations for Microstrip Circuit Design. 2016, pp.19-50.

[58] Maevsky D., Besarab O., Maevskaya E., Berzan V. and Savieliev A., 2020. Ways and Reserves of Increasing the Efficiency of Electric Power Transmission Lines. IEEE 15th International Conference on Advanced Trends in Radioelectronics, Telecommunications and Computer Engineering (TCSET), Lviv-Slavske, Ukraine. 2020. pp. 618-622.

[59] Постолатій В., Бикова Є., Суслов В., Тимашова Л., Шакарян Ю., Карева С., 2016. Керовані компактні лінії електропередач високої напруги. Проблеми регіональної енергетики. 2016. №1 (30).

- [60] Ракушев Н., 1957. Наддалека передача енергії змінним струмом розімкненими лініями. М.: ГЕІ, 1957, с.160.
- [61] Постолатій В., Бикова Є., Суслов В. Шакарян Ю., Тимашова Л., Карева С., 2012. Керовані компактні лінії електропередачі змінного струму. International conference “energy of Moldova – 2012. regional aspects of development.
- [62] Постолатій В., Бикова Є., Шакарян Ю., Тимашова Л., 2017, Основні принципи створення і характеристики керованих ліній електропередачі, що самокомпенсуються. Electrotechnic and computer systems № 25(101), 2017.
- [63] Голуб И. В., 2016, Однотрансформаторний фазорегулюючий пристрій для керування потоками потужності в електричних мережах. Проблеми регіональної енергетики. 2016. №2 (31).
- [64] Postolaty V., Bykova E., Suslov V., 2015. Efficiency of the Compact Controlled High. Voltage Power Lines Problemele energeticii regionale № 3 (29), 2015.
- [65] Рижов Ю., 2007. Далекі електропередачі надвисокої напруги. Видавництво МЕІ. 2007
- [66] Carlini, E., Manduzio, G. and Bonmann, D., 2006. Power Flow Control on the Italian network by means of phase-shifting transformer. In: 2010 CIGRE.
- [67] Shea, J., 2002. Understanding FACTS-concepts and technology of flexible AC transmission systems [Book Review]. IEEE Electrical Insulation Magazine, 18(1), pp.46-46.
- [68] Стельмаков Н., Жмуров Ст, Тарасов А., Грінштейн Би., Тузлукова Є., 2018. Фазоповоротні пристрої з тиристорним керуванням. Енергетик №8. 2010.
- [69] Голуб І. 2021, Застосування силових перетворювачів для управління режимами роботи енергосистеми - Автореферат дисертації на здобуття наукового ступеня доктора технічних наук, Кишинів, 2021 р.
- [70] Постолатій В., 2010. Високовольтні лінії електропередачі, що керуються самокомпенсуються (Серія: Керовані електропередачі змінного струму підвищеної пропускної здатності). Академія наук Молдови, Інститут енергетики. Ch.: Tipogr. A.Ş.M., 2010.

[71] Астахов Ю., Вініков В., Постолатій В., 1997. Основні принципи створення і технічні характеристики керованих ліній електропередачі, що самокомпенсуються. Електрика, 1977 № 12, с. 37-44

[72] Kinariwala, B., 1966. Theory of Cascaded Structures: Lossless Transmission Lines. Bell System Technical Journal, 45(4), pp.631-649.

[73] Richard B. Adler; Lan Jen Chu; Robert M. Fano, 1968. Electromagnetic Energy Transmission and Radiation. Transient Waves on Lossless Transmission Lines.1, MIT Press, 1968, pp.127-178

[74] Obiozor C. and Sadiku M., 1996, Consideration of power in a lossless transmission line. Southeastcon '96. Bringing Together Education, Science and Technology., Proceedings of the IEEE, Tampa, FL, 1996, pp. 626-629.

[75] Papazoglou, T., 1992. Review of the maximum efficiency of transmission lines. IEEE Transactions on Education, 35(4), pp.307-310.

[76] Papazoglou, T., 1990. On the maximum efficiency of a long transmission line. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 12(1), pp.69-70.

[77] Kaiser Kenneth L., 2004. Electromagnetic Compatibility Handbook. New York: CRC Press, 2004.

[78] Postolaty V., Bykova E., Suslov V., Shakaryan Y., Timashova L., Kareva S., 2015. Efficiency of the Compact Controlled High-Voltage Power Lines. Problemele Energeticii Regionale, vol. 3(29) 2015. pp. 1-17

[79] Maevskaya E., Maevsky D., Savieliev A. and Semenjug O., 2017. Efficiency of two-wire electric cables in view of mutual influence between its wiring. Electrical and computer systems, 24(100) 2017, pp.90-95.

[80] Maevsky D., Semenuyg A., Kucherenko G., 2014. The Strady-state Models in the Coupled Two-wire Transmission Lines. Electrotechnic and computer systems, № 14 (90) 2014, pp. 61–66.

[81] Добрусін Л., 2012. Тенденції застосування фазоповоротних трансформаторів в електроенергетиці. Силова електроніка № 4, 2012

[82] Номенклатурний каталог ZTR. Zaporozhye transformer factory. Available at: http://www.ztr.ua/files/ztr_d76-ztr_nomenklatyrnyi_katalog_2014.pdf

Додаток А. Список публікацій здобувача***Публікації, в яких опубліковано основні наукові результати дисертації***

1. Savieliev A., 2021, «Ways and methods of improving the efficiency of overhead power line. Computational Problems of Electrical Engineering», 11(2), pp.18-25. (*Наукове фахове видання України (Категорія "Б")*).

<https://doi.org/10.23939/jcpee2021.02.018>

2. Savieliev A., 2022, «Developing of functioning algorithm of information-control system for phase-shifting devices in power lines». Herald of Advanced Information Technology, 5(3), pp. 220–228. (*Наукове фахове видання України (Категорія "Б")*).

<https://doi.org/10.15276/hait.05.2022.17>

3. Савельєв А., 2022, «Розробка та моделювання інформаційної системи керування параметрами повітряних ліній електропередачі у програмі «Simulink». Електричні та комп'ютерні системи, 36(112), pp.27-39. (*Наукове фахове видання України (Категорія "Б")*).

<https://doi.org/10.15276/eltecs.36.112.2022.01>

Публікації, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації

1. Maevsky, D., Maevskaya, E., Savieliev, A., Semenyug, A. and Horokholynskyi, S., 2018, «Coefficient of efficiency of coupled electric power transmission lines», 2018 14th International Conference on Advanced Trends in Radioelectronics, Telecommunications and Computer Engineering (TCSET).– Slavske, 2018. – P. 340–345.

<https://doi.org/10.1109/TCSET.2018.8336215>

2. Maevsky D., Besarab O., Maevskaya E., Berzan V. and Savieliev, A., 2020, «Ways and Reserves of Increasing the Efficiency of Electric Power Transmission Lines», 2020 IEEE 15th International Conference on Advanced Trends in Radioelectronics, Telecommunications and Computer Engineering (TCSET), Lviv-Slavske, Ukraine, 25-29 Feb. 2020. – P. 618–622.

<https://doi.org/10.1109/TCSET49122.2020.235506>

Додаток Б. Документи про впровадження результатів досліджень

ЗАТВЕРДЖУЮ
Перший проректор
Національного університету
«Одеська політехніка»
д.т.н., професор Сергій Нестеренко
2022



ДОВІДКА
про впровадження результатів дисертаційного дослідження
здобувача наукового ступеня доктора філософії
Савельєва Артема Андрійовича
«Моделі та методи підвищення енергоефективності ліній електропередачі»
в навчальний процес кафедр
електромеханічної інженерії та
електропостачання та енергетичного менеджменту
Національного університету «Одеська політехніка»

Результати наукового дослідження Савельєва Артема Андрійовича за темою дисертаційної роботи використовуються при реалізації освітніх програм за спеціальністю 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка в навчальному процесі кафедри електромеханічної інженерії та кафедри електропостачання та енергетичного менеджменту навчально-наукового інституту електротехніки та електромеханіки Національного університету «Одеська політехніка», а саме:

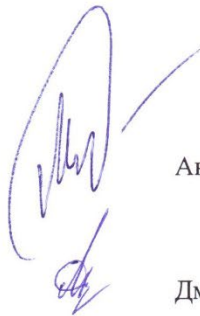
- першого (бакалаврського) рівня вищої освіти спеціалізацій: «Електричні машини та електричний транспорт», «Електромеханічні системи автоматизації та електропривод», «Електропостачання та енергетичний менеджмент», «Інженерія розумних електротехнічних систем», при викладанні навчальної дисципліни «Теоретичні основи електротехніки»;
- другого (магістерського) рівня вищої освіти за освітньою програмою «Електротехніка та електромеханіка» при викладанні навчальної дисципліни «Програмні засоби в проектуванні та моделюванні енергетичних систем»;
- при формуванні тем та тематики кваліфікаційних робіт бакалаврів і магістрів.

Здобувачем розроблено та підготовлено відповідний методичний супровід зазначених освітніх компонент.

Директор інституту
електротехніки та електромеханіки,
д.т.н., професор

Завідувач кафедри
електромеханічної інженерії
д.т.н., професор

Завідувач кафедри
електропостачання та електричного
менеджменту, к.т.н., доцент



Андрій Бойко



Дмитро Маєвський

Олександр Бесараб

ТОВ «ООО Комплекселектромонтаж»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Директор

ТОВ «ООО Комплекселектромонтаж»

Мигун О. С.

20. 10. 2022 р.

АКТ

Про впровадження результатів дисертаційної роботи

Савельєва Артема Андрійовича

«Моделі та методи підвищення енергоефективності ліній електропередачі»

Запропонована модель інформаційної системи керування для двохланцюгових ліній електропередачі, яка дозволяє зменшити втрати при передачі електроенергії на великі відстані, дала можливість створити додатковий інструмент для вирішення питань проектування високовольтних ліній електропередачі класом напруги понад 35кВ та розрахунку технічних мереж з розподіленням навантаженням.

Даним актом підтверджуємо, що запропонована інформаційна система автоматичного керування вторинними параметрами ліній електропередачі дійсно дозволяє підтримувати режим роботи електромережі в узгодженому режимі навантаження, тим самим підвищуючи ефективність ліній, що проектуються, при динамічній зміні реального розподіленого навантаження

ТОВ «ООО Комплекселектромонтаж» виконало впровадження інформаційної системи керування для двохланцюгових ліній електропередачі системи керування во власні проектні рішення, при проектуванні кабельних та повітряних ліній напругою 110 кВ.

Інженер-проектувальник

О. С. Саблук

Директор

О. С. Мигун

вул. Разумовська, 18, м. Одеса, 65091

тел./факс: (048) 731-74-74

e-mail: k.em@i.ua

ЄДРПОУ: 36289548

р/р № UA923510050000026006505989500

АТ «УКРСИББАНК»

Товариство з обмеженою
відповідальністю
«Науково-технічне підприємство
«Політехелектро»

65104, м. Одеса, пр-т. Ак. Глушка, 27,
ІПН №376796115518, ЄДРПОУ 37679611,
тел. (067) 743-47-44, (063) 408-07-85
e-mail: dart77@ukr.net,
konyakhinaolga0206@gmail.com



Общество с ограниченной
ответственностью
«Научно-техническое предприятие
«Политехэлектро»

65104, г. Одесса, пр-т. Ак. Глушко, 27,
ИНН №376796115518, ЕГРПОУ 37679611
тел. (067) 743-47-44, (063) 408-07-85
e-mail: dart77@ukr.net,
konyakhinaolga0206@gmail.com

№1/1 від 17.10.2022 р.

АКТ
про впровадження результатів дисертаційної роботи
Савельєва Артема Андрійовича
«Моделі та методи підвищення енергоефективності ліній електропередачі»

Дійсним Актом підстережемо, що дослідження запропонованої здобувачем в дисертаційній роботі інформаційної системи керування лініями електропередач, показали

- система дійсно передбачає підтримку режиму роботи електромережі в узгодженому режимі навантаження;
- застосування інформаційної системи приводить до загального підвищення енергоефективності, за рахунок зменшення втрат при передачі електроенергії.

ТОВ «НТП «Політехелектро» виконало впровадження во власні проектні рішення запроповану здобувачем інноваційну інформаційну систему керування та її методи синтезу та аналізу.

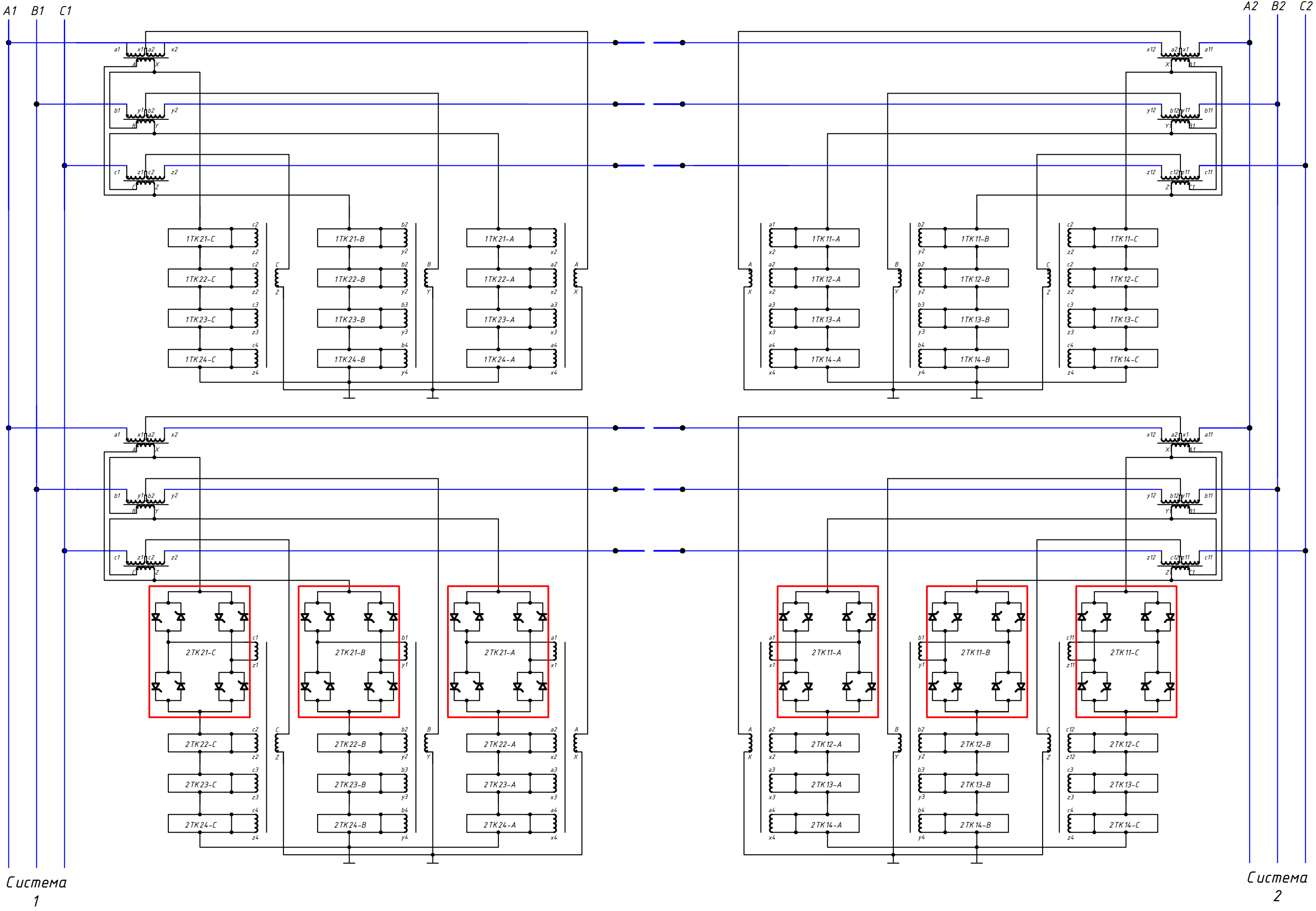
Головний інженер проектів

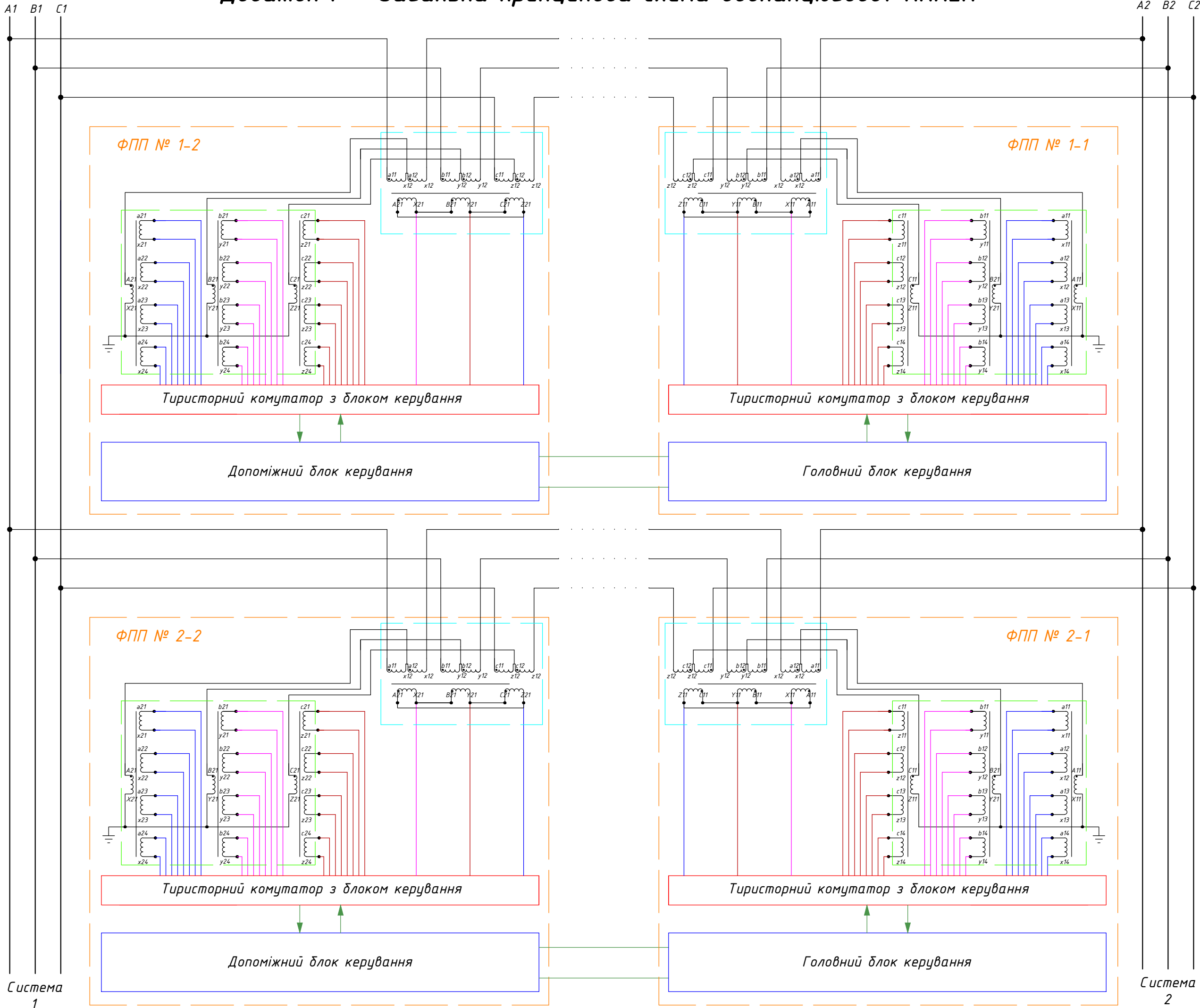
Директор



Ярослав Соколов

Ольга Коняхіна





Додаток Д – Код програми для САК ФПП

```

#include <iostream>
#include <math.h>
using namespace std;
// 1 оголошення комплексів струму, напруги, опору в показовій та алгебраїчній формі запису
struct complex1           //aial алгебраїчна форма комплексу напруги
{
float ualr;
float uali;
};
struct complex2           //riai показова форма комплексу напруги
{
float ual;           //задання змінним значення напруги, яке вимірюється
передається з вольтметра
float fual;           //задання змінним значення кута
};
struct complex3           //aial алгебраїчна форма комплексу струму
{
float ialr;
float iali;
};
struct complex4           //riai показова форма комплексу струму
{
float ial;           //задання змінним значення струму, яке вимірюється
передається з амперметра
float fiial;           //задання змінним значення кута
};
struct complex5           //azal алгебраїчна форма комплексу опору
{
float zalr;
float zali;
};

```

// 2 оголошення змінних для вторинних параметрів (хвильовий опір)

struct complex6 *//azc алгебраїчна форма комплексу повного хвильового опору ПЛЕП*

{

float zcr;

float zcim;

};

struct complex7 *//pzc показова форма комплексу повного хвильового опору ПЛЕП*

{

float zc;

float tetazc; *//задання змінним значення кута teta*

};

struct complex8 *//azc0 алгебраїчна форма комплексу власного хвильового опору ПЛЕП*

{

float zc0r = 427;

float zc0im = -45;

};

struct complex9 *//azce алгебраїчна форма комплексу еквівалентного хвильового опору ПЛЕП*

{

float zcer;

float zceim;

};

struct complex10 *//pzce показова форма комплексу еквівалентного хвильового опору ПЛЕП*

{

float zce;

float tetazce;

};

// 3 Функції переводу з показової форми запису до алгебраїчної

struct complex1 func(struct complex2 pual)

{

struct complex1 aual;

aual.ualr = pual.ual *cos(pual.fual);

```

aual.uali = pual.ual *sin(pual.fual);
return aual;
}
struct complex3 func(struct complex4 pial)
{
struct complex3 aial;
aial.ialr = pial.ial *cos(pial.fial);
aial.iali = pial.ial *sin(pial.fial);
return aial;
}

```

// 4 Формули для розрахунку повного хвильового опору ПЛЕП

```

struct complex9 zcea (struct complex10 zcep) ;
{
struct complex10 azce;
azce.zcr = pzce.zce *cos(pzce.tetazce);
azce.zcim = pzce.zce *sin(pzce.tetazce);
return azc;
}
{
Complex6 azc;
azc.zcr = azc0.zc0r + azce.zcer;
azc.zcim = azc0.zc0im + azce.zceim;
return azc;
}

```

// 5 Формули для розрахунку опору навантаження

```

{
Complex5 azal;
azal. zalr = (aual.ualr * aial.ialr + aual.uali * aial.iali ) / ( aial.ialr * aial.ialr + aial.iali * aial.iali );
azal. zali = (aial.ialr * aual.uali - aual.ualr * aial.ialr) / ( aial.ialr * aial.ialr + aial.iali * aial.iali );
return azal;
}

```

```

int main ( )
{
//6 Цикл порівняння значення хвильового опору із значенням опору навантаження
If (Complex5 azal > complex azc && Nst1 < 15 && Nst2 < 15) ; // 6.1 Якщо значення хвильового
опору менше значення опору навантаження
For (i = Nst1; i<=15; i++);
For (y = Nst2; y<=15; y++);
Else Return 0
Else If (Complex5 azal < complex azc && Nst1 > -15&& Nst2 > -15) ; // 6.2 Якщо значення
хвильового опору більше значення опору навантаження
For (i = Nst1; i>=-15; i--);
For (y = Nst2; y>=15; y--);
Else Return 0
Else (Complex5 azal == complex6 azc) ; // 5.3 Якщо значення рівні
Return 0;
}

Int mtk1A1pin1 = D11;           // 6.1 Оголошення цифрових виходів мікроконтролера в
ГБК для керування тиристорами
Int mtk1A1pin2 = D12;
Int mtk1A1pin3 = D13;
Int mtk1A1pin4 = D14;
Int mtk1A2pin1 = D21;
Int mtk1A2pin2 = D22;
Int mtk1A2pin3 = D23;
Int mtk1A2pin4 = D44;
Int mtk1A3pin1 = D31;
Int mtk1A3pin2 = D32;
Int mtk1A3pin3 = D33;
Int mtk1A3pin4 = D34;
Int mtk1A4pin1 = D41;
Int mtk1A4pin2 = D42;
Int mtk1A4pin3 = D43;
Int mtk1A4pin4 = D44;

```

```

void setup()
{
pinMode(mtk1A1pin1, OUTPUT);
pinMode(mtk1A1pin2, OUTPUT);
pinMode(mtk1A1pin3, OUTPUT);
pinMode(mtk1A1pin4, OUTPUT);
pinMode(mtk1A2pin1, OUTPUT);
pinMode(mtk1A2pin2, OUTPUT);
pinMode(mtk1A2pin3, OUTPUT);
pinMode(mtk1A2pin4, OUTPUT);
pinMode(mtk1A3pin1, OUTPUT);
pinMode(mtk1A3pin2, OUTPUT);
pinMode(mtk1A3pin3, OUTPUT);
pinMode(mtk1A3pin4, OUTPUT);
pinMode(mtk1A4pin1, OUTPUT);
pinMode(mtk1A4pin2, OUTPUT);
pinMode(mtk1A4pin3, OUTPUT);
pinMode(mtk1A4pin4, OUTPUT);
}

void loop()
{
If Nst1=-15;           // при необхідному положенні ступеня регулювання, виконуються певні
вмикання/вимикання тиристорів

Modemtk1A1 (1, 0, 0, 1);           // режим 10 - ввімкнені 1й та 4й тиристор, 2й і 3й -
вимкнені

Modemtk1A2 (1, 0, 0, 1);           // режим 10
Modemtk1A3 (1, 0, 0, 1);           // режим 10
Modemtk1A4 (1, 0, 0, 1);           // режим 10

Else if Nst1=-14;
Modemtk1A1 (0, 0, 1, 1);           // режим 11 - ввімкнені 3й та 4й тиристор, 1й і 2й -
вимкнені
Modemtk1A2 (1, 0, 0, 1);           // режим 10
Modemtk1A3 (1, 0, 0, 1);           // режим 10

```

Modemtk1A4 (1, 0, 0, 1); // режим 10

Else if Nst1=-13;

Modemtk1A1 (1, 0, 0, 1); // режим 10

Modemtk1A2 (0, 0, 1, 1); // режим 11

Modemtk1A3 (1, 0, 0, 1); // режим 10

Modemtk1A4 (1, 0, 0, 1); // режим 10

Else if Nst1=-12;

Modemtk1A1 (0, 0, 1, 1); // режим 11

Modemtk1A2 (0, 0, 1, 1); // режим 11

Modemtk1A3 (1, 0, 0, 1); // режим 10

Modemtk1A4 (1, 0, 0, 1); // режим 10

Else if Nst1=-11;

Modemtk1A1 (1, 0, 0, 1); // режим 10

Modemtk1A2 (1, 0, 0, 1); // режим 10

Modemtk1A3 (0, 0, 1, 1); // режим 11

Modemtk1A4 (1, 0, 0, 1); // режим 10

Else if Nst1=-10;

Modemtk1A1 (0, 0, 1, 1); // режим 11

Modemtk1A2 (1, 0, 0, 1); // режим 10

Modemtk1A3 (0, 0, 1, 1); // режим 11

Modemtk1A4 (1, 0, 0, 1); // режим 10

Else if Nst1=-9;

Modemtk1A1 (1, 0, 0, 1); // режим 10

Modemtk1A2 (0, 0, 1, 1); // режим 11

Modemtk1A3 (0, 0, 1, 1); // режим 11

Modemtk1A4 (1, 0, 0, 1); // режим 10

Else if Nst1=-8;

```

Modemtk1A1 (0, 0, 1, 1);      // режим 11
Modemtk1A2 (0, 0, 1, 1);      // режим 11
Modemtk1A3 (0, 0, 1, 1);      // режим 11
Modemtk1A4 (1, 0, 0, 1);      // режим 10

```

```

Else if Nst1=-7;

```

```

Modemtk1A1 (1, 0, 0, 1);      // режим 10
Modemtk1A2 (1, 0, 0, 1);      // режим 10
Modemtk1A3 (1, 0, 0, 1);      // режим 10
Modemtk1A4 (0, 0, 1, 1);      // режим 11

```

```

Else if Nst1=-6;

```

```

Modemtk1A1 (0, 0, 1, 1);      // режим 11
Modemtk1A2 (1, 0, 0, 1);      // режим 10
Modemtk1A3 (1, 0, 0, 1);      // режим 10
Modemtk1A4 (0, 0, 1, 1);      // режим 11

```

```

Else if Nst1=-5;

```

```

Modemtk1A1 (1, 0, 0, 1);      // режим 10
Modemtk1A2 (0, 0, 1, 1);      // режим 11
Modemtk1A3 (1, 0, 0, 1);      // режим 10
Modemtk1A4 (0, 0, 1, 1);      // режим 11

```

```

Else if Nst1=-4;

```

```

Modemtk1A1 (0, 0, 1, 1);      // режим 11
Modemtk1A2 (0, 0, 1, 1);      // режим 11
Modemtk1A3 (1, 0, 0, 1);      // режим 10
Modemtk1A4 (0, 0, 1, 1);      // режим 11

```

```

Else if Nst1=-3;

```

```

Modemtk1A1 (1, 0, 0, 1);      // режим 10
Modemtk1A2 (1, 0, 0, 1);      // режим 10
Modemtk1A3 (0, 0, 1, 1);      // режим 11

```

```

Modemtk1A4 (0, 0, 1, 1);           // режим 11

Else if Nst1=-2
Modemtk1A1 (0, 0, 1, 1);           // режим 11
Modemtk1A2 (1, 0, 0, 1);           // режим 10
Modemtk1A3 (0, 0, 1, 1);           // режим 11
Modemtk1A4 (0, 0, 1, 1);           // режим 11

Else if Nst1=-1;
Modemtk1A1 (1, 0, 0, 1);           // режим 10
Modemtk1A2 (0, 0, 1, 1);           // режим 11
Modemtk1A3 (0, 0, 1, 1);           // режим 11
Modemtk1A4 (0, 0, 1, 1);           // режим 11

Else if Nst1=0;
Modemtk1A1 (0, 0, 1, 1);           // режим 11
Modemtk1A2 (0, 0, 1, 1);           // режим 11
Modemtk1A3 (0, 0, 1, 1);           // режим 11
Modemtk1A4 (0, 0, 1, 1);           // режим 11

Else if Nst1=1;
Modemtk1A1 (0, 1, 1, 0);           // режим 01 - ввімкнені 2й та 3й тиристор, 1й і 4й -
вимкнені
Modemtk1A2 (0, 0, 1, 1);           // режим 11
Modemtk1A3 (0, 0, 1, 1);           // режим 11
Modemtk1A4 (0, 0, 1, 1);           // режим 11

Else if Nst1=2;
Modemtk1A1 (0, 0, 1, 1);           // режим 11
Modemtk1A2 (0, 1, 1, 0);           // режим 01
Modemtk1A3 (0, 0, 1, 1);           // режим 11
Modemtk1A4 (0, 0, 1, 1);           // режим 11

Else if Nst1=3;

```

```

Modemtk1A1 (0, 1, 1, 0);      // режим 01
Modemtk1A2 (0, 1, 1, 0);      // режим 01
Modemtk1A3 (0, 0, 1, 1);      // режим 11
Modemtk1A4 (0, 0, 1, 1);      // режим 11

```

```

Else if Nst1=4;

```

```

Modemtk1A1 (0, 0, 1, 1);      // режим 11
Modemtk1A2 (0, 0, 1, 1);      // режим 11
Modemtk1A3 (0, 1, 1, 0);      // режим 01
Modemtk1A4 (0, 0, 1, 1);      // режим 11

```

```

Else if Nst1=5;

```

```

Modemtk1A1 (0, 1, 1, 0);      // режим 01
Modemtk1A2 (0, 0, 1, 1);      // режим 11
Modemtk1A3 (0, 1, 1, 0);      // режим 01
Modemtk1A4 (0, 0, 1, 1);      // режим 11

```

```

Else if Nst1=6;

```

```

Modemtk1A1 (0, 0, 1, 1);      // режим 11
Modemtk1A2 (0, 1, 1, 0);      // режим 01
Modemtk1A3 (0, 1, 1, 0);      // режим 01
Modemtk1A4 (0, 0, 1, 1);      // режим 11

```

```

Else if Nst1=7;

```

```

Modemtk1A1 (0, 1, 1, 0);      // режим 01
Modemtk1A2 (0, 1, 1, 0);      // режим 01
Modemtk1A3 (0, 1, 1, 0);      // режим 01
Modemtk1A4 (0, 0, 1, 1);      // режим 11

```

```

Else if Nst1=8;

```

```

Modemtk1A1 (0, 0, 1, 1);      // режим 11
Modemtk1A2 (0, 0, 1, 1);      // режим 11
Modemtk1A3 (0, 0, 1, 1);      // режим 11

```

Modemtk1A4 (0, 1, 1, 0); // режим 01

Else if Nst1=9;

Modemtk1A1 (0, 1, 1, 0); // режим 01

Modemtk1A2 (0, 0, 1, 1); // режим 11

Modemtk1A3 (0, 0, 1, 1); // режим 11

Modemtk1A4 (0, 1, 1, 0); // режим 01

Else if Nst1=10;

Modemtk1A1 (0, 0, 1, 1); // режим 11

Modemtk1A2 (0, 1, 1, 0); // режим 01

Modemtk1A3 (0, 0, 1, 1); // режим 11

Modemtk1A4 (0, 1, 1, 0); // режим 01

Else if Nst1=11;

Modemtk1A1 (0, 1, 1, 0); // режим 01

Modemtk1A2 (0, 1, 1, 0); // режим 01

Modemtk1A3 (0, 0, 1, 1); // режим 11

Modemtk1A4 (0, 1, 1, 0); // режим 01

Else if Nst1=12;

Modemtk1A1 (0, 0, 1, 1); // режим 11

Modemtk1A2 (0, 0, 1, 1); // режим 11

Modemtk1A3 (0, 1, 1, 0); // режим 01

Modemtk1A4 (0, 1, 1, 0); // режим 01

Else if Nst1=13;

Modemtk1A1 (0, 1, 1, 0); // режим 01

Modemtk1A2 (0, 0, 1, 1); // режим 11

Modemtk1A3 (0, 1, 1, 0); // режим 01

Modemtk1A4 (0, 1, 1, 0); // режим 01

Else if Nst1=14;

```

Modemtk1A1 (0, 0, 1, 1);           // режим 11
Modemtk1A2 (0, 1, 1, 0);           // режим 01
Modemtk1A3 (0, 1, 1, 0);           // режим 01
Modemtk1A4 (0, 1, 1, 0);           // режим 01

Else Nst1=15;

Modemtk1A1 (0, 1, 1, 0);           // режим 01
Modemtk1A2 (0, 1, 1, 0);           // режим 01
Modemtk1A3 (0, 1, 1, 0);           // режим 01
Modemtk1A4 (0, 1, 1, 0);           // режим 01
End if;
}

void Modemtk1A1( int mtk1A11, int mtk1A12, int mtk1A13, int mtk1A14)           //
оголошення функції, яка відповідає за необхідний режим роботи тиристорів для першого
тиристорного комутатора
{
analogWrite(mtk1A1pin1, mtk1A11);
analogWrite(mtk1A1pin2, mtk1A12);
analogWrite(mtk1A1pin3, mtk1A13);
analogWrite(mtk1A1pin4, mtk1A14);
}

void Modemtk1A2( int mtk1A21, int mtk1A22, int mtk1A23, int mtk1A24);
{
analogWrite(mtk1A2pin1, mtk1A21);
analogWrite(mtk1A2pin2, mtk1A22);
analogWrite(mtk1A2pin3, mtk1A23);
analogWrite(mtk1A2pin4, mtk1A24);
}

void Modemtk1A3( int mtk1A31, int mtk1A32, int mtk1A33, int mtk1A34);
{
analogWrite(mtk1A3pin1, mtk1A31);
analogWrite(mtk1A3pin2, mtk1A32);
analogWrite(mtk1A3pin3, mtk1A33);
analogWrite(mtk1A3pin4, mtk1A34);
}

```

```
}  
void Modemtk1A4( int mtk1A41, int mtk1A42, int mtk1A43, int mtk1A44);  
{  
    analogWrite(mtk1A4pin1, mtk1A41);  
    analogWrite(mtk1A4pin2, mtk1A42);  
    analogWrite(mtk1A4pin3, mtk1A43);  
    analogWrite(mtk1A4pin4, mtk1A44);  
}  
  
// аналогічно виконується програмування для фази В та С для першого блоку керування, який  
знаходиться в ФРП № 1  
  
// аналогічно виконується програмування по всім трьом фазам для другого блоку керування,  
який знаходиться в ФРП № 2
```

