

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Реконструкція лінії електропередавання напругою 330 кВ
«Дністровська гідроелектростанція – Кам'янець-Подільський»»

Виконав: студент 2-го курсу, групи
2ЕСМ-23м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні системи і
мережі»

(цифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Бахмат В.О

(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС

Малогулко Ю. В.

(прізвище та ініціали)

« 09 » чудня 2024 р.

Опонець: Доц. каф. ЕСС ЕМ, к.т.н. доц.

Згуріка М. В.

(прізвище та ініціали)

« 06 » 12 2024 р.

Допущено до
захисту

Завідувач кафедри
ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

« 06 » 12 2024 р.

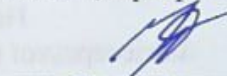
Вінниця ВНТУ – 2024 рік

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем
Рівень вищої освіти II-й (магістерський)
Галузь знань – 14 «Електрична інженерія»
Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітньо-професійна програма – Електричні системи і мережі

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.



17.09 2024 року

З А В Д А Н Н Я **НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Бахмату Віталію Олександровичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Реконструкція лінії електропередавання напругою 330 кВ «Дністровська гідроелектростанція – Кам'янець-Подільський»».

керівник роботи к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Малогулко Ю. В.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 17.09.2024 року № 310

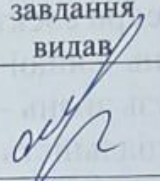
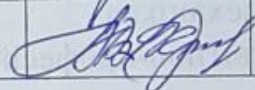
2. Строк подання студентом роботи «28» листопада 2024 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: напруга системи 330 і 110 кВ, регіональна система і лінія, що підлягає реконструкції до III кліматичного району за вітровими навантаженнями і до III за ожеледдю. Потужність, яка протікає по лінії, що підлягає реконструкції $P = 550$ МВт, довжина 73,43 км, $T_{нб} = 5500$ год/рік, $\cos\phi = 0,9$.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Обґрунтування реконструкції лінії «Дністровська ГЕС – Кам'янець-Подільський». 2. Вибір технічних параметрів лінії «Дністровська ГЕС – Кам'янець-Подільський». 3. Аналіз режимів електричної мережі 330/110 кВ. 4. Розрахунок особливих режимів. 5. Аналіз умов появи самозбудження генераторів в системі. 6. Використання високовольтих вводів. 7. Економічний розділ. 8. Релейний захист та автоматика деп 330 кВ. 9. Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) Актуальність. Схема електричної мережі Південна – Західна. Розрахункова модель з нанесенням параметрів схеми. Ескізи встановлення вводів 500 кВ в трансформаторі. Релейний захист (ДФЗ-504). Схема електричної мережі. Схема підстанції Дністровської ГЕС. Техніко-економічні показники. Висновки.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Малогулко Ю.В., к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС		

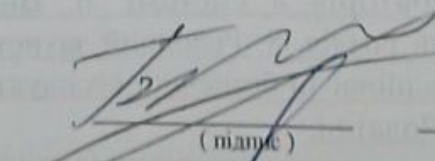
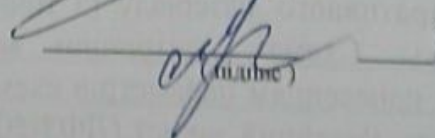
7. Дата видачі завдання 17 вересня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	17.09.24	20.09.24	
2	Вибір технічних параметрів лінії «Дністровська ГЕС – Кам'янець-Подільський»	21.09.24	26.09.24	
3	Аналіз режимів електричної мережі 330/110 кВ	27.09.24	10.10.24	
4	Розрахунок особливих режимів. Аналіз умов появи самозбудження генераторів в системі	11.10.24	28.10.24	
5	Використання високовольтних вводів. Економічний розділ	29.10.24	05.11.24	
6	Релейний захист та автоматика леп 330 кВ. 9. Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	06.11.24	12.11.24	
7	Оформлення пояснювальної записки	13.11.24	20.11.24	
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	21.11.24	26.11.24	
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	27.11.24	01.12.24	
10	Рецензування МКР	01.12.24	04.12.24	
	Захист МКР	За графіком		

Студент

Керівник роботи


(підпис)

(підпис)

В. О. Бахмат

Ю. В. Малогулко

АНОТАЦІЯ

Бахмат В.О. Реконструкція лінії електропередавання напругою 330 кВ «Дністровська гідроелектростанція – Кам'янець-Подільський. Магістерська кваліфікаційна робота – Вінниця: ВНТУ, 2024. – 118 с., таблиць: 13, рисунків: 23, бібліографій: 31.

Магістерська кваліфікаційна робота присвячена питанням реконструкції лінії електропередачі напругою 330 кВ «Дністровська гідроелектростанція – Кам'янець-Подільський». В роботі обґрунтовано доцільність реконструкції, вибрано технічні параметри заданої лінії електропередачі. Проведено аналіз режимів електричної мережі 330/110 кВ та розраховано нормальний усталений режим лінії електропередачі та особливі режими. Здійснено аналіз умов появи самозбудження генераторів в системі.

В економічному розділі розраховано техніко-економічні показники. У розділі «Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок» проведено аналіз шкідливих та небезпечних факторів та запропоновано заходи з убезпечення персоналу.

Ключові слова: лінія електропередавання, електрична мережа, реконструкція, напруга, потужність, режими роботи електричних мереж самозбудження генераторів.

ABSTRACT

Bakhmat Vitalyi. Reconstruction of the 330 kV power transmission line "Dniester Hydroelectric Power Plant - Kamianets-Podilskyi. Master's qualification work - Vinnytsia: VNTU, 2024. - 118 p., tables: 13, figures: 23, bibliographies: 31.

The master's qualification work is devoted to the issues of reconstruction of the 330 kV power transmission line "Dniester Hydroelectric Power Plant - Kamianets-Podilskyi". The work substantiates the feasibility of reconstruction, selects technical parameters of a given power transmission line. An analysis of the modes of the 330/110 kV power network was carried out and the normal steady-state mode of the power transmission line and special modes were calculated. An analysis of the conditions for the appearance of self-excitation of generators in the system was carried out.

In the economic section, technical and economic indicators were calculated. In the section "Measures to ensure reliable and safe operation of electrical installations" an analysis of harmful and dangerous factors was carried out and measures were proposed to protect personnel.

Keywords: power transmission line, electrical network, reconstruction, voltage, power, operating modes of electrical networks, self-excitation of generators.

ЗМІСТ

ВСТУП	7
1 ОБҐРУНТУВАННЯ РЕКОНСТРУКЦІЇ ЛІНІЇ:«ДНІСТРОВСЬКА ГЕС – КАМ'ЯНЕЦЬ-ПОДІЛЬСКИЙ»	13
1.1 Системоутворювальна лінія 330 кВ	13
2 ВИБІР ТЕХНІЧНИХ ПАРАМЕТРІВ ЛІНІЇ «ДНІСТРОВСЬКА ГЕС» – КАМ'ЯНЕЦЬ-ПОДІЛЬСКИЙ»	15
2.1 Вибір номінальної напруги	15
2.2 Визначення площі перерізу проводів і вибір конструкції фази	16
2.2.1 Вибір площі перерізу проводу	24
2.3 Визначення оптимального кроку розчеплення	28
2.4 Вибір компенсуючих пристроїв і перемикаючих пунктів для підвищення пропускної спроможності електропередачі	32
3 АНАЛІЗ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 330/110 КВ	36
3.1 Розрахунок нормального усталеного режиму ЛЕП	36
3.1.1 Визначення сталих чотириполюсника	36
3.2 Розрахунок нормального усталеного режиму ЛЕП за параметрами кінця	38
3.3 Розрахунок нормального усталеного режиму ЛЕП за допомогою програмного комплексу АЧП	39
4 РОЗРАХУНОК ОСОБЛИВИХ РЕЖИМІВ	46
4.1 Характеристика особливих режимів	46
4.2 Розрахунок режиму холостого ходу	47
5 АНАЛІЗ УМОВ ПОЯВИ САМОЗБУДЖЕННЯ ГЕНЕРАТОРІВ В СИСТЕМІ	48
5.1 Режим самозбудження генераторів	48
6 ВИКОРИСТАННЯ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ВВОДІВ	56
6.1 Загальні відомості про високовольтні вводи	56
6.2 Основні технічні характеристики вводів	66

6.3 Кут установки до вертикалі	71
6.4 Конструкції вводів	75
6.5 Контроль стану вводів в експлуатації	82
7 ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗДІЛ	83
7.1 Розрахунок техніко-економічних показників	83
8 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА ЛЕП 330 КВ	86
8.1 Засоби релейного захисту та автоматики	86
8.2 Високочастотний захист	86
8.3 Автоматичне повторне увімкнення	87
8.4 Диференційно-фазний високочастотний захист типу ДФЗ-504	87
9 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК	94
9.1 Аналіз потенційно небезпечних і шкідливих факторів	94
9.2 Технічні рішення щодо безпечної експлуатації об'єкта	95
9.3 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії	99
9.4 Мікроклімат	100
9.5 Виробниче освітлення	101
9.6 Штучне освітлення	102
9.7 Виробничий шум	103
9.8 Виробничі випромінювання	105
9.9 Пожежна безпека	105
9.9.1 Технічні рішення системи запобігання пожеж	106
10 ВИЗНАЧЕННЯ ОБЛАСТІ ПРАЦЕЗДАТНОСТІ ПІВДЕННО-ЗАХІДНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ В УМОВАХ ДІЇ ІОНІЗУЮЧИХ ВИПРОМІНЮВАНЬ ТА ЕЛЕКТРОМАГНІТНОГО ІМПУЛЬСУ	108
10.1 Дія іонізуючих випромінювань та електромагнітного імпульсу на радіоелектронні системи	108
10.2 Визначення області працездатності релейного захисту та автоматики в умовах дії іонізуючих випромінювань	109

10.3 Визначення області працездатності релейного захисту та автоматики в умовах дії електромагнітного імпульсу	109
ВИСНОВКИ	113
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	114
ДОДАТКИ	118

ВСТУП

Будівництво ліній електропередач (ЛЕП) є єдиним найбільш раціональним способом забезпечення електроенергією віддалених населених пунктів і виробничих об'єктів. Високовольтні електромережі дозволяють знизити втрати при передачі, а значить, і витрати і вартість за одиницю розрахунку.

Після закінчення монтажу вся повітряна лінія електропередач передається в ведення компетентної організації для обслуговування та здійснення ремонтних робіт. Незважаючи на всі свої переваги, ЛЕП мають і недоліки. Зокрема, це схильність до впливу численних факторів зовнішнього середовища. Це необхідно враховувати при експлуатації електромереж і вчасно проводити ремонт ліній електропередач [1-5].

Фактори впливу:

- температурні перепади (в значній мірі впливають на цілісність проводів, так як матеріали, з яких вони виготовлені, мають властивість розширюватися і стискатися. Ускладнюється також і тим, що лінії повітряних електропередач можуть будуватися в районах з різким або дуже холодним кліматом. В цьому випадку різниця температурних піків влітку і взимку може досягати великих значень);
- атмосферні перенапруги (виникають на лініях через грозу і блискавок. Короткочасні перенапруги можуть викликати пробой в ізоляції, в рідкісних випадках - її руйнування або істотне пошкодження. Надалі пошкоджену ділянку стає причиною короткого замикання, тому необхідно автоматизоване відключення при найменших пошкодженнях. Також для запобігання від впливу атмосферних перенапруги на лінії повітряних електропередач встановлюють обмежувачі перенапруги - ОПН);
- комутаційні (внутрішні) перенапруги (періодичне включення і відключення вимикачів викликає явище, аналогічне атмосферних перенапруг. В

даному випадку ділянку перекриття також потрібно автоматично блокувати. Найбільш небезпечні такі дії для мереж 330 кВ і вище);

- зниження температури повітря (збільшує допустиму по нагріванню температуру і струм провoda. Також при цьому відбувається зменшення довжини провoda, що провокує механічні напруги);

- підвищення температури провodiв (відбувається їх подовження, збільшується провисання. Знижується механічна міцність провідників. Порушуються габарити повітряної лінії, що провокує зниження надійності і безпеки в експлуатації цієї ділянки.

- ожеледні явища (виникають через попадання снігу, паморозі, крапель дощі або туману на дроти. Наледеніння підвищують навантаження на кабелі, троси та опори. Знижується запас міцності і зростає ймовірність обриву ліній електропередач. У цьому випадку як можна швидше виконується ремонт ЛЕП. Крім того, ожеледні освіти обтяжують дроти, збільшується стріла провисання, а лінії провodiв зближуються, в рідкісних випадках - схлестиваються. Щоб знизити вплив даного негативного фактора, виробляють плавку струму шляхом нагрівання провідників);

- пориви вітру (являють собою додаткову горизонтальну силу, яка додає механічне навантаження на дроти, підсилює їх натяг. Сильні ураганні явища можуть спровокувати розриви або поломки рядів опор повітряних ліній електропередач);

- вібрації (інша назва цього явища - «слабкий вітер». Виявляється воно в коливанні провodiв з високою частотою (5-50 Гц), малої довжиною хвилі (2-10 м) і невеликою амплітудою (2-3 діаметра дроту). Небезпека полягає в тому, що вібрації призводять до завихрення потоку повітря, що обтікає поверхню дроти. Це швидко призводить до «втоми» матеріалу і розривів зволікань поблизу с зажимами і місцями кріплення до опор. Для усунення цієї проблеми встановлюють виброгасители, які поглинають енергію даних коливань і

зменшують їх амплітуду. Це дозволяє уникнути серйозних поривів і аварійного ремонту повітряних мереж);

- «танець» проводів (аналогічна за своєю природою з вібрацією, але має набагато меншу частоту (0,2-0,4 Гц), збільшену амплітуду (0,5-5 м і більше) і велику довжину хвилі (1-2 прольоту). Дане явище може тривати недовго, але в деяких випадках - протягом декількох діб. Відбувається це через сильний вітер та ожеледицю. Може призводити до обривів, і, як наслідок, перекриття напруги лінії. Явище рідкісне, але наслідки можна оцінити як дуже і дуже серйозні. Борються з «танцем» шляхом навішування вантажів у вигляді гасників маятникового типу);

- забруднення повітря (якщо в атмосфері присутні частинки золи, цементного пилу, хімічних солей та ін., то в майбутньому їх осідання на вологу поверхню ізоляції може призвести до її ослаблення і перекриття. У прибережних районах через високу концентрацію морських солей в повітрі алюмінієві елементи повітряних ЛЕП швидше окислюються і руйнуються) [6].

З метою мінімізації впливу перерахованих факторів, а також наслідків, проводять регулярне технічне обслуговування, різні види ремонту електромереж і реконструкції ЛЕП. Всі заходи повинні проводитися відповідно до вимог правил експлуатації електротехнічних установок [7].

Ремонт ліній електропередач

Комплекс робіт передбачає маніпуляції з електромережею і її окремими елементами, спрямовані на підтримку або відновлення початкових експлуатаційних характеристик ПЛ. Це може здійснюватися шляхом лагодження або ж заміни деталей.

Важливо своєчасно діагностувати і усувати дрібні недоліки і поломки. У майбутньому вони можуть привести до суттєвих порушень і спровокувати більш серйозні руйнування і аварійні ситуації. Однак часте проведення оглядів і профілактичних вимірів не завжди дають гарантію того, що електромережу буде працювати безвідмовно. Через великої протяжності повітряної лінії

електропередач неможливо зафіксувати дрібні пошкодження. Тому для цієї мети встановлюють спеціальні технічні засоби для визначення місця пошкодження [8].

Обсяг робіт в кожному конкретному випадку може визначатися індивідуально. Основою для складання програми реконструкції ЛЕП служать наступні документи [9]:

- паспорта ВЛ;
- листки оглядів;
- відомості перевірки загнивання дерев'яних опор;
- відомості перевірки лінійної ізоляції;
- відомості вимірювань габаритів і стріл провисання проводів і тросів;
- відомості вимірювань опорів заземлюючих пристроїв;
- журнали несправностей ПЛ;
- журнали обліку робіт на ПЛ і інші документи.

Графік всіх робіт складається на кілька років вперед, на його підставі складають план на найближчий рік.

Централізований ремонт і реконструкцію повітряної лінії електропередач є найбільш прогресивною і ефективною формою проведення ремонтних заходів. Виконуються такі роботи будівельно-монтажною організацією, що має все необхідне: штат кваліфікованих співробітників, спецтехніку, досвід і спрямовану спеціалізацію. Бригада працівників може бути комплексною чи підібрана тільки для виконання певного виду маніпуляцій: заміни опор, протягання проводів і т.д.

Переваги централізованого підходу:

- скорочення термінів виконання;
- висока якість;
- виконання робіт «під ключ».

Якщо в ході діагностики серйозних ушкоджень або аварійних ситуацій не виявлено, але при цьому спостерігається падіння напруги на кінцях довгих

ділянок лінії, то слід задуматися про підвищення надійності і ефективності роботи лінії. З цією метою зазвичай проводять реконструкцію ЛЕП або заміну СП (самоутримних ізольованих проводів) [10].

В ході реконструкції ЛЕП проводять такі роботи:

- будівництво фундаменту для нових опор (при необхідності);
- демонтаж старих і установка нових стовпів або несучих металевих конструкцій;
- заміна проводів на повітряній лінії, арматури, елементів заземлення і т.д.;
- монтаж телекомунікаційних вишок, обладнання зв'язку та ін.

З переходом до ринкової економіки в електроенергетиці дуже важливими питаннями є:

- значення витрат на виробництво та передачу електроенергії;
- забезпечення ефективності роботи електричних систем та надійне;
- безперебійне електропостачання споживачів [11].

Це можливо забезпечити за рахунок застосування нових схемних рішень і принципів у створенні електроустановок: комплектні трансформаторні підстанції з вакуумними та елегазовими вимикачами, використання ізольованих самонесучих проводів на повітряних лініях 0.4–10 кВ, зниження протяжності мереж 0.4 кВ, підвищення надійності роботи за рахунок застосування оптимальних схем з'єднань системи, а також застосування більш надійних конструктивних елементів ліній електропередач.

Також важливим фактором надійної роботи є доцільна реконструкція електричних систем: врахування зміни різних кліматичних умов, місцевості на якій збудована станція, підстанція чи лінія; врахування технологічних забруднень, а також рельєфу та інших природних умов; правильний вибір проводів, опор, допоміжної арматури, елементів підстанції та релейного захисту.

Реконструкція необхідна, наприклад, при збільшенні потужності, яку передає станція, або навпаки при заміні обладнання чи виведення із системи якої-небудь лінії(підстанції або закриття станції),при заміні старого обладнання на більш сучасне та надійне, при заміні (опор дерев'яні – залізобетонні для мереж 0.4 кВ).

Кожен вид реконструкції передбачує часткову або ж повну заміну обладнання та іноді і його захисту, перерізів проводів, а деколи і конструкції та типу самих опор ПЛЕП.

Реконструкція як і проектування має немалі затрати. Для неї також визначаються техніко-економічні показники як рентабельність та термін окупності. Якщо ці показники задовольняють своїм нормованим значенням, то процес реконструкції є доцільним.

Отже з розвитком енергосистеми передбачаємо, що «Дністровська ГЕС» буде передавати на підстанцію «Кам'янець-Подільський» потужність на 250 більше МВт ніж передає, тобто потужність, що передається, буде складати 550 МВт.

Це може призвести до заміни багатьох параметрів та обладнання, а саме головне що це вплине на режим роботи всієї мережі в яку входить дана лінія.

Мета і задачі дослідження. Метою даної магістерської роботи є визначення доцільності реконструкції лінії електропередачі напругою 330 кВ «Дністровська ГЕС – Кам'янець-Подільський».

Відповідно до вказаної мети в роботі розв'язуються такі основні задачі:

- вибір технічних параметрів лінії;
- розрахунок режимів мережі після збільшення передачі потужності;
- техніко-економічне порівняння.

Об'єктом дослідження роботи є нормальний усталений режим роботи лінії електропередачі електричної мережі напругою 330 кВ.

Предмет дослідження: методи розрахунку режимів роботи лінії електропередачі електричної мережі напругою 330 кВ.

Наукова новизна одержаних результатів полягає у тому, що:

Проведені розрахунки нормальних та особливих режимів роботи лінії електропередачі, здійснено вибір технічних параметрів для лінії «Дністровська ГЕС – Кам’янець-Подільський», показано доцільність реконструкції лінії електропередачі напругою 330 кВ «Дністровська ГЕС – Кам’янець-Подільський».

Практичне значення одержаних результатів.

Практична цінність роботи полягає в тому, що на підставі виконаних досліджень, зроблено висновки про доцільність реконструкції лінії електропередачі напругою 330 кВ «Дністровська гідроелектростанція – Кам’янець-Подільський».

1 ОБҐРУНТУВАННЯ РЕКОНСТРУКЦІЇ ЛІНІЇ «ДНІСТРОВСЬКА ГЕС – КАМ'ЯНЕЦЬ-ПОДІЛЬСКИЙ»

1.1 Системоутворювальна лінія 330 кВ

Лінії електропередачі напруг 330 кВ і вище відіграють важливу роль в сучасній енергетиці. Вони забезпечують транспортування потужності від великих електричних станцій і енергосистем в дефіцитні енергосистеми країни.

Із розвитком економіки країни збільшується споживання електричної енергії, що призводить до необхідності збільшення потужності що передається по ЛЕП, зокрема по системоутворювальним лініям.

Споживачі електроенергії різні по своєму характеру: промислові підприємства, житлові будинки і житлово-комунальні підприємства, електрофікований транспорт, сільськогосподарські споживачі і багато інших. Найбільш розповсюдженими споживачами є електродвигуни, а саме асинхронні двигуни. Споживання електроенергії з кожним роком зростає, оскільки все більше появляється різних електроспоживачів, які переходять з різних типів енергії на електроенергію, так як вона є найбільш доступною, чистою та порівняно з іншими дешевою. Розвитком промисловості, та побутової техніки (пилососи, пральні машини, телевізори, кондиціонери, холодильники, інтелектуальна техніка та інше) призводить до росту споживання реактивної енергії, а це призводить до зміни режимів, які відбуваються в електричних системах.

Значну частину в споживанні електроенергії складають втрати в мережах. Для нашої країни характерний такий приблизний склад навантажень в %;

Споживачі району, в якому знаходиться система приблизно однаково споживають, як реактивну так і активну енергію, оскільки переважають побутові та сільськогосподарські споживачі.

Таблиця 1.1 – Склад навантажень для України

Вид споживачів	Навантаження, %.
Малі асинхронні двигуни	34
Великі асинхронні двигуни	14
Освітлення	25
Випрямлячі і інвертори, печі та нагрівальні прилади	10
Синхронні двигуни	10
Втрати в мережах	7 – 9

На повітряних лініях електропередач застосовуються неізолювані проводи. Найбільш розповсюдженими на ПЛЕП алюмінієві, сталєалюмінієві проводи. В мережах частіше за все використовуються сталєалюмінієві проводи, які складаються з сталюого сердечника та алюмінієвих жил, які обмотані навколо сталюї жили. Марки сталєалюмінієвих проводів, які використовуються на сьогоднішній день наведені нижче:

АС-35/6.2; АС-50/8; АС-70/11; АС-95/16; АС-120/19; АС-150/24;
АС-185/29; АС-240/32; АС-240/39; АС-240/56; АС-300/39; АС-300/48;
АС-300/66; АС-330/43; АС-400/51; АС-400/93; АС-500/64.

Для збільшення пропускної спроможності в лініях електропередач напругою 330 кВ і вище використовується розщеплення проводів у фазі. При розщеплені проводу в фазі збільшується пропускна спроможність та зменшуються втрати на корону.

2 ВИБІР ТЕХНІЧНИХ ПАРАМЕТРІВ ЛІНІЇ «ДНІСТРОВСЬКА ГЕС – КАМ'ЯНЕЦЬ-ПОДІЛЬСКИЙ»

2.1 Вибір номінальної напруги

На сьогоднішній день на етапі проектування номінальна напруга електропередачі вибирається на основі порівнянь техніко-економічних показників можливих варіантів з різними напругами.

Для дальніх ліній електропередач змінного струму в Україні використовуються такі класи номінальних напруг: 330, 500, 750, 1150 кВ [2,3]. Номінальна напруга лінії електропередачі в основному визначається активною потужністю та довжиною лінії, але завжди перевіряється за умови максимально допустимих величин.

Для попередньої оцінки можливої номінальної напруги електропередачі і створення варіантів, з метою проведення кінцевого техніко-економічного аналізу корисно використовувати економічні зони [2,4]. При виборі варіантів номінальної напруги враховуємо натуральну потужність, а також використаємо формулу Ілларіонова:

$$U_{\epsilon} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{73,45} + \frac{2500}{550}}} = 296,79 \text{ (кВ)},$$

де L – довжина лінії, км ;

P – потужність, що передається лінією на один ланцюг, МВт.

Оскільки даний результат дуже близький до стандартного значення напруги, то приймаємо номінальну напругу лінії 330 кВ.

По суті, вибір номінальної напруги, як такої, для лінії «Дністровська ГЕС» – «Кам'янець-Подільський» здійснювати нема потреби, оскільки вже задані напруги розподільних пристроїв відповідних системних підстанцій.

Отже, лінія “ Дністровська ГЕС” – Кам’янець-Подільський ” буде виконуватись напругою 330 кВ.

2.2 Визначення площі перерізу проводів і вибір конструкції фази

Початковими даними для вибору конструкції проводів є потужність P , що передається по лінії, клас напруги електропередачі $U_{ном}$, кліматичні і техніко-економічні характеристики району проходження траси лінії.

На підставі техніко-економічних розрахунків визначається економічна густина струму J_e (формула (2.1)) і оптимальне відношення P/P_n (формула (2.2)).

$$J_{opt} = \frac{I_{сер.кв.}}{F_{a.opt}} = \sqrt{\frac{K_F \cdot (E_n + a_{ПЛ})}{3\rho \cdot \tau \cdot \varepsilon_{e.n}}}, \quad (2.1)$$

де $I_{сер.кв.}$ – середнє квадратичне значення струму вздовж лінії з урахуванням реактивного струму;

$F_{a.opt}$ – оптимальний активний опір проводів фази;

K_F – одиниця перерізу проводів;

E_n – нормативний коефіцієнт ефективності (коефіцієнт дисконту $E = 0.1$ – 0.2);

$\alpha_{ПЛ}$ – відрахування на амортизацію та обслуговування ПЛ ($\alpha_{ПЛ} = 5.95\%$);

$\rho = 28,3 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{км}$ – питомий опір проводів;

τ – річний час максимальних втрат в годинах, яке приблизно визначається залежно від числа годин максимального навантаження T_{max} ;

$\varepsilon_{e.n}$ – питома вартість втрат енергії на нагрів проводів.

$$\left(\frac{P}{P_n}\right)_{opt} = \sqrt{\frac{K_{ПЛ}(E_n + a_{ПЛ})}{k_{ДРП}(E_n + a_{об})} \cdot \frac{1}{3\varepsilon_0 \cdot \omega \cdot U_{ф.н} \cdot E_{доп.н} \cdot k_{ДРП}} - \left(1 - \frac{k_p}{k_{ДРП}}\right)}, \quad (2.2)$$

де P – передавана потужність;

P_n – натуральна потужність лінії;

K_{Π} – вартість спорудження 1 км лінії;

$k_{ДРП}$ – питома вартість джерел реактивної потужності(ДРП);

$\alpha_{об}$ – відрахування на амортизацію та обслуговування обладнання ($\alpha_{об} = 2.1 \%$);

ε_0 – діелектрична стала($\varepsilon_0 = 1/4 \cdot \pi \cdot 9 \cdot 10^9$);

ω – кутова швидкість напруги;

$U_{ф.н}$ – номінальна фазна напруга;

$E_{доп.н}$ – номінальне діюче значення допустимої напруженості поля на поверхні проводу;

k_p – питома вартість реакторів.

За відсутності необхідних початкових даних для обчислення J_e і (P/P_n) слід скористатися нормованими значеннями J_e для району проходження лінії і значеннями (P/P_n) . Далі уточнюється конструкція проводу: чим менше коефіцієнт заповнення проводу χ_z , тим більше оптимальний переріз складових (формула (2.3)).

$$F_{0a} = \frac{1}{3600\pi} \cdot \left(\frac{P}{P_n} \right)^2 \cdot \frac{E_{доп.н}^2 \cdot k_{викор}^2}{J^2 \cdot \chi_z}, \quad (2.3)$$

де $k_{викор}$ – коефіцієнт використання поверхні розщепленого проводу;

J – густина струму;

χ_z – коефіцієнт заповнення перерізу.

Збільшення активного перерізу одиничного проводу дає ряд переваг – збільшується оптимальна довжина прольоту, підвищується надійність роботи лінії. Тому не слід нехтувати можливістю використання розширених проводів (зокрема в пучку розщепленого проводу).

Після визначення оптимального перерізу одиничного проводу в формулі

(2.3) визначається оптимальне число складових у фазі:

$$n = \frac{F_a}{F_{a0}}, \quad (2.4)$$

де F_a – активний провідів фази;

F_{a0} – оптимальний переріз складових у фазі.

Число складових у фазі може бути визначене також безпосередньо з формули (2.5).

$$\begin{aligned} n &= 60 \cdot U_{\phi.n} \cdot \frac{P_n}{P} \cdot \frac{\bar{C}}{2\varepsilon_0} \cdot \frac{J\chi_z}{E_{\text{доп.н}}^2 \cdot k_{\text{викор}}^2} = \frac{60}{2\varepsilon_0 \cdot \nu_B} \cdot \frac{U_{\phi.n}}{z_B} \cdot \frac{P_n}{P} \cdot \frac{J\chi_z}{E_{\text{доп.н}}^2 \cdot k_{\text{викор}}^2} = \\ &= 1200\pi \cdot \frac{P_n}{U_\phi} \cdot \frac{P_n}{P} \cdot \frac{J\chi_z}{E_{\text{доп.н}}^2 \cdot k_{\text{викор}}^2}, \end{aligned} \quad (2.5)$$

де $\bar{C}$ – середня робоча ємність лінії;

ν_B – швидкість розповсюдження електромагнітної хвилі.

U_ϕ – фазна напруга.

Потім оптимізується розташування проводів в просторі (круглі, еліптичні і т. п.) залежно від числа складових у фазі і відстані між фазами.

Слід зазначити, що при обчисленні активного перерізу одиничного проводу в більшості випадків виходять значення, які не співпадають з дискретними значеннями шкали перерізів проводів по ДЕСТу. Аналогічно виходять не цілі значення числа складових у фазі. Тому звичайно доводиться збільшувати ці параметри проводів до найближчого значення за шкалою перерізів і до найближчого цілого числа складових. При цьому вноситься елемент свавілля, що в деяких випадках може привести до значного відхилення від оптимальної конструкції фази. У зв'язку з цим слід звернути увагу на ту обставину, що математичний оптимум значень J і P/P_n , відповідний мінімуму

приведених витрат на спорудження і експлуатацію електропередачі, не обов'язково відповідає дійсно оптимальному поєднанню значень J і P/P_n .

Незалежність активного перерізу і поверхні розщеплених проводів для розділення функції приведених витрат на дві окремі залежності: від активного перерізу і від поверхні фази, – увігнуті криві, в яких мінімум. Якщо ж побудувати функцію приведених затрат від обох цих параметрів на одному графіку (рисунок 2.1), то виходить фігура у формі чаші, обернутої опуклістю до площини $J—P/P_n$. Нижня точка цієї чаші відповідає знайденим вище оптимальним значенням J_e і $(P/P_n)_{\text{опт}}$. Проте - пологість функції $Z_{\text{пл}} = f(J; P/P_n)$ поблизу мінімуму дозволяє ставити питання про допустимі відхилення значень J і P/P_n від J_e і $(P/P_n)_{\text{опт}}$ без збитку для техніко-економічних показників електропередачі.

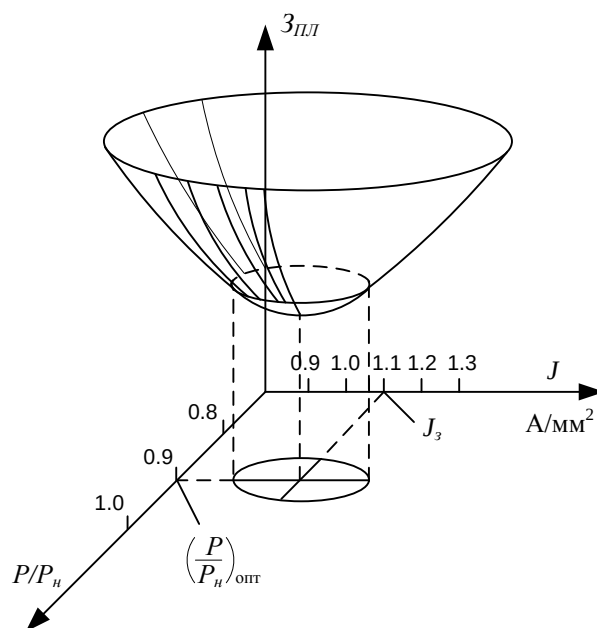


Рисунок 2.1 – Залежність приведених затрат на споруду і експлуатацію ПЛ 330 кВ від густини струму J і відношенню потужності, що передається, до натуральної P/P_n

Відповідь на це питання може бути одержана при обліку погрішності початкових техніко-економічних показників, що входять у функцію приведених

затрат, що мінімізується. Так, кошторисна вартість електропередачі, як правило, відрізняється від фактичної через об'єктивну неможливість врахувати при проектуванні всю безліч умов споруди майбутньої електропередачі. Ще більшу погрішність має узагальнений вираз для оцінки вартості споруди 1 км лінії по формулі (2.6), як функції основних визначальних її чинників.

$$K_{пл} = K_0 + K_F \cdot F_a + K_{\Pi} \cdot F_{\Pi}, \quad (2.6)$$

де K_0 , K_F , K_{Π} – постійні коефіцієнти для лінії із заданою принциповою схемою опори, що збільшуються із зростанням номінальної напруги;

F_{Π} – поверхня проводів на одиницю довжини лінії.

Замикаючі витрати на електроенергію, які використовуються для оцінки вартості втрат енергії на нагрів проводів на найближчі 10–15 років, можуть бути визначені з погрішністю, не менше ± 5 –10 %.

Погрішність визначення приведених витрат визначається погрішністю оцінки її складових. Проте деякі погрішності підсумовуються, а інші, навпаки, компенсуються. В результаті погрішність приведених витрат складає 1–2 %. Провівши площину паралельно площині $J - P/P_n$ вище за мінімум $Z_{пл}$ на (0.01–0.02) $Z_{пл}$, одержуємо в перерізі з функцією $Z_{пл}(J; P/P_n)$ еліпс, проекція якого на площину $J - P/P_n$ обмежує область оптимальних значень J і P/P_n , в межах якої техніко-економічні показники електропередачі невиразні (див. рисунок 2.1).

За допомогою формул (2.3), (2.5) область оптимальних значень економічних параметрів лінії $J - P/P_n$ може бути перетворена в область оптимальних значень її конструктивних параметрів. Для цього кожній парі значень на межі області оптимальних параметрів J і P/P_n по формулах (2.3) і (2.5) слід знайти відповідні значення перерізу проводу F_{a0} і числа складових у фазі n (рисунок 2.2).

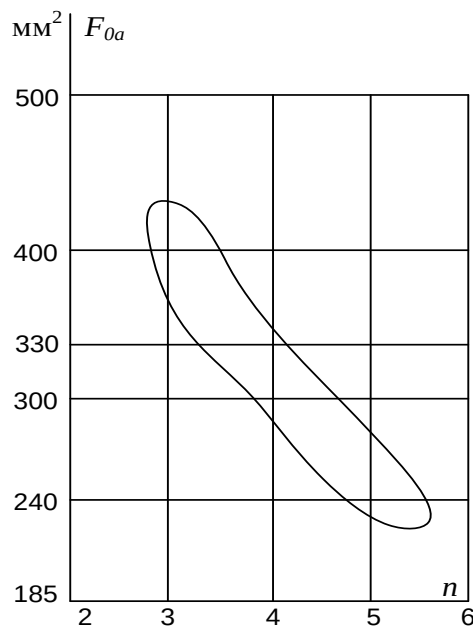


Рисунок 2.2 – Область оптимальних значень конструктивних параметрів ПЛ 330 кВ при $P = 1000$ МВт

На одержану таким чином область оптимальних значень F_{a0} , і n наноситься сітка, відповідна значенням перерізів шкали проводів по ДЕСТу і цілим значенням числа складових у фазі. Вузли цієї сітки, що знаходяться всередині області оптимальних значень F_{a0} і n , визначають всі можливі рівноекономічні конструкції проводів. Частина з цих конструкцій може бути виключена на основі обмежень, що накладаються на проводи по умові механічної надійності роботи проводів. З цієї причини для ПЛ НВП не рекомендується застосовувати провід з перерізом менше 150 мм^2 .

Окрім цього обмеження, яке діє постійно, на окремих етапах розвитку енергетики можуть додатково з'являтися кон'юнктурні обмеження, що виявляються, наприклад, у формі дефіциту тих або інших видів матеріальних ресурсів і засобів виробництва, в необхідності обліку економічних і інших чинників. Наприклад, облік дефіцитності провідникового матеріалу, що виділяється для спорудження мереж, може бути здійснений шляхом ранжирування рівноекономічних варіантів конструкцій фази по сумарному

перерізу проводів з подальшим вибором тієї з них, для якої цей переріз мінімальний. Навпаки, при переважаючому дефіциті палива або генеруючих потужностей перевага повинна бути віддана варіанту з максимальним перерізом проводів фази, що характеризується меншими втратами потужності і енергії в лінії.

При зміні відстані між фазами змінюється оптимальна конструкція опори. При виключно великих міжфазних відстанях оптимальні конструкції проміжних опор порталного типу або V-образних на відтяжках з розташуванням стійок опори між фазами і підвіскою проводів до суцільної металевої траверси. При мінімальних міжфазних відстанях стійки не повинні розташовуватися між проводами. В цьому випадку оптимальна конструкція з гнучкою траверсою, яка складена з тросів і ізоляторів. Очевидно, що цей тип опор вимагає значно меншої витрати металу, і тому опори легші і дешевше, ніж з жорсткою металевою траверсою. Звідси витікає, що зміна конструкції проводів безпосередньо пов'язана із зміною конструкції опори, що визначає необхідність комплексної оптимізації конструкції лінії.

Слід зазначити також, що металоконструкції опори роблять суттєвий вплив на умови роботи проводів, збільшуючи погонну ємність проводу і, відповідно, напруженість поля на ньому приблизно на 10 %. Чим масивніша опора, тим більший вплив на умови роботи проводів вона робить. Найбільший вплив спостерігається в вільностоячих опорах (без тросових відтяжок), що мають найбільшу поверхню металоконструкцій і масу.

У зоні впливу опори знаходиться відносно невелика ділянка проводів (близько 5 %). Тому економічно недоцільно пред'являти вищі вимоги до проводів на всьому прольоті.

Для ліній постійного струму відмінність від висловленого порядку полягає у тому, що радіус розщеплювання приймається відповідно до формули (2.7). Крім того, оскільки при постійному струмі практично немає відмінності діючого і максимального значень напруги, як при змінному струмі, діюче

значення допустимої напруженості на поверхні проводів в $\sqrt{2}$ раз більше, ніж на лініях змінного струму. Тому оптимальний переріз одиничного проводу згідно (2.3) на лініях постійного струму удвічі більше, ніж на лініях змінного струму. Необхідно підкреслити, що для передачі однакової потужності при однакових втратах потужності в лініях змінного і постійного струму повинні бути однакові напруги щодо землі і сумарний активний переріз проводів. Неважко показати, що за перерахованих умов число складових одного полюса лінії постійного струму удвічі менше, ніж на лінії змінного струму.

$$\frac{r_p^*}{n \cdot r_0} = 3.3, \quad (2.7)$$

де r_p^* – радіус розщеплення;

n – оптимальне число складових у фазі;

r_0 – зовнішній радіус проводу.

Збільшення поверхні кожного з трьох розщеплених проводів лінії змінного струму в порівнянні з поверхнею проводів кожного полюса лінії постійного струму призводить до збільшення сумарного вітрового тиску на проводи в $3\sqrt{2}/2 = 2.1$ рази. Оскільки вітровий тиск на провода складає приблизно 50 % від загального вітрового навантаження на опори, збільшення вітрового тиску на лінії змінного струму призводить до збільшення сумарного вітрового тиску на опори приблизно в 1,5 рази в порівнянні з ПЛ постійного струму. Згідно формулі (2.8) це пов'язано із збільшенням маси і вартості опор і фундаментів в $1.5^{3/2} = 1.3$ рази.

Відношення маси проміжної опори при довільній довжині прольоту l до маси опори при деякій фіксованій довжині прольоту l_0 визначається наближеним співвідношенням:

$$\frac{M_{оп}(l)}{M_{оп}(l_0)} = \frac{H_p(l)}{H_p(l_0)} \cdot \left(\frac{Q_l}{Q_{l_0}} \right)^{\frac{2}{3}}, \quad (2.8)$$

де H_p – точка прикладання рівнодіючої горизонтальних навантажень;

Q – рівнодіюча горизонтальних навантажень;

l – довільна довжина прольоту;

l_0 – фіксована довжина прольоту.

Вартість опор і фундаментів складає близько 30 % від вартості лінії. Тому збільшення вартості опор і фундаментів призводить до збільшення вартості лінії приблизно на 10 %. Збільшення числа проводів на лінії при незмінному сумарному перерізі проводів призводить до ускладнення арматури і монтажу. Це також призводить до деякого подорожання лінії. В результаті загальне подорожання конструктивно-будівельної частини ПЛ змінного струму в порівнянні з ПЛ постійного струму складає 15–20 %. Така невелика відмінність вартості конструктивно-будівельної частини ПЛ змінного і постійного струму не може компенсувати надзвичайно високої вартості перетворювальних пристроїв, що є необхідним елементом електропередач постійного струму. Тому в цілому вартість електропередач постійного струму більше, ніж передач змінного струму, причому ця відмінність збільшується за наявності проміжних підстанцій на електропередачі для зв'язку з проміжними енергосистемами.

2.2.1 Вибір площі перерізу проводу

Основними параметрами лінії електропередач є:

- пропускна здатність;
- номінальна напруга;
- кількість ланцюгів;
- переріз проводів у фазі;
- конструктивне виконання лінії.

Вибір всіх цих параметрів при врахуванні ролі і призначення ліній електропередач обґрунтовується відповідними техніко-економічними

розрахунками по типовій методиці. Розрахунок ведеться в два етапи. Перший етап передбачає розробку технічно можливих варіантів, які підлягають порівнянню. Всі варіанти повинні мати однаковий енергетичний ефект, однакову ступінь надійності електропостачання, бути взаємно замінним.

Вибір оптимального перерізу проводів проводимо за методом приведених витрат, за допомогою якого визначається економічні інтервали потужностей, для кожного з варіантів, що порівнюються. Цей метод дає більш точний розв'язок, на відміну від методу економічної густини струму, так як враховує дискретність шкали стандартних перерізів проводів і фактичні значення параметрів, що впливають на приведені витрати.

Використання методу економічних інтервалів здійснюється за відповідним алгоритмом:

1. За нормативною економічною густиною струму j_e [5] визначимо розрахунковий переріз проводу F_p :

$$F_p = \frac{P \cdot \alpha_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_i \cdot j_e \cdot m \cdot n \cdot \cos \varphi}, \quad (2.9)$$

де P – потужність, що передається;

$\alpha_{\max} = 0.89$ – коефіцієнт, який враховує кількість годин використання максимального навантаження лінії T_{HB} і коефіцієнт її попадання у максимум навантаження енергосистеми K_T ([5]);

U_n – номінальна напруга;

$j_e = 1.1$ – економічна густина струму ([5]);

m – кількість ланцюгів;

n – кількість проводів у фазі;

$\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності.

За формулою (2.9):

$$F_p = \frac{550 \cdot 10^3 \cdot 0.89}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 1.1 \cdot 2 \cdot 1 \cdot 0.9} = 432,527 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

2. Враховуючи норми та мінімальні перерізи проводів за умовами корони для напруги 330 кВ приймаємо найближче стандартне значення перерізу $F_i = 400 \text{ мм}^2$. Для порівняння приймаємо стандартний переріз проводу на ступінь більший від F_i , а саме $F_{i+1} = 500 \text{ мм}^2$. Варіант проводу F_{i-1} відсутній за умов корони.

3. Для кожного з проводів визначаємо необхідні електричні та економічні характеристики проводів та зводимо у таблицю 2.1.

Таблиця 2.1 – Електричні та економічні характеристики проводів

№ варіанту	Номінальний переріз	Активний питомий опір, r_i , Ом/км	Втрати на корону, ΔP , кВт/км	Вартість спорудження лінії, K , тис.грн/км	Маса провода, M_0 , кг/км	Діаметр провода, D , мм ²
i	400	0.0375	2.6	38	1490	27.5
$i+1$	500	0.03	1.9	42	1852	30.6

4. Визначимо верхню економічну границю потужності (нижня границя відсутня, виходячи з умов допустимого перерізу проводу):

$$P_{e2} = \frac{U_n \cdot \cos \varphi}{\alpha_{\max}} \cdot \sqrt{\frac{((K_{i+1} - K_i) \cdot (E_n + \alpha) + (\Delta P_{K_i} - \Delta P_{K_{i+1}}) \cdot 3''_{y.o.}) \cdot 10^{-3}}{(r_i - r_{i+1}) \cdot 3'_{y.o.}}}, \quad (2.10)$$

де K_{i+1} , K_i – вартість спорудження 1 км. лінії [5];

$E_n = 0.12$ – нормативний коефіцієнт ефективності (коефіцієнт дисконту $E = 0.1$ – 0.2) [6];

$\alpha = 5.95 \%$ – відрахування на амортизацію та обслуговування ПЛЕП [6];

ΔP_{K_i} , $\Delta P_{K_{i+1}}$ – середньорічні витрати на корону [6];

r_i , r_{i+1} – активні опори;

$З''_{y.o}$ – питомі розрахункові витрати на виробництво електроенергії для покриття втрат на корону;

$З'_{y.o}$ – питомі розрахункові витрати на виробництво електроенергії для покриття втрат на нагрівання.

Так для перерізу 400 мм² $K_i = 38 \cdot \kappa_{inf} = 38 \cdot 5.15 = 195.7$ (тис.грн./км), а для перерізу 500 мм² $K_{i+1} = 40 \cdot \kappa_{inf} = 42 \cdot 5.15 = 216.3$ (тис.грн./км).

Питомі розрахункові витрати визначаємо за формулами:

$$\begin{aligned} З'_{y.o.} &= C'_e \cdot \tau \cdot 10^{-5}, \\ З''_{y.o.} &= C''_e \cdot \tau \cdot 10^{-5}, \end{aligned} \quad (2.11)$$

де C'_e , C''_e – вартість 1кВт/год питомих витрат на покриття втрат електроенергії, що визначається для показника $T' = \tau$, $T'' = T = 8760$ год.

$$\tau = \left(0.124 + \frac{T_{HB}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0.124 + \frac{5500}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 5904,24,$$

$$C''_e = \epsilon'' \cdot \kappa_{inf} = 1,78 \cdot 5,05 = 8,99 \text{ (коп} \cdot \text{кВт/год)},$$

$$C'_e = \epsilon' \cdot \kappa_{inf} = 2,31 \cdot 5,15 = 11,67 \text{ (коп} \cdot \text{кВт/год)},$$

де ϵ' , ϵ'' – вартість 1кВт/год питомих витрат на покриття втрат електроенергії приведених в рублях;

κ_{inf} – коефіцієнт інфляції, який на 2006 складає 5,05 грн;

T – кількість годин в одному році ($T = 8760$ год.)

За співвідношеннями (2.11):

$$З'_{y.o.} = C'_e \cdot 10^{-5} \cdot \tau = 11,67 \cdot 5904,24 \cdot 10^{-5} = 0,689 \text{ (тис.грн /кВт} \cdot \text{год)},$$

$$З''_{y.o.} = C''_e \cdot 10^{-5} \cdot T = 8,99 \cdot 10^{-5} \cdot 8760 = 0,788 \text{ (тис.грн /кВт} \cdot \text{год)}.$$

За формулою (2.10) зробимо розрахунок

$$P_{e2} = \frac{330 \cdot 0.9}{0.89} \cdot \sqrt{\frac{((216.3 - 195.7) \cdot (0.12 + 0.0592) + (2.6 - 1.9) \cdot 0.788) \cdot 10^{-3}}{(0.0375 - 0.03) \cdot 0.689}} = 289,773(\text{МВт}).$$

Здійснимо остаточний вибір перерізу проводу, виходячи з того, що розрахункова потужність $P = 550$ МВт перевищує верхню межу P_{e2} , тому лінію 330 кВ виконаємо проводом марки АС-500/64. Згідно з рекомендацією для ЛЕП 330 кВ умовами утворення корони приймаємо кількість проводів у фазі 2.

2.3 Визначення оптимального кроку розчеплення.

Оптимальний крок розщеплення визначається за наступним алгоритмом:

1. Для даного класу номінальної напруги і відповідних перерізів проводу вибирається допустима напруженість електричного поля E_0 .
2. Для максимальних умов (середньої фази) визначається максимальна напруженість на поверхні проводу

$$E_{\max}^{cp} = k_n \cdot 14.7 \cdot \frac{C^{cp} \cdot U_H}{n \cdot R_0}, \quad (2.12)$$

де k_n – коефіцієнт посилення поля за рахунок розчеплення;

n – кількість проводів у фазі;

R_0 – радіус одиночного проводу.

$$k_n = 1 + (n - 1) \cdot \frac{R_0}{R_p}, \quad (2.13)$$

де R_p – радіус розчеплення;

$$R_p = \frac{a}{2 \cdot \sin\left(\frac{\pi}{n}\right)}, \quad (2.14)$$

де a – крок розчеплення;

C^{cp} – ємність середньої фази;

$$C^{cp} = \frac{0.0253}{\lg \frac{D_{cp}}{R_e}}, \quad (2.15)$$

де R_e – еквівалентний радіус проводу;

$$R_e = R_p \cdot \sqrt[n]{\frac{R_0 \cdot n}{R_p}}. \quad (2.16)$$

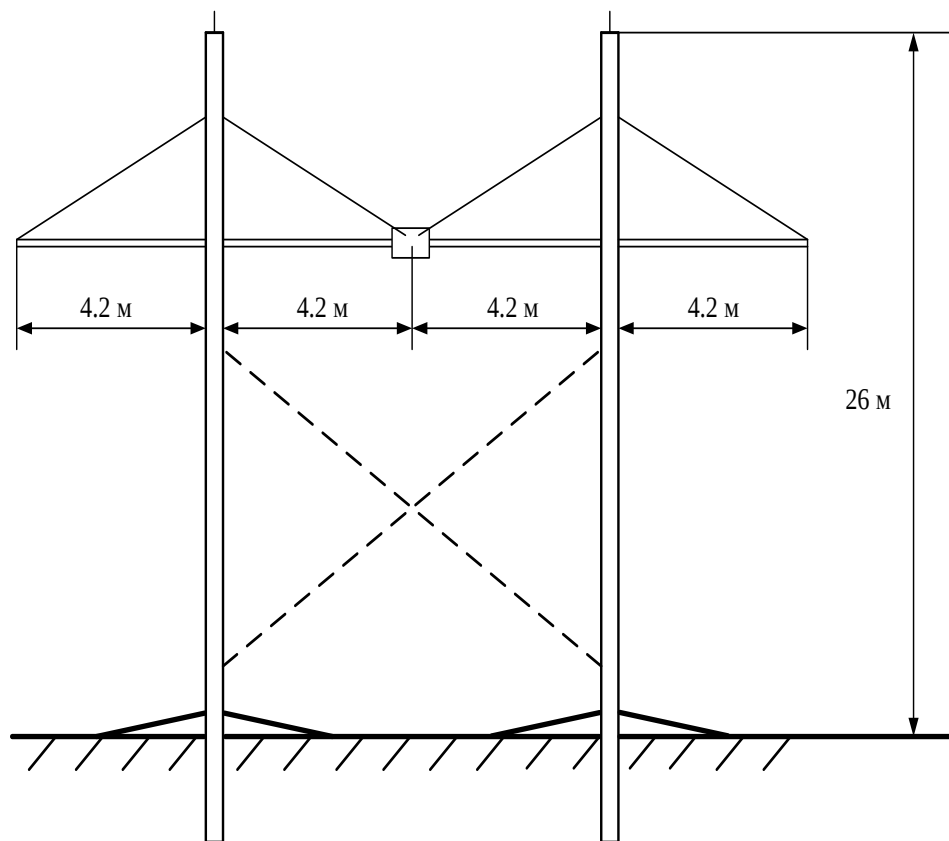


Рисунок 2.3 – Основні геометричні відстані проміжної залізобетонної опори ПЛ 330 кВ порталного типу

3. -Оцінюючи допустимість напруженості, пропонуються всі можливі варіанти кроку розчеплення.

4. Для допустимих варіантів конструкції фази вибирається найкращий варіант, який відповідає умовам економічної ефективності.

Проведемо розрахунок оптимального кроку розчеплення для лінії напругою 330 кВ з проводами 2×АС-500/64 використовуючи формули (2.12–2.16):

для $a = 0.2$ м:

$$R_p = \frac{0.2}{2 \cdot \sin\left(\frac{\pi}{2}\right)} = 0.1 \text{ (м)},$$

$$R_0 = \sqrt{\frac{S}{\pi}} = \sqrt{\frac{500}{\pi}} = 12.616 \text{ (мм)},$$

$$k_n = 1 + (2 - 1) \cdot \frac{12.616 \cdot 10^{-3}}{0.1} = 1.126,$$

$$D_{cp} = \sqrt[3]{D_{AB} \cdot D_{BC} \cdot D_{CA}} = \sqrt[3]{8.4 \cdot 8.4 \cdot 16.8} = 10.58 \text{ (м)},$$

де D_{AB} , D_{BC} , D_{CA} – відстані між відповідними фазами на порталній опорі.

$$R_e = 0.17 \cdot \sqrt[2]{\frac{12.616 \cdot 10^{-3} \cdot 2}{0.1}} = 0.063 \text{ (м)},$$

$$C^{cp} = \frac{0.0253}{\log \frac{10.58}{0.063}} = 0.011,$$

$$E_{\max}^{cp} = 1.126 \cdot 14.7 \cdot \frac{0.011 \cdot 330}{2 \cdot 1.2616} = 24.631 \text{ (кВ/см)}.$$

Інші розрахунки виконуємо аналогічно. Результати заносимо до таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Залежність максимальної напруженості від кроку

розщеплення

Вар. №2	U=330 кВ 2×АС-500/64				
a, м	R _p , м	R _{екв} , м	C ^{ср} , мкФ/км	k _n	E _{max} , кВ/см
0.2	0.1	0.05	0.011	1.126	23.576
0.3	0.15	0.062	0.011	1.084	23.589
0.4	0.2	0.071	0.012	1.063	23.797
0.5	0.25	0.079	0.012	1.05	24.051

Початкова напруженість виникнення корони на поверхні:

$$E_0 = 24.5 \cdot \delta \cdot \left[1 + \frac{0.65}{(R_0 \cdot \delta)^{0.38}} \right]. \quad (2.17)$$

З врахуванням нерівності проводу:

$$E' = 0.9 \cdot m \cdot E_0, \quad (2.18)$$

де $m = 0.82$ – коефіцієнт нерівності.

Допустима напруженість для радіо перешкод:

$$E'' = E_0 - 17.4 \cdot \log R_0, \quad (2.19)$$

де $\delta = 1.03$ – коефіцієнт, що враховує кліматичні умови.

Для проводів 2×АС-500/64 за виразами (2.17–2.19) обрахуємо:

$$E_0 = 24.5 \cdot 1.03 \cdot \left[1 + \frac{0.65}{(1.2616 \cdot 1.03)^{0.38}} \right] = 40.084 \text{ (кВ/см)},$$

$$E' = 0.9 \cdot 0.82 \cdot 40.084 = 29.582 \text{ (кВ/см)},$$

$$E'' = 40.084 - 17.4 \cdot \log 1.2616 = 38.328 \text{ (кВ/см)}.$$

На основі таблиці 2.2. та розрахованих E_0 , E' та E'' побудуємо залежності $E_{\max}$ від кроку розщеплення та порівняємо їх з напруженостями виникнення корони на поверхні проводу з врахуванням його нерівності та допустимими напруженостями електричного поля для радіоперешкод. Отже, можна прийняти крок розщеплення $a = 0.3$ м. Такий крок розщеплення відповідає умовам мінімальної “корони” та умовам усунення радіоперешкод.

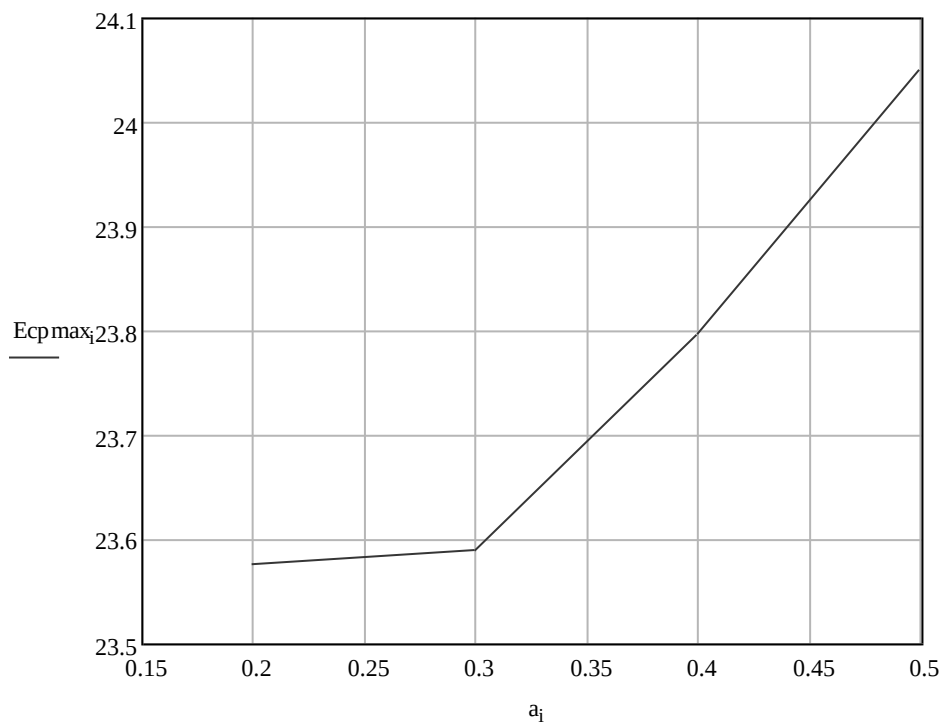


Рисунок 2.4 – Залежності $E_{\max}$ від кроку розщеплення.

а) крок розщеплення $a = 0.3$ м, б) крок розщеплення $a = 0.4$ м

2.4 Вибір компенсуючих пристроїв і перемикаючих пунктів для підвищення пропускної спроможності електропередачі

Однією з найважливіших характеристик є пропускна спроможність електропередачі. Відомо, що пропускна спроможність належить до основних

техніко-економічних показників ЛЕП. Саме величина цієї потужності визначає потенційну спроможність електропередачі передавати електричну енергію від джерела до системної підстанції. Поняття пропускної спроможності справедливе лише для ЛЕП змінного струму тому, що для систем змінного струму існує поняття статичної та динамічної стійкості. З аналізу режимів ЛЕП випливає, що пропускна спроможність залежить від класу номінальної напруги, конструктивних параметрів та довжини електропередач.

Питання підвищення пропускної спроможності має вирішуватись на рівні проекту спорудження або розвитку електричної мережі 330 кВ і вище, підвищення пропускної спроможності може відбуватись за такими напрямками:

- підвищення класу номінальної напруги (такий шлях можливий, коли виконується проект нової лінії електропередачі);
- вибір ефективного перерізу проводів (цей напрямок може розглядатись з точки зору вибору оптимального обладнання для визначеного класу номінальної напруги);
- вибір оптимальної конструкції ЛЕП (такий напрямок має бути комплексним: він включає в себе оптимізацію конструкції проводів у фазі, використання оптимальних перегонів і врівноваження оптимальних конструкцій опор);
- вибір і застосування компенсуючих пристроїв для підвищення P_{np} .

Режим роботи електропередачі буде стійким, якщо пропускна спроможність електропередачі на 15–20 % вища, ніж потужність, що по ній передається.

При невиконанні цієї умови необхідно ввести штучну компенсацію (КП) параметрів з метою підвищення пропускної спроможності електропередачі і техніко-економічних показників її роботи.

За допомогою КП вирівнюють рівні напруги вздовж лінії і обмежують перетоки реактивної потужності, обумовлені ємнісною провідністю

електропередачі. В результаті впливу компенсації зменшуються втрати потужності в лінії і забезпечується необхідний запас стійкості ЛЕП.

Визначимо пропускну спроможність електропередачі:

$$P_{np} = \frac{U_H}{Z_c \cdot \sin(\alpha_0 \cdot l)}, \quad (2.20)$$

де Z_c – хвильовий опір ДЛЕП;

α_0 – коефіцієнт фази ДЛЕП;

$$Z_c = \sqrt{\frac{x_0}{b_0}}, \quad (2.21)$$

$$\alpha_0 = \sqrt{x_0 \cdot b_0}. \quad (2.22)$$

Питомі параметри для вибраних проводів визначаються за формулами:

$$x_0 = 0.145 \cdot \log\left(\frac{D_{cp}}{R_e}\right) + 0.05, \quad (2.23)$$

$$b_0 = \frac{7.58}{\log\left(\frac{D_{cp}}{R_e}\right)} \cdot 10^{-6}, \quad (2.24)$$

Для лінії 330 кВ з проводами 2×АС-500/64 використовуючи формули (2.23, 2.24) розрахуємо:

$$x_0 = 0.145 \cdot \log\left(\frac{10.58}{0.3}\right) + 0.05 = 0.274 \text{ (Ом/км)},$$

$$b_0 = \frac{7.58}{\log\left(\frac{10.58}{0.3}\right)} \cdot 10^{-6} = 4.899 \cdot 10^{-6} \text{ (См/км)},$$

Виконаємо розрахунки використовуючи вирази (2.21–2.22):

$$\alpha_0 = \sqrt{0.274 \cdot 4.899 \cdot 10^{-6}} = 1.159 \cdot 10^{-3} \text{ (рад/км)},$$

$$Z_c = \sqrt{\frac{0.274}{4.899 \cdot 10^{-6}}} = 236.662 \text{ (Ом)},$$

$$P_{np} = \frac{330^2}{236,662 \cdot \sin 1,159 \cdot 10^{-3} \cdot 73,45} = 5410 \text{ (МВт)}.$$

За результатами розрахунків виконується наступна нерівність $P_{np} \geq 1.2 P$, а саме $5410 > (550 \cdot 1.2) = 5410 > 660$ (МВт), тобто КП для цього варіанту не потрібен.

Висновки по 2 розділу

1. При виборі конструкції проводів ПЛ НВП необхідно керуватися умовами оптимального використання активного перерізу і поверхні проводів. Мінімальна поверхня проводів визначається умовою обмеження коронного розряду. Оптимальні техніко-економічні показники електропередач відповідають умові $P \leq P_i$.

2. Найбільш економічна конструкція розщепленого проводу при $n_{\min} \leq n \leq 1.25 \cdot n_{\min}$ відповідає розташуванню проводів по колу. При $n > 1.25 \cdot n_{\min}$ найбільш економічне еліптичне розташування проводів.

3. Конструкція проводів не обмежує зростання номінальних напруг електропередач і їх пропускну спроможність.

4. Застосування компактних ліній забезпечує значний економічний ефект за рахунок зменшення габаритів опор і ширини траси лінії. На таких лініях може бути досягнута високий ступінь симетрії погонних параметрів.

3 АНАЛІЗ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 330/110 КВ

3.1 Розрахунок нормального усталеного режиму ЛЕП

3.1.1 Визначення сталих чотириполюсника

Для ЛЕП значної протяжності певною особливістю є хвильовий характер процесів передачі електричної енергії. Такі ЛЕП розглядаються як лінії з розподіленими параметрами. Для аналізу режимів роботи таких електропередач доцільно замінювати їх чотириполюсниками з комплексними сталими A , B , C , D .



Рисунок 3.1 – Схема заміщення чотириполюсника

Для перерізу проводу 2×АС-500/64 були прийняті такі параметри :

$$r_0 = 0,03 \text{ Ом/км}; \quad x_0 = 0,32 \text{ Ом/км}; \quad b_0 = 3,5 \cdot 10^{-6} \text{ См/км};$$

$$g_0 = 4,2 \cdot 10^{-8} \text{ См/км}; \quad l = 73,45 \text{ км}.$$

Комплексні сталі можуть бути визначені зі співвідношення:

$$A = ch(\gamma_0 l),$$

$$B = Z_c sh(\gamma_0 l), \tag{3.1}$$

$$C = \frac{1}{Z_c} sh(\gamma_0 l),$$

де γ_0 – коефіцієнт розповсюдження хвилі;

Z_c – хвильовий опір лінії;

$$Z_c = \sqrt{\frac{(r_0 + jx_0)}{(g_0 + jb_0)}} = Z_c \cdot e^{j\varphi_0}. \quad (3.2)$$

Користуючись формулою (5.2) отримуємо:

$$Z_c = \sqrt{\frac{0,03 + j0,32}{4,2 \cdot 10^{-8} + j3,5 \cdot 10^{-6}}} = 302,77 - 12,34i.$$

Коефіцієнт розповсюдження хвилі визначається:

$$\gamma_0 = \sqrt{(r_0 + jx_0) \cdot (g_0 + jb_0)} = \beta_0 + j\alpha_0. \quad (3.3)$$

Користуючись формулою (5.3) отримуємо:

$$\gamma_0 = \sqrt{(0,03 + j0,32) \cdot (4,2 \cdot 10^{-8} + j3,5 \cdot 10^{-6})} = 5,6 \cdot 10^{-5} + j \cdot 1,06 \cdot 10^{-3}.$$

Використовуючи вирази (5.1), розписуємо гіперболічні функції та розраховуємо комплексні сталі чотирьох полюсників:

$$A = ch(\gamma_0 l) = \frac{e^{(\gamma_0 l)} + e^{-(\gamma_0 l)}}{2} = \frac{e^{((5,6 \cdot 10^{-5} + j1,06 \cdot 10^{-3}) \cdot 73,45)} + e^{-((5,6 \cdot 10^{-5} + j1,06 \cdot 10^{-3}) \cdot 73,45)}}{2} = 0,997 + j \cdot 3,192 \cdot 10^{-4},$$

$$B = Z_c sh(\gamma_0 l) = Z_c \cdot \left(\frac{e^{(\gamma_0 l)} - e^{-(\gamma_0 l)}}{2} \right) =$$

$$= (302,77 - j12,34) \left(\frac{e^{((5,6 \cdot 10^{-5} + j1,06 \cdot 10^{-3}) \cdot 73,45)} - e^{-((5,6 \cdot 10^{-5} + j1,06 \cdot 10^{-3}) \cdot 73,45)}}{2} \right) = 2,199 + j \cdot 23,481;$$

$$C = \frac{1}{Z_c} sh(\gamma_0 l) = \frac{1}{Z_c} \cdot \left(\frac{e^{(\gamma_0 l)} - e^{-(\gamma_0 l)}}{2} \right) =$$

$$= \frac{1}{(302,77 - j12,34)} \left(\frac{e^{((5,6^{-5} + j1,06 \cdot 10^{-3}) \cdot 73,45)} - e^{-((5,6^{-5} + j1,06 \cdot 10^{-3}) \cdot 73,45)}}{2} \right) = 3,054 \cdot 10^{-6} + j \cdot 2,568 \cdot 10^{-4}.$$

$$A = 0,997 + j \cdot 3,192 \cdot 10^{-4}$$

$$B = 2,199 + j \cdot 23,481;$$

$$C = 3,054 \cdot 10^{-6} + j \cdot 2,568 \cdot 10^{-4};$$

$$D = A = 0,997 + j \cdot 3,192 \cdot 10^{-4}.$$

3.2 Розрахунок нормального усталеного режиму ЛЕП за параметрами кінця.

Розрахуємо потоки потужності P_2 та Q_2 в кінці ЛЕП, $P_2=150$ МВт:

$$P_2 = P - \Delta P = 550 - 38.5 = 511.5 \text{ MBm};$$

$$\Delta P = (4 \div 6)\% \cdot P = 38.5 \text{ MBm};$$

$$S_2 = \frac{P_2}{\cos \varphi_2} = \frac{511.5}{0,9} = 568.33 \text{ (MBA)};$$

$$Q_2 = \sqrt{S_2^2 - P_2^2} = \sqrt{568.33^2 - 511.5^2} = 247.723 \text{ (MBAp)}.$$

Визначаємо напругу та струм на початку лінії:

$$\dot{U}_1 = Ae^{j\varphi A} \dot{U}_2 + Be^{j\varphi B} \cdot \frac{(P_2 - jQ_2)}{\dot{U}_2},$$

(3.4)

$$\dot{I}_1 = Ce^{j\varphi C} \frac{\dot{U}_2}{\sqrt{3}} + De^{j\varphi D} \cdot \frac{P_2 - jQ_2}{\sqrt{3}\dot{U}_2}.$$

Користуючись формулами (5.4) отримаємо напругу та струм на початку лінії:

$$\dot{U}_1 = Ae^{j\varphi A} \dot{U}_2 + Be^{j\varphi B} \cdot \frac{(P_2 - jQ_2)}{\dot{U}_2} = (0,997 + j \cdot 3,192 \cdot 10^{-4}) \cdot 330 +$$

$$+ (2,199 + j \cdot 23,481) \frac{(511,5 - j247,72)}{330} = 350,045 + j \cdot 34,85,$$

$$\dot{I}_1 = Ce^{j\varphi C} \frac{\dot{U}_2}{\sqrt{3}} + De^{j\varphi D} \cdot \frac{P_2 - jQ_2}{\sqrt{3}\dot{U}_2} = (32,199 + j \cdot 23,481) \cdot \frac{330}{\sqrt{3}} +$$

$$+ (0,997 + j \cdot 3,192 \cdot 10^{-4}) \cdot \frac{(511,5 - j \cdot 247,72)}{330 \cdot \sqrt{3}} = 0,892 - j \cdot 0,376.$$

$$U_1 = 350,045 + j \cdot 34,85;$$

$$I_1 = 0,892 - j \cdot 0,376;$$

$$|U_1| = 354.5 \text{ кВ};$$

$$|I_1| = 0.968 \text{ кА}.$$

Знайдене значення U_1 не перевищує допустиме значення, тому не виникає необхідності встановлення компенсуючих пристроїв.

Запропонована методика визначення параметрів режиму застосовується для перевірки проектних рішень. Щодо реальних параметрів то їх потрібно визначити з врахуванням всієї схеми 750/330/110 кВ, тут можна застосувати програмні комплекси електронно обчислювальних машин.

3.3 Розрахунок нормального усталеного режиму ЛЕП за допомогою програмного комплексу АЧП

В інтересах народного господарства країни робота енергетичних систем повинна бути зв'язана з можливо меншими витратами засобів на виробництво і розподіл електроенергії. Така вимога для діючої системи може бути задоволена в тому випадку, коли виробленню для споживачів заданої кількості енергії будуть відповідати мінімальні приведені витрати на паливо електричних станцій усієї системи в цілому, що включають також витрати на його видобуток і транспортування, а робота гідроелектричних станцій буде визначати найбільш ощадливу витрату води. Режим роботи системи в цьому випадку можна назвати режимом

найкращим з інших можливих чи, як часто говорять, оптимальним. Відповідно до такого терміна рішення задачі відшукування параметрів оптимального режиму, а також його реалізацію називають оптимізацією режиму.

Економічність режиму системи в першу чергу залежить від техніко-економічних характеристик устаткування електричних станцій, що беруть участь у виробленні заданої потужності. Тому основним засобом, що дозволяє здійснити оптимізацію режиму системи, є правильний розподіл активної потужності між станціями. На величини потужностей станцій, що відповідають цій умові, впливають не тільки характеристики станцій, але також параметри, схема електричної мережі і необхідна навантаженню реактивна потужність. Пояснюється це тим, що при передачі електроенергії неминучі втрати активної потужності в елементах електричної мережі. Сумарна величина цих втрат визначається параметрами і конфігурацією мережі і активної потужності яка протікає через нею. Тому витрата палива на електростанціях для вироблення сумарної потужності, що включає також і втрати потужності, залежить від режиму електричної мережі і, зокрема, від розподілу реактивної потужності. Отже, для отримання режиму, який можна вважати оптимальним, варто вирішувати комплексну задачу щонайвигіднішого розподілу активної і реактивної потужності в електричній системі. Розподіл потужності в електричній мережі визначає не тільки втрати потужності, але також ті чи інші втрати напруги в лініях мережі. Від останніх залежать напруги в окремих вузлових точках мережі, що повинні бути обмежені допустимими значеннями.

Очевидно, що без обліку обмежень не можна підготовляти і здійснювати оптимізацію режиму. Тому задачу оптимізації можна сформулювати як визначення найвигіднішого розподілу активної і реактивної потужності в системі, що відповідає мінімуму приведених витрат на вироблення енергії і задовольняючого обмеженням, що обумовлюються умовами роботи устаткування системи і споживачів енергії. До числа таких обмежень повинні

бути віднесені крім напруг, також значення граничних потужностей для генераторів, ліній електропередачі й інших елементів електричної системи.

Оптимізацію здійснюємо за допомогою ПК АЧП.

Програмний комплекс аналізу чутливості втрат потужності (ПК АЧП) призначений для виявлення та використання реальних можливостей трансформаторів та автотрансформаторів зв'язку з РПН та оптимізації режимів електричних мереж за напругою та реактивною потужністю. Оптимальні значення коефіцієнтів трансформації трансформаторів, що забезпечують зниження втрат потужності в електричних мережах, визначаються з урахуванням чутливості втрат потужності до коефіцієнтів трансформації.

Уніфікований формат введення даних при створенні базових моделей ЕС для проведення розрахунків усталених режимів та оптимізаційних розрахунків призначений для обміну інформацією між програмами. Дані для введення готуються у файлі. Кожний рядок має свій ключ, який визначає тип даних: 0101, 0102, 0103 - загальна інформація; 0201 – вхідна інформація по вузлах; 0202 – результати розрахунків по вузлах; 0203, 0204 – додаткові дані по вузлах; 0290 – інформація про найменування вузлів; 0301 – дані по вітках; 0302 – додаткові дані по вітках; 0401 – поліноми НСХ; 0403 – додаткові дані про поліноми НСХ (номер статичної характеристики);

0102 LLL НМ В1 НАПР1 НАПР2 В2 НАПР11 НАПР12,

де Н – точність розрахунку по напрузі (кВ); М – точність розрахунку по потужності (Мвт); В1, В2 – номери балансуєчих вузлів (цілі числа); НАПР – межі змінення напруги балансуєчих вузлів (кВ).

0103 КП1 КП2 КУ КРОК,

тут КП1, КП2 – мінімальний та максимальний коефіцієнти прискорення; КУ – коефіцієнти уповільнення; КРОК – крок для перерахунку коефіцієнта прискорення.

Структура запису по вузлах:

0201 НСХ ВУЗОЛ УН РН QH РГ QГ МОД Q1 Q2,

тут НСХ – номер статичної характеристики (ціле число); ВУЗОЛ – номер вузла; UH – номінальна напруга вузла, до якого віднесене навантаження (кВ); PH, QH – активна та реактивна складові навантаження вузла (МВт, Мвар); PГ, ОГ – активна та реактивна складові генерації вузла (МВт, Мвар); МОД – заданий модуль напруги (кВ); Q1, Q2 – межі зміни реактивної потужності для вузла с заданим модулем напруги (Мвар).

0202 LLL ВУЗОЛ МОД КУТ PH QH QГ,

тут ВУЗОЛ – номер вузла (ціле число); МОД – розрахований модуль напруги у вузлі (кВ); КУТ – кут відносно балансуючого вузла (град); PH, QH – активна та реактивна складові навантаження вузла з врахуванням НСХ (МВт, Мвар); QG – реактивна складова генерації у вузлі с заданим модулем напруги (Мвар).

Додаткові дані для проведення розрахунків по оптимізації режиму ЕС:

0204 ВУЗОЛ UMIN UMAX NOP,

тут ВУЗОЛ – номер вузла; UMIN – нижня межа припустимих значень модуля напруги вузла (кВ); UMAX – верхня межа припустимих значень модуля напруги вузла (кВ); NOP – ознака задавання типу генераторного вузла.

0290 ВУЗОЛ ІМ'Я,

тут ІМ'Я – найменування вузла (не більше восьми символів).

Структура запису по вітках:

0301 NP ВУЗОЛ1 ВУЗОЛ2 R X C ТК' ТК",

тут ВУЗОЛ1 – номер вузла початку вітки; ВУЗОЛ2 – номер вузла кінця вітки; R – активна складова опору вітки (Ом); X – реактивна складова опору вітки (Ом); C – ємнісна провідність зі знаком “–” в Т-образна схема заміщення або шунт намагнічування трансформатора (мкСм); ТК', ТК" – дійсна та уявна складові коефіцієнту трансформації трансформатора; опір трансформатора приведено до напруги першого вузла, а коефіцієнт трансформації є відношення напруги вузла кінця вітки до напруги вузла початку вітки; NP – номер

паралельної вітки для можливості врахування окремих ланцюгів та паралельних ліній електропередачі (ціле число).

Додаткові дані для проведення розрахунків по оптимізації режиму ЕС:

0302 NGK ВУЗОЛ1 ВУЗОЛ2 IMAX(SMAX) TK1MIN TK1MAX SRD
TK2MIN TK2MAX SRQ,

тут ВУЗОЛ1 ВУЗОЛ2 – номери вузлів, що обмежують вітку з трансформатором або задану, що контролюється; NGK – номер групи ліній, що контролюються; IMAX(SMAX) – граничний струм (потужність) трансформатора (А або МВ·А); TK1MIN TK1MAX (TK2MIN TK2MAX) – нижня і верхня межі повздовжньої (поперечної) складової коефіцієнта трансформації трансформатора з РПН; SRD – ступінь регулювання K_d ; SRQ – ступінь регулювання K_q .

Система ПК АЧП має повний набір інтерфейсних елементів, що забезпечують її повноцінне функціонування та зручність в роботі з точки зору користувача. Головне вікно системи АЧП включає панель інструментів системи, головне меню, рядок стану.

Налагоджування роботи з файлами. Функціонування системи вимагає наявності встановлених шляхів до вхідних даних, схем ЕС, схем підстанцій ЕС, архіву режимів ЕС. Програма інсталяції по замовчуванню встановлює дані параметри з урахуванням розташування системи на жорсткому диску. Але при необхідності шляхи можуть бути змінені або відкориговані за допомогою вікна “Установка директорий”.

Налагоджування загальних параметрів АЧП

Існує перелік загальних параметрів системи, що мають безпосереднє відношення до функціонування АЧП, або визначають загальний алгоритм функціонування. Налагоджування таких параметрів здійснюється у вікні “Настроечные параметры” на вкладці “Настройка АЧП”. В даному вікні встановлюється: режим роботи обчислювальної підсистеми; перелік результатів, що будуть виведені в файл результатів розрахунку OUT; пакетний

режим обчислень для розрахунків з урахуванням добових графіків навантаження; внутрішній шифр об'єкта розрахунку; внутрішній шифр мережі; розрахункові постійні: точність розрахунків, максимальна кількість ітерацій, зона нечутливості при плануванні керуючих дій.

Підготовка даних для ЕОМ

Розрахунок усталеного режиму електричної мережі (ЕМ) проводиться за допомогою програмного комплексу АЧП. За допомогою спеціальної таблиці складається вхідна інформація для програмного комплексу.

Вхідними даними про вузли є:

- напруги підстанцій
- активні та реактивні потужності в вузлах:

Вхідними даними про вітки є:

- активні та реактивні опори віток або активні та реактивні опори трансформаторів;
- коефіцієнти трансформації для трансформаторів.

Схема яку будемо розраховувати зображена на рисунку 4.2

Виконання розрахунку. Аналіз результатів розрахунку

Після введення таблиці з вхідною інформацією в програмний комплекс АЧП ми отримали таблиці результатів розрахунку усталеного режиму ЕМ.

Аналізуючи отриману інформацію, ми впевнились, що напруга в усіх пунктах є допустимою, втрати складають $\Delta P = 40,15$ МВт що, не виходить за допустимі межі, при потужності генерації $P_{ген}=3569,93$ МВт та потужності споживання $P_{cn} = 3529,79$ МВт і перебувають в допустимих межах при такій генерації.

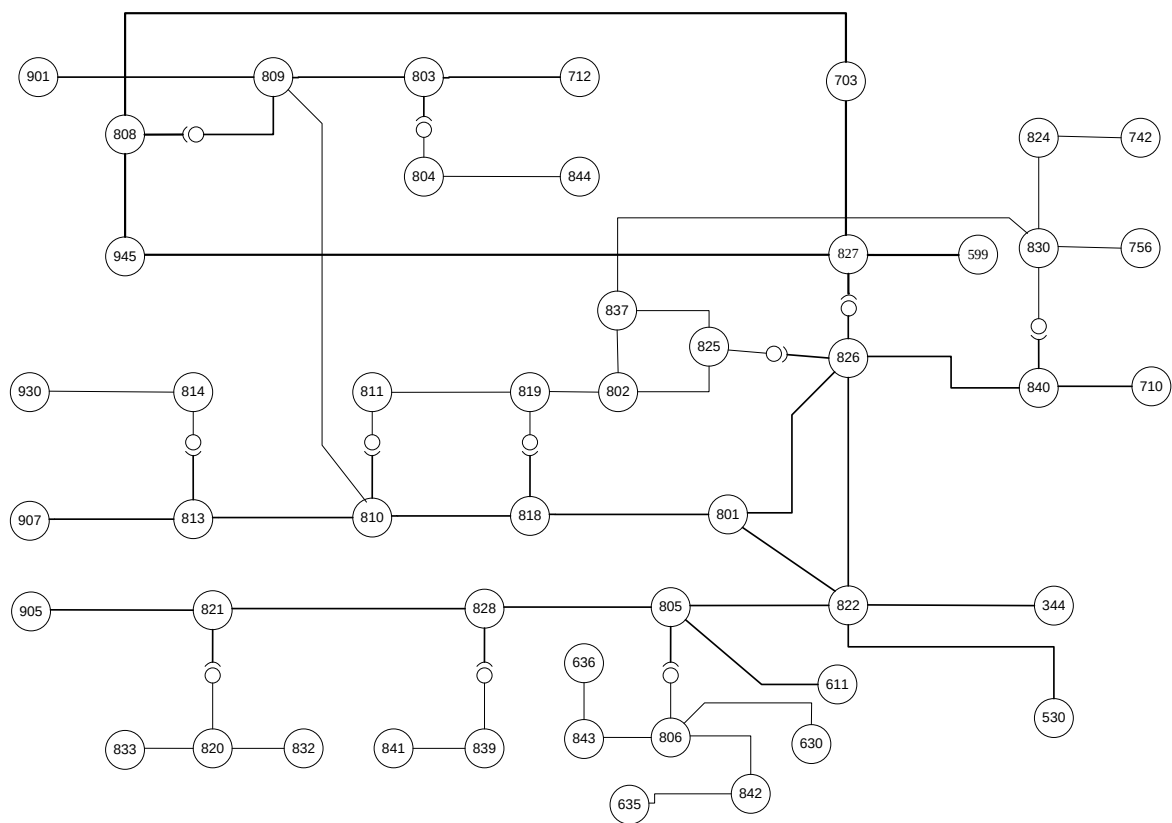


Рисунок 3.2 – Схема електричної мережі Південна – Західна

4 РОЗРАХУНОК ОСОБЛИВИХ РЕЖИМІВ

4.1 Характеристика особливих режимів

Умовами нормального режиму роботи трифазної системи змінного струму являється симетрія параметрів і відсутність вищих гармонік струму та напруги. Але при роботі електричних систем трапляються режими, які не задовольняють ці вимоги. Прикладом цьому можуть являтися такі особливі режими:

- режим роботи в відсутності однієї з фаз;
- режим, який виникає при неоднаковому навантаженні на фази;
- режим холостого ходу.

4.2 Розрахунок режиму холостого ходу

Всі усталені режими холостого ходу характеризуються підвищенням напруги на “розімкнутому кінці” лінії електропередачі і значною реактивною потужністю ємнісного характеру. Звідси, ЛЕП повинна бути перевірена з точки зору допустимості напруги на розімкнутому кінці і ступенем завантаження реактивною потужністю генераторів еквівалентної системи, що працюють на лінію. При необхідності здійснюється вибір компенсувальних пристроїв для різних режимів холостого ходу ЛЕП.

При дослідженні холостого ходу ЛЕП, ввімкненої на передавальному кінці визначають напругу в кінці електропередачі:

$$\dot{U}_2 = \frac{\dot{U}_{1k}}{A}, \quad (4.1)$$

Використовуючи формулу (4.1) обрахуємо напругу холостого ходу на розімкнутому кінці:

$$\dot{U}_{2xx} = \frac{352,33 + j39,197}{0,997 + j \cdot 3,192 \cdot 10^{-4}} = 351,115 + j34,843.$$

$$U_{2xx} = 351,115 + j34,843,$$

$$|U_{2xx}| = 352,84 \text{ кВ.}$$

Напруга на початку лінії електропередачі $U_1 = 352.33 + j39.197$ (приймається з попереднього розрахунку нормального усталеного режиму за параметрами кінця).

Отриманий результат для напруги на розімкнутому кінці не перевищує допустиме значення, тому не потрібно встановлювати шунтуючі реактори.

Можна зробити висновок, що напруга допустима для такого особливого режиму і ніяких додаткових пристроїв для ЛЕП не потрібно.

5 АНАЛІЗ УМОВ ПОЯВИ САМОЗБУДЖЕННЯ ГЕНЕРАТОРІВ В СИСТЕМІ

5.1 Режим самозбудження генераторів

Генератори надлишкової системи, або віддаленої електричної станції, що підключають до ненавантаженої лінії електропередачі, можуть перейти на режим самозбудження. Під самозбудженням розуміють такий режим роботи генераторів, у якому на їхніх затискачах і на лінії електропередачі мимоволі встановлюється напруга, що не відповідає струму збудження Генераторів. Персонал станції тоді втрачає можливість керування напругою, що встановлюється, тобто режим виходить з під контроль. Величина напруги в окремих точках системи при самозбудженні генераторів окремої станції може настільки перевищувати припустимі значення, що виникає небезпека для ізоляції лінії і трансформаторів. Поява самозбудження генераторів значно залежить від параметрів лінії міжсистемного зв'язку і типу генераторів, та, головним чином, від співвідношення між номінальною потужністю генераторів станції і зарядною потужністю лінії. Таким чином, самозбудження може виникати не завжди, не для будь-якої лінії, а лише за певних умов. Спрощену уяву про процес самозбудження генераторів можна одержати, ґрунтуючись на самих елементарних енергетичних поняттях. Більш детальний аналіз вимагає більш точного математичного апарата і, зокрема, застосування рівнянь Парка-Горєва.

Розглянемо схему на рисунку 5.1. Якщо до лінії приєднаний турбогенератор, то в сталому режимі він включається у заступну схему заміщення синхронним реактивним опором по поздовжній вісі X_d і е.р.с. $-E_d$. Якщо підключений гідрогенератор, то він буде введений в схему поперечним реактивним опором X_q і фіктивною е. р. с. $-E_Q$.

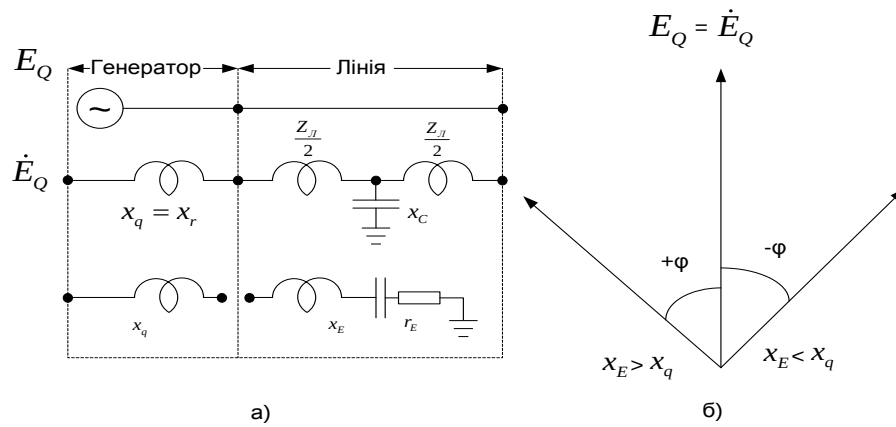


Рисунок 5.1 - Умова самозбудження. а - заступна схема; б - векторна діаграма

Будемо розглядати процеси самозбудження стосовно до гідрогенераторів, що працюють на лінії електропередачі міжсистемного зв'язку.

У відповідності із заступною схемою струм, що протікає по статору генератора, підключеного до ємнісного опору X_E , визначається виразом

$$\begin{aligned} \dot{I} &= I e^{j\psi} \\ I &= \frac{E_Q}{\sqrt{r_E^2 + (x_q - x_E)^2}} \\ \operatorname{tg} \psi &= \frac{x_q - x_E}{r_E}, \end{aligned} \quad (5.1)$$

де x_E і r_E - відповідно еквівалентні реактивний і активний опори лінії передачі. Самозбудження генератора може виникнути лише у випадку, коли по обмотці статора протікає ємнісний струм, що випереджає е. р. с. E_Q за фазою, підмагнічує генератор. Тобто, одна з умов самозбудження генераторів, відповідно до рисунку 2.1, буде записана у вигляді нерівності

$$x_q < x_E \quad (5.2)$$

З іншого боку, умовою існування сталого режиму самозбудження генератора є перетинання характеристики холостого ходу лінії з зовнішньою

характеристикою генераторів, проведеної з початку координат. Це можливо, якщо характеристика лінії розташовується нижче прямолінійної ділянки характеристики холостого ходу (рисунок 5.2).

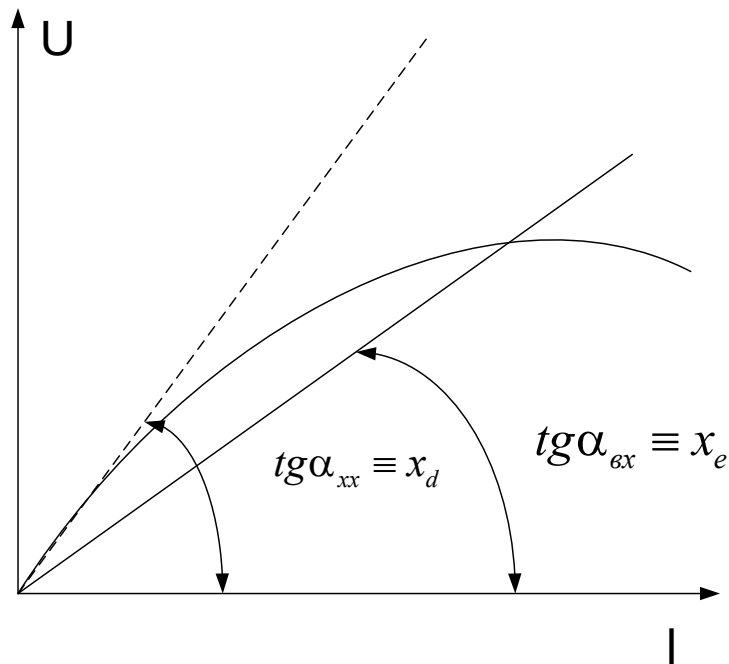


Рисунок 5.2 - Умова появи самозбудження

У цьому випадку повинно дотримуватися

$$x_d > x_E \quad (5.3)$$

З нерівності (5.2) і (5.3) умова появи самозбудження записується у вигляді

$$x_d > x_E > x_q \quad (5.4)$$

Інша умова можливості виникнення такого самозбудження випливає з наближеного аналізу балансу потужності в розглянутій системі. Потужність, що віддається синхронним генератором у мережу, повинна покривати втрати в генераторі і мережі. Потужність гідрогенератора в сталому режимі приблизно може бути визначена як:

$$P = \frac{E_d U}{x_d} \sin \delta + \frac{U^2}{2} \frac{x_d - x_q}{x_d x_q} \sin 2\delta$$

Тут під U розуміють напругу на шинах генератора.

Якщо генератор не збуджений ($i_b=0$), то е. р. с. E_d обумовлена тільки залишковим магнетизмом машини. Зневажаючи при наближеному складанні балансу потужності цією залишковою е. р. с. ($E_d \approx 0$), можна вважати, що генератор віддає в мережу тільки так звану реакційну потужність. Ця потужність, пов'язана з неоднаковою величиною синхронних опорів машини в поздовжній і поперечній осях і визначається як:

$$P_{pe} \approx \frac{U^2}{2} \frac{x_d - x_q}{x_d x_q} \sin 2\delta \quad (5.5)$$

У відповідності зі зробленими вище допущеннями думаємо, що режим самозбудження може існувати, якщо потужність, що розвивається генератором, достатня для покриття усіх втрат активної потужності в електропередачі. У цьому випадку, прирівнюючи максимальне значення можливої потужності, що віддається, втратам у лінії, генераторі, трансформаторі, одержуємо:

$$\frac{U^2}{2} \frac{x_d - x_q}{x_d x_q} \sin 2\delta \approx \frac{U^2}{Z_E^2} r_E$$

Звідки знайдемо ще один наближений критерій, що визначає можливість самозбудження:

$$r_E \leq \frac{x_d - x_q}{2} \quad (5.6)$$

Ця остання нерівність відповідає умові, при якому може бути найбільша віддача реакційної потужності, що покриває втрати при самозбудженні.

Критерій самозбудження (5.6) був отриманий у припущенні існування сталого синхронного режиму, що графічно визначається перетинанням характеристик мережі і генератора. Оскільки такий режим припускає плавну зміну напруги, звичайну для синхронної роботи (відсутність ковзання між ротором і полем статора), його можна назвати режимом синхронного самозбудження, а нерівності (5.4) і (5.6) - критеріями синхронного самозбудження.

Приведений вище найпростіший аналіз синхронного самозбудження показує, що воно може виникати як при замкнутій, так і при розімкнутій обмотці збудження, підтримуючи і розвиваючись за рахунок реакційної потужності. Таким чином, синхронне самозбудження може з'являтися тільки у явнополюсного генератора.

Для неявнополюсних машин можливість синхронного самозбудження, зв'язаного з наявністю реакційної потужності P_{re} , виключена, оскільки відсутність у такому режимі потужності P_{re} унеможливорює покриття втрат активної потужності в передачі.

Самозбудження неявнополюсних генераторів виявляється можливим лише при наявності струму в обмотках збудження, чи еквівалентних їм ланцюгах. Цей струм у сталому режимі може з'явитися в

Ц замкнутій обмотці за рахунок деякого ковзання полюса статора щодо її І електричної осі і наявності так названої трансформаторної е. р. с.

Ковзання може бути у вигляді імпульсного чи змін постійного. Не розрізняючи цих двох видів ковзання, назвемо в тому і іншому випадку самозбудження асинхронним.

Незбуджений від збудника неявнополюсний генератор, з появою через ковзання струму в обмотці збудження може віддати активну потужність, що покриває втрати в передачі. Отже, самозбудження турбогенератора на відміну

від гідрогенератора може мати місце тільки при замкнутій обмотці збудження при ковзанні полюса статора щодо ротора. Остання умова означає, що частота власних коливань системи і вимушена частота, що відповідає швидкості обертання ротора генератора, будуть різні. Синхронна самозбуджена машина при цьому працює як асинхронний генератор. Самозбудження в цьому випадку природно назвати асинхронним.

Умови появи асинхронного самозбудження турбогенератора можна приблизно установити, вважаючи, що в перехідному режимі з'являється деяка потужність, пов'язана з наявністю неоднаковості магнітних характеристик по поздовжній і поперечній осях ($x_d \neq x'_d, x_d = x_q$)- Запишемо для визначення цієї потужності відомий вираз:

$$P \approx \frac{U_1^2}{2} \left[\frac{x_d - x'_q}{x_d x'_q} \right] \quad (5.7, a)$$

На підставі (5.7.a) можна одержати умови появи асинхронного самозбудження.

Нерівність, що приблизно характеризує можливість початку процесу, буде мати вид:

$$\begin{aligned} x_d &> x_E > x'_q \\ r_E &\leq \frac{x_d - x'_q}{2} \end{aligned} \quad (5.7, б, в)$$

Відмітимо, що вираз (5.7.a) справедливий і для незбудженої явнополюсної машини ($x_d \neq x_q$) із замкнутою обмоткою збудження (під час перехідного процесу).

Отже, умови самозбудження (5.7,6), (5.7.в) справедливі як для турбогенератора ($x_d = x_q$) і так і для гідрогенератора. У гідрогенератора в такий спосіб виявляється не одна, а дві зони самозбудження: одна при $x_d > x_E > x_q$, друга при $x_q > x_E > x_d$.

На рисунку 5.3 показані ті сполучення x_E , r_E і x_d , x_d' при яких може виникати самозбудження. Області $x_E = f(r)$, при яких самозбудження можливо, заштриховані. Ці області вийшли у вигляді квадратів, показаних пунктиром.

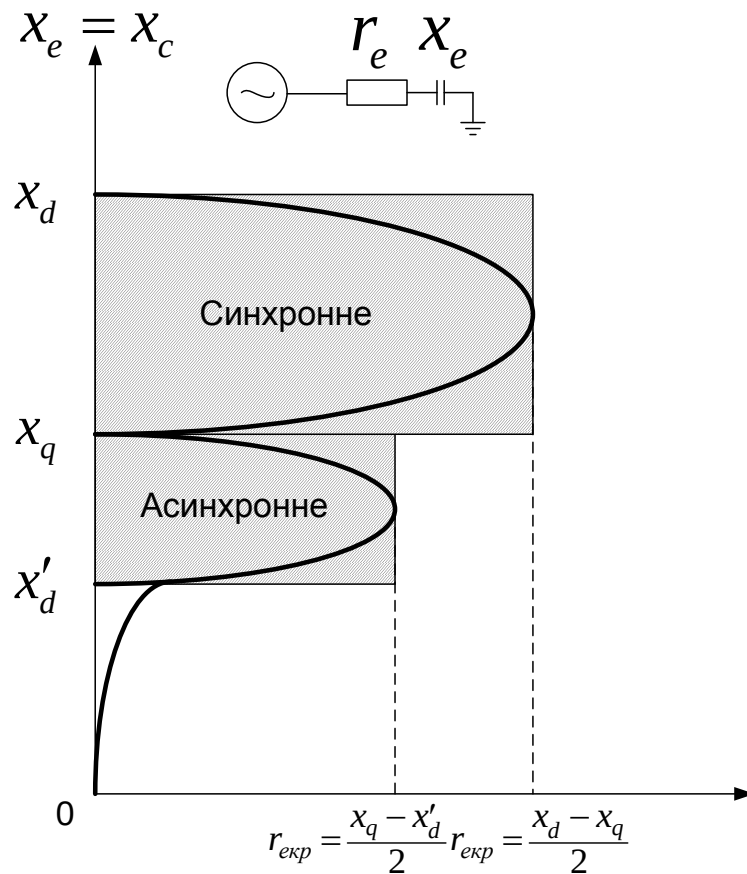


Рисунок 5.3 - Области самозбудження синхронної машини; $r_{E\delta\delta}$ —критичні значення активного опору.

При більш ретельному аналізі можуть бути встановлені різні проміжні області самозбудження, зокрема, показано, що при дуже малому - опорі самозбудження може виникати і при $x_d' > x_E$ (крива а-0 на рисунку

Не приводами тут спеціального аналізу, відзначимо, що кут δ і, отже, ковзання при асинхронному самозбудженні гідрогенератора в зоні x_d' , x_q міняється не рівномірно.

Характер зміни напруги в часі в турбогенератора і гідрогенератора показаний на рисунку 5.4 також без аналізу.

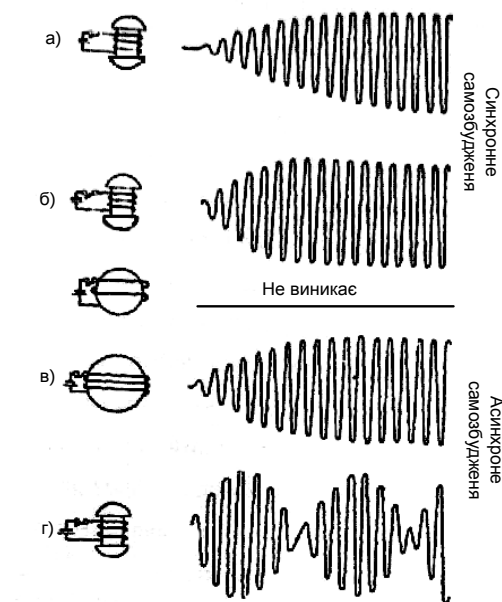


Рисунок. 5.4 - Характер зміни напруги генератора при самозбудженні, а, в, г - обмотка ротора замкнута; б - обмотка ротора розімкнута.

Відзначимо, що характер зміни напруги на статорі генератора при синхронному самозбудженні значною мірою залежить від величини залишкової напруги на генераторі. Асинхронне самозбудження може відбуватися не тільки в турбогенераторів явнopolюсних машин, але й в асинхронних двигунах.

6 ВИКОРИСТАННЯ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ВВОДІВ

6.1. Загальні відомості про високовольні вводи

Призначення вводів. Схема конструкції, її особливості. Вводи або прохідні ізолятори - це ізоляційні конструкції, які використовують у місцях, де провідник, що працює під напругою, повинен проходити через заземлений металевий корпус трансформатора, реактора, апарата або через стіну або перекриття будинку. Ввод забезпечує механічне кріплення струмоведучого провідника й необхідний рівень електричної міцності конструкції.

Пристрій вводу найпростішої конструкції, встановленого на кришці бака масляного трансформатора, схематично показане на рисунку 6.1. Такий ввод складається з наступних елементів:

- струмоведучого стержня (або труби) — 1, що перебуває під робочою напругою;
- ізоляційного тіла 2, що забезпечує механічне кріплення струмоведучого стержня й електричне ізолювання його від заземленої кришки бака;
- металевої втулки 3 із фланцем, за допомогою якого ввод кріпиться до кришки бака трансформатора;
-

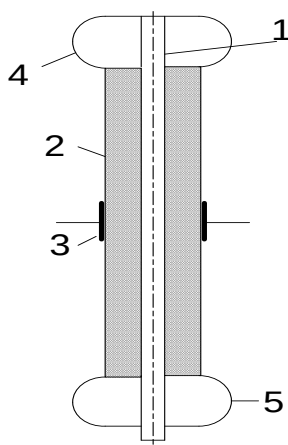


Рисунок 6.1 - Схема конструкції найпростішого проходного ізолятора (вводу): 1 — струмоведучий стрижень (труба); 2— ізоляційне тіло; 3 — втулка; 4 — верхній екран; 5 — нижній екран.

♦ верхнього екрана 4 вирівнюючого електричне поле у верхнього контактного вузла для усунення стримерної корони в повітрі при робочій напрузі;

♦ нижнього екрана 5, що вирівнює електричне поле в нижнього контактного вузла для підвищення електричної міцності ізоляційного проміжку в маслі вводу-верстата бака трансформатора. Конструкції реальних вводів, особливо вищих класів напруги, значно складніше, показаної на рисунку 6.1. Вони містять ще ряд вузлів, що забезпечують необхідні техніко-економічні показники, у тому числі високі експлуатаційні якості. Ці вузли реальних вводів будуть описані нижче. Розгляд найпростішої конструкції по рисунку 6.1 необхідно для того, щоб показати принципово важливі особливості всіх вводів.

Перша особливість - ввід, як і деякі інші (але не всі) ізоляційні конструкції, має зовнішню й внутрішню ізоляцію (визначення цих понять - див. ДЕРЖСТАНДАРТ 1516.2). Процеси в зовнішній і внутрішній ізоляції, що визначають їхню електричну міцність, істотно різні, залежать від різних факторів. Тому необхідні рівні електричної міцності зовнішньої й внутрішньої ізоляції досягаються різними засобами. Друга особливість вводів полягає в тому, що у вихідній, найпростішій конструкції електричне поле сильно неоднорідно в радіальному й осьовому напрямках. Внаслідок цього виявляється неможливим створення вводів на напруги 110 кВ і більше із задовільними габаритами й іншими параметрами без застосування спеціальних мір регулювання електричного поля.

Електричне поле в ізоляційному тілі між струмоведучим стрижнем і втулкою на видаленні від країв втулки — це поле між співвісними циліндрами, напруженість у якому в радіальному напрямку убиває назад пропорційно радіусу. Тому для цієї ділянки відношення максимальної напруженості $E_{\text{макс}}$ до мінімального $E_{\text{мін}}$ дорівнює відношенню R/r , де R — внутрішній радіус втулки; r — радіус струмоведучого стрижня.

При характерних для реальних вводів значеннях відносини R/γ , приблизно, від 2,5 до 4,0 (при наявності засобів регулювання електричного поля) у найпростішій конструкції ввід по мал. 15.1 відношення $E_{\text{макс}}/E_{\text{мін}}$ буде, відповідно, мати ті ж значення. Тому використання діелектричних властивостей матеріалу ізоляційного тіла (2 на рисунку 6.1) буде досить нерівномірним по товщині, що приведе до нераціонального збільшення радіальних розмірів ввід.

Електричне поле в країв заземленої втулки ввід по мал. 15.1 виходить різко неоднорідним. Напруженість електричного поля безпосередньо в країв втулки (у повітрі й в ізоляційному тілі) може перевищувати середню напруженість у проміжку стрижень-втулка в 5-10 разів і більше (залежно від радіуса скруглення крайок втулки). Напруженість тут має значну нормальну до поверхні ізоляційного тіла складову. У міру видалення від країв втулки в осьовому напрямку напруженість швидко зменшується.

Електрична міцність ізоляційного тіла на ділянках біля країв втулки через різко неоднорідне поле виявляється найменшою. Тут же в повітрі при відносно низькій напрузі виникає коронний розряд, що при робочій напрузі неприпустима, тому що є потужним джерелом радіоперешкод і впливає на ізоляційне тіло ввід.

Регулювання електричних полів в вводах. Практика проектування вводів показала, що без застосування спеціальних мір регулювання електричного поля в осьовому й радіальному напрямках вдається створити раціональні конструкції на номінальні напруги 6-10 кВ, іноді до 35 кВ. Виконати ввід на напруги 110 кВ і більше без ефективного регулювання електричного поля неможливо.

Практично у всіх реальних конструкціях вводів із паперово-масляною й твердою внутрішньою ізоляцією на напруги 110 кВ і вище для регулювання електричного поля використовують системи конденсаторних (зрівняльних) обкладок. Ескіз такої системи показаний на Рисунку 6.2. Обкладки виконують, як правило, з алюмінієвої фольги товщиною 0,012-0,020 мм і закладають в ізоляційне тіло при намотуванні шарів паперу. Ефект регулювання

електричного поля досягається при цьому за рахунок того, що обкладки із провідного матеріалу примусово створюють таку систему еквіпотенціальних поверхонь, який відповідає більше однорідне поле в зовнішній і внутрішній ізоляції вводу.

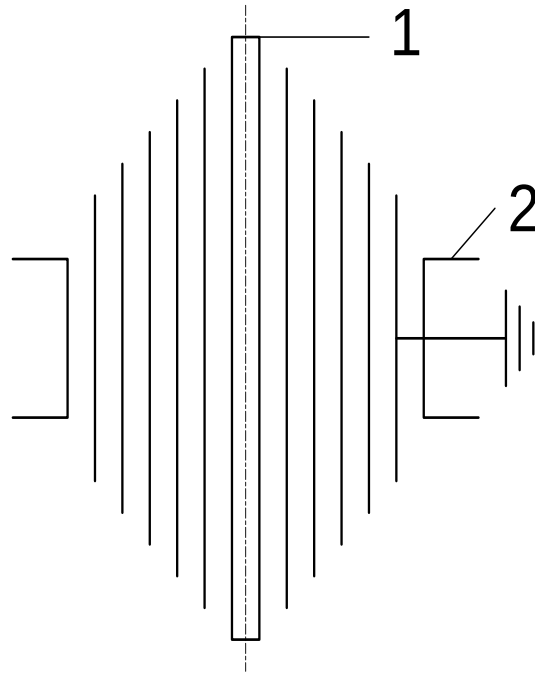


Рисунок 6.2 - Система конденсаторних обкладок для регулювання електричного поля в ввіді: 1 — струмоведучий стрижень (труба); 2 — втулка

Зокрема, використовуються так звані рівноємнісні системи конденсаторних обкладок, у яких розміри обкладок вибираються такими, що ємності між всіма парами сусідніх обкладок виходять однаковими. Внаслідок цього напруга, прикладена до вводу, рівномірно розподіляється по шарах між обкладками. Якщо при цьому довжини уступів однакові для всіх пар обкладок, то середні напруженості в аксіальному напрямку виходять постійними. Одночасно більше рівномірним виходить поле й у радіальному напрямку.

У країв конденсаторних обкладок електричне поле виходить різко неоднорідним. Однак, області підвищених напруженностей мають відносно

невеликі розміри. Наприклад, область у краю обкладки, у межах якої напруженість поля перевищує середню в 3 рази й більше, має розміри близько 2 % від товщини шаруючи ізоляції між обкладками. Тому число обкладок приймається досить більшим, щоб товщини шарів ізоляції між обкладками були відносно малими. У результаті області з різко неоднорідними полями в країв конденсаторних обкладок виявляються настільки малими, що розвиток у них розрядних процесів утрудняється.

Варто звернути увагу на те, що довжина останньої, що заземлює конденсаторної обкладки (уважаючи від струмоведучого стрижня) трохи більше, ніж довжина втулки. Завдяки цьому екрануються гострі краї втулки й напруженість електричного поля біля цих країв істотно знижується. Тим самим виключається можливість появи тут корони й значно підвищується розрядна напруга в повітрі уздовж поверхні ізоляційного тіла.

Зовнішня ізоляція ввід. Зовнішня ізоляція ввід — це проміжок в атмосферному повітрі уздовж поверхні верхньої частини ізоляційного тіла (2 на рисунку 6.1) Електрична міцність такого елемента зовнішньої ізоляції залежить від геометричних розмірів проміжку (докладніше див. нижче), від щільності повітря й, найбільше сильно, від стану поверхні ізоляційного тіла.

Щільність повітря, обумовлена тиском і температурою, відносно слабо впливає на розрядну напругу по поверхні верхньої частини ввід. Регулярні й випадкові зміни тиску й температури повітря в районах, розташованих на висоті до 1000 м над рівнем моря, викликають зміни розрядних напруг у межах $\pm 10-15\%$, не більше.

При чистій або забрудненої, але сухої поверхні верхньої частини ізоляційного тіла електричне поле зовнішньої ізоляції визначається законами електростатики. При відсутності засобів регулювання поле, як ми вже відзначали, виходить різко неоднорідним. При використанні засобів регулювання - слабо неоднорідним. В обох випадках головний геометричний розмір, що визначає розрядну напругу - це висота верхньої частини

ізоляційного тіла (точніше, найкоротше відстань по повітрю від верхнього екрана до втулки). При сучасних засобах регулювання електричного поля розрядна напруга зовнішньої ізоляції майже лінійно залежить від висоти верхньої частини ізоляційного тіла. При цьому середні розрядні напруженості становлять 3,0-3,5 кВ/см при впливі напруги промислової частоти (50 Гц).

У випадку забрудненої й зволоженої поверхні ізоляційного тіла картина різко міняється. Зволоження шаруючи забруднення мокрими атмосферними опадами приводить до різкого збільшення провідності цього шару. Розподіл напруги уздовж поверхні ізоляційного тіла визначається тепер тільки розподілом забруднення й може бути різним, у тому числі, і слабо неоднорідним. Але радикально змінюється механізм розвитку розряду в повітрі уздовж поверхні ізоляційного тіла.

Порівняно великий струм витоку по забрудненій і зволоженій поверхні ввод викликає значні тепловиділення й ріст інтенсивності випару вологи. За певних умов на поверхні утворюються, так звані, сухі паски - повністю осушені ділянки довжиною 1,0- 1,5 див, опір яких багато більше, ніж ділянок, що залишилися зволоженими. Відбувається перерозподіл напруги уздовж поверхні ввода: майже все прикладене до вводу напруга доводиться на сухі паски, тому відбувається перекриття цих ділянок і над ними виникають часткові дугові розряди (ЧДР).

Далі можливі два варіанти розвитку процесу. При відносно невеликому струмі витоку, що проходить через канал ЧДР, розряд виявляється нестійким і швидко (частки секунди) гасне суха ділянка знову воложиться мокрими опадами й всім процесом повторюється. Таким чином, виникають перемежовані ЧДР (багаторазові запалювання й загасання дугових розрядів), які при незмінних зовнішніх умовах можуть існувати годинниками. Повне перекриття зовнішньої ізоляції при цьому не відбувається. Однак, такий режим небезпечний тим, що ЧДР розвиваються поблизу поверхні ізоляційного тіла й, внаслідок високої температури в каналі ЧДР, ці розряди можуть руйнувати

поверхня ізоляційного тіла, образуя на ній чорні, провідні (обвуглені), розгалужені сліди - треки. Поява треків викликає різке зниження розрядної напруги в повітрі уздовж поверхні вводу. Тому зовнішня частина ввідів, призначена для роботи на відкритому повітрі, повинна виконуватися із трекингостійких (стійких до впливу ЧДР) матеріалів. До їхнього числа належать порцеляна, скла, кремнійорганічні гуми й ще обмежене коло ізоляційних матеріалів.

При відносно великому струмі витоку (відповідно, при сильному забрудненні) ЧДР горить стійко й швидко збільшується в довжині (зі швидкістю до 50 м/с) і процес завершується повним перекриттям поверхні ізоляційного тіла вводу.

Такий процес розвитку розряду в повітрі є порівняно тривалим, тому що включає такі повільні стадії, як нагрівання шаруючи забруднення й утворення сухих пасків. Тому він можливий тільки при тривалих впливах напруги, тобто при робочій напрузі. Розрядні напруги виходять при цьому найменшими, вони в кілька разів нижче, ніж при грозових і комутаційних імпульсах.

Експериментальним шляхом і теоретично встановлено, що розрядні напруги в повітрі уздовж забрудненої й зволоженої поверхні ізолятора пропорційні довжині шляху витоку по цій поверхні й залежать від питомої поверхневої провідності мости зволоженого шару забруднення. Важливим засобом підвищення розрядної напруги в умовах забруднення й зволоження зовнішньої поверхні вводу є створення на ізоляційному тілі ребер, що збільшують довжину шляхи витоку без збільшення висоти H_b конструкції.

Для забезпечення досить малої ймовірності перекриття по забрудненій і зволоженій поверхні вводу при робочій напрузі нормована питома довжина шляху витоку по поверхні, тобто довжина шляху утічки на одиницю найбільшого робітника (лінійного) напруги вводу. Нормовані значення питомої довжини шляхи витоку залежать від ступеня забруднення атмосфери в місці роботи ізоляційної конструкції.

Важлива особливість зовнішньої ізоляції - її здатність до повного відновлення електричної міцності після пробою (перекриття) і швидкого відключення.

Внутрішня ізоляція вводу. Внутрішня ізоляція ввод - це проміжок між струмоведучим стрижнем і втулкою, заповнений твердим діелектричним матеріалом (у реальних конструкціях - у сполученні з рідким діелектриком або високоміцним газом). До внутрішньої ізоляції також ставиться проміжок у маслі уздовж поверхні нижньої частини ізоляційного тіла

Принципово важлива особливість внутрішньої ізоляції полягає в тому, що практично для всіх її різновидів характерна сильна залежність електричної міцності від тривалості впливу напруги. Тому в інженерній практиці прийнято для внутрішньої ізоляції розрізняти:

- короткочасну електричну міцність при грозових імпульсах напруги стандартної форми;
- короткочасну електричну міцність при комутаційних імпульсах напруги стандартної форми;
- короткочасну електричну міцність при однохвилинному впливі змінної напруги промислової частоти 50 Гц;
- тривалу електричну міцність при впливі напруги промислової частоти 50 Гц протягом часу, що відповідає заданому терміну служби (звичайно 25 років).

Рівні короткочасної й тривалої електричної міцності істотно різні. Для різних видів внутрішньої ізоляції вони можуть розрізнятися в 10-20 разів і більше.

Короткочасна електрична міцність - це не завжди напруга, що відповідає наскрізному пробою ізоляції. У багатьох випадках - це напруга, при якому у внутрішній ізоляції виникають потужні часткові розряди, що викликають необоротні ушкодження.

Порушення короткочасної електричної міцності внутрішньої ізоляції відбувається, коли максимальна напруженість в ізоляційному проміжку досягає

деякого критичного значення. Тому для створення раціональної конструкції цієї ізоляції велике значення має ефективне регулювання електричного поля.

Фізичні процеси, що визначають короточасну електричну міцність різних видів внутрішньої ізоляції досить складні, опис цих процесів, придатне для інженерної практики, відсутній. Тому всі відомості про короточасну електричну міцність різних видів внутрішньої ізоляції одержують дослідним шляхом при відповідних випробуваннях моделей.

У деякому змісті виключенням є, так званий, тепловий пробій, суть якого полягає в тому, що за певних умов кількість тепла, що виділяється в одиницю часу в ізоляції за рахунок діелектричних втрат, стає більше кількості тепла, що приділяється в одиницю часу в навколишнє середовище. Інакше кажучи, порушується тепловий баланс і температура ізоляції необмежено росте. Внаслідок цього відбувається руйнування діелектричного матеріалу із втратою властивостей, у тому числі й електричній міцності. Розвиток теплового пробою можливо при відносно тривалому впливі напруги (хвилини, годинники), достатньому для розігріву великої ізоляційної конструкції. Для найпростіших випадків є методики розрахункової оцінки напруги теплової напруги. Однак, для складних реальних конструкцій вони не придатні.

Основним фактором, що визначає короточасну електричну міцність, є, природно, вид внутрішньої ізоляції (діелектричні матеріали, структура, режими й умови виконання основних технологічних операцій). До числа інших факторів, що впливають, ставляться товщина ізоляції, форма електричного поля, площа поверхні електродів і напружений обсяг ізоляції.

Тривала електрична міцність внутрішньої ізоляції визначається процесами електричного старіння (необоротного погіршення властивостей ізоляції). Причиною електричного старіння внутрішньої ізоляції встаткування змінного струму є часткові розряди (ЧР), що розвиваються в дрібних газових включеннях (частки міліметра й більше) або в місцях локального збільшення напруженості електричного поля, наприклад, у гострих крайок електродів.

Інтенсивність одиничного ЧР оцінюють гаданим зарядом q (у кулонах), що пропорційний енергії $W_{\text{чр}}$, що розсіює в каналі розряду

$$W_{\text{чр}} = qU_{\text{чр}}$$

де $U_{\text{чр}}$ — напруга виникнення розрядів в ізоляції. Інтенсивність усього процесу ЧР характеризує середній струм розрядів

$$I_{\text{чр}} = \sum n_i q_i$$

де n_i — число ЧР із гаданим зарядом q_i у секунду.

Безпосереднє визначення тривалої електричної міцності досвідченим шляхом, мабуть, неможливо. Її оцінюють приблизно за результатами прискорених випробувань на старіння або за умовою відсутності ЧР деякої певної інтенсивності. В останньому випадку передбачається, що відсутність ЧР означає й відсутність електричного старіння відповідних темпів, тобто досить великий термін служби.

Тривала електрична міцність внутрішньої ізоляції будь-якого виду залежить, приблизно, від тих же факторів, що й короткочасна.

Наявні експериментальні дані для різних видів внутрішньої ізоляції, досвід виробництва й експлуатації вводів різних класів напруги показує, що забезпечити необхідні рівні короткочасної й тривалої електричної міцності ввод з ізоляційним тілом з одного діелектричного матеріалу (наприклад, з порцеляни) можна тільки для вводів на напруги до 35 кВ, не більше. Для номінальних напруг 110 кВ і вище обов'язкове використання внутрішньої ізоляції, що складає з комбінації ізоляційних матеріалів (картон плюс масло, папір плюс масло, елегаз плюс твердий діелектрик і ін.).

Наступна важлива особливість внутрішньої ізоляції (будь-якого виду) — сильна залежність її поведінки від теплових і механічних впливів. Тривале нагрівання понад установлену норму викликає в ізоляції прискорення складних хімічних реакцій, наслідком яких є необоротне погіршення властивостей діелектричних матеріалів, тобто теплове старіння. Тверді діелектрики при

цьому знижують механічну міцність, рідкі — погіршують електричні характеристики. Для внутрішньої ізоляції, використовуваної в вводах на напруги 110 кВ і вище, зміна температури на 6—8 °С приводить до зміни темпів теплового старіння, приблизно, у два рази. Для обмеження темпів теплового старіння внутрішньої ізоляції встановлені значення довгостроково припустимих температур (див. ДЕРЖСТАНДАРТ 8865-70).

Короткочасні нагріви (теплові удари) небезпечні тим, що можуть викликати за короткий час різкі структурні або хімічні зміни діелектричних матеріалів з необоротним погіршенням електричних і механічних властивостей.

Механічні впливи небезпечні для внутрішньої ізоляції (твердих її елементів) не тільки тим, що за певних умов можуть зруйнувати її. При навантаженнях, що значно нижче руйнують, у твердих елементах ізоляції можлива поява мікротріщин, у яких виникнуть часткові розряди й зростуть темпи електричного старіння. Тому припустимі механічні навантаження на елементи внутрішньої ізоляції, як правило, помітно нижче, ніж для деталей з тих же матеріалів, що працюють поза сильним електричним полем.

Важлива особливість практично всіх видів внутрішньої ізоляції - необоротність ушкодження при пробі, відсутність ефекту самовідновлення.

6.2 Основні технічні характеристики вводів

Номинальна й робоча напруги. Шкала номінальних лінійних напруг для установок трифазного змінного струму із частотою 50 Гц, а також найбільших значень робочих лінійних напруг необмеженої тривалості, визначені в ДЕРЖСТАНДАРТ 721-77. Значення цих напруг наведені в табл. 15.1.

На ізоляцію вводів впливає фазна робоча напруга, що в 4 менше лінійного. Воно є головним чинником, що визначає темпи електричного старіння внутрішньої ізоляції.

Припустимі в умовах експлуатації короткочасні підвищення робочої напруги частотою 50 Гц (рівень, тривалість, число в році) для встаткування з

номінальною напругою від 1 до 750 кВ нормовані в ДЕРЖСТАНДАРТ 1516.3-96.

У мережах з ізольованої нейтраллю (до 35 кВ) можливі тривалі режими (хвилини, годинники) із замиканням однієї фази на землю, коли напруга на здорових фазах стосовно землі збільшується до лінійного.

Таблиця 6.1 - Значення номінальних і найбільших робочих лінійних напруг

Номінальна напруга, кВ	15	20	24	27	35	110	150	220	330	500	750
Найбільша робоча напруга, кВ	17,5	3	26,5	30	40,5	126	172	252	363	525	787

Номінальний струм і струм термічної стійкості. Шкала номінальних струмів $I_{\text{ном}}$ вводів установлена відповідно до ДЕРЖСТАНДАРТ 6827—76; найбільше значення $I_{\text{ном}}$ для трансформаторних вводів, що випускають у дійсний час, становить 2500 А. За ДСТ 10693—81 ввід повинні витримувати протягом 2 зі струм термічної стійкості $I_{\text{th}} = 25I_{\text{ном}}$. Зазначені струми визначають, насамперед, конструкцію струмоведучої частини вводу: тепловиділення (джоулеві втрати) при цих струмах повинні забезпечувати нормальні теплові режими ізоляції й всієї конструкції. Крім того, ураховується, що магнітне поле від робочого струму може ідуціювати але втулці значні вихрові струми й, відповідно, додаткове нагрівання конструкції.

Рівні електричної міцності ізоляції вводів. Вимоги до короточасної електричної міцності зовнішньої й внутрішньої ізоляції вводів (також як і силових трансформаторів, реакторів і апаратів) установлюють шляхом

нормування значень іспитових напруг і методів проведення відповідних випробувань. При цьому нормовані значення іспитових напруг визначають на основі аналізу можливих в експлуатації рівнів грозових і внутрішніх перенапруг. Такі напруги для вводів 110-750 кВ із ДЕРЖСТАНДАРТ 1516.3-96 наведені в табл. 6.2. Загальні методи проведення відповідних випробувань зазначені в ДЕРЖСТАНДАРТ 1516.2-97.

Випробування зовнішньої й внутрішньої ізоляції вводів за ДСТ 1516.3-96 і ДЕРЖСТАНДАРТ 1516.2-97 є прямою перевіркою здатності вводів витримувати в процесі тривалої експлуатації впливу грозових і внутрішніх перенапруг.

Щоб виключити перекриття зовнішньої ізоляції вводів при робочій напрузі в умовах забруднення й зволоження, як ми вже відзначали, установлені перевірені тривалою практикою норми на питому довжину шляху витоку, тобто відношення повної довжини витоку по поверхні зовнішньої частини ввод до найбільшої лінійної робочої напруги. Відповідні норми за ДСТ 9920-89 наведені в табл. 6.2.

Таблиця 6.2 - Нормовані значення іспитових напруг для вводів 110 - 750 кВ

Клас напруги, кВ	Грозовий імпульс, кВ _{атл}	Комутаційний імпульс, кВ _{атл}	Однохвилинний додаток напруги 50 Гц. кВ _{дійсн}
ПО	550	—	230
150	650	—	275
220	950	—	395
330	1050/1175	850/950	460/510
500	1425/1550	1050/1230	630/680
750	1950/2100	1425/1550	830/950

Примітка: у чисельнику - при застосуванні для захисту обмежників перенапруг (ОПН); у знаменнику - при застосуванні для захисту вентильних розрядників.

Стійкість внутрішньої ізоляції вводів 110 кВ і більше стосовно теплового пробою перевіряється експериментально (ДЕРЖСТАНДАРТ 1516.3—96) шляхом впливу змінною напругою рівним 110 % від найбільшого фазного робітника (для вводів до 35 кВ — 110 % від найбільшого робочого лінійного); метод проведення випробувань — за ДСТ 1516.2-97.

Правила визначення ступеня забруднення зазначені в ПУЭ (7-ої видання)

Різним ступеням забруднення відповідають, приблизно, що впливають значення питомої поверхневої провідності: I ступінь - 5 мксм; II ступінь - 5-10 мксм; III ступінь - 10-20 мксм; IV ступінь - більше 20 мксм. У ДЕРЖСТАНДАРТ 9920-89 утримуються конкретні вказівки про довжини шляху витoku для зовнішньої ізоляції встаткування, що працює в мережах з ізолюваною й заземленою нейтраллю

Вимоги до тривалої електричної міцності внутрішньої ізоляції впливають із ДЕРЖСТАНДАРТ 10693-81, у якому сказано, що повний термін служби вводів, включаючи строк схоронності - не менш 25 років. При цьому нормовані наступні показники надійності:

- імовірність безвідмовної роботи на наробіток 8800 годин (тобто 1 рік) - не менш 0,999;
- параметр потоку відмов — не більше $1,1 \cdot 10^{-7}$ 1/година;
- установлений безвідмовний наробіток - не менш 40 000 годин (тобто, приблизно, 4,5 роки).

Якщо прийняти, що зазначений вище параметр потоку відмов залишається незмінним протягом всіх 25 років експлуатації, то ймовірність нароби́тку 25 років дорівнює 0,975.

Щоб забезпечити необхідний термін служби й відповідні йому малі темпи електричного старіння внутрішньої ізоляції, у ДЕРЖСТАНДАРТ 10693-81 установлені припустимі значення гаданого заряду часткових розрядів при змінній напрузі, рівному 1,5 від найбільшого робочого фазного:

- 10^{-11} Кл для введів із паперово-масляною ізоляцією;
- $2,5 \cdot 10^{-10}$ Кл для введів із твердою ізоляцією.

Зазначені норми на припустиму інтенсивність часткових розрядів відповідають міжнародним (Публікація МЭК-137), однак представляються недостатньо науково обґрунтованими, тому що темпи електричного старіння ізоляції залежать не тільки від гаданих зарядів ЧР, але й від числа розрядів в одиницю часу. Логічніше було б нормувати не тільки гаданий заряд, але й середній струм розрядів. Однак, для цього поки ще не накопичений достатній досвід виміру характеристик ЧР.

Діелектричні втрати, ємність. Потужність і тангенс кута діелектричних втрат $\tan \delta$ внутрішньої ізоляції мають важливе значення по наступних причинах. По-перше, це одне із джерел нагрівання внутрішньої ізоляції, відносно слабкий, але впливає на робочу температуру й, отже, на темпи теплового старіння. По-друге, це найважливіший фактор, що визначає напругу теплового пробою. Нарешті, $\tan \delta$ - це значення, що характеризує якість виготовлення ізоляції, тобто якість виконання основних технологічних операцій, особливо, термо-вакуумної обробки, від якої в сильному ступені залежать короточасна й тривала електрична міцність. Шляхом виміру контролюється стан внутрішньої ізоляції й у процесі експлуатації.

В введів із регулюванням електричного поля за допомогою конденсаторних обкладок контроль якості внутрішньої ізоляції здійснюють по ділянках:

- $\tan \delta_1$ і ємність I_3 — основна ізоляція від струмоведучого стрижня до передостанньої обкладки;
- $\tan \delta_2$ і ємність I_3 — ізоляція між передостанньою й останньою обкладками;

- $\operatorname{tg}\delta_3$ і ємність I_3 — ізоляція між останньою обкладкою й втулкою ввод (у робочому режимі вони електрично з'єднані).

Таблиця 6.3 - Питомі довжини витоку шляхи зовнішньої ізоляції

Ступінь забруднення	Питома довжина шляху витоку див/кв, не менш
1 — легка	1,6
II — середня	2,0
III — сильна	2,5
IV — дуже сильна	3,1

Стан основної ізоляції на заводі-виготовлювачі контролюється не тільки за абсолютним значенням 1561, але й по залежності від напруги. У ДЕРЖСТАНДАРТ 10693—81 установлені норми як на абсолютні значення $\operatorname{tg}\delta_1$, так і на приріст $\Delta\operatorname{tg}\delta_1$ при зміні напруги.

Значення ємностей Z_1 , C_2 і Z_3 не нормуються. Ємності різних ділянок ізоляції залежать, насамперед, від відповідних геометричних розмірів. Тому вимір цих ємностей дозволяє контролювати якість (точність) виконання технологічних операцій при виготовленні внутрішньої ізоляції вводу.

6.3 Кут установки до вертикалі

Відповідно до ДЕРЖСТАНДАРТ 10693—81 припустимі наступні кути установки вводів: від 0° до 30° — для вводів напругою понад 330 кВ, призначених для трансформаторів; від 0° до 45° — для вводів напругою до 330 кВ включно, призначених для трансформаторів і реакторів стрижневого типу; від 0° до 60° — для вводів ПО кВ із твердою ізоляцією для трансформаторів;

від 0° до 90° — для лінійних вводів і вводів спеціального виконання на напруги до 500 кВ. Перевищення зазначених кутів установки неприпустимо, тому що приведе до такого збільшення згинального моменту (за рахунок власної маси вводу), що не відповідає механічній міцності вводу.

6.4 Конструкції вводів

Нижче приведений короткий опис конструкцій трансформаторних вводів на напруги 110 кВ і більше.

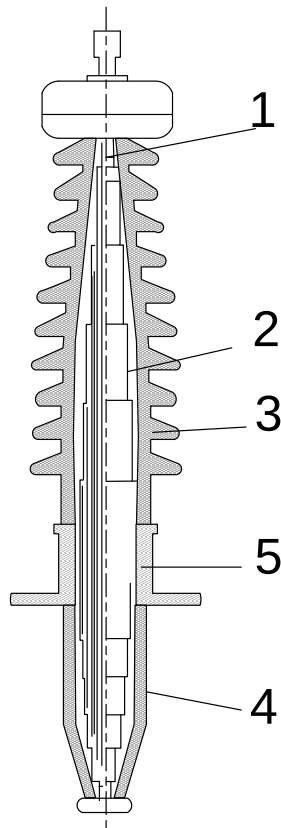


Рисунок 6.4 - Схема конструкції вводу з паперово-масляною ізоляцією: 1 – центральна труба; 2 – паперовий остов; 3 – верхня фарфорова покришка; 4 – нижня фарфорова покришка; 5 – втулка

У перших конструкціях вводів 110 кВ, розроблених і випускалися в промислових масштабах ще в передвоєнні роки, використалася масло-бар'єрна ізоляція, основу якої становили ізоляційні проміжки в трансформаторному маслі з бар'єрами з картону. Така ізоляція мала ряд достоїнств (простота виготовлення, ремонтпридатність і ін.), однак, її електрична міцність була недостатньо високої для одержання необхідних радіальних розмірів вводів на напруги 220 кВ і більше.

У цей час у нас в країні й за рубежом різні фірми випускають ввід для трансформаторного встаткування на напруги 110 кВ і більше з наступними видами внутрішньої ізоляції:

- паперово-масляною (ПМІ);
- паперовою, шари паперу покриті смолою (RBP);
- паперовою, шари паперу просочені смолою (RIP).

Останні два види ізоляції називають твердою. Довгий час ПМІ застосовувалася у всіх вводах на напруги ПО кВ і більше. В останні роки ввід 110-220 кВ виконують переважно із твердою ізоляцією (RBP і RIP). У всіх випадках для регулювання електричного поля використовують системи конденсаторних обкладок, розташовуваних у кістяку вводу. Такі вводи називають конденсаторними.

Ввід з паперово-масляною ізоляцією (ПМІ) Схематично конструкція вводу із ПМІ показана на рисунку 6.3. У цій конструкції основу внутрішньої ізоляції становить паперовий кістяк, що виконується шляхом намотування шарів кабельного паперу на центральну трубу. При намотуванні в кістяк закладають, як ми вже відзначали раніше, конденсаторні обкладки з алюмінієвої фольги для регулювання електричного поля в радіальному й осьовому напрямках. Використовувані системи конденсаторних обкладок звичайно забезпечують електричне поле в поверхні кістяка й поверхонь порцелянових покриттів близьке до однорідного (див. **рисунку 6.4**), що істотно підвищує розрядні напруги відповідних ділянок ізоляції. Від передостанньої обкладки робиться спеціальний вимірювальний вивід, що використовується для вимірів характеристик ізоляції вводу при контрольних випробуваннях (при вимірах опору, тангенса кута діелектричних втрат, рівня інтенсивності часткових розрядів).

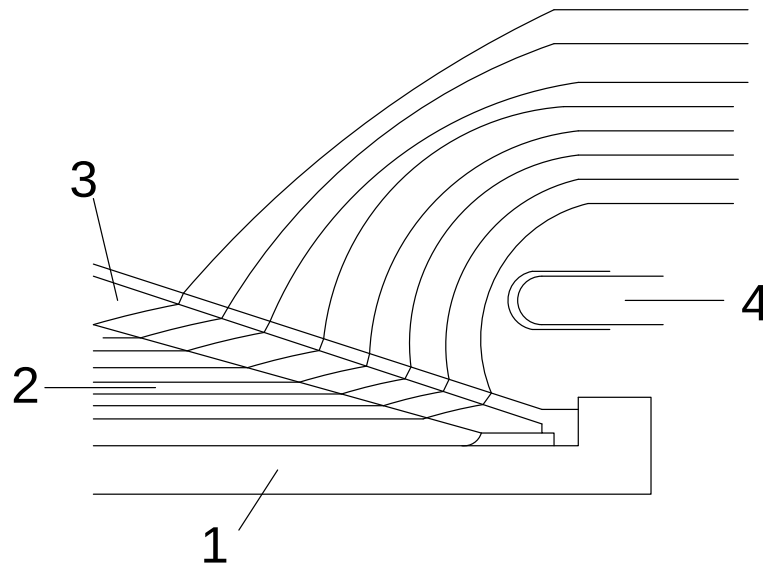


Рисунок 6.5 - Картина електричного поля (еквіпотенціальні лінії) у нижній частині вводу с ПМІ: 1 – центральна труба; 2 – паперовий остов з конденсаторними обкладками; 3 – нижня фарфорова покрішка; 4 – нижній екран.

Паперовий кістяк для вводів до 150 кВ намотується безпосередньо на центральну трубу, в вводи 220 кВ і більше з високими значеннями номінального струму намотування виробляється на окрему намотувальну трубу. Між центральною й намотувальною трубами залишають канал для циркуляції масла й охолодження кістяка. У деяких вводах таким каналом є внутрішня полоцентральна труба. В вводи 750 і 150 кВ остів складається із двох секцій, між якими утворений додатковий канал для циркуляції масла й охолодження конструкції.

До зборки всього вводу остів піддається сушінню під вакуумом для видалення з нього вологи, адсорбованої на волокнах паперу, і повітря. Волога в папері (у вихідному стані близько 5 % по вазі) значно погіршує електричні властивості ПМІ.

Ізоляційний кістяк розташовується в порожнині, утвореній верхніми й нижньою порцеляновими покрішками й сполучною втулкою із фланцем для кріплення вводу. Верхній і нижній торці порожнини закриваються фланцями.

Стики порцелянових покришок зі сполучною втулкою й із фланцями ущільнюються прокладками з маслостойкої гуми. Вся конструкція стягається за допомогою центральної труби. Стабільний стиск прокладок забезпечується спеціальним пружинним стяжним вузлом, що компенсує зміни довжин деталей при зміні температури від -60 до $+100$ °C.

Щоб виключити зволоження ПМІ ввід в процесі експлуатації, раніше на вводи встановлювалися силікагелеві осушувальні фільтри й масляні затвори. Сучасні вводи на напруги 110 кВ і більше виконують герметичними. Контроль герметичності здійснюється за допомогою манометра.

Для компенсації температурних змін обсягу масла в герметичних вводах 110-500 кВ використовують убудовані компенсатори тиску, що складаються з герметичних металевих сильфонів, заповнених газом. У деяких вводах 110-220 кВ для цих же цілей у верхній частині верхньої покришки утворюють газову подушку. Ввід 750 і 1150 кВ, а також деякі вводи 500 кВ, мають окремий виносний компенсатор - бак тиску, що встановлюють на кришці бака трансформатора.

Струмоведуча система вводу складається з верхнього контактного затискача, центральної (мідної) труби й нижнього контактної вузла. У так званих протяжних вводах на напруги 220 кВ і більше центральна труба не є струмоведучою. У таких вводах струмоведучим є гнучкий відвід обмотки (голий мідний кабель), що пропускає через центральну трубу. Нижній контактний вузол закривається екраном для вирівнювання електричного поля в масляному проміжку до стінки бака трансформатора. Поверхня екрана покрита шаром твердого діелектрика, що дає підвищення електричної міцності масляного проміжку не менш, ніж на 50 %. На верхній кінець вводів на напруги 110-750 кВ останнім часом московський завод «Ізолятор» екрани не встановлює, тому що спеціальними випробуваннями встановлено, що для конструкцій, що випускають заводом, і без екранів забезпечується відсутність корони при напругах, що перевищують на 10 % найбільше робоче.

Ввод із ПМІ мають пристрою для відбору проб масла й показчики рівня масла.

Конструкція ввод із ПМІ, що містить зазначені вище вузли, показана на **рисунку 6.5.**

Приєднання ввод до обмотки трансформатора здійснюється одним з наступних способів:

- протяганням, як ми вже відзначали, гнучкого голого кабелю відводу від обмотки з напаяною шпилькою через центральну трубу (рисунки 6.5, 6.6);
- затискачем кабелю відводу від обмотки на нижньому контактному наконечнику за допомогою спеціальних гайок або болтів;
- введенням штеккера на нижньому кінці ввод в розетку на кінці відводу від обмотки (рисунки 6.5, 6.6, показаний елемент конструкції ввод із твердою ізоляцією).

Ввод із твердою ізоляцією Як і в вводах із ПМІ, основу внутрішньої ізоляції становить ізоляційний кістяк, що виконується шляхом намотування шарів або кабельного паперу, покритого смолою (RBP-ізоляція) або кабельного паперу з наступним просоченням смолою (RIP-ізоляція). В обох випадках у кістяк при намотуванні закладають конденсаторні обкладки для регулювання електричного поля. Від передостанньої обкладки, як і в вводах із ПМІ, робиться вимірювальний вивід. Після намотування RBP -кістяки проходять термообробку й лакування, а RIP-кістяки - просочення смолою під вакуумом і процес отверджування смоли. У результаті виходять тверді, механічно міцні кістяки.

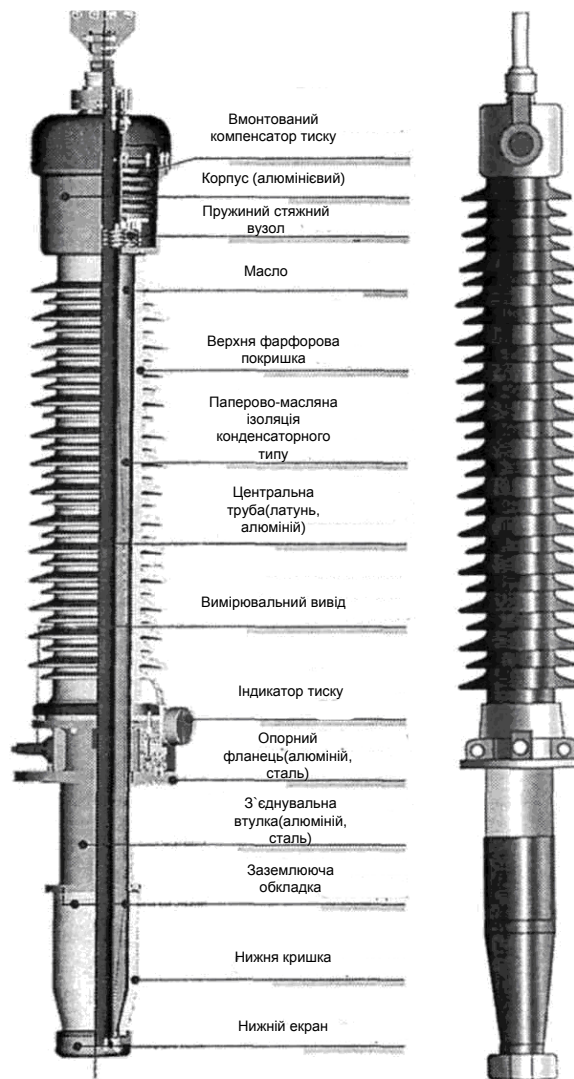


Рисунок 6.6 - Трансформаторний ввід

На твердий кістяк пресовою посадкою встановлюється сполучна втулка. Для забезпечення герметичності з'єднання кістяка із втулкою місце стику додатково заливається епоксидною смолою. Верхня частина кістяка закривається порцеляною покришкою, на яку зверху встановлюється фланець. Стики покришки із втулкою й фланцем ущільнюються прокладками з маслостійкої гуми. Стиск прокладок здійснюється за допомогою пружинного стяжного вузла, що забезпечує стабільне зусилля при змінах температури від — 60 до +120 °С. Простір між кістяком і порцеляною покришкою заповнюється спеціальним компаундом, що твердіє, або трансформаторним маслом (завод «Мосізолятор»). Герметичність цієї порожнини, заповненої маслом,

забезпечується за допомогою спеціальної мембрани. Нижня покритка відсутня. Герметичність внутрішнього обсягу трансформатора забезпечується навіть при ушкодженні порцелянової покритки.

Нижня частина вводу із твердою ізоляцією на час транспортування й зберігання захищається від зволоження й механічних ушкоджень поліетиленовим чохлом і бакелітовим циліндром.

Трансформаторні вводи із твердою ізоляцією виконуються протяжними, тобто приєднання до обмотки трансформатора здійснюється шляхом протяжки гнучкого голого кабелю через центральну трубу ввод або зі штекерним з'єднанням.

За наявним даними, RIP-ізоляція має короточасну й тривалу електричну міцність, приблизно, в 1,5 рази вище, ніж RBP-ізоляція.

Головна перевага вводитів із твердою ізоляцією - різке зниження небезпеки загоряння й вибуху при ушкодженні. Ввод з ізоляцією типу KBP випускаються на номінальну напругу до 220 кВ, а з ізоляцією типу РЛР - від 110 до 800 кВ.

Ввод з ізоляцією Я1Р мають кращі характеристики в частині габаритних розмірів, електричної й механічної міцності, пожаробезпечності та ін. У випадку застосування полімерної покритки замість порцелянової ввод має гарні характеристики в забрудненій атмосфері за рахунок гідрофобної силіконової поверхні покритки. Ці ввод мають підвищену сейсмостійкість. Вони мають гарні характеристики при роботі в установках постійного струму. В вводах з полімерною покриткою проміжок між кістяком і покриткою заповнюється поліуретаном, спіненим елегазом.

Установка вводитів у трансформаторах. Розташування вводитів у масляних трансформаторах повинне бути таким, щоб виконувалися наступні умови:

- ♦ кут установки до вертикалі не повинен перевищувати припустиме значення;

- ◆ електрична міцність масляного проміжку «нижній екран-стінка бака» повинна бути достатньої для успішного проходження випробувань із додатком високих напруг за ДСТ 1516.3-96;

- ◆ стінка бака й інші металеві елементи конструкції трансформатора не повинні відчутно впливати на електричне поле в вводі; : циркуляція масла біля вводу повинна забезпечувати у всіх робочих режимах припустимі температури ізоляції в вводі.

На рис. 6.7, а показаний ескіз установки вводу 500 кВ протяжного типу, а на рис. 6.7, б — з розташуванням нижньої частини вводу (у порцеляновій покришці або без її) в адаптері бака з доступом до місця з'єднання нижньої частини вводу з відводом трансформатора через люк в адаптері, що вимагає зливу масла тільки з адаптера (при монтажі ввод на місці експлуатації). На рис. 6.8 і 6.9 дані фотографії трансформаторів із установленими вводами.

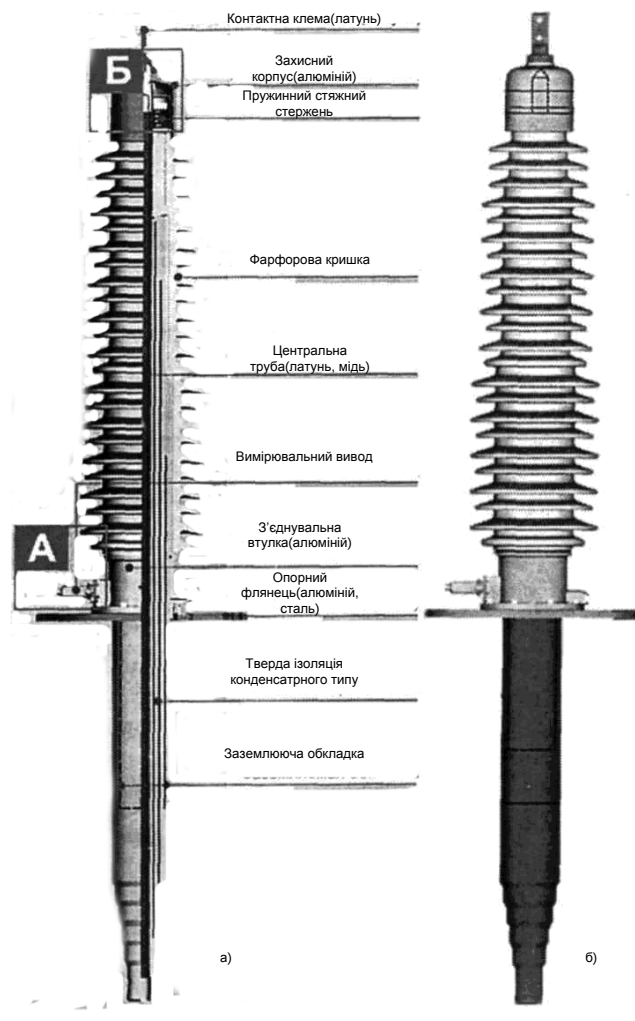


Рисунок 6.8 - Трансформаторний ввід: а – конструкція вводу; б – загальний вигляд вводу

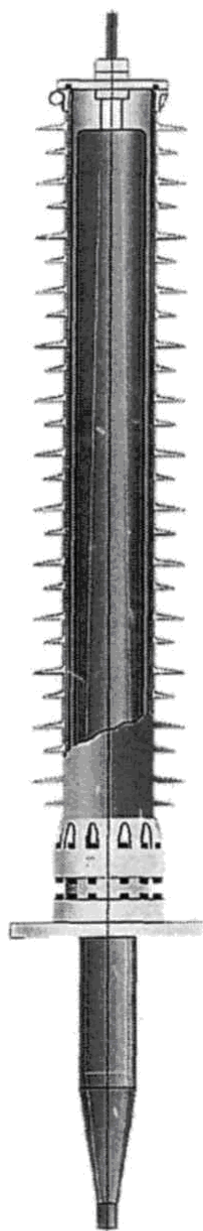


Рисунок 6.9 - Високовольтний трансформаторний ввод з ізоляцією по технології RIP з полімерною покриттю (фірма HSP)

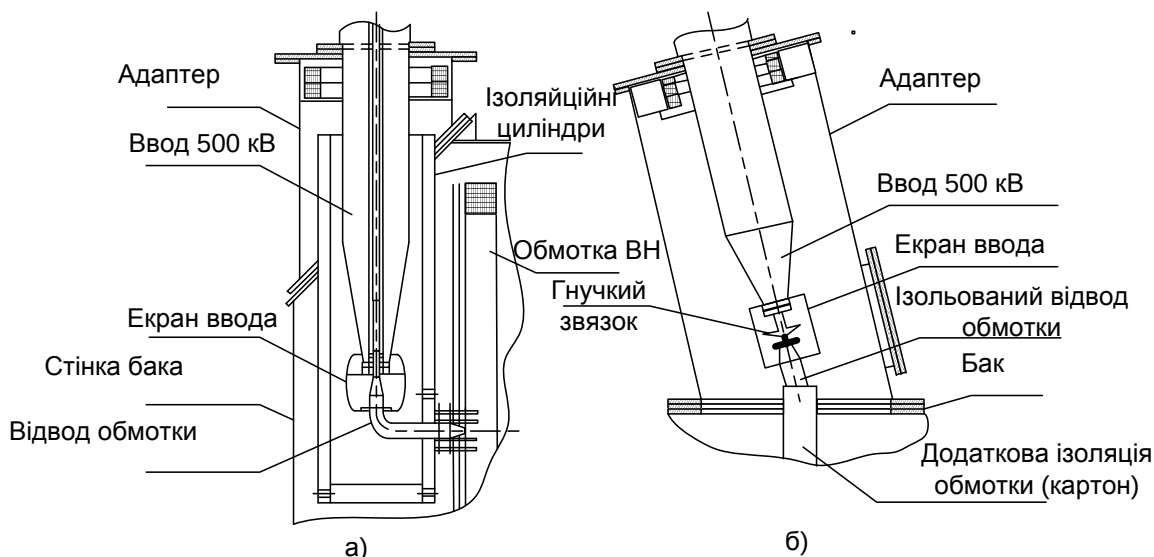


Рисунок 6.10 - Ескізи встановлення вводів 500кВ в трансформаторі:

а – в кожусі баку; б – установка в адаптері баку.

6.5 Контроль стану вводів в експлуатації

У РД 34.45-51.300—97 «Обсяг і норми випробувань електроустаткування» для контролю стану трансформаторних вводів передбачені виміри опору ізоляції (між останньою й передостанньою конденсаторними обкладками) або між останньою обкладкою й сполучною втулкою; вимір ємності й тангенса кута діелектричних втрат для основної ізоляції (Z_1) при напрузі 10 кВ, випробування надлишковим тиском 0,1 МПа для перевірки ущільнень; випробування проб масла — визначення фізико-хімічних характеристик масла (пробивна напруга у стандартному розряднику, кислотне число й ін.).

При оцінці стану ізоляції під робочою напругою контролюються зміни в часі ємності й тангенса кута діелектричних втрат основної ізоляції, зміна модуля повної провідності, проводиться хроматографічний аналіз газів розчинених у маслі (ХАРГ).

7 ТЕХНІКО- ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

Метою техніко-економічних розрахунків в енергетиці являється пошук економічно-оптимального рішення постановленої енергетичної задачі шляхом порівняння декількох можливих варіантів цього рішення, а також оцінка економічних показників того чи іншого енергетичного об'єкта.

Ці задачі вирішуються при проектуванні ЛЕП, станцій та інших об'єктів, а також при порівнянні планів, схем розвитку і реконструкції енергосистеми, їхньої структури та кількісний склад інших елементів.

Основними параметрами, що необхідні для техніко-економічного обґрунтування при проектуванні даної ЛЕП є пропускна спроможність лінії, номінальна напруга, кількість ланцюгів, переріз проводів, кількість проводів у фазі та конструктивне виконання лінії. Для обґрунтування цих параметрів необхідно проводити техніко-економічні розрахунки. Метою цих розрахунків є знаходження економічно-оптимального сполучення основних параметрів електропередач. Техніко-економічні показники розраховуються з метою виявлення доцільності реконструкції ЛЕП - 330 кВ.

Вартість одного кілометра одноланцюгової лінії на залізобетонних опорах з проводом 2хАС - 500/64 буде дорівнювати 42 тис. у.о. Довжина всієї лінії складає 82.6 км, потужність, яку буде передавати лінія збільшується на 400 МВт. Для переходу на національну валюту, необхідно приведені в довідниках показники вартості помножити на офіційний курс долара США, який на момент виконання розрахунків складає 5.05 грн.

7.1 Розрахунок техніко-економічних показників

1. Рентабельність реконструкції лінії:

$$R = \frac{D \cdot \gamma - E}{K} \quad (7.1)$$

де D - дохід, який отримується після реконструкції лінії;

γ - частка вартості реалізації електроенергії, що припадає на електричну мережу (для мереж 330 кВ у складає 0.12);

E - щорічні витрати на експлуатацію лінії;

K - одноразові капітальні витрати ($K=K_{\text{леп}}$).

2. Щорічні витрати на експлуатацію лінії:

$$E = K_{\text{леп}} \cdot (a + p) \quad (7.2)$$

де $K_{\text{леп}}$ - одноразові капітальні витрати на спорудження лінії;

a - відрахування на амортизацію та обслуговування ЛЕП ($a = 5,95 \%$);

p - відрахування на ремонт обладнання ($p = 2.1 \%$).

3. Одноразові капітальні витрати на спорудження лінії:

$$K_{\text{леп}} = C_{\text{леп}} \cdot L \cdot \kappa_{\text{інф}} \quad (7.3)$$

де $C_{\text{леп}}$ - вартість 1 км ЛЕП;

L - довжина лінії;

$\kappa_{\text{інф}}$ - коефіцієнт інфляції ($\kappa_{\text{інф}} = 5.05$).

4. Дохід, який отримується після реконструкції лінії:

$$D = W \cdot (c_{\text{вих}} - c_{\text{вх}}) \quad (7.4)$$

де W - електроенергія, яка передається;

$c_{\text{вих}}$ - ціна за електроенергію, яку сплачує споживач становить 20 коп.

за 1 кВт/год;

$c_{\text{вх}}$ - ціна, за якою закуповує електроенергію енергокомпанії, складає

10 коп за 1 кВт/год.

D - дохід, який отримується після реконструкції лінії

5. Електроенергія, яка передається:

$$W = P \cdot T_{\text{нб}} \quad (7.5)$$

де P - величина потужності, яка додатково передається після реконструкції;

$T_{\text{нб}}$ - тривалість використання найбільшого навантаження.

Отже проводимо розрахунки за формулами (7.1) - (7.5) [22]:

$$W = 400 \cdot 5500 = 2,2 \cdot 10^6 (MBm \cdot год)$$

$$D = 2,2 \cdot 10^6 \cdot (0,2 - 0,1) = 2,2 \cdot 10^5 (тис.грн)$$

$$K_{лен} = 42 \cdot 73,43 \cdot 5,05 = 15574,5 (тис.грн)$$

$$E = 15574,5 \cdot (0,059 + 0,021) = 1,245 \cdot 10^3 (тис.грн)$$

$$R = \frac{2,2 \cdot 10^4 \cdot 0,12 - 1,245 \cdot 10^3}{15574,5} = 1,6$$

6. Термін окупності:

$$T_{ок} = \frac{1}{R} = \frac{1}{1,6} = 0,7 (р)$$

Всі отримані дані занесемо до таблиці

Таблиця 7.1 - Техніко-економічні показники.

Назва	Величина	Одиниці виміру
Потужність, яка додатково передається після реконструкції	400	МВт
Електроенергія, яка передається	$2,2 \cdot 10^6$	МВтгод/рік
Капіталовкладення на реконструкцію ЛЕП	$1,557 \cdot 10^4$	тис. грн./рік
Витрати на експлуатацію ЛЕП	$1,245 \cdot 10^3$	тис. грн./рік
Рентабельність	160,7	%
Термін окупності реконструкції ЛЕП	0,7	рік

Отж

е, після проведення розрахунків техніко-економічних показників ми отримали, що рентабельність реконструкції складає 142,5, а термін окупності 0,7 років. Отримані економічні показники цілком задовольняють середнім значенням по даній галузі. Можна зробити висновок, що дана реконструкція є доцільною.

7 ТЕХНІКО - ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

Метою техніко-економічних розрахунків в енергетиці являється пошук економічно-оптимального рішення поставленої енергетичної задачі ляхом порівняння декількох можливих варіантів цього рішення, а також оцінка економічних показників того чи іншого енергетичного об'єкта.

Ці задачі вирішуються при проектуванні ЛЕП, станцій та інших об'єктів, а також при порівнянні планів, схем розвитку і реконструкції енергосистеми, їхньої структури та кількісний склад інших елементів. Основними параметрами, що необхідні для техніко-економічного обґрунтування при проектуванні даної ЛЕП є пропускна спроможність лінії, номінальна напруга, кількість ланцюгів, переріз проводів, кількість проводів у фазі та конструктивне виконання лінії. Для обґрунтування цих параметрів необхідно проводити техніко-економічні розрахунки. Метою цих розрахунків є знаходження економічно-оптимального сполучення основних параметрів електропередач. Техніко-економічні показники розраховуються з метою виявлення доцільності реконструкції ЛЕП - 330 кВ.

Вартість одного кілометра одноланцюгової лінії на залізобетонних опорах з проводом 2хАС - 500/64 буде дорівнювати 42 тис. у.о. Довжина всієї лінії складає 82.6 км, потужність, яку буде передавати лінія збільшується на 400 МВт. Для переходу на національну валюту, необхідно приведені в довідниках показники вартості помножити на офіційний курс долара США, який на момент виконання розрахунків складає 41.5 грн.

7.1 Розрахунок техніко-економічних показників

1. Рентабельність реконструкції лінії:

$$R = \frac{D \cdot \gamma - E}{K} \quad (7.1)$$

де D - дохід, який отримується після реконструкції лінії;

γ - частка вартості реалізації електроенергії, що додає на електричну мережу (для мереж 330 кВ у складає 0.12);

E - щорічні витрати на експлуатацію лінії;

K - одноразові капітальні витрати ($K=K_{\text{леп}}$).

2. Щорічні витрати на експлуатацію лінії:

$$E = K_{\text{леп}} \cdot (a + p) \quad (7.2)$$

де $K_{\text{леп}}$ - одноразові капітальні витрати на спорудження лінії;

a - відрахування на амортизацію та обслуговування ЛЕП ($a = 5,95 \%$);

p - відрахування на ремонт обладнання ($p = 2.1 \%$).

3. Одноразові капітальні витрати на спорудження лінії:

$$K_{\text{леп}} = C_{\text{леп}} \cdot L \cdot \kappa_{\text{інф}} \quad (7.3)$$

де $C_{\text{леп}}$ - вартість 1 км ЛЕП; L - довжина лінії; $\kappa_{\text{інф}}$ - коефіцієнт інфляції ($\kappa_{\text{інф}} = 41,5$).

4. Дохід, який отримується після реконструкції лінії:

$$D = W \cdot (c_{\text{вих}} - c_{\text{вх}}) \quad (7.4)$$

де W - електроенергія, яка передається;

$c_{\text{вих}}$ - ціна за електроенергію, яку сплачує споживач становить 4,32 грн. за 1 кВт/год;

$c_{\text{вх}}$ - ціна, за якою закупають електроенергію енергокомпанії в середньому, складає 4,2 грн за 1 кВт/год.

D - дохід, який отримується після реконструкції лінії.

5. Електроенергія, яка передається:

$$W = P \cdot T_{\text{нб}} \quad (7.5)$$

де P - величина потужності, яка додатково передається після реконструкції;

$T_{\text{нб}}$ - тривалість використання найбільшого навантаження.

Отже проводимо розрахунки за формулами (7.1) - (76.5) [22]:

$$W = 400 \cdot 5500 = 2,2 \cdot 10^6 \text{ (МВт} \cdot \text{год)};$$

$$D = 2,2 \cdot 10^6 \cdot (4,32 - 4,2) = 2,6 \cdot 10^5 \text{ (тис.грн)};$$

$$K_{\text{лен}} = 42 \cdot 73,43 \cdot 41,5 = 127988,5 \text{ (тис.грн)};$$

$$E = 127988,5 \cdot (0,059 + 0,021) = 10239,08 \text{ (тис.грн)};$$

$$R = \frac{2,6 \cdot 10^5 \cdot 0,12 - 10239,08}{127988,5} = 0,16.$$

6. Термін окупності:

$$T_{\text{ок}} = \frac{1}{R} = \frac{1}{0,16} = 6,25 \text{ (р)}$$

Всі отримані дані занесемо до таблиці 7.1.

Таблиця 7.1 - Техніко-економічні показники

Назва	Величина	Одиниці виміру
Потужність, яка додатково передається після реконструкції	400	МВт
Електроенергія, яка передається	$2,2 \cdot 10^6$	МВт·год / рік
Капіталовкладення на реконструкцію ЛЕП	1279885	тис. грн / рік
Витрати на експлуатацію ЛЕП	110239,08	тис. грн / рік
Рентабельність	16	%
Термін окупності ЛЕП	6,25	рік

Отже, після проведення розрахунків техніко-економічних показників ми отримали, що рентабельність реконструкції складає 16%, а термін окупності 6,25 років. Отримані економічні показники цілком задовольняють середнім значенням по даній галузі. Можна зробити висновок, що дана реконструкція є доцільною.

8 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА ЛЕП 330 КВ

8.1 Засоби релейного захисту та автоматики. Повздовжній диференційний фазний захист (ПДФЗ)

ПДФЗ працює на зрівнянні струмів на початку і кінці елементу, що захищається. Для виконання захисту лінії на її кінцях встановлюються вимірювальні трансформатори струму (ТС) з однаковими коефіцієнтами трансформації. Вторинні обмотки ТС однойменних фаз і реле з'єднуються за допомогою допоміжних проводів так, щоб при К.З. зовні захищеної зони, обмеж ними вимірювальними трансформаторами, струм в реле був відсутній, а при проходженні всередині зони був рівний струму К.З.

Застосовуються дві можливі схеми виконання диференційного захисту:

- з циркулюючими струмами;
- із зрівноваженими напругами.

Особливості ПДФЗ ліній обумовлені значними відстанями між кінцями зон, які захищаються. В схему захисту включаються два комплекти реле по одному на кожному кінці лінії, які необхідні для відключення лінії з обох сторін.

8.2 Високочастотний захист (ВЧ)

Принцип дії захисту простий і надійний. На даний час ВЧ захист забезпечує швидкодіюче відключення при двохсторонньому К.З. лінії великої протяжності. Загальним недоліком ВЧ захисту є велика вартість порівняно з іншими захистами.

Цей захист використовується як головний захист в мережах 110 – 750 кВ. Він дозволяє забезпечити швидке і селективне відключення будь-якій конфігурації мережі і є найбільш чутливим.

Для даного проекту використовуємо у якості захисту - диференційно-фазний високочастотний захист типу ДФЗ-504.

8.3 Автоматичне повторне увімкнення (АПВ) ЛЕП

АПВ призначене для автоматичного відновлення живлення споживачів у випадку відключення живлячої лінії пристроями релейного захисту шляхом повторного вмикання. Можливість відновлення таким чином живлення споживачів пояснюється тим, що більшість К.З. на повітряних лініях є нестійкими і зникають, якщо лінію короткочасно відключити. До пристроїв АПВ є ряд вимог:

- забезпечення встановленої потужності дії;
- виключення можливості дії після відключення вимикача персоналом;
- виключення можливості дії при аварійному відключенні вимикача від пристроїв захисту відразу після його вмикання персоналом вручну, дистанційно або телемеханічно;
- автоматичне повернення пристроїв АПВ в початкове положення.

8.4 Диференційно-фазний високочастотний захист типу ДФЗ-504

Диференційно-фазний високочастотний захист використовується в якості основного захисту від всіх видів пошкодження ліній ПО - 330 кВ з двостороннім живленням, коли для збереження стійкості системи необхідне відключення пошкодження на всій довжині лінії, що захищається, без задержань і застосування інших типів швидкодіючих захистів не потрібно та недоцільно. Порівняно з дистанційним захистом і струмовим направленим захистом нульової послідовності з високочастотним блокуванням диференційно фазний високочастотний захист має такі переваги: захист по принципу дії надійно працює в неповнофазних режимах, в зв'язку з цим його використання в сполученні з пристроями ОАПВ більш доцільне, ніж захистом з високочастотним блокуванням;

- захист забезпечує надійну роботу при коливаннях і асинхронному ході, що виключає необхідність спеціального блокування при коливаннях;

- захист має однотипні органи, діючі на пуск високочастотного передавача і на відключення, це полегшує узгодження по чутливості цих органів.

Крім цього, при застосуванні диференційно-фазного високочастотного захисту і окремого резервного захисту забезпечується повноцінне ближнє резервування захистів. Це неможливо виконати у випадку застосування захистів з високочастотним блокуванням, коли окремий резервний захист не передбачається, а цілий ряд реле і кіл схем високочастотного блокування, струмового направленного захисту нульової послідовності і дистанційного захисту є загальними.

Принцип дії диференційно-фазного високочастотного захисту базується на зрівнянні фаз струмів на кінцях лінії, що захищається. Цей струм отримується від комбінованого фільтра струмів прямої і зворотної послідовності типу I_{i+k-12} органа маніпуляції. Зрівняння фаз струмів виконується за допомогою високочастотних сигналів, якими обмінюються високочастотні передавачі прийому. Ці передавачі встановлюються по кінцях лінії, яка захищається. Для захисту ліній 330 кВ використовують диференційно-фазний високочастотний захист тину ДФЗ-504.

Для підключення панелі захисту ДФЗ-504 до лінії, яку будемо захищати, вибираємо трансформатори струму і напруги.

Таблиця.8.1 - Трансформатор струму та його номінальні параметри

Тип трансформатора	Номіналь на напруга, кВ	Первинний струм		Коеф. транс форм ації	Кількість вимикачі в на вводі
		Номінальн ий	Номінальн ий робочий		
ТВТ – 330 – 1 – 600/1	330	600	600	600/1	2

Таблиця 8.2 - Трансформатор напруги та його номінальні параметри

Тип трансформатора	Номінальна напруга, кВ	U, обмоток			Схема з'єднань
		Первинної	Вторинної	Допоміжної	
НКФ-330-73 У1	330	$330/\sqrt{3}$	$110/\sqrt{3}$	110	1/1/1-00

Розрахунок параметрів панелі ДФЗ-504

Розрахунок параметрів головних органів захисту.

1) Первинні струми спрацювання реле струму, діючого на пуск ВЧ датчика і реле струму діючого на відключення вибирається за умовами:

- відлаштування від максимального робочого струму, який протікає в місці установки напівкомплекту:

$$I_{спр}^{(n)3} = \frac{K_n}{K_{нов}} \cdot I_{роб. max} = \frac{1,1}{0,85} \cdot 960 = 1245(A), \quad (8.1)$$

де $I_{СПР}^{(П)3}$ - первинний струм спрацювання реле;

$K_n = 1,1$ – коефіцієнт надійності;

$I_{роб. max}$ - максимальний робочий струм;

$K_{нов} = 0,85$ - коефіцієнт повернення;

$$I_{роб. max} = \frac{P_{HB}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{550}{\sqrt{3} \cdot 330} = 0,96(кА) = 960(A) \quad (8.2)$$

де: P_{HB} максимальна потужність, яка проходить по лінії;

U_n - номінальна напруга лінії.

- узгодженість по чутливості з реле струму, які діють на пуск ВЧ передавача напівкомплекта, встановленого на протилежному кінці лінії, що захищається.

$$I_{cnp}^{(0)} = K_n \cdot I_{cnp}^{(n)} = 1,4 \cdot 1245 = 1743(A) \quad (8.3)$$

2) Вибір уставок пристрою в фільтр - реле пускового органу, який має:

-реле, діюче на пуск ВЧ передавача;

-реле, діюче на відключення;

а) відлаштування пускового реле від струму небалансу в максимальному навантажувальному режимі;

- при використанні струму $3I_0$ в пусковому органі (уставки $I_{2уст}$, $3I_{0уст}$):

$$I_{2уст} \geq I_{2PH}$$

$$I_{2PB} = \frac{K_3 \cdot K_n}{K_{нов} \cdot n_T} \cdot (K_{2HCC} + K_{HBC}) \cdot I_{роб. max} = \frac{2 \cdot 1,2}{0,85 \cdot 600} \cdot (0,03 + 0,01) \cdot 960 = 0,181(A) \quad (8.4)$$

де $K_3 = 2$ - відношення струму спрацювання реле яке діє на відключення до струму спрацювання пускового реле;

$K_n = 1,1$ - коефіцієнт надійності; K_{2HCC} - коефіцієнт несиметрії в системі;

K_{HBC} - коефіцієнт повернення;

$K_{нб}$ - коефіцієнт небалансу;

$n_T = 600$ - коефіцієнт трансформації трансформатора струму;

- при використанні струму $3I_0$ в пусковому органі знаходяться характеристики чутливості цього органу для значень $I_{2роз}$ по формулі:

$$3I_{0.P.B.} = \frac{K_3 \cdot K_H}{K_B \cdot n_T} \cdot (K_{0НБ.П} + 3K_{0НЕС.П}) \cdot I_{роб. max} = \frac{2 \cdot 1,2}{0,5 \cdot 600} \cdot (0,03 + 0,01) \cdot 960 = 0,307(A)$$

б) відлаштування реле, яке відмикає, від складових зворотної і нульової послідовності ємнісного струму лінії, обумовлених короткочасною несиметрією при вмиканні лінії під напругу.

- при невикористанні струму $3I_0$ в пусковому органі:

$$I_{2.уст} \geq \frac{K_H \cdot I_{2C}}{n_T} = \frac{1,8 \cdot 16,16}{600} = 0,048(A)$$

$$I_{2,C} = L \cdot I_{2,c,VD} = 73,45 \cdot 0,22 = 16,16(A)$$

$$3I_{0,C} = L \cdot 3I_{0,c,VD} = 73,45 \cdot 0,65 = 47,74(A)$$

де $K_H = 1,7 \div 2,0$ - коефіцієнт надійності;

$I_{2,c,VD} = 0,22(A)$ - питомий ємнісний струм зворотної послідовності;

$I_{0,c,VD} = 0,65(A)$ - питомий ємнісний струм нульової послідовності;

$L = 82,6$ км – довжина лінії;

$I_{2,C}$ – ємнісний струм зворотної послідовності;

$I_{0,C}$ – ємнісний струм нульової послідовності.

Струм спрацювання відмикаючого реле.

Узгодження по чутливості реле, яке відмикає, напівкомплекту, встановленого на протилежному кінці лінії:

– при невикористанні струму $3I_0$ в пусковому органі:

$$K_{відв.відг} = 1 + \frac{I_{2УСТ}}{I_{СПП}^{(II)}} = 1 + \frac{481,1}{1245} = 1,38$$

При використанні струму $3I_0$ в пусковому органі:

$$I_{2спр}^{(0)} = K_H \cdot K_{відв.відг} \cdot I_{2спр}^{(n)} = 1,5 \cdot 1,38 \cdot 240,55 = 497,9(A),$$

$$I_{2СПП}^{(II)} = \frac{I_{2УСТ}}{2} = \frac{481,1}{2} = 240,55$$

$$I_{2УСТ} = \frac{P_{УСТ} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{УСТ} \cdot 2} = \frac{550 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 2} = 481,1(A).$$

Відлагодження реле, яке відмикає від складових зворотної і нульової послідовності ємнісного струму лінії, яка обумовлюється несиметрією при вмиканні під напругу.

При невикористанні струму $3I_0$ в пусковому органі знаходиться по характеристикам чутливості цього органу для значень:

$$I_{2,відг.Н} = \frac{K_H}{n_T \cdot I_{2C}} = \frac{1,8}{600 \cdot 16,16} = 0,186 \cdot 10^{-3} (A),$$

$$3I_{відг.Н} = \frac{K_H}{n_T \cdot 3I_{0C}} = \frac{1,8}{600 \cdot 47,84} = 0,063 \cdot 10^{-3} (A).$$

При різних коефіцієнтах трансформації ТС по кінцях лінії, яка захищається, узгодження по чутливості відмикаючого реле напівкомплекту, встановленого на протилежному кінці лінії, в загальному випадку повинна виконуватись по первинним струмам спрацювання даних реле.

При цьому узгодження по чутливості пускових органів напівкомплектів захисту, встановлених на різних кінцях лінії, може бути виконано шляхом вирівнювання вторинних імпульсів напівкомплектів за допомогою проміжних ТС в лініях ТС захисту, так щоб $I_{2уст}$ і $3I_{0уст}$ були однакові для двох напівкомплектів.

Перевірка чутливості.

- чутливість вимикаючого реле пускового органу у випадку, коли не використовується струм нульової послідовності, перевіряється за виразом:

$$K_q = \frac{I_{2K3 \min}}{I_{2C.P.} \cdot n_T} = \frac{7082,7}{1,3 \cdot 600} = 9,07$$

$$I_{2K3 \min} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{ЛЕП}} = \frac{330000}{\sqrt{3} \cdot 26,9} = 7082,7$$

де $I_{2K3 \min}$ – мінімальний первинний струм;

$I_{2C.P.}$ – струм спрацювання для зворотної послідовності пристрою фільтро пускового органу.

-чутливість реле пускового органу І-Р2-ДФЗ-504 знаходиться за таким за таким виразом:

$$K_q = \frac{I_{K.3.\min}}{I_{СПР}} = \frac{7082,7}{1245} = 5,69$$

Коефіцієнт чутливості відмикаючого реле струму повинен мати близьке значення до 10:

-чутливість реле опору:

$$K_q = \frac{Z_{СПР}}{Z_{Л}} = \frac{230,24}{23,6} = 9,7;$$

де $Z_{СПР}$ - первинний опір спрацювання реле опору;

$$Z_{СПР} = \frac{0,9 \cdot U_{ном}}{K_n \cdot K_{нов} \cdot \sqrt{3} \cdot I_{роб.\max} \cdot \cos(\varphi_{мч} - \varphi_{роб})} = \frac{0,9 \cdot 330000}{1,2 \cdot 1,05 \cdot \sqrt{3} \cdot 960 \cdot \cos(88^\circ - 36^\circ)} = 230,24.$$

$\varphi_{мч}$ - 78° - 88° - кут максимальної чутливості реле;

$\varphi_{роб} = 36^\circ$ - кут робочої дії реле;

$Z_{Л} = r_{Л} + jx_{Л} = 2,2 + j23,5 = 23,6$ - опір захищеної лінії.

- чутливість реле опору по струму точної роботи перевіряється за виразом:

$$K_q = \frac{I_{K3\min}}{I_{P.T.} \cdot n_T} = \frac{7082,7}{0,15 \cdot 600} = 78,7$$

де $I_{K3\min}$ - первинний струм при К.З. в кінці лінії, яка захищається;

$I_{P.T.}$ - струм точної роботи реле опору.

Отже, проведені розрахунки свідчать, що запропоновані уставки спрацювання забезпечують ЛЕП 330 кВ від К.З.

9 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

9.1 Аналіз потенційно небезпечних і шкідливих факторів

Головним завданням розділу є визначення шкідливих та небезпечних факторів та умов праці, висвітлити питання санітарно-гігієнічного комплексу, створення безпечних умов праці, при реконструкції електричних мереж 330 кВ.

В реконструкції монтажні роботи є найбільш небезпечними, основними причинами травматизму є відсутність або недотримання технологічних норм монтажу конструкцій.

Аналіз потенційно небезпечних і шкідливих факторів при роботі на підстанції 330 кВ :

До фізичних відносять:

- машини та механізми, що рухаються;
- рухомі елементи виробничих засобів: застосування різноманітних вантажопідйомних засобів;
- незахищені елементи виробничого обладнання;
- підвищена та понижена температура поверхонь обладнання;
- підвищена та понижена температура повітря робочої зони;
- підвищена та понижена рухомість повітря;
- підвищена та понижена вологість повітря;
- розташування робочого місця на значній висоті;
- підвищена запиленість та загазованість повітря робочої зони;

До хімічних відносять:

- загально-токсичні(бутан (200 мг/м^3),
- ацетон (0.35 мг/ м^3),
- бензин (5 мг/ м^3),
- мідь (0.02 мг/ м^3);
- канцерогенні(бензин, газ).

До психофізичних факторів за характером відносяться перевантаження (динамічні) і психофізичні(емоційні, пов'язані з виконанням робіт на значній висоті).

Відповідність за виконання норм і правил технічної безпеки будівельно-монтажних організаціях закріплюються по СНіПу за головним інженером і начальником організації, яка повинна організувати планування заходів по охороні праці.

Для прискорення ремонтних робіт, виконати їх з найменшими затратами, в короткі строки підприємства електричних мереж забезпечуються ремонтно-виробничими базами (РБВ) електричних мереж. Проектами розроблено шість, типів баз: бази типу I, II, III є централізованими, IV, V, VI - місцевими.

На ремонтно-виробничих базах розміщені майстерні, лабораторії, диспетчерський пункт підприємства з вузлом зв'язку, масло господарство, гаражі, склади, приміщення для обслуговуючого персоналу та інші.

9.2 Технічні рішення щодо безпечної експлуатації об'єкта

Найбільш масовими професіями на реконструкції ПЛЕП 330 кВ є: електромонтери-лінійники по монтажу повітряних ліній електропередач, машиністи-мотористи, оператори будівельних машин і механізмів (машиністи), стропальники.

Всі ремонтно-виробничі бази мають автомобілі, спеціальні механізми, підйомні крани, телескопічні вишки, канавокопачі, лебідки та інші інструменти.

До монтажних робіт допускаються особи, які пройшли спеціальні навчання по типовій програмі, перевірку знань безпечного ведення монтажу інструкцій і первинний інструктаж на робочому місці. До самостійних верхолазних робіт допускаються особи віком не молодше 18 років, не старше 60, які мають стаж будівельно-монтажних робіт не менше 1 року і тарифний розряд не нижче III.

Для них розроблені і проводяться нижче приведені спеціалізовані питання охорони праці під час реконструкції повітряних ліній 330кВ:

1. Основні шкідливі виробничі фактори при спорудженні ліній електропередач; характерні причини виробничого травматизму; порядок допуску до роботи; особливості забезпечення спецодягом, спецвзуттям та засобами захисту.

2. Правила користування мобільними (інвентарними) контейнерного типу та проживання в них.

3. Підготовка траси ліній електропередач до монтажних робіт: встановлення знаків безпеки, плакатів; штучне освітлення місць виробничих робіт.

4. Вантажно-розвантажувальні і транспортні роботи; безпечні засоби стропування, розстропування і складання сталевих конструкцій, залізобетонних стояків, деталей збірних фундаментів, барабанів з проводом і тросом.

5. Основні шкідливі виробничі фактори при спорудженні ліній електропередач; характерні причини виробничого травматизму; порядок допуску до роботи; особливості забезпечення спецодягом, спецвзуттям та засобами захисту.

6. Правила користування мобільними (інвентарними) контейнерного типу та проживання в них.

7. Підготовка траси ліній електропередач до монтажних робіт: встановлення знаків безпеки, плакатів; штучне освітлення місць виробничих робіт.

8. Вантажно-розвантажувальні і транспортні роботи; безпечні засоби стропування, розстропування і складання сталевих конструкцій, залізобетонних стояків, деталей збірних фундаментів, барабанів з проводом і тросом.

9. Техніка безпеки при виконанні робіт: розробка котлованів, монтаж збірних фундаментів, встановлення сваю, монтаж сталевих і залізобетонних

опор, вимоги безпеки при встановленні опор різними способами (краном, з застосуванням передаючої стріли, методом нарощування), верхолазні роботи на опорах, ізоляційних підвісах, проводах і грозозахисних тросах; роботи на випробувальних агрегатах.

10. Забезпечення безпеки при виконанні спеціальних робіт: вибухових, легкозаймистих, електрозварювальних; з'єднання проводів, тросів за допомогою енергії вибуху і термічного зварювання, перетин електропередач що підлягають реконструкції.

11. Роботи в охоронних зонах діючих повітряних лініях електропередач, інженерних спорудах.

12. Основні травматичні фактори та причини травматизму при експлуатації будівельних машин та механізмів.

13. Технічне обслуговування машин і механізмів, які мають приводи.

14. Правила безпеки використання стропальниками основних робочих операцій по підйому і переміщенню вантажів; порядок зберігання і безпечної експлуатації вантажопідйомних засобів, безпечні засоби обв'язування і стропування вантажів, в тому числі при підвішуванні вантажів на траверси і крюки кранів; вимоги безпеки при знаходженні стропальника в особливих умовах; умови безпечного переміщення велико габаритних вантажів.

15. Електробезпека при виконанні робіт стропальниками: засоби індивідуального захисту, сигнальний спецодяг.

При реконструкції повітряної лінії 330 кВ часто використовують пресувальні ділянки, ремонтні майстерні ПУР №1 для обслуговування будівельних машин.

При реконструкції ЛЕП використовується трифазна електромережа з захисним заземленням. Величина напруги якої 330 кВ і особливо небезпечна категорія умов по небезпеці електротравматизму.

Категорія умов по небезпеці електротравматизму залежить від наявності факторів підвищеної або особливої небезпеки. Факторами підвищеної небезпеки є підвищена температура повітря - можливість одночасного

контакту обслуговуючого персоналу з корпусом споживача електроенергії та з металоконструкціями, що мають контакт із землею.

До технічних рішень із запобігання електротравм від контакту із струмопровідними елементами електроустаткування належать: опір ізоляції нового устаткування не менше 1 кОм на 1 В напруги; розміщення неізольованих струмопровідних елементів в недосяжних місцях, тобто в окремих приміщеннях з обмеженим доступом та огороження їх металевими сітками; використання захисних електричних блокувань в електричних апаратах і устаткуванні, що забезпечує вимкнення напруги при попаданні персоналу в небезпечну зону.

Технічним рішенням щодо запобігання електротравм при переході напруги на не струмопровідні елементи електроустаткування є захисні заземлення.

В електроустаткуванні, що живиться від ізольованої від землі мережі, також від неізольованої від землі мережі при напрузі більше 1000 В, для запобігання електротравм, пов'язаних з пошкодженням ізоляції та переходу напруги на нормально неструмопровідні елементи, використовується захисні заземлення - навмисне електричне з'єднання нормально не струмопровідних частин електрообладнання із "землею" чи її еквівалентом, а також – природних заземлювачів. Природними заземлювачами є арматура залізобетонних конструкцій.

Під час обслуговування електроустановок застосовуються засоби захисту від ураження електричним струмом, та засоби індивідуального захисту.

До основних електрозахисних засобів напругою понад 1000 В належать ізолюючі штанги всіх видів, ізолюючі кліщі, електровимірювальні кліщі показники напруги для фазування і т.п. Додатком електрозахисні засоби - це діелектричні рукавички, діелектричне взуття, діелектричні килими, ізолювальні підставки, сигналізатори напруги та інші засоби захисту. Крім вище наведених засобів захисту в електроустановках повинні застосовуватись такі ЗІЗ, як захисні каски, захисні окуляри і щитки, рукавиці, запобіжні пояси

та страхувальні канати. У разі застосування основних ізолювальних і електрозахисних засобів достатньо використовувати один додатковий засіб.

9.3 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії.

При реконструкції ліній електропередач існує потреба в побутових приміщеннях для розміщення монтажних і прорабських дільниць, контор, складів, гаражів, стоянок, житлових приміщень для розміщення технічного персоналу, а також комунальних приміщень для їдалень, душових, лазень і т.п.

В умовах поточно-шкідливого будівництва повітряних ліній, а також спорудження ліній в малообжитих районах використовують установки пересувного типу на автопричепах і контейнерного типу.

Велике розповсюдження в будівництві отримали пересувні установки, які представляють собою утеплені вагончики. Під час реконструкції з метою покращення умов праці монтажників та електромонтерів, зниження її важкості та напруженості, профілактики втоми і перенапруження, підвищення працездатності та продуктивності праці, необхідно вдосконалити й раціоналізувати робочі місця будівельників з врахуванням ергономічних та гігієнічних вимог.

Під час організації робочого місця слід враховувати, що найбільш зручною для роботи є зона 950 – 1650 мм від підлоги. Планування робочого місця повинно забезпечувати зручну позу і виключати роботу в зігнутому положенні, навпочіпки або в напружено-витягнутому положенні.

Під час виконання робіт на висоті повинні дотримуватися правила техніки безпеки – спорудження обмежувальних перил, безпечних рихтувань, переходів, наявність захисних поясів, касок та ін. Обов'язково дотримуватися граничних норм перенесення вантажів.

Запобігання перегрівань допомагає встановлення захисних тентів, виконання робіт у світлому робочому одязі з лляних та бавовняних тканин і головних уборів білого кольору. Рекомендується використання сонцезахисних окулярів. В спекотний час дуже важливо суворо дотримуватися правил

особистої гігієни. Заспокійливо діють на нервову систему, освіжають, знімають втому водні процедури. Особливо несприятливі умови створюються в холодний період року.

Монтажникам та електромонтажникам, які працюють в холодний період року необхідно влаштовувати короточасні перерви, під час яких вони можуть зігрітися у спеціально обладнаних приміщеннях. Довготривалий вплив на людину несприятливих метеорологічних умові різко погіршують самопочуття, знижують працездатність і часто призводять до різноманітних захворювань. Тому для запобігання цих явищ необхідно проводити нормування таких факторів як мікроклімат; склад повітря робочої зони; виробниче, природне та штучне освітлення; виробничий шум, вібрації та випромінювання.

9.4 Мікроклімат

Для забезпечення нормального мікроклімату в робочій зоні "Санітарні норми мікроклімату промислових приміщень" і ГОСТ 12.12005-88 «встановлюють оптимальні і допустимі температури (t° , C) і відносну вологість повітря (W,%), швидкість його переміщення (м/с), потужність теплових випромінювань ($Вт/м^2$) в залежності від періоду року і категорії робіт.

Вологість повітря значно впливає на терморегуляцію організму людини. Підвищена вологість повітря є несприятливим фактором не тільки в умовах спеки, але й при зниженні температури. В залежності від пори року, категорії робіт встановлюються допустимими нормами метеорологічних умов.

Роботи, що виконуються при спорудженні повітряної лінії 330 кВ відносяться до III категорії робіт чи робіт середньої важкості II, фізичні роботи середньої тяжкості охоплюють види діяльності, при яких витрати енергії складають від 200 до 250 ккал/год для категорії II б. до якої належать роботи пов'язані з ходою, перенесенням невеликої (до 10 кг) ваги, виконання обов'язків стоячи, що супроводжується помірними фізичними навантаженнями (таблиця 9.1). Підтримання даних параметрів мікроклімату

здійснюється опаленням і вентиляцією. Опалювальні прилади в приміщеннях цеху виконані із гладких сталених труб, які допускають легке очищення. В якості теплоносія використовувати воду температурою до 150°C

Таблиця 9.1 - Нормовані параметри мікроклімат) в робочій зоні виробничих приміщень

Пора року	Категорія робіт	Температура		Відносна вологість	Швидкість руху повітря
		Допустима на робочих місцях		Допустима	Допустима
		постійних	непостійних		
1	2	3	4	5	6
Холодна	Середньої тяжкості ІІБ	15-21	-	75	0,4
	Тяжка ІІІБ	-	12-20	75	0,5
Тепла	Середньої тяжкості ІІБ	16-27	-	70 при 25 °С	0,2-0,5
	Тяжка ІІІБ	-	13-28	70 при 25 °С	0,2-0,6

Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується гранично допустимими концентраціями (ГДК) в і а/і³.

В умовах, що розглядаються можливими забруднювачами повітря можуть бути, що відносяться до ІV класу небезпеки.

9.5 Виробниче освітлення

Природне освітлення нормується коефіцієнтом природнього освітлення - (КПО) або ϵ :

$$e = E_{\text{вн}} / E_{\text{зовн}} \cdot 100\%, \quad (9.1)$$

де $E_{\text{вн}}$ - внутрішня природна освітленість у приміщенні в місці, що розглядається, лк;

$E_{\text{зов}}$ - зовнішня природна освітленість дифузним світлом всього небосхилу, виміряна одночасно з $E_{\text{вн}}$, лк.

Для умов, що розглядаються в проекті (розряд робіт V, система природнього освітлення бокова, нормативне значення коефіцієнта $e_{\text{min}}^{\text{III}}$ для III-го поясу світлового клімату дорівнює 1% для світлових поясів IV, V:

$$e^{IV,V} = e^{\text{III}} \cdot m \cdot c, \quad (9.2)$$

де m і c - відповідно коефіцієнти світлового та сонячного клімату, значення яких наводяться в довіднику.

В даному випадку, КЕО для верхнього і бокового природнього освітлення має значення:

$$e^{IV,V} = 3 \cdot 0,9 \cdot 0,75 = 2,025\%. \quad (9.3)$$

Значення величин освітленості не задовольняє даним вимогам, адже перевищують значення при сумісному освітлені, тому в нашому випадку потрібно додатково застосувати лампи розжарювання чи люмінесцентні лампи в приміщеннях з недостатньою освітленістю.

9.6 Штучне освітлення

Нормується величина освітленості E в люксах.

Для умов, що розглядаються в проекті розряд робіт V, підрозряд робіт б, система освітлення загальна, тип джерела освітлення - лампи накаливання, люмінесцентні, нормативне значення освітленості 150 лк.

Для забезпечення евакуації працюючих в темний час доби при аварійному вимкненні робочого штучного освітлення в приміщенні передбачається

евакуаційне освітлення, яке по основних проходах на рівні підлоги забезпечує освітленість не менше 0,3 лк.

9.7 Виробничий шум

Допустимі рівні звукового тиску нормуються як $L = 20 \cdot \ln(P/P_0)$, дБ (P - середньоквадратичне значення звукового тиску P_a за період часу, що розглядається, і P_0 - значення звукового тиску на нижньому порозі чутності в октавній смузі зі середньгеометрична частотою 1000 Гц) залежно від частоти, характеру робіт і характеру шуму (нормування за граничними спектрами - ГС), або допустимі рівні звуку $L_A = 20 \ln(P/P_0)$ дБА, (P_A - середньоквадратичне значення звукового тиску з урахуванням корекції A шумоміра) залежно від характеру робіт і характеру шуму.

Акустичний шум є одним із проявів інтенсивної корони на проводах. Сила звуку особливо велика на лініях з великою кількістю розщеплених проводів у фазі при дощовій погоді. Основними джерелами шуму на ПС є силові трансформатори, рівень становить 70-95 дБА на відстані 1м. На підстанції присутні, як постійні, так і не постійні види шуму при виконанні ремонтних робіт. Нормування допустимих рівнів шуму приведені в таблиці 9.2.

Для тонального і непостійного шуму допустимі значення L та L_A на 5 одиниць менші. Джерелами шуму в умовах, що розглядаються проєкті, є шум машин та механізмів.

Для боротьби з шумом використовують методи і засоби:

- редуктори приводів і електродвигуни розташовані в захисних кожухах;
- кожухи повинні повністю закривати обладнання, бути з'ємними або розбірними, з оглядовими вікнами, з дверцятами;
- двигуни та інші джерела вібрації встановлюються на гумових подушках.

Таблиця 9.2 - допустимі рівні звукового тиску, рівні шуму і еквівалентні рівні звуку на робочих місцях у виробничих приміщеннях та на території підприємств

Характер робіт	Допустимі рівні звукового тиску (дБ) в стандартизованих октавних смугах зі середньгеометричними частинами (Гц)									Допустимий рівень звуку, дБ
	32	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Основні виробничі приміщення	96	83	74	68	63	60	57	55	54	65
Приміщення щитових кабін керування, спостереження, тощо	103	91	83	77	73	70	68	66	64	75

Виробничі вібрації

Допустимі величини віброшвидкості (м/с) чи віброприскорення (м/с²), або логарифмічні рівні віброшвидкості нормуються як $L = 20 \cdot \ln(V_1/V_0)$ дБ (V_1 - середньоквадратичне значення віброшвидкості за повний період часу, м/с, $V_0 = 5 \cdot 10^{-8}$, м/с - вихідне значення віброшвидкості) залежно від частоти коливань, їх виду (транспортні, транспортно-технологічні, технологічні, вібрації робочого інструменту чи робочих місць), напрямку (X, Y, Z) і часу дії протягом зміни.

Джерелами вібрацій в умовах, що розглядаються в проекті, є виробничі приміщення, де є машини що генерують вібрації.

Можливі параметри вібрацій, виходячи з вібраційних характеристик (ВХ) відповідного обладнання, знаходяться в межах 0,5/100 для частоти 1 Гц, 0,18/91 для частоти 4 Гц, 0,089/85 для частоти 8 Гц.

Для умов, що розглядаються в проекті (вібрації робочого інструменту чи робочих місць, транспортні, транспортно-технологічні, технологічні) параметри вібрацій не повинні перевищувати середньоквадратичні значення, $0,079 \cdot 10^{-2}$ м/с та логарифмічні рівні, 84 дБ.

Для зменшення дії вібрацій на працюючих проектом передбачено:

- дотримання правил і умов експлуатації машин і обладнання, використання тільки у відповідності з їх призначенням, передбаченим науково-технічною документацією (НТД).

- підтримання технічного стану обладнання, параметрів технічних процесів і елементів виробничого середовища на рівні, передбаченому НТД, вчасним проведенням планового і попереднього ремонту обладнання;

- удосконаленням режимів роботи обладнання та елементів виробничого середовища, виключенням контакту працюючих з вібруючим обладнанням.

9.8 Виробничі випромінювання

Видом виробничого випромінювання є дія електромагнітного поля та струм наведений на проводи і троси, що монтуються. Параметром, що нормує дію електричного поля є напруженість, що становить 5 кВ/м і вище.

Технічні заходи щодо попередження шкідливого впливу цього випромінювання на працюючих є застосування засобів індивідуального захисту; (захисні каски, захисні окуляри і щитки, рукавиці, запобіжні пояси, страхувальні канати).

9.9 Пожежна безпека

Небезпеку пожежі на об'єкті становлять пожежонебезпечні речовини. Показники пожежонебезпечних властивостей цих речовин наступні: температура спалаху ацетону становить - 18°C, бензину - 36°C, трансформаторного масла - 150°C, скипидару - 34°C, нижня концентраційна межа спалаху ацетону 38.6 г/м³ . бензину 137 г/м³, а скипидару 41.3 г/м³.

На основі цих вихідних даних визначаються категорії приміщень, і зон вибухо-пожежонебезпеки, класи приміщень і зон з вибухо- і пожежонебезпеки. Оскільки в нашому випадку є наявність легкозаймистих, горючих і важкогорючих рідин, здатні при взаємодії з водою, киснем повітрям або один з одним лише горіти, то відповідно маємо пожежонебезпечну категорію (В) приміщень і будівель. Клас приміщення - П-II за пожежонебезпечністю.

9.9.1 Технічні рішення системи запобігання пожеж

Пожежна безпека електроустановок обумовлюється наявністю в обладнанні легкозаймистих ізолюючих матеріалів. До них відноситься ізоляція обмоток електричних машин, трансформаторів, різних електромагнітів, шин, кабелів.

Електроустановки повинні відповідати вимогам чинним правил улаштування електроустановок (ПУЕ), правил технічної експлуатації електроустановок споживачів та інших нормативних документів.

Електрообладнання повинно мати апаратуру захисту від струмів КЗ і інших аварійних режимів. Не дозволяється:

- проходження ПЛ та зовнішніх електропроводок над покрівлями, навісами, штабелями лісу, складами палива, мастильних матеріалів торфу та інших горючих матеріалів;
- експлуатація кабелів і проводів з пошкодженою ізоляцією;
- залишення кабелів під напругою та проводів з неізольованими струмоведучими жилами;
- складання горючих матеріалів на відстані ближче 1 м під електроустаткування;
- використання електроапаратури та приладів в умовах, що не відповідають вказівкам підприємств - виробників.

Оперативний план гасіння пожежі повинен бути основним документом, який визначає дії персоналу енергопідприємства при виникненні пожежі, порядок гасіння пожежі в електроустановках, які знаходяться під напругою. взаємодія з особистим складом пожежних підрозділів, які прибувають на місце

пожежі, а також застосування сил та засобів пожежогасіння з урахуванням ІІІ Б.

Керівником гасіння пожежі на енергопідприємстві до приїзду першого пожежного підрозділу є старший зміни (черговий диспетчер її керівник енергопідприємства. На всіх енергетичних і ремонтних підрозділах повинні бути створені пожежно-технічні комісії, які очолюються головним інженером.

Зварювальні та інші пожежонебезпечні роботи на енергопідприємствах які використовуються ремонтними, монтажними в тому числі іншими підрядними підприємствами, повинні проводитись згідно вимог ППБ. Для захисту від пожежі ПС-330 кВ повинні згідно вимог ППБ оснащуватись засобами пожежогасіння:

- щити управління вогнегасниками типу ВВ-5 -4шт, і ВВ-8 - 1шт.;
- релейні зали вогнегасниками типу ВВ-5 – 2 шт.;
- місце установки АТ-330 вогнегасниками типу ОП-10 2шт. та ящиком з піском; на ВРП па кожні 5000 м² повинен бути встановлений один пожежний щит, до комплекту якого входять: вогнегасники – 3 шт. (типу ВП-10); ящик з піском (0.5, 1.0 або 3.0 м³) і совковою лопатою 1шт.; покривало негорюче розміром 2 х 2 м – 1 шт.; лопати - 2шт.; ломы – 2 шт.; сокири – 2 шт; багор - 2 шт.

При роботах на ПЛ ч використанням електрозварювання необхідно мати на робочому місці засоби пожежогасіння, тобто вогнегасник типу ВВ-5 – 2 шт. та протипожежну кошму.

10 ВИЗНАЧЕННЯ ОБЛАСТІ ПРАЦЕЗДАТНОСТІ ПІВДЕННО-ЗАХІДНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ В УМОВАХ ДІЇ ІОНІЗУЮЧИХ ВИПРОМІНЮВАНЬ ТА ЕЛЕКТРОМАГНІТНОГО ІМПУЛЬСУ

10.1 Дія іонізуючих випромінювань та електромагнітного імпульсу на радіоелектронні системи

Радіаційне зараження має ряд особливостей: велика площа зараження; велика тривалість збереження вражаючої дії; важкість виявлення радіоактивних речовин, які не мають кольору, запаху та інших зовнішніх ознак. Виникають радіоактивні зараження в результаті наведеної радіації, яка виникає під дією нейтронного опромінення. Випромінювання радіоактивних речовин складається з трьох видів променів: альфа, бета, і гама. Найбільшу проникну здатність мають гама-промені, меншою – бета-частинки і незначною – альфа-частинки. Зазвичай за наявності малої довжини вільного пробігу альфа і бета частин їх дією на апаратуру нехтують, а вважають, що основним вражаючим випромінюванням при радіоактивному зараженні являються гама-промені.

Першопричиною ЕМІ являється потік гама-променів (гама-квантів), які, взаємодіючи з електронами атмосфери, утворюють радіальний потік електронів. Цей потік розтікається в просторі несиметрично. Несиметричність електричного заряду викликає імпульс струму, який випромінює електромагнітну енергію. Рух електронів супроводжується поділом електричних зарядів, що приводить до появи електричного поля.

Так як електрони іонізують повітря, він стає електропровідним і електрони провідності, що містяться в повітрі, послаблюють електричне поле, створюючи струм провідності, протилежний струму електронів. Сукупність цих струмів і являє собою джерело ЕМІ.

Аналіз елементів електричних мереж показує, що критерієм оцінки працездатності є елементи релейного захисту та автоматики, а саме такі її елементи як мікросхеми, транзистори, напівпровідники [31].

10.2 Визначення області працездатності релейного захисту та автоматики в умовах дії іонізуючих випромінювань

В даному розділі розглядається захист від дії іонізуючих випромінювань релейного захисту та автоматики (РЗА), адже елементною базою є чутливі елементи мікросхем, транзистор та конденсаторів. Тут під дією іонізуючих випромінювань можлива зміна майже всіх електричних і експлуатаційних характеристик, які залежать від протікання процесів іонізації і порушення структури матеріалів. Для інженерної практики найбільшу цікавість має випадок, коли РЗА може втратити працездатність при конкретних рівнях радіації миттєво, тобто оцінка стійкості роботи РЗА при знаходженні її в зараженій радіоактивними речовинами місцевості протягом однієї години після опромінення радіоактивними речовинами даної місцевості [31].

Таблиця 10.1 – Значення потужностей дози гама-випромінювань

Елементи радіоапаратури	$P_{зв}, P/c$	$P_{гр}, P/c$
Транзистори	105	104
Мікросхеми	104	
Конденсатори	105	

Аналізуючи дані з таблиці 10.1, чітко видно, що найчутливішим елементом релейного захисту є мікросхеми зі значенням $P_{зв}=104 P/c$ [32].

10.3 Визначення області працездатності релейного захисту та автоматики в умовах дії електромагнітного імпульсу

При визначенні області працездатності даного об'єкта проводиться аналіз і оцінка стійкості роботи всіх елементів, що піддаються дії ЕМІ. Забезпечення високої надійності роботи електротехнічної і електронної апаратури, кабельних і повітряних ліній може бути досягнуто при наявності високого перехідного затухання між джерелом перешкод і колами.

В якості критерію стійкості роботи РЗА в умовах дії електромагнітного імпульсу можна прийняти коефіцієнт безпеки [32]:

$$K_B = 20 \cdot \lg \frac{U_d}{U_{в(г)}} \geq 40 \text{ дБ} \quad (10.1)$$

де U_d – допустиме коливання напруги живлення, В;

$U_{в(г)}$ – напруга наведена за рахунок електромагнітного імпульсу у вертикальних (горизонтальних) струмопровідних частинах, В.

У зв'язку з тим, що окремі елементи цих систем можуть мати різні значення коефіцієнтів безпеки, то стійкість роботи системи в цілому визначається мінімальним значенням коефіцієнта безпеки.

Вертикальна складова напруги у струмопровідних частинах:

$$U_{\epsilon} = E_{\epsilon} \cdot l_{\epsilon} \quad (10.2)$$

Горизонтальна складова електричного поля:

$$E_{\epsilon} = 10^{-3} \cdot E_{\theta} \quad (10.3)$$

Визначення області працездатності релейного захисту проводиться в наступній послідовності:

РЗА поділяємо на окремі функціональні ділянки: система живлення та система управління.

На кожній ділянці визначається максимальна довжина вертикальної струмопровідної частини: $l_{в1}=19$ м, $l_{г1}=5$ м, $l_{в2}=2,3$ м, $l_{г2}=3,2$ м.

Допустиме коливання напруги живлення для системи живлення та управління дорівнює:

$$U_{д1} = U_{ж1} + \frac{U_{ж1}}{100} \cdot N = 330000 + \frac{330000}{100} \cdot 5 = 346500 \text{ (В)};$$

$$U_{д2} = U_{ж2} + \frac{U_{ж2}}{100} \cdot N = 280 + \frac{280}{100} \cdot 5 = 294 \text{ (В)};$$

де $U_{ж}$ – напруга живлення, В;

N – допустимі коливання, %.

Визначаємо значення напруги наведення вертикальної складової у струмопровідних частинах для системи живлення та управління згідно формулі (10.1):

$$20 \cdot \lg \frac{346500}{U_{\hat{A1}}} = 40 ,$$

звідси $U_{в1}=34650 \text{ В}$,

$$20 \cdot \lg \frac{294}{U_{B2}} = 40$$

звідси $U_{в2}=2,94 \text{ В}$.

За формулою (10.2) визначаємо горизонтальну складову електричного поля системи живлення та системи управління:

$$\hat{A}_{\text{г1}} = \frac{U_{\hat{A1}}}{l_{\hat{A1}}} = \frac{346500}{19} = 18236 \text{ (В/м)};$$

$$E_{\text{г2}} = \frac{U_{B2}}{l_{B2}} = \frac{2,94}{2,3} = 1,27 \text{ (В/м)};$$

Вертикальну складову системи живлення та системи управління знаходимо з формули (10.3):

$$\hat{A}_{\hat{A1}} = \frac{\hat{A}_{\text{г1}}}{10^{-3}} = \frac{18236}{10^{-3}} = 18236000 \text{ (В/м)};$$

$$E_{\text{г2}} = \frac{E_{\text{г2}}}{10^{-3}} = \frac{1,27}{10^{-3}} = 1270 \text{ (В/м)}.$$

Результати розрахунку заносимо в таблицю 10.2.

Таблиця 10.2 – Результати розрахунків коефіцієнтів безпеки

Дільниця	U _д , В	U _в , В	E _г ,В/м	E _в ,В/м
Система живлення	346500	34650	18236	1823600
Система управління	294	2,94	1,27	1270

Отже, в нашому випадку система живлення та система управління є стійкими до роботи в цих умовах, тому не потрібно застосовувати додаткові заходи екранування системи.

При розв'язанні задачі працездатності об'єктів необхідно оцінювати ймовірність дії ЕМІ та іонізуючих випромінювань на електронні системи і передбачити шляхи боротьби з наслідками такої дії. Для цього ми досліджували такі параметри як граничне значення рівня радіації та вертикальну складову електричного поля і визначили межі працездатності елементів релейного захисту та автоматики.

Область працездатності по дії іонізуючих випромінювань, при якому система буде працювати, становить від 0 до 10000 Р/с, а область працездатності по дії електромагнітного імпульсу знаходиться в межах від 0 до 105000 В/м. Тоді впевнено можна сказати, що в цих межах система буде знаходитися в працездатному стані. Для підвищення стійкості роботи ПЛЕП до ЕМІ необхідно: електромережу прокласти в сталевих трубах; на входах і виходах пульту управління встановити швидкодіючий пристрій вимкнення. Застосовуючи заходи по підвищенню стійкості, ми забезпечуємо працездатність релейного захисту і автоматики, а також повітряної лінії електропередач в умовах дії іонізуючих випромінювань та електромагнітного імпульсу.

ВИСНОВКИ

У відповідності до завдання магістерської кваліфікаційної роботи виконано комплексну реконструкцію лінії електропередачі напругою 330 кВ «Дністровська ГЕС – Кам'янець-Подільський». Проект розроблено з урахуванням сучасних стандартів проектування, норм технічної експлуатації, а також нормативних документів, таких як Правила улаштування електроустановок, Правила технічної безпеки та Правила технічної експлуатації. Кваліфікаційна робота базується на використанні типових рішень проектування, що довели свою ефективність і надійність у практиці. З урахуванням специфіки об'єкта, було враховано особливості експлуатації електромережі напругою 330 кВ в умовах Південно-західного регіону України. Робота спрямована на вирішення задачі модернізації існуючих інфраструктурних об'єктів з метою підвищення їх ефективності, надійності та безпеки.

В основній частині проекту розглянуто широкий спектр питань, пов'язаних із заміною обладнання на підстанціях, що обслуговують ЛЕП. Результати реконструкції підтвердили відповідність запропонованих рішень сучасним стандартам. Використання сучасного електрообладнання, яке було запропоновано в рамках проекту, дозволить забезпечити: надійне електропостачання споживачів: модернізація дозволяє значно знизити кількість аварійних ситуацій та мінімізувати час їх усунення; безпечну експлуатацію: запропоновані заходи виключають ризики для персоналу та мінімізують техногенні впливи на навколишнє середовище. Економічна частина проекту включає розрахунок капіталовкладень на реконструкцію ЛЕП. Вартість робіт оцінена в 1,279,885 тис. грн.

Магістерська кваліфікаційна робота є комплексним дослідженням, яке охоплює технічні, економічні та безпекові аспекти реконструкції ЛЕП 330 кВ. Впровадження сучасного обладнання та технологій дозволить значно покращити стабільність, надійність та безпечність електропостачання регіону.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Режим доступу: <https://www.nerc.gov.ua/acts/pro-shvalennya-planu-rozvitku-sistemi-rozpodilu-dp-regionalni-elekrichni-merezhi-na-2022-2026-roki>.
2. Гуменюк, О. С., & Золотухін, А. М. (2019). *Сучасні методи реконструкції ліній електропередавання високої напруги*. Вінниця: ВНТУ.
3. *Концепція розвитку електричних мереж України на період до 2035 року* (2021). Київ: Міненерго України.
4. Лежнюк П. Д. Оперативне діагностування високовольного обладнання в задачах оптимального керування режимами електроенергетичних систем [Текст] / П. Д. Лежнюк, О. Є. Рубаненко, О. В. Нікіторович // Технічна електродинаміка. - 2012. – № 3. – С. 35-36.
5. Режим доступу: http://forca.com.ua/instrukcii/pidstancii/ekspluataciya-silovyh-ransformatorov_5.html.
6. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
7. НЕК "Укренерго". (2022). Програма реконструкції та модернізації електромереж 330-750 кВ.
8. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.
9. Романюк Ю.І. Електричні системи та мережі. – Івано-Франківськ, 1997.
10. Кравчук, М. В., & Левченко, О. С. (2021). *Реконструкція повітряних ліній електропередавання: аналіз технологій*. Дніпро: ДНУ.
11. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
12. ГКД 341.004.003-94 Норми технологічного проектування енергетичних систем та електричних мереж 35 кВ і вище. Затв. Міненерго України 03.10.94 р., введено в дію з 1 січня 1995 р.
13. IEEE Power & Energy Society. (2021). Guide for the Application of Overhead Transmission Line Design. IEEE Standards. CIGRÉ. (2020).

14. Technical Brochure on Reconductoring of Overhead Lines. Paris: CIGRÉ Publications.
15. Wang, H., & Zhang, Y. (2019). Advanced Transmission Line Technologies for Modern Power Systems. London: Springer.
16. Бондаренко Є. А. Методичні вказівки, захисні заходи електробезпеки та розрахунок занулення для самостійної роботи студентів всіх спеціальностей/ укладачі В. О. Дрончак – Вінниця : ВНТУ, 2012. – 31 с
17. Бондаренко Є. А. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка: навч. Посібник / Бондаренко Є. А., Кутін В.М., Лежнюк П.Д. / – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 120 с.
18. International Electrotechnical Commission (IEC). (2022). Standard IEC 60826: Design Criteria of Overhead Transmission Lines. Geneva: IEC.
19. ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014.
20. ДСТУ-Н Б А 3.2-1: 2007 Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних матеріалів і виробів та їх використання в процесі зведення та експлуатації об'єктів будівництва. URL: <https://profidom.com.ua/a-3/a-3-2/824-dstu-n-b-a-3-2-12007-nastanova-shhodo-viznachenna-nebezpechnih-i-shkidlivih-faktoriv->.
21. ДНАОП 1.1.10-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=21826.
22. ДСТУ Б В.2.5-82:2016. Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. К. : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 109 с.
23. НПАОП 40.1-1.32-01 (ДНАОП 0.00-1.32-01) Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0272203-01#Text>.

24. ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. URL: <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=1972>.
25. ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. К. : Мінрегіонбуд України, 2013. 149 с.
26. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=79885
27. ДСН 3.3.6.037-99 Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. URL: <http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu-ultrazvuku-ta-infrazvuku-nor4878.html>.
28. ДСН 3.3.6.039-99. Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/rada/show/va039282-99>.
29. Кодекс цивільного захисту України. К.: ВР України, 2012. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/5403-17>.
30. Корольова, Україна. (2024). *Аналітичне дослідження впливу випромінювання високовольтних ліній електропередач на механізм формування гармонічного випромінювання в іоносфері*. Журнал наукових публікацій, 26, 123-130. <https://znp.zvir.zt.ua/article/view/313445>
31. Символт. (2021). *Негативний вплив електромагнітного випромінювання на обладнання та прилади*. <https://simvolt.ua/negativniy-vpliv-elektromagnitnogo-viprominuvannya-na-obladnannya-ta-priladi/>

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: Реконструкція лінії електропередавання напругою 330 кВ
«Дністровська гідроелектростанція – Кам'янець-Подільський»

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота

(кваліфікаційна робота, курсовий проект (робота), реферат, аналітичний огляд, інше (вказати))

Підрозділ Кафедра електричних станій та систем, факультет
електроенергетики та електромеханіки

(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Керівник Малогулко Ю. В., доцент кафедри ЕСС

(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності

Turnitin	
Оригінальність	
Загальна схожість	

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

- ☐ Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
- ☐ Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її автора. Роботу направити на доопрацювання.
- ☐ Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

Заявляю, що ознайомлений (-на) з повним звітом подібності, який був згенерований Системою щодо роботи (додається)

Автор _____
(підпис)

Бахмат В.О.
(прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Особа, відповідальна за перевірку _____
(підпис)

Вишневський С. Я.
(прізвище, ініціали)

Експерт _____
(за потреби)

(підпис)

(прізвище, ініціали, посада)

ДОДАТОК Б
(обов'язковий)
Технічне завдання МКР

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.
(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

(підпис)
" ____ " ____ 2024 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ
на виконання магістерської кваліфікаційної роботи
РЕКОНСТРУКЦІЯ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ НАПРУГОЮ 330
КВ «ДНІСТРОВСЬКА ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ – КАМ'ЯНЕЦЬ-
ПОДІЛЬСЬКИЙ»
08-21.МКР.019.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доц..
_____ Малогулко Ю.В.

Магістр групи 2ЕСМ-23м
_____ Бахмат В.О.

Вінниця 2024 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

- а) актуальність досліджень обумовлена тим, що будівництво ліній електропередач є єдиним найбільш раціональним способом забезпечення електроенергією віддалених населених пунктів і виробничих об'єктів. Високовольтні електромережі дозволяють знизити втрати при передачі, а значить, і витрати і вартість за одиницю розрахунку. Після закінчення монтажу вся повітряна лінія електропередач передається в ведення компетентної організації для обслуговування та здійснення ремонтних робіт. Незважаючи на всі свої переваги, ліній електропередач мають і недоліки. Зокрема, це схильність до впливу численних факторів зовнішнього середовища. Тому необхідно враховувати при експлуатації електромереж і вчасно проводити реконструкцію та ремонт ліній електропередач;
- б) наказ ректора ВНТУ № 81 від 11 березня 2023 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

- а) мета – визначення доцільності реконструкції лінії електропередачі напругою 330 кВ «Дністровська гідроелектростанція – Кам'янець-Подільський»;
- б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
2. НЕК "Укренерго". (2022). *Програма реконструкції та модернізації електромереж 330-750 кВ.*
3. Бондаренко Є. А. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка: навч. Посібник / Бондаренко Є. А., Кутін В.М., Лежнюк П.Д. / – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 120 с.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Передбачається реконструкція лінії напругою 330 кВ «Дністровська ГЕС – Кам'янець-Подільський»:

- технічне завдання: для регіональної системи необхідно провести реконструкцію лінії 330 кВ «Дністровська ГЕС – Кам'янець-Подільський»;
- регіональна електрична система має напруги 330 і 110 кВ;
- регіональна система і лінія, що підлягає реконструкції до III кліматичного району за вітровими навантаженнями і до III за ожеледдю;
- схема електричної мережі (рисунок А1) надає вхідну інформацію щодо конфігурації та технічних параметрів ліній і автотрансформаторів. Потужність, яка протікає по лінії, що підлягає реконструкції $P = 550$ МВт, довжина 73,43 км, $T_{нб} = 5500$ год/рік, $\cos\varphi = 0,9$;
- все обладнання для схеми регіональної системи та для лінії, що підлягає реконструкції виготовлені на відповідних заводах і підприємствах України;

- для системоутворювальної лінії 330 кВ пропозиції реконструкції базуються на типових проектних рішеннях;
- в релейному захисті використовується панель захисту ДФЗ-504;
- технічне обслуговування і ремонт здійснюється службами ліній та підстанцій відповідних високовольтних електричних мереж.

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники спорудження дальньої лінії електропередач.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	17.09.24	20.09.24	формування технічного завдання
2	Вибір технічних параметрів лінії «Дністровська ГЕС – Кам’янець-Подільський»	21.09.24	26.09.24	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Аналіз режимів електричної мережі 330/110 кВ	27.09.24	10.10.24	розділ 2 ПЗ
4	Розрахунок особливих режимів. Аналіз умов появи самозбудження генераторів в системі	11.10.24	28.10.24	розділ 3 ПЗ
5	Використання високовольтних введів. Економічний розділ	29.10.24	05.11.24	розділ 4 ПЗ
6	Релейний захист та автоматика леп 330 кВ. 9. Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	06.11.24	12.11.24	розділ 5 ПЗ
7	Оформлення пояснювальної записки	13.11.24	20.11.24	пояснювальна записка
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	21.11.24	26.11.24	плакати, презентація
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	27.11.24	01.12.24	Результат перевірки на плагіат, відгук керівника
10	Рецензування МКР	01.12.24	04.12.24	Відгук опонента
11	Захист МКР	Друга декада грудня		Доповідь та відповіді на запитання

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, протокол попереднього захисту МКР на кафедрі, відгук наукового керівника, відгук опонента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами, довідка про відповідність оформлення МКР діючим вимогам.

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні Державної екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

9. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р.

10. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом

Відсутні.

ДОДАТОК В

ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

**РЕКОНСТРУКЦІЯ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ НАПРУГОЮ 330 КВ
«ДНІСТРОВСЬКА ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ – КАМ'ЯНЕЦЬ-
ПОДІЛЬСЬКИЙ»**

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем

РЕКОНСТРУКЦІЯ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ НАПРУГОЮ 330 КВ «ДНІСТРОВСЬКА ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ – КАМ'ЯНЕЦЬ- ПОДІЛЬСЬКИЙ»

Керівник МКР

к.т.н, доцент, доценткаф. ЕСС
Малогулко Ю.В.

Студент гр. 2ЕСМ-23м

Бахмат В.О.

Актуальність теми

Будівництво ліній електропередавання (ЛЕП) є єдиним найбільш раціональним способом забезпечення електроенергією віддалених населених пунктів і виробничих об'єктів. Високовольтні електромережі дозволяють знизити втрати при передачі, а значить, і витрати і вартість за одиницю розрахунку.

Після закінчення монтажу вся повітряна лінія електропередавання передається в ведення компетентної організації для обслуговування та здійснення ремонтних робіт. Незважаючи на всі свої переваги, ЛЕП мають і недоліки. Зокрема, це схильність до впливу численних факторів зовнішнього середовища. Це необхідно враховувати при експлуатації електромереж і вчасно проводити ремонт ліній електропередач.

Мета і задачі дослідження. Метою даної магістерської роботи є визначення доцільності реконструкції лінії електропередачі напругою 330 кВ «Дністровська ГЕС – Кам'янець-Подільський».

Відповідно до вказаної мети в роботі розв'язуються такі основні задачі:

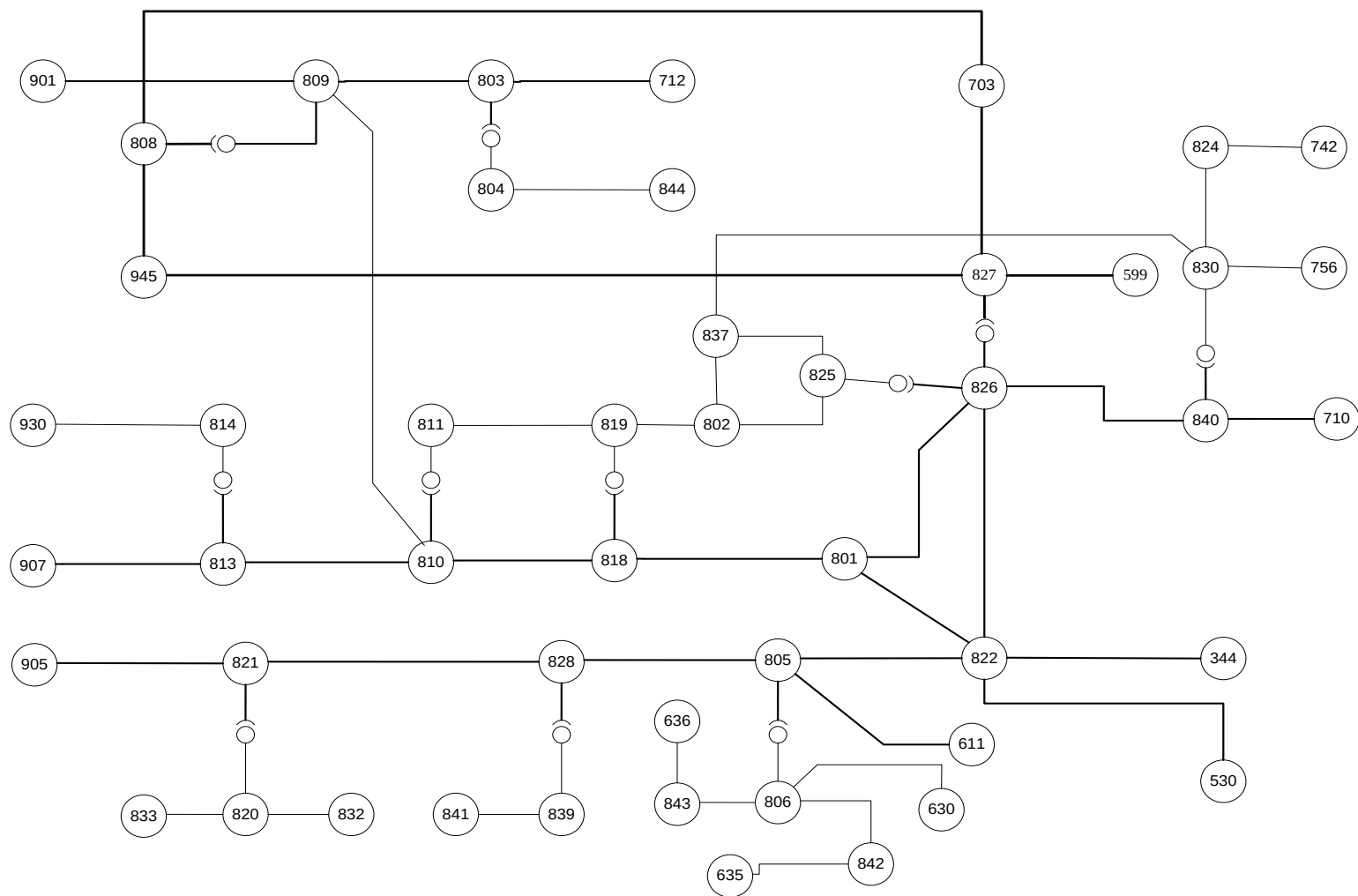
- вибір технічних параметрів лінії;
- розрахунок режимів мережі після збільшення передачі потужності;
- техніко-економічне порівняння.

Об'єктом дослідження роботи є нормальний усталений режим роботи лінії електропередачі електричної мережі напругою 330 кВ.

Предмет дослідження: методи розрахунку режимів роботи лінії електропередачі електричної мережі напругою 330 кВ.

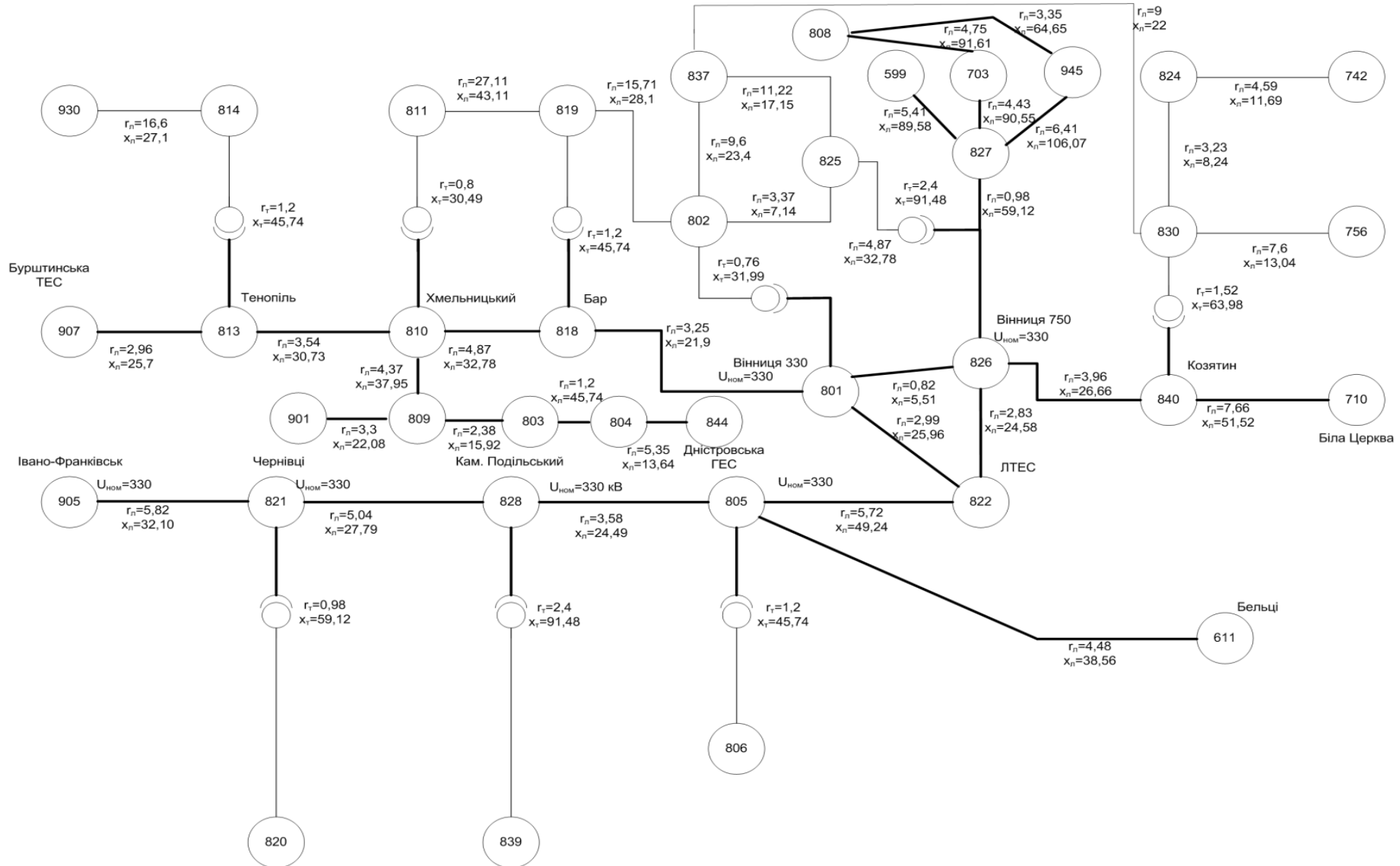
Схема електричної мережі Південна – Західна

3



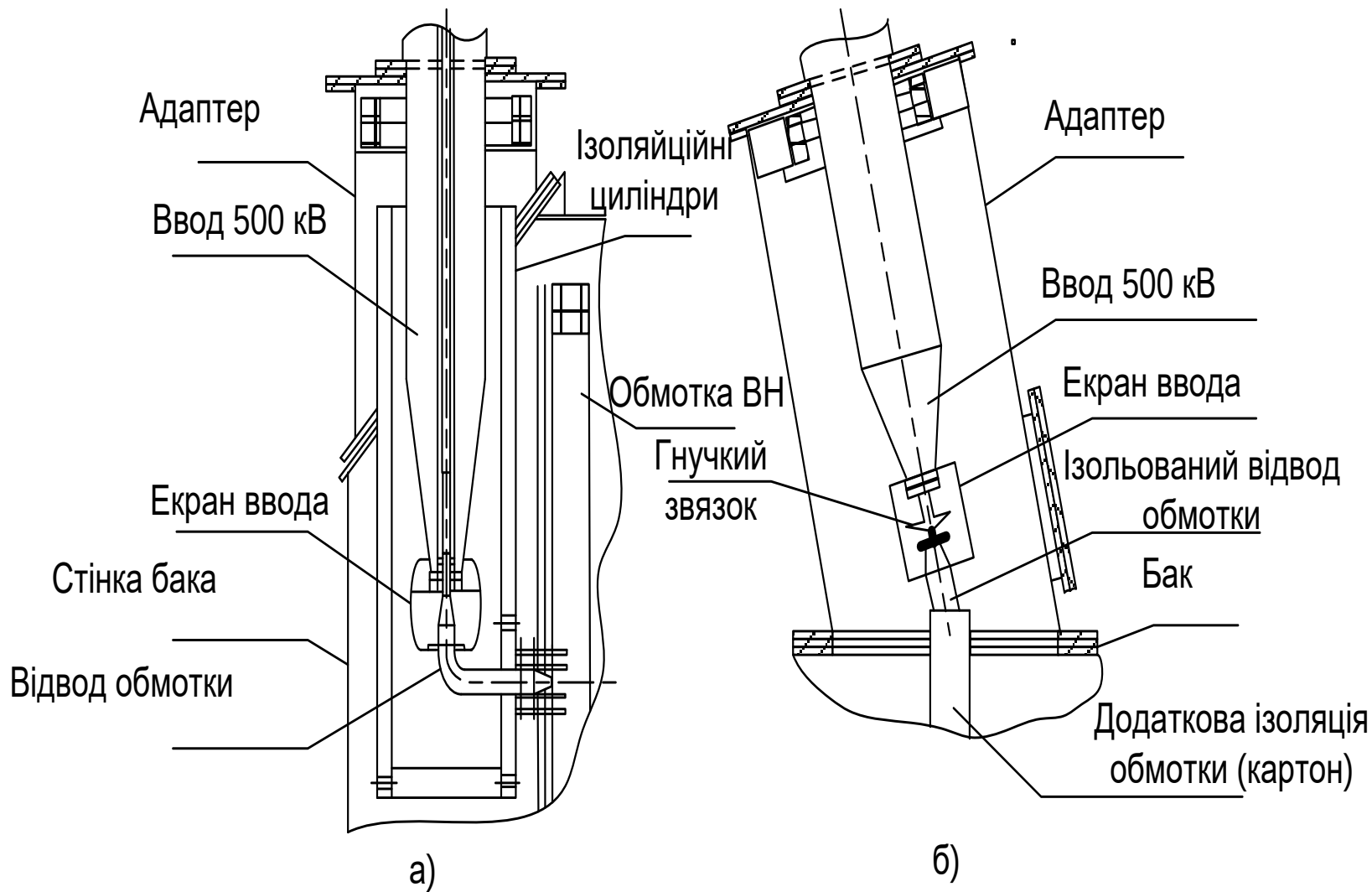
Розрахункова модель з нанесенням параметрів схеми

4



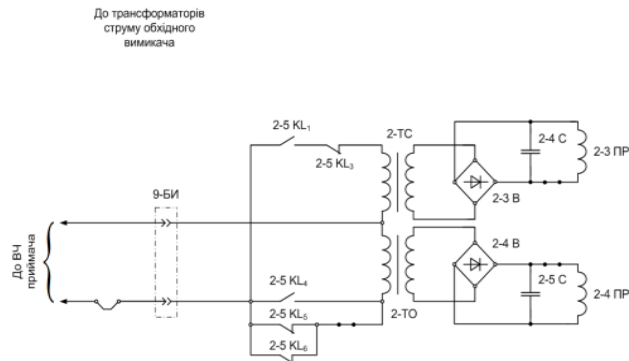
Ескізи встановлення введів 500 кВ в трансформаторі: а – в кожусі баку; б – установка в адаптері баку

5

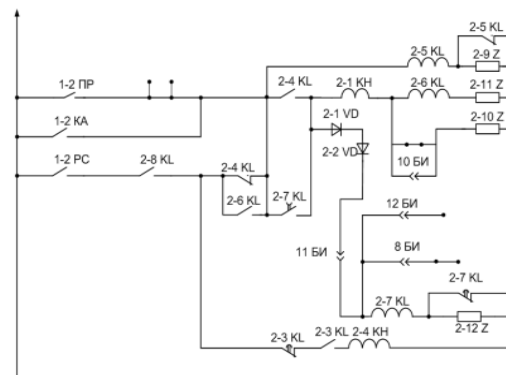


6

Схема кіл змінного струму і нелінійних елементів



Ланцюги органу порівняння фаз струмів



Вимірювання в схемі кіл оперативного струму при відсутності
ОАПВ

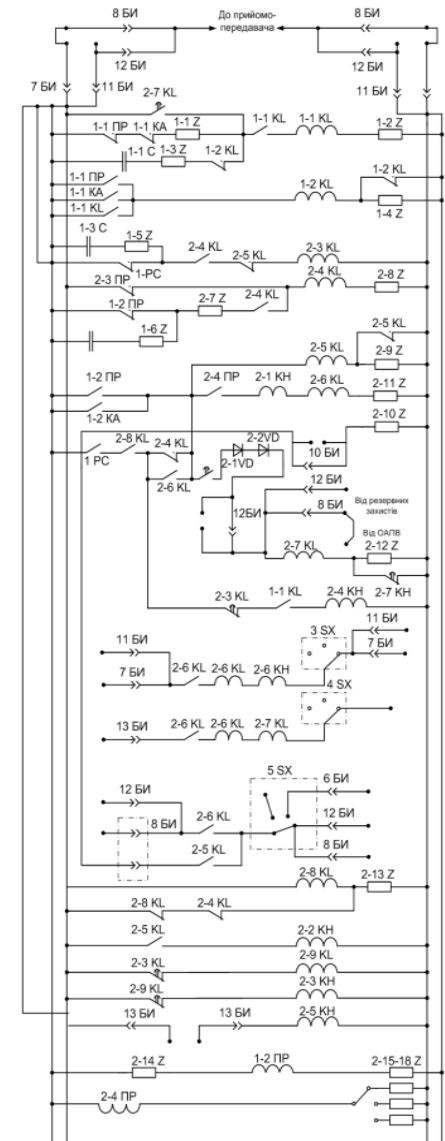
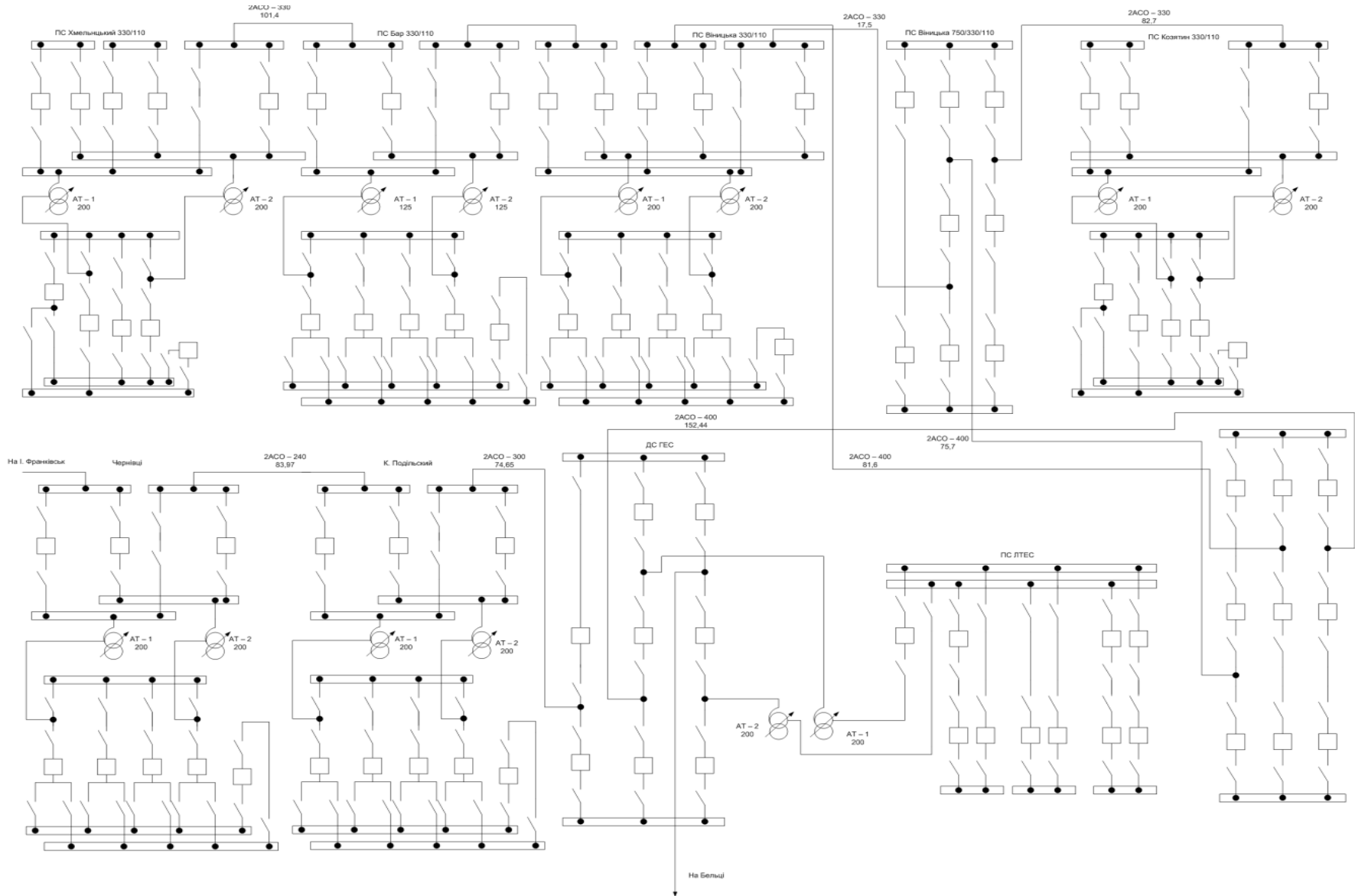
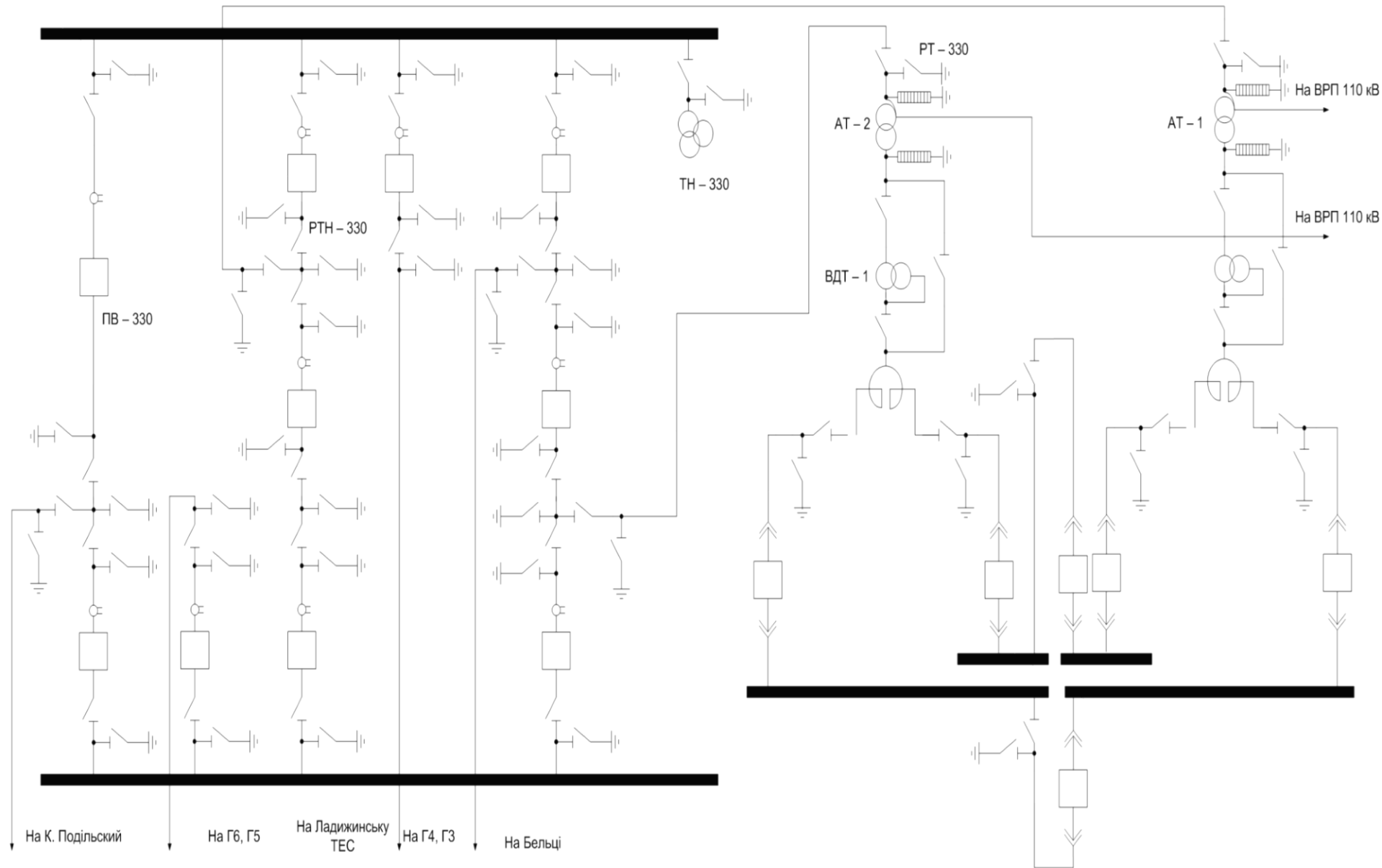


Схема кіл оперативного постійного струму при ОАПВ

Схема електричної мережі

7





Техніко-економічні показники

Назва	Величина	Одиниці виміру
Потужність, яка додатково передається після реконструкції	400	МВт
Електроенергія, яка передається	$2,2 \cdot 10^6$	МВт·год / рік
Капіталовкладення на реконструкцію ЛЕП	1279885	тис. грн / рік
Витрати на експлуатацію ЛЕП	110239,08	тис. грн / рік
Рентабельність	16	%
Термін окупності ЛЕП	6,25	рік

Дякую за увагу!