

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя
(повне найменування вищого навчального закладу)
Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(назва факультету)
Кафедра електричної інженерії
(повна назва кафедри)

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

магістр

(освітній ступінь (освітньо-кваліфікаційний рівень))

на тему: Підвищення стійкості електромережі трансформаторної підстанції 110/10 кВ

Виконав(ла): студент(ка) VI курсу, групи ЕЕМ-61
спеціальності 141

енергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)

	(підпис)	Гріша В. В. (прізвище та ініціали)
Керівник	(підпис)	Белякова І. В. (прізвище та ініціали)
Нормоконтроль	(підпис)	Вакуленко О. О. (прізвище та ініціали)
Завідувач кафедри	(підпис)	Тарасенко М. Г. (прізвище та ініціали)
Рецензент	(підпис)	(прізвище та ініціали)

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(повна назва факультету)

Кафедра електричної інженерії
(повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри
Тарасенко М. Г.
(підпис) (прізвище та ініціали)
« 01 » жовтня 2021 р.

ЗАВДАННЯ

НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня магістр
(назва освітнього ступеня)

за спеціальністю 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)

студенту Гріші Віталію Віталійовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Підвищення стійкості електромережі трансформаторної підстанції 110/10 кВ

Керівник роботи Белякова Ірина Володимирівна, к.т.н., доцент
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом ректора від « 29 » вересня 2021 року № 4/7-807

2. Термін подання студентом завершеної роботи 13 грудня 2021 року

3. Вихідні дані до роботи Генеральний план електромережі трансформаторної підстанції 110/10 кВ; характеристика та перелік наявних потужностей трансформаторних підстанцій району електропостачання; графіки навантажень підстанцій району електропостачання

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

1. Аналітичний розділ
2. Розрахунково-дослідницький розділ
3. Проектно-конструкторський розділ
4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень, слайдів)

1. Генеральний план електромережі ТП 110/10 кВ 1л. ф – А1
2. Схема однолінійна електричних з'єднань ТП 110/10 кВ 1л. ф – А1
3. Схема розподілу потоків потужностей електромережі ТП 1л. ф – А1
4. Грозований захист підстанції та схема розміщення заземлення 1л. ф – А1
5. Графіки навантажень району електропостачання ТП 1л. ф – А1

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Гурик О. Я. к.т.н., доцент		
	Клепчик В.М., старший викладач		
Нормоконтроль	Вакуленко О.О., старший викладач		

7. Дата видачі завдання 04 жовтня 2021 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ	11.10.2021	
2	Аналітичний розділ	18.10.2021	
3	Розрахунково-дослідницький розділ	01.11.2021	
4	Проектно-конструкторський розділ	15.11.2021	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	22.11.2021	
6	Висновки	29.11.2021	
7	Оформлення пояснювальної записки	06.12.2021	
8	Оформлення графічної частини	13.12.2021	

Студент

_____ (підпис)

Гріша В. В.

_____ (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

_____ (підпис)

Белякова І. В.

_____ (прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Гріша В. В. Підвищення стійкості електромережі трансформаторної підстанції 110/10 кВ. 141 - Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. група ЕЕМ–61. - ТНТУ, 2021.

Стор. - 66; рис. - 4; табл. - 11; креслень - 6; джерел - 27; додатків -.

У кваліфікаційній роботі розроблені заходи з врахуванням режимів навантажень для підвищення стійкості електромережі 110 кВ з модернізацією трансформаторної підстанції сучасним комутуючим обладнанням для забезпечення надійності електропостачання.

Розраховані усталені режими схеми поточкорозподілу району електропостачання в режимі найбільшого навантаження, результати яких були враховані при дослідженні статичної стійкості підстанції.

Розраховане максимально допустиме перетікання потужності перерізом енергосистеми та її запас стійкості.

Досліджений вплив розподіленої малої генерації типу вітряних електростанцій на коливальну стійкість електроенергетичних систем. Сформульовані вимоги безпеки функціонування при спільній роботі малої генерації та електромережі.

Проведений підбір і заміна комутаційного обладнання трансформаторної підстанції: короткозамикачі на елегазові вимикачі на стороні 110 кВ, оливні вимикачі на вакуумні на стороні 35 кВ.

Ключові слова: ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, СТІЙКІСТЬ, ПІДСТАНЦІЯ, ВТРАТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ, КОМУТАЦІЙНЕ ОБЛАДНАННЯ.

ЗМІСТ

ВСТУП	6
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	9
1.1 Стійкість електроенергетичних систем як об'єкт аналізу	9
1.2 Особливості визначення запасу статичної стійкості енергетичних систем	10
1.3 Вимоги до визначення максимально допустимих та аварійно допустимих перетікань активної потужності	13
1.4 Основні заходи модернізації електричних мереж для підвищення їх стійкості в критичних режимах експлуатації	15
1.5 Загальний аналіз навантажень району електропостачання трансформаторної ПС 110 кВ	17
1.6 Аналіз технічного стану силового та комутаційного обладнання підстанцій району електропостачання	18
1.7 Висновки до розділу	20
2 РОЗРАХУНКОВО–ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ	21
2.1 Дослідження основних вимог забезпечення стійкості електромереж	21
2.2 Особливості розрахунку перетікань активної потужності в електромережах	22
2.3 Особливості дослідження електромереж при визначенні їх динамічної та статичної стійкості	25
2.4 Дослідження впливу розподіленої малої генерації на стійкість електроенергетичних систем	27
2.5 Дослідження максимального допустимого перетікання потужності енергосистеми та запасу стійкості	35
2.6 Висновки до розділу	37

3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ	39
3.1 Завдання реконструкції підстанцій 110 кВ для підвищення стійкості системи електропостачання	39
3.2 Схема електричних з'єднань підстанції 110 кВ	44
3.3 Ефективність роботи підстанції 110 кВ за робочим навантаженням	45
3.4 Навантаження підстанції на стороні 35 і 10кВ	48
3.5 Вплив режимів навантажень підстанції 110 кВ на стійкість району електропостачання	49
3.6 Висновки до розділу	54
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	55
4.1 Аналіз небезпечних факторів функціонування електричних мереж	55
4.2 Світовий досвід створення систем оповіщення про загрозу або виникнення надзвичайної ситуації	59
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	62
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	64

ВСТУП

Актуальність теми. Особливої актуальності набувають питання аналізу нинішніх та перспективних режимів роботи електроенергосистем з точки зору оцінювання їх стійкості в різних режимах роботи. Виходячи із складності явищ та процесів, що відбуваються в енергетичних системах, «фізичне» поняття стійкості традиційно представляють двома складовими: стійкістю за активною потужністю й стійкістю за напругою [10].

Дослідженнями встановлено, що основна причина неконтрольованого падіння напруги та втрати стійкості є неспроможність енергосистеми підтримати баланс реактивної потужності на виділеній системі шин чи у виділеній зоні енергосистеми внаслідок виникнення збурення [2, 5, 20].

Тому, при проведенні розрахунків режимів щодо виконання вимог до стійкості енергосистеми вона має оцінюватись на підставі таких показників [5, 10]: мінімального коефіцієнта запасу статичної аперіодичної стійкості активної потужності в контрольованих перерізах; мінімального коефіцієнта запасу статичної стійкості за напругою у вузлах навантаження.

Схеми електромереж 6(10) - 110 кВ повинні мати достатню гнучкість, що дозволить здійснювати передачу потужності в різних режимах, у тому числі ремонтних та післяаварійних. Як основні лінії слід застосовувати взаємне резервування ліній електропередачі з автоматичним введенням резервного живлення від різних підстанцій або різних шин однієї підстанції, що має двостороннє незалежне живлення [20].

Особливої гостроти проблема стійкості енергосистем набула внаслідок зростання вмісту відновлюваної енергетики в структурі основної генерації. Мала генерація (на вітроелектростанціях) має недостатню можливість для підтримання напруги під час КЗ чи у випадку інших аварій в енергосистемі. Необхідна значна сукупність «нетрадиційних» генераторів з їх паралельною роботою, що дозволить пройти короткотривалі «провали» напруги без від'єднання від енергосистеми [5, 13].

В свою чергу, у випадку одночасного непрогнозованого відключення значної кількості вітроустановок внаслідок різкого падіння вітрового

навантаження неминуче спричиняє аварійний небаланс. Для усунення цієї загрози необхідно створити в енергосистемі резерв потужності [11].

Проблематика стійкості як енергосистеми України в цілому, так і окремих її частин нерозривно пов'язана із забезпеченням ефективної модернізації всього комплексу енергообладнання. Відомо, що фізичне та моральне старіння обладнання електромереж становить понад 50%. В той же час, постійний моніторинг технічного стану підстанційного обладнання може знизити ризик аварій на 50%, скоротити вартість ремонтних робіт на 75% і зменшити збитки на 60% [15, 18, 24].

Таким чином, дослідження стійкості електроенергетичних систем з визначенням найбільш критичних їх системи шин та виявлення факторів, що зумовлюють порушення стійкості як окремих перерізів, так і енергосистем в цілому, представляє актуальну задачу.

Мета і завдання дослідження. Метою кваліфікаційної роботи є підвищення стійкості електромережі понижувальної підстанції 110/10 кВ на основі проведених досліджень статичної стійкості за напругою району електропостачання.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі завдання:

- аналіз методик дослідження запасу статичної стійкості енергетичних систем для режимів з максимально допустимими та аварійно допустимими перетіканнями активної потужності в електромережі;
- аналіз технічного стану силового та комутаційного обладнання підстанцій району електропостачання та визначення основних заходів модернізації електрообладнання для підвищення їх стійкості;
- аналіз розрахункових виразів для перетікань активної потужності в перерізах електромереж, а також оцінювання їх статичної стійкості;
- аналіз вимог безпеки функціонування при спільній роботі малої генерації типу вітроелектростанцій та електромереж, а також дослідження ефективності засобів демпферування електричних;
- розрахунок максимально допустимого перетікання потужності перерізом енергосистеми та її запасу стійкості;
- розрахунок впливу режимів навантажень підстанції 110 кВ на стійкість

району електропостачання за напругою та активною потужністю.

Об'єкт дослідження - процес підвищення енергетичної стійкості району електропостачання ПС 110 методом реконструкції електротехнічної схеми й високовольтного комутуючого обладнання.

Предмет дослідження - характеристики високовольтного комутаційного обладнання підстанції для заміни морально застарілого й з фізичним зносом.

Наукова новизна отриманих результатів.

- Дістало подальший розвиток використання методик аналізу стійкості електромереж, заживлених трансформаторними підстанціями.

– Вибрана і проаналізована модель для дослідження запасу стійкості за напругою у випадку найбільших навантажень на підстанцію.

Практичне значення отриманих результатів.

Застосування результатів проведених досліджень стійкості електромережі трансформаторної підстанції дасть змогу підвищити ефективність системи електропостачання.

Апробація. Результати досліджень за темою кваліфікаційної роботи були представлені на X Міжнародній науково-технічній конференції молодих учених та студентів ТНТУ «Актуальні задачі сучасних технологій» на базі Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя [5].

Структура роботи. Робота складається зі вступу, 4-х розділів, висновків, переліку посилань (27 найменувань).

Загальний обсяг текстової частини - 66 стор., 11 табл., 4 рис.

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Стійкість електроенергетичних систем як об'єкт аналізу

При дослідженні стійкості електромереж їх схеми поділяються на нормальні і ремонтні (від'єднаний стан пристроїв протиаварійної автоматики). При цьому, в перетині є в наявності такі мережеві елементи, від'єднання яких призводить до повного поділу енергосистеми на дві ізольовані частини.

Енергосистеми можуть перебувати або в сталому режимі, або в перехідному. Найбільш важкі збурення, враховувані вимогами щодо стійкості енергосистем, мають назву нормативних збурень і поділяються на *три групи*: I, II і III. До складу груп входять такі збурення [20]:

а) *короткі замикання (КЗ) з від'єднанням елементів електромережі*. Їх розподіл у групах збурень поданий в табл. 1.1.

Таблиця 1.1 - Класифікація груп збурень

Збурення	Групи збурень у мережах з номінальною напругою, кВ:			
	110-220	330-500	750	1150
<i>КЗ на елементі електромережі, крім системи чи секції шин:</i>				
Від'єднання мережевого елемента основними захистами при усуненні однофазного КЗ (однофазне автоматичне повторне включення (ОАПВ) для мереж 330 кВ та вище; АПВ на основі простих пристроїв (ТАПВ) для мереж 110–220 кВ) - успішне АПВ	I	I	I	I
Те ж, але у випадку від'єднання всіх трьох фаз - неуспішне АПВ	I	I	I, II	II
За умови успішного та неуспішного АПВ від'єднання мережевого елемента основними захистами при трифазному КЗ	II	–	–	–
За умови успішного та неуспішного АПВ від'єднання мережевого елемента резервними захистами при однофазному КЗ	II	–	–	–
За умови неуспішного АПВ від'єднання мережевого елемента основними захистами при двофазному КЗ на землю	–	II	III	III
За умови однофазного КЗ із відмовою одного вимикача від'єднання мережевого елемента дією пристрою резервування при відмові вимикача (ПРВВ)	II	III	III	III
Те ж, але за умови двофазного КЗ на землю	–	III	III	–
Те ж, але за умови трифазного КЗ	III	–	–	–

Продовження таблиці 1.1

<i>КЗ на системі чи секції шин:</i>				
За умови однофазного КЗ, що не пов'язане із розривом зв'язків між вузлами електромережі, від'єднання системи шин (СШ)	I	I	II	II
Те ж, але за умови розриву зв'язків	III	III	–	–

При цьому, розрахункова тривалість КЗ приймається по верхній межі фактичних значень. У ході проектування вживаються заходи, які забезпечать тривалості КЗ під час роботи основного захисту, що не перевищуватимуть таких значень [22]:

Номінальна напруга, кВ	110	220	330	500	750	1150
Тривалість усунення КЗ, с	0,18	0,16	0,14	0,12	0,10	0,08

б) *стрибокподібне аварійне порушення балансу активної потужності в електромережі незалежно від причин виникнення*: від'єднання генератора або їх блоку на загальному вимикачі, підстанції, вставки пост. струму (ВПС) або ін. великого споживача;

в) *одночасне відімкнення двох повітряних ліній (ПЛ)* в результаті збурення, відповідного групи I (див. табл. 1.1);

г) *збурення груп I та II з від'єднанням елемента мережі або генератора*, які призводять до від'єднання ін. елемента мережі або генератора, що під'єднані до одного розподільчого пристрою.

Примітка: Якщо процеси самозапуску великогабаритних двигунів можуть спричинити значні зниження напруги на ПС енергосистеми (більш ніж на 15%), то збурення, що призвело до такого процесу, має бути віднесене до збурення групи I.

1.2 Особливості визначення запасу статичної стійкості енергетичних систем

При проведенні розрахунків режимів щодо виконання вимог до стійкості енергосистеми вона має оцінюватись на підставі таких показників [5, 10]:

– мінімального коефіцієнта запасу статичної аперіодичної стійкості активної потужності в контрольованих перерізах;

– мінімального коефіцієнта запасу статичної стійкості за напругою у вузлах навантаження.

Для забезпечення виконання вимог до стійкості енергосистеми при плануванні та керуванні її електроенергетичним режимом повинні визначатися та використовуватися значення максимально допустимих та аварійно допустимих перетікань активної потужності в контрольованих перерізах з перевіркою забезпечення в нормальному режимі допустимих значень інших параметрів електроенергетичного режиму, у тому числі:

– струмове навантаження ЛЕП та електромережевого обладнання не повинно перевищувати допустимого (з урахуванням допустимої величини та тривалості навантаження);

– напруги на шинах об'єктів електроенергетики повинні перебувати в області допустимих значень (з урахуванням допустимої величини та тривалості підвищення (зниження) напруги).

Втрата стійкості енергосистеми допускається в таких випадках [20]:

а) при роботі у вимушеному режимі після будь-яких, у тому числі нормативних, збурень;

б) за більш тяжких збурень у порівнянні з нормативними збуреннями в схемно-режимних умовах;

в) при нормативних збуреннях, якщо у післяаварійному режимі після нормативного обурення:

– межа статичної аперіодичної стійкості в контрольованому перерізі не перевищує потрійної амплітуди нерегулярних коливань активної потужності в аналізованому контрольованому перерізі;

– межа статичної аперіодичної стійкості в аналізованому контрольованому перерізі знижується на 70% і більше;

– збільшення перетікання активної потужності в контрольованому перерізі становить 50% і більше від межі статичної аперіодичної стійкості в аналізованому контрольованому перерізі;

г) у разі виникнення будь-яких додаткових аварійних збурень протягом 20 хв. після аварійного збурення.

1.2.1 Коефіцієнт запасу стійкості з активної потужності.

Коефіцієнт запасу статичної (аперіодичної) стійкості активної потужності в перерізі (K_P) обчислюється за формулою [8, 10]:

$$K_P = \frac{P_{GP} - (P + \Delta P_{HK})}{P_{GP}}, \quad (1.1)$$

де P_{GP} - граничне за аперіодичною статичною стійкістю перетікання активної потужності в аналізованому перерізі, МВт;

P - перетікання активної потужності в перерізі, $P > 0$, МВт;

ΔP_{HK} - амплітуда нерегулярн. коливань активн. потужн. у цьому перерізі (приймається, що під дією нерегулярних коливань перетікання змінюється в діапазоні $P \pm \Delta P_{HK}$), МВт.

Запас стійкості за активною потужністю у іменованих одиницях:
 $\Delta P_{зАП} = P_{GP} - (P + \Delta P_{HK})$, МВт.

Значення ΔP_{HK} визначається для кожного перерізу енергосистеми (зокрема, часткового) відповідно до даних вимірів. Розрах. амплітуда нерегулярн. коливань активн. потужн. перерізу визначається за виразу [8, 10]:

$$\Delta P_{HK} = K \cdot \sqrt{\frac{P_{H1} \cdot P_{H2}}{P_{H1} + P_{H2}}}, \quad (1.2)$$

де P_{H1}, P_{H2} - сумарн. потужн. навантаж. з кожної зі сторін перерізу;

$K = 1,5$ або $K = 0,75$ для ручн. чи автомат. регулюв. (обмеж.) перетікання потужн. в перерізі, $\sqrt{MВт}$.

Обчислення граничної статичної стійкості перетіканням в перерізі здійснюється обтяженням режиму (збільшенням перетікань).

Перетікання актив. потужн., граничні за статичн. стійкістю, і перетікання, доп. в післяаварійних режимах, визнач. з урахуван. перенавантаження обладнання (зокрема щодо струму ротора генераторів), допуст. протягом 20 хв.

1.2.2 Коефіцієнт запасу стійкості за напругою.

Величини коеф. запасу за напругою (K_U) відносяться до вузлів навантаж. та обчислюються за формулою [8, 10]:

$$K_U = \frac{U - U_{KP}}{U}, \quad (1.3)$$

де U_{KP} - критичн. напруга у вузлі, що відпов. межі статичн. стійкості ел-двигунів.

Критична напруга у вузлах навантаження 110 кВ і вище приймається рівною більшій з двох величин: $0,7 \cdot U_{ном}$ і $0,75 \cdot U_{норм}$, де $U_{норм}$ - напруга у вузлі навантаж. при норм. режимі енергосистеми.

1.3 Вимоги до визначення максимально допустимих та аварійно допустимих перетікань активної потужності

Величини мінімальних коефіцієнтів запасу статичної аперіодичної стійкості за активною потужністю та статичної стійкості за напругою для різних електроенергетичних режимів повинні відповідати вимогам, зазначеним у табл. 1.2 для [2, 5, 22]:

– нормальної схеми енергосистеми, за якої всі ЛЕП та електромережеве обладнання, що визначають стійкість, знаходяться в роботі (далі - нормальна схема);

– ремонтних схем енергосистеми, при яких через відключення однієї або кількох ЛЕП, електромережевого обладнання допустимий перетік активної потужності в контрольованому перерізі, визначений з урахуванням нормативного збурення групи типу III, знижений щодо максимально допустимого перетікання активної потужності в тому ж контрольованому перерізі в нормальній схемі (далі - ремонтна схема).

Таблиця 1.2 - Нормативні збурення стійкої енергосистеми

№ з/п	Електроенергетичний режим енергосистеми	Коефіцієнт запасу статичної стійкості, не менше		Групи нормативних збурень при забезпеченні вимог до стійкості	
		за потужністю K_P	за напругою K_U	в нормальній схемі	в ремонтній схемі
1.	Нормальний	0,20	0,15	I, II, III	I, II
2.	Післяаварійний	0,08	0,10	–	–
3.	Вимушений	0,08	0,10	–	–

ухвалює рішення щодо необхідності (відсутності необхідності) перейти на роботу у вимушений режим запланований чи фактичний з більшою допустимою тривалістю післяаварійного режиму (більше 20 хв) на перетікання активної потужності контрольованим перерізом.

Аварійно допустиме перетікання активної потужності в контрольованому перерізі повинно відповідати такому критерію: коефіцієнт запасу статичної аперіодичної стійкості за активною потужністю в контрольованому перерізі у вимушеному режимі (у вихідній схемі) повинен мати значення K_p , не менше зазначеного в таблиці 1.2.

Значення допустимого перетікання активної потужності за цим критерієм має визначатися за формулою: $P_{\max} = 0,92 \cdot P_{\text{перерізу}}$.

За рішенням диспетчерського центру суб'єкта оперативно-диспетчерського управління в електроенергетиці визначені ним значення максимально допустимих і аварійно допустимих перетікань активної потужності в контрольованих перерізах повинні диференціюватись в залежності від параметрів електроенергетичного режиму та (або) експлуатаційного стану ЛЕП, електромережевого та генеруючого обладнання, у тому числі від [5, 22]:

- кількості увімкнених одиниць генеруючого обладнання на електростанції;
- навантаження окремих електростанцій (одиниць генеруючого обладнання на електростанції);
- під'єданого складу та режимів роботи засобів компенсації реактивної потужності;
- значень перетоків активної потужності лініями електропередачі та електромережевим обладнанням;
- величин споживання активної потужності енергосистеми (енергорайону, енерговузла);
- обсягу керуючих впливів від комплексів (пристроїв) апаратури керування.

1.4 Основні заходи модернізації електричних мереж для підвищення їх стійкості в критичних режимах експлуатації

Розвиток та модернізація розподільних електричних мереж напругою 6 (10) - 110 (150) кВ повинні здійснюватися на основі затверджених Комплексних програм розвитку електричних мереж на території суб'єктів України та Схем розвитку районів розподільчих електричних мереж, що територіально охоплюють, як правило, адміністративні райони країни.

Такі Програми розвитку електричних мереж мають містити [20]:

- аналіз технічного стану діючих електромережеских об'єктів та їх відповідність вимогам надійності, якості електропостачання споживачів;
- прогноз перспективних електричних навантажень та їх зростання (коефіцієнт зростання);
- технічні рішення щодо збільшення пропускної спроможності електричних мереж;
- рішення щодо обмеження струмів короткого замикання;
- принципи, технічні та схемні рішення підвищення керованості, надійності функціонування, ефективності та безпечної експлуатації мереж;
- техніко-економічне обґрунтування доцільності переведення діючих та новозбудованих мереж середньої напруги на більш високий клас напруги;
- оцінку потреби в основному електрообладнанні, конструкціях та матеріалах, а також оцінку вартості інвестицій за укрупненими показниками;
- рекомендації щодо регулювання напруги та компенсації реактивної потужності; забезпечення допустимих значень струмів короткого замикання; рішень щодо забезпечення надійності електропостачання споживачів.

Схеми електромереж 6 (10) - 110 (150) кВ повинні мати достатню гнучкість, що дозволить здійснювати передачу потужності в різних режимах, у тому числі ремонтних та післяаварійних.

Як основні лінії в електромережах 35, 110 (150) кВ слід застосовувати взаємно резервовані лінії електропередачі з автоматичним введенням резервного живлення від різних підстанцій (ПС) або різних шин однієї підстанції, що має двостороннє незалежне живлення.

При спорудженні лінії електропередачі напругою 35, 110 (150) кВ слід застосовувати принцип переважного спорудження або повністю в кабельному або

повітряному виконанні. Спорудження кабельно-повітряних ліній електропередачі допускається за окремими обґрунтуваннями.

Експлуатацію нових та реконструйованих ліній електропередачі слід розраховувати на термін служби за елементами підстанцій та повітряних ліній (ПЛ) - не менше 50 років, а кабельних ліній (КЛ) - 30 років.

До новоспоруджених підстанцій напругою 35, 110 (150) кВ допускається приєднувати не більше чотирьох ліній електропередачі до кожної секції. Збільшення числа приєднань можливе за додаткового обґрунтування (розвиток мережі 110 (150) кВ, необхідність технологічного приєднання великого споживача).

Під'єднання ПС 35, 110 (150) кВ до існуючої мережі може здійснюватися одноланцюговими, дволанцюговими лініями, а також лініями електропередачі з більшою кількістю ланцюгів з урахуванням вимог щодо надійності електропостачання та категорійності споживачів, під'єднаних до цієї ПС.

При проектуванні реконструкції та будівництва електричної мережі 35, 110 (150) кВ висуваються такі вимоги до їх побудови [14, 20]:

- мережеве резервування з автоматичним введенням резервного живлення від різних ПС або з різних шин однієї ПС, що має двостороннє незалежне живлення, як схемне рішення підвищення надійності електропостачання.

Не допускається приєднання до електричної мережі електроприймачів споживачів, внутрішня схема яких не дозволить забезпечити відповідну категорію електроприймачів щодо надійності електропостачання;

- застосування у розподільчих мережах усіх класів напруги сучасних керованих пристроїв компенсації реактивної потужності (КРП), а також накопичувачів енергії у поєднанні з перетворювачами напруги;

- оснащення виконавчими механізмами (приводами) для впливу на активні елементи електромережі (вимикачі, автоматичне введення резерву (АВР), пункти, що секціонують, пристрої регулювання під напругою (РПН), конденсаторні установки);

- зменшення числа відключень ПЛ при грозових перенапругах шляхом установки пристроїв захисту від перенапруг.

1.5 Загальний аналіз навантажень району електропостачання трансформаторної ПС 110 кВ

Тернопільська область має одне джерело живлення від мережі 330 кВ - ПС 330/110/35 кВ «Тернопільська» з чотирма трансформаторами потужністю по 125 МВ·А, а також від ПС 330 кВ (Хмельницьк–Чернівці–Львів). Оператор систем розподілу ВАТ «Тернопільобленерго» розподіляє електроенергію у 17 районів області та в м. Тернопіль [14].

На листі «Генеральний план району електропостачання ПС 330 кВ» схематично поданий район електропостачання цієї підстанції. Активної потужності трансформаторів цієї ПС цілком достатньо для повного покриття потреб споживачів району, якими є, в переважній більшості, підприємства з переробки сільськогосподарської продукції.

Від ПС «Тернопільська» електромережею 110 кВ як за резервованою, так і за нерезервованою схемами отримують живлення підстанції району електропостачання, перелік яких поданий в табл. 1.3. Там же поданий відсотковий склад навантажень згідно категорій надійності.

Кількість годин роботи ПС «Тернопільська» в режимі найбільших навантажень від району електропостачання становить ~ 4000 год., а в режимі найменших навантажень - 40% від максимальної тривалості. Максимуми активних і реактивних навантажень ПС характеризуються коефіцієнтами різночасності на рівні: $K_{p\max}^P = 0,94$; $K_{p\max}^Q = 0,90$. Для району електропостачання максимум навантаження достатньо синхронний з максимумом енергосистеми і становить $K_{\max} = 0,90$.

Таблиця 1.3 - Навантаження ПС «Тернопільська» на стороні 110 кВ

Підстанції району електропостачання	Активна потужність, МВт	Реактивна потужність, МВ·А	Відсотковий склад навантажень згідно категорій надійності, %		
			I	II	III
ЗБК	8,3	5,9	20	25	55
Микулинці	13,0	9,2	15	30	55
Бучач	21,2	15,1	20	30	50

Монастирська	13,0	9,2	15	40	45
Підгайці	8,2	5,8	20	35	45
Козова	8,6	5,9	15	25	60
Зборів	13,0	9,2	20	25	55
Озерна	6,1	4,1	15	30	55

1.6 Аналіз технічного стану силового та комутаційного обладнання підстанцій району електропостачання

ПС 110/10 кВ “ЗБК”: ВРП-110 кВ - за схемою 110-4; дві ПЛ-110 кВ: "Тернопільська", "Микулинці"; два тр-ри потужн. по 6,3 МВ·А. Згідно замірів зимового максимального режиму навантажень завантаженість - 51% та 32%. Тр-ри під'єднані до ВРП-110 кВ через оливні вимикачі 110 кВ, які відпрацювали 42 роки [5, 14].

ПС 110/35/10 кВ “Микулинці”: ВРП-110 кВ - за схемою 110-4; дві ПЛ 110 кВ: "ЗБК", "Бучач"; два тр-ри 110/35/10 кВ потужн. по 10 МВ·А. Завантаження трансформаторів - 50% та 40%. Тр-ри під'єднані до ВРП-110 кВ двома блоками відділювачів-короткозамикачів 110 кВ (39 років). На ВРП-35 кВ - вакуумні вимикачі (9-10 років). Секційний вимикач - оливн. (9 років).

ПС 110/35/10 кВ “Бучач”: ВРП-110 кВ - за нетиповою схемою: "одна робоча, секціонована вимикачем, та одна обхідна система шин"; три ПЛ 110 кВ: "Монастирськ", "Микулинці", "Полівці"; два тр-ри по 16 МВ·А. Тр-ри під'єднані до ВРП-110 кВ блоками: відділювач-короткозамикач 110 кВ (по 30 років). На ВРП-35 кВ - оливні та вакуумні вимикачі (34 роки).

ПС 110/35/10 кВ “Монастирськ”: ВРП-110 кВ - за схемою 110-6; дві ПЛ 110 кВ: "Підгайці" та "Бучач"; два тр-ри (16 МВ·А та 10 МВ·А); макс. завантаж. - 14% та 32%; до ВРП-110 кВ через відділювачі (39 та 42 роки). На ВРП-35 кВ - оливні вимикачі (відпрацювали 31 рік) [5, 14].

ПС 110/35/10 кВ “Зборів”: ВРП-110 кВ за схемою: "одна роб. система шин, секціон. роз'єднув."; три ПЛ 110 кВ: "Озерна", "Козова" і "Поляна". На ПС - два трансформатори потужністю по 10 МВ·А; максимальне зимове завантаження - 71% та 37%; під'єднання до ВРП-110 кВ через блоки відділювачів-короткозамикачів (47 та 54 років, відповідно). Потребують заміни

трансформатори струму 110 кВ (термін експлуатації - 44-47 років) та 35 кВ (відпрацювали більше 47 років).

1.6.1 Модернізація ПС 110 кВ «Микулинці» для підвищення стійкості електромережі.

На ПС «Микулинці» два тр-ри типу ТДТН 10000/110/35/10 У1 потужн. по 10 МВ·А під'єднані до ВРП-110 кВ двома блоками відділювачів-короткозамикачів 110 кВ. В наявності також секційний вимикач для від'єднання від електромережі трансформатора при виникненні аварійної ситуації. Високовольтні оливні вимикачі типу МВ-110 встановлені на підстанціях живлення: «ЗБК», «Бучач» для запобігання аваріям.

Зважаючи на тривалий строк експлуатації оливних вимикачів запланована їх заміна на сучасні елегазові вимикачі для номінальної напруги 110 кВ типу ВГТ-110 III-40/2000 УХЛ1. Перевагами цих вимикачів є: менша тривалість від'єднання, достатня вибухо - та пожежобезпечність, а також значно більший строк експлуатації [5, 14].

ПС «Микулинці» на стороні 35 кВ захищена сучасними вакуумними вимикачами типу ВР-35 НСМ з кремнійорганічною і повітряною ізоляцією в полюсах з досить нетривалими строками експлуатації.

Секційний вимикач на стороні 35 кВ - оливний і потребує заміни на більш надійний вакуумного типу. Роз'єднувачі на сторонах 110 та 35 кВ внаслідок тривалої експлуатації також потребують заміни на більш сучасні.

1.7 Висновки до розділу

Визначені нормативні збурення в електромережах та їх класифікаційні ознаки, які можуть привести до втрати стійкості мережі.

Проаналізовані особливості методики визначення запасу статичної стійкості енергетичних систем та наведені відповідні аналітичні вирази.

Визначені величини мінімальних коефіцієнтів запасу статичної

аперіодичної стійкості для режимів з максимально допустимими та аварійно допустимими перетіканнями активної потужності в електромережі.

Проведений аналіз технічного стану силового та комутаційного обладнання підстанцій району електропостачання трансформаторної підстанції «Тернопільська» та визначені основні заходи модернізації електрообладнання для підвищення їх стійкості в критичних режимах експлуатації.

2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ

2.1 Дослідження основних вимог забезпечення стійкості електромереж

За умовами забезпечення стійкості електромереж підлягають нормуванню мінім. коеф. запасу статичн. аперіод. стійкості за активн. потужн. в перерізах і за напругою у вузлах навантаж.. Крім того, визначаються групи збурень (див. Табл. 1.1), при яких забезпечуються як динам. стійкість, так і нормовані коеф. запасу статичн. стійкості (див. Табл. 1.2) в післяаварійних режимах.

В межах доп. режимів повинна забезпечуватись відсутн. саморозгойдування електричної мережі. Якщо ж саморозгойдування присутнє, то необхідно усунути його причини. Крім того, оперативно розвантажують перетин, в якому наявні коливання до повного їх зникнення [2].

При експлуатації енергосистем згідно нормальної схеми та при норм. перетіканні активн. потужн. у разі збурення групи I стійкість електромережі повинна забезпечув. без застосув. режиму типу «післяаварійний» за винятком тих випадків, якщо:

- виконання вимоги призведе до необхідн. обмеж. споживачів, втрати енергоресурсів або обмеж. завантаження (замикання потужн.) окремих електростанцій;
- внаслідок збурення межа статичної стійкості в перерізі зменшується більш ніж на 25%.

Післяаварійний режим після нормативних збурень повинен відповідати таким вимогам [20]:

- коефіцієнти запасу стійкості за активною потужністю - не менше 0,08;
- коефіцієнти запасу стійкості за напругою - не менше 0,1;
- струмові перевантаження мережних елементів та генераторів не перевищують значень, допустимих протягом післяаварійного режиму.

Тривалість післяаварійного режиму визнач. часом, який необхідний для диспетчера для відновлення умов норм. режиму, не більшим 20 хв.

Динамічна стійкість забезпечується для макс. доп. перетікань у перерізі, які збільшені на частку $\Delta P_{нк}$ нерегулярних коливань активн. потужн. [10].

Перехід на вимушене перетікання в перерізі протягом часу настання максимуму навантаження, але не більше 40 хв. (додаткових до 20 хв., що дозволені для післяаварійного режиму), або протягом часу, необхідного для введення обмежень споживачів та/або мобілізації резерву, можна виконати оперативно через дозвіл чергового диспетчера вищої оперативної інстанції.

На зв'язках, якими можуть бути асинхронні режими, повинні передбачатися пристрої ліквідації асинхронних режимів, які діють на розподіл енергосистем. Відновлення синхронізації як із застосуванням автомат. пристроїв, так і мимовільне повинно резервуватися поділенням системи [1].

2.2 Особливості розрахунку перетікань активної потужності в електромережах

Розрахунки щодо стійкості електричних мереж виконуються для [20]:

- вибору осн. схеми електричної мережі, уточн. розміщення основн. обладнання та визначення її доп. режимів;
- вибору заходів для підвищення стійкості електромережі, включно із засобами налаштування післяаварійного режиму;
- визначення параметрів налаштування систем регулювання та управління, релейного захисту, апаратури повторних ввімкнень (АПВ) тощо.

Оскільки перетікання активної потужності в перерізі внаслідок нерегулярних коливань потужності $\Delta P_{нк}$ змінюється в діапазоні $P \pm \Delta P_{нк}$ (див. розділ 1), то вимогам щодо стійкості повинні відповідати перетікання $P_M + \Delta P_{нк}$, де P_M - максимально допустиме перетікання. Вимоги для переходу до норм. режиму від післяаварійного такі [22]:

а) перетікання P_M відповідає коеф. запасу стійкості за активною потужністю K_P , не меншому 20% (див. табл. 1.2):

$$P_M \leq 0,8 \cdot P_{нр} - \Delta P_{нк}; \quad (2.1)$$

б) перетікання P_M відповідає коеф. запасу стійкості за напругою, не меншому 15% у всіх вузлах навантаження (див. табл. 1.2):

$$P_M \leq P(U) - \Delta P_{нк} \quad \text{при} \quad U = U_{кр} / 0,85. \quad (2.2)$$

в) макс. перетікання активн. потужн. P_M має бути таким, щоб у всіх післяавар. (ПА) схемо-режимних умовах, які можуть виникнути в результаті нормативн. збурень, виконувалась вимога:

$$P_M \leq P^{\partial av} (P^{n av}) - \Delta P_{нк} + \Delta P_{ПА} \quad \text{при} \quad P^{n av} = 0,92 \cdot P_{зр}^{n av}, \quad (2.3)$$

де $P^{\partial av}$ - перетікання активн. потужн. в аналізов. перерізі в доаварійн. режимі;

$P^{n av}$ - перетікання активн. потужн. в перерізі в післяавар. режимі, в тому числі після авар. небалансу потужн.;

$P_{зр}^{n av}$ - граничн. потужн. у перерізі за аперіод. статичн. стійкістю в післяавар. схемному режимі, який у разі аварійн. небалансу потужн. може збігатися з вих. схемою або змінитись у разі ослабл. перерізу при авар. від'єднанні мережевих елементів;

$\Delta P_{ПА}$ - приріст доп. перетікання потужн. в перерізі внаслідок керуючого післяавар. (ПА) довготрив. впливу на зміну потужн..

Приріст активної потужності в перерізі, зумовлений аварійним небалансом потужності або управлінням потужністю післяаварійного режиму, залежить від динамічних характеристик усіх електромереж, що паралельно працюють. Так як розрахунок цього приросту за повною моделлю може виявитися занадто складним, допускається його розрахунок за спрощеною формулою з використанням узагальненої інформації про підсистеми [20]:

$$\Delta P_{пер} = \frac{P_{нб}^N \cdot \sum_{m=1}^M K_{f m} \cdot P_{н m} + P_{нб}^M \cdot \sum_{n=1}^N K_{f n} \cdot P_{н n}}{\sum_{m=1}^M K_{f m} \cdot P_{н m} + \sum_{n=1}^N K_{f n} \cdot P_{н n}}, \quad (2.4)$$

де $\Delta P_{пер}$ - приріст потужності в перерізі за рахунок аварійного небалансу або застосування схеми післяаварійного режиму;

$n = 1, 2, \dots, N$ - підсистеми передавальної частини енергосистеми (генератори);

$m = 1, 2, \dots, M$ - підсистеми приймальної частини енергосистеми (споживачі);

P_{nb}^N - аварійний надлишок потужності (генерація, що від'єднується - зі знаком мінус) в передавальній частині;

P_{nb}^M - аварійний дефіцит потужності (навантаження, що від'єднується - зі знаком мінус) в приймальній частині;

K_{fn} , K_{fm} - коефіцієнти частотної статичної характеристики підсистем: n – передавальної та m – приймальної частин енергосистеми, відповідно;

P_{nn} , P_{mm} - сумарне навантаження підсистем n та m , відповідно;

з) У кожному з нормативн. післяаварійн. режимів (ПА) у всіх вузлах навантаж. коеф.іцієнт запасу стійкості за напругою повинен бути не меншим за 10%:

$$P_M \leq P^{\Delta av} (U^{n av}) - \Delta P_{нк} + \Delta P_{ПА} \quad \text{при} \quad U^{n av} = U_{кр} / 0,9. \quad (2.5)$$

Залежність перетікання у вихідному (доаварійному) режимі від найменшої напруги в післяаварійному режимі (ПА) будується на основі чисельного моделювання нормативних збурень та дії ПА при різних вихідних перетікання потужності в аналізованому перерізі.

д) Максимально допустимий перетік потужності в будь-якому перерізі в розглянутому режимі не повинен перевищувати граничної динамічної стійкості перетікання в тому ж перерізі при всіх нормативних збуреннях з урахуванням дії післяаварійного режиму:

$$P_M \leq P_{пр}^{\Delta ин} - \Delta P_{нк}; \quad (2.6)$$

е) Перетікання P_M в післяавар. режимах не повинно зумовлювати струмові перевантаження, що перевищують доп. значення:

$$P_M \leq P^{\Delta av} (I^{n av}) - \Delta P_{нк} \quad \text{при} \quad I^{n av} = I_{\Delta on}^{n av}, \quad (2.7)$$

де $I^{n av}$ - струм у найбільш завантаж. мережев. елементі в післяавар. режимі, що встановився;

$I_{\Delta on}^{n av}$ - доп. струм з навантаженням, що дозволене протягом 20-ти хвилин при даній температурі навколишн. середовища в тому ж елементі.

Допустиме перетікання у вимушеному режимі (аварійно допустиме

перетікання) визнач. з нерівностей (2.1), (2.2) при $K_P = 0,08$ й $K_U = 0,1$, а також при умові недопущення каскадного розвитку аварій при нормативн. збуреннях.

2.3 Особливості дослідження електромереж при визначенні їх динамічної та статичної стійкості

Динамічна стійкість - здатність енергосистеми повертатися до режиму роботи після значних збурень (КЗ, від'єднання будь-якого елемента енергосистеми тощо), при яких зміни параметрів режиму порівнянні зі значеннями цих параметрів без переходу до асинхронного режиму.

При визначенні методів для аналізу динамічної стійкості оператор системи передачі (ОСП) повинен застосовувати такі правила [8]:

1. Виконувати аналіз динамічної стійкості лише на основі результатів розрахунків, виконаних для довгострокового планування.
2. Проводити аналіз динамічної стійкості протягом всіх етапів оперативного планування та постійно оцінювати межі динамічної стійкості при суттєвій зміні режиму.

ОСП оперує обладнанням, релейним захистом та протиаварійною автоматикою таким чином, щоб їх час спрацювання був меншим від критичного за час усунення пошкоджень.

Дослідження динамічної стійкості полягають в розрахунку реакції системи на конкретний набір аварій (однофазних або трифазних КЗ), які усуваються шляхом відключення ліній електропередачі.

Моделювання перехідних процесів враховує всі впливи протягом кількох секунд після виникнення аварії. Моделюванням також точно відтворюється реакція системи з огляду на частоту зафіксованих коливань, що виникають у діапазоні від 0,2 до 2 Гц. [10].

На рис. 2.1 наведені епюри однофазного короткого замикання на ЛЕП 110 кВ тривалістю 500 мс, яка є стійкою до такого виду збурення. Тут *LVRT* - це здатність електрогенераторів залишатися під'єднаними до електромережі протягом коротких періодів низької напруги у зв'язку з КЗ в електричній мережі.

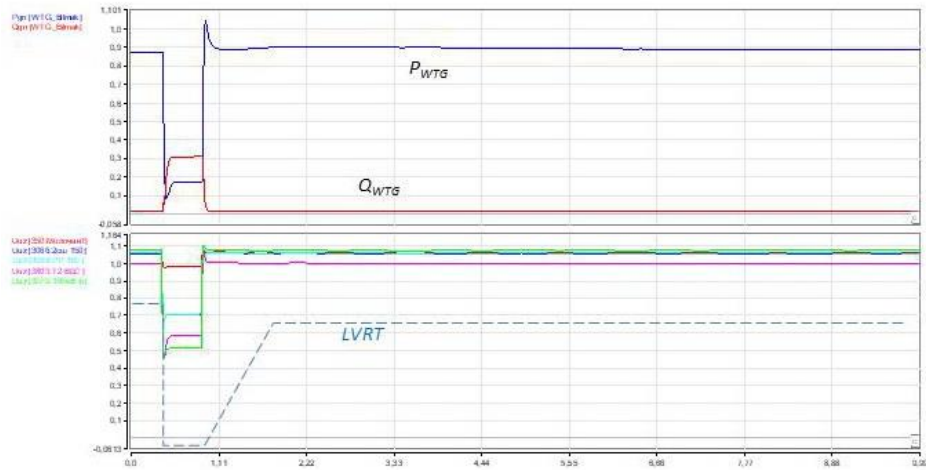


Рисунок 2.1 - Графіки активної та реактивної потужностей при однофазному КЗ в електромережі 110 кВ

Статична стійкість - здатність енергосистеми до повернення у встановлений режим після малих його збурень, при дуже малих змінах параметрів в порівнянні з їх середніми значеннями.

Коефіцієнт запасу статичної стійкості за активною потужністю в перерізі схеми електромережі визначається обтяженням режиму збільшенням перетікання потужності перерізом аж до граничного за стійкістю режиму [11].

Так, статична стійкість режимів роботи енергоблоків електростанцій ОЕС України здійснюється перевіркою вихідних нормальних, ремонтних та післяаварійних режимів на стійкість, що змінюється, при урахуванні відповідних математичних моделей як генераторів, так і їх систем збудження з АРЗ (апаратура регулювання збудження).

Рис. 2.2 представляє процес ковзання роторів генераторів та напруги на виході АРЗ 57-и генераторів. Як можна побачити, вихідний режим роботи всіх генераторів статично стійкий.

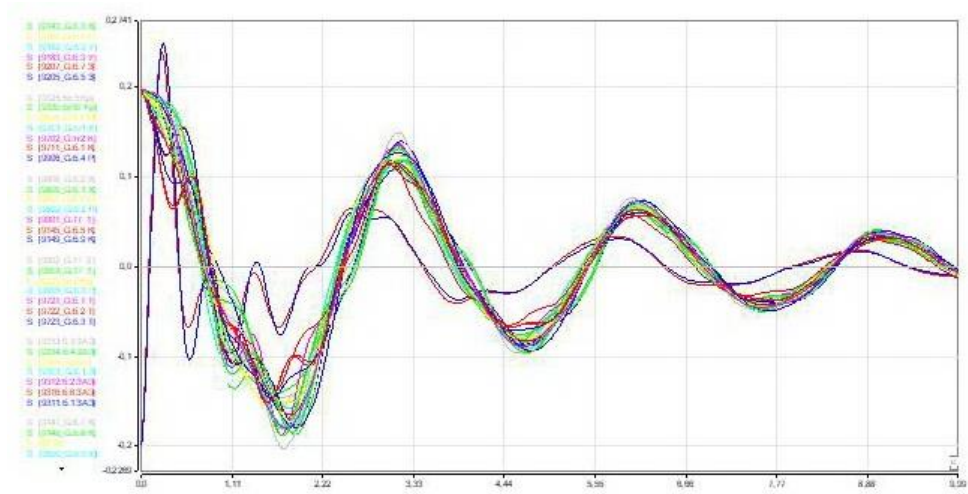


Рисунок 2.2 - Епюри напруг генераторів електростанцій після збурення

Оцінювання стійкості енергосистем за допомогою попередніх розрахунків є обов'язковою частиною робіт при їх проектуванні та експлуатації.

2.4 Дослідження впливу розподіленої малої генерації на стійкість електроенергетичних систем

Стійкість режимів електроенергетичних систем (ЕЕС) у частині свого визначення базується на загальній теорії стійкості. Стійкість - здатність системи зберігати поточний стан під дією зовнішніх впливів. Якщо поточний стан при цьому не зберігається, то такий стан називається нестійким.

Порушення стійкості режиму ЕЕС можуть мати глобальний чи локальний характер, стосуватися різних аспектів режиму (синхронність паралельної роботи генераторів і синхронних електродвигунів, стійкість роботи асинхронних електродвигунів, стійкість частоти, стійкість напруги). Вони поділяються на первинні та вторинні. Так, наприклад, порушення стійкості паралельної роботи генераторів в ЕЕС (первинне порушення) може мати наслідком порушення стійкості частоти, стійкості напруги, стійкості навантаження в ЕЕС (вторинні порушення).

Стійкість режиму ЕЕС є однією з основ її надійності та електропостачання споживачів. Вона визначає стійкість ЕЕС як найважливішої складової комплексного показника якості надійності електропостачання.

Позитивними сторонами роботи об'єктів синхронної малої генерації

(Minigrid - вітряні та сонячні електростанції), які інтегровані у розподільні електричні мережі є такі [11]:

- економічно доступна інтеграція із зовнішньою електричною мережею змінного струму;
- надійна автономна робота;
- підвищена надійність електропостачання у режимі паралельної роботи із зовнішньою електричною мережею;
- керований обмін потужністю та енергією із зовнішньою електричною мережею;
- можливість під'єднання до різних точок зовнішньої електричної мережі;
- можливість шунтування зовнішньої електричної мережі з керуванням зрівнювальними перетіканнями потужності;
- доступна інтеграція електрогенераторів усіх видів (відновлювальні джерела енергії, накопичувачі) як додаткових джерел енергії;
- незалежність технологічного керування від системи керування зовнішньої електричної мережі;
- відсутність необхідності узгодження засобів РЗА енергетичного осередку та зовнішньої електричної мережі;
- можливість участі у системних послугах зовнішньої електричної мережі;
- автоматичний режим роботи;
- самоналаштування за структурою, складом обладнання, уставками регулювання.

2.4.1 Вимоги безпеки функціонування при спільній роботі малої генерації та електромережі

Вимоги до поведінки Minigrid у складі зовнішньої електричної мережі повинні забезпечувати взаємну безпеку (як для обладнання РЕМ, так і Minigrid, що приєднується). Багаторічний досвід багатьох країн, насамперед США, щодо розвитку розподіленої генерації в електричних мережах та вимог до джерел малої потужності узагальнений стандартом IEEE 1547-2018 «Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces».

Критерії та вимоги, що містяться у зазначеному стандарт, застосовуються до розподілених джерел, заснованих на будь-якій технології, з сумарною потужністю не більше 10 МВ·А в точці підключення.

1. Синхронна робота. Енергоблоки розподілених джерел у режимі паралельної роботи з електрообладнанням РЕМ не повинні зумовлювати коливання напруги в точці під'єднання більше $\pm 5\%$ від установленого рівня напруги РЕМ у точці під'єднання та відповідати вимогам щодо флікера.

2. Синхронізація. Синхронне приєднання до РЕМ (пряме під'єднання Minigrіd для видачі потужності РЕМ). У момент під'єднання джерела на паралельну роботу з РЕМ всі три параметри, зазначені в табл. 2.1, повинні перебувати в допустимих межах.

Таблиця 2.1 - Гранично допустимі параметри

Сумарна потужність розподіленого джерела, кВ·А	Різниця частот, Гц	Різниця напруг, %	Різниця фазових кутів, ел. град.
більше 500 до 1500	0,2	5	15
більше 1500 до 10000	0,1	3	10

3. Умова повторного включення на паралельну роботу з РЕМ. Джерело припиняє режим видачі потужності в РЕМ до АПВ.

4. Повторне включення на паралельну роботу з РЕМ. Після збурення в РЕМ, повторне включення джерела не повинно відбуватися доти, доки напруга в РЕМ не перебуватиме в діапазоні, зазначеному в табл. 2.1, а частота - в діапазоні частот від 59,3 Гц до 60,5 Гц.

Під'єднання будь-яких розподілених джерел до РЕМ 0.4 кВ, не повинно призводити до спрацьовування або запобігання повторному включенню будь-яких мережевих захисних пристроїв. Від'єднання розподілених джерел не повинно призводити до циклічних спрацювань мережевих захисних пристроїв.

5. Регулювання напруги. Розподілені джерела не повинні інтенсивно регулювати напругу в точці під'єднання. Приєднання розподілених джерел не повинно призводити до того, що експлуатаційна напруга РЕМ на інших Minigrіd вийде за рамки вимог табл. 2.1.

6. Аварії в РЕМ. Джерело повинно припинити видачу потужності в РЕМ при аварії на лінії, через яку воно під'єднане.

7. Напруга. Система захисту приєднань повинна вимірювати діюче

(середньоквадратичне або значення основної гармоніки кожної міжфазної напруги) або, при однофазному під'єднанні, напруга між фазою та нейтраллю. Якщо будь-яка з цих напруг знаходиться в діапазоні, зазначеному в табл. 2.2, джерело має бути від'єднане від РЕМ в межах відповідного часу.

Таблиця 2.2 - Реакція автоматики Minigrіd на відхилення напруги

Рівень напруги по відношенню до базового, %	Тривалість від'єднання, с
$U \leq 50$	0,16
$50 \leq U \leq 90$	2,00
$110 \leq U \leq 120$	1,00
$U \geq 120$	0,16

8. Непередбачуване відділення. При непередбачуваному відділенні джерела, що видає потужність в РЕМ через точку під'єднання, система управління джерела повинна виявити відділення та припинити видачу потужності протягом *двох секунд* після відділення.

9. Обсяг контролю для забезпечення спостереження. Кожен енергоблок розподілених джерел номіналом 250 кВ·А та більше або агрегатоване джерело потужністю 250 кВ·А та більше в одній точці приєднання повинен мати контроль поточної вихідної активної, реактивної потужності і напруги.

10. Пристрої, що вмикаються на паралельну роботу. Пристрої, що вмикаються на паралельну роботу із зовнішньою електричною мережею повинні витримувати 220% від номінальної напруги системи в точці приєднання.

11. Під'єднання розподілених джерел до РЕМ дозволено лише в тому випадку, якщо на шинах перебуває в роботі більш ніж 50% установлених мережевих пристроїв захисту.

12. Непередбачуване живлення РЕМ. Розподілені джерела не повинні живити РЕМ, якщо РЕМ знеструмлена.

2.4.2 Дослідження ефективності демпферування електричної мережі з розподіленими джерелами електроенергії

Внаслідок інтенсивного впровадження об'єктів відновлюваної енергетики в

існуючі електромережі, збільшення рівня генерованої потужності, зменшення інерції в енергосистемі, нестійкої та непостійної властивості енергії відновлюваних джерел, відбувається швидкоплинна зміна процесів в електроенергетичній системі, її частотного спектру та збільшується можливість виникнення низькочастотних коливань, параметри та траєкторія зміни яких відмінні від низькочастотних коливань у традиційних енергосистемах.

Були проведені дослідження енергосистеми, що включала в собі два види генерації: один вид з переважанням потужних джерел генерації у вигляді традиційних електростанцій та інший вид - з великою кількістю вітряних електростанцій. Досліджувався [11]:

- вплив параметрів налаштування автоматичних регуляторів збудження генеруючих одиниць на можливості демпферування коливань потужності, що виникають при збуреннях;
- вплив місця приєднання вітряної електростанції;
- вплив місця виникнення збурення на стійкість режиму.

В якості фактору збурення приймалось трифазне коротке замикання тривалістю 0,02 с на шинах розподільчого пристрою 110-330 кВ однієї з електростанцій, встановлених в енергосистемі, а також на транзитній повітряній лінії, що є сполучною між частинами енергосистеми.

При дослідженні таких систем розрахунки та оцінка параметрів електромеханічних перехідних процесів виконуються у програмному комплексі для розрахунку перехідних режимів та динамічної стійкості електромереж «EUROSTAG».

Потужність вітряної електростанції в даних дослідженнях становила 40 МВт.

На першому етапі досліджень розглядалась залежність демпферуючих можливостей енергосистеми в залежності від настроювання пристроїв автоматичного регулювання збудження генеруючих агрегатів. За результатами експерименту було встановлено, що після перехідного процесу в системі залишаються деякі коливання потужності частотою близько 2 Гц протягом ще 11 с. Відповідно до методичних вказівок щодо налаштування автоматичних регуляторів збудження генераторів, якщо коливання в системі припиняються

через 15 с, то демпферуючі можливості агрегатів визнаються задовільними. Отже, можна стверджувати, що точніше налаштування регуляторів збудження дозволяє в деякій мірі вирішити проблему гасіння низькочастотних коливань, але індивідуальне налаштування кожного пристрою - складний та трудомісткий процес.

У ході іншого дослідження розглядалась залежність демпферуючих можливостей енергосистеми від місця виникнення збурення. При цьому, трифазне коротке замикання виникло на одному з ланцюгів ЛЕП 110 кВ. Виявилось, що тривалість коливань становила понад (15 ... 18) с після короткого замикання.

Для аналізу демпферуючих можливостей енергосистеми необхідно визначити ступінь демпферування перехідного процесу D згідно такого виразу:

$$D = \frac{\Delta P_{рег}}{\Delta P_{емпн}} ; \quad D = \frac{0,01}{125} = 0,0008 \ll 0,01$$

де $\Delta P_{рег}$ - величина регулювання потужності, МВт;

$\Delta P_{емпн}$ - діапазон зміни досліджуваного параметра електромеханічного перехідного процесу, МВт.

Як видно, ступінь демпферування перехідного процесу менша 0,01, а тому демпферуючі можливості енергосистеми є ефективними. Отже, демпферуючих можливостей генеруючих агрегатів у системі достатньо для усунення низькочастотних коливань. Присутність вітряної електростанції в досліджуваній частині енергосистеми тягне лише додаткове підживлення місця короткого замикання з боку місця надмірної генерації, що й позначилося на тривалості згасання коливань (більше 15 с).

У ході дослідження впливу місця знаходження вітряної електростанції збурюючий фактор - трифазне замикання моделювалось на шинах ПС 110 кВ. Було виявлено, що коливання демпферуються ефективно внаслідок близького розташування безінерційного джерела енергії (вітряної електростанції). Це дозволило швидко усунути небаланс, що і позначилося на швидкості перебігу перехідного процесу.

2.4.3 Фактори впливу вітрової енергетики на стійкість енергосистеми

Широке застосування вітроенергетичних технологій, якщо вони не супроводжуються акумулюванням енергії, потребують необхідності регулювати поточну потужність енергосистеми для збалансування коливань енергії вітру. Отже, потрібна достатня кількість резерву енергії, щоб регулювати частоту й забезпечити надійне енергопостачання споживачів при втраті генерації чи навантаження [13].

Хоча інтеграція енергії вітру великими енергосистемами не є вирішальною проблемою завдяки засобам первинного резерву потужності (масштаб часу - порядку декількох секунд) для регулювання частоти, але може створювати певні проблеми для систем із високим рівнем впровадження вітроелектростанцій (ВЕС).

Збурення в енергосистемі визначають величину вторинних резервів (небалансів потужності), для компенсування вторинного регулювання від ВЕС. Такі збурення характеризуються: нерегулярними коливаннями активної потужності внаслідок випадкового характеру навантажень; похибкою при регулюванні балансу потужності внаслідок розбіжності в часі між прогнозним і фактичним графіками навантажень; розрахунковим небалансом потужності.

Дослідження коливальної стійкості традиційних енергосистем проводять методами теорії аналізу звичайних диференціальних рівнянь. При цьому обчислюють власні числа матриці енергосистеми для визначення найбільш небезпечних мод коливань в системі. Такі моди представляють можливі режими коливань, а власні числа та власні вектори дають інформацію про частоту коливань, коефіцієнт демпферування та вклад генераторів (груп генераторів) у спектральний вміст коливань. Дослідженнями встановлено, що для ОЕС України характерним є домінування частоти коливань енергосистеми в межах $(0,2 \dots 1,2)$ Гц [13].

Коливальна стійкість енергосистем з наявними ВЕС аналізується за допомогою малих збурень типу швидкого скидання або зростання генерації. Наприклад, при раптовому підвищенні швидкості вітру понад 25 м/с виникає швидке скидання генерації з максимального рівня майже до нуля внаслідок спрацювання технологічного захисту ВЕУ. Також, одним із небезпечних режимів є прискорена зміна швидкості вітру від 7 до 12 м/с, адже потужність ВЕУ при цьому змінюється від 30 до 100% номінального значення.

Сучасні вітроустановки витримують максимальну швидкість зміни активної потужності до 10% встановленої потужності в секунду. Однак, сумарна потужність групи ВЕС може змінюватись при цьому досить плавно. Так, за даними Міжнародної енергетичної агенції (ІЕА) ВЕС екстремальні погодні умови зумовили стрибки потужності лише з швидкістю (10 ... 35)% за годину від їх номінальної потужності (окремі максимуми – до 40%) [13].

Сучасні ВЕУ великої потужності мають непрямий вплив на демпферувальні властивості енергосистеми у вигляді електромеханічних коливань завдяки декільком факторам. По-перше, загальна інерція системи зменшується внаслідок заміщення синхронних генераторів потужностями ВЕС. По-друге, сучасні ВЕС беруть участь у регулюванні напруги в режимі мінімуму навантажень, внаслідок чого «наближені» до ВЕС синхронні генератори є екранованими в напрямку зменшення збудження, погіршуючи вплив генераторів на демпферування коливань. По третє, генерація ВЕС змінює потекорозподіл у мережі (параметри граничних за стійкістю режимів), змінюючи базовий режим визначення початкових умов при аналізі стійкості, а саме - її межі та запас.

Таким чином, згідно світового досвіду, основна проблема в енергосистемах з малою генерацією полягає не стільки в рівні впровадження ВЕС, як в рівні флуктуацій їх потужності. При виборі концепції впровадження енергетики на базі вітрових генераторних установок коливання їх потужності внаслідок зміни швидкості вітру повинно бути визначальною характеристикою.

2.5 Дослідження максимального допустимого перетікання потужності енергосистеми та запасу стійкості

В процесі керування режимами енергосистем обов'язковим є дотримання нормативних вимог щодо стійкості енергосистем під час збурень. Для цього використовують значення перетікання активної потужності в контрольованих перерізах, а саме, значення максимально допустимого перетікання (МДП)

активної потужності.

Максимально допустиме перетікання – найбільше перетікання активної потужності в контрольованому перерізі, яке визначається диспетчерським центром і забезпечує допустимі параметри режиму як у нормальній чи ремонтній схемі, так і в післяаварійних режимах після нормативних збурень.

До нормативних збурень відносять найважчі збурення, які враховуються вимогами до стійкості енергосистем. Також їх облік необхідний при визначенні МДП аварійно допустимих перетікань активної потужності в контрольованих перерізах.

Траєкторію обтяження використовують для визначення МДП в контрольованому перерізі за умовою статичної стійкості енергосистеми. Вона задається як сукупність змін параметрів режиму на кожному кроці обтяження. Ці зміни призводять до збільшення перетікання активної потужності в контрольованому перерізі.

В якості параметрів електроенергетичного режиму використовують:

- Активну та реактивну потужність навантаження у вузлі або сукупності вузлів. При використанні активної потужності як параметра режиму необхідно доповнювати траєкторію обтяження зміною реактивної потужності в цьому ж вузлі. За відсутності фактичних даних про зміну реактивної потужності навантаження її зміну у вузлі необхідно приймати пропорційною зміні активної потужності зі збереженням коефіцієнта потужності ($\cos \varphi$);

- При використанні в якості параметра режиму активну потужність генерації необхідно контролювати відповідність максимальних та мінімальних меж генерованої активної потужності. При необхідності, у процесі обтяження слід виконувати коригування максимальної та мінімальної реактивної потужності з урахуванням PQ-діаграми генератора та необхідного складу генеруючого обладнання. В якості траєкторії слід прийняти ту траєкторію, якій відповідає найменше граничне перетікання активної потужності за умовами статичної стійкості енергосистеми.

- Коефіцієнт запасу статичної аперіодичної стійкості за активною потужністю в контрольованому перерізі у нормальній схемі повинен дорівнювати як мінімум 20%.

- Струмові навантаження електромережових елементів, а також генеруючого обладнання не повинні перевищувати тривало допустимих значень у нормальній або ремонтній схемі, а також аварійно допустимих значень на час не більше 20 хвилин у післяаварійних режимах при нормативних збуреннях.

В аварійному режимі в контрольованому перерізі коефіцієнт запасу статичної аперіодичної стійкості повинен бути не меншим 8%.

Проведемо розрахунок контрольованого перерізу електромережі 110 кВ з визначенням максимального допустимого перетікання потужності енергосистеми та запасу стійкості. Обтяження проводиться після нормативних збурень, що відбулися в електромережі, внаслідок чого в післяаварійному режимі дві лінії 110 кВ від'єднуються. У процесі обтяження деякі мережеві елементи мають перевантаження по струму.

Технічні параметри електромережі такі:

- $P_{H1} = 40 \text{ MBm}$, $P_{H2} = 560 \text{ MBm}$ - сумарні потужності навантаження з кожної зі сторін перерізу, що досліджується;

- $K = 1,5$ - коефіцієнт розрахунку при ручному регулюванні (обмеженні) перетікання активної потужності в перерізі, $\sqrt{\text{MBm}}$;

- $P_{GP} = 1700 \text{ MBm}$ - граничне за аперіодичною статичною стійкістю перетікання активної потужності в аналізованому перерізі;

- $P = 900 \text{ MBm}$ - перетікання активної потужності в перерізі та в режимі, що розглядається

- $P_{sp}^{n\text{ав}} = 1700 \text{ MBm}$ - гранична потужність у перерізі за аперіодичною статичною стійкістю в післяаварійному схемному режимі;

- $\Delta P_{ПА} = 0$ - приріст допустимого перетікання потужності в перерізі внаслідок керуючого післяаварійного (ПА) довготривалого впливу на зміну потужності.

Таким чином, значення амплітуди нерегулярних коливань активної потужності $\Delta P_{НК}$ визначаємо з виразу (1.2):

$$\Delta P_{НК} = K \cdot \sqrt{\frac{P_{H1} \cdot P_{H2}}{P_{H1} + P_{H2}}}; \quad \Delta P_{НК} = 1,5 \cdot \sqrt{\frac{40 \cdot 560}{40 + 560}} = 9,17 \text{ MBm}$$

Коефіцієнт запасу статичної (аперіодичної) стійкості активної потужності в перерізі (K_P) обчислюємо за формулою (1.1):

$$K_P = \frac{P_{GP} - (P + \Delta P_{HK})}{P_{GP}}; \quad K_P = \frac{1700 - (900 + 9,17)}{1700} \cdot 100\% = 46,52\%$$

Перетікання активної потужності в перерізі в післяаварійному режимі $P^{n\text{ав}}$ згідно виразу (2.3) матиме значення:

$$P^{n\text{ав}} = 0,92 \cdot P_{zp}^{n\text{ав}}; \quad P^{n\text{ав}} = 0,92 \cdot 1700 = 1564 \text{ MBm}$$

Максимальне перетікання активної потужності P_M у всіх післяаварійних (ПА) схемо-режимних умовах повинно мати значення менше від обчисленого згідно виразу (2.3):

$$P_M \leq P^{0\text{ав}}(P^{n\text{ав}}) - \Delta P_{HK} + \Delta P_{ПА}; \quad P_M \leq 1564 - 9,17 + 0 = 1554,83 \text{ MBm}$$

Коефіцієнт запасу статичної (аперіодичної) стійкості активної потужності в перерізі $K_P = 46,52\% \gg 20\%$ - відповідає вимогам щодо стійкості даної енергосистеми у всіх нормативних режимах.

2.6 Висновки до розділу

Дослідженні вимоги забезпечення стійкості електромереж при експлуатації згідно нормальної схеми та при нормальному перетіканні активної потужності, а також післяаварійного режиму після нормативних збурень.

Досліджена методика і подані розрахункові вирази для можливих перетікань активної потужності в перерізах електромереж, а також оцінювання статичної стійкості за активною потужністю й напругою.

Наведені особливості дослідження електромереж при визначенні їх динамічної та статичної стійкості з перевіркою реакції генераторів до дії нормативних збурень.

Досліджений вплив розподіленої малої генерації типу вітряних електростанцій на коливальну стійкість електроенергетичних систем. Сформульовані вимоги безпеки функціонування при спільній роботі малої генерації та електромережі, а також досліджена ефективність демпферування

електричної мережі з розподіленими джерелами електроенергії.

Проведений оцінювальний розрахунок максимального допустимого перетікання потужності перерізом енергосистеми та її запасу стійкості.

3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

3.1 Завдання реконструкції підстанцій 110 кВ для підвищення стійкості системи електропостачання

В сучасних умовах ринку енергокомпанії при вирішенні завдань модернізації електрообладнання нашої країни створюються на дуже серйозні проблеми, маючи велику та різноманітну номенклатуру обладнання. При цьому кожен елемент може бути виготовлений різними виробниками. Наприклад, сьогодні в експлуатації можна зустріти до 150 різних типів комірочок КРУ, різноманітність яких пов'язана з роком випуску, заводом-виготовлювачем, типовиконанням, категорією розміщення тощо. В таких умовах питання про те, ремонтувати чи змінювати встановлене і найчастіше морально застаріле обладнання, постає дуже гостро.

Так, близько 50% від загальної кількості підстанційного обладнання та 70% усіх ліній електропередачі (ЛЕП) відпрацювали понаднормовий термін – понад 25 років. У той же час близько 20% підстанцій та 30% ЛЕП перейшли в стадію аварійного терміну експлуатації (понад 35 років для підстанцій та 40 років для повітряних ліній) [15].

Аналіз наявних та таких, що активно розвиваються методів й засобів діагностики електрообладнання показує, що їх сучасний рівень та перспективи розвитку відкривають реальні можливості для застосування методів технічного обслуговування і ремонту (ТОіР) на основі поточного технічного стану обладнання. Завдання системи ТОіР полягає в тому, що після закінчення певного напрацювання в момент, що передуює відмові, проводяться профілактичні ремонти.

Проведені дослідження показали, що постійний моніторинг технічного стану трансформаторів ПС може знизити ризик аварій на 50%. При цьому, раннє виявлення проблем скорочує вартість ремонтних робіт на 75% і зменшує потенційні збитки, пов'язані з аварією, на 60%. Ця економія може становити близько 2% на рік від вартості нового трансформатора.

Попередня оцінка властивостей та параметрів елементів електричної мережі дозволяє визначити найбільш важливі об'єкти, щодо яких ухвалюються рішення з

утилізації, реконструкції чи модернізації. Фахівці італійської компанії ENEL виділили і згрупували у своїй мережі обладнання середньої напруги за такими основними типами: роз'єднувачі, обмежувачі перенапруг, високовольтні вимикачі, акумуляторні батареї, релейні термінали, пристрої компенсації реактивної потужності, реактори, вимірювальні трансформатори струму і напруги, щити постійного струму, силові трансформатори, перемикачі вихідних обвиток трансформатора.

Кожен елемент був оцінений на підставі чотирьох основних факторів:

- частота та ймовірність аварій;
- вплив на надійність та безперебійність електропостачання споживачів;
- середній час ремонту;
- вартість робіт із відновлення.

За шкалою від 1 до 5 балів оцінили важливість кожного елемента. Шляхом обліку всіх 4-х факторів та інтегральної оцінки було визначено, що найбільш критичними елементами мережі є силові трансформатори та високовольтні вимикачі [15].

Таким чином, ремонт чи заміна: вартість та складність питання залежить від розміру, типу, віку та умов застосування й встановлення обладнання, а також від потенційних витрат, пов'язаних з витратами на усунення аварій, доходів, що зменшуються від перерви електропостачання.

3.1.1 Переваги реконструкції трансформаторної підстанції.

Реконструкція трансформаторної підстанції - оптимальне вирішення в ситуаціях, якщо її технічне оснащення морально чи фізично застаріло, зазнало відчутного зносу або не справляється з обсягами електропостачання в сучасних умовах. Реконструкція допомагає уникнути проблем у роботі підстанції, перебоїв з енергопостачанням та аварій, які часто трапляються під час експлуатації старого чи несправного обладнання.

Реконструкція відкритих розподільчих пристроїв, відкритих та закритих підстанцій включає:

- здійснення проектних робіт;
- посилення конструкцій;

- облаштування комунікаційних мереж;
- заміну електричного обладнання та мереж на більш потужні варіанти, демонтаж старого обладнання, організацію постачання та монтаж нових агрегатів, що відповідають поточним вимогам;
- встановлення сучасних трансформаторів та розподільчих пристроїв;
- виконання пусконаладжувальних робіт.

Реконструкція підстанції при набагато менших витрат, ніж при повній заміні новим обладнанням дозволяє:

- збільшити пропускну спроможність підстанції;
- забезпечити гарантоване електропостачання споживачів;
- підвищити потужність підстанції;
- розширити межі можливостей для технологічного приєднання чергових споживачів енергії;
- забезпечити ефективну та надійну роботу підстанції, якісний облік електроспоживання, комплексну автоматизацію із системами релейного захисту і автоматики;
- скоротити експлуатаційні витрати;
- використати сучасні методи виробництва електроенергії;
- підвищити безпеку та комфорт роботи для обслуговуючого персоналу;
- запровадити передові рішення, що відповідають вимогам міжнародних стандартів та нормам екологічної безпеки;
- раціонально використати кошти.

В ході реконструкції трансформаторних підстанцій 110/10 кВ підлягають заміні виносні трансформатори струму 110 кВ, заново будується розподільний та загальностанційний пункт управління, встановлюються нові елегазові вимикачі 110 кВ. Для запобігання попаданню оливи в ґрунт споруджується новий оливозбірник і реконструюються оливоприймачі. Також заново монтуються дугозагасні реактори, реконструюється релейний захист, телеуправління та інші системи.

3.1.2 Порівняльна характеристика оливних, вакуумних та елегазових вимикачів.

Електроустановки комплектуються декількома типами високовольтних

вимикачів (ВВ) - повітряними, оливними, вакуумними та елегазовими. Вимикачами під'єднують та від'єднують ділянки електричних мереж під робочим струмовим навантаженням, а у разі виникнення аварійних режимів - під значними струмами, струмами короткого замикання.

Повітряними вимикачами, як найменш ефективними, великогабаритними та дорогими в обслуговуванні, у наш час практично не користуються; всі старі повітряні вимикачі поступово замінюються більш ефективними та надійними вимикачами. Нижче подані порівняльні характеристики оливних, вакуумних та елегазових ВВ вимикачів, розглянуті їх переваги та недоліки в різних умовах, які враховуються при виборі вимикачів (див. рис. 3.1).

Механічна міцність є дуже важливим критерієм при виборі вимикачів: ніж простіша конструкція, тим вища мех. міцність. Якщо розглядати три типи комутаційних апаратів, то найпростішою конструкцією і, відповідно, більш високою механічною міцністю володіє вакуумний вимикач, найменшою міцністю - оливний вимикач



Рисунок 3.1 - Високовольтні вимикачі різних типів й номіналів та їх розміщення на підстанції

Іншим критерієм надійності є гарантійний термін обслуговування, який для сучасних елегазових та вакуумних вимикачів становить 20-25 років. Тобто це термін, після якого проводить реконструкція (технічне переоснащення) розподільного пристрою.

Однією з найважливіших характеристик вимикачів є електрична міцність дугозагасного середовища, яка для вакуумного й елегазового вимикачів є більшою від оливних.

Комутаційний ресурс вимикачів, незалежно від типу, розрахований на певну кількість відключень. Для вакуумного вимикача - це заміна всього апарату. Елегазовий вимикач - підлягає капітальному ремонту. Оливний вимикач після семи автоматичних відключень струмів короткого замикання підлягає капітальному ремонту.

Дуже важливим питанням є експлуатація високовольтних вимикачів, їх обслуговування, проведення періодичних капітальних та поточних ремонтів, а також позапланових (аварійних) ремонтів.

3.1.3 Високовольтні вимикачі для реконструкції трансформаторних підстанцій.

1. Вимикачі оливні бакові: С-35М-10/630/0,35 с; С-35-50/2000/0,3; ВТ-35-12,5/630/0,34; ВТУ-110-50/2000/0,3.

2. Вимикачі типу ВМП-10: ВМПЭ-10-20/630/0,09 с; ВМПЭ-10-31,5/0,09 с; ВМПЭ-10-31,5/0,12 с.

3. Вимикачі малооливні колонкові типу ВМТ: ВМТ-110Б-25/1250/0,13 с; ВМТ-110Б-40/2000/0,13 с; ВМТ-150Б-31,5/0,05/ с; ВМТ-220Б-25/0,13 с; ВМТ-110Б-40/2000/0,13 с.

4. Вимикачі елегазові типу VF: VF – 07 – 50 / 1200/0,08 с; VF – 12 – 16 / 800/0,08 с; VF – 12 - 31,5 / 800/0,08 с; VF – 12 – 40 / 1200/0,08 с; VF – 38 – 16 / 800/0,08 с; VF – 38 – 25 / 800.

5. Вимикачі елегазові типу HD4/GT: HD4/GT – 12 – 25 / 630/0,065 с; HD4 – 17,5 – 25 / 630; HD4 – 12 – 40 - 50 / 630; HD4 – 17,5 – 40 - 50 / 630; HD4 – 36 – 16 - 31,5 / 630.

6. Елегазові вимикачі колонкового типу фірми Siemens: ЗАР1 – FG – 123 – 40 /4000 / 0,055 с; ЗАР1 – FI - 245/300-50 /4000; ЗАР2 – FI – 420 – 63 /4000; ЗАQ2 – 245 - 50/ 4000; ЗАТ4 / 5 – 525 / 550 – 80 / 4000 / 0,06 с; ЗАТ4 / 5 – 765 / 800 – 63 / 4000.

7. Вакуумні вимикачі типу ВБ-35: ВБЭЖ – 35 – 25 (31,5) / 630 / 0,15 с; ВБЭС – 35 – 25 (31,5) / 630/0,15 с; ВБЭТ – 35 – 20 / 630 / 0,15 с.

8. Вакуумні вимикачі типу HOLEC, ВВ/TEL: HVL – 3,6 ÷ 12- 20, 25 и 31,5 /800; HVL - 15 ÷ 24- 20 и 25 /800; HVL – 3,6 ÷ 12 - 40 /800.

3.1.4 Переваги вакуумних вимикачів.

Вакуумні вимикачі володіють безумовними перевагами:

- високою експлуатаційною надійністю;
- високою комутаційною зносостійкістю та скороченими витратами на обслуговування;
- швидкодією та підвищеним механічним ресурсом;
- автономністю роботи, безпекою та зручністю в експлуатації;
- меншою масою вакуумного вимикача, ніж в інших типів вимикачів.

3.1.5 Переваги елегазових вимикачів.

Переваги комутаційних апаратів на основі елегазу розглянемо на прикладі вимикача типу 3AP1DT-126 виробництва компанії Siemens:

- підвищеною комутаційною здатністю;
- спрощеним технічним обслуговуванням;
- надійним і простим функціонуванням вимикача. Власна тривалість від'єднання та приєднання елегазового вимикача не більша 0,057 с та 0,063 с, відповідно, а оливного - 0,06 с та 0,6 с, відповідно.

3.2 Схема електричних з'єднань підстанції 110 кВ

Підстанція 110/35/10 кВ «Микулинці» отримує живлення від двох ліній 110 кВ «ЗБК» та «Бучач», які постійно увімкнені в нормальному режимі. Підстанція укомплектована двома силовими трансформаторами типу ТДТН 10000/110/35/10 У1, від яких електроенергія розподіляється відкритими і закритими розподільчими пристроями: ВРП – 110 кВ, ВРП – 35 кВ, ЗРП – 10 кВ і РПВП – 0,23 кВ.

Електрична схема ВРП–110 кВ класичного типу виконана у вигляді робочої системи шин, секціонованої вимикачем, та обхідної системи шин; віддільники в колах трансформаторів суміщені з секційними і обхідними вимикачами. Шинування ВРП–110 кВ виконане алюмінієвими проводами марки АСО–300.

Блискавкозахист ВРП–110 кВ виконаний у вигляді окремо стоячих

блискавковідводів, а також розміщених на порталах. Пішохідна доріжка територією ВРП виконана металічними плитами, під якими розташований канал з кабелями оперативних кіл, кіл керування, релейного захисту і автоматики.

ВРП–110 кВ укомплектований комутаційною апаратурою: оливними вимикачами типу МКП–110, роз'єднувачами типу РНДЗ-1-110, РНДЗ-2-110; віддільниками в колах силових трансформаторів типу ВД-110; короткозамикачами типу КЗ-110 У1, а також розрядниками типу РВС-110.

Електрична схема ЗРП–10 кВ класичного типу виконана у вигляді одиночної секційної системи шин. В якості шинування застосовані алюмінієві смугові шини типу А розміром 100x8 мм. Від РП–10 кВ силові трансформатори електрично з'єднані гнучкими струмопроводами типу 2хАС–400/51 сформовані у вигляді шинних мостів. Контрольні кабелі, кабелі зв'язку, кабелі споживачів власних потреб на території ЗРП–10 кВ прокладені пластмасовими і металевими трубами відкрито.

Розподільчий пристрій власних потреб РПВП – 0,23 кВ електрично виконаний двома секціями. Резервна перемичка виконує функцію зв'язку між секціями. Живлення однієї з секцій за допомогою розвилки може бути здійснене від трансформатора власних потреб іншої секції. Нормальний режим живлення власних потреб здійснюється від ТВП – 1 і ТВП – 2 з під'єднаним АВР – 0,23 кВ від ТВП – 1.

3.3 Ефективність роботи підстанції 110 кВ за робочим навантаженням

Ефективність роботи підстанції в енергосистемі визначається сумарним електричним навантаженням окремих споживачів, а графічно такий ефект подається у вигляді графіка навантаження - часової діаграми зміни потужності. Графіки навантажень поділяють на добові, сезонні й річні. Крім того, їх поділяють на групи за місцем розташування елементів в енергосистемі: шини споживачів підстанцій; шини вузлів підстанцій на ремонті; шини електростанцій.

Втрати потужності в електромережі в основному визначаються втратами холостого ходу трансформаторів. Характерними періодами року для складання добових графіків є зимовий та літній. При цьому, зимовий період триває 183 доби,

а літній - 182 доби.

Виходячи з типового графіка навантажень для підстанції 110/35/10 кВ та подаючи розрахункову потужність у відсотках, визначаємо для літнього й зимового періодів погодинні навантаження підстанції.

Розрахункові дані добового графіка навантажень зимової і літньої доби зводимо у табл. 3.1, а також подаємо у вигляді графіка на рис. 3.2.

Таблиця 3.1 - Добовий графік навантаження

Година доби	Навантаження зимової доби		Навантаження літньої доби	
	%	S_p , кВА	%	S_p , кВА
0-1	0,573	11438	0,493	9855
1-2	0,519	10383	0,427	8534
2-3	0,502	10033	0,392	7831
3-4	0,488	9769	0,387	7743
4-5	0,488	9769	0,378	7567
5-6	0,510	10207	0,392	7833
6-7	0,573	11441	0,458	9151
7-8	0,691	13815	0,524	10473
8-9	0,835	16721	0,593	11882
9-10	0,928	18566	0,637	12761
10-11	0,937	18743	0,669	13377
11-12	0,918	18391	0,678	13553
12-13	0,903	18042	0,656	13114
13-14	0,893	17863	0,662	13202
14-15	0,893	17862	0,669	13377
15-16	0,915	18301	0,669	13375
16-17	0,999	19975	0,664	13289
17-18	1,069	21383	0,664	13289
18-19	1,102	22000	0,669	13377
19-20	1,069	21382	0,699	13991
20-21	1,025	20503	0,735	14695
21-22	0,955	19095	0,827	16545
22-23	0,832	16631	0,796	15929
23-24	0,703	14082	0,621	12409

Використана за даний період електроенергія чисельно визначається з графіка активного навантаження як площа, обмежена ступінчастою кривою:

$$W_n = \sum_{i=1}^{24} S_i \cdot t_i \cdot \cos \varphi_i, \text{ MBm год},$$

де S_i - навантаження згідно графіка, $MB \cdot A$;

t_i - крок ступені, год.

Кількість споживаної електроенергії за рік:

$$A_{річ} = \sum_{j=1}^{12} W_{nj}, \text{ MBm год.};$$

$$A_{річ} = 122923240 \text{ MBm год.}$$

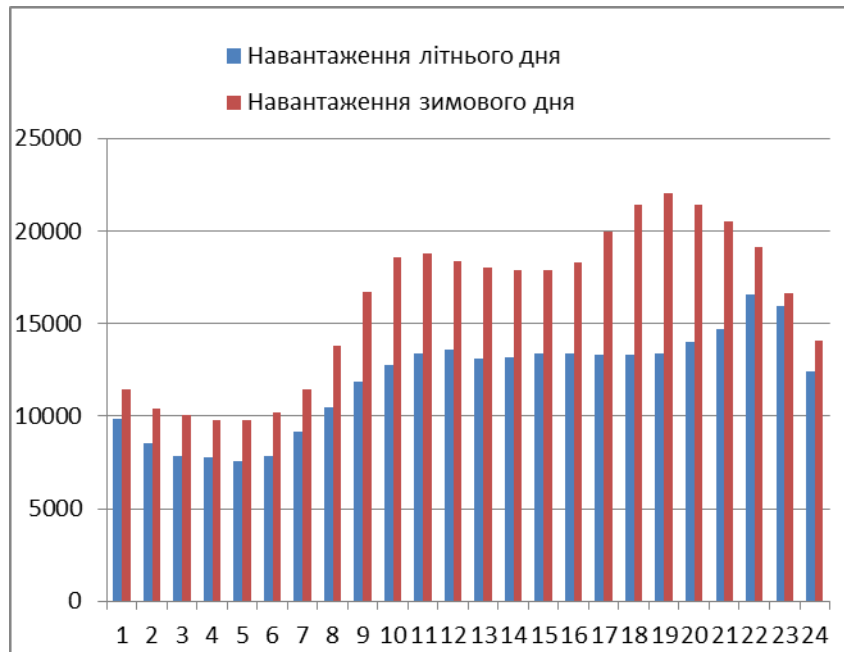


Рисунок 3.1 – Графік добового літнього та зимового навантаження

Середньорічне навантаження:

$$S_{ср.рік} = \left(\frac{A_{річ}}{T} \right) \cdot \cos \varphi, \text{ MB}\cdot\text{A};$$

$$S_{ср.рік} = \left(\frac{122923240}{8760} \right) \cdot 0,8 = 11225,87 \text{ MB}\cdot\text{A}.$$

Виходячи з ступеня нерівномірності графіка добового навантаження установки можна оцінити коефіцієнт заповнення:

$$K_{зан} = \frac{A_{річ}}{S_{макс} \cdot T}; \quad K_{зан} = \frac{122923240}{17820 \cdot 8760} = 0,79.$$

Коефіцієнт заповнення графіка визначає відношення фактично використаної електроустановкою кількості електроенергії за рік (добу) до максимальної кількості використаної електроенергії за той же час.

Навантаження в денний та вечірній час доби трансформаторних підстанцій визначають множенням добового розрахункового навантаження на коефіцієнт участі в денному K_D та вечірньому K_B максимумах.

Денне та вечірнє розрахункові навантаження на ділянках лінії

електропередачі знаходимо за формулами:

$$P_{\partial} = P_{\partial \delta} + \Delta P(P_{\partial m}); \quad P_{\epsilon} = P_{\epsilon \delta} + \Delta P(P_{\epsilon m}),$$

де $P_{\partial \delta}, P_{\epsilon \delta}$ - денний та вечірній максимум (більша потужність) навантажень;
 $\Delta P(P_m)$ - добавка від меншої потужності.

3.4 Навантаження підстанції на стороні 35 і 10кВ

Найменування й потужності трансформаторних підстанцій, які заживлені від підстанції 110/35/10 кВ «Микулинці» на стороні 10 і 35 кВ подані в табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Найменування й потужності трансформаторних підстанцій

Диспетчерське найменування підстанції	Ном. потужність підстанції, $S_{ном.}$, кВА	Макс. доп. активна потужність підстанції, $P_{макс.}$, кВт	Повна пугужність фідера S_{ph} , кВА
1	2	3	4
35/10кВ «Дружба»	12600	8110	8130
35/10кВ «Мишковичі»	6000	3215	3160
Ф-51			
КТП-486	125	99	2020
КТП-222	250	232	
ЗТП-422	400	360	
КТП-188	160	148	
КТП-390	63	57	
КТП-391	63	57	
КТП-126	63	28	
КТП-189	160	145	
КТП-397	63	56	
КТП-191	125	98	

Продовження таблиці 3.2

КТП-192	125	98	
КТП-195	63	56	
КТП-488	400	360	
КТП-341	160	146	
КТП-413	250	232	
КТП-194	63	54	
КТП-195	63	45	
КТП-424	250	228	
Ф-53			382
КТП-321	160	148	
КТП-167	125	98	
КТП-257	250	226	
КТП-174	125	93	
Ф-57			1224
ЗТП-169	160	142	
КТП-178	160	147	
КТП-182	160	147	
КТП-179	250	196	
КТП-311	160	147	
КТП-376	125	102	
КТП-170	160	147	
КТП-359	160	147	
ЗТП-411	125	112	
КТП-345	160	147	
КТП-385	250	235	
КТП-388	160	146	
КТП-383	63	52	
КТП-592	160	147	
Ф-60			528
ЗТП-172	125	102	
КТП-174	250	232	
КТП-334	250	232	
Ф-56			486
КТП-377	160	147	
КТП-341	250	216	
КТП-595	160	147	
Ф-54			264
КТП-322	160	147	
КТП-343	250	236	

3.5 Вплив режимів навантажень підстанції 110 кВ на стійкість району електропостачання

Проведемо розрахунки для оцінювання стійкості району електропостачання сукупності трансформаторних підстанцій 110 кВ. В розрахунках будемо враховувати втрати потужності в трансформаторах району електропостачання, а

також зарядну потужність ліній електропередачі згідно виразу:

$$\left. \begin{aligned} x_l &= x_0 \cdot l/n \\ r_l &= r_0 \cdot l/n \\ Q_c &= q_0 \cdot l/n \end{aligned} \right\},$$

де r_l, x_l – активн. і реактивн. опори ЛЕП;

r_0, x_0 – пит. активн. і реактивн. опори ЛЕП;

Q_c – зарядна потужн. лінії;

n – к-сть паралельних ліній.

Таблиця 3.3 – Кількісні значення параметрів трансформаторів

Найменування параметру	Одиниці вимірювання	Позначення	Трансформаторні підстанції						
			1	2	3	4	6	7	8
Найбільше повне навантаж. на стороні НН ПС	МВА	S_{ni}	10,2	22,1	26,2	20,1	16,3	19,7	5,7
Ном. потужн. тр-ра	МВА	$S_{m ном}$	6,3	10	16	13	8	10	6,3
Завантаження тр-рів в норм. режимі	-	κ_3^H	0,76	0,72	0,58	0,68	0,76	0,64	0,62

В схемі заміщення навантаження підстанцій приводять до високої сторони трансформаторів. Для цього при розрахунку навантажень кожної підстанції ($S_{розр i}$) враховують як навантаження на низькій стороні (S_{ni}), втрати в трансформаторах (ΔS_{mi}), так і генерацію реактивн. потужн. лініями, що підходять ($\Sigma Q_c/2$). Для i -ї підстанції матимемо:

$$S_{розр i} = S_{ni} + \Delta S_{mi} - j \frac{\Sigma Q_c}{2}.$$

Тоді для виразу втрат в тр-рах ΔS_{mi} слід врахувати втрати в сталі ($\Delta S_{cm} = \Delta P_{cm} + j \Delta Q_{cm}$) й втрати в міді ($\Delta S_m = \Delta P_m + j \Delta Q_m$):

$$\Delta S_m = \Delta S_{cm} + \Delta S_m.$$

Враховуємо паспортні і розрах. дані тр-рів згідно таких виразів з втратами в сталі магнітопроводів й міді обвиток, відповідно:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{CT} &= n \cdot \Delta P_X \\ \Delta Q_{CT} &= n \cdot \Delta Q_X \end{aligned} \right\},$$

Продовження таблиці 3.4

6. Активн. опір лінії	Ом	r_l	5,6	6,2	5,8	2,8	5,2	6,4	1,6	2,4	2,8
7. Реактивн. опір лінії	Ом	x_l	8,8	9,8	9,3	4,7	8,2	9,8	2,6	3,4	4,6
8. Зарядна потужн. лінії	МВ·Ар	Q_c	0,94	1,02	0,97	0,52	0,86	2,03	0,53	0,67	0,93

В табл. 3.5 подані результати розрахунку навантажень підстанцій району електромережі 110 кВ в режимі найважчих навантажень.

Таблиця 3.5 – Розрахункові значення навантажень підстанцій

Розрахункова величина	Одиниці вимірювання	Позначення	Підстанції району електропостачання							
			ПС1	ПС2	ПС3	ПС4	ПС6	ПС7	ПС8	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
1. К-сть і ном. потужність тр-рів	МВ·А	$n \cdot S_{m \text{ ном}}$	2×6,3	2×10	2×16	2×13	2×8	2×10	2×6,3	
2. Ном. напруга на стороні ВН тр-ра	кВ	$U_{l \text{ ном}}$	115	115	115	115	115	115	115	
3. Втрати активн. потужн. ХХ	МВт	ΔP_{xx}	0,0114	0,0141	0,0116	0,0116	0,0192	0,0192	0,0114	
4. Втрати активн. потужн. КЗ	МВт	ΔP_{kz}	0,045	0,062	0,043	0,046	0,084	0,083	0,046	
5. Втрати реактивн. потужн. ХХ	МВ·Ар	ΔQ_{xx}	0,0502	0,0701	0,0506	0,0506	0,1123	0,1123	0,0506	
6. Напруга КЗ	%	U_{kz}	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	
7. Активн. опір обвиток тр-ра	Ом	R_m	14,6	7,98	14,5	14,5	4,39	4,39	14,5	
8. Реактивн. опір обвиток тр-ра	Ом	X_m	220,3	139,2	220,3	220,3	186,7	186,7	220,3	

Продовження таблиці 3.5

9. Найбільше активн. навантаження на стороні НН	МВт	P_n	8,94	11,6	6,6	7,4	15,3	18,2	7,4
10. Найбільше реактивн. навантаження на стороні НН	Мвар	Q_n	4,6	5,2	3,1	3,7	6,2	8,3	3,4
11. Найбільше повне навантаження на стороні НН	МВ·А	S_n	10,2	12,7	7,2	8,3	16,3	19,6	7,5
12. Втрати активн. потужн. в магнітопроводах “п” тр-рів	МВт	ΔP_{cm}	0,024	0,027	0,024	0,024	0,039	0,036	0,022
13. Втрати активн. потужн. в обвитках “п” тр-рів	МВт	ΔP_m	0,056	0,048	0,029	0,038	0,046	0,067	0,034
14. Сумарні втрати активн. потужн. в “п” тр-рах	МВт	ΔP_m	0,079	0,076	0,052	0,063	0,084	0,102	0,057
15. Розрах. активн. навантаження підстанції	МВт	$P_{розр 1}$	8,979	11,876	6,453	7,564	15,287	18,106	7,054
16. Втрати реактивн. потужн. в магнітопроводах “п” тр-рів	МВ·Ар	ΔQ_{cm}	0,102	0,141	0,102	0,103	0,225	0,226	0,103
17. Втрати реактивн. потужн. в обвитках “п”тр-рів	МВ·Ар	ΔQ_m	0,834	0,861	0,422	0,587	0,882	1,285	0,482
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
18. Сумарні втрати реактивн. потужн. в “п” тр-рах	МВ·Ар	ΔQ_m	0,932	1,022	0,524	0,687	1,106	1,514	0,582
19. Реактивн. потужн., генерована лініями, що віднесені до шин ВН	МВ·Ар	$\Sigma Q_{\ell/2}$	0,94	0,99	0,75	0,68	0,26	0,82	0,44
20. Розрах. реактивн. навантаження підстанції	МВ·Ар	$Q_{розр 1}$	4,482	5,026	2,790	3,603	6,936	8,914	3,124

Розрахункові значення потужності у режимі найбільших навантажень для району електропостачання з ПС1 - ПС8 подано в табл. 3.6.

Таблиця 3.6 - Навантаження у вузлах мережі

Номер вузла	1	2	3	4	6	7	8
Активна потужність P , МВт	8,4	17,8	20,5	12,8	8,3	12,7	5,9
Реактивна потужність Q , МВ·Ар	6,0	9,6	17,1	9,4	6,2	9,7	4,5

Мінімальна напруга та найбільші активна й реактивна потужності в режимі найбільших навантажень - при відключенні однієї повітряної лінії ПЛ 5-4 ($U_7 = 108,4\text{кВ}$; $U_7^A = - 6,2\%$) зафіксована на ПС 3. Найбільше завантаження ліній буде у випадку відключення однієї повітряної лінії ПЛ 5-4 на ділянці 5-2: активна потужність $P_{5-2}^A = 36,2 \text{ МВт}$ при допустимому значенні за нагрівом для проводів типу АС-120 $P_{дон}^{120} = 73,9 \text{ МВт}$.

3.6 Висновки до розділу

Визначені завдання реконструкції підстанцій 110 кВ для підвищення стійкості системи електропостачання. Постійний моніторинг технічного стану трансформаторів підстанцій може знизити ризик аварій на 50%, скоротити вартість ремонтних робіт на 75% і зменшити збитки на 60%.

Проведений порівняльний аналіз характеристик оливних, вакуумних та елегазових вимикачів. Поданий перелік сучасних і рекомендованих для реконструкцій підстанцій вакуумних та елегазових вимикачів.

Проаналізована схема електричних з'єднань підстанції 110/35/10 кВ «Микулинці» та оцінена ефективність її роботи при робочому навантаженні.

Проведений розрахунок впливу режимів навантажень підстанції 110 кВ на стійкість району електропостачання за напругою та активною потужністю.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Аналіз небезпечних факторів функціонування електричних мереж

Однією з характерних особливостей систем електропостачання міст є поєднання в електричних мережах 10(6) кВ повітряних (ПЛ) і кабельних (КЛ) ліній електропередачі.

Якщо для кабелів на перший план виходить надійність самих КЛ, пов'язана зі старінням ізоляції і, в деяких випадках, з корозією алюмінієвих оболонок, то для ПЛ найбільш істотним фактором є забезпечення електробезпеки [8].

Великі струми однофазного замикання на землю (ОЗЗ) в мережах без компенсації ємнісного струму, зумовлені наявністю КЛ, створюють при будь-якому замиканні в повітряній мережі небезпечні і смертельні напруги дотику. Компенсація ємнісного струму в таких мережах, як показує практика, дуже серйозна проблема, викликана постійною мінливістю параметрів мережі і труднощами автоматичного підстроювання дугозагасних реакторів (ДЗР) у великому діапазоні струмів. Крім того, наявність помітної несиметрії мережі повністю виключає точну настройку ДЗР. Іншою проблемою є ненадійна робота різноманітних селективних захистів від ОЗЗ, що дають збої при перехідних процесах, дугових замиканнях з мінливою дугою, замиканні фази на землю через великий перехідний опір і т. ін.

4.1.1 Однофазні замикання на землю та їх вплив на електромережі

Існування режиму ОЗЗ, що тривалий час не відключається, в мережі електропостачання міста чи селища зумовлює цілий ряд явищ і процесів, що істотно знижують надійність і електробезпеку електромережі. До них відносяться [8]:

- старіння кабельної ізоляції і зниження терміну служби кабельних ліній;
- дугові перенапруження і ферорезонансні явища, що призводять, в результаті, до серйозних пошкоджень обладнання;

- неможливість істотно знизити зовнішні перенапруги сучасними засобами (обмежувачі перенапруг (ОПН)), що підбираються по лінійній напрузі, а не по фазній;

- існування тривалих електробезпечних ситуацій біля опор ПЛІ 6-35 кВ, в районі обірваних проводів і тих, що впали на землю, а також біля відкритих провідних частин мереж 0,4 кВ, що живляться по системі TN від підстанцій 10(6)/0,4 кВ. Це підтверджується статистикою важких і смертельних нещасних випадків.

Однією з найбільш стійких традицій експлуатації є думка про допустимість роботи мережі з ОЗЗ. Трохи перебільшуючи, цю традицію слід назвати «ідеологією бідності», а в деяких випадках і «ідеологією лінії». В даний час всі міські мережі мають можливості резервування, тому реалізувати селективне відключення і автоматичне включення резерву принципово завжди можливо. Однак цій традиції сприяє не завжди надійна робота захистів від ОЗЗ.

Статистика ОЗЗ показує [16], що в багатьох випадках вони досить швидко переходять в двофазні або подвійні замикання на землю і відключаються відповідними захистами. Цьому сприяють процеси, які супроводжують однофазні замикання в мережах 6-35 кВ, - дугові перенапруження і ферорезонансні явища. При цьому, диспетчерським персоналом реєструється тільки 3% з них, у яких час самоліквідації доходить до декількох хвилин, а іноді і до десятків хвилин. Решта замикань, як показали осцилограми, самоліквідуються за час менший 0,5 с. З решти ОЗЗ 44% носять стійкий («металічний») характер, а 27% супроводжуються мінливою дугою.

4.1.2 Заходи забезпечення електробезпеки при однофазному замиканні на землю

Відповідно до вимоги ПУЕ [17] опір заземлювального пристрою (ЗП) не повинен перевищувати $\frac{250}{I}$, де I - струм замикання на землю або збільшений на 25% - номінальний струм дугогасного реактора. Ця вимога означає, що при замиканнях на землю напруга на ЗП допускається рівною 250 В! Якби мова йшла тільки про підстанції 35/10 (6) кВ, які не мають споживачів напругою до 1 кВ, то

така цифра була б прийнятною (за умови, що огорожа підстанції не під'єднана до ЗП).

Однак більшість міських підстанцій - це ТП 10 / 0,4 кВ, а мережа 0,4 кВ відповідно до ПУЕ організована за системою TN, коли нульовий захисний і робочий провідники приєднані до ЗП ТП. Це означає, що при замиканні на землю на ТП зазначена напруга з'являється на нульових проводах і на всіх приєднаних до них корпусах (відкритих провідних частинах) електроприймачів мережі 0,4 кВ. Напруга на ЗП (а не опір ЗП) - це головний критерій безпеки, що визначає вплив на людину при дотику останньої до ушкодженого обладнання.

Крім того, при збільшенні питомого опору ґрунту нормативом ПУЕ [17] допускається збільшувати опір заземлення незалежно від значення струму замикання і напруги, що виникають при ОЗЗ на заземлювачі підстанції. Підсумовуючи всі можливості збільшення опору заземлення згідно ПУЕ, можна отримати залежність допустимих опорів від питомого опору ґрунту. З цієї залежності видно, що опір заземлювача може досягати величини 40 Ом, що при допустимому не скомпенсованому струмі замикання на землю в 10 А (згідно вимоги ПУЕ) означає можливість появи на відкритих провідних частинах обладнання та побутових приладів, що працюють в мережі 0,4 кВ, напруги в 400 В.

Якщо замикання сталося на опорі ПЛ, то біля опору ПЛ виникає напруга дотику 100 В і вище, т.я. опори в населеній місцевості повинні мати опір заземлення 10 Ом і менше (вимога ПУЕ). Слід зазначити, що це в першу чергу відноситься до мережі з ПЛ.

У мережі, що складається тільки з КЛ, проблеми заземлення з позицій ОЗЗ практично не існує. Струм замикання на землю по землі не розтікається, а протікає в основному металевими оболонками і екранами кабелів, замикаючись через ємності «оболонка - здорові фази». Несуттєві частки струму через землю створюють незначні напруги дотику, що не перевищують, як правило, декількох вольт. Відповідно до [18] напруга струму промислової частоти величиною 2 В не відчувається людиною і є допустимою при тривалому дотику, а напруга нижче 20 В не викликає судом і є допустимою при короткочасному дотику.

В електричній мережі, що складається як з ПЛ, так і з КЛ, ситуації можуть бути самими різними, і навіть при суворому виконанні норм ступінь електронезбезпеки може відповідати в деяких випадках чисто повітряним мережам. Збільшенню електронезбезпеки сприяють некомпенсовані струми ОЗЗ, що досягають іноді десятків ампер.

На практиці з тих чи інших причин виконані і експлуатовані заземлювальні пристрої можуть не відповідати нормам ПУЕ. В літературі [8] описані проведені численні вимірювання опору ЗП в міській електромережі. За допомогою цифрового осцилографа, подільників і шунтів проводилися вимірювання ємнісного струму ОЗЗ, напруги на ЗП при ОЗЗ і напруги дотику. Виявлено, що опір заземлення в більшості випадків мав значення значно менші від нормованого і лише в 3-х випадках мав опір вище 4 Ом, допустимих для заземлення нейтралі мережі 0,4 кВ. У той же час напруги дотику в 30% випадків перевищували нормовану ДСТУ ГОСТ 12.1.038:2008 «Система стандартів безпеки праці. Електробезпека. Гранично допустимі значення напруг дотику і струмів» величину 20 В. Особливо небезпечне становище у опір з роз'єднувачами, де напруга дотику може перевищити 1000 В.

Основними заходами щодо підвищення надійності і електробезпеки міських мереж повинні стати:

- повсюдний перехід на заземлення нейтралі електромережі через резистор з більшим опором;
- установка надійних селективних захистів від замикань на землю з дією на відключення;
- вибір і установка обмежувачів перенапруг на фазну напругу, що стає можливим при реалізації перших двох заходів.

4.2 Світовий досвід створення систем оповіщення про загрозу або виникнення надзвичайної ситуації

Одним із основних завдань Цивільного захисту України, як державної системи органів управління, сил і засобів, які створені для організації і забезпечення захисту населення від наслідків надзвичайних ситуацій (НС) техногенного, екологічного, природного та воєнного характеру є оповіщення

населення про загрозу і виникнення НС у мирний і воєнний часи та постійне інформування його про наявну обстановку. Існуюча в Україні система оповіщення створена в 70–80-х роках минулого століття та на даний час не відповідає сучасним вимогам [9].

Найбільш розвинуті системи оповіщення на сьогоднішній день розроблені в Японії, США, Великобританії, Канаді, Франції, Нідерландах, Австрії, Ізраїлі. Тож розглянемо саме ці країни, а також деякі країни ближнього зарубіжжя.

J-Alert – національна система попередження населення про НС в Японії, котра працює через супутники, що дозволяє владі оперативно транслювати оповіщення в місцевих ЗМІ та через гучномовці. Оповіщення місцевих чиновників відбувається за 1 с, передача повідомлення жителям регіону – за (4–20) с. Попередження про погані погодні умови транслюють лише японською мовою. А всі інші оповіщення повинні передаватися п'ятьма мовами: японською, англійською, китайською, корейською та португальською [4].

У США система оповіщення спрацьовує кількома способами: безкоштовна бездротова система попередження про НС (Wireless Emergency Alerts, WEA); аварійна система оповіщення (Emergency Alert System, EAS); мережа радіостанцій NOAA Weather Radio All Hazards [4].

До прикладу, аварійна система оповіщення (Emergency Alert System, EAS) – національна система попередження населення країни, котра працює з 1997 року, й керується Федеральним агентством зв'язку, Федеральним агентством з управління в надзвичайних ситуаціях та Національною метеорологічною службою. Після активації системи упродовж не більш, ніж 10 хв., президент США чи уряд могли звернутися до нації. Система приводиться в дію у випадку надзвичайної ситуації природного характеру, викрадення людей, терористичного акту, початку війни. Для роботи системи застосовується радіо та телебачення.

У Великобританії, крім оповіщення населення про виникнення чи загрозу виникнення НС із застосуванням сирен, застосовується також метод мобільного оповіщення, застосовуючи Cell Broadcast service. При цьому, немає потреби здійснювати підписку на цю послугу та надавати свої особисті дані.

У Канаді національною системою оповіщення населення про загрозу виникнення або загрозу виникнення НС є Alert Ready. Медіа компанії

розповсюджують оповіщення про НС природного та техногенного характеру, AMBER-повідомлення тощо. Оповіщення починається з сигналу, потім на екрані з'являється повідомлення з описом потенційної небезпеки. В перспективі передбачається, що кожен канадець зможе підписатися на отримання сповіщення громадської безпеки безпосередньо на мобільний девайс, підписавшись на The Weather Network, чи завантаживши додаток про стан погоди на смартфон чи планшет [4].

Le réseau national d'alerte (RNA) – національна система оповіщення у Франції. Попередження населення про виникнення або загрозу виникнення НС відбувається за допомогою сирен. Якщо сирена запрацювала, необхідно негайно увімкнути радіо France Inter чи France Info, де дадуть інформацію про характер НС та інструкцію з дій. Також у Франції працює ще один проект – Система попередження та інформування населення (Système d'Alerte et d'histoire Information des Populations [4]): крім сигналу сирен, в разі загрози, задіяні національні та регіональні ЗМІ, автоматичний виклик аварійно-рятувальних служб тощо. На всі телефони, що перебувають у зоні ризику, надсилаються SMS-повідомлення з попереджувальною інформацією.

NL-Alert – національна система оповіщення в Нідерландах, базована на Cell Broadcast технології, й співпрацює з існуючою системою оповіщення із застосуванням сирен. Завдяки NL-Alert, уряд може автоматично оповістити та проінформувати населення про небезпеку SMS-повідомленням, незалежно від територіального перебування людей. Також всю інформацію про можливі небезпеки можна отримати з сайту the crisis.nl [4].

Новою системою оповіщення на випадок надзвичайної ситуації в Австралії є Emergency Information Network-Australia – це єдина платформа, що в режимі реального часу позначає райони можливого виникнення екстреної ситуації, застосовуючи при цьому Google Maps. Завдяки ньому можна дізнатися про райони НС, пожеж, потопів, штормів, відімкнення електроенергії, ДТП тощо.

У 2012 році в Ізраїлі було розпочато тестування нової системи оповіщення – Цева адом, яка призначена для попередження населення про ракетні удари. Повідомлення про небезпеку розсилаються на чотирьох мовах: іврит, російська,

арабська, англійська. Система влаштована таким чином, що попередження можна розсилати жителям різних регіонів залежно від траєкторії польоту ракети.

Провівши аналіз існуючих систем оповіщення про загрозу або виникнення НС в деяких країнах світу бачимо, що поряд з традиційними засобами оповіщення за кордоном активно застосовують інфокомунікаційні технології, що дозволяє системі працювати набагато ефективніше.

Такий досвід доцільно впроваджувати в нашій країні з метою поліпшення існуючої системи оповіщення шляхом застосування новітніх інформаційно-телекомунікаційних технологій.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В кваліфікаційній роботі досліджено підвищення стійкості роботи електромережі трансформаторної підстанції 110/10 кВ в умовах різних режимів навантажень, а також шляхом модернізації електрообладнання для зменшення втрат електроенергії.

Отримані такі результати:

1. Визначені нормативні збурення в електромережах та їх класифікаційні ознаки, які можуть привести до втрати стійкості мережі.
2. Проаналізовані особливості методики визначення запасу статичної стійкості енергетичних систем та наведені відповідні аналітичні вирази.
3. Визначені величини мінімальних коефіцієнтів запасу статичної аперіодичної стійкості для режимів з максимально допустимими та аварійно допустимими перетіканнями активної потужності в електромережі.
4. Проведений аналіз технічного стану силового та комутаційного обладнання підстанцій району електропостачання та визначені основні заходи модернізації електрообладнання для підвищення їх стійкості в критичних режимах експлуатації.
5. Дослідженні вимоги забезпечення стійкості електромереж при експлуатації згідно нормальної схеми та при нормальному перетіканні активної потужності, а також післяаварійного режиму після нормативних збурень.
6. Подані розрахункові вирази методики для оцінювання можливих перетікань активної потужності в перерізах електромереж, а також статичної стійкості за активною потужністю й напругою.
7. Досліджений вплив розподіленої малої генерації типу вітряних електростанцій на коливальну стійкість електроенергетичних систем. Сформульовані вимоги безпеки функціонування при спільній роботі малої генерації та електромережі.
8. Проведений оцінювальний розрахунок максимального допустимого перетікання потужності перерізом енергосистеми та її запасу стійкості.
9. Визначені завдання реконструкції підстанцій 110 кВ для підвищення стійкості системи електропостачання.

10. Проведений порівняльний аналіз характеристик оливних, вакуумних та елегазових вимикачів. Поданий перелік сучасних і рекомендованих для реконструкцій підстанцій вакуумних та елегазових вимикачів.

11. Проаналізована схема електричних з'єднань підстанції 110/35/10 кВ «Микулинці» та оцінена ефективність її роботи при робочому навантаженні.

12. Проведений розрахунок впливу режимів навантажень підстанції 110 кВ на стійкість району електропостачання за напругою та активною потужністю.

Реконструкція комутаційного обладнання трансформаторної підстанції 110/10 кВ підвищить стійкість функціонування системи електропостачання, а також сприятиме безпечній роботі персоналу.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Авраменко В. М. Декомпозиційний аналіз коливань потужності по мережі ОЕС України / В. М. Авраменко, О. В. Мартинюк // Технічна електродинаміка. – 2018. - №4. – С. 98–101.
2. Авраменко В. М. Дослідження коливної статичної стійкості у перетині ОЕС України / В. М. Авраменко, Н. Т. Юнеєва та ін. // Вісник Вінницьк. політехн. ін-ту. – 2018. - №1. – С. 34–38.
3. Батлук В. А. Охорона праці. Підручник / В. А. Батлук, М. П. Кулик, Р. А. Яцюк. – Львів : Вид-цтво НУ «Львівська політехніка», 2009, 360 с.
4. Борисов А. В. Світовий досвід створення систем оповіщення про загрозу або виникнення надзвичайної ситуації / А. В. Борисов, Т. О. Мукшинова // Матеріали 20-ї ВНК «Сучасний стан цивільного захисту України та перспективи розвитку» (9–10 жовтня 2018 р., м. Київ) : Зб. тез доп. – К., 2018. – С. 55–57.
5. Белякова І. В. Підвищення стійкості електричних мереж та проблеми їх модернізації / І. В. Белякова, О. О. Вакуленко, В. В. Гріша // Матеріали Х МНТК молодих учених та студентів ТНТУ «Актуальні задачі сучасних технологій» (24–25 листопада 2021 р., Тернопіль) : Зб. тез доп. Т. II. – Тернопіль, 2021. – С. 13–14.
6. Веников В. А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах : Учеб. для электроэнерг. спец. вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : Высшая школа, –1985. – 536 с.
7. Владимиров Ю. В. Влияние промышленных потребителей на потери в электрических сетях / Ю. В. Владимиров, В. С. Доля // Світлотехніка та електроенергетика. – 2008. – №2. – С. 53–56.
8. Дмитриев С. Н. Городские электрические сети. Обеспечение надежности и безопасности электроснабжения / С. Н. Дмитриев, Ю. В. Целебровский, С. В. Нестеров // Новости электротехники. – 2010. - №5 (65). – С. 21–26.

9. Євдін О. М. Захист населення і територій від надзвичайних ситуацій. Т. 1. Техногенна та природна небезпека. Посібник / За заг. ред. В. В. Могильниченка. – К. : КІМ, 2007. – 636 с.
10. Кириленко О. В. Аналіз стійкості енергетичних систем за напругою / О. В. Кириленко, В. В. Павловський та ін. // Технічна електродинаміка. Електроенергетичні системи та установки. – 2010. - №3. – С. 59–72.
11. Коваль В. П. Суміщене електропостачання від поновлюваних джерел енергії // Матеріали ІV МНТК «Теоретичні та прикладні аспекти радіотехніки, приладобудування і комп'ютерних технологій» (до 80-річчя проф. Я. І. Проця) (20–21 червня 2019 р., м. Тернопіль). - Т. : ФОП «Паляниця В. А.», 2019. - С. 294. - (Світлотехніка і електроенергетика).
12. Кодекс цивільного захисту України (від 02.10.2012 р.) [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/5403-17>.
13. Кузнецов М. П. Фактори впливу вітрової енергетики на стійкість енергосистеми // Відновлювальна енергетика. Вітроенергетика. – 2015. - №2. – С. 51–55.
14. План розвитку оператора системи розподілу ВАТ «Тернопільобленерго» на 2020 - 2024 роки [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://www.toe.com.ua/dload/TOM%201.План>.
15. Попадченко С. А. Современные подходы к модернизации электрических сетей в электроэнергетической отрасли Украины // Энергетика та комп'ютерно-інтегровані технології в АПК. – 2016. – №2. – С. 21–24.
16. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів : ДНАОП 0.00-1.21-1998 / Вид. офіційне. Мінпраці України. – К. : Офіційний вісник України, 12.03.1998. - №8. – С. 394.
17. Правила улаштування електроустановок / Вид. офіційне. Міненерговугілля України. – Харків : Вид-во «Форт», 2017. – 760 с.
18. Рожкова Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебн. для сред. проф. образов. / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова – М. : Изд. центр «Академия», 2004. – 448с.

19. Слюсар А. А. Ризики при виникненні надзвичайних ситуацій / А. А. Слюсар, А. С. Борисова // Матеріали 20-ї ВВПК «Сучасний стан цивільного захисту України та перспективи розвитку» (9–10 жовтня 2018 р., м. Київ) : Зб. тез доп. – К., 2018. – С. 412–415.
20. Стійкість енергосистем. Керівні вказівки : ГКД 34.20.575–2002. – Офіц. вид-ня Мін. палива та енергетики України. – К. : ОЕП «ГРІФРЕ», 2002. – 23 с. – (Галузевий керівний документ).
21. Стогній Б. С. Застосування засобів моніторингу перехідних режимів в ОЕС України при розв'язанні задач диспетчерського керування / Б. С. Стогній, О. В. Кириленко та ін. // Праці Ін-ту електродинаміки НАН України : Зб. наук. праць. – 2009. – Т. 23. – С. 147–155.
22. Стогній Б. С. Підвищення пропускної здатності «слабких» перетинів енергосистем з використанням технології гнучкої передачі змінним струмом (ГПЗС, FACTS) / Б. С. Стогній, О. В. Кириленко та ін. // Технічна електродинаміка. Електроенергетичні системи та установки. – 2009. – №2. – С. 63–68.
23. Танкевич С. Є. Формування вимог до інтерфейсу електронних високовольтних вимірювальних перетворювачів струму та напруги // Технічна електродинаміка. – 2014. - №5. – С. 68–70.
24. Цифрова підстанція. Переваги та особливості / М. Ф. Сопель, С. П. Денисюк, О. В. Сподинський // Праці Ін-ту електродинаміки НАН України : Зб. наук. праць. – 2011. – Вип 30. – С. 14–17.
25. Цифровые комбинированные трансформаторы тока и напряжения ЦТТН-6 (10), 35, 110 кВ. Режим доступа: <https://digitrans.ru/ctrcttin/> .
26. Чернецька Ю. В. Система моніторингу технічного стану розподільчих електричних мереж / Ю. В. Чернецька, А. І. Замулко // Енергозбереження. Енергетика. Енергоаудит. – 2011. - №9 (91). – С. 28–37.
27. Яндутьський О. С. Підвищення якості роботи енергосистем засобами систем гнучких передач змінного струму / О. С. Яндутьський, В. В. Мацейко // Вісник Чернігів. держ. технолог. ун-ту. – 2013. - №2 (65). – С. 178–183.