

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ
ІНСТИТУТ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

НУБІП України

УДК _____

ПОГОДЖЕНО

Директор Інституту енергетики,
автоматики і енергозбереження

/Каплун В.В./

(підпис)

« ____ » _____ 2023 р.

ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ

В.о. завідувача кафедри
інженерії енергосистем

/Антипов Є.О./

(підпис)

« ____ » _____ 2023 р.

НУБІП України

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему: «ПІДВИЩЕННЯ ПРОПУСКНОЇ ЗДАТНОСТІ
ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ 35/ 10 КВ «ЛАЗУРНА»

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(код і назва)

Освітня програма Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(назва)

Орієнтація освітньої програми освітньо-професійна

(освітньо-професійна або освітньо-наукова)

НУБІП України

Гарант освітньої програми

д.т.н., професор

(науковий ступінь та вчене звання)

(підпис)

(ПІБ)

Керівник магістерської кваліфікаційної роботи

к.т.н., доцент

(науковий ступінь та вчене звання)

(підпис)

Макаревич С. С.

(ПІБ)

Виконав

(підпис)

Кононюк Р. Т.

(ПІБ)

НУБІП України

КИЇВ – 2023

РЕФЕРАТ

НУБІП України

Актуальність теми: забезпечення високої надійності електропостачання в сучасних кризових умовах – один із найважливіших пріоритетів розвитку електроенергетичної галузі в цілому.

НУБІП України

Мета роботи: підвищення пропускної здатності трансформаторної підстанції.

Задачі роботи:

- Аналіз функціонування ТП з точки зору забезпечення надійності електропостачання;
- Розрахунок струмів короткого замикання та уставок захистів;
- Вибір обладнання ВРП для II секції шин 35 кВ;
- Вибір обладнання ЗРП для II секції шин 10 кВ;
- Оцінка надійності енергосистеми.

НУБІП України

Об'єкт дослідження – електрична підстанція 35/10 кВ «Лазурна».

Предмет дослідження – вибір обладнання для ВРП 10 кВ і ЗРП 10 кВ та встановлення системи РЗА.

Методи дослідження: розрахунок струмів КЗ для вибору обладнання, обчислення уставок спрацьовування пристроїв РЗА.

НУБІП України

Теоретична цінність отриманих результатів полягає в обґрунтуванні підвищення надійності електропостачання завдяки підвищенню пропускної здатності трансформаторної підстанції.

НУБІП України

Ключові слова: ЕЛЕКТРИЧНА ПІДСТАНЦЯ, КОРОТКЕ ЗАМИКАННЯ, ВИМИКАЧІ, РОЗ'ЄДНУВАЧІ, ТРАНСФОРМАТОРИ СТРУМУ ТА НАПРУГИ, ВІДКРИТИЙ ТА ЗАКРИТИЙ РОЗПОДІЛЬЧІ ПРИСТРОЇ, РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА.

НУБІП України

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ	5
ВСТУП	6
1 АНАЛІЗ ФУНКЦІОНУВАННЯ ТП З ТОЧКИ ЗОРУ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	7
1.1 Вихідна схема електричних з'єднань. Загальний опис схеми	7
1.2 Основне встановлене обладнання	9
1.2.1 Силовий двофазний трансформатор ТДПС-16000/35-У1	9
1.2.2 Встановлене обладнання ВРП 35 кВ	9
1.2.3 Встановлене обладнання ЗРП 10 кВ	11
2 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ ТА УСТАВОК ЗАХИСТІВ	13
2.1 Загальні положення та вихідні дані для розрахунку	13
2.2 Розрахунок струму короткого замикання на шинях ПС СЕС ТОВ «Соларенерго»	14
2.2.1 Струм трьохфазного замикання на землю	14
2.2.2 Розрахунок струму однофазного замикання на землю	16
2.3 Розрахунок уставок захистів	17
2.3.1 Диференційний захист трансформатора 2Т (REF615)	17
2.3.2 Максимальний струмовий захист вводу 35 кВ Т-32 (REF615, REF615)	21
2.3.3 Максимальний струмовий захист лінії 10 кВ (REF615)	24
2.3.4 Максимальний струмовий захист вводу 10 кВ (REF615)	27
3 ВИБІР ОБЛАДНАННЯ ВРП ДЛЯ ІІ СЕКЦІЇ ШИН 35 кВ	29
3.1 Основні вимоги до вибору вимикачів, роз'єднувачів на напругу 35 кВ	29
3.2 Основні вимоги до вибору ТС, ТН на напругу 35 кВ	29
3.3 Огляд технічних характеристик обладнання 35 кВ	30
3.3.1 Огляд технічних характеристик обладнання виробника РЗВА	30
3.3.2 Огляд технічних характеристик обладнання ЗЗВА	31
3.3.3 Огляд технічних характеристик обладнання АВВ	33
3.3.4 Порівняльна оцінка технічних характеристик обладнання представлених виробників	35
4 ВИБІР ОБЛАДНАННЯ ЗРП ДЛЯ ІІ СЕКЦІЇ ШИН 10 кВ	38
4.1 Основні вимоги до вибору обладнання на напругу 10 кВ	38
4.2 Огляд технічних характеристик обладнання 10 кВ	38
4.2.1 Огляд технічних характеристик обладнання виробника РЗВА	38
4.2.2 Огляд технічних характеристик обладнання ЗЗВА	40

4.2.3	Огляд технічних характеристик обладнання ABB	42
4.2.4	Обладнання виробника Schneider Electric	43
4.2.5	Обладнання виробника Siemens	45
4.2.6	Порівняльна оцінка технічних характеристик обладнання представлених виробників	47
5 ОЦІНКА НАДІЙНОСТІ ЕНЕРГОСИСТЕМИ		49
5.1	Загальні методи та критерії оцінки надійності	49
5.2	Ймовірнісні критерії надійності	54
5.3	Статистичні та ймовірнісні заходи	56
5.4	Методи оцінки надійності	57
5.5	Поняття адекватності та безпеки	59
5.6	Вартість надійності та цінність надійності	62
5.7	Резервування як спосіб забезпечення надійності	66
ВИСНОВКИ		71
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ		73

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

ВСТУП

Сучасний світ не може існувати без електропостачання, оскільки це стало необхідною частиною виробництва в будь-якій галузі промисловості та невід'ємною частиною повсякденного життя для практично кожної людини на планеті. Наша країна щодня стикається з серйозними викликами у генерації, передачі та розподілі електроенергії, що зумовлено природними факторами, технічними особливостями системи електроенергетики України, зовнішніми факторами.

Надійність електропостачання є однією з ключових проблем в галузі електроенергетики в Україні, оскільки будь-які поломки чи серйозні аварії можуть нести за собою колосальні збитки, непоправні наслідки для екології, загрозу життю та здоров'ю людей.

Оскільки з березня 2022 року енергосистема України повністю синхронізована з енергомережею континентальної Європи ENTSO-E, для стабільної роботи енергосистеми та підтримки всіх відповідних параметрів на необхідному рівні, постає питання забезпечення якісного та стабільного електропостачання споживачів в нашій країні, як одного із пріоритетних напрямків реформування ОЕС України як локально, так і в цілому.

Метою даного дослідження є підвищення пропускної здатності підстанції 35/10 кВ «Лазурна». Зокрема, аналіз функціонування ТП з точки зору забезпечення надійності електропостачання, розрахунок струмів короткого замикання та уставок захистів, вибір обладнання ВРП 35 кВ та ЗРП 10 кВ, що представлене в нашій державі. А також дослідження методів та критеріїв надійності та оцінка надійності енергосистеми.

АНАЛІЗ ФУНКЦІОНУВАННЯ ТІЗ ТОЧКИ ЗОРУ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

1.1 Вихідна схема електричних з'єднань. Загальний список схеми

Вихідна схема П/Ст 35/10 кВ зображена на рис 1.1:

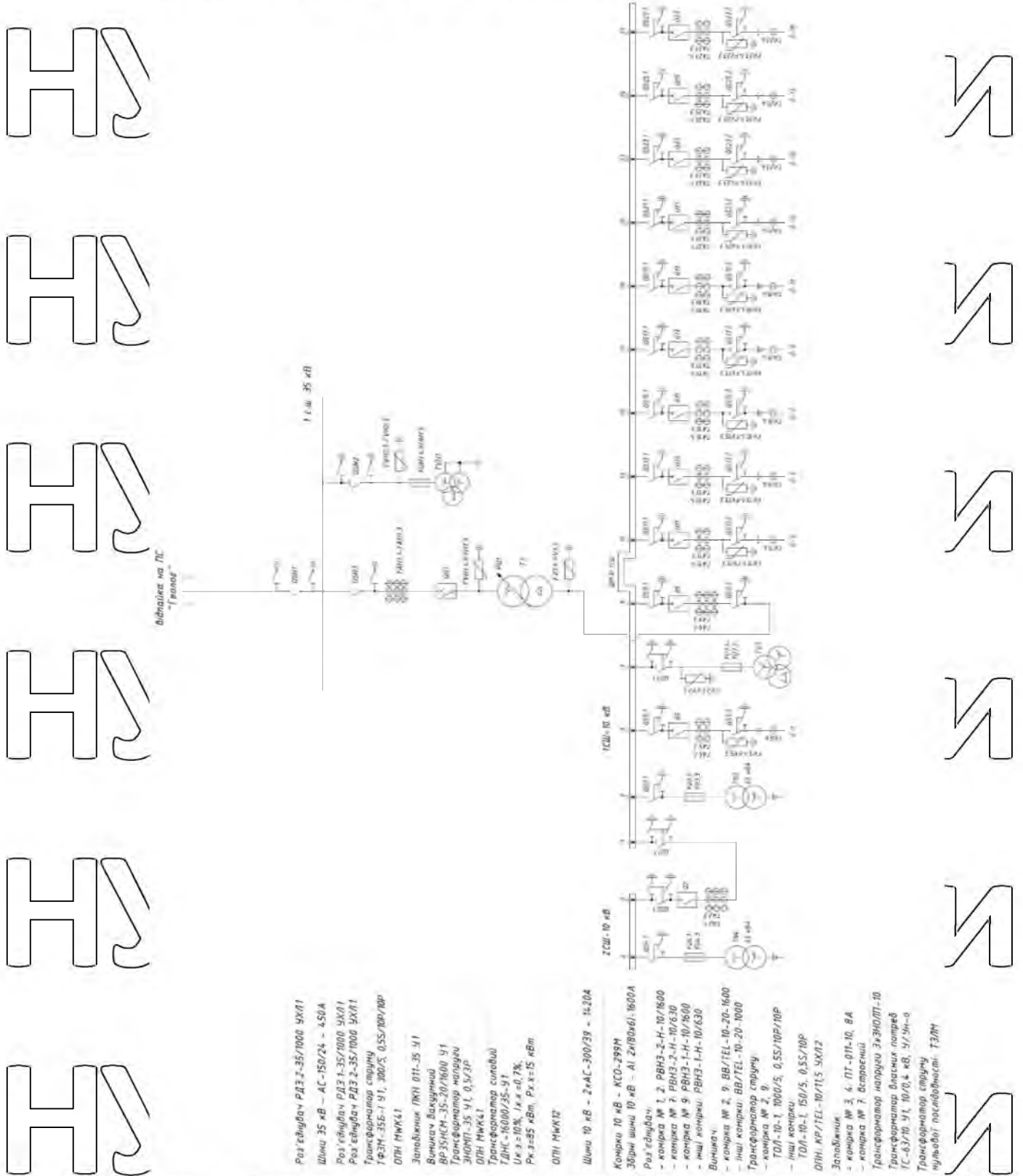


Рисунок 1.1 – Принципова однолінійна електрична схема підстанції 35/10 кВ

Дана П/Ст складається з РП 35 кВ, РП 10 кВ та силового трансформатора Т1 типу ТДНС-16000/35-У1. Обладнання на РП 35 кВ побудовано відкритим, а на РП 10 кВ – закритим. За способом приєднання до мережі, дана П/Ст тупикова, оскільки живлення відбувається по одній лінії Л-ЖП-31, яка є відпайкою на ПС «Геолог».

ВРП 35 кВ побудована за схемою «блок лінія – трансформатор на стороні з вимикачем та роз'єднувачами». [1]. В нашому випадку зі сторони живлячої лінії встановлено роз'єднувач Л-ЖП-31-0 типу РДЗ.2-35/1000 УХЛ1, два заземлювачі ЗН Л-ЖП-31-0л, що живить секцію шин І с.ш. 35 кВ.

Встановлено роз'єднувач Т-31-1 типу РДЗ.1-35/1000 УХЛ1, трансформатор струму Т.Т Т-31 типу ТФЗМ-35Б-1 У1 300/5, вакуумний вимикач типу ВР35НСМ-35-20/1600 У1, обмежувач перенапруг ОПН Т-31 типу MVK-41.0.

А також трансформатор напруги ТН-31 типу ЗНОМП-35, У1, ЗР, який приєднаний до І с.ш. 35 кВ, захищений плавким струмообмежуючим запобіжником типу ПКН 011-35 У1, обмежувачем перенапруг ОПН-31 типу MVK-41.0, роз'єднувачем ТН-31-1 типу РДЗ.2-35/1000 УХЛ 1 із заземлюючими ножами типів: ЗН ТН-31-1с та ЗН ТН-31-1тн.

ЗРП 10 кВ побудована за схемою «одна одиночна, секціонована вимикачем, система шин». [2] Від першої секції шин відходять 10 кабельних ліній Л1-19, а друга секція не має відповідних приєднань. Відгалуження обладнані шинними роз'єднувачами типу РВНЗ-1-Н-10/630, вимикачами типу TEL-10-20/1000, обмежувачами перенапруг типу КР/TEL 10/115, лінійними роз'єднувачами типу РВНЗ-1-Н-10/630, а також трансформаторами струму нульової послідовності типу ТЗЛМ.

Окрім того 1 секція обладнана трансформатором напруги типу 3хЗНОЛП-10, захищеного вбудованим запобіжником та обмежувачем перенапруг типу КР/TEL 10/115.

Для забезпечення надійності функціонування станиї, на першій секції передбачено відгалуження для трансформатора власних потреб типу ТС-63

кВА, захищеного плавким запобіжником типу ПТ-011-10 кВА.

Перевагою даної схеми є встановлені вакуумні вимикачі, оскільки вони є пожежо- та вибухобезпечні та не вимагають технічного обслуговування, на відміну від масляних вимикачів.

Недоліком даної схеми є відсутність резервної лінії живлення, що при відключенні ВВ Т-31, призведе до відключення електропостачання для всіх приєднаних споживачів.

Дана схема може працювати у двох режимах:

1) Нормальний режим: працює трансформатор, потужність передається по лінії СВ 10 кВ увімкнутий.

2) Аварійний режим: трансформатор не працює, потужність не передається до 1 та 2 секцій шин 10 кВ.

1.2 Основне встановлене обладнання

1.2.1 Силовий двообмотковий трансформатор

Один силовий масляний трифазний двообмотковий трансформатор загального призначення з РПН та примусовою циркуляцією повітря і природною циркуляцією масла типу ТДНС-16000/35-У1 встановлений на заданій підстанції (рис. 1). Технічні параметри приведені в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 - Технічні характеристики трансформаторів

Тип	$S_{ном}$, МВА	Напруга обмотки		Втрати, кВт		$U_k, \%$	$I_x, \%$
		ВН	НН	$P_{x.x}$	$P_{к.з.}$		
ТДНС-16000/35-У1	16	36,75	10,5	15	85	10	0,7

1.2.2 Встановлене обладнання ВРН 35 кВ

До обладнання ВРН 35 кВ входять приведені елементи (див. рис. 1.1):

1) Високовольтні роз'єднувачі лінійні зовнішньої установки двох колонкові типу РДЗ-2-35/1000 УХЛ1. [3]

2) ТС для зовнішньої установки ТФЗМ-35Б4 У1 300/5, 0,5S/ТОР/ТОР. [4]

3) Вимикач вакуумний ВР35НСМ-35-20/1600 У1. [5]

4) Обмежувачі перенапруг MVK-41.0. [6]

5) Запобіжник струмобмежуючий плавкий ПКН 011-35 У1. [7]

6) Трансформатор напруги ЗНОМП-35-У1, 3Р. [8]

Основні технічні параметри обладнання ВРП 35 наведені у табл. 1.2-1.7:

Таблиця 1.2 - Технічні характеристики роз'єднувачів [3]

Тип	$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, А	$I_{дин}$, кА	$i_{терм}$, кА	$t_{кз}$, с
РДЗ-2-35/1000 УХЛ1	35	1000	63	25	3
РДЗ-1-35/1000 УХЛ1	35	1000	63	25	3

Таблиця 1.3 - Технічні характеристики ТС [4]

Тип	U_1 , кВ	I_1 , А	I_2 , А	$I_{дин}$, кА	$I_{терм}$, кА/с
ТФЗМ-35Б-1 У1	35	300	5	63	15/3

Таблиця 1.4 – Технічні характеристики вимикачів [5]

Тип	$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, А	$I_{відк}$, кА	$i_{уд}$, кА	$t_{відк}$, мс
ВР35НСМ-35-20/1600 У1	35	1600	20	52	70

Таблиця 1.5 - Технічні характеристики обмежувачів перенапруги [6]

Тип	$U_{мережі}$, кВ	$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, кА (8-20 мкс)	$U_{гитт}$, кВ _{пик}
MVK-41.0	35	43,8	10	107,5

Таблиця 1.6 - Технічні характеристики запобіжника [7]

Тип	U_1 , кВ	Призначення, особливості	
ПКН 011-35 У1	35	Для захисту ТН	Без індикатора спрацювання

Таблиця 1.7 - Технічні характеристики ТН [8]

Тип	U_1 , кВ	U_2 , В	$S_{ном}$, ВА	$f_{ном}$, Гц

ЗНОМН-35 У1,3Р	$35/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	600	50
----------------	---------------	----------------	-----	----

1.2.3 Встановлене обладнання ЗРП 10 кВ

До обладнання ЗРП 10 кВ входять елементи (рис. 1.1).

- 1) Обмежувачі перенапруг MVK-12.0. [6]
- 2) Шинні роз'єднувачі РВНЗ-1-Н-10/630, РВНЗ-2-Н-10/630, РВНЗ-1-Н-10/1600, РВНЗ-2-Н-10/1600. [9]
- 3) Вимикачі ВВ/TEL-10-20/1600, ВВ/TEL-10-20/1000. [10]
- 4) ТС типу ТОЛ-10, ТОЛ-10-1. [11]
- 5) Обмежувачі перенапруг ОПН КР/TEL-10/11,5. [12]
- 6) Лінійні роз'єднувачі РВНЗ-1-Н-10/630, РВНЗ-1-Н-10/1600. [9]
- 7) Трансформатор струму нульової послідовності ТЗЛМ. [13]
- 8) Трансформатори напруги ТС 63 кВА, 3хЗНОЛП-10. [14, 15]
- 9) Запобіжник типу ПТ-011-10 8А. [16]

Основні технічні характеристики обладнання ЗРП 10 приведені у

табл.1.8-1.14

Таблиця 1.8 - Технічні характеристики обмежувачів перенапруги [6]

Тип	U _{мережі} , кВ	U _{ном} , кВ	I _{ном} , кА (8-20 мкс)	U _{імш} , кВ _{пік}
MVK-12.0	12	15,0	10	36,9

Таблиця 1.9 - Технічні характеристики роз'єднувачів

Тип	U _{ном} , кВ	I _{ном} , А	I _{дин} , кА	I _{герм} , кА
РВНЗ-1-Н-10/630	10	630	40	16
РВНЗ-2-Н-10/630	10	630	40	16
РВНЗ-1-Н-10/1600	10	1600	80	31,5
РВНЗ-2-Н-10/1600	10	1600	80	31,5

НУБІП України

Таблиця 1.10 - Технічні характеристики вимикачів [10]

Тип	$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, А	$I_{відкл}$, кА	$i_{уд}$, кА	$t_{відкл}$, мс
ВВ/TEL-10-20/1600	10	1600	20	51	25
ВВ/TEL-10-20/1000	10	1000	20	51	25

Таблиця 1.11 - Технічні характеристики ТС [11]

Тип	К-сть втор. обмоток	U_1 , кВ	I_1 , А	I_2 , А	$I_{терм}$, кА	$I_{дин}$, кА
ТОЛ-10	3	10	1000	5	31,5	100
ТОЛ-10-1	2	10	150	5	12,5	52,5

Таблиця 1.12 - Технічні характеристики обмежувачів перенапруги [12]

Тип	$U_{мережі}$, кВ	$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, кА (8-20 мкс)	$U_{імп}$, кВ _{пик}
ОПН КР/TEL 10/11.5	10	11,5	10	35,8

Таблиця 1.11 - Технічні характеристики ТС [13]

Тип	U_1 , кВ	I_1 , А	I_2 , А	$I_{дин}$, кА	$I_{доп}$, кА/с
ТЗЛМ	10	30	1	63	15/3

Таблиця 1.12 - Технічні характеристики ТН [14,15]

Тип	U_1 , кВ	U_2 , В	$S_{ном}$, кВА	$f_{ном}$, Гц
ТС 63 кВА	10	400	63	50
3хЗНОЛП-10	10	100	0,4	50

Таблиця 1.6 - Технічні характеристики запобіжника [16]

Тип	U_1 , кВ	$I_{ном}$, А
-----	------------	---------------

НУБІП УКРАЇНИ

2 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ ТА УСТАВОК ЗАХИСТІВ

2.1 Загальні положення та вихідні дані для розрахунку [17], [18]

Розрахунок виконаний для обладнання, що встановлюється за проектом, а саме: трансформатор силовий Т2 10000 МВА (35/10 кВ), ввід II секції шин 10 кВ від трансформатора Т2, лінія 10 кВ (Ф-10).

Розрахунок уставок виконаний для нормальної схеми: в роботі два трансформатора Т1 та Т2, секційний вимикач 10 кВ вимкнений. Заміна уставок при перемиканнях в енергосистемі або при роботі ПС через один силовий трансформатор не потрібна.

Розрахунок виконаний для захистів, що встановлюються за даним проектом:

- диференційний захист трансформатора (ДЗТ) на базі пристрою REF615 «ABB»;

- максимальний струмовий захист (МСЗ) вводу 35 кВ

- (резервний захист трансформатора) на базі пристрою REF615 «ABB»;

- МСЗ вводу 10 кВ та захист мінімальної напруги (ЗМН) на базі пристрою REF615 «ABB»;

- МСЗ та захист від однофазного замикання на землю (ОЗЗ) в лінії приєднання Ф-10, виконані на базі пристрою ZX122 «PREMKO».

Параметри силового трансформатора Т2, що встановлюється:

- тип ТДНС-10000/35-У1;

- номінальна потужність 10000 кВА;

- номінальна напруга ВН 36,75 кВ;

- номінальна напруга НН 10,5 кВ;

- РПН з боку ВН $\pm 8 \cdot 1,5\%$;

- номінальний струм 2Т сторони ВН.

$I_{2T\text{ ВН}} = \frac{S_{2T}}{\sqrt{3} * U_{\text{НОМВН}}} = \frac{10000}{(\sqrt{3} * 36.75)} = 157.1 \text{ A}$
- номінальний струм 2Т сторони ВН:

$$I_{2T\text{ НН}} = \frac{S_{2T}}{\sqrt{3} * U_{\text{НОМНН}}} = \frac{10000}{(\sqrt{3} * 10.75)} = 549.9 \text{ A}$$

Струм короткого замикання в точці підключення на опори №6 відгалуження на ПС «Геолог» від ПЛ 35 кВ «З. Порт – Молодіжна» при живленні від ПС 150/35/10 кВ «Чулаківська» по ПЛ 35 кВ «Берехти-1» без урахування генерації СЕС:

$I_{\text{КЗ}}^{(3)} \text{ max} = 813 \text{ A};$
- $I_{\text{КЗ}}^{(3)} \text{ max} = 803 \text{ A};$
Струм короткого замикання в точці підключення, на опори №6

відгалуження на ПС «Геолог» від ПЛ 35 кВ «З. Порт – Молодіжна» при живленні від ПС 150/35/10 кВ «Виноградове» по ПЛ 35 кВ «Н. Миколаївка» без урахування генерації СЕС:

$I_{\text{КЗ}}^{(3)} \text{ max} = 679 \text{ A};$
- $I_{\text{КЗ}}^{(3)} \text{ max} = 677 \text{ A};$

Трансформатори струму вводу 35 кВ 2Т: ТФЗМ-35Б-І У1, 300/5, схема з'єднання – «зірка».

Трансформатори струму вводу 10 кВ 2Т: ТОЛ-10, 1000/5, схема з'єднання – «зірка».

Трансформатори струму приєднання Ф-10: ТОЛ-10-1, 150/5, схема з'єднання – «зірка».

Тип та переріз кабелю лінії приєднання Ф-10: 3х N2XS(FL)2Y-WTC 6/10kV 1х120, довжина кабельної лінії $L_{\text{Ф10}} = 1.1 \text{ км}$.

Тип та переріз кабелів приєднань I-ої секції: 3х N2XS(FL)2Y-WTC 6/10kV 1х120, сумарна довжина кабельних ліній $L_{\text{сум}} = 8.853 \text{ км}$.

2.2 Розрахунок струму короткого замикання на шинах ПС СЕС ТОВ «Соларенерго» [17], [18]

2.2.1 Струм трьохфазного замикання на землю

Струм короткого замикання на шинах ПС СЕС ТОВ «Соларенерго» розрахований для режиму роботи ПС з відключеним трансформатором Т1 та включеним секційним вимикачем 10 кВ. Струм підживлення від СЕС розраховується з максимально можливої потужності СЕС

$$S_{\text{СЕС max}} = 1.2 * S_{\text{СЕС ном}}$$

$$I_{\text{СЕС 35}} = \frac{S_{\text{СЕС max}}}{\sqrt{3} * U_{\text{НОМ ВН}}} = \frac{1.2 * 100000}{(\sqrt{3} * 36.75)} = 189 \text{ A}$$

$$I_{\text{СЕС 10}} = \frac{S_{\text{СЕС max}}}{\sqrt{3} * U_{\text{НОМ НН}}} = \frac{1.2 * 10000}{(\sqrt{3} * 10.5)} = 660 \text{ A}$$

Величини напруги на шинах ПС при розрахунку прийняті 36,75 кВ та 10,5 кВ. Результати розрахунку приведені у таблицях 1, 2.

Таблиця 1 - Результати розрахунку струмів КЗ на шинах ПС

Місце КЗ	Струм трифазного КЗ	Клас напруги, до якої приведено струм	Живлення від ПС 150/35/10 кВ «Чулаківська»	
			Максимальний режим	Мінімальний режим
Шини 35 кВ ПС К1)	Ікз з боку мережі	35 кВ	812 А	802 А
	Ікз з боку СЕС		189 А	189 А
	Разом		1001 А	991 А
Шини 10 кВ ПС К2)	Ікз з боку мережі	35 кВ	2011 А	1993 А
	Ікз з боку СЕС		660 А	660 А
	Разом		2671 А	2653 А
В кінці лінії Ф-10 (К3)	Ікз з боку мережі	10 кВ	1888 А	1873 А

НУБІП України

Таблиця 2 - Результати розрахунку струмів КЗ на шинах ПС

Місце КЗ	Струм трифазного КЗ	Клас напруги, до якої приведено струм	Живлення від ПС 150/35/10 кВ «Виноградове»	
			Максимальний режим	Мінімальний режим
Шини 35 кВ ПС (К1)	Ікз з боку мережі	35 кВ	678 А	676 А
	Ікз з боку СЕС		189 А	189 А
	Разом		867 А	865 А
Шини 10 кВ ПС (К2)	Ікз з боку мережі	35 кВ	1765 А	1761 А
	Ікз з боку СЕС		660 А	660 А
	Разом		2425 А	2421 А
В кінці лінії Ф-10 (К3)	Ікз з боку мережі	10 кВ	1670 А	1667 А

2.2.2 Розрахунок струму однофазного замикання на землю

Значення ємнісного струму замикання на землю в мережі 10 кВ визначається довжиною та типом кабелів приєднань, що відходять від РУ 10 кВ СЕС:

$$I_{с1с} = I_{сп} * I_{сум}$$

де $I_{сп}$ – питомий ємнісний струм замикання на землю кабельних ліній одного типу, А/км.

НУБІП України

Для кабелів наявних ліній I-ої секції (N2XS(FL)2Y-WTC 6/10kV 4x120)

відоме значення питомого ємнісного струму (за даними заводу виготовлювача):

НУБІП України

$$I_{сп1\phi} = 0.6 \text{ А/км/фазу,}$$
$$I_{сп} = 3 * 0.6 = 1.8 \text{ А/км.}$$

При сумарній довжині всіх кабельних ліній першої секції шин

$L_{сум} = 8.853 \text{ км}$, сумарний ємнісний струм замикання на землю першої секції

НУБІП України

шин:

$$I_{c1c} = I_{сп} * L_{сум} = 1.8 * 8.853 = 15.93 \text{ А.}$$

Для кабельної лінії, що приєднується за даним проектом, питома

ємність кабелю відносно землі власний ємнісний струм дорівнює:

НУБІП України

$$I_{c\phi10} = I_c * L_{\phi10} = 1.8 * 1.1 = 1.98 \text{ А.}$$

Сумарний ємнісний струм замикання на землю при ввімкненні секційного вимикача:

$$I_{cсес} = I_{c1c} + I_{c2c} = 15.93 + 1.98 = 17.91 \text{ А.}$$

2.3. Розрахунок уставок захистів [17], [18]

2.3.1 Диференційний захист трансформатора 2Т (РЕТ615) П9

Компенсація векторної групи

Компенсація векторної групи здійснюється програмно, для чого в пристрій мають бути заведені наступні уставки:

1) З'єднання обмоток ВН трансформатора HV
connection=YN;

2) З'єднання обмоток НН трансформатора LV
connection=D;

3) Група з'єднань Clock number=11;

4) Схема з'єднань трансформаторів струму CT connection =

Type I.

НУБІП України

Виключення струму нульової послідовності

Корекція проводиться на програмному рівні шляхом вибору відповідних груп з'єднання обмоток вищої та нижчої напруги трансформатора. Для обраної групи з'єднань обмоток силового трансформатора виключення струму нульової послідовності не проводиться: I_0 elimination = Not in use.

Корекція коефіцієнтів трансформації трансформаторів струму

Коефіцієнт масштабування коефіцієнтів трансформації трансформаторів струму (ТС) сторін ВН (номінальний первинний струм $I_{ТС1\text{ ном}} = 300\text{ А}$) та НН (номінальний первинний струм $I_{ТС2\text{ ном}} = 1000\text{ А}$):

$$Scaling = \frac{I_{ТС1\text{ ном}}}{I_{2ТВН}} = \frac{300}{157.1} = 1.910 \text{ для ТС з боку ВН;}$$

$$Scaling = \frac{I_{ТС2\text{ ном}}}{I_{2ТВН}} = \frac{1000}{549.9} = 1.819 \text{ для ТС з боку НН;}$$

Початковий коефіцієнт гальмування

Уставка початкового коефіцієнта гальмування (Starting Ratio) розраховується як сума похибки ТС боку ВН ($\delta_{ТС\text{ ВН}}$, %), похибки ТС боку НН ($\delta_{ТС\text{ НН}}$, %), діапазону регулювання РПН ($\Delta U_{РПН}$, %), похибки реле ($\delta_{РЗА}$, %) та коефіцієнту запасу ($\delta_{ЗАП} = 5\%$):

$$Starting\ Ratio = \delta_{ТС\text{ ВН}} + \delta_{ТС\text{ НН}} + \Delta U_{РПН} + \delta_{РЗА} + \delta_{ЗАП} \\ = 10 + 10 + 2 * 8 * 1.5 + 4 + 5 = 53\%$$

Базова уставка

Базова уставка (Basic setting) визначає максимальну чутливість захисту в режимі холостого ходу трансформатора:

$$Basic\ setting = 0.5 * Starting\ Ratio + P_{xx}$$

де P_{xx} — втрати холостого ходу трансформатора.

При врахуванні втрат холостого ходу трансформатора необхідно враховувати, що при раптовому збільшенні напруги з живильного боку, викликаному комутаційними процесами в системі, струм намагнічування та втрати холостого ходу можуть значно збільшуватися. Приймаємо $P_{xx} = 10 \%$.

$$\text{Basic setting} = 0.5 * 53 + 10 = 36.5 \%$$

Струм першої точки зламу робочої характеристики

$$\text{Turn - Point 1} = 0.5 * I_{2T \text{ ВН}} = 0.5 * 157.1 = 78.6 \text{ А.}$$

Струм другої точки зламу робочої характеристики

Для мікропроцесорних захистів на реле RET615 друга точка зламу Turn-point 2 приймається рівною в діапазоні від 1,5 до 2 від номінального струму трансформатора (відповідно до рекомендації заводу-вироблювача). При виборі значення 1,5, захист стабільніший до зовнішніх пошкоджень, в той час як при виборі уставки рівною 2,0 забезпечується більш висока чутливість до внутрішніх пошкоджень. Приймаємо значення уставки рівній 1,75.

$$\text{Turn - Point 2} = 1.75 * I_{2T \text{ ВН}} = 1.75 * 157.1 = 274.9 \text{ А.}$$

Блокування по струму другої гармоніки

Уставка струму другої гармоніки, що вмикає блокування диференційного захисту для запобігання спрацьовуванню при кидку струму намагнічування. Уставка задає мінімальне відношення величини другої гармоніки до першої в диференційному струмі: I_{2f}/I_{1f} .

Рекомендована уставка дорівнює 15 % :

$$I_{2f} * \frac{100}{I_{1f}} = 15 \%$$

При першому включенні трансформатора, уставка рівня вмісту другої гармоніки може бути зменшена до 10%.

Диференційна відсічка

Значення уставки диференційної відсічки приймається по рекомендаціям
($Inst.setting = 6 \div 10$):

$$Inst.setting = 7 (700\%).$$

Блокування по струму п'ятої гармоніки

Блокування по п'ятій гармоніці не застосовується в схемах захисту
мережевих трансформаторів. Приймаємо уставку:

$$5.harm.block = Not\ in\ use.$$

Мінімальна уставка спрацьовування захисту I_{ds}

Розрахунок струму спрацьовування (у відносних одиницях) здійснюється
за умовою відлаштування від розрахункового струму небалансу за формулою:

$$I_{ds} \geq K_{вб} * I_{нб},$$

де $K_{вб}$ – коефіцієнт відбудови, що враховує похибки розрахунків, запас,
приймається $K_{вб} = 1.1$;

$I_{нб}$ – розрахунковий струм небалансу, обчислюється за формулою:

$$I_{нб} = I_{нб1} + I_{нб2} + I_{нб3}$$

де $I_{нб1}$ – струм небалансу, обумовлений похибкою трансформаторів
струму;

$I_{нб2}$ – струм небалансу, обумовлений регулюванням напруги РНП
трансформатора;

$I_{нб3}$ – струм небалансу, обумовлений похибкою вирівнювання плечей,
похибкою перетворення АЦП, тощо.

Розрахуємо складники струму небалансу:

$$I_{нб1} = K_{пер} * K_{одн} * EPS = 1.0 * 1.0 * 0.10 = 0.1$$

де $K_{пер} = 1.0$ – коефіцієнт, що враховує перехідний режим;

$K_{одт} = 1.0$ – коефіцієнт однотипності трансформаторів струму;

$EPS = 0.1$ – повна похибка трансформаторів струму;

$$I_{н62} = dU / (1 - dU) = 24 / (100 - 24) = 0.316,$$

де $dU = 2 * 8 * 1.5 = 24\%$ – діапазон регулювання напруги;

$$I_{н63} = K_{н63} = 0.02,$$

де $K_{н63} = 0.02$ – за даними фірми виробника.

Мінімальна уставка повинна бути не менше 30%. Умова виконується: $48\% > 30\%$.

Остаточно приймаємо мінімальну уставку спрацьовування захисту $I_{дс} = 48\%$.

2.3.2 Максимальний струмовий захист вводу 35 кВ Т-32 (RET615, REF615) [19], [20]

Відсічка (I ступінь МСЗ) Т-32

Відсічка повинна бути відлагоджена від струму кидка струму намагнічування трансформатора та від струму трифазного КЗ за трансформатором Т2 в максимальному режимі. Струм спрацьовування захисту за умови відлагодження від кидка струму намагнічування:

$$I_{с3.1} = K_{кск} * I_{2Т.ВН} = 4 * 157.1 = 628 \text{ А},$$

де $K_{кск}$ – коефіцієнт кидка струму намагнічування трансформатора, приймаємо $K_{кск} = 4$.

Струм спрацьовування захисту за умови відлагодження від струму КЗ за трансформатором:

$$I_{с3.2} = K_H * I_{к32 \text{ max}35}^{(3)},$$

де $K_H = 1.2$ – коефіцієнт надійності;

$I_{к32 \text{ max}35}^{(3)}$ – максимальний струм трифазного короткого замикання (з боку мережі) при замиканні за трансформатором Т2 (з таблиці 1), приведений до 35

кВ:

$$I_{K32 \max 35}^{(3)} = I_{K32 \max 10}^{(3)} * \frac{U_{НОМ НН}}{U_{НОМ ВН}} = 2011 * \frac{10.5}{36.75} = 575 \text{ А,}$$

$$I_{c.3.2} = 1.2 * 575 = 690 \text{ А.}$$

Приймаємо більший з розрахованих струмів: $I_{c3} = I_{c.3.2} = 690 \text{ А}$

Чутливість відсічки перевіряється до струму двохфазного КЗ в мінімальному режимі на вводі 35 кВ. Коефіцієнт чутливості:

$$K_{ч} = \left(\frac{\sqrt{3}}{2}\right) * \frac{I_{K31 \min}^{(3)}}{I_{c3}} = \left(\frac{\sqrt{3}}{2}\right) * \frac{676}{690} = 0.85.$$

У відповідності з ПУЕ (п. 3.2.21) для ступеневих захистів струму і напруги повинен забезпечуватись найменший коефіцієнт чутливості – близько 1,5. [21]

Умова забезпечення чутливості захисту не виконується $K_{ч} < 1.5$.

Для забезпечення чутливості захисту необхідно прийняти струм спрацьовування струмової відсічки:

$$I_{c3} = \left(\frac{\sqrt{3}}{2}\right) * \frac{I_{K31 \min}^{(3)}}{K_{ч}} = \left(\frac{\sqrt{3}}{2}\right) * \frac{676}{1.5} = 390.3 \text{ А.}$$

Струм уставки:

$$I_y = K_{сх} * \frac{I_{c3}}{K_T} = 1 * \frac{390.3}{(300/5)} = 6.505 \text{ А}$$

Крок регулювання уставки $0.01 * I_H = 0.01 * 5 = 0.05 \text{ А}$, приймається

$I_y = 6.5 \text{ А}$, тоді $I_{c3} = 390 \text{ А}$. Умова забезпечення чутливості захисту виконується:

$$K_{ч} = \left(\frac{\sqrt{3}}{2}\right) * \frac{I_{K31 \min}^{(3)}}{I_{c3}} = \left(\frac{\sqrt{3}}{2}\right) * \frac{676}{390} = 1.501.$$

$$K_{ч} > 1.5.$$

Для відлагодження від кидка струму намагнічування та від КЗ за

трансформатором для I-ої ступені МСЗ необхідно застосувати витримку часу спрацьовування, приймаємо $t = 0.5$ с.

II ступінь МСЗ Т-32

Струм спрацьовування захисту:

$$I_{C3} = K_H * \frac{I_{НОМ}}{K_B},$$

де $K_H = 1.2$ – коефіцієнт надійності;

$I_{НОМ}$ – максимальний струм вводу 35 кВ, що розраховується з максимального струму трансформатора Т2:

$$I_{НОМ} = 1.05 * I_{2ТВН} = 1.05 * 157.1 = 164.96 \text{ А},$$

$$I_{C3} = 1.2 * \frac{164.96}{0.96} = 206.19 \text{ А}.$$

Струм уставки:

$$I_y = K_{CX} * \frac{I_{C3}}{K_T} = 1 * \frac{206.19}{(300/5)} = 3.437 \text{ А}$$

Крок регулювання уставки 0,05 А, приймається $I_y = 3.45$ А, тоді $I_{C3} = 207$ А.

Чутливість МСЗ перевіряється до струму двофазного КЗ в мінімальному режимі на стороні 10 кВ (див. табл.1), приведену до 35 кВ ($I_{КЗ2 \text{ min}35}^{(3)}$):

$$I_{КЗ2 \text{ min}35}^{(3)} = I_{КЗ2 \text{ min}10}^{(3)} * \frac{U_{НОМ НН}}{U_{НОМ ВН}} = 1761 * \frac{10.5}{36.75} = 503.1 \text{ А}.$$

Коефіцієнт чутливості:

$$K_{Ч} = \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \right) * \frac{I_{КЗ2 \text{ min}35}^{(3)}}{I_{C3}} = \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \right) * \frac{503.1}{207} = 2.1,$$

Умова забезпечення чутливості захисту виконується: $K_{Ч} > 1.5$.

Витримка часу спрацьовування МСЗ повинна бути на ступінь більшою за витримку часу ввідного та секційного вимикачів сторони 10 кВ, а їх витримка має бути більшою за витримку МСЗ приєднань. Попередньо приймаємо витримку часу спрацьовування $t = 1.5$ с.

2.3.3 Максимальний струмовий захист лінії 10 кВ (REF615) [20]

Відсічка (I ступінь МСЗ) Ф-10

Відсічка повинна бути відлагоджена від струму трифазного КЗ в кінці лінії в максимальному режимі. Струм спрацьовування захисту:

$$I_{C3} = K_H \cdot I_{K33 \max}^{(3)}$$

де $K_H = 1.2$ – коефіцієнт надійності;

$I_{K33 \max}^{(3)}$ – максимальний струм трифазного в кінці лінії (з таблиці 1):

$$I_{C3} = 1.2 \cdot 1888 = 2265.6 \text{ A.}$$

Чутливість відсічки перевіряється до струму двofазного КЗ в мінімальному режимі на початку лінії. Коефіцієнт чутливості:

$$K_{\text{ч}} = \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \right) \cdot \frac{I_{K32 \min}^{(3)}}{I_{C3}} = \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \right) \cdot \frac{1761}{2265.6} = 0.67$$

У відповідності з ПУЕ (п. 3.2.21) для ступеневих захистів струму і напруги повинен забезпечуватись найменший коефіцієнт чутливості – близько 1.5.

Умова забезпечення чутливості захисту не виконується: $K_{\text{ч}} < 1.5$.

Для забезпечення чутливості захисту необхідно прийняти струм спрацьовування струмової відсічки:

$$I_{C3} = \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \right) \cdot \frac{I_{K32 \min}^{(3)}}{K_{\text{ч}}} = \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \right) \cdot \frac{1761}{1.5} = 1016.7 \text{ A.}$$

Струм уставки:

$$I_y = K_{CX} * \frac{I_{C3}}{K_T} = 1 * \frac{1016.7}{(150/5)} = 33.89 \text{ A}$$

Крок регулювання уставки 0,05 А, приймається $I_y = 33.89 \text{ A}$, тоді $I_{C3} = 1015.5 \text{ A}$.

Умова забезпечення чутливості захисту виконується:

$$K_{\text{ч}} = \left(\frac{\sqrt{3}}{2}\right) * \frac{I_{K32 \text{ min}}^{(3)}}{I_{C3}} = \left(\frac{\sqrt{3}}{2}\right) * \frac{1761}{1015.5} = 1.502,$$

$$K_{\text{ч}} > 1.5.$$

Якщо є необхідність у відлагодженні I-ої ступені МСЗ від захисту за лінією, необхідно встановити уставку часу спрацьовування $t = 0.5 \text{ с}$. При встановленні уставку часу спрацьовування $t = 0 \text{ с}$ без витримки часу

вимикатися вимикач Ф-10 на ПС не тільки при КЗ в лінії, але і при КЗ в частині обмотки трансформатора за лінією. Оскільки це не призводить до негативних наслідків, приймаємо уставку часу спрацьовування захисту $t = 0 \text{ с}$.

II ступінь МСЗ Ф-10

Струм спрацьовування захисту:

$$I_{C3} = K_H * I_{L \text{ max}} / K_B,$$

де $K_H = 1.2$ – коефіцієнт надійності;

$I_{L \text{ max}}$ – максимальний струм лінії:

$$I_{L \text{ max}} = \frac{S_{\Phi 10}}{\sqrt{3} * U_{\text{номВН}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} * 10} = 57.74 \text{ A}$$

$$I_{C3} = 1.2 * \frac{57.74}{0.96} = 72.17 \text{ A}.$$

Струм уставки:

$$I_y = K_{CX} * \frac{I_{C3}}{K_T} = 1 * \frac{72.17}{(150/5)} = 2.406 \text{ A}$$

Крок регулювання уставки 0,05 А, приймається $I_y = 2,40$ А, тоді $I_{c3} =$

72 А.

Чутливість МСЗ перевіряється до струму двофазного КЗ в мінімальному режимі в кінці лінії. Коефіцієнт чутливості:

$$K_{\text{ч}} = \left(\frac{\sqrt{3}}{2}\right) * \frac{I_{\text{КЗ3 min}}^{(3)}}{I_{c3}} = \left(\frac{\sqrt{3}}{2}\right) * \frac{1711}{72} = 20,6,$$

Умова забезпечення чутливості захисту виконується:

$$K_{\text{ч}} > 1,5.$$

Витримку часу спрацювання має бути найменшою для приєднань РУ 10 кВ. Приймається $t = 0,5$ с.

Однофазне замикання на землю (ОЗЗ) Ф-10

Нейтраль мережі 10 кВ ПС ізольована.

Струм нульової послідовності $3I_0$ дорівнює:

$$3I_0 = I_{c_{\text{Ф10}}} = 1,98 \text{ А.}$$

Струм спрацювання (первинний) обираємо з умови надійного спрацювання захисту за наявності струму нульової послідовності, що дорівнює власному емнісному струму в лінії:

$$I_{c3} = \frac{3I_0}{K_{\text{ч}}} = \frac{1,98}{1,5} = 1,32 \text{ А.}$$

Витримку часу спрацювання захисту приймаємо $t = 0,3$ с.

При ввімкненому секційному вимикачі уставка спрацювання захисту має бути змінена: при ОЗЗ в лінії струм нульової послідовності $3I_0$ дорівнює сумарному струму мережі 10 кВ ПС виключаючи власний емнісний струм лінії

$3I_0 = I_{c_{1c}} = 15,93$ А, а при зовнішньому однофазному КЗ через

трансформатор нульової послідовності Ф-10 протікає власний емнісний струм лінії. Тому уставка має бути відлаштована від власного емнісного струму та перевірена на чутливість до сумарного струму ОЗЗ-І ої секції.

Струм спрацювання:

$$I_{сз} = K_H * I_{сФ10} = 1.3 * 1.98 = 10.1 \text{ А}$$

Коефіцієнт чутливості:

$$K_{ч} = \frac{310}{I_{сз}} = \frac{15.93}{10.1} = 1.57.$$

Умова забезпечення чутливості захисту виконується: $K_{ч} > 1.5$.

2.3.4 Максимальний струмовий захист вводу 10 кВ (REF615) [20]

Відсічка (I ступінь МСЗ) Т-12

Відсічка ввідного вимикача вибирається з умови чутливості до струму двофазного КЗ в мінімальному режимі шин 10 кВ. Відсічка лінії 10 кВ розраховувалася для тієї самої умови, бо струм КЗ на шинах 10 кВ дорівнює струму КЗ на початку лінії.

Струм спрацювання струмової відсічки:

$$I_{сз} = \left(\frac{\sqrt{3}}{2}\right) * \frac{I_{кЗ2 \text{ min}}^{(3)}}{K_{ч}} = \left(\frac{\sqrt{3}}{2}\right) * \frac{1761}{1.5} = 1016.7 \text{ А}$$

Струм уставки:

$$I_{у} = K_{сх} * \frac{I_{сз}}{K_T} = 1 * \frac{1016.7}{(1000/5)} = 5.08 \text{ А}$$

Крок регулювання уставки 0,05 А, приймається $I_{у} = 5.05 \text{ А}$, тоді $I_{сз} = 1010 \text{ А}$.

Умова забезпечення чутливості захисту виконується:

$$K_{ч} = \left(\frac{\sqrt{3}}{2}\right) * \frac{I_{кЗ2 \text{ min}}^{(3)}}{I_{сз}} = \left(\frac{\sqrt{3}}{2}\right) * \frac{1761}{1010} = 1.51,$$

$K_{ч} > 1.5$.

Для відпагодження I-ої ступені МСЗ від КЗ на початку лінії час спрацювання захисту приймається $t = 0.5 \text{ с}$.

НУБІП України

II ступінь МСЗ Т-12

Струм спрацьовування захисту відлагоджується від максимального струму сторони НН трансформатора Т2:

$$I_{C3} = K_H * \frac{I_{2T \max}}{K_B} = 1.2 * \frac{714.9}{0.96} = 893.6 \text{ А,}$$

де $K_H = 1.2$ – коефіцієнт надійності;
 $I_{2T \max}$ – максимальний струм сторони КН трансформатора Т2:

$$I_{2T \max} = 1.05 * I_{2T \text{ ном НН}} = 1.05 * 549.9 = 577.4 \text{ А.}$$

Струм уставки:

$$I_y = K_{CX} * \frac{I_{C3}}{K_T} = 1 * \frac{577.4}{(1000/5)} = 2.89 \text{ А}$$

Крок регулювання уставки 0,05 А, приймається $I_y = 2.90 \text{ А}$, тоді $I_{C3} = 580 \text{ А}$.

Чутливість МСЗ перевіряється до струму двохфазного КЗ в мінімальному режимі на шинах 10 кВ. Коефіцієнт чутливості:

$$K_q = \left(\frac{\sqrt{3}}{2}\right) * \frac{I_{K32 \min}^{(3)}}{I_{C3}} = \left(\frac{\sqrt{3}}{2}\right) * \frac{1761}{580} = 2.6$$

Умова забезпечення чутливості захисту виконується: $K_q > 1.5$.

Витримка часу спрацьовування має бути на одну ступінь більшою за витримку часу МСЗ приєднань РУ 10 кВ. Приймається $t = 1 \text{ с}$.

Обрана раніше витримка часу спрацьовування МСЗ (II ступінь) вводу 35 кВ ($t = 1.5 \text{ с}$) відповідає необхідній умові селективності.

НУБІП України

3 ВИБІР ОБЛАДНАННЯ ВРП ДЛЯ II СЕКЦІЇ ШИН 35 кВ

3.1. Основні вимоги до вибору вимикачів, роз'єднувачів на напругу 35 кВ

За результатами розрахунку струмів КЗ у розділі 2 та згідно з [21, 22],

автоматичні вимикачі та роз'єднувачі будуть обиратися відповідно до основних критеріїв:

1) Номінальна напруга вимикачів, роз'єднувачів:

$$U_n \geq U_{уст} = 35 \text{ кВ}$$

2) Номінальний струм вимикачів, роз'єднувачів:

$$I_n \geq I_{обт} = \frac{S_{ТЗ}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 164,957 \text{ А}$$

3) Номінальний струм відключення для вимикача:

$$I_{н.відкл} \geq I_K = 1,762 \text{ кА}$$

3.2 Основні вимоги до вибору ТС, ТН на напругу 35 кВ

За результатами розрахунку струмів КЗ у розділі 2 та згідно з [21, 22],

трансформатори струму будуть обиратися відповідно до основних критеріїв:

1) Номінальна напруга ТС:

$$U_n \geq U_{уст} = 35 \text{ кВ}$$

2) Номінальний струм ТС:

$$I_n \geq I_{обт} = \frac{S_{ТЗ}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 164,957 \text{ А}$$

За результатами розрахунку струмів КЗ у розділі 2 та згідно з [21, 22],

трансформатори напруги будуть обиратися відповідно до основних критеріїв:

1) Номінальна напруга ТН:
 $U_n \geq U_{уст} = 35 \text{ кВ}$

2) Номінальна вторинна напруга ТН, В:
 $U_n \geq U_{уст} = 100/\sqrt{3} \text{ В}$

3.3 Огляд технічних характеристик обладнання 35 кВ

Вибір обладнання 35 кВ буде проводитися серед двох українських виробників: «РЗВА», «ЗЗВА» - та іноземного «ABB». Вибір обладнання поточних виробників, зумовлений якістю, досвідом, присутністю на ринку України.

3.3.1 Огляд технічних характеристик обладнання виробника РЗВА

Таблиця 3.1 – Технічні параметри вимикачів ВР35НСМ-35-20/1600У1[23]

Ном. напруга, кВ	35
Найбільша робоча напруга, кВ	40,5
Ном. частота, Гц	50; 60
Ном. струм, А	1600
Ном. струм відключення, кА	20
Струм електродинамічної стійкості, кА	52
Струм термічної стійкості (1-3 с), кА	20
Власний час увімкнення, мс, не більше	100
Власний час вимкнення, мс, не більше	55
Повний час вимкнення, мс не більше	70
Безстокова пауза при АПВ, с, не менше	0,3
Механічний ресурс, циклів, ВО	30 000

Комутаційний ресурс, циклів, ВО.	30 000 при ном. струмі 55 при ном. струмі вимкнення
Висота, мм	2270 ± 5
Ширина, мм	1839 ± 5
Глибина, мм	920 ± 2
Маса вимикача, кг	520

Підприємство «Рівненський завод високовольтної апаратури» здійснює повний цикл виробництва обладнання високого, середнього та низького класів напруги. Виробник проводить ретельний контроль якості виробів на усіх етапах їх виробництва: від прийому замовлень і ретельної перевірки комплектації до вихідного контролю та упаковки, і завдяки цьому може гарантувати високу надійність, довговічність і безпеку обладнання. Даний виробник може запропонувати вакуумні вимикачі типу ВР35НСМ-35-20/1600 У1 та роз'єднувачі типу РДЗ.1,2-35-1000 У1. Основні технічні характеристики приведені у табл. 3.1, 3.2. [24]

Таблиця 3.2 Технічні параметри роз'єднувача РДЗ.1,2-35-1000 У1 [24]

Ном. напруга, кВ	35
Найбільша робоча напруга, кВ	40,5
Ном частота, Гц	50
Ном. струм, А	1000
Струм електродинамічної стійкості, кА	63
Струм термічної стійкості (1-3 с), кА	25
Висота, мм	3143
Ширина, мм	2783

3.3.2. Огляд технічних характеристик обладнання ЗЗВА

«Запорізький завод високовольтної апаратури» - одне з найбільших в Україні, широко відоме підприємство з виробництва електротехнічної продукції. На виробництві забезпечується виготовлення виробів за прогресивними технологічними процесами на сучасному технологічному обладнанні з необхідним контролем якості, проведення випробувань виробів у повному обсязі, передбачених національними та міжнародними стандартами. Даний виробник може запропонувати роз'єднувачі типу РД(З)-35/1000 УХЛ1 та ТС типу ТФЗМ-35-І У1. Основні технічні характеристики приведені у табл. 3.1, 3.2, 3.3. [25], [26], [27]

Таблиця 3.3 – Технічні параметри роз'єднувача РД(З)-35/1000 УХЛ1 [25]

Ном. напруга, кВ	35
Найбільша робоча напруга, кВ	40,5
Ном частота, Гц	50
Ном. струм, А	1000; 2000
Струм електродинамічної стійкості, кА	80
Струм термічної стійкості (1-3 с), кА	31,5
Висота, мм	2835
Ширина, мм	2040

Таблиця 3.4 – Технічні параметри ТС ТФЗМ-35-І У1 [26]

Ном. напруга, кВ	35
Найбільша напруга обладнання, кВ	40,5
Ном. частота, Гц	50; 60
Ном. первинний струм, А	15-1000

Ном. вторинний струм, А	5
Ном. сила струму динамічної стійкості, кА	3-134
Ном. сила струму динамічної стійкості (1-3 с), кА	0,6-37
Клас точності вимірювання	0,2(S); 0,2; 0,5(S); 0,5; 10P
Висота, мм	1060
Ширина, мм	614
Маса трансформатора з мастилом, кг	215
Таблиця 3.5 – Технічні параметри ТНЗНОМЦ-35 У1 [27]	
Ном. первинна напруга, кВ	35
Ном. вторинна напруга, кВ	$100/\sqrt{3}$
Ном. частота, Гц	50; 60
Найбільша робоча напруга, кВ	$40,5/\sqrt{3}$
Клас точності вимірювання	0,2; 0,5; 1; 3P
Ном. потужність, ВА	100; 200; 300
Висота, мм	1020
Ширина, мм	550
Глибина, мм	540
Маса трансформатора з мастилом, кг	145

3.3.3 Огляд технічних характеристик обладнання АВВ

"АВВ" – це провідна міжнародна технологічна компанія, яка багато років виробляє різне обладнання та готова запропонувати програмні рішення у сфері

електрообладнання, робототехніки, автоматизації та електроприводів тощо.

Даний виробник може запропонувати вакуумні вимикачі типу VD4 і відповідні трансформатори струму та напруги. Основні технічні характеристики приведені у табл. 3.6, 3.7, 3.8 [28]:

Таблиця 3.6 – Технічні параметри вакуумного вимикача VD4 [28]

Ном. напруга, кВ	36
Ном. витримувана напруга промислової частоти/1 хв	70
Ном. частота, Гц	50
Ном. струм, А	1250-3150
Ном. піковий струм, кА	... 63, 80
Ном. струм відключення КЗ, кА	... 25, 31,5
Ном. короткочасний струм 4 с, кА	31,5
Час увімкнення, мс	55-67
Час вимкнення, мс	33-45
Час горіння дуги (при 50 Гц), мс	≤15
Маса вимикача, кг	290-390

Таблиця 3.7 – Технічні параметри трансформатора струму ABB [28]

Ном. напруга, кВ	40,5
Витримувана напруга ном. частоти, кВ	95
Ном. частота, Гц	50
Ном. первинний струм, А	50-3150
Ном. вторинний струм, А	1,5

Клас точності вимірювання	0,2, 0,5, 1,0, 3,0, 5P10, 5P20, 10P10, 10P20
Ном. потужність ТС, ВА	10...30
Ном. короточасний струм (4 с)	25, 31,5
Ном. піковий струм, кА	63, 80

Таблиця 3.8 Технічні параметри трансформатора напруги АВВ [28]

Ном. первинна напруга, кВ	35/ $\sqrt{3}$ 35
Ном. частота, Гц	50
Витримувана напруга ном. частоти, кВ	95
Ном. вторинна напруга, В	110/ $\sqrt{3}$ 100
Клас точності вимірювання	0,2, 0,5, 1,0, 3,0
Ном. потужність ТН, ВА	20-100

3.3.4 Порівняльна оцінка технічних характеристик обладнання

представлених виробників

За порівняльною оцінкою технічних характеристик обладнання представлених виробників, буде проведено вибір обладнання. У табл. 3.9-3.12 показано порівняльні оцінки технічних характеристик вимикачів, роз'єднувачів, ТС та ТН відповідних виробників.

Таблиця 3.9 Порівняльна оцінка технічних характеристик вимикачів

Параметр	РЗВА	АВВ
Ном. напруга, кВ	35	35
Ном. частота, Гц	50, 60	50
Ном. струм, А	1600	1250-3150

Ном. струм відключення, кА	20	25, 31,5
Струм електродинамічної стійкості, кА	52	80
Струм термічної стійкості (1-3 с), кА	20	31,5
Тип ізоляції	Вакуум	Вакуум
Висота, мм	3143	-
Ширина, мм	2783	-
Маса, кг	-	290-390

Таблиця 3.10 – Порівняльна оцінка технічних характеристик

роз'єднувачів

Параметр	P3BA	0033BA
Ном. напруга, кВ	35	35
Ном. частота, Гц	50	50
Ном. струм, А	1000	1000; 2000
Струм електродинамічної стійкості, кА	63	80
Струм термічної стійкості (1-3 с), кА	25	31,5
Висота, мм	3143	2835
Ширина, мм	2783	2040

Таблиця 3.11 – Порівняльна оцінка технічних характеристик ТС

Параметр	33BA	ABB
Ном. напруга, кВ	35	35

Ном. частота, Гц	50	50
Ном. первинний струм, А	15-1000	50-3150
Ном. вторинний струм, А	5	1; 5
Струм електродинамічної стійкості, кА	3-134	63, 80
Струм термічної стійкості (1-3 с), кА	0,6-37	25, 31,5
Клас точності вимірювання	0,2(s); 0,2; 0,5(s); 0,5; 10P	0.2, 0.5, 1.0, 3.0, 5P10, 5P20, 10P10, 10P20
Висота, мм	1060	-
Ширина, мм	614	-
Глибина, мм	215	-
Маса, кг	1060	-

Таблиця 3.12 – Порівняльна оцінка технічних характеристик ТН

Параметр	33ВА	ABB
Ном. напруга, кВ	35	$35/\sqrt{3}$ 35
Ном. частота, Гц	50; 60	50
Ном. вторинна напруга, В	$100/\sqrt{3}$	$110/\sqrt{3}$ 100
Клас точності вимірювання	0,2; 0,5; 1; 3P	0,2; 0,5; 1,0; 3,0
Номінальна потужність ТН, ВА	100; 200; 300	20-100
Висота, мм	1020	-
Ширина, мм	550	-
Глибина, мм	540	-

Маса трансформатора з мастилом, кг 145

Обладнання кожного з виробників відповідає необхідним технічним вимогам. Врешті було обрано вимикач та роз'єднувачі виробника «РЗВА», а ТС та ТН виробника «ЗЗВА».

4 ВИБІР ОБЛАДНАННЯ ЗРІДЛЯ П-СЕКЦІЇ ШИН 10 кВ

4.1 Основні вимоги до вибору обладнання на напругу 10 кВ

За результатами результатів розрахунку струмів КЗ у розділі 2 та згідно з [21, 22], буде проводитися вибір комірcek, до складу яких будуть входити автоматичні вимикачі, вимірювальні трансформатори струму та напруги відповідно до основних критеріїв:

1) Номінальна напруга обладнання комірcek:

$$U_{\text{н}} \geq U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$$

2) Номінальний струм обладнання комірcek:

$$I_{\text{н}} \geq I_{\text{обт}} = \frac{S_{\text{ТЗ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 577,35 \text{ А}$$

3) Номінальний струм відключення вимикачів:

$$I_{\text{н.відкл}} \geq I_{\text{к}} = 17,525 \text{ кА}$$

4.2 Огляд технічних характеристик обладнання 10 кВ

За результатами вибору високовольтного обладнання, який було проведено у розділі 3, вибір обладнання для ЗРІ-10 кВ буде здійснюватися серед, вищезгаданих українських виробників: «РЗВА» та «ЗЗВА», а також іноземних: «ABB», «Schneider Electric» і «Siemens». Вибір обладнання

поточних виробників, зумовлений якістю, досвідом, присутністю на ринку України.

4.2.1 Огляд технічних характеристик обладнання виробника РЗВА

Виробник «РЗВА» може запропонувати різні комірки, зокрема КРП

КУ10С. Поточна комірка є металоконструкцією, яка виготовлена зі високоякісної сталі з алюцинковим покриттям. З'єднання в комірці виготовлені на сталевих витяжних посиленних заклепках та різьбових з'єднаннях. Технічні параметри поточного обладнання наведені у табл. 4.1. [29]

Таблиця 4.1 – Технічні параметри комірки виробника РЗВА [29]

Ном. напруга, кВ	10
Ном. частота, Гц	50..60
Ном. струм головних кіл, А	630..1600
Ном. струм вимикання, кА	20..31,5
Ном. струм збірних шин, А	1000..4000
Струм термічної стійкості (3 с), кА	20..31,5
Струм електродинамічної стійкості, кА	51..81
Глибина шафи, мм	1200..1500
Ширина шафи, мм	650..750
Висота шафи, мм	2300
Маса шафи, кг	750..1150
Тип ізоляції	Повітря

Поточна комірка може комплектуватися різним обладнанням, зокрема вакуумними вимикачами ВРС-10, вимірювальними ТС ТЩП-10 та ТН ІVSI(F).

Технічні параметри вимикачів та ТН приведені у табл. 4.2, 4.3. [29], [30]

Таблиця 4.2 Технічні параметри вимикачів ВРС-10 [29]

Ном. напруга, кВ	10
Ном. струм, А	630..4000
Ном. частота, Гц	50..60
Ном. струм відключення, кА	31,5
Струм термічної стійкості (1-3 с), кА	31,5
Струм електродинамічної стійкості, кА	80
Тип ізоляції	Вакуум

Таблиця 4.3 Технічні параметри ТН IVS1(F) [30]

Найбільша робоча напруга обладнання, кВ	3,6..12
Ном. вторинна напруга, В	100..120 $\sqrt{3}$
Вторинне навантаження ТН, клас точності ВА (кл.)	25 (0,2); 50 (0,5); 100 (1); 150 (3)

4.2.2 Огляд технічних характеристик обладнання ЗЗВА

Виробник «РЗВА» може запропонувати різні комірки, зокрема КРП КМ-1Ф. Це металева зварна конструкція каркасно-панельного типу,

виготовлена із високоякісної сталі, пофарбована за допомогою методу

порошкового напилювання разом із вбудованим в неї обладнання високої

напруги чи приєднаннями, а також пристроями захисту, управління,

вимірювання та сигналізації. Технічні параметри вказаного обладнання

наведені у табл. 4.4. [31]

Таблиця 4.4 Технічні параметри комірки виробника ЗЗВА [31]

Ном. напруга, кВ	10
------------------	----

Ном. частота, Гц	50..60
Ном. струм головних кіл, А	630..1600
Ном. струм збірних шин, А	630..3150
Ном. струм вимикання, кА	20..31,5
Струм термічної стійкості (3 с), кА	20..31,5
Струм електродинамічної стійкості, кА	51..81
Глибина шафи, мм	1300..1700
Ширина шафи, мм	730..1125
Висота шафи, мм	2150..2220
Тип ізоляції	Повітря

Поточна комірka може комплектуватися різним обладнанням, зокрема елегазовими вимикачами LF, вимірювальними ТС ТЛЩ-10 та ТН ЗНМІ-10. Технічні параметри вказаного обладнання приведені у табл. 4.5-4.7. [31], [32], [33]

Таблиця 4.5 Технічні параметри елегазових вимикачів LF [32]

Ном. напруга, кВ	12
Ном. струм, А	630..1250
Ном. частота, Гц	50..60
Ном. струм відключення, кА	25..31,5
Струм термічної стійкості (1-3 с), кА	25..31,5
Струм електродинамічної стійкості, кА	63..79
Тип ізоляції	Елегаз

Таблиця 4.6 Технічні параметри ТС ТЛЩ-10 [33]

Ном. напруга, кВ	10..11
Ном. первинний струм, А	1000..3000
Ном. вторинний струм, А	1; 5
Струм термічної стійкості (1; 3 с), кА	31,5
Клас точності вимірювання	0,2(S); 0,5(S)
Клас точності захисту	5P/10P
Вторинне навантаження ТС, ВА	20..30

Таблиця 4.7 Технічні параметри ТН ЗНМІІ-10

Ном. напруга, кВ	10
Ном. вторинна напруга, В	100
Клас точності вимірювання	0,2..3,0
Вторинне навантаження ТН, ВА	150

4.2.3 Огляд технічних характеристик обладнання АВВ

Виробник «АВВ» має різноманітний вибір виконання КРПІ 10 кВ, зокрема комірки UniGear 550 з повітряною ізоляцією, виконані під напругу від 12 до 17,5 кВ. Технічні параметри вказаного обладнання наведені у табл.4.8. [34]

Таблиця 4.8 – Технічні параметри комірки виробника АВВ

Ном. напруга, кВ	12
Ном. струм збірних шин, А	4000
Ном. частота, Гц	50; 60
Ном. струм вимикання, кА	16..31,5
Струм термічної стійкості (3 с), кА	16..31,5

Струм електродинамічної стійкості, кА	80
Глибина шафи, мм	1340
Ширина шафи, мм	550
Висота шафи, мм	2200; 2595
Тип ізоляції	Повітря

Поточна комірка може комплектуватися різним обладнанням, зокрема вакуумними автоматичними вимикачами Vmax, вимірювальними ТС TPU та

ТК типу TDC, TJC або TJP. Технічні параметри вказаного обладнання наведені у табл. 4.9-4.11. [35], [36], [37]

Таблиця 4.9 – Технічні параметри вимикачів Vmax [35]

Ном. напруга, кВ	12
Ном. струм, А	630..1250
Ном. частота, Гц	50..60
Ном. струм відключення, кА	16..31,5
Струм термічної стійкості (3 с), кА	16..31,5
Струм електродинамічної стійкості, кА	40..80
Тип ізоляції	Вакуум

Таблиця 4.10 – Технічні параметри ТС TPU [36]

Ном. напруга, кВ	3..10
Ном. первинний струм, А	10..3200
Ном. вторинний струм, А	1; 5
Струм термічної стійкості (1;3 с), кА	2..100
Вторинне навантаження ТС, клас точності ВА (кл.)	5..30 (0,2..5; 5P;

	10P)
Таблиця 4.11 – Технічні параметри ТН ТДР [37]	
Ном. напруга, кВ	3..10
Ном. вторинна напруга, В	100..110/√3
Вторинне навантаження ТН, клас точності ВА (кл.)	25 (0,2); 50 (0,5); 100 (1)

4.2.4 Огляд технічних характеристик обладнання Schneider Electric

Виробник «Schneider Electric» може запропонувати різноманітні комірки, зокрема КРП Nexima, MCset або SM 6. Серед переваг: повністю дистанційне керування вимикачем і заземленням, а для безпеки оператора - механічне та електричне блокування вбудовано. Комірки MCset комплектуються електричними вимикачами LF (див. табл. 4.12), вимірювальними ТС ARO1a/N3 та ТН VRC1/S1F. Технічні параметри вказаного обладнання наведені у табл. 4.12-4.14. [38]

Таблиця 4.12 – Технічні параметри комірки виробника Schneider Electric

[38]	
Ном. напруга, кВ	12
Ном. струм збірних шин, А	630..4000
Ном. частота, Гц	50
Ном. струм вимикання, кА	25..50
Струм термічної стійкості (3 с), кА	25..50
Глибина шафи, мм	1550
Ширину шафи, мм	570..900
Висота шафи, мм	2300

Тип ізоляції	Повітря
Таблиця 4.13 – Технічні параметри ТС ARO1a/NB [38]	
Ном. напруга, кВ	17,5
Ном. первинний струм, А	3150
Ном. вторинний струм, А	1; 5
Струм термічної стійкості (1 с), кА	50
Вторинне навантаження ТС, клас точності вимір., ВА (кл.)	30 (0,5)
Вторинне навантаження ТС, клас точності захисту, ВА (кл.)	7,5 (5P20)

Таблиця 4.14 – Технічні параметри ТН VRC1/S1F [38]

Ном. первинна напруга, кВ	10
Ном. вторинна напруга, В	110
Вторинне навантаження ТН, клас точності ВА (кл.)	75 (0,5)

4.2.5 Огляд технічних характеристик обладнання Siemens

Виробник «Siemens» має різноманітний вибір виконання КРП 10 кВ, зокрема КРП NXAIR. Комірка є армованим розподільчим пристроєм з повітряною ізоляцією виконана у металевому корпусі. Однією з особливостей є система логічних механічних блокувань, стійкість до високого тиску між перегородками відсіків, використання блочних ТС. Технічні параметри вказаного обладнання наведені у табл. 4.15. [39]

Таблиця 4.15 – Основні технічні параметри комірки виробника

Siemens [39]	
Ном. напруга, кВ	12

Ном. струм збірних шин, А	4000
Ном. частота, Гц	50..60
Ном. струм вимикання, кА	50
Струм термічної стійкості (3 с), кА	50
Струм електродинамічної стійкості, кА	125
Глибина шафи, мм	1650
Ширина шафи, мм	800..1000
Висота шафи, мм	2300
Тип ізоляції	Повітря

Поточна комірка може комплектуватися може комплектуватися силовими вакуумними вимиками типу 3AE SION, блочними ТС, ТН. Технічні параметри вказаного обладнання наведені у табл.4.16-4.18. [39]

Таблиця 4.16 – Технічні параметри вимикачів 3AE SION [39]

Ном. напруга, кВ	17,5
Ном. струм, А	4000
Ном. частота, Гц	50..60
Ном. струм відключення, кА	50
Струм термічної стійкості (3 с), кА	50
Струм електродинамічної стійкості, кА	125
Тип ізоляції	Вакуум

Таблиця 4.17 – Технічні параметри ТС для комірки NXAIR [39]

Номінальна напруга, кВ	24
------------------------	----

Номінальний первинний струм, А	4000
Номінальний вторинний струм, А	1; 5
Струм електродинамічної стійкості, кА	130
Струм термічної стійкості (3 с), кА	50
Клас точності вимірювання	0,2..1; FS5/FS10
Клас точності захисту	0,2..1; 5P/10P
Вторинне навантаження ТС, ВА	30
Таблиця 4.18 – Технічні параметри ТН для комірки NXAIR [39]	
Ном. напруга, кВ	24
Ном. вторинна напруга, В	120; 120/√3
Клас точності вимірювання	0,2..1,0
Вторинне навантаження ТН, ВА	200

4.2.6 Порівняльна оцінка технічних характеристик обладнання

представлених виробників

У табл. 4.19 приведено порівняльну оцінку технічних характеристик комірок та обладнання серед відповідних виробників.

Таблиця 4.19 – Порівняльна оцінка технічних характеристик

Параметр	РЗВА	ЗЗВА	ABB	Schneider Electric	Siemens
$U_{\text{НОМ.}}$, кВ	10	10	12	12	12
$f_{\text{НОМ.}}$, Гц	50..60	50..60	50..60	50	50..60
$I_{\text{НОМ. ПЕРВ.}}$, А	1000..4000	630..3150	4000	630..4000	4000
$I_{\text{ВИМ.}}$, кА	20..31,5	20..31,5	16..31,5	25..50	50

Удин., кА	31..81	51..81	80	- 00	125
Ітерм., кА (3 с)	20..31,5	20..31,5	16..31,5	25..50	50
Глибина шафи, мм	1200; 1500	1300-1700	1340	1550	1650
Ширина шафи, мм	650..750	750..1125	550	570..900	800..1000
Висота шафи, мм	2300	2150..2220	2200.. 2595	2300	2500
Тип ізоляції	Повітря				

Схема П/Ст 35/10 кВ після реконструкції зображена на рис 4.1:

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУ

НУ

НУ

НУ

НУ

НУ

НУ



НУ

НУ

НУ

НУ

НУ

НУ

НУ

Рисунок 4.1 – Принципова однолінійна електрична схема підстанції 35/10 кВ
5 ОЦІНКА НАДІЙНОСТІ ЕНЕРГОСИСТЕМ

5.1 Загальні методи та критерії оцінки надійності

Основною функцією сучасної електроенергетичної системи є забезпечення споживачів електричною енергією якомога економічніше та з прийнятним ступенем надійності.

Сучасне суспільство, через свої соціальні та робочі звички, звикло очікувати, що пропозиція буде постійно доступною за запитом. Цей рівень очікувань вимагає від енергокомпаній забезпечення безперебійного електропостачання своїх споживачів. Неможливо спроектувати енергосистему зі 100% надійністю. Тому менеджери та інженери енергосистем прагнуть отримати найвищу можливу надійність системи в рамках своїх соціально-економічних обмежень.

Розгляд двох важливих аспектів безперервності та якості постачання разом з іншими важливими елементами в плануванні, проектуванні, контролі, експлуатації та обслуговуванні мережі електроенергетичної системи зазвичай позначається як оцінка надійності.

Тому в контексті енергетичної системи надійність можна визначити як занепокоєння щодо здатності системи забезпечувати адекватне постачання електроенергії. Багато комунальних підприємств кількісно оцінюють минулі показники своїх систем і використовують отримані показники в широкому діапазоні управлінських дій і рішень. Усі утиліті намагаються розпізнати наслідки надійності при плануванні, проектуванні та експлуатації системи за допомогою широкого спектру методів.

Методи оцінки надійності загалом можна розділити на дві категорії: детерміновані та імовірнісні. Детерміновані методики повільно замінюються імовірнісними.

Надійність системи можна розділити на дві різні категорії безпеки системи та адекватності системи. Поняття безпеки пов'язане з динамічною реакцією системи на збурення, яким вона піддається. Адекватність пов'язана зі статичними умовами системи та наявністю достатніх можливостей у системі

для задоволення вимог щодо навантаження системи. Загальна оцінка адекватності електроенергетичної системи передбачає комплексний аналіз трьох її основних функціональних зон генерації, передачі та розподілу. Основні методи оцінки адекватності загалом класифікуються з точки зору їх застосування до кожної з цих зон.

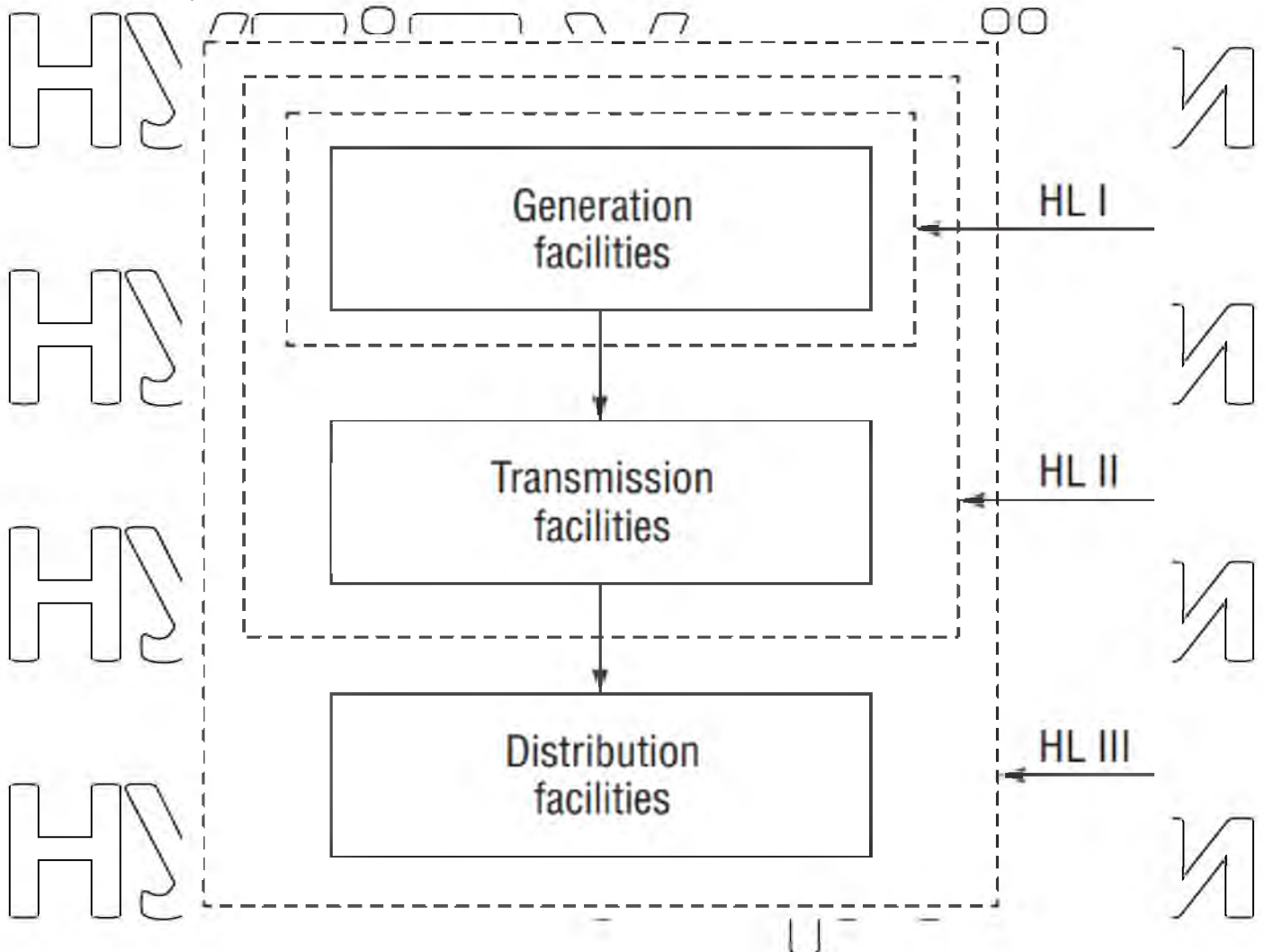


Рисунок 5.1 – Ієрархічні рівні в електроенергетичній системі

Функціональні зони можна об'єднати, як показано на Рис. 5.1, щоб отримати три окремі ієрархічні рівні (HL I). Оцінку адекватності можна провести на кожному з цих ієрархічних рівнів. На HL I перевіряється адекватність генеруючої системи вимогам до навантаження. При оцінці адекватності HL II враховуються як генерація, так і відповідні засоби передачі. Цю діяльність іноді називають комплексною або масовою оцінкою адекватності системи. Оцінка адекватності HL III передбачає врахування всіх цих функціональних зон для оцінки індексів точки навантаження споживача.

Дослідження НІ, ІІІ зазвичай не проводяться в практичній системі через масштабність проблеми.

Підприємства електроенергетики зазнають значних змін щодо своєї структури, функціонування та регулювання. Особливо це стосується країн із високорозвиненими системами.

Традиційна вертикально інтегрована структура комунального підприємства, що складається з функціональних зон виробництва, передачі та розподілу, як показано на Рис. 5.1, у багатьох випадках була розкладена на окремі комунальні підприємства, кожне з яких виконує одну функцію в загальній системі доставки електроенергії.

Дерегуляція та конкурентоспроможне ціноутворення також дозволять споживачам електроенергії обирати свого постачальника на основі рентабельності. Запити на використання мережі передачі третіми сторонами значно розширюють традиційний аналіз можливостей передачі поза інституційними кордонами. Також зростає використання місцевої генерації, вбудованої у функціональну зону розподілу. Потужності окремих одиниць можуть бути досить малими, але сукупна загальна потужність може становити значний компонент загальної необхідної генеруючої потужності.

За останнє десятиліття структура електроенергетичної системи значно змінилася і продовжує змінюватися. Основні принципи та концепції оцінки надійності, розроблені протягом багатьох десятиліть, залишаються актуальними в новому робочому середовищі. Однак цілі оцінки надійності можуть бути переформульовані та реструктуризовані відповідати новим парадигмам. [40]

Електроенергетичні системи надзвичайно складні. Це пов'язано з багатьма факторами, деякі з яких — фізичні розміри, географічне розгалуження, національні та міжнародні зв'язки, потоки, що не слідує маршрутам транспортування, відповідно до вимог операторів, але природно дотримуються фізичних законів. Той факт, що електрична енергія не може

ефективно зберігатися у великих кількостях, непередбачувана поведінка системи в одній точці системи може мати серйозний вплив на великих відстанях від джерела проблеми та багато інших причин.

Ці фактори добре відомі інженерам і менеджерам енергосистем.

Історичний розвиток і поточні сценарії в енергетичних компаніях, однак, мають значення для оцінки того, чому і як оцінювати надійність складних електроенергетичних систем.

Енергетичні системи розвивалися десятиліттями. Основний акцент робиться на забезпеченні надійного та економічного постачання електроенергії своїм клієнтам. Резервні або резервні потужності в генеруючих і мережних об'єктах були вбудовані, щоб забезпечити адекватну та прийнятну безперервність постачання у разі збоїв і вимушених відключень станції, а також виведення об'єктів для регулярного планового технічного обслуговування.

Ступінь резервування повинен відповідати вимогам, щоб постачання було якомога економічнішим.

Імовірність відключення споживачів з будь-якої причини можна зменшити шляхом збільшення інвестицій на етапі планування, етапі експлуатації або обох. Надмірні інвестиції можуть призвести до надмірних операційних витрат, які повинні бути відображені в структурі тарифів. Отже, економічне обмеження може бути порушено, хоча система може бути дуже надійною. З іншого боку, недоінвестиції призводять до протилежної ситуації. Таким чином, очевидно, що економічні обмеження та обмеження надійності можуть бути конкурентоспроможними, і це може призвести до складних управлінських рішень як на етапі планування, так і на етапі експлуатації.

Ці проблеми завжди були широко визнані та зрозумілі, а критерії та методи проектування, планування та експлуатації розроблялися протягом багатьох десятиліть у спробі вирішити та задовольнити дилему між економічними обмеженнями та обмеженнями надійності. Критерії та методи,

вперше використані в практичних застосуваннях, однак, усі детерміновані. [41]

Типовими критеріями є:

а) Планова генеруюча потужність — встановлена потужність дорівнює очікуваному максимальному попиту через фіксований відсоток від очікуваного максимального попиту;

б) Експлуатаційна потужність — обертова потужність дорівнює очікуваному попиту на навантаження плюс резерв, що дорівнює одній чи більше найбільшим одиницям;

в) Планування пропускної спроможності мережі — створить мінімальну кількість ланцюгів для групи навантаження (загальновідомий як критерій $(n - 1)$ або $(n - 2)$ залежно від рівня резервування), мінімальна кількість залежить від максимального мама вимоги групи.

Хоча ці та інші подібні критерії були розроблені для того, щоб врахувати випадкові збої, вони за своєю суттю є детермінованими. Їх суттєва слабкість полягає в тому, що вони не враховують і не можуть пояснити імовірнісну або стохастичну природу поведінки системи, вимог замовника або відмов компонентів.

Типовими імовірнісними аспектами є:

а) Відомо, що частота вимушених відключень генеруючих установок залежить від розміру та типу установки, тому фіксований відсоток резерву не може забезпечити постійний ризик.

б) Інтенсивність відмов повітряної лінії є функцією довжини, конструкції, розташування та навколишнього середовища, тому постійний ризик переривання постачання не може бути забезпечений шляхом будівництва мінімальної кількості кіл.

в) Усі рішення щодо планування та експлуатації базуються на методах прогнозування навантаження.

Ці методи не можуть точно передбачити навантаження, і в прогнозах

існують невизначеності. [41]

НУБІП УКРАЇНИ

5.2 Імовірнісні критерії надійності

Поведінка системи має стохастичний характер, і тому логічно вважати, що оцінка таких систем повинна базуватися на методах, які реагують на цю поведінку (тобто імовірнісних методах). Це було визнано з 1930-х років, і було багато публікацій, присвячених розробці моделей, методів і застосувань оцінки надійності енергосистем.

Однак фактом залишається те, що більшість поточних критеріїв планування, проектування та експлуатації базуються на детермінованих методах. Вони використовувалися комунальними службами протягом десятиліть, і можна стверджувати, що вони дуже добре служили галузі в минулому. Проте використання ймовірнісного підходу виправдовується тим, що він дає більш об'єктивні оцінки процесу прийняття рішень. Щоб поміркувати над цією концепцією, корисно повернутися в історію і згадати дві цитати:

Основною проблемою системного планування є правильне визначення резервної потужності. Занадто низьке значення означає надмірні переривання, а надто високе значення призводить до надмірних витрат. Чим більша невизначеність щодо фактичної надійності будь-якої установки, тим більше інвестиції витрачені марно.

Складність проблеми загалом ускладнює пошук відповіді на неї за допомогою емпіричних правил. Така сама складність, з одного боку, і хороша інженерна та обґрунтована економіка, з іншого, виправдовують «використання методів аналізу, що дозволяють систематично оцінювати всі важливі чинники. Немає точних доступних методів, які дозволяють вирішити проблеми запасів з тією ж точністю, з якою, скажімо, проблеми зі схемами вирішуються шляхом застосування закону Ома. Однак систематична атака на них може бути здійснена шляхом «розумного» застосування теорії

ймовірностей.

(Джузеппе Калабресе (GIUSEPPE CALABRESE) (1947) [42]).

Переваги потужності, які є результатом з'єднання двох або більше електричних систем, можна найкраще і найлогічніше оцінити за допомогою

ймовірнісних методів, і такі вигоди найбільш справедливо розподіляються між системами, що беруть участь у з'єднанні, за допомогою «методу взаємної вигоди». розподілу», оскільки він базується на взаємних перевагах кількох систем. (КАРЛ ВОЧОРН (CARL WATCHORN) (1950) [43])

Ці видатні джентльмени близько 50 років тому визначили необхідність «імовірнісної оцінки», «співвідношення економіки до надійності» та «оцінки переваг або цінності», але детерміновані методи та критерії все ще домінують на етапах планування та експлуатації.

Основними причинами такої ситуації є відсутність даних, обмеженість обчислювальних ресурсів, відсутність реалістичних методів надійності, неприйняття використання ймовірнісних методів і неправильне розуміння важливості та значення ймовірнісних критеріїв та індексів ризику. Сьогодні ці причини не є дійсними, оскільки більшість комунальних підприємств мають достовірні та застосовні дані, методи оцінки надійності дуже розвинені, а більшість інженерів мають робоче розуміння ймовірнісних методів. У цьому розділі маємо намір проілюструвати розвиток методів оцінки надійності, придатних для додатків енергосистем, і пояснити значення різних показників надійності, які можна оцінити. Це чітко ілюструє, що немає потреби штучно обмежувати притаманну ймовірнісну або стохастичну природу енергетичної системи детермінованою областю, незважаючи на те, що така область може здатися більш комфортною та безпечною. [41]

5.3 Статистичні та ймовірнісні заходи

На цьому етапі важливо припустити, що можна зробити щодо оцінки надійності та чому це необхідно. Відмови компонентів, устаток і систем відбуваються випадково; частота, тривалість і вплив несправностей змінюються від року до року. У цьому немає нічого нового чи несподіваного. Зазвичай усі утиліти записують деталі подій, коли вони відбуваються, і виробляють набір показників ефективності. Вони можуть бути обмеженими або великими за кількістю та концепцією та включати такі елементи, як:

- доступність системи;
- розрахункова невідпущена енергія;
- кількість інцидентів;
- кількість годин перерви;
- вильоти за встановлені межі напруги;
- екскурсії поза встановленою частотою.

Ці показники ефективності є цінними, оскільки вони:

- визначають слабкі місця, які потребують посилення або модифікації;
- встановлюють хронологічні тенденції показників надійності;
- встановлюють існуючі індекси, які служать орієнтиром для прийнятних значень у майбутніх оцінках надійності;
- дозволяють попередні прогнози порівнювати з фактичним досвідом експлуатації;
- контролюють реакцію на зміни конструкції системи.

Важливо відзначити, що ці показники є статистичними показниками.

Вони не є детермінованими значеннями, а в кращому випадку є середніми або очікуваними значеннями розподілу ймовірностей.

Ці ж основні принципи застосовуються, якщо оцінюється майбутня поведінка системи. Можна зробити припущення, що збої, які відбувалися випадково в минулому, також будуть відбуватися випадково в майбутньому, і

тому система поводитися ймовірнісним, або, точніше, стохастичним.

Прогнозовані показники, які можна порівняти з минулими показниками ефективності або індексами, також можуть бути надзвичайно корисними для порівняння минулої історії з прогнозованим майбутнім. Ці показники можна передбачити лише за допомогою ймовірнісних методів, а спроби зробити це за допомогою детерміністських підходів є оманною.

Щоб застосувати детерміновані методи та критерії, система має бути штучно обмежена фіксованим набором значень, які не мають невизначеності чи мінливості. Визнання цього обмеження призводить до широкого вивчення конкретних сценаріїв або «достовірних» подій. Суттєва слабкість полягає в тому, що ймовірність нехтується, а справжній ризик неможливо оцінити.

На цьому етапі варто переглянути різницю між небезпекою та ризиком і спосіб їх оцінки за допомогою детерміністичного та ймовірнісного підходів.

Два поняття, небезпека та ризик, часто плутають; сприйняття ризику часто зважується емоціями, які можуть поставити галузь у скрутне становище. Небезпека - це подія, яка, якщо вона відбувається, призводить до небезпечного стану або збою системи.

Іншими словами, це небажана подія, серйозність якої можна порівняти з іншими небезпеками. Детермінований аналіз може розглядати лише результат і ранжирування небезпек. Однак небезпека, навіть якщо вона вкрай небажана, не має значення, якщо вона не може виникнути або настільки мало ймовірна, що її можна проігнорувати. Ризик, з іншого боку, враховує не лише небезпечні події та їх серйозність, але й їхню ймовірність. Поєднання серйозності та ймовірності створює параметри заводу та системи, які дійсно представляють ризик. Це можна зробити лише за допомогою ймовірнісних методів. [41]

5.4 Методи оцінки надійності

Показники надійності енергосистеми можна розрахувати різними методами. Два основних підходи: аналітичний і симуляційний. Переважна більшість методів була аналітично заснована, а методи моделювання відіграли

незначну роль у спеціалізованих програмах. Основна причина цього полягає в тому, що моделювання, як правило, вимагає великої кількості обчислювального часу, а аналітичних моделей і методів було достатньо, щоб надати планувальникам і дизайнерам результати, необхідні для прийняття об'єктивних рішень. Зараз це змінюється, і зростає інтерес до всебічного моделювання поведінки системи та до оцінки більш інформативного набору показників надійності системи. Це передбачає необхідність розгляду моделювання Монте-Карло.

Аналітичні методи представляють систему математичною моделлю та оцінюють показники надійності з цієї моделі за допомогою прямих числових рішень. Зазвичай вони забезпечують індекси очікування за відносно короткий час обчислення. На жаль, для спрощення проблеми та створення аналітичної моделі системи часто потрібні припущення. Це особливо актуально, коли потрібно змоделювати складні системи та складні операційні процедури. Тому отриманий аналіз може частково або значно втратити своє значення. Використання методів моделювання є дуже важливим для оцінки надійності таких ситуацій.

Методи моделювання оцінюють показники надійності шляхом моделювання реального процесу та випадкової поведінки системи. Тому метод розглядає проблему як серію реальних експериментів. Методи теоретично можуть враховувати практично всі аспекти та непередбачені обставини, властиві плануванню, проектуванню та експлуатації енергосистеми. До них належать випадкові події, такі як відключення та ремонти елементів, представлені загальними розподілами ймовірностей, залежні події та поведінка компонентів, постановка в чергу несправних компонентів, зміни навантаження, зміни споживання енергії, такі як у гідрогенерації, а також усі різні типи операцій політики.

Якщо термін експлуатації системи моделюється протягом тривалого періоду часу, можна вивчити поведінку системи та отримати чітке уявлення про

типи недоліків, які система може мати. Ця записана інформація дозволяє оцінити очікувані значення індексів надійності разом з їх частотним розподілом. Ця вичерпна інформація дає дуже детальний опис, і, отже, розуміння надійності системи.

Процес моделювання може здійснюватися за одним із двох підходів:

1) Випадковий — перевіряє базові проміжки часу в змодельованому періоді після вибору цих проміжків у випадковий спосіб.

2) Послідовний — аналізує кожен базовий проміжок часу змодельованого періоду в хронологічному порядку.

Базовий інтервал часу вибирається відповідно до типу досліджуваної системи, а також тривалістю періоду моделювання, щоб забезпечити певний рівень довіри до розрахункових показників.

Вибір конкретного підходу моделювання залежить від того, чи відіграє роль історія системи в її поведінці. Випадковий підхід може бути використаний, якщо історія не впливає, але послідовний підхід необхідний, якщо минула історія впливає на поточні умови. Це стосується енергетичної системи, що містить гідроелектричну станцію, в якій минуле використання енергетичних ресурсів (наприклад, води) впливає на здатність генерувати енергію в наступні проміжки часу.

Слід зазначити, що незалежно від того, який підхід використовується, прогнозовані індекси є настільки хорошими, наскільки хороша модель, отримана для системи, доцільність методики та якість даних, що використовуються в моделях і методиках. [41]

5.5 Поняття адекватності та безпеки

Кожного разу, коли відбувається обговорення надійності енергосистеми, воно незмінно включає в себе розгляд станів системи та того, чи вони адекватні, безпечні та чи можуть бути приписані попереджувальний, аварійний або інший визначений статус. Це особливо стосується систем передачі. Тому

корисно обговорити значення та сенс таких станів.

Концепція адекватності, як правило, розглядається як наявність достатніх засобів у системі для задоволення споживчого попиту. Ці об'єкти включають ті, які необхідні для виробництва достатньої кількості енергії, а також відповідні мережі передачі та розподілу, необхідні для транспортування енергії до фактичних точок навантаження споживачів. Таким чином, адекватність вважається пов'язаною зі статичними умовами, які не включають порушення системи.

З іншого боку, вважається, що безпека стосується здатності системи реагувати на збурення, що виникають у цій системі. Таким чином, безпека пов'язана з реакцією системи на будь-які порушення, на які вони зазнають. Вважається, що вони включають умови, що спричиняють локальні та широкомасштабні наслідки та втрату основних генеруючих і транспортних засобів.

Наслідком цього поділу є те, що ці два аспекти відрізняються як концепцією, так і оцінкою. Це може призвести до неправильного розуміння причини поділу. Насправді це не означає, що існують два різні процеси, пов'язані з надійністю енергосистеми, а призначене для того, щоб гарантувати, що надійність можна обчислити просто структурованим і логічним способом. З прагматичної точки зору адекватність, як її визначено, набагато легше обчислити, і вона забезпечує цінний внесок у процес прийняття рішень. Тому в цьому плані було проведено значну роботу. Хоча над проблемою «безпеки» було проведено певну роботу, це захоплююча сфера для подальшого розвитку та дослідження.

З наведеного вище визначення очевидно, що адекватність використовується для опису стану системи, в якому фактичний вхід у цей стан і вихід із нього ігнорується, і, таким чином, визначається як стан стійкого стану. Потім стан аналізується та вважається адекватним, якщо всі системні вимоги, включаючи вимоги до навантаження, напруги, VAR тощо, повністю задоволені.

Стан вважається неадекватним, якщо порушується будь-яке з обмежень енергосистеми. Додаткове міркування, яке іноді може бути включено, полягає в тому, що в іншому випадку адекватний стан вважається адекватним тоді і тільки тоді, коли на виході він веде до іншого адекватного стану; він

вважається неадекватним, якщо він призводить до стану, який сам є неадекватним у тому сенсі, що відбувається порушення мережі. Це міркування створює буферну зону між повністю адекватними станами та іншими явно неадекватними станами. Такі буферні зони більш відомі як стани тривоги, адекватні стани за межами буферної зони як нормальні стани, а неадекватні стани як надзвичайні стани.

Ця концепція адекватності розглядає стан у повній ізоляції та нехтує фактичними переходами на вхід та переходами на вихід як причинами проблем. Насправді ці переходи, особливо початкові, є основоположними для визначення того, чи може стан бути статичним, чи він просто перехідний і дуже тимчасовий. Це автоматично призводить до розгляду безпеки, і, отже, очевидно, що безпека та адекватність взаємозалежні та є частиною однієї проблеми; цей поділ є радше зручним, ніж практичним досвідом.

Інженери енергосистем схильні пов'язувати безпеку з динамічним процесом, який відбувається, коли система переходить між одним станом і іншим. Обидва ці стани самі по собі можуть бути прийнятними, якщо розглядати їх лише з точки зору адекватності; тобто вони обидва здатні задовольнити всі вимоги системи та всі системні обмеження. Однак це ігнорує динамічну та перехідну поведінку системи, за якої системі може бути неможливо перебувати в одному з цих станів у стаціонарному стані.

Якщо це так, то наступний перехід переводить систему з одного з так званих адекватних станів в інший стан, який сам по собі може бути адекватним або неадекватним. В останньому випадку стан, з якого відбувся перехід, можна вважати адекватним, але небезпечним. Подальші ускладнення можуть виникнути через те, що стан, з якого може відбутися вищезгаданий перехід,

може бути неадекватним, але безпечним, у тому сенсі, що система перебуває в стабільному стані; тобто немає тимчасового або динамічного переходу від стану. Зрештою, держава може бути неадекватною і незахищеною.

Якщо стан є неадекватним, це означає, що одне або більше системних обмежень, або в мережі, або в вимогах системи, не задовольняються. Тому потрібні коригувальні дії, такі як повторна диспетчеризація, відключення навантаження або різні альтернативні способи керування параметрами системи. Для виконання всіх цих засобів потрібен час.

Якщо динамічний процес енергосистеми спричиняє вихід із цього стану до того, як можна буде виконати коригувальну дію, тоді стан системи явно не тільки неадекватний, але й небезпечний. Якщо, з іншого боку, коригувальна дія може бути здійснена за коротший час, ніж той, який вимагає динамічний

процес, стан безпечний, хоча й неадекватний. Це призводить до висновку, що

«час для виконання» корективної дії є фундаментальним параметром для визначення того, чи є стан адекватним і безпечним, адекватним і незахищеним, неадекватним і безпечним або неадекватним і незахищеним. Будь-який стан, який можна визначити як неадекватний або небезпечний, однозначно є станом

відмови системи та сприяє ненадійності системи. Існуючі методи оцінки надійності загалом стосуються оцінки адекватності.

Це не має великого значення у випадку систем генерації або систем розподілу; однак це може бути важливим при розгляді комбінованих систем виробництва та передачі. Методики, описані в цій книзі, загалом стосуються оцінки адекватності. [41]

5.6 Вартість надійності та цінність надійності

Через складну та інтегровану природу енергосистеми збої в будь-якій частині системи можуть спричинити перебої, які варіюються від незручностей для невеликої кількості місцевих жителів до значного та широкомасштабного катастрофічного порушення постачання. Економічні наслідки цих відключень не обов'язково обмежуються втратою доходу комунальним підприємством або

витратою споживання енергії клієнтом, але, щоб оцінити справжні витрати, слід також включати непрямі витрати, які покладаються на клієнтів, суспільство та навколишнє середовище через відключення. Наприклад, у випадку новорічного відключення електроенергії 1977 року загальні витрати на відключення електроенергії були віднесені як:

- Консолідовані прямі витрати Edison 3,5%
- інші прямі витрати 12,5%
- непрямі витрати 84,0%

Як обговорювалося в попередньому розділі, для того, щоб зменшити частоту та тривалість цих подій і зменшити їхній вплив, необхідно інвестувати або в фазу проектування, і в експлуатацію, або в обидві. Автори порушили цілий ряд питань, що впливають із цієї концепції, зокрема:

- Скільки потрібно витратити?
- Чи варто витрачати гроші?
- Чи слід підвищувати надійність, підтримувати її на існуючому рівні чи дозволити її погіршенню?
- Хто повинен вирішувати — комунальне підприємство, регулятор, клієнт?
- На якій основі слід приймати рішення?

Основною тенденцією в усіх цих питаннях є необхідність визначити цінність надійності в енергетичній системі, хто має сприяти цій цінності та хто має вирішувати рівні надійності та інвестиції, необхідні для їх досягнення.

Таким чином, основним питанням для обговорення надійності є питання "Чи воно того варте?" Як неодноразово зазначалося, витрати та економіка відіграють головну роль у застосуванні концепцій надійності та її фізичному досягненні. У цьому контексті постає таке запитання: «Куди чи у що слід інвестувати наступний фунт, долар чи франк у систему, щоб досягти

максимальної надійності?» Відповіді на це питання може бути надзвичайно складно, але воно киттєво важливе, і його можна спробувати, лише якщо для кожної з альтернатив будуть оцінені послідовні кількісні показники надійності.

Тому очевидно, що надійність і економічність відіграють важливу інтегровану роль у процесі прийняття рішень. Перший крок у цьому процесі показано на рис. 5.2, де показано, як надійність продукту чи системи пов'язана з інвестиційною вартістю; тобто для підвищення надійності потрібні додаткові інвестиції. Це чітко демонструє загальну тенденцію, згідно з якою додаткові витрати ΔC для досягнення заданого підвищення надійності ΔR зростають у міру підвищення рівня надійності, або, альтернативно, дане збільшення інвестицій призводить до зменшення приросту надійності в міру підвищення надійності. У будь-якому випадку високої надійності досягти дорого.

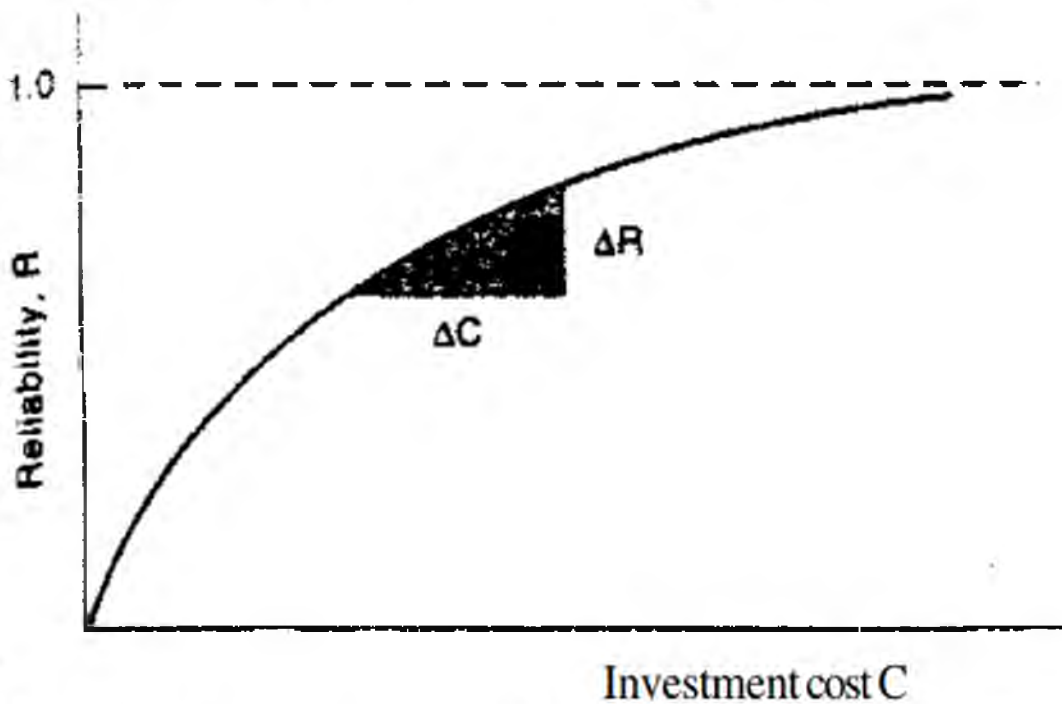


Рисунок 5.2 – Додаткова вартість надійності

Додаткові витрати на надійність, $\Delta C/M$, показані на рис. 5.2, є одним із способів визначити, чи варті інвестиції в систему. Однак він не відображає належним чином переваги, які бачать комунальне підприємство, споживач або суспільство. Два аспекти надійності та економічності можна оцінити більш узгоджено, порівнюючи вартість надійності (інвестиційні витрати, необхідні

для досягнення певного рівня надійності) з надійністю (вигодою, отриманою клієнтом і суєнільством).

Це розширення кількісного аналізу надійності до оцінки вартості послуг є оманливо простим процесом, який може бути використаний неправильно.

Основна концепція оцінки надійність-вартість, надійність-цінність відносно проста і може бути представлена кривими вартість/надійність на рис. 5.3. Ці криві показують, що інвестиційні витрати зазвичай зростають із підвищенням надійності. З іншого боку, витрати клієнта, пов'язані з відмовами, зменшуються в міру підвищення надійності. Таким чином, загальні витрати є сумою цих двох окремих витрат. Ця загальна вартість демонструє мінімум, і таким чином досягається «оптимальний» або цільовий рівень надійності.

Ця концепція цілком слушна. При його оцінці виникають дві труднощі.

По-перше, розраховані індекси зазвичай отримують лише з наближених

моделей. По-друге, існують значні проблеми в оцінці сприйняття клієнтами вартості відмови системи. Було проведено ряд досліджень і опитувань, у тому числі в Канаді, Сполученому Королівстві та Скандинавії. [41]

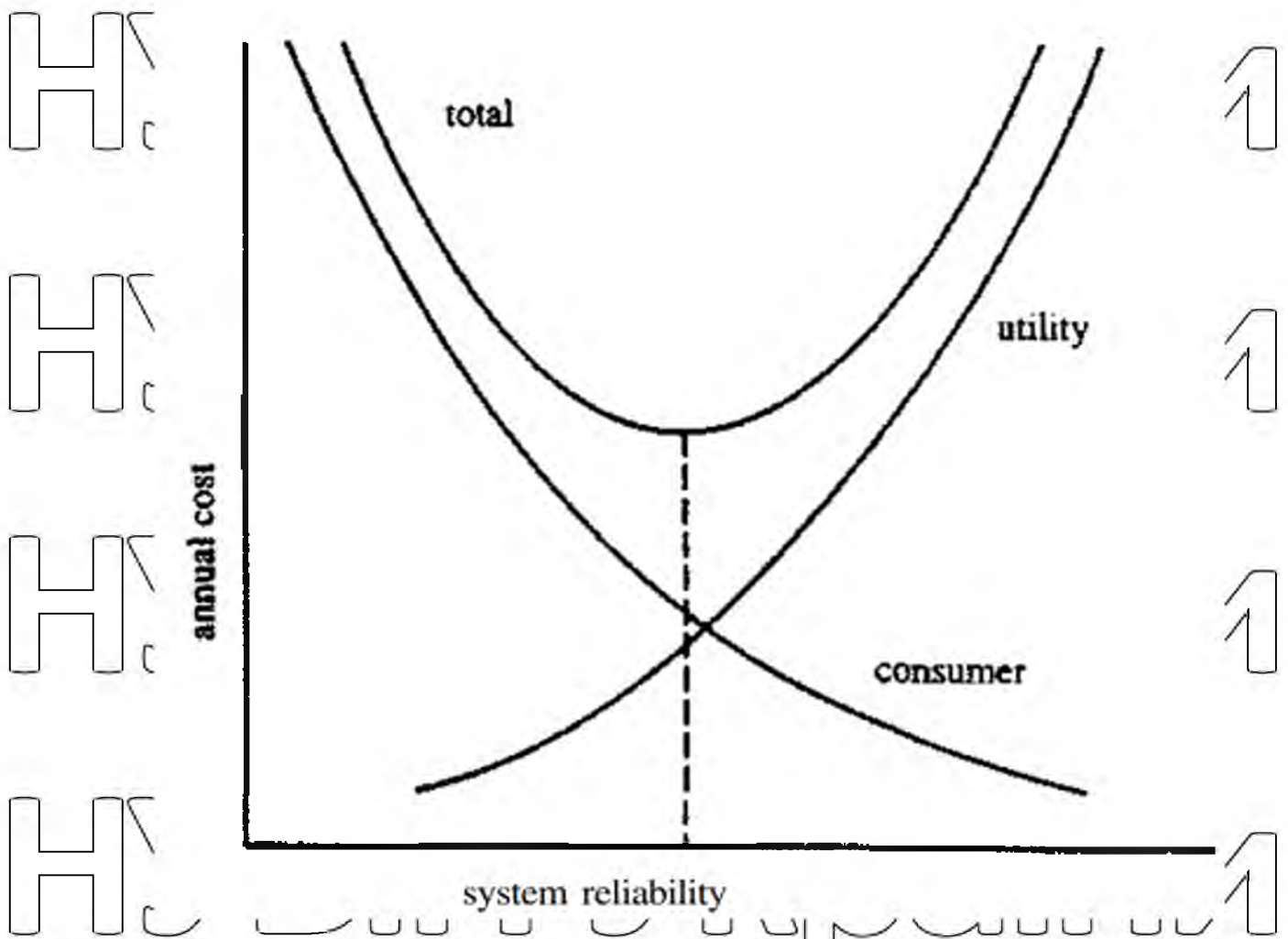


Рисунок 5.3 – Загальні витрати на надійність

5.7 Резервування як спосіб забезпечення надійності [44]

Резервування (англ. redundancy) – спосіб забезпечення надійності об'єкта за рахунок використання додаткових засобів та (або) можливостей, надлишкових відносно мінімально необхідних для виконання потрібних функцій.

Структурне резервування (англ. structural redundancy) – резервування з застосуванням резервних елементів структури об'єкта.

Основний елемент (en. major element) – елемент об'єкта, необхідний для виконання потрібних функцій без використання резерву.

Резервований елемент (англ. element under redundancy) – основний елемент, на випадок відмови якого в об'єкті передбачені один або кілька резервних елементів, тобто таких, які призначені для виконання функцій основного елемента в разі його відмови.

Резервний елемент (англ. redundancy element) – елемент, призначений для виконання функцій основного елемента в разі його відмови.

Кратність резерву (англ. redundancy ratio) – відношення кількості резервних елементів до кількості резервованих ними елементів, виражене нескоротним дробом.

Навантажений резерв (англ. active reserve) – резерв, що містить один чи кілька резервних елементів, які перебувають у режимі основного елемента.

Полегшений резерв (англ. reduced reserve) – резерв, що складається з одного чи кількох резервних елементів, які перебувають у режимі меншого навантаження порівняно з основним елементом.

Чеканий резерв (англ. standby reserve) – резерв, що складається з одного чи кількох резервних елементів, які перебувають у чеканому стані до початку виконання ними функцій основного елемента.

Загальне резервування (англ. whole system redundancy) – резервування, в якому резервується об'єкт в цілому.

Роздільне резервування (англ. segregated redundancy) – резервування, в якому резервуються окремі елементи об'єкта чи їх групи.

Стале резервування (англ. continuous redundancy) – таке, в якому використовують навантажений резерв і в якому, за відмови будь-якого елемента резервованої групи, виконання об'єктом потрібних функцій забезпечується без перемикань рештою елементів.

Заміщувальне резервування (англ. standby redundancy) – резервування, в якому функції основного елемента передаються резервному тільки після відмови основного елемента.

Ковзне резервування (англ. sliding redundancy) – заміщувальне резервування, за якого група основних елементів резервується одним чи кількома резервними елементами, кожен з яких може замінити будь-який з елементів цієї групи у випадку його відмови.

Резервування без відновлення (англ. redundancy without restoration) – резервування, при якому відновлення основних і (чи) резервних елементів у

випадках їх відмови технічно неможливе без порушення працездатності об'єкта в цілому та (або) не передбачене експлуатаційною документацією.

Резервування з відновленням (англ. redundancy with restoration) – це резервування основних і (чи) резервних елементів, у випадку їх відмови, технічно можливе без порушення працездатності об'єкта в цілому та передбачене експлуатаційною документацією.

З існуючих видів резервування в ЕЕС використовують структурне (надлишкові елементи структури об'єкта), навантажувальне (здатність об'єкта сприймати додаткове навантаження), ресурсне (запаси енергоносіїв), функціональне (здатність елементів структури виконувати додаткові функції – переведення генератора в режим синхронного компенсатора), інформаційне (надлишкова інформація для керування станом обладнання ЕЕС).

У генерувальній частині ЕЕС утворюють резерви активної потужності.

Резерв потужності визначається різницею між сумарною наявною потужністю ЕС та річним максимумом їх сумарного навантаження. Створення резерву потужності належить до дорогих заходів забезпечення надійності і вимагає тривалого часу для своєї реалізації, тому це завдання вирішується на стадії управління розвитком ЕЕС.

Необхідну величину резерву потужності можна визначити, врахувавши кожен зі складових повного резерву: навантажувальний, аварійний та ремонтний резерви.

Навантажувальний резерв необхідний для покривання випадкових коливань потужності споживання. Цей резерв виділяється для регулювання частоти в ЕЕС. Нерегулярні коливання навантаження відносно значення, заданого графіком, підпорядковуються нормальному закону. Відносна величина середньоквадратичного відхилення навантаження менша в потужніших ЕЕС внаслідок збільшення ймовірності взаємної компенсації випадкових відхилень навантаження окремих споживачів. Величину резерву навантаження встановлюють переважно за даними статистики.

Ремонтний резерв необхідний для компенсації зниження потужності ЕЕС під час виведення основного устаткування у плановий ремонт. Його величина визначається частотою та тривалістю планових ремонтів усієї сукупності агрегатів ЕС. Зі збільшенням цих показників величина ремонтного резерву зростає, бо працюючими агрегатами необхідно покривати більшу частину недовиробленої електроенергії.

Аварійний резерв потужності необхідний для компенсації аварійного зниження потужності ЕЕС у разі вимушених (аварійних та інших непланових) простоїв основного устаткування ЕС. Величину аварійного резерву розраховують методами теорії ймовірностей, які враховують частоту та тривалість аварійних вимикань генерувальних агрегатів.

Аварійний резерв разом з резервом навантаження в умовах експлуатації зберігається у вигляді єдиного оперативного резерву, який використовують для покривання раптових дефіцитів потужності в ЕЕС, що виникають у результаті аварійних вимикань генерувального устаткування та непередбачуваних збільшень навантаження.

Оперативний резерв за ознакою мобільності поділяють на дві складові:

ввімкнений (гарячий) та неввімкнений (холодний) резерви. До ввімкненого резерву належать обертовий резерв, розміщений на працюючих агрегатах, який можна реалізувати за час від декількох секунд до декількох хвилин, а також резерв, розміщений на зупинених агрегатах (ГЕС, ГАЕС, ГТЭС, ТЕС з поперечними зв'язками), які можна запустити в роботу за час від декількох хвилин до 1-2 год. До неввімкненого (холодного) резерву належить резерв, розміщений на зупинених агрегатах (переважно ТЕС і АЕС), які можна запустити в роботу за час від 1-2 до 24 год і більше.

Складові повного резерву – ремонтний та оперативний (аварійний і навантажувальний) резерви – є розрахунковими величинами, які дають змогу під час управління розвитком та експлуатації ЕЕС формувати політику використання резерву в подальші періоди роботи системи. Фактично у кожен заданий момент часу в процесі експлуатації ЕЕС частина генерувальних

агрегатів перебуває в неробочих станах, і в розпорядженні експлуатаційного персоналу залишається лише та частина повного резерву, яка визначається різницею між робочою потужністю системи та її навантаженням у цей момент часу. Цей резерв називають експлуатаційним.

Експлуатаційний резерв визначає можливості ЕЕС щодо аварійного виведення устаткування з роботи, покриття непередбачуваних збільшень навантаження, додаткового виведення устаткування в попереджувальний ремонт.

У передавальній частині ЕЕС для підвищення надійності схем ЕМ використовують навантажувальне та структурне резервування.

Прикладом навантажувального резервування може слугувати замкнене на електрична мережа з лініями W_1 та W_2 підвищеної пропускної здатності порівняно з необхідною для нормального режиму, схему якої наведено на рис.

5.4, а. Ці лінії сприймають на себе додаткове навантаження під час відмов інших ліній. Міжсистемні зв'язки обов'язково повинні мати навантажувальний резерв, щоб випадкові підвищення перетоків потужності не призводили до втрати статичної стійкості.

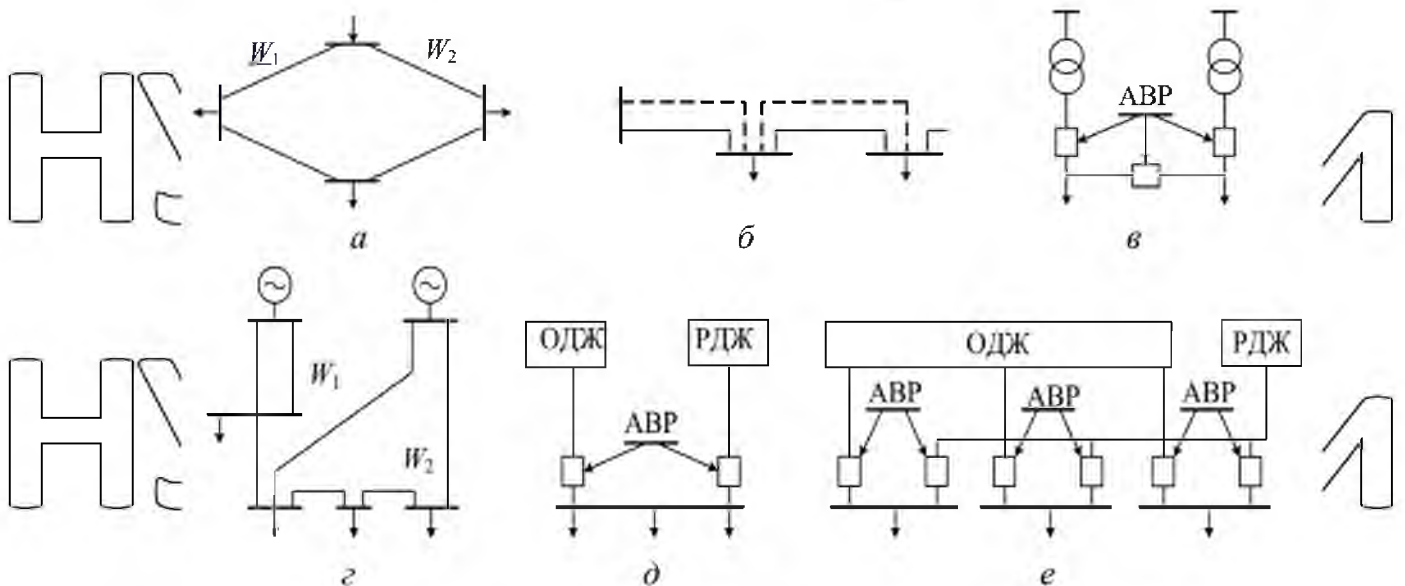


Рисунок 5.4 Види резервування у схемах ЕМ та в системах електропостачання: а – навантажувальне; б – роздільне; в – змішане; г – постійне; д – заступне; е – ковшне

В ЕМ використовують такі види структурного резервування:

НУБІП України

- загальне – резервується об'єкт загалом (наприклад, на ПС встановлюють два однакові трансформатори, коли з умов навантаження достатньо одного);
- роздільне – резервуються окремі елементи об'єкта або їх групи (наприклад, на магістральній ділянці розподільної лінії споруджується

паралельна лінія, як на рис. 5.4, б);

НУБІП України

- змішане – поєднуються різні види резервування (у схемі рис. 5.4, в поєднано загальне і навантажувальне резервування);
- постійне – резервні елементи беруть участь у функціонуванні об'єкта

разом з основними (лінії W1 і W2 у схемі рис. 5.4, г, будучи в нормальному

НУБІП України

режимі увімкненими, резервують окремі ділянки основної мережі);

- заступне – функції основного елемента передаються резервному тільки після відмови основного (рис. 5.4, д);

• ковзне – кожен з групи основних елементів заміщається спільним резервним у випадкові моменти відмов основних (рис. 5.4, е).

НУБІП України

У конкретних схемах ЕЕС вибирають такі види структурного резервування, які забезпечують максимальне підвищення надійності за мінімальної кількості надлишкових елементів. [44]

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

ВИСНОВКИ

У даній магістерській роботі було проведено аналіз функціонування ТП з точки зору забезпечення надійності електропостачання, виконано розрахунок струмів короткого замикання та уставок захистів, проведено вибір обладнання ВРП для II секції шин 35 кВ та вибір обладнання ЗРП для II секції шин 10 кВ, а також проведено оцінку надійності електропостачання енергосистеми в цілому.

За результатами аналізу функціонування ТП з точки зору забезпечення надійності електропостачання, схема ВРП 35 кВ, за способом приєднання до мережі, – тупикова, та є досить простою, оскільки побудована за схемою «блок ліній – трансформатор на стороні з вимикачем та роз'єднувачами».

Однак дана схема має низьку надійність через відсутність резервної лінії живлення, що при відключенні ВВ Т-31, призведе до відключення електропостачання для всіх приєднаних споживачів.

ЗРП 10 кВ побудована за схемою «одна одиночна, секціонована вимикачем, система шин». Серед переваг – встановлені вакуумні вимикачі, оскільки вони є пожежо- та вибухобезпечні та не вимагають технічного обслуговування, на відміну від масляних вимикачів.

Для підвищення пропускну здатності системи було вирішено провести вибір обладнання, зокрема, вимикачі, роз'єднувачі, ТС та ТН для ВРП 35 кВ та ЗРП 10 кВ, для чого було розраховано значення струмів КЗ та уставок захистів.

За результатами розрахунку струмів короткого замикання та уставок захистів, було отримано значення струмів КЗ з боку мережі та з боку СЕС для шин 35 і 10 кВ та в кінці лінії Ф-10. Розраховано уставки диференційного захисту трансформатора 2Т (RET615), максимального струмового захисту вводу 35 кВ Т-32 (RET615, REF615), максимального струмового захисту лінії 10 кВ (REF615) та максимального струмового захисту вводу 10 кВ (REF615).

Вибір обладнання ВРП для II секції шин 35 кВ провадився серед двох українських виробників, таких як «РЗВА» і «ЗЗВА», та міжнародного –

компанії «ABB». Вимикачі, роз'єднувачі, ТС та ТН обиралися за результатами розрахунку струмів КЗ та згідно основних критеріїв. У підсумку, було обрано вимикачі та роз'єднувачі виробника «РЗВА», а ТС та ТН виробника «ЗЗВА».

Вибір обладнання ЗРП для II секції шин 10-кВ проводився серед двох українських виробників, таких як: «РЗВА» і «ЗЗВА», та міжнародних –

компаній: «ABB», «Schneider Electric», «Siemens». Комірки, до складу яких входять вимикачі, роз'єднувачі, ТС та ТН, обиралися за результатами розрахунку струмів КЗ та згідно основних критеріїв. У підсумку, було обрано

комірки виробника «ЗЗВА».

Було розглянуто методи оцінки надійності, типові критерії та типові імовірнісні аспекти надійності. Загалом для підвищення надійності потрібні додаткові інвестиції. Це чітко демонструє загальну тенденцію, згідно з якою додаткові витрати ΔC для досягнення заданого підвищення надійності ΔR

зростають у міру підвищення рівня надійності, або, альтернативно, дане збільшення інвестицій призводить до зменшення приросту надійності в міру підвищення надійності. У будь-якому випадку високої надійності досягти дорого. Розглянуто види резервування, як спосіб забезпечення надійності.

ЦЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Схеми трансформаторних підстанцій розподільних мереж. URL: <https://studfile.net/preview/5247227/>

2. Вибір і обґрунтування схеми електричних з'єднань на нижній стороні пс3 URL: <https://studfile.net/preview/7483885/>

3. Розділювачі: <http://www.eni.dn.ua/xv/razed/rdz-35.htm>

4. ТС: <https://ukrelektro.com.ua/ua/p571181083-transformator-toka-tfzm.html>

5. Вимикачі: http://www.rzva.ua/modules/pages/files/11_BP35HCM.pdf

6. Обмежувачі перенапруг:

https://library.e.ablx.com/public/2f6c65f94069478e91d1d10f7aa1d93/MWK_IHC0075865_AE_ru.pdf

7. Запобіжники

http://energoshop.zp.ua/index.php?route=product/product&path=59_68&product_id=244

8. Трансформатори напруги:

<https://kharkivenergooblik.com.ua/ua/p984426378-transformator-napruzi-znomp.html>

9. Шинні роз'єднувачі:

<http://ekvator.net.ua/%D1%80%D0%BE%D0%B7%D1%94%D0%B3%D0%BD%D1%83%D0%B2%D0%B0%D1%87-%D0%B2%D0%B8%D1%81%D0%BE%D0%BA%D0%BE%D0%B2%D0%BE%D0%BB%D1%8C%D1%82%D0%BD%D0%B8%D0%B9-%D1%80%D0%B2%D0%BF%D0%B7-10630-%D1%83%D0%B7/>

10. Вимикачі 10 кВ: <https://ekg5a.com.ua/product/vakuumnyi-vvikiyuchatel-bb-tel/>

11. ТС 10 кВ: <http://energosfera.org.ua/transformatory/izmeritelnye-transformatory-toka/litye-izmeritelnye-transformatory-toka-10kv/transformator-tol-11.html>

12. Обмежувачі перенапруг 10 кВ: <https://ekg5a.com.ua/product/org-kr-tel-6-6-6-uhl2-10ka-ogranichenitel-perenaprivazheniv/>

13. ТС нульової послідовності 10 кВ: https://www.avtomats.com.ua/5616-transformer_tzm.html

14. ТН: <https://slavgorenergoc.com.ua/ua/p1030221356-silovye-transformatory-tsz.html>

15. ТН : <http://energosfera.org.ua/transformator/izmeritelnye-transformatory-naprivazheniya/trekfaznye-titve-izmeritelnye-transformatory-naprivazheniya-10kv/transformator-3-znolp-10.html>

16. Запообжники 10 кВ: <https://res.ua/zapotizhnik-pt-011-10-8-315-u3-8a-56h418-kvarc.html>

17. Дмитренко О. О. Розрахунок параметрів спрацювання захистів за струмом електричних мереж 6 – 35 кВ: Методичні вказівки. Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2014. 49 с.

18. Д. С. Шимук Релейний захист та автоматика: Методичні вказівки. Харків: Харк. нац. ун-т. міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова, 2013. – 60 с.

19. Пристрій REF630. URL: <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1MR5757349&LanguageCode=ru&DocumentPartId=&Action=Launch>

20. Пристрій REF630. URL:

https://library.e.abb.com/public/7af8067d9be3d675c12578e1004278cf/REF630_pg_757349_RUa.pdf

21. ПУЕ. Міненерговугілля України, 2017. – 617 с.

22. Вимоги до електричних апаратів. URL:

<https://studfile.net/preview/7510851/page:2/>

23. Вимикач РЗВА:

http://www.rzva.ua/modules/pages/files/TI_BP35H1CM.pdf

24. Роз'єднувач РЗВА: [http://www.rzva.ua/modules/pages/files/TI_RDZ-](http://www.rzva.ua/modules/pages/files/TI_RDZ-35_red1_ukr.pdf)

[35_red1_ukr.pdf](http://www.rzva.ua/modules/pages/files/TI_RDZ-35_red1_ukr.pdf)

25. Роз'єднувачі ЗЗВА: <http://zva.zp.ua/doc/archivedoc/catalogs/RAZ.pdf>

26. ТС ЗЗВА: <http://zva.zp.ua/doc/archivedoc/catalogs/TRI.pdf>

27. ТН ЗЗВА: <http://zva.zp.ua/doc/archivedoc/catalogs/TRN.pdf>

28. АБВ: [https://search-](https://search-ext.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1YHD0000040993&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch)

[ext.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1YHD0000040993&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch](https://search-ext.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1YHD0000040993&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch)

[Catalogue \(.PDF\) \[EN\] UniGear ZS3.2 Primary Air Insulated Switchgear](#)

[\(abb.com\)](#)

29. Обладнання виробника РЗВА на напругу 10 кВ. URL:

<http://www.rzva.ua/modules/pages/files/TKU16SRFD23.pdf>

30. ТН на напругу 10 кВ. URL: <https://beontcp.com.ua/products/ivs1f>

31. Обладнання виробника ЗЗВА на напругу 10 кВ. URL:

http://zva.zp.ua/doc/archivedoc/technik/VJE_674512_001TI.pdf

32. Вимикач LF на напругу 10 кВ. URL: [https://download.schneider-](https://download.schneider-electric.com/files?p_enDocType=Catalog&p_File_Name=LF_AMTED397052EN_0706.pdf&p_Doc_Ref=AMTED397052EN)

[electric.com/files?p_enDocType=Catalog&p_File_Name=LF_AMTED397052EN_0706.pdf&p_Doc_Ref=AMTED397052EN](https://download.schneider-electric.com/files?p_enDocType=Catalog&p_File_Name=LF_AMTED397052EN_0706.pdf&p_Doc_Ref=AMTED397052EN)

33. ТС на напругу 10 кВ. URL:

<http://energostera.org.ua/transformatory/izmeritelnye-transformatory-loka/http://izmeritelnye-transformatory-loka-10kv/transformator-tlsh-10.html>

34. Обладнання виробника АБВ на напругу 10 кВ. URL:

<https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1VCP000327%202013>

[1VCP000327%202013](https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1VCP000327%202013)

35. Вимикач виробника АБВ на напругу 10 кВ. URL:

[https://library.e.abb.com/public/8b15de53ce9d446caaf9e5b0d16fba20/CA_VMAX-](https://library.e.abb.com/public/8b15de53ce9d446caaf9e5b0d16fba20/CA_VMAX-IEC-ANSI(EN)A_1VCP000408.pdf)

[IEC-ANSI\(EN\)A_1VCP000408.pdf](https://library.e.abb.com/public/8b15de53ce9d446caaf9e5b0d16fba20/CA_VMAX-IEC-ANSI(EN)A_1VCP000408.pdf)

36. ТС виробника АБВ на напругу 10 кВ. URL:

<https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1VLC000501%20Rev1%20RU%202013&LanguageCode=ru&DocumentPartId=&Action=Launch>

37. ТН виробника АБВ на напругу 10 кВ. URL:

<https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1VLC000524&LanguageCode=ru&DocumentPartId=&Action=Launch>

[LanguageCode=ru&DocumentPartId=&Action=Launch](https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1VLC000524&LanguageCode=ru&DocumentPartId=&Action=Launch)

38. Обладнання виробника Schneider Electric на напругу 10 кВ. URL:

https://download.schneider-electric.com/files?p_enDocType=Catalog&p

39. Обладнання виробника Siemens на напругу 10кВ. URL:

<https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uid:dfe912e7-6eaa-4881-8348-31625a1b83b8/raspreditelnoye-ustroystvo-s-vozdushnoy-izolyatsivev-nxair-ru.pdf>

40. RELIABILITY OF ELECTRIC POWER SYSTEMS: AN OVERVIEW.

URL: https://link.springer.com/chapter/10.1007/1-85233-841-5_28

41. RELIABILITY EVALUATION OF POWER SYSTEMS

1984 Roy Billimon and Ronald N. Allan First published in England by Pitman Books Limited; 1996 Plenum Press, New York A Division of Plenum Publishing Corporation 233 Spring Street, New York, N. Y. 10013

42. Munasinghe, M., 'The costs incurred by residential electricity consumers due to power failures', J. Consumer Res., 6 (1980)

43. Markel, L., Ross, N., Badertscher, N., Analysis of Electric Power System

Reliability. California Energy Resources Conservation and Development Commission (1976)

44. Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж: підручник / А. В. Журахівський, С. В. Казанський, Ю. П. Матеєнко, О. Р.

Пастух. – Київ. : КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2017. – 456 с.

– Бібліогр. : с. 450-452.