

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра автоматизації енергосистем

«На правах рукопису»

УДК 621.311

До захисту допущено:

Завідувач кафедри

_____ Анатолій МАРЧЕНКО

« 13 » грудня 2022 р.

Магістерська дисертація

на здобуття ступеня магістра

**за освітньо-професійною програмою «Управління, захист та автоматизація
енергосистем»**

**зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»**

**на тему: «Дослідження та аналіз режиму енергосистеми з використанням
принципу надійності N-1 »**

Виконала:

студентка 2(6) курсу, групи ЕК-11 мп

Коломієць Марина В'ячеславівна _____

Науковий керівник:

к.т.н., доцент Марченко Анатолій Андрійович _____

Консультант з охорони праці:

д.т.н., професор Третьякова Лариса Дмитрівна _____

Консультант з стартап проекту:

старший викладач Бахмачук Сергій Васильович _____

Засвідчую, що у цій магістерській
дисертації немає запозичень з праць
інших авторів без відповідних посилань.
Студентка _____

Київ – 2022 року

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра автоматизації енергосистем

Рівень вищої освіти – другий (магістерський)

Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Управління, захист та автоматизація енергосистем»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Анатолій МАРЧЕНКО

« 13 » грудня 2022 р.

ЗАВДАННЯ
на магістерську дисертацію студентці
Коломієць Марині В'ячеславівні

1. Тема дисертації: «Дослідження та аналіз режиму енергосистеми з використанням принципу надійності N-1», науковий керівник дисертації Марченко Анатолій Андрійович, к.т.н., доцент, затверджені наказом по університету від «01» листопада 2022 р. № 4029-с.
2. Термін подання студентом дисертації 13.12.2022 р.
3. Об'єкт дослідження - електрична підстанція 330/110/10 кВ «Північна» та фрагмент схеми Центральної енергосистеми України.
4. Вихідні дані – спрощена схема електричних з'єднань ПС 330/110/10 кВ «Північна», нормативні документи НЕК «УКРЕНЕРГО».
5. Перелік завдань, які потрібно розробити – опис головної схеми підстанції, розрахунок струмів КЗ на сторонах автотрансформатора, вибір вимикачів та роз'єднувачів, пристроїв релейного захисту ПС 330/110/35 кВ ПС «Північна», моделювання фрагменту схеми Центрального регіону в програмному забезпеченні PowerFactory та дослідження режиму енергетичної мережі за принципом N-1.
6. Орієнтовний перелік графічного (ілюстративного) матеріалу – 1.Схема електричних з'єднань ПС Північна 330/110/10 кВ; 2. Центральна диспетчерська система; 3. Міжсистемні зв'язки ЦЕС; 4. Створена схема фрагменту електричної мережі Центрального регіону в ПЗ PowerFactory, 5. Дослідження режиму

енергосистеми за принципом надійності N-1;(Відключення АТ) 6. Дослідження режиму енергосистеми за принципом надійності N-1;(Відключення ПЛ-330кВ Північна-ТЕЦ-6), 7 Дослідження режиму енергосистеми за принципом надійності N-1;(Відключення ПЛ-330 Київська –Північна або Новокиївська-Північна), 8 Дослідження аварійно ремонтних режимів згідно критерію N-1.

7. Орієнтовний перелік публікацій – Марченко А.А., к.т.н., доцент, Коломієць М.В., « Паралельна робота вітрової електростанції з енергосистемою» Міжнародний науково-технічний журнал "Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики".2021р

8. Консультанти розділів дисертації

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці	Третякова Лариса Дмитрівна д.т.н., професор		
Стартап -проект	Бахмачук Сергій Васильович старший викладач		

9. Дата видачі завдання 09.11.2020 р.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1.	Ознайомлення з науковим матеріалом, опис ПС «Північна 330/110/10кВ», розрахунок струмів кз	1.09.22 – 20.09.22	
2	Розгляд диспетчерського управління та ЦЕС	20.09.22-01.10.22	
3.	Моделювання фрагменту схеми ЦЕС в ПЗ PowerFactory	01.10.22-20.10.22	
4	Дослідження енергосистеми за принципом надійності N-1	20.10.22-15.11.22	
5	Виконання розділу з охорони праці та виконання стартап проекту	15.11.22 – 12.12.22	
6	Оформлення ПЗ та технічних плакатів	5.12.22 -12.12. 22	

Студентка

(підпис)

Марина КОЛОМІЄЦЬ

(ініціали, прізвище)

Науковий керівник дисертації

(підпис)

Анатолій МАРЧЕНКО

(ініціали, прізвище)

РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація складається з 3 основних розділів , стартап-проекту та розділу з охорони праці. Пояснювальна записка виконана на 90 сторінках та містить в своєму складі 47 рисунків, 25 таблиць, 32 літературних посилань. Графічна частина складається з 7 технічних плакатів.

Актуальність теми – електроенергія з кожним днем стає невід’ємною частиною нашого життя. У зв’язку з воєнною ситуацією в Україні стало зрозумілим те, що енергетична система повинна бути надійною та стійкою до будь яких аварійних режимів. Тому в даній роботі застосовується принцип надійності N-1, який забезпечує здатність елементів мережі після аварії чи ремонту адаптуватися до нового робочого режиму не перевищуючи допустимі норми.

Мета дослідження – проведення досліджень та аналіз режиму енергосистеми з використанням принципу надійності N-1 який забезпечує надійність роботи та здатність елементів енергосистеми після аварій чи ремонту адаптуватися до нового режиму.

Об’єкт дослідження – ПС «Північна 330/110/10 кВ» та фрагмент Центральної енергосистеми України.

Предмет дослідження – перевірка надійності електропостачання шляхом дослідження впливу аварій на режим роботи ЕС .

Методи дослідження – моделювання усталених режимів створеної моделі центрального регіону України за допомогою яких виконується перевірка надійності електропостачання шляхом досліджень впливу аварій на мережу.

Публікації за тематикою досліджень. Коломієць М.В., Марченко А.А., «Паралельна робота вітрової електростанції з енергосистемою» // Міжнародний науково-технічний журнал "Сучасні проблеми електроенергетехніки та автоматики".-2021р

Ключові слова: НАДІЙНІСТЬ ЕНЕРГОСИСТЕМИ, КРИТЕРІЙ N-1, ПС «ПІВНІЧНА», «ДИСПЕТЧЕРСЬКА СЛУЖБА», ЦЕНТРАЛЬНА ЕНЕРГЕТИЧНА СИСТЕМА, МІЖСИСТЕМНІ ЗВ’ЯЗКИ.

ABSTRACT

The master's thesis consists of 3 main sections, a startup project and a section on labor protection. The explanatory note consists of 90 pages and contains 47 figures, 25 tables, and 32 literary references. The graphic part consists of 7 technical posters.

Relevance of the thesis. Electricity is becoming an integral part of our lives every day. In connection with the war situation in Ukraine, it became clear that the energy system must be reliable and resistant to any emergency regimes. Therefore, the N-1 reliability principle is used in this work, which ensures the ability of network elements after an accident or repair to adapt to a new operating mode without exceeding permissible standards.

The aim is conducting research and analyzing the power system mode using the N-1 reliability principle, which ensures the reliability of operation and the ability of power system elements to adapt to the new mode after accidents or repairs.

The object of the study is the "Northern 330/110/10 kV" substation and a fragment of the Central Energy System of Ukraine.

The subject of the study is the verification of the reliability of the electricity supply by studying the impact of accidents on the operating mode of the ES.

Research methods. Modeling of established modes of the created model of the central region of Ukraine, which are used to check the reliability of electricity supply by means of research on the impact of accidents on the network.

Publications on research topics. Kolomiets M.V., Marchenko A.A., "Parallel operation of the wind power plant with the power system"// International scientific and technical journal of young scientists, graduate students and students "Modern problems of electric power engineering and automation". - 2021.

Keywords: ENERGY SYSTEM RELIABILITY, CRITERION N-1, SS "NORTHERN", "DISPATCH SERVICE", CENTRAL ENERGY SYSTEM, INTERSYSTEM COMMUNICATIONS.

ЗМІСТ

ВСТУП	9
1. ТЕХНІЧНИЙ ОПИС ПІДСТАНЦІЇ ПІВНІЧНОЇ 330/110/10 КВ	10
1.1 Опис ПС Північної 330/110/10кВ	10
1.2 Навантаження системи	12
1.3 Розрахунок струмів короткого замикання на шинах підстанції	13
1.4 Перевірка вибору вимикачів та роз'єднувачів на підстанції	20
1.5 Вибір реактору на нижній обмотці трансформаторів	24
1.6 Вибір вимірювальних трансформаторів на ПС	25
1.7 Релейний захист підстанції 330/110/10 кВ	26
1.7.1 Оснащення автотрансформаторів пристроями релейного захисту	27
1.7.2 Захист повітряних ліній 330кВ	28
Висновки	29
2. МЕТОДИ І ЗАСОБИ РОЗРАХУНКУ УСТАЛЕНОГО РЕЖИМУ ДЛЯ ДИСПЕТЧЕРСЬКОГО УПРАВЛІННЯ ЦЕС	30
2.1 Диспетчерське управління	30
2.2 Математичний апарат розрахунку	31
2.3 Стислі відомості про Центральну енергосистему України (ЦЕС)	41
2.3.1 Міжсистемні сполучення ЦЕС	42
2.3.2 Основні підстанції Центральної енергетичної системи	43
2.4 Моделювання частини центральної енергосистеми України в програмному забезпеченні DIgSILENT PowerFactory	46
Висновки	50

3. АНАЛІЗ РЕЖИМУ РОБОТИ ПС «ПІВНІЧНА» 330/110/10 КВ З ВИКОРИСТАННЯМ ПРИНЦИПУ НАДІЙНОСТІ N-1	51
3.1 Аварійне відключення одного з АТ на ПС Північна	52
3.2 Аварійне відключення ПЛ-330 кВ ТЕЦ-6 – Північна	56
3.3 Відключення ПЛ 330кВ Line-5 (Київська –Північна)	58
3.4 Аварійне відключення ПЛ-330 кВ Новокиївська – Нивки	60
3.5 Досліди літнього періоду на промисловому комплексі «Космос»	61
Висновки	65
4. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ АВТОТРАНСФОРМАТОРА 330/110/10 КВ	66
4.1 Загальна характеристика об'єкта	66
4.2 Перелік робіт та склад бригади при роботі з автотрансформатором	67
4.3 Визначення та оцінка показників умов праці на робочих місцях	69
4.4 Визначення та оцінка небезпечних і шкідливих чинників на робочих місцях	70
4.5 Вибір технічних та організаційних заходів з безпеки праці	70
4.6 Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників	72
4.7 Вибір заходів із запобігання та ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій	74
4.8 Розрахунок захисного заземлення	75
Висновки	77
5. РОЗРОБКА СТАРТАП-ПРОЕКТУ	78
5.1 Опис ідеї проекту	78
5.2 Технологічний аудит ідеї проекту	82

5.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту	83
Висновок	84
ВИСНОВКИ	85
СПИСОК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ	87

ПЕРЕЛІК ПРИЙНЯТИХ СКОРОЧЕНЬ

АПВ — автоматичне повторне включення

АТ — автотрансформатор

ВВ — обмотка високої напруги

ДЗ — дистанційний захист

КЗ — коротке замикання

КТ — коефіцієнт трансформації

ЛЕП — лінія електропередач

МСЗ — максимальний струмовий захист

НН — обмотка низької напруги

ПА — протиаварійна автоматика

ПК — програмний комплекс

ПЛ — повітряна лінія;

ПС — підстанція;

РДЦ — регіональний диспетчерський центр

РЗ — релейний захист

РУР — розрахунок усталеного режиму

СВ — струмова відсічка

СН — обмотка середньої напруги

СНЗНП — струмовий направлений захист нульової послідовності

ВСТУП

З кожним роком благо цивілізації- електроенергія все глибше інтегрується в наше життя і стає все більш невід'ємною його частиною, а її видобуток і споживання ростуть у геометричній прогресії.

Тому питання безпеки та надійності енергосистем завжди буде одним із найважливіших. Особливо гостро це питання постає на даний момент в Україні, тому що наша енергетична сфера знаходиться під постійним тиском російських обстрілів. Тому забезпечення надійної роботи ЕС на даний час є дуже актуальним. Надійність в енергетиці – це ціла низка питань, які пов'язані з аналізом фактичного рівня надійності енергосистеми, оптимізацією роботи електромережі, вивчення причин відмов в системі та ліквідація їх наслідків. Існує багато методів вирішення цих питань, використовуються різні заходи щодо забезпечення надійності.

Метою роботи є проведення дослідження та аналіз режиму енергосистеми з використанням принципу надійності N-1 для забезпечення надійної роботи енергосистеми в цілому.

1. ТЕХНІЧНИЙ ОПИС ПІДСТАНЦІЇ ПІВНІЧНОЇ 330/110/10 кВ

1.1 Опис ПС Північної 330/110/10кВ

Енергетична система складається із багатьох компонентів, таких як системи розподілу, передачі та генерації енергії, а підстанції виступають як необхідний компонент для роботи енергосистеми. Електрична підстанція відіграє важливу роль в електричній системі, оскільки вона служить мостом при передачі електроенергії з джерела виробництва електроенергії до кінцевих споживачів, прискорення або уповільнення струму, коли це необхідно. Підстанції включають трансформатори, шини, роз'єднувачі та автоматичні вимикачі, які допомагають регулювати проблеми з електроенергією. Підстанції відіграють ключову роль, що допомагає генерувати, передавати та розповсюджувати в будинки безпечний і постійний потік енергії.

При проектуванні п/с потрібно брати до уваги те, що вона повинна відповідати технічним та економічним показникам вже схожих підстанцій, які введені в експлуатацію.

В цьому розділі буде розглядатися ПС 330/110/10 кВ «Північна», яка була введена в експлуатацію в 1971 році. Вона знаходиться в Центральному регіоні ОЕС України та є частиною кільця 330 кВ м. Києва, однією з підстанцій Київського енерговузла. Схему ПС «Північна» можна побачити на рисунку 1.1. На підстанції електроенергія трансформується у більш нижчий клас напруги і по лініях 110 кВ спрямовується на підстанції регіонального рівня і доводиться до споживачів.

Електричні з'єднання на напрузі 330 кВ сформовані за «полуторною» схемою, яка складається з двох систем шин і трьома вимикачами на два ланцюги. Для шести приєднань необхідно дев'ять вимикачів, тобто на одне приєднання півтора вимикача. Для шин 110 кВ – «дві робочі, секціоновані вимикачами, і обхідна система шин з двома обхідними й двома шиною з'єднувальними вимикачами».

Рисунок 1.1 – Схема ПС Північної 330/110/10кВ

На підстанції встановлено три автотрансформатори 330/110 кВ потужністю 200 МВА кожний. ПС 330 кВ «Північна» по мережі 330 кВ має три лінійні приєднання. Два з яких з ПС 750/330 кВ «Київська»: – це повітряна лінія ПЛ 330 кВ Київська – Північна №1 довжиною 75,63 км виконана різним фазним проводом 2АС-300 (20,32 км) та 2АС-400 (55,31 км); – ПЛ 330 кВ Київська – Північна №2 довжиною 83,98 км виконана різним фазним проводом 2АС-300 (14,86 км) та 2АС-400 (69,12 км). Третє приєднання – ПЛ 330 кВ Київська ТЕЦ-6 – Північна довжиною 27,5 км виконана фазним проводом 2АС-300.

ВРУ 110 кВ ПС 330 кВ «Північна» має 16 лінійних приєднань: – ПЛ 110 кВ Північна – Ірпінь №1; – ПЛ 110 кВ Північна – Ірпінь №2; – ПЛ 110 кВ Північна – Ірпінь №3; – ПЛ 110 кВ Північна – Біличі; – ПЛ 110 кВ Північна – ЧАЕС; – ПЛ 110 кВ Північна – Козаровичі; – ПЛ 110 кВ Північна – Київська ГАЕС №1; – ПЛ 110 кВ

Північна – Київська ГАЕС №2; – ПЛ 110 кВ Північна – Вишгород №1; – ПЛ 110 кВ Північна – Вишгород №2; – ПЛ 110 кВ Північна – Нивки №1; – ПЛ 110 кВ Північна – Нивки №2; – ПЛ 110 кВ Північна – Оболонь №1; – ПЛ 110 кВ Північна – Оболонь №2; – ПЛ 110 кВ Північна – Мінська №1; – ПЛ 110 кВ Північна – Мінська №2.

1.2 Навантаження системи

В мережах 220–330 кВ використовують, головним чином, автотрансформатори (АТ). Обмотка середньої напруги (СН) трансформаторів 330 кВ виконується на напругу 110 кВ, її потужність відповідає номінальній потужності АТ; обмотка НН виконується на напругу 10 або 35 кВ і має знижену потужність.[1]

На підстанції Північна до 2012 року було встановлено два автотрансформатор типу **АТДЦТН-200000/330**. У зв'язку зі збільшенням потужності споживання, було прийнято рішення для встановлення ще одного АТ. На разі в години максимального споживання (в зимовий період) залежно від генерації на Київській ГЕС або ГАЕС, завантаження підстанції Північної є номінальне.

Таблиця 1.1 — Паспортні дані автотрансформаторів, які встановлені на підстанції «Північна»

1	Місце встановлення		ПС 330 кВ «Північна»		
2	Підстанційні номери трансформаторів		АТ-1	АТ-2	АТ-3
3	Завод виробник		ЗТЗ	ЗТЗ	ЗТЗ
4	Тип трансформаторів		АТДЦТН-200000/330	АТДЦТН-200000/330	АТДЦТН-200000/330
5	Заводські номери трансформаторів		152345	15977	161161
6	Рік	Виготовлення	1994	2009	2011
		Встановлення	2005	2009	2012
7	Схема з'єднання обмоток		Yн авто/Δ-0-11	Yн авто/Δ-0-11	Yн авто/Δ-0-11

Продовження таблиця 1.1 — Паспортні дані автотрансформаторів, які встановлені на підстанції «Північна»

8	Номінальні дані	Потужність			МВА	200/200/80	200 / 200 / 80	200/200/80
9		Напруга		кВ	ВН	330	330	330
					СН	115	115	115
					НН	10,5	10,58	10,58
10		Струм	Робочий	А	ВН	350	350	350
					СН	1005	1004	1004
					НН	4400	4365,6	4366
			Холостого ходу		%	0,202	0,4	0,169
11		Втрати К.З.	ВН-СН		кВт	657	410	417,342
			ВН-НН			415	198,5	176,401
			СН-НН			363	188,8	181,844
			Холостий хід			174	99,3	100,4
12		Напруга К.З.	ВН-СН		Ек %	10,7	10,5	10,37
			ВН-НН			38,3	38	37,38
			СН-НН			25,4	25	25,25
13	Регулювання напруги		Обмотка 330 кВ		%	-	-	
			Обмотка 110 кВ			±6 х2%	±6х2%	±6х2%
			Обмотка 35 кВ			-	-	

1.3 Розрахунок струмів короткого замикання на шинах підстанції

Для енергетичної системи характерними є такі режими роботи: нормальний, аварійний, післяаварійний та ремонтний. Причому аварійний режим роботи є короткочасним, а всі інші є довготривалими. Причиною переходу енергосистеми від нормального режиму до аварійного є коротке замикання (кз).

Для розрахунку струмів кз потрібно знати параметри елементів електричної мережі (ліній електропередач, автотрансформаторів, генераторів та інших засобів).

Проведемо розрахунок кз на шинах підстанції Північної.

Паспортні дані автотрансформаторів та ліній електропередач, можемо побачити в таблицях 1.1 та 1.2 відповідно.

Таблиця 1.2 — Паспортні дані ліній електропередач, які встановленні на підстанції «Північна»[2]

Назва лінії	Номінальна напруга, кВ	Струм, кА	Активний опір при 20° R' , Ом/км	Реактивний опір X' , Ом/км
АС-400/51	330	0,825	0,03666	0,302
АС-300/39	330	0,71	0,0479	0,3222

Схема заміщення мережі матиме наступний вигляд:

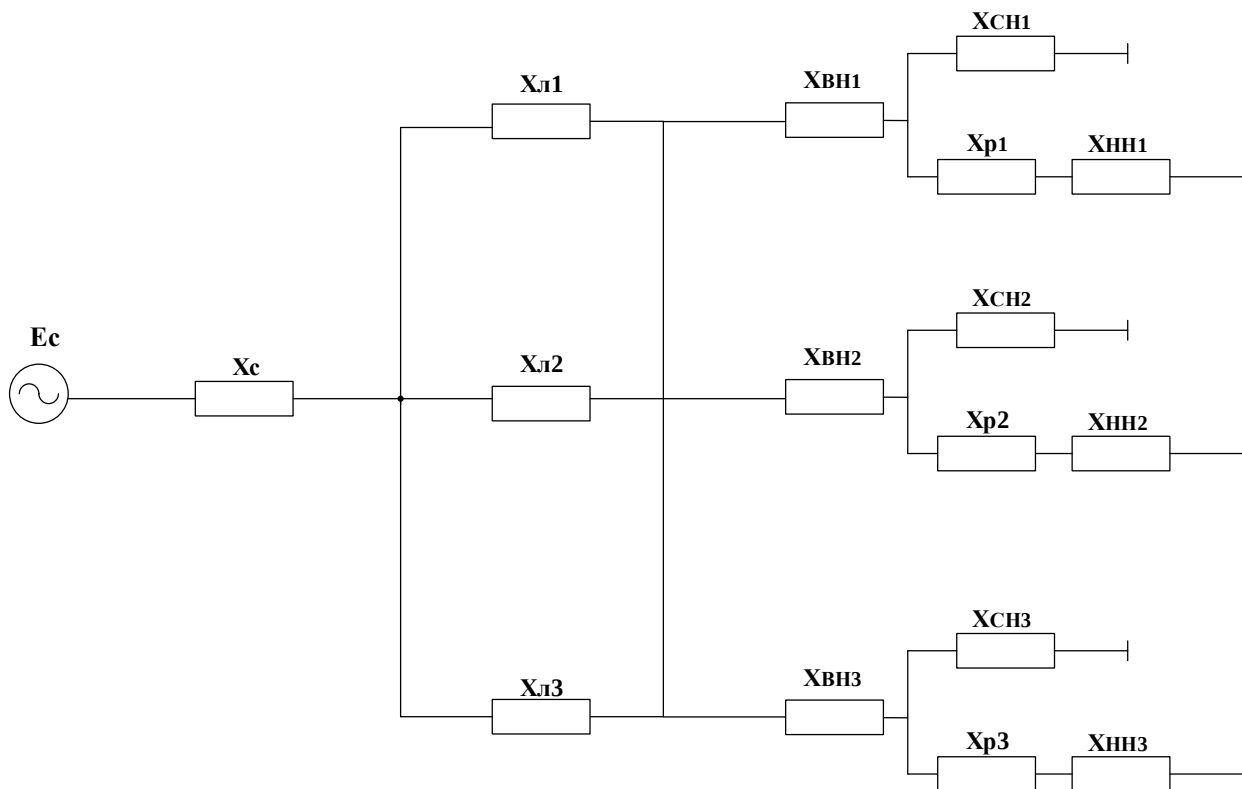


Рисунок 1.2 — Схема заміщення ПС

Приведення параметрів елементів схеми до базисних умов.

$$S_6 = 1000 \text{ (МВА)};$$

$$E_{*c} = 1;$$

За базисну напругу приймаємо напругу шин:

$$U_{61} = 330 \text{ (кВ)}; U_{62} = 115 \text{ (кВ)}; U_{63} = 10,5 \text{ (кВ)};$$

Розрахуємо базисні струми:

$$I_{61} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{61}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 330} = 1,75 \text{ кА}$$

$$I_{62} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{62}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}$$

$$I_{63} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{63}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,986 \text{ кА}$$

Параметри системи:

$$X_{*c} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{ном.від}} \cdot U_{\text{ср}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 50 \cdot 330} = 0,03499 \text{ (в. о.)}$$

$$\text{Де, } I_{\text{ном.від}} = 50 \text{ кА.}$$

Параметри реактора, який встановлений на низькій стороні автотрансформатора:

$$X_{*p.\text{ном}} = 0,56 \text{ Ом}$$

$$X_{*p} = X_{*p.\text{ном}} \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}} = 0,56 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 5,079 \text{ (в. о.)}$$

Параметри ліній, тобто зведений опір ліній: Київська1-Л1, Київська2-Л2, ТЕЦ6-Л3.

$$X_{*л1(1-1)} = X_{0л1-1} \cdot L_{л1-1} \cdot \frac{S_6}{(U_{61})^2} = 0,322 \cdot 20,32 \cdot \frac{1000}{330^2} = 0,06 \text{ (в. о.)}$$

$$X_{*л1(1-2)} = X_{0л1-2} \cdot L_{л1-2} \cdot \frac{S_6}{(U_{61})^2} = 0,302 \cdot 55,31 \cdot \frac{1000}{330^2} = 0,153 \text{ (в. о.)}$$

$$X_{*Л1} = X_{*Л1(1-1)} + X_{*Л1(1-2)} = 0,06 + 0,153 = 0,213 \text{ (в. о.)}$$

$$X_{*Л2(2-1)} = X_{0Л2(2-1)} \cdot L_{Л2(2-1)} \cdot \frac{S_6}{(U_{61})^2} = 0,322 \cdot 14,86 \cdot \frac{1000}{330^2} = 0,0439 \text{ (в. о.)}$$

$$X_{*Л2(2-2)} = X_{0Л2(2-2)} \cdot L_{Л2(2-2)} \cdot \frac{S_6}{(U_{61})^2} = 0,302 \cdot 69,12 \cdot \frac{1000}{330^2} = 0,1917 \text{ (в. о.)}$$

$$X_{*Л2} = X_{*Л2(2-1)} + X_{*Л2(2-2)} = 0,0439 + 0,1917 = 0,2356 \text{ (в. о.)}$$

$$X_{*Л3} = X_{0Л3} \cdot L_{Л3} \cdot \frac{S_6}{(U_{61})^2} = 0,322 \cdot 27,5 \cdot \frac{1000}{330^2} = 0,081 \text{ (в. о.)}$$

Де $X_{0Л1-1} = 0,322$ — питомий опір АС-300/39, Ом/км.

Параметри автотрансформаторів АТДЦТН-200000/330 :

$$X_{*Т1В} = \frac{(U_{K\%T1B_H} + U_{K\%T1B_C} - U_{K\%T1C_H})}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{HOMT1}} = \frac{(38,3 + 10,7 - 25,4)}{100} \cdot \frac{1000}{200} = 1,18 \text{ (в. о.)}$$

$$X_{*Т1C} = \frac{(U_{K\%T1C_H} + U_{K\%T1B_C} - U_{K\%T1B_H})}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{HOMT1}} = \frac{(25,4 + 10,7 - 38,3)}{100} \cdot \frac{1000}{200} = 0 \text{ (в. о.)}$$

$$X_{*Т1H} = \frac{(U_{K\%T1B_H} + U_{K\%T1C_H} - U_{K\%T1B_C})}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{HOMT1}} = \frac{(38,3 + 25,4 - 10,7)}{100} \cdot \frac{1000}{200} = 6,625 \text{ (в. о.)}$$

$$X_{*Т2B} = \frac{(U_{K\%T2B_H} + U_{K\%T2B_C} - U_{K\%T2C_H})}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{HOMT2}} = \frac{(38 + 10,5 - 25)}{100} \cdot \frac{1000}{200} = 1,175 \text{ (в. о.)}$$

$$X_{*T2c} = \frac{(U_{K\%T2c_H} + U_{K\%T2B_C} - U_{K\%T2B_H})}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}T2}} = \frac{(25 + 10,5 - 38)}{100} \cdot \frac{1000}{200} = 0 \text{ (в. о.)}$$

$$X_{*T2H} = \frac{(U_{K\%T2B_H} + U_{K\%T2c_H} - U_{K\%T2B_C})}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}T2}} = \frac{(38 + 25 - 10,5)}{100} \cdot \frac{1000}{200} = 6.563 \text{ (в. о.)}$$

$$X_{*T3B} = \frac{(U_{K\%T3B_H} + U_{K\%T3B_C} - U_{K\%T3c_H})}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}T3}} = \frac{(37,38 + 10,37 - 25,5)}{100} \cdot \frac{1000}{200} = 1.113 \text{ (в. о.)}$$

$$X_{*T3c} = \frac{(U_{K\%T3c_H} + U_{K\%T3B_C} - U_{K\%T3B_H})}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}T3}} = \frac{(25,5 + 10,37 - 37,38)}{100} \cdot \frac{1000}{200} = 0 \text{ (в. о.)}$$

$$X_{*T3H} = \frac{(U_{K\%T3B_H} + U_{K\%T3c_H} - U_{K\%T3B_C})}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}T3}} = \frac{(37,38 + 25,2 - 10,37)}{100} \cdot \frac{1000}{200} = 2.611 \text{ (в. о.)}$$

Розглянемо коротке замикання на шинах підстанцій 330 кВ, 110кВ та 10кВ.

Спростимо схему заміщення, для короткого замикання в точці К1:

$$X_{л.1} = \frac{X_{*л1} \cdot X_{*л2}}{X_{*л1} + X_{*л2}} = \frac{0,213 \cdot 0,2356}{0,213 + 0,2356} = 0,1119 \text{ (в. о.)}$$

$$X_{л.екв} = \frac{X_{л.1} \cdot X_{*л3}}{X_{л.1} + X_{*л3}} = \frac{0,1119 \cdot 0,081}{0,1119 + 0,081} = 0,047 \text{ (в. о.)}$$

$$X_{*T1нр} = X_{*T1H} + X_{*р} = 6.625 + 5.079 = 11.704 \text{ (в. о.)}$$

$$X_{*T2нр} = X_{*T2H} + X_{*р} = 6.563 + 5.079 = 11.642 \text{ (в. о.)}$$

$$X_{*T3нр} = X_{*T3H} + X_{*р} = 2.611 + 5.079 = 7.6898 \text{ (в. о.)}$$

Схема заміщення на першому кроці має наступний вигляд:

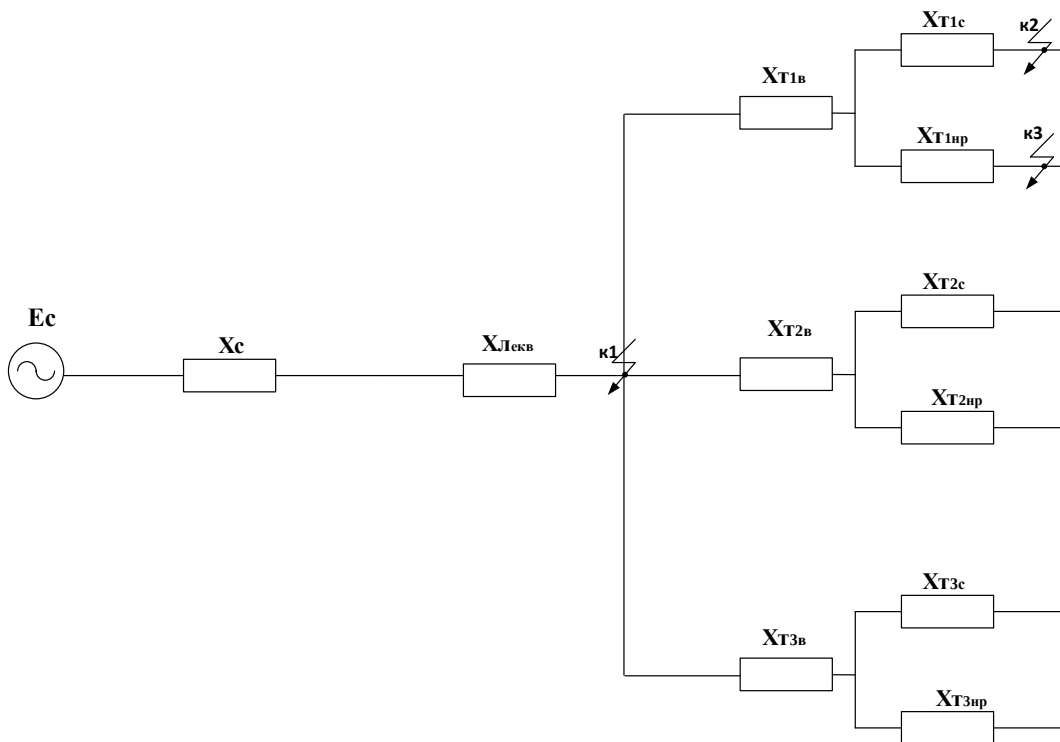


Рисунок 1.3 — Схема заміщення на 1 кроці

Далі розраховуємо послідовно X_c і $X_{Л.екв.}$:

$$X_1 = X_{*c} + X_{Л.екв} = 0,03499 + 0,04698 = 0,082 \text{ (в. о.)}$$

Паралельно $X_{сн1}$ та $X_{нн1}$ та $X_{сн2}$ та $X_{нн2}$, $X_{сн3}$ та $X_{нн3}$:

$$X_2 = \frac{X_{*T1c} \cdot X_{*T1нр}}{X_{*T1c} + X_{*T1нр}} = \frac{0 \cdot 1,325}{0 + 1,325} = 0 \text{ (в. о.)}$$

$$X_3 = \frac{X_{*T2c} \cdot X_{*T2нр}}{X_{*T2c} + X_{*T2нр}} = \frac{0 \cdot 1,048}{0 + 1,048} = 0 \text{ (в. о.)}$$

$$X_4 = \frac{X_{*T3c} \cdot X_{*T3нр}}{X_{*T3c} + X_{*T3нр}} = \frac{0 \cdot 1,031}{0 + 1,031} = 0 \text{ (в. о.)}$$

Послідовно з'єднання:

$$X_5 = X_{*T1в} + X_2 = 1,068956 + 0 = 1,068956 \text{ (в. о.)}$$

$$X_6 = X_{*T2в} + X_3 = 1,048643 + 0 = 1,048643 \text{ (в. о.)}$$

$$X_7 = X_{*T3в} + X_4 = 1,031148 + 0 = 1,031148 \text{ (в. о.)}$$

Далі :

$$X_8 = \frac{X_5 \cdot X_6}{X_5 + X_6} = \frac{1.068956 \cdot 1.048643}{1.068956 + 1.048643} = 0.529 \text{ (в. о.)}$$

$$X_9 = \frac{X_8 \cdot X_7}{X_8 + X_7} = \frac{0.529 \cdot 1.031}{0.529 + 1.031} = 0.3498 \text{ (в. о.)}$$

Коли повністю було спрощено схему, то вона набула такого вигляду :

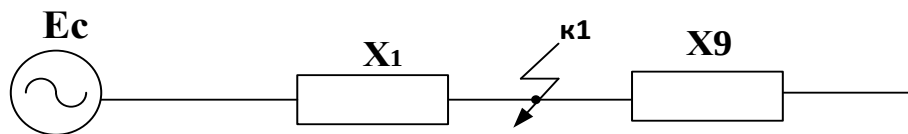


Рисунок 1.4 — Схема заміщення на 2 кроці

Результуючий опір в точці K1, тобто на шинах 330 кВ:

$$X_{\text{рез.К1}} = \frac{X_1 \cdot X_9}{X_1 + X_9} = \frac{0.082 \cdot 0.3498}{0.082 + 0.3498} = 0.0665 \text{ (в. о.)}$$

Знайдемо результуючий опір для точки K2 на шинах 110кВ за наступними формулами:

$$X_{10} = \frac{(X_{*T2c} \cdot X_{*T2нр})}{X_{*T2c} + X_{*T2нр}} + X_{*T2в} = \frac{(0 \cdot 11.642)}{0 + 11.642} + 1.0486 = 1.0486 \text{ (в. о.)}$$

$$X_{11} = \frac{(X_{*T3c} + X_{*T3нр})}{X_{*T3c} + X_{*T3нр}} + X_{*T3в} = \frac{(0 \cdot 7.6899)}{0 + 7.6899} + 1.031 = 1.031 \text{ (в. о.)}$$

$$X_{12} = \frac{X_{10} \cdot X_{11}}{X_{10} + X_{11}} = \frac{1.0486 \cdot 1.031}{1.0486 + 1.031} = 0.5199 \text{ (в. о.)}$$

$$X_{13} = \frac{(X_{*c} + X_{л.екв}) \cdot X_{12}}{X_{*c} + X_{л.екв} + X_{12}} = \frac{(0.03499 + 0.04698) \cdot 0.5199}{0.03499 + 0.04698 + 0.5199} = 0.0014 \text{ (в. о.)}$$

$$X_{14} = X_{13} + X_{*T1в} = 0.0014 + 1.18 = 1.181 \text{ (в. о.)}$$

$$X_{15} = \frac{X_{14} \cdot X_{*T1н}}{X_{14} + X_{*T1н}} = \frac{1.181 \cdot 11.704}{1.181 + 11.704} = 1.073 \text{ (в. о.)}$$

$$X_{\text{рез.К2}} = X_{15} + X_{*T1c} = 1.073 + 0 = 1.073 \text{ (в. о)}$$

Знайдемо результуючий опір для точки К3 на шинах 10кВ за наступними формулами:

$$X_{16} = \frac{X_{14} \cdot X_{*T1c}}{X_{14} + X_{*T1c}} = \frac{1.181 \cdot 0}{1.181 + 0} = 0 \text{ (в. о.)}$$

$$X_{\text{рез.К3}} = X_{16} + X_{*T1np} = 0 + 11.7044 = 11.7044 \text{ (в. о)}$$

Значення періодичної складової трифазного ударного струму к.з.:

$$\text{К1: } I_{\text{П1}} = \frac{E_{*c}}{X_{\text{рез.К1}}} \cdot I_{\text{б1}} = \frac{1}{0.066494} \cdot 1,75 = 26.3114 \text{ кА}$$

$$\text{К2: } I_{\text{П2}} = \frac{E_{*c}}{X_{\text{рез.К2}}} \cdot I_{\text{б2}} = \frac{1}{0.9631} \cdot 5,02 = 5.2128 \text{ кА}$$

$$\text{К3: } I_{\text{П3}} = \frac{E_{*c}}{X_{\text{рез.К3}}} \cdot I_{\text{б3}} = \frac{1}{11.7044} \cdot 54,986 = 4.698 \text{ кА}$$

Миттєве значення ударного струму :

$$\text{К1: } i_{y1} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П1}} \cdot K_{y1} = \sqrt{2} \cdot 26.3114 \cdot 1,75 = 65.1174 \text{ кА}$$

$$\text{К2: } i_{y2} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П2}} \cdot K_{y2} = \sqrt{2} \cdot 5.2128 \cdot 1,7 = 12.532 \text{ кА}$$

$$\text{К2: } i_{y3} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П3}} \cdot K_{y3} = \sqrt{2} \cdot 4.698 \cdot 1,68 = 11.162 \text{ кА}$$

1.4 Перевірка вибору вимикачів та роз'єднувачів на підстанції

Вимикачі – це комутаційні апарати, призначені для вмикання та вимикання електричних кіл напругою вище 1 кВ в нормальному режимі та вимикання кіл в аварійних режимах.[3]

До вимикачів пред'являються такі вимоги:

- 1) надійність в роботі і безпека для оточуючих;
- 2) можливо малий час відключення;
- 3) по можливості малі габарити і маса;

- 4) простота монтажу;
- 5) безшумність роботи;
- 6) порівняно невисока вартість.

Роз'єднувачі – це контактні комутаційні апарати, призначені для вимикання і вмикання електричних кіл без струмів або з незначними струмами, які для забезпечення безпеки мають між контактами у відключеному положенні ізоляційний проміжок.[3]

Роз'єднувачі відіграють важливу роль в схемах електроустановок, від надійності їх роботи залежить надійність роботи всієї електроустановки, тому до них пред'являються такі вимоги: створення видимого розриву, електрична міцність якого відповідає максимальній імпульсній напрузі; електродинамічна і термічна стійкість при протіканні струмів КЗ; виключення мимовільних відключень; чітке вмикання і вимикання за найгірших умов роботи (обмерзання, сніг, вітер).

Щоб обрати вимикачі та роз'єднувачі в ланцюзі відгалудження на 330 кВ визначимо розрахункові струми робочого режиму.

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{T1\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{T1ВН\text{ном}}} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 330} = 0,3499 \text{ кА}$$

$$I_{\text{форс}} = I_{\text{макс}} = \frac{S_{T1\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{T1ВН\text{ном}} \cdot 0,95} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,95} = 0,3683 \text{ кА}$$

Приймаємо до установки **елегазовий вимикач типу LTB 420E2** і роз'єднувач типу **РНД(3)-330/3280У1** (Табл. 1.3)

Перевірка на термічну стійкість

$$B_{\text{к.}} \leq B_{\text{тер.доп}}$$

$$B_{\text{к.}} = I_{\text{п1}}^2 \cdot (t_{\text{відк}} + T_{\text{а}}) = 26,311^2 \cdot (0,018 + 0,06) = 53,99696 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

$$B_{\text{тер.доп}} = I_{\text{ТЕРМ}}^2 \cdot t_{\text{ТЕРМ}} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

Таблиця 1.3 - Розрахункові і каталожні дані вимикача і роз'єднувача

Розрахункові дані	Каталожні дані		Умови вибору і перевірки
	Вимикач елегазовий типу LTV 420E2	Роз'єднувач РНД(3)- 330/3280У1	
$U_{уст} = 330 \text{ кВ}$	$U_H = 400 \text{ кВ}$	$U_H = 330 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_H$
$I_{макс} = 0,3683 \text{ кА}$	$I_{ном} = 0.4 \text{ кА}$	$I_{ном} = 3,280 \text{ кА}$	$I_{макс} \leq I_{ном}$
$I_{П1} = 26,311 \text{ кА}$	$I_{відк_ном} = 50 \text{ кА}$	-	$I_{П.т} \leq I_{відк_ном}$
$i_{уд1} = 65,117 \text{ кА}$	$i_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{дин} = 160 \text{ кА}$	$i_{уд.с} \leq i_{дин}$
$B_K = 53,997 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{тер.доп} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{тер.доп} = 7938 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq B_{тер.доп}$
-	$t_{відкл} = 0,018 \text{ с}$	-	-
-	$t_{вкл} = 0,07 \text{ с}$	-	-
-	$I_{ТЕРМ} = 50 \text{ кА}$	$I_{ТЕРМ} = 63 \text{ кА}$	-
-	$t_{ТЕРМ} = 3 \text{ с}$	$t_{ТЕРМ} = 2 \text{ с}$	-

Вибір вимикачів та роз'єднувачів в ланцюзі відгалудження на 110 кВ.

$$I_{ном} = \frac{S_{Т1ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т1СНном}} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 115} = 1 \text{ кА}$$

$$I_{форс} = I_{макс} = \frac{S_{Т1ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т1СНном} \cdot 0,95} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,95} = 1,0569 \text{ кА}$$

Приймаємо до установки **елегазовий вимикач типу LTV 420E2** і роз'єднувач типу **РДЗ.2 110/1125** (Табл. 1.4)

Перевірка на термічну стійкість

$$B_K \leq B_{тер.доп}$$

$$B_K = I_{П2}^2 \cdot (t_{відк} + T_a) = 5.213^2 \cdot (0,018 + 0.06) = 2,1196 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

$$B_{тер.доп} = I_{ТЕРМ}^2 \cdot t_{ТЕРМ} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

Таблиця 1.4 - Розрахункові і каталожні дані вимикача і роз'єднувача

Розрахункові дані	Каталожні дані		Умови вибору і перевірки
	Вимикач елегазовий типу LTV 420E2	Роз'єднувач РДЗ.2 110/1125	
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 115 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_H$
$I_{макс} = 1,0569 \text{ кА}$	$I_{ном} = 4 \text{ кА}$	$I_{ном} = 1,125 \text{ кА}$	$I_{макс} \leq I_{ном}$
$I_{П2} = 5.213 \text{ кА}$	$I_{відк_ном} = 50 \text{ кА}$	-	$I_{П.т} \leq I_{відк_ном}$
$i_{уд2} = 12.53 \text{ кА}$	$i_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд.с} \leq i_{дин}$
$B_K = 2,12 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{тер.доп} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{тер.доп} = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq B_{тер.доп}$
-	$t_{відкл} = 0,018 \text{ с}$	-	-
-	$t_{вкл} = 0,07 \text{ с}$	-	-
-	$I_{ТЕРМ} = 50 \text{ кА}$	-	-
-	$t_{ТЕРМ} = 3 \text{ с}$	-	-

Вибір вимикачів та роз'єднувачів в ланцюзі відгалудження на 10 кВ

$$I_{ном} = \frac{S_{T1ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{T1HHном}} = \frac{80}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 4,399 \text{ кА}$$

$$I_{форс} = I_{макс} = \frac{S_{T1ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{T1HHном} \cdot 0,95} = \frac{80}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,95} = 4,63 \text{ кА}$$

Приймаємо до установки **вимикач типу VAN 6/10-50-50-27** і **роз'єднувач типу РВР-20/6300УЗ** (Табл. 1.5)

Перевірка на термічну стійкість

$$B_K \leq B_{тер.доп}$$

$$B_K = I_{П1}^2 \cdot (t_{відк} + T_a) = 4,698^2 \cdot (0,018 + 0,06) = 1,766 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

$$B_{тер,доп} = I_{ТЕРМ}^2 \cdot t_{ТЕРМ} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

Таблиця 1.5 - Розрахункові і каталожні дані вимикача і роз'єднувача

Розрахункові дані	Каталожні дані		Умови вибору і перевірки
	Вимикач	Роз'єднувач	
	Типу VAN 6/10-50-50-27	РВР-20/6300УЗ	
$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_H = 10,5 \text{ кВ}$	$U_H = 20 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_H$
$I_{макс} = 4,63 \text{ кА}$	$I_{ном} = 5 \text{ кА}$	$I_{ном} = 6,3 \text{ кА}$	$I_{макс} \leq I_{ном}$
$I_{ПЗ} = 4,698 \text{ кА}$	$I_{відк_ном} = 50 \text{ кА}$	-	$I_{П.т} \leq I_{відк_ном}$
$i_{удз} = 11,162 \text{ кА}$	$i_{дин} = 130 \text{ кА}$	$i_{дин} = 260 \text{ кА}$	$i_{уд.с} \leq i_{дин}$
$B_K = 1,766$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{тер,доп} = 7500$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{тер,доп} = 40000$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq B_{тер,доп}$
-	$t_{відкл} = 0,02 \text{ с}$	-	-
-	$t_{вкл} = 0,04 \text{ с}$	-	-
-	$I_{ТЕРМ} = 50 \text{ кА}$	-	-
-	$t_{ТЕРМ} = 3 \text{ с}$	-	-

1.5 Вибір реактору на нижній обмотці трансформаторів

Через великий номінальний струм кЗ на обмотці низької сторони трансформатора було обрано струмообмежувальний реактор Пристрій який потрібен для обмеження величина струму кЗ. На низькій стороні підстанції встановлено три реактори РТОС-10 5000-Ω УХЛ1(УЗ)

Таблиці 1.6 – Вхідні параметри струмообмежувального реактора

Марка	U_n , кВ	$I_{доп}$, А	$L_{ном}$, Ом	$I_{дин}$, кА	$I_{тер}$, кА
РТОС-10 5000-Ω УХЛ1(У3)	10	5000	0,56	25,2	9,9

1.6 Вибір вимірювальних трансформаторів на ПС

Трансформатори напруги потрібні для: перетворення електричної потужності та живлення різних пристроїв, гальванічної розв'язки ланцюгів високої напруги (6 і вище кВ) від низької (зазвичай 100 В) напруги вторинних обмоток, а також для вимірювання напруги на підстанціях і живлення різних реле захисту. В таблиці 1.7 трансформатори напруги, які були встановлені на підстанції.

Таблиця 1.7 – Довідкові дані трансформаторів напруги

Назва	НКФ-М-330 АУ1	НКФ-110-57	НТМИ-10
$U_{н.пер}$, кВ	330	110	10
$U_{н.вт}$, В	100	100	100
$f_{ном}$, Гц	50	50	50
Номінальний клас точності	0,5	0,5	0,5
$S_{н.о.вт}$, В·А	600	400	120

Щодо трансформаторів струму, то їхнє призначення полягає в тому, що вони не тільки вимірюють струм, а і здійснюють облік за допомогою приладів. Запис та збереження всіх робочих параметрів струму потрібен для того щоб раціонально розподілялася електроенергія при її транспортуванні. Також ці пристрої працюють при умовах, які дуже схожі до ситуації кз. В таблиці 1.8 показано трансформатори струму, які встановлені на підстанції.

Таблиця 1.8 – Довідкові дані трансформаторів струму

Назва	ТВ-330	ТГФМ-110	ТОЛ-СЕСЦ-10
U_n , кВ	330	110	10
$I_{н.пер}$, А	100-3000	50-2000	1500
$I_{н.вт}$, А	5	5	5
Ном.клас точ.	0,5	0,5	0,5
$I_{дин.ст}$, кА	3-50	10-150	100

1.7 Релейний захист підстанції 330/110/10 кВ

Загальна системна автоматика підтримує в нормальному режимі роботи необхідні значення частоти, напруги у вузлах енергосистеми, а також перетікання активної і реактивної потужності.

Протиаварійна автоматика запобігає розвитку аварійних процесів в енергосистемі. Ліквідацію аварійних режимів здійснює релейний захист (РЗ), який тісно пов'язаний з пристроями автоматики для швидкого відновлення нормального режиму. [4]

Призначенням релейного захисту є відключення пошкоджених частин електричної мережі від непошкоджених, щоб уникнути розвитку масштабної аварії. Несправність релейного захисту є щонайменше принаймні однією з найважливіших причин серйозних збоїв, які періодично відбуваються в енергосистемах у всьому світі. [5]

До основних положень релейного захисту й автоматики, можемо віднести:

1. Основний захист – той, який має мінімальну витримку часу.
2. Резервний захист – захист з витримкою часу, що виконує функції ближнього резервування (захист резервує захист своєї електроустановки) і далекого (захист резервує захисти суміжних електроустановок).[6]

До вимог релейного захисту відносять :

- селективність, тобто здатність захисту самостійно визначати пошкоджену ділянку мережі та відключати тільки цю ділянку;
- швидкодія;
- надійність захисту - це абсолютна, безперервна здатність виконувати задані функції ;
- чутливість, тобто здатність відключати пошкоджені ділянки на початковій стадії ушкодження;
- простота схеми.

1.7.1 Оснащення автотрансформаторів пристроями релейного захисту

Трансформатори і автотрансформатори конструктивно дуже надійні завдяки відсутності у них частин, що рухаються або обертаються, але в процесі експлуатації можливі їх пошкодження та порушення нормальних режимів роботи. Тому трансформатори та автотрансформатори повинні оснащуватися відповідним релейним захистом.

Відповідно до призначення для захисту трансформаторів (автотрансформаторів) при їх ушкодженнях та сигналізації про порушення нормальних режимів роботи застосовуються такі типи захисту :

1. Диференційний захист для захисту при пошкодженнях обмоток, вводів та ошиновування трансформаторів (автотрансформаторів).
2. Струмова відсічка миттєвої дії для захисту трансформатора (автотрансформатора) при пошкодженнях його ошиновування, вводів та частини обмотки з боку джерела живлення.
3. Газовий захист для захисту при пошкодженнях усередині бака трансформатора (автотрансформатора), що супроводжуються виділенням газу, а також при пониження рівня масла.
4. Максимальний струмовий або максимальний спрямований захист або ці самі захисту з пуском мінімальної напруги для захисту від надструмів, що проходять через трансформатор (автотрансформатор), при пошкодженні як самого трансформатора

(автотрансформатора), так і інших пов'язаних з ним елементів. Захист від надструмів діють, як правило, з витримкою часу.

5. Захист від замикань на корпус.

6. Захист від перевантаження, що діє на сигнал, для оповіщення чергового персоналу або з дією на відключення на підстанціях без постійного чергового персоналу.[7]

Тому для автотрансформаторів було обрано наступний захист. (Табл.1.9)

Таблиця 1.9 — Релейний захист автотрансформаторів

Назва типу пристрою РЗА	Склад захисту
RET-670 (1,2 компл.)	ДЗТ 330 кВ: ДЗ СЗНП (струм захист нульової послід) 110 кВ: ДЗ СЗНП МСЗ зворотн. 10 кВ: СВ, МСЗ
REC-670	330 кВ: АПВ, ПРВВ (пристрій резерв.відмови вимикача)
REC-670	110 кВ: АПВ, ПРВВ
REF-543	СВ,МСЗ

1.7.2 Захист повітряних ліній 330кВ

Найчастіше аварії відбувається на лініях електропередач. Для забезпечення дальнього резервування на ПЛ 220 – 330 кВ необхідно передбачати наявність основного та резервного захистів. [8]

В якості основного захисту застосовується диференційно-фазний високочастотний захист (ДФЗ). Він є швидкодіючим захистом, який спрацьовує при всіх видах коротких замикань по всій довжині лінії без витримки часу, що резервується ступінчастими ДЗ та СЗНП.

Як резервні захисти ліній 330 кВ застосовуються дистанційний захист (ДЗ), який призначена для дії при міжфазних КЗ, струмовий захист нульової послідовності

(СЗНП) реагує на одно- та двофазні КЗ на землю, струмова відсічка (СВ) або максимально струмовий захист (МСЗ), автоматика від підвищеної напруги (АПН). Як пристрої автоматики застосовуємо автоматичне повторне включення (АПВ), що забезпечує однофазне автоматичне повторне включення (ОАПВ), трифазне АПВ (ТАПВ).[9]

Отже, на ПЛ 330 кВ було встановлено такі типи пристроїв РЗА (Таблиця 1.10)

Таблиця 1.10 — Релейний захист ПЛ 330кВ

Підстанція	Назва приєднань 750-330 кВ	Типи пристроїв РЗА	
		Назва	Склад захисту
ПС-330 кВ "Північна"	ПЛ-330 кВ Київська №1, Київська №2, Київська ТЕЦ №6	Ge L-60	ДФЗ ДЗ СЗНП МСЗ швидкодіючий
		ABB REL 670	ДЗ СЗНП МСЗ швидкодіючий МСЗ аварійний ПРВВ
		ABB REC - 670: B-330	ОАПВ ТАПВ ПРВВ

Висновки

Розглянуто підстанцію «Північна 330/110/10 кВ. Проведено аналіз обладнання підстанції. Наведено їх характеристики , а також однолінійну схему обраної підстанції .

Виконано розрахунок струмів кз для шин 330/110/10, з метою перевірки обладнання підстанції.

Розглянуто встановлений захист підстанції «Північна».

2. МЕТОДИ І ЗАСОБИ РОЗРАХУНКУ УСТАЛЕНОГО РЕЖИМУ ДЛЯ ДИСПЕТЧЕРСЬКОГО УПРАВЛІННЯ ЦЕС

2.1 Диспетчерське управління

У системі управління енергетикою, як галуззю промисловості, диспетчерське управління займає важливу роль. Структура цього органу побудована за ієрархічною структурою та призначена для системного контролю параметрів та режимів роботи енергосистеми в цілому та обладнання кожного енергетичного об'єкта.

ЦДС працює над тим щоб забезпечити оперативну роботу по експлуатації енергетичних підприємств в Україні.

Основними задачами ЦДС є:

- постійне безперервне збалансоване управління узгодженою роботою електростанцій і електричних мереж системи
- планування, оперативне управління потужностями електростанцій, контроль за додержанням режиму роботи об'єднаної енергетичної системи України;
- забезпечення надійної та сталої роботи енергосистеми при виникненні аварійних та ремонтних ситуацій шляхом виконання розрахунків ремонтних та аварійних режимів;
- контроль змін навантаження електростанцій виробників;
- контроль гранично припустимих перетоків активної потужності та виконання заходів по підтриманню статичної та динамічної стійкості в енергосистемі;
- забезпечення оптимального режиму основної мережі по реактивній потужності.
- розрахунок, аналіз і прогнозування втрат електроенергії в основній мережі.

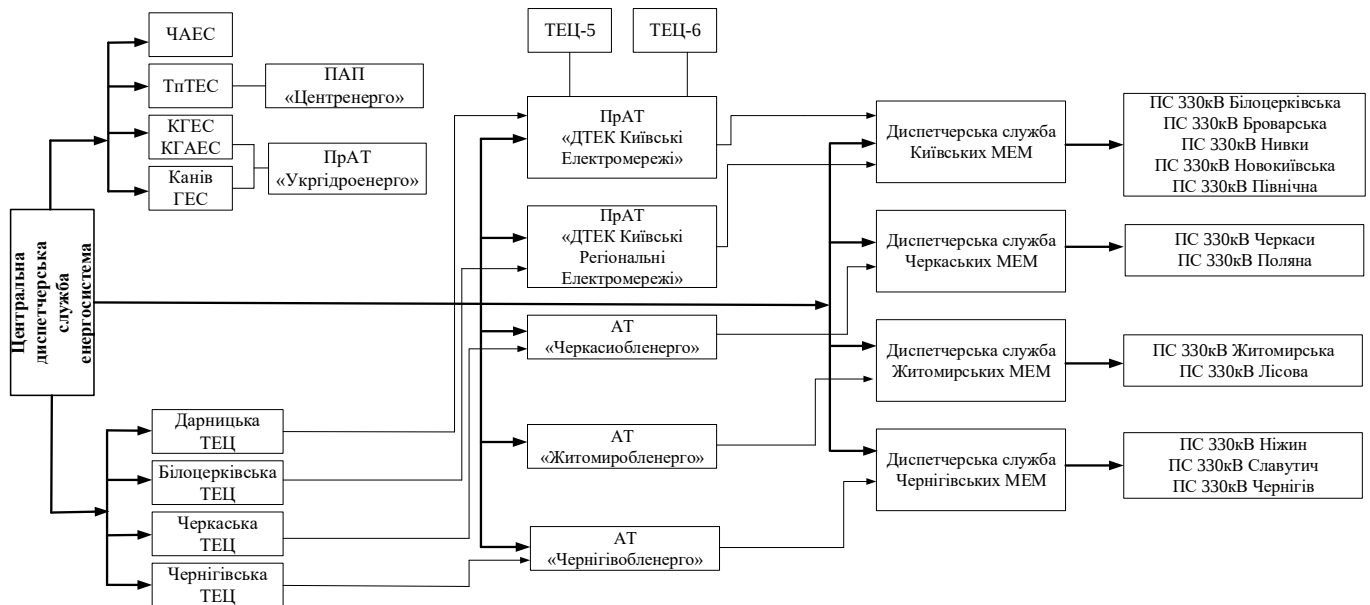


Рисунок 2.1 —Центральна диспетчерська служба енергосистеми

Звичайно ЦДС в своїй діяльності керується законами України. З найголовніших : Конституція та закони України; Кодекс законів про працю; Кодекс цивільного захисту України; Законом України "Про охорону праці"; Законом України "Про загальнообов'язкове державне соціальне страхування"; Законом України "Про ринок електричної енергії"; наказами, вказівками, розпорядженнями, положеннями та інструкціями Міністерства енергетики України; Правилами безпечної експлуатації електроустановок; Кодексом системи передачі; Кодексом системи розподілу та іншими.[10]

2.2 Математичний апарат розрахунку

Основні режими мережі

При аналізі роботи мережі розрізняють параметри елементів мережі та параметри її режимів. До параметрів елементів мережі відносять : опір, провідність, коефіцієнти трансформації, електрорушійну силу ,навантаження. До параметрів режиму належать: значення частоти , струмів у гілках , напруг у вузлах, фазових кутів, повної активної та реактивної потужностей електропередачі. Під режимом мережі розуміється її електричний стан.

До можливих режимів мережі відносять: нормальний, перехідний режим та післяаварійний. [11]

При роботі в нормальному встановленому режимі значення основних параметрів (частоти і напруги) рівні мінальним або знаходяться в межах допустимих відхилень від них, значення струмів не перевищують допустимих за умовами нагрівання величин. Навантаження змінюються повільно, що забезпечує можливість плавного регулювання роботи електростанцій та мереж та утримання основних параметрів у межах допустимих норм. Зазначимо, що нормальним вважається режим і при включенні та відключенні потужних ліній або трансформаторів, а також для різко змінних (ударних) навантажень. У цих випадках після завершення перехідного процесу, який триває протягом секунди, знову настає нормальний режим, що встановився, коли значення параметрів у контрольних точках системи виявляються в допустимих межах.

У перехідному режимі, що не встановився, система переходить з нормального стану, що встановився, в інший, що встановився з параметрами, що різко змінилися. Цей режим вважається аварійним і настає при раптових змінах у схемі та різких змінах генераторних і споживаних потужностей. Зокрема, це має місце при аваріях на станціях або мережах, наприклад при коротких замиканнях і подальшому відключенні пошкоджених елементів мережі, різкому падінні тиску пари або напорів води і т.д. Під час аварійного перехідного режиму параметри режиму системи в деяких її контрольних точках можуть різко відхилятися від нормованих значень. Після аварійний режим настає після локалізації аварії в системі. Цей режим найчастіше відрізняється від нормального, тому що в результаті аварії один або кілька елементів системи (генератор, трансформатор, лінія) будуть виведені з роботи. При післяаварійних режимах може виникнути так званий дефіцит потужності, коли потужність генераторів у частині системи, що залишилася в роботі, менша за потужність споживачів. Параметри післяаварійного (форсованого) режиму можуть тією чи іншою мірою відрізнятися від допустимих значень. Якщо значення цих параметрів у всіх контрольних точках системи є допустимими, то результат аварії

вважається благополучним. В іншому випадку результат аварії неблагополучний і диспетчерська служба системи вживає негайних заходів до того, щоб привести параметри післяаварійного режиму у відповідність до допустимих.[11]

Для того що визначити чи є режим роботи мережі — нормальний виконують розрахунок усталеного режиму.

Усталений режим роботи та методи його розрахунку

Завдання розрахунку усталеного режиму є базовим, на основі якого вирішуються інші складніші завдання управління функціонуванням та розвитком електроенергетичних систем. Складність завдання розрахунку УР пов'язані з нелінійністю системи рівнянь УР та її великої розмірністю, що потребує використання ітераційних чисельних методів розв'язання.

Проблемою при розрахунку УР є питання існування рішення та збіжності ітераційного процесу. Відсутність збіжності зазвичай означає, що режим нестійкий і практично не може бути реалізований. При цьому зустрічаються ситуації, коли різні методи розрахунку УР та різні програмні комплекси дають різні результати щодо існування рішення УР за одних і тих самих вихідних даних. Розробка методів і алгоритмів розрахунку УР, що забезпечують надійну збіжність до рішення, є актуальним завданням.[12]

Є багато методів розрахунку режиму, до них відносять: метод Гауса, метод подвійної факторизації, метод Зейделя, метод Ньютона- Рафсона та інші. [13]

Систему рівнянь усталеного режиму , що встановився у загальному вигляді можна записати наступним чином :

$$W(X,Y) = 0 \quad (2.1)$$

де , X - вектор незалежних параметрів , тобто задані параметри ; Y - вектор залежних параметрів , тобто невідомих .

Оскільки при розрахунках усталеного режиму незалежні параметри незмінні, а залежні параметри - це, як правило, напруги у вузлах, то можна записати: $X = \text{const}$, $Y = \dot{U}$.

Тоді система рівнянь (2.1) набуває вигляду:

$$W(\dot{U}) = 0 \quad (2.2)$$

Відомі різні форми запису рівнянь встановленого режиму. Зазвичай це рівняння вузлових напруг у формі балансу потужностей чи формі балансу струмів. Комплексні величини в цих рівняннях можуть представлятися в полярній або прямокутній системі координат, що призводить до досить великого різноманіття форм запису рівнянь УР.

Тому, якщо використати рівняння 2.2 у формі балансу струмів (в прямокутних і полярних координатах) то воно буде мати наступний вигляд :

$$W(\dot{U}) = Y \cdot \dot{U} - i(\dot{U}) = 0 \quad (2.3)$$

$$\text{де, } i(\dot{U}) = \frac{\dot{S}}{\dot{U}}$$

Якщо у формі балансу потужностей то формула виглядатиме наступним чином:

$$W(\dot{U}) = \dot{U}_{\text{діар}} \cdot Y \dot{U} - \dot{S} = 0 \quad (2.4)$$

Рівняння усталеного режиму в реальних мережах є нелінійними, тому розв'язують їх тільки ітераційними методами.[12]

Для розв'язання ітераційних методів використовують таку рекурентну формулу:

$$\dot{U}^{(k+1)} = \varphi(\dot{U}^{(k)}) \quad (2.4)$$

де, φ - описує певні дії над $\dot{U}^{(k)}$ в результаті яких отримуємо чергове наближення невідомих напруг.

Розглянемо одне i -е рівняння із системи рівнянь (2.2)

$$\omega_i(\dot{U}) = 0 \quad (2.5)$$

Рівняння 2.5 розкладають у ряд Тейлора із збереженням тільки частини складових. Тобто включають лише похідні які не більше 2-го порядку. Але замінити це розкладання можна завдяки наближеній апроксимації.[12]

Рівняння в компактному вигляді після розкладання в ряд Тейлора матиме наступний вигляд:

$$\omega_i(\dot{U}) = \omega_i(\dot{U}^{(k)}) + \sum_{j=1}^n \frac{\partial \omega_i}{\partial U_j} \Delta U_j + \frac{1}{2} \cdot \sum_{p=1}^n \cdot \sum_{j=1}^n \frac{\partial^2 \omega_i}{\partial U_p \partial U_j} \Delta U_p \Delta U_j + \gamma_i = 0 \quad (2.6)$$

В рівнянні 2.6 сукупність перших похідних $\frac{\partial \omega_i}{\partial U_j}$ це i -й рядок матриці Якобі:

$$I_i = \left(\frac{\partial \omega_1}{\partial U_1}, \frac{\partial \omega_2}{\partial U_2}, \dots, \frac{\partial \omega_i}{\partial U_n} \right) \quad (2.7)$$

А ΔU — це вектор приростів напруг, який має наступний вигляд:

$$\Delta U = \begin{bmatrix} \Delta U_1 \\ \Delta U_2 \\ \dots \\ \Delta U_n \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

Другі похідні у рівнянні 2.6 утворюють матрицю Гессе для i -го рівняння. Її елементи – другі похідні від рівняння по всім невідомим напругам: [12]

$$H_i = \begin{bmatrix} \frac{\partial^2 \omega_i}{\partial U_1 \partial U_1} & \frac{\partial^2 \omega_i}{\partial U_1 \partial U_2} \dots & \frac{\partial^2 \omega_i}{\partial U_1 \partial U_n} \\ \frac{\partial^2 \omega_i}{\partial U_2 \partial U_1} & \frac{\partial^2 \omega_i}{\partial U_2 \partial U_2} \dots & \frac{\partial^2 \omega_i}{\partial U_2 \partial U_n} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial^2 \omega_i}{\partial U_n \partial U_1} & \frac{\partial^2 \omega_i}{\partial U_n \partial U_2} \dots & \frac{\partial^2 \omega_i}{\partial U_n \partial U_n} \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

Матриця Гессе (2.9) відповідає одному i -му рівнянню системи (2.2). Кожен її рядок - це похідні від одного елемента i -го рядка матриці Якобі (2.7) по всім невідомим. [12]

Тобто доданок 3 в рівнянні 2.7 можна записати в такому вигляді:

$$\frac{1}{2} \cdot [\Delta U_1, \Delta U_2, \dots, \Delta U_n] \cdot \begin{bmatrix} \frac{\partial^2 \omega_i}{\partial U_1 \partial U_1} & \dots & \frac{\partial^2 \omega_i}{\partial U_1 \partial U_n} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial^2 \omega_i}{\partial U_n \partial U_1} & \dots & \frac{\partial^2 \omega_i}{\partial U_n \partial U_n} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta U_1 \\ \Delta U_2 \\ \dots \\ \Delta U_n \end{bmatrix} \quad (2.10)$$

Або

$$\frac{1}{2} \cdot \Delta \dot{U}^T \cdot H_i \cdot \Delta \dot{U} \quad (2.10a)$$

Тоді рівняння 2.6 з урахуванням 2.7 і 2.8 буде мати такий загальний вигляд:

$$\omega_i(\dot{U}) = \omega_i(\dot{U}^{(k)}) + I_i \cdot \Delta \dot{U} + \frac{1}{2} \cdot \Delta \dot{U}^T \cdot H_i \cdot \Delta \dot{U} + \gamma_i = 0 \quad (2.11)$$

Де, ΔU — вектор-стовпець приростів невідомих з елементами ΔU_i ,

ΔU^T - вектор-рядок приростів;

I_i - рядок матриці Якобі, відповідає i -му рівнянню;

H_i - елемент матриці Гессе, відповідає одному i -му рівнянню,
розмірність $n \times n$;

γ_i - залишковий член розкладення.

Рівняння 2.11 записано для одного рівняння системи 2.2. Для того щоб отримати систему n рівнянь, потрібно розкласти всі рівняння в ряд Тейлора.[12]

Тобто при запису системи в компактному вигляді отримуємо вектор нев'язок системи, повну матрицю Якобі, повну матрицю Гессе, вектор залишкових членів розкладання. Тому система рівнянь в компактному вигляді буде мати такий вигляд[12] :

$$W(\dot{U}) = W(\dot{U}^{(k)}) + I \cdot \Delta \dot{U} + \frac{1}{2} \cdot H \cdot (\Delta \dot{U} \cdot \Delta \dot{U}) + \gamma = 0$$

Де, $(\Delta U \cdot \Delta U)$ — це вектор стовпець з елементами $\Delta U_i \Delta U_j$. Має такий вигляд:

$$(\Delta U \cdot \Delta U) = \begin{bmatrix} \Delta u_1 \cdot \Delta u_1 \\ \Delta u_1 \cdot \Delta u_2 \\ \dots \dots \\ \Delta u_1 \cdot \Delta u_n \\ \Delta u_2 \cdot \Delta u_1 \\ \dots \dots \\ \Delta u_2 \cdot \Delta u_n \\ \dots \dots \\ \Delta u_n \cdot \Delta u_n \end{bmatrix}$$

Тому, щоб розв'язати систему рівнянь усталеного режиму (2.1), використовують методи розрахунку, які можна розділити на три групи.[13]

Методи нульового порядку ґрунтуються на послідовному наближенні до рішення за окремими вузлами схеми. Серед цих методів найбільшого поширення набув метод Гаусса-Зейделя. Він застосовувався в програмах розрахунку УР на цифрових обчислювальних машинах, коли обмеження по обсяг оперативної пам'яті мали визначальне значення.

Методи першого порядку дозволяють за цикл знайти наближення до розв'язання системи рівнянь УР одразу для всіх вузлів розрахункової схеми. Багаторазове вирішення спрощеної системи рівнянь потрібне для врахування нелінійності рівнянь УР. В даний час для розрахунку УР широко використовується метод Ньютона та різні його модифікації.

Методи другого порядку дозволяють за одну ітерацію вирішити квадратичну систему рівнянь. [13]

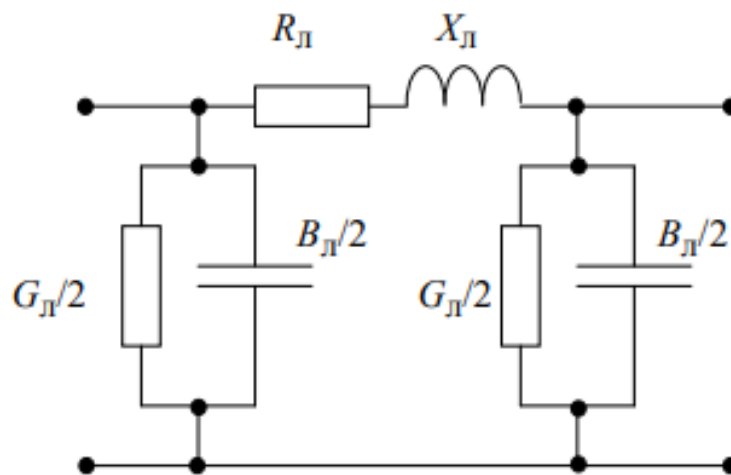
Формування розрахункових схем мережі

На сьогодні практика моделювання робочих режимів електричних систем, зокрема розв'язання задач оптимізації таких режимів, базується на моделюванні ліній електропередач, трансформаторів, генераторів, навантажень та компенсуючих пристроїв та їх схемами заміщення із зосередженими параметрами.

В даний час для виконання енергетичних розрахунків широко застосовуються спеціалізовані розрахунково-дослідні програмні комплекси: «DIgSILENT PowerFactory», «MATLAB & Simulink», «РАОТБ» «Космос» та ін.

Схеми моделей енергетичної мережі

Лінії електропередач – це дроти, підвішені на безпечній відстані від землі, або кабелі, в яких провідні жили ізольовані один від одного і від зовнішнього середовища, а також захищені різними покриттями. Проводи ПЛ мають як провідний матеріал алюміній або його сплав, але буває виконують їх також із міді. Схема заміщення ЛЕП представлена на рисунку 2.2. [14]



Рисунку 2.2 — П-подібна схема заміщення ЛЕП

Схема заміщення ЛЕП складається із повздовжніх та поперечних параметрів. До повздовжніх елементів відноситься активний опір ($R_{\text{л}}$) і реактивний ($X_{\text{л}}$), а до поперечних параметрів – активна і реактивна провідність ($G_{\text{л}}$, $B_{\text{л}}$). Щоб знайти кожен з параметрів потрібно знати довжину лінії та погонні опори і провідності на 1 км проводу. [14]

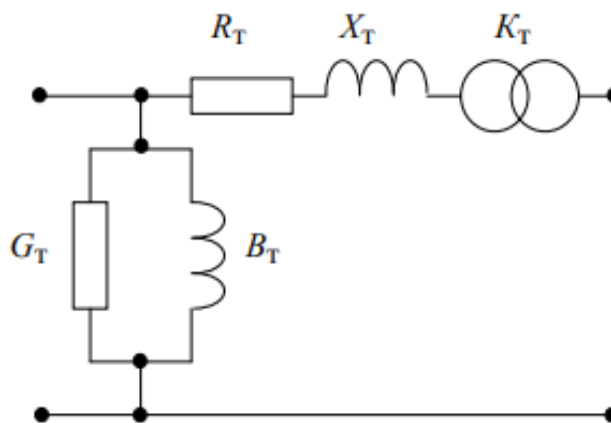
В програмному забезпеченні DIgSILENT PowerFactory [15] ЛЕП зображують наступним чином :



Рисунок 2.3 — Зображення лінії в ПЗ PowerFactory

Силові трансформатори та автотрансформатори, є невід’ємними та значущими елементами трансформації та розподілу електроенергії.

На рисунку 2.4 зображено Г-подіну схему заміщення трансформатора. Вона складається з активного та реактивного опору (Ом), активної та реактивної поперечної провідності (См): та коефіцієнту трансформації. [14]



Рисунку 2.4 — Г-подібна схема заміщення двох-обмоткового трансформатора

В ПЗ двох-обмоткові (а), трьох-обмоткові (б) силові трансформатори та автотрансформатори (в) мають наступний вигляд:

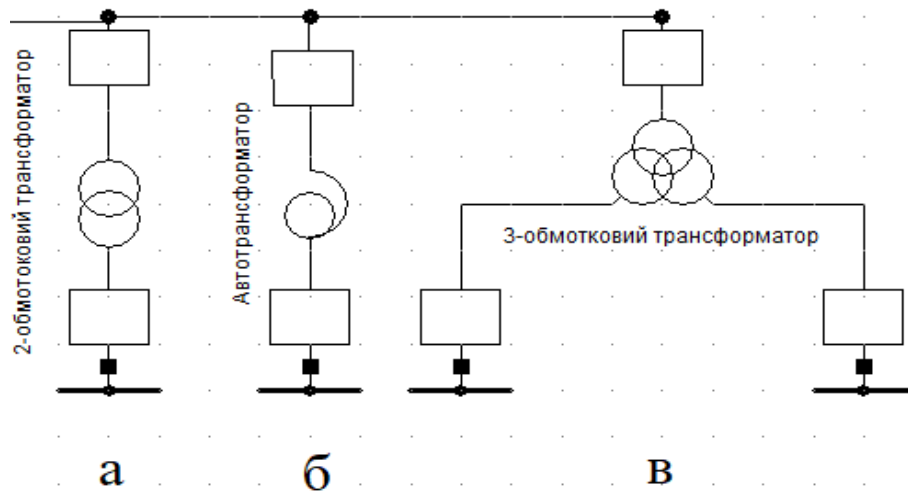
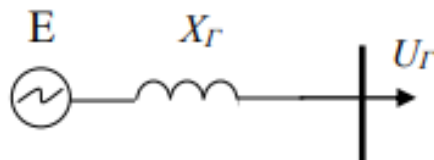


Рисунок 2.5 — Зображення двох-обмоткового (а), трьох-обмоткового(в) трансформатора та автотрансформатора (б) в ПЗ PowerFactory

Статичний електричний генератор відноситься до пристроїв виробництва електричної енергії і може використовуватися як джерело живлення електронних пристроїв. При розрахунках ustalених режимів електричних мереж генератори представляються джерелом струму, підключеним до шин генераторної напруги, як показано на рисунку 2.6.



Рисунку 2.6 — Схема заміщення статичного генератора

В програмі генератори зображують наступним чином:

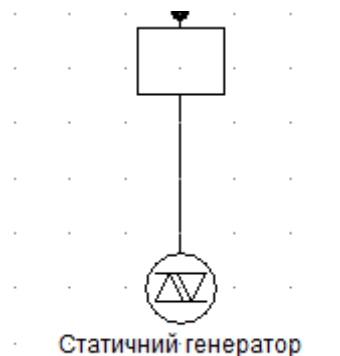


Рисунок 2.7 — Зображення статичного генератора в ПЗ PowerFactory

Навантаження системи це потужності споживачів, що приєднанні до мережі або генеруючі потужності електростанцій. На схемах ПЗ PowerFactory зображають наступним чином :

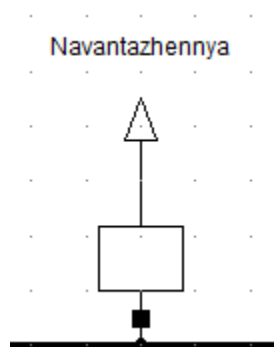


Рисунок 2.8 — Зображення навантаження в ПЗ PowerFactory

2.3 Стислі відомості про Центральну енергосистему України (ЦЕС)

10 серпня 1998 року ,була створена центральна енергетична система України (ЦЕС) . Її створення було потрібне для того, щоб забезпечувати центральний регіон енергією. Створювати нові шляхи та ідеї для того щоб забезпечувати високий рівень експлуатації мереж. ЦЕС також забезпечує паралельну роботу з іншими регіонами України. За декілька днів до повномаштабного вторгнення Українська енергосистема була відключена від паралельної роботи з енергосистемою Республіки Білорусь. Були розірвані міжсистемні перетоки : ЧАЕС-Мозир, Чернігів-Гомель, Славутич-Комарин.

Центральна ЕС здійснює централізоване електрозабезпечення центрального регіону України (Житомирська, Київська, Черкаська, Чернігівська області та м. Київ) загальною площею 111,6 тис. км² та населенням близько 9 млн. чоловік. Загальна протяжність ПЛ – 2425,62 км, у т.ч.: ПЛ 750 кВ – 597,77 км, ПЛ 330 кВ – 1791,95 км, ПЛ 110 кВ – 21,5 км, ПЛ 35 кВ – 14,4 км. Потужність силових трансформаторів (39 од.) на ПС 330-750 кВ ЦЕС – 6097 МВА. Як відомо багато обладнань вже є застрілим, тому їх потрібно змінювати або підвищувати їх ефективність. [16]

2.3.1 Міжсистемні сполучення ЦЕС

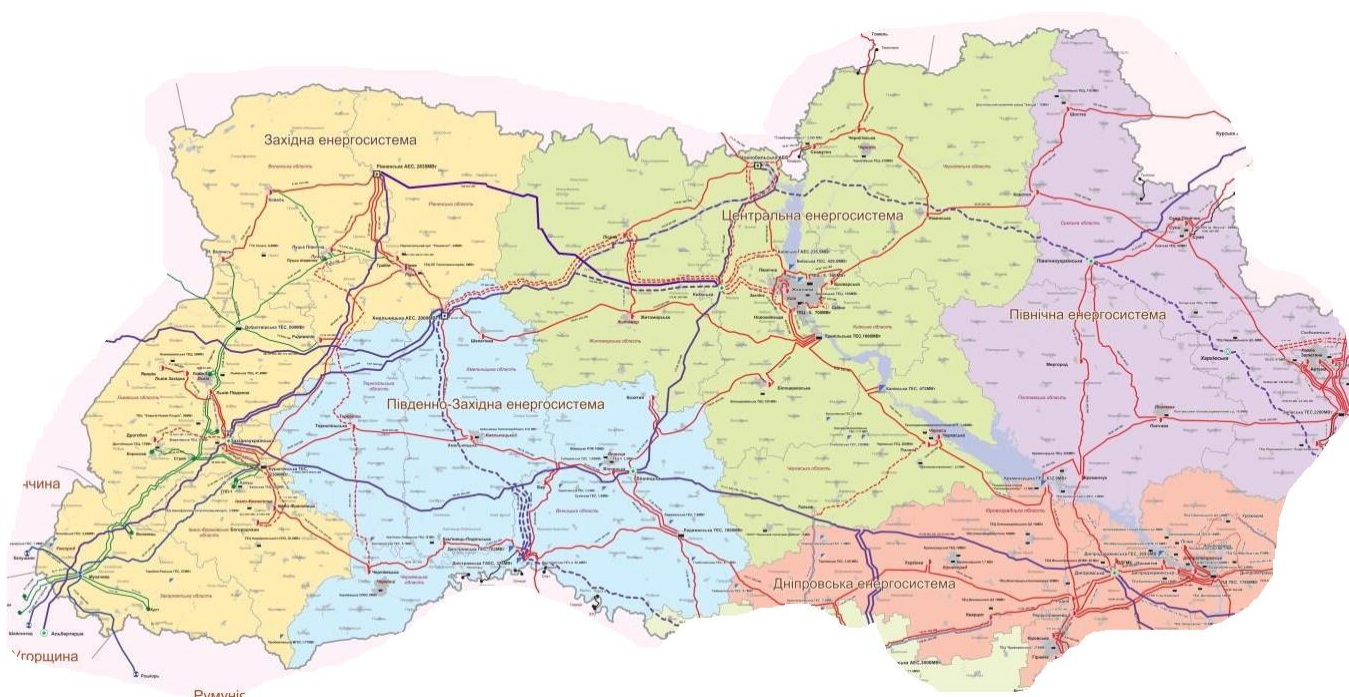


Рисунок 2.9 — Міжсистемні сполучення

З рисунку 2.9 можна побачити, що ЦЕС поєднана міждержавними сполученнями із Західною енергосистемою (Львів), Південно-Західною енергосистемою (Вінниця), Дніпровською енергосистемою (Запоріжжя) та Північною енергосистемою (Харків). [17]

Перетоки потужності з Південно –Західною ЕС відбуваються через наступні сполучення : Київська-Вінниця, ЧАЕС-ХАЕС, Житомир – Шепетівка, Житомир – Полонне, Біла Церква – Козятин, Фастів – Козятин, Бровки – Козятин, Глухівці – Козятин.

Перетоки потужності з Західною ЕС відбуваються через наступні сполучення:Київська - РАЕС

Перетоки потужності з Північна ЕС відбуваються через наступні сполучення: Ніжин – Конотоп, Бахмач – Конотоп, Оболоння – Терещенська, Новоград Сіверський – Шостка, Прилуки – Пирятин.

Перетоки потужності з Дніпровської ЕС відбуваються через наступні сполучення: Фундукліївка – Знаменка, Умань – Побужжя, Черкаська – Крем.ГЕС та ін.

2.3.2 Основні підстанції Центральної енергетичної системи

В центральній енергетичній системі різновид електричних схем підстанцій та станцій різний .

До схем електричних з'єднань електростанцій та електричних установок є загальні вимоги. Потрібно що схема з'єднань була економічною (менше грошей витрачалося), надійною, безпечною в обслуговуванні, практичною в експлуатації , а також щоб була можливість в розширенні схеми з деяким часом. При виборі схеми з'єднань підстанцій чи станцій, потрібно брати до уваги також такі фактори як: кількість та потужність генераторів які встановленні на об'єкті, рівень струмів кз, схема та напруга в мережі, яка величина навантаження та інше. [18]

Тому було розглянуто, які типи підстанцій є в центральному регіоні України.

На підстанціях ЧАЕС 750, Київська 750, ЧАЕС 330, Київська 330, схема з'єднань півтора вимикача на приєднання (полупотурна).

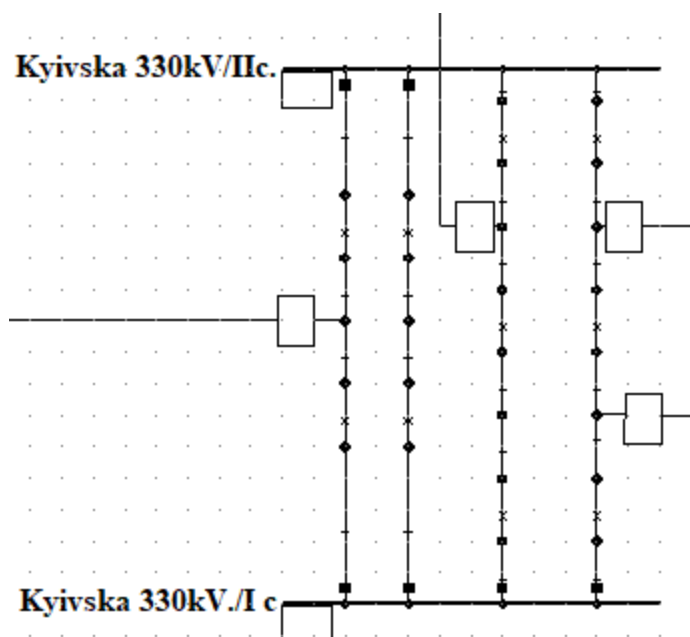


Рисунок 2.10 —Схема з'єднання $\frac{1}{2}$, на прикладі ПС Київської 330кВ

Щодо підстанції Північна то вона виконана за схемою «полупторною», яка складається з двох систем шин і трьома вимикачами на два ланцюги.

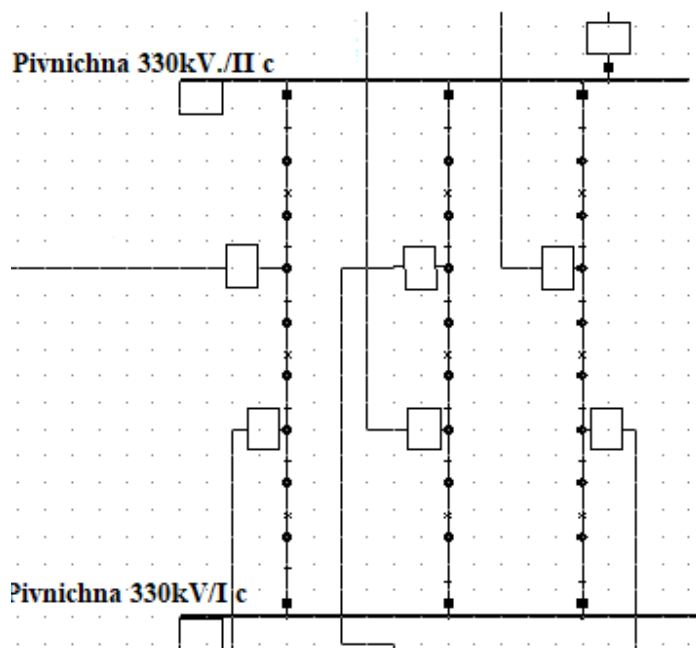


Рисунок 2.11 —Схема з'єднання «полупторна», складається з двох систем шин і трьома вимикачами на два ланцюги

Підстанції Чернігів 330, Ніжин 330, Бровари 330 , Житомир 330 виконані за схемою шина –трансформатор.

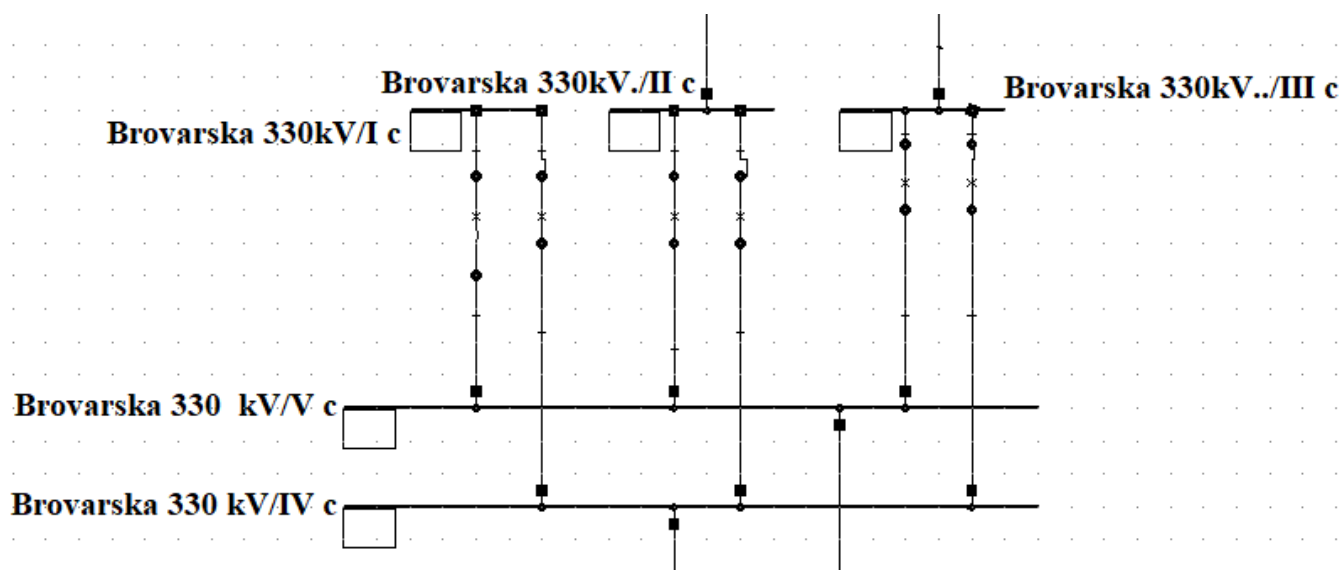


Рисунок 2.12 —Схема з'єднання шина-трансформатор, на прикладі ПС Броварська 330 кВ

Також є підстанції: Славутич 330, Лісова 330, Білоцерківська 330, ТЕЦ-5 330, Канів ГЭС 330, Поляна 330, Черкаси 330 вони виконанні за

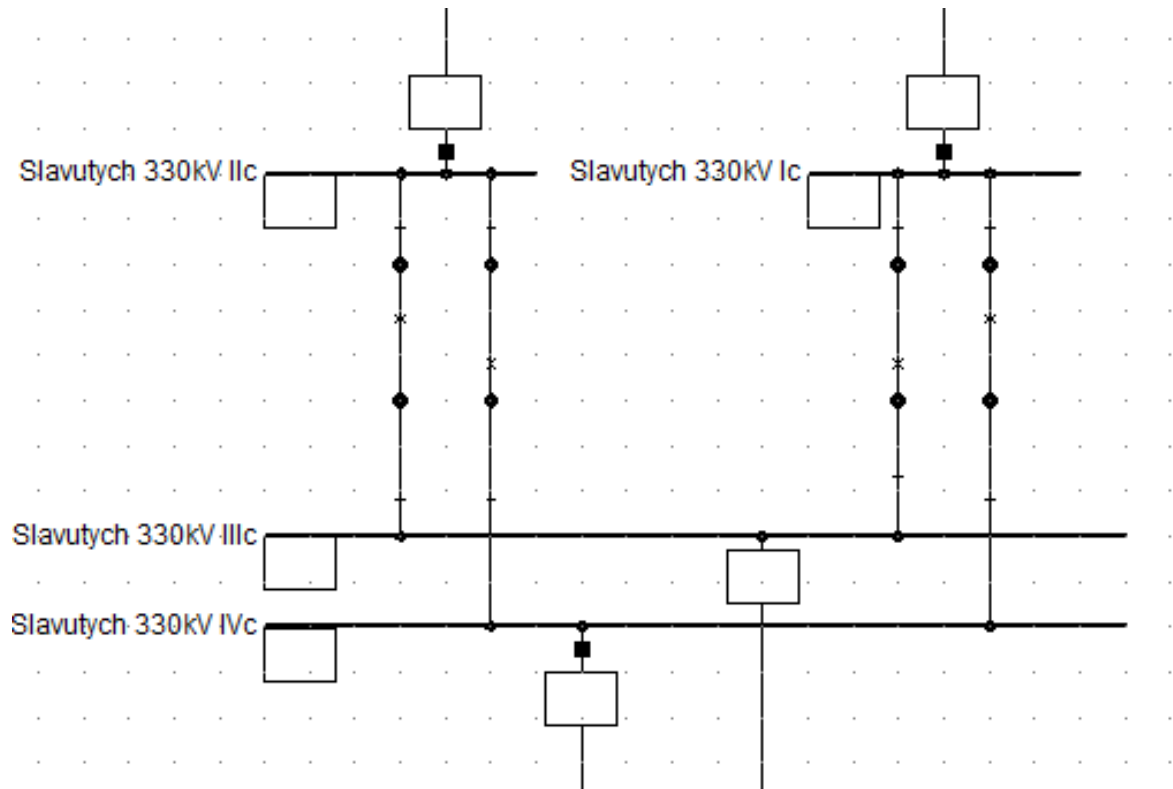


Рисунок 2.13 —Схема з'єднання чотирикутника, на прикладі ПС Славутич 330кВ

ДТЕЦ 110 має схему з'єднань, яка складається з двох робочих систем шин секціонованих вимикачем.

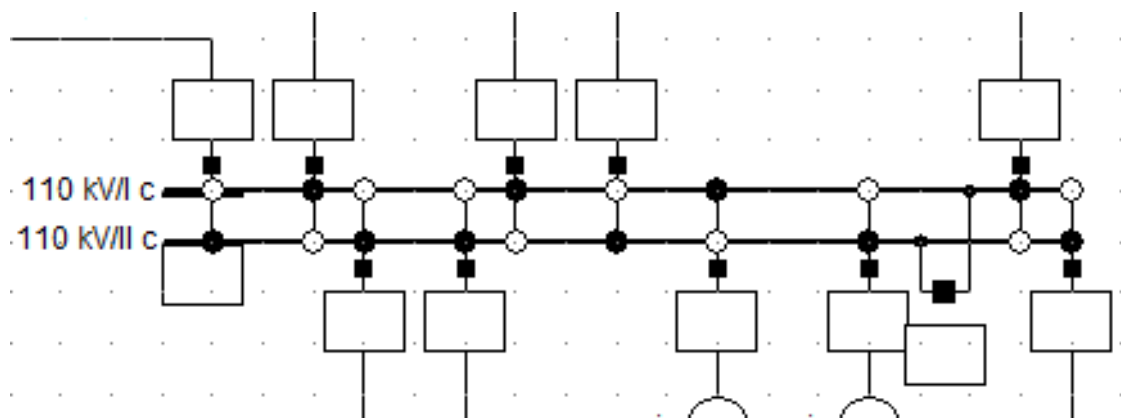


Рисунок 2.14 —Схема з'єднання дві робочі шс з секціонованим вимикачем

Всі інші підстанції 110 кВ (ЧАЕС 110, Лісова 110, Житомир 110, ТпТЕС 110, Ново-Київська 330 та 110 , Нивки 110, Північна 110, ТЕЦ-6 110, ТЕЦ-5 110, Білоцерківська 110, Канів ГЕС 110, Бровари 110, Ніжин 110, Поляна 110, Славутич 110, Чернігів 110, ЧнТЕЦ 110, ЧкТЕЦ 110, Черкаси 110) мають схему з'єднань дві робочі системи шин з секціонованим вимикачем, і обхідною системою шин та з обхідним шиноз'єднувальним вимикачем.

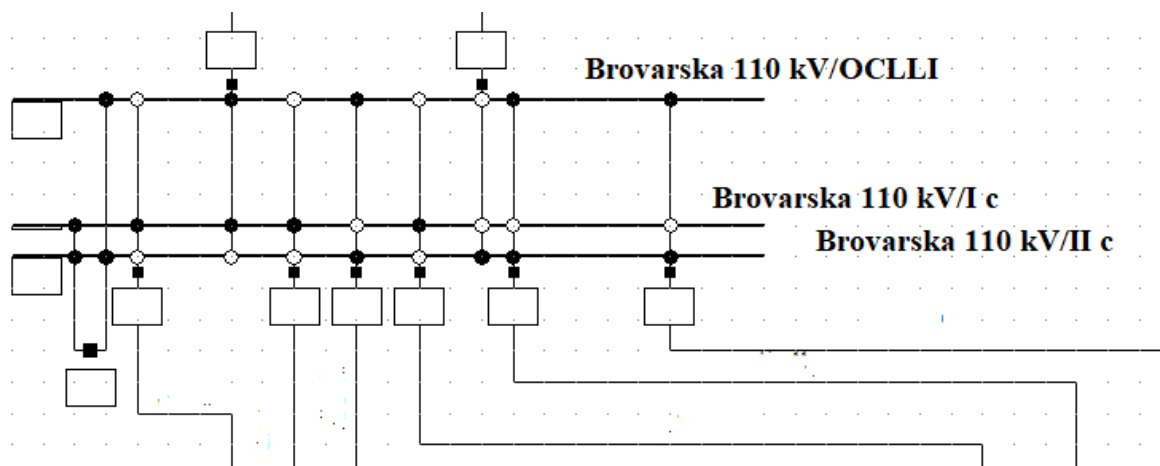


Рисунок 2.15 — Схема з'єднання дві робочі сш з секціонованим вимикачем та обхідною сш з обхідним шиноз'єднувальним вимикачем

2.4 Моделювання частини центральної енергосистеми України в програмному забезпеченні DIgSILENT PowerFactory

За допомогою програмного забезпечення DIgSILENT PowerFactory, було створено схему центрального регіону міста Києва та Київської області. Схема складається з підстанцій: «Київська 750/330 кВ», «ЧАЕС 750/330/110кВ», «Північна 330/110 кВ», «ТЕЦ 6 330/110 кВ», «Броварська 330/110кВ», «Оболонь 110кВ», «Лівобережна 110кВ», «Вишгородська 110кВ», «Дарницька ТЕЦ 110/35/10», «Київська ГЕС» та «Київська ГАЕС».

В таблицях 2.1, 2.2 та 2.3 описані заводські параметри :трансформаторів, автотрансформаторів, ліній електропередач, генераторів.

Таблиця 2.1 — Типи трансформаторів які застосовуються в моделі

Умовне позначення на схемі	Тип	$S_{\text{ном}},$ МВ А	Напруги обмоток, кВ			Втрати $P_x,$ кВт	Втрати $U_k,$ кВт	$I_x,$ %	Напруга кз $u_k, \%$		
			ВН	СН	НН				В-С	В-Н	С-Н
АТ1(2)/200	АТДЦТН-125000-330/110	125	330	110	10	100	345	0,45	10	35	24
АТ2(3)/200, АТ3(2)/200 АТ4(2)/200	АТДЦТН-200000-330/110	200	330	110	10	155	560	0,45	10,6	38	25
Тр9/80, Тр10/80,	ТДН-80000/110	80	115	-	10	58	310	0,45	-	10,5	-
Тр8/80, Тр11/80	ТДТН-80000/110	80	115	38,5	10	64	365	0,5	11	18,5	7
з Тр1/125 по Тр7/125	ТДЦ-125000/110	125	110	-	10	120	400	0,55	-	10,5	-
Тр12/400	ТДЦ-400000/110	400	110	-	20	320	900	0,45	-	10,5	-

В програмному забезпеченні було створено всі типи трансформаторів та автотрансформаторів, які вказані в таблиці Таблиця 2.1 . (Рис. 2.16)

Имя: ТДЦ-125000/110

Схема соедин.: 3-фазный трансформатор

Номинал. Мощность: 125 MVA

Номинал. частота: 50 Hz

Номинал. напр.: 110 kV (ВН), 10 kV (НН)

Векторная группа: Сторона ВН YN, Сторона НН YN

☐ Внутренняя обмотка - треугольник

Фазовый сдвиг: 0 °30deg

Обозначение: YNyn0

Сопротивление прямой посл.: Напряжение КЗ uk: 10,5 %

Потери в меди: 400 kW

Полн. сопр. нул. посл.: Напряжение КЗ uk0: 3 %, Напр. КЗ (Re(uk0)) uk0r: 0 %

Рисунок 2.16 - Параметры трансформатора ТДЦ-125000/110

Таблиця 2.2 — Типи повітряних ліній, які застосовуються в моделі

Назва лінії	Номінальна напруга, кВ	Струм, кА	Активний опір при 20° R' , Ом/км	Реактивний опір X' , Ом/км
АС-400/51	330	0,825	0,0375	0,323
АС-300/39	330	0,71	0,048	0,328
АС-95/16	110	0,33	0,306	0,434
АС-120/19	110	0,390	0,249	0,427
АС-150/24	110	0,450	0,198	0,42
АС-185/29	110	0,510	0,162	0,413
АС-240/32	110	0,605	0,12	0,405

Рисунок 2.17- Параметри повітряної лінії АС-120/19

Таблиця 2.3 — Типи генераторів

Умовне позначення на схемі	Назва генератора	Номінальна напруга, кВ	Номінальна потужність, МВА	Коефіцієнт потужності $\cos \varphi$
G-1, G-2, G-3	СВ-840/130-52	10	50	0,8
G-4 по G-8	СГЛ-538-160-70М	10	22	0,974
G-10, G-12, G-14	СВ-425/135-14	10	40,6	0,8
G-9, G-11, G-13	СВ-570/145-32	10	37	0,8
G-15	ТГВ-200-2МУ3	20	247	0,85

Имя	CB-840/130-52	
Ном. полная мощность	50,	MVA
Ном.напряжение	10,	kV
Козф. мощности	0,8	
Соединение	YN ▼	

Рисунок 2.18- Параметри синхронного генератора

Створена схема має наступний загальний вигляд (Рис 2.19):

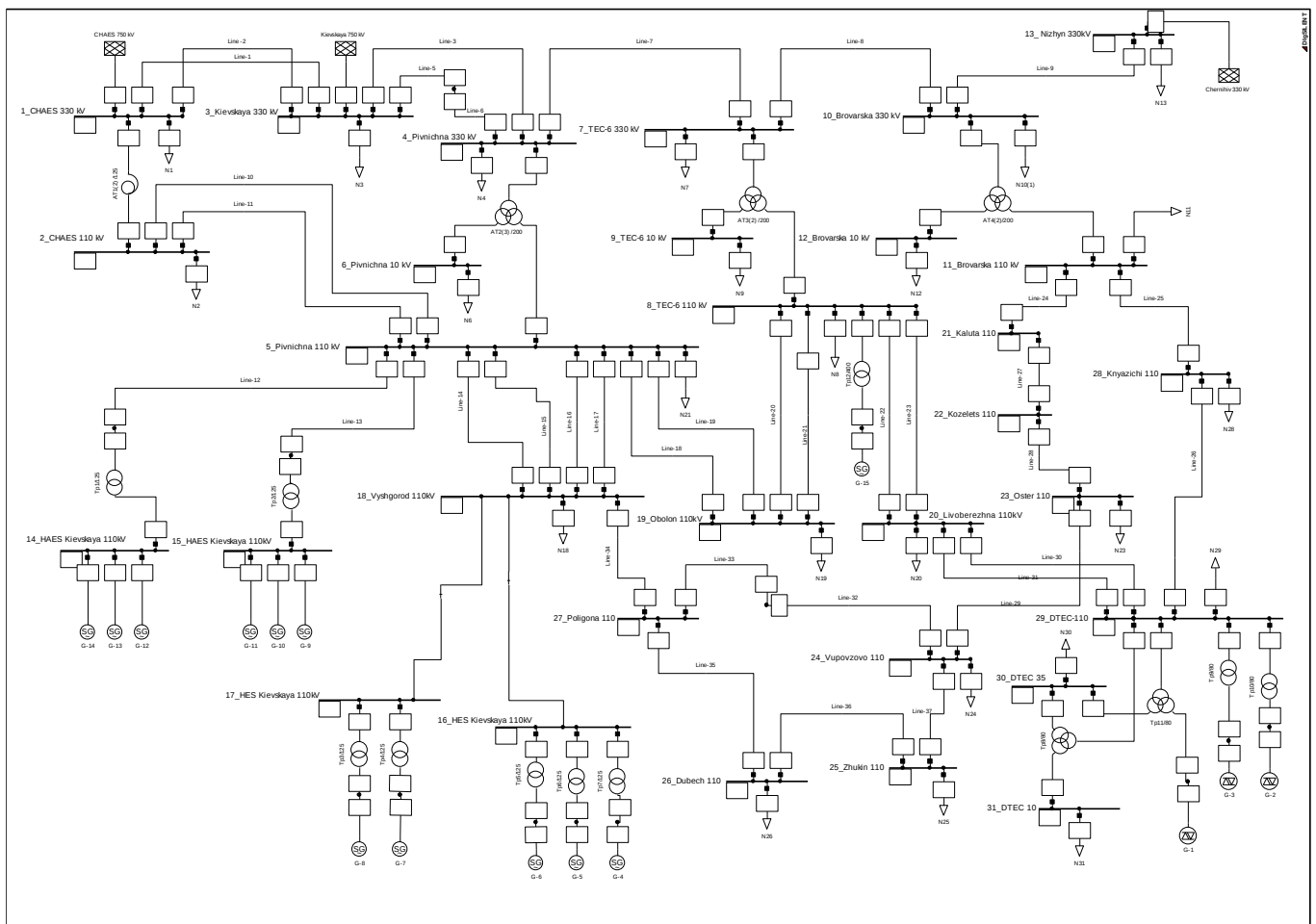


Рисунок 2.19 - Схема фрагменту електричної мережі ЦЕС

Для проведення дослідів за принципом надійності N-1 розрахуємо усталений режим створеної енергосистеми

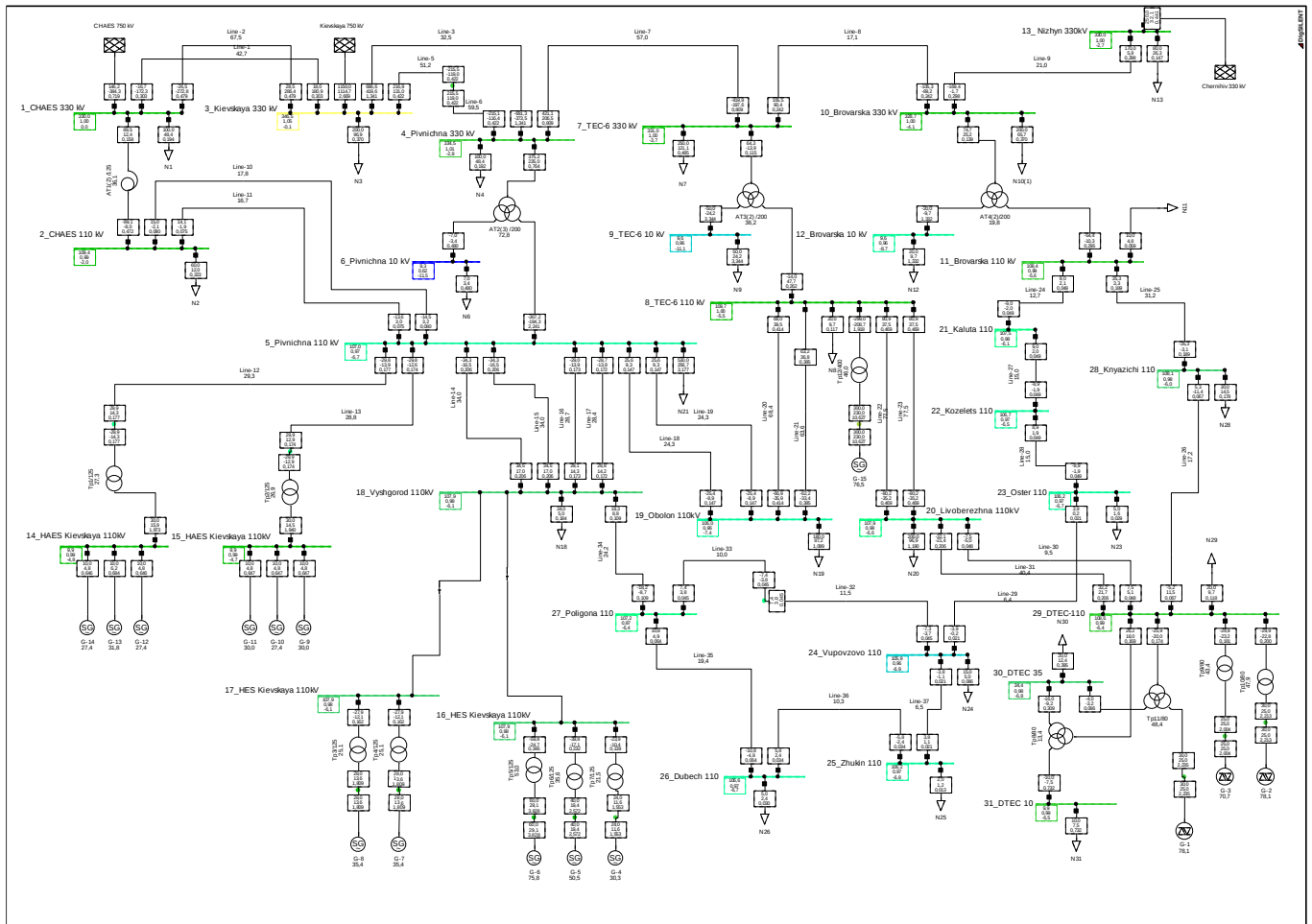


Рисунок 2.20 - Розрахунок УР фрагменту електричної мережі ЦЕС

Висновки

Розглянуто структуру центральної диспетчерської служби енергосистеми України, та основні її задачі.

Проведено огляд основних можливих режимів енергосистеми (нормальний, перехідний режим та після аварійний). Розглянуто математичний апарат розрахунку усталеного режиму для виконання моделювання та розв'язання задач оптимізації та основних режимів.

На основі аналізу фрагменту енергосистеми центрального регіону, створено модель в програмному забезпеченні PowerFactory для виконання подальших досліджень. Розрахунок усталеного режиму підтвердив адекватність роботи моделі.

3. АНАЛІЗ РЕЖИМУ РОБОТИ ПС «ПІВНІЧНА» 330/110/10 кВ З ВИКОРИСТАННЯМ ПРИНЦИПУ НАДІЙНОСТІ N-1

В цьому розділі буде розглянуто ряд відключень приєднань (обладнання) ПС «Північна» для виявлення впливу відключень на потокорозподіл в прилеглий до ПС «Північна» мережі.

Метою цього розділу є дослідження критерію (N-1). Тобто при аналізі усталених режимів виконується перевірка надійності електропостачання шляхом досліджень впливу аварій на режим роботи ЕС. Мережа перевіряється відповідно до критерію (N-1). Критерій (N-1) – правило, згідно з яким елементи, що залишилися в роботі в системі розподілу після настання аварійної ситуації, мають бути здатні адаптуватися до нового робочого режиму не перевищуючи межі експлуатаційної безпеки.[5]

Беручи до уваги різний склад генеруючого обладнання та величину споживання, розрахунки будуть проводитися для характерних періодів, зокрема, це:

- режим максимального споживання в зимовий період;
- режим максимального споживання в літній період;

Зимовий період характерний більшим обсягом генеруючого обладнання та підвищеним споживанням, обумовленим низькими температурами навколишнього повітря. Літній період же характерний зниженим складом генеруючого обладнання та більш низьким рівнем споживання, але меншою пропускною здатністю ліній електропередачі, обумовленого високими температурами навколишнього повітря.

Беручи до уваги, що в зимовий період, ремонтні роботи, в разі незабезпеченості після – аварійного режиму, не проводяться, для цього періоду будуть розглянуті одинарні відключення. Для літнього ж періоду, будуть розглянуті ремонтно – аварійні режими (аварійне відключення одного з приєднань в режимі ремонту іншого). Дослідження буде проводитися на прикладі ПС Північна, зокрема, вплив відключення мережевого обладнання на завантаження АТ 330/110 кВ ПС Північна. Аналіз завантаження буде відслідковуватися по завантаженню обмотки високої напруги АТ,

номінальний струм по якій дорівнює 350 А та не залежить від температури навколишнього повітря та положення РПН на АТ.

Так, як у відділі електричних та енергетичних режимів, для оцінки стану режиму та розрахунку варіантів усталеного режиму, використовується програмний комплекс «КОСМОС», розробником якого є Інститут електродинаміки НАН України. Даний комплекс виконує розрахунок режиму на основі телевимірювальної інформації. В комплексі наявні складові, що дозволяють: формувати розрахункові схеми, оцінювати стан режиму та оптимізувати його по реактивній потужності. В програмі є можливість роботи з графічними зображеннями елементів та комутаційних апаратів енергосистеми. «КОСМОС» призначений для використання на комп'ютерах з операційною системою Windows.

Для демонстрації можливостей програмного комплексу (далі – ПК) «Космос» розрахунки проводяться в довільні робочі дні зимового та літнього періодів. Отримання розрахункової схеми проходить у кілька етапів:

- введення телеметрії та телесигналів до ПК «Космос» з оперативно – інформаційного комплексу «Дельта» за визначений час та день;
- проведення оцінювання стану мережі;
- перевірка режиму мережі, в разі необхідності – приведення мережі до стану, який відповідає режиму у визначений час та день;
- розрахунок усталених режимів;

3.1 Аварійне відключення одного з АТ на ПС Північна

Розглядаємо нормальний режим роботи, до аварійного відключення АТ. Дослід проводиться спочатку для схеми моделі в програмному забезпеченні PowerFactory.

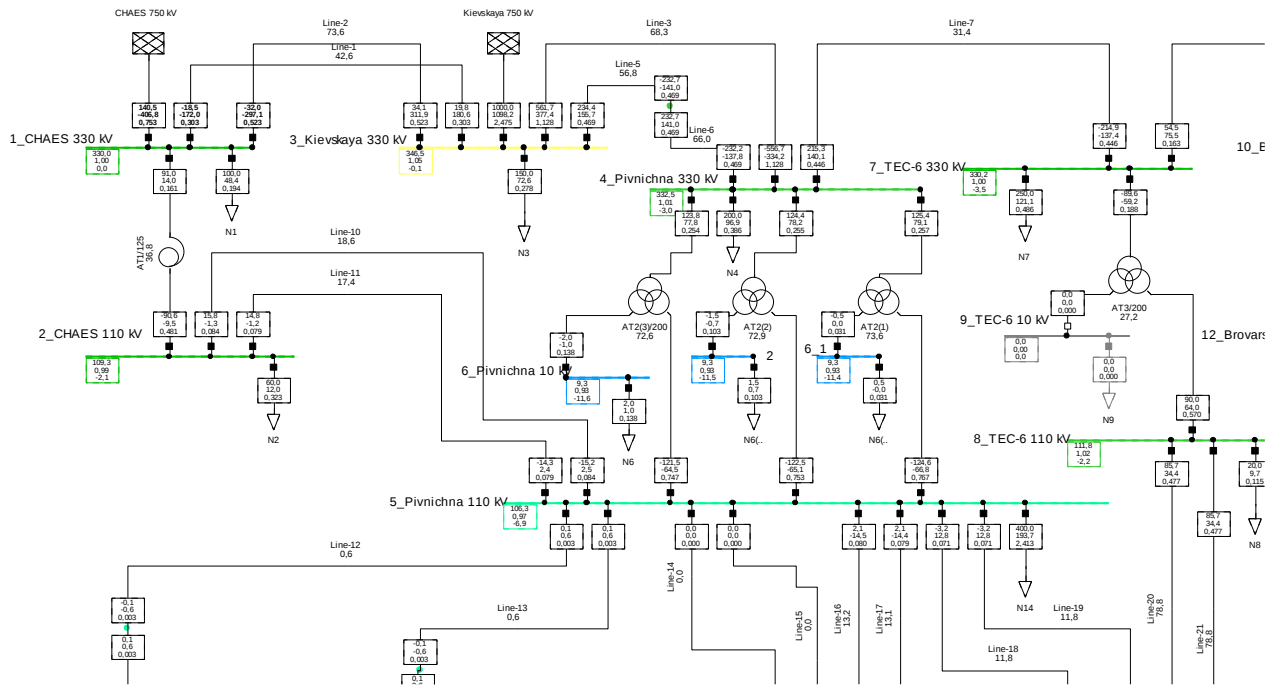


Рисунок 3.1 — Нормальний режим роботи мережі

З рисунку 3.1 бачимо нормальний режим системи. Автотрансформатори АТ2(3), АТ2(2), АТ2(1) завантаженні на 73%. Напруга на шинах ПС Північна 330 кВ та 110 кВ в межах норми (1,01 в.о та 0,97 в.о відповідно). Струм на середній стороні АТ становить 0,767 мА, а на високій обмотці 0,257 мА.

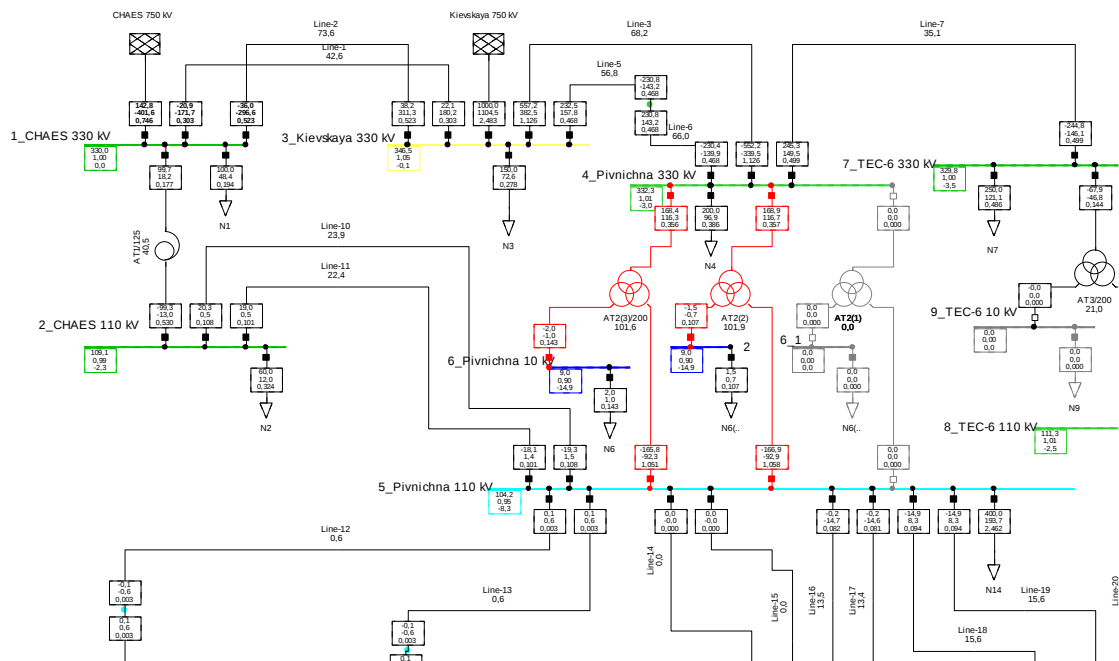


Рисунок 3.2 — Аварія на автотрансформаторі АТ2(1)/200, відключення його від мережі

Завантаження АТ-1,2,3 ПС Північна складає близько 90%, режимні заходи (замикання транзитів 110 кВ) виконано.

Аварійне відключення одного з АТ на ПС Північна призводить до збільшення завантаження АТ, що залишилися в роботі до 118%. Результати розрахунків наведено на рис. 3.5.

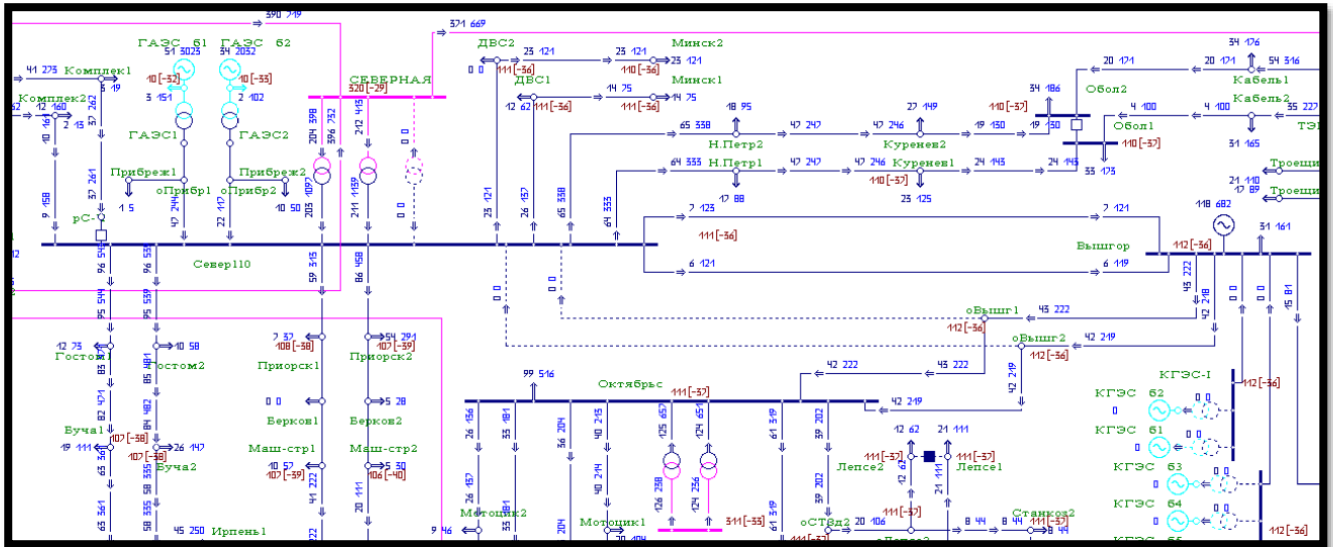


Рисунок 3.5 — Зима. Відключення одного з АТ на ПС Північна

Для ліквідації перевантаження необхідне збільшення генерації на КГЕС та КГАЕС до 415 МВт при поточній генерації 203 МВт. Результати розрахунків наведено на рис. 3.6.

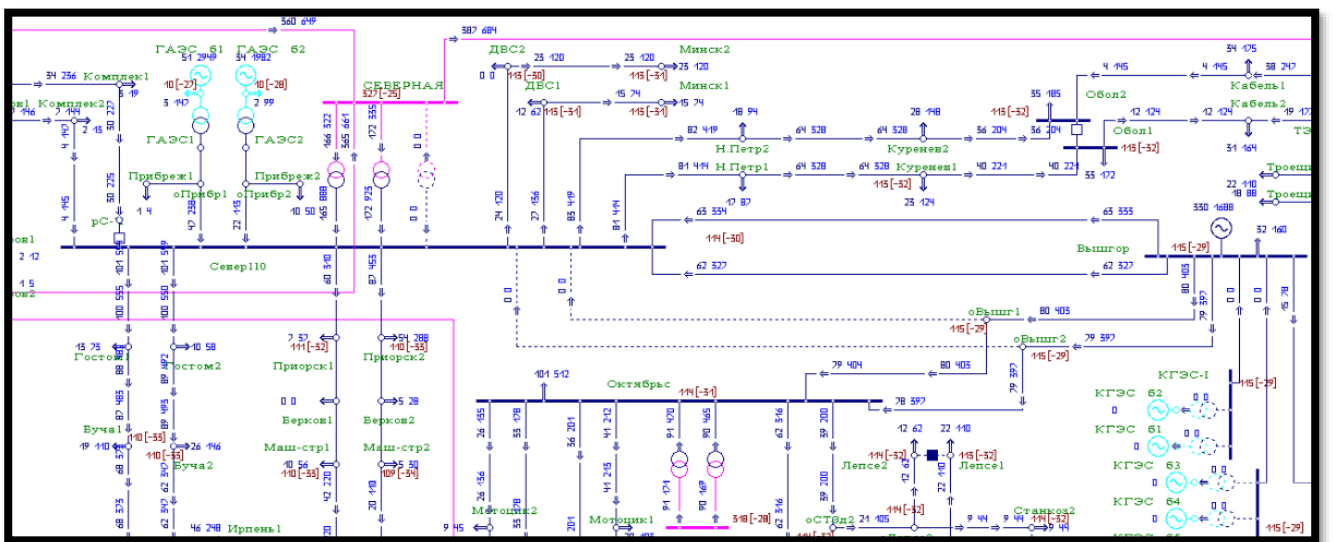


Рисунок 3.6 — Зима. Відключення одного за АТ на ПС Північна. Ліквідація перевантаження

3.2 Аварійне відключення ПЛ-330 кВ ТЕЦ-6 – Північна

На рисунку 3.7 бачимо аварійне відключення лінії Північна –ТЕЦ-6 (Line -7). Як бачимо автотрансформатори АТ2(1,2,3) є завантажені на 112% , а напруга на шинах 10кВ, становить 0.93 в.о. Також лінії Line -19, Line -18 завантажені на 91%.

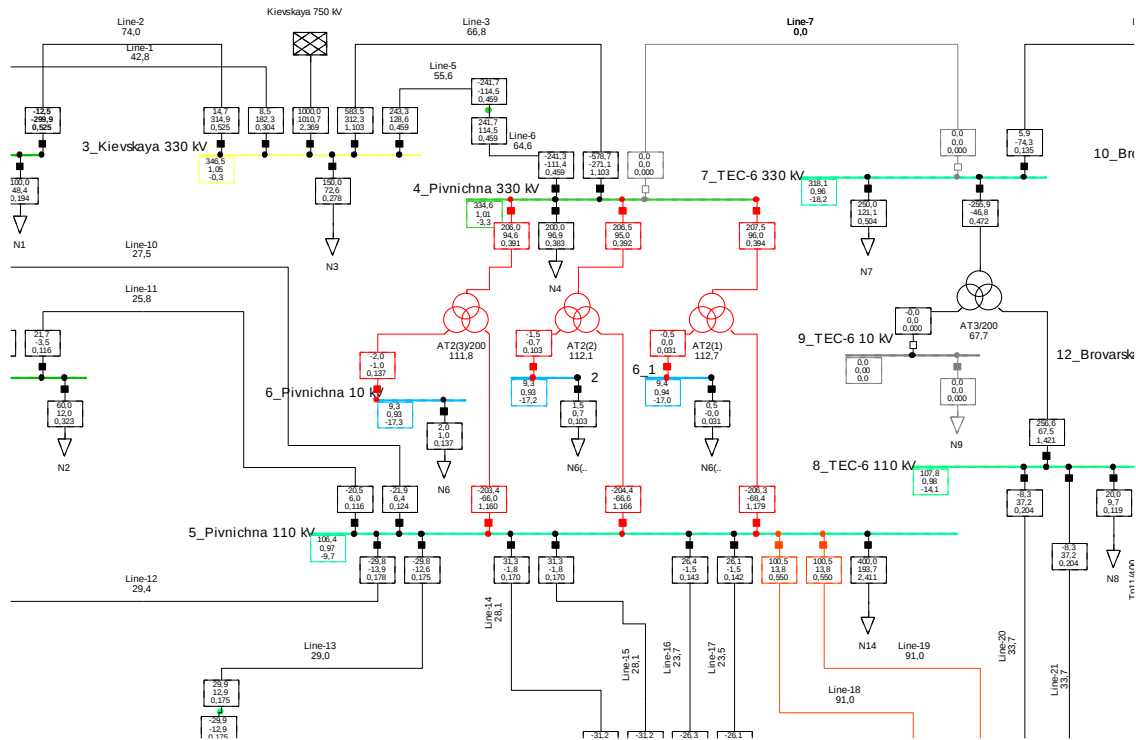


Рисунок 3.7 — Відключення ПЛ-330 кВ Північна - ТЕЦ-6 (Line -7).

Щоб стабілізувати режим , потрібно на КГАЕС та КГЕС збільшити генерацію від 120 МВт до 304 МВт. Тоді стабільний режим роботи матиме наступне значення.(Рис.3.8)

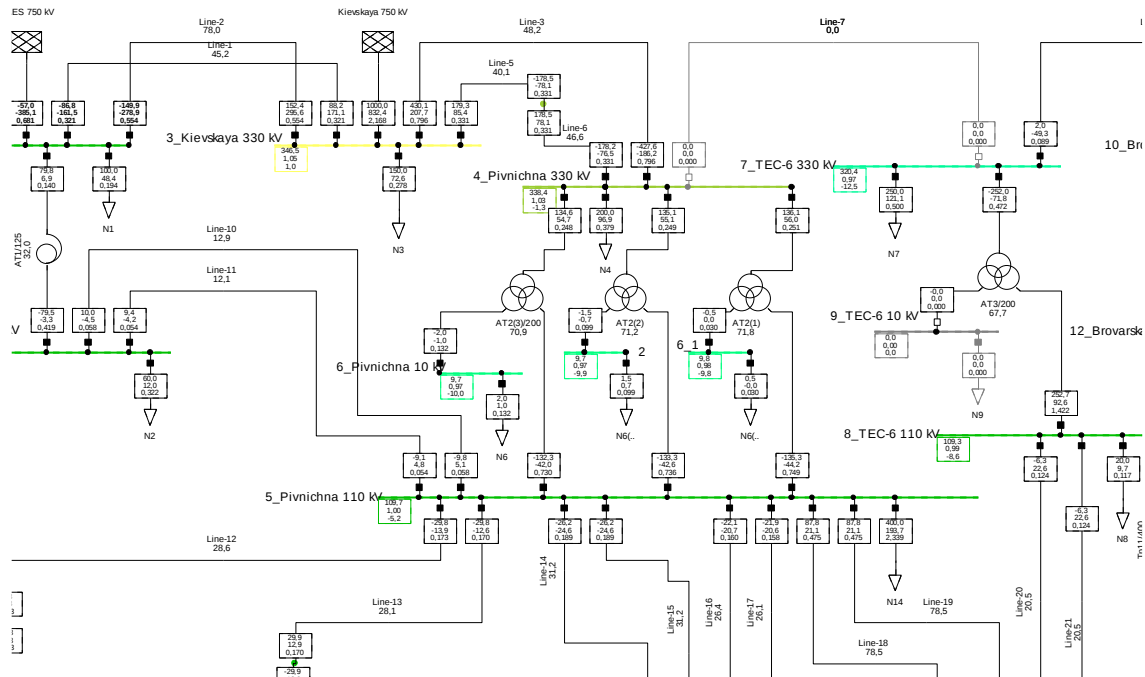


Рисунок 3.8— Відключення ПЛ-330 кВ Північна - ТЕЦ-6 (Line -7).

Ліквідація перевантаження

Цей же дослід проведемо на схемі в ПЗ «Космос» призводить до збільшення АТ-1,2,3 ПС Північна до 114%. Результати розрахунків наведено на рис. 3.9.

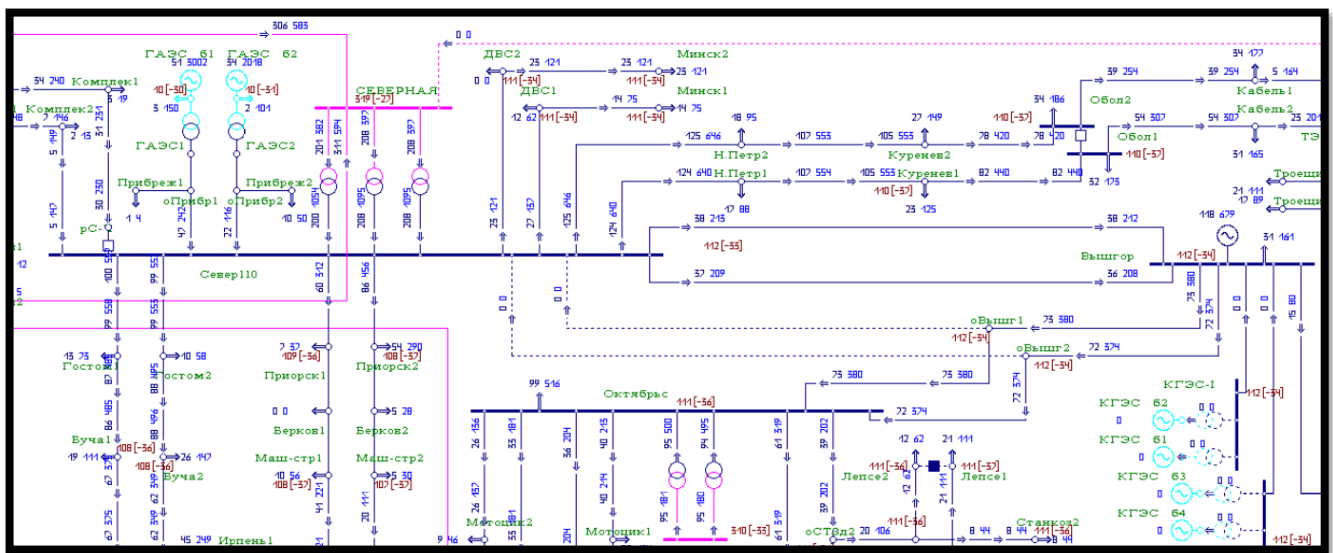


Рисунок 3.9 — Зима. Відключення ПЛ-330 кВ ТЕЦ-6 – Північна

Для ліквідації перевантаження необхідне збільшення генерації на КГЕС та КГАЕС до 365 МВт при поточній генерації 203 МВт. Результати розрахунків наведено на рис. 3.10

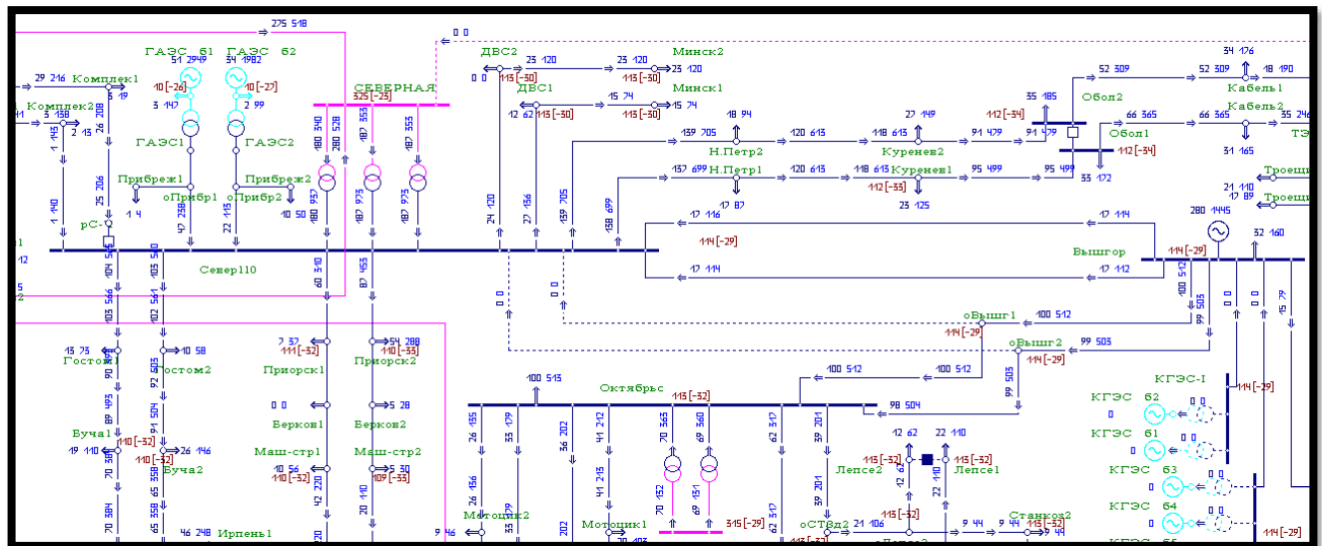


Рисунок 3.10 — Зима. Відключення ПЛ-330 кВ ТЕЦ-6 – Північна. Ліквідація перевантаження

3.3 Відключення ПЛ 330кВ Line-5 (Київська –Північна)

З рисунку 3.11 бачимо нормальний режим роботи мережі. Всі рівні напруг в межах допустимих норм, автотрансформатори підстанції Північної завантаженні приблизно на 60%.

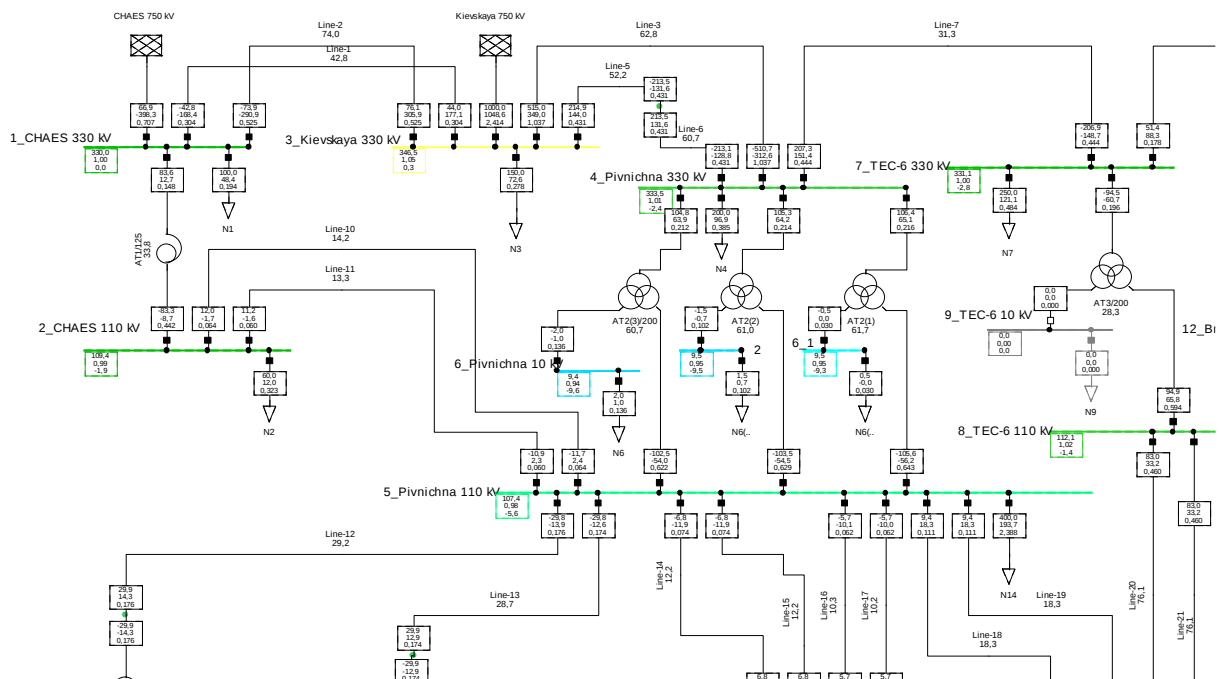


Рисунок 3.11 — Нормальний режим роботи мережі

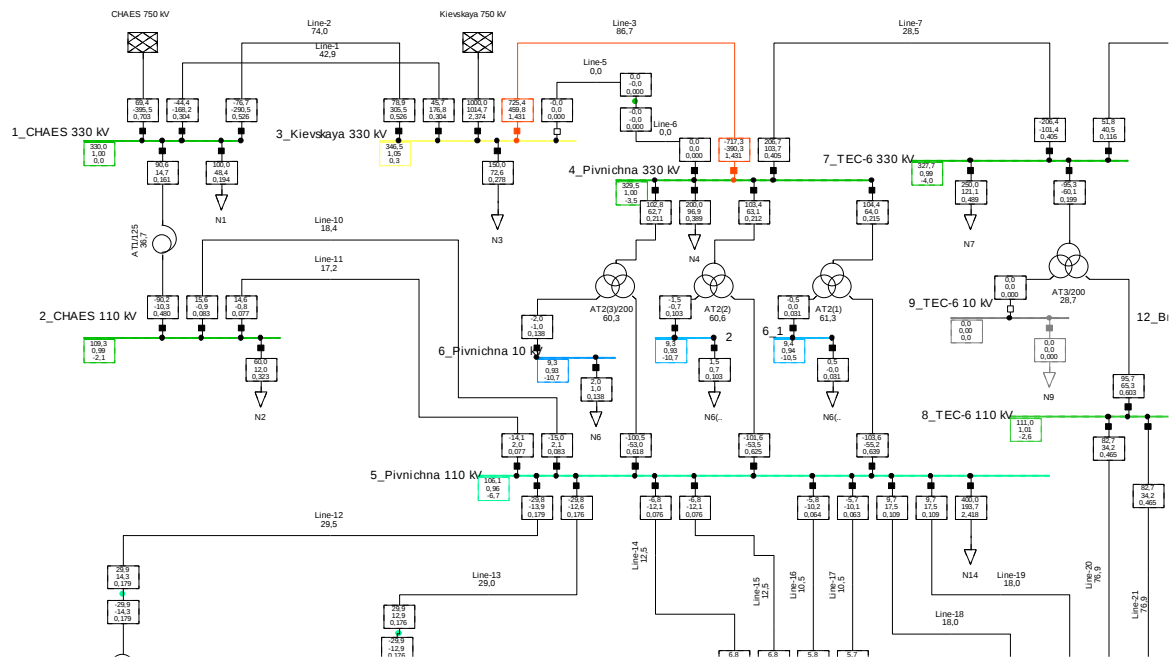


Рисунок 3.12 — Відключення ПЛ-330 кВ Line-5

На рис. 3.12 ми бачимо що після відключення Line-5 (Київська –Північна) , завантаження Line-7 збільшилося на 23% в порівнянні з нормальним режимом. Щоб ліквідувати цю аварію, потрібно на КГЕС та КГАЕС збільшити генерацію на 72 МВт. Після ліквідації аварії режим приходить в нормальний стан (Рис. 3.13).

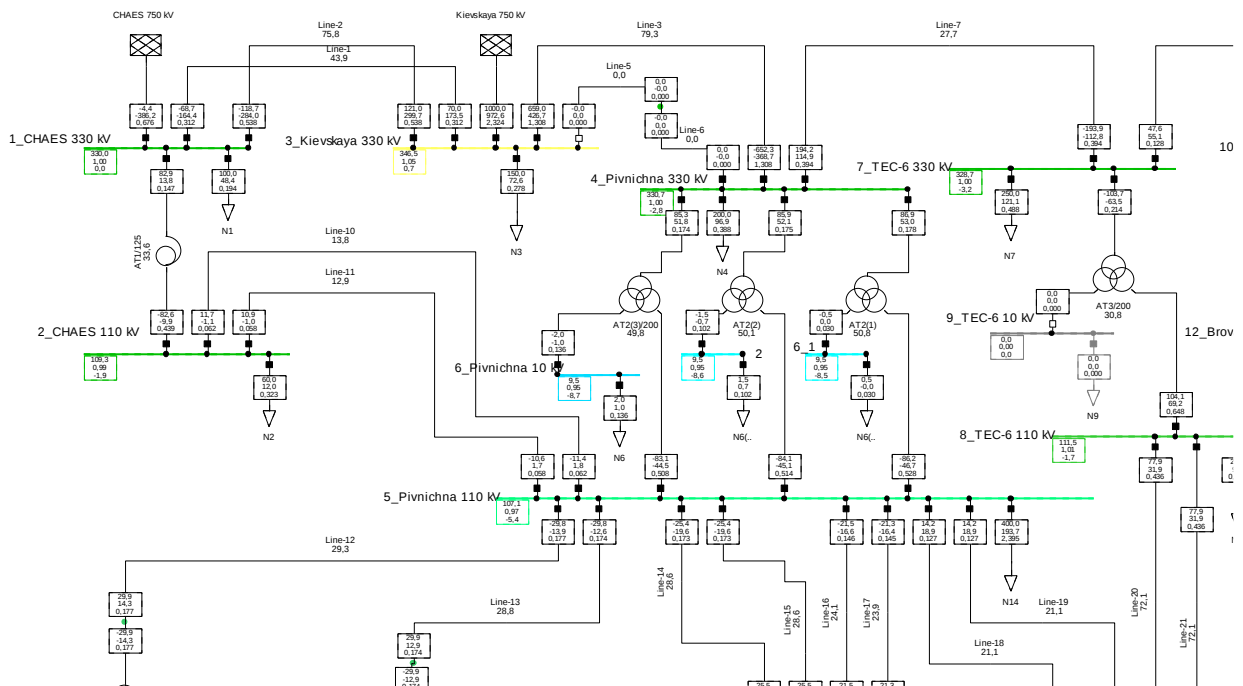


Рисунок 3.13 — Відключення ПЛ-330 кВ Line-5 . Ліквідація перевантаження.

3.4 Аварійне відключення ПЛ-330 кВ Новокиївська – Нивки

Аварійне відключення ПЛ-330 кВ Новокиївська – Нивки проаналізуємо за допомогою реальної схеми. АТ-1,2 ПС Нивки призводить до збільшення АТ-1,2,3 ПС Північна до 119%. Результати розрахунків наведено на рис. 3.14.

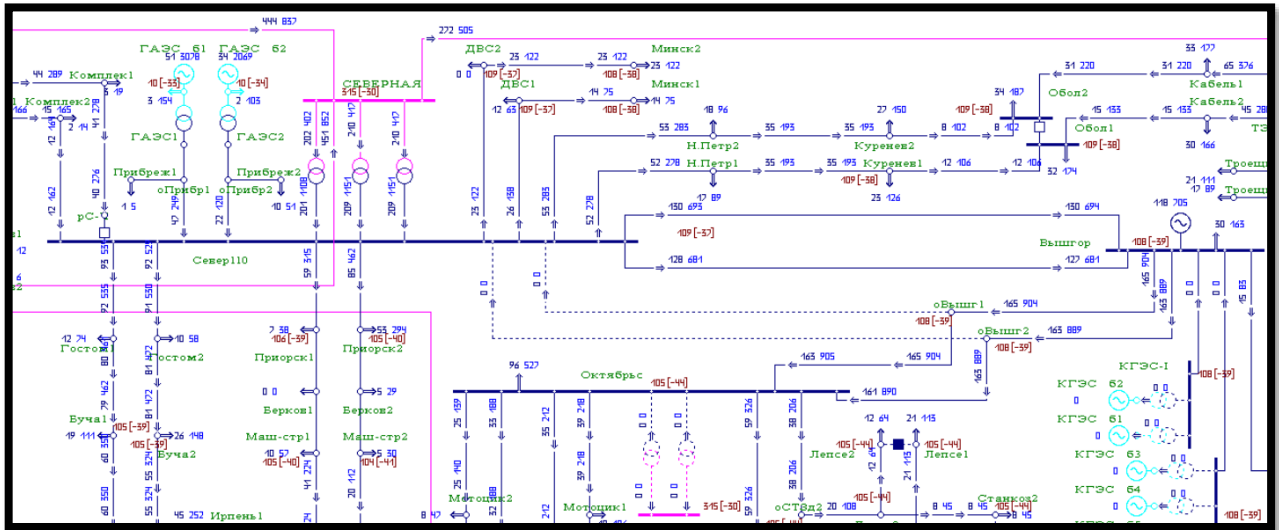


Рисунок 3.14 — Зима. Відключення ПЛ-330 кВ Новокиївська – Нивки.

Для ліквідації перевантаження необхідне збільшення генерації на КГЕС та КГАЕС до 355 МВт при поточній генерації 203 МВт. Результати розрахунків наведено на рис. 3.15.

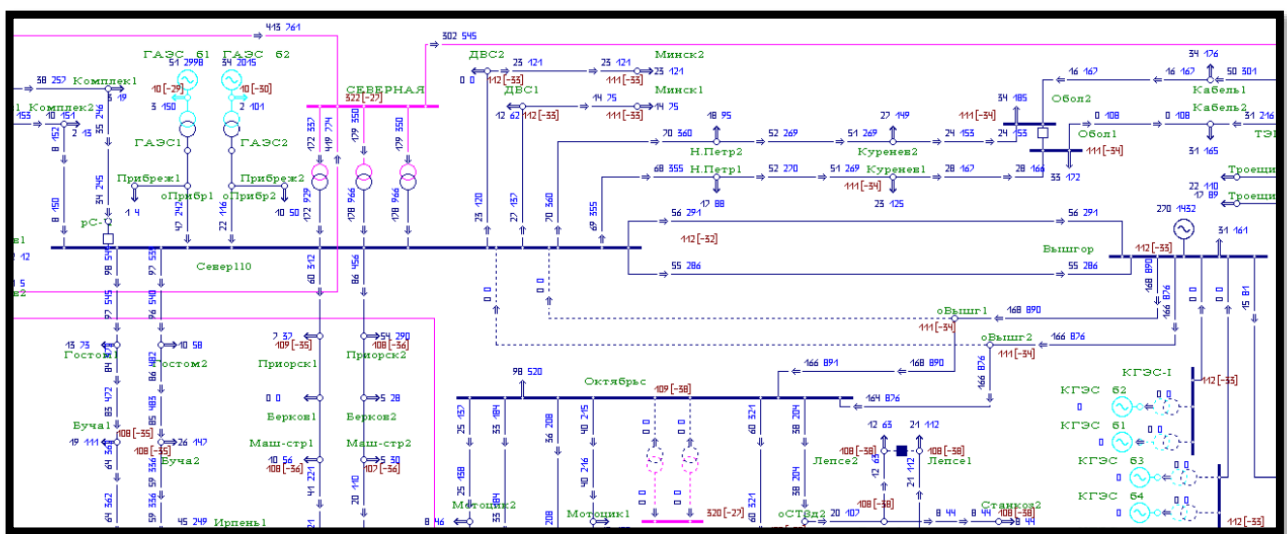


Рисунок 3.15 — Зима. Відключення ПЛ-330 кВ Новокиївська – Нивки. Ліквідація перевантаження.

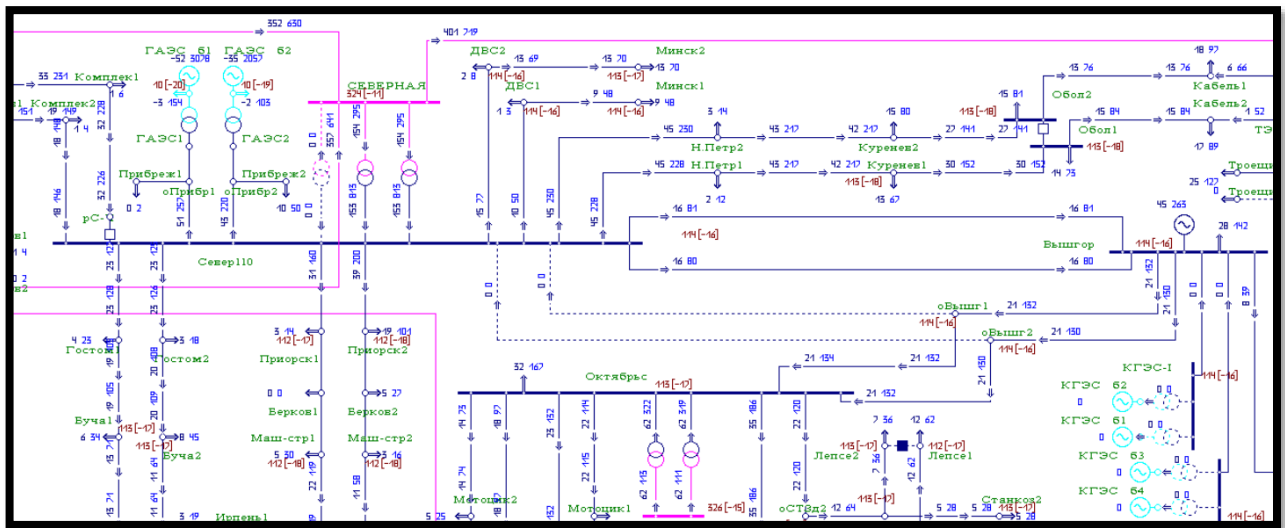


Рисунок 3.17— Літо. Відключення одного за АТ на ПС Північна.

Ремонтно – аварійний режим (відключення ще одного АТ на ПС Північна) характерний збільшенням завантаження АТ на ПС Північна, що залишився в роботі до 120%. Результати розрахунків наведено на рис. 3.18

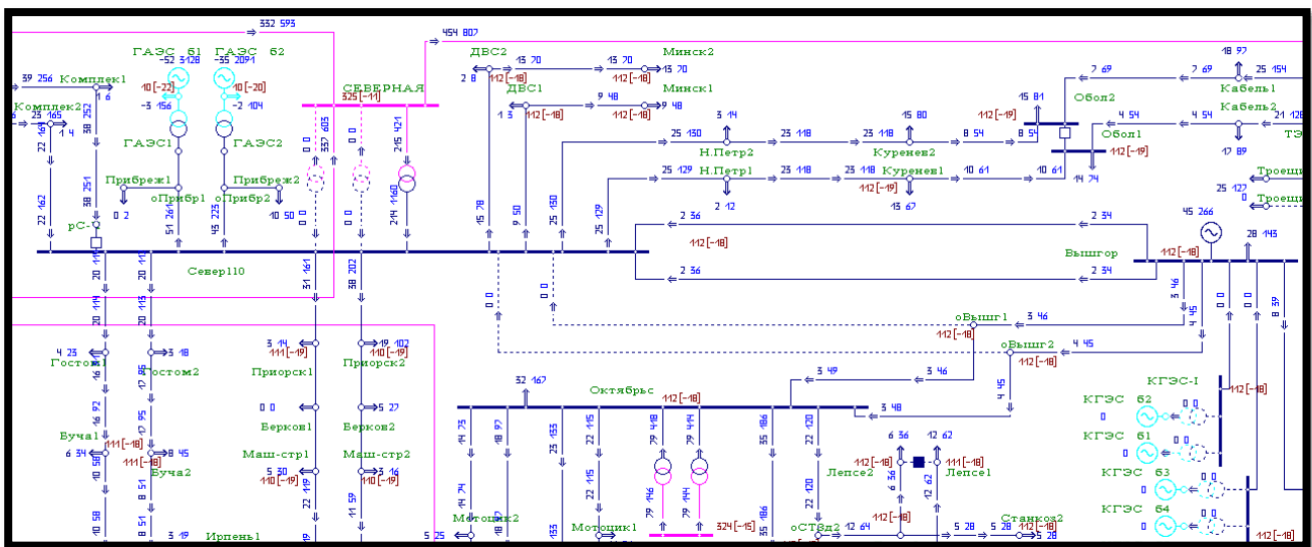


Рисунок 3.18— Відключення двох АТ на ПС Північна.

Для ліквідації перевантаження було проведено наступні заходи:

- зупинка насосного режиму КГАЕС (в початковому режимі працює в режимі споживання електроенергії на рівні 87 МВт);
- збільшення генерації КГЕС до 90 МВт.

Результати розрахунків наведено на рис. 3.19

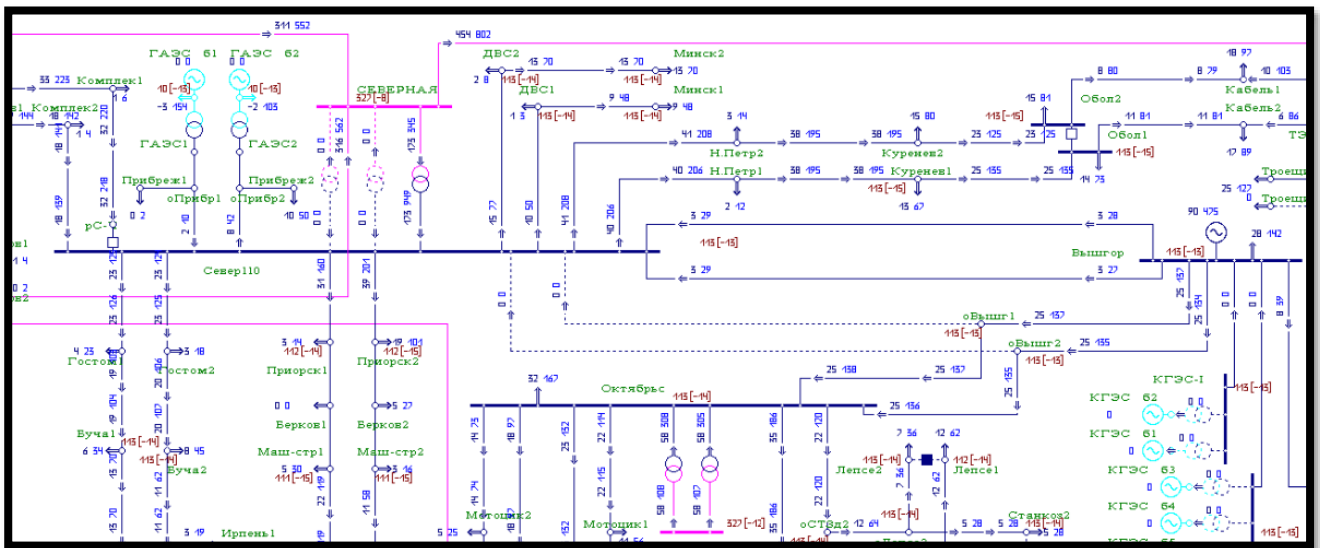


Рисунок 3.19 — Відключення двох АТ на ПС Північна. Ліквідація перевантаження.

Ремонт ПЛ-330 кВ ТЕЦ-6 – Північна призводить до збільшення завантаження АТ-1,2,3 ПС Північна до 90%. Результати розрахунків наведено на рис. 3.20

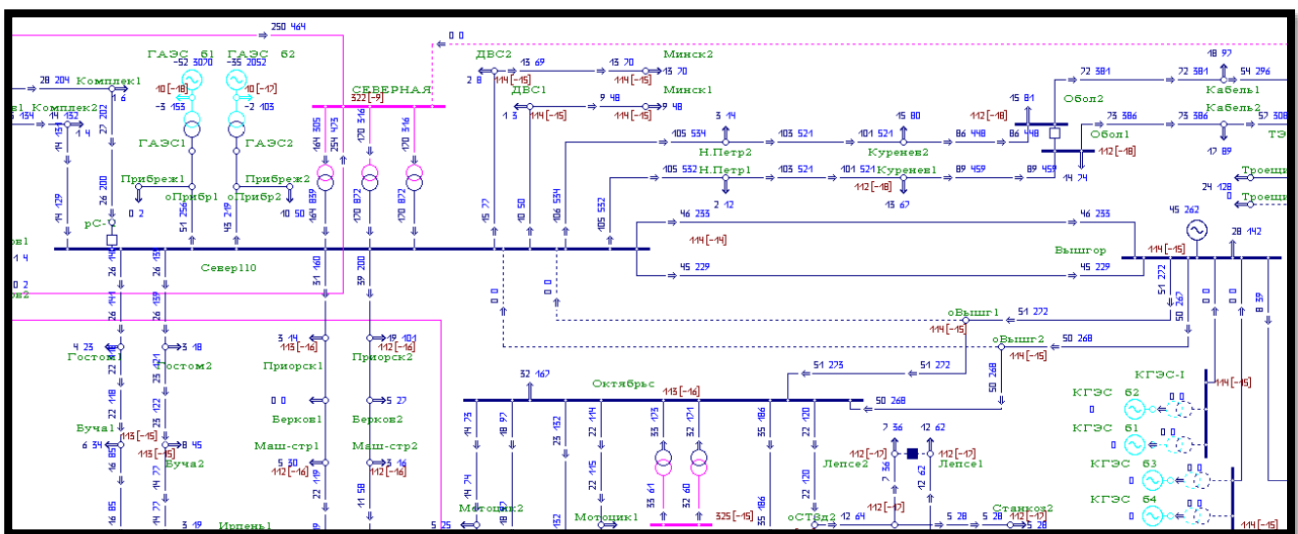


Рисунок 3.20 — Літо. Ремонт ПЛ-330 кВ ТЕЦ-6 – Північна.

Ремонтно – аварійний режим (одного з АТ на ПС Північна) характерний збільшенням завантаженням АТ на ПС Північна, що залишився в роботі до 120%. Результати розрахунків наведено на рис. 3.21

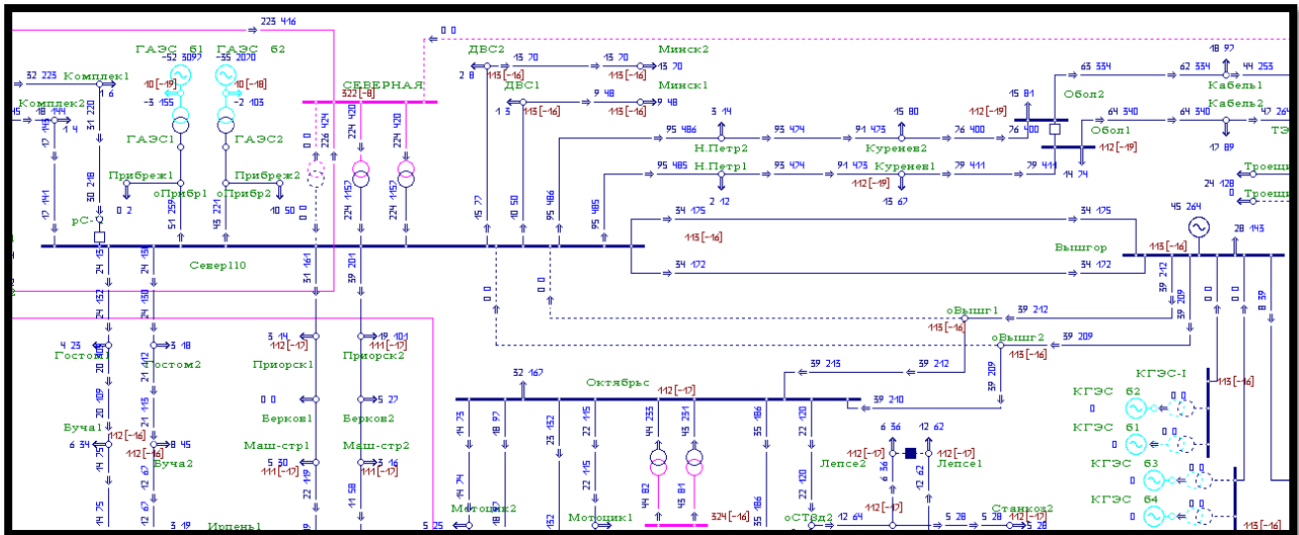


Рисунок 3.21 — Літо. Аварійне відключення АТ на ПС Північна в режимі ремонту
ПЛ-330 кВ ТЕЦ-6 – Північна

Для ліквідації перевантаження було проведено наступні заходи:

- зупинка насосного режиму КГАЕС (в початковому режимі працює в режимі споживання електроенергії на рівні 87 МВт);
- збільшення генерації КГЕС до 140 МВт.

Результати розрахунків наведено на рис. 3.22.

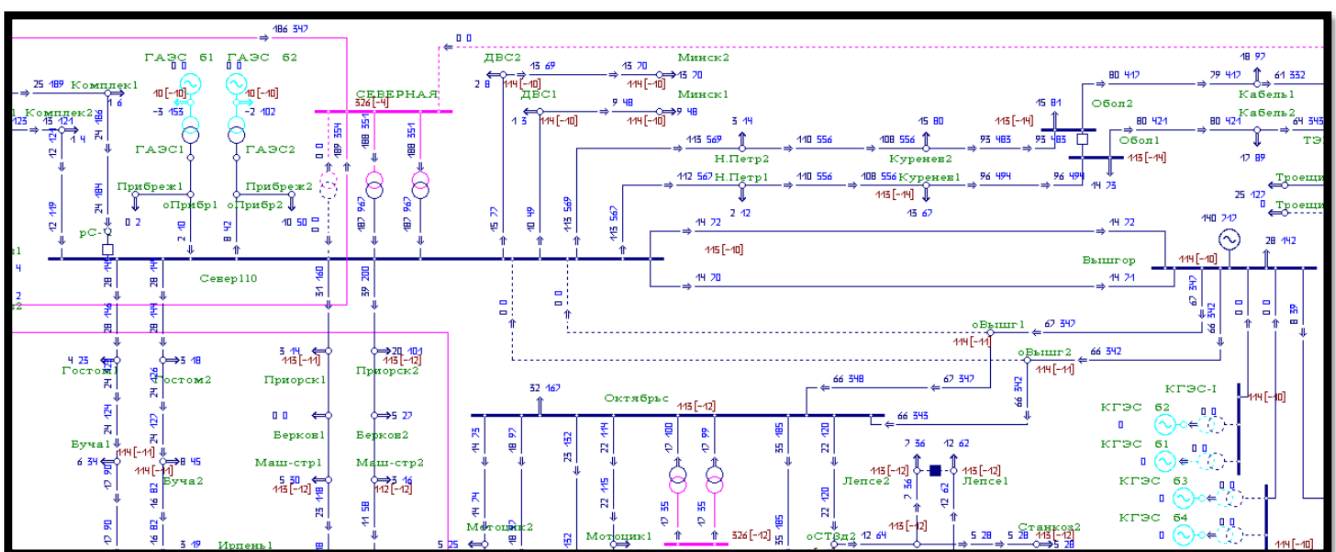


Рисунок 3.22 — Літо. Аварійне відключення АТ на ПС Північна в режимі ремонту
ПЛ-330 кВ ТЕЦ-6 – Північна. Ліквідація перевантаження

Висновки

За допомогою розробленої програми у ПЗ PowerFactory виконано аналіз аварійно ремонтних режимів згідно переліку N-1 для підстанції «Північна».

Вимкнення одного автотрансформатора на ПС «Північна», призводить до завантаження двох інших до рівня 102 % (результат промислової програми 118%) та до падіння напруги на шинах 110 кВ, що виходить за допустимі межі відхилень +/- 5%. Для приведення режиму в допустимі межі було збільшено генерацію на 197 МВт (Результат промислової програми 212 МВт) .

Відключення ПЛ-330 кВ ТЕЦ-6 – Північна, призводить до завантаження автотрансформаторів ПС Північна до рівня — 112% (результат програми «Космос» — 114%) . Тому при вимкненні ПЛ-330 кВ ТЕЦ-6 – Північна потрібно збільшити генерацію на 184 МВт на КГЕС та КГАЕС (на 162 МВт в ПЗ «Космос») для забезпечення оптимального режиму . Тому цей дослід потребує меншої генерації у вузлі ніж при відключенні АТ ПС «Північна».

Відключення ПЛ-330 кВ Київська–Північна не завантажує автотрансформатори підстанції, але впливає на паралельну лінію (Line-7) та завантажує її на 86.7 %. Для приведення режиму в допустимі межі, було збільшено генерацію на КГЕС на 72МВт.

Результати проведених досліджень отриманих на промисловому програмному комплексі «Космос», співпадають з незначним відхиленням з розрахунками розробленої програми. Але розрахунки за допомогою розробленої програми виконуються набагато швидше по часу та з меншими затратами в комп'ютерному ресурсі.

4. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ АВТОТРАНСФОРМАТОРА 330/110/10 кВ

Вступ

Аварії з трансформаторами чи автотрансформаторами визнають як будь-яку небезпечну роботу. Найважливішими завданнями при експлуатації автотрансформаторів є вчасне виявлення проблем. Будь які процедури з АТ або режими його відмови, можуть призвести до побічної шкоди та/або людських страждань під час транспортування, встановлення, випробування, експлуатації та технічного обслуговування трансформаторів.

4.1 Загальна характеристика об'єкта

На підстанції Північна знаходиться три понижувальних автотрансформатори типу АТДЦТН-200000/330. Ця підстанція розташована в Київській області України і живить споживачів як міста Києва так і області. Основні характеристики об'єкта подано в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 — Основні характеристики об'єкта

Найменування ЕУ	Вид розміщення	Розміщення робочого місця	Категорії електро приміщення	Категорія пожежної безпеки
Автотрансформатор АТДЦТН-200000/330/110-У1	Відкрита установка	На відкритій місцевості	Підвищена небезпека	Категорія Д [19]

Технічні характеристики вибраних у попередніх розділах проекту ЕУ надають у таблиці 4.2

Таблиця 4.2 — Технічні характеристики автотрансформатора АТДЦТН-200000/330/110

Найменування ЕУ і марка	Основні характеристики	Числове значення показників
Автотрансформатор АТДЦТН-200000/330/110-У1 [20]	Напруга	330/115/10,5 кВ
	Потужність	200 МВА
	Маса повна	253 т
	Габаритні розміри	11982 х 6737 х 9322 мм
	Маса і марка масла	61 т
	Термін служби	30 років

4.2 Перелік робіт та склад бригади при роботі з автотрансформатором

Послідовність виконання робіт встановлюється залежно від завдань, які потрібно виконати. Незалежно від виду робіт можна виокремити такі однотипні дії: [19]

- підготовка до виконання робіт;
- доставка працівників на робоче місце (трансформаторна підстанція, електростанція, повітряна або кабельна лінія тощо);
- виконання робіт з підключення захисних засобів (захисне заземлення, вирівнювання потенціалів та ін.);
- безпосереднє виконання робіт.

Автотрансформатор АТДЦТН-200000/330/110-У1 було встановлено на підстанцію Північна 330 кВ за допомогою спецтехніки та залізниці під безпосереднім керівництвом працівника станції та відправника (одержувача).[21]

Таблиця 4.3 — Послідовність виконання робіт [22], [23]

Вид робіт	Об'єкт огляду	Період виконання робіт і тривалість	Кількісний склад бригади	Група з електробезпеки
Періодичні загальні огляди автотрансформатора	1. Рівень масла 2. Температура масла 3. Характер гудіння трансформатора 4. Перевірка ізоляції 5. Робота пристроїв охолодження	1 раз на добу на підстанціях з постійним чергуванням; не рідше 1 разу на місяць без постійного чергування персоналу	2 особи (оперативні працівники підстанції)	Не нижче ніж IV
Позачерговий зовнішній огляд автотрансформатора	6. Положення РПН 7. Відсутність витоку масла	При різкій зміні температури зовнішнього середовища на 10-15 °С на протязі 5-6 годин	2 особи (оперативні працівники підстанції)	Не нижче ніж IV
Профілактичний поточний ремонт автотрансформатора	Всі складові автотрансформатора Заміна масла	раз на 2 роки	не менше 8 осіб	не нижче ніж IV
Профілактичний капітальний ремонт автотрансформатора		перший раз через 12 років після встановлення, наступні по мірі необхідності	не менше 8 осіб	не нижче ніж IV

4.3 Визначення та оцінка показників умов праці на робочих місцях

До умов праці можемо віднести сукупність усіх чинників, які повинні бути в рамках норми і таким чином забезпечувати нормальну робочу діяльність на підприємстві.

Таблиця 4.4 — Чинники умов праці та їх показники [20]

Найменування чинника	Основні характеристики	Числове значення показника
Освітлення	Природне	100%
Мікроклімат	Температура повітря взимку Відносна вологість повітря взимку Швидкість руху повітря взимку Температура повітря влітку Відносна вологість повітря влітку Швидкість руху повітря влітку	до -10°C 80-90% 3-6 м/с до +40 65% не більше ніж 6 м/с
Важкість праці	Статичні та динамічні навантаження	Категорія робіт III
Напруженість праці	Тривалість зосередженого спостереження Тривалість активних дій Змінність	60 % робочого часу 40 %робочого часу одна восьмигодинна зміна

4.4 Визначення та оцінка небезпечних і шкідливих чинників на робочих місцях

Таблиця 4.5 — Перелік небезпечних і шкідливих виробничих чинників.

<i>Небезпечні і шкідливі чинники</i>	<i>Фактичне значення</i>	<i>Допустиме значення</i>
Електричного походження		
Напруга	330 кВ, 115 кВ, 10кВ	6 В
Струм	$200000/(330 \cdot \sqrt{3}) = 349,91\text{А}$	0,6 мА
Не електричного походження		
Шум	90 дБ	85 дБ
Висотні роботи	9,3 м	1,8 м
Робота з нафтопродуктом (трансформаторне масло)	При високих рівнях температури масла, яка перевищує 140—160 °С, можливе виділення бульбашок газу, викиди CO ₂ . В маслі повинна бути концентрація кислот не більше ніж 0,25мг КОН/г масла	Шкідливе для шкіри працівників
Робота з хімічно-активними речовинами	Для очищення поверхонь застосовують сухі суміші, які містять поверхнево-активні речовини, луги та кислоти.	Шкідливе для шкіри працівників

Згідно таблиці 4.5 умови праці перевищують гігієнічні нормативи та чинять несприятливий вплив на організм працівника [24]. Через рівень перевищення норм праці – категорія ІІІ, умови праці - шкідливі.[25]

4.5 Вибір технічних та організаційних заходів з безпеки праці

Технічні та організаційні заходи з безпечного користування автотрансформатором наведені у таблиці 4.6

Таблиця 4.6 — Технічні та організаційні заходи електробезпеки

Вид заходу	Найменування заходу	Опис, показники та характеристики
Технічні заходи з електробезпеки	Встановлення попереджувальних знаків	Таблички «Висока напруга небезпечно для життя!», «Обережно, електрична напруга!»
	Захисне заземлення	Захисне заземлення захищає від напруги непрямого дотику і напруги кроку. Захисне заземлення підстанції розміщено за периметром підстанції. $R < 0,5 \text{ Ом}$
	Встановлення огорожі	Сітчаста огорожа, висотою не менше 2 метрів, доступ до автотрансформатора обмежено
Технічні заходи з електробезпеки	Маркування автотрансформатора пишуть на його корпусі	Вид маркування АТДЦТН-200000/330/110-У1
	Сигналізація	Встановлення сигналізації температури масла, системи охолодження. Вказує на виникнення аварійних ситуацій при роботі автотрансформатора
	Знак безпеки	 Встановлюють на автотрансформаторі, на його видимих місцях, на висоті 2-2,5 м

Продовження таблиці 4.6 — Технічні та організаційні заходи електробезпеки

Вид заходу	Найменування заходу	Опис, показники та характеристики
Технічні заходи з електробезпеки	Система відеоспостереження	 Спостереження за територією і робочою площиною підстанції.
Організаційні заходи електробезпеки	Видача документів на виконання певних видів робіт	Наряд-допуск Розпорядження В порядку поточної експлуатації
	Ведення відповідних журналів обліку	Оперативний журнал Бланки переключень автотрансформатора Відомості показників контрольно вимірювальних пристроїв Журнал обліку виробничого інструктажу

4.6 Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Відповідно до статті 8 Закону України «Про охорону праці» кожен працівник повинен бути забезпечений спецодягом та іншими засобами індивідуального захисту. На роботах які є небезпечними та шкідливими для здоров'я людини, ЗІЗ видаються безкоштовно. Перелік засобів індивідуального захисту для роботи з автотрансформатором наведено в таблиці 4.7 [26, 27, 28]

Таблиця 4.7 — Перелік засобів індивідуального захисту

Вид ЗІЗ	Призначення	Марка або маркування	Гарантійний термін використання
Захисний одяг	Потрібен для захисту від забруднень і механічних впливів	Комбінезон бавовняний (С811)	12 місяців
		Напівкомбінезон, С8811	12 місяців
		Плащ брезентовий Classic Iona Rain	24 місяців
Захисне взуття	Захист для ніг від напруги кроку, механічного впливу	Чоботи робочі Lahti Pro, S3	36 місяців
		Чоботи діелектричні, S3	12 місяців
Захист рук	Захист для рук	Рукавиці з покриттям нітрил, WURTH P9	До зносу
		Антистатичні рукавиці Portwest Shell	До зносу
Захист очей	Захист очей від електричної дуги	Захисні окуляри Compass F-012-B	12 місяців
Захист голови	захист голови від впливу електромагнітного поля, та струмопровідних частин ЕУ, від ударів, падіння важких предметів.	Каска діелектрична ЗМ Hard Hat G3000DUV-GB	До зносу
Захист органів слуху	Захист у фільтрації надходження звуків і в зниженні їх гучності	Протишумові навушники Montero E-2025C	Не обмежений

В наступній таблиці 4.8 наведено додаткові електрозахисні засоби при роботі з автотрансформатора.

Таблиця 4.8 — Перелік електрозахисних засобів

Вид ЕЗЗ	Найменування	Технічні характеристики	Призначення і норми випробовування
Засоби діелектричні додаткові	Діелектричні чоботи, діелектричні рукавиці	Для робіт з напругою понад 1 кВ	При профілактичних капітальних та поточних ремонтах автотрансформатора

4.7 Вибір заходів із запобігання та ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій

Трансформатори вважаються найбільш небезпечнішими на трансформаторних підстанціях, тому, що для охолодження трансформатора використовують великі обсяги масла. В разі виникнення пожежі на об'єкті, оперативне гасіння може значно знизити збитки та людські втрати, тому на сучасних трансформаторних підстанціях передбачені певні засоби для автоматичного тушіння пожеж. Сигналізуючі пристрої дають змогу своєчасно виявити, локалізувати та погасити пожежу. Для гасіння пожеж на підстанціях використовують:

- повітряно-механічну піну
- розпилену воду
- порошкові суміші.

Перед тим, як розпочати ліквідацію пожежі, необхідно відключити автотрансформатор від мережі з боку високої та низької напруги, зняти надлишкову напругу та заземлити його, відкрити аварійний вентиль для зливу масла з палаючого трансформатора до спеціально передбаченої ємності.

Дії з боку персоналу підстанції передбачені у відповідних інструкціях з охорони праці, які розроблені на підприємстві. [28]

З черговим персоналом підстанцій регулярно проводяться протипожежні тренування спільно з пожежними частинами.

Персонал та пожежні, які беруть участь у гасінні електроустановок, застосовують електрозахисні засоби:

- захисний водонепроникний одяг
- захисний одяг від хімічно-активних речовин
- діелектричні чоботи
- діелектричні рукавиці
- протигаз з фільтром.

На кожному енергетичному об'єкті передбачений захист від блискавок. По периметру трансформаторних підстанцій встановлені охоронні зони (3 метри від огорожі або підстанції)

4.8 Розрахунок захисного заземлення

Захисне заземлення автотрансформатора необхідне для створення стабільної роботи електроустановки та безпеки людей, які можуть перебувати біля обладнання. В правилах улаштування електроустановок (ПУЕ) вимагають, щоб усі силові трансформатори та автотрансформатори були заземлені.

Об'єкт: автотрансформатор класу 330/110/10 кВ. Довжина: 11,9 м; ширина: 6,7м; висота: 9,3 м.

Ґрунт області в якій знаходиться автотрансформатор: суглинок

Питомий опір ґрунту: 50 Ом·м.

Відповідно до ПУЕ для електроустановок напругою більше 110 кВ допустимий опір $R_{\text{доп}}$ захисного заземлення не повинен перевищувати більше 0,5 Ом.

Комплекс заходів щодо забезпечення необхідних вимог до заземлювального пристрою представлений такими рішеннями: установка вертикального електроду $l_1 = 5$ м та розмір боку кутника $d=0,02$ м. В якості горизонтального заземлювача будемо використовувати металевий прут $b=0,04$ м.

Розрахунковий питомий опір ґрунту:

$$\rho_{\text{роз}} = \rho_{\text{таб}} \cdot \Psi_2 = 50 \cdot 1,5 = 75 \text{ (Ом} \cdot \text{м)}$$

де Ψ_2 – коефіцієнт сезонності

Розрахуємо опір розтікання струму вертикального заземлювача

Опір розтікання струму одного ВЗ, який розміщено заглиблено, визначаємо за формулою кутникового перерізу:

$$R_{B1} = \frac{\rho_{\text{роз}}}{2 \cdot \pi \cdot l_1} \cdot \left(\ln \frac{2,1 \cdot l_1}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4,2t+l_1}{4,2t-l_1} \right) = \frac{75}{2 \cdot 3,14 \cdot 5} \cdot \left(\ln \frac{2,1 \cdot 5}{0,02} + \frac{1}{2} \ln \frac{4,2 \cdot 3 + 5}{4,2 \cdot 3 - 5} \right) = 15,85 \text{ (Ом)}$$

Де $\rho_{\text{роз}}$ – розрахунковий питомий опір ґрунту для ВЗ, Ом·м; l_1 – довжина ВЗ, м; d – діаметр, м; t – відстань від поверхні ґрунту до середини ВЗ

$$t = t_0 + \frac{l_1}{2} = 0,8 + \frac{5}{2} = 3,3 \text{ (м)}$$

Де, $t_0 = 0,8$ – обрана відстань від поверхні ґрунту, м

Через те, що $R_{B1} > R_{\text{доп}}$ то сполучаємо декілька вертикальних заземлювачів.

$$n = \frac{R_{B1}}{R_{\text{доп}}} = \frac{15,78}{0,5} = 31,7 \approx 32 \text{ (шт)}$$

Розраховуємо необхідну кількість заземлювачів:

$$n' = \frac{R_{B1}}{R_{\text{доп}} \cdot \eta_e} = \frac{15,78}{0,5 \cdot 0,66} = 48,03 \approx 48 \text{ (шт)}$$

Розрахунку довжини горизонтального заземлювача

$$l_r = n' \cdot a = 48 \cdot 1 = 48 \text{ (м)}$$

Опір розтікання струму горизонтального заземлювача:

$$R_r = \frac{\rho_{\text{роз.г}}}{2 \cdot \pi \cdot l_r} \cdot \ln \left(\frac{l_r^2}{b_r \cdot t_1} \right) = \frac{75}{2 \cdot 3,14 \cdot 48} \cdot \ln \left(\frac{48^2}{0,04 \cdot 0,7} \right) = 2,81 \text{ Ом}$$

Еквівалентний опір струму розтікання штучного ЗП визначаємо як опір паралельно з'єднаних п ВЗ і ГЗ:

$$R_{\text{шт}} = \frac{R_{B1} \cdot R_r}{R_{B1} \cdot \eta_{\text{Геф}} + R_r \cdot n' \cdot \eta_{\text{Веф}}} = \frac{15,85 \cdot 2,81}{15,85 \cdot 0,22 + 2,81 \cdot 48 \cdot 0,66} = 0,48 \text{ Ом}$$

Отримане значення $R_{\text{шт}}$ не перевищує допустиме значення: $R_{\text{шт}} < R_{\text{доп}}$

Висновки

В даному розділі було розглянуто умови праці працівників при експлуатації автотрансформатора типу АТДЦТН-200000/330. Розглянуто загальну характеристику об'єкта. Описано види робіт та склад бригад під час роботи на АТ. Було проведено оцінку небезпечних і шкідливих чинників на робочих місцях (перевищено допустимий рівень шуму, напруги та струму). Через рівень перевищення норм праці, було обрано III категорію шкідливості. Розглянуто аварійні ситуації та умови їх попередження. Обрано перелік засобів індивідуального захисту, який надається працівникові безкоштовно.

Для того, щоб захистити працівників від уражень струму, було розраховано заземлюючий пристрій корпусу автотрансформатора. Так як допустимий опір заземлення $R_{\text{доп}} = 0,5 \text{ Ом}$ не перевищує розрахований еквівалентний опір струму розтікання штучного заземлення $R_{\text{шт}} = 0,48 \text{ Ом}$, то заземлення автотрансформатора було обрано згідно правил.

5. РОЗРОБКА СТАРТАП-ПРОЕКТУ

На початку жовтня 2022 року, після повномасштабного вторгнення, російська армія завдала нещадних ударів по енергетичній інфраструктурі України. Пошкоджені зазнали об'єкти критичної інфраструктури, майже у всіх областях країни. Українські енергетики вимушені закликати населення, як можна менше споживати електроенергії, але у зв'язку із погіршенням ситуації, запроваджуються планові та аварійні відключення для того, щоб зменшити навантаження на мережу. Масовані атаки стали серйозним викликом для енергетичної інфраструктури. Причому настільки, що згодом почав відчуватися брак ремонтного обладнання. Тому для відновлення енергосистеми країни необхідно модернізувати існуючі або будувати нові підстанції.

5.1 Опис ідеї проекту

До війни з кожним роком споживання електроенергії ставало все більшим. Про що свідчить рисунок 5.1.[29]

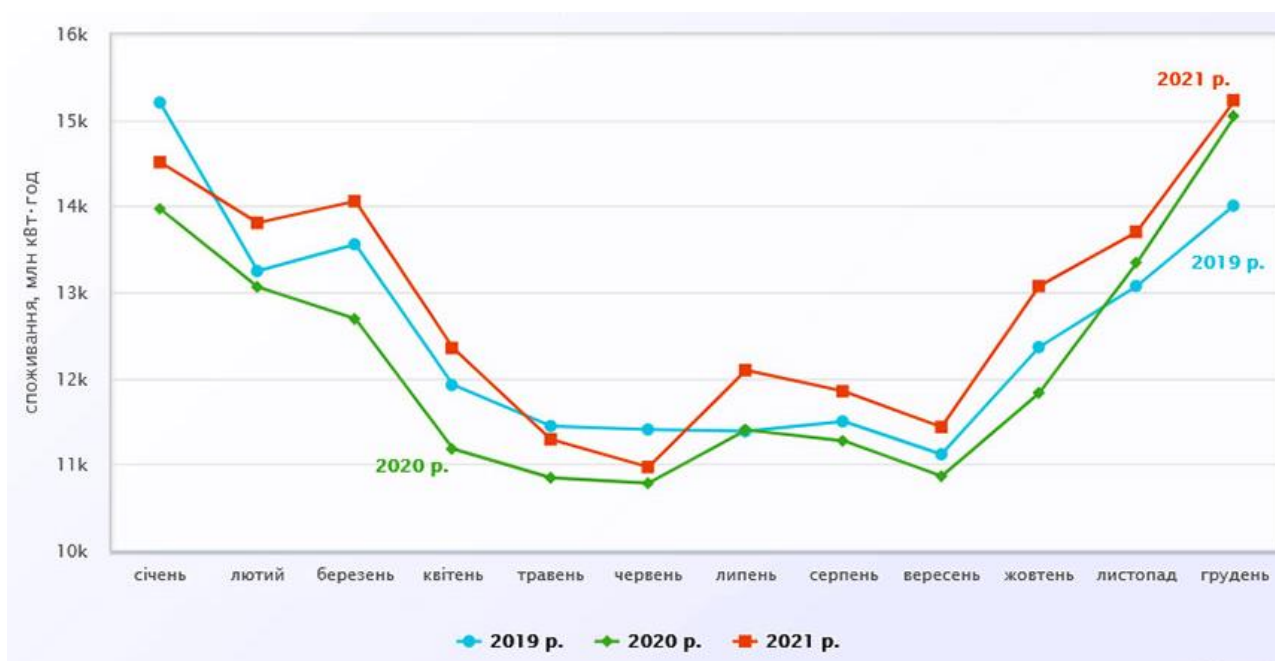


Рисунок 5.1 — Динаміка споживання електроенергії в Україні за 2019-2021р.р

Найбільше електроенергії споживали металургійна промисловість та населення. Тому наявність підстанцій в густонаселених районах (міській місцевості) є актуальною.

Мета проекту —будівництво підземних підстанцій, які будуть спроектовані та побудовані в тих регіонах країни, де після закінчення військових дій буде потрібно відновлювати енергетичну структуру.

Опис ідеї проаналізовано та подано у вигляді таблиці 5.1:

- зміст поданої ідеї
- напрямки застосування
- вигоди
- різниця між запропонованою ідеєю та існуючими аналогами;

Таблиця 5.1 — Опис ідеї стартап-проекту

Зміст ідеї	Напрямки застосування	Вигоди для користувача
Будівництво підземних підстанцій в Україні в межах густонаселених міських зон	Оператор системи передачі (НЕК «Укренерго» Оператор системи розподілу (ОСР)	1. Площа над збудованою підстанцією, може бути використана для ландшафту 2. Зменшений рівень шуму 3. Зменшення втрат при транспортуванні енергії 4. .Непомітність, надійність, безпека і захищеність. 5. У великих містах є метробуд з великим досвідом підземного будівництва і ресурсами

Різниця поданої ідеї підземних підстанцій над стандартною побудовою [30,31]

Підземні підстанції:

- дозволяють безпосередньо підключати внутрішньо-міські вузли до високовольтних мереж, що зменшує втрати при передачі та підвищує енергоефективність;
- забезпечують велику архітектурну гнучкість та непомітні для навколишнього середовища;
- працюють під землею, тому гудіння трансформаторів не чути зовні. безшумно;

Стандартна побудова підстанції на земельній ділянці:

- модель легша в реалізації
- помітна оточуючим
- потрібна велика територія , яка повинна знаходитись подалі від населених пунктів.

Було проведено аналіз потенційних техніко-економічних переваг, щоб зрозуміти чи варто будувати підстанції під землею.

Таблиця 5.2 — Визначення сильних, слабких та нейтральних характеристик ідеї проекту

№ n/n	Техніко- економічні характери- стики ідеї	(потенційні) товари/концепції конкурентів		W слабка сторона	N нейтра- льна сторона	S сильна сторона
		Проекту- вання і побудова підземної підстанції	Проекту- вання і побудова наземної підстанції			
1.	Собівартість	Висока	Середня	+		
2.	Надійність	Висока	Середня			+

Продовження таблиці — 5.2 Визначення сильних, слабких та нейтральних характеристик ідеї проекту

№ п/п	Техніко- економічні характери- стики ідеї	(потенційні) товари/концепції конкурентів		W слабка сторона	N нейтра- льна сторона	S сильна сторона
		Проекту- вання і побудова підземної підстанції	Проекту- вання і побудова наземної підстанції			
3.	Кількість обслуговую- чого персоналу	Менша	Більша			+
4	Заміна обладнання на підстанції	Більш складне	Менш складне	+		
5	Вплив побудови і експлуатації ПС та ЛЕП, що підходять, на навколишнє середовище	нейтральн ий	негативний		+	
6	Втрати в ЛЕП при транспортуван ні електроенергії	4%	8 %			+
7	Вплив навколишнього середовища на ПС	Нейтральн ий	Негативний		+	

Проаналізувавши таблицю 5.2 можна сказати, що ідея проекту має більше сильних сторін, тому є конкурентноспроможною.

5.2 Технологічний аудит ідеї проекту

Будівництво підстанцій під землею є дуже актуальним у наш час в Україні. У зв'язку із війною, країна терорист із супутникових знімків, може бачити де розташовані енергетичні об'єкти та завдавати масовані удари по них. Якщо брати до уваги те, що побудова підстанцій буде відбуватися під землею, то це забезпечить невидимість стратегічних об'єктів для оточуючих.

Для того, щоб будувати таку підстанцію, потрібно спочатку створити проектну реалізацію, прорахувати всі за та проти побудови, зробити ТЕО з порівнянням всіх можливих варіантів, пройти тендерні процедури, розробити кошторисну документацію.

Попередньо обирають земельну ділянку, шляхом проведення проб ґрунту щодо його щільності та наявності ґрунтових вод. Розроблена проектна документація.

Наземна площа підстанції складає до 2% від всієї площі. Підземна частина складається з декількох поверхів, в яких передбачено встановлення необхідного обладнання. Облаштовано майданчик для під'їзду та підвезення обладнання. За допомогою нього в подальшому буде здійснюватися можливість легко доставляти та змінювати будь яку частину обладнання, в тому числі найбільші елементи – силові трансформатори. Одним із найголовніших аспектів підземної підстанції є надійність та безпека. Також повинні бути ретельно продумані протипожежні заходи, заходи з евакуації персоналу в разі небезпеки. Передбачено більш надійну систему вентиляції та охолодження трансформаторів. Вартість підземної підстанції буде вищою завдяки, вартості земельних робіт, робіт по укріпленню стін, вдосконаленню системи безпеки та надійності.

В даному підрозділі проведено технологічний аудит ідеї даного проекту, наведений в таблиці 5.3

Таблиця 5.3 — Технологічне здійснення ідеї проекту

<i>№ п/п</i>	<i>Ідея проекту</i>	<i>Технології її реалізації</i>	<i>Наявність технологій</i>	<i>Доступність технологій</i>
1.	Будівництво ПС під землею в Україні	Розробка та реалізація проекту здійснюється автором згідно проектної документації	Технології розробки проекту існують та реалізуються за кордоном	Недоступні автору проекту
Обрані технології реалізації ідеї проекту: Розробка та реалізація проекту здійснюється автором згідно проектної документації				

5.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту

Після закінчення військових дій, повстане питання щодо модернізації наявних чи побудови нових підстанцій. Динаміка ринку зростатиме, енергетичний ринок стає привабливим для закордонних інвесторів. Середня норма рентабельності на ринку складає 15%. З цього слідує, що за попереднім оцінюванням ринок становиться привабливим для входження.

Таблиця 5.4 — SWOT- аналіз стартап-проекту [31,32]

Сильні сторони: безпосереднє підключення внутрішньо-міських вузлів до високовольтних мереж та підвищення енергоефективності. Непомітність, надійність безпека і захищеність. В великих містах є метробуд з великим досвідом підземного будівництва і ресурсами	Слабкі сторони: більш висока вартість будівництва підземних ПС над наземними, трудомісткість будівництва
--	--

Продовження таблиці 5.4 — SWOT- аналіз стартап-проекту [31,32]

Можливості: велика архітектурна гнучкість та будівництво ПС в густонаселених районах Держави світу, які шукають шляхи фінансової допомоги зараз можуть інвестувати таке будівництво коштами, обладнанням, технологіями	Загрози: Державне регулювання інвестиційних програм ОСР, ОСП зниження рівня доходів громадян та збільшення вартості електроенергії
--	--

Висновок

В даному розділі розглянуто ідею будівництва підземних підстанцій. Щоразу, коли планується нова підстанція, необхідно враховувати індивідуальні вимоги конкретного проекту. Даний проект може бути конкурентно-спроможним завдяки багатьом перевагам, не зважаючи на більш високу вартість будівництва. Підземних підстанцій дозволяють повністю задовольнити найсуворіші вимоги до електропостачання у міських районах це компактність, економічність, надійність та безпека. Розрахунки щодо окупності проекту та вартості на даний час зробити не можливо, через те, що деяка інформація є закритою.

ВИСНОВКИ

В магістерській дисертації проведено дослідження та аналіз режиму енергосистеми з використанням принципу надійності N-1 який забезпечує надійність роботи та здатність елементів енергосистеми після аварій чи ремонту адаптуватися до нового режиму.

В першому розділі розглянуто та описано ПС «Північна» 330/110/10кВ. Проведено аналіз обладнання підстанції. Наведено їх характеристики , а також однолінійну схему обраної підстанції .Розраховано струми короткого замикання, з метою перевірки обладнання. Розглянуто встановлений захист підстанції «Північна».

В другому розділі розглянуто структуру центральної диспетчерської служби енергосистеми України, основні її задачі. Проведено огляд режимів енергосистеми (нормальний , перехідний режим та після аварійний). Розглянуто математичний апарат розрахунку усталеного режиму для виконання моделювання та розв'язання задач оптимізації та основних режимів.

Створено в ПЗ Power Factory фрагмент енергетичної системи для виконання подальших досліджень. Розрахунок усталеного режиму підтвердив правильність роботи моделі.

В третьому розділі за допомогою розробленої програми у ПЗ PowerFactory виконано аналіз аварійно ремонтних режимів згідно переліку N-1 для підстанції «Північна».

Вимкнення одного автотрансформатора на ПС «Північна», призводить до завантаження двох інших до рівня 102 % (результат промислової програми 118%) та до падіння напруги на шинах 110 кВ, що виходить за допустимі межі відхилень +/- 5%. Для приведення режиму в допустимі межі було збільшено генерацію на 197 МВт (Результат промислової програми 212 МВт) .

Відключення ПЛ-330 кВ ТЕЦ-6 – Північна, призводить до завантаження автотрансформаторів ПС Північна до рівня — 112% (результат програми «Космос» — 114%) . Тому при вимкненні ПЛ-330 кВ ТЕЦ-6 – Північна потрібно збільшити генерацію на 184 МВт на КГЕС та КГАЕС (на 162 МВт в ПЗ «Космос») для

забезпечення оптимального режиму . Тому цей дослід потребує меншої генерації у вузлі ніж при відключенні АТ ПС «Північна».

Відключення ПЛ-330 кВ Київська–Північна не завантажує автотрансформатори підстанції, але впливає на паралельну лінію (Line-7) та завантажує її на 86.7 %. Для приведення режиму в допустимі межі, було збільшено генерацію на КГЕС на 72МВт.

Результати проведених досліджень отриманих на промисловому програмному комплексі «Космос», співпадають з незначним відхиленням з розрахунками розробленої програми. Але розрахунки за допомогою розробленої програми виконуються набагато швидше по часу та з меншими затратами в комп'ютерному ресурсі.

Додатково в магістерській дисертації було розглянуто умови праці працівників при експлуатації автотрансформатора типу АТДЦТН-200000/330. А саме опрацьовано багато нормативних документів для того щоб описати ,які захисти повинні мати працівники , яка кількість людей повинна працювати при аварії , через скільки проводиться огляд АТ та інше. Було обрано III категорію шкідливості. Для захисту працівників від ураження струму , було розраховано заземлюючий пристрій корпусу.

Останній розділ присвячений розробці стартап проекту по проектуванню підземних підстанцій. Цей проект є дуже актуальним в даний час, через те що Україна потерпає від атак ворога по енергетичним об'єктах. Було розроблено план перенесення ПС підземлю , для того щоб зменшити ризики аварій. Проект видався конкурентно-спроможним, але більш дорогим в плані реалізації.

СПИСОК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110–330 кВ : навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 110 с.
2. Неклепаев Б.П., Крючков И.П., «Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. Пособие для вузов.—4-е изд, перераб. И доп. — М: Энергоатом-издат, 1989-608с.
3. Гаряжа В. М. Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (частина 1) (для студентів денної та заочної форм навчання спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка) / В. М. Гаряжа, А. О. Карюк; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. – 149 с.
4. С. В. Панченко, В. С. Блиндюк, В. М. Баженов, М. М. Одегов, Ю. О. Семененко «Релейний захист і автоматика» : Навч. посібни. – Харків: УкрДУЗТ, 2020. – Ч. 1. – 250 с.
5. K. Vashchuk, D. Zharkova Supervizor - A. Starzhinsky., «Influence of different types of relay protection on the reliability of electric networks» ., Minsk, Belarus », [Електронний ресурс]— Режим доступу: <https://rep.bntu.by/bitstream/handle/data/115187/7-10.pdf?sequence=1>
6. С. В. Панченко, В. С. Блиндюк, В. М. Баженов, М. М. Одегов, Ю. О. Семененко Р., «Релейний захист і автоматика: Навч. посібник.» – Харків:, 2020. – Ч. 1. – 250 с.,
7. Д.П. Козярьський, Е.В. Майструк, І.П. Козярьський ., «Основи релейного захисту та автоматизації енергосистем: навчальний посібник. Ч. 2» / Чернівці: Чернівецький нац. ун., 2019. 133 с.
8. СОУ НЕК 20.261:2021 Стандарт підприємства. Технічна політика НЕК Укренерго у сфері розвитку та експлуатації магістральних та міждержавних електричних мереж. Електронний ресурс : [СОУ НЕК 20.261:2021 Стандарт підприємства. Технічна політика НЕК Укренерго у сфері розвитку та](#)

експлуатації магістральних та міждержавних електричних мереж
(budstandart.com)

9. Характеристика трансформаторної підстанції "Рось" Волковиського району Гродненської області [Електронний ресурс] – Режим доступу: https://studbooks.net/2109856/matematika_himiya_fizika/releynaya_zaschita_avtomatika_elementov_podstantsii
10. Нормативний документ, «Про затвердження Правил взаємовідносин між Державним підприємством "Національна енергетична компанія "Укренерго" та суб'єктами (об'єктами) електроенергетики в умовах паралельної роботи в складі Об'єднаної енергетичної системи України», Міністерство палива та енергетики України, 2008 р. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0673-08>
11. Нормативний документ «Стійкість енергосистем, Керівні вказівка» , Режим доступу: https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/19499/3/GKD_34.20.575-2002.pdf
12. О.В. Хоменко ., Конспект лекцій з дисципліни «Математичні задачі енергетики. Частина 3» / К.: НТУУ «КПІ», 2021
13. А.В. Паздерін, С.В. Юферев ., «Розрахунок встановленого режиму електроенергетичної системи за узагальненим методом Ньютона» — УПІ, 2008р.
14. О.В. Хоменко ., Конспект лекцій з дисципліни «Математичні задачі енергетики. Частина 1» / К.: НТУУ «КПІ», 2017
15. DIgSILENT PowerFactory for Wind Power Applications [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.digsilent.de/en/powerfactory.html>
16. Проект «План розвитку системи передачі на 2018-2027 роки»., Державне підприємство НЕК Укренерго., [Електронний ресурс] Режим доступу: https://rise.esmap.org/data/files/library/ukraine/TSO_assessment2017_grid_2028.pdf
17. Проект «План розвитку Об'єднаної енергетичної системи України на 2016-2025 роки»., Державне підприємство НЕК Укренерго., [Електронний ресурс]
18. А.О.Омельчук., «Електрична частина станцій і підстанцій»: Навч. посібник / - К.: ЦП «КОМПРИНТ», 2017. - 479 с.

- 19.Методичні рекомендації до виконання розділу «Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях»» для підготовки студентів КПІ ім. І. Сікорського за освітньо-кваліфікаційними рівнем “магістр” спеціальностей 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», / Укл.: Л. Третькова, Л. Мітюк. Київ: НТУУ «КПІ ім. І. Сікорського», ІЕЕ, 2021. 58 с
- 20.« Високовольтні силові трансформатори для електромереж 110-750 кВ», [Електронний ресурс] //INVOTEK ENERGY: каталог- Режим доступу: <https://invotek.energy/tpl/docs/catalog/1.-vyisokovoltnyie-silovyie-transformatoryi-110-750-kv.pdf>
- 21.НПАОП 63.21-1.22-07. Правила охорони праці під час виконання навантажувально-розвантажувальних робіт на залізничному транспорті (32260) ., Вид. офіц. Київ: Держнаглядохоронпраці, 2007. 35 с.
- 22.« Експлуатація силових трансформаторів та автотрансформаторів» [Електронний ресурс] // Київський енергетичний фаховий коледж: Сайт - Режим доступу:<https://kek.edu.ua/5-ekspluatacija-silovih-transformatoriv-ta-avtotransformatoriv/>
- 23.« Заходи по ремонту та відновленню силових трансформаторів» [Електронний ресурс] // Електроконтроль ООО НПП «Нафтоенергопром»: Сайт - Режим доступу: <https://electrocontrol.com.ua/ua/stati-sxemy-i-spravochnaya-informaciya/meropriyatiya-po-remontu-i-vosstanovleniyu-silovyx-transformatorov.html>
- 24.Правила улаштування електроустановок ПУЕ 2017 введені 21.07.2017 р. – Офіц. вид. – К.: Форт: Мінпаливенерго України. 2017.
- 25.ГН 3.3.5-8-6.6.1-2014. Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу: наказ від 08.04.2014.м. N 248. Вид. офіц. Київ: Держнаглядохоронпраці, 2014. 85 с
- 26.ДСТУ 7239:2011. Засоби індивідуального захисту. Загальні вимоги та класифікація. Вид. офіц. Київ: Держстандарт України, 2011. 6 с.

- 27.«Норми безплатної видачі спеціального одягу, спеціального взуття та інших засобів індивідуального захисту працівникам, зайнятим у будівельному виробництві» [Електронний ресурс] // [Держнаглядохоронпраці України](#): Сайт - Режим доступу: [Про затвердження Норм безплатної... | від 17.05.2004 № 126 \(rada.gov.ua\)](#)
- 28.Правила пожежної безпеки для підприємств і організацій автомобільного транспорту України [Електронний ресурс] // [Мінінфраструктури України](#), 21.01.2015: Сайт - Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0279-15#Text>
29. «Споживання електроенергії в 2021 році» , ЕнергоВсесвіт., сайт Електронний ресурс]— Режим доступу: <https://vse.energy/news/pek-news/electro/1940-ee-consumption-12>
- 30.Company ABB, “Substations that can hide in a city Underground solution concepts” [Електронний ресурс]— Режим доступу: <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1KHA-001-159-SEN&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch>
- 31.C. Fitzgerald*, S. Jones, D. Paton , M. Waymark, D. Kunze , T. Saida, K. Toda .,«A Compact, High Capacity 330kV Substation for the Sydney Central Business District» [Електронний ресурс]— Режим доступу: <https://transform.ru/articles/pdf/sigre/b3-203.pdf>
- 32.Bert Strassburger, Peter Glaubitz., «Modern Subterranean. Substations in GIS Technology – Challenges and Opportunities in Managing Demographic Change and Infrastructure Requirements»., Siemens AG, Energy Sector, Germany [Електронний ресурс]— Режим доступу: <http://www.doyadigit.com/power-grid-solutions/Modern-Subterranean-Substationsin-GIS-Technology.pdf>