

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ**

**Інститут (факультет) ННІТІ ім. акад. І.С. Гулого
Кафедра Електропостачання і енергоменеджменту**

«До захисту в ЕК»

«До захисту допущено»

Директор інституту (декан факультету)

Завідувач кафедри

_____ Сергій БЛАЖЕНКО
(підпис) (ім'я та прізвище)

_____ Сергій БАЛЮТА
(підпис) (ім'я та прізвище)

«__» грудня 2024 р.

«__» грудня 2024 р.

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ МАГІСТРА**

зі спеціальності 141«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(код та назва спеціальності)

освітньо-професійної програми «Електротехнічні системи електроспоживання»
на тему: «Розробка СЕП підприємства по переробці деревини в м. Мукачєво та
задачі оптимального керування реактивною потужністю»

Виконав: здобувач 2 курсу, групи ЗЕЛ 2-5М

_____ Шипович Іван Іванович
(прізвище, ім'я, по батькові повністю)

_____ (підпис)

Керівник Балюта Сергій Миколайович
(прізвище, ім'я та по батькові повністю)

_____ (підпис)

Рецензент Василь ЛИЗАНЕЦЬ
(ім'я та прізвище)

_____ (підпис)

Я, як здобувач(ка) Національного університету харчових технологій розумію і підтримую політику університету з академічної доброчесності. Я не надавав(-ла) і не одержував(-ла) недозволеної допомоги під час підготовки цієї роботи. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело.

Здобувач _____
(підпис)

Київ – 2024 р.

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

Інститут Навчально-науковий інженерно-технічний інститут ім. акад. І.С. Гулого
 Кафедра Електропостачання та енергоменеджменту
 Освітній ступінь магістр
 Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
 Освітньо-професійна програма Електротехнічні системи електроспоживання

ЗАТВЕРДЖУЮ
 Завідувач кафедри ЕПЕМ
/Сергій БАЛЮТА/
 « 01 » жовтня 2024 р.

З А В Д А Н Н Я

НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Шиповича Івана Івановича

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Розробка СЕП підприємства по переробці деревини в м. Мукачєво та задачі оптимального керування реактивною потужністю
 керівник роботи Балюта Сергій Миколайович, д.т.н., проф.
 затверджені наказом закладу вищої освіти від « 01 » жовтня 2024 р. № 860-кс.

2. Строк подання здобувачем роботи 28 листопада 2024 року.

3. Вихідні дані до роботи Генеральний план підприємства по переробці деревини в м. Мукачєво з зазначенням місця розташування основних цехів; встановлена потужність цехів підприємства; план розташування електрообладнання лісопильного цеху та його характеристики; відомості про джерела живлення підприємства; умови проектування.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Коротка характеристика технологічного процесу підприємства по переробці деревини; розрахунок високовольтних та низьковольтних електричних навантажень підприємства; вибір числа й потужності трансформаторів на ГПП та цехових трансформаторних підстанцій; вибір оптимальної системи напруги живлення підприємства; вибір схеми й напруги внутрішньої заводської мережі; розрахунок струмів короткого замикання на стороні високої та низької напруги; вибір і перевірка апаратів у мережі напругою понад 1000 В; розрахунок цехової низьковольтної мережі; релейний захист і автоматика; спеціальна частина: задачі оптимального керування реактивною потужністю

5. Перелік графічного матеріалу

1. Генплан підприємства з картограмою навантаження та розподільчою мережею.
2. Однолінійна схема електропостачання підприємства. 3. Схема заповнення ГПП.
 4. План і розріз ГПП. 5. План і мережа живлення лісопильного цеху. 6. Схема релейного захисту. 7. Оптимізація керування реактивною потужністю.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв

7. Дата видачі завдання 01 жовтня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Пор №	Назва етапів виконання кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	При-мітка
1	Отримання завдання на магістерську роботу	01.10.2024 р	
2	Вступ	03.10.2024 р	
3	Коротка характеристика технологічного процесу підприємства по переробці деревини	06.10.2024 р	
4	Розрахунок електричних навантажень підприємства	09.10.2024 р	
5	Картограма навантаження та визначення умовного центру електричних навантажень	12.10.2024 р	
6	Вибір числа та потужності цехових трансформаторів	15.10.2024 р	
7	Побудова графіків електричних навантажень підприємства	18.10.2024 р	
8	Вибір числа та потужності трансформаторів головної понижувальної підстанції	22.10.2024 р	
9	Вибір схеми внутрішнього електропостачання	25.10.2024 р	
10	Компенсація реактивної потужності	28.10.2024 р	
11	Розрахунок струмів короткого замикання	01.11.2024 р	
12	Вибір основних елементів схеми електропостачання напругою понад 1000 В	04.11.2024 р	
13	Розрахунок цехової низьковольтної мережі	08.11.2024 р	
14	Релейний захист і автоматика	12.11.2024 р	
15	Спеціальна частина. Задачі оптимального керування реактивною потужністю	18.11.2024 р	
16	Список літератури	20.11.2024 р	
17	Формулювання рекомендацій та висновків	23.11.2024 р	
18	Оформлення пояснювальної записки	25.11.2024 р	
19	Оформлення графічної частини роботи	27.11.2024 р	
20	Подання готової роботи для перевірки на плагіат	28.11.2024 р	

Здобувач

(підпис)

Шипович І.І.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис)

Балюта С.М.

(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Шипович І.І. Розробка СЕП підприємства по переробці деревини в м. Мукачево та задачі оптимального керування реактивною потужністю.

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Національний Університет Харчових Технологій

Київ -2024

Кваліфікаційна робота: 120 с.; 14 рис.; 31 табл.; 20 джерел.

Метою кваліфікаційної роботи є розробка ефективної системи електропостачання підприємства по переробці деревини в м. Мукачево та задачі оптимального керування реактивною потужністю.

До пояснювальної записки надано графічну частину, яка складається із семи креслень: генплан підприємства з картограмою навантаження та розподільчою мережею; однолінійна схема електропостачання підприємства; схема заповнення ГПП; план і розріз ГПП; план і мережа живлення лісопильного цеху; схема релейного захисту; оптимізація керування реактивною потужністю.

У результаті виконання роботи наведено коротку характеристику технологічного процесу підприємства; виконано розрахунок електричних навантажень підприємства та лісопильного цеху; визначено число й потужність силових трансформаторів на ГПП та цехових трансформаторних підстанцій; розраховано та вибрано високовольтне і низьковольтне електрообладнання та провідники і перевірено їх до дії струмів короткого замикання; розглянуто питання релейного захисту і автоматики та розглянуто питання щодо задач оптимального керування реактивною потужністю.

Ключові слова: підприємство по переробці деревини, електричне навантаження, силовий трансформатор, високовольтний вимикач, апарат захисту, автоматичний вимикач, трансформатор струму, трансформатор напруги, обмежувач перенапруги, кабель, релейний захист, реактивна потужність, оптимальне керування.

ANNOTATION

Shypovych I.I. Development of the SEP of the wood processing enterprise in Mukachevo and the task of optimal management of reactive power.

141 "Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics"

National University of Food Technologies

Kyiv - 2024

Qualification work: 120 p.; 14 Fig.; 31 tables; 20 sources.

The purpose of the qualification work is the development of an effective power supply system for a wood processing enterprise in Mukachevo and the task of optimal management of reactive power.

The explanatory note is accompanied by a graphic part consisting of seven drawings: a general plan of the enterprise with a load map and distribution network; single-line power supply scheme of the enterprise; scheme of filling the GPP; plan and section of the GPP; plan and power supply network of the sawmill; relay protection scheme; optimization of reactive power management.

As a result of the work, a brief description of the technological process of the enterprise is given; the calculation of the electrical loads of the enterprise and the sawmill was performed; the number and capacity of power transformers at the GPP and workshop transformer substations are determined; calculated and selected high-voltage and low-voltage electrical equipment and conductors and tested them for short-circuit currents; the issue of relay protection and automation was considered, and the issue of optimal control of reactive power was considered.

Keywords: wood processing plant, electrical load, power transformer, high-voltage switch, protection device, circuit breaker, current transformer, voltage transformer, surge arrester, cable, relay protection, reactive power, optimal control.

ЗМІСТ

ВСТУП.....		9
1. КОРОТКА ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПРОЦЕСУ ПІДПРИЄМСТВА ПО ПЕРЕРОБЦІ ДЕРЕВИНИ.....		10
2. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІДПРИЄМСТВА		11
2.1. Вибір високої напруги.....		11
2.2. Вибір напруги внутрішньозаводського електропостачання.....		11
2.3. Розрахунок освітлювального навантаження підприємства.....		11
2.4. Розрахунок силових навантажень підприємства.....		14
3. КАРТОГРАМА НАВАНТАЖЕННЯ ТА ВИЗНАЧЕННЯ УМОВНОГО ЦЕНТРУ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ.....		33
3.1. Загальні відомості.....		33
3.2. Визначення центру електричних навантажень.....		35
4. ВИБІР ЧИСЛА ТА ПОТУЖНОСТІ ЦЕХОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ.....		37
4.1. Основні положення.....		37
4.2. Вибір цехових трансформаторів.....		38
5. ПОБУДОВА ГРАФІКІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІДПРИЄМСТВА.....		42
6. ВИБІР ЧИСЛА ТА ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ ГОЛОВНОЇ ПОНИЖУВАЛЬНОЇ ПІДСТАНЦІЇ.....		48
6.1. Основні положення.....		48
6.2. Вибір трансформаторів головної понижувальної підстанції.....		49
7. ВИБІР СХЕМИ ВНУТРІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....		52
8. КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ.....		53

8.1.	Вибір потужності конденсаторних батарей в мережі напругою до 1 кВ.....	53
8.2.	Вибір потужності конденсаторних батарей в мережі напругою 10 кВ.	54
9.	РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ.....	56
10.	ВИБІР ОСНОВНИХ ЕЛЕМЕНТІВ СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ НАПРУГОЮ ПОНАД 1000 В.....	61
10.1	Вибір комутаційної апаратури.....	61
10.2.	Вибір шин на головній понижувальній підстанції.....	63
10.3.	Вибір трансформатора струму.....	64
10.4.	Вибір трансформатора напруги.....	65
10.5.	Вибір кабельних мереж напругою 10 кВ.....	67
10.6.	Вибір трансформатора власних потреб.....	69
11.	РОЗРАХУНОК ЦЕХОВОЇ НИЗЬКОВОЛЬТНОЇ МЕРЕЖІ.....	71
11.1.	Розрахунок струмів короткого замикання у мережі напругою до 1000 В.....	71
11.2.	Вибір обладнання в мережі напругою до 1000 В.....	75
11.3.	Розрахунок занулення.....	78
12.	РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА.....	78
12.1.	Релейний захист трансформаторів головної понижувальної підстанції.....	78
12.2.	Газовий захист.....	79
12.3.	Поздовжній диференційний струмовий захист.....	79
12.4.	Струмова відсічка.....	82
12.5.	Захист від багатofазних замикань на стороні низької напруги.....	83
12.6.	Резервний захист від міжфазних коротких замикань.....	85
12.7.	Захист від перевантажень.....	85

12.8. Захист трансформаторів цехових підстанцій.....	86
12.9. Автоматика.....	87
13. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА. ЗАДАЧІ ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ РЕАКТИВНОЮ ПОТУЖНІСТЮ.....	88
13.1. Загальні відомості.....	88
13.2. Постановка задачі управління реактивною потужністю у вигляді задачі оптимального керування.....	90
13.3. Математичні моделі для оптимальної компенсації реактивних навантажень.....	92
13.4. Підвищення ефективності функціонування технологічних БСК для електропічних установок.....	104
ВИСНОВКИ.....	116
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	119

ВСТУП

Важливою особливістю систем електропостачання є неможливість створення запасів основного продукту, що використовується – електроенергії. Вся отримана електроенергія негайно споживається. При непередбачених коливаннях навантажень необхідна точна і негайна реалізація системи управління, що компенсує її дефіцит.

Від надійного та безперебійного електропостачання залежить робота промислового підприємства. Для ефективного функціонування підприємства схема електропостачання повинна забезпечувати належний рівень надійності та безпеки.

За структурою чи принципом роботи, характером встановленого обладнання, система електропостачання передбачає застосування автоматизації, що дозволяє підвищити рівень надійності та безпеки роботи системи та обслуговування відповідно.

При розробці сучасних систем електропостачання широко використовуються електронно-обчислювальні машини (ЕОМ), які дозволяють детальніше провести аналіз роботи системи в різних режимах і вибрати найбільш економічний варіант при розробці схеми та вибору її елементів.

Необхідний рівень надійності та безпеки схеми електропостачання забезпечується суворим дотриманням при виборі обладнання та елементів захисту норм та правил, викладених у ПУЕ, ПТЕ, ПТБ тощо.

Профіль проектного підприємства: виготовлення комплектів сучасних дерев'яних будинків із клеєного бруса, панельних та каркасних за канадською технологією, виробництво віконних та дверних блоків, будівельних листів із цементно-стружкових плит, дерев'яних профільних матеріалів, меблевого та столярного клеєного щита для комплектації будівництва.

На виробництві використовують технології та обладнання провідних західних фірм та екологічно чисті сертифіковані матеріали.

1. КОРОТКА ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПРОЦЕСУ ПІДПРИЄМСТВА ПО ПЕРЕРОБЦІ ДЕРЕВИНИ

В магістерській роботі розглядається проектування системи електропостачання підприємства по переробці деревини в м. Мукачево.

До першої категорії надійності з електропостачання належать: компресорна; котельня. До другої категорії надійності з електропостачання належать: виробничі лінії лісопильного цеху; цех із виробництва віконних блоків; технологічні установки цехів домобудування та брусого домобудування; агрегати та верстати механічного цеху; столярний цех.

При проектуванні електропостачання заводу враховуємо у розрахунках та виборі електрообладнання наступні кліматичні параметри: район кліматичних умов за ожеледицею – II, за вітром – II; розрахункова температура повітря максимальна – плюс 36 °С, мінімальна – мінус 20 °С, середньорічна – 0,9 °С; кількість грозових годин на рік – 40-60; нормативна глибина промерзання ґрунту – 242 см для супіску пластичного.

До складу підприємства входять шість основних цехів, що випускають продукцію (лісопильний, цех брусого домобудування, погонажних виробів, цементно-стружкових плит, цех з виробництва віконних блоків, столярний цех) та шість обслуговуючих цехів (механічний, паросилове господарство та інженерні мережі, автобаза, цех по сушінню пиломатеріалів, навантаженню готової продукції).

Вихідні дані споживачів підприємства та лісопильного цеху у табл. 2.1 і 2.2.

2. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІДПРИЄМСТВА

2.1. Вибір високої напруги

Живлення електричною енергією підприємства по переробці деревини в м. Мукачево буде здійснюватися від ліній районної підстанції з напругами 110/35/10 кВ.

2.2. Вибір напруги внутрішньозаводського електропостачання

Вибір напруги розподільної мережі тісно пов'язаний з рішенням питання електропостачання підприємства. Остаточне рішення приймається в результаті техніко-економічного порівняння варіантів, що враховують різне сполучення напруг окремих ланок системи.

У заводських розподільних мережах приймають напругу 6 кВ, 10 кВ, 20 кВ. У порівнянні з напругою 10 кВ при напрузі 20 кВ, знижуються втрати електроенергії в елементах системи електропостачання й струми короткого замикання в мережах. Однак застосування напруги 20 кВ стримується відсутністю електроустаткування на цю напругу. Напругу 6 і 10 кВ широко використовують на промислових підприємствах: на середніх по потужності підприємствах – для живильних і розподільних мереж; на великих підприємствах – на другому й наступному ступенях розподілу електроенергії.

Напруга 10 кВ є більше економічною у порівнянні з 6 кВ. Напругу 6 кВ допускається застосовувати тільки в тих випадках, якщо на підприємстві переважають приймачі електроенергії з номінальною напругою 6 кВ, або коли значна частина навантаження підприємства заживляється від заводської ТЕЦ, де встановлені генератори напругою 6 кВ.

Оскільки, в нашому випадку присутні лише споживачі на напругу 10 кВ, то вибираємо напругу внутрішнього електропостачання підприємства 10 кВ.

2.3. Розрахунок освітлювального навантаження підприємства

На промислових підприємствах близько 10% споживаної електроенергії затрачається на електричне освітлення. Правильне виконання освітлювальних

установок сприяє раціональному використанню електроенергії, поліпшенню якості продукції, що випускається, підвищенню продуктивності праці, зменшенню кількості аварій і випадків травматизму, зниженню стомлюваності робітників.

Розрахунок ведеться спрощеним методом за питомими показниками освітлювального навантаження на одиницю площі цеху. Розрахункове освітлювальне навантаження:

$$P_{po} = K_{п} \cdot P_{но}, \quad (2.1)$$

де $P_{но}$ – установлене освітлювальне навантаження (номінальне), Вт;

$K_{п}$ – коефіцієнт попиту.

$$P_{но} = P_{пит} \cdot F_{ц}, \quad (2.2)$$

де $P_{пит}$ – питоме освітлювальне навантаження на одиницю площі цеху, Вт/м²;

$F_{ц}$ – площа цеху, м².

Питоме освітлювальне навантаження визначається залежно від норм освітленості цехів, і залежить від характеру виробництва, умов середовища, конструктивних особливостей приміщення тощо. Питоме освітлювальне навантаження й норми освітленості для цехів і інших виробничих приміщень наступні:

- цехи основного виробництва $E_n = 300$ лк, $P_{пит} = 13,8$ Вт/м²;
- цехи допоміжного виробництва $E_n = 150$ лк, $P_{пит} = 9,75$ Вт/м²;
- цехи зі значним зоровим навантаженням $E_n = 400$ лк, $P_{пит} = 19,5$ Вт/м²;
- компресорні, насосні, котельні приміщення $E_n = 200$ лк, $P_{пит} = 9,8$ Вт/м²;
- складські приміщення $E_n = 85$ лк, $P_{пит} = 3,3$ Вт/м²;
- заводоуправління, їдальня $E_n = 200$ лк, $P_{пит} = 10$ Вт/м².

Коефіцієнт попиту освітлювального навантаження для різних приміщень:

- виробничі будівлі, що складаються з окремих прольотів $K_{п} = 0,95$;
- виробничі приміщення, що складаються з декількох окремих приміщень

$K_{п} = 0,85$;

- їдальні, адміністративні будівлі $K_{п} = 0,9$;
- компресорні, насосні $K_{п} = 0,6$.

Для освітлення зовнішньої території підприємства значення питомого освітлювального навантаження й коефіцієнта попиту приймаються наступні:

$$P_{\text{пит}} = 3 \text{ Вт/м}^2; K_{\text{п}} = 1.$$

Розрахункове освітлювальне навантаження території підприємства:

$$P_{\text{ро}} = 0,3 \cdot (F_{\text{п}} - F_{\text{ц}}) \cdot K_{\text{п}} \cdot P_{\text{пит}}, \quad (2.3)$$

де $F_{\text{п}}$ – площа заводу, м^2 ,

$F_{\text{ц}}$ – сумарна площа всіх цехів, м^2 .

Результати розрахунків освітлювального навантаження заносимо в табл.

2.1.

Таблиця 2.1

Розрахунок освітлювального навантаження підприємства

Номер за планом	Назва цеху	$F_{\text{ц}}, \text{м}^2$	$E_{\text{н}}, \text{лк}$	$P_{\text{пито}}, \text{Вт/м}^2$	$P_{\text{но}}, \text{Вт}$	$K_{\text{п}}$	$P_{\text{ро}}, \text{кВт}$
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Цех №4 цементно-стружечних плит	20000	300	13,8	276000	0,95	262,2
2	Цех №1 бруссового домобудівництва	8200	300	13,8	113160	0,95	107,5
3	Компресорна	1200	200	13,8	11760	0,6	7,0
4	Котельня	3200	200	13,8	31360	0,6	18,8
5	Цех №10 полістирол	3200	300	13,8	44160	0,95	41,95
6	Цех №14 лісопильний	1700	300	13,8	23460	0,85	19,94
7	Цех №6 домобудівництво	4900	300	13,8	67620	0,95	64,24
8	Цех №8 столярний	5400	300	13,8	74520	0,95	70,80
9	Цех №12 лінія по фарбуванню ЦСП	4300	400	19,5	83850	0,95	79,66
10	Ширвжиток	1200	300	13,8	16560	0,95	15,73
11	Цех №3 лісопильний	3000	300	13,8	41400	0,95	39,33
12	Цех №5 виробництво віконних блоків	60000	300	13,8	828000	0,95	786,60
13	Заводоуправління	2000	200	10	19600	0,9	17,64
14	Цех №13 Лінія МРП	2000	300	13,8	27600	0,95	26,22
15	Склад	6300	85	3,3	20790	0,9	18,71

Продовження табл. 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8
16	Депо	700	85	3,3	2310	0,9	2,08
17	Сортувальна площадка	2000	150	9,75	19500	0,95	18,53
18	Цех №16	1800	150	9,75	17550	0,95	16,67
19	Г. Сушарка	1500	150	9,75	14625	0,85	12,43
20	Цех №9 механічний	4500	200	9,75	44325	0,95	42,11
21	Цех №2	3700	300	13,8	51060	0,95	48,51
22	Цех №7	3600	300	13,8	66240	0,95	62,93
23	Гаражі	3000	85	3,3	5610	0,95	5,33
24	Сушарка СП-5км	4000	150	9,75	20475	0,85	17,40
25	Склад цементу	600	85	3,3	1980	0,95	1,88
26	Цех №22 малих серій	2700	300	13,8	37260	0,95	35,40
27	Склад готової продукції	3600	85	3,3	11880	0,95	11,29
28	Цех №18	3000	300	13,8	414	0,65	26,9
29	Цех №17	4000	300	13,8	552	0,65	35,9
30	Цех №21 Розкрювальний	1200	300	13,8	166	0,65	10,8
31	Цех №15	600	300	13,8	83	0,65	5,4
32	Зовнішнє освітлення	41090	20	3	123270	1	123,57

2.4. Розрахунок силових навантажень підприємства

Основою для раціонального рішення всього складного комплексу питань електропостачання сучасного промислового підприємства, є правильне визначення очікуваних електричних навантажень при проектуванні. Визначення електричних навантажень виконується у відповідності із «Вказівками по визначенню електричних навантажень». Методичні вказівки по розрахунках викладені в [1].

Заводська мережа, запроектована на основі занижених розрахункових навантажень, не зможе забезпечити нормальної роботи підприємства, оскільки спричиняє недовикористання встановленого технологічного устаткування й недовипуск продукції. Перебільшення розрахункового навантаження спричиняє зайві витрати на електроустаткування внаслідок його недовикористання.

Розрахунок електричних навантажень необхідний для вибору й перевірки провідників (шин, кабелів тощо) і трансформаторів по пропускній здатності й

економічній густині струму, а також для розрахунку й вибору захисту й компенсуючих пристроїв.

Розрахунок виконується за табличною формою (табл. 2.2).

Розрахунок електричних навантажень електроприймачівв (ЕП) напругою до 1кВ виконується для кожного вузла живлення, а також по цеху (корпусу) у цілому.

Вихідні дані для розрахунку приймаються на підставі отриманих від технологів, сантехніків і інших фахівців таблиць-завдань на проектування електротехнічної частини (графи 1-4) і відповідно до довідкових матеріалів (графи 5,6), у яких наведені значення коефіцієнтів використання й реактивної потужності для індивідуальних ЕП.

При цьому:

- всі ЕП групуються по характерних категоріях з однаковими коефіцієнтами використання k_v й $\text{tg}\phi$ незалежно від потужності ЕП. У кожному рядку вказується тільки по одній характерній категорії;

- резервні ЕП і ЕП, що працюють короткочасно, при обчисленнях не враховуються;

- у графі 3 вказуються мінімальна й максимальна потужності ЕП однієї характерної групи;

- для багатодвигунних електроприводів враховуються всі одночасно працюючі електродвигуни даного привода;

- для електродвигунів з повторно-короткочасним режимом роботи їхня номінальна потужність не приводиться до тривалого режиму;

- при включенні однофазного ЕП на фазну напругу він враховується в графі 2 як еквівалентний трифазний ЕП з номінальною потужністю $P_{\text{ном}}=3 \cdot P_{\text{ном.о}}$;

$Q_{\text{ном}}=3 \cdot Q_{\text{ном.о}}$ ($P_{\text{ном.о}}$ і $Q_{\text{ном.о}}$ – активна й реактивна потужності однофазного ЕП).

При включенні однофазного ЕП на лінійну напругу він враховується як еквівалентний трифазний ЕП номінальною потужністю $P_{\text{ном}}=\sqrt{3} \cdot P_{\text{ном0}}$;

$Q_{\text{ном}}=\sqrt{3} \cdot Q_{\text{ном.о}}$. Якщо фази виявляються завантаженими понад 15%, то

потужність еквівалентного трифазного ЕП приймається рівною потрійному значенню потужності найбільш завантажених фаз;

- при наявності в довідкових матеріалах інтервалів значень k_B для розрахунку приймалися більші значення. Значення k_B визначені з умови, що ймовірність перевищення фактичної середньої потужності над розрахунковою для характерних категорій ЕП не більше 0,05.

У графах 7,8 визначаються середні активні й реактивні потужності кожної характерної групи ЕП:

$$P_c = P_{ном} \cdot k_B; \quad Q_c = P_c \cdot \operatorname{tg}\varphi \quad (2.4)$$

Визначаємо сумарні значення середньої активної й реактивної потужності:

$$\Sigma P_c = \sum_1^m P_{ном} \cdot k_B; \quad \Sigma Q_c = \sum_1^m P_c \cdot \operatorname{tg}\varphi \quad (2.5)$$

де m – число характерних категорій ЕП.

Визначаємо середньозважений коефіцієнт використання:

$$K_B = \frac{\Sigma P_c}{\Sigma P_{ном}}. \quad (2.6)$$

Значення k_B заносяться в графу 5 у підсумковий рядок.

Визначаємо ефективне число електроприймачів за виразом:

$$n_e = \frac{2 \Sigma P_{ном}}{\Sigma P_{ном. \max}}. \quad (2.7)$$

Значення n_e заноситься в графу 9 у підсумковий рядок.

Визначаємо коефіцієнт розрахункового навантаження при $n_e \geq 2$

$$k_p = \frac{P_p}{P_c}. \quad (2.8)$$

При розрахунку k_p прийняті наступні постійні часу нагрівання:

- $T_0 = 10$ хв – для мереж напругою до 1кВ, що живлять розподільні шинопроводи, пункти, силові збірки, щити;

- $T_0 = 2,5$ год – для магістральних шинопроводів і цехових трансформаторів;

- $T_0 \geq 30$ хв – для кабелів напругою 6 кВ та вище, що живлять цехові трансформаторні підстанції й розподільні пристрої. Розрахункова потужність для цих елементів визначається $k_p=1$.

Коефіцієнт k_p при перерахованих вище умовах визначається по таблицях [1].

Розрахункова активна потужність груп ЕП напругою до 1кВ (графа 11) визначається залежно від середньої потужності P_c і відповідного значення k_p :

$$P_p = k_p \cdot P_c. \quad (2.9)$$

Розрахункова реактивна потужність (графа 12) визначена в такий спосіб:

- для живильних мереж напругою до 1 кВ залежно від n_e :

$$\text{а) при } n_e \leq 10 \text{ і } k_p \geq 1, Q_p = 1,1 \cdot Q_c; \quad (2.10)$$

$$\text{б) при } n_e > 10 \text{ і } k_p > 1, Q_p = Q_c; \quad (2.11)$$

- для магістральних шинопроводів і шин цехових трансформаторних підстанцій, а також при визначенні реактивної потужності в цілому по цеху (корпусу, підприємству):

$$Q_p = k_p \cdot Q_c, \text{ при } k_p > 1. \quad (2.12)$$

До розрахункових силових навантажень P_{pc} , Q_{pc} додаються освітлювальні навантаження P_{po} , Q_{pc} :

$$P_p = P_{pc} + P_{po}; \quad Q_p = Q_{pc} + Q_{pc}. \quad (2.13)$$

Значення струмового розрахункового навантаження, по якій вибирається переріз ліній по допустимому нагріванню (графа 14), визначається по виразу:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (2.14)$$

де $S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$ – повна розрахункова потужність (графа 13).

Розрахункова потужність на шинах 6-10 кВ розподільних і головних підстанцій визначається з урахуванням коефіцієнта одночасності, значення якого приймається згідно даним таблиць [1] залежно від середньозваженого коефіцієнта використання й числа приєднань до збірних шин розподільного пристрою (РУ), головної понижувальної підстанції (ГПП):

$$P_p = \sum P_c \cdot k_o; \quad Q_p = \sum Q_c \cdot k_o; \quad S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (2.15)$$

Розрахунок електричних навантажень ділянки цеху наведений у табл. 2.2.

Розрахунок електричних навантажень по підприємству наведений у табл. 2.3.

Таблиця 2.2

Розрахунок електричних навантажень ділянки цеху №3

Вихідні дані						Розрахункові величини			Ефективне число ЕП, n_t	Коеф-т розрахункового навантаження K_p	Розрахункова потужність			Розрахунковий струм, А I_p
За даними технологів				Довідникові		$K_{вРн}$	$K_{вQн}$	$n(P_n)2$			Активна, кВт P_p	Реактивна, квар Q_p	Повна, кВА S_p	
Найменування ЕП	Кіл-сть ЕП, шт., n	Номінальна (встановлена) потужність, кВт		Коеф-т використання K_v	Коеф-т реакт. потуж. $tg\phi$									
		Одного ЕП, P_n	Загальна nP_n											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
РП														
ЩР-1														
Пилорама стрічкова вертикальна RM1400	1	55	55	0,55	0,88	30,25	26,62	3025						
Колодотягач БАЗ-М	1	11	11	0,5	1,02	5,5	5,61	121						
Конвеєр роликовий приводний шибер керований КР-8	1	5	5	0,4	0,88	2	1,76	25						
Разом по ЩР-1:	3	5-55	71	0,48	0,93	37,75	33,99	3171,00	3,00	1,00	37,75	37,39	53,13	76,78
ЩР-2														
Конвеєр роликовий приводний шибер не керований КР-8	1	5	5	0,4	0,88	2	1,76	25						
Транспортер ланцюговий поперечний ТЦП-2	2	2,2	4,4	0,4	0,88	1,76	1,55	9,68						
Конвеєр роликовий приводний КР-12	1	7	7	0,4	0,88	2,8	2,46	49						

Продовження табл. 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Колодорозпилювальний верстат СК-1200	1	0,55-45	65,1	0,65	0,7	42,315	29,62	4238,01						
Конвеєр роликів не приводний КР-6	1	3,5	3,5	0,4	0,88	1,4	1,23	12,25						
Разом по ЩР-2:	6	2,2-45	85	0,45	0,84	50,28	36,62	4333,94	6	1	50,28	40,28	64,42	93,10
ЩР-3														
Кромкообрізний верстат РМ НСУ-1	1	3.5+22	25,5	0,6	0,75	15,3	11,48	650,25						
Конвеєр роликів приводний шибкерований КР-6	1	3,5	3,5	0,4	0,88	1,4	1,23	12,25						
Конвеєр роликів приводний КР-8	1	5	5	0,4	0,88	2	1,76	25						
Разом по ЩР-3:	3	3,5-22	34	0,47	0,84	18,70	14,47	687,50	3,00	1,00	18,70	15,92	24,56	35,49
ЩР-4														
Транспортер ланцюговий поперечний ТЦП-10	1	2,2	2,2	0,4	0,88	0,88	0,77	4,84						
Скидач СБК-65	1	3	3	0,5	1,02	1,5	1,53	9						
Накопичувач із пристроєм поштучної видачі УЗ-60-1	2	2,2	4,4	0,35	1,73	1,54	2,66	9,68						
Накопичувач із пристроєм поштучної видачі УЗ-60-1	2	2,2	4,4	0,35	1,73	1,54	2,66	9,68						
Конвеєр роликів приводний шибкерований не Керований КР-8	1	5	5	0,4	0,88	2	1,76	25						

Продовження табл. 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Транспортер ланцюговий поперечний ТЦП-5	2	2,2	4,4	0,4	0,88	1,76	1,55	9,68						
Разом по ЩР-4:	9	2,2-5	23,4	0,40	1,19	9,22	10,93	67,88	9,00	1,00	9,22	12,02	15,15	21,89
ЩР-5														
Конвеєр роликів приводний КР-12	1	7	7	0,4	0,88	2,8	2,46	49						
Багатопильний верстат RM HCD-3	1	5,5-150	155,5	0,6	0,75	93,3	69,98	24180,25						
Конвеєр роликів не приводний КР-6	1	3,5	3,5	0,4	1,4	2,8	3,92	12,25						
Разом по ЩР-5:	3	3,5-150	166	0,47	1,01	98,90	76,36	24241,50	3,00	1,00	98,90	84,00	129,76	187,51
ЩР-6														
Конвеєр роликів приводний КР-8	1	5	5	0,4	0,88	2	1,76	25						
Транспортер ланцюговий поперечний ТЦП-5	2	2,2	4,4	0,4	0,88	1,76	1,55	9,68						
Конвеєр роликів не приводний КР-6	1	3,5	3,5	0,4	1,4	2,8	3,92	12,25						
Разом по ЩР-6:	4	2,2-5	12,9	0,4	0,88	5,16	4,54	46,93	4	1	5,16	4,99	7,18	10,38
ЩР-7														
Пилорама стрічкова вертикальна RM1400	1	55	55	0,55	0,88	30,25	26,62	3025						
Конвеєр роликів приводний шибєр керований КР-8	1	5	5	0,4	0,88	2	1,76	25						
Конвеєр роликів приводний шибєр не керований КР-8	1	5	5	0,4	0,88	2	1,76	25						

Продовження табл. 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Транспортер ланцюговий поперечний ТЦП-2	1	2,2	2,2	0,4	0,88	0,88	0,77	4,84						
Разом по ЩР-7:	4	2,2-55	67,2	0,4375	0,88	35,13	30,91	3079,84	16	1	35,13	34,00	48,89	
ЩР-8														
Колодопильний верстат СК-1200	1	0,55-45	65,1	0,65	0,7	42,315	29,62	4238,01						
Транспортер ланцюговий поперечний ТЦП-2	1	2,2	2,2	0,4	0,88	0,88	0,77	4,84						
Конвеєр роликів приводний КР-12	1	7	7	0,4	0,88	2,8	2,46	49						
Конвеєр роликів не приводний КР-6	1	3,5	3,5	0,4	0,88	1,4	1,23	12,25						
Разом по ЩР-8:	4	2,2-45	77,8	0,46	0,84	47,40	34,08	4304,10	4	1	47,40	37,49	60,43	
ЩР-9														
Кромкообрізний верстат РМ НСУ-1	1	3.5+22	25,5	0,6	0,75	15,3	11,48	650,25						
Конвеєр роликів приводний шибєр керований КР-6	1	3,5	3,5	0,4	0,88	1,4	1,23	12,25						
Конвеєр роликів приводний КР-8	1	5	5	0,4	0,88	2	1,76	25						
Торцювальний верстат прохідного типу G.B.K-600	1	7	7	0,7	0,62	4,9	3,04	49						
Разом по ЩР-9:	4	3,5-22	41	0,53	0,78	23,60	17,51	736,50	4	1	23,60	19,26	30,46	44,02
Разом по цеху № 3:	36	2,2-155,5	715,1	0,50	0,86	284,75	244,89	40649,83	27	1	284,75	244,89	375,57	542,73

Таблиця 2.3

Розрахунок електричних навантажень по підприємству

Вихідні дані				Розрахункові величини					Розрахункова потужність					Розрахунок - ковий струм, А Iр
За даними технологів			Довідникові		КвРн	КвQн	n(Pн)2	Ефек- тивне число ЕП, nt	Коеф-т розраху - нкового наванта- ження Кр	Актив- на, кВт Рр	Реактив- на, квар Qр	Повна, кВА Sp		
Найменування ЕП	Кіл-сть ЕП, шт., n	Номинальна (встановлена) потужність, кВт		Коеф-т використа -ння Кв									Коеф-т реакт. потуж. tgφ	
		Одног о ЕП, Рн	Загаль- на пРн											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ТП-1														
1. Цех №4 цементно- стружечних плит														
Силове навантаження	31	5-160	2420	0,55	0,94	1331	1251		30	1	1331,0	1251,1	1826,7	2639,8
Освітлення											262,2	0	262,2	378,9
Разом по ТП-1:	31		2420	0,55	0,94	1331	1251				1593,2	1251,1	2025,7	2927,4
ТП-2														
2. Цех №1 брусвого домобудівництва														
Силове навантаження	25	3-150	1510	0,35	1,33	528,5	703		20	1	528,5	702,9	879,4	1270,8
Освітлення											107,5	0	107,5	155,3
Разом по ТП-2:	25		1510	0,35	1,33	528,5	703				636,0	702,9	986,9	1426,2

Продовження табл. 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ТП-3														
26. Цех №22 малих серій														
Силове навантаження	70	2-25,5	880	0,4	0,86	352	302,72		69	1	352	302,72	464,27	670,91
Освітлення											35,4	0	35,4	51,16
Разом по корпусу 26:	70		880	0,4	0,86	352	302,72				387,4	302,7	491,6	710,5
13. Заводоуправління														
Силове навантаження	25	1-10,5	132	0,6	0,62	79,2	49,10		25	1	79,2	49,10	93,19	134,66
Освітлення											17,64	0	17,64	25,49
Разом по корпусу 13:	25		132	0,6	0,62	79,2	49,10				96,84	49,10	108,58	156,90
25. Склад цементу														
Силове навантаження	36	5-20	280	0,6	0,98	168	164,64		28	1	168,00	164,64	235,22	339,92
Освітлення											1,88	0	1,88	2,72
Разом по корпусу 25:	36		280	0,6	0,98	168	165				169,9	164,6	236,6	341,9
Разом по ТП-3:	131		1292	0,53	0,82	689,07	565,03				1308,26	1032,86	1666,84	2408,72
ТП-4														
29. Цех №17														
Силове навантаження	73	3-10	363	0,55	0,73	199,65	145,74		73	1	199,65	145,74	247,18	357,20

Продовження табл. 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Силове навантаження	20	1-15,5	140	0,7	0,88	98	86,24		18	1	98,00	86,24	130,54	188,65
Освітлення											11,29	0	11,29	16,32
Разом по корпусу 27:	20		140	0,7	0,88	98	86,24				109,3	86,2	139,2	201,2
Разом по ТП-5:	66		2690	0,65	0,75	1748,50	1311,38				2010,21	1426,74	2465,06	3562,23
ТП-6														
5. Цех №10 полістирол														
Силове навантаження	40	0,5-100	1630	0,4	1,02	652	665,04		33	1	652,0	665,0	931,33	1345,86
Освітлення											41,95	0	41,95	60,62
Разом по ТП-6:	40		1630	0,4	1,02	652	665,04				694,0	665,0	961,17	1388,97
ТП-7														
6. Цех №14 лісопильний														
Силове навантаження	40	2,2-155,5	1890	0,45	0,88	850,5	748,44		24	1	850,5	748,44	1132,92	1637,17
Освітлення											19,94	0	19,94	28,82
Разом по корпусу 6:	40		1890	0,45	0,88	850,5	748,44				870,44	748,44	1147,97	1658,91
15. Склад														
Силове навантаження	12	2,2-10	50	0,63	1,1	31,5	34,65		10	1	31,5	38,12	49,45	71,46
Освітлення											18,71	0	18,71	27,04

Продовження табл. 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
8. Цех № 8 столярний														
Силове навантаження	30	1-105	1540	0,55	0,75	847	635,25		29	1	847	635,25	1058,75	1529,99
Освітлення											70,8	0	70,80	102,31
Разом по корпусу 8:	30		1540	0,55	0,75	847	635,25				917,8	635,25	1116,20	1613,00
31. Цех №15														
Силове навантаження	2	15	30	0,55	0,73	16,5	12,05		2	1,47	24,26	13,26	27,64	39,94
Освітлення											5,4	0	5,4	7,80
Разом по корпусу 31:	2		30	0,55	0,73	16,5	12,05				29,7	13,3	32,5	46,9
Разом по ТП-9:	32		1570	0,55	0,74	863,50	638,99				6880,37	6734,50	9627,72	13912,89
ТП-10														
9. Цех №12 лінія по фарбуванню ЦСП														
Силове навантаження	45	1-124	2270	0,7	0,75	1589	1191,75		37	1	1589	1191,75	1986,25	2870,30
Освітлення											79,66	0	79,66	115,12
Разом по ТП-10:	45		2270	0,7	0,75	1589	1192				1668,7	1191,8	2050,54	2963,20
ТП-11														
10. Ширвжиток														
Силове навантаження	43	1,2-50	990	0,52	0,62	514,8	319,18		40	1	514,8	319,18	605,72	875,31

Продовження табл. 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Висвітлення											15,73	0	15,73	22,73
Разом по корпусі 10:	43		990	0,52	0,62	514,8	319,18				530,5	319,18	619,14	894,71
23. Гаражі														
Силове навантаження	30	1,5-10	140	0,36	1,02	50,4	51,41		28	1	50,4	51,41	71,99	104,04
Висвітлення											5,33	0	5,33	7,70
Разом по корпусі 23:	30		140	0,36	1,02	50,4	51,41				55,73	51,41	75,82	109,57
Разом по ТП-11:														
ТП-12														
11. Цех №3 лісопильний														
Силове навантаження	36	1-155,5	569,5	0,5	0,86	284,75	244,89		27	1	284,75	244,89	375,57	542,73
Висвітлення											39,33	0	39,33	56,84
Разом корпусу 11:	36		569,5	0,5	0,86	284,75	244,89				324,08	244,89	406,20	586,99
18. Цех №16														
Силове навантаження	38	1,5-25	450	0,55	0,75	247,5	185,63		36	1	247,5	185,63	309,38	447,07
Висвітлення											16,67	0	16,67	24,09
Разом по корпусі 18:	38		450	0,55	0,75	247,5	185,625				264,17	185,63	322,87	466,57
Разом по ТП-12:	74		1019,5	0,53	0,81	535,24	430,87				4153,08	2845,43	5034,34	7275,05

Продовження табл. 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Силове навантаження	10	2-131,5	650	0,4	1	260	260		10	1,07	278,2	286	398,99	576,57
Освітлення											17,4	0	17,4	25,14
Разом по корпусу 24:	10		650	0,4	1	260	260				295,6	286	411,31	594,38
30. Цех №21 Розкрювальний цех														
Силове навантаження	20	5,5-20	145	0,55	0,8	79,75	63,8		15	1	79,75	63,8	102,13	147,59
Освітлення											10,8	0	10,8	15,61
Разом по корпусу 30:	20		145	0,55	0,8	79,75	63,8				90,6	63,8	110,8	160,1
Разом по ТП-16:	34		1265	0,55	0,87	695,75	602,98				1494,72	1278,62	1966,99	2842,47
ТП-17														
21. Цех №2														
Силове навантаження	15	1,1-100	680	0,45	0,88	306	269,28		14	1	306,0	269,3	407,6	589,0
Освітлення											48,51	0	48,51	70,1
Разом по ТП-17:	15		680	0,45	0,88	306	269,28				354,5	269,3	445,18	643,3
ТП-18														
22. Цех №7														
Силове навантаження	30	3,4-75	884	0,65	0,75	574,6	430,95		24	1	574,6	430,95	718,25	1037,93
Освітлення											62,93	0	62,93	90,94

Продовження табл. 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Разом по корпусу 22:	30		884	0,65	0,75	574,6	430,95				637,53	430,95	769,52	1112,02
20. Цех №9 механічний														
Силове навантаження	34	1,6-20	340	0,5	0,86	170	146,2		34	1	170	146,2	224,22	324,02
Освітлення											42,11	0	42,11	60,85
Разом по корпусу 20:	34		340	0,5	0,86	170	146,2				212,1	146,2	257,6	372,3
Разом по ТП-18:	64		1224	0,58	0,81	703,80	566,56				1711,27	1167,30	2071,48	2993,47
32. Насос КНС	14	5,5-40	420	0,7	0,85	294	249,9		14	1	294	249,9	385,86	557,6
33.Кран	1	1,5-28	106	0,1	1,73	10,6	18,34		1	8	84,8	20,17	87,17	125,96
Зовнішнє освітлення											123,57	0	123,57	178,57
Разом по навантаженню 0,4 В:	1018	1-160	30007,5	0,58	0,38	17404,85	11402,85				17228,95	13904,92	22140,08	31994,3

Таблиця 2.4

Розрахунок електричних навантажень на шинах 10 кВ РУ ГПП

Вихідні дані				Розрахункові величини			Розрахункова потужність			Ефективне число ЕП, nt	Коеф-т розрахункового навантаження Кр	Активна, кВт Рр	Реактивна, квар Qр	Повна, кВА Sp	Розрахунковий струм, А Ір	
За даними технологів			Довідникові		КвРн	КвQн	n(Рн)2	Рр	Qр							Sp
Найменування ЕП	Кіл-сть ЕП, шт., n	Номинальна (встановлена) потужність, кВт		Коеф-т вико ристання Кв												
		Одног о ЕП, Рн	Загальна пРн													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15		
Силове навантаження 10 кВ: 1. Компресорна	2	1250	2500	0,7	0,8	1750,00	2000			1	1750	2000	2657,54	153,61		
Разом по навантаженню 10 кВ:	2	1250	2500	0,7	0,8	1750,00	2000				1750	2000	2657,54	153,61		
Разом по підприємству:	1020	1-160	32507,5	0,58	0,61	20154,65	19829,58				18978,95	15904,92	24762,21	1431,3		

3. КАРТОГРАМА НАВАНТАЖЕННЯ ТА ВИЗНАЧЕННЯ УМОВНОГО ЦЕНТРУ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

3.1. Загальні відомості

Для визначення місцезнаходження ГПП та цехових ТП на генеральному плані підприємства будуємо картограму навантажень. Картограма навантажень є розміщені по генплану кола, площі яких у обраному масштабі рівні розрахунковим навантаженням цехів, корпусів. Для кожного цеху або корпусу будуємо своє коло, центр якого збігається з центром навантажень. При цьому навантаження вважаємо рівнорозподіленим за площею цеху і центри навантажень визначаємо приблизно. Це означає, що центри навантажень збігаються з геометричними центрами цехів (корпусів). Визначаємо радіуси кіл для кожного цеху. Площа кола в обраному масштабі дорівнює активному навантаженню цеху:

$$P_p = \pi r^2 m, \quad (3.1)$$

де P_p – розрахункове активне навантаження цеху, кВт;

r – радіус кола, мм;

m – масштаб, кВт/мм².

З цього виразу отримуємо формулу для визначення радіуса кола:

$$r = \sqrt{\frac{P_p}{\pi m}}. \quad (3.2)$$

Розрахункове активне навантаження обчислюємо по формулі:

$$P_p = P_{pc} + P_{po}, \quad (3.3)$$

де P_{pc} і P_{po} – розрахункові силові і освітлювальні навантаження із табл. 2.1 і 2.3, кВт.

Приймаємо масштаб $m = 10$ кВт/мм². Питому частку освітлювального навантаження показуємо у вигляді сектора кола. Кут цього сектора визначаємо за такою формулою:

$$\alpha = \frac{P_{po}}{P_p} \cdot 360^\circ. \quad (3.4)$$

Результати розрахунків зводимо в табл. 3.1.

Таблиця 3.1

Розрахунок величин для побудови картограми навантажень

Номер по плану	Найменування цеху	Розрахункове силове навантаження P_p	Розрахункове освітлювальне навантаження P_o	Радіус r , м	Кут сектора освітлювального навантаження
1	2	3	4	5	6
1	Цех №4 цементно-стружечних плит	1331,0	262,2	42,39	70,92
2	Цех №1 брусвого домобудівництва	528,5	107,5	16,83	73,23
3	Компресорна	195	7,0	6,21	12,92
4	Котельня	1350	18,82	42,99	5,02
5	Цех №10 полістірол	652,0	41,95	20,76	23,16
6	Цех №14 лісопильний	850,5	19,94	27,09	8,44
7	Цех №6 домобудівництво	1096	64,24	34,90	21,10
8	Цех №8 столярний	847	70,8	26,97	30,09
9	Цех №12 лінія по фарбуванню ЦСП	1589	79,66	50,61	18,05
10	Ширвжиток	198	15,73	6,31	28,60
11	Цех №3 лісопильний	315	39,33	10,03	44,95
12	Цех №5 виробництво віконних блоків	1446,7	786,6	46,07	195,74
13	Заводоуправління	79,2	17,64	2,52	80,18
14	Цех №13 Лінія МРП	99,428	26,22	3,17	94,94
15	Склад	31,5	18,71	1,00	213,83
16	Депо	265,5	2,08	8,46	2,82
17	Сортувальна площадка	465	18,53	14,81	14,35
18	Цех №16	262,35	16,67	8,36	22,87
19	Г. сушарка	348,74	12,43	11,11	12,83
20	Цех №9 механічний	85	42,11	5,41	178,35
21	Цех №2	306	48,51	9,75	57,07
22	Цех №7	574,6	62,93	18,30	39,43
23	Гаражі	50,4	5,33	1,61	38,07
24	Сушарка СП-5км	260	17,4	8,28	24,09
25	Склад цементу	178,08	1,88	5,67	3,80

Продовження табл. 3.1

1	2	3	4	5	6
26	Цех №22 малих серій	352	35,4	11,21	36,20
27	Склад готової продукції	98	11,29	3,12	41,47
28	Цех №18	266,2	26,9	8,48	36,38
29	Цех №17	199,65	35,9	6,36	64,73
30	Цех №21 Розкрювальний	79,75	10,8	2,54	48,75
31	Цех №15	17,49	5,4	0,56	111,15

3.2. Визначення центру електричних навантажень

На генплан підприємства наносимо осі координат. Координати умовного центру електричних навантажень визначаємо за формулами:

$$x_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} x_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}, \quad (3.5)$$

$$y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} y_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}, \quad (3.6)$$

де P_{pi} – сумарне розрахункове силове і освітлювальне навантаження цеху, кВт;

x_i, y_i – координати центру навантажень цеху, м.

Результати розрахунків заносимо в табл. 3.2.

Таблиця 3.2

Визначення умовного центру електричних навантажень

Номер по плану	Найменування цеху	Координати приймачів		Розрахункова потужність, кВт	Рр*х, кВт*м	Рр*у, кВт*м
		х, м	у, м			
1	2	3	4	5	6	7
1	Цех №4 цементно-стружечних плит	520	300	1331	692120	399300
2	Цех №1 брусвого домобудівництва	460	300	528,5	243110	158550
3	Компресорна	230	420	202	46460	84840

Продовження табл. 3.2

1	2	3	4	5	6	7
4	Котельня	110	425	1368	150480	581400
5	Цех №10 полістірол	820	60	652	534640	39120
6	Цех №14 лісопильний	875	160	850,5	744187,5	136080
7	Цех №6 домобудівництво	835	420	1096	915160	460320
8	Цех №8 столярний	720	295	847	609840	249865
9	Цех №12 лінія по фарбуванню ЦСП	370	435	1589	587930	691215
10	Ширвжиток	575	100	198	113850	19800
11	Цех №3 лісопильний	940	110	315	296100	34650
12	Цех №5 виробництво віконних блоків	290	215	1446,7	419543	311040,5
13	Заводоуправління	600	450	79,2	47520	35640
14	Цех №13 Лінія МРП	990	410	99,428	98433,72	40765,48
15	Склад	1070	155	31,5	33705	4882,5
16	Депо	910	450	265,5	241605	119475
17	Сортувальна площадка	870	280	465	404550	130200
18	Цех №16	820	140	262,35	215127	36729
19	Г. сушарка	750	150	348,74	261555	52311
20	Цех №9 механічний	660	190	85	56100	16150
21	Цех №2	660	335	306	201960	102510
22	Цех №7	615	335	574,6	353379	192491
23	Гаражи	640	65	50,4	32256	3276
24	Сушилка СП-5км	740	75	260	192400	19500
25	Склад цементу	340	505	178,08	60547,2	89930,4
26	Цех №22 малих серій	460	525	352	161920	184800
27	Склад готової продукції	130	260	98	12740	25480
28	Цех №18	970	270	266,2	258214	71874
29	Цех №17	970	335	199,65	193660,5	66882,75
30	Цех №21 Розкроювальний	720	150	79,75	57420	11962,5
31	Цех №15	770	315	17,49	13467,3	5509,35

4. ВИБІР ЧИСЛА ТА ПОТУЖНОСТІ ЦЕХОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

4.1. Основні положення

Правильне визначення числа та потужності цехових трансформаторів можливе лише шляхом техніко-економічного порівняння з урахуванням наступних факторів: категорії надійності електропостачання до 1 кВ; перевантажувальної здатності трансформаторів у нормальному та аварійному режимах; кроків стандартних потужностей; економічних режимів роботи трансформаторів, залежно від графіка навантажень.

Кількість цехових трансформаторів безпосередньо впливає на витрати на розподільні пристрої напругою 6-35 кВ та внутрішньозаводські та цехові електричні мережі. Так, при зменшенні числа трансформаторів зменшується кількість комірок РУ, сумарна довжина ліній та втрати електроенергії і напруги в мережах 6-35 кВ, але зростає вартість мереж напругою 0,4 кВ та втрати в них. Збільшення числа ТП, навпаки, знижує витрати на цехові мережі, але збільшує кількість комірок РУ 6-35 кВ та витрати на мережі напругою 6-35 кВ. При певній кількості трансформаторів з номінальною потужністю $S_{\text{ном.тр}}$ можна досягти мінімуму приведених витрат при забезпеченні заданого ступеня надійності електропостачання. Такий варіант буде оптимальним і слід розглядати як остаточний.

Однотрансформаторні підстанції рекомендується застосовувати за наявності в цеху приймачів електроенергії, що допускають перерву електропостачання на час доставки складського резерву, або при резервуванні, яке здійснюється по лініях нижчої напруги від сусідніх ТП, тобто вони допустимі для споживачів III та II категорій, а також за наявності в мережі 380-660 В невеликої кількості (до 20%) споживачів I категорії.

Двотрансформаторні підстанції рекомендується застосовувати: при перевазі споживачів I категорії та наявності споживачів особливої; для зосередженого цехового навантаження та окремих об'єктів загальнозаводського призначення (компресорні та насосні станції); для цехів з високою питомою густиною навантажень (понад 0,5-0,7 кВА/м²). Для підстанцій необхідний складський резерв, для швидкого відновлення

нормального живлення споживачів у разі виходу з ладу одного трансформатора на тривалий термін. Трансформатор, що залишився в роботі, повинен забезпечувати електропостачання всіх споживачів I категорії на час заміни пошкодженого. В даний час цехові ТП виконуються комплектними і у всіх випадках, коли цьому не перешкоджають умови довкілля та обслуговування, встановлюються відкрито.

4.2. Вибір цехових трансформаторів

Орієнтовний вибір числа та потужності цехових трансформаторів проводиться за питомою густиною навантаження

$$G_n = S_p / F, \quad (4.1)$$

де S_p – розрахункове навантаження цеху, кВА;

F – площа цеху, м².

Залежно від вихідних даних розрізняють два методи вибору номінальної потужності трансформаторів:

- за заданим добовим графіком навантаження цеху за характерну добу року для нормальних та аварійних режимів;

- за розрахунковою потужністю тих самих режимів. У другому випадку вибір потужності трансформаторів проводиться виходячи із завантаження у нормальному режимі та з урахуванням мінімально необхідного резервування у післяаварійному режимі. Число трансформаторів:

$$N_{\text{цех}} = S_p / S_{\text{ном.тр}} \cdot K_3, \quad (4.2)$$

де S_p – розрахункове навантаження цеху,

$S_{\text{ном.тр}}$ – номінальна потужність трансформатора,

K_3 – коефіцієнт завантаження трансформатора.

Коефіцієнт завантаження K_3 вибирається в залежності від категорії надійності електропостачання цеху: I категорія – $K_3 = 0,5 - 0,65$; II категорія – $K_3 = 0,7 - 0,8$; III категорія $K_3 = 0,9 - 0,95$.

Для зручності експлуатації систем електропостачання слід прагнути вибрати не більше 2-3 стандартних потужностей основних трансформаторів.

Це веде до скорочення складського резерву та полегшує заміну пошкоджених трансформаторів. Невеликі навантаження доцільно живити від сусідніх підстанцій. Для цього потрібна така умова:

$$L=15000/S_p,$$

де L – відстань від центру навантажень цеху до сусідньої підстанції;

S_p – розрахункова потужність цеху.

Отримані результати розрахунку наведемо у табл. 4.1.

Таблиця 4.1

Вибір цехових трансформаторів

№ п/п	Найменування цеху	Розрахункова потужність S, кВА	Площа, F, м2	Питома густина навантаження G _ц , кВА/м2	Категорія	Коефіцієнт запасу, Kз	Число і потужність тр-рів	Позначення на плані
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Цех №4 цементно-стружечних плит	2025,7	20000	0,10	II	0,75	2*1600	ТП-1
2	Цех №1 брусвого домобудування	986,9	8200	0,12	II	0,75	2*630	ТП-2
3	Компресорна	235,4	1200	0,20	I	0,65		ПР-14 от ТП-5
4	Котельня	1702,59	3200	0,53	I	0,65	2*1600	ТП-5
5	Цех №10 полістірол	961,17	3200	0,30	II	0,75	2*630	ТП-6
6	Цех №14 лесопильний	1147,97	1700	0,68	II	0,75	2*1000	ТП-7
7	Цех №6 домобудування	2030,13	4900	0,41	II	0,75	2*1600	ТП-8
8	Цех №8 столярний	1116,2	5400	0,21	II	0,75	2*1000	ТП-9
9	Цех №12 лінія по фарбуванню ЦСП	2050,54	4300	0,48	II	0,75	2*1600	ТП-10
10	Ширвжиток	619,14	1200	0,52	III	0,9	1*1000	ТП-11
11	Цех №3 лісопильний	406,2	3000	0,14	II	0,75	2*630	ТП-12

Продовження табл. 4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	Цех №5 виробництво віконних блоків	2776,26	60000	0,05	II	0,75	2*2*1000	ТП-13, ТП-14
13	Заводоуправління	108,58	2000	0,05	III	0,9		ПР-1 от ТП-3
14	Цех №13 Лінія МРП	156,66	2000	0,08	III	0,9		ПР-2 от ТП-4
15	Склад	63,04	6300	0,01	III	0,9		ПР3 от ТП-7
16	Депо	351,76	700	0,50	III	0,9		ПР4 от ТП-8
17	Сортувальна площадка	627,47	2000	0,31	III	0,9	1*1000	ТП-15
18	Цех №16	322,87	1800	0,18	II	0,75		ПР5 от ТП-12
19	Г. сушарка	462,9	1500	0,31	II	0,75	2*630	ТП-16
20	Цех №9 механічний	257,6	4500	0,06	II	0,75		ПР-6 от ТП-18
21	Цех №2	445,18	3700	0,12	II	0,75	2*400	ТП-17
22	Цех №7	769,52	3600	0,21	II	0,75	2*1000	ТП-18
23	Гаражі	75,82	3000	0,03	III	0,9		ПР-7 от ТП-11
24	Сушарка СП-5км	411,31	4000	0,10	II	0,75		ПР-8 от ТП-16
25	Склад цементу	236,6	600	0,39	III	0,9		ПР-9 от ТП-3
26	Цех №22 малих серій	491,6	2700	0,18	II	0,75	2*630	ТП-3
27	Склад готової продукції	139,2	3600	0,04	III	0,9		ПР-10 от ТП-5
28	Цех №18	351,7	3000	0,12	II	0,75		ПР-11 от ТП-7
29	Цех №17	277	4000	0,07	II	0,75	2*400	ТП-4
30	Цех №21 Розкרוувальний	110,8	1200	0,09	II	0,75		ПР-12 от ТП-16
31	Цех №15	32,5	600	0,05	III	0,9		ПР-13 от ТП-9

5. ПОБУДОВА ГРАФІКІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІДПРИЄМСТВА

Добові графіки активного та реактивного навантажень для літньої та зимової доби будують на підставі даних, наведених у табл. 5.1. Графічне зображення цих даних наведено на рис. 5.1 та 5.2. На підставі розрахункових навантажень P_p і Q_p , а також графіків навантажень для літньої та зимової доби будують річні графіки активного та реактивного навантажень за тривалістю. Усі розрахунки щодо визначення навантажень для річного графіка наводимо у табл. 5.2. Приймаємо 153 літніх днів та 212 зимових днів. Для побудови річних графіків активного та реактивного навантажень, рівні навантаження літньої та зимової доби множимо на свою тривалість та кількість днів на рік.

Таблиця 5.1

Дані для побудови добових графіків навантажень

Години доби	Зимня доба			Літня доба		
	P, кВт	Q, квар	Sp, кВА	P, кВт	Q, квар	Sp, кВА
1	2	3	4	5	6	7
0-1	7007,61	4677,92	8425,53	5697,25	3803,19	6850,02
1-2	6861,62	4911,81	8438,47	5578,55	3993,34	6860,54
2-3	6715,63	4677,92	8184,29	5459,86	3803,19	6653,89
3-4	5839,68	4444,02	7338,33	4747,70	3613,03	5966,13
4-5	6715,63	4677,92	8184,29	5459,86	3803,19	6653,89
5-6	7007,61	4677,92	8425,53	5697,25	3803,19	6850,02
6-7	7299,60	5145,71	8930,98	5934,63	4183,50	7260,96
7-8	11095,39	9355,84	14513,42	9020,64	7606,37	11799,53
8-9	16643,08	14969,34	22384,66	10025,95	9017,67	13484,74
9-10	18978,95	15904,92	24762,21	11433,10	9581,28	14916,99
10-11	17643,08	14969,34	23137,83	10628,36	9017,67	13938,45
11-12	14015,22	12630,38	18866,72	8442,91	7608,66	11365,49
12-13	9635,47	8870,05	13096,57	5804,50	5343,40	7889,50

Продовження табл. 5.1

1	2	3	4	5	6	7
13-14	16351,10	16372,71	23139,23	9850,06	9863,08	13939,30
14-15	15475,14	13098,17	20274,17	9322,38	7890,46	12213,36
15-16	14307,21	11694,79	18478,76	8618,80	7045,06	11131,78
16-17	13723,24	13098,17	18970,75	8267,01	7890,46	11428,16
17-18	14891,18	12162,59	19226,95	8970,59	7326,86	11582,50
18-19	14307,21	11227,00	18186,31	8618,80	6763,25	10955,61
19-20	13139,27	10291,42	16689,93	7915,22	6199,65	10054,18
20-21	13723,24	9355,84	16609,00	8267,01	5636,05	10005,42
21-22	14599,19	11694,79	18705,74	8794,69	7045,06	11268,52
22-23	10803,40	6549,08	12633,45	6354,94	3852,40	7431,44
23-24	7007,61	5145,71	8693,96	4122,12	3026,89	5114,09

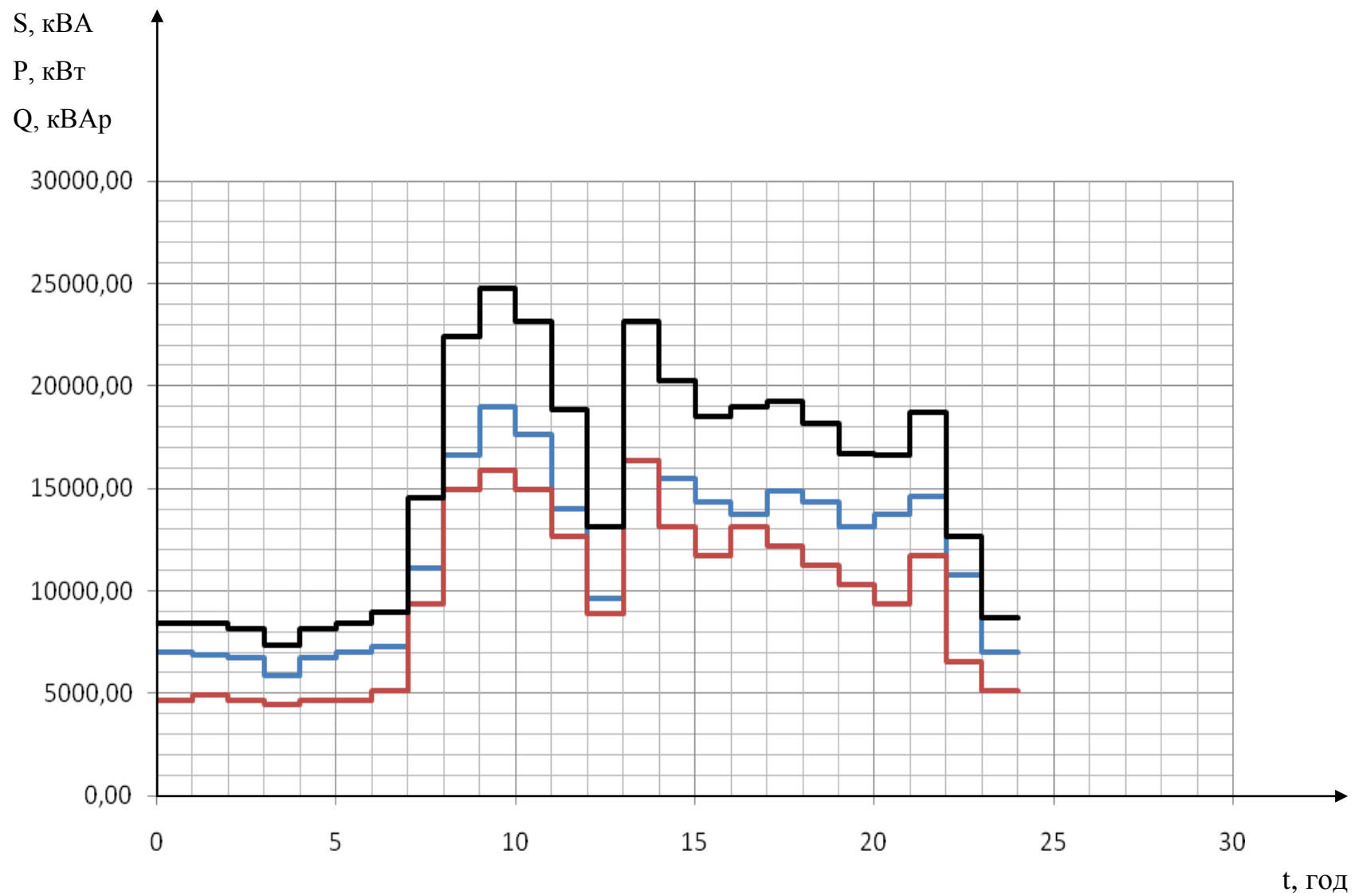


Рис. 5.1. Добові графіки навантаження для зимніх днів

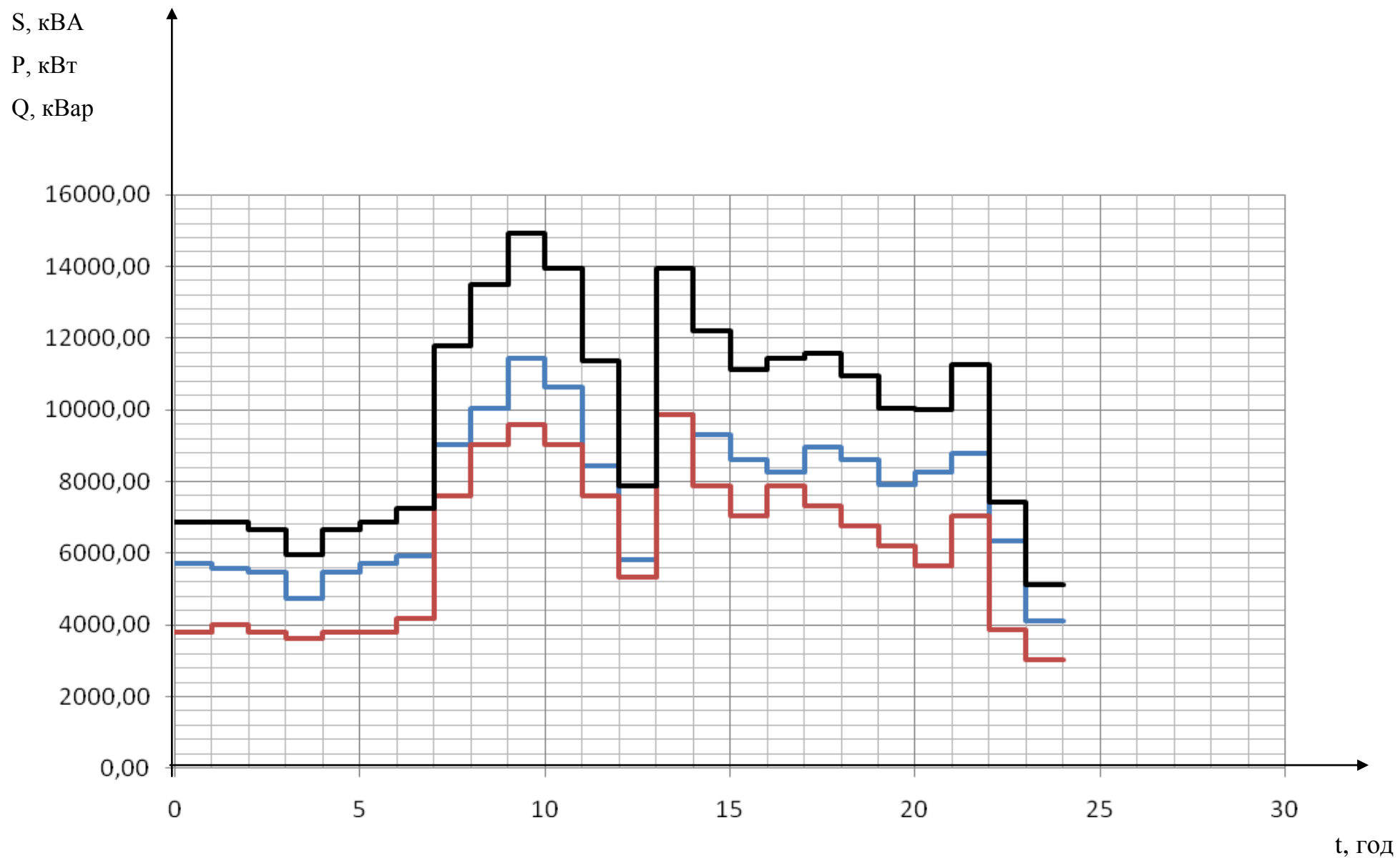


Рис. 5.2. Добові графіки навантаження для літніх днів

Таблиця 5.2

Дані для побудови річних графіків навантажень активної, реактивної та повної потужності

Активна потужність		Реактивна потужність		Повна потужність	
P, кВт	Тривалість в рік, год	Q, квар	Тривалість в рік, год	S, кВА	Тривалість в рік, год
1	2	3	4	5	6
4122	153	3027	153	5114	153
4747,7	153	3613	153	5966	153
5460	306	3803	612	6654	153
5579	153	3852	153	6850	306
5697	306	3993	153	6860	153
5805	153	4184	153	6653	153
5840	212	4444	212	7261	153
5935	153	4678	848	7338	212
6355	153	4911	212	7432	153
6716	424	5146	424	7890	153
6862	212	5343	153	8184	424
7007	636	5636	153	8426	424
7300	212	6200	153	8438	212
7915	153	6549	212	8693	212
8267	306	6763	153	8931	212
8443	153	7045	306	10005	153
8619	306	7323	153	10054	153
8795	153	7606	153	10956	153
8971	153	7609	153	11132	153
9021	153	7890	306	11269	153
9323	153	8870	212	11366	153
9636	212	9018	306	11428	153
9850	153	9356	424	11583	153
10026	153	9581	153	11800	153
10628	153	9863	153	12214	153
10803	212	10291	212	12634	212
11095	212	11227	212	13097	212
11433	153	11694	424	13485	153
13139	212	12163	212	13939	306
13723	424	12630	212	14513	212
14015	212	13098	424	14917	153
14307	424	14969	424	16609	212
14599	212	15904	212	16700	212
14891	212	16372	212	18186	212
15475	212			18479	212
16351	212			18706	212
16643	212			18866	212
17643	212			18971	212
18979	212			19227	212
				20274	212
				22385	212
				23138	212
				23139	212
				24762	212

На підставі виконаних розрахунків побудовано графік навантажень, представлений на рис. 5.3. Використовуючи річні графіки за тривалістю, визначаємо кількість годин використання максимуму навантажень:

$$T_{\max} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i t_i}{P_{\max}} \quad (5.1)$$

$$T_{\max} = \frac{(5,84 + 6,86 + 7,3 + 9,64 + 10,8 + 11,1 + 13,14 + 14,02 + 14,6 + 14,9 + 15,48 + 16,35 + 16,64 + 17,64 + 18,98) \cdot 212 + (67,16 + 13,72 + 14,31) \cdot 424 + (4,12 + 4,75 + 5,58 + 5,81 + 5,94 + 6,36 + 7,92 + 8,44 + 8,8 + 8,98 + 9,02 + 9,32 + 9,85 + 10,03 + 10,63) \cdot 153 + 7,01 \cdot 636 + (5,46 + 5,7 + 8,27 + 8,62) \cdot 306}{8,44} = 4591,97 \text{ год}$$

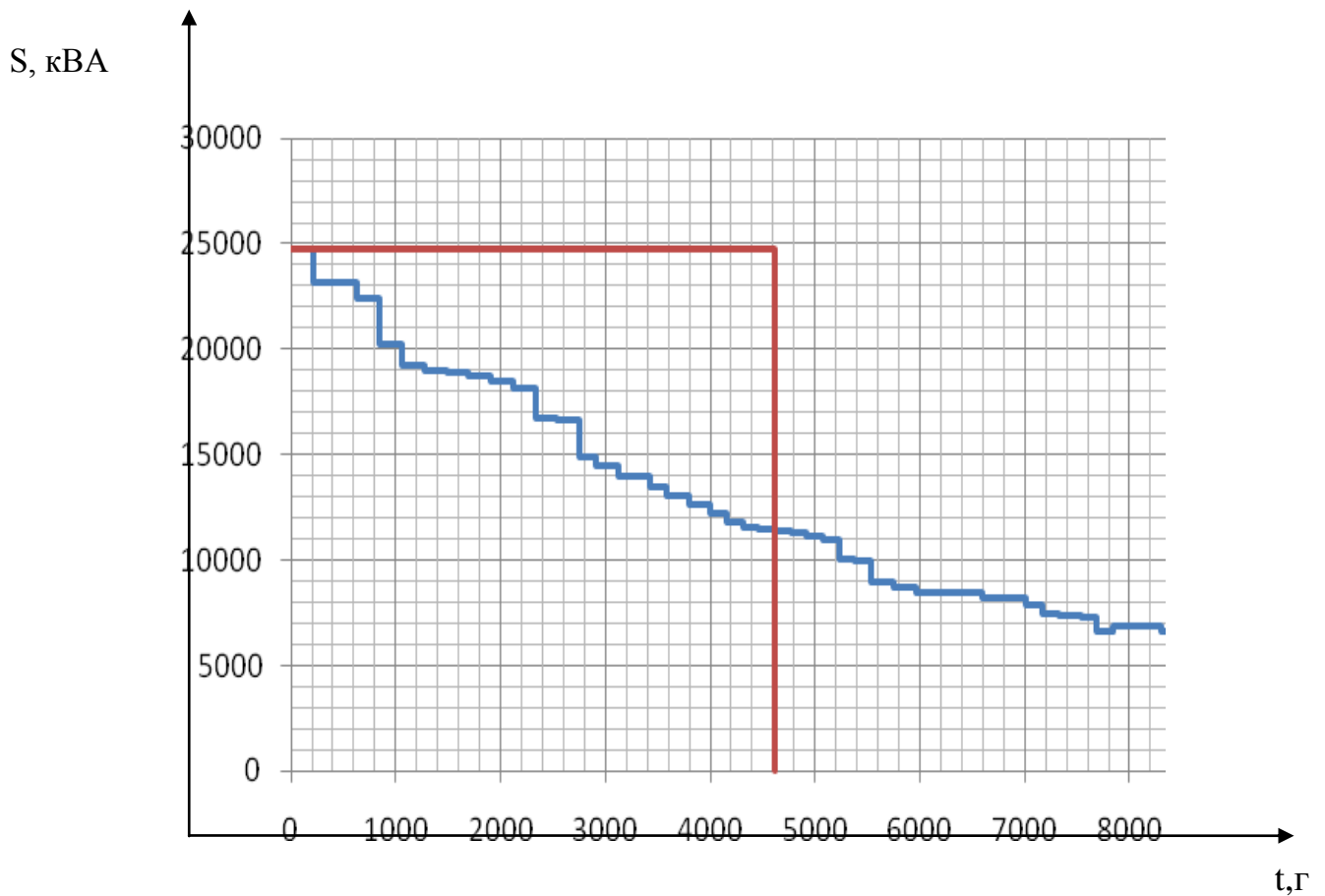


Рис. 5.3. Річні графіки навантажень

Річна кількість годин використання максимуму навантаження, визначається з виразу:

$$T_{.m} = W_2 / S_{p.\max}, \quad (5.2)$$

де $S_{p.\max}$ – розрахункове максимальне навантаження, МВА, табл. 5.2;

W_2 – електроенергія, що споживається за рік, МВА·год, табл. 5.2.

$$T_{.m} = 113706273 / 24,762 = 4591,97 \text{ годин.}$$

Річна витрата активної електроенергії W_{a2} може бути визначена за формулою:

$$W_{a2} = P_{p.\max} \cdot T_{.m}, \quad (5.3)$$

де $P_{p.\max}$ – розрахункове максимальне навантаження, МВт, табл. 5.1.

$$W_{a2} = 18,98 \cdot 4591,97 = 87155,6 \text{ МВт·год.}$$

6. ВИБІР ЧИСЛА ТА ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ ГОЛОВНОЇ ПОНИЖУВАЛЬНОЇ ПІДСТАНЦІ

6.1. Основні положення

Дуже часто ГПП виконують двотрансформаторними. Однотрансформаторні ГПП допустимі лише за наявності централізованого резерву трансформаторів та при поетапному будівництві ГПП. Встановлення більше двох трансформаторів можливе у виняткових випадках: коли потрібно виділити різко змінні навантаження і живити їх від окремого трансформатора, при реконструкції ГПП, якщо установка третього трансформатора економічно доцільна.

Вибір числа і потужності трансформаторів для головних понижувальних і цехових трансформаторних підстанцій промислових підприємств має бути технічно і економічно обгрунтованим, оскільки він істотно впливає на раціональну побудову схем промислового електропостачання.

Критеріями при виборі трансформаторів є надійність електропостачання, витрата кольорового металу та споживана трансформаторна потужність.

Вибір трансформаторів ГПП проводимо на підставі розрахункового навантаження підприємства в нормальному режимі роботи. У післяаварійному режимі (при відключенні одного трансформатора) для надійного електропостачання споживачів передбачається їх живлення від трансформатора, що залишився в роботі. При цьому частина невідповідальних споживачів може бути вимкнена.

6.2. Вибір трансформаторів головної понижувальної підстанції

Дане підприємство має переважно споживачів II категорії, у разі аварії на одному з трансформаторів ГПП, той що залишився в роботі має забезпечити з урахуванням навантаження нормальне завантаження підприємства.

Вибір числа та потужності силових трансформаторів може бути визначений за перевантажувальною здатністю і повинен бути технічно та економічно обґрунтованим, оскільки він істотно впливає на раціональну побудову схем промислового електропостачання.

Визначення орієнтовної потужності головного трансформатора на ГПП:

$$S_m = \frac{S_{p.\max}}{2 \cdot K_{зпр}}, \quad (6.1)$$

де $K_{зпр}$ – коефіцієнт завантаження трансформатора в нормальному режимі.

Коефіцієнт завантаження приймається рівним 0,6-0,7 [1].

$$S_m = \frac{24,762}{2 \cdot 0,7} = 17,7 \text{ МВА.}$$

Економічно доцільний інтервал для техніко-економічних розрахунків лежить між стандартними потужностями 16 МВА та 25 МВА.

Приймаємо потужність трансформатора $S_{тр.гпп} = 16000$ кВА. Тип трансформатора ТДНС-16000/35.

Визначаємо перевантажувальні здатності вибраного трансформатора. Для цього графік зимового максимуму перетворюють на двоступінчатий еквівалентний прямокутний.

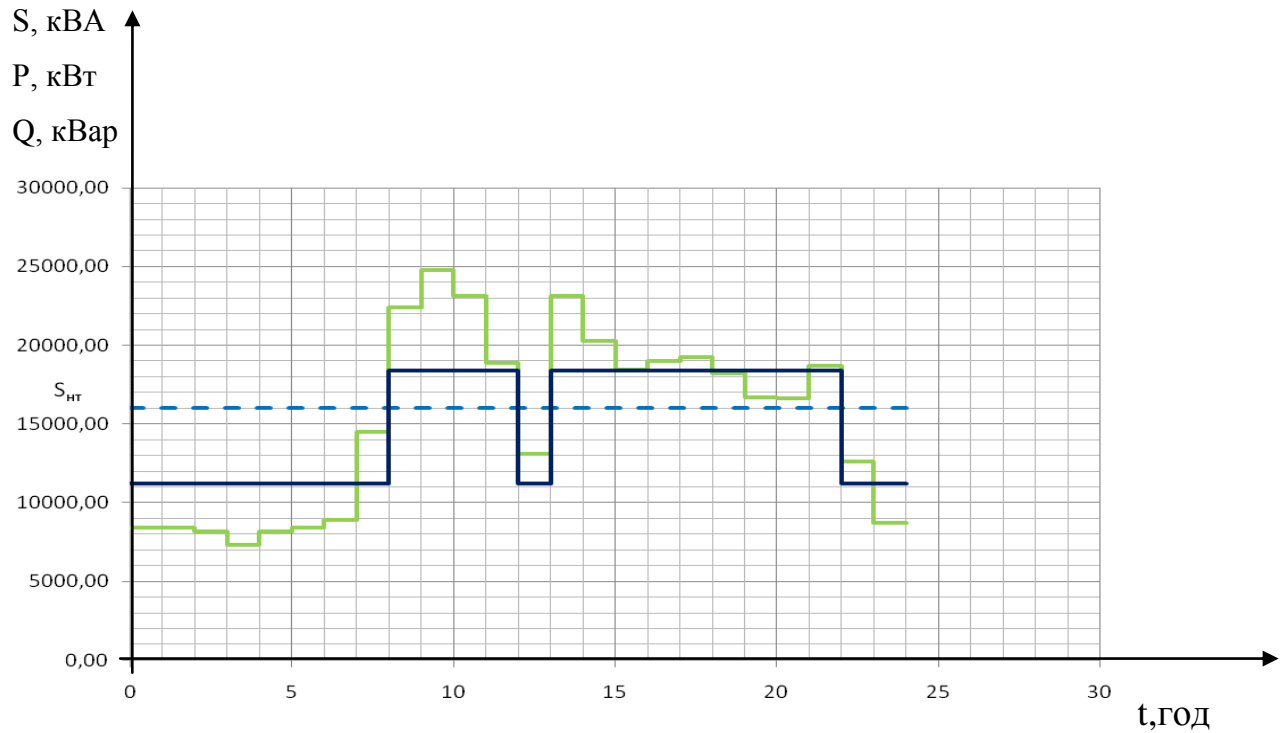


Рис. 6.1. Перетворення вихідного графіка навантаження в еквівалентний прямокутний двоступінчатий

Перетворення виконаємо в наступній послідовності:

- на вихідному графіку проведемо лінію номінального навантаження (номінальна потужність вибраного трансформатора);
- перетин лінії номінального навантаження з вихідним графіком дозволяє виділити ділянку найбільшого перевантаження; його тривалість позначимо через h' ;
- для частини вихідного графіка, що залишилася, в кожному інтервалі Δt_i визначимо значення S_1, S_2, \dots, S_m ;
- розрахуємо початкове навантаження K_1 еквівалентного графіка за формулою:

$$K_1 = \frac{1}{S_{ном}} \cdot \sqrt{\frac{\sum S_i^2 \cdot \Delta t_i}{\sum \Delta t_i}}, \quad (6.2)$$

$$K_1 = \frac{1}{16} \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot 8,43^2 + 8,44^2 + 8,18^2 \cdot 2 + 7,34^2 + 8,93^2 + 14,51^2 + 13,1^2 + 8,7^2 + 9,5^2 + 9,9^2 + 9,8^2 + 8,1^2 + 6,4^2}{10}}$$

$$K_1 = 0,6.$$

– для ділянки перевантаження на кожному інтервалі Δh_i визначимо значення S'_1, S'_2, \dots, S'_p ;

– K'_2 еквівалентного графіка попередньо обчислюємо за формулою:

$$K'_2 = \frac{1}{S_{ном}} \cdot \sqrt{\frac{\sum S_i'^2 \cdot \Delta h_i}{\sum \Delta h_i}}, \quad (6.3)$$

$$K'_2 = \frac{1}{16} \cdot \sqrt{\frac{22,34^2 + 24,76^2 + 23,14^2 + 18,87^2 + 20,27^2 + 18,48^2 + 18,97^2 + 19,23^2 + 18,19^2 + 16,69^2 + 16,61^2 + 18,71^2}{13}}$$

$$K'_2 = 1,26.$$

– визначаємо K_{max} із вихідного графіка навантаження:

$$K_{max} = S_{p,max} / S_{тр,н} = 24,76/16 = 1,55, \quad (6.4)$$

– порівняємо отримане значення K'_2 з K_{max} :

Оскільки, $K'_2 < 0,9 \cdot K_{max} = 1,39$, то приймаємо $K_2 = 0,9 \cdot K_{max} = 1,39$.

Скоректуємо за формулою тривальсть перевантаження

$$h = \frac{(K'_2)^2 \cdot h'}{(0,9 \cdot K_{max})^2} = \frac{1,26^2 \cdot 13}{(0,9 \cdot 1,55)^2} = 10,6 \text{ годин}, \quad (6.5)$$

Визначимо коефіцієнт допустимого навантаження, за нормативно-технічними документами. Із добових графіків навантажень підприємства видно, що трансформатор перевантажуватиметься лише у зимову пору року. Середня температура навколишнього повітря для в зимовий період, згідно з графіками еквівалентних температур, дорівнює (-12,5 °С). Виходячи з цього значення, з урахуванням, що початкове навантаження $K_1 = 0,6$ і тривалість навантаження $h = 11$ годин, за таблицями допустимих систематичних добових навантажень, визначаємо коефіцієнт $K_{доп} = 1,49$. Оскільки, $K_{доп} > K_2$, трансформатор може систематично перевантажуватися за даним графіком навантаження.

Перевіряємо можливість забезпечення електропостачання одним трансформатором всього навантаження, у разі виходу з ладу іншого трансформатора:

$$S_{тр.н} \cdot K_{дон} = 16000 \cdot 1,49 = 23840 \text{ кВА};$$

$$S_{р.мах} = 17700 \text{ кВА};$$

$$S_{тр.н} \cdot K_{дон} > S_{р.мах}.$$

Трансформатор потужністю 16000 кВА забезпечує все навантаження ГПП. До встановлення на ГПП приймається трансформатор типу ТДНС – 16000/35.

7. ВИБІР СХЕМИ ВНУТРІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Електропостачання підприємства здійснюватимемо від власної ГПП. Враховуючи категорію надійності електропостачання як окремих виробничих ліній, так і цехів і підприємства в цілому, живлення від енергосистеми районної ПС 110 кВ для ГПП подаємо на напрузі 35 кВ по двох незалежних ЛЕП. З метою підвищення надійності електропостачання підприємства, схему РУ-35 кВ вибираємо із резервною перемичкою на вимикачах.

Безпосередньо від ГПП отримують живлення РП-1, РП-2 і РП-3 кабельними лініями 10 кВ, прокладеним у землі, які становлять 1,5 і 1,35 км. Споживачі РП-1, РП-2 та РП-3 мають 1, 2 та 3 категорії надійності з електропостачання. Трансформаторні підстанції (ТП) підприємства заживлені від ГПП. Вся розподільна мережа 10 кВ будується на кабельних лініях, що прокладаються в землі. Довжини ліній становлять від 50 до 1500 м. ТП цехів спроектовані комплектними в одно і двох трансформаторному виконанні потужністю 400/1000/630 кВА, 630/1000/630 кВА, 1000/1000/630 кВА та 100/10 0,4 УЗ, відповідно до результатів розрахунків за пунктом 2 магістерської роботи.

Вибираємо радіально-магістральну схему електропостачання підприємства. Така схема є надійною та зручною в автоматизації. Радіальну схему застосовують для живлення зосереджених навантажень великої потужності при нерівномірному розміщенні споживачів електроенергії.

8. КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

8.1. Вибір потужності конденсаторних батарей в мережі напругою до 1 кВ

Найбільшу реактивну потужність, яку доцільно передати через трансформатори до мережі напругою до 1 кВ, визначаємо за формулою [1]:

$$Q_{\max. \text{ T}} = \sqrt{(NK_3 S_{\text{НОМ.Т}})^2 - P_p^2}, \quad (8.1)$$

Сумарна потужність конденсаторних батарей на напругу до 1 кВ становитиме:

$$Q_{\text{НК1}} = Q_p - Q_{\max. \text{ T}}, \quad (8.2)$$

де P_p і Q_p – активна і реактивна сумарні розрахункові потужності із табл. 6.1, кВт і квар.

Якщо в розрахунках виявиться, що $Q_{\text{НК1}} < 0$, то приймаємо $Q_{\text{НК1}} = 0$. Додаткова потужність $Q_{\text{НК2}}$ конденсаторних батарей низької напруги (НБК) для зниження втрат потужності у трансформаторах визначається за формулою [1]:

$$Q_{\text{НК2}} = Q_p - Q_{\text{НК1}} - \gamma NS_{\text{НОМ.Т}}, \quad (8.3)$$

де γ – розрахунковий коефіцієнт, що залежить від розрахункових параметрів K_{p1} і K_{p2} та від схеми живлення цехової підстанції.

Значення K_{p1} залежать від питомих приведених затрат на НБК і ВБК та втрат активної потужності. Значення $K_{p1} = 15$ приймаємо за таблицями довідникових матеріалів.

Значення K_{p2} визначаємо за формулою:

$$K_{p2} = \frac{l S_{\text{НОМ.Т}}}{S}, \quad (8.4)$$

де S – переріз живильної лінії, мм²;

l – довжина лінії (при магістральній схемі з двома трансформаторами – довжина ділянки до першого трансформатора), км.

По таблиці [1] для відповідної ТП по $S_{\text{НОМ.Т}}$ і l приймаємо K_{p2} .

За прийнятим значенням $K_{p1} = 15$ і K_{p2} використовуючи рисунки [1] визначаємо γ .

Якщо з розрахунку виявиться що $Q_{\text{НК2}} < 0$, то приймаємо $Q_{\text{НК2}} = 0$. Сумарну потужність конденсаторних батарей визначаємо за такою формулою:

$$Q_{\text{HK}} = Q_{\text{HK1}} + Q_{\text{HK2}}. \quad (8.5)$$

За цією потужністю вибираємо комплектні конденсаторні установки. І результати виконаних розрахунків зводимо в табл. 8.1

8.2. Вибір потужності конденсаторних батарей в мережі напругою 10 кВ

Необхідну підприємству потужність компенсуючих пристроїв визначаємо за такою формулою:

$$Q_k = P_{\text{ср.з}} \cdot (\text{tg}\varphi_1 - \text{tg}\varphi_2), \quad (8.6)$$

де $P_{\text{ср.з}}$ – середньорічна активна потужність, що споживається електроустановкою;

$\text{tg}\varphi_1$ – тангенс кута зсуву фаз до компенсації;

$\text{tg}\varphi_2$ – тангенс кута зсуву фаз, що рекомендується, $\text{tg}\varphi_2 = 0,43$.

$$P_{\text{ср.з}} = \frac{W_{\text{аз}}}{T_z}, \quad (8.7)$$

де $W_{\text{аз}}$ – річна витрата активної енергії, кВт·год;

T_z – число годин робочого часу в рік, $T_z = 8760$ год.

$$P_{\text{ср.з}} = \frac{87155600}{8760} = 9949,3 \text{ кВт},$$

$$Q_k = 9949,3 \cdot (0,61 - 0,43) = 1790,9 \text{ квар.}$$

Врахуємо втрати реактивної потужності в цехових трансформаторах:

$$P_{\text{ср.з}} = \frac{W_{\text{аз}}}{T_z}, \quad (8.8)$$

де ΔQ – втрати реактивної потужності в цехових трансформаторах

$$\text{Орієнтовно, } \Delta Q = 0,1 \cdot \sum S_{\text{ном.т}}.$$

$$Q_{\text{ку}} = 1790,9 + 1600 = 3390,9 \text{ квар.}$$

$$Q_{\text{вн}} = Q_{\text{ку}} = 3390,9 \text{ квар.}$$

На підставі розрахунків, на стороні високої напруги встановлюємо конденсаторні установки (КУ) типу: КУ – 10 – П 10 шт. по 500квар.

Дані на батареї:

$$Q = 500\text{квар}; 1 - \text{ступінь}; \text{питомі втрати } (\Delta P_{\text{к.б}}) = 0,003\text{кВт/квар.}$$

Таблиця 8.1. Компенсація реактивної потужності в мережі напруго до 1 кВ

Підстанція	P_p , кВт	Q_p , квар	$S_{нт}$, кВА	K_3	N	$Q_{max,г}$, квар	$Q_{нк1}$, квар	γ	$Q_{нк2}$, квар	$Q_{нк}$, квар	Тип ККУ	Кількість ККУ	Фактична потужність батарей, $Q_{нк,ф}$, квар
ТП 1	1593,2	1251	1600	0,75	2	1794,91	0	0,58	0	0	-	-	-
ТП 2	636	703	940	0,75	2	698,95	4,05	0,59	0	4,05	КУ1 – 0,38 – 20 – 2У1	1	20
ТП 3	1076	1230	1600	0,65	2	1780,06	0	0,58	0	0	-	-	-
ТП 4	524	770	1000	0,65	2	1189,72	0	0,58	0	0	-	-	-
ТП 5	1368,8	1013	1600	0,75	2	1971,39	0	0,6	0	0	-	-	-
ТП 6	694	665	1000	0,75	2	1329,80	0	0,57	0	0	-	-	-
ТП 7	870	749	1000	0,75	2	1221,92	0	0,59	0	0	-	-	-
ТП 8	1160,24	1666	1600	0,75	2	2100,91	0	0,7	0	0	-	-	-
ТП 9	917,8	636	1000	0,75	2	1186,44	0	0,61	0	0	-	-	-
ТП 10	1668,7	1192	1600	0,75	2	1724,95	0	0,58	0	0	-	-	-
ТП 11	530,5	319	1000	0,9	1	727,03	0	0,33	0	0	-	-	-
ТП 12	324	245	630	0,75	2	887,72	0	0,6	0	0	-	-	-
ТП 13	558,33	412,31	1000	0,75	2	1392,22	0	0,59	0	0	-	-	-
ТП 14	558,33	412,31	1000	0,75	2	1392,22	0	0,59	0	0	-	-	-
ТП 15	483,5	399	1000	0,9	1	759,10	0	0,54	0	0	-	-	-
ТП 16	361,2	290	630	0,75	2	873,25	0	0,65	0	0	-	-	-
ТП 17	354,5	269	400	0,75	2	484,08	0	0,61	0	0	-	-	-
ТП 18	637,53	431	1000	0,75	2	1236,18	0	0,59	0	0	-	-	-
ТП 19	387,4	303	630	0,75	2	811,5	0	0,57	0	0	-	-	-
ТП 20	235,6	146	400	0,75	2	473,27	0	0,6	0	0	-	-	-

КУ встановлюються на РП і ГПП на стороні 10 кВ.

Втрати активної потужності на генерацію реактивної в БСК складають:

$$\Delta P_{\text{бск.в.н}} = 0,003 \cdot 5000 = 15 \text{ кВт.}$$

9. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

Розрахунок ведемо згідно з загальноприйнятим у вітчизняній практиці наближеним методом розрахунку струмів і напруг при коротких замиканнях, в якому прийняті такі основні припущення [7, 8]:

– приймаємо, що протягом усього процесу короткого замикання ЕРС всіх генераторів системи збігаються по фазі;

– не враховується насичення магнітних систем, тобто індуктивні опори всіх елементів короткозамкнутого ланцюга є постійними і не залежать від струму;

– нехтують намагнічуючими струмами силових трансформаторів;

– не враховують ємності всіх елементів короткозамкнутого ланцюга;

– вважається, що трифазна система є симетричною.

Після складання схеми заміщення приймаємо за базисну потужність $S_{\text{б}} = 100$ МВА, за базисну напругу $U_{\text{б1}} = 36,75$ кВ, $U_{\text{б2}} = 10,5$ кВ (основна ступінь). Базовий струм становить:

$$I_{\text{б1}} = S_{\text{б}} / \sqrt{3} \cdot U_{\text{б1}} = 100 / (1,73 \cdot 36,75) = 1,57 \text{ кА}, \quad (9.1)$$

$$I_{\text{б2}} = 100 / (1,73 \cdot 10,5) = 5,52 \text{ кА}.$$

Визначимо опір елементів схеми заміщення у базисних (відносних) одиницях. Опір кабельних ліній за такими формулами:

$$X_{\text{к}^*} = X_{\text{пит}} \cdot I_{\text{к}} \cdot S_{\text{б}} / U_{\text{б2}}^2, \quad (9.2)$$

$$r_{\text{к}^*} = r_{\text{уд}} \cdot I_{\text{к}} \cdot S_{\text{б}} / U_{\text{б2}}^2, \quad (9.3)$$

Опір трансформаторів ГПП:

$$r_1^* = r_2^* = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{S_{\text{н.м}}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{н.м}}} = \frac{85 \cdot 10^{-3}}{16} \cdot \frac{100}{16} = 0,033 \text{ Ом}, \quad (9.4)$$

$$x_1^* = x_2^* = \frac{U_{\text{к}} \%}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{н.м}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{16} = 0,66 \text{ Ом}. \quad (9.5)$$

Періодична складова струму КЗ розраховується за такою формулою:

$$I_{Kn} = \frac{I_B}{Z_{\Sigma^*}}; \quad (9.6)$$

де Z_{Σ^*} – повний опір КЗ у відносних одиницях:

$$Z_{\Sigma^*} = \sqrt{X_{\Sigma^*}^2 + R_{\Sigma^*}^2}. \quad (9.7)$$

Постійна часу струму короткого замикання:

$$T_a = \frac{X_{\Sigma}}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot R_{\Sigma}}, \quad (9.8)$$

де f – частота напруги в мережі ($f=50$ Гц), $\pi=3,14$.

Ударний струм КЗ визначається по формулі:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{Kn} \cdot K_{y\delta}; \quad (9.9)$$

де $K_{y\delta}$ – ударний коефіцієнт, що залежить від постійної часту T_a .

Результати заносимо у табл. 9.1.

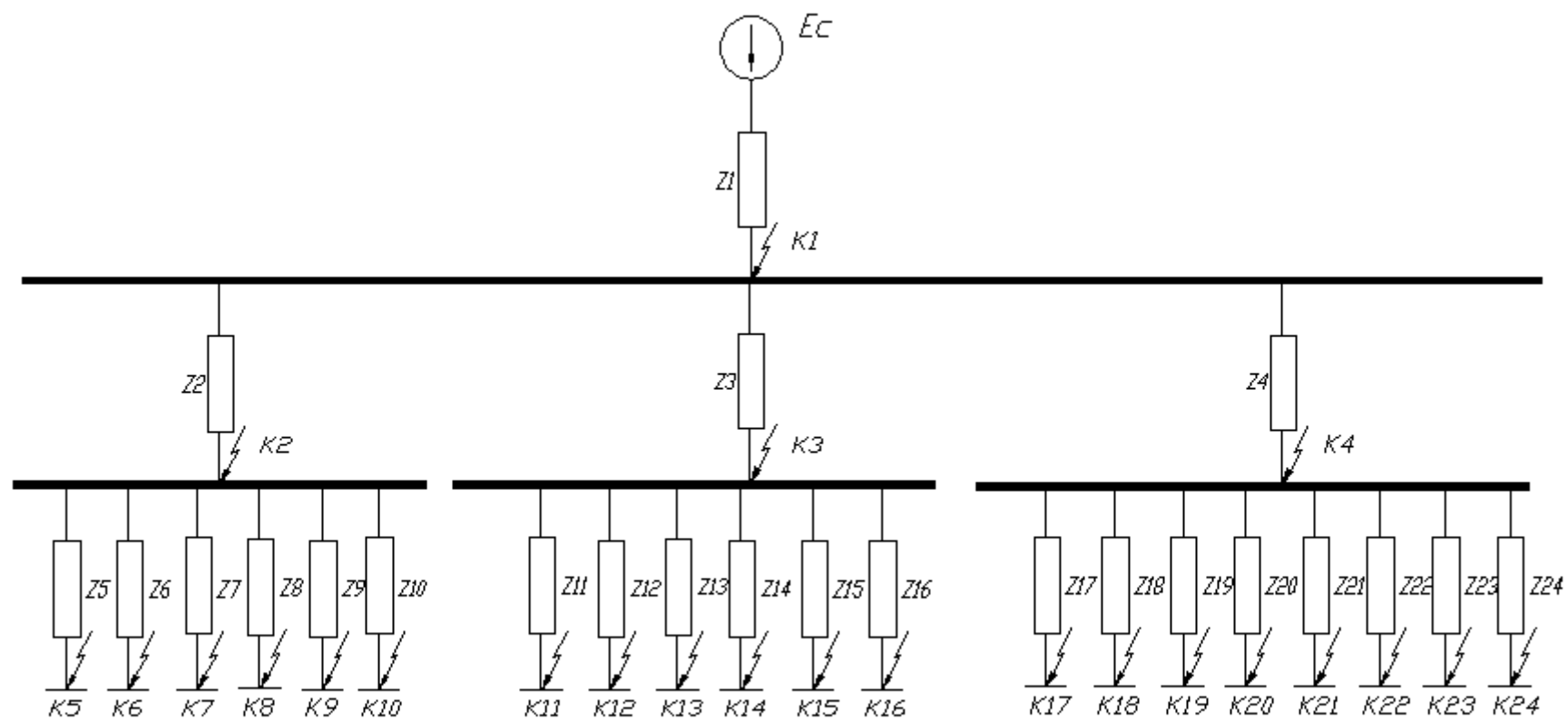


Рис. 9.2. Схема заміщення

Таблиця 9.1.

Розрахунок струмів короткого замикання

Точка КЗ	$R_{\text{пит}}, \text{Ом/км}$	$X_{\text{пит}}, \text{Ом/км}$	$R_{\text{кл}}, \text{Ом}$	$X_{\text{кл}}, \text{Ом}$	$Z, \text{Ом}$	$Z_{\text{сум}}, \text{від.од.}$	$I_{\text{кз}}, \text{кА}$	$i_{\text{уд}}, \text{кА}$	$S_{\text{кз}}, \text{кВА}$
1	0,26	0,081	0,236	0,073	0,247	0,907	6,06	15,16	110,15
2	0,26	0,081	0,133	0,042	0,140	1,047	5,25	13,14	95,44
3	0,33	0,083	0,189	0,048	0,195	1,102	4,99	12,47	90,64
4	0,33	0,083	0,127	0,032	0,131	1,038	5,30	13,24	96,21
5	0,62	0,090	0,129	0,019	0,131	1,178	4,67	11,68	84,85
6	0,07	1,75	0,014	0,365	0,365	1,412	3,89	9,74	70,75
7	0,62	0,09	0,079	0,011	0,080	1,126	4,88	12,21	88,70
8	0,62	0,09	0,079	0,011	0,080	1,126	4,88	12,21	88,70
9	0,62	0,09	0,090	0,013	0,091	1,138	4,83	12,09	87,81
10	0,07	1,75	0,010	0,270	0,270	1,317	4,18	10,44	75,87
11	0,62	0,09	0,169	0,024	0,170	1,273	4,32	10,80	78,50
12	0,43	0,43	0,078	0,078	0,110	1,213	4,54	11,34	82,39
13	0,89	0,10	0,121	0,013	0,122	1,224	4,49	11,23	81,62
14	0,62	0,09	0,129	0,019	0,131	1,233	4,46	11,15	81,03
15	0,07	1,75	0,054	1,429	1,430	2,532	2,17	5,43	39,46
16	0,07	1,75	0,012	0,317	0,318	1,420	3,87	9,68	70,36
17	0,89	0,10	0,178	0,019	0,179	1,217	4,52	11,30	82,09
18	0,89	0,10	0,218	0,023	0,219	1,258	4,37	10,93	79,44
19	1,94	0,11	0,317	0,018	0,317	1,356	4,06	10,14	73,70
20	0,07	1,75	0,007	0,175	0,175	1,213	4,53	11,33	82,36
21	1,94	0,11	0,282	0,016	0,282	1,320	4,17	10,41	75,66
22	0,07	1,75	0,009	0,238	0,238	1,277	4,31	10,77	78,26
23	0,07	1,75	0,016	0,429	0,429	1,467	3,75	9,37	68,09
24	1,94	0,11	0,317	0,018	0,317	1,356	4,06	10,14	73,70

10. ВИБІР ОСНОВНИХ ЕЛЕМЕНТІВ СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ НАПРУГОЮ ПОНАД 1000 В

10.1. Вибір комутаційної апаратури

Усі апарати, струмовідної частини повинні:

- задовольняти вимогам роботи в нормальному режимі та бути стійкими при коротких замиканнях та перенапругах;
- відповідати техніко-економічній доцільності їх встановлення;
- відповідати роду установки та умовам навколишнього середовища;
- клас ізоляції апаратів, ізоляторів, проводів повинен відповідати номінальній напрузі мережі. Все обладнання вибирається за номінальними параметрами та перевіряється на динамічну та термічну стійкість при струмах короткого замикання [7].

При перевірці струмопровідних елементів на термічну стійкість користуються поняттям фіктивного часу, протягом якого струм виділяє таку ж кількість тепла, що і дійсний струм короткого замикання, який змінюється в часі за дійсний час.

$$t_{\phi} = t_{\phi.n} + t_{\phi.a}, \quad (10.1)$$

де $t_{\phi.n}$ – фіктивний час дії періодичної складової струму КЗ;

$t_{\phi.a}$ – теж, аперіодичної складової струму КЗ;

$$t_{\phi.n} = f(\beta'', t), \quad (10.2)$$

де $\beta'' = I''/I_{\infty}$, але якщо $I'' = I_{n-t} = I_{\infty}$, то $t_{\phi.n} = t_{\text{дійсн.}}$ [7];

$t_{\phi.a} = 0,05(\beta'')^2$ – для мереж з напругою понад 1000 В.

При $t_{\text{дійсн.}} \geq 1$ сек, аперіодичною складовою можна знехтувати.

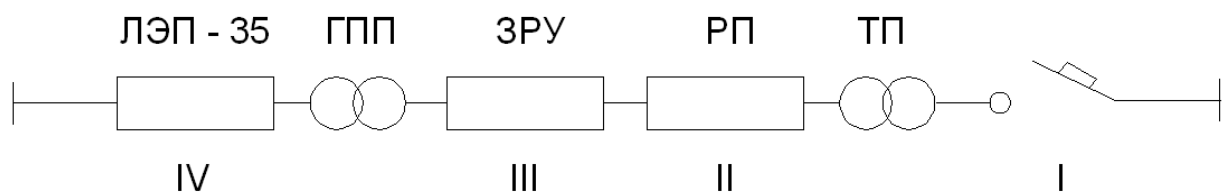


Рис. 10.1. Схема для визначення фіктивного часу

Таблиця 10.1

Визначення фіктивного часу

№ ступеня	$t_{\text{выкл.}}$	$t_{\text{защ}}$	$t_{\text{дійст.}}$	$t_{\text{фа}}$	$t_{\text{фн}}$	$t_{\text{ф}}$
I	0,1	0,25	0,35	0,38	0,05	0,43
II	0,1	0,75	0,85	0,51	0,05	0,56
III	0,1	1,25	1,35	1,2	0,05	1,25
IV	0,2	1,75	1,95	1,6	0,05	1,65

Таблиця 10.2

Умови для вибору комутаційної апаратури

Величини, що вибираються і перевіряються	Позначення	Формула для вибору і перевірки	
		Вимикач	Віддільник, короткозамикач
Номінальна напруга, кВ	$U_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{мер}}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{мер}}$
Номінальний струм, кА	$I_{\text{ном}}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{р.у}}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{р.у}}$
Ном. струм відключен., кА	$I_{\text{откл}}$	$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{р.о.}}$	-
Струм ел.дин.стійкості, кА	$i_{\text{дин}}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
Струм тер. стійкості за $t_{\text{нту}}$, кА	$I_{\text{тер}}$	$I_{\text{тер}} \geq I_{\infty} \sqrt{(t_{\text{п}} / t_{\text{нту}})}$	$I_{\text{тер}} \geq I_{\infty} \sqrt{(t_{\text{п}} / t_{\text{нту}})}$

Таблиця 10.3

Вибір комутаційної апаратури на стороні 35 кВ

Розрахункові дані	Параметри обраної апаратури	
	Вимикачі	Роз'єднувачі
	ВГТ-35-40-У1 привод ШПЭ-33	РГ-2-35/1000 У1 привод ПДГ-14 УХЛ1
$U_{\text{сети}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{р.у}} = 194,7 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 15,16 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 127,5 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$
$I_{\infty} \sqrt{(t_{\text{ф}} / t)} = 15,16 \sqrt{(1,65 / 3)} = 11,24 \text{ кА}$	$I_{\text{тер}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{тер}} = 16 \text{ кА}$

Таблиця 10.4

Вибір комутаційної апаратури на стороні 10кВ

Вводний вимикач		Секційний вимикач, вимикачі РП-1, РП-2, РП-3	
ВВ/TEL-10-1600-31,5У2, електромагнітний привод з магнітним замком		ВВ/TEL-10-1000-20У2, електромагнітний привод з магнітним замком	
Розрахункова величина	Паспортні дані	Розрахункова величина	Паспортні дані
$U_{мер} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{мер} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{р.у.} = 1431,3 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{р.у.} = 715,7 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{р.о.} = 6,06 \text{ кА}$	$i_{откл} = 51 \text{ кА}$	$i_{откл} = 6,06 \text{ кА}$	$i_{откл} = 20 \text{ кА}$
$I_{y\delta} = 15,16 \text{ кА}$	$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$I_{y\delta} = 15,16 \text{ кА}$	$i_{дин} = 51 \text{ кА}$
$I_{\infty} \sqrt{(t_{\phi}/t)} = 15,16 \cdot \sqrt{(1,25/4)} = 8,5 \text{ кА}$	$I_{тер} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\infty} \sqrt{(t_{\phi}/t)} = 8,5 \text{ кА}$	$I_{тер} = 20 \text{ кА}$

Таблиця 10.5

Вибір обмежувачів перенапруги

Тип Обмежувача перенапруги	Напруга мережі, кВ	Місце встановлення	Номинальна напруга, кВ	Найбільша тривало допустима напруга Уроб, кВ	Напруга на обмежувачі, допустима на протязі 10с
ОПН-35/100-10 УХЛ1	35	На шинах 35 кВ	35	40,5	140,3
ОПН-35/56-10 УХЛ1	35	Нейтраль тр. 35 кВ	35	42	144,9
ОПН 10/12-10 УХЛ1	10	На шинах 10 кВ	10	12	21,1

10.2. Вибір шин на головній понижувальній підстанції

Вибираються шини у ВРУ-35 кВ із сталевалюмінієвих проводів марки АС-185/24 із гранично допустимим струмом в ВРУ $I_{доп} = 310 \text{ А} > I_{роз} = 204,3 \text{ А}$.

На стороні 10 кВ збірні шини, згідно [1], вибираються за умовами нагрівання тривалим струмом і перевіряються на термічну і динамічну стійкість до дії струмів короткого замикання. Допустима температура при нагріванні тривалим струмом дорівнює 70°C при температурі навколишнього середовища не вище 25°C . Розрахунковий струм навантаження на шини $715,7 \text{ А}$.

РП-10 кВ комплектується шафами типу КРУ К-26 в які збірні шини поставляються заводом виробником на струми 3200 А, 2500 А, 2000А, 1600 А, 1000 А, 630 А. Приймаємо до виконання варіант установки шин на 1000 А, АТ 100 * 8.

Вибираємо опорні ізолятори типу ОФ-10-375; Н=190 мм; D=108 мм; прохідні ізолятори типу ПІ-10/1600-750. Перевірку шин та ізоляторів на динамічну стійкість не проводимо, оскільки згідно з технічними умовами КРУ К-26, динамічна стійкість збірних шин та ізоляторів відповідає динамічній стійкості вимикача ВВ/TEL-10.

10.3. Вибір трансформатора струму

Трансформатори струму призначені для перетворення первинного струму на вторинний – зручного для вимірювання релейного захисту, обліку, пристроїв автоматики та сигналізації. Критеріями при виборі трансформаторів є надійність електропостачання, витрата кольорового металу та споживана трансформаторна потужність. Оптимальний варіант вибирається на основі порівняння капіталовкладень та річних експлуатаційних витрат. Вибір трансформаторів струму здійснюється:

- за номінальним струмом;
- за номінальною напругою;
- за родом установки;
- за конструкцією.

$$U_{уст.н} \leq U_n; \quad I_m \leq I_n; \quad i_y \leq K_d \sqrt{2} I_{1н};$$

$$I_\infty^2 \cdot t_\phi \leq (K_t \cdot I_{1н})^2 t; \quad F \leq F_{дон}.$$

Вибираємо трансформатори струму на вводах і секційній перемичці – по номінальному струму і напрузі, навантаженню первинної і вторинної котушок, класу точності і допустимій похибці, перевіряємо на термічну і динамічну стійкість до струмів короткого замикання, а також на 10%-ну похибку в колах захисту.

Для живлення пристроїв захисту трансформаторів ТДНС-16000/35 на первинній напрузі використовуємо трансформатори струму ТОЛ-35-III-300/5. Для живлення приладів, встановлених на 10 кВ, використовуються трансформатори струму ТПЛК-10-600/5, $I_n = 1000\text{А}$.

На підходящих фідерах комірок КРУ живлячих РП-1, до установки приймаємо трансформатори струму ТПЛК-10-1000/5, $I_n=600\text{ А}$, а в комірках КРУ живлячих РП-2,3 до установки приймаємо трансформатори струму ТПЛК-10-1000/5, $I_n = 600\text{ А}$.

Всі трансформатори струму вбудовані в комірку КРУ К-26. Потужність, яку споживають послідовні котушки вимірювальних приладів наведено у табл. 10.6.

Таблиця 10.6

Вибір трансформаторів струму

Параметри	Тип	Навантаження	
		Фаза А	Фаза С
Амперметр	АЭ - 2	1,73	-
Ватметр	ФДВР - 2	1,4	1,4
Лічильник повного обліку електроенергії	Євроальфа	0,8	0,8
Всього		3,93	2,2

10.4. Вибір трансформатора напруги

Трансформатори напруги призначені для живлення включених паралельно котушок вимірювальних приладів, релейного захисту та приладів контролю ізоляції.

Вибираємо для встановлення масляний трансформатор напруги НАМІ-35 на первинну напругу 35 кВ та $S_{HU2} = 360\text{В}\cdot\text{А}$ при класі точності 0,5; $S_{HU2} = 500\text{В}\cdot\text{А}$ при класі точності 1,0; $S_{HU2} = 1200\text{В}\cdot\text{А}$ при класі точності 3,0.

Вибираємо для встановлення масляний трансформатор напруги НАМІ-10 на первинну напругу 10 кВ та $S_{HU2} = 200\text{В}\cdot\text{А}$ при класі точності 0,5.

У табл. 10.7 наведено дані вимірювальних приладів, підключених до трансформатора напруги.

Таблиця 10.7

Перевірка трансформаторів напруги

Умови вибору і перевірки	Параметри трансформаторів напруги	Розрахункова величина
$U_{ном} > U_{роб}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{роб} = 35 \text{ кВ}$
По клас точності	Клас точності – 0,5	Необхідний клас точності – 0,5
$U_{ном} > U_{роб}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{роб} = 10 \text{ кВ}$
По класу точності	Клас точності – 1	Необхідний клас точності – 1

Вибрані трансформатори напруги перевіряємо за вторинним навантаженням:

$$S_{2ном} > S_2,$$

де $S_{2ном} = 150 \text{ ВА}$.

Вибираємо трансформатори напруги типу НАМИ 35-2У1 і НАМИ-10-66У3.

Таблиця 10.8

Дані про прилади, що приєднані до трансформаторів напруги

Прилад	Тип	Споживана потужність, ВА
Ватметр	Д – 335	0,5
Вольтметр	Э-378	2
Лічильник повного обліку електроенергії	Євроальфа	2,5
Всього:		5

Таким чином, $S_2 = 5 \text{ ВА} < S_{2ном} = 150 \text{ ВА}$.

Для розрахунку втрат напруги обчислимо струми в проводах:

$$I_\phi = \frac{S_2}{U_{2н}} = \frac{5}{(35/1,73)} = 0,13 \text{ А}, \quad (10.3)$$

де $U_{2ном} = \frac{35}{\sqrt{3}} \text{ В}$ – напруга на високій стороні трансформатора напруги.

Втрати напруги рівні:

$$\Delta U = I_\phi \cdot R, \quad (10.4)$$

де R – опір проводу, що визначається по формулі:

$$R = l \cdot \rho \cdot 1,73 / S = 61 \cdot 0,028 \cdot 1,73 / 2,5 = 1,18 \text{ Ом}, \quad (10.5)$$

де $l=61$ м – довжина провода;

$S = 2,5 \text{ мм}^2$ – переріз провода.

$\Delta U = 0,13 \cdot 1,18 = 0,16 \text{ В}$ або $0,1\% < 0,5\%$ – умова виконується.

10.5. Вибір кабельних мереж напругою 10 кВ

Переріз жил кабелів вибирається в залежності від ряду технічних та економічних факторів. Силові кабелі вибираються за робочою напругою електроустановки, за кількістю та перерізом струмопровідних жил. Вибір перерізу жил проводиться за допустимим тривалим струмом, кабель перевіряється за втратою напруги і на термічну стійкість до струмів короткого замикання.

При розрахунках тривало-допустимий струм визначається за розрахунковим струмом. Під час аварійних режимів допускається перевантаження кабелів на 30% на час максимуму тривалістю не більше 6 годин на добу, протягом 5 діб, за умови, що в нормальному режимі кабель завантажений не більше 80% тривало допустимого струму.

Для прикладу виконаємо розрахунок кабельної лінії від РП-3 до ТП-4, результати розрахунків інших ліній занесені до табл. 10.9.

Розрахунок струму навантаження у нормальному режимі:

$$I_p = S_p / (2\sqrt{3}U_n), \quad (10.6)$$

$$I_p = 433,6 / 2\sqrt{3} \cdot 10 = 12,53 \text{ А}.$$

Струм у аварійному режимі:

$$I_{p.\max} = S_p / (\sqrt{3}U_n), \quad (10.7)$$

$$I_{p.\max} = 433,6 / \sqrt{3} \cdot 10 = 25,07 \text{ А}.$$

Економічний переріз лінії по струму нормального режиму:

$$S_{ек} = I_p / j_{ек}, \quad (10.8)$$

де $j_{ек}$ – економічна густина струму для жил кабеля з алюмінію.

При числі годин використання максимуму навантаження $T_M > 5000$ по

ПУЕ $j_{ек} = 1,2 \text{ A/мм}^2$.

$$S_{ек} = 12,53/1,2 = 10,44 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо кабель марки ААБл з перерізом 16 мм^2 , у найближчому стандартному ряду.

$$I_0 = 75 \text{ A}; r_0 = 1,94 \text{ Ом/км}; x_0 = 0,113 \text{ Ом/км}.$$

Допустимий струм навантаження кабеля з урахуванням умов прокладки:

$$I_{0л.дон} = 75 \cdot 0,75 \cdot 1,15 = 64,68 \text{ A}, \quad (10.9)$$

де 0,75 – поправочний коефіцієнт на число кабелів;

1,06 – поправочний коефіцієнт на температуру землі.

Перевіряємо завантаження кабеля в нормальному режимі:

$$\beta = \frac{I_p}{I_{0л.дон}} \cdot 100\% = \frac{12,53}{64,68} 100\% = 19,38\%, \quad (10.10)$$

В аварійному режимі допускається величина струму, що рівна:

$$I_{\max.0} = 1,3 \cdot I_{0л.0} = 1,3 \cdot 64,68 = 84,09 \text{ A}, \quad (10.11)$$

$$I_{\max.0} > I_{\max.p}$$

Перевірка кабеля по втраті напруги:

$$\Delta U\% = \frac{P \cdot r + Q \cdot x}{10 \cdot U_n^2} = 0,06\%, \quad (10.12)$$

$$r = r_0 \cdot l = 1,94 \cdot 0,18 = 0,35 \text{ Ом};$$

$$x = x_0 \cdot l = 0,113 \cdot 0,18 = 0,02 \text{ Ом}.$$

Таблиця 10.9

Вибір кабелів для ТП і РП

№ РП, ТП	$S_p, \text{ кВА}$	$I_{р.н.}, \text{ А}$	$I_{р.а.}, \text{ А}$	Марка кабеля	$S_{эк}, \text{ мм}^2$	Переріз кабеля	$I_{\max.л.}, \text{ А}$	$\Delta U, \%$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
РП-1	4857,3	140,38	280,77	ААБл	116,99	120	279,19	0,31
РП-2	3441,3	99,46	198,92	ААБл	82,88	95	241,07	0,33
РП-3	3907	112,92	225,84	ААБл	94,10	95	241,07	0,25
ТП-1	2025,7	58,55	117,09	ААБл	48,79	50	164,82	0,11

Продовження табл. 10.9

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП-2	986,9	28,52	57,05	ААБл	23,77	25	114,37	0,13
ТП-3	728,2	21,05	42,09	ААБл	17,54	25	114,37	0,12
ТП-4	433,66	12,53	25,07	ААБл	10,44	16	84,09	0,06
ТП-5	1841,2	53,21	106,43	ААБл	44,34	50	84,09	0,07
ТП-6	961,17	27,78	55,56	ААБл	23,15	25	114,37	0,09
ТП-7	1562,71	45,17	90,33	ААБл	37,64	50	164,82	0,12
ТП-8	2381,89	68,84	137,68	ААБл	57,37	70	196,22	0,13
ТП-9	1148,7	33,20	66,40	ААБл	27,67	35	139,04	0,06
ТП-10	2050,54	59,26	118,53	ААБл	49,39	50	164,82	0,12
ТП-11	694,96	20,09	40,17	ААБл	16,74	25	114,37	0,56
ТП-12	729,07	21,07	42,14	ААБл	17,56	25	114,37	0,07
ТП-13	1388,13	40,12	80,24	ААБл	33,43	35	139,04	0,11
ТП-14	1388,13	40,12	80,24	ААБл	33,43	35	139,04	0,13
ТП-15	627,47	18,13	36,27	ААБл	15,11	16	88,58	0,16
ТП-16	985,01	28,47	56,94	ААБл	23,72	25	114,37	0,06
ТП-17	445,18	12,87	25,73	ААБл	10,72	16	84,09	0,05
ТП-18	985,01	28,47	56,94	ААБл	23,72	25	114,37	0,07

Оскільки, $\Delta U \leq 5\%$, всі вирані перерізи кабелів задовольняють умову.

З метою безперебійного електропостачання до кожної ТП і РП прокладається по два кабелі обраного перерізу.

10.6. Вибір трансформатора власних потреб

Приймачі власних потреб поділяються на три категорії:

- а) основні, які постійно включені в мережу;
- б) приймачі, включені залежно від сезонних умов (від температури навколишнього повітря);
- в) ремонтні, як правило, пересувні, що підключаються тимчасово в періоди ревізій та ремонтів обладнання.

Вибір трансформатора власних потреб будемо проводити за навантаженням власних потреб.

Основні навантаження ТВП визначаються за довідковими даними. Основні навантаження підстанції зведемо до табл. 10.10.

Таблиця 10.10

Основні навантаження підстанції

Найменування навантаження	Встановлена потужність		cosφ	tgφ	Розрахункове навантаження на трансформатор	
	Одиниці, кВт*кіл-сть	Загальна потужність, кВт			P _{уст} , кВт	Q _{уст} , квар
Опалення, вентиляція шкафів КРУН	1x20	20	0,9	0,48	18	9,6
Освітлення шкафів КРУН	0,08x20	1,6	1	0	1,6	-
Обігрів вимикачів і їх приводів	5x3	15	0,85	0,62	12,75	9,3
Обігрів приводів роз'єднувачів	0,7x20	14	0,85	0,62	11,9	8,68
Апаратура зв'язку	-	1,2	1	0	1,2	-
Зовнішнє освітлення підстанції	0,25	2,5	1	0	2,5	-
Охолодження трансформаторів Т1, Т2	2x2	4,0	0,85	0,62	3,4	2,48
Опалення, вентиляція і освітлення ЗРУ, поєднаного з ОПУ	-	54	0,9	0,48	48,6	25,92
ВСЬОГО					99,95	55,98

За цими даними обчислюємо розрахункову потужність ТВП:

$$S_{роз} = k_n \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} = 0,8 \cdot \sqrt{99,95^2 + 55,98^2} = 121,63 \text{ кВА}; \quad (10.13)$$

тут k_n – коефіцієнт попиту, що враховує коефіцієнти одночасності та завантаження. При орієнтовних розрахунках його зазвичай приймають рівним 0,8.

Потужність трансформаторів власних потреб визначаємо по формулі:

$$S_m \geq \frac{S_{роз}}{K_n} = \frac{121,63}{1,3} = 93,56 \text{ кВА.} \quad (10.14)$$

Остаточно приймаємо до установки трансформатор потужністю 160 кВА – ТМ - 160 10/0,4. Технічні параметри ТВП представлені у табл. 10.11.

Таблиця 10.11

Технічні параметри ТВП

Марка трансформатора, кількість	$S_{НОМ}$, кВ·А	$U_{ВН}$, кВ	$U_{НН}$, кВ	ΔP_{XX} , кВт	ΔP_K , кВт	U_K , %	I_{XX} , %
2хТМ160/10/0,4	160	10	0,4	0,54	2,65	4,5	2,4

11. РОЗРАХУНОК ЦЕХОВОЇ НИЗЬКОВОЛЬТНОЇ МЕРЕЖІ

11.1. Розрахунок струмів короткого замикання у мережі напругою до 1000 В

Цей цех відноситься до сухих приміщень, в яких відносна вологість не перевищує 60%. Електроприймачі цеху розташовані по виробничих дільницях прямолінійно, тому їх живлення доцільно здійснювати за схемою трансформатор – магістраль. Електроприймачі цеху заживлені від ПР-1, ПР-2, ПР-3, які у свою чергу заживлюються від ТП-12 за допомогою кабелів. Розподільчу мережу виконуємо кабелем АВВГ, прокладеним в електрозварювальних метало рукавах та трубах.

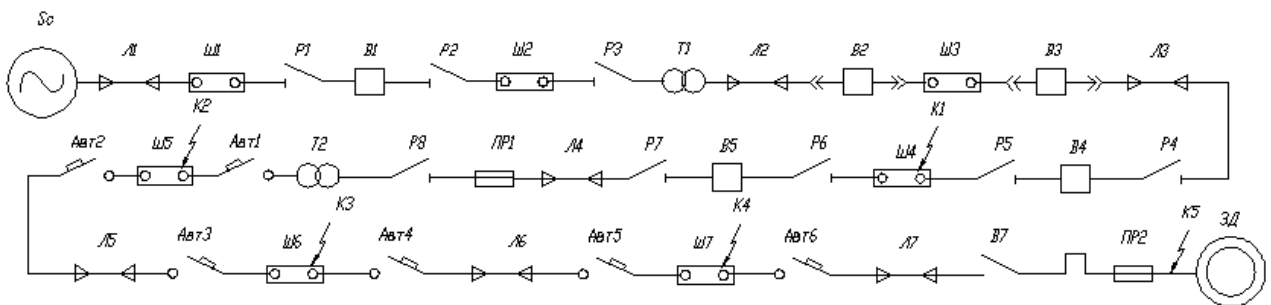


Рис. 11.1. Розрахункова схема

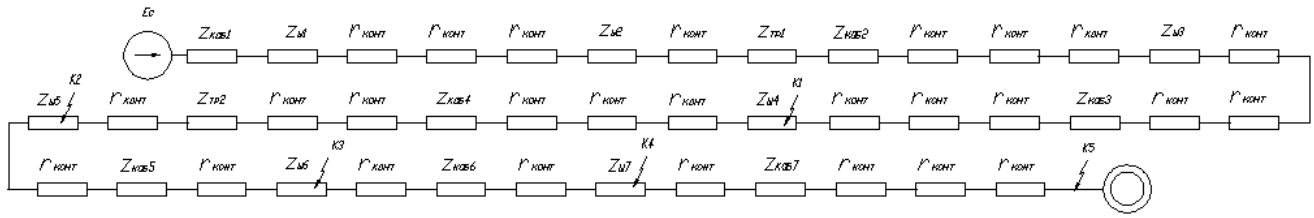


Рис. 11.2. Схема заміщення

Розрахунок виконуємо в іменованих одиницях. Визначимо опір окремих елементів мережі. Опір елементів схеми електропостачання високої напруги до трансформатора ГПП становлять:

$$r_{num} = 0,162 \text{ Ом/км}, x_{num} = 0,413 \text{ Ом/км}, l = 10 \text{ км.}$$

$$r_{\Sigma B1} = r_{num} l = 0,162 \cdot 10 = 1620 \text{ мОм}; \quad (11.1)$$

$$x_{\Sigma B1} = x_{num} l = 0,413 \cdot 10 = 4130 \text{ мОм.} \quad (11.2)$$

Приводимо опір до напруги 0,4 кВ:

$$r_{\Sigma 0,4} = r_{\Sigma B1} K_m^2 = 1620 \cdot (0,4/35,75)^2 = 0,19 \text{ мОм}; \quad (11.3)$$

$$x_{\Sigma 0,4} = x_{\Sigma B1} K_m^2 = 4130 \cdot (0,4/35,75)^2 = 0,49 \text{ мОм.} \quad (11.4)$$

Опір трансформаторів ГПП:

$$r_{mpl} = \frac{\Delta P_k}{S_{н.мп}} \cdot \frac{U_n^2}{S_{н.мп}} = \frac{85 \cdot 10^3}{16 \cdot 10^6} \cdot \frac{(0,4 \cdot 10^3)^2}{16 \cdot 10^6} = 0,053 \text{ мОм}; \quad (11.5)$$

$$x_{mpl} = \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_{н.мп}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{(0,4 \cdot 10^3)^2}{16 \cdot 10^6} = 1,05 \text{ мОм.} \quad (11.6)$$

Опори елементів схеми електропостачання високої напруги до ЗРУ складають:

$$r_{num} = 1,94 \text{ Ом/км}, x_{num} = 0,113 \text{ Ом/км}, l = 0,18 \text{ км.}$$

$$r_{\Sigma B2} = r_{y\delta} l = 1,94 \cdot 0,18 = 350 \text{ мОм};$$

$$x_{\Sigma B2} = x_{y\delta} l = 0,113 \cdot 0,18 = 20 \text{ мОм.}$$

Приведемо опір до напруги 0,4 кВ:

$$r_{\Sigma 0,4} = r_{\Sigma B2} K_m^2 = 350 (0,4/10,5)^2 = 0,507 \text{ мОм};$$

$$x_{\Sigma 0,4} = x_{\Sigma B2} K_m^2 = 20 (0,4/10,5)^2 = 0,029 \text{ мОм.}$$

Кабель, що живить РП-3, марки ААБл, 4х95: $l = 0,64$ км:

$$R_{pn} = 0,326 \cdot 0,64 = 208,6 \text{ мОм}; \quad x_{pn} = 0,083 \cdot 0,64 = 53,12 \text{ мОм}.$$

Приведемо опір до напруги 0,4 кВ:

$$r_{\Sigma 0,4} = r_{\Sigma B3} K_m^2 = 208,6 (0,4/10,5)^2 = 0,302 \text{ мОм};$$

$$x_{\Sigma 0,4} = x_{\Sigma B3} K_m^2 = 53,12 (0,4/10,5)^2 = 0,077 \text{ мОм}$$

Для трансформатора типу ТМ – 1000:

$$R_{mp} = \frac{\Delta P_{к.з.}}{S_{н.тп.}} \cdot \frac{U_H^2}{S_{н.тп.}} = \frac{12,5 \cdot 10^3}{1 \cdot 10^6} \cdot \frac{(0,4 \cdot 10^3)^2}{1 \cdot 10^6} = 2 \text{ мОм},$$

$$X_{mp} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{U_H^2}{S_{н.тп.}} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{(0,4 \cdot 10^3)^2}{1 \cdot 10^6} = 0,8 \text{ мОм},$$

Кабель, що живить ТП-12, марки ААБл, 4х25: $l = 0,2$ км:

$$R_{mn} = 0,0662 \cdot 0,2 = 13,24 \text{ мОм}; \quad x_{mn} = 1,75 \cdot 0,2 = 350 \text{ мОм}.$$

Приведемо опір до напруги 0,4 кВ:

$$r_{\Sigma 0,4} = r_{\Sigma B4} K_m^2 = 13,24 (0,4/10,5)^2 = 0,019 \text{ мОм};$$

$$x_{\Sigma 0,4} = x_{\Sigma B4} K_m^2 = 350 (0,4/10,5)^2 = 0,508 \text{ мОм}$$

Кабель, що живить, марки ААБл, 4х25: $l = 0,024$ км:

$$R_{np} = 0,0662 \cdot 0,024 = 1,59 \text{ мОм}; \quad x_{np} = 1,75 \cdot 0,024 = 42 \text{ мОм}.$$

Кабель що живить АП-50, марки АВВГ, 4х16: $l = 50$ м

$$r_{щп} = 1,94 \cdot 0,05 = 97 \text{ мОм}; \quad x_{щп} = 0,0675 \cdot 0,05 = 3,38 \text{ мОм}$$

Кабель, що живить верстат, марки АВВГ, 4х2,5: $l = 20$ м:

$$r_{к2} = 0,095 \cdot 0,02 = 1,9 \text{ мОм}; \quad x_{к2} = 0,8 \cdot 0,02 = 16 \text{ мОм}.$$

Опори контактних з'єднань розподільної мережі приймаються від 0,015 Ом до 0,03 Ом в залежності від місця знаходження по відношенню до РУ.

Точка К1.

Опір контактів приймаємо рівним 15 мОм.

$$x_{\Sigma k1} = x_{\Sigma 0,4} + x_{mp} = 0,49 + 1,05 + 0,029 = 1,57 \text{ мОм}; \quad (11.7)$$

$$r_{\Sigma k1} = r_{\Sigma 0,4} + r_m + r_{конт1} = 0,19 + 0,053 + 0,507 + 15 = 15,75 \text{ мОм}. \quad (11.8)$$

Обчислюємо струм КЗ у точці К1

$$I_{K3k1} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\Sigma k1}^2 + r_{\Sigma k1}^2}}; \quad (11.9)$$

де U_H – лінійна напруга трансформатора, $U_H = 400$ В.

$$I_{K3K1} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{1,57^2 + 15,75^2}} = 14,61 \text{ кА}.$$

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot I_{K1} \cdot K_{y\partial}; \quad (11.10)$$

де $K_{y\partial}$ – ударний коефіцієнт, що залежить від постійної часу T_a .

$$K_{y\partial} = 1;$$

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 14,61 = 20,6 \text{ кА}.$$

Точка К2.

Опір контактів приймаємо рівним 20 мОм.

$$x_{\Sigma K2} = x_{\Sigma K1} + x_{каб} + x_{pn} + x_{mp} + x_{np} + x_{к}; \quad (11.11)$$

$$r_{\Sigma K2} = r_{\Sigma K1} + r_{каб} + r_{pn} + r_{mp} + r_{np} + r_{к}. \quad (11.12)$$

$$x_{\Sigma K2} = 1,57 + 0,302 + 2 + 0,019 = 3,89 \text{ мОм}.$$

$$r_{\Sigma K2} = 20,91 + 0,029 + 0,8 + 0,508 + 20 = 42,25 \text{ мОм}.$$

Обчислюємо струм К3 в точці К2

$$I_{K3K2} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{3,89^2 + 42,25^2}} = 5,45 \text{ кА}.$$

$$i_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot 5,45 = 7,74 \text{ кА}.$$

Точка К3.

Опір контактів приймаємо рівним 25 мОм.

$$x_{\Sigma K3} = x_{\Sigma K2} + x_{каб} + x_{np}; \quad (11.13)$$

$$r_{\Sigma K3} = r_{\Sigma K2} + r_{каб} + r_{np} + r_{к}. \quad (11.14)$$

$$x_{\Sigma K3} = 3,89 + 1,59 = 5,48 \text{ мОм}.$$

$$r_{\Sigma K3} = 42,28 + 42 + 25 = 109,28 \text{ мОм}.$$

Обчислюємо струм К3 в точці К3

$$I_3 = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{5,48^2 + 109,28^2}} = 2,11 \text{ кА}.$$

$$i_{y\partial 3} = \sqrt{2} \cdot 2,11 = 3,0 \text{ кА}.$$

Точка К4.

Опір контактів приймаємо рівним 30 мОм.

$$x_{\Sigma K4} = x_{\Sigma K3} + x_{каб} + x_{щр}; \quad (11.15)$$

$$r_{\Sigma K4} = r_{\Sigma K3} + r_{каб} + r_{щр} + r_{к.} \quad (11.16)$$

$$x_{\Sigma K4} = 5,48 + 97 = 102,48 \text{ мОм.}$$

$$r_{\Sigma K4} = 109,29 + 3,38 + 30 = 142,67 \text{ мОм.}$$

Обчислюємо струм КЗ в точці К4

$$I_{КЗк4} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{102,48^2 + 142,67^2}} = 1,15 \text{ кА.}$$

$$i_{y\partial 4} = \sqrt{2} \cdot 1,15 = 1,63 \text{ кА.}$$

Точка К5.

Опір контактів приймаємо рівним 30 мОм.

$$x_{\Sigma K5} = x_{\Sigma K4} + x_{каб}; \quad (11.17)$$

$$r_{\Sigma K5} = r_{\Sigma K4} + r_{каб} + r_{к.} \quad (11.18)$$

$$x_{\Sigma K5} = 102,48 + 1,9 = 104,38 \text{ мОм.}$$

$$r_{\Sigma K5} = 142,67 + 16 + 30 = 188,67 \text{ мОм.}$$

Обчислюємо струм КЗ в точці К5

$$I_{КЗк5} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{104,38^2 + 188,67^2}} = 0,84 \text{ кА.}$$

$$i_{y\partial 5} = \sqrt{2} \cdot 0,84 = 1,19 \text{ кА.}$$

11.2. Вибір обладнання в мережі напругою до 1000 В

Система 380/220 В задовольняє основним умовам живлення споживачів:

- можливість живлення спільно освітлювальних приладів та електродвигунів;

- відносно низька напруга між «землею» та «проводом».

Визначення електричних навантажень наведено у табл. 2.1, електроприймачі цеху розбиті на групи за кількістю розподільчих шаф. Проводимо вибір автоматичних вимикачів на підстанції, це автомати із комбінованим розчіплювачем серії АВМ.

Таблиця 11.1

Вибір вводних автоматичних вимикачів

АВМ-10с (А1, А2)	
Розрахункова величина	Паспортні дані
$U_{н.у.}=0,38\text{кВ}$	$U_{н}=0,5\text{кВ}$
$I_{р.у.}=715,1\text{А}$	$I_{н}=1000\text{А}$
$i_{уд}=20,6\text{кА}$	$I_{\text{макс.откл.}}=35\text{кА}$
$I_{кз}=14,61\text{кА}$	$I_{отс}=5-10I_{н}; (5-10\text{кА})$
$I_{р.пуск.}=858\text{А}$	$I_{рас}=1,0-1,4I_{н}; (1000-1400\text{А})$

Таблиця 11.2

Вибір автоматичних вимикачів підходящих ліній

АВМ -10с (А3,А6)	
Розрахункова величина	Паспортні дані
$U_{н.у.}=0,38\text{кВ}$	$U_{н}=0,5\text{кВ}$
$I_{р.у.}=715,1/2=357,6\text{А}$	$I_{н}=600\text{А}$
$i_{уд}=20,6\text{кА}$	$I_{\text{макс.откл.}}=35\text{кА}$
$I_{кз}=14,61\text{кА}$	$I_{отс}=5-10I_{н}; (3-6\text{кА})$
$I_{р.пуск.}=429\text{А}$	$I_{рас}=1,0-1,4I_{н}; (600-840\text{А})$

Таблиця 11.3

Вибір секційного вимикача

АВМ-10с (А5)	
Розрахункова величина	Паспортні дані
$U_{н.у.}=0,38\text{кВ}$	$U_{н}=0,5\text{кВ}$
$I_{р.у.}=429+86=514,8\text{А}$	$I_{н}=600\text{А}$
$i_{уд}=20,6\text{кА}$	$I_{\text{макс.откл.}}=35\text{кА}$
$I_{кз}=14,61\text{кА}$	$I_{отс}=5-10I_{н}; (2-4\text{кА})$
$I_{р.пуск.}=617,76\text{А}$	$I_{рас}=1,0-1,4I_{н}; (600-840\text{А})$

Вибір перерізу кабельних ліній розподільчої мережі 0,4 кВ, проводимо за умовами нагріву, результати розрахунків зводимо в табл. 11.4, спосіб прокладання кабелів – у трубах.

Таблиця 11.4

Вибір перерізів кабельних ліній 0,4 кВ

№ ЕП на плані	Кількість ЕП, шт	Переріз кабеля, що живить ЕП	Марка кабеля	$I_{р.н.}, A$	Довжина, м	$I_{доп}, A$
ШР-1	3	4x35	АВВГ	76,78	72	85
ШР-2	5	4x50	АВВГ	93,10	46	120
ШР-3	3	4x16	АВВГ	35,49	22	55
ШР-4	7	4x6	АВВГ	21,89	74	30
ШР-5	3	4x120	АВВГ	187,51	48	200
ШР-6	4	4x4	АВВГ	10,38	24	23
ШР-7	4	4x35	АВВГ	70,65	76	85
ШР-8	4	4x16	АВВГ	44,0	50	60
ШР-9	4	4x35	АВВГ	78,93	26	85
1	2	4x50	АВВГ	103,6	18	120
2	2	4x25	АВВГ	61,14	24	70
3	1	4x120	АВВГ	134,8	8	200
4	2	4x16	АВВГ	36,8	35	55
5	1	4x2,5	АВВГ	10,1	8	20
6	1	4x2,5	АВВГ	15,9	48	20
7	1	4x2,5	АВВГ	2,17	36	20
8	2	4x2,5	АВВГ	2,39	34	20
9	1	4x2,5	АВВГ	1,77	24	20
10	2	4x2,5	АВВГ	1,77	8	20
11	4	4x2,5	АВВГ	1,77	20	20
12	2	4x2,5	АВВГ	4,02	20	20
13	2	4x2,5	АВВГ	2,82	5	20
14	3	4x2,5	АВВГ	4,02	8	20
15	3	4x2,5	АВВГ	5,63	20	20
16	3	4x2,5	АВВГ	4,02	2	20
17	4	4x2,5	АВВГ	2,82	4	20

11.3. Розрахунок занулення

При замиканні фази на занулений корпус, електропроводка автоматично відключається, якщо значення струму однофазного короткого замикання задовольняє умову:

$$I_{кз}^{(1)} \geq k \cdot I_{ном}, \quad (11.19)$$

де k – коефіцієнт кратності струму, при захисті електроустановки плавкими запобіжниками, приймається ≥ 3 .

Струм однофазного короткого замикання визначається за формулою:

$$I_{кз}^{(1)} = \frac{U_{мережі}}{\sqrt{3} \cdot 3 \cdot Z_{K2}}, \quad (11.20)$$

де $U_{мережі} = 380\text{В}$ – напруга низьковольтної мережі,

$Z_{K2} = 0,216\text{ Ом}$ – повний опір у точці $K5$ із підрозділу 11.1.

$$I_{кз}^{(1)} = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot 3 \cdot 0,216} = 339\text{ А.}$$

$I_{пл.вст.} = 100\text{А}$ – для запобіжника, що живить двигун верстата поз. №15 на плані цеху.

$$I_{кз}^{(1)} / I_{пл.вст.} = 339 / 100 = 3,34 > 3 \text{ умова виконується.}$$

Запобіжник забезпечує відключення електроустановки. На занулений корпус діє струм однофазного КЗ на землю. Тим самим зводиться до мінімуму небезпека ураження електрострумом обслуговуючого персоналу.

12. РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА

12.1. Релейний захист трансформаторів головної понижувальної підстанції

Передбачаємо захист трансформаторів від наступних видів ушкоджень та ненормальних режимів роботи:

- багатофазних замикань в обмотках та на виводах;
- однофазних замикань на землю в обмотках та на виводах;
- виткових замикань в обмотках;
- струмів в обмотках, обумовлених зовнішніми струмами КЗ;

- струмів в обмотках, обумовлених перевантаженням;
- зниження рівня оливи.

Для захисту силових трансформаторів передбачаємо такі види захисту:

- газовий захист;
- поздовжній диференційний струмовий захист;
- струмову відсічку;
- захист від багатозначних КЗ на шинах НН;
- захист від перевантаження;
- захист від міжфазних КЗ.

Для живлення кіл захисту застосовується оперативний випрямлений струм.

12.2. Газовий захист

Газовий захист реагує на утворення газів, що супроводжуються пошкодженням всередині кожуха трансформатора, у відсіку перемикача відпайок пристрою регулювання коефіцієнта трансформації, а також діє за надмірного зниження рівня масляної оливи. Передбачаємо можливість переведення дії відключаючого контакту газового реле на сигнал та виконання роздільної сигналізації від сигнального та відключаючого контактів реле. Газове реле відсіку РПН діє лише на відключення.

12.3. Поздовжній диференційний струмовий захист

Вторинні обмотки трансформаторів струму на боці високої напруги з'єднуємо в трикутник, а на боці низької напруги – у неповну зірку. Вихідні дані та вибір трансформаторів струму наводимо в табл. 12.1.

Таблиця 12.1

Вихідні дані та вибір трансформаторів струму

Параметри	Формули	Сторона напруги	
		35 кВ (I)	10 кВ (II)
Первинний струм на сторонах трансформатора, що захищається, відповідно до його номінальної потужності, А	$I_n = \frac{S_{н.м}}{\sqrt{3}U_{н.ср}}$	$\frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 36,75} = 251,7$	$\frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 880,8$
Схема з'єднання трансформаторів струму	-	Δ	Y
Коефіцієнт схеми включення реле захисту	k_{cx}	$\sqrt{3}$	1
Первинний максимальний робочий струм, А	$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_{н.ср}}$	$\frac{24762,2}{\sqrt{3} \cdot 36,75} = 389,5$	$\frac{24762,2}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1363,2$
Розрахунковий коефіцієнт трансформації трансформаторів струму	$K_{I_{роз}} = \frac{k_{cx} \cdot I_p}{5}$	$\frac{\sqrt{3} \cdot 389,5}{5} = 134,8$	$\frac{1 \cdot 1363,2}{5} = 272,64$
Прийнятий коефіцієнт трансформації трансформаторів струму	K_I	$\frac{300}{5} = 60$	$\frac{600}{5} = 120$
Вторинний струм в плечах захисту, що відповідає номінальній потужності трансформатора, А	$K_{н.в} = \frac{k_{cx} \cdot I_n}{K_I}$	$\frac{\sqrt{3} \cdot 134,8}{60} = 3,89$	$\frac{1 \cdot 272,64}{120} = 2,27$

Застосовуємо для диференційного захисту реле РНТ – 565.

Визначаємо струм спрацьовування захисту за умов відлаштування від кидка струму намагнічування.

$$I_{с.з} \geq 1,3I_n \quad (12.1)$$

$$I_{с.зI} \geq 1,3 \cdot 386,8 = 502,84 \text{ А}; \quad I_{с.зII} \geq 1,3 \cdot 1363,2 = 1772,16 \text{ А};$$

Визначаємо струм спрацьовування захисту за умовою відлаштування від максимального первинного струму небалансу:

$$I_{с.з.} \geq 1,3 \cdot \frac{E + \Delta U_{рег}}{100} \cdot I_{K_{\max}}^{(3)}, \quad (12.2)$$

де E – повна похибка трансформаторів струму, %;

$\Delta U_{рег}$ – діапазон зміни напруги від номінальної, %;

$I_{K_{\max}}^{(3)}$ – максимальний струм короткого замикання із розділу 9.

Тут ми не враховуємо складову струму небалансу, що спричинена невідповідністю коефіцієнтів трансформації.

$$I_{с.з.II} \geq 1,3 \cdot \frac{10+16}{100} \cdot 6060 = 2048 \text{ А},$$

$$I_{c.з.И} \geq 1,3 \cdot \frac{(10+16)}{100} \cdot 6060 \cdot \frac{10,5}{36,75} = 585 \text{ А.}$$

Приймаємо $I_{c.з.И} = 2048 \text{ А}$, $I_{c.з.І} = 585 \text{ А}$.

Струм спрацювання реле:

$$I_{cp.p} = \frac{k_{cx}^{(3)} \cdot I_{c.з.},}{K_I}, \quad (12.3)$$

$$I_{cp.pI} = \frac{\sqrt{3} \cdot 585}{60} = 16,9 \text{ А,}$$

$$I_{cp.pI} = \frac{1 \cdot 2048}{120} = 17,07 \text{ А.}$$

Приймаємо сторону низької напруги за основну. Розрахункове число витків обмотки насичу вального трансформатора струму (НТС) реле для основної сторони:

$$W_{осн.рас} = \frac{F_{c.p.}}{I_{c.p.ос}}, \quad (12.4)$$

де $F_{c.p} = 100 \text{ А}$.

$$W_{осн.рас} = \frac{100}{17,07} = 5,86.$$

Приймаємо $W_{осн} = 6$.

Розрахункове число витків НТС реле для неосновної сторони:

$$W_{неосн.рас} = \frac{W_{осн} \cdot I_{неосн}}{I_{н.в.неосн}} = \frac{6 \cdot 17,07}{16,9} = 6,1.$$

Приймаємо $W_{неосн} = 7$.

Первинний розрахунковий струм небалансу з урахуванням складової, обумовленої округленням розрахункового числа витків неосновної сторони:

$$I_{нб.р.мах} = \frac{E + \Delta U_{рег}}{100} I_{K \max}^{(3)} + \frac{W_{неосн} - W_{неосн.рас}}{W_{неосн}} I_{K \max}^{(3)}, \quad (12.5)$$

$$I_{нб.р.мах} = \frac{10+16}{100} 6060 + \frac{7-6}{7} 6060 = 2441,7 \text{ А.}$$

Уточнене значення струму спрацювання реле на основній стороні:

$$I_{c.p.осн} = \frac{F_{c.p.}}{W_{осн}} = \frac{100}{6} = 16,67 \text{ А.}$$

Уточнене значення струму спрацювання захисту на основній стороні:

$$I_{c.з.} = I_{c.p.осн} \cdot \frac{K_{Iосн}}{K_{сх}^{(3)}}, \quad (12.6)$$

$$I_{c.з.} = 16,67 \cdot \frac{120}{1} = 2000 \text{ А.}$$

Дійсне значення коефіцієнта відлаштування:

$$k_{отс} = \frac{I_{c.з.}}{I_{нб.p.мах}}, \quad (12.7)$$

$$k_{отс} = \frac{2000}{2441,7} = 0,82 < 1,3.$$

Коефіцієнт чутливості:

$$K_{ч} = \frac{I_{K\min}^{(2)}}{I_{c.з.}}, \quad (12.8)$$

$$K_{ч} = \frac{5,83}{1,43} = 4,08 > 2,25.$$

Остаточно приймаємо $W_{осн} = 6$ та $W_{неон} = 7$.

12.4. Струмова відсічка

Для захисту від коротких замикань у ланцюгах напруги 35 кВ до трансформатора та для резервування захисту трансформатора передбачаємо струмову відсічку. Захист працює від вбудованих у вимикач QI трансформаторів струму (ТС) з коефіцієнтом трансформації 300/5. В якості реле вибираємо реле струму РТ - 40.

Струм спрацьовування реле:

$$I_{c.p.} = \frac{k_{отс} \cdot K_{сх}^{(3)} \cdot I_{к.зн.мах}^{(3)}}{K_I}, \quad (12.9)$$

де $k_{отс}$ – коефіцієнт відлаштування;

$K_{сх}^{(3)}$ – коефіцієнт схеми;

$I_{к.зн.мах}^{(3)}$ – струм зовнішнього короткого замикання, А;

K_I – коефіцієнт трансформації.

Для реле РТ – 40 при наявності вихідного проміжного реле

$$k_{омс} = 1,2..1,3.$$

Струм зовнішнього короткого замикання – це $I_{k.max}^{(3)}$, у точці К2 (розділ 9), приведений до 35 кВ.

$$I_{к.вн.мах}^{(3)} = I_{Кмах}^{(3)} \cdot \frac{U_{нн}}{U_{вн}} = 6060 \cdot \frac{10,5}{36,75} = 1731,4 \text{ А},$$

$$I_{с.р.} = \frac{1,3 \cdot 1 \cdot 1731,4}{60} = 45 \text{ А}.$$

Приймаємо $I_{с.р.} = 45 \text{ А}$.

Тоді струм спрацювання захисту:

$$I_{с.з.} = I_{с.р.} \cdot K_I \cdot k_{сх}^{(3)}, \quad (12.10)$$

$$I_{с.з.} = 45 \cdot 60 \cdot 1 = 2700 \text{ А}.$$

Чутливість захисту при двофазному замиканні:

$$k_2 = \frac{I_{Кmin}^{(2)}}{I_{с.з.}}, \quad (12.11)$$

де $I_{Кmin}^{(2)}$ – струм двофазного короткого замикання у точці К1 (розділ 9), А,

$$k_2 = \frac{5834}{2700} = 2,16 > 2.$$

12.5. Захист від багатофазних замикань на стороні низької напруги

Для захисту збірних шин РУ – 10 кВ та для резервування захисту відхідних ліній передбачаємо максимальний струмовий захист з комбінованим пуском по напрузі, що працює від трансформаторів струму ввідної комірки РУ – 10 кВ та трансформатора напруги РУ – 10 кВ.

Захист виконуємо двома реле струму типу РТ – 40, фільтр реле напруги зворотної послідовності РНФ – 1М та мінімальним реле напруги типу РН–54/168. Захист виконуємо з двома витримками часу, що діють послідовно на відключення вимикача НН і вихідні проміжні реле захисту трансформатора.

Струм спрацювання реле визначаємо з умови його повернення при протіканні через захист номінального струму сторони НН трансформатора:

$$I_{c.p.} = \frac{k_{omc} \cdot K_{cx}^{(3)} \cdot I_n}{K_\epsilon \cdot K_I}, \quad (12.12)$$

де $k_{omc} = 1,2$ – коефіцієнт відлаштування;

k_ϵ – коефіцієнт повернення реле струму.

$$I_{c.p.} = \frac{1,2 \cdot 1 \cdot 715,7}{0,8 \cdot 300} = 3,5 \text{ А.}$$

Приймаємо $I_{c.p.} = 4 \text{ А.}$

Струм спрацювання захисту:

$$I_{c.з.} = \frac{I_{c.p.} \cdot K_I}{k_{cx}^{(3)}}, \quad (12.13)$$

$$I_{c.з.} = \frac{4 \cdot 300}{1} = 1200 \text{ А.}$$

Первинну напругу спрацювання фільтра реле напруги зворотної послідовності визначаємо з умови відлаштування від напруги небалансу в режимі навантаження.

$$U_{2c.з.} = 0,06 U_{ном}, \quad (12.14)$$

де $U_{ном}$ – номінальна міжфазна напруга трансформатора напруги, В.

$$U_{2c.з.} = 0,06 \cdot 35 = 2,1 \text{ В.}$$

Первиння напруга спрацювання мінімальних реле напруг приймаємо:

$$U_{c.p.} = 0,7 U_{ном} = 0,7 \cdot 35 = 24,5 \text{ В.}$$

Напруга спрацювання захисту:

$$U_{c.з.} = U_{c.p.} \cdot K_u = 24,5 \cdot \frac{16000}{35} = 11200 \text{ В.}$$

Коефіцієнт чутливості захисту по струму:

$$K_\psi = \frac{I_{K\min}^{(2)}}{I_{c.з.}}, \quad (12.15)$$

где $I_{K\min}^{(2)}$ – ток двухфазного короткого замыкания в точке К2, А.

$$K_\psi = \frac{5833}{1200} = 4,8 > 1,5.$$

Першу витримку часу приймаємо на ступінь селективності $\Delta t = 0,5 \text{ с}$ більше витримки часу захисту, що встановлений на секційному вимикачі шин НН. Другу витримку часу приймаємо на ступінь Δt більше від першої.

$$t_1 = t_{\text{сек}} + \Delta t = 2 + 0,5 = 2,5 \text{ с,}$$

$$t_2 = t_1 + \Delta t = 2,5 + 0,5 = 3 \text{ с.}$$

12.6. Резервний захист від міжфазних коротких замикань

Для резервування відключення багатофазних КЗ на шинах НН, а також для резервування основних захистів трансформатора передбачаємо максимальний струмовий захист із комбінованим пуском за напругою. Захист приєднуємо до ТС, що встановлений на боці ВН. Виконуємо захист із двома реле струму типу РТ – 40. Як пускові органи захисту використовуємо комбінований пусковий орган захисту, встановлений на стороні НН. Захист виконуємо з однією витримкою часу, що діє на вихідні проміжні реле захисту трансформатора.

Струм спрацювання захисту вибираємо аналогічно вибору в підпункті 12.5.

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{k_{\text{омс}} \cdot K_{\text{сх}}^{(3)} \cdot I_{\text{н}}}{K_{\text{б}} \cdot K_{\text{І}}} = \frac{1,2 \cdot 1 \cdot 204}{0,8 \cdot 60} = 5,1 \text{ А,}$$

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{I_{\text{с.р.}} \cdot K_{\text{І}}}{k_{\text{сх}}^{(3)}} = \frac{2 \cdot 60}{1} = 120 \text{ А,}$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К min}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}}, \quad (12.16)$$

$$\text{де } I_{\text{К min}}^{(2)} = I_{\text{К min(K2)}}^{(2)} \cdot \frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}}} = 4640 \cdot \frac{10,5}{36,75} = 1666,7 \text{ А.}$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{1666,7}{12080} = 13,9 > 1,5.$$

Витримку часу захисту приймаємо рівною найбільшій з витримок часу захисту від багатофазних КЗ, встановлених на стороні НН трансформатора $t = 3$ с.

12.7. Захист від перевантажень

Захист здійснюємо одним реле струму типу РТ - 40, включеним на струм однієї фази.

Захист приєднуємо до трансформатора струму, встановленого на стороні НН. Захист діє із витримкою часу на сигнал.

Струм спрацювання реле:

$$I_{c.p.} = \frac{k_{omc} \cdot I_n}{K_\epsilon \cdot K_I}, \quad (12.17)$$

Тут коефіцієнт від лаштування враховує тільки похибку в струмі спрацювання і приймається $k_{omc} = 1,05$.

$$I_{c.p.} = \frac{1,05 \cdot 715,7}{0,8 \cdot 300} = 3,13 \text{ А.}$$

Струм спрацювання захисту:

$$I_{c.z.} = I_{c.p.} \cdot K_I, \quad (12.18)$$

$$I_{c.z.} = 4 \cdot 300 = 1200 \text{ А.}$$

Витримку часу приймаємо більше витримки часу захисту від міжфазних КЗ

$$t = 3 + 0,5 = 3,5 \text{ с.}$$

12.8. Захист трансформаторів цехових підстанцій

Захист трансформаторів розглянемо на прикладі ТП 5.

Для захисту трансформаторів передбачаємо запобіжник типу ПКТ, реле тиску та вводні автоматичні вимикачі на стороні НН. Для резервування служить струмова відсічка, встановлена на вимикачі живильної лінії. Реле тиску спрацює при підвищенні тиску в баку трансформатора і впливає на котушку, що відключає вимикач навантаження, встановлений на стороні ВН.

Плавку вставку запобіжника для запобігання спрацювання в нормальному режимі та при кидках струму намагнічування трансформатора вибираємо з номінальним струмом:

$$I_{вс.ном} \approx 2 \cdot I_{т.ном}, \quad (12.19)$$

Для трансформатора ТМ – 1600/10:

$$I_{т.ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{вн}} = \frac{1600}{1,73 \cdot 10} = 92,3 \text{ А,}$$

$$I_{вс.ном} \approx 2 \cdot 92,35 = 184 \text{ А.}$$

Вибираємо запобіжник ПКТ 104 – 6 – 200 – 12,5УЗ з $I_{вс.ном} = 200 \text{ А.}$

При спрацюванні запобіжник впливає на привод вимикача навантаження і вимикач навантаження при цьому відключається. Цим виключається неповнофазний режим роботи, небезпечний для електродвигунів.

12.9. Автоматика

В електропостачанні підприємства застосовуємо такі види автоматики:

- автоматичне включення резерву (АВР);
- автоматичне повторне включення (АПВ);
- автоматичне частотне розвантаження (АЧР);
- автоматичне регулювання напруги трансформаторів.

Не виключено, що економічно доцільною може бути робота одного трансформатора на ГПП (наприклад, у святкові дні). При роботі одного трансформатора вводиться АВР на другому трансформаторі. АВР спрацьовує при відключенні працюючого трансформатора, або при зникненні напруги 35 кВ на ввіді працюючого трансформатора. При цьому включається вимикач ВГТ, що подає напругу 35 кВ на резервний трансформатор і ввідний вимикач в РУ - 10 кВ.

АВР передбачаємо на секційних вимикачах РУ – 10 кВ на ГПП та РП. При спрацюванні АВР включається секційний вимикач і обидві секції шин одержують живлення від одного трансформатора. АВР передбачаємо також на стороні 0,4 кВ для споживачів першої категорії.

АПВ передбачаємо на ввідних вимикачах РУ – 10 кВ ГПП. Його вводять у дію під час роботи лише одного трансформатора. АПВ передбачаємо також на магістральних лініях, що відходять. Це дає можливість застосування неселективної струмової відсічки на лініях, що відходять.

Автоматичне регулювання напруги трансформаторів здійснюється автоматичним регулятором напруги разом із пристроєм регулювання під напругою.

13. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА. ЗАДАЧІ ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ РЕАКТИВНОЮ ПОТУЖНІСТЮ

13.1. Загальні відомості

Згідно з поточною методикою нарахування оплати за перетікання реактивної електроенергії між енергопостачальною компанією та споживачами, підприємствам рекомендовано встановлювати обладнання для компенсації реактивної потужності та управляти реактивними навантаженнями. Підприємства, які беруть участь у підтриманні балансу реактивної потужності в регіоні, повинні дотримуватися узгодженого графіка реактивного навантаження. Інші підприємства спрямовані на зниження обсягів споживання реактивної енергії, що сприяє зменшенню витрат на електроенергію. Отже, важливо цілеспрямовано управляти реактивною потужністю: у першому випадку – забезпечуючи стабільність графіка навантажень, у другому – знижуючи його до мінімальних значень.

Графік навантажень реактивної потужності $Q(t)$, представляє собою процес, для керування яким застосовують теорію оптимального керування. Управління реактивною потужністю повинно враховувати всі особливості цього процесу, що потребує чіткого математичного формулювання завдань оптимального керування. Особливості керування процесом $Q(t)$ включають такі аспекти:

1. Керованим параметром є реактивна потужність на вході підприємства, яка характеризується складною часовою залежністю, що не піддається аналітичному опису.

2. Особливості процесу: Зміни процесу $Q(t)$ залежать від виробничої технології і мають вільний характер ($\frac{dQ}{dt}$ – несуттєво). Реєстрація параметрів відбувається за допомогою періодичних вимірювань, наприклад, щогодини. Між вимірюваннями стан системи вважається незмінним (див. рис. 13.1).

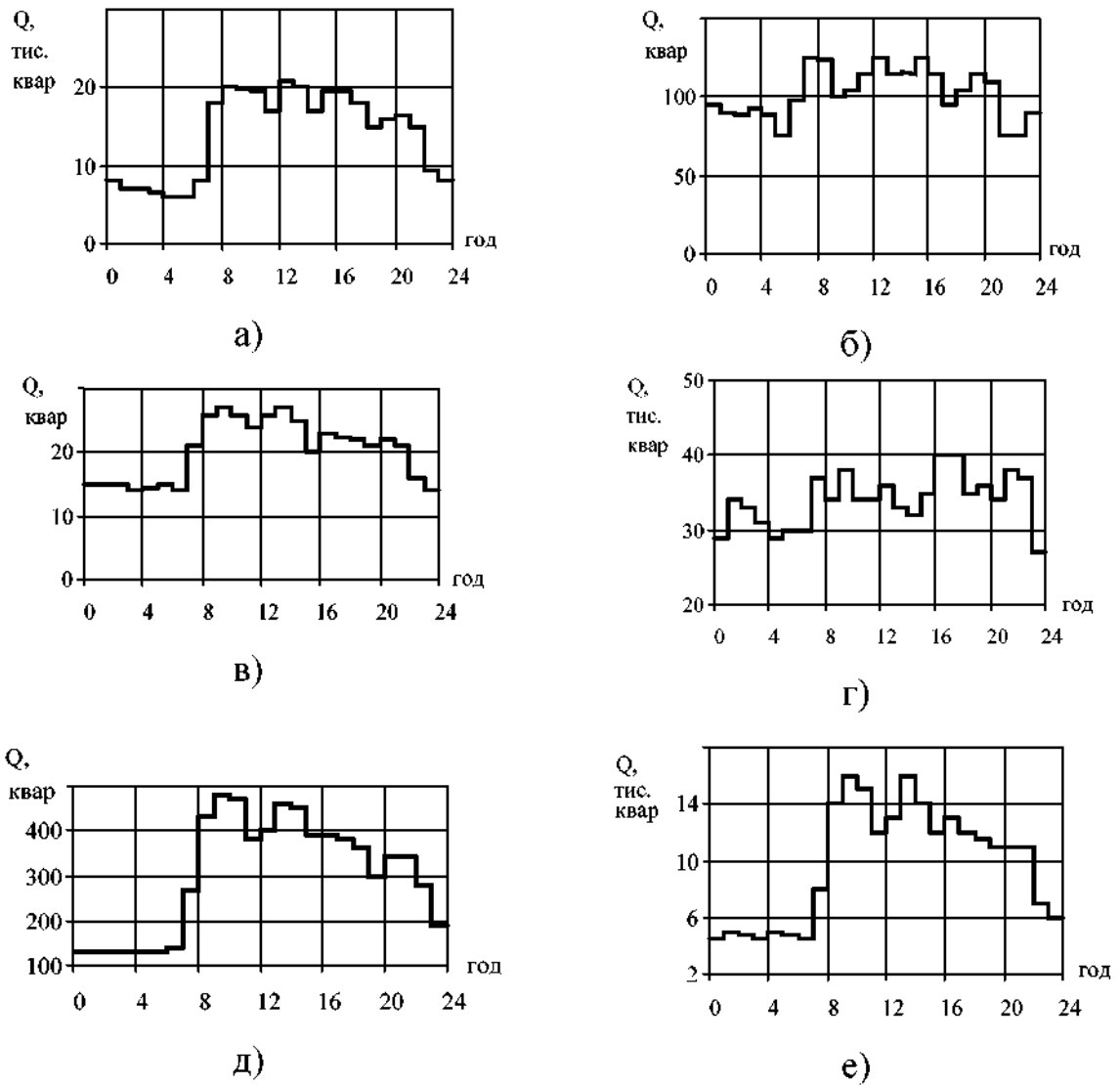


Рис. 13.1. Характерні графіки добового реактивного навантаження для підприємств різних галузей промисловості:

а - легкої; б - текстильної; в - харчової; г - чорної металургії; д – машинобудування і металообробки; е - деревообробної

3. Компанія, що постачає електроенергію, здійснює контроль за ступінчастим графіком реактивної потужності, з можливістю змінювати крок дискретизації за необхідності. Умови щодо узгодженого ступінчастого графіка реактивних навантажень визначаються в договорі про споживання електроенергії.

4. Регулювання режиму можна здійснювати за допомогою синхронних двигунів, які працюють у режимі перезбудження, а також БСК (симетричними батареями статичних конденсаторів). Синхронні двигуни разом із БСК,

оснащеними тиристорним керуванням, забезпечують можливість безперервного регулювання, проте здебільшого застосовують БСК, які дозволяють підключати окремі секції для дискретного керування. Саме цей варіант розглядатимемо далі.

5. Оскільки керування вимагає комутації великих ємнісних потужностей, його слід здійснювати не тільки дискретно, тобто за впливом, але і за часом.

6. Під час комутування ємнісних струмів, яка є однією з найбільш складних операцій для електрообладнання, важливо мінімізувати кількість таких комутацій, зокрема комутацій найпотужніших секцій БСК, які генерують максимальний ємнісний струм.

7. Реактивну потужність необхідно контролювати і керувати нею з урахуванням усіх можливих факторів, зокрема, вплив на рівні напруги у вузлах, втрату активної потужності, стабільність режимів тощо.

8. Вплив кожного з факторів може змінюватися з часом, тоді необхідність враховувати певний аспект керування може зникати або посилюватися у конкретні моменти.

13.2. Постановка задачі управління реактивною потужністю у вигляді задачі оптимального керування

Основною метою раціонального управління реактивною потужністю є зниження споживання реактивної енергії та потужності на промислових підприємствах. Для реалізації цієї мети формуємо задачу оптимального керування.

Оскільки система електроспоживання є динамічною, усі її параметри змінюються з часом, а реактивна потужність у такій системі представлена як складна функція цих змін:

$$Q=f(\mathbf{X},t),$$

де Q – реактивна потужність споживана підприємством з мережі.

Основним завданням є вибір оптимального керування $\mathbf{X}(t)$ у часовому інтервалі $t_0 \leq t \leq t_N$, з множини допустимих значень, щоб сформувати траєкторію процесу $Q(t)$, мінімізуючи при цьому критерій керування J ,

$$J = \int_{t_0}^{t_N} Q(\mathbf{X}, t) dt \rightarrow \min.$$

У практичних задачах часто виникає потреба у визначенні оптимального вектора керування з урахуванням обмежень, які можуть бути представлені як рівність або нерівність. Реалізація оптимального керування реактивною потужністю потребує отримання розв'язків для окремих дискретних моментів часу, як і в задачах керування несиметрією режиму. Враховуючи це, у загальному випадку ця задача в дискретному вигляді буде такою:

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{k=0}^N Q_k(\mathbf{X}) \Delta t \rightarrow \min \\ \mathbf{G}[\mathbf{X}(t_k)] \geq 0, \quad k = 0, 1, 2, \dots, N \\ \mathbf{H}[\mathbf{X}(t_k)] = 0, \quad k = 0, 1, 2, \dots, N, \end{array} \right. \quad (13.1)$$

де Q_k – реактивна потужність споживана підприємством для t_k моменту часу;

\mathbf{G} та \mathbf{H} – векторні функції.

Обмеження у вигляді нерівностей формують вектор-функцію \mathbf{G} . До таких нерівностей відносяться, наприклад, обмеження, що гарантують стабільність навантажувального вузла або забезпечують допустимий рівень напруги в мережі.

Вектор-функція \mathbf{H} , своєю чергою, визначається обмеженнями у формі рівнянь. Сюди входять, зокрема, обмеження на узгоджену із електропостачальною компанією величину реактивної потужності, дозволена для споживання чи генерації. Така ситуація виникає, коли споживач бере участь у регулюванні режиму в енергетичному регіоні й має заданий графік реактивного навантаження.

Задача (13.1) є безмежновимірною задачею математичного програмування ($N \rightarrow \infty$). Її розв'язок слід шукати як послідовність розв'язків ряду операційних задач для конкретних фіксованих проміжків часу.

Для перевірки відповідності задачі (13.1) заданій меті розглянемо її геометричну інтерпретацію. Цільовий функціонал, який являє собою суму добутків значень Q_k на Δt , відображає площу під графіком $Q(t)$. Мінімізація цього функціонала означає зменшення площі під графіком $Q(t)$ і в енергетичному сенсі відповідає мінімізації реактивної енергії. Обчислюючи кожен з операційних задач для проміжку часу t_k , знаходимо розв'язок, який мінімізує відповідну складову цільової функції. Виконавши всі N цих задач і реалізувавши отримані рішення, забезпечимо мінімізацію цільової функції в цілому, тоді це повністю буде відповідати поставленій меті.

13.3. Математичні моделі для оптимальної компенсації реактивних навантажень

Відомі моделі для оптимальної компенсації реактивних навантажень, які можна описати математично, враховують низку факторів, таких як вплив на рівень напруги в точках приєднання навантажень, втрату активної потужності в мережі, обсяг споживання реактивної енергії, пропускну здатність системних елементів мережі та стійкість навантажувального режиму. Ці параметри характеризують виключно стану об'єкта керування. Однак врахування всіх цих чинників одночасно у межах однієї моделі є недоцільним через аналіз складності та можливості додаткових умов (наприклад, одночасне дотримання верхніх і нижніх меж відхилення напруги). Система керування, яка вибирає вплив на об'єкт та формує відповідну команду, може працювати за алгоритмом попередньої оцінки стану з використанням найбільш релевантної моделі, що враховує поточні умови. У разі використання сучасних керівних систем на базі цифрових технологій важливо оптимізувати кількість моделей і спростити алгоритми аналізу, щоб зменшити обчислювальні витрати. Враховуючи це та особливості комутації в пристроях керування (наприклад, перенапруги, що виникає на контактах під час комутації ємнісних навантажень), до математичних моделей ставляться такі вимоги:

1. Мінімальне число комутацій у пристроях керування при управлінні в різних режимах системи електропостачання.
2. Використання якомога мінімальної кількості математичних моделей для управління в різних режимах системи електропостачання.
3. Можливість використання моделі за єдиним алгоритмом, оскільки це забезпечить мінімум обчислювальних ресурсів.

Проаналізуємо підходи до формування математичних моделей дискретного програмування, що будуть відповідати встановленим умовам.

Для вибору оптимального управління в системах електропостачання застосовуються лінійні моделі з булевими змінними, де стан кожної секції керування позначений як "увімкнено" або "вимкнено". У табл. 13.1 представлені всі можливі стани системи, де Q_v позначає реактивні навантаження на вході живлення; Q' – рівень природного споживання реактивної потужності за умов вимкнених батарей статичних конденсаторів; ΔQ – матрицю потужностей секцій БСК розміром $(1 \times m)$; \mathbf{X} – вектор змінних розміром $(m \times 1)$, де кожна компонента x_i дорівнює 1, якщо i -ту секцію доцільно увімкнути, і 0, якщо не потрібно; $\bar{\mathbf{X}}$ – вектор, компоненти якого \bar{x}_i залежать від x_i так, що $x_i = 1$, то $\bar{x}_i = 0$ і навпаки, але вони не мають фізичного змісту; \mathbf{n} – одинична матриця розміром $(m \times 1)$; $Q_{\text{доп}}$ – граничне значення реактивного навантаження, що вибирається для мінімізації втрат потужності; ΔU – матрицю зміни напруги, пов'язаних із включенням секцій БСК, розміром $(1 \times m)$; $U_{\text{min.доп.}}$, $U_{\text{max.доп.}}$ – мінімальні та максимально допустимі рівні напруги у вузлі; U' – позначає напругу у вузлі в умовах природного споживання реактивної потужності.

Відмінності між моделями зводяться до одного обмеження, що дозволяє використовувати симплекс-метод лінійного програмування для аналізу задач. Впровадивши обмежену кількість розгалужень симплекс-алгоритму, можна зменшити обчислювальні витрати, що полегшує реалізацію на базі сучасних цифрових систем керування. Наведемо ключові етапи вирішення завдань керування, що базуються на цих моделях.

Таблиця 13.1

Управління реактивною потужністю на основі математичних моделей
за допомогою батарей статичних конденсаторів

Модель, що використовується	Номер	У яких випадках застосовується
1	2	3
$\begin{cases} Q_B(\mathbf{X}) = Q' - \Delta Q \mathbf{X} \rightarrow \min \\ \mathbf{X} + \bar{\mathbf{X}} = \mathbf{n} \\ Q' - \Delta Q \mathbf{X} \geq Q_{\text{доп}} \\ x_i; \bar{x}_i \in \{1, 0\} \end{cases}$	(13.2)	<p>Для ухвалення рішень, спрямованих на забезпечення величини $Q_{\text{доп}}$ у години мінімальних навантажень електричної системи в період управління реактивною потужністю підприємства, для забезпечення мінімальних втрат активної потужності в його мережах, а також підтримки стабільності усіх вузлів його навантажень.</p>
$\begin{cases} Q_B(\mathbf{X}) = Q' - \Delta Q \mathbf{X} \rightarrow \min \\ \mathbf{X} + \bar{\mathbf{X}} = \mathbf{n} \\ 0 \leq Q' - \Delta Q \mathbf{X} \leq Q_{\text{доп}} \\ x_i; \bar{x}_i \in \{1, 0\} \end{cases}$	(13.3)	<p>Для ухвалення рішень, що дозволяють підтримувати реактивну потужність підприємства в межах від 0 до $Q_{\text{доп}}$, необхідну для узгодження графіка реактивних навантажень у години максимальних навантажень енергопостачальних мереж, а також для зниження втрат активної потужності в мережі електричного живлення.</p>

1	2	3
$\begin{cases} Q_B(\mathbf{X}) = Q' - \Delta Q \mathbf{X} \rightarrow \min \\ \mathbf{X} + \bar{\mathbf{X}} = \mathbf{n} \\ Q' - \Delta Q \mathbf{X} \geq 0 \\ x_i; \bar{x}_i \in \{1, 0\} \end{cases}$	(13.4)	Для ухвалення рішень щодо включення батарей статичних конденсаторів підприємства у періоди, не характерними для пікових навантажень енергосистеми, забезпечуючи при цьому узгоджений графік реактивних навантажень та мінімальні втрати активної потужності та обсяги споживання реактивної.
$\begin{cases} Q_B(\mathbf{X}) = Q' - \Delta Q \mathbf{X} \rightarrow \min \\ \mathbf{X} + \bar{\mathbf{X}} = \mathbf{n} \\ U' + \Delta U \mathbf{X} \leq U_{\max \text{ доп}} \\ x_i; \bar{x}_i \in \{1, 0\} \end{cases}$	(13.5)	Для визначення вектора керування у вузлах де компенсація реактивної потужності може призводити до перевищення допустимих значень напруги.
$\begin{cases} Q_B(\mathbf{X}) = Q' - \Delta Q \mathbf{X} \rightarrow \min \\ \mathbf{X} + \bar{\mathbf{X}} = \mathbf{n} \\ U' + \Delta U \mathbf{X} \geq U_{\min \text{ доп}} \\ x_i; \bar{x}_i \in \{1, 0\} \end{cases}$	(13.6)	Для вибору оптимального вектора керування для конденсаторних установок у вузлах, де вони використовуються для регулювання напруги.

Класичний симплекс-алгоритм для лінійного програмування містить етапи розгалуження. Якщо початковий розв'язок не задовольняє умову невід'ємності змінних, спершу виконується пошук опорного розв'язку, після чого обчислюється оптимальне рішення. Якщо ж початковий розв'язок відповідає умовам, алгоритм відразу переходить до пошуку оптимального рішення. У випадках де можна легко забезпечити наявність опорного розв'язку, цей етап можна пропустити, що значно спростить керування на базі мікропроцесорних систем, як це можливо для математичної моделі (13.2). Для неї формально допустимий план, де всі компоненти вектора \mathbf{X} , $x_i=0$, $i=1, 2, \dots, m$, (усі секції БСК відключені), є допустимим початковим розв'язком, з якого можна розпочинати пошук оптимального плану. Проте, якщо $Q_{\text{доп}} > Q$, тоді опорного розв'язку не має

і в такій ситуації наявними засобами (тільки секції керування БСК) досягти поставленої мети неможливо. Оптимальними діями у такому разі з практичної точки зору, є повне відключення всіх секцій батарей конденсаторів.

Для математичної моделі (13.3) необхідно включити гілку симплекс-алгоритму, який шукає опорний розв'язок, оскільки не існує способу що гарантує простий шлях його визначення.

Опорний розв'язок для моделей (13.4) і (13.5) є аналогічним до розв'язку моделі (13.2), але у теоретичних випадках коли $U' \geq U_{\max.\text{доп.}}$ розв'язок втрачає актуальність, і опорний план для моделі (13.5) визначити не можливо.

Щодо математичної моделі (13.6), опорного розв'язку може не бути, якщо наявні засоби компенсації не можуть забезпечити мінімально допустимий рівень напруги $U_{\min.\text{доп.}}$. У такому випадку доведеться звернутися до відповідної частини симплекс-алгоритму для пошуку опорного розв'язку.

Математичні моделі (13.2), (13.3) і (13.5) мають ще одну корисну властивість для експлуатації БСК. Коли приймають за опорний розв'язок значення $i=0, i=1,2,\dots,m$, то наступні кроки до оптимального розв'язку виконуються за симплекс-алгоритмом шляхом вибору до ввімкнення секції батарей конденсаторів, що має найбільшу потужність з тих, чиє ввімкнення є допустимим. Симплекс-алгоритм передбачає, що для кожного кроку обирається вільна зміна з найбільшим коефіцієнтом приросту цільової функції на одиницю приросту значення цієї змінної [14]. Це означає, що потрібна потужність буде забезпечена за рахунок увімкнених найбільших потужних секцій батарей конденсаторів. Це дозволить мінімізувати кількість комутацій для реалізації рішень і зменшити частоту комутацій потужних секцій протягом доби. Натомість моделі (13.3) та (13.6) такої властивості щодо стійкості не мають.

Значення $Q_v(\mathbf{X})$, що відповідає допустимим розв'язкам задач (13.2) –(13.4), представлених на осі у виді заштрихованих напіввідкритих проміжків і відрізків (рис. 13.2), а оптимальні значення критерію ефективності, які можна досягти, не враховуючи дискретності потужностей батарей конденсаторів та можливого їх дефіциту, відомі як $Q_{v\text{ опт}}(\mathbf{X})$.

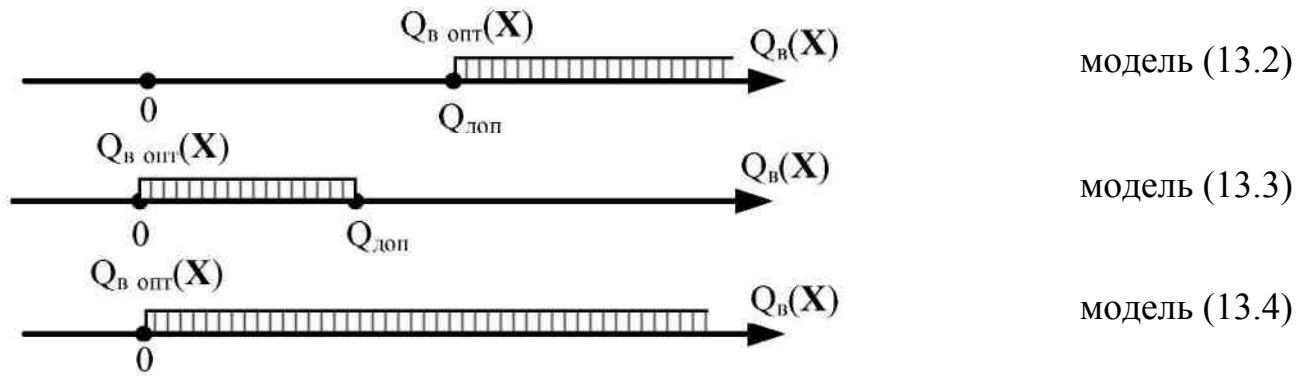


Рис. 3.2. Значення $Q_v(X)$, що будуть відповідати умовам обмежень розглянутих моделей (13.2), (13.3) та (13.4)

Варто зазначити, що $Q_{v \text{ опт}}(X)$ відповідає крайнім точкам заштрихованих відрізків осі, розташованих ліворуч. Це означає, що всі практичні випадки моделей (13.2), (13.3) та (13.4) можуть бути об'єднані в одну математичну модель, яка здатна забезпечити отримання аналогічних розв'язків.

$$\left\{ \begin{array}{l} Q_v(X) = Q' - \Delta Q X \rightarrow \min \\ X + \bar{X} = n \\ Q' - \Delta Q X \geq A \\ x_i; \bar{x}_i \in \{1, 0\} \end{array} \right. \quad (13.7)$$

У даному випадку A – буде граничним значенням споживаної реактивної потужності. Зокрема, для всіх випадків використання моделі (13.2) буде мати значення, $A = Q_{\text{доп}}$ і $A = 0$ – для моделей (13.3) та (13.4).

Аналогічний підхід до аналізу математичних моделей (13.5) та (13.6) дозволяє створити узагальнену математичну модель, яка охоплює всі можливі випадки їх використання:

$$\left\{ \begin{array}{l} Q_v(X) = Q' - \Delta Q X \rightarrow \min \\ X + \bar{X} = n \\ U' + \Delta U X \leq B \\ x_i; \bar{x}_i \in \{1, 0\} \end{array} \right. \quad (13.8)$$

Тут B позначає граничну напругу у вузлі підключення. Зокрема, $B = U_{\text{макс.доп}}$ для всіх випадків застосування математичної моделі (13.5), $B = U_{\text{мін.доп}} + \varepsilon$

для всіх випадків використання моделі (13.6), де ε – є зоною нечутливості зособу керування.

За допомогою математичної моделі (13.8) можна підтримувати напругу в межах допустимих відхилень визначаючи при цьому гарантований вектор керування.

Моделі (13.7) та (13.8) мають спільні характеристики, які роблять їх ефективними у використанні:

- початковий пробний розв'язок $x_i=0, i=1,2,\dots,m; \bar{x}_i=1, i=1, 2,\dots, m$ може слугувати опорним розв'язком, що усуває необхідність застосування додаткового алгоритму пошуку опорного розв'язку;

- при реалізації рішення в керувальному пристрої забезпечується мінімальна кількість комутацій.

Для моделей (13.7) та (13.8) узагальненою є модель, що містить всі позитивні властивості цих моделей, оптимізуючи процес керування реактивною потужністю за мінімальною кількістю комутацій і максимальною ефективністю управління:

$$\left\{ \begin{array}{l} Q_B(\mathbf{X}) = Q' - \Delta Q \mathbf{X} \rightarrow \min \\ \mathbf{X} + \bar{\mathbf{X}} = \mathbf{n} \\ \mathbf{C} - \mathbf{D} \mathbf{X} \geq \mathbf{F} \\ x_i; \bar{x}_i \in \{1, 0\} \end{array} \right. \quad (13.9)$$

У цій моделі:

\mathbf{C} – коефіцієнт, залежить він від групи випадків: для моделей групи 1 (моделі (13.2), (13.3) та (13.4)) $\mathbf{C} = \mathbf{Q}'$; для моделей групи 2 (моделі (13.5) та (13.6)) $\mathbf{C} = (-\mathbf{U}')$;

\mathbf{D} – матриця розмірністю $(1 \times m)$, яка також відрізняється для кожної групи: для випадків групи 1 $\mathbf{D} = \Delta \mathbf{Q}$; для випадків групи 2 $\mathbf{D} = (-\Delta \mathbf{U})$;

\mathbf{F} – вільний член і може приймати значення $\mathbf{F} = \mathbf{A}$ для випадків групи 1 та $\mathbf{F} = (-\mathbf{B})$ для випадків групи 2.

Використання симплекс-методу із опорним планом, де всі секції БСК відключені, обмеження математичної моделі (13.9) можна представити у вигляді:

$$\begin{pmatrix} \bar{\mathbf{X}} \\ \mathbf{y} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \mathbf{n} \\ \mathbf{K} \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} \mathbf{n}_d \\ \mathbf{D} \end{pmatrix} \mathbf{X}, \quad (13.10)$$

де \mathbf{y} – вільна змінна, яка перетворює обмеження-нерівність у рівність;

\mathbf{n}_d – діагональна одинична матриця відповідного розміру ($m \times m$);

$\mathbf{K} = (-\mathbf{F} + \mathbf{C})$.

У кожній ітерації симплекс-алгоритму обчислюються нові значення компонент матриць, але діагональні матриці $\begin{pmatrix} \mathbf{n} \\ \mathbf{K} \end{pmatrix}$ та $\begin{pmatrix} \mathbf{n}_d \\ \mathbf{D} \end{pmatrix}$ залишаються незмінними. Оскільки кожен компонент цих матриць має бути оновлений лише через прості арифметичні дії, доцільно розглянути більш ефективні методи обчислення, щоб оптимізувати аналіз математичної моделі (13.9).

Процес пошуку оптимального плану для дискретних математичних моделей після визначення опорного розв'язку може бути здійснений за допомогою методу динамічного програмування. Це обґрунтовується такими факторами:

- подальший розв'язок задачі може бути поділений на окремі етапи, де кожен етап відповідає прийняттю рішення про ввімкнення чергової секції БСК;
- ефективність k -го етапу, яка позначається як Q_{BK} , залежить тільки від стану попереднього етапу, тобто від значення $Q_{B(k-1)}$, і від рішення про ввімкнення певної секції БСК, яке приймається на k -му етапі. Це є ознакою адитивності процесу, що дозволяє застосувати динамічне програмування для поетапного досягнення оптимального розв'язку.

Метод динамічного програмування базується на принципі оптимальності Беллмана [14], який формулюється так: *незалежно від того, якого стану досягнуто системою після певної кількості етапів, слід вибрати таке умовно оптимальне рішення, яке, у поєднанні з умовно оптимальними рішеннями на всіх наступних етапах, забезпечить максимальний сумарний виграш на решті етапів, включаючи поточний.*

Інакше кажучи, кожен етап оптимізується з урахуванням того, що наступні етапи також будуть вирішуватися оптимально, забезпечуючи найкращий результат для всієї системи загалом. Це дозволяє розв'язувати задачі поетапно, розділяючи їх на підзадачі, що спрощує пошук оптимального плану для складних багатоступневих процесів.

Для задачі (13.9), що узагальнює всі випадки використання моделей (13.2-13.6), обчислення вектора керування можна виконати за методом динамічного програмування. Технічне обмеження-нерівність враховується на кожному k шляхом формування множини D_k допустимих значень потужностей секцій компенсуючого пристрою (для групи випадків 1) або допустимих добавок напруги (для групи випадків 2). У множину D_k включаються елементи $\Delta Q - Q_i$ за умови, що відповідний елемент матриці \mathbf{D} , $d_i \leq C - \sum_{j=1}^{k-1} d_j - F$, позначений як d_j , відповідає обмеженням для реалізації на j -му етапі. На k -му етапі приймається рішення з множини допустимих варіантів Q_k .

Рекурентні співвідношення Беллмана для цієї задачі можна записати так:

$$\left. \begin{aligned} Q_{B1} &= \min_{1 \leq r \leq R_1} \{-\Delta Q_{r1} + Q\} \\ &\quad \text{---} \\ Q_{Bk} &= \min_{1 \leq r \leq R_k} \{-\Delta Q_{rk} + Q_{B(k-1)}\} \quad k = 2, 3, \dots, n \end{aligned} \right\},$$

де Q_{Bk} – це оцінка стану системи на k -му етапі, що представляє реактивну потужність на вході, якщо реалізувати всі ті рішення, що були прийнятими на попередніх етапах, включно з поточним;

$$\Delta Q_{rk} \in D_k \quad 1 \leq r \leq R_k.$$

Процес обчислення припиняється на такому етапі $(n+1)$, коли множина $D_{(n+1)}$ стає пустою.

Аналізуючи процесу розв'язку з використанням методу динамічного програмування, видно, що на кожному етапі з множини D_k обирається секція КУ з максимальною потужністю. Це дозволяє запропонувати оптимізовану обчислювальну процедуру для керівної системи, яка є еквівалентною (як за підсумковими результатами, так і на кожному етапі) цього методу на основі

рекурентних співвідношень Беллмана. Така процедура мінімізує трудомісткість на k -му етапі й виконується за наступним алгоритмом:

Крок 1. Формування множини D_k . Визначаються компоненти матриці $\Delta Q'_{(k-1)}$, які відповідають компонентам матриці $\Delta D'_{(k-1)}$, $d_i \leq C - \sum_{j=1}^{k-1} d_j - F$, що задовольняють технічні умови для етапу k . Матриці $\Delta Q'_{(k-1)}$ та $\Delta D'_{(k-1)}$ є скороченими версіями початкових матриць ΔQ та D , що отримані шляхом виключення компонент, уже задіяних на етапах $(k-1)$. Розмір матриць $\Delta Q'_{(k-1)}$ і $\Delta D'_{(k-1)}$ складає $[1 \times (m-k-1)]$.

Крок 2. У випадку коли множина D_k виявляється пустою, переходять до кроку 7.

Крок 3. Вибір елемента з D_k . Визначають найбільший за величиною елемент ΔQ_{kmax} , серед усіх елементів множини D_k . Якщо їх є кілька, вибирають будь-який із них.

Крок 4. На підставі отриманих даних ухвалюється рішення про ввімкнення секції батарей конденсаторів, що відповідає ΔQ_{kmax} .

Крок 5. Оновлення матриць. З матриць $\Delta Q'_{(k-1)}$ та $\Delta D'_{(k-1)}$ виключаються компоненти, що відповідають обраній для включення секції на k -му етапі.

Крок 6. Повернення до кроку 1 для виконання наступного етапу $k+1$.

Крок 7. Розв'язок оптимального рішення отриманий. Розрахунки завершуюються.

Для прикладу, знайдемо вектор керування для компенсувального пристрою з вказаними параметри потужностей секцій [14]:

$$\begin{aligned} \Delta Q_1 &= 400 \text{ квар}, \Delta Q_2 = 300 \text{ квар}, \Delta Q_3 = 50 \text{ квар}, \Delta Q_4 = 150 \text{ квар}, \\ \Delta Q_5 &= 100 \text{ квар}, \Delta Q_6 = 25 \text{ квар}, \Delta Q_7 = 200 \text{ квар}, \Delta Q_8 = 150 \text{ квар}, \\ \Delta Q_9 &= 100 \text{ квар}, \Delta Q_{10} = 50 \text{ квар}, \Delta Q_{11} = 20 \text{ квар}. \end{aligned}$$

Природне споживання реактивної потужності по вводу підприємства становить 1000 квар. Енергосистема встановила допустиму величину споживання реактивної потужності $Q_{доп} = 0$ квар.

Для умов цього прикладу математична модель формалізується таким чином:

$$\left\{ \begin{array}{l} 1000 - (400 \ 300 \ 50 \ 150 \ 100 \ 25 \ 200 \ 150 \ 100 \ 50 \ 20)X \rightarrow \min \\ \mathbf{X} + \bar{\mathbf{X}} = \mathbf{n} \\ 1000 - (400 \ 300 \ 50 \ 150 \ 100 \ 25 \ 200 \ 150 \ 100 \ 50 \ 20)X \geq 0 \\ x_i, \bar{x}_i \in \{1, 0\} \end{array} \right. \quad (13.11)$$

$$\begin{aligned} \text{де } \mathbf{X}^T &= (x_1 \ x_2 \ x_3 \ x_4 \ x_5 \ x_6 \ x_7 \ x_8 \ x_9 \ x_{10} \ x_{11}); \\ \bar{\mathbf{X}}^T &= (\bar{x}_1 \ \bar{x}_2 \ \bar{x}_3 \ \bar{x}_4 \ \bar{x}_5 \ \bar{x}_6 \ \bar{x}_7 \ \bar{x}_8 \ \bar{x}_9 \ \bar{x}_{10} \ \bar{x}_{11}); \\ \mathbf{n}^T &= (1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1). \end{aligned}$$

Розв'язання задачі проведемо за допомогою симплекс-методу лінійного програмування та методу динамічного програмування, при цьому було відстежено відповідність кінцевих та проміжних результатів. Аналіз ефективності обчислювального процесу базувався на підрахунку кількості елементарних арифметичних операцій, виконаних на кожному етапі та ітерації. Результати обчислень під час розв'язання задачі зведені в табл. 13.2.

Для задач із більшими розмірностями, що є типовим для електропостачальних систем та великих підприємств, очікується суттєвіше підвищення ефективності.

Остаточні результати інтерпретуються наступним чином: ввімкнути секції з потужністю 400, 300, 100 та 200 квар, а секції з потужністю 50, 150, 25, 150, 100, 50 і 20 20 квар – вимкнути.

Досягнута реактивна потужність на вводі живлення становить 0 квар, що відповідає заданим вимогам.

Таблиця 13.2

Процес розв'язання задачі обчислення вектора керування реактивною потужністю за моделлю (13.11)

Метод лінійного програмування							Метод динамічного програмування						
Ітерація	Вектор керування – X^T	Кількість операцій				Кількість порівнянь	Етап	Вектор керування – X^T	Кількість операцій				Кількість порівнянь
		(+)	(-)	(×)	(:)				(+)	(-)	(×)	(:)	
1	(10000000000)	132	0	154	1	21	1	(10000000000)	12	0	0	0	21
2	(11000000000)	132	0	154	1	20	2	(11000000000)	12	0	0	0	19
3	(11000010000)	132	0	154	1	19	3	(11000010000)	11	0	0	0	17
4	(11001010000)	132	0	154	1	18	4	(11001010000)	10	0	0	0	15
Всього		528	0	616	4	78	Всього		45	0	0	0	72

Це завдання допускає кілька альтернативних рішень, наприклад, вектор керування $X^T=(01111011010)$ також задовольняє умови прикладу, однак, потребує комутацій, тоді як попередній потребує лише 4. Оскільки симплекс-метод або метод динамічного програмування обирає найефективніші рішення, у пріоритеті розглядається можливість увімкнення найбільш потужних секцій батарей. Це означає, що в основі графіка реактивної потужності будуть використовуватися потужніші секції, які залишатимуться в активному стані тривалий час, знижуючи кількість необхідних комутацій. Варто зазначити, що вимога мінімізації комутацій для реалізації оптимального не є аналітично прописаною в математичній моделі, а забезпечується алгоритмом розрахунку.

Це підтверджує, що математична модель керування реактивною потужністю має бути розроблена так, щоб класичний аналіз дозволяв отримати керівні рішення, які потребують мінімальної кількості комутацій. Крім того, управління реактивною потужністю виконується з мінімальною кількістю комутацій найпотужніших секцій БСК, що покращує експлуатацію комутаційного обладнання.

Отже, при розробці моделей керування на основі математичного аналізу, слід враховувати такі вимоги до системи керування, як простота алгоритму та мінімізація комутацій у керуючих пристроях.

Створена математична модель здатна охопити широкий спектр можливих ситуацій при керуванні реактивною потужністю в системах електропостачання. Залежно від конкретних умов у промисловій мережі, її коефіцієнти можуть приймати різні значення.

Для аналізу синтезованої моделі керування рекомендовано скористатися обчислювальною процедурою методу динамічного програмування, застосовуючи розроблені рекурентні співвідношення, які потребують мінімальної кількості елементарних арифметичних операцій.

13.4. Підвищення ефективності функціонування технологічних БСК для електропічних установок

13.4.1. Основна суть енергетичної задачі

Електрообладнання системи електропостачання має функціонувати з максимальною продуктивністю. Перед реалізацією технічних рішень щодо покращення режимів електропостачання, які потребують додаткових інвестицій, необхідно проаналізувати роботу наявного обладнання, включно з технологічним, яке забезпечує виробничий процес, для виявлення потенціалу підвищення його ефективності. Згідно з дослідженнями, в промислових електромережах часто є невикористані можливості, що включають роботу багатфункціональних компенсуючих пристроїв (БСК). БСК може значно підвищити ефективність їхнього використання за рахунок використання різних функціональних властивостей. Наприклад, на одному з підприємств електропромисловості, де основними споживачами електроенергії є однофазні графітаційні печі, оптимізація роботи БСК була досягнута за допомогою правильного налаштування та керування.

Для розуміння суті задачі та створення математичної моделі керування важливо ознайомитися з обладнанням електропічної установки (ЕПУ), її схемою та особливостями технологічного процесу графітації.

Графітаційна піч є ключовим елементом ЕПУ, який також містить пічний трансформатор T_1 , компенсаційний трансформатор T_2 , технологічну БСК та іншу

комутаційну апаратуру. На схемі ЕПУ (рис. 13.3) видно, що трансформатори T_1 і T_2 мають однакову потужність (сягають 5-18 МВА), конструкцію та 23-рівневе регулювання напруги під навантаженням (РПН). Потужність технологічної БСК сягає до 10 Мвар, і вона підключена до сторони високої напруги трансформатора T_2 . Електропідна установка має несиметричне навантаження, і ціла її підключається до шин напругою 35 кВ.

Процес графітації триває кілька діб і забезпечує дотримання заданого графіка зміни активної потужності електропідної установки (рис. 13.4, а). На початку циклу активна потужність зростає, зберігається стабільною протягом значного часу і знижується наприкінці. Змінюється й також коефіцієнт потужності: на початку він дорівнює 0,9-0,95, а в середині та наприкінці циклу – 0,4-0,5.

Регулювання активної потужності здійснюється шляхом зміни напруги на графітаційній печі за допомогою перемикачів обмоток пічного трансформатора T_1 і дистанційно контролюється диспетчером-електротехнологом. На початку циклу ЕПУ працює з використанням трансформатора T_1 , потім як трансформатор T_2 і БСК залишаються вимкненими.

Пропускна здатність трансформатора T_1 на деякому етапі технологічного процесу, стає недостатньою для передачі повної потужності, активна складова якої повинна продовжувати зростати згідно з технологічними вимогами. В цьому випадку до мережі підключають компенсаційний трансформатор T_2 і технологічну БСК, яка генерує необхідну для технологічного процесу реактивну потужність. При цьому зниження реактивного навантаження на трансформатор T_1 дозволяє збільшити обсяг переданої через нього активної потужності.

Потужність БСК є керованою і може змінюватися шляхом регулювання напруги через використання регульованих обмоток трансформатора T_2 .

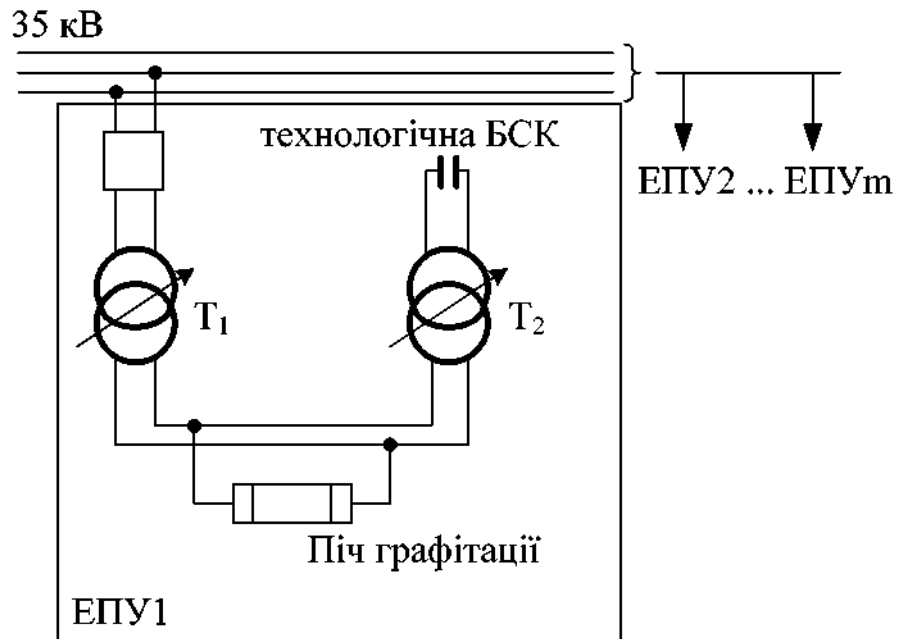


Рис. 13.3. Принципова електрична схема електронічної установки

Таким чином, у звичайній схемі управління технологічним процесом реактивна потужність БСК застосовується переважно для задоволення технологічних вимог, а саме для підтримання необхідного графіка активної потужності графітаційної печі. Водночас можна підвищити ефективність її використання, задіявши наявні ресурси на рівні вузла електропічних навантажень, при цьому обов'язково дотримуючись необхідного графіка активної потужності.

Дослідженнями встановлено, що технологічна БСК здатна забезпечити реактивну потужність, яка перевищує мінімальні потреби для роботи технологічного процесу. Ця додаткова потужність обчислюється як різниця між максимальною потужністю БСК та необхідною для стабільного функціонування технологічного процесу.

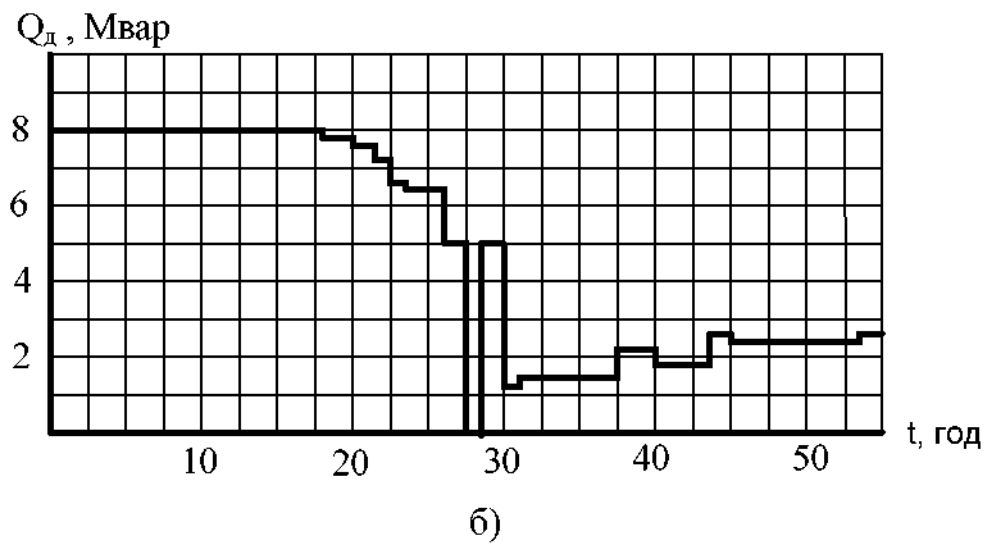
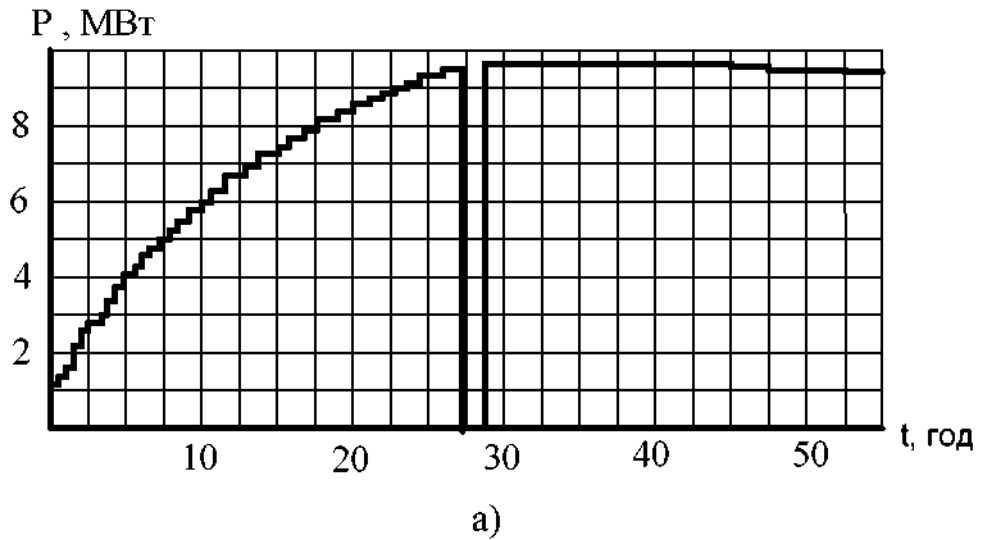


Рис. 13.4. Графіки зміни потужностей:

а – активної за час технологічного циклу;

б – додаткової реактивної БСК, не використаної за технологічний цикл

Додаткова реактивна потужність, що є доступною від БСК за весь технологічний цикл, позначена як Q_d характеризує графік на рис. 13.4, б. Він демонструє, що потенціал БСК не використовується в повному обсязі як у часовому вимірі і за рівнем потужності.

Максимальне значення потужності БСК обмежується кількома важливими умовами і вибирається за найбільш жорсткою, що нижче наведені:

1. Пропускною здатністю T_1 :

$$Q_{nv} \leq P_n \operatorname{tg} \varphi_n + \sqrt{S_{T_1}^2 - P_n^2}.$$

2. Пропускною здатністю T_2 :

$$Q_{nv} \leq S_{T_2},$$

де Q_{nv} – генерована реактивна потужність БСК n -ою ЕПУ при реалізації v -ого регулювального відгалудження на трансформаторі T_2 ;

S_{T_1}, S_{T_2} – номінальні потужності трансформаторів T_1 та T_2 ;

P_n – активна потужність і $\cos \varphi_n$ n -ого обладнання.

3. Умова виконання технічного обмеження для наявної потужності БСК (де наявна потужність, яка відповідає номінальній встановленій потужності та максимально допустимому рівню напруги):

$$Q_{nv} \leq Q_{\text{доп}n},$$

де $Q_{\text{доп}n}$ – наявна потужність для БСК n -ої електропічної установки.

13.4.2. Математичні моделі для керування режимами в системі електропостачання за допомогою підвищення ефективності технологічних БСК

Аналіз умов функціонування електропічних установок (ЕПУ) вказує на наявність можливості для варіювання потужності БСК. Межі цього варіювання визначаються, з одного боку, технологічним процесом (відгалудження компенсаційного трансформатора T_2 , яке забезпечує технологічний процес n -ої установки, позначимо як ζ_n , а з іншого – пропускною здатністю трансформаторів T_1 та T_2 або наявною потужністю БСК – $\min((P_n \operatorname{tg} \varphi = \sqrt{S_{T_1}^2 - P_n^2}), S_{T_2}, Q_{\text{доп}}^2)$ (відповідне відгалудження для T_2 n -ої установки позначимо τ_n).

Можливості використання додаткової потужності конденсаторних батарей

1. Додаткова потужність БСК може бути використана для оптимального управління реактивною потужністю на підприємстві. Раніше ми відзначали, що графітаціні печі працюють з низьким $\cos \varphi$, що призводить до значного

споживання реактивної потужності в абсолютному вираженні. Цей випадок буде позначений у подальшому як **задача управління 1**.

2. Врахувавши, що ЕПУ є несиметричними приймачами електричної енергії, а в вузлі навантаження спостерігається несиметрія напруг, однофазні технологічні БСК можуть бути використані для симетрування напруг на шинах напругою 35 кВ, одночасно здійснюючи компенсацію реактивної потужності. Цей випадок буде позначений як **задача управління 2**.

У задачах управління 1 та 2 цілеспрямований вплив на об'єкт управління здійснюється шляхом перемикання регульовального відгалуження трансформатора T_2 в межах допустимих позицій. Оскільки для кожної конкретної ЕПУ існує багато можливих рішень, а в вузлі навантаження таких установок кілька, при визначенні оптимального рішення необхідно дотримуватися ряду технічних і технологічних вимог. Тому процес пошуку керуючого вектора слід автоматизувати.

У задачі управління 1 критерієм ефективності математичної моделі може слугувати мінімізація реактивної потужності в лінії живлення групи ЕПУ.

Обмеження математичної моделі для кожної ЕПУ мають забезпечити:

- дотримання технологічного процесу, врахування пропускну здатності трансформаторів T_1 і T_2 , а також обмежень на доступну потужність;
- уникнення зворотних перетоків реактивної потужності від мережі підприємства в мережу енергопостачальної компанії;
- вибір лише одного допустимого положення регульовального відгалуження.

Щоб отримати оптимальне рішення для задачі управління 1 можна застосувати математичну модель цілочисельного програмування:

$$\left\{ \begin{array}{l} Q - \sum_{n=1}^m \sum_{v=\zeta_n}^{\tau_n} \Delta Q_{nv} x_{nv} \rightarrow \min \\ Q - \sum_{n=1}^m \sum_{v=\zeta_n}^{\tau_n} \Delta Q_{nv} x_{nv} \geq 0 \\ \sum x_{nv} = 1, n = 1, 2, \dots, m \\ x_{nv} \in \{1, 0\}, \end{array} \right. \quad (13.12)$$

де Q – реактивна потужність у вузлі навантаження електропічних установок, що відповідає початковому режиму;

ΔQ_{nv} – збільшення реактивної потужності БСК n -ої електропічної установки, яке виникає при зміні регулювального відгалудження з положення ζ_n на положення v .

Ця математична модель передбачає визначення відпайок регулювальних відгалуджень трансформатора T_2 для всіх електропічних установок в межах їх допустимих значень ($\zeta_n \div \tau_n$), що забезпечить мінімізацію споживання реактивної потужності на підприємстві. Модель (13.12) розроблена так, щоб при пошуку оптимального вектора управління розглядалися лише допустимі варіанти відгалуджень трансформаторів T_2 , що відповідає першим технічним обмеженням. Обмеження-нерівність виключає ситуації, коли реактивна потужність міняє знак, тобто витікатиме з мережі підприємства до енергопостачальної компанії. Ця модель є лінійна і аналізувати її можна на основі класичного симплекс-алгоритму.

Математична модель, що використовується для прийняття технічного рішення в задачі управління 2 [14], має вигляд:

$$\left\{ \begin{array}{l} \left| \operatorname{Re} i_2^H + \sum_{n=1}^m \sum_{v=\zeta_n}^{\tau_n} \Delta a_{nv} x_{nv} + j \left(\operatorname{Im} i_2^H + \sum_{n=1}^m \sum_{v=\zeta_n}^{\tau_n} \Delta b_{nv} x_{nv} \right) \right| \rightarrow \min \\ \sum_{v=\zeta_n}^{\tau_n} x_{nv} = 1, \quad n = 1, 2, \dots, m \\ x_{nv} \in \{1, 0\}, \end{array} \right. \quad (13.13)$$

де i_2^H – вектор струму зворотної послідовності у лінії живлення до ухвалення рішення;

Δa_{nv} ; Δb_{nv} – дійсна та уявна частини вектора струму зворотної послідовності, що відповідають реактивній потужності, яка генерується при перемиканні регульовального відгалуження компенсаційного трансформатора T_2 n -ої ЕПУ з положення ζ_n в положення v .

Математична модель (13.13) є класом нескаларних моделей і потребує знаходження розв'язку, що забезпечує мінімальне значення струму зворотної послідовності на живильному ввіді. Можливі режими, в яких реалізація розв'язків за даною математичною моделлю (13.13) призведе до зворотного перетоку реактивної потужності з мереж підприємства до енергопостачальної компанії. У випадку, якщо такі ситуації можливі, модель повинна включати обмеження на реактивну потужність вузла навантаження. Варто зауважити, що ефект симетрування досягається завдяки збільшенню реактивної потужності технологічних БСК, отже, реалізація вектора керування, знайденого за моделлю (13.13), супроводжується компенсацією реактивної потужності на підприємстві.

У динамічних режимах роботи мереж електродного заводу можливі ситуації протягом доби, коли значно зростає споживання реактивної потужності. У таких випадках керівне рішення визначається за допомогою математичної моделі (13.12), що дозволяє застосовувати додаткову потужність БСК для компенсації реактивної потужності. У разі виникнення режиму, що характеризується значною несиметрією напруг, для прийняття управлінського

рішення застосовується математична модель (13.13), що дозволяє не лише компенсувати реактивну потужність, але й досягти ефекту симетрування напруг.

Процес управління відбувається за наступною схемою:

- щогодинно диспетчером-електротехнологом встановлюються регульовальні відгалудження на трансформаторах T_1 і T_2 для всіх ЕПУ, щоб забезпечити технологічний процес;
- збираються дані про режими функціонування ЕПУ;
- виконуються розрахунки векторів керування за математичною моделлю (13.12) або (13.13) для групи працюючих ЕПУ;
- на основі отриманих результатів здійснюються перемикання відгалуджень на компенсаційних трансформаторах T_2 , коригуючи положення, які були попередньо встановлені для забезпечення технології.

Ефект від використання технологічних БСК ЕПУ для оптимізації режиму електроспоживання можна оцінити, проаналізувавши результати наступного прикладу. Характеристики електропічних установок у певний момент часу, що склалися на одному з реальних електродних виробництв [14], наведені в таблиці 13.3.

Таблиця 13.3

Параметри електропічних установок у певний момент часу для одного з електродних виробництв

№ ЕПУ	P_{in} , МВт	$\cos \varphi_n$	Реалізоване відгалудження T_1	Реалізоване відгалудження T_2 , (ζ_n)	Напруга, до якої під'єднана ЕПУ	Найвища потужність БСК $Q_{доп}$, Мвар
1	4,0	0,86	8	–	U_{CA}	8,381
2	6,1	0,915	8	–	U_{BC}	6,525
3	1,45	0,91	17	–	U_{AB}	8,381

Пічний трансформатор T_1 та компенсаційний T_2 встановлені на всіх електропечах типу ЭОЦН-14000/35. Завдання полягає у визначенні вектора

керування для кожної ЕПУ, використовуючи додаткову потужність технологічних БСК для симетрування режиму в мережі.

На основі попередніх розрахунків сформуємо множини допустимих до реалізації регулювальних відгалужень $(\zeta_n \div \tau_n)$ та розробимо вектори керування для кожної ЕПУ:

$$\mathbf{X}_1^T = (x_{10} \ x_{11} \ x_{12} \ x_{13} \ x_{14} \ x_{15} \ x_{16} \ x_{17} \ x_{18} \ x_{19} \ x_{110} \ x_{111} \ x_{112} \ x_{113});$$

$$\mathbf{X}_2^T = (x_{20} \ x_{21} \ x_{22} \ x_{23});$$

$$\mathbf{X}_3^T = (x_{30} \ x_{31} \ x_{32} \ x_{33} \ x_{34} \ x_{35} \ x_{36} \ x_{37} \ x_{38} \ x_{39} \ x_{310} \ x_{311} \ x_{312} \ x_{313} \ x_{314} \ x_{315} \ x_{316} \ x_{317}).$$

Математична модель (13.13) в числовому вигляді для даного завдання має наступний вигляд:

$$\left\{ \begin{array}{l} |-75,2 + (0 \ 60,5 \ 66 \ 72 \ 78 \ 84,5 \ 90,5 \ 97 \ 104 \ 111 \ 119 \ 126,5 \ 126,5 \ 126,5)\mathbf{X}_1 + \\ + (0 \ -41,5 \ -45,5 \ -49,3 \ -53,5 \ -58 \ -62 \ -66,5 \ -71 \ -76 \ -81,5 \ -86,5 \ -86,5 \ -86,5 \ -92 \\ -97,5 \ -103,5 \ -110)\mathbf{X}_3 + j[-22 + (0 \ 34,9 \ 38,1 \ 41,5 \ 45 \ 48,7 \ 52,2 \ 55,9 \ 60 \ 64 \ 68,7 \ 72,9 \ 72,9 \\ 72,9)\mathbf{X}_1 + (0 \ -81,4 \ -88,9 \ 97)\mathbf{X}_2 + (0 \ 23,9 \ 26,3 \ 28,4 \ 30,9 \ 33,4 \ 35,8 \ 38,3 \ 41,4 \ 38 \ 47 \ 49,9 \\ 49,9 \ 49,9 \ 53,1 \ 56,2 \ 59,7 \ 63,4)\mathbf{X}_3| \rightarrow \min \\ \mathbf{n}_1 \mathbf{X}_1 = 1 \\ \mathbf{n}_2 \mathbf{X}_2 = 1 \\ \mathbf{n}_3 \mathbf{X}_3 = 1 \\ x_{nv} \in \{1, 0\}, \end{array} \right.$$

де \mathbf{n}_1 – одинична рядкова матриця вимірністю 1×14 ;

\mathbf{n}_2 – одинична рядкова матриця вимірністю 1×4 ;

\mathbf{n}_3 – одинична рядкова матриця вимірністю 1×18 .

Аналіз отриманої нескаларної математичної моделі за відповідним алгоритмом надає наступні розв'язки:

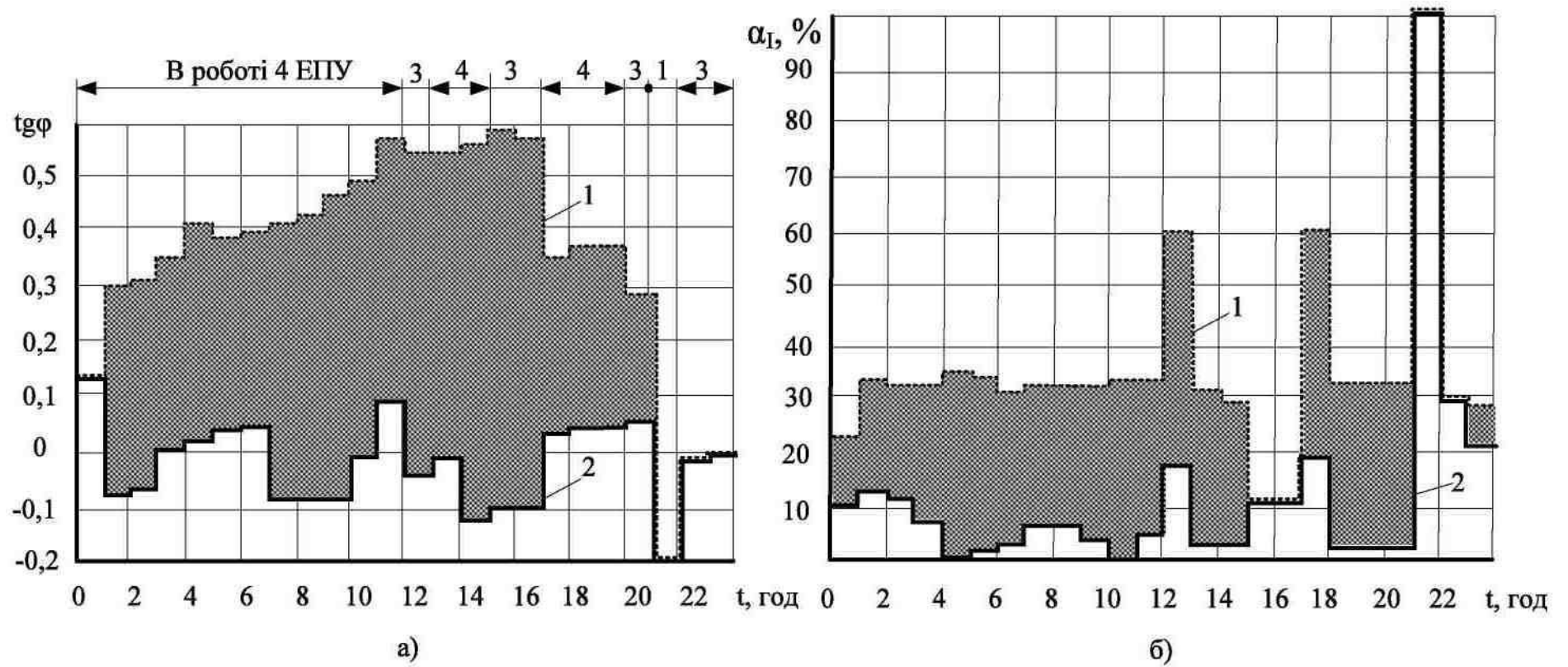


Рис. 13.5. Динаміка змін керованих параметрів електричного режиму в електропостачанні електродного заводу:

1 – початковий режим;

2 – керований режим, у якому використовуються додаткові потужності технологічних БСК

ВИСНОВКИ

У магістерській роботі розроблено систему електропостачання підприємства по переробці деревини в м. Мукачево та розглянуто питання щодо задач оптимального керування реактивною потужністю.

На підставі аналізу даних про споживачі електричної енергії підприємства, вибрано відповідні методи та методики, що викладені у навчальній, довідниковій, нормативній і науково-технічній літературі по розрахунку електричних навантажень на стороні високої та низької напруги, вибору основного електрообладнання до схеми електропостачання для надійної його роботи як в нормальному так і аварійному режимах.

За результатами виконання магістерської роботи щодо вибору параметрів елементів СЕП підприємства по переробці деревини в м. Мукачево, на основі проведених розрахунків прийняті такі нижче наведені рішення.

1. Виконані розрахунки електричних навантажень підприємства за коефіцієнтом попиту та лісопильного цеху за методом упорядкованих діаграм. Повна розрахункова потужність підприємства по переробці деревини з боку ВН трансформаторів ГПП з урахуванням компенсації реактивної потужності та втрат в трансформаторах склала 24762 кВА.

2. Визначено координати розміщення ГПП та цехових ТП за мінімумом приведених затрат в кабельних лініях. При такому розміщенні витрати на спорудження, а також сумарні затрати по СЕП мережі підприємства будуть мінімальними.

3. На підставі розрахункового навантаження підприємства в нормальному режимі вибрано потужність трансформаторів ГПП 16000 кВА типу ТДНС-16000/35 та перевірено їх до перевантажувальної здатності на підставі аналізу графіка навантаження підприємства.

4. Електропостачання підприємства здійснюємо на напрузі 35 кВ по двох незалежних ЛЕП типу АС-185/24 від енергосистеми районної ПС з напругами 110/35/10 кВ. З метою підвищення надійності електропостачання підприємства, схему РУ-35 кВ вибираємо із резервною перемичкою на вимикачах.

5. Знайдено економічно обґрунтоване оптимальне число, потужність та місце розташування цехових ТП з урахуванням компенсації реактивної потужності. Трансформаторні підстанції підприємства заживлені від ГПП. Вся розподільна мережа 10 кВ будується на кабельних лініях, що прокладаються в землі. Довжини ліній становлять від 50 до 1500 м. ТП цехів спроектовані комплектними в одно і двох трансформаторному виконанні потужністю 400/1000/630 кВА, 630/1000/630 кВА, 1000/1000/630 кВА та 100/10 0,4 УЗ, відповідно до результатів розрахунків. Вибрано радіально-магістральну схему електропостачання підприємства, яка є надійною та зручною в автоматизації.

6. Визначено оптимальний переріз алюмінієвих кабельних ліній 10 кВ мережі підприємства та перевірено їх за втратою напруги і дії струмів КЗ.

7. Для вибору і перевірки електротехнічних апаратів і струмопровідних частин електроустановок, вибору вставок спрацювання релейного захисту на стороні високої і низької напруги, в роботі виконано розрахунок струмів короткого замикання на відповідних ділянках схеми електропостачання підприємства. Зокрема, на стороні напругою 35 кВ встановлюємо елегазовий вимикач типу ВГТ-35-40-У1 та роз'єднувач типу РГ-2-35/1000 У1; у якості комутаційних апаратів на стороні напругою 10 кВ та захисту кабельних ліній від струму короткого замикання вибираємо вакуумні вимикачі типу ВВ/TEL-10 з електромагнітним приводом з магнітним замком. Для захисту мережі на різних ступенях напруги від перенапруг вибрано обмежувачі перенапруги типу ОПН.

8. Для обліку та вимірювання режимних параметрів системи електропостачання підприємства вибрано трансформатори струму і напруги. Для обліку активної і реактивної енергії вибираємо лічильник повного обліку енергії типу Євроальфа.

9. Для забезпечення власних потреб ГПП обрано два трансформатори типу ТМ-160/10/0,4.

10. За результатами розрахунку розрахункового навантаження лісопильного цеху, яке склало 376 кВА, усі електроспоживачі цеху розподіляємо на дев'ять розподільчих щитів типу Legrand 60197. Електропостачання лісопильного цеху

виконано від КТП-12 через три розподільчі пункти. Для заживлення силових пунктів цеху та споживачів електроенергії використовуємо кабелі АВВГ, прокладені в електрозварювальних метало рукавах та трубах. В якості апаратів захисту на трансформаторній підстанції вибираємо автоматичні вимикачі із комбінованим розчіплювачем серії АВМ та перевірено їх на спрацювання при струмах КЗ.

11. За результатами розрахунку та аналізу релейного захисту системи електропостачання підприємства встановлено, що на всіх ділянках, що захищаються, забезпечується селективність струмових ступінчатих захистів, швидкодія та чутливість до всіх видів пошкоджень.

12. В спеціальній частині магістерської роботи розглянуто питання щодо задач оптимального керування реактивною потужністю.

13. На реактивну потужність необхідно цілеспрямовано діяти (керувати), забезпечивши при цьому заданий хід графіка реактивних навантажень у першому випадку або максимально його наблизити до осі абсцис в другому.

14. Сформульовано задачі керування реактивною потужністю як задачі оптимального керування. Система електроспоживання є динамічним об'єктом і всі параметри стану є функціями часу.

Розв'язування задачі виконується симплекс-методом лінійного програмування, а також методом динамічного програмування.

В основу методу динамічного програмування покладений принцип оптимальності Беллмана, який можна сформулювати таким чином: якого б стану системи не було б досягнуто в результаті якогось числа етапів, необхідно вибрати таке умовно оптимальне рішення, щоб воно, сукупно з умовно оптимальними рішеннями на всіх наступних етапах, приводило до максимального виграшу на всіх етапах, що залишилися, враховуючи даний.

15. На прикладі електродного заводу показано підвищення ефективності роботи технологічних БСК електропічних установок. Показано, що за допомогою БСК, що містяться в схемах ЕПУ і використовуються виключно для забезпечення технологічного процесу, без додаткових капітальних вкладень можна ефективно

симетрувати режим та компенсувати реактивну потужність на електродному заводі.

Отже, можна зробити висновок, що спроектована система електропостачання відповідає всім вимогам ПУЕ, ПТЕ, ДБН та іншим чинним нормативно-технічним документам України і може забезпечити надійне, безперебійне та якісне електропостачання підприємства по переробці деревини в м. Мукачево. Крім того, звести до мінімуму споживання реактивної енергії, зменшивши при цьому відповідну складову плати за електроенергію.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Шестеренко В.Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств. Підручник. – Вінниця: Нова книга, 2011 р. – 656 с.
2. Розрахунки при проектуванні та реконструкції систем електропостачання промислових підприємств: Навч. Посібник /О.М.Сірий, В.Є.Шестеренко. – К.: ІСДО, 1993. – 592 с.
3. Сірий О.М. Системи електроспоживання: розрахунки, вибір обладнання: навч. посіб. / О.М.Сірий; М-во освіти і науки, молоді та спорту України, Нац. ун-т харч. технол. – К.: НУХТ, 2011. – 319 с.
4. Т.В. Чуприна, В.А. Сокол, С.В. Сміщук. Електропостачання промислових підприємств і цивільних будівель. – К.: Ліра-К, 2017. – 352 с.
5. В.М. Богачов, А.В. Курбатов. Електропостачання промислових підприємств: теорія і практика. – Харків: Національний технічний університет "ХПІ", 2018. – 410 с.
6. І.Г. Журба. Проектування систем електропостачання промислових підприємств. – К.: Ліра-К, 2017. – 288 с.
7. В.М. Чумаченко. Перехідні електромагнітні процеси в електричних системах. – К.: Наукова думка, 2017. – 348 с.
8. В.І. Клименко, О.В. Капінос. Перехідні процеси в енергетичних системах. К.: Техніка, 2018. – 384 с.

9. Михайло Кондратенко. Релейний захист та автоматика електроенергетичних систем. – К.: «КНТЕУ», 2017. – 458 с.
10. Ігор Вільнер. Системи релейного захисту і автоматики електричних мереж. – Харків: «Політехніка», 2016. – 512 с.
11. Олександр Кулик. Релейний захист електричних мереж та систем автоматики. – К.: Наукова думка, 2018. – 386 с.
12. Валентин Прокопов. Теорія і практика релейного захисту. – Львів: «Львівська політехніка», 2017. – 390 с.
13. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ). Затверджено Наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 21.07.2017 р. № 476.
14. АСУ в електроспоживанні: навчальний посібник /Л.Б. Терешкевич. – Вінниця: ВНТУ, 2016. – 136 с.
15. Методика обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії між електропередавальною організацією та її споживачами. Затверджено Наказом Міністерства палива та енергетики України 17 січня 2002 р. № 19. Режим доступу: <http://www.e-meter.info/re/19.php>.
16. Рогальский Б.С. Проблеми енергозбереження. Зниження втрат електроенергії в електричних мережах /Рогальский Б.С. – Вінниця ВДТУ: 1996. – 112 с.
17. Милосердов В. О. Алгоритмізація оптимізаційних задач енергетики /В.О. Милосердов, Л.Б. Терешкевич. – Вінниця : ВНТУ, 2004. – 122 с.
18. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://promservice.cn.ua/uk/production/electric>.
19. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://ukrelektro.com.ua/ua/g3089-vysokovoltnoe-oborudovanie-svyshe>.
20. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: https://electrocontact.com.ua/elektrooborudovanie/?srsId=AfmBOopU_ikRjhO0CF3XNqRkbG-TqynZyPFh0S7xDgT_5SydLwmqRaJE.