

**МЕХАНІЧНИЙ ФАКУЛЬТЕТ**

**Кафедра автоматизованих систем електричного транспорту**

**МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ**

**до виконання курсової роботи і практичних занять  
з дисципліни**

**«СУЧАСНІ ДЖЕРЕЛА АВТОНОМНОГО, РЕЗЕРВНОГО  
ТА ГАРАНТОВАНОГО ЖИВЛЕННЯ»**

**та дипломного проектування**

**Харків – 2015**

Методичні вказівки розглянуто і рекомендовано до друку на засіданні кафедри автоматизованих систем електричного транспорту 8 грудня 2014 р., протокол № 5.

Розглянуто методику проектування сучасних джерел живлення: головних і цехових трансформаторних підстанцій, автономного, резервного та гарантованого живлення та їх елементів, наведено довідкові матеріали з резервних джерел, розрахункові залежності, приклади вибору джерел живлення.

Рекомендовано для студентів, які навчаються за магістерськими програмами спеціальності «Електричні системи і комплекси транспортних засобів» денної та заочної форм навчання.

Розраховано на широке коло користувачів: студентів, аспірантів, інженерів, які у своїй професійній діяльності пов'язані з проектуванням, вибором і експлуатацією сучасних джерел живлення.

Укладачі:

доц. О.І. Акімов,  
старш. викл. В.В. Панченко

Рецензент

проф. Ю.І. Гусевський

## МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ

до виконання курсової роботи і практичних занять

з дисципліни

*«СУЧАСНІ ДЖЕРЕЛА АВТОНОМНОГО, РЕЗЕРВНОГО  
ТА ГАРАНТОВАНОГО ЖИВЛЕННЯ»*

та дипломного проектування

Відповідальний за випуск Акімов О.І.

Редактор Ібрагімова Н.В.

---

Підписано до друку 01.09.15 р.

Формат паперу 60x84 1/16. Папір писальний.

Умовн.-друк.арк. 4,5. Тираж 25. Замовлення №

Видавець та виготовлювач Українська державна академія залізничного транспорту,

61050, Харків-50, майдан Фейєрбаха, 7.

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи ДК № 2874 від 12.06.2007 р.

## ЗМІСТ

1		Загальні	5			
вказівки.....						
1.1	Загальні	положення.	5			
.....						
1.2	Організація	курсowego	проектування....	6		
.....						
1.3	Зміст	курсowej	роботи....	6		
.....						
2	Визначення	електричних	навантажень	8		
споживачів.....						
2.1	Основні	характеристики	електричних			
навантажень.....				8		
..						
2.2	Основні	методи	розрахунку	електричних		
навантажень.....					13	
..						
2.3	Визначення	розрахункових	навантажень	з		
урахуванням				однофазних	18	
приймачів.....						
2.4	Визначення		пікових		21	
навантажень.....						
3	Вибір		джерел		25	
живлення.....						
3.1	Категорії	електроприймачів	і	забезпечення		
надійності					25	
електропостачання.....						
3.2	Джерела	живлення	та	пункти	приймання	
електричної						28
енергії.....						
3.3	Вибір	місця	розміщення	головної	знижувальної	
підстанції.....						31
...						
3.4	Вибір		силових			33
трансформаторів.....						
3.4.1	Загальні	вимоги	до	силових		
трансформаторних						33
підстанцій.....						
...						

3.4.2 Допустимі перевантаження силових трансформаторів.....	34
...	
3.4.3 Вибір кількості і потужності силових трансформаторів головної знижувальної підстанції.....	37
3.4.4 Обґрунтування вибору трансформаторів.....	39
3.4.5 Застосування трансформаторів з розщепленими обмотками і три-обмоткових трансформаторів.....	43
3.4.6 Вибір кількості та потужності цехових трансформаторів.....	44
...	
4 Автономні та резервні джерела живлення.....	46
4.1 Системи автономного електропостачання.....	46
4.2 Застосування акумуляторних батарей в автономних системах.....	48
.....	
4.3 Основні характеристики акумуляторів і вибір типу акумуляторів.....	50
.....	
4.3.1 Основні характеристики акумуляторів.....	50
4.3.2 Свинцево-кислотні акумулятори.....	54
4.3.3 Номенклатура акумуляторів стаціонарних типу С.....	57
.....	
4.3.4 Розрахунок акумуляторної батареї, зібраної з акумуляторів типу С.....	58
4.4 Резервування електропостачання відповідальних споживачів...	61
.....	

4.5 Система власних потреб тягових підстанцій.....	61
4.6 Вимоги до резервних електростанцій і їх вибір.....	64
5 Установки гарантованого живлення.....	67
5.1 Призначення, склад і класифікація установок гарантованого живлення.....	67
5.2 Установки гарантованого живлення на електромашинних перетворювачах.....	71
5.2.1 Установки гарантованого живлення на електромашинних перетворювачах з механічними накопичувачами енергії.....	71
5.2.2 Установки гарантованого живлення на електромашинних перетворювачах з електрохімічними накопичувачами енергії.....	74
5.3 Установки гарантованого живлення на статичних перетворювачах.....	79
....	
5.4 Порівняльна оцінка ефективності установок гарантованого живлення.....	84
Список літератури.....	87
Додаток А. Завдання на курсову роботу.....	89
Додаток Б. Форма титульного аркуша розрахункової пояснювальної записки.....	94
Додаток В. Основні терміни і визначення.....	95
Додаток Г. Деякі типи вітчизняних і закордонних дизель-електричних станцій і їх характеристики.....	98

Додаток Д. Габаритні розміри та внутрішнє  
розташування обладнання модуля 100  
ДГА.....

## **1 ЗАГАЛЬНІ ВКАЗІВКИ**

### **1 Загальні положення**

Системи електропостачання включають до свого складу джерела електричної енергії, перетворювачі цієї енергії та електричні мережі. Оскільки перетворювачі електричної енергії та електричні мережі вивчаються в інших дисциплінах, то основна увага даного видання зосереджена на проектуванні і виборі джерел електричної енергії. Це завдання вимагає глибоких теоретичних знань у галузі електроенергетики.

Робота студентів над вирішенням цього завдання є істотною ланкою в закріпленні, поглибленні й узагальненні знань, що одержуються ними при вивченні дисципліни «Сучасні джерела автономного, резервного та гарантованого живлення» і суміжних дисциплін.

При виконанні курсової роботи за цією дисципліною студент набуває навичок самостійної роботи з користування нормативною та довідковою літературою, а також оформлення розрахунково-пояснювальної записки і креслень.

Джерела електричної енергії є найважливішою частиною систем електропостачання, тому всі прийняті при проектуванні рішення повинні відповідати вимогам надійного, якісного й економічного електропостачання споживачів.

У методичних вказівках розглядаються найбільш важливі для подальшої діяльності фахівця завдання розрахунку, проектування й експлуатації джерел електричної енергії, викладаються сучасні підходи до створення таких джерел. Особлива увага приділяється установкам гарантованого живлення, оскільки вони не знайшли належного відображення в літературі. Джерела електричної енергії – досить складне і дороге устаткування, яке значно

впливає на техніко-економічні показники систем електропостачання в цілому. Тому кожному фахівцю доводиться враховувати вплив джерел електричної енергії при вирішенні різних питань. У зв'язку з цим він повинен мати певний мінімум знань про джерела.

Вимоги такого підходу до проектування джерел електричної енергії і разом з тим обмежений час роботи студентів над курсовою роботою обумовили деякі допущення при виборі джерел, оцінці їх вартості, визначенні навантажувальної здатності силових трансформаторів, виборі робочих рівнів напруги центрів живлення і т. п. Вказівки щодо такого роду допущень містяться в тексті даної роботи.

Основні рішення в курсовій роботі приймаються на підставі чисельних розрахунків. При повторюваних розрахунках розрахункові дані рекомендується наводити в таблицях з метою скорочення обсягу пояснювальної записки та набуття навичок проектування.

## **2 Організація курсового проектування**

Курсове проектування, за навчальним планом спеціальності «Електричні системи і комплекси транспортних засобів», виконується студентами в XI семестрі. На настановчому занятті видається завдання на курсову роботу. Відзначаються особливості виконання кожного розділу курсової роботи, оформлення пояснювальної записки, пропонується перелік літератури.

Перед виконанням курсової роботи студенту необхідно уважно прочитати дані методичні вказівки для того, щоб мати уявлення про зміст і обсяг роботи в цілому, а також підібрати методичну і довідкову літературу.

При виконанні кожного наступного розділу варто опрацювати рекомендовану літературу.

Завдання на курсову роботу і вихідні дані у відповідності з навчальним шифром залікової книжки студента наведено в додатку А.

### 3 Зміст курсової роботи

Курсова робота складається з розрахунково-пояснювальної записки та графічної частини. Розрахунково-пояснювальна записка містить:

- вступ;
- визначення електричних навантажень споживачів;
- визначення центру електричних навантажень і місця розміщення головної знижувальної підстанції;
- визначення кількості і потужності силових трансформаторів головної знижувальної підстанції;
- вибір кількості і потужності трансформаторів цехових трансформаторних підстанцій;
- розрахунок потужності та вибір дизель-електричної станції для електропостачання споживачів першої категорії.

Розрахунково-пояснювальна записка поділяється на розділи і підрозділи. Виклад кожного питання повинен починатися з формулювання завдання. Необхідно навести вихідні дані на проектування й основні вимоги, які висуваються до елементів систем електропостачання, що проектуються. На підставі сформульованих вимог намічаються можливі варіанти рішення. Особливу увагу варто звертати на опис і обґрунтування запропонованих варіантів.

Розрахунки повинні супроводжуватись короткими і чіткими поясненнями. При цьому необхідно навести розрахункову формулу в загальному вигляді, зробити чисельну підстановку і одержати результати обчислень з зазначенням розмірності отриманої величини. Повторні аналогічні розрахунки повинні бути оформлені у вигляді таблиць. Текст записки повинен бути написаний акуратно. Скорочення слів не допускається, по ходу викладення наводяться посилання на використані літературні джерела. Записка повинна містити необхідні рисунки і схеми, що виконуються чітко і акуратно з дотриманням вимог державних стандартів.

У розрахунково-пояснювальній записці рекомендується навести такі основні таблиці, схеми і рисунки:

- таблиці розрахованих електричних навантажень;



- картограма електричних навантажень з позначенням центру електричних навантажень.

Крім того, можуть бути наведені конструктивні чи схемні рішення, пов'язані з метою поглибленого опрацювання.

Графічна частина роботи – план розміщення основних споруд підприємства з вказаним центром електричних навантажень і місцями розташування джерел живлення.

Титульний аркуш розрахункової пояснювальної записки повинен бути оформлений за зразком, наведеним у додатку Б.

Основні терміни і визначення наведено в додатку В.

## **2 ВИЗНАЧЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ СПОЖИВАЧІВ**

### **2.1 Основні характеристики електричних навантажень**

Першим етапом проектування є визначення електричних навантажень. За величинами електричних навантажень обирають і перевіряють електрообладнання, визначають втрати потужності та електроенергії. Від правильності оцінки очікуваних навантажень залежать капітальні затрати на систему електропостачання, експлуатаційні витрати, надійність роботи електрообладнання.

При проектуванні споживачі електроенергії (окремий приймач електроенергії, група приймачів, цех або завод у цілому) розглядаються як навантаження. Розрізняють такі види навантажень: активна потужність  $P$ , реактивна потужність  $Q$ , повна потужність  $S$  і струм  $I$  (всі показники, які характеризують індивідуальний приймач електроенергії, будемо позначати малими буквами, показники групи приймачів – великими).

Режими роботи приймачів електроенергії різні і змінюються в часі. Ці зміни наочно ілюструються графіками навантажень, що являють собою безперервні криві або ламані лінії, на яких зміна навантаження (струму чи потужності) зображена залежно від часу.

Для характеристики потужності, що споживається, користуються такими поняттями.

1 Номінальна активна потужність приймача електроенергії – це потужність, вказана на заводській таблиці або в паспорті приймача електроенергії (для джерела світла – на колбі або цоколі), при якій приймач електроенергії повинен працювати [5].

Стосовно багатодвигунних приводів, виключаючи кранові установки, під терміном «приймач електроенергії» слід розуміти весь агрегат у цілому, а під його номінальною потужністю – суму номінальних потужностей всіх його електродвигунів (приведених до тривалості вмикання  $PВ=1$ ). Для кранових установок під терміном «приймач електроенергії» слід розуміти електропривод кожного механізму, включаючи механізми, що приводяться двома двигунами.

Для приймачів повторно-короткочасного режиму (ПКР) роботи номінальну потужність визначають за паспортною потужністю шляхом приведення її до тривалого режиму роботи ( $PВ=1$ ) у відповідності з формулами:

- для електродвигунів  $P_{ном} = P_{пас} \sqrt{PВ_{пас}}$ ;
- для трансформаторів  $S_{ном} = S_{пас} \sqrt{PВ_{пас}}$ ,

де  $P_{пас}$ ,  $S_{пас}$ , - відповідно паспортно-активна, кВт, і повна, кВА, потужності

$$PВ_{пас} = \frac{t_s}{t_s + t_n} = \frac{t_s}{T_u} - \text{паспортна тривалість вмикання в частках одиниці};$$

$t_s$  – період, протягом якого приймач підключено до мережі за цикл тривалістю  $T_u$ ;

$t_n$  - тривалість паузи в циклі.

2 Під номінальною реактивною потужністю приймача електроенергії розуміють реактивну потужність, яку він споживає з мережі (знак «+») або віддає в мережу (знак «-») при номінальній активній потужності та номінальній напрузі.

Для синхронних двигунів, додатково до вказаних вище умов, передбачають номінальний струм збудження або номінальний коефіцієнт потужності.

Паспортну реактивну потужність  $q_{пас}$  приймачів ПКР за аналогією з активною потужністю приводять до тривалого режиму ( $PВ=1$ ) за формулою

$$q_{ном} = q_{пас} \sqrt{PВ_{пас}}$$

3 Номінальну потужність (активну  $P_{ном}$  і реактивну  $Q_{ном}$ ) групи приймачів визначають як алгебраїчну суму номінальних потужностей окремих приймачів, приведених до ПВ=1:

$$P_{ном} = \sum_{i=1}^n p_{ном,i};$$

$$Q_{ном} = \sum_{i=1}^n q_{ном,i}.$$

4 Для характеристики змінного навантаження приймачів електроенергії за інтервал часу, який розглядається, визначають середні навантаження. Середні активну і реактивну потужності приймача за інтервал часу  $t$  визначають із виразів

$$p_{cp} = \frac{\int_0^t p dt}{t}, \quad q_{cp} = \frac{\int_0^t q dt}{t}.$$

Середня (активна або реактивна) потужність групи приймачів являє собою алгебраїчну суму середніх потужностей окремих приймачів, що входять у дану групу:

$$P_{cp} = \sum_{i=1}^n p_{cp,i}; \quad Q_{cp} = \sum_{i=1}^n q_{cp,i}.$$

Залежно від інтервалу осереднення розрізняють середні навантаження за максимально завантаженою зміну, середньомісячні та середньорічні навантаження. Максимально завантаженою вважається зміна з найбільшим споживанням електроенергії розглядуваної групи приймачів. За середньозмінним навантаженням визначають розрахункове навантаження, а за середньорічним – річні втрати електроенергії.

5 У визначені проміжки часу значення активної, реактивної, повної потужностей або струму являють собою найбільше з відповідних середніх значень. Такі навантаження називають максимальними. Залежно від тривалості розрізняють два види максимальних навантажень:

- максимальні тривалі навантаження (тривалістю 10, 30, 60 хв і т. д.);
- максимальні короточасні навантаження – пікові, тривалість яких складає 1-2 с.

Розрахунковий максимум навантаження залежить від його тривалості, яку звичайно приймають такою, що дорівнює 30 хв (півгодинний максимум). Розрахунковим періодом споживання електроенергії найчастіше є рік. Такий інтервал осереднення графіка навантаження прийнятий з того, що стала часу нагріву провідників середніх перерізів знаходиться в межах 10-12 хв, тому їх усталений тепловий стан буде досягнений за період, що дорівнює або перевищує потроєне значення цієї сталої.

Розрахунковий півгодинний найбільший струм визначають за формулою

$$I_p = \frac{P_{нб}}{\sqrt{3} U_{ном} \cos \varphi_p},$$

де  $P_{нб}$  - півгодинна найбільша потужність, споживана з мережі;  
 $\cos \varphi_p$  - коефіцієнт потужності в період розрахункового максимуму.

Імовірнісне максимальне навантаження за 30 хв прийнято за розрахункове навантаження по допустимому нагріву (звичайно користуються скороченою назвою – розрахункове навантаження). Розрахункове навантаження за допустимим нагрівом може бути активним  $P_p$ , кВт, реактивним  $Q_p$ , кВАр, повним  $S_p$ , кВА, струмовим  $I_p$ , А. Значення розрахункового навантаження визначають для вибору елементів системи електропостачання за нагрівом і розрахунку максимальних втрат потужності в них.

Пікові навантаження визначають для перевірки мереж за умов само-запуску електродвигунів, вибору плавких вставок запобіжників, розрахунку струму спрацьовування максимального струмового захисту, а також оцінки втрат напруги в контактних мережах і перевірки коливань напруги в цехових мережах.

При розрахунку електричних навантажень вживають різні коефіцієнти графіків навантажень, які характеризують режими роботи приймачів електроенергії за потужністю або в часі. Наведемо визначення основних коефіцієнтів.

**Коефіцієнт використання** активної потужності одного ( $\kappa_{u,a}$ ) або групи приймачів ( $K_{u,a}$ ) являє собою відношення середньої активної потужності одного ( $P_{cp,m}$ ) або групи приймачів ( $P_{cp,m}$ ) за найбільш завантажену зміну до номінальної потужності:

$$\kappa_{u,a} = P_{cp,m} / P_{ном};$$

$$K_{u,a} = P_{cp,m} / P_{ном} = \zeta \zeta.$$

Для групи приймачів з різними режимами роботи коефіцієнт використання  $K_{u,a}$  визначають за формулою

$$K_{u,a} = \zeta,$$

де  $n$  – кількість підгруп приймачів з різними режимами роботи, що входять у дану групу;

$P_{cp,m,i}$  – середня потужність підгрупи за найбільш завантажену зміну;

$P_{ном,i}$  – номінальна потужність підгрупи приймачів.

Аналогічно визначають коефіцієнти використання реактивної потужності.

**Коефіцієнтом форми**  $K_{\phi,a}$  графіка навантажень називають відношення середньоквадратичного (дійсного) навантаження  $P_g$  приймача або групи приймачів  $P_g$  за визначений період часу до середнього значення  $P_{cp,m}$  навантаження за той самий період часу:

$$\kappa_{\phi,a} = P_g / P_{cp,m} ; K_{\phi,a} = P_g / P_{cp,m}.$$

Коефіцієнт форми характеризує нерівномірність графіка в часі. При незмінному навантаженні  $K_{\phi,a} = 1$ .

**Коефіцієнт максимуму**  $K_{m,a}$  являє собою відношення розрахункового максимуму навантаження  $P_p$  до середнього навантаження  $P_{cp,m}$  за найбільш завантажену зміну і звичайно характеризує групові графіки навантажень:

$$K_{m,a} = P_p / P_{cp,m}.$$

**Коефіцієнтом попиту**  $K_{c,a}$  називають відношення розрахункової  $P_p$  потужності до номінальної (встановленої)  $P_{ном}$  ( $P_{уст}$ ) потужності групи приймачів:

$$K_{c,a} = P_p / P_{ном}$$

**Коефіцієнтом різночасності** максимумів навантажень по активній потужності  $K_{p,m,a}$  називають відношення сумарного розрахункового максимуму  $P_p$  активної потужності вузла системи електропостачання до суми розрахункових максимумів активної потужності окремих груп приймачів, що входять у даний вузол системи:

$$K_{p,m,a} = P_p / \sum_{i=1}^n P_{p,i}$$

## 2.2 Основні методи розрахунку електричних навантажень

У практиці проектування застосовують такі основні методи визначення електричних навантажень:

- за встановленою потужністю і коефіцієнтом попиту;
- середньою потужністю і відхиленням розрахункового навантаження від середнього (статистичний метод);
- середньою потужністю і коефіцієнтом форми графіка навантажень;
- середньою потужністю і коефіцієнтом максимуму (метод упорядкованих діаграм).

Застосування того чи іншого методу визначається допустимою похибкою розрахунків. При проведенні укрупнених розрахунків (наприклад, при проектуванні систем електропостачання) використовують методи, що базуються на даних про сумарну встановлену потужність окремих груп приймачів: відділення, цех, корпус.

Розглянемо вказані методи розрахунку електричних навантажень і встановимо сферу їх застосування.

### Метод коефіцієнта попиту

Для визначення розрахункових навантажень за цим методом потрібно знати встановлену потужність  $P_{ном}$  групи приймачів і коефіцієнти потужності  $\cos \varphi$  і попиту  $K_{c,a}$  даної групи, що визначаються за довідковими матеріалами [3].

Розрахункове навантаження групи однорідних за режимом роботи приймачів визначають за формулами

$$P_p = K_{c,a} \cdot P_{ном}; \quad (2.1)$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi; \quad (2.2)$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \quad (2.3)$$

де  $\operatorname{tg} \varphi$  відповідає  $\cos \varphi$  даної групи приймачів.

Розрахункове навантаження вузла системи електропостачання, що містить у собі групи електроприймачів з різними режимами роботи, визначають із урахуванням різночасності максимумів навантажень окремих груп:

$$S_p = \sqrt{\left( \sum_{i=1}^n P_{p,i} \right)^2 + \left( \sum_{i=1}^n Q_{p,i} \right)^2} \cdot K_{p,m}, \quad (2.4)$$

де  $\sum_{i=1}^n P_{p,i}$  - сума розрахункових активних навантажень окремих груп приймачів;

$\sum_{i=1}^n Q_{p,i}$  - сума розрахункових реактивних навантажень окремих груп приймачів;

$K_{p,m}$  - коефіцієнт різночасності максимумів навантажень окремих груп приймачів.

Значення  $K_{p,m}$  приймають рівним 0,9. При цьому сумарне розрахункове навантаження вузла системи електропостачання не повинно бути меншим від його середнього навантаження.

Визначення розрахункового навантаження за встановленою потужністю і коефіцієнтом попиту є приблизним методом розрахунку, тому він застосовується для попередніх розрахунків.

## Статистичний метод розрахунку навантажень

За цим методом розрахункове навантаження групи приймачів визначають двома інтегральними показниками: середнім навантаженням  $P_{cp,m}$  і середньоквадратичним відхиленням  $\sigma_{cp,m}$ , із рівняння

$$P_{p,m} = P_{cp,m} \mp \beta \sigma_{cp,m}, \quad (2.5)$$

де  $\beta$  - прийнята кратність міри розсіювання, а індекс  $t$  вказує на відношення величини до тривалості інтервалу осереднення навантаження.

Для групового графіка середнє навантаження при досить великому  $m$  дорівнює

$$P_{cp,m} = i \dots + p_m i / m, \quad (2.6)$$

де  $m$  – кількість відрізків тривалістю  $T = 3T_0$  (протягом якої нагрів струмовідної частини може досягти усталеного значення), на які розбито груповий графік навантаження, побудований для тривалого періоду часу;

$T_0 - i$  стала часу нагріву провідника.

Середньоквадратичне відхилення для групового графіка навантаження визначають за формулою

$$\sigma_{cp,m} = \frac{\sqrt{(p_1 - P_{cp,m})^2 + (p_2 - P_{cp,m})^2 + \dots + (p_m - P_{cp,m})^2}}{m}.$$

Імовірність того, що середнє навантаження будь-якої групи приймачів перевищить  $P_{p,m}$ , визначається функцією  $V_{ep}(\beta)$ , чисельні значення якої наведено в роботах [4, 6].



Статистичний метод дозволяє визначати розрахункове навантаження з будь-якою прийнятою імовірністю її появи. Застосування цього методу доцільно для визначення навантажень по окремих групах і вузлах приймачів електроенергії напругою до 1 кВ.

### **Визначення розрахункового навантаження за середньою потужністю і коефіцієнтом форми**

В основі цього методу лежить припущення рівності розрахункового і середньоквадратичного навантажень. Для груп приймачів з повторно-короткочасним режимом роботи прийняте припущення має місце у всіх випадках. Воно прийнятне також для групи приймачів з тривалим режимом роботи, коли кількість приймачів у групі досить велика і відсутні потужні приймачі, які здатні змінити рівномірний графік навантажень.

Даний метод може застосовуватись для визначення розрахункових навантажень цехових шинопроводів, на шинах низької напруги цехових трансформаторних підстанцій, на шинах РУ напругою 10 кВ, коли значення коефіцієнта форми знаходиться в границях 1-1,2. Розрахункове навантаження групи приймачів визначають із виразів

$$P_p = K_{\phi,a} \cdot P_{cp,m}; \quad (2.7)$$

$$Q_p = K_{\phi,p} \cdot Q_{cp,m} \text{ або } Q_p = P_p \cdot t g \varphi, \quad (2.8)$$

де  $Q_{cp,m} = P_{cp,m} \cdot t g \varphi$ .

Значення коефіцієнта  $K_{\phi,a}$  досить стабільні для цехів і заводів з малозмінною продуктивністю. Тому при проектуванні коефіцієнт форми приймають за експериментальними даними, отриманими для діючих підприємств за аналогічною технологією. У випадку відсутності таких даних слід приймати  $K_{\phi,a} = 1,1 \div 1,2$ , причому менше значення відповідає вищим ступеням системи електропостачання.

Середні навантаження за найбільш завантажену зміну  $P_{cp,m}$  і  $Q_{cp,m}$  для визначення розрахункового навантаження за

коефіцієнтом форми визначають будь-яким способом: за встановленою потужністю і коефіцієнтом використання; за питомою витратою електроенергії на одиницю продукції і кількістю продукції, що випускається за зміну; в умовах експлуатації – за показниками лічильників активної і реактивної енергії.

### Метод упорядкованих діаграм

За цим методом розрахункове активне навантаження приймачів електроенергії на всіх ступенях живлячих і розподільчих мереж (включаючи трансформатори та перетворювачі) визначають за середньою потужністю і коефіцієнтом максимуму з виразу

$$P_p = K_{m,a} \cdot P_{cp,m} = K_{m,a} \cdot K_{u,a} \cdot \sum_{i=0}^n P_{ном,i} \quad (2.9)$$

Значення коефіцієнта максимуму залежить від коефіцієнта використання  $K_{u,a}$  даної групи приймачів та ефективної кількості приймачів  $n_{ef}$ . Під ефективною кількістю групи різних за номінальною потужністю і режимом роботи приймачів розуміють кількість однорідних за режимом роботи приймачів однакової потужності, яка обумовлює те саме розрахункове навантаження, що і дана група різних за номінальною потужністю і режимом роботи приймачів:

$$n_{ef} = \left( \sum_{i=0}^n P_{ном,i} \right)^2 / \sum_{i=0}^n P_{ном,i}^2$$

Коефіцієнт максимуму можна визначити по кривих або за таблицями, наведеними в роботі [3].

Розрахункове реактивне навантаження за цим методом приймають:

$$\begin{array}{ll} \text{при } n_{ef} \leq 10 & Q_p = 1,1 \cdot Q_{cp,m}; \\ \text{при } n_{ef} > 10 & Q_p = Q_{cp,m}. \end{array}$$

У цьому методі прийнято допустиму для інженерних розрахунків похибку, що дорівнює 10 %. Однак на практиці застосування цього методу обумовлює похибку 20-40 %, тому його застосування потребує старанності при аналізі вихідних даних і результатів розрахунків.

### 2.3 Визначення розрахункових навантажень з урахуванням однофазних приймачів

На промислових підприємствах поряд з трифазними приймачами електроенергії мають місце стаціонарні і пересувні приймачі однофазного струму, які підключаються на фазну або лінійну напругу. При проектуванні намагаються розподілити потужності однофазних приймачів по фазах трифазної мережі рівномірно. Однак це не завжди вдається. Вважається, що розподіл по фазах однофазних приймачів виконано рівномірно, якщо сумарна номінальна потужність, що залишилася нерозподіленою рівномірно за фазами, не перевищує 15 % загального навантаження вузла системи електропостачання (загальної потужності трифазних і однофазних приймачів, розподілених по фазах рівномірно). Якщо нерівномірність перевищує 15 %, то визначають умовну трифазну номінальну потужність  $P_{ном,у}$  нерівномірно розподілених приймачів.

При кількості нерівномірно розподілених по фазах однофазних приймачів, що менше чотирьох,  $P_{ном,у}$  визначають спрощеними способами:

- при вмиканні однофазних приймачів на фазні напруги  $P_{ном,у}$  приймають такою, що дорівнює потроєному значенню номінальної потужності  $P_{ном,м,ф}$  максимально завантаженої фази:

$$P_{ном,у} = 3P_{ном,м,ф}; \quad (2.10)$$

- при вмиканні однофазних приймачів на лінійну напругу умовну трифазну номінальну потужність визначають:

а) якщо один приймач,

$$P_{ном,у} = \sqrt{3} P_{ном,л}, \quad (2.11)$$

де  $P_{ном,л}$  - номінальна потужність приймача;

б) якщо два-три приймачі ввімкнено на різні лінійні напруги трифазної мережі,

$$P_{ном,у} = 3P_{ном,л}, \quad (2.12)$$

де  $P_{ном,л}$  – номінальна потужність приймача найбільш завантаженої фази.

Якщо кількість нерівномірно розподілених за фазами однофазних приймачів більше чотирьох, то умовну трифазну номінальну потужність визначають як потроєне значення номінальної потужності найбільш завантаженої фази. При цьому найбільш завантаженою фазою вважають фазу, що має найбільше середнє навантаження від однофазних приймачів. Середнє навантаження кожної фази при змішаному вмиканні однофазних приймачів, коли частина приймачів ввімкнена на фазу, а частина – на лінійну напругу, визначають як суму однофазних навантажень даної фази (фаза – нуль) та однофазних навантажень, що ввімкнені на лінійну напругу, приведених до цієї фази, і фазної напруги за допомогою коефіцієнтів приведення. Чисельні значення таких коефіцієнтів наведено в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Коефіцієнти приведення

Позначення	При значеннях $\cos \varphi$							
	0.4	0.5	0.6	0.65	0.7	0.8	0.9	1.0
$P_{(AB)A}, P_{(BC)B}, P_{(CA)C}$	1.17	1	0.89	0.84	0.8	0.72	0.64	0.5
$P_{(AB)B}, P_{(BC)C}, P_{(CA)A}$	-0.17	0	0.11	0.16	0.2	0.28	0.36	0.5
$q_{(AB)A}, q_{(BC)B}, q_{(CA)C}$	0.86	0.58	0.38	0.3	0.22	0.09	-0.05	-0.29
$q_{(AB)B}, q_{(BC)C}, q_{(CA)A}$	1.44	1.16	0.96	0.88	0.8	0.67	0.53	0.29

При спільному вмиканні на трифазну мережу однофазних і трифазних приймачів електроенергії розрахункове навантаження вузла системи електропостачання визначають за формулами

$$P_{p.uz} = K_{m,a} \cdot \dot{I}$$

при ефективній кількості приймачів  $n_{ef} \leq 10$

$$Q_{p.uz} = 1,1 \cdot \dot{I}$$

при ефективній кількості приймачів  $n_{ef} > 10$

$$Q_{p.uz} = \sum_{i=1}^{n_1} Q_{cp,m,i} + \sum_{i=1}^{n_2} Q_{cp,m,y,i} + \sum_{i=1}^{m_1} Q_{cp,m,i} + \sum_{i=1}^{m_2} Q_{cp,m,y,i}, \quad (2.15)$$

де  $n_1, m_1$  - кількість приймачів трифазного струму зі змінним і практично постійним графіками навантажень;

$n_2, m_2$  - кількість приймачів однофазного струму зі змінним і практично постійним графіками навантажень.

**Приклад 2.1.** Визначити середнє навантаження (активне і реактивне) фази А при такому підключенні однофазних приймачів: до фази А підключено приймач з номінальною потужністю  $P_{ном,А} = 40 \text{ кВт}$ , коефіцієнтом потужності  $\cos \varphi = 0,5$  і коефіцієнтом використання  $K_{и,а} = K_{и,р} = 0,4$ ; на лінійну напругу відповідно між фазами А і С та А і В підключено приймачі з номінальною потужністю  $P_{ном,АС} = 20 \text{ кВт}$ ,  $P_{ном,АВ} = 40 \text{ кВт}$  і однаковими коефіцієнтами потужності  $\cos \varphi = 0,4$  і коефіцієнтами використання  $K_{и,а} = K_{и,р} = 0,25$ .

Розв'язання

1 За таблицею 2.1 визначаємо значення коефіцієнтів приведення

$$p_{|AC|A} = -0,17; p_{|AB|A} = 1,17; q_{|AC|A} = 1,44; q_{|AB|A} = 0,86.$$

2 Значення середньої активної та реактивної потужності фази А за найбільш завантажену зміну дорівнює:

$$P_{cp,m,(A)} = K_{и,a} P_{ном,AC} p_{|AC|A} + K_{и,a} P_{ном,AB} p_{|AB|A} + K_{и,a} P_{ном,A} = \dot{I}$$

$$\dot{I} \cdot 0,25 \cdot 20 \cdot (-0,17) + 0,25 \cdot 40 \cdot 1,17 + 0,4 \cdot 40 = 26,85 \text{ кВт};$$

$$Q_{cp,m,(A)} = K_{и,p} P_{ном,AC} q_{|AC|A} + K_{и,p} P_{ном,AB} q_{|AB|A} + K_{и,p} P_{ном,A} = \dot{I}$$

$$i \cdot 0.25 \cdot 20 \cdot 1.44 + 0.25 \cdot 40 \cdot 0.86 + 0.4 \cdot 69,2 = 43,48 \text{ кВАр},$$

$$\text{де } Q_{\text{ном}, A} = P_{\text{ном}, A} \cdot \tan \varphi = 40 \cdot 1,73 = 69,2 \text{ кВАр}.$$

3 Умовні середні навантаження ( $P_{\text{ср.м.у}}, Q_{\text{ср.м.у}}$ ) трифазної мережі у відповідності з умовами прикладу (при двох приймачах, ввімкнених на різні лінійні напруги трифазної мережі, і одному однофазному приймачі) визначаємо за максимально завантаженою фазою А:

$$P_{\text{ср.м.у}} = 3P_{\text{ср.м.м,ф}} = 3 \cdot 26,85 = 80,55 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{ср.м.у}} = 3Q_{\text{ср.м.м,ф}} = 3 \cdot 43,48 = 130,44 \text{ кВАр},$$

де  $P_{\text{ср.м.м,ф}}$  і  $Q_{\text{ср.м.м,ф}}$  - середні (активне і реактивне) навантаження максимально завантаженої фази.

## 2.4 Визначення пікових навантажень

При проектуванні систем електропостачання як пікове навантаження розглядають піковий струм.

Піковий струм групи приймачів, працюючих при відставальному струмі, визначають як арифметичну суму найбільшого з пускових струмів двигунів, що входять у групу, і розрахункового струму всієї групи приймачів за виключенням розрахункового струму двигуна, який має найбільший пусковий струм:

$$I_{\text{пик}} = i_{n,\text{max}} + (I_p - K_{u,a} i_{\text{ном},\text{max}}), \quad (2.16)$$

де  $i_{n,\text{max}}$  - найбільший з пускових струмів групи приймачів, що визначається за паспортними даними;

$I_p$  - розрахунковий струм групи приймачів;

$K_{u,a}$  - коефіцієнт використання двигуна, що має найбільший пусковий струм;

$i_{\text{ном},\text{max}}$  - номінальний струм двигуна (приведений до ПВ=1) з найбільшим пусковим струмом.

Якщо кількість приймачів електроенергії у групі невелика та їх встановлені потужності значно відрізняються одна від одної, то

за наявності в цій групі потужних синхронних двигунів піковий струм визначають за формулою

$$I_{\text{пik}} = i_{n, \text{max}} + \frac{\sqrt{(P_{\text{cp}, \text{m}} - p_{\text{cp}, \text{m}})^2 + (Q_{\text{cp}, \text{m}} - q_{\text{cp}, \text{m}})^2}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}} K_{\text{м}}, \quad (2.17)$$

де  $P_{\text{cp}, \text{m}}$ ,  $Q_{\text{cp}, \text{m}}$  - відповідно середні активні і реактивні навантаження приймачів групи, що розглядається, за найбільш завантажену зміну;

$p_{\text{cp}, \text{m}}$ ,  $q_{\text{cp}, \text{m}}$  - середні навантаження двигуна, що пускається, за найбільш завантажену зміну;

$K_{\text{м}}$  - коефіцієнт максимуму для груп приймачів, за виключенням двигуна, що пускається, може бути прийнятий таким, що дорівнює коефіцієнту максимуму за активною потужністю, знайденому для всієї групи.

Розрахунковий піковий струм групи однофазних машин контактного зварювання за наявності тільки паспортних даних машин можна визначити за формулою [7]

$$I_{\text{пik}} = 0,865_{\text{з, cp}} \text{ПВ}_{\text{ф, cp}} \sum_{i=1}^n I_{\text{нас, i}} + \beta \sqrt{\text{ПВ}_{\text{ф, cp}} (1 - \text{ПВ}_{\text{ф, cp}}) \sum_{i=1}^n I_{\text{нас, i}}^2 K_{\text{з, cp}}}, \quad (2.18)$$

де  $\text{ПВ}_{\text{ф, cp}} = \frac{\text{ПВ}_{\text{ф, 1}} + \dots + \text{ПВ}_{\text{ф, n}}}{n}$  - середня фактична тривалість вмикання машин;

$$\text{ПВ}_{\text{ф}} \% = \frac{t_m m N}{3600} 100;$$

$t_m$  - час зварювання однієї точки;

$m$  - кількість зварюваних точок на одній деталі;

$N$  - кількість деталей, зварюваних у годину;

$n$  - кількість машин у групі;

$I_{\text{нас, i}}$  - паспортний струм  $i$ -ї машини;

$K_{\text{з, cp}}$  - середнє значення коефіцієнта завантаження для зварюваної машини;

$\beta$  - статистичний коефіцієнт, що визначається за кривою рисунка 2.1 залежно від  $n \text{ПВ}_{\text{ф, cp}}$ , якщо  $n \geq 4$  та  $\text{ПВ}_{\text{ф}} \leq 0,1$ ; при  $\text{ПВ}_{\text{ф, cp}} > 0,2$  та  $n \geq 10$   $\beta$  приймають рівним 3,1.

За найбільший піковий струм одного приймача приймають: для двигунів – пусковий струм, для пічних і зварювальних трансформаторів – піковий струм (які приймають за паспортними даними). За відсутності таких даних пусковий струм асинхронних двигунів з короткозамкненим ротором і синхронних двигунів приймають рівним 5-кратному номінальному струму, пусковий струм двигунів постійного струму та асинхронних двигунів з фазним ротором – 2-2,5-кратному номінальному, піковий струм пічних і зварювальних трансформаторів – не менше 3-кратного номінального (без приведення до ПВ=1).

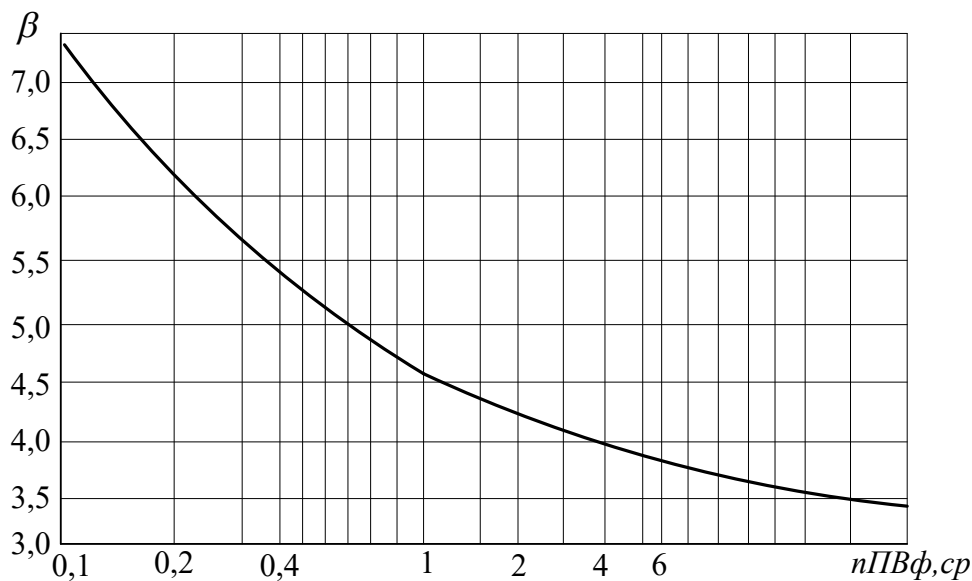


Рисунок 2.1 – Крива для визначення β в функції nПВφ

У разі самозапуску групи двигунів за пусковий струм приймають суму пускових струмів цих двигунів.

**Приклад 2.2.** Визначити пускові струми двигунів, підключених до силового пункту, якщо їх номінальні дані складають:  $P_{ном1} = P_{ном2} = 10 \text{ кВт}$ ,  $P_{ном3} = P_{ном4} = P_{ном5} = 12 \text{ кВт}$ ,  $P_{ном6} = 8 \text{ кВт}$ ;  $\text{tg } \varphi_{1-5} = 0,75$  ( $\cos \varphi_{1-5} = 0,8$ );  $\text{tg } \varphi_6 = 0,68$  ( $\cos \varphi_6 = 0,83$ ). Коефіцієнти використання  $\kappa_{u,a1-5} = 0,15$ ;  $\kappa_{u,a6} = 0,2$ . Кратність пуску двигунів  $K_n$  з першого по п'ятий – 5, шостого двигуна – 2,5. Коефіцієнти корисної дії двигунів  $\eta_1 = \eta_2 = \eta_3 = \eta_4 = \eta_5 = 0,82$ ;  $\eta_6 = 0,85$ .

Розв'язання

1 Визначаємо ефективну кількість приймачів у групі:



$$n_{\text{эф}} = \frac{\sum_{i=1}^6 (p_{\text{ном},i})^2}{\sum_{i=1}^6 p_{\text{ном},i}^2} = \frac{64^2}{(2 \cdot 10^2 + 3 \cdot 12^2 + 8^2)} \approx 6.$$

2 Середнє активне і реактивне навантаження складають

$$P_{\text{ср,м}} = \sum_{i=1}^6 p_{\text{ср,м},i} = \sum_{i=1}^6 K_{\text{u,a},i} \cdot p_{\text{ном},i} = 0,15 \cdot 56 + 0,2 \cdot 8 = 10 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{ср,м}} = \sum_{i=1}^6 p_{\text{ср,м},i} \cdot \text{tg} \varphi_i = 0,15 \cdot 56 \cdot 0,75 + 0,2 \cdot 8 \cdot 0,68 = 7,4 \text{ кВАр}.$$

3 Знаходимо груповий коефіцієнт використання:

$$K_{\text{u,a}} = P_{\text{ср,м}} / \sum_{i=1}^6 p_{\text{ном},i} = \frac{10}{64} = 0,156.$$

4 Розрахунковий струм двигунів, підключених до силового пункту, буде складати

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}} = \sqrt{6666} \text{ А},$$

де  $K_{\text{м,a}}$  - коефіцієнт максимуму, визначений за кривими [3] залежно від  $n_{\text{эф}}=6$  та  $K_{\text{u,a}}=0,156$ .

5 Визначаємо пускові струми двигунів:

$$i_{n1} = i_{n2} = K_n i_{\text{ном1}} = K_n \frac{P_{\text{ном1}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}} \cos \varphi \eta} = 5 \frac{10 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,8 \cdot 0,82} = 115,94 \text{ А};$$

$$i_{n3} = i_{n4} = i_{n5} = 5 \frac{12 \cdot 1000}{1,73 \cdot 380 \cdot 0,8 \cdot 0,82} = 139,13 \text{ А};$$

$$i_{n6} = 2,5 \frac{8 \cdot 1000}{1,73 \cdot 380 \cdot 0,83 \cdot 0,85} = 43,12 \text{ А}.$$

Максимальний пусковий струм мають третій, четвертий і п'ятий двигуни  $i_{n,\text{max}} = 139,13 \text{ А}$ .

## **3 ВИБІР ДЖЕРЕЛ ЖИВЛЕННЯ**

### **3.1 Категорії електроприймачів і забезпечення надійності електропостачання**

Щодо забезпечення надійності електропостачання електроприймачі залізничного транспорту поділяють на три категорії.

До I-ї категорії належать електроприймачі, переривання електропостачання яких може спричинити небезпеку для життя людей, зрив графіка руху поїздів, значний збиток залізничному транспорту і народному господарству в цілому, - це електроприймачі пристроїв сигналізації, централізації і блокування (СЦБ) і зв'язку, механізованих гірок, вокзалів великої місткості, пристроїв зовнішнього освітлення горловин парків приймання і відправлення позакласних станцій, аварійного освітлення, протипожежних пристроїв та ін.

Електроприймачі першої категорії треба забезпечувати електроенергією від двох незалежних взаєморезервуючих джерел живлення, і переривання їх електропостачання в разі порушення електропостачання від одного з джерел живлення можна допускати лише на час автоматичного відновлення живлення. Незалежним джерелом живлення електроприймачів називається джерело живлення, на якому зберігається напруга в межах, регламентованих ПУЕ для післяаварійного режиму, у разі зникнення її на іншому або інших джерелах живлення цих електроприймачів.

Зі складу електроприймачів I-ї категорії виділяється особлива група електроприймачів, надійна робота яких необхідна для забезпечення безперебійного руху поїздів, запобігання загрози життю людей, пожежам і виключення збитку народному господарству.

Для електропостачання особливої групи електроприймачів I-ї категорії має передбачатися додаткове живлення від третього незалежного взаєморезервуючого джерела живлення.

Як третє незалежне джерело живлення для особливої групи електроприймачів і як друге незалежне джерело живлення для

решти електроприймачів I-ї категорії можуть бути використані місцеві електростанції, електростанції енергосистем, спеціальні агрегати безперебійного живлення, акумуляторні батареї тощо.

До особливої групи електроприймачів I-ї категорії належать: центральний пост диспетчерської централізації, пост електричної централізації з кількістю стрілок більше 30, пристрої вузла зв'язку, радіорелейна станція, приймальні і передавальні радіоцентри короткохвильового радіозв'язку, операційний блок лікарні, відділення реанімації та пологове відділення.

Електроприймачі II-ї категорії – електроприймачі, переривання електропостачання яких призводить до порушення руху поїздів, виробничого циклу великих підприємств або нормальної життєдіяльності значної кількості міських і сільських мешканців.

Електроприймачі II-ї категорії рекомендується забезпечувати електроенергією від двох незалежних взаєморезервуючих джерел живлення. При порушенні електропостачання від одного з джерел живлення переривання електропостачання є допустимим на певний час, необхідний для увімкнення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної оперативної бригади.

Допускається живлення електроприймачів II-ї категорії по одній повітряній лінії, у тому числі з кабельною вставкою, якщо забезпечена можливість проведення аварійного ремонту цієї лінії за час, який не перевищує однієї доби. Кабельні вставки цієї лінії повинні виконуватися двома кабелями, кожен з яких вибирають за найбільшим тривалим струмом лінії. Допускається живлення електроприймачів II-ї категорії по одній кабельній лінії, яка складається не менш ніж з двох кабелів, приєднаних до одного загального апарата.

Допускається живлення електроприймачів II-ї категорії від одного трансформатора за наявності централізованого резерву трансформаторів і можливості заміни пошкодженого трансформатора за час, який не перевищує однієї доби.

Електроприймачі III-ї категорії – решта електроприймачів, що не підпадають під визначення I-ї та II-ї категорій.

Для електроприймачів III-ї категорії електропостачання може виконуватися від одного джерела живлення за умови, що час переривання електропостачання, необхідний для ремонту або

заміни пошкодженого елемента системи електропостачання, не перевищує однієї доби.

Головною особливістю електроенергетичного господарства залізничного вузла є оснащення його (разом із загальнопромисловим) нетиповим електричним обладнанням малої і середньої потужності. Воно призначено в основному для ремонту локомотивів і вагонів у депо і на заводах залізниці. До нього належать: електрогорна для нагріву бандажа колісної пари, електрична піч для сушіння тягових двигунів, пересувна зварювальна машина для електричного зварювання рейок, індукційні нагрівачі, поворотні круги для локомотивів і вагонів, вагоноперекидачі, домкрати для піднімання локомотивів і вагонів, машини потокових ліній для миття вагонів при ремонті рухомого складу, пересувні портали з механізмами для виправлення рам кузовів, пристосування для піднімання і транспортування тягових трансформаторів, електрокрани, навантажувально-розвантажувальні механізми і машини, стрілкові електроприводи та ін.

Лінійні споживачі залізниць також оснащені нетиповими пристроями, призначеними для плавлення ожеледі, живлення колійних робіт уночі, автоматичного дистанційного керування прожекторним освітленням станційних колій, вантажних дворів і пасажирських платформ, електрообігрівання стрілок, електроопалення вагонів у відстої, пунктів технічного обслуговування та ін.

Встановлена потужність таких електроприймачів змінюється в широких межах – від декількох тисяч до декількох десятків тисяч кіловат.

### **3.2 Джерела живлення та пункти приймання електричної енергії**

Основними джерелами живлення більшості підприємств є електростанції, районні підстанції енергосистем і власні ТЕЦ. Вибір незалежних джерел живлення здійснює енергопостачальна організація, яка в технічних умовах на приєднання вказує їх характеристики.

З початку 1990-х років в електросистемах з'явилася тенденція живлення споживачів з шин районних підстанцій на

напругах 110-220 кВ. Це пов'язано з бажанням гальванічно розділити мережі генераторів і споживачів для виключення впливу різного роду пошкоджень у мережі споживача на роботу генераторів.

За нормативними вимогами, визначеними в ПУЕ [1], живлення споживачів I-ї категорії допускається виконувати від двох секцій або систем шин однієї районної підстанції. У наш час це широко використовується при проектуванні багатьох підприємств, але є недостатньо надійним. При проектуванні слід звернути особливу увагу на такі фактори, які визначають безперебійність живлення електроприймачів при аварійному вимиканні одного з незалежних джерел живлення:

- стале значення напруги на джерелі живлення, що залишилося, у після- аварійному режимі повинно бути не менше 0,9 номінальної напруги;

- при аварійному вимиканні одного з джерел живлення і дії релейного захисту та автоматики на джерелі живлення, що залишилося, може мати місце короточасне зниження напруги.

Якщо значення провалу напруги та його тривалість такі, що викликають вимикання електроприймачів на джерелі живлення, що залишилося, то ці джерела живлення не можуть вважатися незалежними. Значення напруги на резервному джерелі живлення повинно бути не менше 0,7 номінальної напруги.

Для підвищення надійності електропостачання підприємств із споживачами I-ї категорії великої потужності необхідно передбачити два незалежних джерела живлення.

Кількість незалежних джерел живлення, що забезпечують електропостачання підприємств з електроприймачами I-ї і II-ї категорій, може бути більше двох (за умови обґрунтування), наприклад при протяжних лініях електропередачі, прокладених у складних умовах, при недостатній надійності одного з незалежних джерел живлення і т. д.

Спорудження власних електростанцій є доцільним за таких обставин:

- значна потреба підприємства в парі та гарячій воді;
- наявність на підприємстві відхідного палива (газу та ін.) і можливість його використання для електростанції;

- значна відстань до енергосистеми або її недостатня потужність;

- наявність особливих груп електроприймачів з підвищеними вимогами до безперебійності живлення, коли власне джерело живлення необхідне для резервування електропостачання.

Потужність власного джерела живлення залежить від його призначення і може коливатися в широких межах. Розміщення власної електростанції визначається загальною схемою електро- і теплопостачання підприємства. Невдале її розташування може призвести до подовження та здорожчання електричних і теплових мереж.

Електростанція, що використовується як власне джерело живлення, повинна бути електрично зв'язана з найближчими електричними мережами енергосистеми. Зв'язок може здійснюватися або безпосередньо на генераторній напрузі, або на високій напрузі через трансформатори зв'язку.

Від джерела живлення електроенергія надходить на пункт приймання електроенергії – електроустановку, яка призначена для приймання електроенергії від джерела живлення і розподілу її між окремими споживачами електроенергії. Кількість пунктів приймання залежить від потужності підприємства, територіального розташування навантажень, вимог надійності електропостачання та інших факторів.

На промислових і залізничних підприємствах пунктами приймання електроенергії можуть бути:

- вузлові розподільні підстанції напругою 110 кВ і вище, призначені для розподілу електроенергії на великих підприємствах між підстанціями глибокого введення;

- головні знижувальні підстанції напругою 35 кВ і вище (одна або декілька);

- підстанції глибокого введення 35 кВ і вище у випадках, коли їх живлення здійснюється від підстанцій енергосистеми;

- центральні розподільні підстанції або розподільні підстанції при однаковій напрузі живильної та розподільної мереж підприємства;

- трансформаторні підстанції напругою 6-20 кВ на підприємствах з невеликим електричним навантаженням.

Для підприємств з електричним навантаженням, яке складає десятки мегават, пунктами приймання електроенергії можуть бути головні знижувальні підстанції, підстанції глибокого введення, розподільні підстанції 10(6) кВ.

Кількість пунктів приймання електроенергії на підприємстві визначається рядом факторів. Системи електропостачання з одним приймальним пунктом слід використовувати, як правило, за відсутності спеціальних вимог до надійності живлення та при компактному розташуванні навантажень.

Системи електропостачання з двома пунктами приймання слід застосовувати:

- при підвищених вимогах до надійності живлення електроприймачів I-ї категорії;
- за наявності на об'єкті двох або більше відносно потужних і відокремлених груп споживачів;
- при розвитку підприємства в тих випадках, коли для живлення навантаження другої черги є доцільним спорудження окремого пункту приймання електроенергії;
- за економічної доцільності.

Системи електропостачання з трьома пунктами приймання електроенергії потребують техніко-економічного обґрунтування.

### **3.3 Вибір місця розміщення головної зжувальної підстанції**

З метою визначення місця розміщення головної знижувальної підстанції (ГЗП), а також цехових трансформаторних підстанцій (ТП) при проектуванні будують картограму електричних навантажень. Картограма являє собою розміщені на генеральному плані підприємства або плані цеха декілька кіл, площа яких відповідає в обраному масштабі розрахунковим навантаженням. Доцільно будувати картограми окремо для активного і реактивного навантажень, оскільки живлення споживачів активною і реактивною потужністю може здійснюватися від різних джерел. Радіуси кіл картограми визначають за формулами

$$r_{i,a} = \sqrt{P_{p,i}/\pi m}; r_{i,p} = \sqrt{Q_{p,i}/\pi m}, (3.1)$$

де  $P_{p,i}$  - розрахункове активне навантаження і-го цеху або і-го вузла електричних навантажень;

$Q_{p,i}$  - розрахункове реактивне навантаження того самого цеху або вузла;

$m$  - прийнятий масштаб для визначення площі кола.

Будуючи картограми навантажень окремих цехів підприємства, центри кіл поєднують з центрами ваги геометричних фігур, які зображують окремі ділянки цехів із зосередженими навантаженнями. Центри кіл цехів підприємства будуть співпадати з центрами геометричних фігур, що зображують на плані цехову ТП. Щоб наочно подати структури навантажень, кола поділяють на сектори, кожен з яких відповідає навантаженню нижчої напруги, навантаженню вищої напруги та освітлювальному навантаженню, позначеним у відсотках сумарного навантаження.

На основі побудованих картограм знаходять координати умовного центра (УЦН) активних  $(x_a, y_a)$  і реактивних  $(x_p, y_p)$  електричних навантажень цеху, а потім всього підприємства за формулами

$$x_a = \sum_{i=1}^n P_{p,i} x_i / \sum_{i=1}^n P_{p,i}; y_a = \sum_{i=1}^n P_{p,i} y_i / \sum_{i=1}^n P_{p,i}; (3.2)$$

$$x_p = \sum_{i=1}^n Q_{p,i} x_i / \sum_{i=1}^n Q_{p,i}; y_p = \sum_{i=1}^n Q_{p,i} y_i / \sum_{i=1}^n Q_{p,i}, (3.3)$$

де  $n$  – кількість навантажень.

Другий варіант побудови картограм навантажень. Навантаження окремих споживачів наносять на план об'єкта у вигляді кіл, причому площі останніх  $F_i$  приймають пропорційними повним потужностям навантажень  $S_i$ , тобто  $F_i \equiv S_i$ . На основі картограми можна орієнтовно визначити найбільш вигідне з точки зору сумарної витрати провідників місце розташування ГЗП. Для довільно обраної системи координат X-Y визначають координати кожного з навантажень  $x_i, y_i$  і координати точки розміщення ГПП  $x_o, y_o$  (рисунок 3.1):



$$x_o = \frac{\sum_{i=1}^n x_i S_i}{\sum_{i=1}^n S_i}, y_o = \frac{\sum_{i=1}^n y_i S_i}{\sum_{i=1}^n S_i}. \quad (3.4)$$

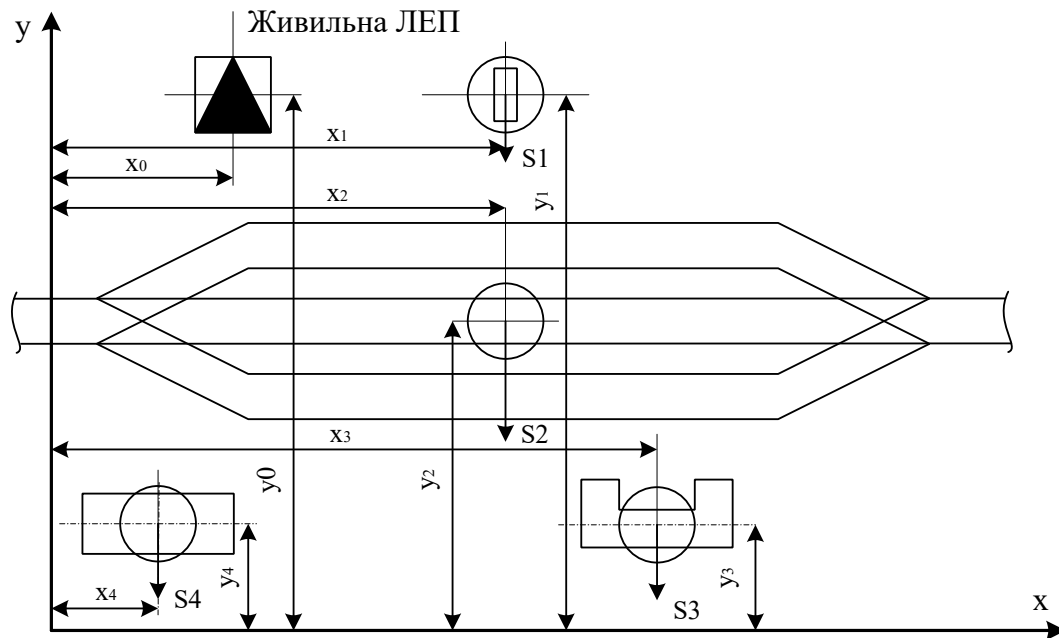


Рисунок 3.1 – Картограма навантажень

Слід зазначити, що дійсне розташування ГЗП, як правило, не відповідає розрахунковому, оскільки на розміщення ГЗП накладаються місцеві умови, головним з яких є розташування живильної ЛЕП, як найменша кількість перетинань розподільної мережі з колями і т. д. Тому викладений метод визначення місця розташування ГЗП застосовують у випадку наявності багатьох можливостей такого вибору.

### 3.4 Вибір силових трансформаторів

#### 3.4.1 Загальні вимоги до силових трансформаторних підстанцій

Вибір кількості і потужності силових трансформаторів для головних знижувальних і цехових трансформаторних підстанцій промислових підприємств повинен бути економічно і технічно обґрунтованим, оскільки він має суттєвий вплив на раціональну будову схем промислового електропостачання.

Критеріями вибору трансформаторів є надійність електропостачання, витрати кольорового металу та потрібна трансформаторна потужність. Оптимальний варіант обирається на основі порівняння капіталовкладень і річних експлуатаційних витрат декількох варіантів.

Для зручності експлуатації систем електропостачання слід прагнути обирати не більше двох стандартних потужностей основних трансформаторів. Це призводить до скорочення складського резерву та полегшує заміну пошкоджених трансформаторів. Бажаним є встановлення, де це можна здійснити, трансформаторів однакової потужності.

При спорудженні цехових трансформаторних підстанцій слід віддавати перевагу комплектним трансформаторним підстанціям (КТП), які повністю вироблені на заводах.

### **3.4.2 Допустимі перевантаження силових трансформаторів**

Важливою характеристикою силових трансформаторів є їх навантажувальна здатність, яка являє собою сукупність допустимих навантажень і перевантажень.

Силові трансформатори випускають з номінальною потужністю, яку вони можуть тривало пропускати при номінальних умовах: номінальній напрузі, частоті, температурі зовнішнього середовища. У цьому випадку перевищення температури масла та обмоток понад температуру зовнішнього середовища не виходять за встановлені межі, а строк служби трансформатора відповідає економічно доцільному. У дійсності ж трансформатори працюють в умовах, що відрізняються від номінальних. При цьому значну частину доби навантаження

буває менше від номінального, що призводить до недовикористання трансформаторів. Тому вважають, що трансформатори можуть бути завантажені протягом частини доби (року) понад номінальну потужність, якщо в іншу частину періоду, що розглядається, їх навантаження було меншим, ніж номінальне. Завантаження трансформатора понад номінальну потужність називається перевантаженням.

Допустимі перевантаження поділяють на тривалі та короткочасні. До перших відносять нормальні систематичні перевантаження, а до других – аварійні.

**Нормальні систематичні перевантаження** допускаються залежно від коефіцієнта заповнення добового графіка навантаження, а також за рахунок недовантаження трансформатора влітку.

Допустимі перевантаження залежно від коефіцієнта заповнення добового графіка навантаження визначають, використовуючи діаграми навантажувальної здатності трансформаторів [15]. За горизонтальною віссю цих діаграм відкладено тривалість максимуму навантаження в годинах, а за вертикальною – відношення максимального навантаження до номінального  $k_i I_{max}/I_{ном}$ . На діаграмах наведено декілька кривих для різних значень коефіцієнта навантаження  $K_n$ .

Коефіцієнтом навантаження, або інакше коефіцієнтом заповнення добового графіка навантаження, називають відношення площі, що обмежена добовим графіком, до площі прямокутника, боками якого є 24 години і максимум графіка  $I_{max}$ , тобто

$$K_n = \frac{\sum (It)}{24 I_{max}} = \frac{I_{cp}}{I_{max}}, (3.5)$$

де  $\sum (It)$  - площа графіка навантаження;

$I_{max}$  - максимальний струм навантаження за добу;

$I_{cp}$  - середньодобовий струм навантаження.

Визначивши значення  $K_n$  і знаючи тривалість у годинах  $n$  максимального навантаження, за діаграмою [15] можна визначити коефіцієнт  $k_i$ , отже, допустиме максимальне навантаження трансформатора  $I_{max} = k_i I_{ном}$  або  $S_{max} = k_i S_{ном}$ .

**Допустимі перевантаження взимку за рахунок недовантаження влітку.** Навантаження трансформатора в літній час звичайно нижче від навантаження в зимові місяці і нижче від номінального, тому знос ізоляції в літній час менший. Це дозволяє в зимові місяці без шкоди для строку служби трансформатора збільшити його перевантаження порівняно з тим, яке отримане за діаграмою. У цьому випадку діє просте правило: якщо максимум середнього добового графіка навантажень у літні місяці менший від номінального навантаження трансформатора, то в зимові місяці допускається його перевантаження в розмірі 1 % на кожен відсоток недовантаження влітку, але не більше 15 %.

Наведені дані про нормальні систематичні перевантаження стосуються до всіх силових трансформаторів з природним масляним і примусовим повітряним охолодженням, для яких обидва правила нормального систематичного перевантаження можна застосовувати разом, загальна величина перевантаження при цьому не повинна перевищувати 30 %.

Нормальні систематичні перевантаження трансформаторів з примусовою циркуляцією масла встановлюють на основі вказівок заводів-виробників або даних спеціальних випробувань.

**Аварійні перевантаження.** При роботі трансформатора з систематичними перевантаженнями знос ізоляції його обмоток менший від того зносу, який має місце при цілодобовому постійному номінальному навантаженні. Запас у зносі ізоляції, що залишився, може бути використаний в аварійних режимах. Дозволяється для трансформаторів з системами охолодження М, Д, ДЦ та Ц перевантаження до 40 % на час максимуму навантаження загальної добової тривалості не більше 6 год протягом не більше 5 діб, при цьому коефіцієнт заповнення добового графіка навантаження трансформатора в умовах перевантаження [4] повинен бути не більшим

$$K_n = \frac{I_{cp}}{1,4 I_{ном}} \leq 0,75. (3.6)$$

Ця умова практично завжди виконується.

Також при цьому коефіцієнт початкового завантаження не повинен перевищувати 0,93. На час перевантаження повинні бути

вжиті заходи з підсилення охолодження трансформаторів (вмикання вентиляторів дуття, резервних охолоджувачів і т. д.).

За роботою [2] в аварійних режимах допускається короткочасне перевантаження трансформаторів усіх систем охолодження незалежно від тривалості і значення попереднього навантаження і значення температури охолоджуючого середовища в межах (якщо інше не визначено інструкціями заводів-виробників), наведених у таблиці 3.1.

**Таблиця 3.1 – Допустимі перевантаження трансформаторів**

Показник	Допустимі перевантаження				
1 Трансформатори масляні:					
перевантаження за струмом, %	30	45	60	75	140
тривалість перевантаження, хв	120	80	45	20	10
2 Трансформатори сухі:					
перевантаження за струмом, %	20	30	40	50	60
тривалість перевантаження, хв	60	45	32	18	5

### **3.4.3 Вибір кількості і потужності силових трансформаторів головної знижувальної підстанції**

Найчастіше ГЗП промислових підприємств виконують двотрансформаторними. Встановлення більше двох трансформаторів можливо у виняткових випадках: коли потрібно виділити змінні навантаження та жити їх від окремого трансформатора; при реконструкції ГЗП, якщо встановлення додаткового трансформатора економічно доцільно.

Вибір потужності трансформаторів ГЗП проводиться на підставі розрахункового навантаження підприємства в нормальному режимі роботи. У післяаварійному режимі (при вимиканні одного трансформатора) для надійного електропостачання споживачів передбачається їх живлення від трансформатора, що залишився в роботі. При цьому частина невідповідальних споживачів з метою зниження навантаження трансформатора може бути відключена.

Вибір номінальної потужності трансформаторів ГЗП залежно від вихідних даних, як правило, здійснюється за повною розрахунковою потужністю

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, (3.7)$$

де  $P_p$  - розрахункова активна потужність підприємства;

$Q_p$  - реактивна потужність, що передається з енергосистеми в мережу підприємства в період максимальних навантажень.

Якщо на ГЗП встановлюють два трансформатори, то номінальна потужність кожного з них визначається за умови

$$S_{\text{тном}} \geq \frac{S_p}{2 \cdot 0,7}. (3.8)$$

В аварійних умовах трансформатор, що залишився в роботі, повинен забезпечити споживачів I-ї та II-ї категорій надійності з урахуванням допустимого перевантаження понад 40 %:

$$S_{\text{тном}} \geq \frac{S_p^{I,II}}{1,4}. (3.9)$$

Знак нерівності в останніх виразах передбачає необхідність вибору трансформатора найближчої стандартної потужності, що призводить до деякого додаткового запасу трансформаторної потужності.

Беручи до уваги, що шкала номінальних потужностей має ступінь 1,6, можна очікувати, що розрахунки за формулами (3.8), (3.9) призводять у середньому до перевищення встановленої потужності на 30 %. Щоб уникнути цього і не витратити надмірну трансформаторну потужність, іноді при виборі потужності трансформаторів враховують також їхні допустимі систематичні перевантаження, які, як зазначалось, не повинні перевищувати 30 %.

Другим способом визначення сумарної потужності трансформаторів ГЗП, що враховує вищесказане, є рекомендований деякими авторами вибір її за середньою потужністю всіх споживачів у період найбільш завантаженої зміни:

$$S_{\Sigma n} = \sum_{i=1}^n S_{cmi} = \sum_{i=1}^n \frac{P_{cmi}}{\cos \varphi_i}. \quad (3.10)$$

Кількість і потужність трансформаторів на окремих підстанціях і трансформаторних пунктах вибирають аналогічно – за сумарною потужністю споживачів, які живляться від цієї підстанції. На цих підстанціях звичайно встановлюють один або два трансформатори. Що стосується типів трансформаторів, то для первинної напруги 110 кВ застосовують маслонаповнені трансформатори з регулюванням напруги під навантаженням, а для 35 і 10 кВ – маслонаповнені або заповнені негорючим діелектриком, але з ПБВ. Іноді використовують і сухі трансформатори. Основні технічні характеристики трансформаторів наведені в роботах [13, 14].

#### 3.4.4 Обґрунтування вибору трансформаторів

Одночасно з вибором номінальної потужності трансформаторів слід передбачати економічні режими їх роботи: перехід на паралельну роботу трансформаторів при збільшенні навантаження та вимикання частини їх при мінімумі навантажень (у нічні зміни, вихідні та святкові дні).

Втрати потужності в трансформаторах складаються з втрат у сталі і в обмотках трансформатора. Втрати в сталі не залежать від навантаження трансформатора, втрати в обмотках змінюються пропорційно зміні навантаження у квадраті (рисунок 3.2). При великих навантаженнях втрати в обмотках значно перевищують втрати в сталі трансформатора.

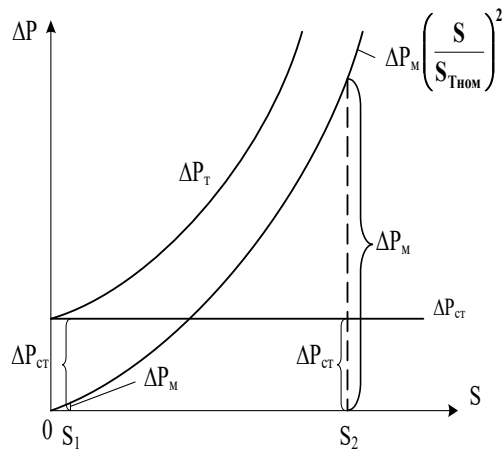


Рисунок 3.2 – Зміна втрат потужності в трансформаторі залежно від його навантаження

При малих навантаженнях втрати в сталі трансформатора значно більші, ніж втрати в його обмотках. Тому при паралельній роботі декількох трансформаторів для зниження втрат потужності й енергії вимикають частину трансформаторів при малих навантаженнях.

Нижче розглянуто окремий випадок вибору економічної доцільності кількості увімкнених трансформаторів на підстанції. При цьому можна вважати, що економічність роботи трансформаторів розглядаємо незалежно, без урахування живильної мережі.

Припустимо, що на підстанції є  $n$  трансформаторів однакової потужності  $S_{тнoм}$ . Втрати в сталі кожного трансформатора  $\Delta P_{ст}$ , втрати в обмотках при номінальному навантаженні  $\Delta P_{м}$ . На рисунку 3.3 наведено криві зміни втрат потужності залежно від навантаження при різній кількості працюючих трансформаторів (для спрощення наведено криві тільки для трьох трансформаторів). З кривих видно, що при зміні навантаження від 0 до  $S_1$  доцільною є робота одного трансформатора. При навантаженні від  $S_1$  до  $S_2$  економічно вигідна робота двох трансформаторів. При збільшенні навантаження понад  $S_2$  доцільно вмикати третій трансформатор.



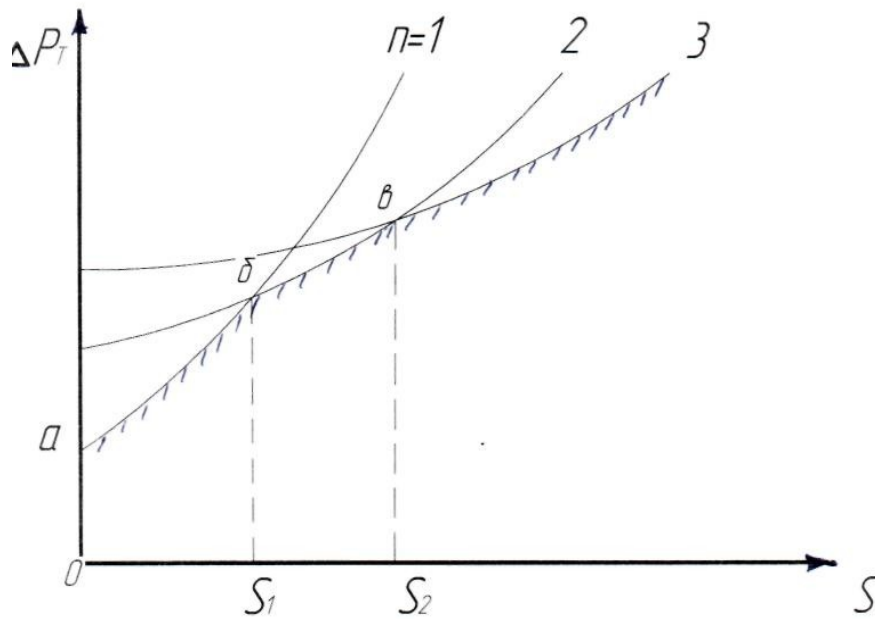


Рисунок 3.3 – Зміна втрат потужності в трансформаторах залежно від їх навантаження при різній кількості працюючих трансформаторів ( $n=1\div 3$ )

Навантаження  $S$ , після якого доцільно збільшувати кількість увімкнених трансформаторів, визначається умовою рівності втрат потужності при  $n$  і  $n+1$  працюючих трансформаторів. Цьому відповідає точка  $\delta$  на рисунку 3.3 при переході від одного трансформатора до двох і точка  $\theta$  при переході від двох трансформаторів до трьох.

При  $n$  увімкнених трансформаторах і навантаженні  $S$  втрати потужності дорівнюють

$$(\Delta P_m)_n = n \Delta P_{cm} + \frac{1}{n} \Delta P_m \left( \frac{S}{S_{\text{тном}}} \right)^2. \quad (3.11)$$

При роботі  $n+1$  трансформаторів при тому самому навантаженні втрати потужності дорівнюють

$$(\Delta P_m)_{n+1} = (n+1) \Delta P_{cm} + \frac{1}{n+1} \Delta P_m \left( \frac{S}{S_{\text{тном}}} \right)^2. \quad (3.12)$$

З рівності формул (3.11) і (3.12) знаходимо потужність  $S$ , при якій доцільно переходити від  $n$  до  $n+1$  працюючих трансформаторів:

$$n \Delta P_{cm} + \frac{1}{n} \Delta P_M \left( \frac{S}{S_{тном}} \right)^2 = (n+1) \Delta P_{cm} + \frac{1}{n+1} \Delta P_M \left( \frac{S}{S_{тном}} \right)^2,$$

Звідки

$$S = S_{тном} \cdot \sqrt{\frac{\Delta P_{cm}}{\Delta P_M} n(n+1)}. \quad (3.13)$$

Якщо трансформатори неоднакової потужності, то потужності  $S_1, S_2$  і т. д. визначають на основі графічної побудови подібно до побудови, наведеної на рисунку 3.3.

Слід мати на увазі, що формула (3.13) дає лише наближене значення  $S$ . Насправді величина  $S$  має бути дещо меншою за ту, що отримують з цієї формули. Це пов'язано з тим, що при зміні кількості ввімкнених трансформаторів одночасно змінюється і споживана ними реактивна потужність.

Практично вимикання трансформаторів узгоджують з графіком їх навантажень, прагнучи до мінімально можливої кількості перемикачів у мережі.

Якщо підстанція живить відповідальних споживачів, то при вимкненні одного з трансформаторів має бути передбачено пристрій автоматичного вмикання резерву (АВР). Перерва в електропостачанні споживачів при цьому буде мати місце на час роботи пристрою АВР, тобто на декілька секунд. Слід мати на увазі, що така перерва може бути допущена не для всіх споживачів, це треба враховувати при визначенні доцільності вимикання частини трансформаторів.

**Приклад 3.1.** Обрати кількість і потужність трансформаторів ГЗП, якщо відомо, що розрахункове навантаження підприємства складає 16600 кВА. Розрахункова потужність споживачів I і II категорій надійності складає 75 % розрахункової потужності підприємства.

**Розв'язання**

1 Враховуючи наявність споживачів I та II категорій надійності, приймаємо до встановлення два трансформатори. Номінальну потужність трансформаторів визначаємо за умовою (3.8):

$$S_{\text{тном}} \geq \frac{S_p}{2 \cdot 0,7} = \frac{16600}{1,4} = 11851 \text{ кВА}.$$

Приймаємо до встановлення трансформатори з номінальною потужністю 10000 кВА.

2 Перевіряємо перевантажувальну здатність трансформаторів в аварійному режимі за умовою (3.9):

$$1,4 S_{\text{тном}} \geq S_p^{I, II};$$

$$1,4 \cdot 10000 > 12450.$$

Умова (3.9) виконується. Споживачі в III категорії (за вихідними даними складають 25 %) в аварійному режимі можна вимкнути. У цьому випадку перевантаження трансформатора складає

$$K_{\text{н. ав}} = \frac{16600 - 4150}{10000} \approx 1,3.$$

Таке перевантаження трансформатора допустиме протягом 5 діб з тривалістю по 6 год на добу (якщо запроваджено заходи з підсилення охолодження трансформатора).

### **3.4.5 Застосування трансформаторів з розщепленими обмотками і триобмоткових трансформаторів**

У системах електропостачання поряд з двообмотковими трансформаторами на ГЗП встановлюють трансформатори з розщепленою обмоткою низької напруги і, в деяких випадках, триобмоткові трансформатори.

Трансформатор з розщепленою обмоткою має, як правило, дві вторинні обмотки однакової напруги, розраховані на 50 % номінальної потужності трансформатора кожна, або розщеплені обмотки різних напруг (6 і 10 кВ). В останньому випадку економічно вирішується питання електропостачання, якщо на підприємстві є споживачі на 6 і 10 кВ. Трансформатори з розщепленою обмоткою низької напруги широко застосовуються на підприємствах з різко-змінними нелінійними навантаженнями, де відносно стабільні навантаження підключаються до однієї

обмотки, а різко змінні – до другої. Завдяки підвищеному реактивному опору трансформаторів з розщепленою обмоткою застосування їх дозволяє відмовитися від реактування.

Триобмоткові трансформатори встановлюють на підстанціях у тих випадках, коли потрібно мати два ступені низької напруги, найчастіше їх застосовують на тягових підстанціях електрифікованих залізниць. В останньому випадку одна з обмоток низької напруги використовується для живлення тягових споживачів, інша - для живлення нетягових або районних споживачів.

Переваги триобмоткових трансформаторів перед двообмотковими такі:

- зменшуються струми КЗ на напрузі 6-35 кВ;
- не потрібно встановлювати додатковий трансформатор для отримання напруг 6-35 кВ, у зв'язку з чим скорочується кількість комутаційно-захисних апаратів на боці вищої напруги;
- потрібна менша площа для спорудження підстанції.

Особливості конструктивного виконання триобмоткових трансформаторів відображуються на визначенні втрат потужності в них. Це питання досить детально викладено в роботі [14].

### **3.4.6 Вибір кількості та потужності цехових трансформаторів**

Правильне визначення кількості та потужності цехових трансформаторів можливе тільки шляхом техніко-економічних розрахунків із урахуванням таких факторів: категорія надійності електропостачання споживачів; компенсація реактивних навантажень на напрузі до 1 кВ; перевантажувальна здатність трансформаторів у нормальному та аварійному режимах; крок стандартних потужностей; економічні режими роботи трансформаторів залежно від графіка навантажень.

Кількість цехових ТП безпосередньо впливає на витрати на розподільні пристрої РП напругою 6-10 кВ та цехові електричні мережі. Так, при зменшенні кількості ТП (тобто при збільшенні їхньої одиничної номінальної потужності) зменшується кількість комірок РП, сумарна довжина ліній і втрати електроенергії та напруги в мережах 6-20 кВ, але зростає вартість мереж напругою

0,4 кВ і втрати в них. Збільшення кількості ТП, навпаки, знижує витрати на цехові мережі, але збільшує кількість комірок РП 6-20 кВ і витрати на мережі напругою 6-20 кВ. При деякій кількості трансформаторів з номінальною потужністю  $S_{\text{тном}}$  можна досягнути мінімуму приведених витрат при забезпеченні заданого ступеня надійності електропостачання. Такий варіант буде оптимальним, його слід розглядати як остаточний.

Однотрансформаторні підстанції рекомендується застосовувати за наявності в цеху споживачів, які допускають перерву електропостачання на час доставлення «складського» резерву, або при резервуванні, яке здійснюється по лініях низької напруги від суміжних ТП, тобто вони допустимі для споживачів II і III категорій, а також за наявності в мережі 380-660 В невеликої кількості (до 20 %) споживачів I категорії.

Двотрансформаторні підстанції рекомендується застосовувати в таких випадках:

- якщо споживачі I категорії мають перевагу;
- для зосередженого цехового навантаження і окремо розташованих об'єктів загальнозаводського призначення (компресорні і насосні станції);
- для цехів з високою питомою густиною навантажень (вище 0,5-0,7 кВА/м<sup>2</sup>).

Для таких підстанцій також потрібен складський резерв для швидкого відновлення живлення споживачів у випадку виходу з ладу одного трансформатора на тривалий термін. Трансформатор, що залишився в роботі, повинен забезпечувати електропостачання всіх споживачів I категорії на час заміни пошкодженого трансформатора.

На сьогодні цехові ТП виконують комплектними (КТП) і, як правило, встановлюють відкрито.

Орієнтовний вибір кількості і потужності цехових трансформаторів проводиться за питомою густиною  $\sigma_n$  навантаження

$$\sigma_n = \frac{S_p}{F}, (3.14)$$

де  $S_p$ - розрахункове навантаження цеху, кВА;

$F$  - площа цеху, м<sup>2</sup>.

Якщо густина навантаження напругою 380 В до 0,2 кВА/м<sup>2</sup>, доцільно застосовувати трансформатори потужністю до 1000 кВА, якщо густина 0,2-0,3 кВА/м<sup>2</sup> – потужністю 1600 кВА. Якщо густина більше 0,3 кВА/м<sup>2</sup>, доцільність застосування трансформаторів потужністю 1600 або 2500 кВА повинна визначатися техніко-економічним розрахунком.

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

- за заданим добовим графіком навантаження цеху за характерну добу року для нормальних і аварійних режимів;
- розрахунковою потужністю для тих самих режимів.

Вибір цехових трансформаторів у першому випадку здійснюється як і вибір трансформаторів ГЗП.

У другому випадку вибір потужності трансформаторів здійснюється виходячи з раціонального їх завантаження в нормальному режимі та з урахуванням мінімально потрібного резервування в післяаварійному режимі. При цьому номінальна потужність трансформаторів  $S_{\text{тном}}$  визначається за середнім навантаженням  $S_{\text{ср.м}}$  за максимально завантаженою зміну:

$$S_{\text{тном}} = \frac{S_{\text{ср.м}}}{N K_3}, (3.15)$$

де  $N$  - кількість трансформаторів;

$$K_3 - \text{коефіцієнт завантаження трансформатора, } K_3 = \frac{S_p}{S_{\text{тном}}}.$$

Рекомендується приймати такі коефіцієнти завантаження трансформаторів:

- якщо споживачі I категорії мають перевагу для двотрансформаторних підстанцій,  $K_3 = 0,65 \div 0,7$ ;
- якщо споживачі II категорії мають перевагу для однострансформаторних підстанцій у випадку взаємного резервування трансформаторів на нижчій напрузі,  $K_3 = 0,7 \div 0,8$ ;
- якщо споживачі II категорії мають перевагу та за наявності складського резерву трансформаторів, а також при навантаженнях III категорії,  $K_3 = 0,9 \div 0,95$ .

Обрані силові трансформатори повинні бути перевірені на допустимі систематичні перевантаження за умови

$$S_{\text{тном}} \leq S_{\text{ср.м}} K_{\text{п.доп.}} \cdot (3.16)$$

На двотрансформаторних підстанціях додатково перевіряється перевантаження трансформаторів в аварійному режимі аналогічно трансформаторам ГЗП.

## 4 АВТОНОМНІ ТА РЕЗЕРВНІ ДЖЕРЕЛА ЖИВЛЕННЯ

### 4.1 Системи автономного електропостачання

Системами автономного електропостачання називаються системи децентралізованого електропостачання, у яких як джерела електричної енергії використовуються автономні джерела електроенергії, що не мають зв'язку з енергетичною системою: дизельні електричні станції, хімічні джерела струму, прямі перетворювачі інших видів енергії в електричну енергію, турбогенераторні джерела електричної енергії, призначені для електропостачання приймачів електроенергії окремих споруд, технічних систем і агрегатів, транспортних засобів і літальних апаратів.

Системи автономного електропостачання на сьогодні отримали велике поширення та є основними системами низьковольтної електроенергетики.

Залежно від того, яке автономне джерело електроенергії використовується в такій системі, розрізняють автономні системи електропостачання з автономним джерелом змінного струму і системи з автономним джерелом постійного струму.

На рисунку 4.1, а наведена структурна схема системи автономного електропостачання, у якій у якості джерела електричної енергії застосована дизель-електрична станція (ДЕС). Автономна ДЕС виробляє енергію змінного струму з частотою 50 Гц звичайно при напрузі 0,4 кВ. Приймачі (споживачі) електроенергії змінного струму промислової частоти підключаються до джерела через струморозподільне устаткування. Споживачі постійного струму або змінного струму

підвищеної частоти потребують попереднього перетворення електричної енергії.

Це перетворення забезпечується застосуванням у системі напівпровідникових перетворювачів змінного струму в постійний і перетворювачів частоти. Система автономного електропостачання з хімічним джерелом електричної енергії постійного струму (рисунок 4.1, б), навпаки, забезпечує споживачів постійного струму електроенергією напругою 30 В безпосередньо, а споживачів змінного струму напругою, що відрізняється від 30 В, – через напівпровідникові перетворювачі постійного струму і напруги.

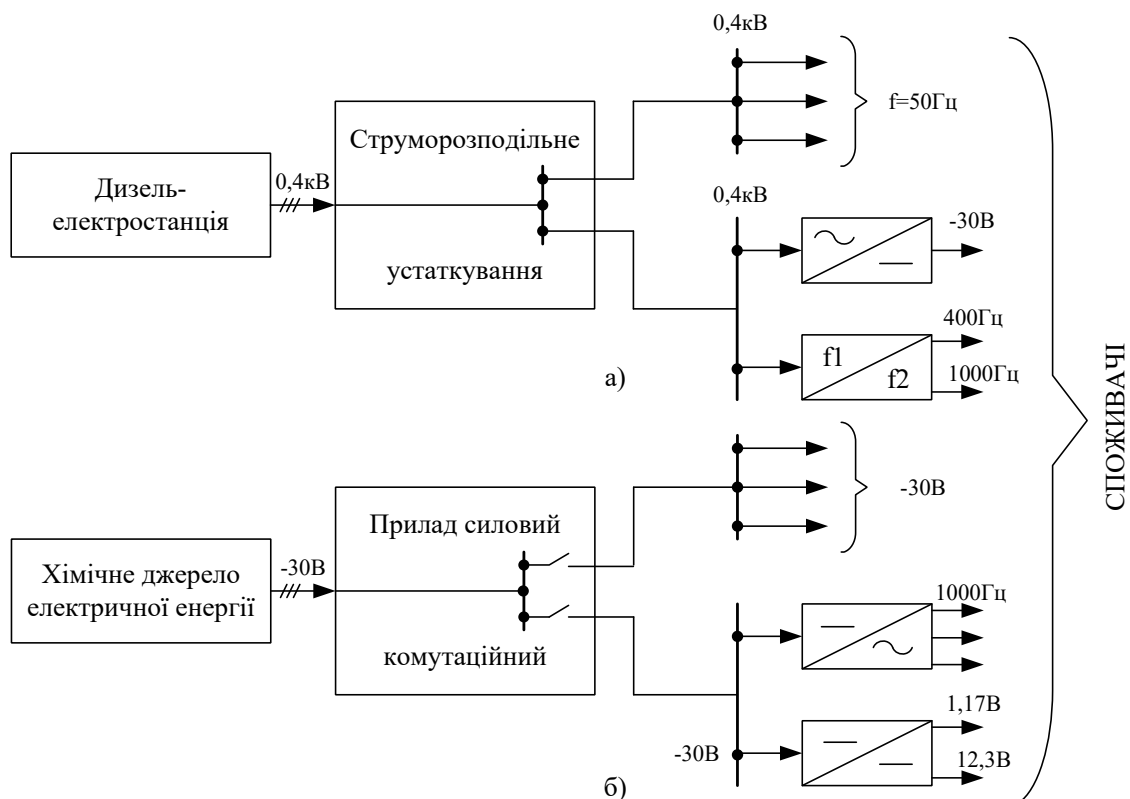


Рисунок 4.1 – Структурна схема системи автономного електропостачання

## 4.2 Застосування акумуляторних батарей в автономних системах

Розрізняють автономні і гібридні системи електроживлення. Автономні системи використовуються у віддалених місцях, де

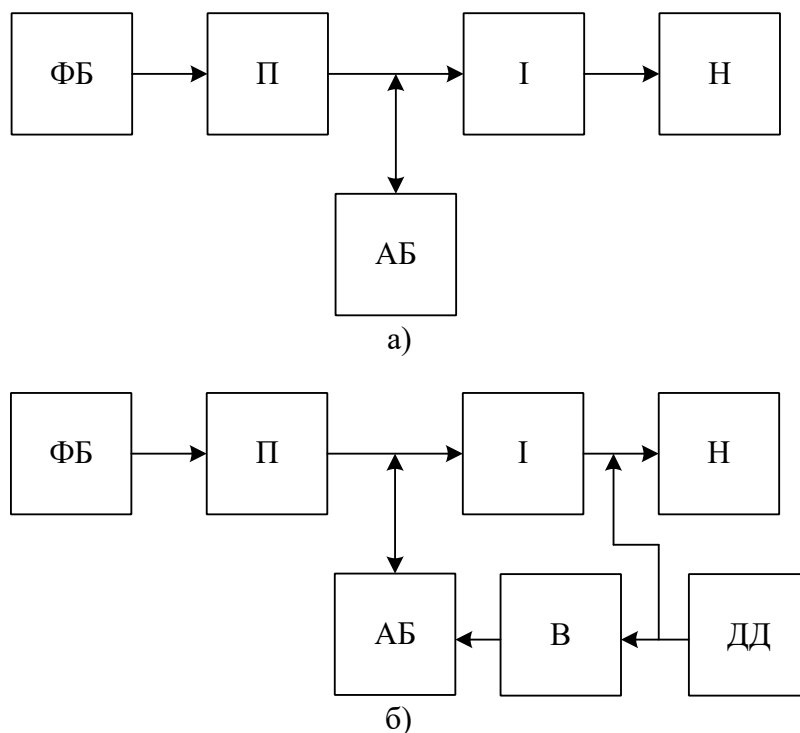


немає доступу до мережі підприємств комунального обслуговування. Живлення навантаження в таких системах здійснюється від джерела постійного або змінного струму. Гібридною системою називається автономна система, що використовується в комбінації з іншим джерелом енергії, яким може служити резервний генератор (наприклад, дизельний). Така система може використовуватися для забезпечення безперервного електропостачання.

Структурна схема однієї з автономних систем з фотогенераторами наведена на рисунку 4.2, а. Система містить фотобатареї, що складаються з фотогенераторів, перетворювач для перетворення і регулювання напруги, акумуляторну батарею для накопичення енергії, інвертор, що перетворює постійну напругу в змінну і навантаження. Якщо навантаження працює на постійній напрузі, інвертор може бути виключений зі складу структури. Потужність таких систем, як правило, лежить у межах від сотень ват до одиниць кіловат.

Гібридна система включає фотобатареї, одне або більше додаткових джерел (ДД) типу вітрового (В) або дизельного генератора й одну або декілька акумуляторних батарей і таку саму кількість інверторів (рисунк 4.2, б). Хоча гібридна система вимагає більш складної системи керування, ніж автономна, її надійність вища. Для забезпечення спільної роботи таких систем необхідно здійснювати перетворення постійної напруги в напругу промислової частоти, що дозволить використовувати типові трансформатори і комутаційні апарати. Ці системи в якості накопичувачів енергії обов'язково повинні містити акумуляторні батареї. Потужність гібридних систем звичайно від одиниць до десятків кіловат.

У зв'язку з тим, що протягом світового дня змінюються умови роботи сонячної панелі (освітленість, температура та ін.), її електричні параметри також змінюються. Енергія, яку віддає сонячна панель у навантаження, за різних умов буде різною. При відборі максимальної енергії струм акумуляторних батарей змінюється в широких межах. Тому актуальним є завдання правильного вибору акумулятора. Для вирішення цього завдання потрібно знати основні характеристики акумуляторів.



а) автономна система; б) гібридна система

Рисунок 4.2 – Структурні схеми автономних систем живлення на основі фотобатарей

### 4.3 Основні характеристики акумуляторів і вибір типу акумуляторів

#### 4.3.1 Основні характеристики акумуляторів

Акумулятори – хімічні джерела електричної енергії багаторазової дії. Вони складаються з двох електродів (позитивного і негативного), електроліту і корпусу. Накопичення енергії в акумуляторі відбувається при протіканні хімічної реакції окислення-відновлення електродів, на позитивному електроді проходить реакція окислення, а на негативному – реакція відновлення. При розряджанні акумулятора відбуваються зворотні процеси – окисли позитивних електродів поступово відновлюються до чистого металу, а негативні електроди окислюються. Залежно від електрохімічної системи напруга на клеммах акумулятора звичайно складає від 1,2 до 2,0 В.

Розрізняють лужні і кислотні акумулятори. У лужних акумуляторах електролітом служить водний розчин їдкого лугу (їдкого калію або їдкого натрію з додаванням або без додавання їдкого літію), у кислотних – водний розчин сірчаної кислоти. За складом активної маси пластин лужні акумулятори поділяють на сріблоцинкові, сріблокадмієві, нікель-кадмієві, нікель-цинкові і залізонікелеві. У кислотних акумуляторах пластини свинцеві.

При виборі акумуляторів необхідно порівняти такі параметри:

- напруга на клеммах акумулятора або акумуляторної батареї;
- номінальна ємність акумулятора;
- орієнтована відносна вартість 1 Вт·год енергії, отриманої від різних типів акумуляторів однакової ємності;
- довговічність акумулятора – кількість циклів заряджання-розряджання;
- коефіцієнт віддачі – відношення кількості електрики в кулонах (або в ампер-годинах А·год), відданої акумулятором при повному розряджанні, до кількості електрики, отриманої при заряджанні.

Для одержання досить великих значень напруг або ємності окремі акумулятори з'єднуються між собою послідовно або паралельно в батареї. Існує ряд загальноприйнятих напруг для акумуляторних батарей: 2; 4; 6; 12; 24 В.

Кількість акумуляторів, необхідної для укомплектування батареї при послідовному з'єднанні, визначається за формулою:

$$N = \frac{U_{жс}}{U_a},$$

де  $N$  – кількість акумуляторів;

$U_{жс}$  – напруга живлення споживача;

$U_a$  – напруга одного цілком зарядженого акумулятора.

В умовній позначці типу акумулятора наводиться номінальна ємність, тобто ємність при нормальних умовах розряджання (при розряджанні номінальним струмом  $i$ , звичайно, при температурі 20 °C).

При паралельному з'єднанні акумуляторів, тобто при з'єднанні між собою позитивних і негативних полюсів всіх

елементів відповідно, можна скласти батарею великої ємності з напругою, що дорівнює номінальній напрузі одного акумулятора, і ємністю, що дорівнює сумі ємностей її акумуляторів.

Номінальною ємністю акумулятора називається ємність, гарантована заводом-виробником за певних умов розрядження. Зарядною ємністю називається кількість електрики, що віддається акумулятору при заряджанні. Розрядною ємністю  $Q_{розр}$  називається кількість електрики, що акумулятор віддає при розряджанні до кінцевої напруги за час розряджанні  $t_{розр} \cdot A \cdot год$ :

$$Q_{розр} = I_{розр} \cdot t_{розр}$$

де  $I_{розр}$  – струм розрядження акумулятора, А.

Зарядна ємність завжди трохи більше від розрядної через необоротні процеси, що протікають при заряджанні і розряджанні.

Величина розрядної ємності акумулятора залежить від типу і конструкції використовуваних пластин, кількості активної речовини, що міститься в них, матеріалу електродів, режиму розрядження і температури електроліту.

При виборі акумуляторної батареї для конкретного споживача необхідно довідатися або спрогнозувати режим роботи (постійний або періодичний), характер зміни навантаження (плавний або ступінчастий), діапазон зміни сили струму і напруги, температуру навколишнього середовища й ін.

Параметри найбільш розповсюджених типів акумуляторів наведено в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Параметри електрохімічних акумуляторів

Параметр	Акумулятор					
	Свинцевий	Нікель-кадмієвий	Залізнікелевий	Нікель-цинковий	Сріблоцинковий	Сріблокадмієвий
Середня розрядна напруга, В	2,0	1,1-0,8	1,0-0,7	1,7-1,6	1,8-1,4	1,5-1,15
Питома потужність, Вт / кг	До 250	До 500	До 300	До 400	До 500	50
Питома енергія, Вт·год /кг	До 40	До 50	До 35	До 80	До 150	До 70
Ресурс, цикли	До 500	і 1000	і 1000	До 300	До 200	До 500
Термін зберігання в залитому стані, роки	2	1,5-2	1,5-2	До 1,0	0,5-1,0	До 2,0
Відносна вартість акумулятора на одиницю енергії	1	2-8	1,5-3	1,5-3	6-10	-
Відносна вартість одиниці отриманої електричної енергії	1	1-5	1-2	2-3	20-40	-

В акумуляторах, що знаходяться в експлуатації, безупинно повторюється послідовність електрохімічних перетворень. Період заряджання-розряджання акумулятора називають циклом. З кожним циклом акумулятори зношуються. Довговічність акумулятора оцінюють кількістю циклів. Цей параметр різний для різних типів акумуляторів. В одних акумуляторах за нормальних умов експлуатації вона складає не більше 10 циклів, в інших досягає 100 і 1000 циклів. Погіршення параметрів акумулятора і вихід його з ладу обумовлені в першу чергу корозією ґрат й оповзанням активної маси позитивного електрода.

Довговічність акумуляторів залежить:

- від ресурсу, закладеного в електрохімічну систему і конструкцію акумулятора;
- умов введення в експлуатацію;
- умов експлуатації.

При виборі акумуляторів необхідно враховувати залежність питомої енергії від температури навколишнього середовища, наведеної в таблиці 4.2. З неї видно, що питома енергія срібно-цинкових акумуляторів значно більшою мірою залежить від температури, ніж інших акумуляторів.

Важливою характеристикою акумуляторів є орієнтовна відносна вартість 1 Вт. год енергії, отриманої від різних типів акумуляторів приблизно однакової ємності (таблиця 4.1).

Як видно з цієї таблиці, дорожче за все обходиться енергія, одержувана від сріблоцинкових і кадмієвих акумуляторів, а найдешевшою є енергія від свинцево-кислотних, прийнятих у даному випадку за одиницю.

Таблиця 4.2 – Залежність питомої енергії від температури навколишнього середовища

Акумулятор	Питома енергія, Вт·год / кг, при температурі, °С				Вплив на апаратуру і людей
	20	0	-20	-40	
Свинцево-кислотний	36	29	18	8	Найбільш шкідливі з усіх акумуляторів
Нікель-кадмієвий, ламельний	20	16	11	5	Менш шкідливі, ніж кислотні
Нікель-кадмієвий, безламельний	38	33	26	19	Менш шкідливі, ніж кислотні
Залізонікелевий	18	13	9	-	Менш шкідливі, ніж кислотні
Сріблоцинковий	90	75	35	6	Найменш шкідливі з усіх акумуляторів

### 4.3.2 Свинцево-кислотні акумулятори

Найбільш широке застосування, як більш дешеві, одержали свинцеві акумулятори. Вони забезпечують термін служби до 20 років, що обумовлено відповідним конструктивним виконанням.

На тягових підстанціях у якості джерела оперативного постійного струму використовують, як правило, акумуляторні

батареї зі свинцево-кислотних акумуляторів типу СК (С – стаціонарний, К – для короткочасного розрядження).

Акумулятор складається з позитивного і негативного електродів, розчину сірчаної кислоти (27...39-відсотковий розчин) і сепаратора, що розділяє позитивні і негативні пластини.

Позитивні пластини відливають з чистого свинцю та для збільшення робочої поверхні їм надають ребристої форми.

Негативні пластини складаються зі свинцево-сурм'яних ґрат, заповнених активною масою з окислів свинцю і свинцевого порошку.

Номінальна напруга кожного акумулятора складає 2 В. Звичайно акумулятори з'єднують у батареї, що складаються з трьох (загальна напруга батареї 6 В), шести (загальна напруга батареї 12 В) або дванадцяти акумуляторів (загальна напруга батареї 24 В).

Застосовуються два типи електродів: поверхневі і пастовані. Поверхневий електрод складається зі свинцевої пластини, на поверхні якої електрохімічним способом формується шар активної маси. Пастовані електроди поділяються на ґратчасті (намазні), коробчаті і панцирні.

У ґратчастих (намазних) електродах активна маса міститься в ґратах зі свинцево-сурм'яного сплаву товщиною 1...4 мм. У коробчатих пластинах ґрати з активною масою закриваються з двох сторін перфорованими свинцевими листами.

Панцирні пластини складаються зі свинцево-сурм'яних штирів, що знаходяться всередині пластмасових перфорованих трубок, заповнених активною масою. Для негативних електродів використовуються намазні і коробчаті пластини, для позитивних – поверхневі, намазні і панцирні. Як сепаратори застосовують мікропористі пластини з вулканізованого каучуку (міпор), полівінілхлориду (міпласт) і скловолокна.

Майже всі свинцеві акумулятори використовують так звану банкову конструкцію. При виготовленні корпусів використовуються ебоніт, поліпропілен і т. п. Ці матеріали стійкі до тривалого впливу сірчаної кислоти.

Блок електродів кожної акумуляторної комірки міститься в ізольованій банці. Між електродами встановлюються сепаратори. Крайніми завжди є негативні електроди.

Акумулятори і батареї мають умовне буквено-цифрове позначення. Перша цифра (для вітчизняних акумуляторів) вказує кількість послідовно з'єднаних акумуляторів. Оскільки номінальна напруга свинцевого акумулятора дорівнює 2 В, то номінальна напруга акумуляторної батареї дорівнює кількості послідовно з'єднаних елементів, помноженій на два.

Для деяких акумуляторів вказуються кліматичне виконання і розміщення. Наприклад, стартерна батарея з шести акумуляторів ємністю 55 Аг·год у моноблоці з ебоніту і сепаратором зі скловолокна має умовну позначку: батарея 6СТ-55ЭС.

Свинцеві акумулятори мають високі розрядні напруги (рисунок 4.3), питомі потужності (до 100...150 Вт/кг) і є відносно недорогими. До основних їхніх недоліків слід віднести низьку питому енергію і відносно малий ресурс.

При заряджанні акумулятора з нагріванням електроліту внутрішній опір падає, чим пояснюється стрибок напруги кривої 2 на рисунку 4.3 в перший момент часу. Далі напруга на акумуляторі зростає тому, що ємність збільшується. При розряджанні хімічні реакції в акумуляторі якийсь час протікають повільніше, тому що електроліт ще не прогрівся до робочої температури, чим і пояснюється деякий спад напруги на початку процесу розрядження і подальша його стабілізація (крива 1 на рисунку 4.3); далі напруга на акумуляторі з розрядженням падає, оскільки знижується його ємність. Простір між кривою зарядження і розрядження показує втрати енергії при циклі зарядження-розрядження.

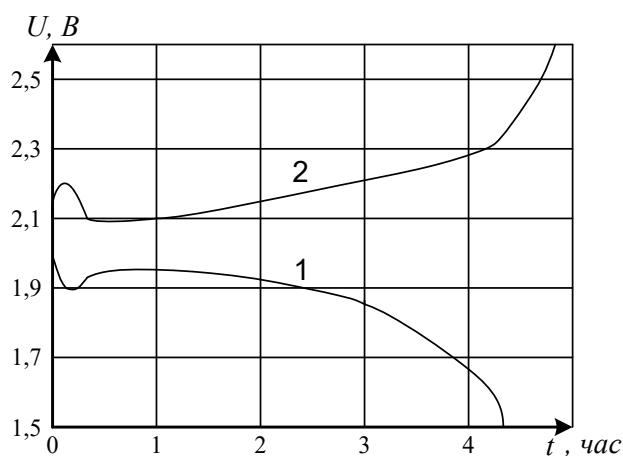


Рисунок 4.3 – Криві розрядження (1) і зарядження (2) свинцевого акумулятора



Розрядна і зарядна напруги акумулятора пов'язані з електрорушійною силою (ЕРС) рівняннями

$$U_{\text{розр}} = E - I_{\text{розр}} R_{\text{вн}};$$

$$U_{\text{зар}} = E + I_{\text{зар}} R_{\text{вн}},$$

де  $E$  – ЕРС акумулятора, В;

$I_{\text{розр}}$  та  $I_{\text{зар}}$  – струми розрядження і зарядження акумулятора, А;  
 $R_{\text{вн}}$  – внутрішній опір акумулятора, Ом.

Зарядження акумулятора триває доти, поки напруга на ньому не досягне 2,15 В, а густина електроліту – 1,21 г/см<sup>3</sup>. Розрядження акумулятора допускається до 1,95 В.

Таким чином, основними параметрами акумулятора є електрорушійна сила, внутрішній опір, зарядна і розрядна напруги, зарядна і розрядна ємності, зарядний і розрядний струми.

Удосконалення свинцевих акумуляторів йде шляхом пошуку нових сплавів для ґрат (наприклад, свинцево-кальцієвих), полегшених і міцних матеріалів корпусів (наприклад, на основі сополімеру пропілену і етилену), поліпшення якості сепараторів.

В останні роки виникли нові сфери застосування акумуляторних батарей, наприклад у якості резервних джерел живлення ЕОМ і систем, що накопичують енергію для можливих пікових навантажень.

### 4.3.3 Номенклатура акумуляторів стаціонарних типу С

За номінальною ємністю передбачається 45 різновидів акумуляторів типу С від 36 до 5328 А·год. Номінальна напруга акумуляторів дорівнює 2 В. Номінальна напруга і ємність відповідають 10-годинному режиму розрядження.

Умовне позначення акумуляторів складається з букв та чисел, які розшифровуються так: С – початкова буква слова «стаціонарний»; К – початкова буква слова «короткий» (режим розрядження). Акумулятори, що мають в умовному позначенні

букву К, відрізняються тим, що в них з'єднувальні полоси мають більший переріз; СТ – стартерні; А – авіаційні; В – вагонні.

Акумулятори типів від С-1 до С-4 виконуються зі з'єднувальними полосами такого перерізу, що вони придатні як для тривалих режимів розряджання, так і для коротких (тобто при великих розрядних струмах). Таким чином, акумулятори, у позначенні яких нема букви К, придатні лише для тривалих режимів розряджання; З – акумулятор закритого виконання.

Число (номер акумулятора) після буквеного позначення вказує умовно номінальну ємність акумулятора, величину якої отримують шляхом множення цього числа на 36.

#### **4.3.4 Розрахунок акумуляторної батареї, зібраної з акумуляторів типу С**

Завданням розрахунку є визначення типу акумуляторів, з яких повинна складатися батарея, загальної кількості акумуляторів у батареї та способу їх комутації.

Для розрахунку акумуляторних батарей, що призначені для буферної роботи в режимі постійного підзаряджання і забезпечують аварійне живлення апаратури протягом заданого проміжку часу, необхідно мати такі вихідні дані:

1 Величина аварійного струму навантаження  $I_{ав}$ , на який повинна бути розрахована акумуляторна батарея. Загальний аварійний струм навантаження складається зі струму, який споживає апаратура зв'язку  $I_{ап}$ , і струму для споживання допоміжних потреб  $I_{доп}$ , якщо ним навантажуються дана батарея. Під допоміжними потребами розуміють освітлення, вентиляцію і тому подібні навантаження.

Таким чином,  $I_{ав} = I_{ап} + I_{доп}$ .

2 Тривалість живлення аварійного навантаження від акумуляторної батареї. Найчастіше в сучасних умовах акумуляторна батарея розраховується на живлення аварійного навантаження протягом 0,5 або 1 год. В окремих випадках час аварійного живлення може бути підвищений до 2-3 год, але не більше. Тривалість живлення аварійного навантаження для залізничних вузлів зв'язку приймається 2 год.

3 При розрахунку акумуляторних батарей потрібно враховувати, що температура повітря в акумуляторному приміщенні приймається такою, що дорівнює  $+15^{\circ}\text{C}$ .

Номинальна напруга живлення – 24 В. За вимогами керівних документів, допустимі границі зміни робочої напруги від  $U_{\min}=21,6\text{ В}$  до  $U_{\max}=26,4\text{ В}$ .

Нижче наведено розрахунок акумуляторної батареї стосовно таких умов.

Припустимо, що у випадку, що розглядається,  $I_{\text{ав}} = 100\text{ А}$  і розрахункова тривалість аварійного живлення навантаження складає 1 год. Визначимо індексний номер  $N$  акумуляторів типу СК, які при температурі  $+15^{\circ}\text{C}$  повинні забезпечити одержання протягом 1 год ( $T=1$ ) заданого струму  $I_{\text{ав}}$ :

$$N = \frac{I_{\text{ав}} T}{Q_1 [1 + 0.008(t - 25)]},$$

де  $Q_1$  - ємність, А·год, яку віддають акумулятори в режимі 1-годинного розрядження.

Для акумуляторів СК, за даними таблиці 4.3,  $Q_1 = 18,5\text{ А} \cdot \text{год}$ ;  $t = +15^{\circ}\text{C}$ ;  $T = 1\text{ год}$ . У відповідності з цим

$$N = \frac{100 \cdot 1}{18,5 [1 + 0.008(15 - 25)]} = 5,87 \approx 6.$$

Отже, потрібно застосувати акумулятори СК-6.

При визначенні потрібної кількості акумуляторів у батареї треба врахувати таке:

- у кінці розрядження при 1-годинному режимі розрахункова напруга акумулятора приймається рівною 1,75 В;

- спад напруги в проводах живлення на ділянці від акумуляторної батареї до апаратури, що живиться, при номінальній напрузі 24 В можна прийняти  $\Delta U = 0,8\text{ В}$ .

Мінімальну кількість акумуляторів  $n$  знаходимо з виразу

$$n = \frac{U_{\min} + \Delta U}{U_{\kappa}} = \frac{21,6 + 0,8}{1,75} = 12,8 \approx 13.$$

Таким чином, батарея повинна складатися з 13 акумуляторів типу СК-6. Однак при нарузі підзаряджання 2,2 В загальна напруга в батареї з 13 акумуляторів досягає  $2,2 \cdot 13 = 28,6$  В, тобто буде вище за допустиме максимальне значення (26,4 В), тому акумуляторну батарею потрібно секціонувати так, щоб основна група мала в режимі підзаряджання середню напругу 24 В.

Враховуючи це, кількість акумуляторів в основній групі визначиться з виразу  $24/2,2 = 10,9 \approx 11$ .

Оскільки при переході на аварійне розрядження напруга на основній групі може бути меншою 24 В, то негайно й автоматично повинна підключатися додаткова група з двох акумуляторів.

Таблиця 4.3 – Електричні характеристики акумуляторів типу С

Режим розрядження	Тип акумулятора, для якого можна застосувати даний режим	Струм розрядження, А	Ємність, що віддається		Нижча напруга в кінці розрядження, В
			А · год	% номінальної	
10-годинний	С-N	3,6N	36N	100	1,8
7, 8-годинний	СЕ-N	4,4N	33N	91,7	
5-годинний	СК-N	6,0N	30N	83,3	
3-годинний	СКЕ-N	9,0N	27N	75	
2-годинний	СК-N СКЕ-N СЗ-N	11,0N	22N	61,1	1,75
1-годинний		18,5N	18,5N	51,4	
0,5-годинний		25N	12,5N	35,0	
0,25-годинний		32N	8N	22,2	
<p><b>Примітки:</b> 1 N – номер акумулятора. 2 Акумулятори типів С-1 – С-4; СЗ-1 – СЗ-3 придатні і для коротких (0,25-2-годинних) режимів розрядження</p>					

Приклад визначення електричних даних акумулятора СКЕ-48 (N=48) у режимі півгодинного розряду. За даними таблиці 4.3

знаходимо струм розряджання  $25N=25\cdot 48=1200$  А; віддавану ємність  $12,5N=12,5\cdot 48=600$  А·год.

#### **4.4 Резервування електропостачання відповідальних споживачів**

Як вже зазначалось у підрозділі 3.1, для деяких споживачів електричної енергії потрібно застосовувати резервування.

Забезпечити надійне електропостачання споживачів можна, насамперед, застосуванням мережевого резервування. Однак цей вид резервування у зв'язку з порівняно малою густиною навантаження електроприймачів особливої групи I-ї категорії не забезпечує потрібного техніко-економічного ефекту. Капіталовкладення та щорічні витрати на мережеве резервування виявляються більшими, ніж економічний ефект від запобігання збитків споживачам при перервах в електропостачанні. Такий самий результат часто отримують при мережевому резервуванні електропостачання промисловості, хоча там умови його застосування більш зручні. Тому часто в електропостачанні відповідних споживачів промисловості, залізниць знаходять застосування резервні електростанції. Однак слід пам'ятати, що встановлення резервної електростанції завжди треба обґрунтовувати відповідними техніко-економічними розрахунками, які повинні підтвердити доцільність її застосування.

Дизель-генераторні станції є оптимальними за співвідношенням економічність – простота обслуговування, що і обумовлює їх розповсюдженість і установлення на тягових підстанціях залізниць.

#### **4.5 Система власних потреб тягових підстанцій**

Приймачами електроенергії власних потреб (ВП) підстанцій [8] є електродвигуни системи охолодження трансформаторів, пристрої обігріву масляних вимикачів і шаф розподільних пристроїв зі встановленими в них апаратами та приладами, електричне освітлення та опалення приміщень і освітлення території підстанцій. Найбільш відповідальними приймачами ВП є пристрої системи керування, релейного захисту, автоматики,

сигналізації та телемеханіки. Від цих приймачів залежить робота основного обладнання підстанції, припинення їх живлення, навіть короткочасно, призводить до часткового або повного вимикання підстанції.

На тягових підстанціях від шин ВП отримують живлення пристрої СЦБ залізниць, чергові пункти районів контактної мережі, суміщені з тяговими підстанціями, а також майстерні тягових підстанцій.

До шин ВП, крім постійних споживачів, можуть підключатися також різні пересувні пристрої (підстанції, випробувальні станції, установки масляного господарства).

Для електропостачання споживачів ВП передбачаються трансформатори ВП (ТВП) з вторинною напругою 380/220 В, які отримують електроенергію від збірних шин РУ-6(10) кВ, а на тягових підстанціях – від шин РУ-27,5 кВ або РУ-35 кВ (на тягових підстанціях постійного струму з первинною напругою 35 кВ).

На тягових підстанціях всіх типів, крім опорних на напругу 110-220 кВ, звичайно встановлюють по два ТВП потужністю 250-400 кВА кожен. На опорних підстанціях 110-220 кВ, масляні вимикачі яких мають потужні пристрої підігріву, застосовують два додаткових ТВП потужністю 250-400 кВА для підігріву.

Загальне навантаження власних потреб тягових підстанцій із урахуванням живлення кіл підігріву вимикачів, електроопалення будівлі підстанції, електропостачання пристроїв СЦБ і споживачів чергового пункту району контактної мережі досягає 1400 кВА на опорних підстанціях 220 кВ, 970 кВА – на опорних підстанціях 110 кВ, 400-800 кВА – на транзитних підстанціях на напругу 110-220 кВ. При цьому потужність живлення пристроїв СЦБ досягає 100 кВА на підстанцію, потужність підігріву вимикачів – від 25 до 650 кВА залежно від кількості вимикачів; потужність на опалення будівель підстанції від 60 (підстанції змінного струму) до 140 кВА (підстанції постійного струму); потужність освітлення приміщень – 4-6 кВА, відкритої території – 35 кВА.

Розподіл енергії власних потреб тягових підстанцій змінного і постійного струму показано на рисунку 4.4. Підключення вторинних обмоток ТВП до шин 380/220 В у шафах 1 і 2 змінного

струму на відкритій частині підстанції здійснюється через автоматичні вимикачі. Шини ВП виконуються одинарними секціонованими з автоматичним вимикачем. Вимикачі є одночасно комутаційними і захисними апаратами. Влітку ввімкнено звичайно один ТВП, для другого передбачено автоматику ввімкнення резерву (АВР). Взимку ввімкнено обидва ТВП, а на опорних підстанціях 110(220) кВ і трансформатори підігріву ТВП3 і ТВП4, які подають живлення в шафу 15 підігріву масляних вимикачів. Від шафи 15 отримує живлення шафа 16 автоматики підігріву приводів вимикачів 110(220) кВ. До шин шафи 1 підключені фідери, які живлять кола підігріву масляних вимикачів і їх приводів від шаф автоматики 3, 4 і 5 відповідно.

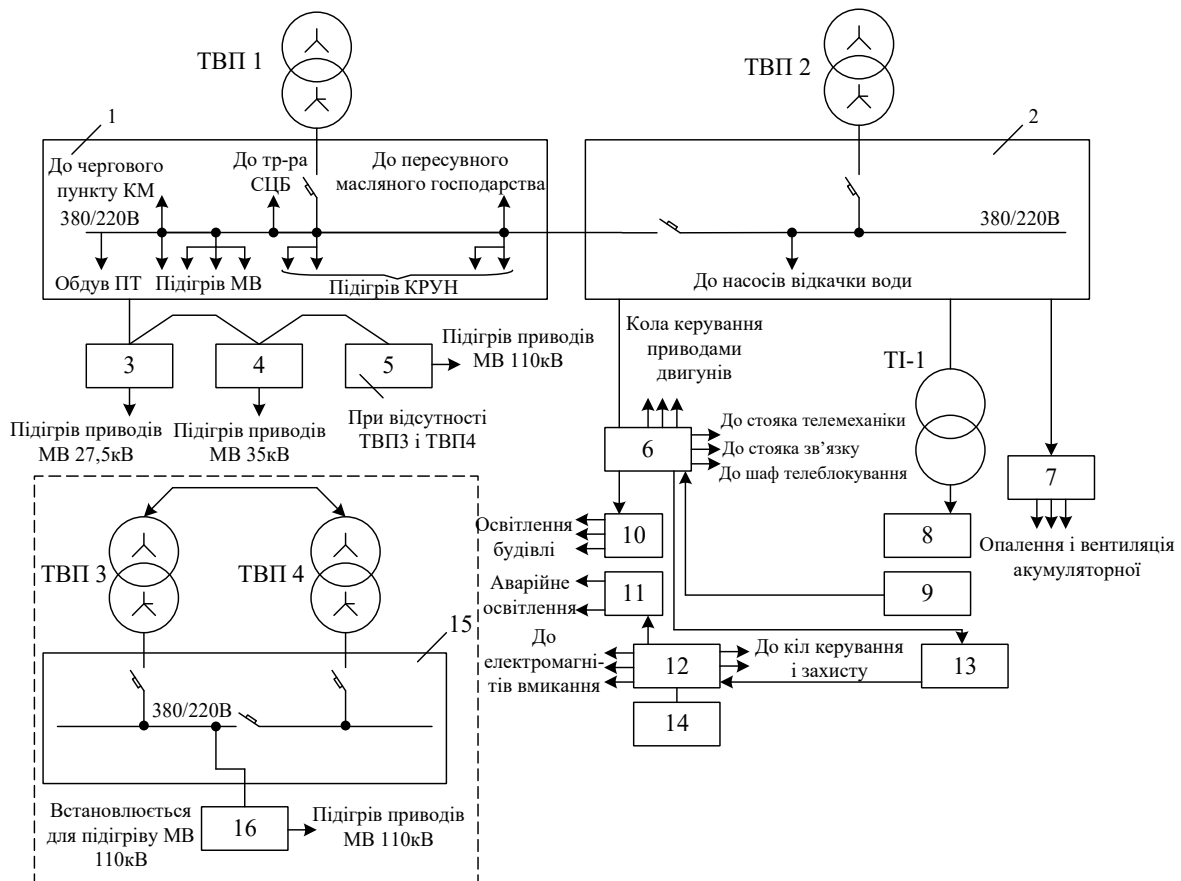


Рисунок 4.4 – Розподіл енергії власних потреб тягових підстанцій

До шин ВП шафи 1 підключаються трансформатор СЦБ, пристрій підігріву КРУН-10, вентилятори обдування знижувальних трансформаторів, черговий пункт контактної

мережі, а також можуть підключатися різні пересувні пристрої. Від шафи 2 живлення подається на шафу 6 ВП змінного струму, до якої підключено стояки і шафи телеблокування, телемеханіки і зв'язку, кола керування моторними приводами, шафа 10 робочого освітлення підстанції. Дизель-генератор 9, встановлений у спеціальному приміщенні будівлі підстанції, через шафу 6 підключається до шин ВП і є джерелом резервного живлення пристроїв СЦБ при аварійному виході з роботи ТВП або повному вимиканні живлення електротяги на ділянці залізниці.

Шафа 12 отримує випрямлену напругу від зарядного агрегату 13, а в аварійних ситуаціях – від акумуляторної батареї 14, яка також живить щиток 11 аварійного освітлення підстанції, а також пристрої телемеханіки і зв'язку. Шафа 7 призначена для вмикання кіл опалення і вентиляції приміщення акумуляторної батареї.

Шафа 8 підключається до шин ВП через ізолювальний трансформатор ТІ-1, який запобігає потраплянню високої напруги при порушенні ізоляції РУ-3,3 кВ в колі ВП. Ця шафа потрібна для живлення споживачів ВП, розташованих у місцях, де можливе таке порушення ізоляції. Шафа 8 застосовується тільки на тягових підстанціях постійного струму.

#### **4.6 Вимоги до резервних електростанцій і їх вибір**

Номінальну напругу резервних електростанцій доцільно приймати 400 В, в окремих випадках може бути необхідним застосування напруги 230 В.

Резервні електростанції повинні бути частково автоматизованими, тобто мати автоматичний захист двигуна внутрішнього згоряння і генератора, що забезпечує автоматичну зупинку станції при аваріях, автоматичне вимикання аварійних ліній, аварійно-попереджувальну сигналізацію, а також автоматичне регулювання швидкості обертання і збудження генератора.

Потужність резервної електростанції слід вибирати на підставі розрахункової потужності електричних навантажень, причому якщо різні об'єкти, що забезпечуються резервуванням,



територіально розташовані близько один від одного, то замість декількох резервних електростанцій слід обирати одну з потужністю, як правило, меншою, ніж сума потужностей, необхідних для цих об'єктів окремо. Через розриви в шкалі потужностей резервні електростанції звичайно мають запас за потужністю, що дає можливість живлення від них і інших споживачів, які не підлягають обов'язковому резервуванню. При малій потужності необхідної електростанції і сумірній з нею потужністю окремих споживачів іноді доводиться обирати потужності резервної електростанції дещо вищою.

Однією з головних вимог до резервних електростанцій є їх невелика вартість. Цю умову враховують не тільки при виборі обладнання, але і при спорудженні приміщення для резервної станції. Оскільки в приміщенні резервної станції обслуговуючий персонал постійно не знаходиться, а її агрегати можна ремонтувати окремо в майстернях, висоту приміщення, його площу і товщину стінок можна зменшити і таким чином знизити вартість приміщення порівняно з типовими проектами діючих електростанцій з тими самими комплектними електроагрегатами. Як правило, для дрібних резервних електростанцій не будують спеціального будинку, розміщуючи їх у будівлі об'єкта, електропостачання якого ними резервується. Паливо можна зберігати поза будівлею і доливати в бак за необхідності, що усуває небезпеку виникнення пожежі.

Автоматизовані дизельні електростанції можна розміщувати в будівлях, побудованих за типовими проектами. Схема автоматики станції забезпечує автоматичний стартерний пуск і зупинку станції, прогрів двигуна до заданої температури, подачу напруги генератором, контроль стану станції під час роботи, зупинку і сигналізацію при аваріях. На станціях інших типів автоматизовані в більшій частині ті самі операції.

Для розрахунку потужності і вибору ДЕС необхідно знати:

- сумарну потужність навантаження, яку треба резервувати;
- вид (характер) навантаження;
- режим роботи (використання) ДЕС;
- температуру середовища, у якому працює ДЕС.

За величиною розрахункової потужності, яку треба резервувати, обирають ДЕС таким чином, щоб її потужність була дещо більшою.

У режимі постійної роботи рекомендується обирати ДЕС так, щоб навантаження було не більше 60-80 % потужності ДЕС із міркування досягнення максимального строку служби. При використанні ДЕС у режимі резерву потужність навантаження повинна бути у межах 70-90 % потужності станції.

Деякі типи вітчизняних і закордонних дизель-електричних станцій, що застосовуються на тягових підстанціях, і їх характеристики наведено в додатку Г, порівняння різних джерел енергії – у таблиці 4.4, а габаритні розміри та внутрішнє розташування обладнання модуля ДГА – у додатку Д.

Таблиця 4.4 – Порівняння різних джерел енергії

Параметр	Джерело												
	Термоелектричний генератор	Термоіонний генератор	Фотоелектрична батарея	Магнітогідродинамічний генератор	Електрохімічний генератор	Електрохімічний акумулятор	Перспективні акумулятори	Гальванічний елемент	Атомна станція	Газова турбіна	Карбюраторний двигун	Дизель	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Питома енергія, Вт·год/кг	-	-	-	-	300-1300	10-130	До 500	20-350	-	-	300-600	-	
Максимальна потужність	Вт/кг	50	50	-	(2-3)10 <sup>3</sup>	70-200	До 500	До 800	-	-	1600	800	320
	кВт/м <sup>3</sup>	30	30	-	33 · 10 <sup>3</sup>	50-200	До 900	-	270	-	1900	300	320

Строк служби, роки	3	1,5	5	2 тижні	2	0,5-10			30	30	5	10
--------------------	---	-----	---	---------	---	--------	--	--	----	----	---	----

Продовження таблиці 4.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Відносні капітальні затрати на	20-30	30-50	10 <sup>4</sup>	10-30	10-50	5-40	2-10	130	25-40	8-10	1	2-3
Відносна вартість одиниці отриманої енергії	-	-	-	-	1-20	1-20	1-10	20-500	-	-	1	0,3
<b>Примітка.</b> Вартість карбюраторного двигуна і отриманої в ньому енергії прийнято за одиницю												

## 5 УСТАНОВКИ ГАРАНТОВАНОГО ЖИВЛЕННЯ

### 5.1 Призначення, склад і класифікація установок гарантованого живлення

Серед споживачів електричної енергії є апаратура, у якій за технічними вимогами не допускається перерва в електропостачанні або допускається на малий час (від часток секунди до десятків секунд).

Така апаратура застосовується:

- у провідному зв'язку та радіозв'язку, в обчислювальних центрах;

- системах автоматичного керування складними технологічними процесами;

- пристроях для обробки, зберігання та розподілу інформації з використанням ЕОМ;

- пристроях аварійного освітлення, сигналізації та захисту різних об'єктів на електричних станціях, залізницях, промислових підприємствах та ін.

Як зазначалося, для підвищення надійності електроживлення найбільш відповідальних електроприймачів сучасні системи електропостачання, як правило, виконуються за схемами з двома незалежними джерелами (рисунок 5.1):

-з основним джерелом живлення (ОД), яким може бути зовнішня система електропостачання (ввід А). Для підвищення надійності зовнішня система електропостачання виконується з двома незалежними вводами;

-резервним джерелом живлення (РД), яким може бути дизель-електричні, газотурбінні, атомні та інші електростанції, що виробляють електроенергію з параметрами, близькими до параметрів основного джерела (ввід Б).

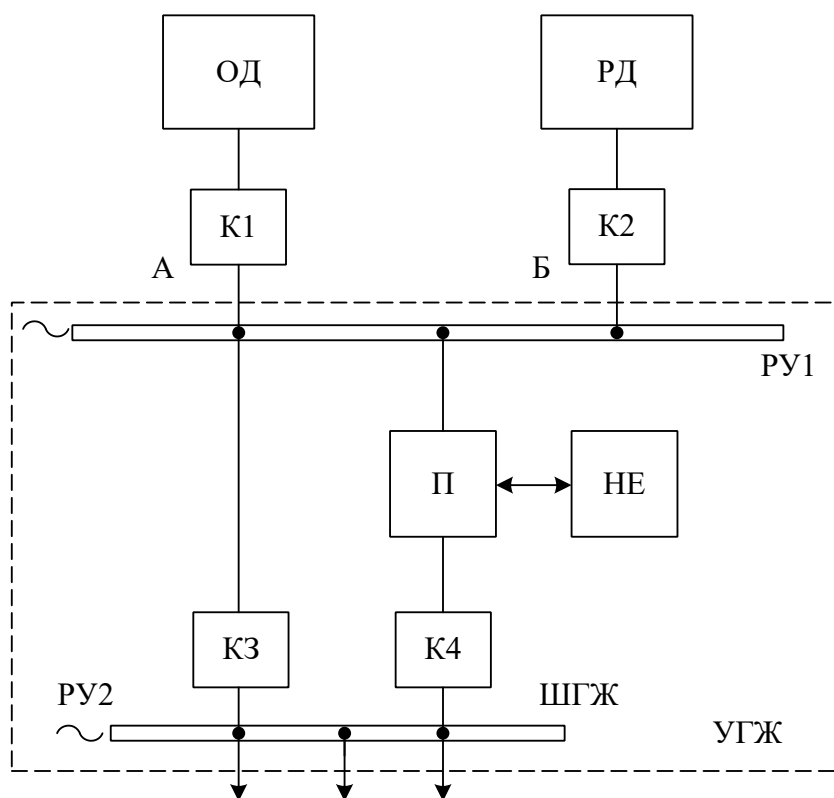


Рисунок 5.1 – Структурна схема установки гарантованого живлення (УГЖ)

У другому випадку при виникненні перерв в електропостачанні від зовнішньої мережі електроприймачі будуть отримувати живлення від резервного джерела. Однак для підготовки та уведення його в дію потрібен час, що призведе до перерви в електропостачанні. Тому в системах

електропостачання відповідальних електроприймачів потрібно застосування додаткових пристроїв, які би діяли від моменту відмови основного джерела до моменту приймання навантаження резервним джерелом та усували повністю або скорочували би до мінімуму перерву в електроживленні апаратури. Такі пристрої називаються установками гарантованого живлення (УГЖ) або агрегатами безперебійного живлення (АБЖ).

УГЖ являє собою комплексну автоматизовану електроустановку, призначену для електропостачання споживачів з допустимою перервою або без перерви при порушенні роботи основного джерела або зміни режиму роботи системи.

Основними елементами УГЖ (рисунок 5.1) є:

- перетворювачі електроенергії П;
- накопичувач енергії НЕ;
- розподільні устаткування РУ змінного і постійного струму;
- стабілізуючі (регулюючі) пристрої;
- пристрої автоматичного керування, контролю та захисту.

Перетворення електричної енергії в УГЖ може виконуватись як електромашинними, так і статичними агрегатами. Статичні перетворювачі знаходять на сьогодні все більше застосування, оскільки вони мають кращі техніко-економічні показники порівняно з електромашинними.

Джерелами енергії на час порушення нормальної роботи основного джерела електричної енергії можуть бути накопичувачі енергії різного роду: механічні, гідропневматичні, електрохімічні та ін. Найбільш широке застосування знайшли електрохімічні накопичувачі (акумуляторні батареї), оскільки вони мають суттєві переваги:

- практично миттєва готовність до прийняття навантаження;
- можливість тривалої роботи без обслуговування.

До УГЖ висуваються такі основні вимоги:

- висока надійність і забезпечення допустимої перерви в електропостачанні електроприймачів;
- потрібна якість електроенергії в нормальних, аварійних і перехідних режимах при живленні як від основного, так і від резервного джерела живлення;
- максимальна швидкодія;
- високий ККД, економічність, мінімальні вага і габарити;

- простота конструкції;
- потрібний ступінь автоматизації керування;
- тривала безперервна робота без обслуговуючого персоналу;
- простота технічного обслуговування.

УГЖ класифікують за такими ознаками:

1) за родом вихідного струму:

- УГЖ змінного струму однофазні і трифазні (промислової та підвищеної частоти);

- УГЖ постійного струму;

2) типом перетворювача:

- УГЖ на електромашинних перетворювачах;

- УГЖ на статичних перетворювачах;

3) типом накопичувача енергії:

- УГЖ з механічним накопичувачем енергії (з інерційним маховиком);

- УГЖ з електрохімічним накопичувачем енергії (з акумуляторною батареєю);

- УГЖ з гідропневматичним накопичувачем енергії;

4) схемою вмикання в систему електропостачання:

- УГЖ з послідовним вмиканням (без прямого електричного зв'язку відповідальних електроприймачів з основним джерелом);

- УГЖ з паралельним вмиканням (з безпосереднім електричним зв'язком відповідальних електроприймачів з основним джерелом);

5) за можливими перервами в електропостачанні:

- УГЖ I-ї категорії (які не допускають перерви в електропостачанні);

- УГЖ II-ї категорії (які допускають короткочасну перерву в електропостачанні).

Для підвищення надійності роботи УГЖ може застосовуватись резервування її елементів і УГЖ в цілому. Основними видами резервування є:

- навантажений резерв, коли резервний пристрій знаходиться в тому самому режимі, у якому знаходиться і основне джерело, тобто працює паралельно з основним;

- ненавантажений резерв, коли резервний пристрій відключено від навантаження, але може працювати в режимі холостого ходу або знаходитись у відключеному стані.

Підключення його до навантаження проводиться за відмови основного джерела.

## **5.2 Установки гарантованого живлення на електромашинних перетворювачах**

### **5.2.1 Установки гарантованого живлення на електромашинних перетворювачах з механічними накопичувачами енергії**

Особливістю УГЖ з механічними накопичувачами енергії є застосування в них електромашинних перетворювачів ЕМП з інерційним маховиком, який має достатній запас кінетичної енергії, що дозволяє здійснити перехід з основного джерела енергії на резервне без порушення режиму електропостачання приймачів. Наявність маховика установки, що постійно обертається, дозволяє забезпечити нормальну її роботу і при коливаннях напруги основного джерела електроенергії.

УГЖ з інерційним маховиком можуть виконуватися за різними структурними схемами (рисунок 5.2).

На рисунку 5.2, а зображена структурна схема УГЖ на ЕМП з інерційним маховиком. Вона може бути виконана за схемами послідовного і паралельного ввімкнення (показано пунктиром) у систему електропостачання. У першому випадку живлення електроприймачів у всіх режимах здійснюється від ЕМП, за рахунок чого можна забезпечити високу якість електроенергії на шинах гарантованого живлення. У нормальному режимі за наявності напруги в зовнішній мережі (ввід А) двигун змінного струму обертає маховик і генератор змінного струму, який за допомогою контактора К1 підключено до шин гарантованого живлення. При вимиканні зовнішньої мережі живлення приймачів забезпечується за рахунок кінетичної енергії, що запасена маховиком. Одночасно подається команда на запуск резервного джерела електроенергії по вводу Б. Після виходу на режим резервного джерела воно подає напругу на двигун.

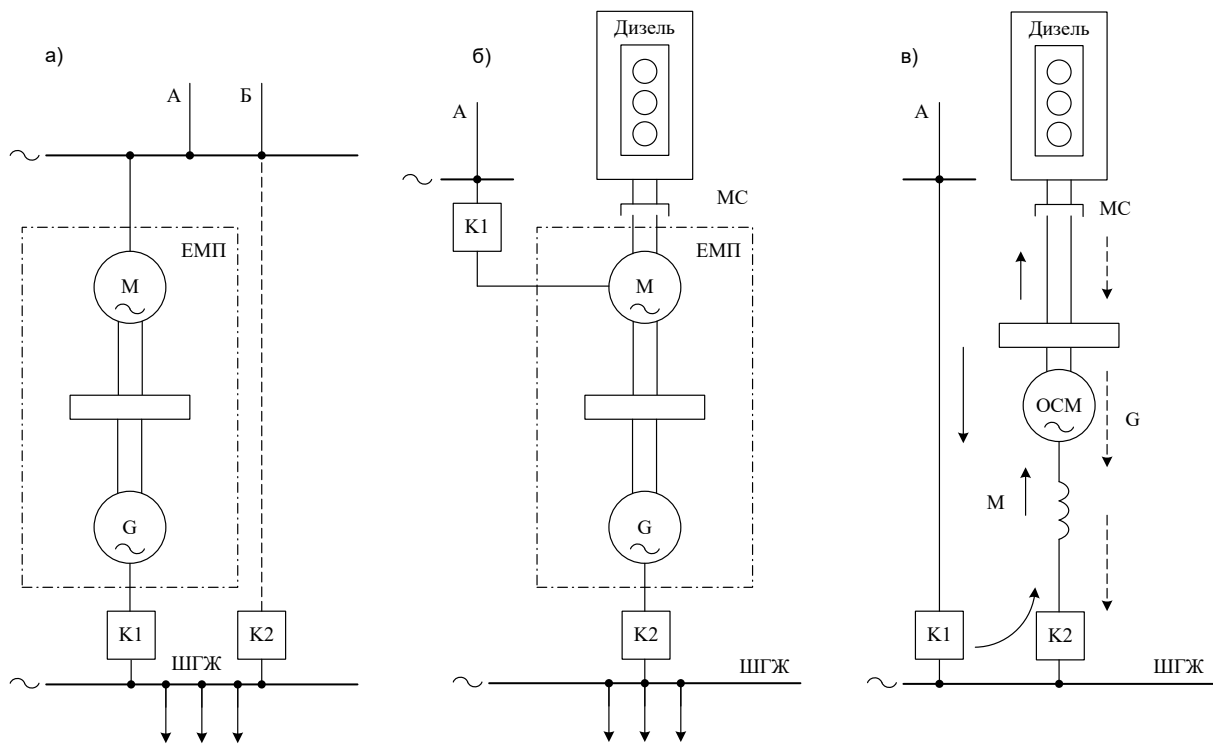


Рисунок 5.2 – Структурні схеми УГЖ на електромашинних перетворювачах з механічними накопичувачами енергії

Підтримання стабільності напруги при зниженні обертів маховика забезпечується системою регулювання напруги генератора ЕМП.

Переваги схеми:

- безперебійність електроживлення;
- коливання напруги і частоти основного джерела не передаються до приймачів;
- напруга, частота, кількість фаз, форма кривої струму та інші параметри можуть не співпадати з параметрами основного джерела;
- простота схеми керування, оскільки не потребуються пристрої синхронізації.

Недоліки схеми:

- низький ККД, оскільки постійно працює ЕМП;
- малий час роботи УГЖ від накопичувача енергії;
- відносно малий ресурс безперервної роботи (обмежений ресурсом ЕМП);
- знижене значення частоти в нормальному режимі та зниження частоти при роботі від маховика.



Особливістю схем УГЖ з паралельним вмиканням у систему електропостачання (показано пунктиром) є те, що в нормальному режимі живлення приймачів здійснюється від зовнішньої мережі. Контактір К2 ввімкнено. ЕМП працює на холостому ході (контактір К1 вимкнено) і обертає маховик.

При аварії основного джерела контактір К2 вимикається, а контактір К1 вмикається. При цьому можлива короткочасна перерва в електроживленні, час якої буде в основному визначатися часом спрацювання комутаційних апаратів. Перевагою схеми є більш високий ККД порівняно з першою схемою.

Ця схема має такі недоліки:

- коливання напруги і частоти позначаються безпосередньо на приймачах;

- при аварії основного джерела має місце короткочасна перерва в електроживленні, яку можна усунути, якщо забезпечити в нормальному режимі паралельну роботу перетворювача з зовнішньою мережею, однак це призведе до ускладнення схеми автоматики.

Установка (рисунок 5.2, б) складається з синхронного генератора G, асинхронного двигуна M, маховика, електромагнітної муфти зчеплення МС та дизеля, які зібрані на спільній рамі. У нормальному режимі контактір К1 ввімкнено, муфта зчеплення роз'єднує дизель і ЕМП з маховиком. Двигун обертає генератор з маховиком. При вимиканні зовнішньої мережі контактір К1 вимикається. Шини гарантованого живлення продовжують отримувати електроенергію за рахунок кінетичної енергії маховика. Одночасно подається команда на запуск дизеля. При досягненні ним номінальних обертів електромагнітна муфта автоматично з'єднує дизель з маховиком, що обертається.

У розглянутих схемах застосовувались перетворювачі на базі двомашинних агрегатів, а запуск дизеля здійснювався за допомогою стартерних акумуляторних батарей.

У схемі УГЖ (рисунок 5.2, в) застосована оборотна синхронна машина (ОСМ), а стартерні батареї відсутні. У нормальному режимі приймачі отримують живлення від зовнішньої мережі, а контактіри К1 і К2 ввімкнено. Оборотна машина працює в режимі двигуна та обертає маховик. Електромагнітна муфта вимкнена.

При вимиканні зовнішньої мережі оборотна синхронна машина переходить у генераторний режим, муфта підключає дизель до маховика, за рахунок кінетичної енергії якого здійснюється запуск дизеля. Після цього контактор К1 вимикається. Для обмеження струму оборотної машини на час, коли контактор К1 ще не вимкнувся, послідовно з ОСМ вмикають реактор.

Розглянуті схеми УГЖ можуть мати у своєму складі одну або декілька установок, що визначається вимогами щодо надійності.

Перші автоматизовані установки з інерційним маховиком створювалися за схемою рисунка 5.2, б. Вони забезпечували безперебійне живлення приймачів без застосування акумуляторних батарей, що спрощує умови експлуатації таких установок.

### **5.2.2 Установки гарантованого живлення на електромашинних перетворювачах з електрохімічними накопичувачами енергії**

Установки гарантованого живлення на електромашинних перетворювачах з електрохімічними накопичувачами енергії можуть виконуватися з дво- і тримашинними агрегатами. Як накопичувачі енергії в основному застосовуються акумуляторні батареї.

Структурні схеми таких УГЖ наведено на рисунках 5.3 і 5.4.

На рисунку 5.3, а зображена структурна схема УГЖ з двомашинним необоротним перетворювачем і випрямлячем В. Двомашинні агрегати являють собою перетворювачі напруги постійного струму в напругу змінного струму і складаються з двигуна постійного струму і синхронного генератора. У якості накопичувача енергії використовується акумуляторна батарея GB, яка працює в режимі підпору. Приймачі електроенергії постійно отримують живлення від синхронного генератора.

У нормальному режимі за наявності напруги в зовнішній мережі (звід А) від випрямляча В подається живлення на двигун постійного струму М, який обертає синхронний генератор G. За допомогою контактора К1 шини гарантованого живлення

підключено до виходу синхронного генератора. Система автоматики УГЖ здійснює стабілізацію частоти і напруги синхронного генератора.

В аварійному режимі при вимиканні зовнішньої мережі і до виходу на режим резервної ДЕС (ввід Б) на двигун постійного струму продовжує подаватися напруга від акумуляторної батареї, за рахунок чого забезпечується електропостачання відповідальних приймачів без розриву синусоїди живильної напруги. Після відновлення напруги мережі живлення електромашинного перетворювача переводиться з акумуляторної батареї на випрямляч, а резервне джерело (ввід Б) вимикається.

Такий спосіб гарантованого живлення змінним струмом називають способом з подвійним перетворенням електроенергії, оскільки спочатку змінний струм перетворюється в постійний за допомогою випрямляча, а потім постійний струм знову перетворюється в змінний за допомогою електромашинного перетворювача. Для заряджання і підзаряджання акумуляторних батарей можуть застосовуватись зарядні пристрої ЗП.

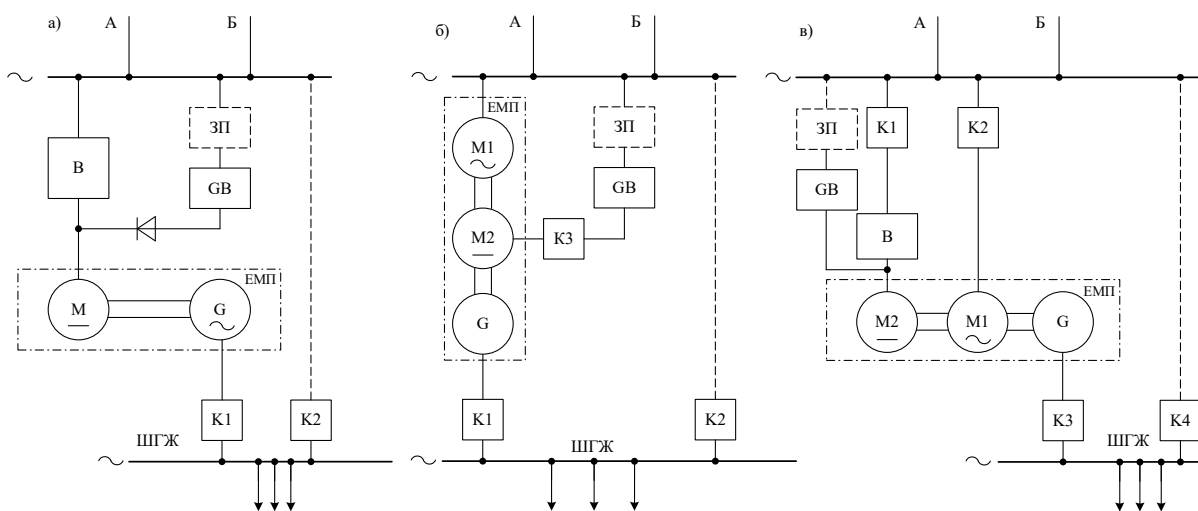


Рисунок 5.3 – Структурні схеми УГЖ на електромашинних перетворювачах з електрохімічним накопичувачем енергії

Основні схеми УГЖ з тримашинними агрегатами наведено на рисунку 5.3, б, в. Тримашинний агрегат складається з асинхронного двигуна, двигуна постійного струму і синхронного генератора на одному валу. У якості накопичувача енергії використовується акумуляторна батарея. Може застосовуватися

обхідна мережа для технічного обслуговування і ремонту основного каналу електроживлення. У схемі (рисунок 5.3, б) відсутня ланка постійного струму. У нормальному режимі за наявності напруги на ввіді А асинхронний двигун М обертає синхронний генератор, до виходу якого через контактор К1 постійно підключено шини гарантованого живлення. В аварійному режимі до вмикання резервного джерела (ввід Б) синхронний генератор обертається від двигуна постійного струму М2, який через контактор К3 отримує живлення від акумуляторної батареї. Акумуляторна батарея за наявності напруги зовнішньої мережі може заряджатися або від машини М2, яка працює в генераторному режимі, або від окремого зарядного пристрою ЗП. Схема (рисунок 5.3, в) має проміжну ланку постійного струму і відрізняється більш високою надійністю при роботі від зовнішньої мережі, ніж схема на рисунку 5.3, б.

Для зменшення пускових струмів первісний пуск електромашинного перетворювача здійснюється повільно від акумуляторної батареї за допомогою двигуна постійного струму М2.

У нормальному режимі при живленні від зовнішньої мережі синхронний генератор G обертається від асинхронного двигуна М1. Машина постійного струму М2 відключена від акумуляторної батареї і працює в режимі генератора на холостому ході. Випрямляч працює в режимі стабілізації струму та заряджає акумуляторну батарею. По закінченні заряджання випрямляч автоматично перемикається в режим стабілізації напруги. При аварії асинхронного двигуна або кола його живлення контактор К2 вимикається, а обертання перетворювача здійснюється від двигуна М2, який отримує живлення від випрямляча. При аварії зовнішньої мережі та справному двигуні М1 обертання перетворювача автоматично здійснюється від двигуна М2, який у цьому випадку отримує живлення від акумуляторної батареї.

Для забезпечення мінімальних коливань напруги і частоти на виході УГЖ в перехідних режимах зміна привода генератора відбувається з перекриттям, тобто спочатку підключається до акумуляторної батареї двигун М2, а уже потім відключається від

мережі двигун М1. Випрямляч у цьому випадку автоматично відключається від мережі контактором К1. При появі напруги на вихідних шинах змінного струму проходить зворотна зміна привода, тобто спочатку М1 підключається до мережі, а після цього відключається від акумуляторної батареї двигун М2. Випрямляч знову підключається до мережі і починає заряджати акумуляторну батарею.

На рисунку 5.4 наведена структурна схема УГЖ з двомашинним агрегатом на оборотному перетворювачі (ОП), який включає до свого складу електричну машину постійного струму і синхронну машину. Обидві електричні машини можуть працювати як у генераторному режимі, так і у двигунному режимі.

У нормальному режимі оборотна синхронна машина працює як синхронний двигун, а машина постійного струму – як генератор, що заряджає акумуляторну батарею. У цьому випадку живлення приймачів здійснюється безпосередньо від зовнішньої мережі (ввід А). В аварійному режимі ОП переходить в оборотний аварійний режим, у результаті якого машина постійного струму працює як двигун, отримуючи живлення від акумуляторної батареї, яка працює на розряджання, а синхронна машина переходить у генераторний режим, забезпечуючи напругу на шинах гарантованого живлення.

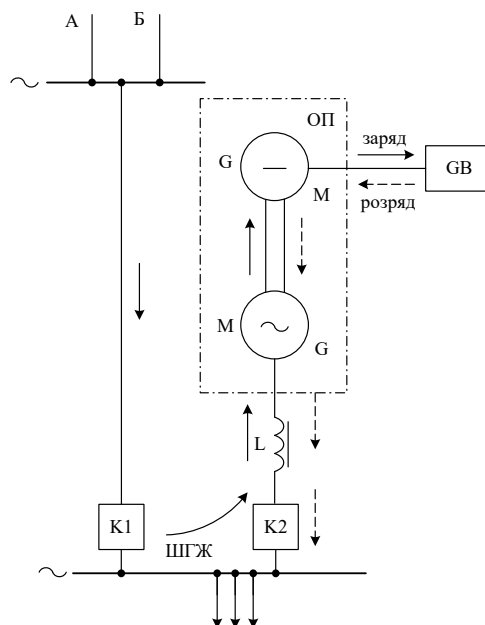


Рисунок 5.4 – Структурна схема УГЖ на оборотному електромашинному перетворювачі з акумуляторною батареєю

В оборотному аварійному режимі потрібна перебудова систем збудження обох машин перетворювача. Щоб запобігти режиму короткого замикання синхронної машини на зовнішню мережу при живленні від ОП, потрібно, щоб контактор К1 і датчики, які на нього діють, були швидкодіючими і миттєво вимикали аварійну зовнішню мережу. Для обмеження струму КЗ в перший момент аварії і до тих пір, поки контактор К1 не вимкнувся, між шинами гарантованого живлення і синхронною машиною вмикається реактор.

Перевагами схем УГЖ на електромашинних перетворювачах з акумуляторними батареями є:

- забезпечення безперебійного електропостачання приймачів без розриву синусоїди живильної напруги при виході з ладу основного джерела;

- відсутність передачі до приймачів короткочасних коливань напруги зовнішньої мережі через інерційність частин електромашинного перетворювача, які обертаються;

- прийнятне протікання перехідних процесів при вимиканні основного джерела або зміні режиму його роботи через буферну дію акумуляторної батареї;

- висока якість вихідної напруги.

До недоліків УГЖ слід віднести:

- низькі ККД і надійність установки. Особливо ненадійним елементом є машина постійного струму;

- малий моторесурс (до 10 тис. год);

- мала швидкодія;

- шуми та наявність вібрацій, що потребує встановлення фундаментів, сумірних з вагою установки;

- великі вага і габарити акумуляторних батарей, що потребує додаткових приміщень;

- зміна напруги акумуляторної батареї при її розряджанні в широких межах внаслідок вимикання основного джерела, що призводить до зниження частоти і необхідності застосування додаткових заходів зі стабілізації напруги на вході електромашинного перетворювача;

- складність в експлуатації, викликана низьким ступенем автоматизації, наявністю щитково-колекторного пристрою і акумуляторних батарей.

Багатьох із перелічених вище недоліків позбавлені УГЖ на статичних перетворювачах, які знаходять все більш широке застосування в системах електропостачання.

### **5.3 Установки гарантованого живлення на статичних перетворювачах**

Прогрес силових напівпровідникових приборів дозволив створити УГЖ на базі статичних перетворювачів, які мають низку переваг перед УГЖ на електромашинних перетворювачах.

Основними з них є:

- забезпечення тривалої роботи без обслуговуючого персоналу;
- більш високі ККД та швидкодія;
- вібростійкість, удароміцність та експлуатаційна надійність;
- малі пускові струми;
- низький рівень шумів;
- кращі масо-габаритні показники;
- можливість простіше здійснити повну автоматизацію роботи установки.

УГЖ на статичних перетворювачах виконуються з вихідною напругою змінного і постійного струму.

З точки зору структури побудови та принципу дії можна виділити чотири основні групи УГЖ з виходом на змінному струмі (рисунок 5.5):

- без ланки постійного струму (рисунок 5.5, а);
- з ланкою постійного струму без обхідної мережі та з обхідною мережею (рисунок 5.5, б);
- ланкою постійного струму і навантаженим резервом (рисунок 5.5, в);
- оборотним статичним перетворювачем (рисунок 5.5, г).

Схема без ланки постійного струму (рисунок 5.5, а) працює так. У нормальному режимі споживачі отримують живлення від зовнішньої мережі (ввід А) через контактор К1, а автономний інвертор відключено. При аварії зовнішньої мережі навантаження отримує живлення від автономного інвертора через контактор К2. Джерелом живлення на цей термін є акумуляторна батарея GB.

Поновлення енергії GB здійснюється за допомогою зарядного пристрою ЗП. Така схема не забезпечує безперерйного живлення приймачів. Час перерви може складати одиниці секунд і залежить від швидкодії інвертора з вмикання та від типів контакторів К1 і К2.

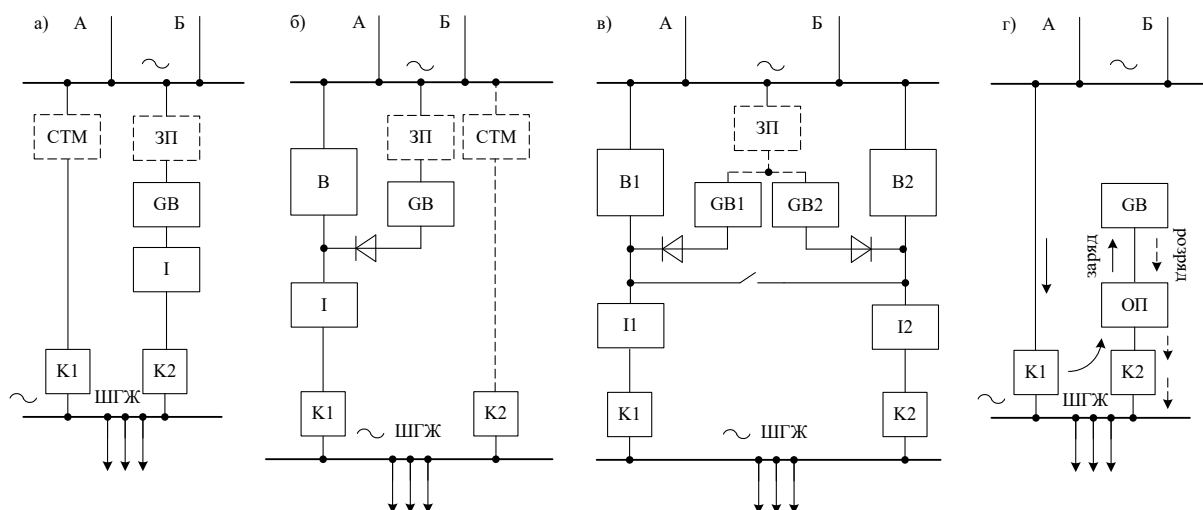


Рисунок 5.5 – Структурні схеми УГЖ на статичних перетворювачах з виходом на змінному струмі

Для скорочення цього часу необхідно при роботі інвертора в нормальному режимі на холостому ході забезпечити постійну синхронізацію напруги інвертора з зовнішньою мережею та застосувати безконтактні комутаційні апарати.

Ця схема є простою, однак має низку недоліків:

- якість напруги на шинах навантаження в нормальному режимі визначається якістю напруги зовнішньої мережі. Для поліпшення якості напруги застосовують мережеві стабілізатори СТМ;

- при високих вимогах до допустимої перерви електропостачання необхідно, щоб інвертор постійно працював на холостому ході.

На рисунку 5.5, б наведена структурна схема УГЖ з ланкою постійного струму, схема може виконуватись без обхідної мережі і з нею (показана пунктиром). У схемі УГЖ без обхідної мережі електроприймачі постійно отримують живлення від автономного інвертора через контактор К1. На вхід інвертора живлення подається або від ланки постійного струму – випрямляча (у



нормальному режимі за наявності напруги на ввіді А), або від акумуляторної батареї GB (в аварійному режимі). Така схема забезпечує безперебійне живлення приймачів навіть без розриву синусоїди при переході від зовнішньої мережі на резервне джерело та назад. Цьому сприяє акумуляторна батарея та інерційність згладжуючих фільтрів інвертора і випрямляча.

Акумуляторна батарея може підключатися до інвертора через діод або через контактор постійного струму. У першому випадку в нормальному режимі акумуляторна батарея працює в режимі підпору (діод закритий), для чого напруга випрямляча повинна перевищувати напругу акумуляторної батареї. При зникненні напруги мережі діод відкривається і проводить струм від акумуляторної батареї до інвертора.

При роботі акумуляторної батареї в режимі підпору з діодним розв'язанням кіл випрямляча і акумуляторної батареї діапазон зміни вхідної напруги інвертора при переході з нормального режиму на аварійний і назад виявляється великим і буде дорівнювати різниці напруг випрямляча та акумуляторної батареї. Для звуження діапазону зміни вхідної напруги інвертора розв'язання кіл випрямляча і акумуляторної батареї слід здійснювати за допомогою тиристорних контакторів постійного струму. У цьому випадку напруга акумуляторної батареї може бути більше від напруги випрямляча.

Для заряджання акумуляторної батареї може використовуватися окремий зарядний пристрій ЗП або керований випрямляч В ланки постійного струму. Для проведення ремонтних робіт в УГЖ передбачають обхідну мережу з контактором К2, до якої на цей час підключається навантаження. Обхідна мережа може одночасно виконувати функцію резервного джерела на випадок аварійного режиму роботи інвертора.

Для підвищення надійності УГЖ застосовують резервування за схемою (рисунок 5.5, в), яка має дві незалежні лінії живлення навантаження. Кожна з них може забезпечити потрібну потужність всіх електроприймачів, які підключено до шин гарантованого живлення, тобто забезпечує 100 % резервування.

Залежно від вимог до УГЖ можливі два різні режими її роботи:

- ненавантажений резерв;
- навантажений резерв.

У першому режимі одна з ліній живлення є основною, а друга – резервною. При цьому резервна лінія може бути знеструмлена або працювати на холостому ході. Така схема забезпечує безперебійне живлення навантаження тільки при аварії зовнішньої мережі і працюючого випрямляча та не забезпечує безперебійного живлення при аварії працюючого інвертора. Тому частіше застосовують режим роботи УГЖ з навантаженим резервом. У цьому випадку живлення електроприймачів здійснюється від двох паралельно працюючих випрямляча та інвертора. При виході з ладу одного з них живлення навантаження здійснюється від іншого пристрою. Така схема забезпечує безперебійне живлення навантаження без розриву синусоїди в основних та аварійних режимах УГЖ, високу якість вихідних параметрів і полегшений режим роботи перетворювачів. До недоліків такого режиму слід віднести зниження ККД установки, оскільки кожен агрегат навантажений на 50 % номінальної потужності.

Можлива побудова схеми УГЖ на базі оборотного статичного перетворювача ОП (рисунок 5.5, г). У нормальному режимі навантаження за допомогою контактора К1 підключено до зовнішньої мережі, а оборотний перетворювач ОП працює у випрямному режимі, підзаряджає акумуляторну батарею. При аварії зовнішньої мережі ОП переходить в інверторний режим, акумуляторна батарея працює на розрядження, контактор К1 відключається, а навантаження продовжує отримувати живлення з виходу ОП. Ця схема не потребує окремого зарядного пристрою, вона має високий ККД, а також забезпечує практично миттєве перемикання при аварії зовнішньої мережі. Якість напруги на шинах навантаження в нормальному режимі визначається якістю напруги зовнішньої мережі. Тому цю схему можна застосовувати для приймачів, менш критичних до якості вхідної напруги.

Схеми УГЖ з виходом на постійному струмі наведено на рисунку 5.6. Вони складаються з ланки постійного струму (випрямляча В), акумуляторної батареї GB та зарядного пристрою ЗП. Оскільки в аварійному режимі напруга акумуляторної батареї змінюється в широких межах, то для підтримання напруги на навантаженні застосовується стабілізатор СН.

Для підвищення надійності роботи УГЖ у випадку виходу з ладу стабілізаторів і інших елементів схеми застосовується резервування схеми відповідно до рисунка 5.6, б. Такі схеми простіші за конструкцією порівняно з УГЖ на змінному струмі, мають більший ККД, оскільки відсутній перетворювач напруги постійного струму в змінний – інвертор. Тому для електроприймачів постійного струму необхідно застосовувати дані схеми УГЖ.

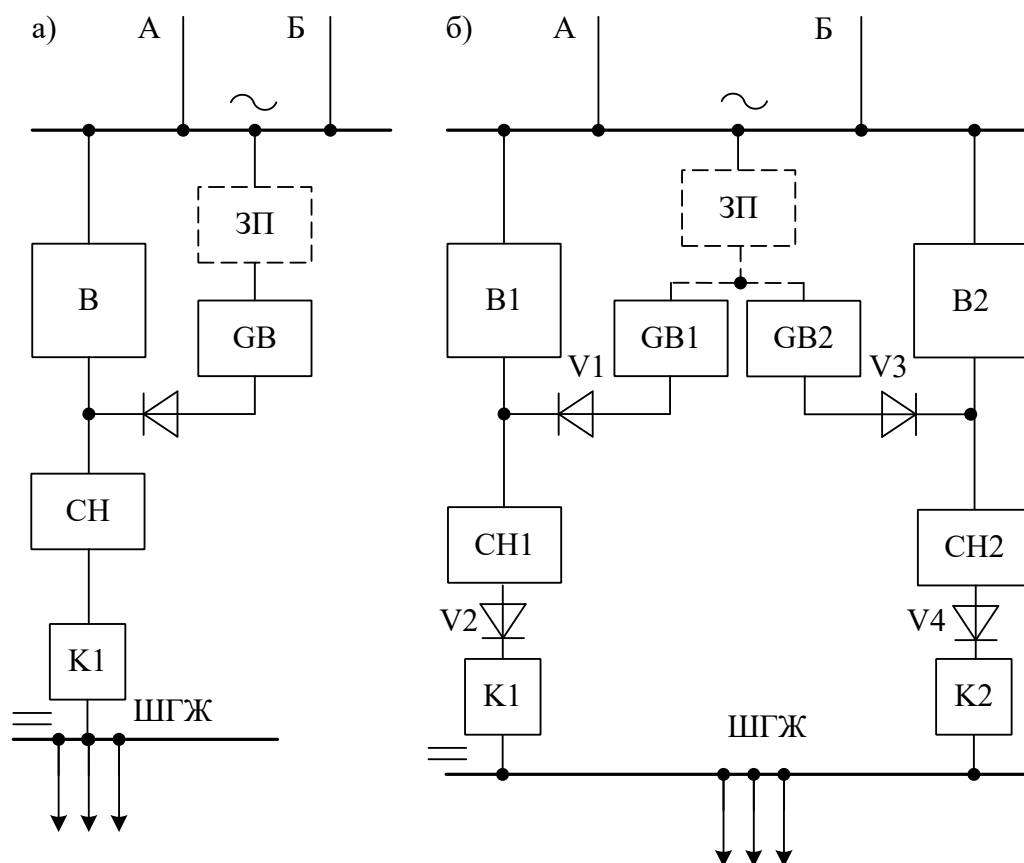


Рисунок 5.6 – Структурні схеми УГЖ на статичних перетворювачах з виходом на постійному струмі

Для створення різних схем УГЖ розроблено випрямлячі, автономні інвертори (за схемами інверторів струму) і статичні контактори. Вони дозволяють збирати УГЖ на потужності 16; 31,5; 63; 125 і 250 кВА.

Перспективним напрямком покращення масо-габаритних показників УГЖ є застосування схем статичних перетворювачів з проміжним високочастотним перетворенням, які не мають силових трансформаторів.

## 5.4 Порівняльна оцінка ефективності установок гарантованого живлення

Для безперебійного і якісного живлення відповідальних споживачів електричної енергії застосовують системи гарантованого електропостачання, основним елементом яких є установки гарантованого живлення УГЖ. Принципи їх побудови визначаються сферою застосування та якістю електроенергії систем внутрішнього електропостачання. Найбільш поширені на сьогодні УГЖ на базі статичних перетворювачів, вони можуть створюватися за різними структурними схемами.

Для правильного вибору тієї чи іншої схеми УГЖ на етапі проектування виникає необхідність оцінки їх ефективності. Звичайно під ефективністю розуміють міру здатності пристрою відповідати своєму призначенню з урахуванням якості завдань, що виконуються [16].

Функція ефективності  $F$  в загальному випадку є багатомірною функцією цільових критеріїв [11], які характеризують результат досягнення мети системою:

$$F=f(\gamma_1, \dots, \gamma_n), \quad (5.1)$$

де  $\gamma_i$  - цільові критерії, які характеризують результат досягнення мети різними типами УГЖ, що порівнюються.

Цільові критерії функції ефективності  $F$  доцільно поділити на такі основні групи: техніко-економічні показники; показники якості вхідних параметрів у статичних і динамічних режимах; показники надійності, а також експлуатаційні показники. Оскільки зазначені критерії груп мають різну розмірність і не можуть бути використані для порівняння, їх подають у вигляді об'єднаного параметра – відносної вартості [18].

Для порівняння різних структур УГЖ використовують коефіцієнти оптимального використання  $k$ , які визначаються за формулами

$$k_i = \frac{x_i}{x_{imax}}; \quad (5.2)$$

$$k_j = \frac{x_j}{x_{jmin}}, (5.3)$$

де  $x_i, x_j$  – і-й, j-й параметри пристрою УГЖ відповідно;  
 $x_{imax}, x_{jmin}$  - верхня і нижня границі параметра відповідно.

У виразах (5.2),(5.3) кожен параметр обмежений лише з одного боку, тому при визначенні  $k$  вибирається або формула (5.2), або формула (5.3). Величина  $k$  лежить у границях  $0 \leq k \leq 1$ .

Після цього поділяють за групами параметри, коефіцієнти оптимального використання і цільові критерії ефективності для УГЖ, що порівнюються.

Часткові ж цільові критерії оптимального використання  $\gamma_{nomm}$  отримують на підставі коефіцієнтів оптимального використання за формулою

$$\gamma_{nomm} = \frac{\sum k_i}{\max(\sum k_i)}, (5.4)$$

де  $n$  – кількість груп часткових цільових критеріїв ( $n=1,2,3,4$ );  
 $\sum k_i$  - сума коефіцієнтів оптимального використання для і-го УГЖ;  
 $\max(\sum k_i)$  - максимальна сума коефіцієнтів оптимального використання.

Після знаходження  $\gamma_{nomm}$  будують діаграми часткових цільових критеріїв ефективності для УГЖ, що порівнюються. Побудова цих діаграм не викликає труднощів, оскільки звичайно порівнюють не більше декількох типів УГЖ.

Для порівняння різних структур УГЖ одного призначення необхідно мати узагальнений критерій, який може бути отриманий із часткових цільових критеріїв оптимального використання:

$$w^e = \frac{\sum \gamma_n}{\max(\sum \gamma_n)}, (5.5)$$

де  $w^e$  - узагальнений критерій ефективності;

$\sum y_n$  - сума часткових цільових критеріїв оптимального використання УГЖ;

$\max(\sum y_n)$  - максимальна сума часткових цільових критеріїв оптимального використання.

Результати аналізу звичайно подають у вигляді таблиці, іноді для наочності – у вигляді діаграми, яка показує, який із порівнювальних типів УГЖ кращий.

Якщо виразити характеристики УГЖ через внутрішні параметри системи, а значення  $x_{\min}$  і  $x_{\max}$  зафіксувати, то даний узагальнений критерій  $w^e$  буде придатний для синтезу оптимальної системи УГЖ.

Таким чином, викладена методика синтезу оптимальної системи УГЖ може бути використана при створенні нових і удосконаленні існуючих систем гарантованого живлення.

## СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1 Правила улаштування електроустановок [Текст]. – Харків: Вид-во «Форт», 2011. – 736 с.

2 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей [Текст]. – Харків: Вид-во «Форт», 2012. – 404 с.

3 Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети [Текст] / под ред. А.А. Федорова и Г.В. Сербиновского. – М.: Энергия, 1980. – 576 с.

4 Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Электрооборудование и автоматизация [Текст] / под ред. А.А. Федорова и Г.В. Сербиновского. – М.: Энергия, 1981. – 624 с.

5 Федоров, А.А. Основы электроснабжения промышленных предприятий [Текст] / А.А. Федоров, В.В. Каменева. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 472 с.

6 Федоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий [Текст] / А.А. Федоров, Л.Е. Старкова. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.

7 Волобринский, С.Д. Электрические нагрузки и балансы промышленных предприятий [Текст] / С.Д. Волобринский. – Л.: Энергия, 1976. – 128 с.

8 Почаевец, В.С. Электрические подстанции [Текст]: учеб. для техникумов и колледжей ж.-д. трансп. / В.С. Почаевец. – М.: Желдориздат, 2001. – 512 с.

9 Казаринов, И.А. Инженерно-технический справочник по электросвязи. Электроустановки [Текст] / И.А. Казаринов, М.М. Элинсон, Г.С. Любский. – М.: Связь, 1976. – 592 с.

10 Кобылкин, Л.Н. Электросиловое оборудование [Текст] / Л.Н. Кобылкин, Б.Ф. Самойленко, Г.М. Рогожкин. – М.: Министерство обороны СССР, 1980. – 332 с.

11 Колодеев, И.Д. Системы автономного электроснабжения. [Текст] / И.Д. Колодеев. – М.: Ч.1. – Министерство обороны СССР, 1987. – 376 с.

12 Ожиганов, С.Н. «Белые пятна» в электроснабжении СЦБ и нетяговых потребителей [Текст] / С.Н. Ожиганов // Автоматика, связь, информатика. – 2004. – №11. – С. 32-36.

13 Акімов, О.І. Електричні мережі електрифікованих

залізниць [Текст]: навч. посібник. / О.І. Акімов, Д.Л. Сушко – Харків: УкрДАЗТ, 2012. – 278 с.

14 Акімов, О.І. Методичний посібник з курсового та дипломного проектування систем зовнішнього електропостачання електрифікованих залізниць [Текст] / О.І. Акімов. – Харків: УкрДАЗТ, 2007. – 138 с.

15 Электрические сети и станции [Текст] / под ред. Л.Н. Баптиданова; Гос. энергетическое изд-во. – М.; Л., 1963. – 464 с.

16 Акімов, О.І. Порівняльна оцінка ефективності пристроїв гарантованого живлення [Текст] / О.І. Акімов, С.О. Кулак // Зб. наук. праць. – Харків: УкрДАЗТ, 2011. – Вип.122. – С. 120-123.

17 Акімов, О.І. Вибір електродвигунів за потужністю [Текст]: метод. вказівки до виконання контрольної роботи з дисципліни «Сучасні джерела автономного, резервного та гарантованого живлення» / О.І. Акімов, С.П. Калініченко, В.В. Панченко. – Харків: УкрДАЗТ, 2010. – 26 с.

18 Сервинский, Е.Г. Оптимизация систем передачи дискретной информации [Текст] / Е.Г. Сервинский. – М.: Связь, 1974. – 336 с.

## ДОДАТОК А



## Завдання на курсову роботу

---

(прізвище, ініціали студента)

з дисципліни «Сучасні джерела автономного, резервного та гарантованого живлення»

1 Тема роботи. «Вибір джерела живлення для групи споживачів».

2 Строк подання студентом закінченої роботи «5» травня 201\_ року.

3 Вихідні дані до роботи: провести вибір джерела живлення підприємства з методичними вказівками. План розміщення основних споруд підприємства показано на рисунку А.1, вихідні дані – у таблицях А.1-А.6.

4 Зміст пояснювальної записки:

Вступ. 1 Завдання та вихідні дані до курсової роботи. 2 Визначення електричних навантажень. 3 Вибір кількості і потужності силових трансформаторів головної трансформаторної підстанції. 4 Розрахунок потужності та вибір резервного джерела живлення для споживачів першої категорії. Список використаних джерел.

5 Графічна частина роботи – план розміщення основних споруд підприємства з центром електричних навантажень і місцями розташування джерел живлення (рисунок А.1).

Керівник роботи

О.І. Акімов

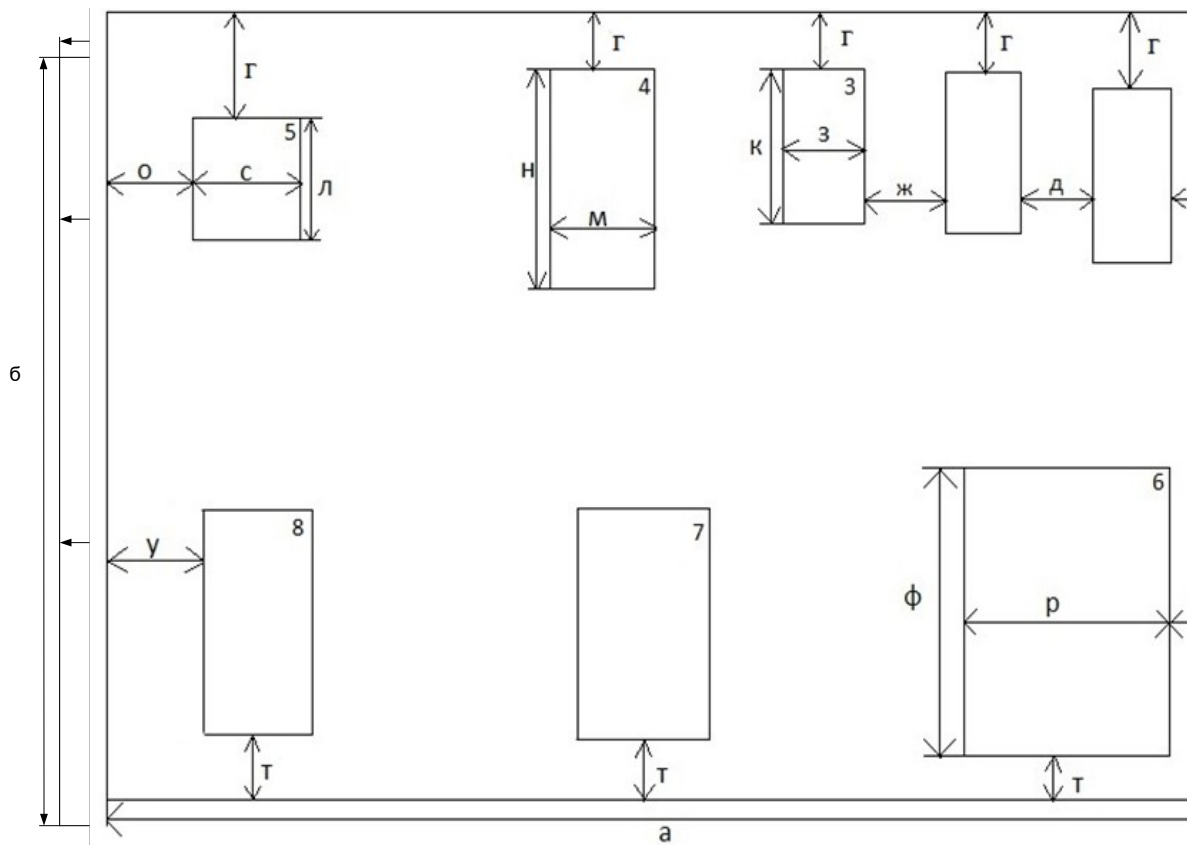


Рисунок А1 - Генеральний план залізничної станції

Примітка. Габарити споруд 1-3, 7,8 однакові, відстань від споруд 1-5 до верхньої границі плану однакова і позначена буквою г, відстань від споруд до нижньої границі плану також однакова і позначена буквою Т.

Таблиця А.1 – Вихідні дані до курсової роботи

Габарити споруд	Варіант				
	1	2	3	4	5
а, м	150	145	165	160	170
б, м	300	290	280	270	310
в, м	5	4	6	5	4
г, м	10	5	8	4	10
д, м	5	6	7	6	4
ж, м	10	6	7	5	6
з, м	20	18	20	22	18
к, м	120	120	100	100	130
л, м	60	70	65	60	75
м, м	18	16	17	20	10
н, м	30	20	25	15	20
о, м	5	8	7	10	4
п, м	10	8	7	10	4
р, м	48	46	40	50	44
с, м	20	25	28	30	24
т, м	10	10	5	5	20
у, м	15	12	10	20	8
ф, м	130	140	130	120	145

Таблиця А.2 – Назви споруд і категорії надійності їх електроприймачів

Цех	Категорія надійності електроприймачів
1 Електровозне депо	1, 2, 3
2 Депо з ремонту пасажирських вагонів	2 і 3
3 Моторвагонне депо	2
4 Будинок зв'язку	1, 2
5 Фільтрувальна станція	2
6 Тепловозне депо	1, 2, 3
7 Компресорна станція	1 і 2
8 Вокзал	1

Таблиця А.3 – Установлена потужність електроприймачів

Варіант	Установлена потужність електроприймачів, кВт							
	1	2	3	4	5	6	7	8
1	5100	4000	6000	2000	5900	6300	1000	1500
2	4500	3800	6200	2200	6000	6200	900	1600
3	4800	4200	6400	2400	6200	6400	800	1800
4	5300	4400	5800	1800	6400	6100	1100	2000
5	5200	3500	5900	1900	5800	6000	950	2100

Таблиця А.4 – Значення коефіцієнтів попиту/коефіцієнтів потужності

Варіант	Коефіцієнти попиту/ Коефіцієнти потужності							
	1	2	3	4	5	6	7	8
1	0,1/ 0,6	0,12/ 0,65	0,14/ 0,7	0,15/ 0,75	0,18/ 0,56	0,16/ 0,54	0,19/ 0,58	0,2/ 0,6
2	0,2/ 0,6	0,19/ 0,65	0,16/ 0,7	0,18/ 0,75	0,15/ 0,56	0,14/ 0,54	0,12/ 0,65	0,1/ 0,6
3	0,1/ 0,61	0,12/ 0,58	0,14/ 0,54	0,15/ 0,56	0,18/ 0,75	0,16/ 0,7	0,19/ 0,65	0,2/ 0,6
4	0,21/ 0,7	0,22/ 0,75	0,23/ 0,76	0,24/ 0,77	0,25/ 0,78	0,26/ 0,79	0,27/ 0,8	0,28/ 0,8
5	0,29/ 0,61	0,30/ 0,62	0,31/ 0,63	0,32/ 0,64	0,33/ 0,65	0,34/ 0,66	0,35/ 0,67	0,36/ 0,68

Таблиця А.5 – Спосіб виконання загального освітлення споруд

Варіант	Спосіб виконання загального освітлення							
	1	2	3	4	5	6	7	8
1	2	2	2	1	3	2	1	3
2	2	3	1	1	2	3	2	1
3	3	2	2	2	3	1	2	3
4	2	3	3	1	2	3	3	1
5	3	2	2	1	3	2	2	2

Примітки:

1 – лампи розжарювання ( $\cos\varphi = 1$ );2 – люмінесцентні лампи низького тиску ( $\cos\varphi = 0,95$ );3 – дугові ртутні лампи високого тиску ( $\cos\varphi = 0,5$ )

Таблиця А.6 – Дані електродвигунів компресорної станції

Варіант	$U_{\text{ном}}$ , В	$P_{\text{ном}}$ , кВт	Тип	Кількість N, шт.
1	380	10	АОП	8
2	380	13	АОП	6
3	380	17	АОП	5
4	380	22	АОП	4
5	380	30	АОП	3

## ДОДАТОК Б

### Форма титульного аркуша розрахункової пояснювальної записки

Український державний університет  
залізничного транспорту

Кафедра «Автоматизовані системи електричного транспорту»

Курсова робота на тему «Вибір джерела живлення для групи споживачів»

Варіант №  
Розрахункова пояснювальна записка

Студент \_\_\_\_\_  
(прізвище, ініціали)

Група \_\_\_\_\_  
номер групи

Керівник роботи \_\_\_\_\_  
(вчене звання, прізвище, ініціали)

Підпис керівника роботи \_\_\_\_\_  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 201\_

Харків 201\_

## ДОДАТОК В

### Основні терміни і визначення

Терміни і визначення дані (таблиця В.1) у відповідності з Правилами улаштування електроустановок [1].

Таблиця В.1 – Основні терміни і визначення

Термін	Визначення
1	2
1 Електроустановка	Сукупність машин, апаратів, ліній і допоміжного устаткування (разом зі спорудами і приміщеннями, у яких вони встановлені), призначених для виробництва, перетворення, трансформації, передавання, розподілу електричної енергії, а також перетворення її в інший вид енергії
2 Відкрита або зовнішня електроустановка	Електроустановка, не захищена будівлею від атмосферного впливу
3 Закрита або внутрішня електроустановка	Електроустановка, розміщена всередині будівлі, що захищає її від атмосферного впливу
4 Електропостачання	Забезпечення споживачів електричною енергією
5 Система електропостачання	Сукупність електроустановок, призначених для забезпечення споживачів електричною енергією
6 Централізоване електропостачання	Електропостачання споживачів від енергосистеми
7 Електрична мережа	Сукупність електроустановок для передавання та розподілу електричної енергії, що складається з підстанцій, розподільних пристроїв, струмопроводів, повітряних і кабельних ліній електропередачі, які працюють на певній території
8 Приймач електричної енергії (електроприймач)	Апарат, агрегат, механізм, призначений для перетворення електричної енергії в інший вид енергії
9 Споживач електричної енергії	Електроприймач або група електроприймачів, об'єднаних технологічним процесом, які розміщуються на певній території

Продовження таблиці В.1

1	2
---	---

<p>10 Незалежне джерело живлення електроприймача або групи електроприймачів</p>	<p>Джерело живлення, на якому зберігається напруга в межах, регламентованих ПУЕ для післяаварійного режиму, у разі її зникнення на іншому або інших джерелах живлення цих електроприймачів. До незалежних джерел живлення належать дві секції або системи шин однієї чи двох електростанцій і підстанцій за одночасного дотримання таких двох умов:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- кожна з секцій або систем шин у свою чергу має живлення від незалежного джерела живлення;</li> <li>- секції (системи) шин не пов'язані між собою або мають зв'язок, що автоматично відключається в разі порушення нормальної роботи однієї з секцій (систем) шин</li> </ul>
<p>11 Підстанція</p>	<p>Електрообладнання, яке служить для розподілу і перетворення електричної енергії і складається з трансформаторів або інших перетворювачів енергії, розподільних устаткувань, пристроїв керування і допоміжних пристроїв. Підстанції називаються трансформаторними, перетворювальними, розпо-дільними залежно від переважання тієї чи іншої функції</p>
<p>12 Розподільне устаткування (РУ)</p>	<p>Устаткування, призначене для приймання і розподілу електроенергії, і таке, що містить у собі комутаційні апарати, збірні і з'єднувальні шини, допоміжні пристрої, а також пристрої захисту, автоматики і вимірювальні прилади, що входять до складу трансформаторної або перетворювальної підстанцій</p>
<p>13 Відкрите розподільне устаткування (ВРУ)</p>	<p>РУ, все або основне обладнання якого розташовано на відкритому повітрі</p>
<p>14 Закрите розподільне устаткування (ЗРУ)</p>	<p>РУ, обладнання якого розташовано в приміщенні</p>
<p>15 Комплектне розподільне устаткування (КРУ)</p>	<p>РУ, що складається з повністю або частково закритих шаф чи блоків з вмонтованими в них апаратами, пристроями для вимірювання, захисту і автоматики і сполучних елементів, яке поставляється у складеному або повністю підготовленому до складання вигляді</p>
<p>16 Розподільний пункт (РП)</p>	<p>РУ, призначене для приймання і розподілу електроенергії на одній напрузі без перетворення і трансформації, яке не входить до складу підстанції</p>

Продовження таблиці В.1

1	2
---	---



17 Комплектна трансформаторна підстанція (КТП)	Підстанція, що складається з трансформаторів і блоків (КРУ і інших елементів), які поставляються у складеному або повністю підготовленому до складання вигляді. КТП або частини їх, які встановлюються в закритому приміщенні, належать до внутрішніх установок. КТП, які встановлюються на відкритому повітрі, належать до зовнішніх установок
18 Головна знижувальна підстанція (ГЗП)	Трансформаторна підстанція, яка отримує електроенергію від енергосистеми на напругах 35 кВ і вище і розподіляє її по території підприємства
19 Цехова підстанція	Підстанція, розташована у виробничій будівлі (відкрито або в окремому закритому приміщенні)
20 Стовпова трансформаторна підстанція	Відкрита трансформаторна підстанція, все обладнання якої встановлено на конструкціях або опорах повітряних ліній на висоті, що не вимагає огороження підстанції
21 Струмопровід	Пристрій, призначений для передавання і розподілу електроенергії, який складається з неізолюваних або ізолюваних провідників та ізоляторів, що належать до них, захисних оболонок відгалужувальних пристроїв, підтримувальних і опорних конструкцій
22 Кабельна лінія	Лінія для передавання електроенергії, складена з одного або декількох паралельно прокладених кабелів із з'єднувальними, стопорними муфтами (розділками) і кріпильними деталями
23 Повітряна лінія	Споруда для передавання електроенергії проводами, розташованими просто неба і прикріпленими за допомогою ізолювальних конструкцій та арматури до опор або кронштейнів і стояків на інженерних спорудах
24 Головний розподільний щит (ГРЩ)	Щит, через який забезпечується живлення електроенергією всього будинку або його відокремленої частини

**Додаток Г**  
**Деякі типи вітчизняних і закордонних дизель-електричних станцій і їх характеристики**

Таблиця Г.1 – Технічні характеристики вітчизняних дизель-генераторних агрегатів

Параметр	Виробник		
	ДАК енергетика	НИИФА-енерго	Юждизельмаш
	ДГА ТУ У 31.2-33165522-011 модульного типу з блоком РП для електропостачання пристроїв СЦБ та фідерів ВП ТП	модульний ДГА з блоком РП для електропостачання пристроїв СЦБ від ТП	ДГА-2(3)-100М2 модульний з блоком РП для електропостачання пристроїв СЦБ від ТП
Номінальна потужність, кВт/кВА	100/125	100/125	100/125
Рід струму	Змінний трифазний	Змінний трифазний	Змінний трифазний
Номінальна частота, Гц	50	50	50
Номінальна вихідна напруга, В	400 або 230	380/220 або 220/127	400
Номінальний струм, А	180 або 314	180 або 314	180
Режим нейтралі	Глухозаземлена або ізольована	Глухозаземлена або ізольована	Глухозаземлена або ізольована
Ступінь автоматизації	2	2	2(3)

Таблиця Г.2 – Технічні характеристики закордонних дизель-генераторних агрегатів

Параметр	Виробник		
	<b>VOLVO</b>	<b>Mitsubishi</b>	<b>Perkins</b>
	ТЕКСАН дизельні електростанції	ТЕКСАН дизельні електростанції	ТЕКСАН дизельні електростанції
Номінальна потужність, кВА	101	61	105
Рід струму	Змінний трифазний	Змінний трифазний	Змінний трифазний
Номінальна частота, Гц	50	50	50
	Тип і параметри дизеля		
	TAD531GE	S65DT 65SG	1006TG2A
Номінальна вихідна напруга, В	400 або 230	400 або 230	400 або 230
Коефіцієнт потужності	0,8	0,8	0,8
ККД, %	91,8	90,1	91,8
Точність регулювання напруги, %	$\pm 0,5 U_{\text{НОМ}}$	$\pm 0,5 U_{\text{НОМ}}$	$\pm 0,5 U_{\text{НОМ}}$

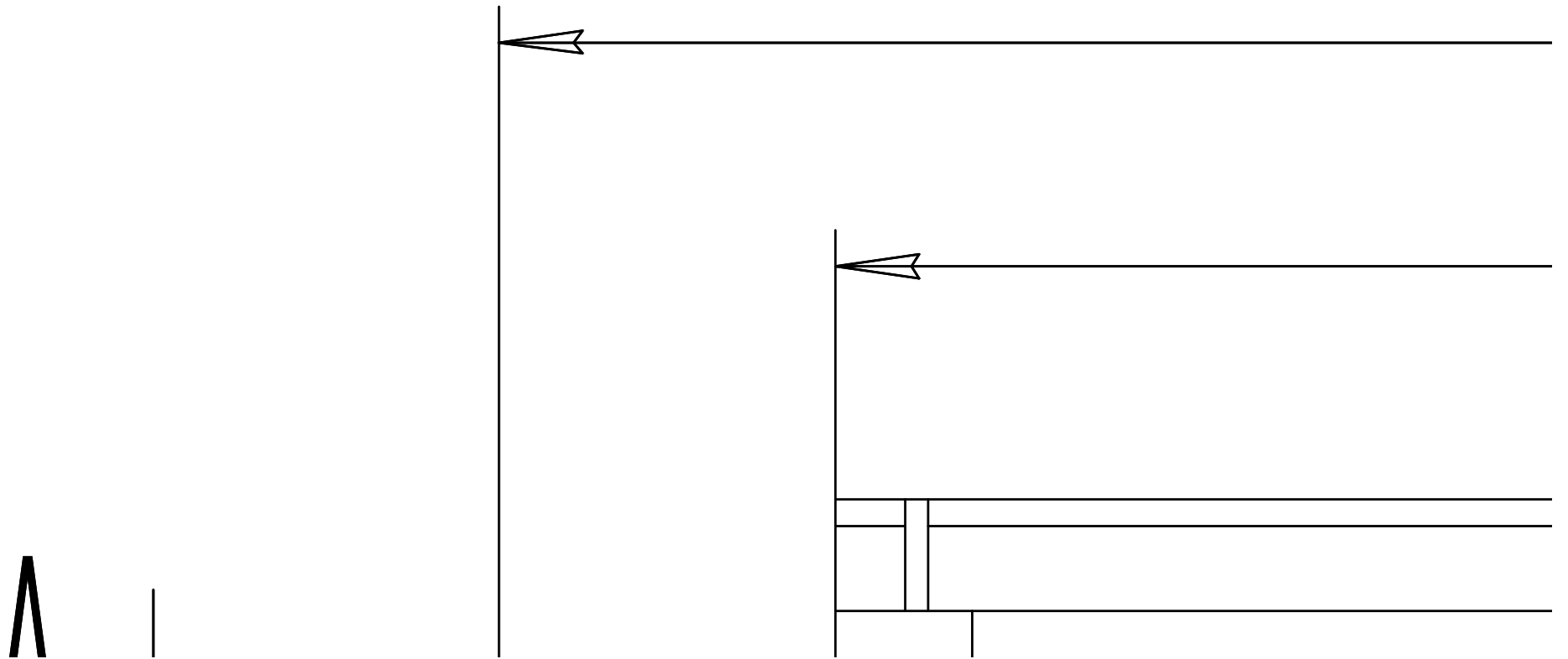






Додаток Д

Габаритні розміри та внутрішнє розташування обладнання модуля ДГА



Л

|

Рисунок Д.1 – Габаритні розміри та внутрішнє розташування обладнання модуля ДГА