

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
КАФЕДРА КОМП'ЮТЕРНИХ НАУК
СЕКЦІЯ КОМП'ЮТЕРИЗОВАНИХ СИСТЕМ УПРАВЛІННЯ

ЗАТВЕРДЖУЮ:
Зав. кафедри КН
_____ А. С. Довбиш
« ____ » _____ 2020 р.

Кваліфікаційна робота магістра
зі спеціальності 151-Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані
технології
на тему:
*«Система керування режимами енергопостачання районних підстанцій РТП-
110/35/10 кВ»*

керівник роботи: _____ Т. В. Коротка

дипломник:
студентка гр. СУмдн-91П _____ Я. В. Курченко

Суми – 2020 р.

ЗАТВЕРДЖУЮ:
Зав. Кафедри КН
_____ А. С. Довбиш
« ____ » _____ 2020 р.

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу магістра студентці:

Курченко Яні Віталіївні

1. Тема роботи:

Система керування режимами енергопостачання районних підстанцій РТП-110/35/10 кВ

затверджена наказом по університету від 19 листопада 2020 р № 1797-III

2. Термін здачі студентом закінченої роботи 28.11.2020г

3. Початкові дані до роботи: Завдання кафедри, технічне завдання на проектування, матеріали переддипломної практики.

4. Зміст пояснювальної записки

1. Призначення, пристрій і робота силової підстанції

загальнопромислового призначення;

2. Система обліку і контролю, інформаційне забезпечення підстанції;

3. Науковий підхід до надійності енергопостачання підстанції

РТП-110/35/10 кВ;

4. Система захисту основних ліній електропостачання;

5. Мікропроцесорна система управління на основі SIEMENS;

6. Охорона праці і безпека життєдіяльності;

7. Економічна частина.

5. Перелік графічного матеріалу

1. АСУ ТП ЕЧ секції ГРУ 10 кВ

2. Вакуумний вимикач серії ВВ/TEL

3. Загальний вид однострансформаторної КТПС-110/2500

4. Організація шин постійної оперативної напруги на підстанції

5. Типова схема підключення ВВ/TEL і пристроїв управління до вторинних ланцюгів шаф КРУ

6. Плакат "Калькуляція собівартості системи керування режимами енергопостачання районних підстанцій РТП-110/35/10 кВ

6. Дата видачі завдання

7.10.20

Керівник роботи

Т. В. Коротка

ПРИЙНЯЛА до виконання

Я. В. Курченко

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ п/п	Найменування етапів кваліфікаційної роботи магістра	Терміни виконання етапів роботи	Примітка.
1	Аналіз завдання кафедри	14.10.20–28.10.20	
2	Призначення, пристрій і робота силової підстанції загальнопромислового призначення	28.10.20–01.11.20	
3	Система обліку і контролю, інформаційне забезпечення підстанції	01.11.20–04.11.20	
4	Науковий підхід до надійності енергопостачання підстанції РТП-110/35/10 кВ	04.11.20–14.11.20	
5	Система захисту основних ліній електропостачання	14.11.20–17.11.20	
6	Мікропроцесорна система управління на основі SIEMENS	17.11.20–23.11.20	
7	Розробка графічної конструкторської документації проекту	23.11.20–25.11.20	
8	Оформлення економічної частини і охорони праці і безпеки життєдіяльності	25.11.20–26.11.20	
9	Оформлення ПЗ, графічний конструкторський документації	26.11.20–27.11.20	
10	Здача магістерської роботи керівникові	27.11.20–28.11.20	
11	Здача магістерської роботи на рецензію	28.11.20–03.12.20	

Студентка

Я. В. Курченко

Керівник роботи

Т. В. Коротка

РЕФЕРАТ

Курченко Яна Віталіївна. Система керування режимами енергопостачання районних підстанцій РТП-110/35/10 кВ. Кваліфікаційна робота магістра. Суми, 2020.

Кваліфікаційна робота містить 91 листів пояснювальної записки, що включає 13 малюнків і 9 таблиць; графічно конструкторська документація складається з презентації.

Ключові слова: мікропроцесор, трансформаторна підстанція.

Робота присвячений розробці системи керування режимами енергопостачання районних підстанцій РТП-110/35/10 кВ на базі SINAUT LSA фірми SIEMENS. Розглянуто призначення, пристрій і роботу силової підстанції загальнопромислового призначення, системи обліку і контролю, інформаційне забезпечення підстанції. Проведено розрахунок мережі 10 кВ. Вибрано мікропроцесорну систему управління на основі SIEMENS. У результаті, представлений комплект конструкторської документації, що задовольняє всім поставленим завданням.

THE ABSTRACT

Kurchenko Yana Vitaliyivna. Control system for power supply modes for district substations RTP-110/35/10 kV. Qualifying work of the master. Sumy, 2020.

The qualification work contains 91 sheets of explanatory note, which includes 13 figures and 9 tables; graphic design documentation consists of a presentation.

Keywords: microprocessor, transformer substation.

The work is devoted to the development of the power supply control system of district substations RTP-110/35/10 kV on the basis of SINAUT LSA of SIEMENS company. The purpose, device and operation of the power substation of general industrial purpose, the system of accounting and control, information support of the substation are considered. The 10 kV network was calculated. A microprocessor control system based on SIEMENS was selected. As a result, a set of design documentation is presented, which satisfies all the tasks

Зміст

Перелік умовних позначень.....	8
Вступ.....	9
1. Призначення, пристрій і робота силової підстанції загальнопромислового призначення.....	10
2. Система обліку і контролю, інформаційне забезпечення підстанції.....	16
2.1. Сигналізація положення комутаційних апаратів.....	16
2.2. Застережлива сигналізація.....	21
3. Науковий підхід до надійності енергопостачання підстанції РТП-110/35/10 кВ.....	25
4. Система захисту основних ліній електропостачання.....	43
4.1. Електрична схема підстанції.....	43
4.2. Вакуумні вимикачі ВВ/TEL- 10.....	45
5. Мікропроцесорна система управління на основі SIEMENS.....	49
5.1. Програмно-технічний комплекс (ПТК).....	49
5.2. Центральний координатор ПТК SINAUT LSA.....	52
5.3. Пристрої сполучення з об'єктом УСО типу 6MB524.....	55
5.4. Термінали персоналу ПТК SINAUT LSA.....	56
5.5. Інструментальні програми ПТК SINAUT LSA.....	57
6. Охорона праці і безпека життєдіяльності.....	60
6.1. Аналіз потенційно небезпечних і шкідливих чинників при розробці і експлуатації системи.....	60
6.2 Дії при виникненні надзвичайних ситуацій.....	67
6.3. Заземлення підстанції.....	69

7. Економічна частина.....	73
7.1. Витрати і прибуток - основа ціноутворення.....	73
7.2. Облік чинника часу в економічних розрахунках.....	77
7.3. Розрахунок повної собівартості системи керування режимами енергопостачання районних підстанцій РТП-110/35/10 кВ.....	83
7.4. Розрахунок ціни системи керування режимами енергопостачання районних підстанцій РТП-110/35/10 кВ.....	87
Висновок.....	89
Перелік використаної літератури.....	90

Перелік умовних позначень

- КРУ – відкритий розподільний пристрій.
- ЛЕП – лінія електропередач.
- ЦЕН – центр електричних навантажень.
- ЦРП – центральний розподільний пункт.
- РП – розподільний пункт.
- КТП – комплектна трансформаторна підстанція.
- РПН – регулювання під напругою.
- ВН –напряжение на високій стороні.
- СН –напряжение на середній стороні.
- НН –напряжение на низькій стороні.
- ПБВ – перемикання без збудження.
- АПВ – автоматичне повторне включення.
- ОД – віддільник.
- КЗ – коротке замикання.
- ЗРУ – закритий розподільний пристрій.
- ЕДС – електрорушійна сила.
- КРУ – комплектний розподільний пристрій.

Вступ

Електрична енергія є найбільш зручним і дешевим видом енергії. Широке розповсюдження електричної енергії обумовлене відносною легкістю її отримання, перетворення і можливістю її передачі на великі відстані. Величезну роль в системах електропостачання грають електричні підстанції – електроустановки, призначені для перетворення і розподілу електроенергії. Вони є важливою ланкою в системі електропостачання. Тому розгляд роботи електричних підстанцій є важливим етапом в підготовці грамотного фахівця.

При проектуванні підстанції прагнуть використовувати типові рішення, схеми і елементи, що приводить до уніфікації устаткування підстанції і як наслідок до здешевлення обслуговування і проектувальної вартості. Але на практиці, при проектуванні підстанції доводиться враховувати особливості місцерозташування і інші початкові умови.

Розвиток промисловості і сільського господарства нерозривно пов'язаного із зростанням енергоспоживання. Підстанція призначена для живлення комунально-побутових і промислових споживачів району, у зв'язку з інтенсивним будівництвом в цих районах. Підстанція є типовою тупиковою підстанцією на відпаюваннях. Такі підстанції дуже багато знаходиться в експлуатації на сьогоднішній день.

У зв'язку з тим, що існуючі розподільні мережі експлуатуються на напругу 4 кВ, а для районів нової забудови повинно вводиться напруга 10 кВ, на підстанції встановлені триобмоткових трансформаторів 110/35/10 кВ. Підстанція приєднується до двохланцюгового відгалуження від лінії 110 кВ і на стороні 110 кВ комутується по схемі «блок лінія – трансформатор». [1]

1. Призначення, пристрій і робота силової підстанції загальнопромислового призначення.

Комплектні трансформаторні підстанції (КТП) виготовляються на заводах і великоблочними вузлами доставляються на місце монтажу. Широке впровадження КТП дозволило індустріалізувати і прискорити монтаж підстанцій, забезпечити максимальну безпеку при обслуговуванні, зменшити габарити підстанцій.

Комплектні трансформаторні підстанції 6—10/0,4—0,23 кВ внутрішньої і зовнішньої установки широко застосовуються для електропостачання промислових підприємств, сільськогосподарських і комунальних споживачів. Такі КТП комплектуються силовими трансформаторами типу ТНЗ з негорючим заповнювачем, трансформаторами типу ТМЗ герметичного виконання з азотною подушкою або звичайними масляними трансформаторами ТМ, ТСМА потужністю 30—1000 кВ·А. Шафу вищої напруги має глухе кабельне введення 6—10 кВ, або вимикач навантаження із запобіжником, або роз'єдинитель і запобіжник. У шафах нижчої напруги встановлюються автоматичні вимикачі висувного виконання, блоки запобіжник — вимикач, магнітні пускателі із запобіжниками.

Конструкція цих КТП тут не розглядається, оскільки в основному вони застосовуються для електропостачання промислових підприємств.

На підстанціях енергосистем застосовуються КТП зовнішньої установки з вищою напругою 35 і 110 кВ.

З боку вищої напруги в КТП можуть встановлюватися силові запобіжники типу ПСН або короткозамкатель і отделители. На двохтрансформаторних КТП може передбачатися схема містка з віддільниками або вимикачами (для КТП 35 кВ). З боку 6—10 кВ застосовуються КРУН.

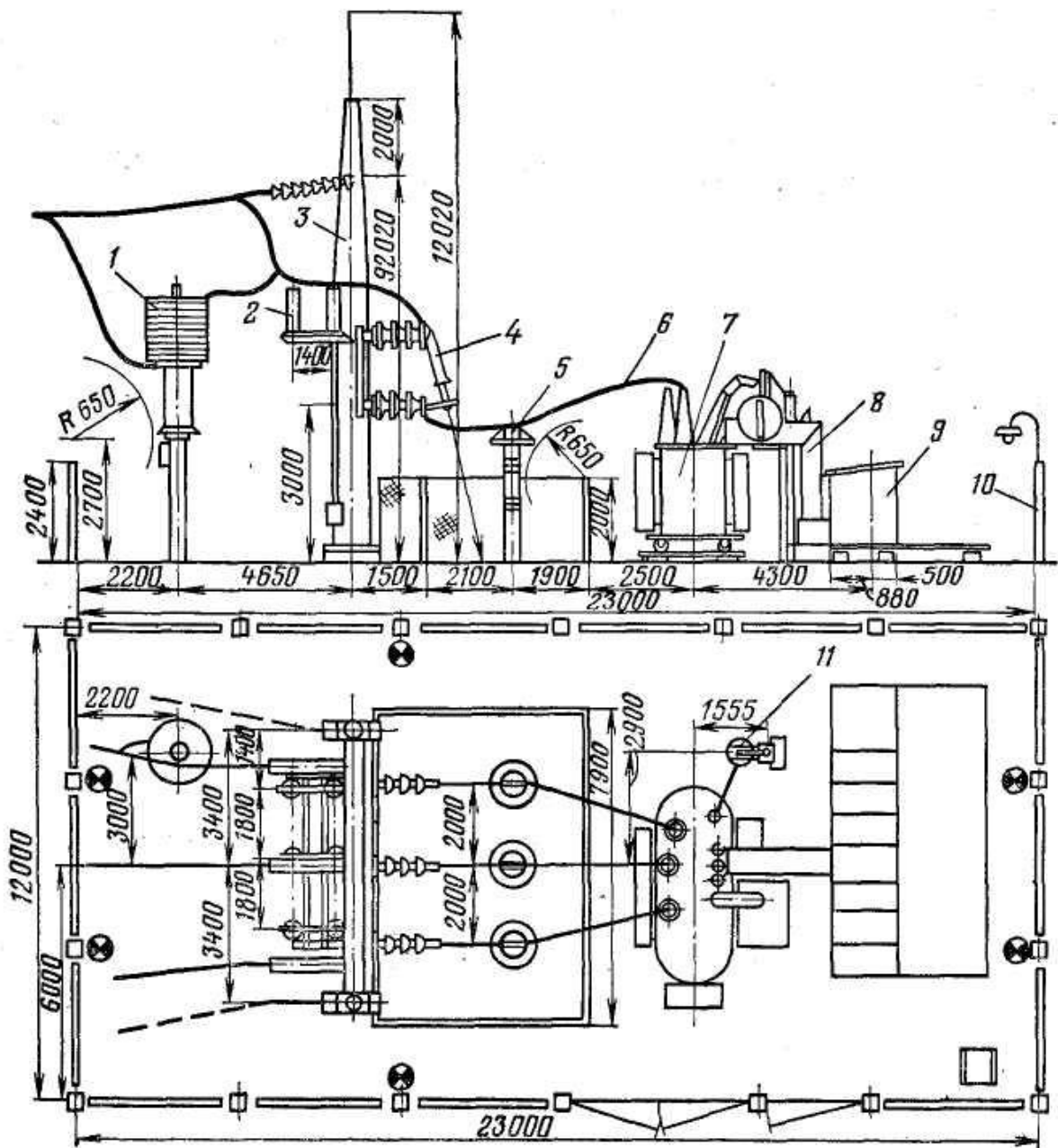
Широке застосування знаходять КТП із запобіжниками ПСН. Всі вузли КРИЧУ 110 кВ і КРУН 6—10 кВ виготовляються на заводі, в постачання заводу не входить лише силовий трансформатор. Стріляючий предохранитель

встановлюється на приймальному порталі відкритим концом трубки вниз. Майданчик під запобіжником захищений, оскільки при спрацьовуванні його викидаються гнучкий зв'язок, расплавленний метал і полум'я. Застосування ПСН забезпечує швидке відключення пошкодженої ділянки при до. з. у трансформаторі. Вартість КТП з ПСН невелика, конструкція проста і зручна в обслуговуванні. Недоліками КТП є недостатня чутливість ПСН до перевантажень і відносно невеликих струмів пошкодження в трансформаторі, можливість їх неселективного спрацьовування із-за розкиду характеристик запобіжників, а також можливість виникнення неполнофазного режиму роботи при перегоранні вставки запобіжника однієї з фаз.

Застосування керованих запобіжників УПСН значно покращує захисні характеристики і розширює область застосування КТП із запобіжниками (при 35 кВ можуть применятися трансформатори потужністю 6,3 МВ·А включно, а при 110 кВ—25 МВ·А).

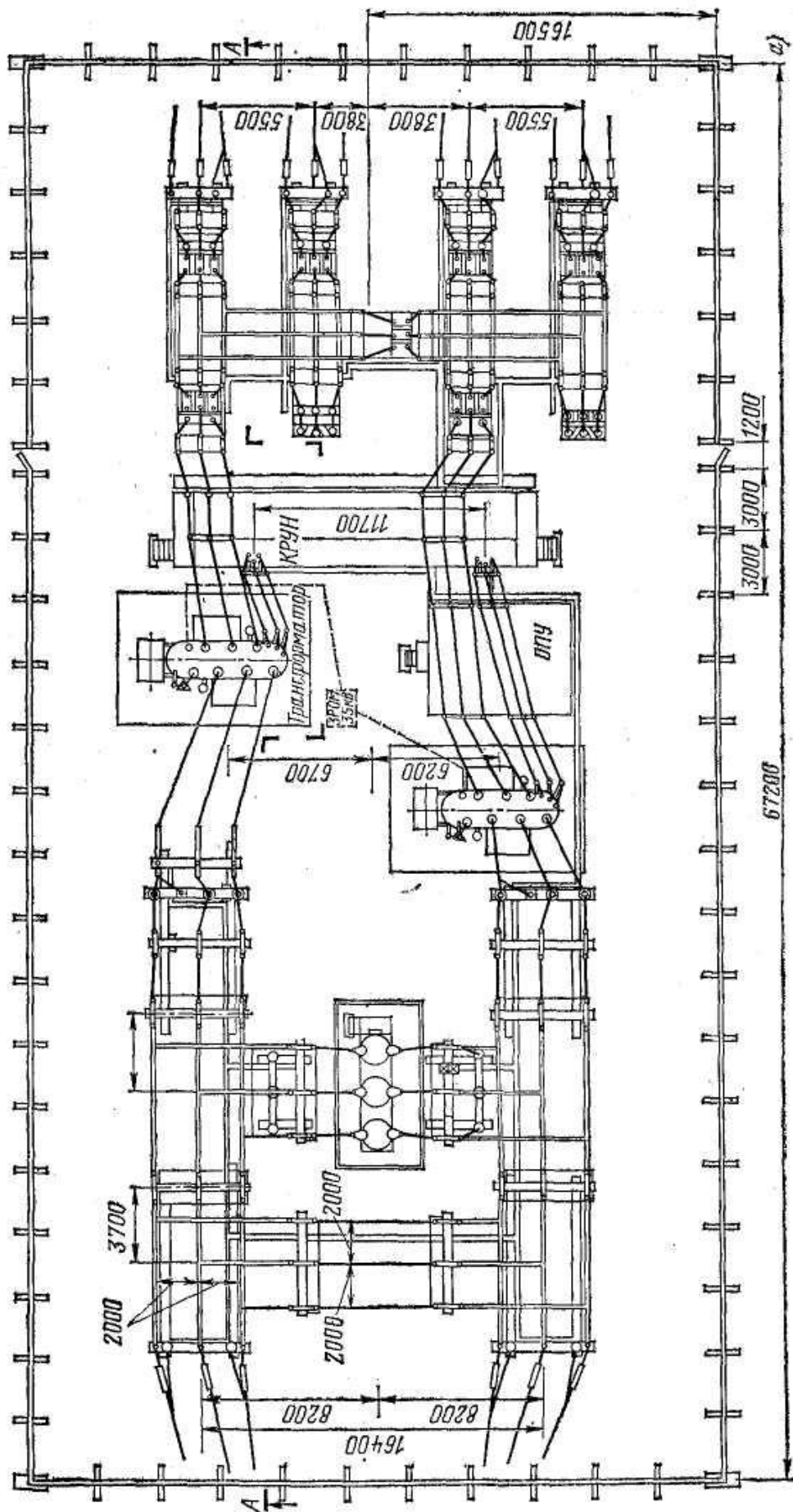
Наявність приводу УПСН дозволяє здійснити релейний захист силового трансформатора і захист від неполнофазних режимов.

В даний час куйбышевским заводом «Електрощит» випускаються комплектні трансформаторні підстанції з блоків заводського виготовлення (КТПБ). Ці підстанції розраховані на установку двообмоточних трансформаторів 110кВ потужністю від 2500 до 40 000 кВ·А; 35 кВ — від 6300 до 16 000 кВ·А і триобмоткових трансформаторів 110/35—6 (10) кВ — від 6300 до 40 000 кВ·А. Схеми електричних з'єднань на стороні 110 кВ можуть бути різними: блок трансформатор — лінія з ОД і КЗ, місток з автоматичною і неавтоматичною перемичкою, місток з вимикачем. На стороні 35 і 6 (10) кВ прийнята схема з однією секціонованою системою шин.



Мал. 1. Загальний вид однострансформаторної КТПС-110/2500.

1 — апаратура ст. ч. зв'язки; 2 — роз'єдинитель; 3 — приймальний портал; 4 — стріляючий запобіжник; 5 — розрядник; 6 — ошиновка КРИЧУ 110 кВ; 7 — трансформатор ТМН-2500/110; 8 — токопровід осередки введення; 9 — осередки КРУН; 10 — огорожа; 11 — вузол установки ЗОН-110 і розрядників РВС-35 і РВС-15.



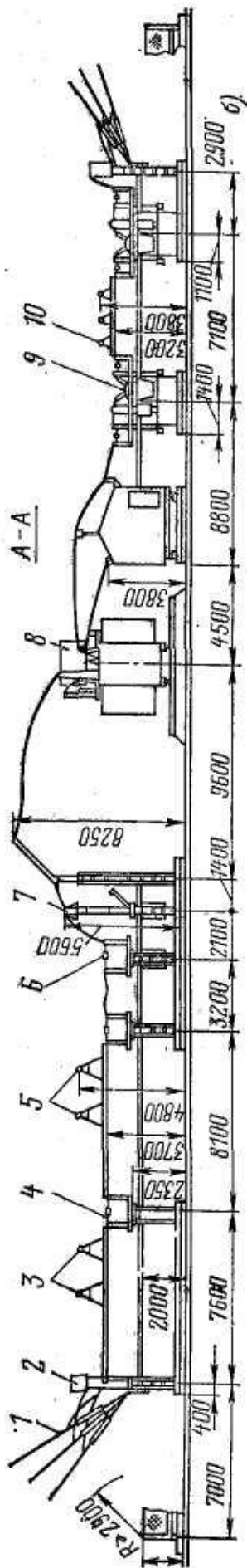


Рис. 2 Комплектная трансформаторная подстанция (КТПБ) 110/35/6 (10) кВ.

a — план подстанции; *б* — натяжное устройство спусков 110 кВ; 2 — аппаратура ВЧ-связи; 3 — шины ремонтной переключки; 4 — блок разъединителей; 5 — шины переключки с выключателем; 6 — блок отделителей; 7 — блок короткозамыкателей и разрядников; 8 — трансформатор; 9 — блок выключателя 35 кВ; 10 — сборные шины 35 кВ.

На мал. 2 показані план і розріз КТПБ з двома триобмотковими трансформаторами 110/35/6 (10) кВ. КРИЧУ 110 і 35 кВ виконано з окремих блоків, на яких змонтовано устаткування, апаратуру і внутрішні з'єднання. У перемищці 110 кВ встановлений вимикач МКП-110М. Ошиновка КРИЧУ виконана трубами із сплаву алюмінію, а відпаювання — гнучкими проводами А і АС. На стороні 6 (10) кВ встановлені шафи КРУН серій К-37, К-39, К-44 на кожну секцію до 8 шт. При необхідності можна встановити реактори 6 (10) кВ. Будівля ОПУ збирається з утеплених панелей і розрахована на установку панелей релейної захисту, пристроїв зв'язку і телемеханики, а також має кімнату для оперативно-виїзної бригади.

Компоновка КТП легко може здійснюватися по різних схемах шляхом вибору тих або інших блоків по сетке схем. [2]

2. Система обліку і контролю, інформаційне забезпечення підстанції.

У загальному випадку на щитах управління повинні передбачатися наступні види сигналізації: положення комутаційних апаратів, аварійна, застережлива і командна.

2.1. Сигналізація положення комутаційних апаратів

Сигналізація положення комутаційних апаратів (вимикачів, раз'єдинителів і їх заземляючих ножів) служить для інформації оперативного персоналу про полягання схеми електричних з'єднань в нормальних і аварійних умовах і може здійснюватися різними способами. На мал. 3 приведена принципіальна схема світлової сигналізації положення для раз'єдинителів з пофазним управлінням (35—110 кВ).

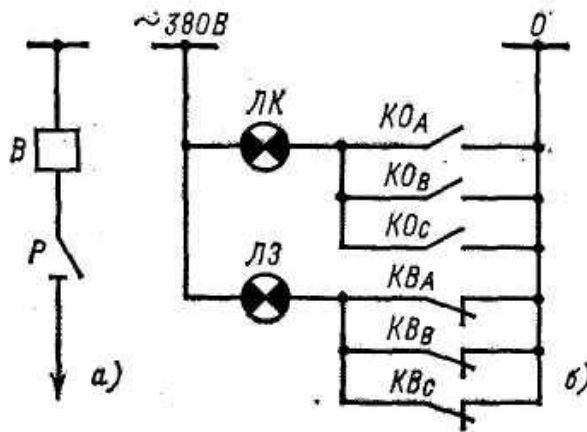
Кожна фаза раз'єдинителя приводиться в дію електроруховим приводом типу ПДН. Сигнальні лампи — червона («включено») і зелена («відключено») — встановлюються на пульті, дистанційного керування.

У відключеному положенні раз'єдинителя замкнуті допоміжні контакти *KB* і горить зелена сигнальна лампа. У включеному положенні замкнуті допоміжні контакти *До* і горить червона сигнальна лампа. Контакти *KB* і *До* мають зв'язок з приводом і перемикаються в кінцевих положеннях раз'єдинителя (включеному і відключеному).

Сигналізація положення вимикачів виконується, як правило, за допомогою сигнальних ламп.

Сигнальні лампи розполагають безпосередньо у ключа управління або встраивають в мнемонічну схему щита.

Світлова сигналізація положення виконується по-різному залежно від прийнятої схеми управління выключа́телем.



Мал. 3. Схема світлової сигналізації положення роз'єдинителя з дистанційним пофазним приводом.

a — пояснююча схема; *б* — схема вторинних ланцюгів.

На мал. 4 приведена схема сигналізації при використанні ключа ПМОВФ. У цій схемі підготовчі перемикання в цепях сигналізації проводяться контактами ключа одночасно з подачею команди, а зміна положення вимикача фіксується допоміжними контактами вимикача. Живлення сигнальних ламп проводиться від тих же шин, що і живлення ланцюгів управління.

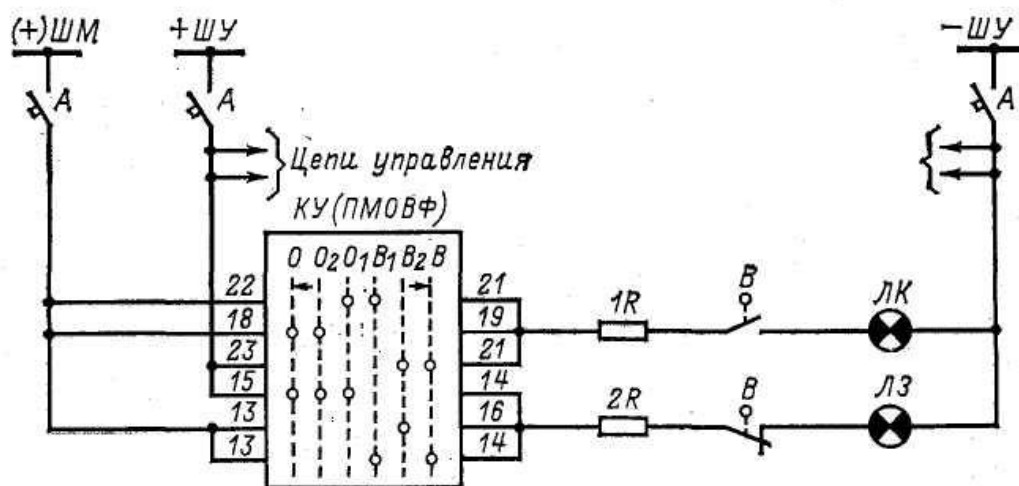
Сигналізація про основні положення вимикача «включено» і «відключено» здійснюється при відповідності положення рукоятки ключа положенню контактів вимикача. Наприклад, якщо ключ знаходиться в положенні «відключено» і вимикач відключений, в схемі (мал. 4) утворюється ланцюг: +ШУ, контакти 15—14 ключа, резистор 2R, нормально замкнутий допоміжний контакт вимикача В, зелена лампа ЛЗ, — ШУ. Зелена лампа горить рівним світлом. Ланцюг червоної лампи розімкнений.

Якщо ключ знаходиться в положенні «включено» і вимикач включений, то утворюється ланцюг сигналізації: +ШУ, контакти 23—21 ключа, резистор 1R, допоміжний контакт вимикача В (замкнеться при включенні вимикача), лампа ЛК, — ШУ. Червона лампа горить рівним світлом.

Для залучення уваги оперативного персоналу при автоматическом включенні або відключенні вимикачів виконується миготливе свічення сигнальних ламп (якщо відбувається включення вимикача, мигає червона

лампа, а при автоматичному отключенні — зелена).

У разі застосування ключа ПМОВФ схема виконується з використанням невідповідності між положеннями ключа і контактів вимикача (наприклад, ключ в положенні «включено», «заздалегідь включено», а вимикач відключений або ключ в положенні «відключено», «заздалегідь відключено», а вимикач включен).



Мал. 4. Схема сигналізації положення вимикача при використанні ключа ПМОВФ

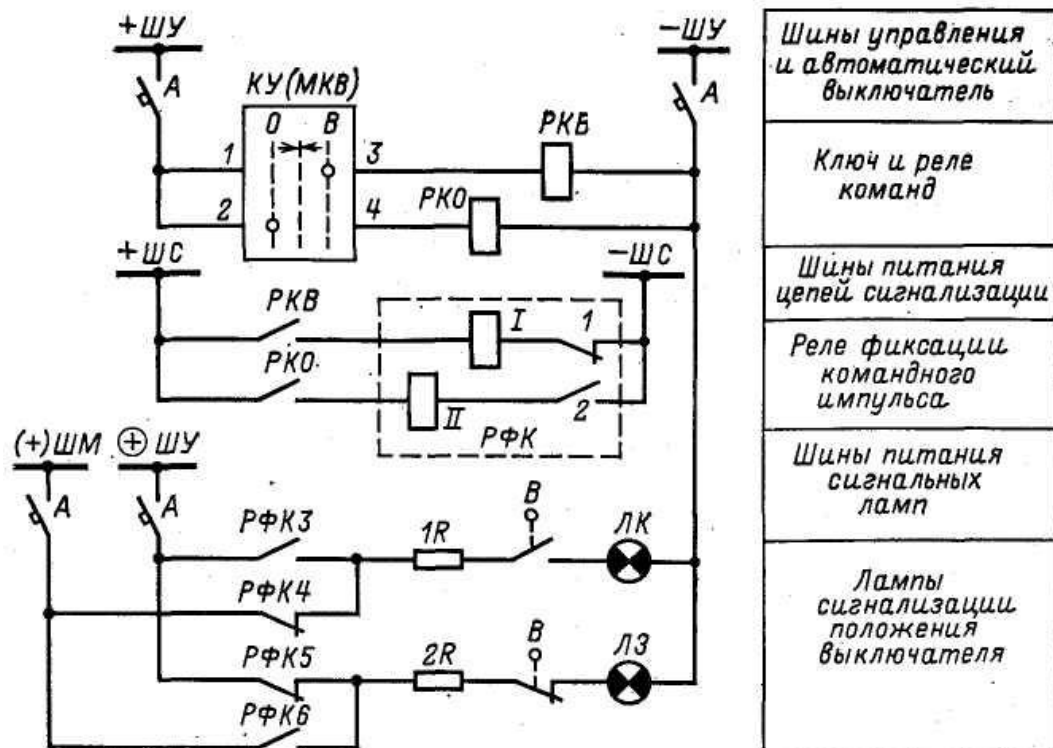
При положенні ключа «включено» і відключеному положенні вимикача струм проходить по ланцюгу: (+) ШМ, контакти 13—14 ключа, резистор 2R, допоміжні контакти вимикача B, лампа ЛЗ, — ШУ. Зелена лампа горить миготливим світлом.

При положенні ключа «відключено» і включеному положенні вимикача струм проходить по ланцюгу: (+) ШМ, контакти 18—19 ключа, резистор 1R, допоміжні контакти вимикача B, лампа ЛК, — ШУ. Червона лампа горить миготливим світлом. Зелена лампа горить миготливим світлом також при положенні ключа управління «заздалегідь включено» і відключеному вимикачі, а червона лампа мигає при положенні ключа управління «заздалегідь відключено» і включеному вимикачі.

Як видно, описана схема дозволяє чітко фіксувати з пункту управління всі положення вимикача і вести контроль за виконанням команд, що

управляють.

Істотні відмінності має схема сигналізації положення вимикача при використанні ключів типів ПМОВ, КВ і МКВ, які не мають фіксованих положень, окрім нейтрального, і не призначені для безпосереднього утворення ланцюгів сигналізації положення. В цьому випадку для сигналізації застосовуються спеціальні реле фіксації команди РФК.



Мал. 5. Схема сигналізації положення вимикача при використанні релейної схеми управління.

Приклад схеми сигналізації положення вимикача з використанням реле РФК показаний на мал. 5. Управління вимикачем в даному випадку здійснюється ключем типу МКВ.

Як реле фіксації застосовується двопозиційне реле, що має дві обмотки, за допомогою яких ярів реле перемикається в будь-яке з двох фіксованих положень. Перемикання реле РФК здійснюється подачею імпульсу в обмотку, контакт в ланцюзі якої замкнутий. При протіканні струму по обмотці ярів РФК міняє положення і перемикає свої контакти. Нове положення контактів реле зберігає до тих пір, поки не буде поданий імпульс в другу обмотку,

підготовлену до протікання струму.

При подачі цього імпульсу реле повертається в початкове положення і так далі

Стан схеми, показаної на мал. 5, відповідає відключеному положенню вимикача. Створений ланцюг живлення зеленої лампи: $+ШУ$, замкнуті контакти $R\phi k5$, резистор $2R$, допоміжні контакти вимикача B , лампа $ЛЗ$, — $ШУ$, яка горить рівним світлом.

При подачі команди «включити» контактами ключа управління $1—3$ замикається ланцюг обмотки реле PKB , яке подає живлення на обмотку I реле $R\Phi K$ ($+ШС$, контакти PKB , обмотка $I R\Phi K$, послідовні контакти $R\phi k.1$, — $ШС$). Реле $R\Phi K$ перекидає якір в друге фіксоване положення, замикаючи контакти $2, 3, 6$ і розмикаючи $1, 4, 5$.

Після завершення операції включення допоміжні контакти B міняють своє положення і утворюється ланцюг живлення червоної лампи: $+ШУ$, контакти $R\Phi K3$, резистор $1R$, допоміжний контакт вимикача B , лампа $ЛК$, — $ШУ$. Червона лампа спалахує рівним світлом. Відпуск рукоятки ключа після появи сигналу про виконання команди не проводить змін в схемі сигналізації. Червона лампа горить протягом всього часу, поки вимикач включений. При автоматичному відключенні вимикача дією захисту зелена лампа зажевріє миготливим зеленим світлом через контакт $R\Phi K6$.

При подачі команди на відключення контактами ключа працює реле PKO і своїми контактами замикає ланцюг обмотки $II R\Phi K$. Реле $R\Phi K$, спрацьовує, замикає контакти $1, 4, 5$ і розмикає $2, 3, 6$. Після відключення вимикача B утворюється вже розглянутий вище ланцюг сигналізації положення «відключено». При автоматичному включенні вимикача, наприклад під дією ABP , червона лампа спалахує миготливим світлом через контакти $R\phi k4$.

Зіставлення схем, приведених на мал. 4 і 5, показує, що при використанні ключа типу ПМОВФ потрібна більша кількість проводів, що сполучають ключ на пульті з пристроями сигналізації, чим при використанні ключа МКВ. До того ж ключ ПМОВФ повинен мати великий набір різноманітних пакетів.

Розміщення великого числа ключів ПМОВФ веде також до збільшенню габаритів щита управління. Тому ключ ПМОВФ рекомендується до застосування при невеликій кількості вимикачів.

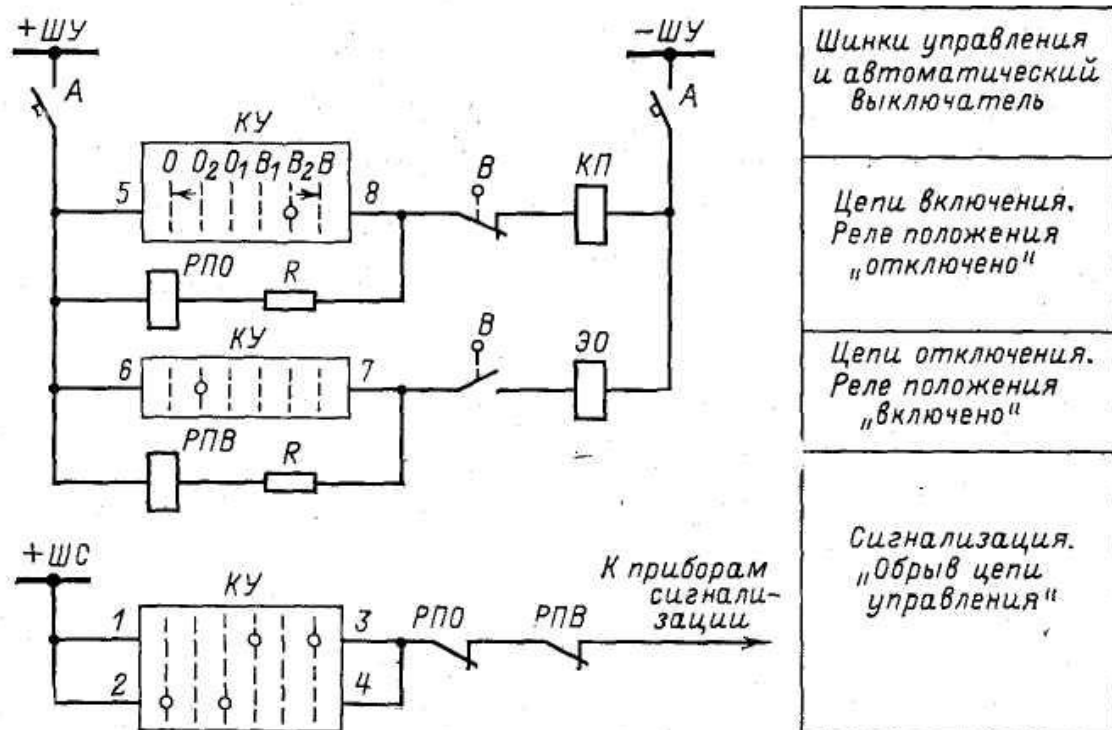
2.2. Застережлива сигналізація

Цей вид сигналізації сповіщає персонал про ненормальний режим роботи контрольованих об'єктів і частин електроустановки або про ненормальний стан вторинних ланцюгів захисту і автоматики.

Принцип дії цього виду сигналізації аналогічний принципу дії аварійної сигналізації (зі світловим і звуковим сигналами). Звуковий застережливий сигнал від аварійного сигналу, як правило, виконується відмінним по тону (зазвичай застосовується дзвінок). При малій кількості контрольованих параметрів допускається мати тільки світлову сигналізацію.

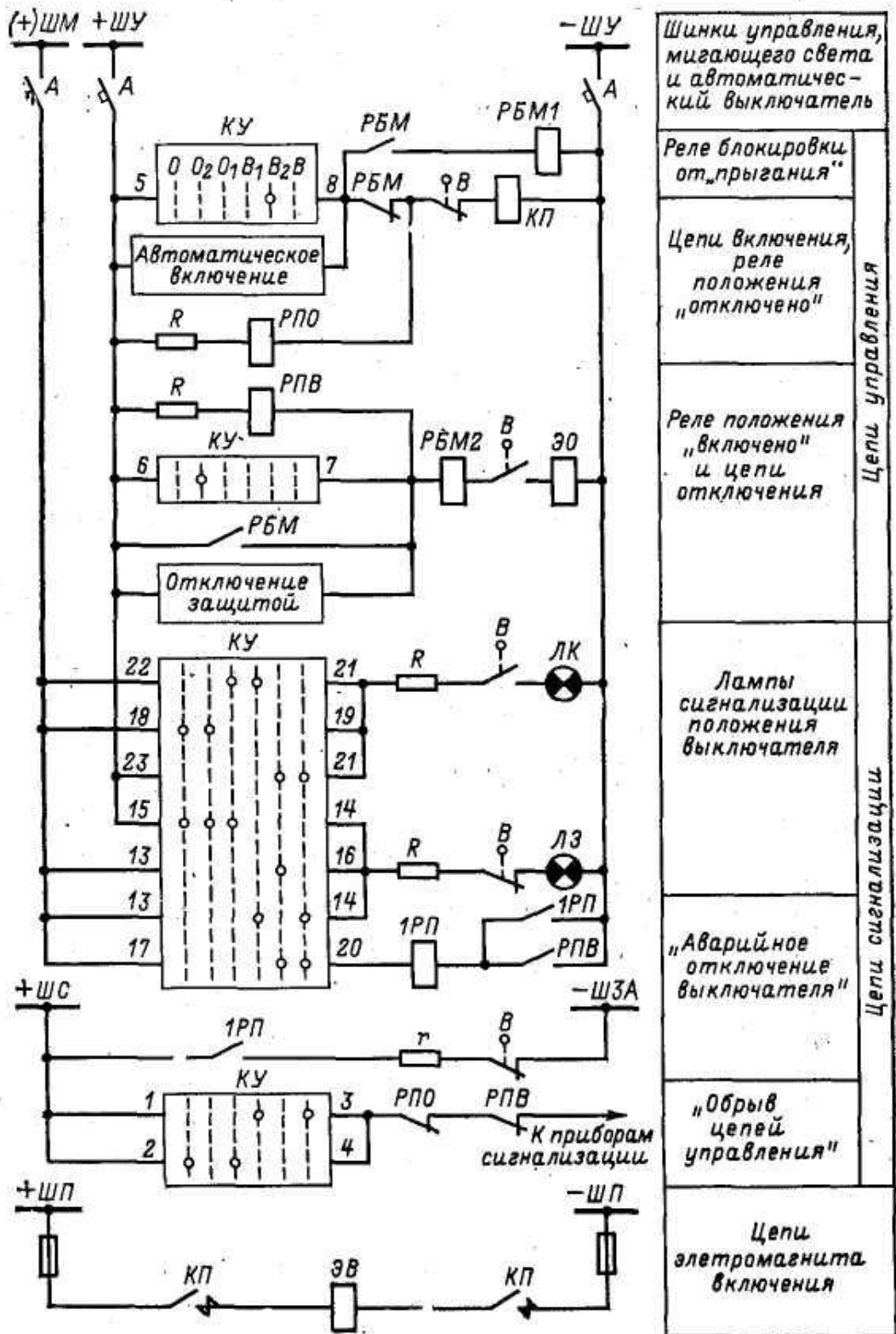
Прикладом виконання застережливої сигналізації може служити контроль ланцюгів управління вимикачем, в якому передбачається контроль ланцюга подальшої операції (при включеному вимикачі контролюється опір ланцюгу відключення, при відключеному — ланцюги включення).

На мал. 6 показана принципова схема запуску пристроїв застережливої сигналізації у разі обриву ланцюгів управління (схема з ключем ПМОВФ). Для контролю ланцюгів управління використано два проміжні реле: реле положення «включене» *РПВ*, що фіксує включене положення вимикача і контролює ланцюг відключення, і реле положення «відключене» *РПО*, що фіксує відключене положення вимикача і контролює ланцюг включення. У ланцюзі цих реле встановлюються додаткові резистори *R* для виключення помилкового спрацьовування контактора *КП* або електромагніту відключення у разі закорачивання обмоток *РПО* і *РПВ*.



Мал. 6. Схема запуска застережливой сигнализации обрыва ланцюгів управління вимикачем.

Запуск сигналізації обриву ланцюгів управління відбувається через послідовно включені розмикаючі контакти реле *РПВ* і *РПО*. При справному стані ланцюгів управління обмотка одного реле обтекається струмом, а іншого знеструмлена. В результаті ланцюг подачі сигналу розімкнений. У разі обриву ланцюга подальшої операції обмотки обох реле виявляються знеструмленими і відбувається запуск сигналізації.



Мал. 7. Загальна схема управління і сигналізації вимикача з ключем ПМОВФ.

Окрім розглянутих видів сигналізації на електростанціях і підстанціях застосовуються також сигналізація, контролююча дію пристроїв релейного захисту і автоматики, і командна сигналізація, призначена для передачі найбільш важливих команд обслуговуючому персоналу агрегатних щитів управління в процесі експлуатації.

У справжньому розділі розглянуті основні принципи виконання схем управління комутаційною апаратурою і різних видів сигналізації. Сукупність цих схем складає загальну схему управління і сигналізації вимикача. Як приклад на мал. 7 показана загальна схема управління і сигналізації вимикача.[2]

3. Науковий підхід до надійності енергопостачання підстанції

РТП-110/35/10 кВ.

Під надійністю електропостачання розуміється здатність електричної мережі у будь-який момент часу забезпечити споживачів електроенергією в необхідному об'ємі і заданій якості.

Розрізняють три категорії споживачів по надійності електропостачання.

До першої категорії відносять споживачів, порушення електропостачання яких спричиняє за собою значний матеріальний збиток унаслідок масового псування продукції і серйозний розлад технологічного процесу. Крупні тваринницькі ферми і комплекси, що проводять продукцію на промисловій основі, є споживачами першої категорії. До першої категорії також відносять електроприймачі особливо важливих об'єктів несільськогосподарського призначення, розташованих в сільській місцевості: операційні відділення лікарень, пологові будинки і так далі

Споживачі першої категорії мають бути забезпечені резервним електропостачанням. Джерелом резервного живлення можуть бути мережі електроенергетичної системи або спеціальна резервна електростанція. Джерело резервного живлення вибирається шляхом техніко-економічного порівняння різних варіантів. Резервні джерела електропостачання найбільш відповідальних споживачів першої категорії повинні вводитися в дію автоматично.

При виході з ладу будь-якого з джерел що залишився в роботі повинен забезпечити навантаження електроприймачів першої і другої категорій при відхиленнях напруги не більше ніж на 10 %.

До другої категорії відносяться споживачі, перерва в електропостачанні яких приводить до порушення виходу сільськогосподарської продукції і її часткового псування.

Споживачі і електроприймачі другої категорії рекомендується забезпечувати електроенергією від двох незалежних джерел живлення. З електроприймачів другої категорії виділяється група, що не допускає перерв в

електропостачанні тривалістю більше 0,5 ч, решта електроприймачів допускає перерву на час ручного включення резерву

До третьої категорії відноситься решта споживачів, не відповідних під визначення першої і другої категорій. Для електроприймачів третьої категорії допускаються перерви електропостачання на якийсь час, необхідне для ремонту або заміни пошкодженого елемента системи електропостачання, але не більше 1 доби.

Рівень надійності системи електропостачання на певному етапі розвитку техніки, що склався, кінець кінцем визначається витратами на споруду і експлуатацію системи. Підвищення рівня надійності, як правило, пов'язане із збільшенням витрат на споруду і експлуатацію системи. Проте при цьому зменшується збиток від перерв електропостачання споживачів.

Критерієм оцінки надійності системи електропостачання для споживачів другої і третьої категорії служать два показники надійності:

- параметр потоку відмов w ;
- середній час відновлення t .

Параметр потоку відмов - це середня кількість відмов елемента в одиницю часу (зазвичай за рік). **Середній час відновлення** - це час аварійного простою електроустановки.

Для електроприймачів другої категорії, що не допускають перерв в електропостачанні тривалістю більше 0,5 години, встановлений наступний нормативний показник надійності:

$$w = 2.5 \text{ відмови в рік } (t < 0,5 \text{ ч}).$$

Розрахункові показники надійності визначаються за довідковими даними про надійність елементів системи електропостачання залежно від схеми їх з'єднань від джерела живлення до точки підключення споживача і з урахуванням умов експлуатації.

Якщо рівень надійності електропостачання споживачів не відповідає нормам, необхідно приймати заходи для підвищення надійності

електропостачання споживачів з метою скорочення кількості і тривалості відключень.

Підвищення рівня надійності електропостачання є техніко-економічним завданням, при вирішенні якої мінімізуються приведені до одного року витрати, що включають капітальні вкладення, витрати експлуатації і збиток від недоотпуска електроенергії.

Розроблені правила досягнення нормованого рівня надійності, що враховують закономірності формування системи електропостачання сільськогосподарських споживачів. В цьому випадку з метою спрощення розрахунків при проектуванні безпосередній розрахунок показників надійності не проводиться.

При проектуванні системи електропостачання насамперед розглядається можливість застосування одноструматурних підстанцій.

Двоструматурні підстанції споруджуються в наступних випадках:

- на підстанції потрібна установка трансформатора потужністю понад 6300 кВА;
- відстань між сусідніми підстанціями більше 45 км.;
- від шин 10 кВ підстанції відходять 6 і більш за лінії 10 кВ;
- одна з ліній 10 кВ, що відходить від даної підстанції і живить споживачів I і II категорії по надійності, не може бути зарезервована від сусідньої підстанції 35—110 кВ, що має незалежне від даної підстанції живлення;
- заміною перетину проводів на магістралі лінії 10 кВ не забезпечуються нормативні відхилення напруги у споживачів.

Для підвищення надійності електропостачання по одиночних лініях широко застосовується автоматичне секціонування, тобто розділення лінії на два або декілька ділянок за допомогою комутаційних апаратів, що працюють автоматично. Пункти автоматичного секціонування можуть встановлюватися як в магістральній лінії (послідовне секціонування), так і на початку найбільш протяжних відгалужень (паралельне секціонування). Ефект від автоматичного секціонування виходить за рахунок того, що при короткому замиканні за

пунктом секціонування відключається секціонуючий вимикач, а живлення решти споживачів зберігається.

Апаратами автоматичного секціонування можуть служити: плавкі запобіжники; вимикачі масляні або вакуумні, обладнані релейним захистом і пристроєм АПВ і здатні відключати струми короткого замикання; вимикачі навантаження і автоматичні віддільники, які відключаються тільки в бестокову паузу, що настає після відключення пошкодженої лінії головним вимикачем.

Плавкі запобіжники для секціонування повітряних ліній 10 кВ практично не застосовуються. Автоматичні віддільники поки не знайшли широкого застосування через відсутність серійної апаратури (віддільники, пристрої автоматики і джерела оперативного струму).

Апаратом, що відповідає всім вимогам автоматичного підходу, є вакуумний реклоузер, випуск якого початий нашою промисловістю останніми роками.

Реклоузер є сукупністю вакуумного комутаційного модуля з вбудованою системою вимірювання струмів і напруги і шафи управління з мікропроцесорною системою релейного захисту і автоматики. Реклоузер дозволяє виконувати наступні функції:

- оперативні перемикання в розподільній мережі (місцева і дистанційна реконфігурація);
- автоматичне відключення пошкодженої ділянки;
- автоматичне повторне включення лінії (АПВ);
- автоматичне виділення пошкодженої ділянки;
- автоматичне відновлення живлення на непошкоджених ділянках мережі (АВР);
- автоматичний збір, обробку і передачу інформації про параметри режимів роботи мережі і стан власних елементів.

Реклоузер може також використовуватися як головний вимикач на відкритих розподільних пристроях і розподільних пунктах. З його допомогою

можна підключати нових споживачів. Виняткова функціональність релейного захисту і автоматики, широкі можливості, по діагностиці параметрів режимів роботи мережі дозволяють застосовувати реклоузер для вирішення самих різних завдань автоматизації аварійних режимів і управління розподільними мережами. Впродовж всього терміну служби реклоузер не потребує обслуговування, а термін експлуатації його складає 25лет

Високий ступінь надійності електропостачання сільських споживачів, як вже було сказано, може бути досягнута підвищенням надійності роботи елементів електричних мереж, їх резервуванням, а також автоматизацією і телемеханізацією.

Різні способи резервування забезпечують різний ступінь підвищення надійності. Проте і при мережевому резервуванні не усуваються відключення ТП 10/0,4 кВ, велика вірогідність одночасного пошкодження основною і резервною повітряних ліній електропередачі при ожеледі, грозі, сильному вітрі, а також можливі пошкодження в мережі високої напруги, особливо при резервуванні від тієї ж підстанції, яка здійснює основне живлення. Тому мережеве резервування не гарантує абсолютної надійності електропостачання.

У цих умовах найбільш ефективно резервування електроприймачів I і II категорії за допомогою ДЕС. Використання автономних електростанцій повністю виключає перерви, викликані аварійними і плановими відключеннями в електричних мережах, і дає економічний ефект навіть за наявності мережевого резервування. Цей ефект визначається шляхом зіставлення очікуваного збитку від недоотпуска електроенергії і витрат на резервування.

Резервні електростанції економічно доцільно застосовувати за умови, якщо питомий збиток від недоотпуска електроенергії рівний або більше питомих приведених витрат на електроенергію, що виробляється резервною електростанцією.

Відповідно до свого призначення резервні електростанції працюють тільки при перервах в системі централізованого електропостачання. У сільських мережах загальна тривалість перерв навіть в найсприятливіших умовах не

перевищує 150 – 200 ч в рік. Фактичний же час роботи резервних електростанцій ще менше із-за можливого неспівпадання перерв електропостачання і технологічних процесів сільськогосподарського виробництва.

Для підвищення ефективності використання резервних електростанцій необхідно на аварійний період вводити примусовий графік електропостачання шляхом відключення невідповідальних споживачів, а також зрушення за часом технологічних процесів.

При порушеннях роботи магістральних ділянок мережі дизельну електростанцію через пересувну підстанцію слід підключати до непошкодженої ділянки лінії 10 кВ або безпосередньо до шин 0,4 кВ ТП.

Існує декілька різних підходів до вибору потужності резервних станцій. Найчастіше її приймають рівній сумарній максимальній розрахунковій потужності навантаження станції, $P_{\text{махрасч}}$, тобто максимальному розрахунковому навантаженню відповідальних резервованих електроприймачів.

Максимальним розрахунковим (резервованою) навантаженням (потужністю) називається найбільше електричне навантаження (потужність) одночасно працюючих відповідальних електроприймачів.

Максимальне розрахункове навантаження рекомендується визначати по сумарному графіку приєднаної потужності відповідальних електроприймачів при живленні їх від системи резервного електропостачання. При цьому на об'єктах, що діють, графік отримують шляхом проведення вимірів навантажень, а для знов проєктованих – шляхом побудови відповідно до методичних вказівок за розрахунком електричних навантажень в мережах 0,38-110 кВ сільськогосподарського призначення.

Як максимальне розрахункове навантаження приймають сумарну приєднану потужність відповідальних електроприймачів, визначену за 30 мін (півгодинний максимум), яка має місце в інтервалі часу з найбільшим значенням навантаження за період роботи системи резервного

електропостачання з урахуванням середневзвешеного коефіцієнта потужності **cos ϕ** .

За основу графіка електричних навантажень береться часовий (по годиннику доби) графік роботи технологічного устаткування в режимі харчування від системи резервного електропостачання в саму навантажену зміну. При формуванні технологічного графіка в нього насамперед включають процеси, робота яких має бути збережена в повному об'ємі, а потім процеси, які можуть здійснюватися в обмеженому діапазоні потужності. При цьому слід прагнути зменшити розрахункове навантаження: шляхом зменшення потрібної потужності окремих виробничих процесів, тобто введення послідовної роботи тих процесів, де при живленні від системи централізованого електропостачання передбачена їх одночасна робота; шляхом введення переривистого режиму роботи по окремих процесах або перенесення їх на інший час доби.

Сумарний графік електричних навантажень дозволяє визначити як максимум навантажень ДЕС, так і різницю між потужністю ДЕС і поточним навантаженням відповідальних електроприймачів з розподілом її по годиннику доби. На цей час можна знімати обмеження в роботі менш відповідальних електроприймачів і додатково завантажувати генератори до їх номінальної потужності.

На об'єктах, що діють, знімається графік електричних навантажень відповідальних електроприймачів при живленні їх від системи централізованого електропостачання. При цьому можуть бути використані два способи: прямий – шляхом включення самописних або показуючих ватметрів або непрямий – шляхом зняття свідчень лічильників або амперметрів з подальшим обчисленням навантаження в кіловатах або кіловольтамперах.

У випадках, коли розрахункове навантаження трохи перевищує найближчу номінальну потужність електроагрегату, то перш ніж перейти до вибору електроагрегату з наступною більшою номінальною потужністю слід розглянути можливість додаткового зниження максимуму розрахункового

навантаження шляхом зміни (зрушення) часу роботи окремих відповідальних електроприймачів.

Загальна потужність вибраних електроагрегатів (генераторів) P_e має бути більше максимального навантаження електроприймачів P_{max} на значення навантаження власних потреб станції і втрат потужності в проводах електричної мережі. Перевантаження агрегатів автономно працюючої електростанції недопустиме, оскільки спричиняє за собою зниження частоти змінного струму.

Максимальне навантаження

$P_{\text{макрасч}} = \frac{P_{\text{max}} \cdot k_{\text{пот}}}{k_{\text{сн}}} \quad (3.1)$	
--	--

де P_{max} – загальне максимальне навантаження відповідальних споживачів (електроприймачів), кВт; $k_{пот}$ - коефіцієнт, що враховує втрати потужності в мережах ($k_{пот} = 1,05$); $k_{сн}$ – коефіцієнт, що враховує навантаження власних потреб ($k_{сн} = 0,95 \text{ е } 0,97$). Потужність на затисках генераторів

$P_3 = \sum_{i=1}^n P_{e_i} \cdot \eta_{e_i} \cdot \eta_{пер_i} \quad (3.2)$	
--	--

де n - число агрегатів станції; P_{e_i} - ефективна потужність дизеля по паспорту, кВт; η_{e_i} - ККД генератора; $\eta_{пер_i} \sim$ ККД передачі (при ремінній передачі).

Потужність на затисках генераторів має бути більше максимального навантаження.

Правила технічної експлуатації рекомендують при безперервній роботі дизельного двигуна понад 24 ч знижувати навантаження для чотиритактного двигуна до 90%, а для двухтактного - до 85%.

Відповідно до цього потужність на затисках генератора

$P_3 = 0,9 \cdot P_e \cdot \eta_{ген} \cdot \eta_{пер} \quad (3.3)$	
---	--

Номинальна потужність генератора повинна забезпечувати можливий пуск асинхронного короткозамкнутого електродвигуна відповідального електроприймача найбільшої потужності, оскільки пусковий струм таких двигунів в 4 – 6 разів перевищує номінальний. При цьому слід мати на увазі, що дизельні електроагрегати забезпечують надійний пуск прямим включенням електродвигуна потужністю, рівною 50 – 70% номінальній потужності генератора. При цьому генератор має бути незавантажений (холостий хід), навантаження електродвигуна має бути не більше 30% номінальною. При невиконанні цих умов необхідно вибирати потужність електростанції на 40 – 60% більше сумарної встановленої потужності споживачів.

Втрата напруги на затисках електродвигуна у момент пуску, як правило, не повинна перевищувати 40% номінального, при цьому напруга на затисках будь-якого з працюючих електродвигунів, що харчуються від цього ж електроагрегату, не повинно знижуватися більш ніж на 20%. Як вже наголошувалося вище, для полегшення пуску могутнього асинхронного двигуна (при генераторі сумірної потужності) рекомендується підключати його до ДЕС в неодружену або з частковим навантаженням, при цьому рекомендується форсувати збудження генератора (можна уручну) шляхом шунтування спеціальним рубильником всіх регулювальних і настановних опорів в ланцюзі обмотки збудження збудника.

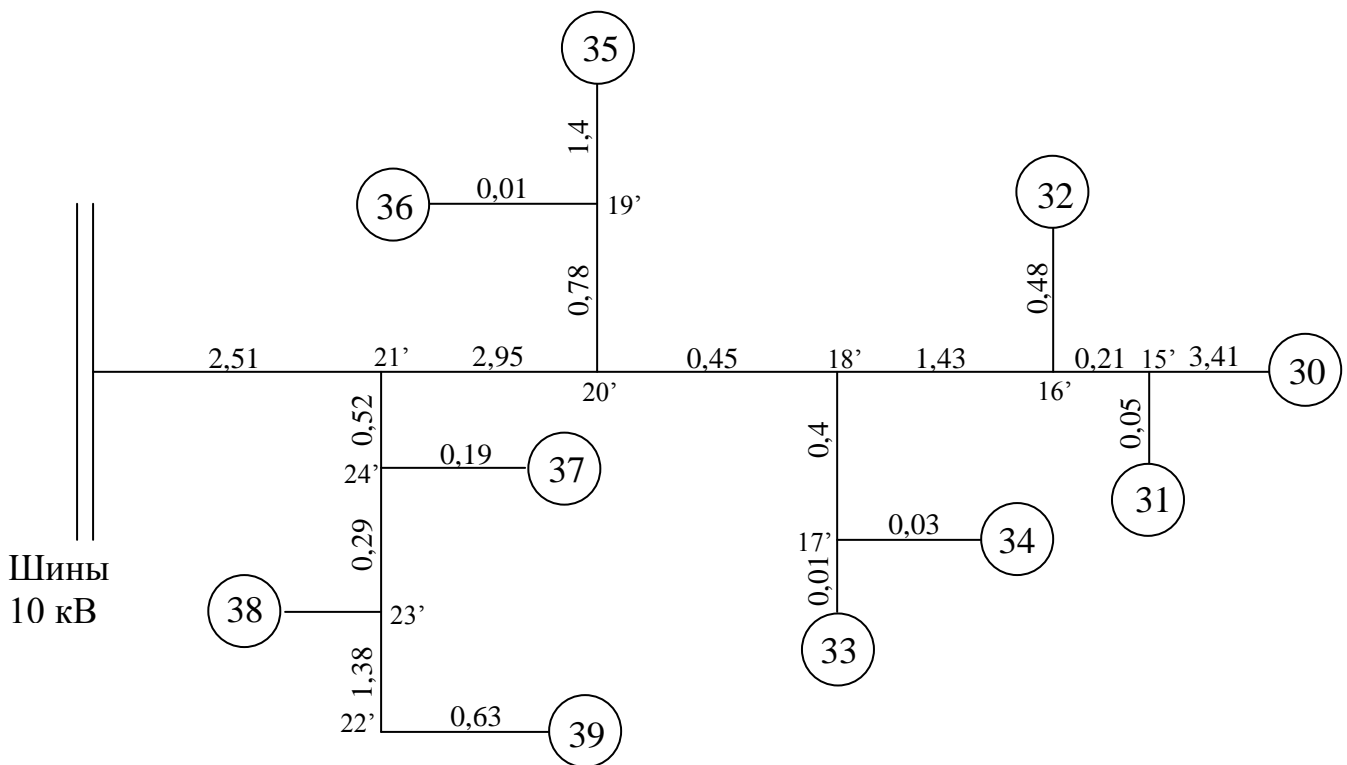
У випадках, коли навантаження значно змінюється протягом доби або роки і часто може працювати один могутній агрегат з великим навантаженням, а також у випадках, коли немає в наявності або неможливо придбати електроагрегат з номінальною потужністю, достатньою для забезпечення максимального навантаження, рекомендується застосовувати два електроагрегати. При цьому по графіку навантажень має бути визначене час включення і відключення другого електроагрегату.

Іншим, більш обгрунтованим способом вибору потужності резервних електростанцій є зіставлення очікуваного збитку від перерв централізованого електропостачання з додатковими витратами на резервні станції. Проте такий

підхід до вибору її потужності при використанні середніх значень початкових даних по кількості і тривалості перерв, будучи простим, може привести до помилкових рішень. Річ у тому, що показники надійності роботи мереж, необхідних для розрахунку збитку залежно від місця розташування мереж, рівня експлуатації і інших чинників, можуть коливатися в широких межах. Великий розкид може бути і в значеннях питомих ущербов. Крім того, збиток залежить не тільки від частоти і тривалості відключень, але і від моменту кожного відключення, тобто відповідно від числа і типу технологічних процесів, які збігаються з перервою електропостачання.

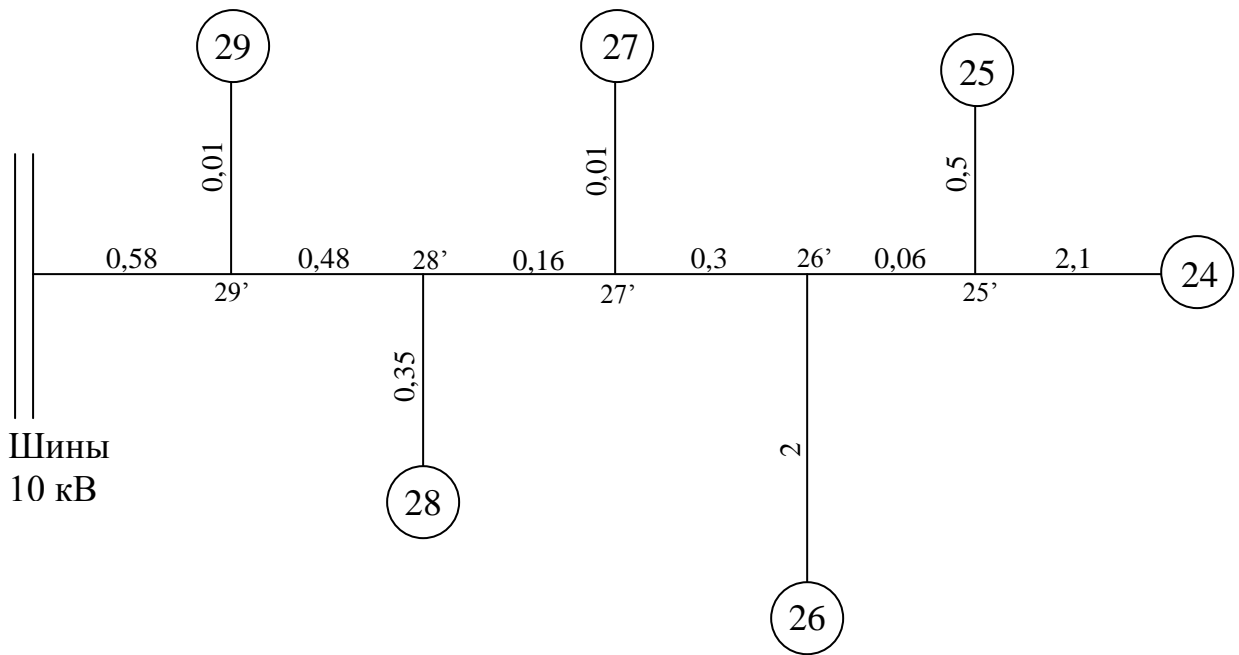
Схема живлення виглядатиме так:

Лінія №1



Результати розрахунків по лінії №1 заносимо в таблицю 1 та 2.

Лінія №2



Підсумовування навантаження лінії №1.

Ділянка лінії	Вид навантаження	Денне навантаження кВт				Вечірнє навантаження кВт			
		РДБ	РДМ	ΔР	РОД	РВБ	РВМ	ΔР	РІВ
30-15'	Pn	29	-	-	29	-	-	-	-
	Po	29	-	-	29	29	-	-	29
31-15'	Pn	29	-	-	29	-	-	-	-
	Po	29	-	-	29	29	-	-	26
15'-16'	Pn	29	29	19,6	48,6	-	-	-	-
	Po	29	29	19,6	48,6	29	29	29	48,6
32-16'	Pn	57	-	-	57	-	-	-	-
	Po	57	-	-	57	57	-	-	57
16'-18'	Pn	57	48,6	35,4	92	-	-	-	-
	Po	57	48,6	35,4	92	57	48,6	48,6	92
33-17'	Pn	183	-	-	183	-	-	-	-
	Po	183	-	-	183	183	-	-	183
34-17'	Pn	287	-	-	287	-	-	-	-
	Po	287	-	-	287	287	-	-	287
17'-18'	Pn	287	183	141	428	-	-	-	-
	Po	287	183	141	428	287	183	141	428
18'-20	Pn	428	92	68,5	496,5	-	-	-	-
	Po	428	92	68,5	496,5	428	92	68,5	496,5
35-19'	Pn	35	-	-	35	-	-	-	-
	Po	35	-	-	35	35	-	-	35
36-19'	Pn	57	-	-	57	-	-	-	-
	Po	57	-	-	57	57	-	-	57

19'-20'	Pn	57	35	24,4	81	-	-	-	-
	Po	57	35	24,4	81	57	35	24,4	81
20'-21'	Pn	496,5	81	60	556,5	-	-	-	-
	Po	496,5	81	60	556,5	496,5	81	60	556,5
39-22'	Pn	115	-	-	115	-	-	-	-
	Po	115	-	-	115	115	-	-	115
22'-23'	Pn	115	-	-	115	-	-	-	-
	Po	115	-	-	115	115	-	-	115
38-23'	Pn	115	-	-	115	-	-	-	-
	Po	115	-	-	115	115	-	-	115
23'-24'	Pn	115	115	86	201	-	-	-	-
	Po	115	115	86	201	115	115	86	201
37-24'	Pn	115	-	-	115	-	-	-	-
	Po	115	-	-	115	115	-	-	115
24'-21'	Pn	201	86	86	287	-	-	-	-
	Po	201	86	86	287	201	115	86	287
21'-РТП	Pn	556,5	225	225	781,5	-	-	-	-
	Po	556,5	225	225	781,5	556,5	287	225	781,5

Розрахунок по вибору проводів лінії №1 заносимо в таблицю 2.

Розрахунок по вибору проводів лінії №1

Таблиця 2

Ділянка лінії	Довжина на I, км.	Денная навантаження			Вечірнє навантаження			S _{max} кВА	S _{экв} кВА	Дріт		РА, кВт·год
		P _n P _o	cos φ _д	S _д	P _n P _o	cos φ _в	S _в			Старий	Нової	рік
30-15'	3,41	1	0,7	41	0	0,92	32	41	29	АС-25	АС-25	1248
31-15'	0,05	1	0,7	41	0	0,92	32	41	29	АС-25	АС-25	4
15'-16'	0,21	1	0,7	69	0	0,92	53	69	48,6	АС-35	АС-25	147
32-16'	0,48	1	0,7	81	0	0,92	62	81	57	АС-35	АС-25	463
16'-18'	1,43	1	0,7	131	0	0,92	100	131	92	АС-35	АС-25	3604
33-17'	0,01	1	0,7	261	0	0,92	199	261	183	АС-50	АС-25	224
34-17'	0,03	1	0,7	410	0	0,92	312	410	287	АС-50	АС-50	184
17'-18'	0,4	1	0,7	611	0	0,92	465	611	428	АС-50	АС-50	16343
18'-20'	0,45	1	0,7	709	0	0,92	540	709	496,5	АС-35	АС-50	25444
35-19'	1,4	1	0,7	50	0	0,92	38	50	35	АС-35	АС-25	514
36-19'	0,01	1	0,7	81	0	0,92	62	81	57	АС-35	АС-25	9,6
19'-20'	0,78	1	0,7	116	0	0,92	88	116	81	АС-35	АС-25	1542
20'-	2,95	1	0,7	795	0	0,92	605	795	556,5	АС-35	АС-50	209716

21'												
39-22'	0,63	1	0,7	164	0	0,92	125	164	115	AC-35	AC-25	2489
22'- 23-	1,38	1	0,7	164	0	0,92	125	164	115	AC-35	AC-25	5451
38-23'	0,02	1	0,7	164	0	0,92	125	164	115	AC-35	AC-25	79
23'- 24'	0,29	1	0,7	287	0	0,92	218	287	201	AC-35	AC-25	3508
37-24'	0,19	1	0,7	164	0	0,92	125	164	115	AC-50	AC-25	559
24'- 21'	0,52	1	0,7	410	0	0,92	312	410	287	AC-35	AC-50	378
21'- РТП	2,51	1	0,7	1116	0	0,92	849	1116	781,5	AC-35	AC-50	351623

Результати розрахунків по лінії №2 заносимо в таблицю 3 та 4.

Підсумовування навантажень лінії №1.

Ділянка лінії	Вид навантаження	Денная навантаження кВт				Вечірнє навантаження кВт			
		РДБ	РДМ	ΔР	РОД	РДБ	РДМ	ΔР	РОД
24-25'	Pn	46	-	-	46	-	-	-	-
	Рo	46	-	-	46	46	-	-	46
25-25'	Pn	73	-	-	73	-	-	-	-
	Рo	73	-	-	73	73	-	-	73
25'-26'	Pn	73	46	33,2	106,2	-	-	-	-
	Рo	73	46	33,2	106,2	73	46	32	106,2
26-26'	Pn	183	-	-	183	-	-	-	-
	Рo	183	-	-	183	183	-	-	183
26'-27'	Pn	183	106,2	79	262,2	-	-	-	-
	Рo	183	106,2	79	262,2	183	106,2	79	262,2
27-27'	Pn	73	-	-	73	-	-	-	-
	Рo	73	-	-	73	73	-	-	73

27'-28'	Pn	262,2	73	54	316,2	-	-	-	-
	Po	262,2	73	54	316,2	262,2	73	54	316,2
28-28'	Pn	57	-	-	57	-	-	-	-
	Po	57	-	-	57	57	-	-	57
28'-29'	Pn	316,2	57	42	358,2	-	-	-	-
	Po	316,2	57	42	358,2	316,2	57	42	358,2
29-29'	Pn	73	-	-	73	-	-	-	-
	Po	73	-	-	73	73	-	-	73
29'-РТП	Pn	358,2	73	54	412,2	-	-	-	-
	Po	358,2	73	54	412,2	358,2	73	54	412,2

Розрахунок по вибору проводів лінії №2 заносимо в таблицю 4.

Розрахунок по вибору проводів лінії №2

Ділянка лінії	Довжина l, км.	Денная навантаження			Вечірнє навантаження			S _{max} кВА	S _{экв} кВА	Дріт		РА, кВт·год рік
		P _n P _o	cos ² _д	S _д	P _n P _o	cos ² _в	S _в			Старий	Нової	
24-25'	2,1	1	0,7	66	0	0,92	50	66	46	АС-35	АС-25	1443
25-25'	0,5	1	0,7	104	0	0,92	79	104	73	АС-25	АС-25	1178
25'-26'	0,06	1	0,7	151	0	0,92	115	151	106	АС-35	АС-25	201
26-26'	2	1	0,7	261	0	0,92	199	261	183	АС-25	АС-25	1038
26'-27'	0,3	1	0,7	374	0	0,92	285	374	262	АС-35	АС-25	6163
27-27'	0,01	1	0,7	104	0	0,92	79	104	73	АС-25	АС-25	24
27'-28'	0,16	1	0,7	451	0	0,92	343	451	316	АС-35	АС-50	3661
28-28'	0,35	1	0,7	81	0	0,92	62	81	57	АС-35	АС-25	337
28'-29'	0,48	1	0,7	511	0	0,92	389	511	358	АС-35	АС-50	14098
29-29'	0,01	1	0,7	104	0	0,92	79	104	73	АС-25	АС-25	24
29'- РТП	0,58	1	0,7	589	0	0,92	448	589	412	АС-35	АС-50	22633

4. Система захисту основних ліній електропостачання.

4.1. Електрична схема підстанції.

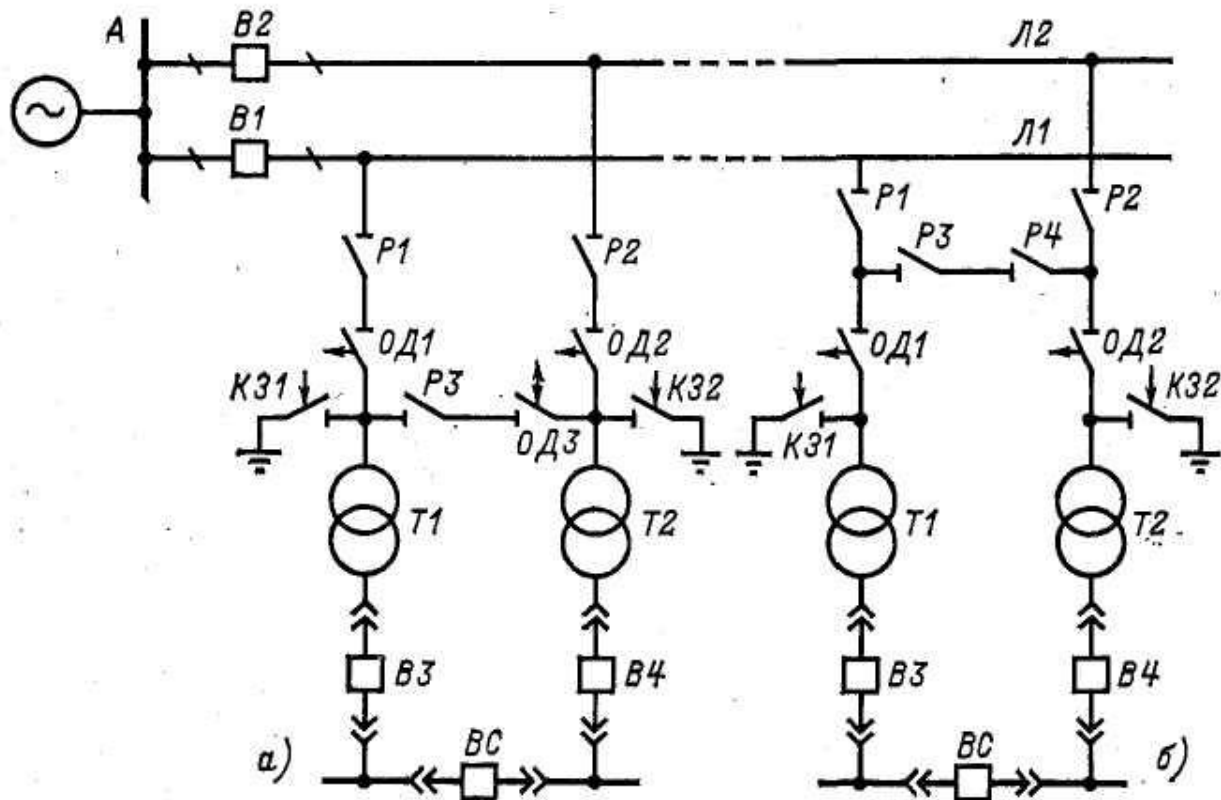
Тупикові і відгалужувальні підстанції виконуються по спрощених схемах без вимикачів високої напруги.

Підстанції 35—110 кВ з двообмоточними трансформаторами невеликої потужності (до 6300 кВ·А) можуть мати на стороні Вн тільки запобіжник і роз'єдинитель. В цьому випадку необхідно перевірити селективність роботи запобіжників і релейною захисту ліній.

Двохтрансформаторні підстанції забезпечуються автоматичною або неавтоматичною перемичкою на стороні вищої напруги (мал. 8).

У автоматичній перемичці (мал. 8, а) встановлений роз'єдинитель і віддільник двосторонньої дії. Нормально *PЗ* включений, а *ОДЗ* відключений, оскільки режим роботи двох ліній на один трансформатор через включену перемичку недопустимий: при пошкодженні в одній з паралельних ліній релейний захист відключить обидві лінії.

Аварійне відключення ліній відбувається набагато частіше, ніж трансформаторів. В цьому випадку і використовується перемичка. Так, при стійкому до. з. на лінії *Л1* відключається вимикач *В1* на живлячому кінці, захистом мінімальної напруги відключається вимикач *ВЗ*, а потім віддільник *Од1*. Для відновлення в роботі трансформатора Т1 автоматично включається віддільник *ОДЗ* в перемичці, а потім вимикач *ВЗ*. Таким чином, на підстанції працюватимуть обидва трансформатори і одне з відгалужень до транзитної лінії *Л2*.



Мал. 8. Схеми двохтрансформаторних відгалужувальних підстанцій. *а* — з автоматичною перемичкою; *б* — з неавтоматичною перемичкою.

Якщо при включеній перемичці відбудеться до. з. у трансформаторі *Т1*, то відключиться *В3*, включиться короткозамкатель *К31*, відключиться *В2*, в бестоковую паузу відключиться *ОД3*, потім спрацює АПВ, і лінія *Л2* залишиться в роботі, отже залишиться в роботі і трансформатор *Т2*.

Як видно з опису різних режимів роботи схеми, автоматичні перемикання можливі тільки при чіткому узгодженні роботи всіх елементів. Наприклад, не можна включити *ОД3*, якщо не відключений *Од1* або *Од2*; *Од1* і *Од2* можна відключати лише після надійного відключення *В3* або *В4* і за відсутності напруги на лініях *Л1*, *Л2*; якщо включений *К31* або *К32*, включити *ОД3* не можна. Дотримання всіх цих умов досягається спеціальними блокуваннями.

Можливе застосування схеми з ремонтною перемичкою з двох разъединителей *Р3*, *Р4*, один з яких в нормальному режимі відключений (мал. 8, б). При стійкому пошкодженні на лінії *Л1* відключаються *В1* і *В3* і дією АВР на стороні 6—10 кВ включається *ВС*, забезпечуючи живлення споживачів від *Т2*. Якщо лінія виводиться в ремонт, то діями чергового персоналу підстанції

або оперативною виїзною бригадою відключається $P1$, включається перемичка $P3$, $P4$ і трансформатор $T1$ ставиться під навантаження включенням $B3$ з подальшим відключенням BC . У цій схемі можливе живлення $T1$ від лінії $L2$ при ремонті $L1$ (або $T2$ від лінії $L1$).

Для збільшення надійності роботи таких підстанцій віддільники і короткозамкательні відкритого виконання замінюються віддільниками і короткозамкательними з элегазом. [3]

4.2. Вакуумні вимикачі ВВ/TEL- 10.

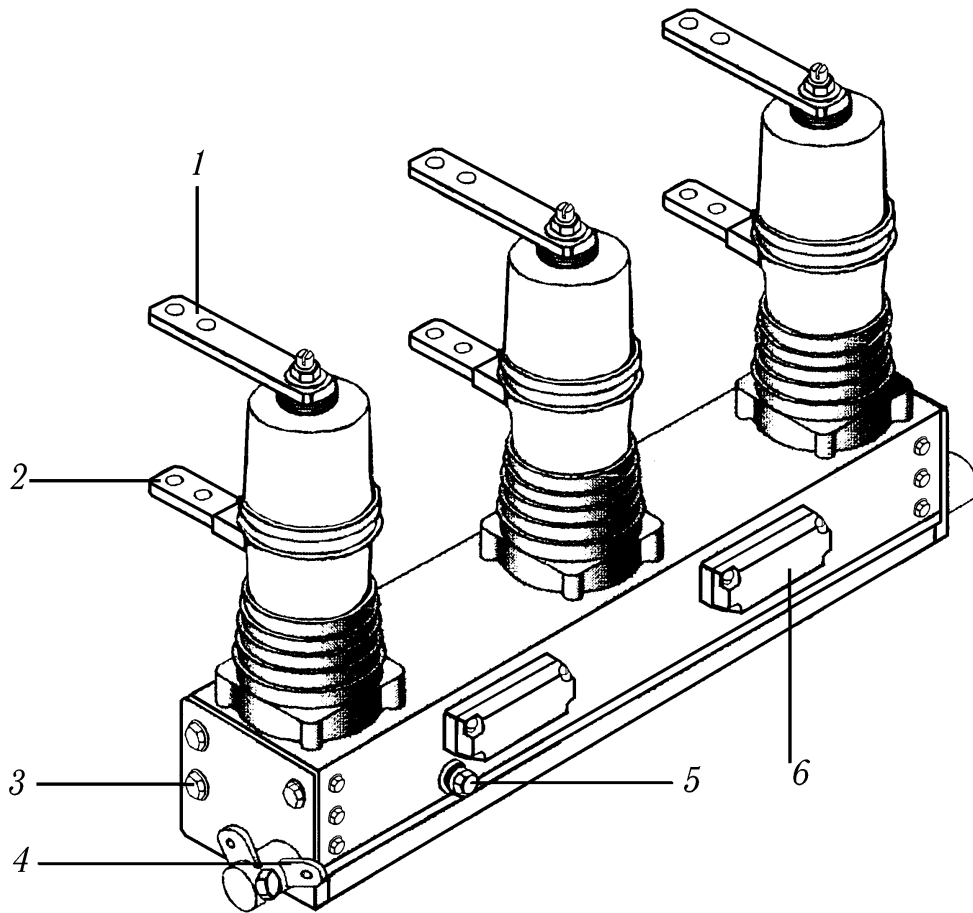
Вакуумні вимикачі ВВ/TEL- 10 призначених для роботи в комплектних розподільних пристроях (КРУ) і камерах стаціонарних одностороннього обслуговування внутрішнього і зовнішнього встановлення класу напруги до 10 кВ трифазного змінного струму, частотою 50Гц, для систем з ізольованою і заземленою нейтраллю.

Вакуумні вимикачі серії TEL (Вв/tel) (мал. 9) є комутаційними апаратами нового покоління. У основі принципу дії управління вимикачем покладені використання пофазних електромагнітних приводів з “магнітною зачіпкою”, механічно зв'язаних загальним валом. Вимикач складається з трьох полюсів з вбудованими електромагнітними приводами, розташованих в загальній основі (мал. 10). Якір електромагнітів механічно пов'язаний із загальним валом, на якому встановлений постійний магніт, який керує при повороті валу загерметизованими контактами для зовнішніх допоміжних кіл. Контакти перемикаючого типу для зовнішніх допоміжних ланцюгів встановлені на двох монтажних платах, розташованих між полюсами вимикача.

Така конструкція дозволяє досягти наступних особливостей порівняно з традиційними вакуумними вимикачами:

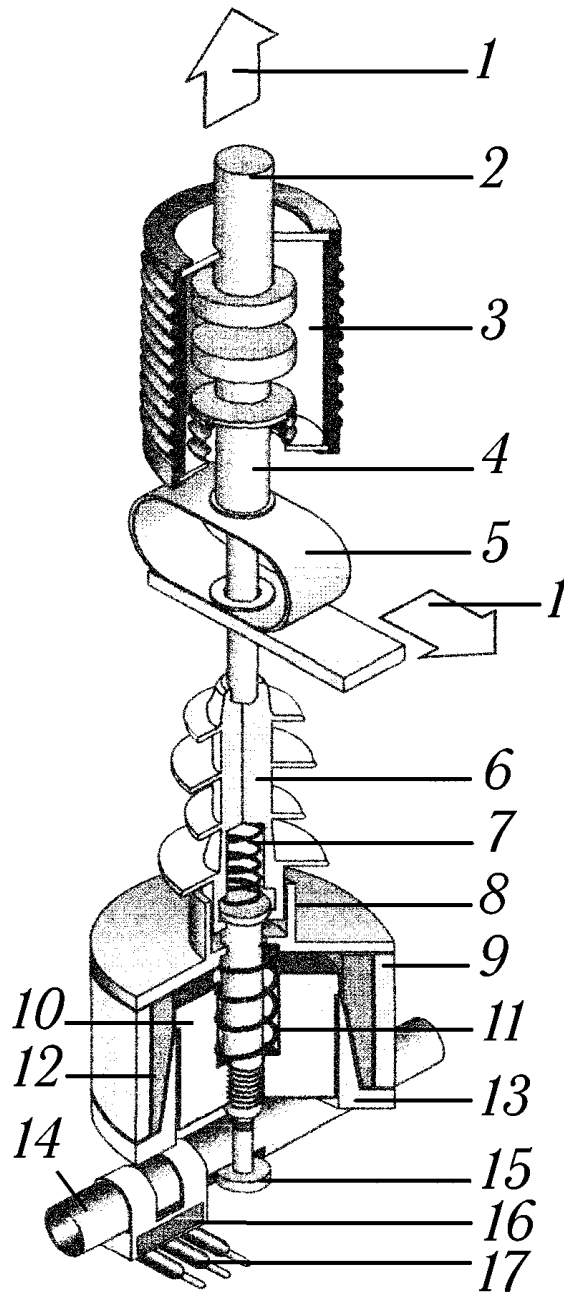
- високий механічний ресурс;
- маленькі вага і габаритні розміри;

- можливість управління як по кругах оперативного постійного так і оперативного змінного струму;
- відсутність необхідності ремонту в експлуатаційних умовах впродовж всього терміну служби;



Мал. 9 Вакуумний вимикач Вв/те:

1 – підключення №1 до головних ланцюгів; 2 – підключення №2 до головних ланцюгів; 3 – кріплення вимикача; 4 – кріплення кнопки річного відключення і покажчика “ВКЛ–ВІДКЛ”; 5 – заземлення вимикача; 6 – підключення до вторинних ланцюгів.



Мал. 10 Поліус вимикача серії Вв/tel:

1 – зняття струму; 2 – нерухомий контакт; 3 – вакуумна дугогасильна камера (ВДК); 4 – рухомий контакт ВДК; 5 – гнучкий токос'ємник; 6 – тяговий ізолятор; 7 – підтискаюча пружина; 8 – верхня кришка; 9 – кільцевий магніт; 10 – якір; 11 – відключаюча пружина; 12 – котушка; 13 – нижня кришка; 14 – вал; 15 – пластина; 16 – постійний магніт; 17 – геркони (контакти для зовнішніх допоміжних ланцюгів).[4]

5. Мікропроцесорна система управління на основі SIEMENS.

5.1. Програмно-технічний комплекс (ПТК).

Програмно-технічний комплекс (ПТК) для побудови АСУТП електричної частини станцій / підстанцій *SINAUT LSA* - остання модифікація широко відомої системи *LSA - 678* фірм *SIEMENS*. Система призначена для управління станцією / підстанцією в нормальному і аварійному режимах, для комунікацій з верхніми рівнями ієрархії в енергосистемі, а також обробки, документування і архівації режимних параметрів і даних технологічного процесу. Ця система є дворівневою розподіленою ієрархічною системою з розвиненим човоко - машинним інтерфейсом і можливістю передачі необхідній інформації на вищестоящий рівень.

Оснору ПТК складають мікропроцесорні локальні пристрої, що працюють на приєднаннях і є елементами нижнього рівня децентралізованої системи, вирішальними наступні завдання:

- релейний захист і автоматика (РЗА);
- вимірювання аналогових параметрів режиму (безпосередньо від трансформаторів струму 1 або 5 А і трансформаторів напруги 100 В з розрахунком активних і реактивних потужностей, $\cos\phi$, частоти f , прямої і зворотної послідовності, а також вимірювання сигналів від стандартних станційних перетворювачів);
- збір дискретної інформації (положення комутаційних апаратів, сигналізація від зовнішніх захит, сигналізація від пристроїв автоматики і тому подібне);
- видача команд оперативного і автоматичного управління безпосередньо на виконавські органи комутаційних апаратів (тривалим робочим струмом до 5А, динамічним, – 30А);

- цифрове осциллографирование аварійних процесів в пристроях захисту з одночасним записом послідовності всіх дискретних вхідних і вихідних сигналів по кожному пристрою захисту з автоматичною синхронізацією ;

- місцева індикація;
- технічний облік електроенергії;
- комерційний облік електроенергії (при з'єднанні з імпульсними лічильниками);

Мікропроцесорні пристрої нижнього рівня за призначенням діляться на дві групи:

- пристрої захисту, що забезпечують на приєднанні (осередку РУ) власне функції захисту і ряд функцій автоматики (УРОВ, ОАПВ, ТАПВ, АВР і ін.) з осциллографированием аварійних процесів і подій на приєднанні;

- пристрої сполучення з об'єктом (УСО)

У свою чергу, пристрої сполучення з об'єктом (УСО) можна підрозділити на дві групи:

- УСО типу **6MB52**, функції, що забезпечують на приєднанні: вимірювання аналогових параметрів (з класом точності не гірше 0,5 %) з розрахунком активних і реактивних потужностей, $\cos\phi$, частоти f , прямої і зворотної послідовності; введення дискретних сигналів (гальванічна розв'язка 2,5 кВ); виведення команд управління на всі комутаційні апарати осередку (командні реле розраховані на робочий струм 5А тривало); прийому і обробки число - імпульсній інформації від цифрових лічильників (для введення сигналу від лічильника використовується один дискретний вхід УСО);

- УСО типу «**SIMEAST**», що забезпечують на приєднанні функції: вимірювання аналогових параметрів (з класом точності не гірше 0,2 %) з розрахунком активних і реактивних потужностей, $\cos\phi$, частоти f ; виведення аналогових сигналів стандартного рівня пропорційних вхідним.

Всі пристрої захисту одночасно з основною функцією можуть вирішувати також і завдання вимірювання аналогових параметрів відповідного

приєднання, а пристрій струмового ступінчастого захисту 7SJ531 може застосовуватися як комбінований пристрій ЗАХИСТ / УСО, оскільки воно розроблене із забезпеченням функції оперативного управління вимикачем. В більшості випадків, проте, для вирішення всього комплексу завдань на приєднанні доцільним є використання пари: пристрій захисту / пристрій сполучення з об'єктом.

Пристрої нижнього рівня в змозі виконувати свої основні функції автономно і автоматично з індикацією і відображенням інформації на власних лицьових панелях (світлодіоди, ЖК-дисплей). При цьому, кожне такий пристрій (захист і УСО) апаратний і програмно розроблено ще і як стандартний елемент великої системи, що забезпечує видалене читання даних кожного пристрою нижнього рівня і дистанційне керування ним.

Кожен пристрій нижнього рівня через власний послідовний канал може з'єднуватися з єдиним обчислювальним пристроєм, що виконує функцію центрального загальносистемного координатора АСУТП, – серія пристроїв **6MB51, 6MB55**.

УСО має, крім того, послідовний канал зв'язку з пристроєм захисту для освіти пари: пристрій захисту / УСО. Така пара підключається до центрального координатора одним з'єднанням. Таке з'єднання забезпечує економію кабелю і збільшує кількість приладів під'єднаних до центрального координатора. Всього центральний координатор типу **6MB513** може обслужити до 32-х з'єднань з пристроями нижнього рівня, а типу **6MB514** може обслужити до 64-х з'єднань. При необхідності обслуговування більшої кількості з'єднань організовується структура, що гілкується, з додатковими координаторами у вузлах.

Зв'язок між низовими пристроями і центральним координатором залежно від відстані можна виконати витою парою або оптоволоконним кабелем.

Обмін даними між низовими пристроями і центральним координатором відбувається під управлінням протоколу послідовного обміну *VDEW* або *SINAUT 8FW* або *IEC 870-5* (міжнародний стандарт).

Центральний координатор з двома автоматизованими робочими місцями (АРМ) для оперативного персоналу і інженера служби РЗА складають верхній рівень АСУТП.

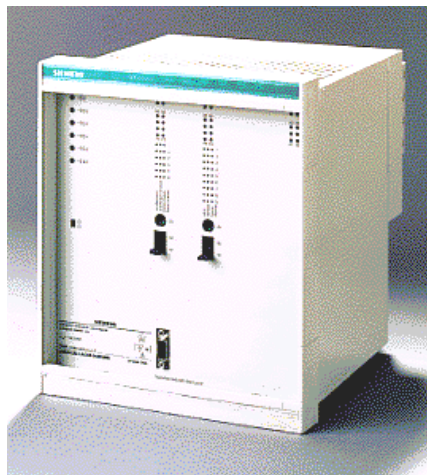
За рахунок розподіленої системи управління і автономності окремих модулів, самодіагностики і видачі відповідних повідомлень про несправності система **SINAUT LSA** володіє підвищеною живучістю і відмовостійкістю.

Живлення низових приладів може здійснюватися від джерела постійного струму в діапазоні напруги від 24 до 125 В або від мережі змінного струму 220 - 250 Ст.

ПТК **SINAUT LSA** відповідає міжнародним стандартам **MEK - 255** по електромагнітній сумісності, відповідає кліматичним і механічним вимогам, має ступінь захисту корпусів від **IP20** до **IP51** (для різних типів приладів).

Конструктивно низові пристрої і центральний координатор можуть бути розміщені на панелях релейних щитів або в електротехнічних шафах і експлуатуватися в промислових приміщеннях або на відкритих распредустройствах.[6]

5.2. Центральний координатор ПТК SINAUT LSA



Мал. 11. Пристрій Мв513

На мал. 11 представлений центральний координатор (**LZG**) типу **6MB513** в корпусі промислового виконання типу 1/2 7XP20. Цей координатор має 32

інтерфейсних каналу для зв'язку з низовими пристроями. Центральний координатор типу **6MB514** має корпус 1/1 7XP20 і може обслуговувати до 64 низових пристроїв.

При під'єднуванні пристроїв нижнього рівня до центрального координатора вся поточна інформація про стан обслуговуваних приєднань, хід технологічного процесу, роботу захисту, діагностиці пристроїв системи і тому подібне автоматично записується в базу даних (БД), організовану в пам'яті центрального координатора. При цьому, інформація структурується і розподіляється по розділах БД відповідно до конкретних вимог Замовника.

Центральний координатор має в своєму складі спеціалізовану плату з процесором *Intel 486* (для ведення баз даних) і двома процесорами *Motorola 68302* (для комунікаційних потреб). Крім того, на цій платі організований архів ємкістю 8 Мбайт (на мікросхемі незалежної електрично стираної пам'яті), куди поміщаються поточні події нормального режиму і аварійного режиму, виміри аналогових величин і поточні осцилограми аварійних процесів.

У базі даних центрального координатора зберігається вся інформація, використовувана при оперативному управлінні, включаючи повний людино-машинний інтерфейс Арма оперативного чергового. При цьому для розширення сервісних функцій використовується описуваний нижче пакет програм **LSACONTROL**.

У архіві зберігаються дані для використання поза оперативним часом. Ці дані обробляються і візуалізуються на Арме роботи з архівами і автоматизованої обробки даних (за допомогою також описуваного нижче пакету **LSAPROCESS**).

Центральний координатор (**LZG**) є ядром всієї системи і характеризується наступними основними властивостями.

LZG реалізує функцію ведення загальносистемного єдиного часу для всіх пристроїв системи з прив'язкою цього часу до астрономічного годинника за допомогою прийому сигналів точного часу від **GPS**. При цьому забезпечується реєстрація подій з роздільною здатністю за часом, рівною 1мс, що особливо

важливе при аналізі дій основних швидкодіючих зашит і пристроїв автоматики, а також при аналізі подій, подіям при розвитку аварії. Події, віддалені один від одного за часом менш ніж на 1мс, реєструються як одночасні.

LZG реалізує гнучко програмовані функції різних за призначенням програмного - логічних управлінь, що дозволяють:

- проводити логічну обробку апаратного повідомлення, що постуило, або групи повідомлень з формуванням управління, команди, модифікованого повідомлення, сигналу для оператора;

- формувати алгоритм покрокових дій оператора і відгуків системи при управлінні комутаційним апаратом, РПН або іншим об'єктом (включаючи процедури вибору об'єкту маркіровкою, квітування зашит, прийому і обробки зворотних повідомлень, квітування нового стану об'єкту, протоколювання результату і тому подібне);

- вирішувати задачу включення генератора в мережу без застосування додаткових зовнішніх пристроїв синхронізації;

- формувати автоматичні послідовності перемикачів при управлінні комутаційною апаратурою;

- реалізовувати алгоритми електронних блокувань;

- протоколювати дії оператора з управління силовим устаткуванням;

- здійснювати ряд функцій автоматики (наприклад, РПН, АВР);

- здійснювати обробку поточних аналогових вимірювань по порогам попереджувальної сигналізації (можна ввести два верхніх і два нижні пороги по кожному вимірюванню) з формуванням за фактом виходу вимірюваного параметра за поріг і за фактом повернення в допустимі межі відповідного повідомлення в протокол з одночасною динамізацією мнемосхеми;

- формувати процедуру переходів до різних оперативних екранів терміналу, що управляє, через функціональні клавіші;

- організовувати представлення динамічних змінних процесу у вигляді екранних образів.

LZG реалізує сортування інформації, що поступає в темпі оперативного

часу, по заданим Замовником розділам зберігання і способам пред'явлення операторові, обробку число - імпульсних сигналів, реалізує усередині - і позасистемні комунікації ядра системи з периферією, а саме:

- з локальними пристроями нижнього рівня, що працюють на приєднаннях (до 32-х зв'язків для **6MB513**);
- з АРМ оперативного чергового (можливе підключення 2-х Армов, властивості яких параметрируються);
- з АРМ читання архівів і автоматизованої обробки даних;
- з верхнім рівнем і / або нижчестоячими координаторами (2-7 інтерфейсів залежно від кількості зв'язків, зайнятих на обслуговуванні локальних пристроїв нижнього рівня і кількості використовуваних Армов оперативного чергового).

LZG проводить власну діагностику працездатності, а також координує роботу системи самодіагностики всіх елементів ПТК.

Підключення сигналів до клем центрального координатора (**6MB513/514**) здійснюється мідним кабелем з перетином жили не більше 1,5 мм. Для підключення оптоволоконного кабелю служать спеціальні термінальні модулі встановлювані на задній панелі центрального координатора. [6]

5.3. Пристрої сполучення з об'єктом УСО типу **6MB524**



Рис. 12. Устрійство **6MB524**

На мал. 12 представлений компактний пристрій введення/виводу (**EAG**) типу **6MB524** в корпусі промислового виконання типу 1/2 7XP20. Є модифікації цих приладів в корпусі виконання типу 1/1 7XP20 і розрахованих на безпосередній прийом сигналів від первинних трансформаторів струму і напруги (6 струмових сигналів 1 або 5 А і 9 сигналів напруги 100 В), прийом 80 дискретних сигналів, прийом 5 сигналів від стандартних перетворювачів з вихідним сигналом в

діапазоні 0 - 20 мА і видачу 40 команд з робочим струмом до 5А, динамічним до 30 А.

Основні характеристики

- вимірювання аналогових параметрів з класом точності 0,5 %;
- розрахунок активної і реактивної потужності, $\cos \phi$, частоти f , прямої і зворотної послідовності;
- визначення параметрів якості електроенергії;
- введення дискретної інформації (положення комутаційних апаратів, сигналізація від зовнішніх захит, сигналізація від пристроїв автоматики і тому подібне) з гальванічною розв'язкою 2,5 кВ;
- видача команд оперативного і автоматичного управління безпосередньо на виконавські органи комутаційних апаратів (тривалим робочим струмом до 5А);
- місцеве управління і індикація;
- технічний облік електроенергії;
- комерційний облік електроенергії (при з'єднанні з імпульсними лічильниками);
- повна самодіагностика.

Підключення до клем УСО (**6MB524**) від трансформаторів струму здійснюється мідним кабелем з перетином жили не більше 4 мм², від інших джерел сигналів (дискретні і аналогові сигнали) кабелем з перетином жили не більше 1,5 мм.

Пристрій **6MB524** має 5 зовнішніх інтерфейсів, 2 з яких можна використовувати для підключення пристроїв захисту і/або УСО. Решту інтерфейсів можна використовувати для зв'язку з верхнім рівнем.

5.4. Термінали персоналу ПТК SINAUT LSA

ПТК *SINAUT LSA* має в своєму розпорядженні наступні власні термінали персоналу:

АРМ оперативного чергового - монітор (або комп'ютер, якщо потрібні сервісні функції пакету LSACONTROL) із спеціалізованою клавіатурою і одним або двома принтерами (безперервний роздрук відомостей поточних подій).

Термінал служить для:

- надання оперативному персоналу інформації, необхідної для ведення режиму станції/підстанції в штатній і аварійній ситуаціях (необхідна кількість інформації і вибір способу її надання параметрирується);
- забезпечення оперативному персоналу доступу до управління силовим устаткуванням (реалізація конкретних алгоритмів управління також здійснюється за допомогою параметрирування).

Операторові через функціональні клавіші надана можливість управляти полем на екрані монітора для вибору змісту поля: мнемосхема оглядова, ряд детальних мнемосхем, протоколи подій (наприклад, оперативні повідомлення, попереджувальні повідомлення, аварійні повідомлення) і ін. Послідовність переходів від одного виду екрану до іншого задається деревом переходів, яке може параметрироваться.

Ряд полів, наприклад, детальні мнемосхеми, параметрирується як активні екрани, тобто допускаючи маніпуляції з об'єктом: маркіровка об'єкту, квітування стану, управління станом.

Передбачені "гарячі клавіші" миттєвого доступу до протоколів подій з будь-якого екрану і режиму. На екрані фіксується також поле, куди система автоматично виводить невідкладну інформацію, призначену для залучення уваги оператора (параметрируємо).

АРМ роботи з архівами і автоматизованої обробки даних - комп'ютер із

спеціальною комунікаційною картою для зв'язку з центральним координатором, оснащений операційною системою OS/2, зі встановленим пакетом LSAPROCESS. АРМ використовується як робоче місце неоперативного персоналу, наприклад, як робоче місце інженера - релейщика.

Інженерна станція - комп'ютер, оснащений операційною системою OS/2, зі встановленим пакетом **LSATOOLS**. Є системою автоматизованого проектування (САПР) АСУ ТП і використовується як робоче місце інженера-програміста і/або технолога для модифікації технологічного програмного забезпечення АСОБІ ТП.

5.5. Інструментальні програми ПТК SINAUT LSA

ПТК **SINAUT LSA** поставляється з наступними інструментальними програмами користувачів:

Пакет LSACONTROL (OS/2, що функціонує в середовищі), русифікований, встановлюється на комп'ютері Арма оперативного чергового і забезпечує:

- телекомунікацію з центральним координатором по послідовному каналу для прийому від нього інформації про стан оперативного монітора і для передачі на центральний координатор команд від функціональних клавіш оператора;
- візуалізацію мнемосхеми і інших екранних образів, з відтворенням клавіатури управління на екрані (електронні клавіші), - управління електронними клавішами від миші.

Пакет LSAPROCESS (OS/2) русифікований, встановлюється на комп'ютері Арма роботи з архівами і автоматизованої обробки даних і забезпечує:

- видалений виборчий доступ до проміжних поточних архівів центрального координатора в локальному однопользовательском або мережевому многопользовательском режимі;
- читання поточних архівів системи і перекачування їх у власну базу

даних (*SQL Data Bank Gupta*) або на мережевий сервер *Ethernet* з індикацією величини вільного простору в поточних архівах центрального координатора;

- очищення поточних архівів центрального координатора;
- надання користувачеві інформації нормального режиму вибірково по розділах (п'ять відомостей - вид сортування вибирає Замовник на стадії проектування системи);
- надання користувачеві інформації аварійного режиму (осцилограми аварійних процесів, аварійні події);
- автоматизовану обробку осцилограм аварійних процесів (миттєві і такі, що діють значень всіх кривих по тимчасових перетинах, спектральний аналіз, векторні діаграми, ОМП) і кривих нормального режиму з розрахунком електричних характеристик і показників обліку електроенергії;
- надання інформації в тимчасовому діапазоні (часовий фільтр), що задається користувачем, і адресний (приєднання, пристрій, параметр);
- вибір форми представлення інформації (таблиці, графіки) і інструментів роботи з таблицями і графіками;
- роздрук даних (таблиці, графіки, осцилограми) і результатів їх обробки.

Пакет LSATOOLS (OS/2), встановлюється на окремий комп'ютер, що є робочим місцем інженера-програміста і/або технолога, і реалізує функції САПР АСОВІ ТП, забезпечуючи:

- автоматизоване проектування АСУ ТП засобами спеціальної технологічної мови (параметрирование системи);
- генерацію завантажувального модуля для центрального координатора (модуль несе повний опис специфічної частини технологічного програмного забезпечення по всіх підсистемах АСОВІ ТП);
- автоматичне створення файлу даних, необхідного при інсталяції АРМ роботи з архівами і автоматизованої обробки даних;
- роздрук списку адрес локальних пристроїв нижнього рівня, призначених їм при генерації завантажувального модуля (використовується для інсталяції останніх);

- випуск повного комплексу документації на інформаційне забезпечення АСУ ТП в текстовому і графічному вигляді;
- оперативне внесення змін до технологічного програмного забезпечення АСОВІ ТП.

Пакет LSADIAG (OS/2), встановлюється на переносний комп'ютер, що сполучається з технологічним роз'ємом центрального координатора, і забезпечує:

- тестування системи в режимі on line;
- завантаження в центральний координатор завантажувального модуля, що згенерував з допомогою САПР АСОВІ ТП.

Пакет DIGSI (OS/2 або Windows95), русифікований, призначений для роботи з пристроями захисту, встановлюється як правило на переносному комп'ютері і забезпечує:

- параметрирование пристроїв захисту в режимі off line;
- перенесення даних параметрирования в кожен пристрій захисту індивідуально (через технологічний роз'єм на лицьовій панелі пристрою);
- прочитування осцилограм аварійних процесів з пам'яті пристрою захисту (застосовується, коли пристрої захисту працюють автономно, без центрального координатора);
- автоматизовану обробку осцилограм аварійних процесів (вимірювання миттєвих значень всіх кривих по тимчасових перетинах, спектральний аналіз, векторні діаграми);
- роздрук осцилограм аварійних процесів і результатів їх обробки. [4]

6 Охорона праці і безпека життєдіяльності

6.1 Аналіз потенційно небезпечних і шкідливих чинників при розробці і експлуатації системи

Таблиця 7.

Перелік і розташування джерел небезпеки на об'єкті

Вид джерела небезпеки	Об'єкт - джерело небезпеки	
	назва	місцезнаходження
1. Джерело електро-магнітної небезпеки	силовий трансформатор, високовольтні лінії	ВРП-110кВ
2. Джерело пожежної небезпеки	трансформаторне масло, горючі конструкції	ВРП-110кВ (силові трансформатори, вимикачі), приміщення обслуговуючого персоналу
3. Вибухонебезпечне джерело	трансформаторне масло	ВРП-110кВ (силові трансформатори, вимикачі)
4. Джерело шуму	трансформатор	підстанція
5. Джерело радіаційної небезпеки	—	—
6. Джерело біологічної небезпеки	—	—
7. Джерело хімічної небезпеки	—	—

Управління всією системою вестиме оператора. Оператор може контролювати роботу системи прочитуючи дані з монітора.

Нааявний в даний час в нашій країні комплекс розроблених організаційних заходів і технічних засобів захисту, накопичений передовий досвід роботи ряду обчислювальних центрів показує, що є можливість добитися значно великих успіхів в справі усунення дії на працюючих небезпечних і шкідливих виробничих чинників. Проте стан умов праці і його безпеки у ряді ВЦ ще не задовольняють сучасним вимогам. Оператори ЕОМ, оператори підготовки даних, програмісти і інші працівники ВЦ ще стикаються з дією таких фізично небезпечних і шкідливих виробничих чинників, як підвищений рівень шуму, підвищена температура зовнішнього середовища, відсутність або недостатня освітленість робочої зони, електричний струм, статична електрика та інші.

Багато співробітників ВЦ пов'язано з дією таких психофізичних чинників, як розумове перенапруження, перенапруження зорових і слухових аналізаторів, монотонність праці, емоційні перевантаження. Дія вказаних несприятливих чинників призводить до зниження працездатності, викликане стомленням, що розвивається. Поява і розвиток стомлення пов'язана із змінами, що виникають під час роботи в центральній нервовій системі, з гальмівними процесами в корі головного мозку. Наприклад сильний шум викликає труднощі з розпізнаванням колірних сигналів, знижує швидкість сприйняття кольору, гостроту зору, зорову адаптацію, порушує сприйняття візуальної інформації, зменшує на 5-12% продуктивність праці. Тривала дія шуму з рівнем звукового тиску 90 дБ знижує продуктивність праці на 30-60 %.

Медичні обстеження працівників ВЦ показали, що окрім зниження продуктивності праці, високі рівні шуму приводять до погіршення слуху. Тривале знаходження людини в зоні комбінованої дії різних несприятливих чинників може привести до професійного захворювання. Аналіз травматизму серед працівників ВЦ показує, що в основному нещасні випадки походять від дії фізично небезпечних виробничих чинників при заправці носія інформації на

барабан, що обертається, при знятому кожусі, при виконанні співробітниками невластивих ним робіт. На другому місці випадки, пов'язані з дією електричного струму.

Електричні установки, до яких відноситься практично все устаткування ЕОМ представляють для людини велику потенційну небезпеку, оскільки в процесі експлуатації або проведенні профілактичних робіт чоловік може торкнутися частин, що знаходяться під напругою. Специфічна небезпека електроустановок: токоведущі провідники, корпусу ЕОМ і іншого устаткування, що опинився під напругою в результаті пошкодження (пробою) ізоляції, не подають яких-небудь сигналів, які попереджають людину про небезпеку. Реакція людини на електричний струм виникає лише при протіканні останньої через тіло людини. Виключно важливе значення для запобігання електротравматизму має правильна організація обслуговування електроустановок ВЦ, що діють, проведення ремонтних, монтажних і профілактичних робіт. При цьому під правильною організацією розуміється строге виконання низки організаційних і технічних заходів і засобів, встановлених “Правилами технічної експлуатації електроустановок споживачів і правила техніки безпеки, що діють, при експлуатації електроустановок споживачів” (ПТЕ і ПТБ споживачів) і “Правила установки електроустановок” (ПУЕ). Залежно від категорії приміщення необхідно прийняти певні заходи, що забезпечують достатню електробезпеку при експлуатації і ремонті електроустаткування. Так, в приміщеннях з підвищеною небезпекою електроінструменти, переносні світильники мають бути виконані з подвійною ізоляцією або їх напруга живлення не повинна перевищувати 42В. У ВЦ до таких приміщень можуть бути віднесені приміщення машинного залу, приміщення для розміщення сервісної і периферійної апаратури. У особливо небезпечних же приміщеннях напруга живлення переносних світильників не повинно перевищувати 12В, а робота з напругою не вище 42В вирішується тільки із застосуванням СИЗИЙ (діелектричних рукавичок, килимків і тому подібне). Роботи без зняття напруги на токоведущих частинах і поблизу них,

роботи проводяться безпосередньо на цих частинах або при наближенні до них на відстань менш встановленого ПЕУ. До цих робіт можна віднести роботи по наладці окремих вузлів, блоків. При виконанні такого роду робіт в електроустановках до 1000В необхідне застосування певних технічних і організаційних мерів, таких як:

огорожі, розташовані поблизу робочого місця і інших токоведущих частин, до яких можливий випадковий дотик;

робота в діелектричних рукавичках, або стоячи на діелектричному килимку;

застосування інструменту з ізолюючими рукоятками, за відсутності такого інструменту слід користуватися діелектричними рукавичками.

Роботи цього вигляду винні виконуються не менше чим двома працівниками.

Відповідно до ПТЕ і ПТБ споживачам і обслуговуючому персоналу електроустановок пред'являються наступні вимоги:

особи, що не досягли 18-річного віку, не можуть бути допущені до робіт в електроустановках;

обличчя не повинні мати каліцтв і хвороб, що заважають виробничій роботі;

обличчя повинні після відповідної теоретичної і практичної підготовки пройти перевірку знань і мати посвідчення на доступ до робіт в електроустановках.

У ВЦ розрядні струми статичної електрики найчастіше виникають при дотику до будь-якого з елементів ЕОМ. Такі розряди небезпеки для людини не представляють, але окрім неприємних відчуттів вони можуть привести до виходу з ладу ЕОМ. Для зниження величини виникаючих зарядів статичної електрики у ВЦ покриття технологічної половини слід виконувати з одношарового полівінілхлоридного антистатичного лінолеуму. Іншим методом захисту є нейтралізація заряду статичної електрики іонізованим газом. У промисловості широко застосовуються радіоактивні нейтралізатори. До

загальних заходів захисту від статичної електрики у ВЦ можна віднести загальні і місцеве зволоження повітря.

Згідно «Гранично допустимим рівням дії постійних магнітних полів при роботі з магнітними пристроями і магнітними матеріалами» № 1742—77 напруженість постійного поля на робочому місці не повинна перевищувати 8 кА/м, а магнітних полів промислової частоти приймається залежно від тривалості імпульсу, тривалості паузи між імпульсами і загального часу дії протягом робочого дня.

У випадку, якщо напруженість поля перевищує допустимі значення або тривалість перебування людини в електричному або магнітному полі не відповідає допустимим значенням, повинні застосовуватися певні методи і засоби захисту залежно від характеру і місцезнаходження джерел полів і умов опромінювання персоналу: захист часом, захист відстанню, вибір оптимальних геометричних параметрів установок, повітряних ліній (ВЛ) і КРИЧУ (відкритих розподільних пристроїв), стаціонарні і переносні екрануючі пристрої (екрани), спеціальні засоби індивідуальної, захисту.

Пожежі у ВЦ представляють особливу небезпеку, оскільки зв'язані з великими матеріальними втратами. Характерна особливість ВЦ - невеликі площі приміщень. Як відомо, пожежа може виникнути при взаємодії горючих речовин, окислення і джерел запалення. У приміщеннях ВЦ присутні все три основні чинники, необхідні для виникнення пожежі.

Протипожежний захист - це комплекс організаційних і технічних заходів, направлених на забезпечення безпеки людей, на запобігання пожежі, обмеження його розповсюдження, а також на створення умов для успішного гасіння пожежі.

Джерелами загоряння у ВЦ можуть бути електронні схеми від ЕОМ, прилади, вживані для технічного обслуговування, пристрою електроживлення, кондиціонування повітря, де в результаті різних порушень утворюються перегріті елементи, електричні іскри і дуги, здатні викликати спалах горючих матеріалів.

У сучасних ЕОМ має місце бути дуже висока щільність розміщення елементів електронних схем. У безпосередній близькості один від одного розташовуються сполучні дроти, кабелі. При протіканні по ним електричного струму виділяється значна кількість теплоти. При цьому можливе оплавлення ізоляції. Для відведення надмірної теплоти від ЕОМ служать системи вентиляції і кондиціонування повітря. При постійній дії ці системи є додатковою пожежною небезпекою. Для більшості приміщень ВЦ встановлена категорія пожежної безпеки Ст.

Одним з найбільш важливих завдань пожежного захисту є захист будівельних приміщень від руйнувань і забезпечення їх достатньої міцності в умовах дії високих температур при пожежі. Враховуючи високу вартість електронного устаткування ВЦ, а також категорію його пожежної безпеки, будівлі для ВЦ і частин будівлі іншого призначення, в яких передбачено розміщення ЕОМ, мають бути 1 і 2 ступені вогнестійкості.

Для виготовлення будівельних конструкцій використовуються, як правило, цеглина, залізобетон, скло, метал і інші негорючі матеріали. Застосування дерева має бути обмежене, а у разі використання, необхідно просочувати його вогнезахисними складами. У ВЦ протипожежні перешкоди у вигляді перегородок з матеріалів, що не згорають, встановлюють між машинними залами.

До засобів гасіння пожежі, призначених для локалізації невеликих спалахів, відносяться пожежні стовбури, внутрішні пожежні водопроводи, вогнегасники, сухий пісок, азбестові ковдри і тому подібне

У будівлях ВЦ пожежні крани встановлюються в коридорах, на майданчиках сходових кліток і входів. Вода використовується для гасіння пожеж в приміщеннях програмістів, бібліотеках, допоміжних і службових приміщеннях. Застосування води в машинних залах ЕОМ, сховищах носіїв інформації, приміщеннях контрольно-вимірювальних приладів зважаючи на небезпеку пошкодження або повного виходу з ладу дорогого устаткування можливо у виняткових випадках, коли пожежа приймає загрозливо крупні

розміри. При цьому кількість води має бути мінімальною, а пристрої ЕОМ необхідно захистити від попадання води, накриваючи їх брезентом або полотном.

Для гасіння пожеж на початкових стадіях широко застосовуються вогнегасники. По вигляду використовуваної речовини вогнегасники підрозділяються на наступні основні групи:

У виробничих приміщеннях ВЦ застосовуються головним чином углекислотные вогнегасники, гідністю яких є висока ефективність гасіння пожежі, збереження електронного устаткування, діелектричні властивості вуглекислого газу, що дозволяє використовувати ці вогнегасники навіть у тому випадку, коли не вдається знеструмити електроустановку відразу.

Відповідно до “Типових правил пожежної безпеки для промислових підприємств”, зали ЕОМ, приміщення для зовнішніх пристроїв, що запам'ятовують, підготовки даних, сервісної апаратури, архівів, копіює-розмножувального устаткування і тому подібне необхідно обладнати димовими пожежними извещателями. У цих приміщеннях на початку пожежі при горінні різних пластмасових, ізоляційних матеріалів і паперових виробів виділяється значна кількість диму і мало теплоти.

Основними потенційно небезпечними і шкідливими чинниками при експлуатації мікропроцесорної системи :

- небезпека поразки електричним струмом;
- підвищений рівень шуму;
- пожежна небезпека;
- іонізуюче випромінювання.

Розроблені заходи дозволяють понизити небезпечні і шкідливі чинники до допустимих норм, і тим самим забезпечити безпеку роботи оператора, що здійснює контроль роботи системи. [11]

6.2 Дії при виникненні надзвичайних ситуацій

У Україні щорічно виникають тисячі важких надзвичайних ситуацій природного і техногенного характеру, в результаті яких гине велика кількість людей, а матеріальні збитки досягають декількох мільярдів гривень. В даний час в багатьох областях України у зв'язку з небезпечними природними явищами, аваріями і катастрофами, обстановка характеризується як дуже складна. Тенденція зростання кількості природних і, особливо, техногенних надзвичайних ситуацій, вагомість наслідків об'єктивно примушують розглядати їх як серйозну загрозу безпеці окремої людини, суспільства і навколишнього середовища, а також стабільності розвитку економіки країни.

Руйнівну силу техногенних катастроф і стихійних лих в деяких випадках можна порівняти з військовими діями, а кількість постраждалих значною мірою залежить від типу, масштабів, місця і темпу розвитку ситуації, особливостей регіону і населених пунктів, які опинилися в районі події, об'єктів господарської діяльності. Несподіваний розвиток подій веде до значного скорочення часу на підготовку рятувальних робіт і їх проведення.

Надзвичайна ситуація (ЧС) - порушення нормальних умов життя і діяльності людей на об'єкті або території, викликане аварією, катастрофою, стихійним лихом або іншою небезпечною подією, яка привела (може привести) до загибелі людей і (або) значних матеріальних втрат.

Надзвичайні ситуації, які можуть виникати на території України і здійснювати негативний вплив на функціонування об'єктів економіки і життєдіяльність населення в мирний і військовий час, розділяються за наступними основними ознаками:

- за сферою виникнення;
- за галузевою ознакою;
- за масштабами можливих наслідків.

Надзвичайні ситуації, які можуть виникати на території України

Загальними ознаками надзвичайних ситуацій є:

- наявність або загроза загибелі людей або значне порушення умов їх життєдіяльності;

- спричинення економічних збитків;

- істотне погіршення стану навколишнього середовища.

Всі надзвичайні ситуації за масштабом можливих наслідків розділяються з урахуванням територіального розповсюдження, характеру сил і засобів, які притягуються для ліквідації наслідків, на НС:

- загальнодержавного рівня - надзвичайна ситуація розвивається на території два і більше областей, а також у разі, коли для її ліквідації необхідні матеріальні і технічні ресурси в об'ємах, які перевищують власні можливості окремої області, але не менше одного відсотка об'єму витрат відповідного бюджету;

- регіонального рівня - надзвичайна ситуація розгортається на території два і більше адміністративних районів, або загрожує перенесенням на територію суміжної області держави, а також у разі, коли для її ліквідації необхідні матеріальні і технічні ресурси в об'ємах, які перевищують власні можливості окремого району, але не менше одного відсотка об'єму витрат відповідного бюджету;

- місцевого рівня - надзвичайна ситуація, яка виходить за межі потенційного небезпечного об'єкту, загрожує розповсюдженням самої ситуації або її вторинних наслідків на навколишнє середовище, сусідні населені пункти, інженерні споруди, а також у разі, коли для її ліквідації необхідні матеріальні і технічні ресурси, які перевищують власні можливості потенційно небезпечного об'єкту, але не менш одного відсотку об'ємів витрат відповідного бюджету. До місцевого рівня також належать всі надзвичайні ситуації, які виникають на об'єктах житлово-комунальної сфери і інших, що не входять в затверджені переліки потенційно небезпечних об'єктів;

об'єктового рівня - надзвичайні ситуації, які не підпадають під відмічені визначення. [11]

6.3. Заземлення підстанції.

Одному з основних мерів робіт, що забезпечують безпеку, в електроустановках є захисне заземлення. Заходи від дотику до частин що нормально не знаходяться під напругою, але опинився під напругою є надійні заземлення корпусів електроустаткування і конструктивних металевих частин електроустановок.

До заземлень підстанцій пред'являються особливі вимоги. Розрахунок заземляючих пристроїв зводиться до розрахунку заземлителя, оскільки заземляючі провідники в більшості випадків приймаються за умовами механічної міцності і стійкості до корозії по ПТЕ і ПУЕ. Розрахунок опору заземлителя проводиться в наступному порядку:

Встановлюється необхідне по ПУЕ допустимий опір заземляючого пристрою;

Визначається розрахунковий питомий опір ґрунту $\rho_{расч}$. З урахуванням коефіцієнтів тих, що враховують висихання ґрунту літом і промерзання зимою, що підвищують;

Визначається розрахунковий опір розтіканню одного вертикального електроду R_{BO} ;

Визначається зразкове число вертикальних заземлителів n при заздалегідь прийнятому коефіцієнті використання η_B ;

Визначається опір розтіканню горизонтальних електродів $R_{Г}$;

Уточнюється необхідний опір розтіканню вертикальних електродів з урахуванням провідності горизонтальних з'єднань;

Уточнюється число вертикальних електродів з урахуванням коефіцієнта використання.

Опір заземляючого пристрою в електроустановках напругою вище 1000 В з великими струмами замикання на землю не повинно перевищувати 0,5 Ом. У нашому випадку потрібно розрахувати контурний заземлитель підстанції з наступними даними. Ґрунт в місці споруди підстанції – мул і пісок дрібний

вологий середній щільності. Кліматична зона - третя. Додатково як заземлення використовується система трос-опора з опором заземлення 1,3 Ом. Оскільки для сторони 110 кВ потрібний опір заземлення 0,5 Ом, перевіримо величину опору заземлення для сторони 10 кВ. У мережах з незаземленою нейтраллю заземлюючий пристрій заземлень підстанцій високої напруги повинен мати опір

$$r_3 \leq \frac{U_{PACЧ}}{I_{PACЧ}} = \frac{125}{70} = 1,79 \text{ (6.1)}$$

де $U_{PACЧ}$ – розрахункову напругу приймаємо 125 В, оскільки заземлюючий пристрій використовується також і для установок підстанції напругою до 1000 В;

$$I_{PACЧ} – \text{повний струм замикання фази на землю } IPACЧ = 70 \text{ А.}$$

Таким чином як розрахунковий приймається опір $r_3 = 0,5 \text{ Ом.}$

Опір штучного заземлителя розраховується з урахуванням використання системи трос- опора. Це опір R_n можна обчислити таким чином

$$\frac{1}{R_n} = \frac{1}{r_3} - \frac{1}{r_C} = \frac{1}{0,5} - \frac{1}{1,3} = 1,23 \text{ См; (6.2)}$$

$$R_n = \frac{1}{1,23} = 0,812 \text{ Ом}$$

де r_C – опір системи трос – опора.

Питомий опір ґрунту, що рекомендується для попередніх розрахунків, в місці споруди заземлителя для нашого ґрунту складає 30 Омм. Коефіцієнти K_r і K_B , що підвищують, рівні відповідно 3,5 і 1,5. Для горизонтальних протяжних електродів при глибині заставляння 0,8 м і для вертикальних електродів при глибині заставляння вершини 0,5..0,8 м. Як вертикальні електроди застосовуються електроди, виготовлені з круглої сталі діаметром 12 мм, завдовжки 5 м з одним вигостреним кінцем. До них приєднуються горизонтальні електроди – смуги 304 ×мм2, приварені до верхніх кінців вертикальних. Розрахунковий питомий опір для горизонтальних електродів

$$\rho_{расч.г} = K_{ггp} = 3,530 = 105 \cdot \rho_{Омм}; \text{ (6.3)}$$

$$\rho_{расч.в} = K_{вгp} = 1,530 = 45 \cdot \rho_{Омм} \text{ (6.4)}$$

де ρ_{zp} – питомий опір ґрунту.

Визначимо опір розтіканню одного вертикального електроду при зануренні нижче рівня землі на 0,8 м

$$R_{BO} = \frac{\rho_{расч.в}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot l}{d} + 0,5 \cdot \ln \frac{4 \cdot t + 1}{4 \cdot t - 1} \right), (6.5)$$

де l – довжина вертикального електроду, дорівнює 5 м;

d – діаметр вертикального електроду, рівний 0,012 м;

t – геометричний параметр, в даному випадку рівний $l/2 + 0,8$ м.

Таким чином

$$t = l/2 + 0,8 = 5/2 + 0,8 = 3,3 \text{ м}; (6.6)$$

$$R_{BO} = \frac{\rho_{расч.в}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot l}{d} + 0,5 \cdot \ln \frac{4 \cdot t + 1}{4 \cdot t - 1} \right) = \frac{45}{2 \cdot \pi \cdot 5} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 5}{0,012} + 0,5 \cdot \ln \frac{4 \cdot 3,3 + 1}{4 \cdot 3,3 - 1} \right) = 11,26 \text{ Ом.} (6.7)$$

Визначимо зразкове число вертикальних електродів при попередньому коефіцієнті використання, прийнятому рівним $\eta_B = 0,6$

$$n = \frac{R_{BO}}{\eta_B \cdot R_n} = \frac{11,26}{0,6 \cdot 0,812} = 23,1. (6.8)$$

Визначимо опір розтіканню горизонтальних електродів. Коефіцієнт використання сполучної смуги в контурі при числі електродів близько 20 і відношенні між відстанями між вертикальними електродами і їх довжиною, рівному 1 рівний по таблицях $\eta_{\epsilon=0,27}$.

Опір розтіканню смуги по периметру контура ($l=296,4$) рівний

$$R_{\Gamma} = \frac{1}{\eta_{\Gamma}} \cdot \frac{\rho_{расч.г}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \frac{2 \cdot l^2}{\epsilon \cdot t} = \frac{1}{0,27} \cdot \frac{105}{2 \cdot \pi \cdot 296,4} \cdot \ln \frac{2 \cdot 296,4^2}{0,03 \cdot 1,15} = 3,22 \text{ Ом} (6.9)$$

де $y = 30$ мм – ширина смуги.

Уточнене число вертикальних електродів визначається при коефіцієнті

використання $\eta_{\beta}=0,47$, прийнятого при числі електродів близько 20 і відношенні відстаней між вертикальними електродами і їх довжині рівному 1.

$$n = \frac{R_{BO}}{\eta_{\beta} \cdot R_n} = \frac{11,26}{0,47 \cdot 1,08} = 22,2 \text{ (6.10)}$$

Остаточно приймаємо 22 вертикальних електроду. Всі з'єднання елементів заземляючих пристроїв, у тому числі і перетини, виконуються зваркою в нахльостування. У входів і виходів на територію КРУ має бути забезпечене вирівнювання потенціалів шляхом укладання двох смуг на відстані 1 і 2 м від заземлителя на глибині 1 і 1,5 м відповідно. Відстань від меж заземлителя до огорожі з внутрішньої сторони належного бути не менше 3 м.

7. Економічна частина.

7.1. Витрати і прибуток - основа ціноутворення

Яким чином виробник і споживач ділять між собою економічний ефект від використання споживаного товару? Виробник «продає» споживачеві ефект, контури якого формуються в його проектних бюро і виробничих цехах. При цьому і виробник, і споживач претендують отримати вигоду від операції, що укладається. Інструментом пошуку подібного компромісу є **ціна**.

Ціна - це та кількість благ (зокрема, грошей), за яку продавець згоден продати, а покупець готовий купити даний товар (виріб або послугу). В тому разі якщо даний товар отримується споживачем для подальшого отримання доходу, його вигода знаходить форму конкретних грошових надходжень. Таким чином, економічні стосунки між виробником і споживачем можуть бути виражені адекватним вартісним апаратом, де сполучною ланкою є ціна товару, що продається (вироби).

Прибуток, який отримує споживач ($\Pi_{пот}$) за весь період використання виробу, можна виразити формулою

$$\Pi_{пот} = D - Z, \quad (7.1)$$

де D — дохід, отриманий за весь період використання виробу; Z — витрати, пов'язані з придбанням і експлуатацією виробу.

Згідно формулі дохід можна виразити таким чином:

$$D = Q_{год} \cdot p \cdot T, \quad (7.2)$$

де $Q_{год}$ - річна кількість продукції, яка може бути проведена і реалізоване споживачем за допомогою придбаного виробу (єдиниць/год); p - ціна, по якій може бути реалізована споживачем згадана продукція, грн./єдиницу; T - період, протягом якого може використовуватися споживачем даний виріб, років.

Витрати на придбання і експлуатацію виробу в простому випадку можна виразити формулою

$$Z = K + I_s \cdot T, \quad (7.3)$$

де D_0 - капітальні вкладення (в даному випадку $D_0 = C$, тобто ціні придбаного виробу), грн.; Z - річні експлуатаційні (поточні) витрати, грн./год; T - згаданий вже період експлуатації виробу, років.

Тоді

$$\Pi_{\text{ном}} = Q_{\text{год}} \cdot p \cdot T - C - I_s \cdot T. \quad (7.4)$$

Вирішивши дану формулу відносно C , маємо:

$$C = Q_{\text{год}} \cdot p \cdot T - I_s \cdot T - \Pi_{\text{ном}}. \quad (7.5)$$

Перші дві складові правої частини даної рівності є ефектом у сфері споживання продукції ($E_{\text{ном}}$):

$$C = E_{\text{ном}} - \Pi_{\text{ном}}. \quad (7.6)$$

Для виробника ціна проданої продукції розпадається на дві складові:

$$C = C_c + \Pi_{\text{из}}, \quad (7.7)$$

де C_c - собівартість виготовлення даного товару; $\Pi_{\text{из}}$ - прибуток, що отримується виготівником після продажу виробу.

Природно, що виробник прагне продати виріб якомога дорожче, а споживач купити якомога дешевше. Але у будь-якому випадку ціна може бути тільки одна. Саме ціна фіксує досягнутий компроміс між виробником і споживачем.

Для виробника значення ціни обмежене собівартістю виготовлення продукції (C_c), нижче за яку він опуститися не може. При $C = C_c$ виробник працюватиме без прибутку, але хоч би не в збиток собі, повертаючи витрати.

Для споживача ціна не може бути вище за ефект, який він отримує від

використання даного виробу. Якщо ціна дорівнює ефекту ($C = E_{\text{пот}}$), споживач всього лише поверне гроші, витрачені на придбання виробу. Відбудеться це, швидше за все, через декілька років, протягом яких гроші будуть «заморожені» в придбаному виробі, приносячи власникові неявні витрати у формі упущеної вигоди.

Отже, щоб вважатися за вигідне придбання, даний виріб повинен не тільки окупити себе, але і принести додатково прибуток ($P_{\text{пот}}$) його володареві, тобто споживачеві. Іншими словами, ціна має бути нижче за ефект на величину прибули ($P_{\text{пот}}$).

От чого залежить економічний ефект споживача? Основними його результуючими складовими є вироблення продукції ($Q_{\text{год}}$), її якість, втілена в ціні (p), довговічність виробу (T), питомі експлуатаційні витрати (C_3).

Економічною основою балансування інтересів виробителя і споживача є отримуваний ними прибуток. У межах своїх значень отриманого прибутку вказані суб'єкти можуть знаходити прийнятний рівень цін.

Якщо в цих межах не знайшлося рішення, що задовольняє обидві сторони (зокрема, виробник не може опустити ціну до рівня, який би влаштував споживача), це означає тільки одне: *ціна виробу не відповідає ефекту, який воно забезпечує*. З даної ситуації існує два виходи, причому ключовим виконавцем обидва є виробник.

Перший. Виробник знижує собівартість виробу. Це дозволить йому понизити ціну до рівня, який відповідає існуючому значенню ефекту.

Другий. Виробник удосконалює виріб, підвищуючи його експлуатаційні характеристики (продуктивність, якість вироблюваної продукції, довговічність, експлуатаційні витрати), тобто ефект, пов'язаний з сферою споживання виробу. Це може дозволити споживачеві купити виріб за дорожчою ціною. [12]

7.2. Облік чинника часу в економічних розрахунках

Під *чинником часу* в економіці прийнято розуміти *явище зміни економічних показників, причиною якої є час*. У основі дії чинника часу лежить зміна комплексу соціально-економічних і техніко-економічних умов. В результаті однакові витрати праці, що прикладаються в одному і тому ж місці, але в різні періоди часу, або приносять різні результати (ефекти), або досягнення однакових результатів досягається додатком різних витрат праці.

Ключовою причиною дії чинника часу є зміна продуктивності суспільної праці. Супутніми причинами можуть бути зміна прибутковості одиниці капіталу; зміна упущеної вигоди від невикористання фінансових коштів; зміна масштабу грошової одиниці; зміна природних умов; зміна реакції природних систем на зовнішню дію і ін. Причому перераховані чинники, у свою чергу, можуть бути і результатом і причиною зміни продуктивності суспільної праці (Сачко, 1997).

Одне з основних завдань економістів - кількісно врахувати дію чинника часу на економічні показники.

«Час - дійсно гроші!». Але як одиниці часу виразити у вартісних одиницях?

При уважному аналізі можна виявити, що в економіці існує багато показників, що пов'язують час з результатами економічної діяльності. Саме вони можуть бути використані, *щоб пов'язати час з вартісними оцінками*. Ось основні з цих показників:

- продуктивність праці (натуральні або стоимостные показатели в одиницю часу);
- норма прибули (частка капіталу в рік);
- банківський відсоток (частка позикового капіталу в рік);
- норма амортизації (частка основних фондів, амортизируемых протягом року);
- зміна фондівдачі (темпи зміни протягом одиниці часу);

- рента на використовувані природні ресурси (норма прибули, отримувана з одиниці природного ресурсу за рік);
- зміна ступеню використання природного ресурсу;
- зміна структури витрат;
- зміна цін;
- динаміка рівня інфляції;
- зміна органічної будови капіталу;
- темпи науково-технічного прогресу.

Облік чинника часу відбувається по наступних основних напрямках.

1. Дія чинника часу на економічні показатели через інфляційні процеси.

Це напрям обліку чинника часу може бути реалізовано через коефіцієнт інфляції. У загальному вигляді принципіальна формула розрахунку цього показника виражається наступним чином:

$$K_{\text{инф}} = \frac{B_i}{B_0}, \quad (7.8)$$

де B_i і B_0 - величина базового показника для визначення коефіцієнта інфляції відповідно в i -м (розрахунковому) і в початковому році.

У практиці господарських розрахунків зазвичай застосовується **три основні варіанти вибору базових показників:**

- а) по зміні курсу використовуваної грошової одиниці відносно «твердих» валют в i -м в порівнянні з базовим роком;
- б) по зміні ціни на певний вид товару (нефть, бензин, електроенергія, земля, одиниця житлової площі, будівельні матеріали, меблі) або ціни на умовний набір товарів (наприклад, споживчий кошук);
- в) по зміні заробітної плати для певної категорії що працюють або верств населення (наприклад, середня ставка інженера або мінімальна/середня заробітна плата по національній економіці).

Укладаючи договір на виконання робіт в умовах інфляції, вам слід звести

наклеп спеціальною умовою, що сума виплат винагороди коректуватиметься коефіцієнтом інфляції. Тут же необхідно вказати «базу» кореляції (валюту, базові матеріали, ін.). Використовувати як базовий показник *зміну ціни* на який-небудь товар переважно в тому випадку, якщо ви маєте намір зароблені гроші «пустити» на придбання саме цього матеріалу. Не слід думати, що спеціальні умови, що дозволяють врахувати інфляцію, зацікавлений обумовлювати тільки підрядчик. Про це слід думати і замовникові, якщо він хоче отримати якісно зроблену роботу і уникнути необгрунтованого завищення цін з посиланням на інфляцію. Аналогічно може бути вирішений питання індексації довга або кредиту.

2. Дія чинника часу, що виявляється в умовах розширеного відтворення.

Облік чинника часу заснований на оцінці можливої отдачи капітальних вкладень протягом року. Припустимо, що намічається побудова підприємства, причому продовжительність його будівництва складає три роки, а частина цехов підприємства буде здана в експлуатацію, і производственные фонди дадуть віддачу через два роки. Розглянемо, з чого складаються тут повні витрати народного господарства. З одного боку, вони включають абсолютну суму капітальних вкладень, які будуть використані для строительства. З іншого боку, до повних витрат относятся і ті втрати, які обумовлені «заморожуванням» капітальних витрат, тобто виведенням засобів з фінансового обороту. До них відносяться неявні витрати, або упущена вигода, яка могла б бути у разі можливого альтернативного використання засобів, витрачених на капітальні вкладення. Після того, як будівництво буде закончено, підприємство почне отримувати віддачу у вигляді прибутку або, принаймні, відшкодувати витрати у вигляді щорічних амортизационных відрахувань. Поки ж будівництво не закончено, фірма не отримує навіть мінімальної віддачі.

Не слід вважати, що неявні витрати (упущенная вигода) від «заморожування» засобів в капітальних вкладеннях припиняються після закінчення будівництва і початку експлуатації об'єкту. Згадана упущена

вигода пов'язана з недовикористанням засобів не по wybranному, а по альтернативних варіантах. Вони ж віртуально існують до тих пір, поки засоби знаходяться упередметненими в основних фондах. Теоретически це може припинитися в двох випадках: а) після закінчення амортизаційного терміну, коли вартість основних фондів повністю відшкодується через амортизаційні відрахування в реалізованій продукції; б) якщо основні фонди будуть продані до закінчення терміну амортизації. У обох випадках фінансові кошти переходять з форми основних фондів у форму оборотних коштів, включаючись в процеси їх обороту. Вони знаходяться там до тих пір, поки нове придбання основних фондів знову не змінить форму капіталу.

Що ж відбувається після введення в експлуатацію постреного об'єкту і початку отримання на нім прибули? В цьому випадку в умовному економічному балансі, окрім вже згаданих негативних (витратних) складових, з'являється позитивна (прибуткова) компонента, яка може спочатку зрівноважити витрати (в тому разі якщо порівнюється з ними по абсолютній величині), а потім і переважити їх у міру збільшення отриманого прибутку.

Таким чином, повні витрати, зв'язані із замороживанням засобів на один рік, повинні враховувати, окрім капітальних вкладень, упущену вигоду від невикористання вложений засобів:

$$Z_{\text{пол}} = K + K \cdot r = K \cdot (1 + r), \quad (7.9)$$

де D_0 - величина капітальних вкладень, $г$ - норматив приведення, або рівень прибутковості капіталу (норматив дисконтування); показує яку частку капітальних вкладень складає протягом року прибуток від вкладення капітальних засобів; її розмірність 1/год.

Серед економістів немає єдиної думки про методику розрахунку вказаного нормативу. Одні фахівці сходяться в думці, що він повинен враховувати два основних фактора: середню норму прибутковості в сфері, куди реально можуть бути інвестовані дані засоби, тобто по підприємству, галузі, регіону або національній економіці, а також рівень інфляції. Інші

вважають, що основним орієнтиром має бути норма амортизації (або наведені вище чинники «плюс» норма амортизації) (детально див. в наступному параграфі). У Советському Союзі механізм дисконтування (копіюючи західну економіку) почав використовуватися в 1960-і роки. Єдиний по країні норматив дисконтування в різні роки приймався від 0,08 до 0,1.

При заморожуванні капітальних витрат на другий рік повна їх величина знову зростає, причому упущена вигода цього разу обчислюватиметься вже і від величини $D_0 \cdot (1 + r)$:

$$\begin{aligned} Z_{\text{пол}} &= K \cdot (1 + r) + K \cdot (1 + r) \cdot r = K \cdot (1 + r) \cdot (1 + r) = \\ &= K \cdot (1 + r)^2 \end{aligned} \quad (7.10)$$

Продовжуючи аналогічні розрахунки, можна переконатися, що **повні витрати** здійснення капітальних вкладень в певному році при заморожуванні їх на термін T років складуть величину, рівну $K_i \cdot (1 + r)^T$. В тому разі якщо капітальні вкладення вносяться до i -м року, а приводяться до моменту часу T від початку будівництва, то повні витрати можуть бути по даному року оцінені формулою

$$Z_{\text{пол } i} = K_i \cdot (1 + r)^{T-i}. \quad (7.11)$$

Капітальні витрати, визначені з урахуванням упущеної вигоди від їх заморожування, називаються **приведеними капітальними витратами**, індекс $B = (1 + r)^T$, що показує темп зростання витрат залежно від терміну їх заморожування, **коефіцієнтом дисконтування**, а величина r - **нормою, або нормативом дисконтування**.

Загальна величина приведених витрат по об'єкту в цілому за весь період його будівництва може бути визначена шляхом підсумовування капітальних витрат відповідних років, приведених до одного з років в майбутньому періоді, для чого використовується наступна формула:

$$K_T = \sum_{i=1}^T K_i \cdot (1 + r)^{T-i}, \quad (7.12)$$

де KT — повні капітальні витрати по об'єкту в цілому, приведені до T -му року будівництва; i - рік будівництва, вважаючи від його початку; Ki - капітальні витрати, здійснені в i -й рік будівництва; r_n - норматив приведення капітальних вкладень; T - номер року будівництва, до якого здійснюється приведення капітальних витрат.

Напрямок приведення часу може бути зворотним, зокрема, всі витрати можуть бути приведені до року почала будівництва. В цьому випадку показник ступеня буде негативним і витрати ділитимуться на коефіцієнт приведення $(1 + r_n)^{T-i}$. Рік приведення може бути вибраний і усередині періоду будівництва. В цьому випадку витрати, здійснені до року приведення, повинні умножатися на коефіцієнт дисконтування, а витрати, здійснені після цього періоду, - ділитися на нього. Втім, це буде виконано автоматично, якщо виконати дію алгебри $T-i$.

Слід зазначити, що так само до одного моменту часу можуть приводитися також результати діяльності підприємства (дохід, прибуток), поточні витрати, збиток і інші види витрат.

Дуже istotne доповнення. Всі приведені розрахунки відповідають стану неінфляційної економіки, і норматив приведення обумовлений тільки зростаючою віддачею капітальних вкладень в умовах розширеного відтворення. В умовах інфляції він має бути скоректований з урахуванням коефіцієнта інфляції ($K_{инфл}$):

$$r_n^1 = r_n \cdot K_{инфл} \quad (7.13)$$

3. Облік динаміки зміни природних умов.

Під дією динаміки соціально-економічних факторів і чинника обмеженості природних ресурсів відбуваються зміни їх економічній цінності. Як правило, необхідність залучення до експлуатації замикаючих ресурсів (тобто гірших за якістю і місцеположенню) збільшує відносительную «ціну» ресурсів, що раніше експлуатувалися. Крім того, постійно збільшуються

витрати на відтворення якості навколишнього середовища. Справедливості ради, слід сказати, що діє і зворотний процес: науково-технічний прогрес в експлуатації природних ресурсів може сприяти зниженню витрат по їх експлуатації.

Вплив чинника часу на величину річної ренти (тобто економічної оцінки природного ресурсу) може враховуватися коефіцієнтом gr . Зокрема, середнє значення щорічного зростання сільськогосподарської диференціальної ренти по ряду оцінок дорівнює 3%. Найчастіше доводиться вирішувати завдання такого типу: оцінити збиток від вилучення якого-небудь природного ресурсу з обороту (наприклад, землі) за термін T . В цьому випадку коефіцієнт коректування ренти за вказаний період (без урахування нормативу дисконтування) складе

$$P = \sum K_i \cdot (1 + r_p)^T, \quad (7.14)$$

де r_p - середньорічний темп зростання ($r_p > 0$) або зменшення ($r_p < 0$) річної ренти за період вилучення природного ресурсу T .

4. Облік зміни індексу цін.

Зміна інших перерахованих вище економічних показателів (темпи НТП, зміна органічної будови капітала, зміна структури витрат) може бути враховане введенням в розрахунок індексу цін на дані ресурси. Щоб виключити вплив інфляції, індекс цін може оцінюватися через тверду валюту. До речі, на відміну від інфляції, котра порівняно рівномірно збільшує ціни на різні товари і послуги (причому відразу на більшість з них), указанні чинники діють на різні товари по-різному. На одні товари ціни можуть рости, на інших — знижуватися. Індекс цін по кожній групі товарів складає

$$I_c = \frac{Ц_p}{Ц_б}, \quad (7.15)$$

де $Ц_p$ - ціна по даному товару в розрахунковому році; $Ц_б$ - ціна по даному товару в базовому році.

Підводячи підсумки, можна сказати, що проблема обліку чинника часу

зводиться до його вартісної оцінки при дослідженні і аналізі таких економічних процесів, для яких характерно непостійність і несинхронна витрат і результатів.[12]

7.3 Розрахунок повної собівартості системи керування режимами енергопостачання районних підстанцій РТП-110/35/10 кВ.

Собівартість продукту - це виражені в грошовій формі поточні витрати підприємства на його виробництво і збут. Витрати на виробництво формують виробничу собівартість, а витрати на виробництво і збут - повну собівартість. Розрахунок собівартості продукту за статтями витрат називається калькуляцією. Калькуляція собівартості програмного продукту здійснюється відповідно «Типовому положенню з планування, обліку і калькуляції собівартості продукції (робіт, послуг) в промисловості». /Ссылка на літературу: Типове положення з планування, обліку і калькуляції собівартості продукції. Затверджено КМ. України від 26 квітня 1996 № 473 // Бізнес. - № 32-35/.

Витрати, пов'язані з виробництвом і збутом (реалізацією) продукту (системи керування режимами енергопостачання районних підстанцій РТП-110/35/10 кВ) групуються за наступними статтями:

1. Матеріали і комплектуючі вироби.
2. Основна заробітна плата.
3. Додаткова заробітна плата.
4. Відрахування на соціальні заходи.
5. Витрати на утримання і експлуатацію устаткування.
6. Загальновиробничі витрати.
7. Адміністративні витрати.
8. Витрати на збут.

7.3.1 Матеріали і комплектуючі вироби.

Розглядаються виходячи з відомостей на матеріали, сировину, що комплектують, операцію з розрахунку на 1 одиницю випуску.

Таблиця 8.

Матеріали і комплектуючі вироби

Найменування	Кількість	Вартість, грн.
Мікропроцесорна система управління на основі SIEMENS	1	20000
Провідники	10 м	5000
Сумарна вартість купувальних виробів (Сп)		25000

7.3.2 Витрати на основну заробітну плату (Z_0):

$$Z_0 = TЧКА = 4 \cdot 50 \cdot 1 \cdot 2 = 400 \text{ грн}, \quad (7.16)$$

де T - сумарна трудомісткість розробки продукту (година).

Визначається експертним шляхом виходячи з фактично витраченого часу на виробництво і наладку продукту;

$Ч$ - середня годинна тарифна ставка 1 робочого, який задіяний у виробництві продукту, грн./час;

$К$ - коефіцієнт трудової участі (розрядності);

$А$ - кількість працівників задіяних у виробництві.

7.3.3 *Додаткова заробітна плата (10?30% від З_о):*

$$Зд = З_о \cdot \frac{Кд}{100} = 400 \cdot \frac{20}{100} = 80 \text{грн}, \quad (7.17)$$

де $Кд$ - відсоток додаткової заробітної плати.

7.3.4 *Відрахування на соціальні заходи містять відрахування від суми основної і додаткової зарплати по встановлених ставках*

- на обов'язкове державне пенсійне страхування - 33,2%;

- на державне страхування від нещасних випадків - 0,9%;

- на обов'язкове державне соціальне страхування на випадок безробіття - 1,3%;

- у зв'язку з тимчасовою втратою працездатності і витратами, обумовленими народженням дитини і похованням, - 1,5%)

$$Нсм = (З_о + Зд) \cdot \frac{36,9}{100} = (400 + 80) \cdot \frac{36,9}{100} = 177,12 \text{грн} \quad (7.18)$$

7.3.5 *Витрати на утримання і експлуатацію устаткування:*

Якщо устаткування знаходиться на балансі підприємства.

Витрати на зміст і експлуатацію устаткування (РСЕО) = основна зарплата * %РСЭО, визначається з відомостей за аналізом повної собівартості продукту (в середньому 120-150%).

$$З_уе = з_о \cdot 150\% = 400 \cdot 150\% = 600 \text{грн} \quad (7.19)$$

7.3.6 *Загальновиробничі витрати.*

Є витратами, пов'язаними з управлінням підрозділом, витратами на службові відрядження співробітників підрозділу (цехи), амортизаційні відрахування від вартості основних фондів загальцехового призначення і так далі

Визначаються у розмірі 130?250% від основної зарплати.

$$З_обц = з_о \cdot 250\% = 400 \cdot 250\% = 1000 \text{грн} \quad (7.20)$$

7.3.7 Виробнича собівартість продукту.

$$\begin{aligned} P_c = c_n + Z_o + Z_d + H_{cm} + Z_{ue} + Z_{obz} = 25000 + 400 + 80 + 177,12 + \\ + 600 + 1000 = 27257,12 \text{ грн} \end{aligned} \quad (7.21)$$

7.3.8 Адміністративні витрати.

Можуть включати:

- витрати, пов'язані з управлінням підприємства;
- витрати на службові відрядження адміністрації підприємства;
- витрати на пожежну і сторожову охорону;
- витрати, пов'язані з підготовкою (навчанням) і перепідготовкою кадрів;
- витрати на перевезення працівників до місця роботи і назад;
- витрати на сплату відсотків за фінансові кредити, а також відсотків за товарні і комерційні кредити; витрати, пов'язані із сплатою відсотків за користування матеріальними цінностями, узяними в оренду (лізинг);
- витрати, пов'язані з оплатою послуг комерційних банків і інших кредитно-фінансових установ;
- податки, відрахування.

Визначаються у розмірі 140-200% від основної зарплати.

$$Z_a = z_o \cdot 200\% = 400 \cdot 200\% = 800 \text{ грн} \quad (7.22)$$

7.3.9 Витрати на збут.

Включають витрати на рекламу і передпродажну підготовку продукту. Орієнтування ці витрати визначаються у розмірі 5-10% від виробничої собівартості.

$$Z_c = p_c \cdot 10\% = 27257,12 \cdot 10\% = 2725,71 \text{ грн} \quad (7.23)$$

7.3.10 Повна собівартість продукту.

$$C=nc+za+zc=27257,12 + 800 + 2725,71 = 30782,83 \text{ грн} \quad (7.24)$$

7.3.11 Калькуляція собівартості продукту зводиться в таблицю

Таблиця 9

Калькуляція собівартості системи керування районною трансформаторною підстанцією РТП-110/35/10 кВ|

Найменування статей калькуляції	Величина, грн
Матеріали і комплектуючі вироби.	25000
Основна заробітна плата	400
Додаткова заробітна плата	80
Відрахування на соціальні заходи	177,12
Витрати на утримання і експлуатацію устаткування	600
Загальновиробничі витрати	1000
Адміністративні витрати	800
Витрати на збут	2725,71
Повна собівартість продукту	30782,83

7.4. Розрахунок ціни системи керування режимами енергопостачання районних підстанцій РТП-110/35/10 кВ

У ринковій економіці існують різні методи ціноутворення: с/с плюс прибуток, забезпечення фіксованого об'єму прибули, залежно від рівня попиту .

Розрахунок оптової ціни системи управління трансформаторною підстанцією РТП-110/35/10 кВ проведемо по схемі «собівартість плюс

прибуток».

$$Ц_{opt} = З + П \quad (7.25)$$

де $З$ - собівартість програмного продукту

$П$ - величина прибули.

Прибуток визначається виходячи з нормативу (показника) рентабельності виробництва продукції встановлюваного підприємством:

$$R = \frac{П}{С} \cdot 100\%, \quad (7.26)$$

де R - рентабельність продукції (продукту), приймається в розмірі до 35%.

Тоді оптова ціна програмного продукту визначається:

$$Ц_{opt} = С + \frac{R \cdot С}{100} = 30782,83 + \frac{35\% \cdot 30782,83}{100} = 41556,82 \text{ грн}, \quad (7.27)$$

Позитивні сторони даної методики полягають в її простоті, комплексній очевидності такої функції ціни як відшкодування витрат на виробництво і забезпечення прибутковості від створення і реалізації продукту. Недолік даної методики полягає в тому, що вона майже не враховує ринкові чинники ціноутворення і перш за все попит. Проте в умовах ринкової економіки існують ситуації, якщо підприємствам доцільно її застосовувати: в умовах відсутності конкуренції (монополії), при обмеженні рентабельності продукції з боку держави, виконанні одноразових замовлень, виготовленні оригінальної продукції.

Необхідно відзначити, що для встановлення реальної ціни яка б відповідала умовам існуючого ринку програмних продуктів, необхідні відповідні маркетингові дослідження.

$$Ц_{розн} = ц_{opt} \cdot 1,2 = 41556,82 \cdot 1,2 = 49868,18 \text{ грн} \quad (7.28)$$

де 20% ПДВ

Вивід. При визначенні повної собівартості системи керування режимами енергопостачання районних підстанцій РТП-110/35/10 кВ ми визначили, що вона рівна **30782,83** грн

Висновок

В ході виконаної роботи була розглянута система управління трансформаторною підстанцією РТП-110/35/10 кВ на базі SINAUT LSA фірми SIEMENS. Система реалізована у вигляді спеціалізованого мікропроцесорного пристрою на сучасній елементній базі, який дозволяє управляти підстанцією, а також діагностувати несправності і подавати сигнали при їх виявленні. Так само дана система дозволяє оперативно (можливий варіант з дистанційним управлінням) міняти налаштування, і виводити їх і додаткову інформацію в зручному вигляді на табло індикації. Це дозволяє понизити витрати на наладку і експлуатацію системи.

На відміну від використовуваних в даний час, дана система дозволяє окрім основних функцій, реалізувати інші додаткові можливості, наприклад дистанційне керування за допомогою засобів телемеханіки, при цьому вартість системи практично не змінюється, оскільки апаратні засоби вже присутні, а необхідно змінити тільки програмне забезпечення.

Застосування телекерування дозволить скоротити число чергового персоналу. Це у свою чергу приведе до позитивного економічного ефекту.

Перечень використаної літератури.

1. Мікропроцесорні пристрої релейного захисту, автоматики дистанційного керування. Принципи побудови.: К,2018 Гама.-40с.
2. Електричні системи і мережі. Навчальний посібник для студентів електроенергетичних спеціальностей вузів. - Пб: Видавництво Сизова м.П., 2019. -304с.,с илл
3. В.С. Трондюк, В.В. М'ясників, А.В. Іванченко. Методичні вказівки щодо виконання лабораторних робіт з курсу „Електропостачання сільського господарства” (Релейний захист):. К.-2018
4. Федоров А.А., Каменева В.В. Основи електропостачання промислових підприємств.–М.: Енергоатоміздат, 2015.–472с.
5. Гачків І.П, Кувшинський Н. Н., Неклепаєв Б. Н. Електрическа частина електростанцій і підстанцій: Довідкові матеріали для курсового і дипломного проектування. – М.: Енергія, 2018. – 456 с.
6. Правила пристрою електроустановок. 6-е видавництво –Енергоиздат.1986.-645с.
7. Блок С. М., Обушев Р. До., Паперно Л. Би.. Допомога до курсового і дипломного проектування для електроенергетичних спеціальностей вузів.– М.: Висш. шк., 2016. – 383 с.
8. Базукин С. С., Ларіонов В. П. Пінталь Ю. С. Техніка високої напруги: Ізоляція і перенапруження в електричних системах. – М.: Енергоатоміздат, 2016. – 464 с.
9. Рожкова Л. Д., Козулін В. С. Електрооборудовніє станцій і підстанцій. – М.: Енергоатоміздат, 2017. – 648 с.
10. Долин П. А. Основи техніка безпеки в електроустановках. – М.: Енергія, 2019. – 408 с.
11. Правила технічної експлуатації і правила безпеки при експлуатації електроустановок. 4-і изд.- М.: Енергоатоміздат, 2016.-424с.
12. Економіка підприємства: Навчальний посібник / Під общ. ред. д. э. н., проф. Л. Р. Мірошника. – Суми: ІТД «Університетська книга», 2002. – 632 с.

13. Hyman, Anthony. Charles Babbage, pioneer of the computer. — Oxford University Press, 2014. — 287 с.
14. Randell, Brian. The Origins of Digital Computers: Selected Papers.. — 2003.
15. N. V. P. R. Durga Prasad, T. Lakshminarayana, et al., “Automatic Control and Management of electrostatic Precipitator”, IEEE Transactions on Industry Applications, pp. 561-567, Vol. 35, No. 3, May/June, 2017.
16. Ralf Joost and Ralf Salomon. “Advantages of fpga-based multiprocessor systems in industrial applications”. In 31st Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society (IECON 2005). IEEE-IECON, November 2005.
17. Дембовський В.В. Автоматизація управління виробництвом: Навчальний посібник .- СПб.:СЗТУ, 2004.-82 с.
18. Єдина система конструкторської документації: Довідник. – М.: Вид-во стандартів, 2016.
19. Електротехнічний довідник. В 3 Т. – Т 1. Загальні питання. Електротехнічні матеріали / Під заг. ред. В.Г. Герасимова ф др. – М.: Енергоатомвидав, 2016. – 488с.
20. Автоматика и автоматизация технологических процессов: Підручник / Т.Б. Головки, К.Г. Рего, Ю.О. Скрипник. - К.: Лебідь, 2017. - 232 с.