

**МІНІСТЕРСТВО АГРАНОЇ ПОЛІТИКИ ТА ПРОДОВОЛЬСТВА УКРАЇНИ
МИКОЛАЇВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ**

Інженерно-енергетичний факультет

Кафедра енергетики аграрного виробництва

**ТЕХНОЛОГІЯ ОБСЛУГОВУВАННЯ ТА РЕМОНТУ
ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ТА ЗАСОБІВ АВТОМАТИЗАЦІЇ**

Методичні рекомендації

для виконання курсового проекту
студентами денної форми навчання
спеціальності 7.100101
«Енергетика сільськогосподарського виробництва»

Миколаїв
2014

УДК 621.313

ББК 31.26

Т38

Друкується за рішенням методичної ради інженерно-енергетичного факультету Миколаївського національного аграрного університету, протокол № 9 від 30.05.14р.

Укладач:

О. О. Плахтир - канд. техн. наук, доцент кафедри енергетики та аграрного виробництва Миколаївського національного аграрного університету

Рецензенти:

Д. Ю Шарейко - канд. техн. наук, доцент кафедри автоматички Національного університету кораблебудування

О. В. Бондаренко - канд. техн. наук, доцент кафедри тракторів та сільськогосподарських машин Миколаївського національного аграрного університету

ЗМІСТ

ВСТУП	4
1. РІВНІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ І МІСЦЕ СИЛОВИХ ЕЛЕМЕНТІВ АЕП В ІСНУЮЧІЙ ІЄРАРХІЇ РІВНІВ	5
2. ВИБІР СТРУКТУРИ ВНУТРІШНЬОЦЕХОВОЇ МЕРЕЖІ	8
3. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ	10
3.1 ОСНОВНІ ПОЛОЖЕННЯ	10
3.2 МЕТОДИ РОЗРАХУНКУ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ	10
4. РОЗРАХУНКИ СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ	12
4.1 ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ	12
4.2 ОБЧИСЛЕННЯ ЗНАЧЕНЬ СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ В ЕЛЕКТРОУСТАНОВКАХ БІЛЬШЕ 1 кВ.	18
4.3 КОРОТКЕ ЗАМИКАННЯ В МЕРЕЖАХ НАПРУГОЮ ДО 1кВ	22
5. ВИБІР АПАРАТІВ І СТРУМОВЕДУЧИХ ПРИСТРОЇВ	26
5.1 ВИБІР ПЕРЕРІЗУ СТРУМОПРОВОДІВ ЦЕХОВИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ	26
5.2 ВИБІР АПАРАТІВ ЗА НОМІНАЛЬНИМИ ПАРАМЕТРАМИ	26
5.3 ВИБІР ВИСОКОВОЛЬТНИХ ВИМИКАЧІВ	27
5.4 ВИБІР РОЗ'ЄДНУВАЧІВ, ВІДДІЛЬНИКІВ, КОРОТКОЗАМИКАЧІВ	31
5.5 ВИБІР ВИМИКАЧІВ НАВАНТАЖЕННЯ І ЗАПОБІЖНИКІВ	32
5.6 ВИБІР РЕАКТОРІВ	33
5.7 ВИБІР ТРАНСФОРМАТОРІВ СТРУМУ І ТРАНСФОРМАТОРІВ НАПРУГИ	35
5.8 ПЕРЕВІРКА СТРУМОВЕДУЧИХ ПРИСТРОЇВ НА ТЕРМІЧНУ І ДИНАМІЧНУ СТІЙКІСТЬ	37
6. ВИБІР АВТОМАТИЧНИХ ВИМИКАЧІВ ДЛЯ ЗАХИСТУ СИЛОВИХ ВЕНТИЛІВ ТА ПЕРЕТВОРЮВАЧІВ ВІД СТРУМОВИХ ПЕРЕВАНТАЖЕНЬ І КОРОТКИХ ЗАМИКАНЬ ПРИ НАПРУЗІ ДО 1 кВ	39
7. ВИБІР ШВИДКОДІЮЧИХ ЗАПОБІЖНИКІВ ЗА УМОВАМИ ЗАХИСТУ НАПІВПРОВІДНИКОВИХ ПРИЛАДІВ ПЕРЕТВОРЮВАЛЬНИХ УСТАНОВОК	39
8. ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЯКОСТІ НАПРУГИ У ЕЛЕКТРОПРИЙМАЧІВ	40
ЛІТЕРАТУРА	43
ДОДАТКИ	45

ВСТУП

Надійне функціонування автоматизованого електропривода в значній мірі залежить від якості і надійності системи електропостачання всіх його ланок. Практичне рішення цієї задачі в першу чергу зводиться до виконання умов вибору устаткування для електричних установок з урахуванням його експлуатаційної надійності як в нормальних, так і в аварійних режимах.

Відомо, що при випадкових коротких замиканнях струмоведучих елементів різних фаз струми короткого замикання (к.з.) сучасних електричних системах можуть досягти десятків і сотень тисяч ампер.

У зв'язку з цим, устаткування електричних установок повинно вибиратися і перевірятися з врахуванням термічної і електродинамічної стійкості по максимально можливим значенням струмів к.з.

1. РІВНІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ І МІСЦЕ СИЛОВИХ ЕЛЕМЕНТІВ АЕП В ІСНУЮЧІЙ ІЄРАРХІЇ РІВНІВ

Теоретично і практично розрізняють наступні рівні системи електропостачання [1]:

- окремий електроприймач, агрегат (станок) з багатодвигунним приводом або другою групою електроприймачів, зв'язаних технологічно та утворюючих єдиний виріб з певною паспортною потужністю, - перший рівень, який живиться по одній лінії, 1УР;
- щити розподільчі напругою до 1кВ змінного струму та до 1.5кВ постійного струму, щити керування, силові шафи, ввіднорозподіляючі пристрої, шинні виводи, зборки, магістралі – другий рівень, 2УР;
- щит низької напруги трансформаторної підстанції 10(6) 0.4кВ або сам трансформатор – третій рівень, 3УР;
- шини розподіляючої підстанції РП 10(6)кВ – четвертий рівень, 4УР;
- шини головної понижуючої підстанції, підстанції глибокого ВВОДУ, опорної підстанції району – п'ятий рівень, 5УР;
- межа розподілу підприємства та енергосистеми – шостий рівень, 6УР;

В загальному випадку 6УР – рівень споживача електроенергії – це в цілому підприємство або територіально уособлений цех з системою зовнішнього електропостачання, зв'язаних лініями електропередач.

Розподіляючі підстанції 4УР одержують електроенергію від головної понижуючої підстанції ГПП або ТЕЦ на напругу 10(6)кВ і призначені для її прийому і розподіленню між цеховими ТП і окремими електроприймачами високої напруги (електродвигуни, перетворювачі і таке інше).

Від 5УР здійснюється електропостачання великого цеху або району. Від 4УР живляться окремі будівлі, споруди. Цехові ТП призначені для перетворення електроенергії напругою 10(6)кВ в напругу 220/380В, 660В і живлення на цій напрузі цехових електричних мереж. До цехових електричних мереж 220/380В, 660В приєднано більшість електроприймачів промислового підприємства. Одними із елементів системи електропостачання є перетворювачі підстанції, які призначені для перетворення змінного струму в постійний, а також для перетворення однієї частоти в іншу. Схеми електропостачання перетворювачів підстанцій високої напруги розглядаються аналогічно ТП як споживачі 3УР. Резюмуючи вище приведене зробимо висновок, що завод в цілому співвідноситься з 6УР, виробництво можливо співвіднести з 5УР, цех - з 4УР, відділення – з 3УР, ділянку з 2УР.

Електроприймачі 1УР для цілі електропостачання можуть бути розбиті на характерні групи, які відрізняються режимами роботи. Відрізняють вісім режимів роботи двигунів механізмів з різними відношеннями часу роботи і паузи, частоти пуску і гальмування та інше. З них тільки три режими впливають на розрахунок навантаження : тривалий, короткочасний, повторно-короткочасний.

Тривалий режим роботи електричного двигуна відповідає номінальному незмінному навантаженню двигуна, що триває занадто довго, так що температура всіх його частин досягає встановленого значення.

Короткочасний режим роботи електричного двигуна характеризується тим, що двигун працює при номінальній потужності протягом часу, коли його температура не встигає досягти встановленого значення. При відключенні двигун тимчасово не працює і його температура падає до температури оточуючого середовища.

Повторно - короткочасний режим роботи двигуна – це такий режим, при якому короткочасні робочі періоди номінального навантаження чергуються з паузами. Тривалість робочих періодів не настільки велика, щоб перенагрівання окремих елементів двигуна при не змінній температурі оточуючого середовища могли досягти встановленого значення.

Для двигунів підйомно-транспортних механізмів встановлені стандартні значення тривалості включення (ТВ), що дорівнюють 15,25,40 і 60%.

Фактично ТВ пристрою в процесі роботи змінюється у значних межах, в зв'язку з чим з'являється потреба перерахунку їх потужності з паспортної ТВ на фактичну.

Відношення між повторно - короткочасною потужністю P_1 і P_2 при відповідних ПВ1 і ПВ2 має вигляд:

$$D_1 \sqrt{\hat{I} \hat{A} 1} = D_2 \sqrt{\hat{I} \hat{A} 2} = D_{\text{одєа}}.$$

де $P_{\text{трив}}$ – це потужність, відповідна тривалому режиму роботи (ПВ=100%)

Встановленою потужністю електроприймача P_y називається його номінальна потужність, вказана заводом-виробником. Встановленим називається будь-який електроприймач (двигун, перетворювач та інші) підключений до електромережі, працюючий або непрацюючий, але може бути включеним або вимкненим в будь-який час по технологічним вимогам, вимогам безпеки, ремонтним роздумам.

Встановлена потужність для будь-якого з'єднання і на будь-якому рівні системи електропостачання дорівнює сумі встановлених (номінальних) потужностей без будь-яких поправочних коефіцієнтів. В випадку встановлення, наприклад, трьох насосів водозливу з електроприводом, таких що у нормальному режимі один забезпечує усунення води, другий вмикається взамін або аварійно, третій повинен бути готовим до періоду інтенсивного знаходження води, встановлена потужність двигунів насосів буде:

$$P_y = \sum_{i=1}^3 P_{\text{ном.}}$$

В розрахунку часто використовується номінальна (паспортна) потужність електродвигуна $P_{\text{ном}}$ - потужність розвита на валу при номінальній напрузі. Це означає, що на затискачах електродвигуна та далі на 2УР і вище буде необхідна значно більша потужність, визначена ККД двигуна та втратами в мережі, які змінюються при зміні навантаження електродвигуна і напруги. Але на практиці, не дивлячись на внесену похибку, в розрахунках використовують паспортні дані електродвигунів ($P_{\text{ном}} \cdot I_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi$).

Типові схеми включення високовольтних перетворювачів, 4УР, приведені на рис. 1.1-1.3, низьковольтних, 1УР – на рис.1.4.

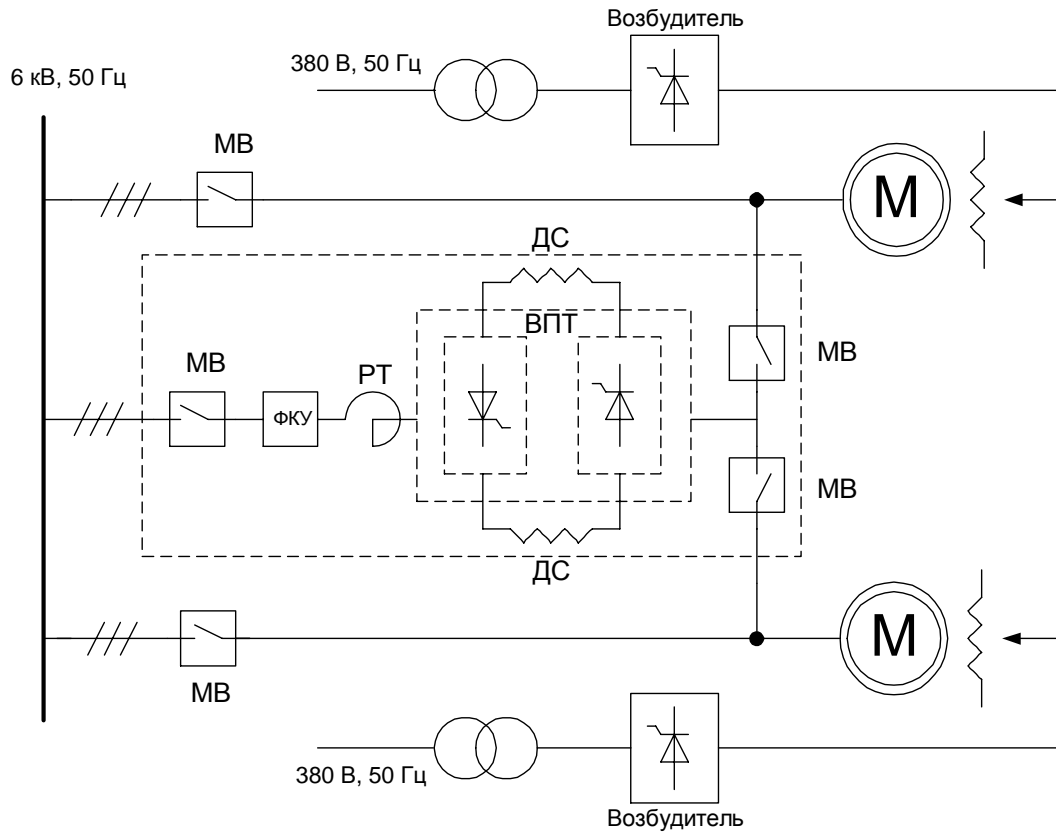


Рис. 1.1. Електропривод вентиляторної станції керування вентилятора головного провітрювання

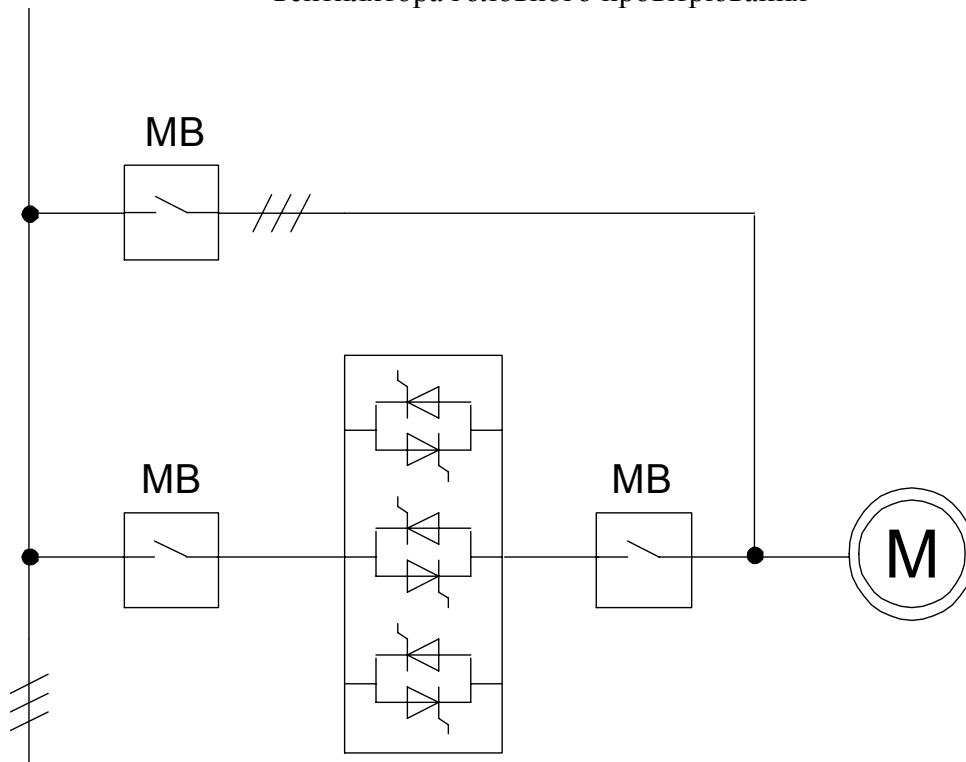


Рис. 1.2. Типова схема включення високовольтного регулятора напруги серії HVS

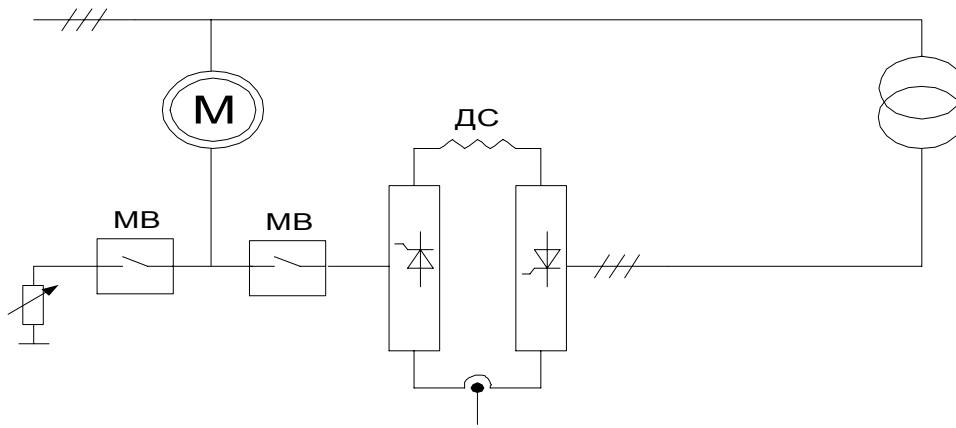


Рис. 1.3. Каскадний привод за схемою АВК

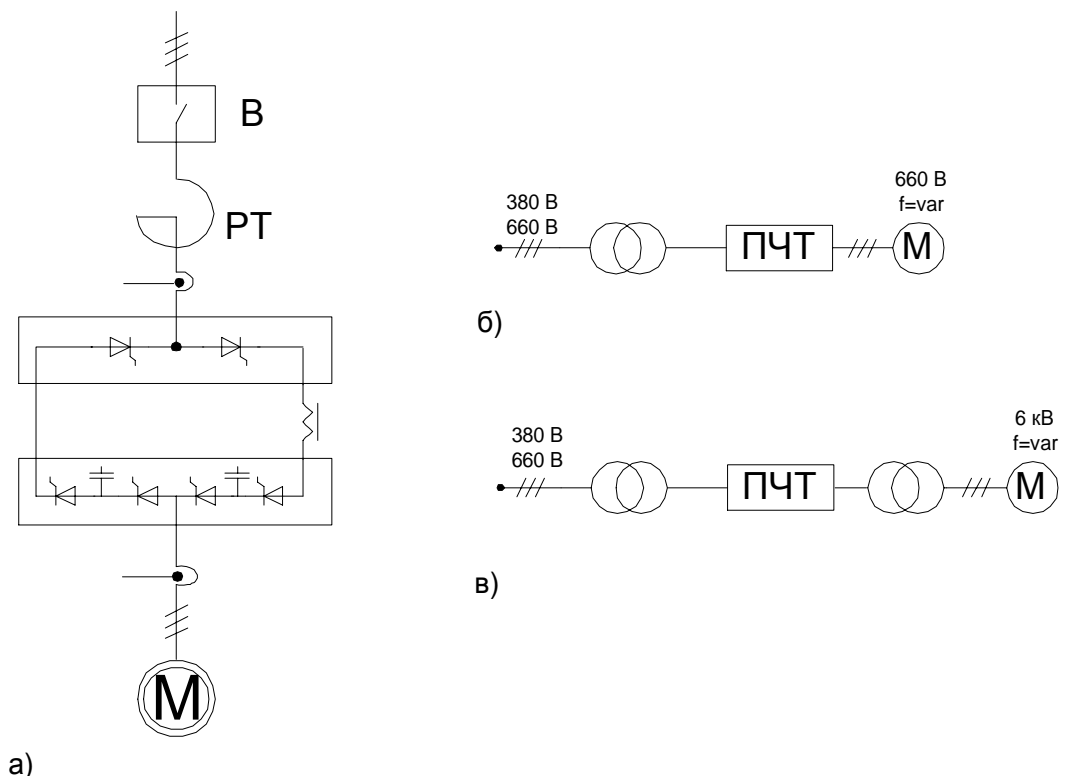


Рис. 1.4. Типові схеми включення низьковольтного перетворювача частоти на базі автономного інвертора струму, серія ПЧТЕ

2. ВИБІР СТРУКТУРИ ВНУТРІШНЬОЦЕХОВОЇ МЕРЕЖІ

Найбільше розповсюдження на промислових підприємствах мають електроустановки напругою 380/220 В з глухим заземленням нейтралі.

Напруга 380/220 В використовується в усіх випадках, якщо техніко-економічними розрахунками не аргументована доцільність застосування більш високої напруги, або якщо це диктується типом використаного електроприводу.

Вибір структури цехової мережі базується на інформації про електроприймачі, яка повинна міститися в технічному завданні на дипломне проектування. В технічному завданні повинні вказуватися: характер середовища промислового

приміщення, вид виконання елементів внутрішньоцехової мережі, категорія електроприймачів по надійності електропостачання і т.п.

Цехові мережі, до яких приєднуються електроприймачі, виконуються по одній із найпростіших схем: радіальній (рис. 2.1), магістральній (рис. 2.2), змішаній (рис. 2.3).

Тут потрібно відмітити, що радіальні схеми живлення мають більш високу схемну надійність, але характеризуються великою кількістю одиниць електрообладнання; магістральні мають більш високу експлуатаційну надійність і потребують меншої кількості захисних та комутаційних апаратів.

На схемах живлення повинні бути вказані перетин та тип вибраних струмопроводів, типи вимикачів, трансформаторів і т.д.

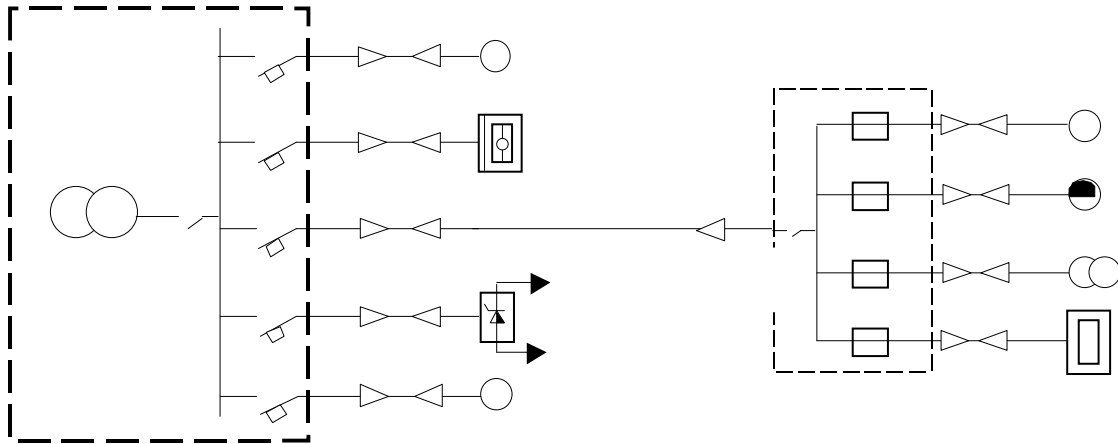


Рис. 2.1. Радіальна схема живлення

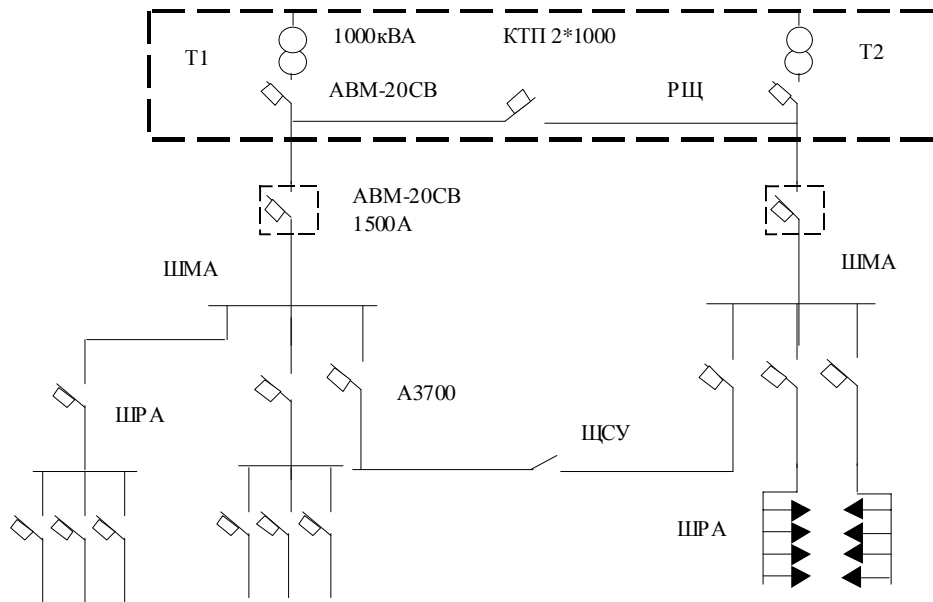


Рис. 2.2. Магістральна схема живлення

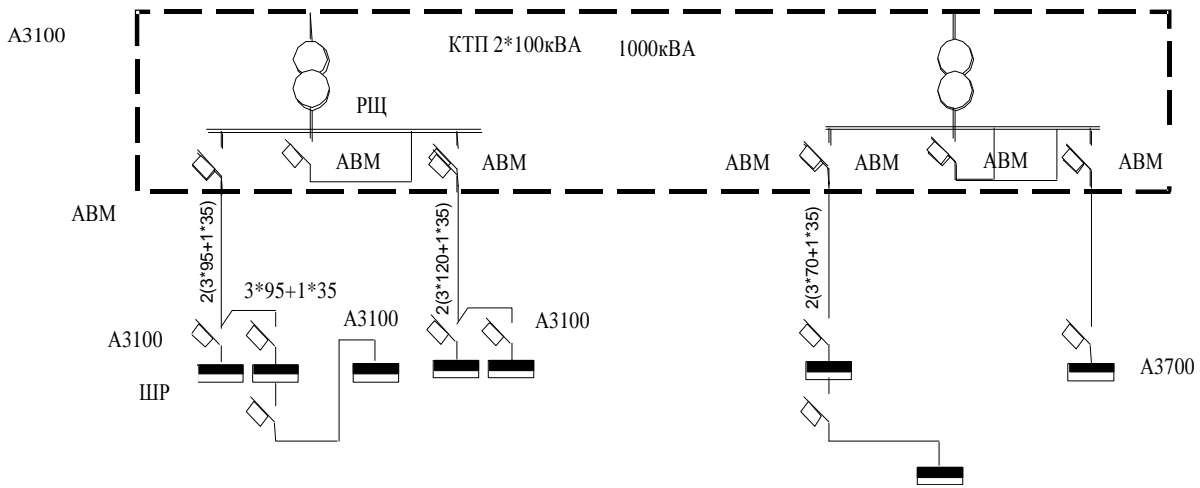


Рис 2.3. Змішана схема живлення

3. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

3.1. Основні положення

Розрахункова величина електричних навантажень P_p визначає технічні рішення, диктує затрати на виготовлення електротехнічних виробів, на спорудження і функціонування об'єктів електрики. Очікуванні P_p визначають електропостачання всіх рівнів.

В якості розрахункового навантаження застосовується середнє навантаження по активній потужності за деякий часовий термін T , який зв'язують з постійною часу нагріву T_n . Умовно беруть $T_n=10$ хвилин – середню величину для постійної нагріву розповсюджених перетинів струмопроводів. Це й приводить до поняття півгодинного максимуму P_{max} . Таким чином, при вирішуванні питань електропостачання визначаючим є розрахункове електричне навантаження, яке приймається рівним півгодинному максимуму P_{max} (I_{max}), найбільшому серед півгодинних потужностей (струмів) даного елемента.

Окрім визначення перетину елементів системи електропостачання по нагріву P_{max} потрібно для визначення втрат і відхилень напруги, максимальних втрат потужності в мережах, для визначення струму торкання релейного захисту, для вибору плавких запобіжників і уставок вимикачів, для перевірки самозапуску електродвигунів, коливань напруги в мережах і в других випадках, коли потрібно розрахувати елементи електричної мережі і її режими роботи.

3.2. Методи розрахунку електричних навантажень

В практиці розрахунків електричних навантажень використовують методи:

- 1) емпіричний (метод коефіцієнту попиту, метод питомого розходу електроенергії, метод питомих щільностей навантажень технологічного графіка);
- 2) метод впорядкованих діаграм (метод коефіцієнта максимуму);
- 3) статистичний метод;
- 4) комплексний метод;

5) метод моделювання графіків навантажень.

В дипломному проекті рекомендується використовувати метод, який дає 10% точність розрахунків на всіх рівнях електропостачання – метод коефіцієнта максимуму.

Треба зазначити, що на рівнях одиночного електроприймача, до яких відносяться рівень 1УР, а для перетворювачів високої напруги і 4УР, можливі тільки локальні розрахунки (вибір кабелю, розподільчих шафів). При цьому параметри постачання вибираються під конкретний електроприймач.

В якості розрахункової потужності (струму) $P_p = P_{\max}$ ($I_p = I_{\max}$) для кожного електроприймача вказаних рівнів з тривалим режимом роботи при виборі комутаційної апаратури і струмопроводів використовується його номінальна (встановлена) потужність $P_p = P_{\max} = P_{\text{ном}} = P_y$. Зміною К.К.Д. і коефіцієнта потужності при зміні навантаження нехтуємо. Розрахунковий струм визначається таким чином:

$$I_p = P_{\max} / (\sqrt{3} U_{\text{ном}} \cos \varphi_n)$$

Для агрегату з багатодвигунним приводом як електроприймача під його номінальною потужністю розуміють суму номінальних потужностей усіх двигунів агрегату. Якщо два чи три електроприймачі живляться по одному провіднику від одного комутаційного апарата, то $P_p = P_{\max}$ визначається як сума їхніх номінальних потужностей. Для одного крана розрахункове навантаження для вибору тролейного проводу приймається рівним потужності двох найбільш могутніх приймачів.

Таким чином розрахунок електричних навантажень, 1УД для цілей електропостачання практично не проводиться. Вибір електроустаткування для вказаних рівнів (для одиночних електроприймачів) здійснюється по $P_p = P_{\max} = P_y$. Визначення різних коефіцієнтів (попиту, використання, максимуму, форми) і виділення резервів електроприймачів не потрібно. Розуміння найбільш навантаженої зміни не використовується.

Для других рівнів при великій кількості електроприймачів незалежно від стадії проектування в мережах до 1кВ (силові шафи, магістралі, шинопроводи 2УР) рекомендується наступний порядок розрахунку електричних навантажень:

- 6) по розрахунковому вузлу складаються число силових електроприймачів і їхні номінальні потужності (як працюючих так і резервних);
- 7) складаються середні активні і реактивні навантаження працюючих електроприймачів;
- 8) знаходиться гуртовий коефіцієнт використання даного розрахункового вузла і його середньозважений коефіцієнт потужності;
- 9) розраховується ефективне число електроприймачів вузла

$$n_e = \frac{(\sum_{i=1}^n P_{\text{ном}i})^2}{\sum_{i=1}^n P_{\text{ном}i}^2};$$

- 10) По довідковим кривим або таблицям [2], (див. додаток) визначаються коефіцієнти максимуму і максимальне силове навантаження вузла:
 $P_{max} = K_{max} P_c$, де P_c – середнє активне навантаження;
- 11) При наявності в даному розрахунковому вузлі електроприймачів з практично постійним графіком навантаження встановлюється сумарна номінальна потужність і середня потужність цих електроприймачів;
- 12) Визначається розрахункова силова потужність по вузлу в цілому як сума максимальних навантажень електроприймачів з змінним графіком і середніх навантажень електроприймачів з практично постійним (незмінним) графіком;
- 13) Визначається розрахунковий струм лінії.

Середні і максимальні навантаження на стороні напругою до 1кВ трансформатора в цілому (ЗУР) розраховуються аналогічно з врахуванням освітлювальних навантажень і потужності статичних конденсаторів.

Електричні навантаження окремих вузлів системи електропостачання в мережах напругою більше 1кВ (які знаходяться на 4УР і 5УР) рекомендується визначати аналогічно.

При цьому $P_{max} = K_m P_{cm}$, $Q_{max} = K_m Q_{cm}$ де P_{cm}, Q_{cm} - відповідно середня активна та реактивна потужність за найбільш завантажену робочу зміну.

4. РОЗРАХУНКИ СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

4.1. Загальні положення

Для вибору апаратів і провідників, для визначення впливу на несучі конструкції при розрахунку струмів КЗ виходять з наступних положень. Усі джерела, що беруть участь у живленні розглянутої точки, працюють з номінальним навантаженням. Синхронні машини мають автоматичні регулятори напруги і пристрої швидкодіючої форсировки порушення. Коротке замикання настає в такий момент часу, при якому струм КЗ має найбільше значення. Електрорушійні сили всіх джерел живлення збігаються по фазі. Розрахункова напруга кожної ступені приймається на 5% вище номінальної напруги мережі (середня номінальна напруга), а саме: 515; 340; 230; 154; 115; 37; 24; 18; 15,57; 13,8; 10,5; 6,3; 3,15, 0,69; 0,525; 0,4; 0,23; 0,133 кВ.

Враховують вплив на струми КЗ приєднаних до даної мережі синхронних компенсаторів, синхронних і асинхронних електродвигунів. Вплив асинхронних електродвигунів на струми КЗ не враховують при одиничній потужності електродвигунів до 100 кВт, якщо електродвигуни віддалені від місця КЗ однією ступінню трансформації, а також при будь-якій потужності, якщо вони відділені від місця КЗ двома чи більш ступенями трансформації, якщо струм від них може надходити до місця КЗ тільки через ті елементи, через які проходить основний струм КЗ від мережі і які мають істотний опір (лінії, трансформатори і т.п.).

В електроустановках напругою вище 1 кВ враховують індуктивні опори електричних машин, силових трансформаторів і автотрансформаторів, реакторів, повітряних і кабельних ліній, струмопроводів. Активний опір варто враховувати

тільки для повітряних ліній із проводами малих перетинів і сталевими проводами, а також для протяжних кабельних мереж малих перетинів з великим активним опором.

В електроустановках напругою до 1 кВ враховують індуктивні й активні опори всіх елементів короткозамкнутого кола (перехідні контакти апаратів, струмові котушки, перехідні опори, несиметрію фаз і т.д.). При цьому слід зазначити, що вплив опору енергосистеми на результати розрахунку струмів КЗ на стороні до 1 кВ невелике. Тому в практичних розрахунках опором на стороні 6-10 кВ часто зневажають, вважаючи його рівним нулю. У випадку живлення електричних мереж напругою до 1 кВ від понижуючих трансформаторів при розрахунку струмів КЗ варто виходити з умови, що підведена до трансформатора напруга незмінна і дорівнює його номінальному значенню.

Розрахункова схема для визначення струмів КЗ являє собою схему в однолінійному виконанні, у якій введені генератори, компенсатори, синхронні й асинхронні електродвигуни, що роблять вплив на струм КЗ, а також елементи системи електропостачання (лінії, трансформатори, реактори), що зв'язують джерела електроенергії з місцем КЗ. При складанні розрахункової схеми для вибору електричних апаратів і провідників і визначення при цьому струмів КЗ варто виходити з умов, що передбачаються для даної електроустановки, тривалої її роботи.

За розрахунковою схемою складають схему заміщення, у якій трансформаторні зв'язки заміняють електричними. Елементи системи електропостачання, що зв'язують джерела електроенергії з місцем КЗ, вводять у схему заміщення опорами, а джерела енергії – опорами і ЕРС. Опори і ЕРС схеми заміщення повинні бути приведені до однієї ступені напруги (основна ступінь). У практичних розрахунках за основну зручно приймати ступінь, де визначаються струми КЗ. Параметри елементів схеми заміщення можна виражати в іменованих чи відносних одиницях.

При складанні схеми заміщення у відносних одиницях значення ЕРС і опорів схеми виражають у частках обраних значень базових величин; як базові величини приймаються базова потужність $S_б$ (у розрахунках звичайно $S_б=100$ МВ·А) і базова напруга $U_б$. Для основної ступені, для якої виробляється розрахунок струмів КЗ, $U_б=U_c$. При цьому базові струми й опір на основній ступені визначаються з виразів:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3}U_c}, \quad (4.1)$$

$$X_б = \frac{U_c^2}{S_б}. \quad (4.2)$$

Розрахункові формули для визначення опорів елементів схеми в іменованих і у відносних одиницях ($X_{б.л.}$, $X_{б.т.}$ і т.д.) визначаються параметрами елементів розрахункової схеми.

Необхідність обліку синхронних генераторів виникає при підключенні на генераторній напрузі РП до ТЕЦ. Для розрахунку повинні бути відомі: номінальна

потужність $S_{ном}$, номінальна напруга $U_{ном}$, надперехідний індуктивний опір x_d'' , надперехідна ЕРС E'' , постійна часу загасання аперіодичної складової трифазного КЗ $T_a^{(3)}$. Перераховані параметри, крім ЕРС, даються в паспортних даних машини, а у випадку відсутності можуть бути взяті з довідкових таблиць.

Електрорушійна сила E'' (фазне значення) визначається наближеним виразом:

$$E'' = U_{ном} + U_{ном} x_d'' \sin \varphi \quad (4.3)$$

де $U_{ном}$ – номінальна фазна напруга; $I_{ном}$ – номінальний струм; φ - кут між струмом і напругою в доаварійному режимі.

Приблизно E'' можна підрахувати по номінальній напрузі: $E'' = k U_{ном}$

Значення коефіцієнта k , рівного ЕРС E'' у відносних одиницях, приведені нижче.

Середні значення x_d'' і E'' при номінальних умовах, в.о.:

Типи машини	x_d''	E''
Синхронний компенсатор	0,16	1,2
Синхронний електродвигун	0,2	1,1
Асинхронний електродвигун	0,2	0,9
Узагальнене навантаження	0,35	0,85

Якщо є джерело живлення, задане сумарною потужністю генераторів того чи іншого типу S_{Σ} і результируючим опором для початкового моменту часу x_c , то таке джерело може розглядатись як еквівалентний генератор з номінальною потужністю $S_{ном\Sigma}$ і надпровідним опором x_c .

Коли необхідні дані про енергосистему відсутні, розрахунки проводять по граничному струмові вимикання $I_{відкл}$ вимикачів, встановлених на шинах зв'язку з енергосистемою. Струм відключення порівнюється зі струмом КЗ I_k , і звідси визначається опір x_c .

Визначення опорів системи в іменованих та відносних одиницях:

$$x_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} I_k}, \quad x_c = \frac{U_{cp}^2}{S_k}, \quad x_{\delta.c} = \frac{S_{\delta}}{S_k} = \frac{S_{\delta}}{S_{відкл}}, \quad x_{\delta.c} = \frac{I_{\delta}}{I_k} = \frac{I_{\delta}}{I_{відкл}},$$

де S_k – потужність відключення вимикача по каталогу, встановленого на з'єднанні підстанції підприємства до системи;

I_k – заданий струм КЗ енергосистеми, приведений до напруги U_{cp} .

Електродвигуни напругою вище 1 кВ розглядаються аналогічно генераторам. Надперехідний ЕРС E'' визначається як $E'' = k U_{ном}$. Коефіцієнт k відповідає E'' і береться з таблиці.

$$\text{Неперехідний опір } x_d'' = \frac{I_{ном}}{k_n I_{ном}} = \frac{I}{k_n},$$

де $I_{ном}$ – номінальний струм двигуна; k_n - кратність пускового струму до номінального.

Опір синхронних і асинхронних двигунів в іменованих і відносних одиницях:

$$x_{\delta} = x_d'' \left(\frac{E''^2}{S_{ном}} \right); \quad x_{\delta, \delta} = x_d'' \left(\frac{S_{\delta}}{S_{ном}} \right). \quad (4.5)$$

Узагальненим навантаженням прийнято називати змішане навантаження, що складається з навантажень на освітлення, живлення електродвигунів, печей, випрямлячів і т.п. Середні розрахункові параметри такого навантаження дані в таблиці і віднесені до середньої номінальної напруги ступені трансформації в місці підключення навантаження і повної потужності навантаження (МВ·А). Визначення опору узагальненого навантаження виробляється аналогічно (4.5).

До розрахункових паспортних параметрів двохобмоткового трансформатора (рис. 4.1 а, б) відносять: номінальну потужність $S_{ном}$, номінальна напругу обмоток $U_{ном,в}$ і $U_{ном,н}$, напруга КЗ $U_k\%$, втрати КЗ P_k чи відношення x/g . Опори:

$$x_T = u_k \frac{U_{cp}^2}{100S_{ном}} \quad x_{\delta, T} = u_k \frac{S_{\delta}}{100S_{ном}} \quad (4.6)$$

Рис. 4.1. Двохобмотковий трансформатор і його схема заміщення (а, б); триобмотковий трансформатор (в, г); двохобмотковий трансформатор з розщепленою обмоткою нижчої напруги (д, е)

За даними досліду обчислюється напруга КЗ як відносне спадання напруги в опорі трансформатора при проходженні по ньому номінального струму;

$$U_k (\%) = (\Delta U / U_{ном}) 100\% = (\sqrt{3} I_{ном} \cdot z_T / U_{ном}) \cdot 100\%,$$

де z_T - еквівалентний електричний опір обмоток трансформатора. Отже $U_k (\%)$ відповідає опору трансформатора у відносних одиницях при номінальних умовах. Індуктивний опір трансформатора з урахуванням напруги КЗ U_k і втрат короткого замикання P_k визначається так:

$$x_T (\%) = \sqrt{z_T^2 - r_T^2} \cdot z_T (\%) - r_T^2 (\%).$$

Оскільки активний опір трансформаторів порівняно невеликий, звичайно приймають $z_T (\%) = x_T (\%)$.

Якщо для обчислення ударного струму КЗ виникає необхідність у визначенні активного опору трансформатора, що рекомендується для

трансформаторів потужністю $630\text{kB} \cdot \text{A}$ і менше, то це можна зробити на підставі втрат P_k , взятих з каталогу, чи по кривих x/r

$$r_T = P_k U_{cp}^2 / S_{ном} \quad r_{\delta.T} = P_k S_{\delta} / S_{ном}^2 .$$

Для розрахунку триобмоткових трансформаторів (рис. 4. 1, в,г) повинні бути дані: номінальна потужність $S_{ном}$, номінальна напруга обмоток $U_{номВ}, U_{номС}, U_{номН}$; напруга КЗ між обмотками $U_{кВС} \%, U_{кВН}, U_{кСН} \%$; втрати КЗ P_k або відношення x/r .

Номінальною потужністю триобмоткового трансформатора $S_{ном}$ є номінальна потужність найбільш потужної його обмотки; до цієї потужності приводяться відносні опори трансформатора і втрати КЗ.

Щоб визначити напругу КЗ, дослід проводиться 3 рази – між обмотками В-С, В-Н, і С-Н, причому щоразу третя обмотка, що не досліджується, залишається розімкнутою.

З дослідів КЗ очевидно, що напругу КЗ між обмотками можна виразити у вигляді суми напруг цих обмоток. Відносні базисні опори визначаються для кожної галузі схеми заміщення:

$$\begin{aligned} x_{\delta B} &= \frac{(u_{кВС} + u_{кВН} - u_{кСН})\% \cdot S_{\delta}}{200S_H}; \\ x_{\delta C} &= \frac{(x_{кВС} + u_{кСН} - u_{кВН})\% \cdot S_{\delta}}{200S_H}; \\ x_{\delta H} &= \frac{(u_{кВН} + u_{кСС} - u_{кВВ})\% \cdot S_{\delta}}{200S_H} \end{aligned} \quad (4.8)$$

Значення в іменованих одиницях визначаються аналогічно першій формулі (4.6).

Втратами КЗ триобмоткового трансформатора називаються максимальні з можливих у трансформаторі втрат $P_{k max}$. Втрати $P_{k max}$ вказуються в каталозі на трансформатор.

До розрахункових параметрів (рис. 4.1, д, е)відносять: номінальну потужність обмотки вищої напруги $S_{номВ}$ чи номінальну потужність обмотки нижчої напруги $S_{номН1(Н2)}$; номінальну напругу обмоток $U_{номВ}, U_{номН1(Н2)}$, напруги КЗ між обмотками $u_{кВН1(Н2)} \%, u_{кН1Н2} \%$, втрати КЗ чи відношення x/r .

Вирази для напруг короткого замикання кожної обмотки трансформатора аналогічні (4.6) і (4.8):

$$\begin{aligned} u_{кВ} \% &= 0,5(u_{кВН1} + u_{кВН2} - u_{кН1Н2})\% , \\ u_{кН1(Н2)} \% &= 0,5(u_{кВН1(Н2)} + u_{кН1Н2} - u_{кВН2(Н1)})\% . \end{aligned} \quad (4.9)$$

Визначення активних опорів розщеплених трансформаторів виробляється аналогічно визначенню цих опорів для триобмоточних трансформаторів. В каталогах на розщепленні трансформатори даються втрати КЗ для обмоток В-Н1 (Н2), віднесені до потужності обмотки нижчої напруги $S_{номН1(Н2)}$.

Для визначення активних опорів трансформатора, якщо втрати КЗ невідомі, можна застосувати криві х/г.

Розрахунковими параметрами реактора являються: номінальний індуктивний опір в Омах або у відносних одиницях $x_{\text{НОМ}}$ або $x_{\text{НОМ}}\%$; номінальна напруга $U_{\text{НОМ}}$; номінальний струм $I_{\text{НОМ}}$, номінальні втрати ΔP або відношення х/г.

У випадку використання здвоєних реакторів індуктивний опір задається для гілки реактора і крім перерахованих параметрів вказується коефіцієнт зв'язку між гілками $k_{3\phi}$, зазвичай $k_{3\phi} = 0,5$ (рис.4.2).

Опір реактора відносний і приведений до базового:

$$x_p = \frac{x_n \%}{100} \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}I_n}; \quad x_{\phi.p} = x_p \frac{S_{\phi}}{U_c^2}, \quad (4.10)$$

де x_p - номінальний реактивний опір реактора, Ом, U_c - напруга мережі в місці розміщення реактора і реактора здвоєного:

$$x_{\phi.1} = -k_{3\phi} x_p \frac{S_{\phi}}{U_c^2},$$

$$x_{\phi.2} = x_{\phi.3} = (1 + k_{3\phi}) x_p \frac{S_{\phi}}{U_c^2} \quad (4.11)$$

Відомо, що здвоєний реактор конструктивно відрізняється від звичайного виводом середньої точки обмотки, що розділяє обмотку реактора на дві гілки.

Розрахунок активного опору реакторів проводиться по номінальних втратах чи по відношенню $\frac{x}{r}$. При використанні втрат на фазу реактора розрахунок виконується таким чином: для одинарних реакторів $\Delta P = I_{\text{НОМ}}^2 r$; для здвоєних реакторів $\Delta P = 2I_{\text{НОМ}}^2 r$.

Опір ліній електропередачі в розрахункових схемах характеризується питомими опорами на 1 км довжини. Індуктивний опір лінії залежить від відстані між проводами і радіуса проводу. Опір лінії електропередачі в іменованих і відносних одиницях:

$$x = x_0 L; \quad x_{\phi.l} = \frac{x_0 L S_{\phi}}{U_c^2}, \quad (4.12)$$

де x_0 - середній опір 1 км лінії, L - довжина лінії.

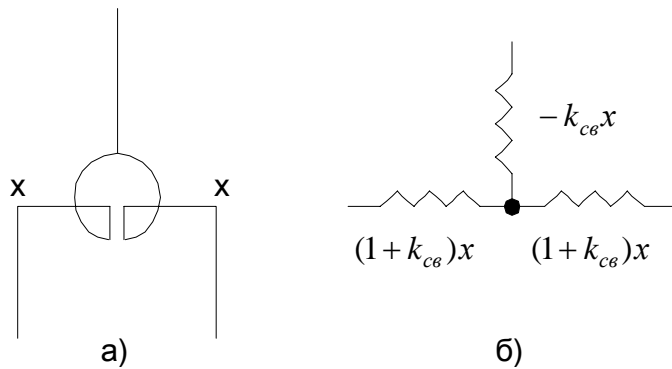


Рис. 4.2. Здвоєний реактор (а) і його схема заміщення (б)

У якості середніх розрахункових значень індуктивного опору на фазу варто приймати, Ом/км:

	Ом/км
Повітряна лінія	
6-200 кВ	0,4
330 кВ (два дроти на фазу)	0,33
Трижильний кабель:	
35 кВ	0,12
6-10 кВ	0,08
3 кВ	0,07
Одножильний маслонаповнений	0,18

Активний опір повинен враховуватися у випадках, якщо сумарне значення складає більше однієї третини індуктивного опору всіх елементів схеми заміщення до точки КЗ, тобто коли $r_{\Sigma} \geq \frac{1}{3} x_{\Sigma}$ або коли воно використовується для визначення загасання аперіодичного струму КЗ. Активний опір ліній може бути узятий по довідкових матеріалах і для мідних і алюмінієвих проводів підрахований таким чином:

$$r = L/\gamma q, \quad (4.13)$$

де L - довжина ліній, м; q - переріз проводу, м²; γ - питома провідність, (МОм·м)⁻¹, рівна для міді $\gamma = 53$, для алюмінію $\gamma = 32$.

4.2 Обчислення значень струмів короткого замикання в електроустановках більше 1кВ

Умовами, що характеризують трифазне КЗ, є симетричність схеми і рівність нулю міжфазних і фазних напруг у місці КЗ:

$$u_{kAB} = u_{kBC} = u_{kCA} = 0$$

$$u_{kA} = u_{kB} = u_{kC} = 0$$

Таким чином, різниця потенціалів ланки короткого замикання від місця підключення джерела, що генерує, до точки КЗ дорівнює ЕРС даного джерела. Це дає можливість визначити початкове діюче значення періодичної складової по закону Ома.

У випадку живлення КЗ від енергосистеми періодична складова, струму КЗ знаходиться по формулі:

$$I_k = I^{(3)} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3}z_{\Sigma}} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3}\sqrt{(x_c + x_g)^2 + r_g^2}}, \quad (4.14)$$

де U_{cp} - напруга на шинах енергосистеми; $z_{\Sigma} = \sqrt{(x_c + x_g)^2 + r_g^2}$ - результуючий опір ланки КЗ; x_c - результуючий опір (індуктивний) енергосистеми щодо місця її підключення в розрахунковій схемі; x_g, r_g - відповідно індуктивний і активний опори від місця підключення енергосистеми до точки КЗ. Без врахування активного опору періодичний струм:

$$I_k = I^{(3)} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3}x_{\Sigma}} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3}(x_c + x_g)}, \quad (4.15)$$

де x_{Σ} - результуючий індуктивний опір ланки КЗ.

Потужність КЗ у заданій точці КЗ при базовій напрузі визначається як:

$$S_k = S_k^{(3)} = \sqrt{3}U_{cp}I_k, \quad (4.16)$$

де I_k - струм у розглянутій точці КЗ, приведений до напруги U_{cp} .

У відносних одиницях, якщо джерелом живлення в розрахунковій схемі мережі є енергосистема, ЕРС системи і напруга на її шинах рівні: $E_{\delta}'' = U_{cp\delta} = 1$, звідси

$$I_k = I^{(3)} = \frac{I_{\delta}}{Z_{\Sigma\delta}}. \quad (4.17)$$

Без врахування опору:

$$I_k = I^{(3)} = \frac{I_{\delta}}{x_{\Sigma\delta}}. \quad (4.18)$$

При живленні КЗ від енергосистеми в результаті незмінності напруги на шинах системи амплітуди періодичної складової струму короткого замикання в часі не змінюється і її діюче значення протягом усього процесу КЗ також залишається незмінним: $I_k = I_{n0}^{(3)} = I_{nt}^{(3)} = I_{n\infty}^{(3)}$.

Визначення періодичної складової у даному випадку для будь-якого моменту часу КЗ повинно вироблятися з розрахункових виразів (4.14) і (4.15) для обчислення початкового значення струму.

При живленні струму КЗ від генератора з автоматичним регулятором збудження (АРЗ) чи без нього, амплітуди і діючі значення періодичної складової у процесі КЗ змінюються за значенням. Для практичних розрахунків періодичної складової в різні моменти КЗ звичайно використовують графоаналітичний метод із застосуванням розрахункових кривих, інакше – метод розрахункових кривих.

При розрахунках струмів трифазного КЗ для вибору апаратів і провідників прийнято вважати, що максимальне миттєве значення струму КЗ чи ударний струм настає через 0,01 с з моменту виникнення короткого замикання.

Для схем з послідовно включеними елементами ударний струм підраховується по виразу:

$$i_{y\partial} = i_{y\partial}^{(3)} = \sqrt{2}I_{n0}^{(3)} \left(1 + e_a^{-0,01/T}\right) = \sqrt{2}I_{n0}^{(3)}k_{y\partial}, \quad (4.19)$$

де T_a - постійна часу загасання аперіодичної складової струму КЗ; $k_{y\partial}$ - ударний коефіцієнт для часу $t = 0,01$ с.

Постійна часу T_a визначається вираженням:

$$T_a = \frac{x_\Sigma}{\omega r_\Sigma}, \quad (4.20)$$

де x_Σ і r_Σ - відповідно сумарний індуктивний і активний опір схеми від джерела живлення до місця КЗ. При складанні розрахункової схеми для визначення T_a необхідно враховувати, що синхронні машини вводяться в схему індуктивним опором зворотної послідовності x_2 і активним опором статора r_s .

Характерні співвідношення $\frac{x}{r}$ для елементів електричної системи приведені нижче:

Трансформатори потужністю, МВ · А	
5-30	7-17
60-500	20-50
Реактори 6-10 кВ на струм А: до 1000	15-70
1500 і вище	40-80
Повітряні лінії	2-8
Кабелі 6-10 кВ перерізом 3×95 - 3×185 мм ²	0,2-0,8

Ударний струм синхронного й асинхронного електродвигунів визначається таким чином:

$$i_{y\partial} = i_{y\partial}^{(3)} = \sqrt{2}I_{nod}^{(3)}k_y = \sqrt{2}k_y I_k, \quad (4.21)$$

де k_y - ударний коефіцієнт ланцюга двигуна. Якщо опір зовнішнього ланцюга електродвигуна невеликий [$z_3 \leq (0,1 \div 0,2)x_\partial$] і його враховувати не потрібно, k_y береться в готовому виді; якщо зовнішній опір підлягає обліку, то k_y варто визначити аналітично.

Якщо розрахункова схема в результаті перетворення може бути представлена як дві чи кілька незалежних галузей, що генерують, ударний струм у місці КЗ визначається як сума ударних струмів цих галузей.

Діюче значення повного струму КЗ I_t в довільний момент часу дорівнює:

$$I_t = \sqrt{I_{\Pi}^2 t + I_{at}^2}, \quad (4.22)$$

де I_t - діюче значення періодичної складової струму КЗ у довільний момент часу (по розрахунковим кривим); I_{at} - діюче значення аперіодичної складаючої струму КЗ у той же момент часу.

Діюче значення струму КЗ за перший період від початку процесу визначається по формулі:

$$I_g = I_{n0}^{(3)} \sqrt{1 + 2(k_y - 1)^2}, \quad (4.23)$$

де k_y - ударний коефіцієнт, визначений по кривій на рис. 4.3. У всіх випадках, коли не враховується активний опір ланки КЗ, звичайно приймають $k_y = 1,8$. Для віддалених точок КЗ з урахуванням активного опору k_y визначається по експонентній залежності відношення часу КЗ до постійної T_a .

Умовна потужність КЗ для довільного моменту часу (для вибору вимикача по здатності, що відключає), визначається по формулі:

$$S_t = \sqrt{3} U_{cp} I_t, \quad (4.24)$$

де U_{cp} - середня напруга мережі для точки, в якій розраховується струм КЗ.

Облік підживлення місць короткого замикання від електродвигунів виробляється, якщо двигуни безпосередньо зв'язані з точкою короткого замикання електрично і знаходяться в зоні малої віддаленості. Струми короткого замикання двигунів, віддалених від точки короткого замикання ступеню трансформації або через обмотки здвоєного реактора, як правило, не враховуються.

Якщо двигуни підключені до точки короткого замикання кабельними лініями довжиною не більше 300 м, початкове значення періодичної складової струму короткого замикання визначається без врахування зовнішнього опору:

$$I_{n0} = \frac{E'' I_{ном}}{x_d},$$

де x_d - опір двигуна у відносних одиницях по каталожним даним; E'' - надперехідна ЕРС; $I_{ном}$ - номінальний струм двигуна.

Значення періодичної складової струму короткого замикання в момент відключення вимикача:

від асинхронного двигуна:

$$I_{nr} = I_{n0} e^{-t/T},$$

де T_p - розрахункова часу загасання періодичної складової струму короткого замикання двигуна; при відсутності даних можна прийняти $T_p = 0,04 - 0,06$ с;

від синхронного двигуна: $I_{nr} = I_{n0} I_{n*}$,

де I_{n*} визначається по кривим

(I_{n*} дорівнює 0,7 при $t=0,1$ с; 0,6 при 0,25 с). Якщо тип двигуна не відомий, то значення I_{n*} можна визначити по усередненій кривій, як для двигуна серії СДН.

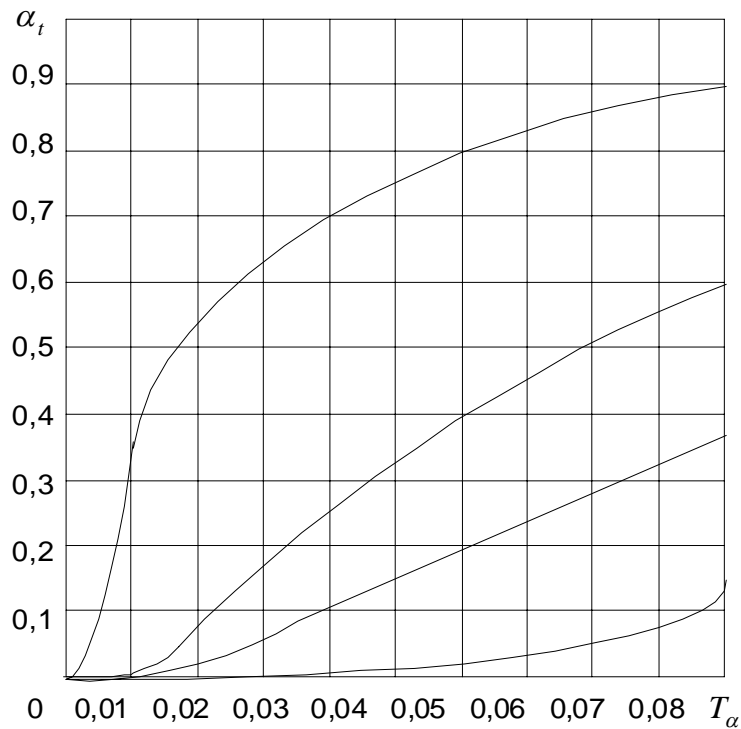


Рис. 4.3. Криві для визначення коефіцієнта загасання аперіодичної складової струму КЗ,

$$\left(a_t = e^{-t/T_a} \right).$$

Аперіодична складова і ударний струм від двигунів:

$$\begin{aligned} i_a &= \sqrt{2} I_{n0} e^{-t/T_a} \\ i_y &= \kappa_y \sqrt{2} I_{n0} \\ k_y &= 1 + e^{-0,01/T} \end{aligned} \quad (4.25)$$

При відсутності даних можна прийняти $T_a = 0,04 \text{ с}$ для асинхронних двигунів і $T_a = 0,06 \text{ с}$ для синхронних.

4.3 Коротке замикання в мережах напругою до 1 кВ

Розрахунок струмів КЗ у цехових електричних мережах змінного струму відрізняється від розрахунку в мережах 1 кВ і вище. У мережах до 1кВ наряду з індуктивним враховуються й активні опори елементів ланки КЗ: силових трансформаторів, кабельних ліній, шинопроводів, первинних обмоток, багатовиткових трансформаторів струму, струмових котушок автоматичних вимикачів, різних контактних з'єднань, дуги в місці КЗ. Загальний активний опір ланки КЗ може бути більше 30% x_{Σ} , що впливає на повний опір z_{Σ} і струм КЗ.

Через віддаленість місця КЗ у мережі до 1 кВ від джерела живлення періодична складова струму КЗ незмінна в часі. Фізично це обумовлено тим, що КЗ у мережі до 1 кВ через великий індуктивний опір цехового трансформатора сприймається в мережі від 6-10 кВ як невелике збільшення навантаження, невідчутне в мережі 110 кВ.

Опір системи, що відноситься до її потужності, складається з послідовно з'єднаних елементів: генераторів ($x_{г} \geq 0,125$), підвищуючих трансформаторів ($x_{п.т.} > 0,105$), ліній електропередачі ($x_{л} \geq 0,05$), понижуючих трансформаторів районних підстанцій або ГПП підприємства ($x_{пони.т.} > 0,105$).

Таким чином, результуючий опір енергосистеми у відносних одиницях без цехового трансформатора в загальному випадку буде не менш 0,4.

При індуктивному опорі цехового трансформатора, віднесеного до потужності системи, $x_{тр} = U_{к} \% S_{C} / 100 S_{ном.тр}$ і сумарному опорі ланцюга КЗ більше 3 ($x * p \geq 3$) маємо

$$x_{c} + x_{тр} = 0,4 + 0,01 u_{к} \% (S_{C} / S_{ном.тр}) > 3 \quad (4.26)$$

Якщо $S_{ном.тр} = 1000$ кВ·А, $u_{к} \% \geq 5,5$, отримаємо $S_{c} \geq 47$ МВ·А, що завжди виконується для сучасних систем електропостачання.

З аналізу співвідношення (4.26) очевидно, що сумарний опір ланки струму КЗ визначається опором цехового трансформатора. Це визначає наступні особливості режимів роботи цехових трансформаторних підстанцій ЗУР: 1) паралельна робота двох цехових трансформаторів практично подвоює потужності КЗ, що підвищує вимоги до стійкості електромереж і комутаційної апаратури на стороні до 1 кВ; 2) ріст одиничної потужності цехових трансформаторів (застосування трансформаторів 1600 і 2500 кВ·А) веде до збільшення струмів КЗ у мережі до 1 кВ і представляє більш тверді вимоги до цехових мереж з точки зору стійкості до дії струму КЗ.

Розрахунок для окремих елементів ланцюга КЗ здійснюється за паспортними чи довідковими даними і ведуть його в іменованих одиницях, виражаючи опір елементів у міліОмах. Опір шинопроводів і кабельних ліній визначають через активні й індуктивні опори фази (мОм/м), прийняті за довідковими даними.

Повний активний і індуктивний опори цехового трансформатора приведені до ступеню нижчої напруги, виражені формулами в мОм,

$$z_{тр} = (u_{к} \% U_{ном.н}^2 / S_{ном.тр}^2) 10^4 ; \quad (4.27)$$

$$r_{тр} = (\Delta P_{к} U_{ном.н}^2 / S_{ном.тр}^2) 10^6 ; \quad (4.28)$$

$$x_{тр} = \sqrt{z_{тр}^2 - r_{тр}^2} , \quad (4.29)$$

де $u_{к} \%$ - напруга короткого замикання, %; $S_{ном.тр}$ – номінальна потужність трансформатора, кВ·А; $\Delta P_{к}$ – втрати короткого замикання в трансформаторі, кВт; $U_{ном.н}$ – номінальна напруга на стороні низької напруги трансформатора, кВ.

Перехідний опір у мережі до 1 кВ можна представити у вигляді двох складових:

$$R_{пер} = R_{пер1} + R_{пер2}$$

де $R_{пер1}$ – сумарний опір усіх перехідних контактів, струмових обмоток вимикачів, реле й обмоток трансформаторів струму; $R_{пер2}$ – опір дуги в місці КЗ. Сумарний опір:

$$R_{пер1} = R_{к} + R_{а} + R_{т.тр}$$

де R_k – перехідний опір контактної з'єднання струмоведучих шин; R_a – опір автоматичних вимикачів, що складаються з опору котушок роз'єднувачів і перехідного опору контактів; $R_{т.тр}$ – опір обмоток трансформаторів струму. Сумарний опір визначається номінальними струмами вимикача, трансформатора струму і не залежить від їхнього типу. Опір дуги в місці КЗ $R_{пер2}$, можна визначити за формулою:

$$R_{пер2} = E_d I_d / I_k,$$

де E_d – напруженість електричного поля в місці горіння дуги, яку можна прийняти рівною 1,5 В/мм; I_d – довжина дуги, мм (дорівнює подвоєній відстані між фазами мережі в місці КЗ); I_k – струм трифазного КЗ.

У практичних розрахунках можна користуватися значеннями $R_{пер}$, приведеними в табл. 4.3.1 для характерної схеми мережі до 1кВ (рис. 4.3).

При апроксимуванні результатів, приведених у табл.1, отримана формула для визначення сумарного перехідного опору при КЗ у точках К₂- К₄: [1]

$$R_{пер} = (2,5\sqrt{S_{ном.тр}} * K^2 + 320a) / S_{ном.тр} \quad (4.30)$$

де $S_{ном.тр}$ – номінальна потужність трансформатора цехової ТП, кВ·А;

a – відстань між фазами мережі в місці КЗ, мм;

K – коефіцієнт ступеню КЗ.

Для первинних цехових розподільних щитів і пунктів, а також на затискачах апаратів, що живляться по радіальних лініях від щитів чи підстанцій головних магістралей, $K=2$; для вторинних цехових розподільних пунктів і шаф на затискачах апаратів, що живляться від первинних розподільних пунктів, $K=3$; для апаратури, встановлюваної безпосередньо, в електроприймачах, що живляться від вторинних розподільних пунктів, $K=4$. При магістральній схемі цехової мережі перехідні опори визначають по формулі (4.30), а при радіальній $R_{пер.p} \approx 1,5R_{пер}$

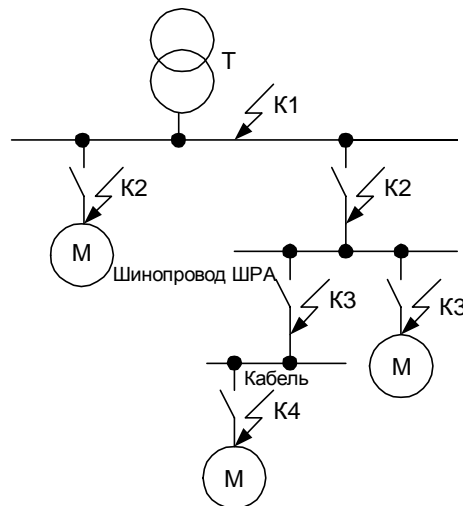


Рис. 4.3 Характерна схема цехової електричної мережі для розрахунку струмів КЗ

При розрахунку струмів КЗ у ланцюг короткого замикання вводяться також індуктивні опори трансформаторів струму і котушок максимального струму автоматичних вимикачів, значення яких приймають за довідковими чи заводськими даними.

Обчислення струмів короткого замикання здійснюється для вибору і перевірки струмоведучих пристроїв і апаратів цехової мережі на стійкість дії КЗ. Незалежно від режиму нейтралі в цехових мережах найбільш важким режимом є трифазне КЗ.

Таблиця 4.3.1. Перехідні опори в мережі до 1 кВ

Потужність трансформатора, кВ·А	Значення перехідних опорів $R_{пер}$, мОм			
	К1	К2	К3	К4
1000	6.41	4.07	18.38	7.09
		5.92	22.37	7.79
1600	6.81	2.72	12.01	4.51
		3.81	15.95	5.27
2500	15.42	1.86	6.92	3.62
		3.01	9.26	4.59

Перетворення схеми заміщення найчастіше зводиться до визначення сумарного опору кола КЗ шляхом додавання послідовно з'єднаних активних та індуктивних опорів n елементів, тому що мережі до 1 кВ має місце однобічне живлення:

$$x_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n x_i ; \quad r_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n r_i$$

Струм трифазного КЗ знаходиться за формулою

$$I_K = \left(U_{ном.н} / \sqrt{3} \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2} \right) \cdot 10^3$$

Вплив асинхронних двигунів, підключених безпосередньо до місця КЗ, можна орієнтовно врахувати збільшенням значення I_K на $4I_{дв}$ ($I_{дв}$ – сумарний номінальний струм двигунів). При цьому I_K збільшується не більше ніж на 10%.

Ударний струм трифазного КЗ визначається по формулах (4.19), (4.25). Значення k_y у мережах до 1 кВ менше, ніж у мережах вище 1 кВ, через великий активний опір ланцюга КЗ, що визиває швидке загасання аперіодичної складової струму КЗ. Значення ударного коефіцієнта можна визначити по спеціальних кривих або розрахунком в залежності від відношення x_{Σ}/r_{Σ} чи постійної часу загасання аперіодичної складової $T_a = x_{\Sigma} / (\omega r_{\Sigma})$.

У наближених розрахунках при визначенні I_y на шинах цехових ТП потужністю 400-1000 кВ·А можна приймати $k_y = 1.3$, а для більш віддалених точок мережі $k_y \approx 1$. Вплив асинхронних двигунів, підключених безпосередньо до місця КЗ, на I_y можна орієнтовно врахувати збільшенням значення, знайденого I_y на $(4-7)I_{дв}$.

Особливу складність становить розрахунок однофазних струмів КЗ у мережах до 1 кВ з глухозаземленою нейтраллю, коли струм однофазного КЗ може

виявитися менше значень, достатніх для надійного спрацьовування захисту цехових мереж (автоматичних вимикачів чи вимикачів запобіжників). У таких мережах струм однофазного замикання, рівний потроєному струму нульової послідовності, визначається по формулі:

$$I_{\kappa}^{(1)} = 3I_{\kappa 0} = (\sqrt{3} * U_{\text{ном.н}}) / \sqrt{(2r_{1\Sigma} + r_{0\Sigma})^2 + (2x_{1\Sigma} + x_{0\Sigma})^2}$$

де $r_{1\Sigma}$, $x_{1\Sigma}$ - сумарні активний і індуктивний опори прямої послідовності ланцюга КЗ; $r_{0\Sigma}$, $x_{0\Sigma}$ - сумарні активний і індуктивний опори нульової послідовності.

Струм однофазного замикання на землю для надійного спрацьовування захисту в установках, не небезпечних за вибухоздатністю, повинен не менше чим у три рази перевищувати номінальний струм відповідної плавкої вставки.

При визначенні струмів КЗ у мережах напругою до 1 кВ варто враховувати, що цехові ТП випускаються комплектними і їхнє устаткування (шафи високої та низької напруги з встановленими в них вимикачами, трансформаторами струму, шинами й іншими елементами) розраховано на тривалий номінальний режим роботи і відповідає вимогам стійкості до струмів КЗ у мережі низької напруги трансформатора даної потужності. Якщо в цеховій електричній мережі застосовуються комплектні магістральні і розподільні шинопроводи, то підбір їх по номінальному струму дозволяє, як правило, задовольнити і вимогам стійкості до дії струму КЗ.

5. ВИБІР АПАРАТІВ І СТРУМОВЕДУЧИХ ПРИСТРОЇВ

5.1. Вибір перерізу струмопроводів цехових електричних мереж.

Згідно ПУЕ перетин проводів, жил кабелів і шинопроводів в мережах до 1000 В вибирається за умов нагріву струму розрахункового режиму із співвідношення:

$$I_{\text{м}} \leq K_{\text{пр}} I_{\text{доп}}, \quad (5.1)$$

де $K_{\text{пр}}$ – коефіцієнт прокладки; $I_{\text{доп}}$ – допустимий за нагрівом струм, а потім перевіряється за умовами захисту від КЗ (для вибухонебезпечних приміщень), а також по допустимій втраті напруги (відхиленням напруги) в робочому і післяаварійному режимах і при пусках, коли по лініям проходять пікові струми. З названого виходить, що перерізи провідників цехових мереж, а також окремих ліній повинні визначатись одночасно з вибором комутаційної (рубильники, пускачі, контактори) і захисної апаратури (запобіжники, пускачі, автоматичні вимикачі), включаючи визначення номінальних струмів плавких вставок запобіжників і струмів уставок автоматичних вимикачів.

Невід'ємною частиною цехової мережі є тролейні струмопроводи, які призначені для живлення підйомно-транспортних установок і установок, які переміщуються. Перетин тролейних ліній і підживлюючих провідників вибирають по розрахунковому струму навантаження $I_{\text{м}}$ (див. таблиці ПУЕ) і перевіряють за допустимою втратою напруги за піковим струмом (при пусках двигунів).

Допустимі втрати напруги на окремих ділянках кранових мереж змінного струму 380 В приймається: для ліній живлення - 5%, для тролейної лінії – 10%. Розрахунок тролейних ліній на втрату напруги повинен виконуватися при найбільш неприємному, але реальному розміщенню кранів. В практичних розрахунках втрата напруги в тролєях визначається за формулою, %:

$$\Delta V = KLI_{ник}, \quad (5.2)$$

де K – питомі (на одиницю довжини і струму) втрати напруги; L – довжина тролєїв в один кінець від точки прикладення напруги. Значення коефіцієнта K приведені в довідковій літературі (2, 3).

5.2. Вибір апаратів за номінальними параметрами

Апарати повинні задовольняти умовам тривалої номінальної роботи, режиму перевантаження (форсований режим) і режиму можливих коротких замикань. Апарати повинні відповідати умовам навколишнього середовища (відкрита чи закрита установка, температура, запиленість, вологість і інші показники навколишнього середовища). Як правило, всі елементи системи електропостачання вибираються по номінальних параметрах і перевіряються параметри стійкості при наскрізних струмах короткого замикання і перенапругах.

Номінальна напруга апарата відповідає класу його ізоляції. Завжди мається визначений запас електричної міцності, що обумовлюється технічними умовами на виготовлення і дозволяючий апарату працювати тривалий час при напрузі на 10-15% вище номінальної (максимальна робоча напруга апарата). Відхилення напруги на практиці звичайно не перевищують цих величин. Тому при виборі апарата досить дотриматись умови

$$U_{ном.а} \geq U_{ном.у} \quad (5.31)$$

де $U_{ном.а}$ – номінальна напруга апарата; $U_{ном.у}$ – номінальна напруга електроустановки, у якій використовується апарат.

При протіканні номінального струму при номінальній температурі навколишнього середовища апарат може працювати невизначено довго без недопустимого перегріву. Тому апарат слід вибирати так, щоб максимальний діючий робочий струм ланцюга не перевищував номінального струму, зазначеного в паспорті апарата. Тому що розрахункова температура навколишнього середовища прийнята $+35^{\circ}\text{C}$, то при іншій фізичній температурі навколишнього середовища $\theta_{н.с.}$ варто обчислити довгостроково припустимий струм апарата

$$I_{д.доп} = I_{ном.а} \sqrt{\frac{\theta_{доп} - \theta_{н.с.}}{\theta_{доп} - 35}}, \quad (5.4)$$

де $\theta_{доп.}$ – найменша з допустимих для окремих частин апарата температура.

При $\theta_{н.с.} < 35^{\circ}\text{C}$ струм можна підвищити відносно $I_{ном.а}$ на 0,5% на кожен градус зниження температури проти $+35^{\circ}\text{C}$, але всього не більше ніж на 20%.

Апарати, обрані за номінальною напругою і за номінальним струмом, підлягають перевірці на термічну і динамічні стійкість при струмах короткого замикання, на відключаючу здатність. Вимірювальні трансформатори, крім того, перевіряються на відповідність їхньої роботи необхідному класу точності.

Індуктивний опір струмообмежуючих реакторів у залежності від їхнього призначення вибирається по необхідному зниженню струму короткого замикання за реактором (для зниження необхідної здатності вимикачів, що відключає чи для використання кабелів меншого перерізу), за мінімальною допустимою напругою на шинах (для забезпечення самозапуску асинхронних двигунів).

5.3. Вибір високовольтних вимикачів

Усі високовольтні споживачі підстанцій, що живляться від 5УР і 4УР (цехові трансформатори, високовольтні двигуни, батареї конденсаторів), приєднують за допомогою високовольтних осередків. Рекомендується використовувати комплектні осередки КРУ і КСО. Таке рішення дозволяє істотно підвищити продуктивність монтажних робіт, скоротити вартість підстанцій, підвищити надійність електропостачання і безпеку обслуговування. Вибір конкретного осередку комплектного розподільного пристрою залежить від струмів робочого режиму і короткого замикання у відповідному з'єднанні, що визначають вибір вимикача чи іншого комутаційного апарата.

У розподільних пристроях 10 (6) кВ застосовують маломасляні підвісні вимикачі з вбудованими пружинними й електромагнітними приводами, а також елегазові, безконтактні, вакуумні й інші вимикачі. Маломасляні вимикачі вбудовуються в стаціонарні камери одnobічного обслуговування, що застосовуються переважно в електроустановках середньої потужності. Поширено шафи серій КРУ і КР, які комплектуються вимикачами ВМПЕ на номінальні струми до 3200 А і струми КЗ до 31,5 кА. Великий діапазон виконань дає можливість застосувати вимикачі ВМПЕ як для приєднання електроустановок середньої потужності, так і на стороні вторинної напруги великих трансформаторів.

При великих потужностях короткого замикання і великих робочих струмах рекомендується використовувати шестибакові (по двоє на фазу) горшкові вимикачі типу МГГ-10 з номінальним струмом 3200, 4000 і 5000 А та струмом к.з., що відключає 30, 45 і 60 кА. Для приєднання споживачів з частими комутаційними операціями рекомендується використовувати шафи КЕ з електромагнітними вимикачами типу ВЕМ-6, ВЕМ-10 на струми 1000-3200 А.

Кількість осередків, приєднаних до секції шин, повинна бути обрана, виходячи з наступних потреб: по одному осередку на кожне проектоване приєднання 10(6) кВ; по одному резервному осередку на кожній секції шин; осередок з міжсекційним вимикачем; осередок з вимірювальним трансформатором напруги на кожній секції шин; осередок із вступним вимикачем. Найбільш типовою схемою РУ 10 кВ промислового підприємства є схема з одиночними секціонованими шинами.

Вибір високовольтних вимикачів роблять:

по напрузі електроустановки (5.1) і тривалому струму

$$I_{\text{роб. max}} \leq I_{\text{ном}} \quad (5.5)$$

де $I_{\text{ном}}$ - номінальний струм вимикача, кА; $I_{\text{роб. max}}$ - найбільший струм завантаженого режиму, кА, $I_{\text{роб. max}} = I_p$ згідно розрахунків навантажень

по електродинамічній стійкості при струмах короткого замикання

$$I_{по} \leq I_{дин}; \quad i_y \leq I_{т.дин} \quad (5.6)$$

де $I_{по}$ — діюче значення періодичної складової початкового струму короткого замикання, кА, $I_{дин}$, $I_{т.дин}$ — діюче значення періодичної складової і амплітудне значення повного струму електродинамічної стійкості вимикача, кА; i_y — ударний струм короткого замикання, кА.

Вимикач, обраний за номінальною напругою, номінальному тривалому струму й електродинамічній стійкості, повинен бути перевірений по вимикаючій здатності на можливість відключення симетричного струму

$$I_{пт} \leq I_{відкл.ном} \quad (5.7)$$

де $I_{пт}$ — періодична складова струму короткого замикання в момент розбіжності контактів вимикача, кА; $I_{відкл.ном}$ - номінальний струм відключення вимикача, кА.

Розрахунковий час відключення вимикача T визначається відповідно до виразу

$$T = t_{р.з.мін} + t_{с.в.відкл}, \quad (5.8)$$

де $t_{р.з.мін}$ — мінімальний час спрацьовування релейного захисту, прийнятий рівним 0,01 для першої ступіні захисту і $0,01 + \Delta t_c$ для наступних ступіней, де Δt_c — ступінь селективності. Значення Δt_c може бути прийнято рівним 0,3—0,5с для швидкодіючих захистів;

$t_{с.в.відкл}$ — власний час відключення вимикача, с. Значення $t_{с.в.відкл}$ для маломасляних вимикачів на 10 кВ ВМП складає 0,12 с, МГГ - 0,15 с, для електромагнітних ВЕМ - 0,07 с.

На відключення повного струму короткого замикання з врахуванням аперіодичної складової вимикач перевіряється за виразом

$$\sqrt{2} * I_{nm} + i_{am} \leq \sqrt{2} I_{откл.ном} \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right) \quad (5.9)$$

де i_{am} — аперіодична складова струму в момент розбіжності контактів вимикача, кА; β_n — нормований процентний вміст аперіодичної складової струму короткого замикання, значення визначається по кривій на рис.1. Закон зміни аперіодичної складової описується рівнянням загасаючої експоненти

$$i_a = I_{по} * e^{-t/T_a} \quad (5.10)$$

де T_a — постійна часу загасання, яка визначається по табл. 5.1. По термічній стійкості перевірка здійснюється по розрахунковому імпульсі квадратичного струму короткого замикання і знайденим у каталозі значенням I_T і t_T :

$$B_k \leq I_T^2 t_T$$

$$B_k \leq I_T^2 t_T, \quad (5.11)$$

де B_k — розрахунковий імпульс квадратичного струму короткого замикання, $кА^2 \cdot с$; I_T — струм термічної стійкості вимикача, кА; t_T — тривалість протікання струму термічної стійкості, с.

При віддаленому короткому замиканні значення теплового імпульсу струму короткого замикання B_k може визначатися по формулі:

$$W_k = I_{по}^2 (T + T_a), \quad (5.12)$$

де T — розрахунковий час відключення вимикача, с [див.(5.8)].

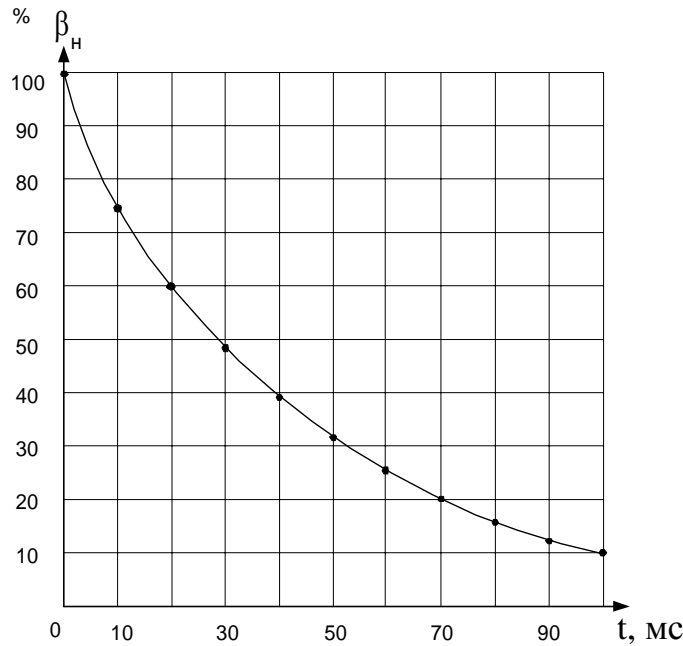


Рис.5.1. Нормований процентний вміст аперіодичної складової струму короткого замикання, що протікає через вимикач

Таблиця 5.1. Значення постійної часу ланцюга короткого замикання і ударного коефіцієнта k_y для різних місць короткого замикання в системі

Місце короткого замикання	T_a, c	k_y
Шини станції 6-10 кВ з генераторами 30-60МВт	0.185	1.95
За лінійним реактором генераторної напруги	0.125	1.93
Шини високої напруги РУ з трансформаторами 100МВ*А і вище	0.14	1.94
Те ж з трансформаторами 32-80 МВ*А	0.115	1.92
Збірні шини 6- 10 кВ понижуючих підстанцій з трансформаторами по 100 МВ*А і вище	0.095	1.9
Те ж з трансформаторами 25-80 МВ*А	0.065	1.85
Те ж з трансформаторами 20 МВ*А і нижче	0.05	1.8
І з трансформаторами 32 МВ*А з розщепленими обмотками		
Струми короткого замикання за реакторами з номінальним струмом, А:		
1000 і вище	0.23	1.96
630 і нижче	0.1	1.9
РУ 6-10 кВ промислових підприємств	0.01	1.37
На стороні вторинної напруги понижуючих трансформаторів потужністю 1 МВ*А і менше	--	1.3

В розподільних мережах 0.4 кВ	--	1.1
-------------------------------	----	-----

Значення власного часу відключення вимикача приймається для обраного типу вимикача на основі вищевказаних рекомендацій. Час дії релейного захисту може бути прийнято:

при розрахунку кабелів і вимикачів тупикових приєднань ЗУР (високовольтні двигуни, цехові трансформатори) $tp.з = 0,01$ с;

для вступних вимикачів РУ 6—10 кВ 4УР $tp.з. = 0,5 - 0,6$ с; для комутаційних апаратів 5УР $tp.з. = 1,2 - 2$ с.

При короткому замиканні поблизу групи двигунів тепловий імпульс визначається як сумарний від періодичної $V_{к.п}$ і аперіодичної $V_{к.а}$ складових:

$$V_{к.} = V_{к.п} + V_{к.а}; \quad (5.13)$$

$$V_{к.п} = I_{пос}^2 T_{откл} + 2 * I_{пос} * I_{под} T_{д} + 0.5 I_{под}^2 T_{д}, \quad (5.14)$$

де $I_{под}$ — струм короткого замикання від синхронних і асинхронних двигунів; $I_{пос}$ - струм короткого замикання від системи; $T_{д}$ - постійна часу двигуна. При відсутності даних про типи двигунів можна прийняти значення $T_{д}$ рівним 0,07 с.

Аперіодичні складові струмів двигунів від системи загасають по експонентах із близькими постійними часу. Тому аперіодичну складову струму в місці короткого замикання можна представити у виді однієї експоненти з еквівалентною постійною часу:

$$T_{а.с}^* = (T_{а.с} I_{пос} + T_{ад} I_{под}) / (I_{пос} + I_{под}) \quad (5.15)$$

Тепловий імпульс від аперіодичної складової струму короткого замикання:

$$V_{к.а} = (I_{пос} + I_{под})^2 * T_{а.с}^*$$

При наявності синхронних двигунів на сусідній секції шин максимальне результуюче значення струму зовнішнього короткого замикання визначається з урахуванням сумарного підживлення від обох секцій, тому що секційний вимикач може бути включений. При проектуванні підстанції промислового підприємства виникає необхідність повторення процедур вибору апаратів і струмоведучих пристроїв стільки разів, скільки ліній, що відходять, мається на підприємстві.

5.4 Вибір роз'єднувачів, віддільників, короткозамикачів

Роз'єднувачі застосовуються для відключення і включення ланцюгів без струму і для створення видимого розриву ланцюга в повітрі. Між силовими вимикачем і роз'єднувачем повинні передбачатися механічне й електромагнітне блокування, що не допускають відключення роз'єднувача при включеному вимикачі, коли в ланцюзі протікає струм навантаження.

Роз'єднувачі можуть також застосовуватися для наступних операцій на підстанції: заземлення і розземлення нейтралів силових трансформаторів; відключення і включення дугогасящих реакторів при відсутності в мережі замикання на землю; відключення і включення вимірювальних трансформаторів напруги; відключення і включення обхідних вимикачів у схемах РУ з обхідною секцією шин, якщо шунтуємий роз'єднувачем вимикач включено.

При проектуванні необхідно врахувати можливість збільшення здатності роз'єднувачів, що відключають, застосуванням дууючих приставок. Це дозволяє підвищити граничний струм відключення до 80, 60 і 100 А відповідно, при виборі

короткозамикачів необхідно враховувати режим нейтралі мережі. У мережах 110 кВ і 220 кВ із заземленою нейтраллю досить установити однополюсний короткозамикач. У мережах 35 кВ з ізольованою нейтраллю необхідно установити двополюсний короткозамикача чи по одному короткозамикачу в двох фазах.

Роз'єднувачі і вимикачі навантаження вибирають по напрузі $U_{ном}$, номінальному тривалому струму $I_{ном}$, а в режимі короткого замикання перевіряють на термічну й електродинамічну стійкість (табл. 5.2). Для короткозамикачів вибір за номінальним струмом не потрібен.

Таблиця 5.2. Умови вибору роз'єднувачів

Розрахунковий параметр ланки	Каталожні дані роз'єднувачів	Умови вибору
$U_{встан}$	$U_{ном}$	$U_{встан} \leq U_{ном}$
$I_{роб.мах}$	$I_{ном}$	$I_{роб.мах} \leq I_{роб.мах}$
i_y	$I_{т.дин}$	$i_y \leq I_{т.дин}$
B_k	I_t, t_t	$B_k \leq I_t^2 \cdot t_t$

Примітка. $I_{т.дин}$ - амплітудне значення граничного наскрізного струму короткого замикання.

Роз'єднувачі, віддільники і короткозамикачі повинні вибиратися також по роду установки і конструктивному виконанню.

5.5 Вибір вимикачів навантаження і запобіжників

З метою зниження вартості розподільного пристрою 6-10 кВ підстанції замість силових вимикачів невеликої і середньої потужності можна застосовувати вимикачі навантаження, здатні відключати робочі струми ліній, трансформаторів і інших електроприймачів. Для відключення струмів короткого замикання, що перевищують припустимі значення для вимикачів навантаження, останні комплектуються кварцовими запобіжниками ПК. Такий комплект одержав назву ВВП. При проектуванні необхідно враховувати, що при кожному відключенні вимикача навантаження відбувається знос газогенеруючих дугогасящих вкладишів, що обмежують число відключень, що допускаються КЗ.

Апарати ВВП можуть застосовуватися для приєднання трансформаторів потужністю до 1600 кВ • А, батареї конденсаторів до 400 квар, електродвигунів 3-6 кВ потужністю 600—1500 кВт.

Рекомендується установка вимикача навантаження після запобіжника, вважаючи по напрямку струму від джерела харчування, що варто мати на увазі при кресленні однолінійної схеми з'єднань підстанції. Перевага такої схеми полягає в тім, що якщо при відключенні вимикача навантаження виникнуть неполадки, наприклад затягування дуги внаслідок зносу вкладишів, випадкове перевищення струму над паспортними значеннями, то запобіжники практично миттєво відключать дану лінію і виникаюча аварія обмежиться межами тільки даної камери і не пошириться на весь розподілюючий пристрій. Така установка запобіжників дає можливість безпечного огляду і ревізії вимикача навантаження при вийнятих запобіжниках.

Вибір вимикачів навантаження виробляється за тими ж умовами, що і

роз'єднувачів. При виборі апаратів ВНП у РУ 6—10 кВ необхідно враховувати недостатню чутливість запобіжників до перевантажень. Тому застосування апаратів ВНП повинне супроводжуватися установкою відповідних релейних захистів від перевантажень у схемі блоку лінія-трансформатор.

В ОРУ 10-110 кВ рекомендується застосування стріляючих запобіжників. Потужність трансформаторів, що захищаються стріляючими запобіжниками, обмежена значеннями 4000-6300 кВ•А. В закритих приміщеннях установка їх не допускається.

Найбільша потужність запобіжників, ПК, ПКН (для зовнішньої установки), ПКЭ (для екскаваторів) складає 200 МВ •А; ПКУ (посилений) на 6-10 кВ - 350 МВ •А, на 35 кВ - 500 МВ •А.

Номинальні струми плавких вставок запобіжників ПК варто вибирати так, щоб не виникало помилкове спрацьовування запобіжника внаслідок поштовхів струму при включенні трансформатора на невелике навантаження, а також при включенні електродвигунів чи батарей конденсаторів. Для виконання цієї умови струм плавкої вставки вибирається в 1,4—2,5 рази більше номінального струму електроприймача, що захищається. З врахуванням цього вибір запобіжника варто робити на основі даних табл. 5.3.

При виборі запобіжників варто звернути особливу увагу на те, що їх можна застосовувати лише в мережах і електроустановках з напругою, що відповідає номінальній напрузі запобіжника. Застосування запобіжників з номінальною напругою, відмінною (більшою чи меншою) від номінальної напруги мережі, не допускається. Умови вибору запобіжників приведені в табл. 5.4.

Таблиця 5.3. Рекомендуєма відповідність струмів запобіжників ПК, та електроприймачів

Ном. струм електроприймача, А	Ном. струм плавкої вставки запобіжника, А	Ном. струм електроприймача, А	Ном. струм плавкої вставки запобіжника, А
0.5	2	20	40
1	3	30	50
2	5	55	75
3	7.5	70	100
5	10	100	150
8	15	145	200
10	20	210	300
15	30	300	400

Таблиця 5.4. Умови вибору запобіжників вище 1 кВ

Розрахунковий параметр ланки	Каталожні дані роз'єднувачів	Умови вибору
$U_{\text{встан}}$	$U_{\text{ном}}$	$U_{\text{встан}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{роб.мах}}$	$I_{\text{ном}}$	$I_{\text{роб.мах}} \leq I_{\text{роб.мах}}$
$I_{\text{по}}$	$I_{\text{відкл.ном}}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{відкл.ном}}$

5.6 Вибір реакторів

Реактори встановлюються: на збірних шинах чи підстанціях живильних ліній для обмеження струму (потужності) короткого замикання; на шинах чи підстанціях живильних ліній для забезпечення необхідного значення залишкової напруги на шинах підстанцій; для обмеження пускової потужності при пуску асинхронних чи синхронних двигунів.

Вибір реактора може вироблятися по заданому зниженню струму короткого замикання, за заданим значенням залишкової напруги.

Необхідна реактивність реактора при заданому зниженні струму короткого замикання визначається по формулі

$$X_{p.ном} = 100I_{p.ном}(1/I_T - 1/I_K)\% = 100S_{p.ном}(1/S_T - 1/S_K)\% \quad (5.16)$$

де $I_K(S_K)$ — струм (потужність) короткого замикання до реактора, не обмежений реактором; $I_T(S_T)$ — струм (потужність) короткого замикання, що відповідає дійсному часу відключення й обмежений реактором; $I_{p.ном}(S_{p.ном})$ - номінальний струм (номінальна прохідна потужність) реактора.

Якщо відомо відносне зниження струму за реактором $\gamma = I_T/I_K$, то реактивність реактора може визначатися по формулі, %:

$$X_{p.ном} = 100(1-\gamma)I_{p.ном}/I_T \quad (5.17)$$

Необхідна реактивність реактора при заданій залишковій напрузі визначається по формулі, %:

$$X_{p.ном} = 100(I_{p.ном}/I_K)(a/(1-a)), \quad (5.18)$$

де $a = U_{зал}/U_{ном}$ - відносне зниження напруги; $U_{зал}(U_{ном})$ - залишкова (номінальна) напруга установки.

Відносне зниження струму і відносне зниження напруги a зв'язані залежністю $a + \gamma = 1$. Це дозволяє досить просто вирішувати задачі по визначенню граничної потужності короткого замикання на шинах розподільних підстанцій за умовою зниження напруги $S_m = (1-a)S_K$.

Індуктивний опір трифазного реактора, Ом,

$$X = \omega L_{ном} = 314 L_{ном} = (10X_{p.ном}\% U_{ном}) / \sqrt{3} I_{p.ном} = (10X_{p.ном}\% U_{ном}^2) / \sqrt{3} S_{p.ном}, \quad (5.19)$$

де $U_{ном}$ - номінальна напруга, кВ; $S_{p.ном}$ - прохідна потужність реактора, кВ * А; $I_{p.ном}$ - номінальний струм реактора, А; $L_{ном}$ - індуктивність реактора, Гн.

Потужність однієї фази реактора, квар,

$$S_{p.ном} = 314 L_{ном} I_{p.ном}^2 * 10^{-6} \quad (5.20)$$

Спадання напруги в реакторі:

$$\Delta U = \beta X_{p.ном}\% \sin\phi + (\beta^2 / 200) X_{p.ном}\% \cos\phi, \quad (5.21)$$

де $\beta = S_H / S_{p.ном} = I_H / I_{p.ном}$,

$S_H(I_H)$ - потужність(струм) навантаження.

Струм і потужність короткого замикання за реактором:

$$I_T = 100I_{p.ном} / (X_c\% + X_{p.ном}\%), \quad S_T = 100S_{p.ном} / (X_c\% + X_{p.ном}\%), \quad (5.22)$$

де X_c — еквівалентний опір мережі, %, віднесений до номінальної потужності реактора.

Залишкова напруга на реакторі, %,

$$U_{зал} = 100X_{p.ном} / (X_c\% + X_{p.ном}\%) = X_{p.ном}\% * (I_T / I_{p.ном}). \quad (5.23)$$

При виборі пускових реакторів мінімальне зниження напруги U_n , необхідне при пуску, визначається з умови

$$M_{п} = M_{п.ном} (U_{п} / U_{ном})^2, \quad (5.24)$$

де $M_{п}$ — необхідна при пуску кратність пускового моменту електродвигуна; $M_{п.ном}$ — номінальна кратність пускового моменту електродвигуна при безпосередньому включенні на повну напругу мережі.

Кратність пускового струму

$$I_{п} = I_{п} / I_{ном}.$$

Стандартні реактори, які використовуються для пуску, розраховані на однохвилинну роботу при номінальному струмі. При протіканні через реактор струму, відмінного від номінального, тривалість t змінюється зворотно пропорційно квадрату струму. Таким чином, реактор повинний задовольняти умові

$$I_{р.ном}^2 * t \geq I_{п}^2 t_n, \quad (5.25)$$

де n — число пусків підряд; t — тривалість пуску, хв.

Ефективність застосування реактора тим вище, чим ближче розташована підстанція промислового підприємства до джерела харчування системи. Якщо на підприємстві мають власні установки, що генерують, зв'язані із шинами 10 кВ підстанції, то можна однозначно рекомендувати застосування реакторів у міжсекційному зв'язку. У загальному випадку, однак, застосування реакторів повинне бути економічно обґрунтовано, тому що установка лінійних, секційних чи гуртових реакторів повинна забезпечувати економію за рахунок застосування більш дешевих осередків з вимикачами і кабелів меншого перетину.

5.7. Вибір трансформаторів струму і трансформаторів напруги

Для контролю за режимом роботи електроприймачів, а також для виробництва грошового розрахунку з енергопостачальною організацією застосовуються контрольно-вимірні прилади на підстанціях, що приєднуються до ланцюгів високої напруги через вимірні трансформатори струму і напруги.

Трансформатори струму вибираються по номінальній напрузі, номінальному первинному струму і перевіряються по електродинамічній і термічній стійкості до струмів короткого замикання. Особливістю вибору трансформаторів струму є вибір по класу точності і перевірки на допустиме навантаження вторинного ланцюга. Трансформатори струму для приєднання лічильників, по яких ведуться грошові розрахунки, повинні мати клас точності 0,5. Для технічного обліку допускається застосування трансформаторів струму класу точності 1, для включення електровимірних приладів, що вказують - не нижче 3, для релейного захисту - класу 10(P). Щоб похибка трансформатора струму не перевищила допустиму для даного класу точності, вторинне навантаження $Z_{2р}$, не повинне перевищувати номінального $Z_{2ном}$, що задається в каталогах.

Індуктивний опір струмових ланцюгів невеликий, тому приймають $Z_{2р} = r_{2р}$. Вторинне навантаження складається з опору приладів, сполучних проводів і перехідного опору контактів :

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \quad (5.26)$$

Для визначення опору приладів, що живляться від трансформаторів струму, необхідно скласти таблицю — перелік електровимірювальних приладів, встановлених у даному приєднанні. Сумарний опір приладів розраховується по сумарній потужності. Ом:

$$r_{\text{приб}} = S_2 / I_{2\text{ном}}^2 \quad (5.27)$$

де S_2 — сумарна потужність, споживана приладами, В•А; $I_{2\text{ном}}$ — номінальний струм вторинної обмотки трансформатора, А. У розподільних пристроях 6—10 кВ застосовуються трансформатори з $I_{2\text{ном}} = 5$ А, в РУ 110-220кВ-1А чи 5 А.

Опір контактів $r_{\text{к}}$ приймають 0,05 Ом при двох-трьох і 0,1 — при більшій кількості приладів.

Опір проводів розраховується по їхньому перетині і довжині. Для алюмінієвих проводів мінімальний перетин 4 мм², для мідних - 2,5 мм².

Розрахункова довжина проводу L_p , м, що залежить від схеми з'єднання трансформатора струму і відстані / від трансформатора до приладів: $\sqrt{3}L$ — при включенні трансформаторів струму в неповну зірку; $2L$ — при включенні всіх приладів в одну фазу; L - при включенні трансформаторів струму в повну зірку.

При цьому довжина L може бути прийнята орієнтовно для РУ 6— 10 кВ: при установці приладів у шафах КРУ $L = 4 - 6$ м; на щиті керування $L = 30 - 40$ м; для РУ 35 кВ, $L = 45 - 60$ м; для РУ 110-220 кВ, $L = 65-80$ м.

Якщо при прийнятому перетині проводу вторинний опір ланцюга трансформаторів струму виявиться більше Z для заданого класу точності, то необхідно визначити необхідний переріз проводів з урахуванням припустимого опору вторинного ланцюга:

$$r_{\text{пр.прип}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} \quad (5.28)$$

Необхідний переріз проводу, мм²,

$$F_{\text{треб}} = \rho L_p / r_{\text{пр.прип}} \quad (5.29)$$

Таблиця 5.5 Умови вибору трансформатора струму

Розрахунковий параметр кола	Каталожні дані трансформатора струму	Умови вибору
$U_{\text{встан}}$	$U_{\text{ном}}$	$U_{\text{встан}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{роб.мах}}$	$I_{1\text{ном}}$	$I_{\text{роб.мах}} \leq I_{1\text{ном}}$
i_y	$I_{\text{т.дин}}$ або $K_{\text{дин}}$	$i_y \leq I_{\text{т.дин}}$ або $i_y \leq K_{\text{дин}} \sqrt{2} I_{1\text{ном}}$
$B_{\text{к}}$	$I_{\text{т}}$, t_t або $K_{\text{т}}$, $I_{1\text{ном}}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 t_t$ або $B_{\text{к}} \leq (K_{\text{т}} * I_{1\text{ном}})^2 t_t$
Z_2	$Z_{2\text{ном}}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$

Отриманий перетин округляється до більшого стандартного перетину контрольних кабелів: 2,5; 4; 6; 10мм².

Умови вибору трансформаторів струму зведені в табл. 5.5. Додатково

можуть бути задані: $k_{\text{дин}} = I_{\text{Т,дин}}/\sqrt{2} \cdot I_{1\text{ном}}$ - кратність струму динамічної стійкості трансформатора струму; $k_{\text{Т}} = I_{\text{Т}}/I_{1\text{ном}}$ — кратність струму термічної стійкості; $I_{1\text{ном}}$ — номінальний струм первинної обмотки трансформатора струму.

Трансформатори напруги, призначені для живлення котушок напруги вимірювальних приладів і реле, установлюють на кожній секції збірних шин. Їх вибирають за формою виконання, конструкції і схемі з'єднання обмоток, номінальній напрузі, класу точності і вторинному навантаженню.

Умови вибору трансформаторів напруги: конструкція, схема з'єднання; $U_{\text{с,ном}} = U_{1\text{ном}}$, де $U_{\text{с,ном}}$ — номінальна напруга мережі, до якої приєднується трансформатор напруги, кВ; $U_{1\text{ном}}$ — номінальна напруга первинної обмотки трансформатора, кВ; клас точності; $S_{2\text{розра}} < S_{2\text{ном}}$, де $S_{2\text{розра}}$ - розрахункова потужність, споживана вторинним ланцюгом, В•А; $S_{2\text{ном}}$ — номінальна потужність вторинного ланцюга трансформатора напруги, що забезпечує його роботу в заданому класі точності, В. А.

Для однофазних трансформаторів, з'єднаних у зірку, у якості $S_{2\text{ном}}$ необхідно взяти сумарну потужність усіх трьох фаз, а для з'єднаних за схемою неповного відкритого трикутника — подвоєну потужність одного трансформатора. В обраному класі точності, якщо навантаження (вторинна) перевищує номінальну потужність, частину приладів підключають до додатково встановленого трансформатора напруги. Вторинне навантаження ТН — це потужність приладів і реле, підключених до ТН. Для спрощення розрахунку розрахункове навантаження можна не розділяти по фазах, тоді

$$S_{2\text{розра}} = \sqrt{(P_2^2 + Q_2^2)} = \sqrt{(\sum S_{\text{приб } i} \cdot \cos \varphi_i)^2 + (\sum S_{\text{приб } i} \cdot \sin \varphi_i)^2} \quad (5.30)$$

При визначенні вторинного навантаження опір сполучних проводів не враховується, тому що воно мало. Однак ПУЭ вимагає оцінити втрату напруги, що у проводах від трансформаторів до лічильників не повинна перевищувати 0,5%, а в проводах до щитових вимірювальних приладів - 3%. Перетин проводу, обраний по механічній міцності, відповідає, як правило, вимогам втрат напруги.

Вибір типу трансформатора напруги визначається його призначенням. Якщо від ТН одержують живлення розрахункові лічильники, то доцільно використовувати на напругах 6, 10, 35 кВ два однофазних трансформатори типу НОМ чи НОЛ, з'єднаних за схемою відкритого неповного трикутника. Два однофазних ТН мають більшу потужність, чим один трифазний, а по вартості на напруги 6 і 10 кВ вони приблизно рівноцінні. Якщо одночасно з виміром необхідно робити контроль ізоляції в мережах 6—10 кВ, то встановлюють трифазні триобмоточні п'ятистержневі трансформатори напруги серії НТМИ чи групу з трьох однофазних трансформаторів серії ЗНОМ чи ЗНОУТ, якщо потужність НТМИ недостатня. При використанні трьох однофазних трансформаторів, з'єднаних у зірку, нейтральна точка обмотки високої напруги ТН повинна бути заземлена для правильної роботи приладів контролю стану ізоляції.

Для напруги 110 кВ і вище застосовують каскадні трансформатори НКФ.

5.8 Перевірка струмоведучих пристроїв на термічну і динамічну стійкість

Кабелі і шини вибирають по номінальних параметрах (струму і напрузі) і перевіряють на термічну і динамічну стійкість при КЗ. Оскільки процес КЗ короткочасний, то можна вважати, що все тепло, яке виділяється в провіднику кабелю, йде на його нагрів. Температура нагрівання кабелю визначається його питомим опором, теплоємністю, робочою температурою. Температура нагрівання кабелю в нормальному робочому режимі

$$t_p = t_0 + (t_{\text{доп}} - t_0)(I_{\text{ном}} / I_{\text{доп}})^2, \quad (5.31)$$

де t_0 - температура навколишнього середовища (грунту); $t_{\text{доп}}$ — припустима температура при нормальному режимі, прийнята рівною 60°C ; $I_{\text{доп}}$ — припустимий струм для обраного перетину.

Максимально припустимі короткочасні перевищення температури при КЗ для силових кабелів приймаються: з паперовою просоченою ізоляцією до 10 кВ з мідними й алюмінієвими жилами — 200°C ; те ж на напрузі 20-35 кВ із мідними жилами — 175°C .

Перевірка перетину кабелю на термічну стійкість до струмів КЗ проводиться за виразом

$$q_{\text{мін.доп}} = (I_\infty \sqrt{t_p}) / C = \sqrt{V_k} / C, \quad (5.32)$$

де V_k — тепловий імпульс; $C = A_{\text{кінц}} - A_{\text{поч}}$ - коефіцієнт, що відповідає різниці виділеного тепла в провіднику після короткого замикання і до нього. Для кабелів напругою 6—10 кВ із паперовою ізоляцією і мідними жилами $C = 141$, з алюмінієвими жилами $C = 85$; для кабелів з полівінілхлоридною чи гумовою ізоляцією з мідними жилами $C = 123$, з алюмінієвими жилами $C = 75$.

Приведений час t_p , що відповідає сумі приведенного часу для періодичної й аперіодичний струми, може визначатися по кривих, що зв'язують дійсний час відключення t_d струмоведучих частин і $\beta'' = I''/I_\infty$ - відношення початкового надперехідного струму до сталого струму в місці КЗ. З огляду на особливості мереж електропостачання БУР—4УР, у можливо прийняти $I'' = I_\infty, \beta'' = 1$, при цьому вважають $t_d = t_p = t_{\text{відкл}}$.

При КЗ по струмоведучих частинах проходять струми перехідного режиму, які викликають складні динамічні зусилля в шинних конструкціях і апаратах електричних установок. Зусилля, що діють на тверді шини й ізолятори, розраховуються по найбільшому миттєвому значенню струму трифазного КЗ i_y . При цьому визначається максимальне зусилля F на шинну конструкцію без обліку механічних коливань, але з урахуванням відстані L між ізоляторами шинної конструкції і відстані між фазами a .

Найбільше електродинамічне зусилля на одиницю довжини, кг/см,

$$f = 1,76 i_y^2 (L/a) \cdot 10^{-6}, \quad (5.33)$$

де a — відстань між проводами, см.

Згинальний момент (при числі прольотів більше двох), кг • см,

$$M = f L^2 / 10, \quad (5.34)$$

де L — відстань між опорними ізоляторами, см.

Сила, що діє на опорний ізолятор, кг,

$$F = f L \quad (5.35)$$

Навантаження, що допускаються, на опорні ізолятори: типу ОА - 225 кг; типу ОБ — 450кг.

Напруга, що виникає в металі, кг/см²,

$$\sigma = M / W, \quad (5.36)$$

де W - момент опору, см³.

Для шин, встановлених на ребро, момент, см³,

$$W = b^2 h / 6 \quad (5.37)$$

де b, h — розміри шини.

Для шин, установлених навзпак, момент, див³ (B — менший розмір)

$$W = b h^2 / 6 \quad (5.38)$$

Напруги, що допускаються, кг/см², для міді МТ - 1400, для алюмінію АТ - 700, для алюмінію АТТ - 900, для сталі - 1600.

У багатополосних шинах крім зусиль між фазами виникає зусилля між смугами, розрахунок у цьому випадку ускладнюється.

Електродинамічні зусилля в струмоведучих частинах вимикачів, роз'єднувачів і інших апаратів складні і важко піддаються розрахунку, тому заводи-виготовлювачі вказують припустимий через апарат граничний наскрізний струм КЗ (амплітудне значення) $i_{\text{ном.дин}}$, який не повинен бути менше знайденого в розрахунку ударного струму i_y при трифазному КЗ.

6. ВИБІР АВТОМАТИЧНИХ ВИМИКАЧІВ ДЛЯ ЗАХИСТУ СИЛОВИХ ВЕНТИЛІВ ТА ПЕРЕТВОРЮВАЧІВ ВІД СТРУМОВИХ ПЕРЕВАНТАЖЕНЬ І КОРОТКИХ ЗАМИКАНЬ ПРИ НАПРУЗІ ДО 1 кВ

Такий захист виконується за допомогою швидкодіючих автоматичних вимикачів серій АК50-3М, АП50-3М, АЕ2000, ВАТ, А3700 та інших.

Захисні показники і технічні параметри автоматичних вимикачів наведені в додатку та в довідковій літературі [4.7].

Місце включення автоматичних вимикачів вибирається з врахуванням схеми живлення та з'єднання вентилів перетворювача потужності споживача, а також характеристик і технічних даних автоматичних вимикачів.

Вибір автоматичних вимикачів для захисту вентильних перетворювачів (керованих випрямлячів) виконується за допомогою наступних умов:

$$I_{\text{ном.роз}} \geq K_{\text{експл.пер.}} * K_i * K_j * I_{\text{д.ном}} \quad (6.1)$$

де $K_{\text{експл.пер.}} = 1, 2$ – коефіцієнт експлуатаційного перевантаження

$K_i = 12f / I_d$ – коефіцієнт схеми випрямлення за струмом;

$K_j = 1.05 \dots 1.08$ – коефіцієнт, який враховує відхилення форми струму вентилів від прямокутної форми;

$$I_{\text{вст.елм.}} \leq I_{\text{авт.пер.}} = 100 / U_k * I_{\text{д.ном}} \quad (6.2)$$

де $I_{\text{вст.елм.}}$ – струм спрацьовування електромагнітного розщеплювача, U_k – напруга короткого замикання трансформатора, %

Якщо за умов технічного завдання $U_K < 8 \%$, то для зменшення потужності захисних апаратів вибирають трансформатор з більш високим значенням U_K або в фази перетворювача вмикають струмообмежуючі реактори.

7. ВИБІР ШВИДКОДІЮЧИХ ЗАПОБІЖНИКІВ ЗА УМОВАМИ ЗАХИСТУ НАПІВПРОВІДНИКОВИХ ПРИЛАДІВ ПЕРЕТВОРЮВАЛЬНИХ УСТАНОВОК

Вибір запобіжників для захисту перетворювальних установок з напівпровідниковими приладами має ряд особливостей, пов'язаних з виглядом і параметрами схеми, так і з місцем включення запобіжника, особливо це стосується вибору за умовами селективності.

Для того, щоб запобіжник захистив напівпровідниковий прилад, необхідно виконання такої умови:

$$\left(\int_0^t i^2 dt \right)_{\text{запобіж.}} < \left(\int_0^t i^2 dt \right)_{\text{приладу}} \quad (7.1)$$

де $\left(\int_0^t i^2 dt \right)_{\text{запобіж.}}$ - джоулевий інтеграл запобіжника,

$\left(\int_0^t i^2 dt \right)_{\text{приладу}}$ - джоулевий інтеграл напівпровідникового приладу.

Джоулевий інтеграл характеризує теплову дію струму, який протікає як через напівпровідниковий прилад так і через запобіжник.

В запобіжниках розрізняють такі джоулеві інтеграли: джоулевий інтеграл плавлення, джоулевий інтеграл за час згасання дуги, джоулевий інтеграл за переддуговий час, повний джоулевий інтеграл – сума переддугового та дугового інтегралів.

Покажемо на прикладі конкретної схеми тиристорного перетворювача вибір запобіжників за умовами селективності. Нехай тиристорний перетворювач, виконаний за трифазною мостовою схемою, рис.7.1, причому кожне плече містить по три паралельно ввімкнених тиристори.

Вважатимемо, що в момент нормальної роботи перетворювача, коли струм проходить в навантаження через плечі 4 і 1, один із вентилів плеча 3 втрачає запираючі властивості. В колі виникає внутрішнє коротке замикання. Струм піде через пробитий вентиль, запобіжник плеча 3 і три паралельно ввімкнених запобіжниках плеча 1 (штрихова лінія). Запобіжник пошкодженої гілки виявляється послідовно ввімкненим з такими ж паралельно ввімкненими п запобіжниками (в даному випадку $n = 3$). Аварія буде ліквідована і перетворювач продовжить свою нормальну роботу, якщо плавкі елементи запобіжників непошкодженого плеча 1 не встигнуть розплавитись, поки запобіжник в пошкодженій гільці повністю відключить коло.

Таким чином, умовою вибору запобіжників за селективністю є наступною:

$$\left(\int_0^{t_{п.пов.}} i^2 dt \right) \leq n^2 \left(\int_0^{t_{п.п.}} i^2 dt \right) \quad (7.2)$$

де $t_{п.пов.} = t_{переддуг.} + t_{дуг.}$ – повний час горіння дуги, починаючи з переддугового часу (після плавлення).

n – кількість паралельно ввімкнених запобіжників в плечі перетворювача.

При зовнішньому короткому замиканні аналогічне співвідношення повинно бути враховано між запобіжниками, ввімкненими в плечах моста і запобіжником або автоматичним вимикачем, ввімкненим на стороні постійного струму або в фазах живлячого трансформатора.

Дані швидкодіючих запобіжників наведені в додатку.

8. ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЯКОСТІ НАПРУГИ У ЕЛЕКТРОПРИЙМАЧІВ

Вихідними даними для виконання цього розділу служать принципові схеми електричної мережі, на яких вказані параметри розподільчих ліній і ліній, що живлять електроустановку (перетин, довжина і т.д.), відомості про рівні напруги у джерел живлення в максимальному і мінімальному режимах і потужності короткого замикання на шинах цехової підстанції, дані про перетворювачі – джерело високих гармонік, зварювальних агрегатах – джерел коливань потужності конденсаторних установок, які передбачені для розміщення в мережі 0,38 – 0,66 кВ.

Рішення задачі поліпшення якості напруги виконується в декілька етапів.

По-перше, встановлюються допустимі показники якості напруги у електроприймачів. По-друге, виконується розрахунок фактичних показників якості напруги в спроектованій мережі (відхилення, коливання, коефіцієнта несінусоїдальності і несиметрії, якщо в цеху є джерела несиметрії або гармонік і таке інше).

Відхилення напруги в k -ій точці мережі знаходиться з виразу:

$$V_k = V_{ц.п.} + \sum_{i=1}^m E_i - \sum_{j=1}^n \Delta U_j \quad (8.1)$$

де $V_{ц.п.}$ – відхилення напруги в центрі живлення (ГПП, КТП); $\sum_{i=1}^m E_i$ - алгебраїчна сума “добавок” напруги за рахунок регулюючих пристроїв; $\sum_{j=1}^n \Delta U_j$ - сума втрат напруги в ланцюгах електричної мережі від центра живлення до даного вузла мережі.

Колівання напруги розраховуються з достатньою точністю за формулами, які прийняті для оцінки втрат напруги в мережі в установленому режимі, %.

$$\delta V = \frac{100}{S_k} \left(\frac{R_c}{X_c} \Delta P + \Delta Q \right) \quad (8.2)$$

де ΔP , ΔQ – накиди активної та реактивної потужності, які визначаються різницею між найбільшими значеннями при накладі навантаження і значеннями, які були раніше, МВт, МВАр; R_c , X_c – активні та реактивні опори, що визначаються до точки, в якій розраховуються коливання напруги, Ом; S_k – потужність короткого замкнення в точці, що розглядається, МВА. При $R_c / X_c \leq 0,1$ коливання напруги визначаються по спрощеній формулі, %:

$$\delta V = 100 \Delta Q / S_k, \quad (8.3)$$

якщо накиди навантаження мають чисто реактивний характер.

Коефіцієнт несінусоїдальності для перетворювача рекомендується визначати за виразом:

$$K_{нс} = X_{*c} \sqrt{\frac{3 \sin \varphi_1}{\pi(X_{*c} - X_{*ВП})} - \frac{9}{\pi^2}} \quad (8.4)$$

де $X_{*c} = \frac{\delta_{ВП}}{S_k}$ - відносний опір системи, приведений до потужності перетворювача

$S_{ВП}$; S_k – потужність короткого замкнення в точці, де визначається $K_{нс}$; $X_{*ВП}$ – індуктивний опір трансформатора перетворювача. При роботі декількох (N) перетворювачів значення $K_{нс}$ в вузлі навантаження можливо розрахувати по спрощеній формулі:

$$K_{нс} \approx \sqrt{\sum_{i=1}^N K_{нсi}^2} \quad (8.5)$$

На останньому етапі на основі співставлення фактичних показників з допустимими приймаються відповідні міри:

- а) уточнюється значення “добавок”, які створюються цеховими трансформаторами;
- б) змінюються перетини розподільчих ліній і ліній живлення цехових мереж;
- в) вибираються більш раціональні точки підключення конденсаторних установок.

“Добавка” напруги, яку повинен забезпечити трансформатор, визначається з виразу:

$$E_T = V_{2доп.} - V_1 + \Delta V_T \quad (8.6)$$

де $V_{2доп.}$ – допустимі, з врахуванням потреб всіх електроприймачів, відхилення напруги трансформатора; V_1 – відхилення напруги на первинних затискачах трансформатора; ΔV_T – втрати напруги трансформатора в відповідному режимі.

“Добавка” напруги, яку можна одержати в точці підключення конденсаторної установки:

$$E_{БК} = X_C Q_{БК} / 10U^2 \quad (8.7)$$

де X_C – опір мережі, що живить до точки підключення батареї конденсаторів БК, Ом; U – напруга в місці установлення БК, кВ; $Q_{БК}$ – потужність БК, кВАр.

Міри по зниженню несінусоїдальності витікають з виразу для коефіцієнта несінусоїдальності. Так, можливість підключення одного або декількох перетворювачів потужністю $S_{ВП}$ установлюється виразом:

$$\frac{S_k}{\delta_{ВП}} \geq 20 \sqrt{\frac{2\pi}{pU_{кз}} - 1} \quad (8.8)$$

де $U_{кз}$ – відносне значення напруги короткого замкнення перетворюючого трансформатора; p – число фаз перетворювачів.

ЛІТЕРАТУРА

1. Кудрин Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий / Кудрин Б. И. – М. : Энергоатомиздат, 1995. – 302 с.
2. Будзко И. А. Электроснабжение сельского хозяйства / Будзко И. А., Зуль Н. М. – М. : Агропромиздат, 1990. – 495 с.
3. Пястолов А. А. Эксплуатация электрооборудования / Пястолов А. А., Ерошенко Г. П. — М. : Агропромиздат, 1990. – 287 с.
4. Намитоков К. К. Аппараты для защиты полупроводниковых устройств / Намитоков К. К., Ильина Н. А., Шкловский И. Г. – М. : Энергоатомиздат, 1988. – 503 с.
5. Глух Е. М. Защита полупроводниковых преобразователей / Глух Е. М., Зеленов В. Е. – М. : Энергия, 1982. – 152 с.
6. Федосеев А. М. Релейная защита электрических систем / Федосеев А. М. – М. : Энергия, 1976. – 272 с.
7. Горобец А. С. Автоматические выключатели серии АЗ700 / Горобец А. С., Евзеров И. Х. – М. : Энергоатомиздат, 1984. – 244 с.
8. Овчаренко А. С. Технико-экономическая эффективность систем электроснабжения промышленных предприятий / Овчаренко А. С., Рабинович М. Л. – К. : Техника, 1977. - 285 с.

ДОДАТКИ

Довідкові матеріали для розрахунку електричних навантажень

Таблиця П1.1 Коефіцієнт максимуму для різноманітних коефіцієнтів використання в залежності від $N_{\text{Д}}$

Кількість електро-приймачів N_e	Коефіцієнт використання K_n									
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
4	3,43	3,11	2,64	2,14	1,78	1,65	1,46	1,29	1,14	1,05
5	3,23	2,87	2,42	2	1,76	1,57	1,41	1,26	1,12	1,04
6	3,04	2,64	2,24	1,88	1,65	1,51	1,37	1,23	1,11	1,04
7	2,88	2,48	2,1	1,8	1,58	1,45	1,33	1,21	1,09	1,04
8	2,72	2,31	1,99	1,72	1,52	1,47	1,3	1,2	1,08	1,04
9	2,56	2,2	1,9	1,65	1,47	1,37	1,28	1,18	1,08	1,03
10	2,42	2,1	1,84	1,6	1,43	1,34	1,26	1,16	1,07	1,03
12	2,24	1,96	1,75	1,52	1,36	1,28	1,23	1,15	1,07	1,03
14	2,1	1,58	1,67	1,45	1,32	1,25	1,2	1,13	1,07	1,03
16	1,99	1,77	1,61	1,41	1,28	1,23	1,18	1,12	1,07	1,03
18	1,91	1,7	1,55	1,37	1,26	1,21	1,16	1,11	1,06	1,03
20	1,84	1,65	1,5	1,34	1,24	1,2	1,15	1,11	1,06	1,03
25	1,71	1,55	1,4	1,28	1,21	1,17	1,14	1,1	1,06	1,03
30	1,62	1,45	1,34	1,24	1,19	1,16	1,13	1,1	1,05	1,03
35	1,56	1,41	1,3	1,21	1,17	1,15	1,12	1,09	1,05	1,02
40	1,5	1,37	1,27	1,19	1,15	1,13	1,12	1,09	1,05	1,02
45	1,45	1,33	1,25	1,17	1,14	1,12	1,11	1,08	1,04	1,02
50	1,4	1,3	1,23	1,16	1,14	1,11	1,1	1,08	1,04	1,02
60	1,32	1,25	1,19	1,14	1,12	1,11	1,09	1,07	1,03	1,02
70	1,27	1,22	1,17	1,12	1,1	1,1	1,09	1,06	1,03	1,02
80	1,25	1,2	1,15	1,11	1,1	1,1	1,08	1,06	1,03	1,02
90	1,23	1,18	1,31	1,1	1,09	1,09	1,08	1,05	1,02	1,02
100	1,21	1,17	1,12	1,1	1,08	1,08	1,07	1,05	1,02	1,02
120	1,19	1,16	1,12	1,09	1,07	1,07	1,07	1,05	1,02	1,02
140	1,17	1,15	1,11	1,08	1,06	1,06	1,06	1,05	1,02	1,02
160	1,16	1,13	1,1	1,08	1,05	1,05	1,05	1,04	1,02	1,02
180	1,16	1,12	1,1	1,08	1,05	1,05	1,05	1,04	1,01	1,01
200	1,15	1,12	1,09	1,07	1,05	1,05	1,05	1,04	1,01	1,01
220	1,14	1,12	1,08	1,07	1,05	1,05	1,05	1,04	1,01	1,01
240	1,14	1,11	1,08	1,07	1,05	1,05	1,05	1,03	1,01	1,01
260	1,13	1,11	1,08	1,06	1,05	1,05	1,05	1,03	1,01	1,01
280	1,13	1,1	1,08	1,06	1,05	1,05	1,05	1,03	1,01	1,01
300	1,12	1,1	1,07	1,06	1,04	1,04	1,04	1,03	1,01	1,01

Таблиця 2.3.5. Технічні дані ШМА.

Характеристики	Тип шинопровода		
	ШМА73УЗ	ШМА73ПУЗ	ШМА68НУЗ

Таблиця П 1.2. Коефіцієнти приведення

Позначення	При значеннях $\cos\varphi$							
	0.4	0.5	0.6	0.65	0.7	0.8	0.9	1
$P(ab)a, P(bc)b, P(ca)c$	1.17	1	0.89	0.84	0.8	0.72	0.64	0.5
$P(ab)b, P(bc)c$ $P(ca)a$	-0.17	0	0.11	0.16	0.2	0.28	0.36	0.5
$Q(ab)a, Q(bc)b$ $Q(ca)c$	0.86	0.58	0.38	0.3	0.22	0.09	-0.05	-0.29
$Q(ab)b, Q(bc)c$ $Q(ca)a$	1.44	1.16	0.96	0.88	0.8	0.67	0.53	0.29

Таблиця П 1.3. Технічні дані тролейних ліній

Номер профілю	Розміри, мм	Тривало допустимий змінний струм, А	Омічний опір, Ом/км
2,5	25*25*3	155	1,01
2,5	25*25*3	163	0,78
3	30*30*4	193	0,64
3,5	35*35*4	226	0,54
4	40*40*4	260	0,47
4	40*40*5	278	0,38
4,5	45*45*5	312	0,34
5	50*50*5	345	--
6	60*60*6	416	--
7,5	75*75*8	545	--

Таблиця П.1.4. Допустимі утрати в тролейних лініях.

Питома утрата напруги	Піковий струм (А) при різних розмірах куточка (мм)			Питома втрати напруги	Піковий струм (А) при різних розмірах куточка (мм)		
	50*50*5	60*60*6	75*75*8		50*50*5	60*60*6	75*75*8
0,07	95	111	140	0,14	214	25	334
0,08	110	130	168	0,15	232	280	362
0,09	125	150	194	0,16	250	300	390
0,10	140	171	222	0,17	277	334	427
0,11	158	193	250	0,18	304	368	472
0,12	177	215	278	0,19	331	402	520
0,13	195	237	306	2,0	358	436	562

Довідкові матеріали по трансформаторам для розрахунку компенсуючих пристроїв.

Таблиця П.2.1. Технічні дані масляних двообмоточних трансформаторів.

Тип	Ном. потужн ість	Номинальна напруга обмоток		Втрати		▲U _{кт}	I _x , %
		ВН	НН	▲P _{хх}	▲P _{кз}		
Трансформатори 25-6300 кВ*А без регулювання напруг під навантаженням.							
ТМ-25/6-10-65	25	6,6,3,10,1 0,5	0,23,0,4	0,125	0,6	4,5	3,2
ТМ-40/6-10-65	40	6,6,3,10,1 0,5	0,23,0,4	0,18	0,88	4,5	3
ТМ-63/6-10-66	63	6,6,3,10,1 0,5	0,23,0,4	0,265	1,28	4,5	2,8
МТ-100/6-10-66	100	6,10	0,23,0,4	0,365	1,97	4,5	2,6
ТМ-160/6-10-66	160	6,10	0,23,0,4	0,54	2,65	4,5	2,4
ТМ-250/6-10-66	250	6,10	0,23,0,4	1,05	3,7	4,5	2,3
ТМ-400/6-10-68	400	6,10	0,23,0,4	1,45	5,5	4,5	2,1
МТ-630/6-10-68	630	6,10	0,23,0,4	2,27	7,6	5,5	2
ТМ-1000/10	1000	6,10	0,4	3,8	12,7	5,5	3
ТМ-1600/10	1600	6,10	0,4,6,3	3,3	16,5	5,5	1,3
ТМ-2500/10	2500	10,6	6,3,0,4	6,2	25	5,5	3,5
МТ-4000/10**	4000	10,6	6,3,0,4	8,5	33,5	5,5	3
ТМ-6300/10А	6300	10	6,3	12,3	46,5	6,5	3
ТМ-100/35	100	35	0,23;0,4	0,465	1,97	6,5	4,16
ТМ-160/35	160	35	0,23;0,4	0,66	2,65	6,5	2,4
ТМ-250/35	250	35	0,23;0,4	0,96	3,7	6,5	2,3
ТМ-400/35	400	35	0,23;0,4	1,35	5,5	6,5	2,1

Продовження таблиці П 2.1.

ТМ-630/35	630	35	0,4	2	7,6	6,5	2
-----------	-----	----	-----	---	-----	-----	---

ТМ-1000/35	1000	35	0,4;6,3;1 0,5	2,75	12,2	6,5	1,5
ТМ-1600/35	1600	35	0,4;6,3;1 0,5	3,65	18	6,5	1,4
ТМ-2500/35	2500	35	6,3;10,5	5,1	23,5	6,5	1,1
ТМ-4000/35	4000	35	6,3;10,5	6,7	33,5	7,5	1
ТМ-6300/35	6300	35	6,3;10,5	9,4	46,5	7,5	0,9
ТМ-6300/110	6300	110	6,6;11	27,3	55,2	10,5	3,7
Трансформатори 1000-100000кВ*А з регулюванням напруги під навантаженням.							
ТМН-1000/35	1000	35	0,4/6,3;11	2,75	12,2/11,6	6,5	1,5
ТМН1-6000/35	1600	35	0,4/6,3;11	3,65	18/16,5	6,5	1,4
ТМН-2500/35	2500	35	6,3;11	5,1	23,5	6,5	1,1
ТМН-4000/35	4000	35	6,3;11	6,7	33,5	7,5	1
ТМН-6300/35	6300	35	6,3/11	9,4	46,5	7,5	0,9
ТРДН-25000/35	25000	36,75	6,3/6,3 10,5/10,5 6,3/10,5	29	145	9,5	0,7
ТРНД-32000/35	32000	36,75	6,3/6,3;10,5	29	По ТУ	11,5	0,7
ТРНД-40000/35	40000	36,75	6,3/6,3	39	225	9,5	-
ТРНД-63000/35	63000	36,75	6,3/6,3	55	280	11,5	0,6
ТМН-2500/110	2500	110	6,6;11	13	50	10,5	1
ТМН-6300/110	6300	115	6,6;11;38,5				
ТМН-10000/110	10000	115	6,6;11;38,5	18	60	10,5	0,9
ТДН-10000/110	10000	115	6,6;11	27	74	10,5	0,9
ТДН-10000/110-70	10000						
ТДН-16000/110	16000	115	6,6;11;38,5	26	85	10,5	0,85
ТРДН-25000/110	25000	115	6,3/6,3;6,3/ 10,5; 10,5/10,5	36	120	10,5	0,8
ТРДН-32000/110	32000	115	6,3/6,3;6,3/ 6,3; 10,5/10,5	44	145	10,5	0,75
ТРДН-40000/110	40000	115	6,3/6,3;6,3/ 6,3/10,5	52	175	10,5	0,7

Продовження таблиці П 2.1.

ТРДЦН-63000/110	63000	115	6,3/6,3;6,3/ 10,5; 10,5/10,5	73	260	10,5	0,65
-----------------	-------	-----	------------------------------------	----	-----	------	------

ТРДЦН-80000/110	80000	115	6,3/6,3;6,3/10,5; 10,5/6,3	89	315	10,5	0,6
-----------------	-------	-----	-------------------------------	----	-----	------	-----

Таблиця п.2.2. Технічні дані трифазних трансформаторів із природним повітряним охолодженням і з заповненням пальним діелектриком

Тип	Ном. потужність	Ном. напруга обмоток, кВ		Втрати, кВ		Напруга к.з.	Струм х.х. ном. %
		ВН	НН	Холостого ходу	Короткого замикання		
СУХІ							
ТСЗ-160/10	160	6,10/6,3,1 0,5	0,23,0,4/0,4	0,7	2,7	5,5	4,0
ТСЗ-250/10	250	6,10	0,23,0,4	1	3,8	5,5	3,5
ТСЗ-400/10	400	6,10/6,3,1 0,5	0,23,0,4/0,4	1,3	5,4	5,5	3,0
ТСЗ-630/10	630	6,10/6,3,1 0,5	0,4	2	7,3	5,5	3,0
ТСЗ-1000/10	1000	6,10	0,4	3	11,2	5,5	2,5
ТСЗ-1600/10	1600	6,10	0,4	4,2	16	5,5	2,5
МАСЛЯНІ							
ТМФ-250/6-10	250	6,10	0,4	0,8	3,7	4,5	2,3
ТМФ-400/6-10	400	6,10	0,4	1,1	5,5	4,5	2,1
ТМФ-630/6-10	630	6,10	0,4	1,7	7,6	5,5	2
ТМЗ-630	630	6,10	0,4	2,4	8,5	5,5	3
ТМЗ-1000/10-65	1000	6,10	0,4	3,3	12,2	5,5	2,8
ТМЗ-1600/10-65	1600	6,10	0,4	4,5	18	5,5	2,6
СОВТОЛОВІ							
ТНЗ-630/10-65	630	6,10	0,4	2,27	8,5	5,5	3,2
ТНЗ-1000/10-	1000	6,10	0,4	3,3	12,2	5,5	2,8

65							
TH3- 1600/10- 65	1600	6,10	0,4	4,4	18	5,5	2,6
TH3- 2500/10	2500	6,10	0,4	4,6	25	5,5	1,0

Таблиця П.2.3. Втрати потужності в масляних трансформаторах в залежності від навантаження.

S, КВ.* А.	Активні втрати, кВт								Реактивні втрати, квар.							
	Холост ого ходу	Короткого замикання при В.							Холост ого ходу	Короткого замикання						
		1,0	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4		1,0	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4
250	0,8	3,7	3,0	2,4	1,8	1,3	0,9	0,6	15	11,3	9,1	7,2	5,5	4,1	2,8	1,8
400	1,1	5,5	4,5	3,5	2,6	2,0	1,4	0,9	20	18	14,6	11,5	8,8	6,5	4,5	2,9
630	1,7	7,6	6,2	4,9	3,7	2,7	1,9	1,2	31,5	34,6	28	22,2	17	12,5	8,7	5,5
1000	3,3	2,2	9,9	7,8	6,0	4,4	3,1	2,0	50	55	44,5	35	27	19,8	13,8	8,0
1600	4,5	1,8	14,6	11,5	8,8	6,5	4,5	2,9	67,2	88	71,3	56,3	43	31,7	22	14,1

Таблиця П.2.5. Значення K2 в залежності від L і S.

Потужність трансформатора S, кВ*А	Коефіцієнт K2 при довжині живлячої лінії L, км				
	До 0,5	Від 0,5 до 1,0	Від 1,0 до 1,5	Від 1,5 до 2,0	Більше 2.0
400	2	4	7	10	17
630	2	7	10	15	27
1000	2	7	10	15	27
1600	3	10	17	23	40
2500	5	16	26	36	50

Таблиця П.2.6. Сумарні реактивні втрати в трансформаторах.

Номінальна потужність трансформатора, Кв,А	Сумарні реактивні втрати в трансформаторі, квар, при В.					
	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
400	13	15	18	20	23	26

630	20	23	28	33	39	45
1000	28	34	41	49	58	69
1600	41	51	62	75	90	107
2500	62	79	99	121	146	175

Таблиця П.2.8 Комплектні нерегульовані конденсаторні установки напругою 0.38кВ.

Тип	Номінальна потужність кВ*А	Габарити мм			Маса
		довжина	ширина	висота	
УК-0,38-75УЗ	75	700	560	1260	150
УК-0,38-150УЗ	150	700	560	1660	245
УКБ-0,38-150УЗ	150	580	460	1200	200
УКБ-0,38-300УЗ	300	580	460	1990	440

Таблиця П.2.9. Комплектні конденсаторні установки напругою 0,38 кВ. с автоматичним регулюванням за напругою.

Тип	Номинальна потужність	Габарити мм			Маса
		довжина	ширина	висота	
УКН-0,38-75УЗ	75	700	560	1260	175
УКТ-0,38-75УЗ	75	700	560	1260	175
УКТ-0,38-108УЗ	108	700	560	1660	300
УКН-0,38-150УЗ	150	700	560	1660	300
УКТ-038-150УЗ	150	700	560	1660	300
УКЛ(П)Н—0,38-216-108УЗ	216	1920	530	1660	610
УКЛ(П)Н-0,38-324-108УЗ	324	2690	530	1660	875
УКЛ(П)Н-0,38-432-108УЗ	432	3320	530	1660	1145
УКЛ(П)-0,38-300-150УЗ	300	1920	530	1660	612
УКЛ(П)-0,38-450-150УЗ	450	2620	530	1660	880
УКЛ(П)Н-0,38-600-150УЗ	600	3320	530	1660	1150
УКЛ(П)Н-0,38-108-36УЗ	108	1220	560	1660	335
УКЛ(П)Н-0,38-216-36УЗ	216	1920	560	1660	575
УКЛ(П)Н-0,38-150-50УЗ	150	1220	560	1660	335
УКЛ(П)Н-0,38-300-50УЗ	300	1920	560	1660	575

Таблиця П.2.10 Комплектні конденсатори установки вищої напруги

Тип	Номинальна напруга	Номинальна потужність	Число і потужність регульованих ступенів шт*квар	Принципова схема й габарити Рис.№2-270(л24)	
УК-6-450ЛУЗ УК-10-450ЛУЗ УК-6-450ПУЗ УК-10-450ПУЗ	6,3 10,5 6,5 10,5	450	1*900	2-270А	
УК-6-675ЛУЗ УК-10-675ЛУЗ УК-6-675ПУЗ УК-10-675ПУЗ	6,3 10,5 6,3	675		2-270-Б	
УК-6-900ЛУЗ УК10-900ЛУЗ УК-6-900ПУЗ УК-10-900ПУЗ	6,3 10,5 6,3 10,5	900		2-270В	
УК-6-1125ЛУЗ УК10-1125ЛУЗ УК-6-1125ПУЗ УК-10-1125ПУЗ	6,3 10,5 6,3	1125		2-270Г	
УК-6Н-900Л УК10Н-900Л УК-6Н-900П УК-10Н-900П	6,3 10,5 6,3 10,5	900		2-271А	
УК-6Н-1350Л УК10Н-1350Л УК-6Н-1350П УК-10Н-1350П	6,3 10,5 6,3 10,5	1350		1*1350	2-271Б
УК-6Н-1800Л УК10Н-1800Л УК-6Н-1800П УК-10Н-1800П	6,3 10,5 6,3 10,5	1800		1*1800	2-271В

Додаток 2

Довідкові матеріали для розрахунку цехових мереж

Таблиця П.3.1 Основні технічні дані струмопроводів

Профіль струмопроводу	Площина перерізу пакета, мм ²	Тривало допустимий струм, А	Індуктивний опір симетричного струмопроводу, Ом/км			Електричний опір, Ом/км		Момент опору, см ³
			На повітрі	У приміщенні	З підвісними ізоляторами	З алюмінію	Із сплаву	
Труба кругла								
100*5	1500	2280	0,188	0,17	0,182	0,019	0,022	34
140*10	4080	4180	0,171	0,158	0,164	0,007	0,008	124
210*10	6200	6280	0,148	0,135	0,142	0,005	0,005	300
250*10	7500	7520	0,139	0,125	0,133	0,004	0,004	435
Коритний профіль								
2(100*45*6)	2020	3500	0,178	0,148	0,174	0,015	0,016	58
2(125*55*6,5)	2740	4640	0,165	0,136	0,161	0,011	0,012	100
2(150*65*7)	3370	5650	0,154	0,126	0,15	0,008	0,009	167
2(175*80*8)	4880	6430	0,146	0,118	0,142	0,006	0,007	250
Профіль подвійної Т								
130*100*8	3290	4170	0,176	0,148	0,17	0,009	0,01	132
150*120*10	5000	5680	0,167	0,14	0,162	0,006	0,006	225
180*150*10	6200	6550	0,155	0,128	0,15	0,005	0,005	345
200*200*10	8040	-	0,142	0,115	-	0,004	0,004	-

Таблиця П.3.2. Техніко-економічні характеристики кабелів.

Робоча напруга, кв	Переріз жили мм ²	Тривало-припустима токове навантаження при прокладці		Втрати у одному кабелі при повному навантаженні, квт/км	Довжина кабелю на 1% втрат напруги	Маса алюмінію, т/км
		У повітрі	В траншеї			
Трижильові						
До 1	2,5	31	22	46	6	0,02
	4	42	29	53	7	0,03
	6	55	35	60	8	0,05
	10	75	46	67	9	0,08
	16	90	60	71	12	0,13
	25	125	80	75	14	0,2
	35	145	95	76	17	0,28
	50	180	120	77	20	0,4
	70	220	155	83	22	0,56
	95	260	190	83	26	0,76
	120	300	220	90	28	0,96
	150	330	255	90	31	1,2
	185	380	290	91	34	1,48
240	440	330	95	38	1,92	
Чотирижильні						
До 1	4	38	27	53	7	0,04
	6	46	35	60	8	0,06
	10	65	45	67	9	0,09
	16	90	60	60	12	0,15
	25	115	75	75	14	0,24
	35	135	95	72	17	0,33
	50	165	110	77	20	0,47
	70	200	140	83	22	0,65
	95	240	165	85	26	0,9

Продовження таблиці П 3.2.						
	120	270	200	90	28	1,1
	150	305	230	88	31	1,4
	185	345	260	91	34	1,67
Трижильні						
6	10	60	42	40	185	0,08
	16	80	50	45	220	0,13
	25	105	70	50	260	0,2
	35	125	85	51	310	0,28
	50	155	110	54	360	0,4
	70	190	135	59	410	0,56
	95	225	165	61	470	0,76
	120	260	190	64	510	0,96
	150	300	225	67	560	1,2
	185	340	250	69	600	1,48
	240	390	290	70	680	1,92
10	16	75	46	39	400	0,13
	25	90	65	40	510	0,2
	35	115	80	42	560	0,28
	50	140	105	44	660	0,4
	70	165	130	44	780	0,56
	95	205	155	50	860	0,76
	120	240	185	54	930	0,96
	150	275	210	56	1010	1,2
	185	310	235	57	1100	1,48
		240	335	270	58	1250
20	25	85	65	31	1080	0,2
	35	105	75	34	1270	0,28
	50	125	90	36	1420	0,4
	70	155	115	37	1680	0,56

Продовження таблиці П 3.2.						
	95	185	140	39	1900	0,76
	120	210	160	40	2120	0,96
	150	240	175	41	2320	1,2
	185	275	205	42	2540	1,48
35	70	150	110	35	3020	0,56
	95	180	140	37	3420	0,76
	120	210	160	37	3900	0,96
	150	240	175	37	4230	1,2

Таблиця П.3.3. Поправочні коефіцієнти на кількість працюючих кабелів, що лежать поруч

Відстань у світові	Кількість кабелів					
	1	2	3	4	5	6
100	1,00	0,90	0,85	0,80	0,78	0,75
200	1,00	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81
300	1,00	0,93	0,90	0,87	0,86	0,85

Таблиця П.3.4. Опір шинопроводів з алюмінієвими жилами.

Тип	Опір		тип	Опір	
	Активне	Індуктивне		Активне	Індуктивне
Магістральні шинопроводи			Освітлювальні шинопроводи		
ШЭМ16У31600	0,0146	0,0595	ШОС67-25А	3,09	0,09
ШМА68-НУ2500	0,020	0,023	ШРМ75-100А	0,53	0,087
ШМА68-НУ4000	0,013	0,015			
Розподільні шинопроводи			Тролейні шини		
ШРА73-250А	0,21	0,21	ШТМ33-250А	0,315	0,180
ШРА73-400А	0,15	0,17	ШТМ72-400А	0,197	0,120
ШРА73-630А	0,10	0,13			

Таблиця П.3.5 Технічні дані ШМА

Характеристики	Тип шинопровода			
	ШМА73УЗ	ШМА73ПУЗ	ШМА68-НУЗ	
Номінальний струм, А	1600	1600	2500	4000
Електродинамічна стійкість (амплітудне значення), кА, не менше	70	90	70	100
Термічна стійкість, кА	20	35	35	50
Опір на фазу, Ом/км:				
активне при температурі шин 20°C	0,031	0,031	0,02	0,013
індуктивне	0,022	0,022	0,02	0,015
Опір петлі фаза-нуль (повне), Ом/км	0,016	0,016	-	-
Лінійна втрата напруги на 100м при номінальному струму (навантаження зосереджене у кінці лінії, cosφ=0,8), В	11,5	11,5	13,5	16,5
Поперечний розріз прямої секції (ширина × висота), мм	300×160	300×160	444×215	444×295
Ступінь захисту	IP20	IP20	IP20	IP20

Продовження таблиці П 3.5.

Максимальна відстань між крапками кріплення, м: на тросах, складених з прямих секцій довжиною більше 1,5м у інших випадках	6	6	-	-
	5	5	3	3
Типи автоматичних вимикачів, встановлених у відвітвляючих секціях	A3734C, 4000A, 660B, A3744C, 630A, 660B, A3736Ф, 400A, 380B, A3736Ф, 630A, 380B	-	-	-

Таблиця П.3.6 Технічні дані ШРА

Характеристики	Тип шинопровода			
	ШРА73УЗ		ШРМ73УЗ	
Номинальний струм	250	400	630	100
Електродинамічна стійкість (амплітудне значення), кА, не менше	15	25	35	10
Термічна стійкість, кА	7	10	14	7
Опір на фазу, Ом/км:				
Активне	0,21	0,15	0,10	-
Індуктивне	0,21	0,17	0,13	-
Лінійні втрати напруги, В, на довжині 100м при номінальному струму $\cos\phi=0,8$ та рівномірно розподіленої напруги				
Поперечний перетин, мм	260*80	284*95	284*125	70*80
Ступінь захисту	IP32	IP32	IP32	IP32
Максимальна відстань між крапками кріплення, м, не більш При кріпленні на стійках На інших конструкціях				
Продовження таблиці П 3.6.				
Типи комутуючої захисної апаратури, встановленої у відвітвляючих коробках Запобіжники	ПН2-100	ПН2-100	ПН2-100	На ток 25А

Автоматичні вимикачі (струм А)	A3710(160) A3120(100) AE2050(100)	A3710(160) A3720(350) A3120(100) AE2050(100)	A3710(160) A3720(350) A3120(100) AE2050(100)	AE2033(25)
Наявність відвітвляючих коробок з роз'єднувачами на струм: 160А 250А	Є немає	Є Немає	Є немає	

Таблиця П.3.7 Технічні дані пунктів СП,СПУ.

Тип шафи та його виконання		Номинальний струм шафи, А	Число відходячих ліній та номінальний струм запобіжників, А	Розміри, (висота*ширина*глибина),мм
відкрите	закрите			
СП62-1/1	СПУ62-1/1	250(для СП)	5*60	1715*500*380
СП62-2/1	СПУ62-2/1	175(для СПУ)	2*60+3*100	
СП62-3/1	СПУ62-3/1		5*100	
СП62-4/1	СПУ62-4/1	400(для СП)	4*250	1715*700*380
СП62-5/1	СПУ62-5/1	280(для СПУ)	8*60	
СП62-6/1	СПУ62-6/1		4*60+4*100	
СП62-7/1	СПУ62-7/1		8*100	
СП62-8/1			2*60+4*100+2*250	
СП62-9/1	СПУ62-9/1		5*100+2*50	
СП62-10/1			6*250	

Таблиця П.3.8. Технічні дані шаф ШРСУ.

Тип	Ступінь захисту	Номинальний струм шафи,А	Число ліній, що відходять і номінальний струм запобіжників, А	Розміри,(висота*ширина*глибина),мм
ШРС1-20У3	IP 22	250	5*60	1600*500*380
ШРС1-50У3	IP 54	175	5*60	
ШРС1-21У3	IP 22	250	5*100	
ШРС1-51У3	IP 54	175	5*100	1600*700*580
ШРС1-22У3	IP 22	250	2*60+3*100	
ШРС1-52У3	IP 54	175	2*60+3*100	
ШРС1-23У3	IP 22	400	8*60	
ШРС1-53У3	IP 54	280	8*60	
ШРС1-24У3	IP 22	400	8*100	
ШРС1-54У3	IP 54	280	8*100	
ШРС1-25У3	IP 22	400	4*60+4*100	
ШРС1-55У3	IP 54	280	4*60+4*100	

ШРС1-26У3	IP 22	400	5*250
ШРС1-56У3	IP 54	280	5*250
ШРС1-27У3	IP 22	400	5*100+2*250
ШРС1-57У3	IP 54	280	5*100+2*250
ШРС1-28У3	IP 22	400	2*60+4*100+2*250
ШРС1-58У3	IP 54	280	2*60+4*100+2*250

Таблиця П 3.9. Технічні дані запобіжника типу ПН

Тип	Номинальна напруга, В	Номинальний струм, А		Номинальний струм відключення (при напрузі 380 В) , кА
		Запобіжника	Плавкої вставки	
НПН-60	500	60	6,10,15,20	10
ПН2-100	380 , 220	100	25,30,40,60	50
ПН2-250	380 , 220	250	30,40,50,60,80,100	40
ПН2-400	380 , 220	400	200,250,300,400	25
ПН2-600	380 , 220	600	300,400,500,600	25

Таблиця П 3.10. Технічні дані автоматів серії “Електрон”

Тип	Номинальний струм, А	Комутаційна здатність, кА						Односекундна термічна стійкість, кА ² , с
		Змінний струм				Постійний струм		
		380 В	660 В	220 В	440 В	220 В	440 В	
		$i_{уд}$	$I_{откл}$	$i_{уд}$	$I_{откл}$	$i_{уд}$	$I_{откл}$	
Э04	600	50	5	35	15	35	25	437
Э10	1000	84	40	70	30	50	40	1100
Э16	1600	84	40	70	30	55	45	1850
Э25	2500	100	45	70	35	55	45	4500
Э40	4000	160	65	104	50	65	55	11500

Таблиця П 3.11. Технічні дані автоматів типу АВМ

Дані автоматичного вимикача		Уставки струм спрацьовування максимальних розчиплювача, А	
Тип і номінальний струм , А	Номинальний струм котушки максимального розчиплювача, А	На шкалі назад залежної від струму характеристики	На шкалі незалежної від струму характеристики (відсічення)
АВМ-4Н,400	120	-	100 , 150 , 200
	150	-	150 , 225 , 300
	250	-	250 , 375 , 500
	400	-	400 , 600 , 800
АВМ-4С,400	120	150 , 250	960 , 1300
	150	190 , 300	1200 , 1650
	250	250 , 400	1600 , 2200

	250	310 , 500	2000 , 2750
	300	375 , 600	2400 , 3300
	400	500 , 800	3200 , 4400
АВМ-10Н,1000	600	-	600 , 900 , 1200
	800	-	800 , 1200 , 1600
	1000	-	1000 , 1500 , 2000
АВМ-10С,1000	500	625 , 1000	4000 , 5500
	600	750 , 1200	4800 , 6600
	800	1000 , 1600	6000 , 8000
	1000	1500 , 2000	8000 , 10000
АВМ-15Н,1500	1000 , 1200	-	1000 , 1500 , 2000
	1500	-	1500 , 2200 , 3000
АВМ-15С,1500	1000	1250 , 2000	8000 , 10000
	1200	1500 , 2400	8000 , 10000
	1500	1800 , 3000	8000 , 10000
АВМ-20Н,2000	1000	-	1500 , 2000
	1200	-	1500 , 2400
	1500	-	1800 , 3000
	2000	-	2500 , 4000
АВМ-20С,2000	1000	1250 , 2000	8000 , 10000
	1200	1500 , 2400	8000 , 10000
	1500	1800 , 3000	8000 , 10000

Таблиця П 3.12. Технічні дані автоматів серії А3700

Вид захисту	Тип автоматичного вимикача	Номинальний струм , А	Регульований номінальний струм напівпровідникового пристрою захисту , А	Нерегульована	
				Змінний струм, А	Постійний струм , А
Струмо обмежувачий	А3710Б	160	20-40	1600	960
			40-80		
			80-160		
	А3720Б	250	Немає	400	6000
				630	750
				1000	960
А3730Б	400	160-250	1600	960	
		250-400	2000	1200	
			2500	1500	

			Немає	2500 3200 4000	2400
	А3740Б	630	250-400 400-630	6300	3800
			Немає	4000 5000 6300	3800
Вибор- ча	А3730С	400	160-250 250-400	Немає	Немає
	А3740С	630	250-400 400-630	Немає	Немає

Таблиця П 3.13. Автоматичні вимикачі серії АЕ2000 і “Електрон”

Тип	Номинальний струм автомата , А	Номинальний струм розчиплювача , А	Уставка на струм миттєвого спрацьовування , А
АЕ2036	25	0,6-25	192-300
АЕ2046	63	10-63	192-300
АЕ2056	100	16-100	192-300
АЕ2056	100	20-25	240-300
АЕ2046	63	32-63	384-756
АЕ2056	100	32-100	384-1200
Э0613	630	250,400,630	200-4410
Э16В	1600	630,1000,1250,1600	504-11200
Э25В	2500	1600,2000,2500	1280-17500
Э40В	5000	2500,3200,4000,500	2000-25000

Таблиця П 3.14. Технічні дані панелей розподільних щитів

Тип панелі	Установлена апаратура								
	Амперметр	Рубильник	Запобіжник	Роз'єднувач	Вимикач автоматичний	Трансформатор струму	Лічильник	Вольтметр	Розмір, мм
Лінійні									
Щ070-1(2)-01УЗ	100/5 300/5	100,250	100,250			100/5 300/5			800
Щ070-1(2)-02УЗ	200/5	250/5	250			250/5			
Щ070-1(2)-03УЗ	200/5 400/5	250,200	250,400			200/5 400/5			
Щ070-1(2)-04УЗ	750/5	600				600/5			
Щ070-1(2)-05УЗ	100/5		600	400	100	100/5			
Щ070-1(2)-06УЗ	100/5			400	100	100/5			
Щ070-1(2)-07УЗ	200/5			400	200	200/5			
Щ070-1(2)-08УЗ	300/5			400	250	200/5			
Щ070-1(2)-09(10)УЗ	750/5			600	600	600/5			
Щ070-1(2)-11(12)УЗ	400/5			400	100	400/5			
Щ070-1(2)-13(14)УЗ	100/5				100	100/5			
Щ070-1(2)-15(16)УЗ	200/5				200,250	200/5			
Щ070-1(2)-18(19)УЗ	600/5				600	600/5			
Щ070-1(2)-20(21)УЗ	400/5				100	400/5			
Щ070-1(2)-23УЗ	1000/5			1000	1000	1000/5			
Щ070-1(2)-24УЗ	400/5			400	400	400/5			
Щ070-1(2)-25УЗ	1000/5			1000	1000	1000/5			

Продовження таблиці П 3.14

Вступні								
Щ070-1(2)-30УЗ	750/5	600	600			600/5	500	
Щ070-1(2)-31УЗ	1000/5	1000				1000/5	500	
Щ070-1(2)-32УЗ	750/5	600	600			600/5	500	
Щ070-1(2)-33УЗ	1000/5	1000				1000/5	500	
Щ070-1(2)-34(35)УЗ	1000/5			1000	1000	1000/5	500	
Щ070-1(2)-36(37)УЗ	1500/5			2000	1500	1500/5	500	1000
				1600				
Щ070-1(2)-38(39)УЗ	1500/5			2000	1500	1500/5	500	
				1600				
Щ070-2-40(41)УЗ	2000/5			2000	2000	200/5	500	
Щ070-2-42(43)УЗ	1000/5			1000	1000	100/5	500	
Щ070-2-44(45,46,47)УЗ	1500/5			2000	1500	1500/5	500	
				1600				
				2000				
				1600				
Щ070-2-48(49)УЗ	2000/5			2000	2000	2000/5	500	
Щ070-1-50(51)УЗ	400/5			400	400	400/5	500	800
Щ070-1-52(53)УЗ	1000/5			1000	1000	100/5	500	
Щ070-1(2)-54(55,56)УЗ	1500/5			2000	1600	1500/5	500	1000
				1600	2500	2000/5	500	
				2000	400	400/5	500	
				1600	1000	1000/5		
Щ070-2-58(59)УЗ	2000/5			2000	1600	1500/5	500	
Щ070-1-60(61,62,63)УЗ	400/5			400	1500			
	1000/5			1000	1600			
Щ070-1(2)-64(65,66)УЗ	1500/5			2000				
				1600				

				2000					
				1600					
Секційні									
Щ070-1-70(71)УЗ		600,1000							300
Щ070-1-72УЗ				1000	1000				800
Щ070-1(2)-73(74)УЗ				2000	1500				1000
				1600					
Щ070-1-75(76)УЗ				400	400				
				1000	1000				
Щ070-1(2)-77(78)УЗ				2000	1600				
				1600					
Вводно-секційні									
Щ070-1-70(80)УЗ	600/5	600	600			600/5		500	
Вступно-лінійні									
Щ070-1-85(86)УЗ	600/5	600	600			600/5		500	
	200/5	250	250			250/5			
З апаратурой АВР									
Щ070-1-90УЗ									800
З приводами та роз'єднувачами									
ЩУ70-1-91(92)УЗ									300
Диспетчерського управління вуличним рухом									
Щ070-1-93(94)УЗ									800
Торцева									
Щ070-1-95(96)УЗ									600

Навчальне видання

**ТЕХНОЛОГІЯ ОБСЛУГОВУВАННЯ ТА РЕМОНТУ
ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ТА ЗАСОБІВ АВТОМАТИЗАЦІЇ**

Методичні рекомендації

Укладач: **Плахтир** Олег Олегович

Формат 60x84 1/16. Ум. друк. акр. 13,14.

Тираж 50 прим. Зам №_____

Надруковано у видавничому відділі
Миколаївського національного аграрного університету
54020, м. Миколаїв, вул. Паризької комуни, 9.

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи ДК № 4490 від 20