

621.311

К 552

**Міністерство освіти і науки України
Запорізька державна інженерна академія**



**В. П. Кобець
В. В. Літвінов**

**МОНТАЖ, НАЛАГОДЖЕННЯ, ОБСЛУГОВУВАННЯ ТА
ДІАГНОСТИКА ОБЛАДНАННЯ ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ**
Навчально-методичний посібник

*для студентів ЗДІА
напряму 6.050602 та спеціальності 8.05060201 «Гідроенергетика»
денної та заочної форм навчання*

Міністерство освіти і науки України
Запорізька державна інженерна академія

*Затверджено до друку
рішенням науково-методичної ради ЗДІА
протокол № 5 від 25.06.2015р.*

**МОНТАЖ, НАЛАГОДЖЕННЯ, ОБСЛУГОВУВАННЯ ТА
ДІАГНОСТИКА ОБЛАДНАННЯ ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ**
Навчально-методичний посібник

*для студентів ЗДІА
напряму 6.050602 та спеціальності 8.05060201 «Гідроенергетика»
денної та заочної форм навчання*

*Рекомендовано до видання
на засіданні кафедри ГЕ,
протокол № 17 від 12.05.2015р.*

Запоріжжя
ЗДІА
2015

ББК 621.311
К 552

*В. П. Кобець, ст. викладач
В. В. Літвінов, к.т.н., доцент*

Відповідальний за випуск: *зав. кафедри ГЕ,
д.т.н., професор О. В. Волков*

Рецензенти:

С. М. Тиховод, д.т.н., доцент, завідувач кафедри теоретичних основ електротехніки Запорізького національного технічного університету;

Ю. Г. Качан, д.т.н., професор, завідувач кафедри електротехніки та енергетичного менеджменту Запорізької державної інженерної академії.

Кобець В. П.

К 552 Монтаж, налагодження, обслуговування та діагностика обладнання гідроелектростанцій: навчально-методичний посібник для студентів ЗДІА напряму 6.050602 та спеціальності 8.05060201 «Гідроенергетика» денної та заочної форм навчання / Кобець В. П., Літвінов В. В.; Запоріж. держ. інж. акад. – Запоріжжя: ЗДІА, 2015. – 64 с.

Даний науково-методичний посібник призначено для вивчення лекційних курсів і проведення практичних занять, контрольних та самостійних робіт з дисциплін: «Монтаж, налагодження і експлуатація обладнання станцій» та «Діагностика електрообладнання електричних станцій» студентам напряму підготовки 6.050602 (рівня «бакалавр») та спеціальності 8.05060201 (рівня «магістр») «Гідроенергетика» денної та заочної форм навчання.

ЗМІСТ

ВСТУП	5
1 МОНТАЖ ТА НАЛАДКА ОБЛАДНАННЯ ГЕС	6
1.1 Монтаж та наладка основного обладнання	6
1.1.1 Монтаж та наладка гідроагрегатів.....	6
1.1.2 Монтаж та наладка силових трансформаторів.....	10
1.2 Монтаж та наладка обладнання розподільчих установок	12
1.2.1 Монтаж та наладка високовольтних вимикачів.....	12
1.2.2 Монтаж та наладка роз'єднувачів.....	14
1.2.3 Монтаж та наладка вимірювальних трансформаторів.....	16
1.2.4 Монтаж кабельних ліній.....	18
2 ТЕХНІЧНЕ ОБСЛУГОВУВАННЯ ОБЛАДНАННЯ ГЕС	21
2.1 Технічне обслуговування основного обладнання	21
2.1.1 Технічне обслуговування гідроагрегатів.....	21
2.1.2 Технічне обслуговування силових трансформаторів.....	22
2.2 Технічне обслуговування обладнання розподільчих установок ..	23
2.2.1 Технічне обслуговування високовольтних вимикачів.....	23
2.2.2 Технічне обслуговування роз'єднувачів.....	25
2.2.3 Технічне обслуговування вимірювальних трансформаторів.....	26
2.2.4 Технічне обслуговування кабельних ліній.....	27
3 ДІАГНОСТИКА ОБЛАДНАННЯ ГЕС	29
3.1 Діагностика теплового стану основного обладнання	29
3.1.1 Термоконтроль гідроагрегатів.....	29
3.1.2 Термоконтроль силових трансформаторів.....	30
3.2 Вібраційний контроль гідроагрегату	31
3.2.1 Основні види вібраційного контролю.....	31
3.2.2 Система вібродіагностики гідроагрегату.....	33
3.2.3 Моніторинг робочого зазору гідроагрегату.....	37
3.3 Високовольтні випробування електрообладнання	39
3.3.1 Загальні принципи високовольтних випробувань.....	39
3.3.2 Діагностика дефектів обладнання на основі високовольтних випробувань.....	41
3.4 Діагностування частинних розрядів в ізоляції обладнання	43

4 ПРАКТИЧНІ ЗАНЯТТЯ	45
4.1 Система моніторингу електричних параметрів гідрогенератора	45
4.2 Система механічного моніторингу гідроагрегату	47
4.3 Методика високовольтних випробувань силового кабеля	53
4.4 Визначення вторинного навантаження вимірювальних трансформаторів	59
4.4.1 Визначення вторинного навантаження трансформатора струму.....	59
4.4.2 Розрахунок вторинного навантаження трансформатора напруги.....	62
ЛІТЕРАТУРА	64

ВСТУП

Даний науково-методичний посібник призначений для допомоги студентам в оволодінні основними принципами та підходами до монтажу та налагодження нового обладнання ГЕС, до його подальшого технічного обслуговування та експлуатації, а також для ознайомлення з методами та засобами діагностування технічного стану обладнання.

Електроенергетичне обладнання ГЕС можна поділити на дві великі групи: силове обладнання, до якого відносяться гідрогенератори, блочні трансформатори, автотрансформатори зв'язку, трансформатори та двигуни власних потреб; і допоміжне обладнання, до якого входять комутаційні апарати (вимикачі, роз'єднувачі), вимірювальні трансформатори (струму та напруги) та кабельне господарство (силові кабелі, контрольні кабелі). Монтаж, наладка та подальше технічне обслуговування кожної з груп має свої особливості, які детально представлені в даному посібнику для напрацювання у студентів підходів та навичок до правильної експлуатації обладнання ГЕС.

Дисципліна повинна закріпити існуючі знання з теоретичних та прикладних електротехнічних дисциплін та підготувати студентів до практичної діяльності, яка пов'язана з монтажньо-налагоджувальними роботами та з технічною експлуатацією обладнання ГЕС.

Також в посібнику розглянуто основні принципи побудови та задачі діагностичних систем обладнання ГЕС. Розглянуто засоби реалізації технічної діагностики та визначення обладнання з пошкодженою ізоляцією.

Перед ознайомленням з матеріалом даного посібника студенту необхідно чітко зрозуміти та засвоїти наступні визначення.

Монтаж – це процес збирання, встановлення конструкцій, механізмів та електричних схем згідно до заздалегідь розробленої проектною документації.

Налагодження (наладка) – це підготовка змонтованого об'єкту до роботи.

Технічне обслуговування – це комплекс заходів та операцій з підтримання працездатності та справності електрообладнання в процесі технічної експлуатації.

Моніторинг – це неперервний процес спостереження та реєстрації параметрів об'єкту у порівнянні із заданими критеріями.

Діагностика – це галузь знань, яка включає в себе відомості щодо методів та засобів оцінювання технічного стану електрообладнання.

1 МОНТАЖ ТА НАЛАДКА ОБЛАДНАННЯ ГЕС

1.1 Монтаж та наладка основного обладнання

1.1.1 Монтаж та наладка гідроагрегатів

Гідроагрегат ГЕС складається з гідротурбіни, безпосередньо з'єднаного з нею гідрогенератора та допоміжного обладнання, необхідного для забезпечення нормальної роботи агрегату. Гідротурбіни та гідрогенератори розробляються та виготовляються різними заводами, однак конструюються як частини єдиного агрегату. Тільки загальне компонування, пристосоване до будівлі ГЕС, та найбільш доцільне поєднання конструктивних та технологічних рішень, прийнятих разом для турбіни та генератора дають можливість створити надійний енергетичний агрегат з високими експлуатаційними та економічними показниками.

Гідрогенератор є тихохідною синхронною машиною, що приводиться у обертання гідравлічною турбіною. Частота обертання турбіни відносно низька і, зазвичай, знаходиться у діапазоні 50–500 об/хв. В залежності від конструктивного виконання гідравлічної турбіни гідрогенератори поділяються на вертикальні, горизонтальні та капсульні, в яких турбіна і генератор поєднані в одному корпусі, що знаходиться в проточній частині ГЕС.

Вертикальні гідроагрегати бувають підвісними та зонтичними. Різниця машин цих типів полягає в тому, що у них по-різному розташований підп'ятник. В підвісних генераторах підп'ятник розташований над ротором та спирається на верхню хрестовину, яка встановлена на корпусі статора. В гідрогенераторах зонтичного типу підп'ятник розташований під ротором і спирається на нижню хрестовину або на кришку турбіни.

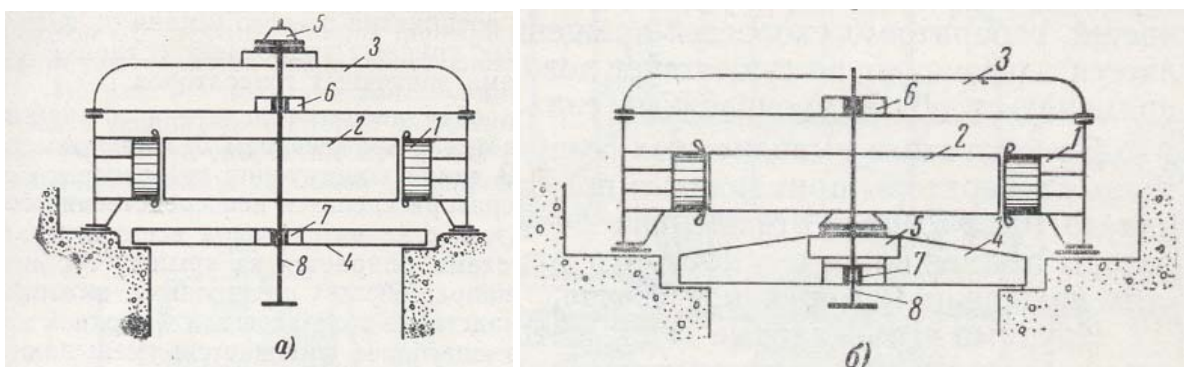


Рис. 1.1 Схеми підвісного (а) та зонтичного (б) гідрогенераторів

1 – статор; 2 – ротор; 3 – верхня хрестовина; 4 – нижня хрестовина; 5 – підп'ятник; 6 – верхній напрямлюючий підшипник; 7 – нижній напрямлюючий підшипник; 8 – вал генератора.

Всі вузли генератора можна умовно поділити на активні та конструктивні. До активних елементів відносяться ті, в яких відбуваються електромагнітні процеси (обмотка та осердя статора, обмотка збудження, осердя ротора, демпферна обмотка). Конструктивні елементи виконують

допоміжні функції: підтримують активні частини та кріплять їх до фундаментів (корпус статора, остов та обід ротора, верхня та нижні хрестовини, підшипники та підп'ятник).

Особливістю гідроагрегатів потужних ГЕС є те, що турбіни та генератори через свої габарити, а також через відсутність на заводах-виробниках необхідних енергетичних ресурсів не можуть бути повністю змонтовані та випробувані. Гідроагрегати повністю збирають, випробовують та пускають в роботу вперше тільки на місці встановлення. Тому, монтаж гідроенергетичного обладнання є заключним етапом створення гідроагрегату під час якого виконуються не тільки монтажні операції зі збирання, встановлення та кріплення деталей, але й виконувати заводські технологічні операції щодо контрольного збирання вузлів та їхньої остаточної підгонки. Також, монтаж гідроагрегатів є складовою частиною єдиного процесу будівельно-монтажних робіт зі спорудження ГЕС.

В об'єм монтажних робіт входять наступні операції:

- повторення заводської контрольної збірки окремих вузлів;
- повна збірка гідроагрегату на місці встановлення;
- випробування гідроагрегату в режимі неробочого ходу;
- наладка та випробування під навантаженням;
- здача гідроагрегата в експлуатацію.

Основними технічними вимогами до монтажу гідроагрегатів є:

- збирання деталей та вузлів гідроагрегату у точній відповідності до креслень;
- дотримання технології монтажних робіт;
- забезпечення нормального пуску та роботи гідроагрегату на неробочому ході та під навантаженням.

Увесь цикл монтажу гідроагрегату можна поділити на три основні етапи:

- 1) підготовчі роботи, які виконуються до початку монтажу обладнання;
- 2) монтаж закладних частин турбіни;
- 3) монтаж робочих механізмів гідроагрегату.

Підготовчі роботи полягають у виконанні наступних заходів:

- складання проекту виконання монтажних робіт;
- організація місць зберігання збірних частин гідроагрегату (монтажні майданчики);
- побудова тимчасових споруд для виконання монтажних робіт;
- забезпечення монтажних майданчиків електрикою, освітленням, водою та стиснутим повітрям;
- забезпечення виконавців монтажних робіт підйомно-транспортним обладнанням, механізмами та інструментами;
- організація заходів з техніки безпеки та охорони праці.

Монтаж закладних частин турбіни у випадках суміщення будівельних та монтажних робіт має починатись одразу при досягненні підводним бетонним масивом машинного залу необхідної відмітки облицювання конусу

відсмоктувальної труби. При цьому, зазвичай, робочі крани машинної зали ще не встановлені і монтаж закладних частин виконується за допомогою будівельних кранів.

Монтаж робочих механізмів агрегату: турбіни, регулятора швидкості, механічної частини генератора починається після закінчення будівництва машинного залу та за наявності робочих кранів машинної зали.

В першу чергу завжди виконують облицювання відсмоктувальної труби, потім монтується статор турбіни, після чого встановлюється камера робочого колеса. Робоче колесо завжди збирається на монтажному майданчику і в зібраному вигляді спускається до кратеру гідроагрегата. Після цього до робочого колеса приєднується вал турбіни (з попередньо встановленою маслопровідною штангою у поворотно-лопатевих турбін). Наступним кроком є монтаж кришки турбіни. На змонтовану кришку турбіни (або, в деяких випадках на нижню хрестовину) у генераторів зонтичного типу встановлюється підп'ятник і монтується вал генератора. Ротор генератора підвісного типу збирається з валом на монтажному майданчику і встановлюється у кратері на гальма після чого монтується верхня хрестовина та підп'ятник. Центрування валу зонтичного генератора відбувається до опускання ротора, а підвісного – після встановлення ротора з валом.

Поєднання валів агрегату з зонтичним генератором виконується до встановлення ротора, а з підвісним – після. Після з'єднання валів виконується остаточне центрування агрегату, встановлення системи збудження, допоміжного обладнання, регулятора швидкості, маслонапорної установки та службових трубопроводів.

Наладочні роботи та випробування змонтованих агрегатів станції здійснюються у два етапи. На першому етапі виконуються пускові випробування метою яких є визначення правильності і якості виготовлення та монтажу гідроагрегату, а також перевірка роботи гідроагрегату під навантаженням. На другому етапі під час нормальної експлуатації агрегату проводяться його натурні випробування, які полягають у визначенні його фактичних енергетичних характеристик та надійності роботи.

Випробування, пуск та введення агрегату в експлуатацію мають проводитись за спеціальною пусковою програмою, яка складається із суворим дотриманням вимог директивної, нормативної та технічної документації. Після закінчення наладочних та пускових робіт складається акт приймання гідроагрегату в експлуатацію.

Наладка змонтованого гідроагрегату включає в себе наступні етапи:

- 1) перевірка та випробування гідроагрегату до заповнення водою водоводу та відсмоктувальної труби:
 - огляд закладних частин агрегату;
 - перевірка робочих механізмів та допоміжного обладнання турбіни;
 - наладка та випробування механізмів системи регулювання;
 - огляд і перевірка генератора;

- 2) перевірка та випробування гідроагрегату при заповнених водою водоводі та відсмоктувальній трубі:
 - перевірка відсутності протічок у напірному водоводі та направляючому апараті;
 - перевірка робочих та аварійних затворів;
 - перевіряється система техводопостачання агрегату;
 - перевіряється робота насосів відкачування води з кришки турбіни;
- 3) пробний пуск гідроагрегату:
 - перевірка системи подачі мастила до підшипників;
 - перевірка роботи маслонапорної установки;
 - перевірка стопору сервомотора;
 - перевірка системи гальмування;
 - перевірка теплового стану підшипників та підп'ятника;
 - перевірка вібрації механічної частини агрегату;
 - огляд всіх вузлів гідроагрегату після його зупинення;
- 4) випробування гідроагрегату на неробочому ході:
 - перевірка роботи автоматичного регулятора швидкості (під час пробного пуску використовується лише ручне управління);
 - перевірка всіх пристроїв аварійного зупинення гідроагрегату;
 - перевірка статизму гідроагрегату;
 - перевірка протічок масла у системі регулювання швидкості турбіни;
 - перевірка роботи тахометра;
- 5) випробування генератора під навантаженням:
 - визначається робоча характеристика гідроагрегату $P(a)$, яка представляє собою залежність потужності гідроагрегату від відкриття направляючого апарату;
 - для поворотно-лопатевої турбіни визначається залежність $P(a, \varphi)$, де φ - це кут нахилу лопатей робочого колеса;
 - визначається статична характеристика регулятора $n(a)$ - залежність швидкості обертання від відкриття направляючого апарату;
 - визначається мінімально можливий тиск у котлі маслонапорної установки за якої є можливим робота системи регулювання турбіни;
 - перевіряється робота гідроагрегату за чотирьох значень навантаження в діапазоні від нуля до номінального (включаючи зону кавітації);
 - перевіряється перехід агрегату з генераторного режиму в режим синхронного компенсатора і навпаки;

- перевіряється поведінка генератора при скиданні навантаження 25%, 50%, 75% та 100% номінального навантаження до неробочого ходу.

Після закінчення випробувань гідроагрегату та усунення всіх недоліків та дефектів, він вмикається в мережу на тривалий гарантійний період, який визначається нормативно-технічною документацією та складає, зазвичай, 72 години.

1.1.2 Монтаж та наладка силових трансформаторів

Основними елементами силового трансформатора є магнітопровід, обмотки вищої та нижчої напруги, бак кришка, розширювач, вводи ВН та НН, перемикач РПН.

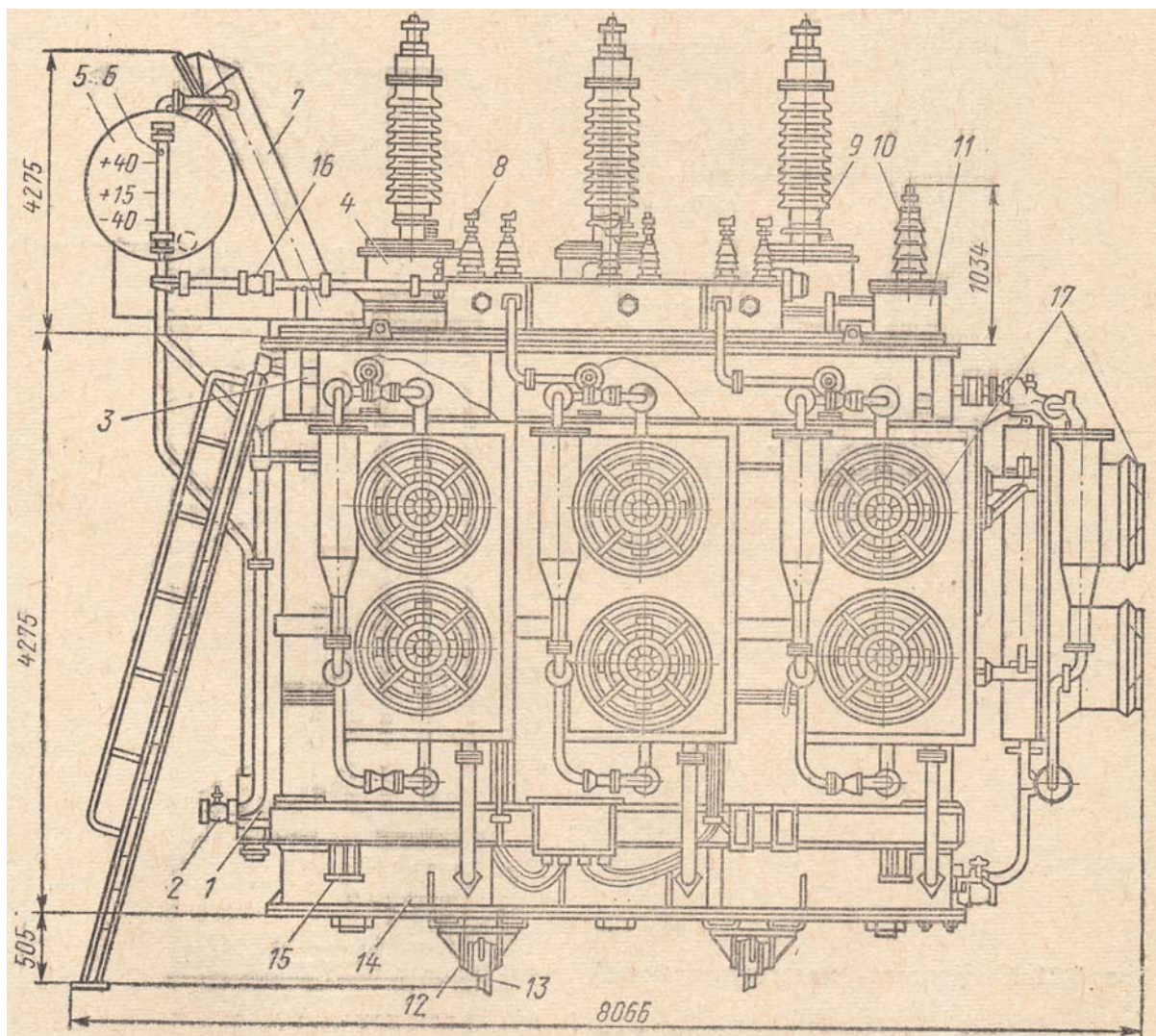


Рис.1.2 Трансформатор з дуттєво-циркуляційним охолодженням

1 – фільтр; 2 – кран для доливання масла; 3 – гак для підйому трансформатора; 4 – вбудовані трансформатори струму ВН; 5 – розширювач; 6 – масловказівник; 7 – вихлопна труба; 8 – ввід НН; 9 – ввід ВН; 10 – нульовий ввід; 11 – вбудовані трансформатори струму НН; 12 – колісна каретка; 13 – колесо; 14 – бак; 15 – площадка для домкратів; 16 – газове реле; 17 - маслоохолоджувачі

Зібраний магнітопровід являє собою замкнений магнітний контур, що складається зі стрижнів та верхнього і нижнього ярм. Зібрані з пластин шихтованої сталі магнітопроводи стягуються шпильками, що пресують ярма. Обмотки трансформаторів складаються з мідних або алюмінієвих ізольованих проводів та ізоляційного покриття. Бак масляного трансформатора представляє собою сталевий резервуар овальної форми. На баку трансформатора кріпляться охолоджувальні радіатори. Внизу бака знаходиться кран для зливання масла та підключення установок для очищення дегазації масла. Сталева кришка трансформатора, якою закривається бак, слугує місцем встановлення ввідів та апаратури для обслуговування трансформатора: розширювача, РПН, вихлопної труби, тощо.

Силові трансформатори потужністю до 2,5 МВА транспортують до місця призначення повністю зібраними. Трансформатори потужністю від 2,5 МВА під час перевезення частино демонтують: знімають радіатори, розширювач, вихлопну трубу, високовольтні вводи, тощо.

Перед початком монтажу трансформатора необхідно:

- підготувати металеві баки для зливання та сушіння масла з трансформатора;
- висушити трансформаторне масло;
- підготувати транспортні засоби для встановлення трансформатора на місце.

Перевірка стану трансформатора, його встановлення на фундамент та монтаж включають в себе наступні етапи:

- перевірка відсутності протікань масла з ущільнень та кранів трансформатора;
- відбір проби масла для хімічного та хроматографічного аналізу;
- визначення характеристик ізоляції (опір ізоляції, коефіцієнт адсорбції, тангенс кута діелектричних втрат);
- перевірка високовольтних ввідів;
- ревізія радіаторів або масло охолоджувачів (за їхньої наявності);
- перевірка активної частини трансформатора;
- заливка бака маслом;
- перевірка газового реле;
- ревізія електродвигунів охолоджувачів та маслонасосів (для двигунів систем охолодження Д, Ц, та ДЦ);
- доливання баку маслом;
- перевірка герметичності зібраного трансформатора;
- встановлення трансформатора на фундамент;
- монтаж пристрою РПН (за його наявності);
- монтаж електродвигунів охолоджувачів та маслонасосів (для двигунів систем охолодження Д, Ц, та ДЦ);
- монтаж високовольтних ввідів;
- електричні випробування перед включенням трансформатора, які включають в себе відбір проби масла після його доливання,

вимірювання опору ізоляції обмоток та їхнє випробування підвищеною напругою, вимірювання активного опору обмоток, перевірку коефіцієнта трансформації трансформатора на всіх ступенях РПН, перевірку групи з'єднання обмоток.

Пробне включення трансформатора на робочу напругу дозволяється не раніше ніж за 12 годин після останнього доливання масла та триває не менше 30 хвилин. Під час пробного включення ведеться спостереження за роботою трансформатора. Після цього трансформатор відключають та включають тричотири рази підряд для відстроювання від кидків струму намагнічування. Після випробування трансформатора на неробочому ході виконується його фазування, яке полягає у перевірці послідовності фаз трансформатора та їхньої відповідності фазам електричної мережі.

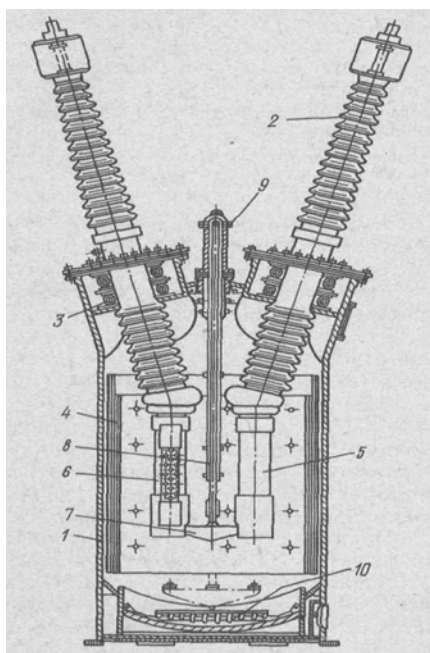
У випадку задовільних результатів пробного включення, трансформатор вмикається під навантаження та здається в експлуатацію.

1.2 Монтаж та наладка обладнання розподільчих установок

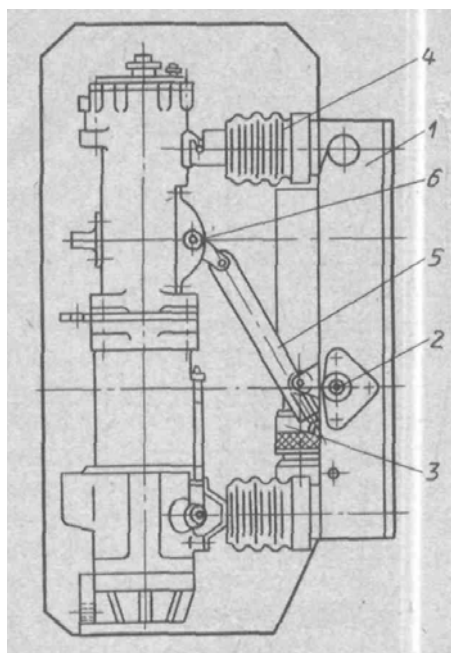
1.2.1 Монтаж та наладка високовольтних вимикачів

Високовольтні вимикачі – це комутаційні апарати, призначені для комутації струмів в нормальних, обтяжених чи аварійних режимах електричної мережі. Високовольтний вимикач складається з наступних частин: корпус, привод, привідний механізм, контактна система (рухомі контакти і нерухомі), дугогасильна камера.

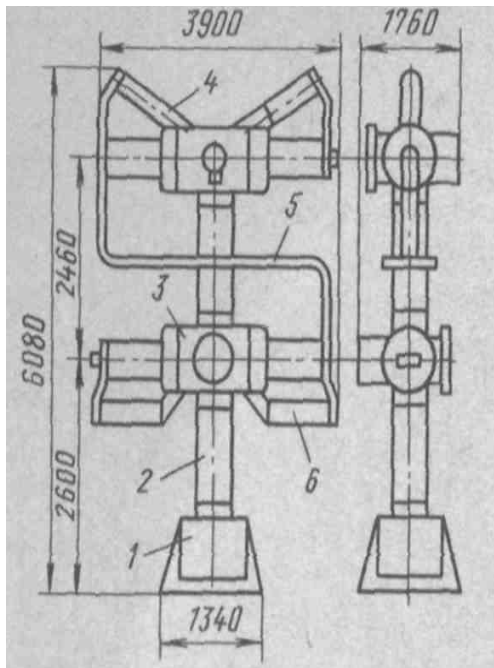
За способом гасіння дуги високовольтні вимикачі поділяються на бакові масляні, малооб'ємні масляні, повітряні, електромагнітні, вакуумні та елегазові.



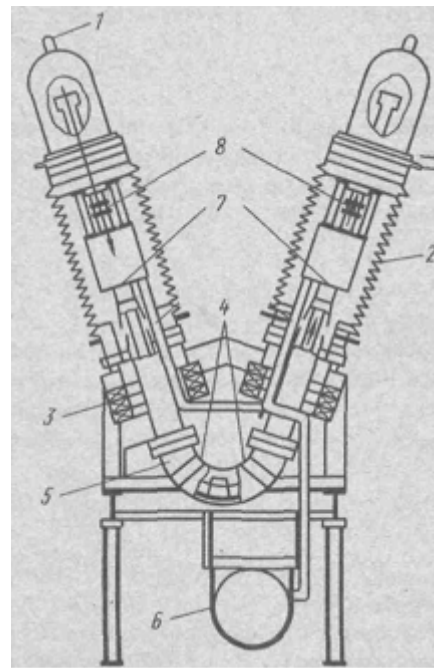
а)



б)



в)



г)

Рис.1.3 Високовольтні вимикачі: а – баковий масляний; б – маломасляний; в – повітряний; г – елегазовий

На рис.1.3,а: 1 – бак; 2 – прохідні ізолятори; 3 – вбудовані трансформатори струму; 4 – ізоляція; 5,6 – нерухомі контакти; 7 – рухомий контакт; 8 – штанга; 9 – важіль; 10 – пристрій для підігрівання масла.

На рис.1.3,б: 1 – сталева рама; 2 – вал вимикача; 3 – пружина; 4 – фарфорові ізолятори; 5 – тяга; 6 – вал полюса.

На рис.1.3,в: 1 – шафа управління; 2 – опорний ізолятор; 3 – дугогасильний пристрій; 4 – дільник напруги; 5 – струмопровід; 6 – шунтуючий резистор.

На рис.1.3,г: 1 – фланцеві з'єднання; 2 – ввід з фарфоровим покриттям; 3 – вбудовані трансформатори струму; 4 – підігрівачі; 5 – U-подібний провідник; 6 – резервуар з елегазом; 7 – опорні пристрої; 8 – гасильні пристрої.

Об'єм монтажних робіт залежить від типу високовольтного вимикача за способом гасіння дуги та від того, в якому стані поступив високовольтний вимикач на об'єкт: в зібраному чи в розібраному. Високовольтні вимикачі напругою 6-20 кВ, зазвичай, випускаються заводом-виробником повністю зібраними. Високовольтні вимикачі напругою 35 кВ і вище поступають на місце встановлення розібраними на основні вузли.

Якщо високовольтний вимикач поступив на ГЕС у зібраному вигляді (малооб'ємний масляний, електромагнітний, вакуумний), то його монтаж полягає у встановленні на опорну конструкцію. Він включає в себе:

- вивірку за рівнем та високом;
- рівномірне затягування всіх болтів кріплення;
- встановлення ущільнень у фланцевих з'єднаннях.

У випадку коли високовольтний вимикач поступив на ГЕС у розібраному стані (баковий масляний, повітряний, елегазовий) то монтаж включає такі етапи:

- розконсервація та перевірка комплектності;
- збірка високовольтного вимикача;

- встановлення введів (для масляних вимикачів);
- монтаж компресорної установки та повітропроводів (для повітряних вимикачів);
- монтаж привідного механізму;
- регулювання контактної системи;
- монтаж привода;
- сушіння вимикача.

Наладка змонтованого високовольтного вимикача полягає у виконанні наступних перевірок:

- вимірювання опору ізоляції струмопровідних частин вимикача;
- випробування вимикача підвищеною напругою;
- вимірювання тангенсу кута діелектричних втрат введів (для масляних вимикачів);
- вимірювання перехідного опору контактів вимикача;
- визначення швидкісних характеристик вимикача при включенні та відключенні;
- ошинування вимикача (тобто його підключення до струмопровідних частин розподільчої установки);
- опробування вимикача з приводом під час якого необхідно виконати 3-4 операції з включення та відключення вимикача за номінального значення оперативного струму, 5 вмикань за напруги оперативного струму пониженої до 90% номінальної та 5 вимикань за напруги оперативного струму пониженої до 80% номінальної, 5 вмикань та вимикань за напруги оперативного струму підвищеної до 115% від номінальної. При цьому не повинно бути відмов у роботі вимикача;
- при опробуванні вимикача особлива увага звертається на перемикання блок-контактів вимикача та їхню відповідність положенню головних контактів.

Наладка повітряних вимикачів має ряд особливостей пов'язаних з тим, що опробування відбувається за номінального, мінімального та максимального тиску повітря у повітропроводі. Також при цьому ретельно перевіряється відсутність витоків повітря в ущільненнях повітропроводів.

Особливість наладки елегазових вимикачів полягає в тому, що вимикач заповнюється елегазом в повністю змонтованому стані. Після заповнення вимикача елегазом треба зафіксувати значення його тиску і на протязі регламентованого часу контролювати відсутність витоків елегазу у статичному стані, після чого контролювати відсутність витоків елегазу під час опробування.

1.2.2 Монтаж та наладка роз'єднувачів

Роз'єднувачі – це контактні комутаційні апарати призначені для включення та відключення без струму, які забезпечують візуальний розрив

між струмопровідними частинами для забезпечення безпеки має між контактами у відключеному стані ізоляційний проміжок. Під час виконання ремонтних робіт роз'єднувачами формується видимий розрив між обладнанням, що залишилось під напругою, та обладнанням виведеним в ремонт. Для зняття наведеної напруги на ремонтваному обладнанні роз'єднувачі оздоблюються заземлюючими ножами.

В залежності від конструкції, роз'єднувачі найчастіше за все бувають: поворотними та рублячими.

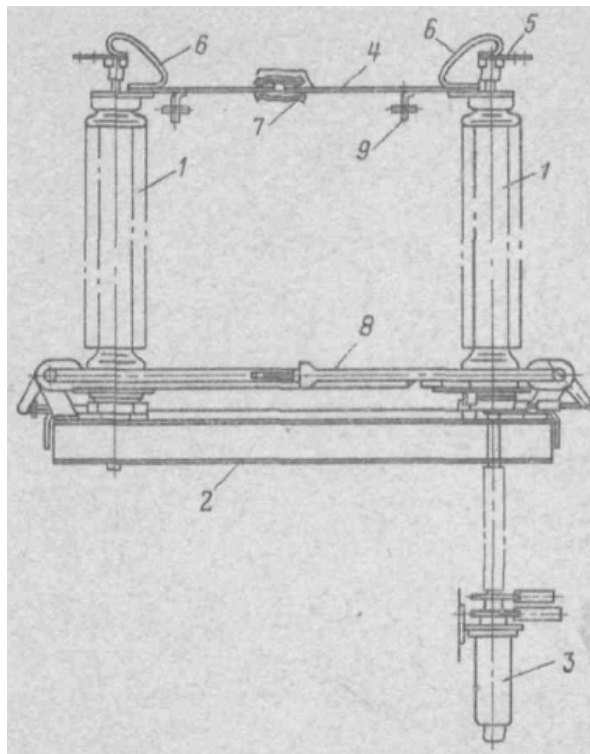


Рис. 1.4 Роз'єднувач поворотного типу

1 – опорні колонки ізоляторів; 2 – сталева рама; 3 – привод; 4 – головні ножі; 5 – затискачі; 6 – струмопроводи; 7 – контакти роз'єднувача; 8 – заземлюючі ножі; 9 – контакти заземлюючих ножів

В загальному випадку, технологія монтажу роз'єднувачів складається з трьох етапів: ревізії, встановлення та регулювання.

Ревізія включає в себе наступні операції:

- огляд всіх частин;
- перевірка центрування головних ножів;
- перевірка контактних пружин;
- перевірка натискання контактів;
- перевірка контактної поверхні.

Встановлення роз'єднувача складається з таких операцій:

- вивірку за рівнем та високом всіх полюсів;
- кріплення роз'єднувача та його приводу;
- встановлення важелів на валах апарату та приводу.

Регулювання містить такі операції:

- перевірка кута повертання головних ножів роз'єднувача;

- перевірка одночасності замикання ножів всіх трьох фаз;
- перевірка ходу та одночасності замикання всіх фаз кожного заземлюючого ножа;
- перевірка роботи приводу та всіх проміжних ланок від приводу до головних ножів;
- перевірка механічних блоків головних та заземлюючих ножів;
- остаточне кріплення важелів на валах апарату та приводу.

Наладка змонтованого роз'єднувача складається з наступних перевірок:

- зовнішній огляд під час якого особлива увага звертається на відсутність ушкоджень опорних ізоляторів полюсів та на стан контактних поверхонь головних та заземлюючих ножів;
- вимірювання перехідного опору контактів головних ножів;
- вимірювання опору ізоляторів та їхнє випробування підвищеною напругою;
- опробування дистанційного керування головними ножами.

Після виконання налагодочних робіт роз'єднувач ставиться під напругу, а потім під навантаження.

1.2.3 Монтаж та наладка вимірювальних трансформаторів

Вимірювальні трансформатори призначені для зменшення значень режимних параметрів електричної мережі до значень, зручних для вимірювальних приладів та реле. Трансформатори струму та трансформатори напруги складаються з таких основних елементів: корпус (з литої або фарфорової ізоляції), магнітопровід, первинна та вторинна обмотки. Всі вимірювальні трансформатори поставляються заводами виробниками повністю зібраними, до того ж вони, на відміну від комутаційних апаратів, не мають рухомих частин. Виходячи з цього, монтаж вимірювальних трансформаторів струму та вимірювальних трансформаторів напруги полягає у встановленні на опорну конструкцію.

Ревізія вимірювальних трансформаторів полягає у перевірці стану ізоляції. Якщо вимірювальний трансформатор є маслонаповненим, то у нього перевіряється рівень масла.

Маслонаповнені трансформатори встановлюють таким чином, щоб маслосливна пробка та вказівник рівня масла знаходились з боку коридору обслуговування. Трансформатори струму прохідного типу встановлюють таким чином, щоб сталеві конструкції не утворювали замкнений контур навколо однієї з фаз. Під час монтажу всі вторинні обмотки ТС мають бути замкнені накоротко.

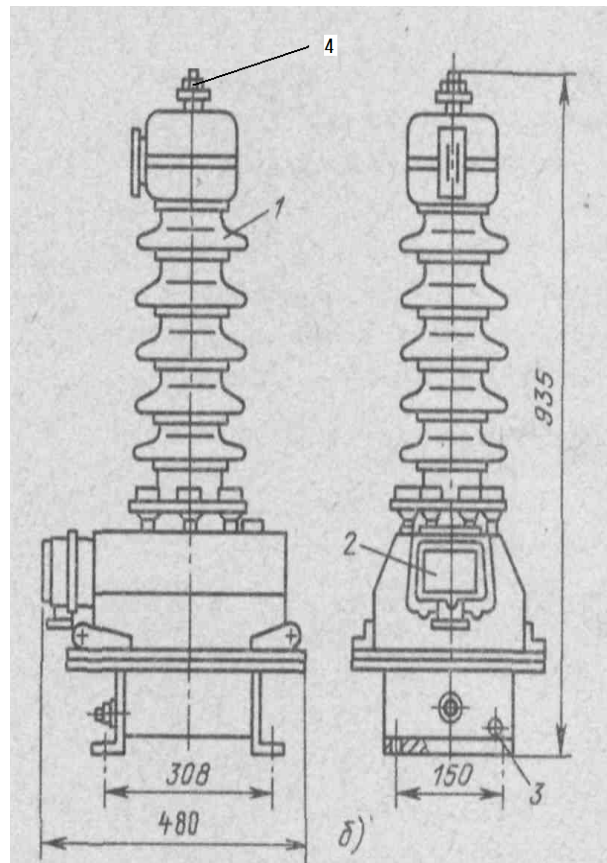
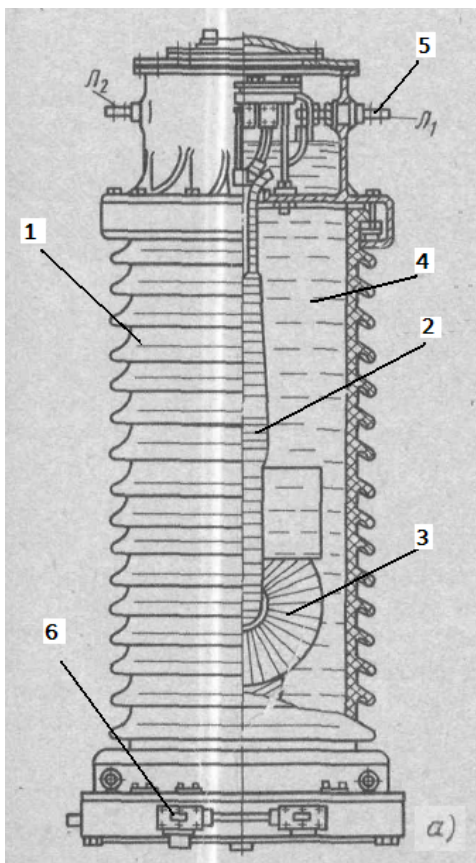


Рис.1.5 Вимірювальні трансформатори: а) струму; б) напруги

На рис.1.5,а: 1 – фарфоровий кожух, 2 – первинна обмотка, 3 – магнітопровід зі вторинною обмоткою; 4 – трансформаторне масло; 5 – вивід первинної обмотки; 6 – вивода вторинної обмотки.

На рис.1.5,б: 1 – фарфоровий кожух; 2 – клемна шафа виводів вторинних обмоток; 3 – корпус; 4 – вивід первинної обмотки.

Наладка вимірювальних трансформаторів включає в себе ряд випробувань, які є спільними як для трансформаторів струму так і для трансформаторів напруги:

- вимірювання опору ізоляції всіх вторинних обмоток відносно корпусу та між собою;
- випробування ізоляції підвищеною напругою;
- визначення тангенсу кута діелектричних втрат ізоляції (для вимірювальних трансформаторів з паперово-бакелітовою та паперово-масляною ізоляцією);
- вимірювання коефіцієнту трансформації на всіх вторинних обмотках.

В об'єм наладки вимірювальних трансформаторів струму також входить:

- визначення однополярних виводів первинної і всіх вторинних обмоток;
- зняття вольт-амперних характеристик всіх вторинних обмоток для перевірки їхньої цілісності;

- визначення повного опору навантаження всіх вторинних обмоток для перевірки знаходження трансформатора струму у відповідному класі точності;
- перевірка правильності поєднання вторинних кіл трансформатора струму подачею первинного струму від зовнішнього джерела.

В об'єм наладки вимірювальних трансформаторів напруги також входить:

- визначення струму неробочого ходу всіх вторинних обмоток;
- фазування вторинних кіл всіх вторинних обмоток;
- перевірка з'єднання нейтралі вторинних обмоток з контуром заземлення.

Після приймання трансформатора напруги в роботу він ставиться під напругу. Після приймання в роботу трансформатора струму він спочатку ставиться під напругу, а потім під навантаження.

1.2.4 Монтаж кабельних ліній

Кабель – це один або декілька ізольованих провідників, укладених в металеву або неметалеву оболонку, поверх якої накладається захисне покриття. В залежності від призначення розрізняють такі види кабелів: силові (для передачі електроенергії струмами промислової частоти), контрольні (для кіл релейного захисту, дистанційного управління, вимірювання та сигналізації) та кабелі зв'язку (для передачі інформаційних сигналів).

Кабелі складаються зі струмопровідних жил, ізоляції та захисних елементів. Струмопровідні жили виконуються з міді або алюмінія. Вони можуть мати форму кола, еліпсу або сектора кола. Для забезпечення електричної міцності по відношенню одна до одної жили кабеля ізолюють. Ізоляцію виготовляють з діелектричних матеріалів. Ізоляція може бути суцільною, двошаровою або багатшаровою. Основними ізоляційними матеріалами є просочений маслом папір, резина, полівінілхлорид та поліетилен.

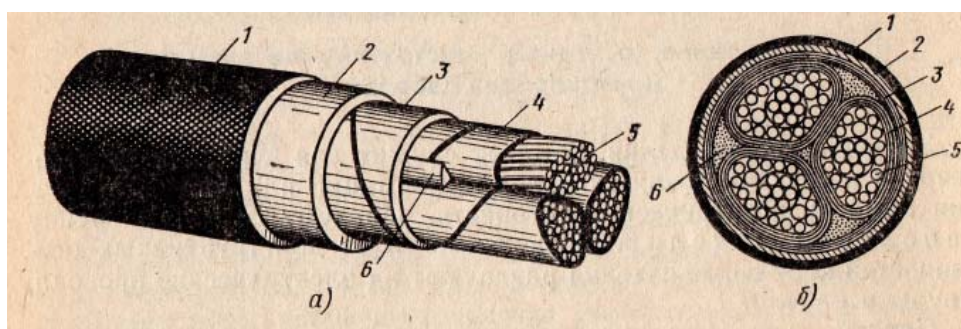


Рис. 1.6 Силовий трьохжильний кабель (а – загальний вигляд; б – переріз)
 1 – захисне покриття; 2 – кабельна оболонка; 3 – поясна ізоляція; 4 – ізоляція жили; 5 – струмопровідна жила; 6 – заповнювач.

Сукупність ізольованих жил складає кабельне осердя. Для захисту осердя використовуються захисні елементи, такі як кабельні екрани (з алюмінієвої або мідної фольги), кабельна оболонка (металева або неметалева) та захисний покрив у вигляді кабельної броні або шлангу.

Кабельні лінії прокладають в земляних траншеях, спеціальних кабельних спорудах: тунелях, галереях, в трубах або відкрито по стінам будівель та споруд.

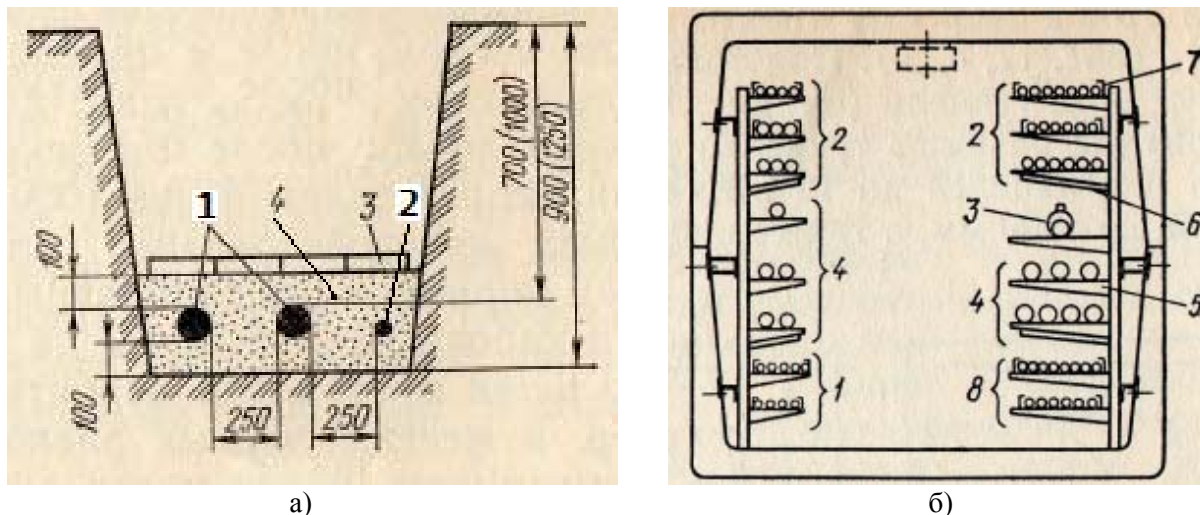


Рис.1.7 Кабельні споруди (а – земляна траншея; б – тунель)

На рис.1.7,а: 1 – силові кабелі; 2 – контрольний кабель; 3 – цегла; 4 – пісок.

На рис.1.7,б: 1 – контрольні кабелі; 2 – кабелі напругою до 1 кВ; 3 – кабельна муфта; 4 – кабелі напругою вище 1 кВ; 5 – полиця; 6 – вогнестійка перегородка; 7 – лоток; 8 – кабелі зв'язку.

Найпростіший спосіб монтажу кабельної лінії – в земляній траншеї, оскільки не вимагає значних будівельних робіт та забезпечує добрі умови для охолодження кабеля. Основним недоліком такого способу є велика імовірність механічного пошкодження кабеля під час земляних робіт. Такий спосіб прокладання кабеля використовується при кількості прокладуваних кабелів не більше шести. Якщо кількість кабелів, які необхідно прокласти більше шести, кабелі прокладають у спеціальних кабельних спорудах.

Прокладка кабеля в тунелях рекомендується при кількості кабелів 30 і більше. Цей тип кабельних споруд є властивим енергомістким підприємствам та електростанціям, зокрема ГЕС. В кабельному тунелі можливим є вільний прохід обслуговуючого персоналу по всій його довжині. Недоліком кабельних тунелів є висока ціна, можливість потрапляння ґрунтових вод та температура, вища на декілька градусів за температуру оточуючого середовища. Кабелі в тунелях прокладаються на спеціальних кабельних полицях, змонтованих на стінах тунелів.

Прокладку кабелів в каналах застосовують при їхній кількості 20-30 штук. Канали є непрохідними спорудами, тому при пошкодженні кабелів або кабельної арматури їх необхідно розкривати.

Прокладка кабелів відкрито по стінам будівель та споруд припускається за умови що вони виконані з негорючих матеріалів.

Технологічний процес прокладання кабеля складається з наступних операцій: встановлення барабану з кабелем, підняття барабану домкратами, розкочування кабеля шляхом рівномірного обертання барабану і протягуванням кабелю уздовж траси та укладання кабелю на відведене місце. Способи прокладання кабеля поділяються на ручні та механізовані.

Після прокладання кабелю та його підведення до місця підключення виконується оброблення кабелю з метою виділити кінці його жил із захисної оболонки та ізоляції для підключення до електроустановки. Після оброблення кабелю проводяться вимірювання ізоляції жил кабеля та випробування підвищеною напругою. Випробуваний кабель фазується з метою забезпечення вірного чередування фаз при підключенні до електроустановок з обох кінців. Після фазування на кінці жил кабеля надягаються та опресовуються наконечники, які кріпляться до відповідних клем електроустановки.

2 ТЕХНІЧНЕ ОБСЛУГОВУВАННЯ ОБЛАДНАННЯ ГЕС

2.1 Технічне обслуговування основного обладнання

2.1.1 Технічне обслуговування гідроагрегатів

На теперішній час на електростанціях України, зокрема на ГЕС діє система планово-попереджувальних ремонтів (ППР), яка представляє собою комплекс робіт, спрямований на забезпечення надійної експлуатації генераторів та іншого обладнання ГЕС. Система ППР для гідрогенераторів передбачає такі види ремонтів:

- поточний ремонт, який включає в себе роботи не пов'язані з розбиранням гідрогенератора;
- капітальний ремонт, який, крім робіт поточного ремонту, включає розбирання генератора. У гідрогенераторів, зазвичай, ротор не виймається, а для заміни обмотки статора або її елементів виймаються лише окремі полюси ротора. Виймання ротора виконується тільки за необхідності заміни елементів під'ятника у зонтичних гідроагрегатах або при необхідності виймання робочого колеса турбіни.

Капітальний ремонт гідроагрегатів відбувається один раз на 5 років, а поточний ремонт – щорічно.

Зміст поточного ремонту є наступним:

- чищення та шліфування колекторів та контактних кілець, заміна щіток;
- чищення та промивання систем охолодження;
- чищення панелей збудження та АГП, виводів обмотки статора;
- чищення та промивання всіх масляних систем генератора;
- огляд підшипників та підп'ятника;
- ревізія електричної частини генератора;
- перевірка схем релейного захисту, автоматики та вимірювань;
- профілактичні випробування згідно до норм.

Зміст капітально ремонту є наступним:

- всі позиції поточного ремонту;
- відновлення поверхонь проточної частини пошкоджених кавітацією;
- гідравлічні випробування робочого колеса;
- перевірка стану закладних частин гідротурбіни;
- перевірка стану лопаток направляючого апарату;
- перевірка стану сервомотору;
- повне розбирання підшипників і підп'ятника та усунення дефектів;
- заміна кілець та манжет ущільнення валу турбіни;
- зливання масла з маслонапорної установки та її повна ревізія;

- чищення та промивання маслоохолоджувача підп'ятника;
- перевірка центрування гідроагрегата;
- усунення дефектів регулятора швидкості;
- перевірка та усунення дефектів системи техводопостачання агрегату;
- знімання двох-трьох полюсів ротору для огляду і ремонту статора;
- перевірка кріплення полюсів ротора та міжполюсних з'єднань;
- перевірка і ремонт системи збудження та АГП;
- перевірка і ремонт ізоляції підшипників.

Після закінчення капітального ремонту гідроагрегата має бути оформлена звітна документація з повним комплектом оформлених по вузлових актів та протоколів. Приймання гідроагрегатів з капітального ремонту відбувається після його опробування під навантаженням на протязі 24 годин. Момент вмикання генератора під навантаження за відсутності дефектів на протязі зазначеного часу вважається закінченням капітального ремонту. Якість капітального ремонту остаточно оцінюється через місяць після експлуатації.

2.1.2 Технічне обслуговування силових трансформаторів

Під час експлуатації окремі частини трансформаторів піддаються термічному, електродинамічному та механічному впливу та поступово втрачають свої властивості. Аналіз результатів трансформаторного масла надає достатньо повну картину його внутрішнього стану, але необхідно час від часу виконувати технічне обслуговування трансформатора з його відключенням від мережі та вийманням активної частини з баку. Тільки таким чином можна діагностувати ряд пошкоджень таких як зміщення обмоток, випадіння ізолювальних прокладок, дефекти виткової ізоляції, замикання на корпус стяжних болтів, тощо.

В залежності від об'єма робіт, що виконується при ремонті у трансформатора (як і у генератора) розрізняють два види ремонтів:

- поточний – з відключенням трансформатора від мережі, але без витягання активної частини;
- капітальний – з витяганням активної частини.

Терміни періодичних капітальних та поточних ремонтів залежать від їхньої потужності, способу охолодження, наявності РПН та кількості годин використання номінальної потужності за рік. Для блочних трансформаторів електростанцій, в тому числі ГЕС, та трансформаторів власних потреб перший капітальний ремонт має відбутись не пізніше ніж за 12 років після включення в експлуатацію. Необхідність та терміни подальших капітальних ремонтів визначається в залежності від результатів вимірювань та випробувань. Зазвичай, перший капітальний ремонт блочного

трансформатора співпадає з найближчим капітальним ремонтом гідроагрегата. Поточний ремонт трансформаторів ГЕС проводиться щорічно.

В об'єм поточного ремонту трансформатора входять наступні роботи:

- зовнішній огляд та усунення визначених дефектів;
- відбір проб масла для проведення хімічного та хроматографічного аналізів;
- чищення ізоляторів та бака;
- перевірка цілісності мембрани вихлопної труби;
- вилучення вологи та бруду з розширювача;
- доливання масла в трансформатор (за необхідності);
- перевірка ущільнень та зливного крану;
- огляд та чищення маслоохолоджувачів;
- перевірка газового захисту;
- ремонт РПН (за їхньої наявності);
- перевірка релейного захисту та вимірювальних приладів;
- проведення встановлених вимірювань та випробувань.

В об'єм капітального ремонту входять:

- всі позиції, що виконуються під час поточного ремонту;
- прогрівання трансформатора перед розкриттям активної частини;
- розкриття активної частини трансформатора;
- огляд та очищення магнітопроводу, обмоток і виводів;
- відбір проб масла для проведення хімічного та хроматографічного аналізів;
- перевірка герметичності маслонаповнених ввідів;
- сушіння ізоляції обмоток активної частини трансформатора.

Після проведення капітального ремонту трансформатор приймається по акту головним інженером (технічним директором) ГЕС. До приймального акту додається технічна відомість капітального ремонту та протоколи всіх вимірювань та випробувань. Після поточного ремонту трансформатор приймається по акту начальником електротехнічного цеху ГЕС.

2.2 Технічне обслуговування обладнання розподільчих установок

2.2.1 Технічне обслуговування високовольтних вимикачів

Під час експлуатації високовольтного вимикача необхідно слідкувати щоб робоча напруга та струм не перевищували нормованих величин. Також треба слідкувати за рівнем масла у фазах (для масляних вимикачів), та за тиском дугогасильного середовища (у повітряних та елегазових вимикачів). Під час експлуатації вимикача повинні проводитись його огляди: повітряних та елегазових – один раз на 10 днів, масляних – один раз на місяць.

Ремонти високовольтних вимикачів, як і у силового обладнання, поділяються на поточні та капітальні.

Поточний ремонт високовольтних вимикачів включає в себе:

- перевірка дугогасильної камери вимикача;
- перевірка контактних поверхонь вимикача;
- перевірити затягування болтових з'єднань та надійність кріплення опорних ізоляторів;
- виконати чистку фарфорових ізоляторів вимикача;
- виміряти перехідні опори контактів вимикача та перехідні опори з'єднувальних фланців;
- змастити рухомі з'єднання приводу;
- перевірити регулювання механічної частини вимикача.

Капітальний ремонт вимикача проводиться по досягненню вимикачем одного з трьох параметрів:

- 1) термін експлуатації від попереднього капремонту або наладки досяг регламентованого значення;
- 2) кількість механічних циклів «включення-відключення» досягла регламентованого значення;
- 3) кількість відключень струмів КЗ відповідної величини досягла регламентованого значення.

Регламентовані значення перерахованих вище критеріїв відрізняються для вимикачів різних типів. Наприклад, для масляних вимикачів капітальний ремонт проводиться один раз на 8 років, або при напрацюванні вимикачем 3000 циклів «включення-відключення», або при виконанні вимикачем 18 операцій з відключення струму КЗ величиною 12 кА, або 10 операцій з відключення струму КЗ 20 кА.

Для елегазових вимикачів капітальний ремонт проводиться один раз на 10 років, або при напрацюванні вимикачем 2500 циклів «включення-відключення», або при досягненні накопиченого квадратичного струму КЗ величини 20000 кА^2 .

Капітальний ремонт вимикача, окрім всіх позицій поточного ремонту, включає в себе:

- повне розбирання вимикача (окрім приводу);
- заміну шарнірних з'єднань;
- перевірку, та за необхідності заміну всіх закріплюваних деталей;
- виконання ремонту контактних стрижнів;
- проведення високовольтних випробувань вимикача;
- перевірку дистанційного керування вимикачем.

Також слід зазначити, що через великі конструктивні відмінності вимикачів по способу гасіння ними електричної дуги (повітряні, елегазові, масляні, вакуумні, тощо) норми поточного та капітального ремонтів будуть мати свої особливості, які будуть визначені для кожного конкретного типу вимикачів.

2.2.2 Технічне обслуговування роз'єднувачів

Для підтримування роз'єднувачів у працездатному стані на протязі всього періоду його експлуатації необхідно проводити його планове технічне обслуговування. Планове технічне обслуговування роз'єднувачів складається з поточних та капітальних ремонтів. Для проведення технічного обслуговування роз'єднувач треба виводити з роботи. Поточний ремонт роз'єднувачів зовнішньої установки проводиться 1 раз на рік, а роз'єднувачів внутрішньої установки – 1 раз на 3 роки.

При поточному ремонті роз'єднувача виконується наступний об'єм робіт:

- зовнішній огляд роз'єднувача, виявлення дефектів, визначення об'єму робіт;
- вимірювання перехідного опору головних контактів;
- перевірка стану головних ножів (огляд, очищення контактних виводів, ножів, змащування з'єднань);
- перевірка стану опорних та поворотних колонок ізоляторів (огляд, очищення ізоляторів, змащування підшипників);
- перевірка стану та роботи приводу (підтягування болтових з'єднань, регулювання, змащування рухомих вузлів);
- перевірка блоківок;
- відновлення антикорозійного покриття, видалення іржі, фарбування;
- регулювання механічної частини роз'єднувача;
- перевірка стану заземлюючих ножів (за їхньої наявності);
- опробування роботи роз'єднувача.

Перший капітальний ремонт роз'єднувачів виконується в терміни, що визначені технічною документацією конкретного типу роз'єднувача, а в подальшому – для роз'єднувачів зовнішнього встановлення 1 раз на 4 роки, а для роз'єднувачів внутрішнього встановлення – по мірі необхідності.

При капітальному ремонті роз'єднувача виконується наступний об'єм робіт:

- виконуються всі роботи, властиві для поточного ремонту;
- розбирання контактних ножів та їхній ремонт;
- ремонт контактної системи;
- ремонт ізоляторів поворотних колонок та заміна дефектних ізоляторів;
- ремонт заземлюючих ножів;
- контрольна обтяжка;
- вимірювання опору ізоляції;
- вимірювання перехідного опору головних контактів та всіх фланцевих з'єднань струмопровідного кола роз'єднувача;
- опробування роботи роз'єднувача.

2.2.3 Технічне обслуговування вимірювальних трансформаторів

В комплекс робіт з технічного обслуговування вимірювальних трансформаторів струму та напруги входять заходи, пов'язані із дотриманням умов роботи вимірювальних трансформаторів, з їхніми технічними характеристиками, а саме огляди, випробування та ремонти. Ремонти, як і для іншого електротехнічного обладнання, поділяються на поточні та капітальні. Поточні ремонти трансформаторів струму та напруги зовнішньої установки проводяться раз на три роки, а капітальні – раз на шість років. Для вимірювальних трансформаторів внутрішньої установки ці періоди складають 4 та 8 років відповідно.

Нижче наведено перелік робіт, що виконуються при поточних та капітальних ремонтах трансформаторів струму та напруги.

Вимірювальні трансформатори струму.

Поточний ремонт трансформаторів струму включає в себе такі роботи:

- зовнішній огляд трансформатора струму та його вторинних кіл;
- відбір масла для аналізу електричної міцності (для маслонаповнених трансформаторів струму);
- високовольтні випробування ізоляції первинної обмотки;
- вимірювання опору ізоляції вторинних кіл відносно землі та між собою;
- перевірка цілісності вторинних кіл;
- перевірка роботи під навантаженням.

Капітальний ремонт трансформаторів струму включає в себе всі роботи, що й при поточному ремонті, а також:

- випробування вторинних кіл трансформатора струму підвищеною напругою промислової частоти;
- перевірка вольт-амперної характеристики.

Вимірювальні трансформатори напруги.

Поточний ремонт трансформаторів напруги включає в себе такі роботи:

- зовнішній огляд трансформатора напруги та його вторинних кіл;
- відбір масла для аналізу електричної міцності (для маслонаповнених трансформаторів напруги);
- високовольтні випробування ізоляції первинної обмотки;
- вимірювання опору ізоляції вторинних кіл відносно землі та між собою;
- фазування вторинних обмоток (в разі, якщо вторинні кола розбирались);
- перевірка роботи під напругою.

Капітальний ремонт трансформаторів напруги включає в себе всі роботи, що й при поточному ремонті, а також:

- випробування вторинних кіл трансформатора напруги підвищеною напругою промислової частоти;

- перевірка цілісності з'єднання нейтралі вторинних обмоток з контуром заземлення.

2.2.4 Технічне обслуговування кабельних ліній

При технічному обслуговуванні кабельних ліній періодично проводять їхні огляди з метою візуального визначення пошкоджень та дефектів. Кабельні лінії, що прокладені відкрито, оглядаються не рідше одного разу в 6 місяців, а прокладені в землі – не рідше одного разу в 3 місяці. Позачергові огляди кабельних ліній повинні проводитись після злив, паводків та повенів, а також після відключення кабельної лінії релейним захистом.

Під час оглядання трас кабельних ліній, що прокладені у землі, перевіряється наявність знаків прив'язки до траси. На трасі прокладання кабелю не має бути здуття або просідання ґрунту, не повинні проводитись розкопки, складування матеріалу, або звалення сміття. Охоронною зоною кабельної лінії є зона розміром по 1 м в кожен бік від кабелю уздовж всієї його довжини. Будь які роботи в цій охоронній зоні мають виконуватись з дозволу та під наглядом організації (структурного підрозділу організації, наприклад, електротехнічного цеху ГЕС), що експлуатує кабель. В місцях виходу кабеля з землі повинний бути встановлений захист кабеля від механічних пошкоджень.

Під час оглядів кабелів, що прокладені у кабельних спорудах, перевіряється загальний стан кабельних споруд. Всі металеві споруди мають бути вкриті шаром негорючого антикорозійного матеріалу. Кабельні споруди мають бути оздоблені засобами для відведення зливних та ґрунтових вод. Температура повітря всередині кабельних споруд має перевищувати температуру повітря не більше як на 10⁰С. На виході кабелів зі споруд мають бути прикріплені стійкі до впливів оточуючого середовища бірки, на яких вказується марка, переріз, клас напруги та довжина кабеля, а також номер кабельної лінії, яку він утворює.

Всі дефекти, виявлені під час оглядів заносяться в листок огляду. В залежності від характеру несправності вони усуваються або в порядку поточної експлуатації або негайно.

Силові та контрольні кабелі підлягають періодичним випробуванням з відключенням від мережі. Періодичність випробування силових кабелів – щорічно, а періодичність випробувань контрольних кабелів визначається періодичністю перевірок пристроїв релейного захисту, автоматики чи вимірювань у схемах яких вони знаходяться.

Під час випробувань силових кабелів проводяться наступні перевірки:

- визначається опір ізоляції жил кабеля;
- кабель випробовується підвищеною випрямленою напругою;
- вимірюються струми витоку;
- перевіряється електрична міцність ізоляції змінною напругою.

Під час випробувань контрольних кабелів виконуються наступні перевірки:

- визначається опір ізоляції жил кабеля;
- кабель випробовується змінною напругою 1000 В на протязі однієї хвилини.

За результатами перевірки силових кабелів складається акт перевірки. Результати перевірки контрольних кабелів вносяться в звіт з перевірки відповідного пристрою РЗА.

3 ДІАГНОСТИКА ОБЛАДНАННЯ ГЕС

3.1 Діагностика теплового стану основного обладнання

3.1.1 Термоконтроль гідроагрегатів

Система контролю температури призначена для контролю теплових режимів основних вузлів і елементів гідроагрегату, що безпосередньо впливають на надійність його роботи.

Температурний контроль гідроагрегатів здійснюється за допомогою: дискретних датчиків (термосигналізаторів) та аналогових датчиків (термоопорів). Дискретні датчики використовуються для формування дискретних сигналів при досягненні температурою значення уставки, а аналогові – для отримання значення величини температури в будь-який момент часу.

Дискретні датчики температури підключені до додаткового контролера системи управління. При підвищенні температури контрольованих точок до уставки сигналізації, в контролер поступає відповідний сигнал, включається звукова сигналізація і з'являється розшифровка на сенсорному екрані в “Переліку сигналізацій”.

При підвищенні температури до аварійно-високої в контролер поступає відповідний сигнал, гідроагрегат відключається від мережі по схемі нормального останову з роботою сигналізації.

Дискретні датчики термоконтролю встановлюються в наступних вузлах гідроагрегату:

- підп'ятник (масло, сегменти);
- направляючі підшипники ротора;
- турбінний підшипник;
- камера гарячого повітря системи охолодження.

Аналогові датчики за трипроводною схемою підключаються до термоконтролеру (наприклад, типу EUROTERM CHESSELL) або до модулів аналогового вводу станційної системи управління (наприклад, «OVATION», «CENTRALOG»), які виконують автоматичний контроль температур сегментів підп'ятника і підшипників агрегату і їхніх охолоджуючих середовищ (масло), заліза й міді статора та їхніх охолоджуючих середовищ (повітря).

На рис.3.1 приведено мнемонічний вид системи термоконтролю гідроагрегату Дніпровської ГЕС-1 в системі «OVATION».

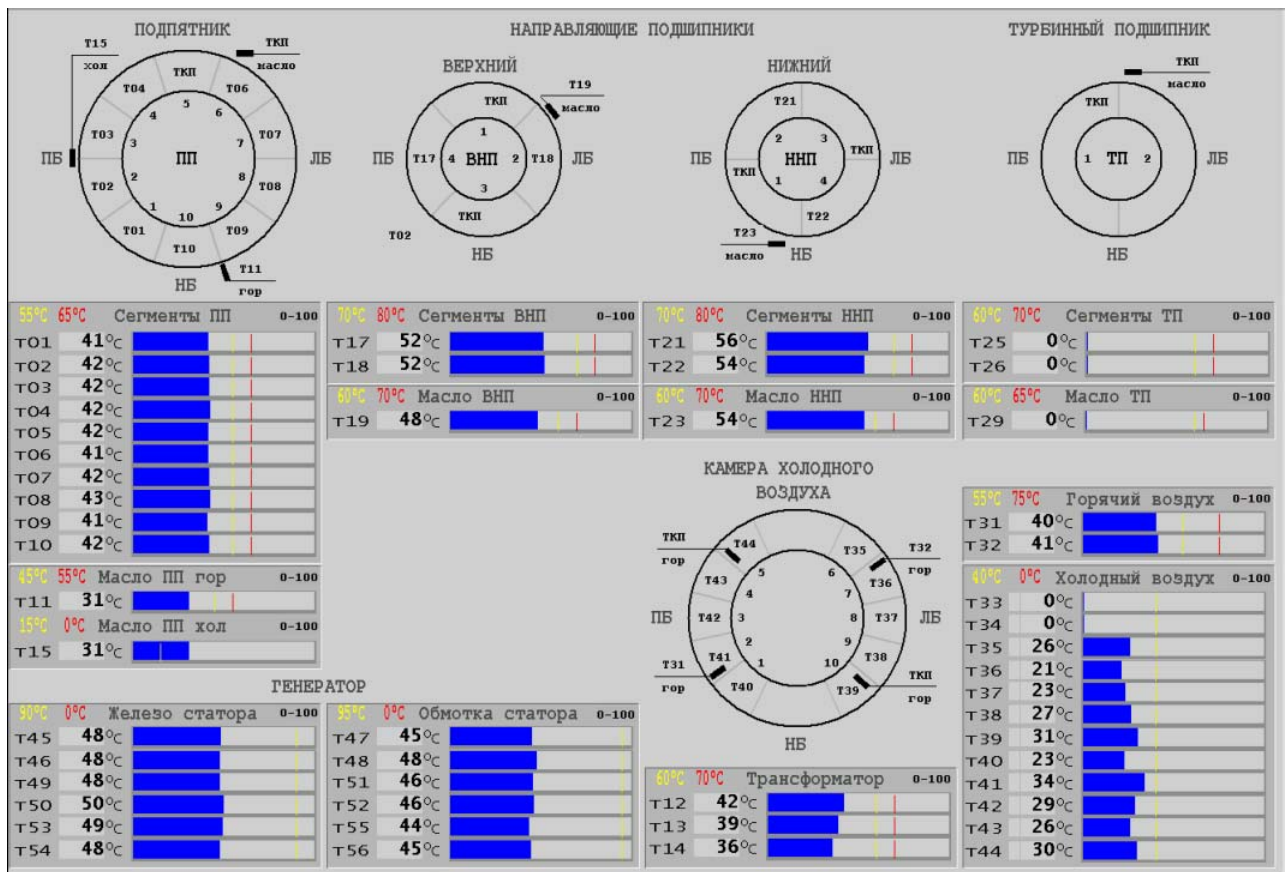


Рис.3.1 Моніторинг термоконтролю гідроагрегату

На дисплей станційної системи управління «OVATION» виведені результати моніторингу температури вузлів гідроагрегату. Вони представлені у вигляді лінійних діаграм на яких рисками позначені значення високої та аварійно-високої температури для кожного вузла.

3.1.2 Термоконтроль силових трансформаторів

Під час роботи силового трансформатора, залежно від величини навантаження, виділяється тепло і встановлюється певний перепад між середньою температурою обмотки і температурою верхніх шарів масла, які є найбільш нагрітими. Тому в умовах експлуатації ГЕС дуже важливим є моніторинг теплового стану силових трансформаторів (блочні трансформатори, автотрансформатори зв'язку, трансформатори власних потреб).

Контроль теплового стану трансформатора, проводиться через вимірювання температури верхніх шарів масла. Для вимірювання температури використовують один аналоговий (датчик опору) і два дискретних датчика (термосигналізатора), які підключаються до шафи управління охолодженням трансформатора (ШУОТ). ШУОТ керує чотирма групами маслоохолоджувачів трансформатора, три з яких є робочими (№2, №3 та №4), а одна – резервною (№1). Кожен охолоджувач складається з двох вентиляторів та одного електронасосу.

ШУОТ складається з двох шаф. В правій шафі ШУОТ знаходиться силові обладнання, в лівому обладнання управління и сигналізації. В правій шафі ШУОТ знаходиться панель місцевого управління. На панелі знаходяться: ключ вибору режиму управління охолоджувачами, кнопки ручного управління двигунами вентиляторів та електронасосами охолоджувачів, лампи сигналізації.

Алгоритм роботи системи охолодження трансформатора:

- 1) при включенні трансформатора вмикається електронасос охолоджувача №2;
- 2) при досягненні температурою масла значення $t^{\circ}=40^{\circ}\text{C}$, включаються електродвигуни вентиляторів охолоджувача №2;
- 3) при збільшенні навантаження трансформатора до 40% від номінального включається електронасос охолоджувача №3;
- 4) при досягненні температурою масла значення $t^{\circ}=40^{\circ}\text{C}$ включаються електродвигуни вентиляторів охолоджувача №3;
- 5) при збільшенні навантаження трансформатора до 75% від номінального включається електронасос охолоджувача №4;
- 6) при досягненні температурою масла значення $t^{\circ}=40^{\circ}\text{C}$ включаються електродвигуни вентиляторів охолоджувача №4;
- 7) включення резервного охолоджувача №1 відбувається при відключенні будь-якого робочого охолоджувача або при ручному включенні;
- 8) при досягненні температурою масла трансформатора значення $t^{\circ}=70^{\circ}\text{C}$, від першого дискретного датчику формується сигнал "Підвищення температури масла трансформатора";
- 9) при досягненні температурою масла трансформатора значення $t^{\circ}=100^{\circ}\text{C}$, формується сигнал "Висока температура масла трансформатора" і відбувається аварійне відключення трансформатора.

Відключення трансформатора при аварійному відключенні його від системи охолодження виконується програмно у контролері.

Приведений вище алгоритм показує, що термоконтроль силових трансформаторів використовується не тільки для візуального моніторингу їхнього теплового стану, а й в схемах автоматичного управління цим тепловим станом.

3.2 Вібраційний контроль гідроагрегату

3.2.1 Основні види вібраційного контролю

Вібраційна діагностика – це метод діагностування технічних систем та обладнання, який ґрунтується на аналізі параметрів вібрації, що створюється робочим обладнанням (синхронні генератори, асинхронні двигуни, інші електричні машини). Вібраційна діагностика, як і інші методи технічної діагностики, вирішує задачі пошуку несправностей та оцінювання технічного стану досліджуваного об'єкту.

Основні параметри, за якими здійснюється вібраційний контроль електричних машин, наступні:

- вібропереміщення в мікрометрах;
- віброшвидкість в міліметрах на секунду;
- віброприскорення в метрах на секунду в квадраті.

Існує два критерія оцінювання стану електричних машин, зокрема гідрогенераторів, за вібраційними характеристиками.

Критерій 1: зони вібраційного стану. Цей критерій пов'язаний з визначенням границь для абсолютного значення параметра вібрації, який відповідає припустимому динамічному навантаженню на підшипники та припустимій вібрації, що передається ззовні крізь опори та фундамент. Максимальне значення, отримане в результаті вимірювання на кожному підшипнику, порівнюють з границями чотирьох зон, встановлених на основі міжнародного досвіду проведення досліджень та експлуатації. Ці зони призначені для якісної оцінки стану машин та прийняття рішення щодо їхньої подальшої експлуатації:

- зона А – в цю зону потрапляють нові машини, що тільки введені в експлуатацію;
- зона В – машини, що потрапляють в цю зону, вважають придатними до подальшої експлуатації без обмеження термінів;
- зона С – машини, що потрапили в цю зону, розглядаються як непридатні для тривалої експлуатації, зазвичай ці машини можуть функціонувати обмежений період часу, поки не з'явиться можливість вивести їх в ремонт;
- зона D – рівні вібрації в цій зоні розглядають як такі, що здатні спричинити пошкодження машини, та вимагають негайного виведення машини в ремонт.

Вібрація конкретної машини залежить від її розмірів, способу монтажу та призначення. Але, незалежно від перерахованих факторів, середньоквадратичне значення віброшвидкості елементів статора достатньо адекватно характеризують умови роботи роторів. Тому, для більшості електричних машин, межі зон мають вигляд, представлений на рис.3.2, де V^2 - середньоквадратичне значення віброшвидкості коливань, f - частота коливань.

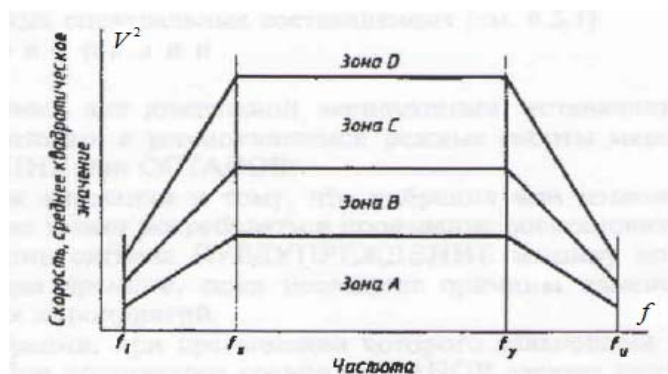


Рис.3.2 Межі вібраційних зон на площині $V^2(f)$

Критерій 2: оцінювання зміни значення параметру вібрації у порівнянні з еталонним. В якості діагностичного параметру за критерієм 2 можуть використовуватись як вібропереміщення так і віброшвидкість або віброприскорення. Еталонне значення діагностичних параметрів це, зазвичай значення, яке визначається під час випробувань нової електричної машини.

При використанні критерію 2 важливо, щоб вимірювання значень параметрів вібрації проводились в одному і тому ж самому положенні та орієнтації перетворювача вібрації в одному й тому самому режимі роботи гідрогенератора. Наскільки відхилення вібраційного параметру, виміряне під час експлуатації, від еталонного є небезпечним, визначається за відповідними стандартами для даного типу гідрогенераторів.

3.2.2 Система вібродіагностики гідроагрегату

Вібраційний стан гідроагрегату має велике значення для забезпечення його функціональної надійності. Структурна схема місць встановлення датчиків системи вібродіагностики вертикального гідроагрегату показана на рис.3.3.

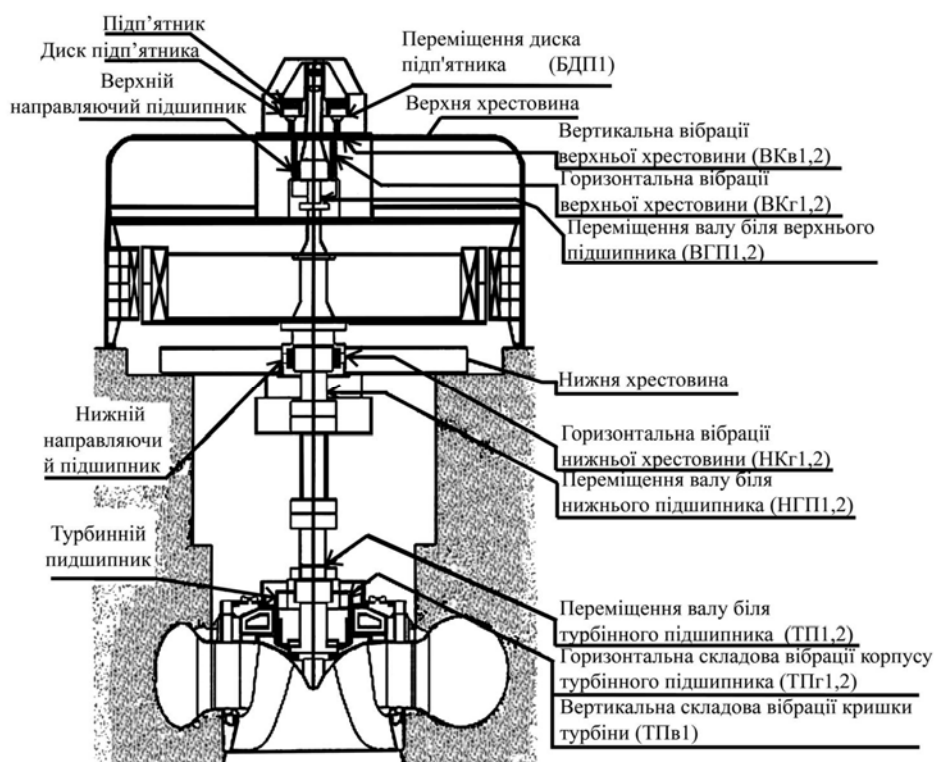


Рис.3.3 Розташування точок діагностики гідроагрегату

Системи вібродіагностики гідроагрегатів (наприклад, BENTLY NEVADA) призначені для вібраційного контролю під'ятника, верхнього і нижнього генераторного підшипника, турбінного підшипника, корпусу статора, спинки осердя статора, верхньої і нижньої хрестовини, корпусу турбінного підшипника.

Сучасні системи вібродіагностики представляють собою стаціонарні системи і складається з двох рівнів:

- нижній рівень (агрегатний), що включає датчики, встановлені в контрольованих точках гідроагрегатів у системі вібромоніторингу для кожного гідроагрегату, що виконує обробку і відображення сигналів від датчиків. Система вібромоніторингу включає набір моніторів. Система вібромоніторингу має можливість самотестування для визначення дефектів датчиків і вимірювальних трактів, що дозволяє реалізовувати захисту від неточних вимірювань. Зібрана інформація передається на верхній рівень та в агрегатний контролер;
- верхній рівень, що включає станцію з центральним комп'ютером з відповідним програмним забезпеченням, призначеним для збору, зберігання, обробки, відображення даних та комплексного діагностування вібраційного стану генераторів. Знаходиться верхній рівень на головному щиті управління ГЕС.

На рис.3.4 приведено архітектуру системи вібродіагностики BENTLY NEVADA Дніпровської ГЕС-1.

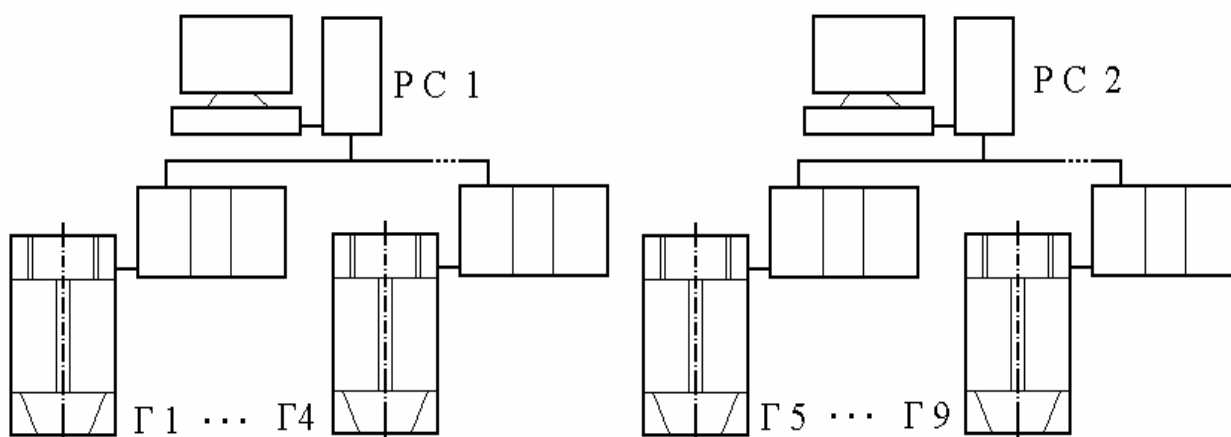


Рис.3.4 Система вібродіагностики гідроагрегатів ДніпроГЕС-1

На рис.3.4 PC1 та PC2 – це робочі станції верхнього рівня. Через велику кількість гідроагрегатів на Дніпровській ГЕС-1 (дев'ять) перша станція оброблює та представляє інформацію від перших чотирьох гідроагрегатів, а друга – від останніх п'яти.

Місця встановлення та типи первинних датчиків вібрації обираються, виходячи з наступних міркувань. Оскільки переміщення валу не є однонаправленим, тому контролювати його переміщення необхідно двома струмовихоровими датчиками відносного переміщення (наприклад, Proximity Transducer System) в одній площині під кутом 90° . Таке розташування датчиків дозволяє діагностичному устаткуванню визначати як переміщення валу (змінна складова сигналу) так і усереднене положення вісі валу в зазорі підшипника (постійна складова сигналу). Положення вісі валу – важливий показник стану підшипника і характеру сили, що діє на нього. Для опорного

сигналу використовується переміщення, що генерує імпульс напруги при кожному оберті валу за рахунок зробленої на валу виточки. Цей імпульс використовується для вимірювання швидкості обертання, та зсуву фаз. Інформація про кут зсуву фаз необхідна для визначення (і усунення) дисбалансу ротора, тріщин валу, дисбалансових резонансів і інших поширених дефектів. Сигнал з цього датчика необхідний для повноцінної роботи програмного забезпечення верхнього рівня системи вібродіагностики. Контроль переміщення диску під'ятника проводиться двома датчиками переміщення, розташованими під кутом 90° один до одного.

Контроль вібрації (віброшвидкості) проводиться датчиками (наприклад, Velociti CT), встановленими на верхній хрестовині, нижній хрестовині, кришці турбіни і корпусі турбінного підшипника. З використанням аналогічних датчиків проводиться контроль низькочастотної вібрації спинки осердя і корпусу статора.

Контроль вібрації спинки осердя статора частотою 100 Гц проводиться датчиками віброприскорення. Всі датчики переміщення і вібрації встановлюються в напрямках «нижній б'єф» і «лівий берег».

Конфігурація системи вібродіагностики нижнього рівня. Відповідно до обраних датчиків, виконано конфігурацію системи вібромоніторингу нижнього рівня. Система вібромоніторингу гідроагрегату нижнього рівня складається з двох шасі розташованих в шафі агрегатного контролера. Шасі складається з блоку живлення, системного монітору та двоканальних моніторів.

Системний монітор забезпечує обробку і передачу інформації до станцій, а також в нім знаходяться всі уставки системи. Цей монітор має такі додаткові функції:

- придушення при включенні – ця функція дозволяє кожному монітору подавити спрацьовування тривожної сигналізації при включенні системи в мережу або при виході напруги живлення з допустимих меж;
- індикація напруги живлення;
- функція скидання системи – запускається натисканням кнопки RESET на передній панелі або замиканням зовнішніх контактів, підключених до роз'ємів на модулі підключення живлення розташованому на зворотному боці стійки;
- норма-реле – основне призначення цього реле забезпечити реакцію на стан вимірювальних каналів, підключених до шасі. Це реле безперервно контролює стан вимірювальних каналів, пов'язаних з моніторами. Якщо є несправність, пов'язана з датчиком або кабелем, індикатор реле на передній панелі відповідного монітора згасне і буде поданий сигнал, що управляє, на реле системного монітора.

Двоканальний монітор – проводить опитування датчиків і обробляє данні відповідно до їхньої конфігурації, також на цих моніторах є шкала, яка відградуйована відповідно до інтервалів, які він обробляє. Двоканальні монітори мають наступні функції:

- вимірювання радіальної вібрації – динамічний рух валу в площині, перпендикулярній вісі валу;
- осьове положення – усереднене положення ротора або зміна положення в осьовому напрямі по відношенню до певної поверхні;
- двоканальне вимірювання прискорення – двоканальний монітор прискорення забезпечує безперервний моніторинг по двох незалежних каналах з датчиками прискорення на вході;
- двоканальне вимірювання швидкості – двоканальний монітор швидкості забезпечує безперервний моніторинг по двох незалежних каналах з датчиками швидкості на вході;
- сигналізація – якщо рівень сигналу перевищить значення «Тривога» або «Небезпека», спалахує відповідний індикатор;
- функція самотестування.

Нижче приведено графічний інтерфейс робочої станції верхнього рівня, на якій представлені у вигляді стовпчастих діаграм (барографів) поточні значення вібрації вузлів гідроагрегату Г4 Дніпровської ГЕС-1. На ці діаграми нанесені значення «Тривоги» (Alert) та «Небезпеки» (Danger). При досягненні контрольованим вібропараметром відповідного значення у вікні під стовпчастою діаграмою з'являється відповідний сигнал.

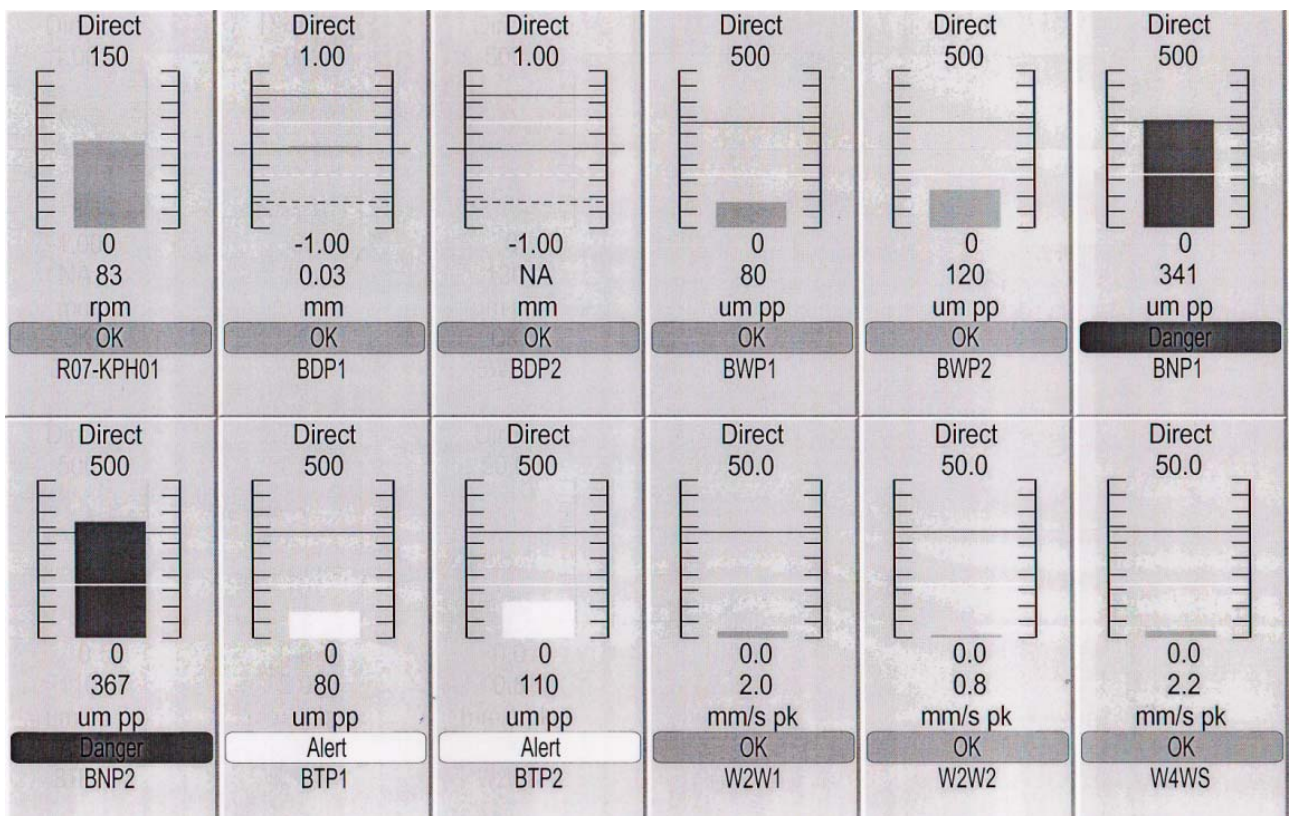


Рис.3.5 Графічний інтерфейс верхнього рівня системи вібродіагностики

Як було зазначено вище, інформація від системи вібродіагностики також поступає в агрегатний контролер. Нижче приведено мнемонічний вид системи вібродіагностики гідроагрегату Дніпровської ГЕС-1 в станційній

системі керування «OVATION». Загальні рівні биття валів і вібрацій в контрольованих точках гідроагрегату також представлені в реальному часі.

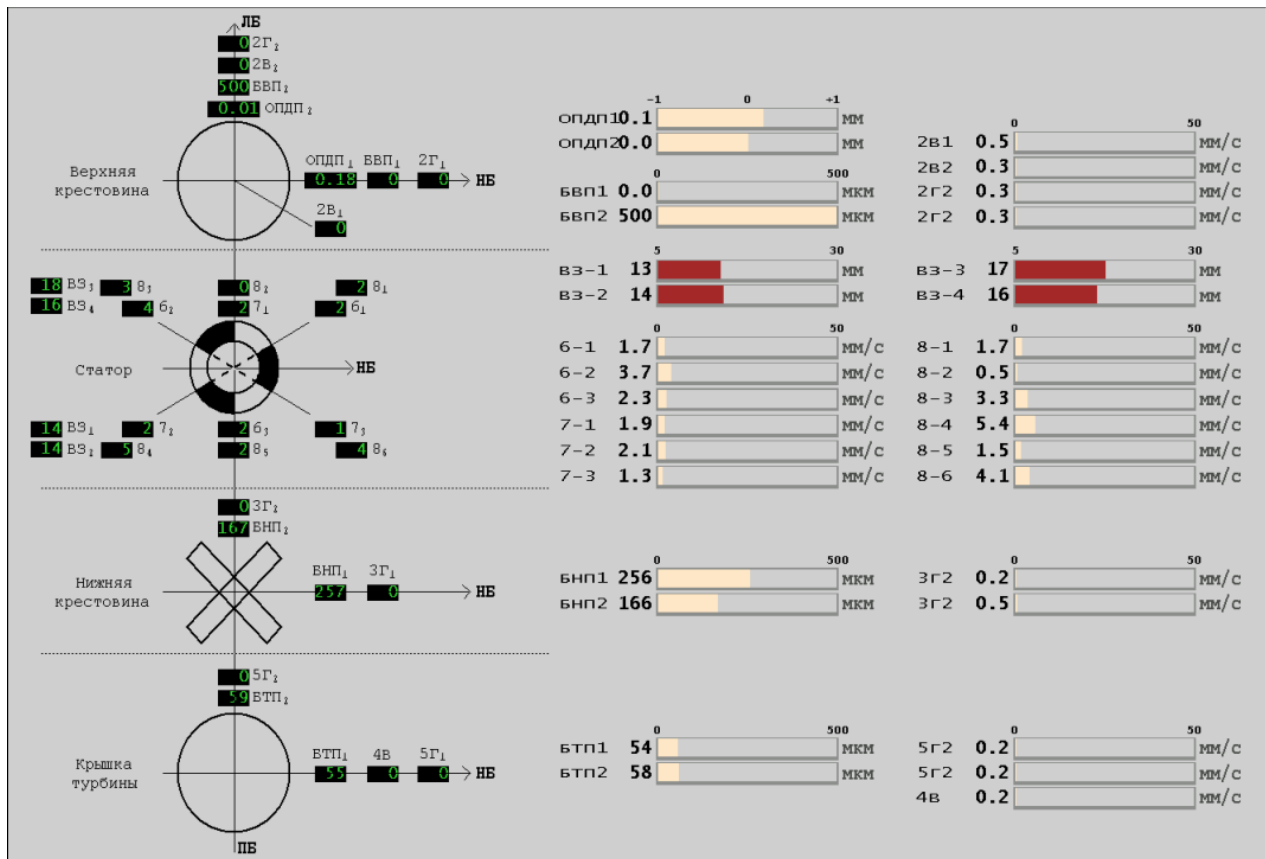


Рис.3.6 Моніторинг вібраційного стану гідроагрегату

3.2.3 Моніторинг робочого зазору гідроагрегату

Порушення симетрії повітряного зазору між ротором і статором гідрогенераторів, крім погіршення електричних характеристик генераторів, викликає збільшення биття валу, підвищення температури сегментів направляючих підшипників, а також появу низькочастотної вібрації сердечника статора і крестовин, що може бути причиною пошкоджень і відмов в роботі.

Періодичний контроль форм ротора і статора гідрогенераторів і оцінку симетрії повітряного зазору проводити при кожному капітальному ремонті, але не рідше, ніж одного разу в 5 років, а також у разі виникнення при подачі збудження: підвищених низькочастотної вібрації статора і крестовини, биття валу і температури сегментів направляючих підшипників. Якщо передбачається проведення роботи по виправленню форм ротора і статора, то вимірювання їх форм необхідно проводити двічі: перед ремонтом і повторно після нього. Оцінка симетрії повітряного зазору здійснюється з урахуванням статичних і динамічних форм, а також величин биття валу.

При підвищеному битті валу, пов'язаному з наявністю дефектів водоводу або вузлів гідротурбінного устаткування («злам» валу, небаланси

вузлів в проточній частині і ін.), визначення форм ротора і статора проводиться після усунення причин биття валу.

Статичні форми ротора і статора визначаються традиційним способом – вимірюванням за допомогою щупа при повороті ротора. Використання датчиків для вимірювання повітряного зазору (наприклад, фірми VIBRO-METER) дозволяє автоматизувати процес вимірювання форми ротора і статора, повністю виключивши вплив людського чинника на результати вимірювань.

Крім того, датчики, встановлені на статорі, дозволяють зняти і динамічну форму ротора.

Статична форма ротора визначається при його повороті. За допомогою щупа вимірюються зазори зверху і знизу ротора, між серединою кожного полюса і фіксованою довільною точкою статора.

Результати вимірювань оформляються в табличній формі і дається їх графічне відображення: величини зазору між кожним полюсом ротора і довільно вибраною точкою статора наносяться на графік або в полярних, або в прямокутних координатах. При плавній формі кривої, що огинає полюси ротора (без різких – більше 10–15% відмінностей у величинах зазорів під сусідніми полюсами) кількісною оцінкою спотворення є різниця між максимальною величиною зазору (A_{p-MAX}) і середнім значенням по всіх точках вимірювання (B_{p-CEP}), віднесена до середнього значення. Ця величина, узята у відсотках, визначає ступінь спотворення форми ротора:

$$\Delta p = [(A_{p-MAX} - B_{p-CEP}) / B_{p-CEP}] \cdot 100, \% . \quad (3.1)$$

Такий спрощений аналіз є припустимим при плавно змінній формі полюсів ротора. При формі полюсів ротора з різкими змінами у величинах зазорів, її доцільно розкласти в ряд Фур'є. Тоді перша гармонійна складова характеризуватиме ексцентриситет, друга – еліптичність, а вищі гармоніки – складніші форми спотворення ротора.

Динамічна форма ротора визначається в режимі неробочого ходу без збудження і зі збудженням при зміні частоти обертання. При цьому є можливість роздільної оцінки впливу відцентрових (при вибігу на неробочому ході без збудження) і електромагнітних сил (при подачі збудження) на форму ротора, а отже, отримати кількісну оцінку послаблення посадки ободу ротора на спицях працюючого агрегату.

Статична форма статора визначається одночасно з вимірюванням форми ротора при його повороті, проте, в даному випадку щупом також вимірюється зазори між яким-небудь фіксованим полюсом ротора і декількома (не менше восьми) точками розточки статора, симетрично розташованими по його колу.

3.3 Високовольтні випробування електрообладнання

3.3.1 Загальні принципи високовольтних випробувань

Електрообладнання ГЕС має широку номенклатуру, але його можна узагальнити за конструктивними вузлами: корпус, магнітопровід, обмотки, ізоляція, контактні з'єднання. Загальні конструктивні вузли визначають і загальні дефекти обладнання, які виявляється в більшості випадків в ході перевірок та випробувань, а саме:

- дефекти обмоток – зволоження ізоляції, механічні пошкодження, порушення міжвиткової ізоляції, з'єднання в обмотках, струмопроводах і виводах;
- в комутаційних приладах – незадовільний стан контактних груп;
- у високовольтних вводів – зволоження і пошкодження ізоляції;
- у фарфорової ізоляції – пошкодження зовнішньої поверхні і дефекти внутрішньої ізоляції;
- у силових кабелів – дефекти кінцевих та з'єднувальних муфт, обриви жил, пошкодження оболонки кабелю.

Для забезпечення надійної роботи електрообладнання дефекти обладнання повинні бути своєчасно виявлені і ліквідовані. Це потребує максимальної кількості перевірок та проведення високовольтних випробувань та вимірювань. До таких робіт відносяться:

- різні вимірювання та випробування, які оцінюють стан ізоляції обмоток та струмопровідних частин генераторів, трансформаторів та комутаційних апаратів;
- випробування ізоляції обладнання підвищеною напругою.

Високовольтні випробування мають проводитись за наступних умов:

- температура навколишнього середовища від $+5^{\circ}\text{C}$ до $+35^{\circ}\text{C}$;
- відносна вологість повітря від 60% до 80%;
- атмосферний тиск від 83 кПа до 106 кПа (630 - 800 мм. рт. ст.).

Під час проведення високовольтних випробувань необхідно дотримуватись правил техніки безпеки, які полягають у виконанні наступних заходів.

1. Під час випробування з подаванням підвищеної напруги від стороннього джерела необхідно:

- а) виконувати роботи за окремим нарядом на випробування;
- б) суворо дотримуватись відповідності кваліфікаційних груп виконавців роботи групам, зазначених у відповідних нормах;
- в) допуск бригади, яка буде виконувати високовольтні випробування, здійснювати тільки після того, як всі інші бригади, що працюють на обладнанні, яке підлягає випробуванню, виведені з робочих місць;

г) місце встановлення випробувальної установки огородити щитами або канатами з плакатами «Випробування. Небезпечно для життя»;

д) в разі необхідності слід виставити охорону зі складу членів бригади для запобігання наближенню сторонніх осіб до випробувальної установки;

е) під час складання випробувальної схеми перш за все необхідно виконати захисне і робоче заземлення випробувальної установки і, якщо потрібно, захисне робоче заземлення корпусу обладнання, що випробовується;

ж) приєднання випробної установки до мережі напругою 380/220 В слід здійснювати через комутаційний апарат з видимим розривом кола або через штепсельну вилку, що розміщені на місці керування установкою;

з) у випробувальних установках робоче місце оператора необхідно відділити від частини установки напругою понад 1000 В;

і) перед кожним подаванням випробувальної напруги керівник робіт повинен:

- перевірити правильність складання схеми і надійність робочих та захисних заземлень;

- перевірити, чи всі члени бригади і працівники, виставлені для охорони, перебувають на вказаних ним місцях, чи виведені всі сторонні особи і чи можна подавати випробувальну напругу на обладнання;

- попередити бригаду про те, що подається напруга словами "Подаю напругу" і, впевнившись в тому, що попередження почули всі члени бригади, зняти заземлення з високовольтного виводу випробувальної установки та подати напругу 380/220 В;

к) після закінчення випробувань керівник робіт повинен знизити напругу випробувальної установки до нуля, вимкнути її з мережі 380/220 В, заземлити високовольтний вивід установки та повідомити про це бригаду словами "Напругу знято. Заземлення встановлено";

л) встановлювати та знімати заземлення заземлювальною штангою на високовольтний вивід випробувальної установки, під'єднувати і від'єднувати проводи, що йдуть від випробувальної установки до обладнання, яке випробовується, необхідно у діелектричних рукавичках.

м) після проведення випробувань обладнання із значною ємністю (кабелі, генератори) з нього необхідно зняти залишковий заряд.

2. Під час роботи з мегомметром слід дотримуватись таких правил:

а) вимірювання опору ізоляції мегомметром в діючих електроустановках слід проводити тільки після виконання необхідних організаційних та технічних заходів щодо підготовки робочого місця. В тому разі, коли це вимірювання є складовою частиною робіт, обумовлювати його в наряді або розпорядженні не вимагається;

б) вимірювання опору ізоляції мегомметром здійснюється тільки на вимкнених струмопровідних частинах, з яких знято залишковий заряд шляхом попереднього їхнього заземлення. Заземлення зі струмопровідних частин слід знімати тільки після підключення мегомметра;

в) в разі вимірювання мегомметром опору ізоляції струмопровідних частин з'єднувальні проводи слід приєднувати до них за допомогою

ізолювальних тримачів (штанг). В електроустановках понад 1000 В, крім того, необхідно користуватись діелектричними рукавичками;

г) забороняється у разі проведення робіт з мегомметром доторкатися до струмопровідних частин, до яких він приєднаний. Після закінчення робіт необхідно зняти зі струмопровідних частин залишковий заряд шляхом їх короткочасного заземлення.

3. При роботі з електровимірювальними кліщами та вимірювальними штангами треба дотримуватись таких правил:

а) в електроустановках понад 1000 В роботу з електровимірювальними кліщами повинні проводити за розпорядженням два працівники. Забороняється схилитись до приладу для відліку показів. Працювати необхідно в діелектричних рукавичках;

б) в електроустановках до 1000 В працювати з електровимірювальними кліщами може один працівник. В цьому разі можна не користуватись діелектричними рукавичками;

в) роботу з вимірювальними штангами повинні проводити не менше двох працівників. Під час роботи зі штангою користуватись діелектричними рукавичками не обов'язково.

3.3.2 Діагностика дефектів обладнання на основі високовольтних випробувань

Пошук пошкоджень обмотки генератора.

Для якісного та безперебійного електропостачання споживачів має бути організоване швидке усунення пошкодження обмотки генератора – пошук місця пошкодження та ремонт. Пошкодження обмотки генератора може відбутися як під час експлуатації так і при проведенні високовольтних випробувань.

У обмотці генератора можуть виникати такі пошкодження:

- пошкодження ізоляції, що викликає замикання однієї фази на «землю»;
- пошкодження ізоляції, що викликає замикання двох або трьох фаз на «землю», чи двох або трьох фаз між собою;
- відсутність цілісності кола однієї, двох або трьох фаз без/або з їх замиканням на «землю»;
- складні пошкодження, що є комбінаціями із зазначених вище видів пошкоджень.

Роботи з визначення місця пошкодження можна розділити на такі етапи:

- діагностика пошкодження – визначення характеру пошкодження, виконання попередніх вимірювань;
- попереднє визначення зони пошкодження одним з відносних методів;

- уточнення місця розташування пошкодження одним з абсолютних методів.

Для знаходження місця пошкодження в ізоляції обмотки застосовують такі методи:

- метод імпульсної дефектоскопії;
- метод електричного пропалу.

Метод імпульсної дефектоскопії – це подавання електричних імпульсів постійного струму через розрядник в пошкоджену обмотку від зовнішньої конденсаторної батареї. Для зарядки конденсаторної батареї використовується високовольтна випробувальна установка. Цим методом по розрядам в місці порушення ізоляції обмотки виявляється спочатку зона порушення ізоляції, а потім і місце порушення ізоляції. Ефективний цей метод тоді, коли перехідний опір в місці порушення ізоляції перевищує 100 Ом і порушена ізоляції верхнього стрижня в пазовій частині або при виході із пазу верхнього або нижнього стрижня.

Метод електричного пропалу використовується, якщо метод імпульсної дефектоскопії неефективний. По цьому методу від зовнішнього джерела струму в обмотку з порушеною ізоляцією короткочасно подається змінна напруга промислової частоти. Місце порушення виявляється по появі диму або іскор.

В деяких випадках використовуються обидва методи по черзі.

Пошук пошкоджень кабельних ліній.

Для якісного та безперебійного електропостачання споживачів має бути організоване швидке усунення пошкодження кабельних ліній – пошук місця пошкодження та ремонт. Пошкодження кабельних ліній може відбутися як під час експлуатації так і при проведенні високовольтних випробувань.

У кабельних ліній можуть виникати такі пошкодження:

- пошкодження ізоляції, що викликає замикання однієї струмопровідної жили на «землю»;
- пошкодження ізоляції, що викликає замикання двох або трьох струмопровідних жил на «землю», або двох, трьох струмопровідних жил між собою;
- відсутність цілісності кола однієї, двох або трьох струмопровідних жил без/або з їх замиканням на «землю»;
- складні пошкодження, що є комбінаціями із зазначених вище видів пошкоджень.

Роботи з визначення місця пошкодження можна розділити на такі етапи:

- діагностика пошкодження – визначення характеру пошкодження, виконання попередніх вимірювань;
- попереднє визначення зони пошкодження одним з відносних методів;

- уточнення місця розташування пошкодження одним з абсолютних методів.

Для вимірювання відстані до місця пошкодження застосовують такі методи:

- метод короткочасної електричної дуги, який дає змогу визначити відстань до місця пошкодження за достатньо великого значення перехідного опору в місці пошкодження;
- метод розв'язання за напругою, який дає змогу визначити відстань до місця пошкодження за великого значення перехідного опору в місці пошкодження;
- метод струмового імпульсу, який дає змогу визначити відстань до місця пошкодження за великого значення перехідного опору в місці пошкодження.

Діапазон вимірювань для всіх методів становить від 0 до 20 000 м.

3.4 Діагностування частинних розрядів в ізоляції обладнання

Частинний розряд – це електричний розряд, що виникає в ізоляції електрообладнання напругою від 1 кВ і вище та шунтує лише частину ізоляції обладнання. Частинні розряди найчастіше виникають в порожнинах твердої ізоляції та в бульбашках газу у рідкій ізоляції.

Частинний розряд, зазвичай, не призводить до швидкого пробою ізоляційних проміжків. Процес розвитку частинного розряду є досить повільним та залежить від його інтенсивності. В зв'язку з цим, за малої інтенсивності частинних розрядів, обладнання зберігає свої функції на протязі нормативного терміну експлуатації. За великої інтенсивності відбувається руйнування ізоляції через розростання малих повітряних або масляних проміжків, в яких відбуваються частинні розряди. Цей процес призводить до пробою та виведення обладнання з ладу до закінчення нормативного терміну експлуатації. Схема та можливі місця виникнення частинних розрядів приведені на рис.3.7.

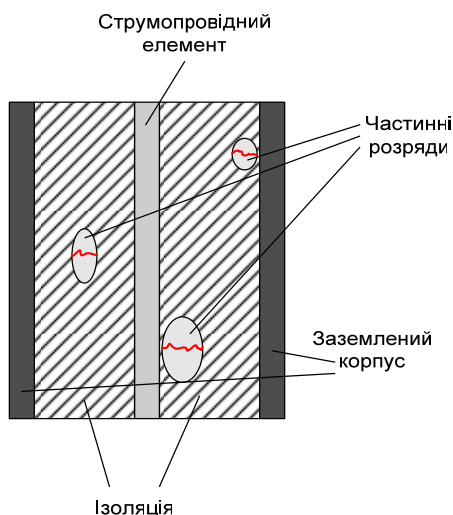


Рис.3.7 Частинні розряди в ізоляції обладнання

Назва «частинний розряд» свідчить про те, що розряд неповний, тобто немає пробою ізоляції. Скоріше, це пробій між одним джерелом деякої проміжної напруги та іншим джерелом деякої проміжної напруги всередині ізоляції, але не пробій з боку струмопровідного елемента високої напруги на землю (див. рис.3.7). Частинні розряди небезпечні тим, що призводять до поступового руйнування ізоляції та виникнення електричного пробою. В той же час, вимірювання частинних розрядів дозволяє завчасно виявляти місця майбутніх пошкоджень ізоляції та завчасно проводити ремонт електрообладнання. Основними методами діагностування частинних розрядів є наступні:

- електричний метод;
- дистанційний (або електромагнітний) метод;
- акустичний метод.

Електричний метод вимагає контакту вимірювальних приладів з об'єктом вимірювання, що робить його не завжди зручним для використання. Перевагою цього методу є те, що за його застосуванні визначається найбільша кількість характеристик частинних розрядів.

Дистанційний метод дозволяє визначити наявність частинних розрядів за допомогою спрямованого на них антенного пристрою надвисокої частоти. Цей метод не вимагає контакту з об'єктом вимірювання. Застосування цього методу не залежить від класу напруги. Недоліком цього методу є відсутність кількісного оцінювання характеристик частинних розрядів, а визначення тільки факту їхньої наявності.

Акустичний метод реєстрації частинних розрядів розроблений з метою виявлення джерела частинних розрядів у обладнанні. Даний метод є дистанційним і дозволяє розташовувати сенсори в умовах відкритої конструкції. Недоліком методу є мала чутливість при реєстрації частинних розрядів малої інтенсивності.

Електричні датчики сигналів частинних розрядів підключаються через конденсатор зв'язку до струмопровідної частини обладнання. Зазвичай, вони дають лише наближену локалізацію джерела частинних розрядів (наприклад, такі датчики здатні визначити лише частину обмотки, або вказати на високовольтний ввід де виникли частинні розряди). Для більш точного визначення місця виникнення частинних розрядів використовується акустичні датчики. При цьому вимірюється затримка моменту приходу акустичного імпульсу відносно електричного сигналу в декількох точках обладнання. Електромагнітні датчики реєструють частинні розряди за допомогою антени, що випромінює сигнали надвисокої частоти. Ці датчики найбільш чутливі до дефектів у зовнішніх частинах високовольтного обладнання (ізолятори, вводи, лобові частини обмоток електричних машин).

Перевагою акустичних та електромагнітних датчиків є те, що вони дозволяють діагностувати частинні розряди в режимі “on-line” без виведення обладнання (генератор, трансформатор, кабель) в ремонт.

4 ПРАКТИЧНІ ЗАНЯТТЯ

4.1 Система моніторингу електричних параметрів гідрогенератора

Сучасні системи постійного контролю (моніторингу) електричних параметрів гідрогенераторів виконуються на базі універсальних вимірювальних приладів, які називаються аналізаторами мережі (наприклад, РЕСА).

На вхід таких аналізаторів мережі подається струм та напруга від вторинних обмоток трансформаторів струму та напруги відповідно. На основі цих вимірюваних параметрів, аналізатори мережі спроможні розраховувати досить широкий діапазон електричних характеристик генератора, таких як:

- лінійні напруги (U_{AB} , U_{BC} , U_{CA});
- фазні струми (I_A , I_B , I_C);
- активна і реактивна потужності;
- видані активна і реактивна енергії;
- спожиті активна і реактивна енергії;
- частота в мережі;
- коефіцієнт потужності ($\cos \varphi$);
- інші величини.

Аналізатор мережі є програмованим приладом з цифровою індикацією вимірювань. Зазвичай, прилад розміщують в шафі агрегатного контролера. Зовнішній вигляд інформаційної панелі аналізатору мережі типу РЕСА-301 наведено на рис.4.1.

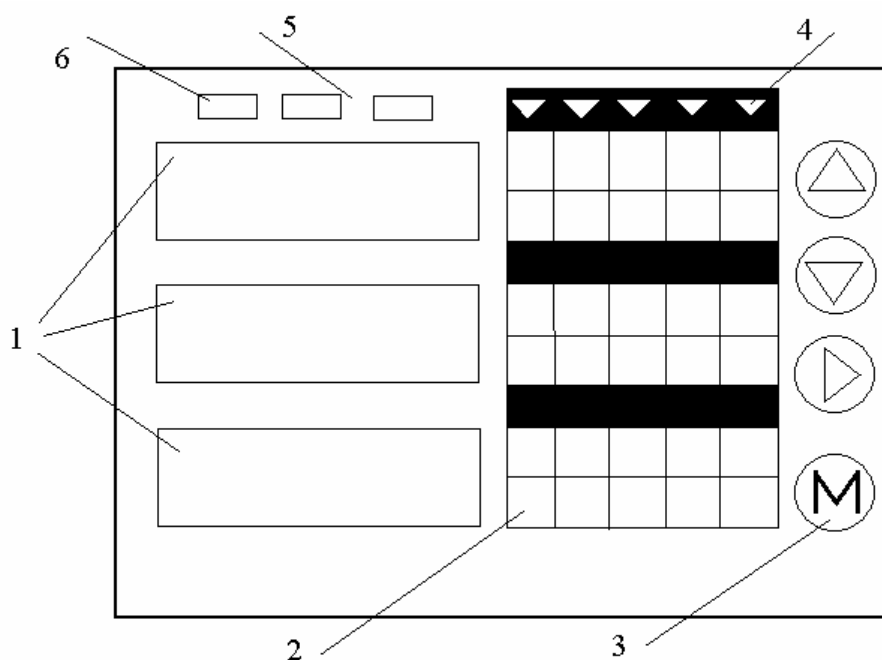


Рис.4.1 Аналізатор сигналів електричної мережі

На рис.4.1: 1 – знакоцифрові дисплеї, 2 – панелі параметрів та розмірностей, 3 – клавіатура програмування, 4 – індикація сторінок, 5 – контроль прийому та передачі, 6 – контроль стану вимірювань.

Аналізатор РЕСА-301 має 3 рядки чотирирозрядних дисплеїв, заповнених семисегментними світлодіодними індикаторами. Індикатори висококонтрастні, червоного кольору. На цих трьох рядках відображаються одночасно 3 вимірюваних параметра.

Поряд з дисплеями розташовано 5 стовпців з позначеннями вимірюваних параметрів. Над кожним стовпцем розташований трикутник індикатора з вершиною, направленою вниз. Цей трикутник-індикатор підсвічує червоним кольором коли на трьох дисплеях одночасно відображаються параметри даного стовпця. Таким чином на дисплеях можливо отримати відображення вимірювань п'яти сторінок по трьом параметрам, тобто 15 параметрів.

Праворуч від стовпців з вимірюваними параметрами розташовано чотири кнопки клавіатури програмування з наступними функціями:

⬆ - 8-розрядна візуалізація параметрів енергії;

⬇ - гармоніки та номер відображуваного параметра;

▶ - скролінг (листання) сторінок;

Ⓜ - основне (голове) меню, прийом й візуалізація помилок. Використовується для входу в головне меню, а також для прямих вимірювань. Забороняється натискати на кнопку.

Для вимірювання напруги генератора U_{AB} , U_{BC} , U_{CA} необхідно за допомогою кнопки «Скролінг» вибрати перший стовпець параметрів. При цьому над першим стовпцем параметрів повинен підсвічуватися червоним світлодіодом індикаторний трикутник. У цьому стовпці по вертикалі записано у верхніх клітинках найменування вимірюваних параметрів U_{TR} , U_{RS} , U_{ST} , що відповідає U_{AB} , U_{BC} , U_{CA} . У нижній клітинці вказані одиниці вимірювання кВ. На цифрових дисплеях читаємо відповідні значення напруги.

Для вимірювання фазних струмів необхідно за допомогою кнопки «Скролінг» перевести індикацію на другий стовпець параметрів. При цьому вимірюватимуться I_R , I_T , I_S відповідно I_A , I_B , I_C . Одиниця вимірювання для всіх – А. На цифрових дисплеях читаємо відповідні значення струмів.

Для вимірювання перерахованих величин необхідно за допомогою кнопки «Скролінг» перевести індикацію на третій стовпець. При цьому вимірюватимуться на першому зверху дисплеї $\cos\phi$, на другому частота генератора в Гц, на третьому U_R – напруга фази А (U_A) в кВ. На цифрових дисплеях читаємо відповідні значення вищеперерахованих параметрів.

Для вимірювання активної та реактивної потужностей, а також спожитої електроенергії, необхідно за допомогою кнопки «Скролінг» перевести індикацію на четвертий стовпець параметрів. При цьому

вимірюватимуться на першому зверху цифровому дисплеї активна потужність генератора P в МВт, на другому – реактивна потужність Q в МВАр, на третьому – споживана генератором активна енергія E_{Ain} в МВт·год. На цифрових дисплеях читаємо відповідні значення вищеперерахованих параметрів.

Для вимірювання генерованої електроенергії, а також спожитої та генерованої реактивної енергії необхідно за допомогою кнопки «Скролінг» перейти на п'ятий стовпець параметрів. При цьому вимірюватимуться на першому зверху цифровому дисплеї видавана активна енергія E_{Aout} в МВт·год, на другому – спожита реактивна енергія $E_{r.in}$ в МВАр·год, на третьому – генерована реактивна енергія $E_{r.out}$ в МВАр·год. На цифрових дисплеях читаємо відповідні значення вищеперерахованих параметрів.

4.2 Система механічного моніторингу гідроагрегату

Система механічного моніторингу гідроагрегату має забезпечувати його технічну готовність, працездатність, основні ресурсні й робочі характеристики, ефективність та функціональну надійність.

Величина вібрації елементів гідроагрегату визначає можливість тривалої і надійної роботи гідроагрегату і є одним з основних якісних показників його конструкції, технології виготовлення і виконання монтажних робіт.

Підвищена вібрація гідроагрегату може привести до його аварійного стану, зниженню ККД і додатковим втратам енергії. Тому у випадку, коли вібрація гідроагрегату перевищує допустимі величини, мають бути встановлені і усунені причини підвищеної вібрації. Причини підвищеної вібрації гідроагрегату залежно від джерела збурюючої сили можуть бути розділені на 3 основні види: механічні, гідравлічні і електричні.

До механічних причин відносяться:

- небаланс ротора генератора і робочого колеса турбіни;
- неправильний стан і положення вісі валу гідроагрегату;
- неполадки у підшипникових вузлах;
- ослаблені кріплення опорних деталей гідроагрегату або недостатня їх жорсткість;
- чіпляння деталей гідроагрегату, що обертаються, об нерухомі.

Гідравлічні причини:

- гідравлічний небаланс робочого колеса;
- невірне висотне положення робочого колеса РО турбіни щодо направляючого апарату;
- невірне встановлена комбінаторна залежність для ПЛ турбін;
- робота турбіни в режимі кавітації.

Електричні причини вібрації агрегату полягають в нерівномірності тяжіння ротора до статора. Електромагнітний небаланс, викликається наступними причинами:

- нерівномірність повітряного зазору генератора;
- овальністю форми ротора генератора;
- замиканням витків обмотки полюсів ротора.

Вібрації гідроагрегату вимірюються в наступних місцях:

- у вертикальних агрегатів на нижній і верхній хрестовинах в двох горизонтальних взаємоперпендикулярних і вертикальному напрямках, а турбінного підшипника тільки в горизонтальному і вертикальному положеннях розташованих в одній вертикальній площині;
- у горизонтальних агрегатів на всіх опорних підшипниках у вертикальному, осьовому і поперечному напрямках;
- у генераторів на полицях статора;
- у всіх гідроагрегатів на підлозі машинної зали, перекриттях відсмоктуючої труби і в інших найбільш схильних до вібрації місцях.

Визначення причин підвищеної вібрації, особливо якщо вони не виражені ясно, є дуже складним завданням. У цих випадках необхідно визначити джерело збурюючої сили, встановити і усунути причини вібрації.

Контроль вібраційного стану гідроагрегату дозволяє виявляти підвищені вібрації і встановлювати причини їхньої появи, визначити характер і місцезнаходження діагностуючих дефектів, прогнозувати їхній розвиток, уточнювати термін і об'єми оглядів, випробувань і ремонтів. Основна мета контролю вібраційного стану гідроагрегату – виявлення його дефектів, запобігання їхньому розвитку і підвищення надійності експлуатації шляхом своєчасного виведення генератора на профілактику для огляду, випробування і ремонту. Залежно від постійних завдань можна розрізнити наступні види вібраційного контролю:

- перевірка рівня вібрації (перше завдання діагностики);
- визначення механічних характеристик;
- визначення місця, вигляду і ступеня розвитку дефекту (друге завдання діагностики);
- міцність розвитку дефекту;
- уточнення режимів роботи генератора.

Генератор може знаходитися в одному з трьох станів:

- справному (відмінному або доброму);
- працездатному (задовільному);
- несправному (незадовільному або неприпустимому).

Справний стан має місце, коли параметри вібрації генератора повністю відповідають початковим або проектним значенням.

Працездатний стан виникає при підвищених параметрах вібрації в порівнянні з початковими або проектними значеннями, але при цьому ще не потрібне відключення генератора для профілактики (огляду, випробування або ремонту).

Несправний стан виникає при таких підвищених параметрах вібрації, які вимагають відключення генератора при першій нагоді (незадовільний стан або негайно-неприпустимий стан - для огляду, ремонту, випробування).

Таким чином, мета перевірки рівня вібрації полягає у визначенні одного з трьох дискретних вібраційних станів випробовуваного генератора і його оцінки виходячи прийнятих норм. Перевірка і оцінка проводиться на основі результатів періодичних вимірювань параметрів вібрації, здійснюваних для нормованих режимів і умов роботи генератора.

Визначення механічних характеристик конструктивних вузлів генераторів вимагає проведення спеціальних режимів роботи агрегату. Передбачається, що за час випробувань параметри генератора залишаються незмінними. Зазвичай, при цих випробуваннях генератор знаходиться в нестационарному або квазістационарному режимі, а параметри силових дій є заданими функціями часу. Наприклад, при незмінній амплітуді F_m гармонійної функції збурення:

$$Z(t) = F_m \cdot \sin(2\pi D_n t / 60), \quad (4.1)$$

і частоті обертання n , що змінюється, визначаються амплітудно-частотні характеристики. При незмінній частоті обертання n , по змінній амплітуді обурення F_m знімаються амплітудні характеристики. Визначення механічних характеристик є обов'язковою частиною об'єму вібраційного контролю приймально-здавальних, післяаварійних і інших спеціальних видів випробувань генератора.

Якщо параметри вібрації мають підвищене значення (генератор знаходиться в незадовільному або неприпустимому стані) виникає завдання встановлення вигляду і місця виникнення дефекту, а також визначення ступеня їх розвитку. При цьому необхідна постійність параметрів силових обурень і визначень умов. Вихідна напруга датчика визначається тільки параметрами конструктивних вузлів генератора, а вібрації можуть бути ознаками дефектів. Співставлення ознак дефектів генератора, що діагностується, з відомими ознаками типових дефектів даного класу генераторів дає можливість отримання діагнозу. Для виявлення ознак дефектів необхідне зіставлення параметрів вібрації, що виникає при різних режимах роботи генератора.

Прогнозування розвитку дефектів. Прогноз розвитку дефектів ґрунтується на результатах вивчення, аналізу і узагальнення історії конкретного генератора. З цією метою використовуються результати періодичних оглядів і вимірювань вібрації, а також акти ремонтів і аналізу пошкоджень конструктивних вузлів генератора. Вимірювання вібрацій проводиться при одних і тих же режимах роботи генератора в моменти часу при постійності силових обурень і певних умов. Моменти часу вибираються виходячи із закону будови і уточнюються в процесі експлуатації. Виявляючи закон зміни вібраційного стану досліджуваного вузла генератора порівнюючи його з апіорі відомими законом зміни вібраційного стану

типового вузла даного класу генераторів, вирішують задачу прогнозування. Визначення закономірності старіння конструктивних вузлів активних матеріалів генератора навіть в першому наближенні зазвичай є вельми складним і трудомістким завданням, пов'язаним зокрема з дослідженнями втомної міцності конструктивних вузлів і матеріалів, тому в практиці експлуатації рішення про необхідність і терміни виведення генератора на профілактику приймають на підставі даних про його передісторію з урахуванням ситуації на ГЕС і в енергосистемі. Часто виникає необхідність прискореного прогнозу стабільності конструктивних вузлів генератора. З цією метою досліджуваний генератор піддається короткочасним силовим діям, значно більшим, ніж нормальні, наприклад, шляхом здійснення раптових КЗ, скидань навантаження, асинхронних режимів і інше. Співставлення результатів вимірювань вібрації і деформації, амплітудних і амплітудно-частотних характеристик, випробуванні обмоток підвищеною напругою, випробувань сталі осердя статора, а також інших випробувань і оглядів конструктивних вузлів генератора до і після аномальних режимів дозволяє оцінити їхню стабільність. Вимірювання вібрації до і після аномальних режимів проводиться при незмінних умовах навколишнього середовища і постійній швидкості обертання.

Нижче, на рис.4.2–4.5, приведені декілька мнемонічних видів вібраційного гідроагрегатів Дніпровської ГЕС-1 за якими проводиться аналіз та діагностика вібраційного стану гідроагрегату.

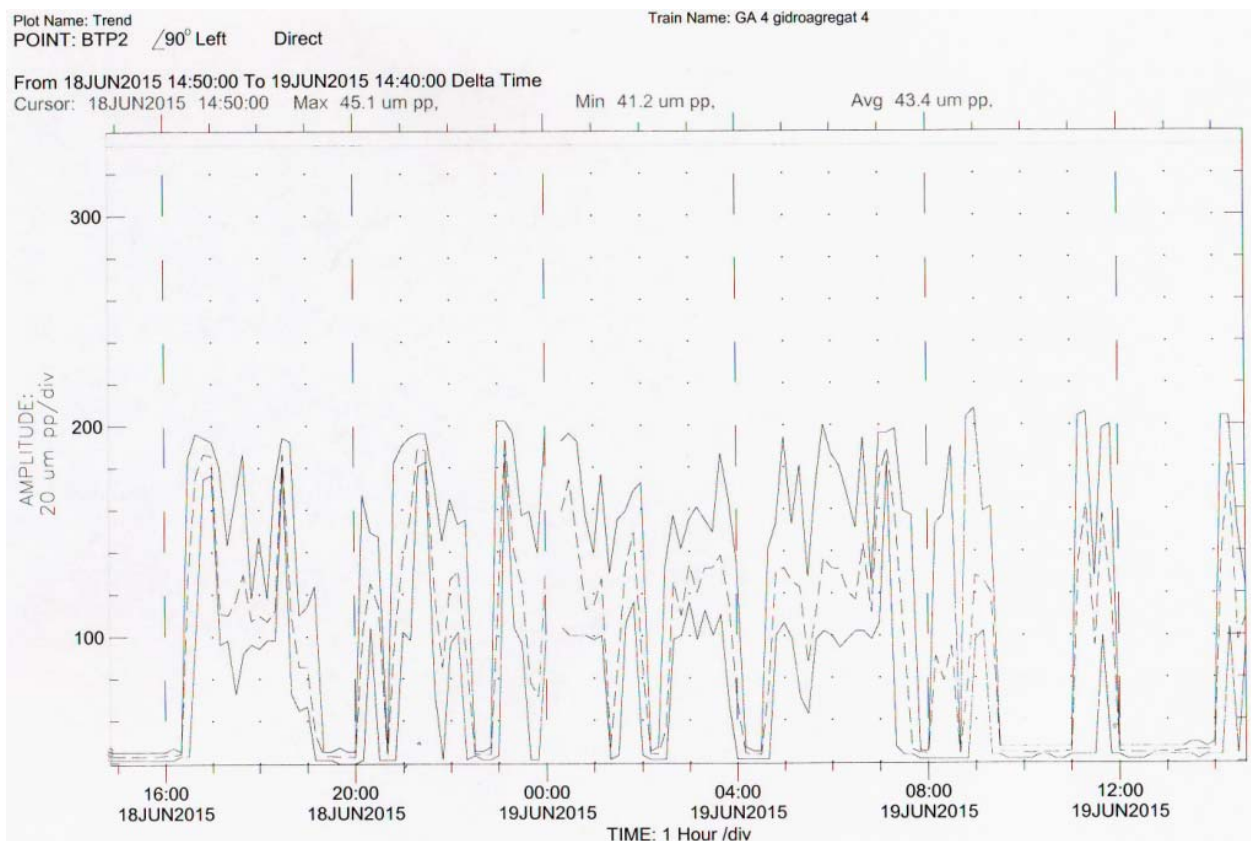


Рис.4.2 Мнемовид «Тренд»

На «Тренд» (див. рис.4.2) виводиться зміна сигналу обраного датчика на протязі обраного інтервалу часу (день, тиждень, місяць). На представленому мнемовиді обрано сигнал датчика ВТР2 (бій валу в турбінному підшипнику, напрямок «лівий берег») за одну добу. Даний тренд дозволяє виконувати аналіз вібрації по її загальному рівню. Зміна рівня бою валу викликається режимами роботи гідроагрегата. Коливання рівня бою валу гідроагрегатів в процесі експлуатації ускладнює проведення аналізу. В більшості випадків при контролі по загальному рівню бою валу та вібрації, надійно виявити зміну стану можна тільки на останній стадії при інтенсивному розвитку дефекту.

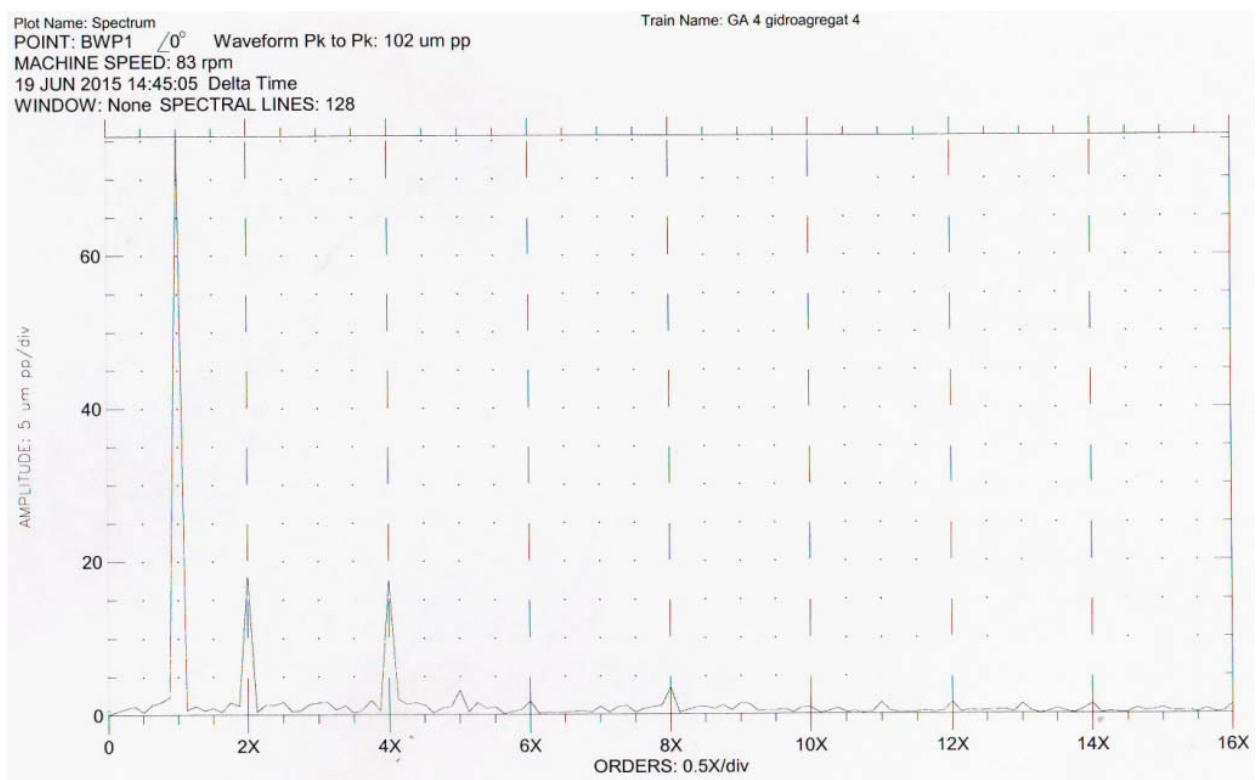


Рис.4.3 Мнемовид «Спектр»

За мнемовидом «Спектр» (див. рис.4.3) можна проводити спектральний аналіз по обертовій частоті по обраному датчику. На рис.4.3 виведено спектральний аналіз по датчику ВWP 1 (бій валу в верхньому направляючому підшипнику, напрямок «нижній б'єф»). Спектральний аналіз – розклад сигналу від даного датчика в ряд Фур'є по обертовій частоті. Одержаний спектр дозволяє виявити домінуючий фактор вібрації для кожної обертової частоти. Тренд-аналіз загального рівня вібрації не виявляє розвиток дефекту до тої пори, доки амплітуда зв'язаних з дефектом гармонічних складових не стане збільшена в порівнянні з рівнем домінуючих складових в спектрі нормально працюючих машин. Тому важливо проводити аналіз по окремим спектральним складовим.

Мнемовид «Орбіта» (рис.4.4) дозволяє побачити траєкторії руху валу в обраному підшипнику (наприклад, у верхньому направляючому підшипнику за датчиками ВNP1 та ВNP2). Даний вид характеризує переміщення умовної

точки центру валу в підшипнику за останні 8 обертів до моменту запиту. По виду орбіти можна виконувати аналіз проблем в роботі гідроагрегату.

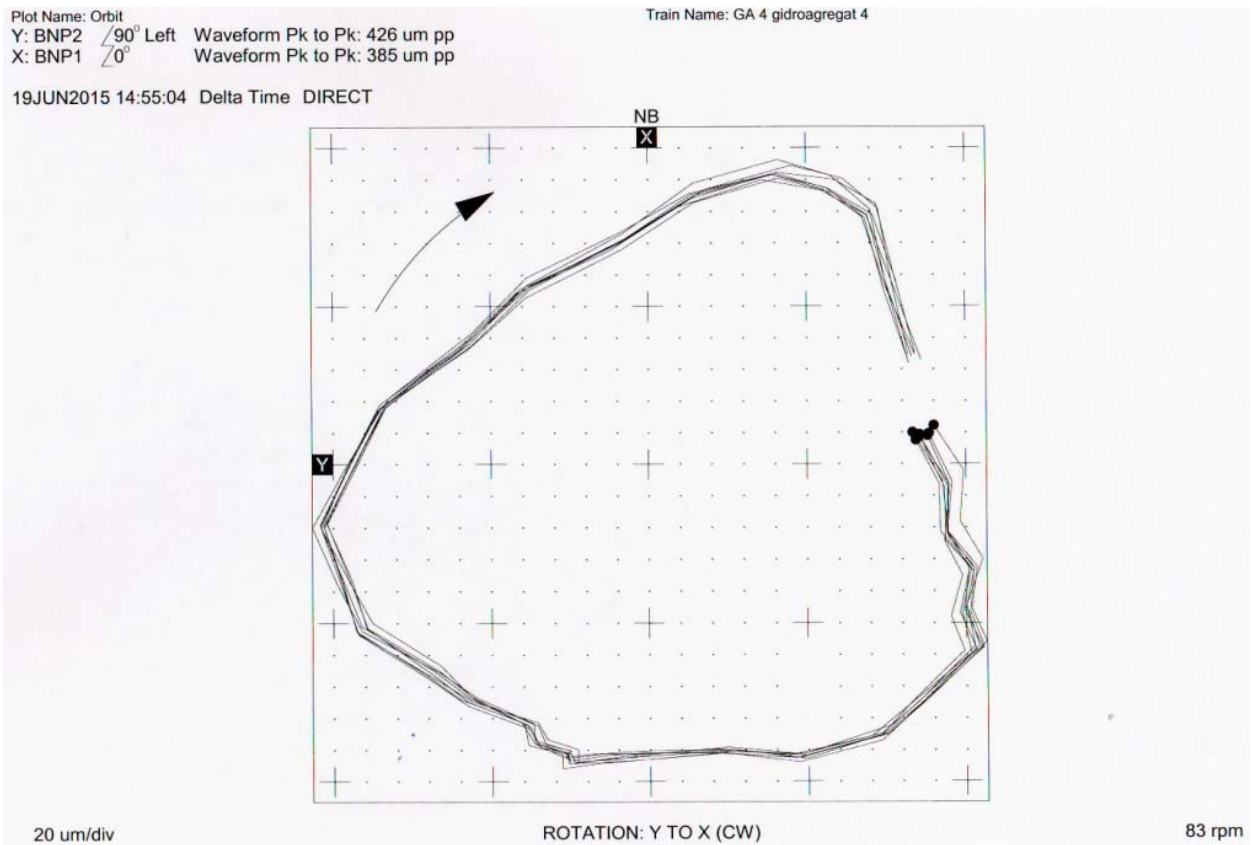


Рис.4.4 Мнемовид «Орбіта»

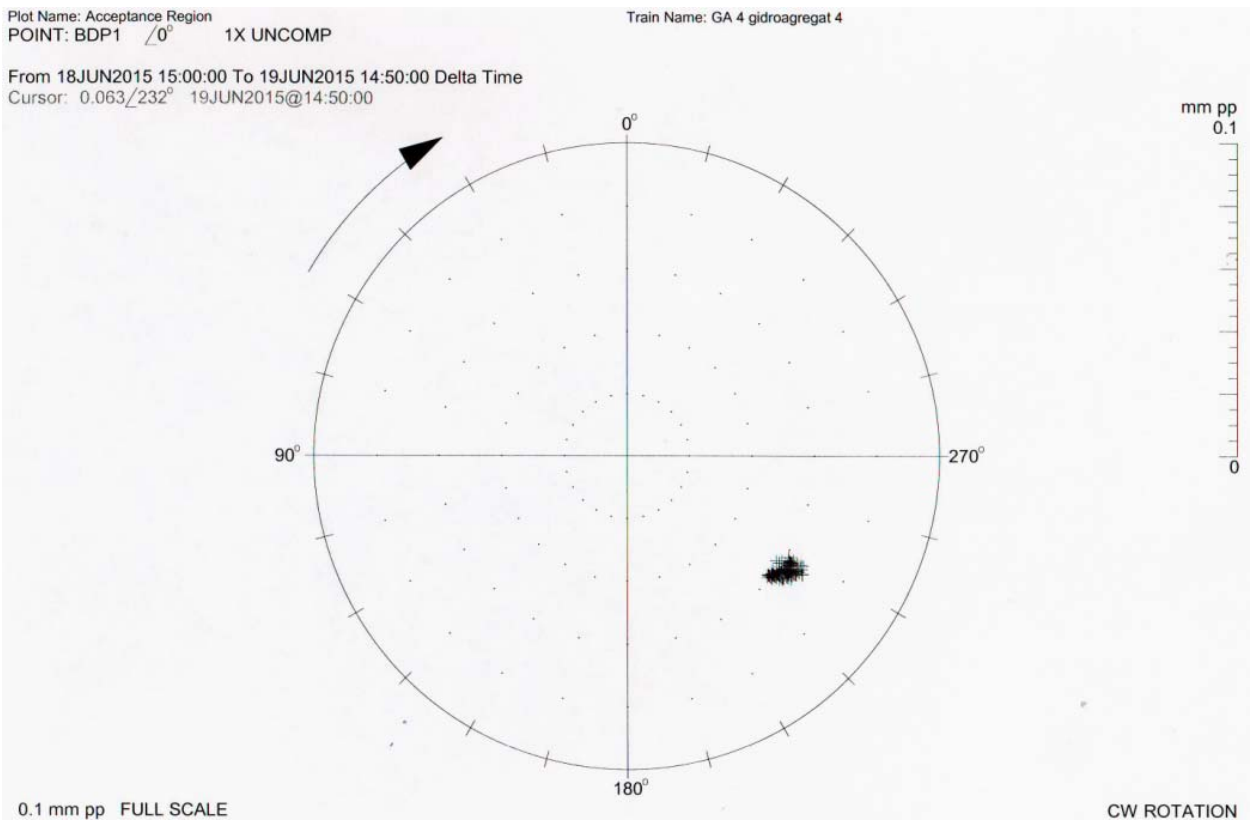


Рис.4.5 Мнемовид «Область припустимих значень»

Мнемовид «Область припустимих значень» (див. рис.4.5) графічно відображає відхилення обраного датчика (наприклад, ВDP1 – бій диску підп'ятника у напрямку «нижній б'єф»), за одну добу. Інформація представлена в виді векторів з середніми значеннями за добу. По місцезнаходженню цього вектора виконується сигналізація про зміни в вібраційному стані гідроагрегата.

4.3 Методика високовольтних випробувань силового кабеля

1. СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

1.1 Дійсна методика виконання вимірювань (далі – МВВ) встановлює порядок проведення вимірювань електричних параметрів: опору ізоляції; перевірки електричної міцності ізоляції випрямленою напругою і струму витоку, випробування змінною напругою наднизької частоти 0,1 Гц спеціальної прямокутної косинусоподібної форми при проведенні випробувань силових кабельних ліній відповідно вимог «Правил улаштування електроустановок» (ПУЕ); «Норм випробування електрообладнання» (СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007).

1.2 Дана методика застосовується в сфері поширення державного метрологічного контролю і нагляду для забезпечення захисту життя і здоров'я громадян і при контролі безпечних умов праці.

1.3 Дійсна методика поширюється на силові кабельні лінії напругою 0,4 кВ; 3,15 кВ; 6 кВ, які перебувають в експлуатації.

2. НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ

У даній МВВ використовуються посилання на наступні документи:

- ДЕРЖСТАНДАРТ 8.010-99 ГСИ. Методики виконання вимірювань. Основні положення;
- ДЕРЖСТАНДАРТ 24555-81 Порядок атестації випробувального устаткування. Основні положення;
- ДЕРЖСТАНДАРТ 12.2.007.0-75 ССБТ. Електробезпека. Вироби електротехнічні. Загальні вимоги безпеки;
- ДЕРЖСТАНДАРТ 12.3.019-80 ССБТ. Випробування і виміри електричні. Загальні вимоги безпеки;
- ДЕРЖСТАНДАРТ 12.1.030-81 ССБТ. Електробезпечність. Захисне заземлення, занулення;
- ДСТУ 2708:2006 Метрологія. Повірка засобів вимірювальної техніки. Організація та порядок проведення;
- ГКД 34.20.507-2003 Правила. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж;
- ПУЕ Правила улаштування електроустановок, (Харків, Видавництво «ІНДУСТРИЯ» 2014);
- ДНАОП 1.1.10-1.07-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок;
- СОУ-Н ЕЕ 20.302-2007 – Норми випробування електрообладнання;
- СОУ-Н ЕЕ 20.304:2009 – Норми випробування силових кабельних ліній напругою до 500 кВ.

3. ПОХИБКА ВИМІРЮВАНЬ

Похибка вимірювань відповідає характеристикам, наведеним у таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 Припустимі похибки вимірювання

Найменування вимірюваної величини	Діапазон вимірювань	Похибка вимірювань
Опір ізоляції	від 0 до 10000 МОм	$\delta = \pm 15 \%$
Опір ізоляції	від 200 кОм до 500 ГОм	$\delta = \pm 20 \%$
Випробувальна випрямлена напруга	від 10 кВ до 30 кВ	$\Delta = \pm 0,9$ кВ
	від 10 кВ до 70 кВ	$\Delta = \pm 2,1$ кВ
Струм витоку	від 10мкА до 100 мкА	$\Delta = \pm 2,5$ мкА
	від 100мкА до 500 мкА	$\Delta = \pm 12,5$ мкА
	від 500мкА до 5000 мкА	$\Delta = \pm 125$ мкА
	від 10мкА до 200 мкА	$\Delta = \pm 5,0$ мкА
	від 200мкА до 2000 мкА	$\Delta = \pm 50$ мкА

4. ЗАСОБИ ВИМІРЮВАЛЬНОЇ ТЕХНІКИ І ВИПРОБУВАЛЬНЕ ОБЛАДНАННЯ

Перелік необхідного випробувального обладнання (далі – ВО), засобів вимірювальної техніки (далі - ЗВТ), додаткового обладнання (далі – ДО), засобів захисту (далі – ЗЗ) наведений у таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 Необхідні характеристики ЗВТ, ВО, ДО та ЗЗ

Найменування ЗВТ, ВО, ДО та ЗЗ	Діапазон вимірювань	Клас точності, похибка
1 Мегомметр ЭС0202/2М	від 0 до 10000 МОм; 500 В; 1000 В; 2500 В	кл. т. 15
2 Високовольтна випробувальна установка АИ-70	~ від 0 до 50 кВ = від 0 до 70 кВ	$\Delta = \pm 3$ кВ
3 Високовольтна випробувальна установка SIEMENS -HALSKE	= від 0 до 30 кВ	$\Delta = \pm 3$ кВ
4 Апарат високовольтний АВ-45-01	= від 5 до 45 кВ	$\delta = \pm 3 \%$
6 Секундомір СОПр-2а-3-000	від 0 до 60 с	кл.т. 3
7 Термометр лабораторний	від - 30 °С до +70 °С	$\Delta = \pm 1$ °С
8 Міліампервольтметр М253	від 0 до 75 мА	кл.т. 0,5
9 Засоби захисту:		
- розрядна штанга;		
- діелектричні рукавички;		
- діелектричний килимок;		
- вказівник напруги до й вище 1000 В;		
- ізолюючі оперативні штанги;		
- інструмент із ізолюючими рукоятками;		
- гнучкі мідні проводи;		
- плакати безпеки;		
- переносні заземлення (робоче й захисне)		

4.1 ЗВТ повинні бути повірені відповідно до вимог ДСТУ 2708.

4.2 ВО повинне бути в справному стані та атестоване за ДСТ 24555.

4.3 При проведенні вимірювань допускається застосовувати інші типи ЗВТ, за умови, що їхні метрологічні характеристики не гірші зазначених у таблиці 4.2.

5. МЕТОДИ ВИМІРЮВАНЬ

5.1 Вимірювання опору ізоляції виконується методом безпосередньої оцінки.

5.2 Перевірка електричної міцності ізоляції підвищеною випрямленою напругою виконується візуально.

5.3 Вимір струму витоку виконується методом безпосередньої оцінки.

5.2 Перевірка електричної міцності ізоляції змінною напругою наднизької частоти 0,1 Гц спеціальної прямокутної косинусоподібної форми виконується візуально.

6. ВИМОГИ БЕЗПЕКИ

6.1 При виконанні вимірювань мегомметром, доторкатися до струмоведучих частин, до яких він приєднаний, забороняється. Після закінчення роботи необхідно зняти залишковий заряд з устаткування, що перевіряється, за допомогою його короточасного заземлення.

6.2 Вимірювання при випробуванні силових кабельних ліній бригада проводить у складі не менш двох чоловік, з яких керівник робіт повинен мати групу по електробезпеці не нижче IV, а інші – не нижче III.

6.3 Вимірювання при випробуванні силових кабельних ліній проводяться по ряду.

6.4 Допуск бригади до вимірювань повинен бути виконаний згідно «Правил безпечної експлуатації електроустановок» ДНАОП 1.1. 10-1.01.97 з дотриманням організаційних і технічних заходів, що забезпечують безпечне виконання вимірювань.

6.5 Виконання технічних заходів (відключення, вивішування плакатів, установка огорожень, перевірка відсутності напруги на струмоведучих частинах, накладення заземлень) і допуск бригади виконуються оперативним персоналом.

6.6 Збирання кола (вимірювання при випробуванні) робить персонал бригади, що виконує ці види робіт. Керівник робіт перед початком робіт зобов'язаний перевірити правильність зборки схеми й надійність робочих і захисних заземлень.

6.7 Приєднувати сполучний дріт випробувальної установки до випробуваного об'єкта і від'єднувати його дозволяється за вказівкою особи, що керує випробуваннями. І тільки після заземлення об'єкта.

6.8 Місце вимірювань, а також сполучні дроти, які при випробуваннях перебувають під випробною напругою, захищаються, і в місця випробувань виставляється спостерігач. Огородження виконуються персоналом бригади, що проводить випробування.

6.9 Перед приєднанням випробувальної установки до електромережі 220/380 В на вивід високої напруги установки накладається заземлення. Перетин мідного заземлювача, за допомогою якого заземлюється вивід, повинен бути не менш 4 мм².

6.10 Приєднання випробувальної установки до електромережі напругою 220/380 В виконується через комутаційний апарат з видимим розривом кола або через штепсельну вилку, розташовану на місці керування установкою. Комутаційний апарат обладнується стопорним пристроєм або між рухомими та нерухомими контактами апарата встановлюється ізолююча прокладка.

6.11 Перед подачею випробувальної напруги на об'єкт керівник робіт зобов'язаний перевірити чи всі члени бригади перебувають на зазначених ним місцях, чи вилучені сторонні особи, чи можна подавати випробувальну напругу на устаткування, попередження почуто всіма членами бригади, зняти заземлення з виводу високої напруги випробувальної установки, після чого подати на неї напругу 220/380 В.

6.12 З моменту зняття заземлення вся випробувальна установка, включаючи випробуване устаткування й сполучні дроти, вважаються такими, що знаходиться під напругою, і проводити які-небудь зміни в випробувальній схемі і на випробувальному устаткуванні забороняється.

6.13 По закінченні випробувань керівник робіт повинен знизити напругу випробувальної установки до нуля, відключити її від електромережі 220/380 В, за допомогою розрядної штанги зняти залишковий заряд, заземлити вивід установки і сповістити про це бригаді.

6.14 При виконанні вимірювань необхідно дотримувати правила охорони праці відповідно до ДЕРЖСТАНДАРТУ 12.3.019; ДЕРЖСТАНДАРТУ 12.1.030; ДЕРЖСТАНДАРТУ 12.2.007.0; ДЕРЖСТАНДАРТУ 12.1.004.

7. ВИМОГИ ДО КВАЛІФІКАЦІЇ ОПЕРАТОРІВ

7.1 Проведення вимірювань мають право виконувати тільки працівники, які пройшли спеціальну підготовку та перевірку знань правил техніки безпеки, мають практичний досвід у проведенні вимірювань в умовах діючих електроустановок.

7.2 До виконання вимірювань електричних параметрів силових кабельних ліній 6 кВ і обробці результатів допускають персонал (електромонтерів 4-6 розрядів та ІТП), допущених до високовольтних випробувань і до самостійної роботи, що має середню, середньо-технічну або вищу освіту, що повинен мати при собі діюче посвідчення перевірки знань нормативних актів охорони праці та пожежної безпеки.

8. УМОВИ ВИКОНАННЯ ВИМІРЮВАНЬ

При виконанні вимірювань необхідно дотримуватись наступних умов:

- температура навколишнього середовища від +5 °С до +35 °С;
- відносна вологість повітря від 60 % до 80 %;
- атмосферний тиск від 83 Па до 106 Па (630 мм рт. ст. – 800 мм рт. ст.).

9. ПІДГОТОВКА ТА ВИКОНАННЯ ВИМІРЮВАНЬ

Підготовка до виконання вимірювань електричних параметрів силових кабельних ліній передбачає:

- вивчення технічної документації (умови, місця прокладки) силових кабельних ліній;
- перевірка працездатності ЗВТ та ВО.

9.1 Опір ізоляції

9.1.1 Підготовка до виконання вимірів опору ізоляції силових кабельних ліній.

Перед випробуваннями силові кабельні лінії відключити по обидва боки й зняти електричні заряди за допомогою розрядної штанги.

Перед початком вимірювань необхідно переконатися, що на кабельній лінії немає напруги й на 2 – 3 хв заземлити його для зняття з його можливих залишкових зарядів.

Перед виміром опору ізоляції провести контрольну перевірку мегомметра, що полягає в тому, що перевіряють показання по шкалах при розімкнутих і короткозамкнених проводах. У першому випадку стрілка повинна перебувати в оцінці шкали «∞», у другому в оцінці шкали – «0».

Встановити на приладі передбачувану межу вимірювань. Якщо значення опору невідомо, то щоб уникнути «зашкалення» показника вимірника необхідно починати з найбільшої межі виміру; при цьому необхідно звернути увагу, що точність буде найбільшою при відліку показань у робочій частині шкали.

Зібрати схему, наведену на рис.4.6.

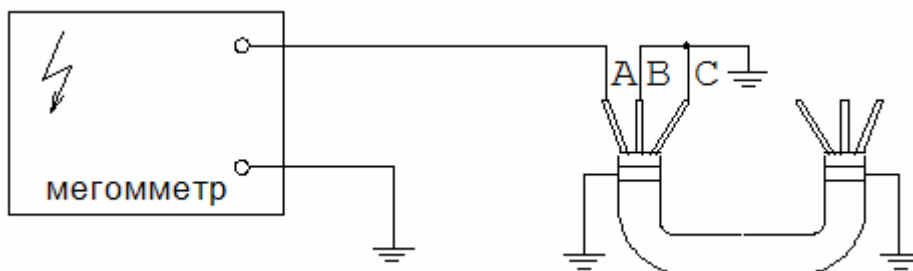


Рис.4.6 Схема виміру опору ізоляції силової кабельної лінії 6 кВ

9.1.2 Виконання вимірів опору ізоляції

Перевірити цілісність і збіг позначень фаз підключених жил кабелю.

По черзі заземлити жили на початку кабелю, а наприкінці зробити вимір опору ізоляції жил щодо землі. Заземлену жилу виявляють за показниками мегомметра, тому що опір її ізоляції на землю буде дорівнює нулю, а двох інших жил - десяткам, навіть сотням МОм.

Вимір опору ізоляції варто робити мегомметром на напругу 2500 В.

Значення опору ізоляції для КЛ не нормується.

Вимір опору ізоляції варто робити до і після випробування кабелю підвищеною напругою.

Вимір опору ізоляції варто робити відповідно до керівництва по експлуатації на прилад.

9.2 Перевірка електричної міцності ізоляції випрямленою напругою й вимірювання струму витoku

9.2.1 Підготовка до виконання вимірювань.

Перед випробуванням підвищеною випрямленою напругою зібрати схему відповідно до рис.4.7.

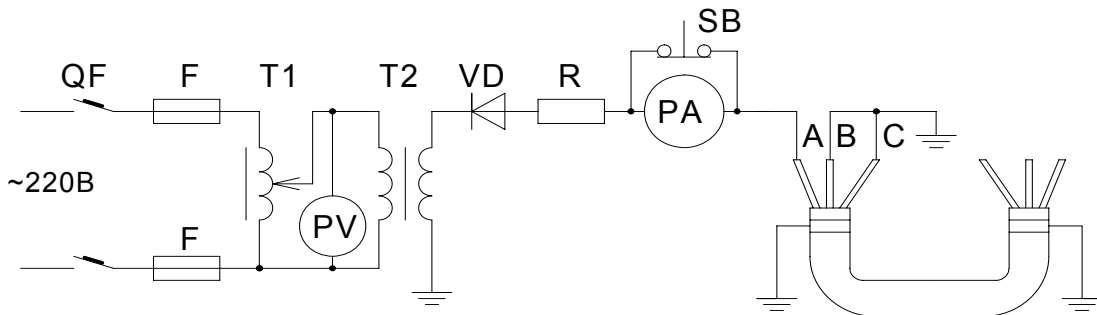


Рис.4.7 Схема випробування ізоляції силової кабельної лінії 6 кВ

9.2.2 Виконання вимірювань.

Випробування підвищеною напругою робити від стороннього джерела відповідно до керівництва по експлуатації на випробувальну установку. Число випробувань – одне, в якості випробувальної напруги використовується випрямлена напруга.

Під тривалістю випробування мається на увазі час прикладання повної випробувальної напруги.

Величина випробувальної напруги й тривалість випробування повинна відповідати вимогам діючої нормативної документації.

Випробовується кожна жила щодо оболонки та інших заземлених жил.

Швидкість підйому напруги до 1/3 випробувальної може бути довільною, подальше підвищення напруги повинне бути плавним, що дозволяє робити відлік показань (випробувальної напруги) по кіловольтметру. Протягом усього періоду витримки кабелю під напругою ведеться спостереження за значенням струму витoku й на останній хвилині випробування повинен бути зроблений відлік показань по мікроамперметрі.

Після досягнення необхідного значення напруги, його витримують протягом необхідного часу, після чого воно повинне бути плавно знижене до значення, що не перевищує 1/3 випробувальної, після чого роблять відключення. Різке зняття напруги допускається в тих випадках, коли це необхідно для безпеки людей або збереження устаткування.

Після випробування кабель розряджається на струмообмежуючий опір.

9.2.3 Результати випробування ізоляції кабелю підвищеною напругою вважаються задовільними, якщо при прикладанні повної випробувальної напруги не спостерігалось

ковзних розрядів, поштовхів струму витоків або наростання сталого значення, пробоїв або перекриттів й якщо опір ізоляції, після випробування залишилося колишнім.

9.2.4 Після випробування ізоляції, кабель повинен бути заземлений і повторений пункт 9.1.2.

9.3 Перевірка електричної міцності ізоляції змінною напругою понаднизької частоти 0,1 Гц спеціальної прямокутної косинусоподібної форми

9.3.1 Підготовка до виконання вимірювань.

Перед випробуванням підвищеною випрямленою напругою зібрати схему відповідно до рис.4.8.

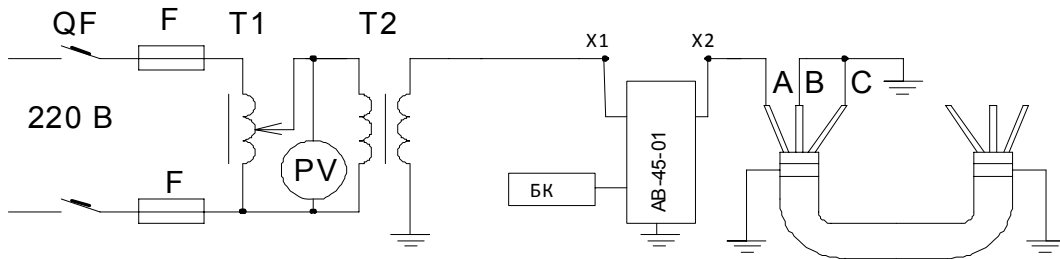


Рис.4.8 Схема випробування ізоляції силової кабельної лінії 6 кВ змінною напругою понаднизької частоти 0,1 Гц спеціальної прямокутної косинусоподібної форми

9.3.2 Виконання вимірювань.

Випробування підвищеною напругою робити від стороннього джерела відповідно до керівництва по експлуатації на випробувальну установку. Число випробувань – одне, в якості випробувальної напруги використовується змінною напругою понаднизької частоти 0,1 Гц спеціальної прямокутної косинусоподібної форми.

Під тривалістю випробування мається на увазі час прикладання повної випробувальної напруги.

Величина випробувальної напруги й тривалість випробування повинна відповідати вимогам діючої нормативної документації.

Випробується кожна жила щодо оболонки та інших заземлених жил.

Швидкість підйому напруги до 1/3 випробувальної може бути довільною, подальше підвищення напруги повинне бути плавним, що дозволяє робити відлік показань (випробувальної напруги) по кіловольтметру. Протягом усього періоду витримки кабелю під напругою ведеться спостереження за значенням струму витоків й на останній хвилині випробування повинен бути зроблений відлік показань по мікроамперметру.

Після досягнення необхідного значення напруги, його витримують протягом необхідного часу, після чого воно повинне бути плавно знижене до значення, що не перевищує 1/3 випробувального, після чого роблять відключення. Різке зняття напруги допускається в тих випадках, коли це необхідно для безпеки людей або збереження устаткування.

Після випробування кабель розряджається на струмообмежуючий опір.

9.3.3 Результати випробування ізоляції кабелю підвищеною напругою вважаються задовільними, якщо при прикладанні повної випробувальної напруги не спостерігалось ковзних розрядів, поштовхів струму витоків або наростання сталого значення, пробоїв або перекриттів й якщо опір ізоляції, після випробування залишилося колишнім.

9.3.4 Після випробування ізоляції, кабель повинен бути заземлений і повторений пункт 9.1.2.

10. ОБРОБКА Й ОЦІНКА РЕЗУЛЬТАТІВ ВИМІРЮВАНЬ

10. Вимірюване значення опору ізоляції повинне бути не нижче 0,5 МОм.

10.2 Оцінка стану кабелю виконується по характеру і значенню струму витoku.

10.2.1 При задовільному стані кабелю струм витoku при підйомі напруги на кожен ділянку шабля спочатку різко зростає (за рахунок заряду ємності кабелю) потім швидко спадає до 10-20 % максимального значення: у кабелів до 10 кВ до 300 мкА.

10.2.2 Кабельна лінія вважається тою, що витримала випробування, якщо під час випробувань не відбулося пробою або перекриття по поверхні кінцевих муфт і значення струмів витoku і їх асиметрії не перевищили нормованих значень, а також не спостерігалось різких поштовхів струму.

10.2.3 Якщо значення струмів витoku стабільні, але перевищують нормовані значення, КЛ може бути уведена в експлуатацію розпорядженням керівництва енергопідприємства, але зі скороченням строку до наступного випробування.

10.2.4 При помітному наростанні струму витoku або появи поштовхів струму, тривалість випробування варто збільшити до 10-20 хв і якщо при цьому не відбуваються пробої, то КЛ може бути включена в роботу з наступним повторним випробуванням через 1 міс.

10.2.5 Якщо значення струмів витoku і асиметрія струмів витoku перевищують нормовані значення, необхідно оглянути кінцеві закладення та ізолятори, усунути видимі дефекти (пил, бруд, вологу і т.п.) і зробити повторні випробування.

11. ОФОРМЛЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ВИМІРЮВАНЬ

11.1 Результати випробувань і вимірювань оформляють протоколом із записом у журнал.

11.2 Запис у журналі засвідчує особу, що проводила випробування і вимірювання, протокол засвідчує особу, що проводила випробування та вимірювання, і начальник ЕТЛ.

12. КОНТРОЛЬ ПОХИБКИ РЕЗУЛЬТАТІВ ВИМІРЮВАНЬ

12.1 Контроль похибки вимірювань по даній МВВ не проводиться. Зазначена в розділі 3 похибка вимірювань по даній МВВ забезпечується своєчасним проведенням перевірки застосовуваних ЗВТ.

4.4 Визначення вторинного навантаження вимірювальних трансформаторів

4.4.1 Визначення вторинного навантаження трансформатора струму

Для того, щоб вимірювальний трансформатор струму працював у регламентованому класі точності, необхідно, щоб навантаження його вторинної обмотки не перевищувало допустимого для даного класу точності значення Z_{don} . Навантаження вторинної обмотки трансформатора струму складається з сумарного опору обмоток реле та вимірювальних приладів та опору з'єднувальних кабелів та проводів.

Дійсне навантаження на трансформатори струму завжди відрізняється від проектного. Це пояснюється неточністю проектних даних щодо довжин кабелів, невизначеністю розрахункової величини перехідних опорів у контактах, приблизному оцінюванню опорів реле та іншими причинами. Крім того, в процесі монтажу часто змінюють довжину, переріз і матеріал кабелів, змінюють монтажні схеми, розподіл реле по обмотках, тощо.

Таким чином, для остаточного визначення вторинного навантаження вторинних обмоток трансформатора струму необхідно провести вимірювання

його фактичного опору після монтажу вторинних струмових кіл. Для визначення повного опору найчастіше використовується метод амперметра-вольтметра. Електрична схема вимірювання приведена на рис.4.9.

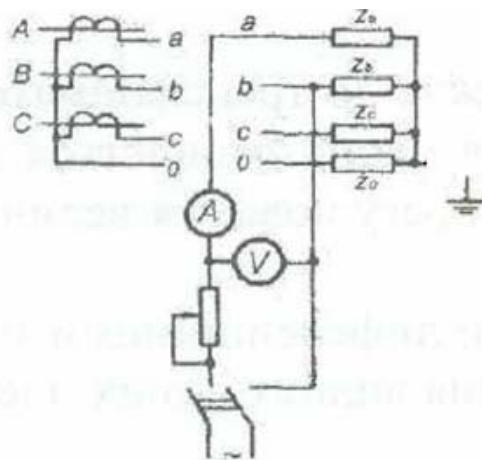


Рис.4.9 Схема вимірювання опору вторинного навантаження трансформатора струму

Для вимірювання фактичного значення вторинного навантаження трансформатора струму виконуються наступні операції:

- на виведеному в ремонт трансформаторі струму розмикаються вторинні кола якомога ближче до самого трансформатора;
- складається схема з рис.4.9;
- вмикається вимикач та реостатом встановлюється значення струму, що дорівнює номінальному вторинному струму;
- визначається падіння напруги за номінального вторинного струму;
- виміри виконуються при підключенні вимірювальної схеми АВ, ВС, СА, АО, ВО, СО. Значення струму у всіх вимірах має бути однаковим.

Розрахунок опору навантаження кожної фази здійснюється за результатами вимірювань по формулам:

$$Z_A = \frac{U_{AB} - U_{BC} + U_{CA}}{2I}, \text{ Ом}; \quad (4.2)$$

$$Z_B = \frac{U_{AB} - U_{CA} + U_{BC}}{2I}, \text{ Ом}; \quad (4.3)$$

$$Z_C = \frac{U_{BC} - U_{AB} + U_{CA}}{2I}, \text{ Ом}; \quad (4.4)$$

З трьох розрахованих величин обирається максимальне, яке приймається в якості характеристики дійсного вторинного навантаження та порівнюється з припустимим паспортним значенням. Умова для роботи трансформатора струму в заданому класі точності виглядає наступним чином:

$$Z_{\phi} = \max \{Z_A; Z_B; Z_C\} < Z_{\phi}^{don}. \quad (4.5)$$

Розрахунок опору навантаження петлі фаза-нуль (для однофазних коротких замикань) здійснюється за результатами вимірювань по формулам:

$$Z_{A-0} = \frac{U_{A0}}{I}, Ом; \quad (4.6)$$

$$Z_{B-0} = \frac{U_{B0}}{I}, Ом; \quad (4.7)$$

$$Z_{C-0} = \frac{U_{C0}}{I}, Ом; \quad (4.8)$$

З трьох розрахованих величин обирається максимальне, яке приймається в якості характеристики дійсного вторинного навантаження в режимах однофазних коротких замикань та порівнюється з відповідним припустимим паспортним значенням. Умова для роботи трансформатора струму в заданому класі точності при однофазному КЗ виглядає наступним чином:

$$Z_{\phi-0} = \max \{Z_{A-0}; Z_{B-0}; Z_{C-0}\} < Z_{\phi-0}^{don}. \quad (4.9)$$

Значення $Z_{\phi-0}$ завжди більше ніж Z_{ϕ} , тому дуже частими є випадки, коли умова (4.9) не виконується. В такому випадку найефективнішим рішенням для зменшення величини $Z_{\phi-0}$ є зменшення величини опору нульового проводу шляхом паралельного підключення до робочої жили струмового кабелю однієї або декількох резервних жил.

В ряді випадків під час експлуатації зручніше визначати опір навантаження без виведення трансформатора струму в ремонт. Для електричної схеми вимірювання (рис.4.10) використовуються високоомний вольтметр та струмові кліщі.

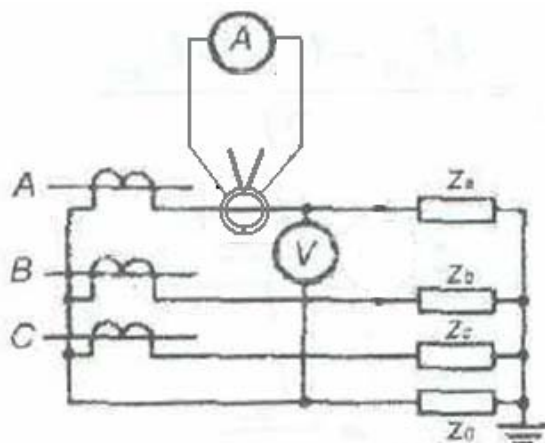


Рис.4.10 Схема вимірювання опору вторинного навантаження трансформатора струму без його виведення в ремонт

Вимірювані величини та розрахункові формули аналогічні вимірюванням за методом амперметра-вольтметра після виведення трансформатора струму в ремонт. Перевагою цього методу є можливість оцінювання вторинного навантаження в будь-який момент часу на діючому обладнанні. Недоліком – нижча точність вимірювань і розрахунків через неможливість регулювати робочий вторинний струм.

4.4.2 Розрахунок вторинного навантаження трансформатора напруги

Під час нового увімкнення трансформатора напруги і в разі зміни їхньої схеми і вторинного навантаження треба виконувати розрахункову перевірку відповідності навантаження необхідному класу точності. Розрахунок для визначення навантаження трансформатора напруги треба виконувати за даними про споживання окремих реле та приладів, приєднаних до кіл напруги. В разі відсутності даних про споживання потужності реле та приладами їх треба виміряти.

Споживання потужності релейної та вимірювальної апаратури виражають у вольт-амперах (ВА). Для вимірювальних приладів його, зазвичай, задають за номінальною напругою 100 В, а для реле – і за інших значень напруги. Для розрахунку споживання всієї апаратури, увімкненої на лінійну напругу, має бути приведене до 100 В, а апаратури, увімкненої на фазну напругу – до напруги $100 / \sqrt{3}$ В. Приведення до розрахункової напруги виконується за формулою:

$$S_{розр} = \left(\frac{U_{розр}}{U} \right)^2 S_U . \quad (4.10)$$

де $S_{розр}$ – споживання за розрахункової напруги, ВА; $U_{розр}$ – розрахункова напруга, В; U – напруга вторинної обмотки трансформатора напруги, В; S_U – споживання, задане за напруги U , В.

Якщо відомо тільки опір реле або приладу Z , то споживання визначається за виразом:

$$S_{розр} = \frac{U_{розр}^2}{Z} . \quad (4.11)$$

Для розрахунку максимального навантаження вторинних обмоток трансформатора напруги, з'єднаних у «зірку», треба визначити сумарні навантаження, увімкнені на міжфазні напруги S_{ab} , S_{bc} , S_{ca} і на фазні напруги S_a , S_b , S_c . В розрахунок вводять два найбільші з міжфазних навантажень і найбільше фазне навантаження. Вони позначаються S_1 , S_2 та S_ϕ відповідно. Навантаження найбільш завантаженої фази визначається за виразом:

$$S_{\text{нав.}\phi} = \frac{S_2}{\sqrt{3}} \sqrt{K^2 + K + 1} + S_\phi, \quad (4.12)$$

де K – це коефіцієнт, який дорівнює S_1/S_2 .

Для розрахунку максимального навантаження вторинних обмоток трансформатора напруги, з'єднаних у відкритий «трикутник» також використовується вираз (4.12) з урахуванням того, що $S_\phi = 0$.

Для розрахунку максимального навантаження вторинних обмоток трансформатора напруги, з'єднаних у розімкнений «трикутник», необхідно визначити суму приведених потужностей всіх підключених реле та приладів. Розрахована таким чином величина і є шуканою.

Умова роботи трансформатора напруги в заданому класі точності виглядає наступним чином:

$$S_{\text{нав.}\phi} < S_{\text{дон}}. \quad (4.13)$$

Якщо умова не виконується, то необхідно замінити ряд реле та приладів на такі, що мають аналогічні функції, але менше споживання.

ЛІТЕРАТУРА

1. Гончаров А.Н. Гидроэнергетическое оборудование гидроэлектростанций и его монтаж. – М.: Энергия, 1972. – 320 с.
2. Агеев Ю.Н., Богданов Н.Н. Ремонт гидрогенераторов. – Л.: Энергоиздат, 1982. – 198 с.
3. Славченко Н.А. Справочник молодого рабочего по трансформаторам. – М.: Высшая школа, 1964. – 232 с.
4. Справочник по монтажу электроустановок промышленных предприятий. Книга первая. Под ред. В.В. Белоцерковцева и Б.А. Делибаша. – М.: Энергия, 1976. – 392 с.
5. Мусаэлян Э.С. Наладка и испытание электрооборудования электростанций и подстанций. – М.: Энергия, 1979. – 464 с.
6. Васильев А.А., Крючков И.П., Няшкова Е.Ф., Околович М.Н. Электрическая часть станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
7. Коптев А.А. Монтаж кабельных сетей. – М.: Высшая школа, 1983. – 248 с.
8. ГКД 34.20.661-2003. Правила організації технічного обслуговування та ремонту обладнання, будівель і споруд електростанцій та мереж. – К.: ГРІФРЕ, 2006. – 226 с.
9. Кондахчан В.С. Эксплуатация трансформаторов. – М.-Л.: Государственное энергетическое издательство, 1957. – 302 с.
10. ГОСТ ИСО 10816.1-97. Контроль состояния машин по результатам измерения вибрации на невращающихся частях. – Минск: МССМС, 1998. – 14 с.
11. РД 34.31.305-96. Методические указания по определению форм ротора и статора гидрогенераторов и оценке симметрии воздушного зазора. – М.: ИПК Издательство стандартов, 1997. – 8 с.
12. Элькинд Ю.М. Контроль вибрации мощных гидрогенераторов. – М.: Энергия, 1979. – 168 с.
13. Правила технічної експлуатації електричних станцій і мереж. – Київ, 2003. – 598 с.
14. СОУ-Н ЕЕ20.302:2007. Норми випробування обладнання. К.: ГРІФРЕ, 2007. – 232 с.
15. Обнаружение дефектов гидрогенераторов. Под ред. Под ред. П.Г. Мамиконянца и Ю.М. Элькинда. М.: Энергоатомиздат, 1985. – 320 с.
16. Миронов В.Г. Основы технологий цифровой обработки сигналов. – Электричество. – 2001. – № 3. – С.60-69.
17. СОУ-Н МПЕ 40.1.35.301:2004. Перевірка трансформаторів струму, які використовуються в схемах релейного захисту. Інструкція. – К.: ГРІФРЕ. – 80 с.
18. СОУ-Н МПЕ 40.1.35.302: 2006. Перевірення трансформаторів напруги та їх вторинних кіл. Інструкція. – К.: ГРІФРЕ. – 116 с.

Методичне видання

Володимир Панасович Кобець
ст. викладач
Володимир Валерійович Літвінов
к.т.н., доцент

МОНТАЖ, НАЛАГОДЖЕННЯ, ОБСЛУГОВУВАННЯ ТА ДІАГНОСТИКА ОБЛАДНАННЯ ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ

Навчально-методичний посібник
для студентів ЗДІА
напряму 6.050602 та спеціальності 8.05060201 «Гідроенергетика»
денної та заочної форм навчання

Підписано до друку 03.07.2015р. Формат 60x84 1/32. Папір офсетний.
Умовн. друк. арк. 3,6. Наклад 3 прим.
Внутрішній договір № 103/15

Запорізька державна інженерна академія
Свідоцтво про внесення до Державного реєстру суб'єктів
видавничої справи ДК № 2958 від 03.09.2007 р.

Віддруковано друкарнею
Запорізької державної інженерної академії
з оригінал-макету авторів

69006, м. Запоріжжя, пр. Леніна, 226
ЗДІА