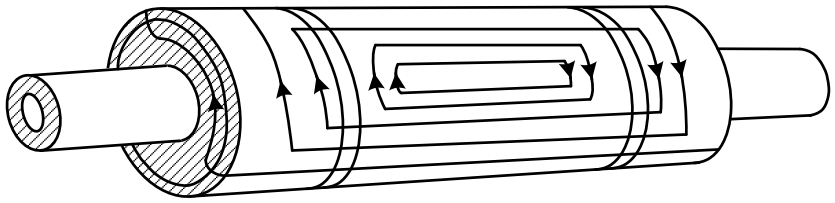
В. М. Лагутін, В. В. Нетребський, В. В. Тептя

ОБСЛУГОВУВАННЯ ТУРБО- ТА ГІДРОГЕНЕРАТОРІВ



Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет

В. М. Лагутін, В. В. Нетребський, В. В. Тептя

ОБСЛУГОВУВАННЯ ТУРБО- ТА ГІДРОГЕНЕРАТОРІВ

Навчальний посібник

Вінниця
ВНТУ
2017

УДК 621.316(075)
ББК 31.27-05я73
Л14

Рекомендовано до друку Вченою радою Вінницького національного технічного університету Міністерства освіти і науки України (протокол № 7 від 26.02.2015 р.)

Рецензенти:
В. М. Лисогор, доктор технічних наук, професор
В. М. Кутін, доктор технічних наук, професор
Л. Б. Терешкевич, кандидат технічних наук, доцент

Лагутін, В. М.
Л14 Обслуговування турбо- та гідрогенераторів / В. М. Лагутін, В. В. Нетребський, В. В. Тептя. – Вінниця : ВНТУ, 2017. – 98 с.

В посібнику розглядаються загальні питання обслуговування та нагляду за турбо- та гідрогенераторами електричних станцій.

Посібник призначений для студентів вузів електроенергетичних спеціальностей.

УДК 621.311(075)
ББК 31.27-05я73

© ВНТУ, 2017

ЗМІСТ

Вступ 4
1 Загальні відомості 7
2 Нормальні режими роботи генераторів 14
3 Нагляд та догляд за генератором 24
4 Ненормальності в роботі генератора та їх усунення 38
5 Особливі режими роботи генератора 59
6 Випробування та перевірки генератора 73
Висновки 81
Список літератури 82
Додаток А. Загальний вигляд турбогенератора 83
Додаток Б. Загальний вигляд гідрогенератора 84
Додаток В. Допустимі опори ізоляції електричних машин 85
Додаток Г. Випробувальна напруга для обмоток електричних машин 88
Додаток Д. Типова програма приймально-здавальних випробувань під час монтажу турбогенераторів 100 ÷ 1200 МВт 91
Додаток Е. Типова програма комплексних випробовувань блоків генератор-трансформатор при обертовому роторі 92
Словник найбільш вживаних термінів 97

ВСТУП

На сучасних електростанціях застосовують синхронні генератори трифазного змінного струму, які з'єднуються з первинними двигунами за допомогою муфт, зазвичай з паровими турбінами або гідротурбінами. В першому випадку вони називаються турбогенераторами (ТГ), в другому – гідрогенераторами (ГГ), а сумісно з первинними двигунами створюють відповідно турбоагрегат або гідроагрегат.

Ці агрегати є основним енергетичним устаткуванням станцій, найбільш складним та відповідальним, особливо в тих випадках, коли вони мають одиничні потужності в сотні тисяч кіловат.

ТГ виготовляють швидкохідними на 3000 та 1500 об/хв, а ГГ – за великих потужностей на $60 \div 125$ об/хв, за середніх та малих – на $125 \div 750$ об/хв. Такий широкий діапазон швидкостей гідрогенераторів пов'язаний з великою різноманітністю напорів і витрат води на різних ГЕС.

При номінальній частоті 50 Гц швидкохідні ТГ на 3000 об/хв мають ротор з однією парою полюсів. Ротори таких машин виготовляються неявнополюсними та являють собою циліндричну масивну цільноковану поковку (бочку) з вуглеводистої або спеціальної сталі.

Уздовж бочки ротора фрезують радіальні пази, в які укладають обмотку збудження. Для утримання лобових частин обмотки, які розташовано поза пазами, використовують бандажні кільця з високоміцної немагнітної сталі.

Після укладання обмотки в пази ротора вставляють сталеві або дюралеві клини для утримання обмотки від зсуву під час обертання.

Циліндричний каркас статора ТГ обшивається товстими сталевими листами за допомогою зварювання і створює нерознімний герметичний корпус.

Осердя статора шихтується зі штампованих у вигляді сегментів листів електротехнічної сталі товщиною 0,5 мм, які складаються в пакети товщиною $40 \div 60$ мм; між пакетами при укладанні або в корпусі створюються радіальні вентиляційні канали шириною в 10 мм.

Обмотка статора укладається в пази осердя однією або двома паралельними вітками. Виводи обмотки розташовуються в нижній частині статора зі сторони збудника. Кількість виводів може бути 6,9 або 12 залежно від числа паралельних віток обмотки та можливих внутрішніх з'єднань.

В пазах обмотка закріплюється дерев'яними або текстолітовими клинами, а її лобові частини закріплюються до кронштейнів за допомогою сталевих бандажних кілець. Потужні тихохідні гідрогенератори виконуються з вертикальним розташуванням вала. У верхній частині агрегату розташовується генератор, а в нижній – гідротурбіна.

Через те, що гідрогенератори працюють при малих обертах, їх ротори виконуються як явнополюсні конструкції з великою кількістю полюсів. Ротори потужних гідрогенераторів досягають діаметра $14 \div 16$ м, а статори – $20 \div 22$ м.

Ротор гідрогенератора виконується з шихтованим ободом, що складається з окремих частин, які набрані з листової сталі товщиною $4 \div 6$ мм. Полюси кріпляться до обода ротора Т-подібними хвостами за допомогою болтів та клинів.

Полюси ротора обладнують поперечною заспокійливою обмоткою з мідних стержнів, яка укладається в пазах полюса біля периферії, створюючи заспокійливу короткозамкнену обмотку. Ця обмотка призначена для заспокоювання коливань ротора гідрогенератора при будь-якому зміненні його навантаження. Ці обмотки вступають в дію всякий раз при відхиленні швидкості ротора від синхронної.

При навантаженні або розвантаженні генератора виникає деяке ковзання, оскільки ротор забігає вперед або відстає. Завдяки цьому в заспокійливій обмотці будуть наводитися струми та виникатиме асинхронний момент ротора: при випередженні – генераторний, при відставанні – двигунний. В першому випадку ротор гальмується, в другому – підганяється до синхронної частоти.

В турбогенераторі роль заспокійливої обмотки виконує масивна бочка ротора та металеві клини, які закріплюють обмотку збудження в пазах ротора.

Електричні машини випускають для роботи у певних умовах. Якщо машина працює безвідмовно в умовах, для яких вона спроектована та виготовлена, то відповідний їй режим називається номінальним або нормальним.

За необхідності допускається робота генератора з номінальною потужністю та відхиленням напруги від номінального значення в межах $\pm 5\%$. Тривало допустима в експлуатації напруга не повинна перевищувати 110% номінального значення, але при цьому необхідно, щоб струм ротора не перевищував номінального значення.

Неявна реактивна потужність генератора може бути визначена за номінальним коефіцієнтом потужності: $Q_г = P_г \cdot \mathrm{tg}\varphi_г$. Змінення реактивної потужності генераторів досягається відповідним зміненням струму збудження. В межах, які задаються номінальними струмами статора і ротора, під час зменшення видаваної активної потужності генератора можливо певне збільшення його реактивної складової.

Згідно з діючими нормативами номінальній потужності генератора відповідає певна температура охолоджувального середовища та тривало допустима температура нагріву обмоток статора і ротора, а також активної сталі магнітопроводу.

Таким чином, потужність генератора визначається допустимим нагрівом його частин, а допустимі нагріви залежать від теплостійкості ізоляційних матеріалів, які використовують при виготовленні обмоток машин.

Ізоляція роторів та статорів відрізняється великою різноманітністю; в основному використовують ізоляцію класу В. Для того, щоб підтримувати нагрів ізоляції в межах допустимих за нормами температур, в генераторах здійснюється охолодження обмоток та активної сталі.

Ізолювальні матеріали електричної машини в процесі її експлуатації зазнають старіння та втрачають ізолювальні та механічні властивості, тому підтримання температури нагріву ізоляції на рівні, який передбачається нормами, є обов'язковою умовою збереження терміну служби генератора.

Прилади контролю температури активних частин генератора та температури охолоджувального газу встановлюються на блочному щиті керування.

Внаслідок неминучих виробничих відхилень різні машини за своїми експлуатаційними та економічними показниками мають деякий розкид. Через те встановлено граничні відхилення на ряд показників, які нормуються стандартами або технічними умовами. Тому машина задовольняє усі вимоги, якщо всі її нормовані показники не виходять за межі допустимих значень.

1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ

Основою технічного прогресу у всіх галузях господарства є широка електрифікація держави, яка потребує збільшення енергетичної бази. Темпи розвитку енергетики можуть бути здійснені будівництвом електростанцій.

Залежно від виду первинного двигуна синхронні генератори розділяються на турбогенератори (привод – парова турбіна), гідрогенератори (привод – водяна турбіна) та дизель-генератори (привод – дизель).

Основна різниця конструкції генераторів пов'язана зі швидкістю обертання первинного двигуна. Оскільки парові турбіни мають більшу швидкість обертання, то турбогенератори зазвичай виконуються на 3000 та 1500 об/хв; водяні турбіни та дизель-генератори мають меншу швидкість обертання, і тому гідрогенератори і дизель-генератори виконуються на 1000 об/хв і менше.

У турбогенераторів і гідрогенераторів конструкція обмоток статорів в основному однакова (різниця в довжині активної сталі та кількості пазів). В пази осердя закладаються в два шари ізольовані стержні обмотки. Вони закріплюються в пазах клинами з ізоляційного матеріалу (текстоліт, дерево). Кінці стержнів з обох сторін осердя з'єднуються за допомогою паяння, створюючи безперервну трифазну обмотку. Частини обмотки, які розташовані поза пазами, називаються лобовими частинами, а місця паяння окремих стержнів – головками.

Стержні, включаючи й їх лобові частини, ізолюються мікастрічкою, яка просочена асфальтобітумним лаком. Процес просочення, який включає вакуумне сушіння ізольованого стержня і наступне просочення його під тиском при температурі 150 ºС, називається компаундуванням, а сама ізоляція – копмаундованою.

Головки стержнів ізолюються окремо, без компаундування. Конструкції роторів турбо– і гідрогенераторів значно відрізняються.

Ротори турбогенераторів (неявнополюсні) складаються з циліндричної сталевої поковки («бочки») з профрезерованими пазами, в які укладена обмотка.

Така конструкція ротора визначається великою швидкістю його обертання, яка викликає значні відцентрові зусилля. Пазова частина обмотки ротора турбогенератора закріплюється металевими (дюралевими) клинами. Лобові частини закріплюються за допомогою суцільних сталевих бандажних кілець до бочки ротора та до вала генераторів різних типів.

Турбогенератори виконуються з горизонтальним валом; ротор у них обертається в підшипниках, які винесено за межі корпусу статора. Циліндрична частина статора закрита знімними торцевими щитами, через які виходить вал ротора. В місцях проходу вала через щити встановлюються

ущільнення, які не дозволяють навколишньому повітрю потрапляти в генератор (для запобігання запилення або зволоження).

Під стояками підшипників прокладається ізоляційна прокладка, яка запобігає протіканню струму по контуру вал ротора – підшипники – фундаментна плита. Виникнення такого струму за відсутності прокладки або за її пробою відбувається внаслідок наведення напруги на кінцях вала через несиметрії магнітного поля статора, що є наслідком несиметрії магнітного опору на шляху основного потоку або нерівномірності зазору між ротором і статором.

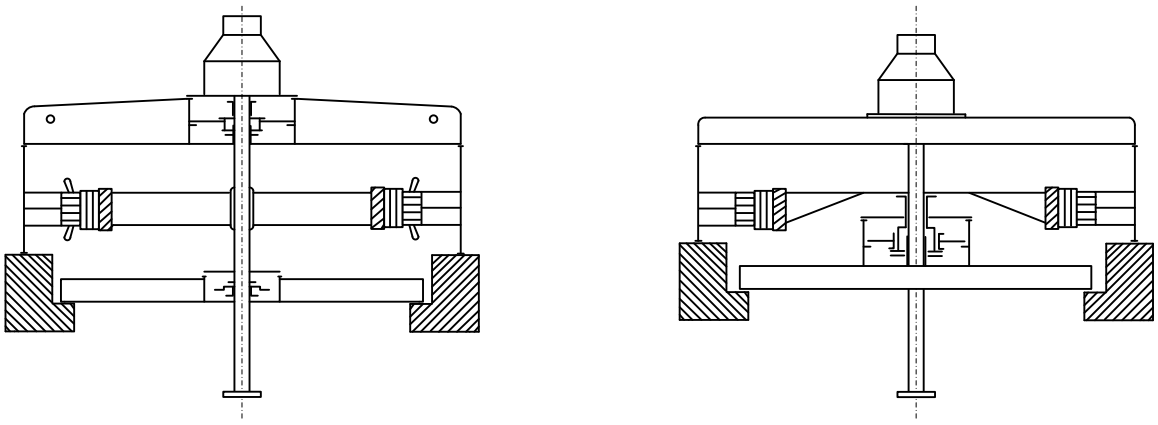
Ротор гідрогенератора (явнополюсний) складається з окремих полюсів, які закріплено на ободі, що з'єднаний спицями з машиною, яка посаджена на вал. Полюси складаються з масивного або шихтованого осердя з полюсним наконечником та обмоткою. Обмотка виконується у вигляді однорядної котушки з ізольованої полосової міді, яка згинається на вузьке ребро. У крупних гідрогенераторів шихтовані осердя мають вентиляційні канали. На нижній поверхні нижнього обода ротора на вибіганні притискуються колодки гальм.

Деякі гідрогенератори забезпечені заспокійливою (демпферною) обмоткою, яка являє собою ряд масивних латунних або бронзових стержнів, закладених в полюсні наконечники та з'єднаних між собою з обох сторін полюса замикальними полюсами. Призначення заспокійливої обмотки в тому, щоб при роботі генератора з несиметричним навантаженням зменшити нагрів обмотки збудження та полюсів наведеними в них струмами подвійної частоти. Вона також сприяє зменшенню коливань навантаження при різких його змінах та при коротких замиканнях.

У вертикальних гідрогенераторах вал ротора обертається в підшипниках, з яких один є опорним, а інший напрямним. Опорний підшипник витримує осьове навантаження від ваги обертових частин генератора і турбіни, а також від реакції води, яка надходить по лопатях турбіни. Він називається підп'ятником і розташовується або на верхній хрестовині над ротором генератора (таке виконання гідрогенератора називається підвісним), або на нижній хрестовині, тобто нижче ротора гідрогенератора (таке виконання називається парасольним) (рисунок 1).

В підвісній котушці гідрогенератора напрямні підшипники встановлюються на верхній та нижній хрестовинах, а в парасольній – тільки на верхній.

Всі підшипники та підп'ятник змащуються маслом шляхом примусової системи змащування під тиском. Нижня хрестовина опирається на фундамент генератора, а верхня встановлюється на корпусі статора, який через фундаментну плиту також опирається на фундамент.



а) підвісне б) парасольне

Рисунок 1 – Схема зображення виконання гідрогенератора

В корпусі крупних гідрогенераторів розташовуються і повітроохолоджувачі.

При роботі генератора в основних його частинах (осерді статора і ротора) виділяється тепло, яке відводиться повітрям.

Тепло, яке віддається в міді обмотки статора, через ізоляцію стержня віддається повітрю, яке проходить через радіальні вентиляційні канали осердя та в повітряному зазорі між статором і ротором. При цьому частина тепла відводиться безпосередньо від поверхні ізоляції (у вентиляційних каналах), а більша частина спочатку віддається зубцям осердя і вже потім охолоджувальному повітрю. Зубці є найбільш нагрітою частиною осердя статора тому, що їм передається нагрів обмотки, та тому, що внаслідок зменшення об’єму сталі в них зростає індукція, а отже, і втрати на намагнічування.

Тепло, яке виділяється в міді обмотки ротора турбогенератора, проходить через ізоляцію, а потім через бочку, зубці та пазові клини (а в лобових частинах – через бандажі) і відводиться повітрям з поверхні ротора. В гідрогенераторах тепло, яке виділяється в міді обмоток полюсів ротора, відводиться через ізоляцію повітрям, яке їх обдуває.

Нагрів будь-якої частини машини залежить від втрат потужності, яка виділяється у цій частині. Втрати в генераторі поділяються на втрати внаслідок проходження струму по обмотках (втрати в міді) та втрати на намагнічування активної сталі (втрати в сталі), втрати в колах збудження та механічні втрати (на тертя в підшипниках, вентиляційні втрати).

В турбогенераторах з повітряним охолодженням основну роль відіграють вентиляційні втрати:

– 35% в машинах потужністю 25 МВт;

– 52% в машинах потужністю 100 МВт.

Біля 20% становлять втрати на намагнічування активної сталі. Втрати в міді у більш крупних генераторах становлять меншу величину, ніж в потужних машинах:

– 12% в машинах потужністю 100 МВт;
– 21% в машинах потужністю 25 МВт.

Втрати на тертя та збудження становлять приблизно по 12%.

В гідрогенераторах внаслідок порівняно малої швидкості обертання роторів вентиляційні втрати становлять меншу частку загальних, і тому переважають втрати в обмотці статора.

Сучасні турбо- та гідрогенератори охолоджуються по системі самовентиляції, тобто циркуляція охолоджувального повітря здійснюється вентиляторами, розташованими на валу ротора.

Система вентиляції генератора називається проточною, якщо повітря подається в машину ззовні і, проходячи через нього, викидається назовні.

Якщо в генераторі циркулює одна і та сама кількість повітря, яке охолоджується в повітроохолоджувачі, система називається замкненою. Нагріте повітря віддає тепло воді, яка циркулює по трубах охолоджувача.

В турбогенераторах проточна вентиляція використовується, головним чином, в невеликих машинах тому, що з зовнішнім повітрям в машину заноситься пил і обмотка ротора буде сильно забруднюватися, навіть якщо повітря забирається ззовні через фільтр.

За замкненої системи вентиляції пил в машину потрапляє тільки за рахунок всмоктування повітря у вентиляційний тракт через нещільності, і тому ступінь запилення обмоток буде незначною.

В турбогенераторах залежно від потужності використовуються різні схеми циркуляції охолоджувального повітря. При потужності до 4 МВт застосовують односторонню вісну вентиляцію, при якій подавання повітря здійснюється пропелерним вентилятором, який розташований на валу генератора. При такій схемі повітря проходить через генератор уздовж осі ротора в одному напрямку, внаслідок чого нагрів активних частин неоднаковий – ближче до вентилятора, де повітря ще не встигло нагрітися, охолодження активних частин краще, ніж у кінці машини, де повітря нагріте більше.

В більш потужних генераторах, які мають більшу довжину, одностороння схема вентиляції неприпустима, оскільки нерівномірність нагріву машини буде надто великою. В таких турбогенераторах використовується двостороння вісна схема, тобто подавання повітря з обох сторін генератора, для чого на валу ротора встановлюються два вентилятори, які подають повітря двома потоками, направленими до середини машини. Однак в такому випадку не отримується повна рівномірність нагріву статора. Середина статора нагрівається більше, ніж лобові частини.

Найкраще вирішення питання рівномірного охолодження досягається використанням багатоструменевої радіально-осьової системи вентиляції. При такій схемі статор розділяється площинами, які перпендикулярні до

осі машини, на декілька відсіків. В частину відсіків (відсіки холодного повітря) подається охолоджене повітря, а в інші відсіки (відсіки нагрітого повітря) надходить нагріте повітря, яке потім охолоджується в повітроохолоджувачах. Відсіки нагрітого та холодного повітря чергуються між собою, і нагрів статора стає відносно рівномірним.

Циркуляція повітря при цій системі здійснюється таким чином. Холодне повітря всмоктується вентиляторами від зовнішнього повітроохолоджувача, який встановлено під генератором, по каналах (повітроводах) під щити статора. Потім вентилятори подають його в зону лобових частин обмотки статора, де створюється тиск, вищий атмосферного. Частина повітря направляється в повітряний зазор генератора, звідки по радіальних вентиляційних каналах в активній сталі статора проходить до спинки статора в відвідні канали нагрітого повітря.

Другий потік повітря від вентилятора потрапляє через вісні канали в відсіки холодного повітря, а звідти по радіальних вентиляційних каналах в активній сталі – в повітряний зазор. З повітряного зазору по радіальних каналах активної сталі цей потік повітря також виходить у відвідні канали нагрітого повітря.

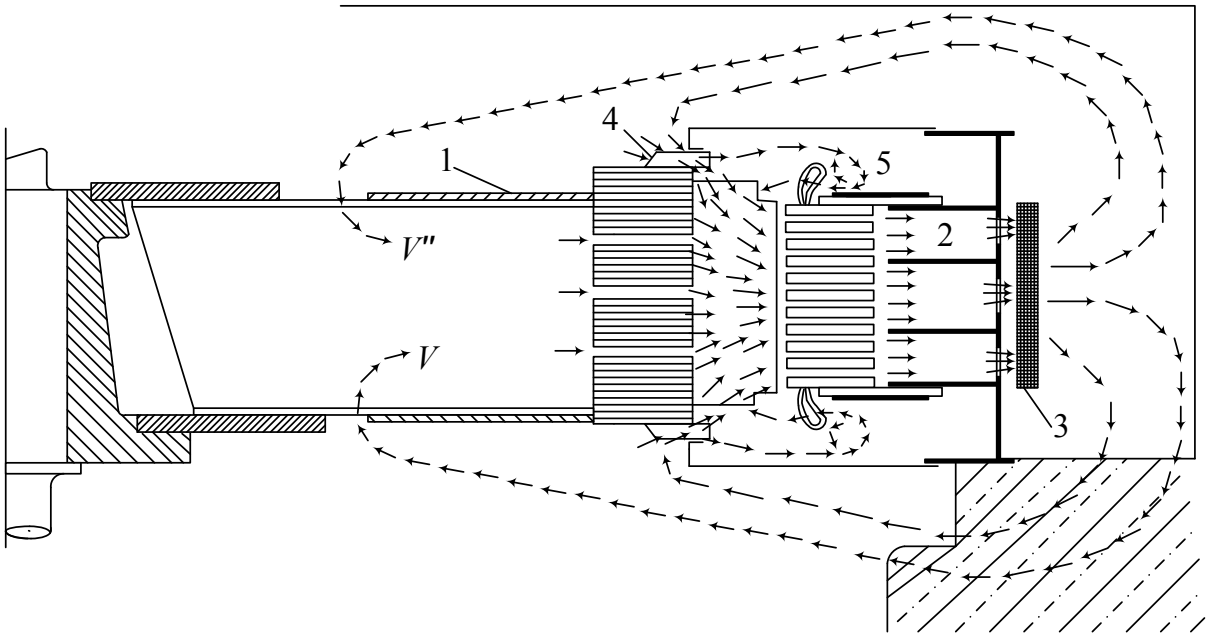
Тут на лобові частини обмотки статора надходить холодне повітря відразу після вентилятора, що покращує їх охолодження. Пазова частина обмотки охолоджується повітрям, яке частково нагріте (за рахунок проходження його через активну сталь або лобові частини обмотки).

Особливістю вентиляції тихохідних багатополюсних гідрогенераторів є те, що циркуляція повітря, в основному, забезпечується спицями самого ротора і лише незначна частка – вентиляторами.

В гідрогенераторах також використовують як проточну, так і замкнену системи вентиляції, причому остання – для гідрогенераторів потужністю більше 10 МВт.

Проточна система у гідрогенераторів (ГГ) може використовуватися для машин більших потужностей, ніж у турбогенераторів (ТГ). Це пояснюється тим, що ГГ мають значно меншу швидкість обертання ротора та швидкість повітря в вентиляційних каналах, завдяки чому і занесення пилу в систему вентиляції зменшується. В ГГ невеликої потужності з проточною системою охолодження використовується одностороння схема вентиляції, тобто повітря до вентилятора підходить з одної сторони ротора (наприклад, знизу) і до другого вентилятора потрапляє, вже проходячи між спицями ротора. Напрям потоку повітря – радіальний, тобто від щита генератора через радіальні канали в активній сталі до спинки статора і потім назовні по повітроводу нагрітого повітря.

Система вентиляції більш крупних тихохідних ГГ є загальною для машин підвісного та парасольного типів (рисунок 2) і здійснюється за двосторонньою схемою.



1 – ротор; 2 – статор; 3 – повітроохолоджувач;
4 – вентилятор на роторі; 5 – напрямні щити

Рисунок 2 – Схема циркуляції охолоджувального повітря в гідрогенераторі з замкненою системою охолодження

Повітря після охолоджувача подається на обидві сторони ротора – зверху та знизу. Частина повітря всмоктується вентиляторами і надходить на лобові частини обмотки статора. Друга частина потрапляє в зазор, проходячи обід та охолоджуючи при цьому обмотку ротора.

Обидва потоки повітря, змішуючись, охолоджують обмотку та активну сталь статора і виходять через канали нагрітого повітря до повітроохолоджувача.

Потрібно відмітити, що на лобові частини потрапляє невелика частка загального повітряного потоку і, крім того, через завихрення навколо них та в вузьких каналах між ними (оскільки потік повітря не у всіх контурах машин проходить через лобові частини в одному напрямку) ефективність охолодження у більшості ГГ невисока і лобові частини обмотки статора є найбільш нагрітими частинами машини.

Має місце також нерівномірність нагріву по довжині машини, причому зазвичай більше нагріваються верхні частини активної сталі на обмотці статора.

Для вимірювання температури окремих частин під час експлуатації генератори обладнані приладами теплового контролю.

Температура активної сталі, обмотки статора і повітря всередині генератора вимірюється термометрами опору.

Принцип дії термометра опору основано на зміненні опору мідного дроту, з якого він виготовлений, при зменшенні його температури. Станда-

ртні термометри опору, які використовуються в сучасних вітчизняних генераторах, мають опір 53 Ом при 0 ºС. Термометри опору підключаються до логометра, шкала якого проградуйована в градусах Цельсія.

Для вимірювання температури активної сталі термометри опору розміщують на дно паза, для вимірювання температури обмотки – між верхнім і нижнім стержнями в пазу. Встановлення термометрів опору здійснюється при укладанні обмотки статора.

Для вимірювання температури повітря термометри опору розташовують в його потоці. Кількість та місце встановлення термометрів опору залежить від типу генератора.

Крім термометрів опору на генераторах встановлюються також і ртутні термометри, які вимірюють температуру холодного та нагрітого повітря.

У генераторів малої потужності (приблизно до 500 ÷ 750 кВт) термометри опору не встановлюють, а про нагрів судять по різниці температури охолоджувального повітря, яке входить і виходить з машини.

Для вимірювання температури обмотки ротора термометри опору не застосовуються, оскільки дуже важко здійснити виведення їх кінців від обертового ротора до приладу. Тому для вимірювання опору обмотки використовують метод опору, тобто порівнюють опір постійного струму обмотки ротора в нагрітому і холодному станах та на основі цього обчислюють його температуру. Опір обмотки отримують за законом Ома при відомих напрузі на кільцях ротора та струмі в обмотці ротора. Оскільки опір обмотки малий (становить десяті частки Ома), вимірювання опору повинно здійснюватися дуже ретельно і, крім того, приладами високого класу точності. Вимірювання напруги на кільцях ротора здійснюється за допомогою спеціальних щіток, для того щоб виключити вплив опору між кільцями та робочими щітками.

Вказаним способом вимірюється середня температура всієї обмотки ротора.

Все сказане вище про теплоконтролі відноситься як до турбо-, так і до гідрогенераторів.

2 НОРМАЛЬНІ РЕЖИМИ РОБОТИ ГЕНЕРАТОРІВ

Нормальними режимами роботи генераторів вважаються всі режими, для яких генератор призначений і в яких генератор може довго працювати за умов відхилення основних параметрів (напруги і струму, частоти, коефіцієнта потужності та температури повітря) від номінальних значень в межах, допустимих стандартами або технічними умовами для генераторів даного типу.

З номінальними значеннями параметрів генератор може працювати як завгодно довго.

Повна потужність генератора не повинна перевищувати номінальну (паспортну) величину при номінальних умовах охолодження (тобто при розрахунковій температурі охолоджувального вхідного повітря).

Генератори конструюються, виходячи з допустимих нагрівів окремих частин, що, у свою чергу, визначається допустимими нагрівами матеріалів, які використовуються. Основним матеріалом, який регламентує нагрів конструктивних частин генераторів, є ізоляція провідників обмоток статора і ротора. В генераторах використовується, в основному, ізоляція класу В, але в ГГ ранніх конструкцій використовується й ізоляція класу А (для обмотки ротора). Допустима температура ізоляції статора становить [1, 3, 4]:

а) некомпаундованої класу В – 120 ºС;

б) компаундованої класу В – 105 ºС;

в) класу А – 100 ºС.

Для ротора допустима температура ізоляції класу В становить 130 ºС.

Для активної сталі допустима температура не повинна перевищувати допустимої температури ізоляції, яка з нею стикається.

Нагрівом лімітується величина струму (або щільність струму) в обмотках за умови відповідного відведення тепла шляхом охолодження нагрітих частин охолоджувальним повітрям, яке має температуру відповідно до значення, яке прийнято при розрахунку генератора.

Якщо на генераторі встановити будь-яке навантаження, то тепло, що виділяється, буде нагрівати частини генератора (обмотку, активну сталь), причому кількість тепла, яка необхідна для підвищення їх температури, залежить від теплоємності матеріалу інших частин та їх маси. Оскільки маса ця велика, то підвищення температури відбувається поступово. Одночасно збільшується різниця температур між окремими частинами генератора та охолоджувальним повітрям (за умови, що його температура залишається постійною), відведення тепла повітрям пропорційне цій різниці, отже, в міру збільшення нагріву збільшується і кількість тепла, що відводиться.

За тривалої роботи генератора з постійним навантаженням настає теплова рівновага – кількість тепла, що виділяється, стає однаковою із кількістю тепла, що відводиться, встановлюється деякий рівень нагріву.

При постійній температурі охолоджувального повітря кожному навантаженню відповідає певний рівень нагріву.

Нагрів обмоток залежить від квадрата величини струму, який проходить по ній (за законом Джоуля–Ленца), тому зміна потужності або навантаження генератора характеризується, в основному, зміною величини струму, який проходить по обмотці статора. Крім того, ступінь нагріву обмотки струмом залежить також від температури охолоджувального повітря, яке входить в машину. Чим вища температура повітря, тим менший перепад температури між обмоткою та повітрям, тобто тим менша віддача тепла від обмотки повітря і, отже, тим вища температура самої обмотки при незмінній величині струму.

Генератори розраховуються так, щоб при розрахунковій температурі охолоджувального повітря і номінальному навантаженні усталена температура окремих частин не перевищувала допустимої.

При тривалій роботі генератора з навантаженням, яке перевищує номінальне, температура обмоток стане вищою за допустиму, що, як правило, призведе до порушення як механічної, так і електричної міцності ізоляції, тобто до її пробою. Пробій ізоляції супроводжується коротким замиканням (КЗ) в генераторі, аварійним відключенням його та зазвичай призводить до тривалої зупинки для заміни всієї або частини обмотки.

Таким чином, визначальним фактором допустимості того чи іншого експлуатаційного режиму роботи генератора є тепловий режим, тобто нагрів обмоток.

Для того, щоб правильно вести експлуатацію, такий генератор не пізніше ніж через 6 місяців після введення в експлуатацію підлягає випробуванням на нагрів, при яких перевіряється за трьох-чотирьох різних навантажень в межах від 0,6 номінального до номінального.

За результатами випробувань на нагрів встановлюються найбільші допустимі в експлуатації температури обмоток статора і ротора та активної сталі. Це температури, які мають місце при тривалій роботі генератора з номінальним навантаженням, при номінальних значеннях коефіцієнта потужності, напруги і температури охолоджувального повітря, які округлено в більшу сторону до 5 ºС.

Ці температури не повинні бути перевищені ні за яких режимів роботи генератора.

Найбільшу температуру обмотки на сталі статора визначають для номінального струму статора.

Найбільшу температуру обмотки ротора визначають для найбільшого значення струму ротора, який отримано дослідним шляхом, для таких сполучень струму та напруги статора і при номінальному cos φ [4, 7]:

а) $I_{ном}$ та $U_{ном}$;

б) $0{,}95 \cdot I_{ном}$ та $1{,}05 \cdot U_{ном}$;

в) $1{,}05 \cdot I_{ном}$ та $0{,}95 \cdot U_{ном}$.

Якщо найбільші температури, що спостерігаються при роботі генератора в номінальному режимі, більші допустимих для даного класу ізоляції, потужність генератора повинна бути обмежена до величини, при якій найбільші температури, що спостерігаються не перевищують допустимих. Якщо найбільші температури, що спостерігаються при роботі генератора в номінальному режимі, будуть нижчі допустимих для даного класу ізоляції, підвищувати потужність генератора можна тільки після проведення всебічних випробувань, оскільки генератор не розрахований на такий режим і робота з перевантаженням призведе до швидкого виведення машини із ладу.

При незмінному навантаженні температура генератора залежить від температури охолоджувального повітря.

Найбільші допустимі в експлуатації температури визначаються при номінальній температурі повітря. При зниженні або підвищенні цієї температури змінюється температура генератора і, отже, допустиме навантаження. При підвищенні температури повітря нагрів обмотки збільшується, тому допустиме значення струму повинно бути зменшене, і, навпаки, при зниженні температури повітря струм може бути збільшений. У ТГ потужністю менше 25 МВт та ГГ з довжиною активної сталі до 2 м дозволяється збільшувати потужність (струм статора) при зниженні температури охолоджувального повітря не більше ніж на 20 ºС проти номінальної. У ТГ потужністю 25 МВт і більше та ГГ з довжиною активної сталі 2 м і більше дозволяється збільшувати потужність при зниженні температури охолоджувального повітря в межах 10 ºС проти номінальної. У цих генераторів внаслідок великої довжини стержня обмотки лінійне розширення (подовження) при нагріванні стає значно більшим, ніж в коротких машинах, і це може призвести до порушення ізоляції (при відносному зсуві міді в пазу). Тому дозволяються менші межі збільшення потужності.

Для кожного генератора допустиме збільшення потужності встановлюється за результатами теплових випробувань, виходячи з основної умови – найбільші допустимі в експлуатації температури обмоток та сталі не повинні бути перевищені. При цьому збільшення струму статора не дозволяється більше, ніж на 15% номінального для першої групи генераторів і більше 10% для другої групи.

Якщо випробування не проводилися, то до уточнення допустимих величин струмів шляхом випробувань збільшення потужності може бути дозволено в менших межах – не більше 10% номінального для першої групи генераторів і 6% – для другої. Вказані допустимі навантаження по струму можуть бути допущені при всіх нормальних режимах роботи генератора, в тому числі при роботі з cos φ, більшим номінального.

Збільшення струму статора у вказаних межах здійснюється із зниженням температури повітря рівномірно, тобто по 0,75% номінального значення струму на кожний градус зниження температури для генераторів першої групи і по 1% струму на кожний градус зниження температури по-

вітря для генераторів другої групи. Якщо потужність збільшується в межах, які дозволено до проведення випробувань, струм потрібно збільшити на 0,5 або на 0,6% від номінального на кожний градус зниження температури повітря відповідно для першої та другої груп.

Робота генераторів із замкненою системою охолодження при зниженні температури охолоджувального повітря нижче 15 ÷ 20 ºС не допускається, оскільки при цьому буде відбуватися відпотівання повітроохолоджувачів, тобто випадання на їх поверхні краплин вологи, яка утримується в охолоджувальному повітрі.

У випадку роботи генератора при температурі вхідного охолоджувального повітря, вищій за номінальну, допустиме навантаження генератора повинно бути зменшено. Струми обмоток статора і ротора зменшуються до величини, при якій температури обмоток не будуть перевищувати найбільші допустимі в експлуатації, тобто встановлені в результаті випробувань.

Якщо генератори ще не проходили випробування на нагрів, то зменшення допустимого струму при підвищенні температури охолоджувального повітря понад номінальне значення можна здійснювати відповідно до таблиці 1.

Таблиця 1 – Зменшення допустимого струму генераторів при підвищенні температури охолоджувального повітря

Діапазон підвищення температури охолоджувального повітря, ºС		Зменшення допустимого струму, % на 1 ºС
Для генераторів з номінальною температурою		
35 ºС	40 ºС	
35 ÷ 40	–	1,0
40 ÷ 45	40 ÷ 45	1,5
45 ÷ 50	45 ÷ 50	2,0
50 ÷ 55	50 ÷ 55	3,0

Наприклад, у генератора з номінальною температурою повітря 40 ºС при підвищенні її до 47 ºС навантаження повинно бути знижено на 11,5 ºС (7,5% в інтервалі від 40 до 45 ºС і на 4% в інтервалі від 45 до 47 ºС).

При максимально допустимій температурі охолоджувального повітря 55 ºС навантаження повинно бути знижено на 32,5% у генераторів з номінальною температурою повітря 40 ºС та на 37,5% у генераторів з номінальною температурою 35 ºС.

Режими роботи генератора можуть змінюватись як за допомогою впливу на органи керування, так і спонтанно, залежно від режиму роботи електроприймачів.

Характер впливу таких змінень режиму на роботу генератора залежить від схеми роботи генератора. Генератори у більшості випадків працюють

на шини енергосистеми паралельно з іншими генераторами даної електростанції або з генераторами інших електростанцій. Якщо потужність енергосистеми значно перевищує потужність даного генератора, режим його роботи називається роботою на шини нескінченної потужності.

Режим роботи генератора на шини, від яких живиться ізольована ділянка мережі, яка не має інших джерел електроенергії, називається роботою в ізольованій системі. Такий режим може виникнути при порушенні зв'язку електростанції з енергосистемою.

Робота енергосистеми характеризується двома основними параметрами: частотою та напругою. Частота залежить від співвідношення активної потужності, яка віддається генератором в мережу, та активної потужності, яка споживається електроприймачами, і втратами активної потужності в мережі. При рівновазі цих величин, тобто рівності потужності генератора і суми споживаної потужності та втрат, частота залишається постійною.

Відхилення частоти допускається не більше, ніж на ±0,2 Гц. При зменшенні частоти знижується швидкість обертання двигунів, а отже, і продуктивність механізмів, а при її підвищенні збільшуються втрати на намагнічування в трансформаторах та двигунах. Величина напруги визначається реактивною потужністю генератора і втратами потужності в мережі. В той час, як частота у всіх точках електричної зв'язаної системи має однакове значення, напруга в різних точках системи має різну величину, яка залежить від активного та реактивного опору ділянок мережі між цими точками та величини потоку потужності по цих ділянках.

При порушенні усталеного режиму частота та напруга змінюються або одночасно, або окремо.

У випадку роботи генератора на шини нескінченної потужності напруга на його затискачах є напругою у даній точці мережі і тому змінюється через змінення режиму в цілому та змінення потоку потужності по даній ділянці мережі. Якщо потужність генератора значно менша за потужність системи, режим його роботи не може чинити значний вплив на систему і напруга на виводах генератора буде залишатися майже постійною незалежно від режиму роботи генератора. При сумірності потужності генератора з потужністю системи зміна режиму його роботи впливатиме на режим роботи системи, тобто напруга на виводах генератора не буде постійною, а буде змінюватися залежно від режиму роботи генератора.

Якщо генератор працює в блоці з трансформатором на шини нескінченної потужності, то, незважаючи на незалежність напруги на шинах високої напруги (ВН) від режиму роботи, напруга на виводах генератора буде змінюватися при зміні навантаження генератора за рахунок зміни спаду напруги в трансформаторі при зміненні струму навантаження, що проходить через трансформатор. Чим більший спад напруги в ньому, тим більші межі змінення напруги на виводах генератора.

В процесі роботи генератора за умови роботи енергосистеми режим генератора змінюється. Зміна режиму зводиться до змінення активної та реа-

ктивної потужності внаслідок впливу персоналу або внаслідок зовнішнього впливу енергосистеми. Вплив персоналу зводиться до збільшення або зменшення впуску пари (або води) в турбіну, змінення вакууму в конденсаторі парової турбіни та зменшення або збільшення струму збудження шляхом пристроїв ручного чи автоматичного регулювання збудження.

До зовнішніх впливів можна віднести [1, 2, 4]:

– змінення параметрів пари (або води) перед турбіною за рахунок порушення режиму роботи котлоагрегату (або гідротехнічних споруд);

– змінення глибини вакууму внаслідок порушення роботи циркуляції системи;

– змінення частоти в системі за рахунок порушення рівноваги активних потужностей (внаслідок відключення чи увімкнення крупних споживачів або відділення джерел енергії);

– змінення напруги на виводах генератора внаслідок порушення рівноваги реактивних потужностей в системі (внаслідок увімкнення або відключення крупного споживача, зміни схеми мережі за рахунок виведення в ремонт ліній та трансформаторів, увімкнення або відключення джерела реактивної потужності).

Зміна режиму від впливу персоналу та ряду зовнішніх впливів, як правило, відбувається поступово, без різких змін параметрів, і виникаючі при цьому нестаціонарні процеси швидко затухають. Різкі спонтанні змінення параметрів зазвичай виникають при аварійних режимах і межі цих змін можуть бути завчасно відомі.

У випадку необхідності збільшити активну потужність генератора персонал повинен впливати на регулятор турбіни і збільшувати витрати пари або води через турбіну. Збільшення витрати пари або води створює надлишковий обертовий момент на валу генератора, оскільки в перший момент гальмівний момент, який визначається електричним навантаженням генератора, не змінюється. Наявність надлишкового обертового моменту призводить до прискорення обертання ротора, який у свою чергу викликає збільшення гальмівного моменту та активної потужності на валу генератора. Після того як потужність, яка видається генератором в мережу, зрівноважить потужність турбіни, генератор може працювати з повним значенням потужності. Через інерційність системи регулювання та всієї обертової системи агрегату остаточне значення потужності встановлюється не відразу, а після декількох коливань з затухаючою амплітудою. При різкому зміненні потужності коливання можуть бути тривалими. Тому змінювати подавання робочого тіла (пари, води, палива) в первинний двигун потрібно поступово.

Змінення реактивної потужності досягається зміною збудження генератора. Якщо активна потужність генератора, яка віддається в мережу, і напруга на шинах не зміниться, то зміна струму збудження, тобто ЕРС, призводить до змінення величини струму статора і коефіцієнта потужності.

Мінімальне значення струму статора при даній величині активної потужності відповідає повній відсутності реактивної потужності, тобто роботі генератора при cosφ = 1. Цьому режиму відповідає деяка величина струму збудження, при якій ЕРС дорівнює напрузі мережі. При збільшенні струму збудження понад цю величину ЕРС генераторів зростає, генератор буде працювати з ЕРС, яка більша за напругу на шинах (з перезбудженням) та видавати реактивну потужність (реактивна потужність позитивна), і струм статора зростає. Із збільшенням збудження струм статора буде збільшуватися, а cosφ – зменшуватися.

При зменшенні струму збудження від величини, яка відповідає cosφ = 1, ЕРС стає меншою за напругу на шинах (робота з недозбудженням) і реактивна потужність споживається з мережі (реактивна потужність негативна). Струм статора зростає, і cos φ зменшується.

Фізично споживання реактивної потужності з мережі можна пояснити тим, що при недозбудженому роторі енергії самого генератора недостатньо для створення необхідного магнітного потоку і генератор вимушений споживати її з мережі.

Робота генератора в режимі недозбудження небажана, оскільки при цьому виникає перерозподіл магнітних потоків і зростають потоки розсіювання в лобових частинах статора. В результаті цього збільшується нагрів крайніх пакетів осердя та розташованих в кільцевих зонах генератора конструктивних частин (постикувальна плита, елементи кріплення лобових частин обмотки тощо).

Залежність змінення струму статора від струму збудження характеризується U–подібними кривими (рисунок 3), які можуть бути побудовані для кожного значення активної потужності. Контролювати змінення режиму при регулюванні збудження можна за зміною струму статора на cosφ (або за реактивною потужністю, якщо є ватметр). Необхідно пам’ятати, що збільшення струму збудження при недозбудженні зменшує струм статора, а при перезбудженні – збільшує. Зазвичай генератор працює з перезбудженням, видає реактивну потужність в мережу з cosφ не більше 0,95 ÷ 0,97 в індуктивному квадранті.

При роботі генератора з cos φ, який відрізняється від його номінального значення, активне навантаження повинно регулюватися таким чином, щоб струм статора і ротора не перевищували значень, які допустимі при даній температурі охолоджувального повітря. При підвищенні cosφ від номінального значення до одиниці повна потужність генератора зберігається і він може видавати активну потужність, більшу за номінальну, за рахунок зменшення реактивної потужності. При cosφ=1 активна потужність може стати повною. Гранична величина активної потужності при cosφ=1 визначається потужністю турбіни, тому практично видати активну потужність, яка дорівнює повній його потужності, генератор у більшості випадків не має можливості. Досягнути цього можна реконструкцією проточної частини турбіни.

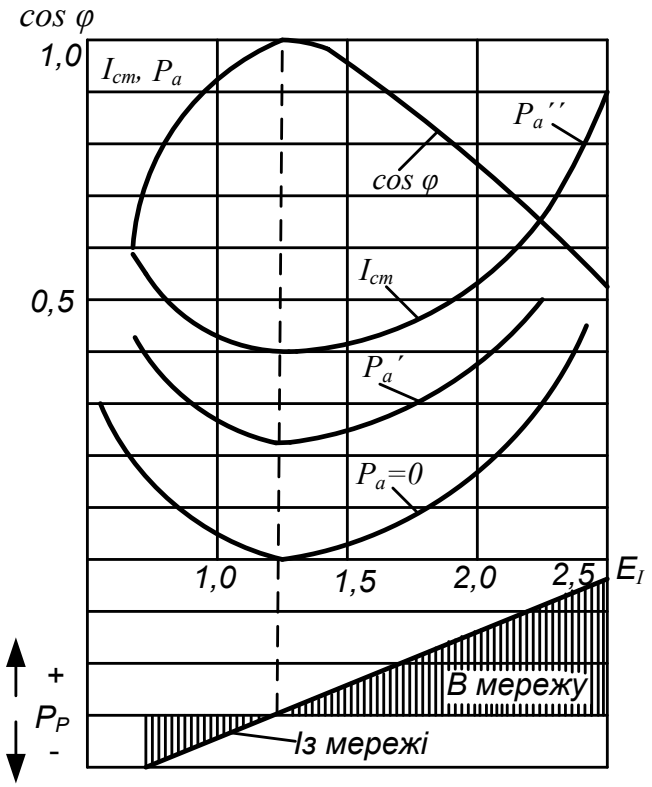


Рисунок 3 – Залежність реактивної потужності, струму статора та cos φ від струму збудження

При постійній величині струму збудження та незмінному активному навантаженні напруга на виводах генератора може змінюватися, оскільки вона визначається режимом роботи всієї енергосистеми і коливається зі зміною потокорозподілу потужностей по окремих ділянках мережі. Практично напруга на виводах генератора, особливо у генераторів невеликої потужності, відрізняється від номінальної напруги генератора.

Генератори допускають роботу без зниження номінальної повної потужності при коливанні напруги в межах від 95 до 105% номінальної. Допустима робота генератора в тривалому режимі при підвищенні напруги не більше 110% номінальної, але при напрузі від 105 до 110% повна потужність генератора повинна бути зменшена на деяку величину, яка визначається заводом-виробником.

Зменшення потужності викликано тим, що для невеликого підвищення напруги понад номінальне значення потрібно значне збільшення магнітного потоку (сталеве осердя статора працює в області насичення).

При збільшенні магнітного потоку зростає індукція та втрати в сталі. Отже, зростає нагрів активної сталі (переважно зубцевого шару), який може перевищувати допустимі для ізоляції межі. Крім того, при збільшеній індукції зростають також і потоки розсіювання, які замикаються через кінцеві пакети активної сталі, стискувальні плити, елементи кріплення лобо-

вих частин обмотки статора та інші конструктивні частини. Внаслідок зростання потоків розсіювання збільшується і викликаний ними нагрів частин генератора.

З тих самих причин допустиме підвищення напруги понад номінальне обмежується 10%.

Для того щоб компенсувати нагрів сталі при підвищенні напруги від 105 до 110% номінальної, необхідно зменшити струм навантаження для зменшення джоулевих втрат і, отже, нагріву обмоток.

Зниження напруги в межах до 95% номінальної потребує для підтримування номінальної повної потужності збільшення струму статора, тобто при напрузі 95% номінального значення струм повинен бути 105% номінального. Однак при подальшому зниженні напруги не допускається збільшувати струм більше ніж на 105% номінального, оскільки при тривалій роботі це призведе до перегріву обмотки статора. Таким чином, і при зниженні напруги нижче 95% номінальної повна потужність генератора повинна бути зменшена проти номінальної. Якщо при цьому генератор працює не при номінальній температурі охолоджувального повітря, струм статора повинен бути не більше 105% номінального, який допустимий для даної температури повітря.

Зі зменшенням напруги на виводах при незмінній активній потужності зростає струм статора, що призводить до підвищення cos φ, тобто до зменшення реактивної потужності, що видається. При підвищенні напруги потужність, що видається, збільшується (рисунок 4).

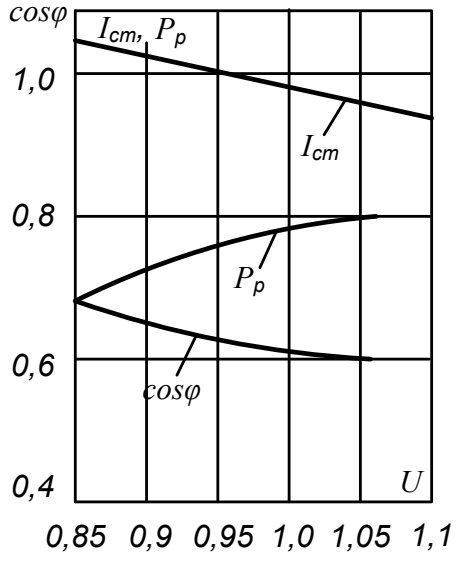


Рисунок 4 – Залежність реактивної потужності, струму статора та cos φ від напруги на виводах генератора

За різних коливань напруги в значних межах, наприклад, при КЗ в мережі, можуть виникнути кутові коливання ротора, і генератор може випас-

ти з синхронізму. В таких випадках для утримання генератора в синхронізмі потрібно швидко збільшувати збудження. При наявності автоматичного регулювання збудження (АРЗ) це досягається дією форсування збудження або інших пристроїв.

Режим роботи генератора в ізольованій системі, тобто працюючого на окрему ділянку мережі без інших паралельно працюючих з ним генераторів, визначається режимом мережі. В той самий час режим мережі залежить від характеристик даного генератора. В таких випадках потужність, яка видається генератором, повинна повністю відповідати потужності, яка споживається приймачами енергії з врахуванням втрат потужності в лініях і трансформаторах при перетоці потужності до споживачів.

В такій системі генератор є ведучим за частотою і персонал, який обслуговує генератор, повинен строго дотримуватись встановлених ПТЕ електричних станцій та мереж границь відхилення частоти від її нормального значення. Практично генератор повинен прямувати за всіма коливаннями навантаження в мережі, тобто при зменшенні активного навантаження необхідно зменшувати впуск пари або води в турбіну, а при збільшенні навантаження – збільшувати, підтримуючи номінальне число обертів генератора (частоту). Це досягається дією автоматичних регуляторів швидкості турбіни, і в ряді випадків при різких коливаннях навантаження (вимикання або увімкнення крупного споживача) дія регулятора може бути прискорена впливом персоналу на сервомотор регулятора.

Крім частоти необхідно підтримувати і напругу, близьку до номінальної. Напруга у приймачів визначається напругою на виводах генератора, причому від величини напруги залежить і потужність, яка споживається мережею. Наприклад, у ламп розжарювання потужність, що споживається, пропорційна квадрату напруги, у асинхронних двигунів – першому ступеню напруги.

Співвідношення між активним і реактивним навантаженнями залежить від характеру навантаження і може змінюватися залежно від ввімкненої кількості та потужності приймачів електроенергії. Так, збільшення освітлювального навантаження збільшує споживання активної потужності, а збільшення потужності підключених електродвигунів, особливо не завантажених повністю, збільшує споживання реактивної потужності.

Тому у ізольовано працюючого генератора неможливо встановлювати те або інше розподілення активної та реактивної потужності, тобто cos φ, впливаючи на збудження. Регулювання збудження використовують для підтримання на виводах номінальної напруги. У випадку відхилення напруги від номінального значення режим навантаження підтримується так само, як і для генератора, який працює в системі.

3 НАГЛЯД ТА ДОГЛЯД ЗА ГЕНЕРАТОРОМ

Нагляд та догляд за генератором полягає в тому, щоб підготувати генератор до пуску, здійснити пуск та увімкнення в мережу, спостерігати за роботою генератора, слідкувати за режимом та приладами і, контролюючи роботу окремих вузлів візуально, вимикати та зупиняти генератор, а також вести спостереження за зупиненим генератором. Нагляд за генератором повинен здійснюватись протягом усього часу знаходження його в роботі та в резерві.

Підготовка до пуску. Генератор, який знаходиться в резерві, повинен бути готовий до пуску в будь-який момент за оперативної необхідності, отже, як сам генератор, так і його допоміжне обладнання повинно бути в повній справності і залежно від характеру резерву повинна бути підготовлена схема первинних з'єднань. На автоматизованих електростанціях, де запуск агрегатів виконується автоматично – від дії пристроїв, які реагують на завчасно встановлений рівень тих або інших факторів (частота, напруга, рівень води в б'єфі або витрати водотоку на гідростанції), або дистанційно з диспетчерського пункту – для агрегатів, які працюють як пікові, схема первинних з'єднань повинна бути складена, тобто увімкнено роз'єднувачі. Увімкнення генератора здійснюється увімкненням тільки вимикача. У всіх інших генераторів шинні роз'єднувачі повинні бути відключені і їх потрібно вмикати при підготовці генератора до пуску.

Якщо генератор готують до пуску після ремонту або довготривалого знаходження в резерві, то необхідно перевірити шляхом огляду повну справність генератора та всього обладнання, яке відноситься до нього. До увімкнення шинних роз'єднувачів оглядають генератор, його збудник, контактні кільця, колектори, щітковий апарат, обладнання камери виводів, автомат гасіння поля, панелі керування та захисту, пристрої теплового контролю, камери охолодження та повітроохолоджувачі, гальмівну систему гідрогенераторів, кола первинних з'єднань (шинопроводи, вимикач, роз'єднувачі), звертаючи увагу на те, щоб ніде не було залишено заземлення. Після або під час огляду потрібно перевірити опір ізоляції обмоток статора і кола збудження мегомметром, причому в колі обмотки статора допускається вимірювання мегомметром на 2500 В, а в колах збудження – не вище 1000 В.

Під час вимірювання опору ізоляції обмотки статора шинні роз'єднувачі або роз'єднувачі між генератором і трансформатором (при з'єднанні генератора в блок з трансформатором) повинні бути відключені, а також повинні бути зняті запобіжники трансформаторів напруги (ТН), які приєднані до шин генератора згідно з вимогами ПТБ.

У випадку, коли між генератором та блочним трансформатором немає роз'єднувача, допустимо проводити вимірювання сумісно з шинним мостом, кабелями та обмоткою НН трансформатора. Опір ізоляції обмотки

статора не нормується, але величина його повинна порівнюватися з результатами попередніх вимірювань.

Допускається вимірювання опору ізоляції всієї обмотки статора цілком, але при виявленні різкого зменшення величини опору ізоляції необхідно провести вимірювання по фазах для виявлення місця зниженої ізоляції.

Опір ізоляції обмотки ротора і кола збудження повинен бути не менше 0,5 МОм незалежно від типу генератора. Якщо загальний опір ізоляції кола збудження буде меншим цієї величини, то необхідно виявити місце зниженої ізоляції. Для цього потрібно зняти щітки, які встановлено на кільцях ротора, та виміряти опір ізоляції тільки обмотки ротора. Найчастіше зниження ізоляції викликане забрудненням щіткового апарату або кілець. Тому продуванням та протиранням кілець та щіткового апарату вдається підвищити опір ізоляції. Особливо потрібно звертати увагу на наявність забруднення кілець маслом у вертикальних ГГ внаслідок нещільностей масляної системи змащування підшипників або підп'ятника.

Оглядаючи щітковий апарат, кільця, колектор, потрібно переконатися, що кільця і колектор чисті, не забруднені маслом та пилом, у протилежному випадку необхідно їх протерти або продути стислим сухим повітрям. Потрібно перевірити натискування пружин щіткоутримувачів з метою виявлення значного послаблення натиску внаслідок несправності пружини. Потрібно переконатися, що немає щіток, які спрацьовані більше допустимої межі, тобто коли верхній край щітки опустився нижче верхнього краю обойми щіткоутримувача. Не повинно бути щіток, які стоять в обоймі косо, а також щіток з розірваними струмоведучими гнучкими проводами. Всі виявлені дефекти потрібно усунути до пуску генератора.

В камерах виводів, камерах повітроохолоджувачів не повинно бути сторонніх предметів, сміття, залишених матеріалів тощо. Не повинно бути течі повітроохолоджувачів. Освітлення камер повинно бути справним. Двері камер повинні мати справні замки. На обладнанні (АГП, вимірювальні трансформатори, опори, мости тощо) не повинно бути пилу, сторонніх предметів. Контакти АГП повинні бути в справному стані – без оплавлень. Дугогасильні решітки не повинні мати явних дефектів. На панелях захисту і керування повинні бути в цілому всі прилади та апаратура, сигнальне табло і сигнальні лампи. Не повинні залишатися не підняті прапорці у клінкерів захисту.

Потрібно переконатися в справній дії теплового контролю, перевірити показання логометра. Необхідно також перевірити справність машинного телеграфу (де він є).

Пуск та увімкнення в мережу. Після огляду, вимірювання опору ізоляції обмоток та складання схеми первинних з'єднань генератора виконується пуск генератора, тобто розгортання первинного двигуна. Тривалість пуску, тобто часу від початку обертання до досягнення номінальної швидкості обертання, залежить від типу та потужності генератора. Час розгор-

тання ТГ лімітується часом нагріву проточних частин парової турбіни, який залежить від потужності турбіни, температури пари та конструктивного виконання.

Прогрівання подачею пари турбіни здійснюється при обертанні її валоповоротним пристроєм протягом 5 ÷ 6 годин, наступне розгортання до номінальної швидкості – протягом 1 ÷ 2 годин.

Розгортання ГГ відбувається значно швидше – від 1 до 3 хв, залежно від конструкції та потужності турбіни. Більш потужні і з більшим діаметром робочого колеса (і ротора генератора) турбіни розгортаються повільніше, ніж менш крупні швидкохідні. Розгортання генераторів, які з'єднані з дизелем, також відбувається швидко – за 1 ÷ 2 хв.

Під час розгортання ТГ необхідно слідкувати за роботою всього допоміжного обладнання (системи змащування підшипників, системи охолодження), перевіряючи наявність нормального тиску масла в системі змащування, витрати масла (по оглядових вікнах на зливі), тиск та витрати води через охолоджувачі. Потрібно мати на увазі те, що до набирання навантаження витрата води через охолоджувачі повинна бути меншою номінальної, причому регулювати витрату потрібно вентилями на зливі при повністю відкритих вентилях на напірній стороні. Якщо відразу пустити багато води при низькій її температурі, то вийде переохолодження повітря та відпотівання охолоджувачів. Регулювання витрати на напірній стороні може призвести до того, що внаслідок зниження напору в деякі трубки охолоджувача, які засмічені більше інших, вода не буде поступати.

Під час розгортання необхідно також контролювати вібрацію підшипників, і при виникненні вібрації, яка помітно більша за звичайну, потрібно до увімкнення генератора в мережу переконатися в тому, що величина вібрації не перевищує допустиму. У іншому випадку пуск припиняється і генератор зупиняється до виявлення причин збільшення вібрацій.

Після досягнення швидкості обертання, яка близька до номінальної, генератор вмикається на паралельну роботу в мережу. Увімкнення може здійснюватися способом точної синхронізації або самосинхронізації. Точна синхронізація передбачає, що генератор підключається до мережі в момент, коли напруга генератора і мережі однакові за величиною і вектори напруги генератора і мережі збігаються за фазою. Це виникає при збігу частоти генератора з частотою мережі. Однак через те, що частота мережі весь час змінюється в невеликих межах внаслідок коливань навантаження в системі, тривалого збігу частот генератора і мережі практично не може бути. Тому увімкнення здійснюється з великим або малим відхиленням від моменту повного збігу векторів.

Операція синхронізації може виконуватися і автоматично за допомогою автосинхронізатора. Він настроюється так, що імпульс на увімкнення вимикача може проходити тільки при цілком визначеному, заздалегідь заданому куті зсуву векторів напруг та різниці частот. Процес порівняння цих величин різниці векторів напруг та кута їх зсуву (визначуваного різни-

цею частот) може продовжуватися досить довго, і збіг їх може виявитися короткочасним (недостатнім для проходження імпульсу на увімкнення вимикача). Тому при використанні автосинхронізатора час, який потрібний для увімкнення генератора, може бути досить значним.

При ручній синхронізації увімкнення може виконуватися при декількох значеннях кутів зсуву векторів (в допустимих межах), тому потрібний момент може бути вибраний значно швидше. Однак при ручній синхронізації не виключені помилки, тобто увімкнення на занадто великому куті зсуву векторів, оскільки момент увімкнення визначається на око.

При самосинхронізації генератор вмикається значно швидше, ніж при точній синхронізації, оскільки при цьому не потрібно підганяти напругу, бо вмикається незбуджений генератор і частота підганяється приблизно. Самосинхронізацію потрібно використовувати для увімкнення в аварійних умовах для всіх генераторів.

В нормальних умовах цей спосіб використовується для увімкнення ГГ всіх типів і потужностей та ТГ потужністю до 3 МВт, які приєднано до шин електростанції через блочний трансформатор або безпосередньо. ТГ потужністю більше 3 МВт можуть вмикатися за допомогою самосинхронізації тоді, коли вони приєднані до шин станції через трансформатор, якщо симетрична складова перехідного струму статора при увімкненні перевищує номінальний струм не більше ніж в 3,5 раза. Величина перехідного струму увімкнення перевіряється розрахунком, виходячи з характеристик генератора та системи.

Увімкнення способом самосинхронізації може здійснюватися вручну або з використанням різних схем напівавтоматичної або автоматичної дії (які зазвичай використовуються на автоматизованих ГЕС).

Порядок увімкнення генераторів способом точної ручної синхронізації такий. Після отримання з машинної зали сигналу про готовність агрегата, тобто досягнення числа обертів, близького до номінального, починають збуджувати генератор. Для цього вмикають АГП і потім, повільно виводячи реостат до відмітки, яка відповідає напрузі холостого ходу, підвищують напругу на виводах генератора до номінального значення. При збільшенні напруги необхідно слідкувати по вольтметру статора за величиною напруги. Швидкість збільшення напруги не регламентується, але не повинна бути великою.

Для запобігання поспіху при увімкненні генератора рекомендується збільшення напруги вести протягом 30 ÷ 60 с. Напруга на генераторі необов’язково повинна бути номінальною, але повинна бути якомога ближчою до напруги на шинах, до яких підключається генератор (різниця менше 3 ÷ 5%). Після збільшення напруги включають колонку синхронізації і потім, спостерігаючи за приладами колонки, порівнюють частоту генератора з частотою мережі, впливаючи на сервомотор регулятора швидкості турбіни. Потрібно мати на увазі, що система регулювання турбіни має певну інерцію, і тому частота змінюється не миттєво після імпульсу на серво-

мотор. Імпульси повинні бути короткими і проходити один за одним з інтервалами в 10 ÷ 20 с.

Увімкнення вимикача генератора (або блока генератор-трансформатор) потрібно виконувати в момент підходу стрілки синхроноскопа та нульового вольтметра до нульового значення, яке відповідає повному збігу векторів напруг. При увімкненні вимикача дистанційним приводом потрібно мати на увазі час увімкнення вимикача, тобто час від натиску на кнопку (або замикання контактів ключа управління) до замикання контактів вимикача. Чим більший цей час, тим раніше потрібно давати імпульс на увімкнення вимикача до підходу стрілки синхроноскопа до нульового ділення. Щоб легше вловити необхідний момент увімкнення, потрібно виконувати увімкнення при повільному обертанні стрілки синхроноскопа (не більше 10 об/хв). Якщо стрілка обертається занадто швидко, потрібно впливати на регулятор швидкості турбіни для того, щоб збільшити або зменшити швидкість обертання генератора. Увімкнення генератора краще здійснювати при випереджувальному векторі напруги, тобто коли частота генератора набагато більша за частоту мережі. Це дозволить генератору взяти навантаження відразу ж після увімкнення його в мережу. Якщо генератор буде мати частоту, яка менша ніж частота мережі, то він сам буде брати потужність від мережі.

По синхроноскопу необхідний момент увімкнення відповідає положенню стрілки, яка підходить до нульової поділки при обертанні в сторону, позначену «швидше».

Іноді буває, що внаслідок змінення частоти в системі стрілка синхроноскопа зупиняється в будь-якому місці шкали і потім починає обертатися в зворотному напрямку, причому часто з великою швидкістю. Якщо стрілка зупинилась навіть біля нульової поділи під кутом, при якому можна було б увімкнути вимикач при обертанні стрілки, увімкнення здійснювати не можна, тому що за цей час проходження імпульсу на увімкнення вимикача вектори можуть швидко розбігтися настільки, що увімкнення призве до сильного удару в обмотці статора від великого зрівнювального струму.

Бувають також випадки, коли після подання імпульсу на увімкнення вимикача при обертанні стрілки синхроноскопа стрілка починає рухатися швидше або зупиняється. Незважаючи на це, не потрібно припиняти подавання імпульсу на увімкнення тому, що в більшості випадків вимикач встигає увімкнутися до значного розходження векторів.

Увімкнення генератора способом ручної самосинхронізації виконується в такому порядку. Після досягнення генератором підсинхронної швидкості обертання з ротором, який замкнений на гасильний резистор, потрібно переконатися, що АГП відключений і що залишкова напруга на виводах обмотки статора не перевищує 20% номінального значення.

Реостати збудження встановлюють в робоче положення, яке відповідає роботі генератора з навантаженням, близьким до номінального. Пристрій автоматичного регулювання збудження повинен бути увімкнений, але

установочний реостат АРЗ встановлюється в положення, яке відповідає навантаженню генератора не більше 20 ÷ 40% номінального. Для контролю частоти черговий включає схему самосинхронізації відповідним ключем управління.

Контроль частоти генератора здійснюється по подвійному частотоміру на колонці синхронізації. Після досягнення позитивного ковзання не більше 2 ÷ 3% , тобто при частоті генератора на 1 ÷ 1,5 Гц меншій частоти мережі, включається вимикач генератора, а потім вмикається АГП. Генератор втягується в синхронізм і може бути навантажений. Подавши у машинну залу сигнал «генератор увімкнено», черговий починає набирати навантаження.

Залежно від схеми самосинхронізації, яка використовується на станції, контроль частоти може здійснюватися за допомогою реле відмінності частот, по подвійному частотоміру або в простих установках по тахометру турбіни та частотоміру на шинах.

На ряді електричних станцій використовується напівавтоматична самосинхронізація. При такій схемі після розгортання генератора, доведення його до підсинхронних обертів та перевірки правильності положення АГП, реостатів та установочного реостата АРЗ черговий електротехнік вимикає пристрій самосинхронізації і увімкнення вимикача з наступним вмиканням АГП здійснюється автоматично. Після увімкнення потрібно перевіряти вмикання АГП, перевести ключі управління вимикачів і АГП в положення «увімкнено», вимкнути пристрій самосинхронізації та перейти до набирання навантаження.

У випадку, якщо після увімкнення пристрою самосинхронізації вимикач не включився, потрібно трохи змінити швидкість обертання генератора у відповідну сторону так, щоб різниця частот досягла уставки реле. Якщо після увімкнення вимикача АГП не увімкнувся, то потрібно негайно увімкнути його ключем управління, а якщо і при цьому АГП не вмикається, то генератор, для якого недопустима робота в асинхронному режимі, потрібно вимкнути, а генератор, який допускає роботу в асинхронному режимі, можна залишити увімкненим та вжити заходів до увімкнення АГП.

На ГЕС, де пуск агрегатів автоматизований, процес самосинхронізації входить до складу процесу пуску агрегату. В обов’язки персоналу входить тільки перевірка правильності положення обладнання та апаратури управління перед пуском, контроль виконання окремих операцій та набирання навантаження після увімкнення генератора.

Набирання та регулювання навантаження. Після увімкнення генератора в мережу персонал щита управління повинен передати в машинну залу сигнал «генератор увімкнено». Набирання активного навантаження виконується впливом на сервомотор регулятора швидкості. Швидкість набирання навантаження визначається первинним двигуном. Гідротурбіна дозволяє набрати навантаження до номінального значення протягом декількох хвилин, в той час як парова турбіна дозволяє набрати повне наванта-

ження протягом декількох годин (1 ÷ 2 год), тому проточна частина турбіни через теплову інертність повинна прогріватися поступово для запобігання викривлення валу.

Регулювання активного навантаження при роботі в системі зазвичай ведеться згідно з диспетчерським графіком. Якщо станція є ведучою за частотою в системі, навантаження регулюється так, щоб підтримувати частоту в допустимих межах.

Згідно з активним навантаженням регулюється і реактивна потужність, тобто збудження генератора впливом на установочний реостат (або автотрансформатор) пристрою АРЗ.

В той час як активне навантаження окремих генераторів станції може бути різним, напруга на шинах і, отже, кожного генератора повинна підтримуватися однаковою. Коефіцієнт потужності залежно від співвідношення активної та реактивної потужностей у кожного генератора може бути різним. Іноді за наявності малоекономічного агрегату доцільно навантажувати його за реактивною потужністю, залишаючи активне навантаження в межах необхідного мінімуму, який необхіден паровій турбіні (у гідротурбін активну потужність можна зняти повністю).

Якщо частоту регулюють декілька генераторів станції, то навантаження потрібно розділити рівномірно на всі генератори (якщо вони однакової потужності) або пропорційно їх потужності (якщо вони різної потужності). За необхідності підвищити частоту на всі генератори повинно бути прийняте навантаження, яке пропорційне потужності кожного. Для зниження частоти аналогічно здійснюється і розвантаження генераторів. Однак за наявності на станції великої кількості генераторів (більше трьох-чотирьох) такий спосіб регулювання стає незручним.

Доцільно більшу частину генераторів завантажити до навантаження, при якому генератор і увесь агрегат працюють з найбільшим ККД, а регулювати частоту одним агрегатом найбільшої потужності (або одним-двома такої ж потужності, як і решта генераторів).

Швидкість набирання реактивного навантаження при пуску не регламентується і може бути такою ж, як і активного навантаження. У генератора, який несе навантаження, швидкість змінення реактивного навантаження також не регламентується, і за необхідності змінення навантаження може бути виконано як завгодно швидко (беручи до уваги реальну швидкість впливу на установочні реостати АРЗ), однак межі змінення збудження можуть бути будь-якими.

При регулюванні напруги потрібно мати на увазі змінення режиму роботи генератора.

У випадку виникнення будь-яких ненормальних режимів в енергосистемі, які пов’язані з аваріями, персонал не повинен втручатися в роботу АРЗ та пристроїв форсування збудження тому, що неправильне втручання може погіршити положення в системі та викликати розвиток аварії або затягування її ліквідації. Наприклад, якщо під час КЗ в системі, яке викликає

підвищення струму генератора, персонал з метою зменшення струму стане зменшувати збудження, в той час як АРЗ буде збільшувати збудження, може порушитися стійкість генератора і він випаде з синхронізму, що у свою чергу погіршить режим в системі. Тому пристрої АРЗ та форсування збудження не повинні відключатися під час пуску та зупинення генераторів. Якщо вимикання АРЗ при зупиненні генератора передбачено схемою, то після синхронізації генератора пристрої АРЗ повинні бути увімкнені в роботу.

Контроль режиму роботи. З метою можливості здійснення контролю режиму роботи генератори обладнуються контрольно-вимірювальними приладами, які встановлюються на щитах управління, а також безпосередньо на генераторі або поблизу нього.

Згідно з вимогами ПТЕ електричних станцій і мереж генератори повинні забезпечуватися приладами для вимірювання струму та напруги статора і ротора, активної та реактивної потужностей, температур обмотки і сталі ротора, охолоджувального повітря (на вході і виході), підшипників і підп'ятника та опору ізоляції кіл збудження. При регулюванні навантаження і напруги (або збудження) генератора персонал повинен стежити по щитових вимірювальних приладах за зміною параметрів, що регулюються, та інших параметрів, що з ними пов'язані. На всіх приладах червоною рискою відмічаються значення вимірювальних величин, які відповідають номінальному режиму, і персонал повинен стежити, щоб при нормальному режимі роботи ці значення не були перевищені. Потрібно відмітити, що контроль навантаження генератора не можна вести тільки по ватметру активної та реактивної потужності, оскільки вони характеризують тільки частину повної потужності, яка видається в мережу генератором. Тільки струм обмотки статора дає уявлення про повне навантаження генератора.

Наявність трьох амперметрів дозволяє контролювати симетричність навантаження на фазах. В більшості випадків навантаження генератора, який працює на енергосистему, симетричне, тобто у всіх фазах струми однакові (в межах точності вимірювань). При роботі генератора на виділену ділянку мережі або за наявності в системі крупних споживачів з однофазним навантаженням можливі різні навантаження на фазах. Необхідно контролювати, щоб несиметрія не перевищувала допустимих меж.

Контроль струмового навантаження дозволяє також перерозподілити навантаження між генератором станції, завантажуючи більш економічні та технічно удосконалені генератори.

Напруга обмотки статора може коливатися залежно від режиму в мережі, але не повинна виходити за допустимі межі. Контроль активної потужності ведеться з метою контролю роботи первинного двигуна для запобігання недопустимих його перевантажень. Особливо велике значення має контроль роботи системи збудження генератора – струму ротора генератора та напруги збудження, оскільки нагрів ротора безпосередньо не контролюється.

Контроль напруги збудника дозволяє робити висновок про роботу збудника і побічно про стан обмотки ротора. Напругу збудника потрібно знати при пуску генератора та при переведенні збудження на резервний збудник і навпаки. При виникненні виткових замикань в обмотці ротора напруга збудження при незмінній величині струму дещо зменшиться. Контроль нагріву частин генератора (обмотки, сталі, підшипників, підп'ятника) та температури охолоджувального повітря дозволяє робити висновок про тепловий режим генератора та вести режим навантаження згідно з допустимим значенням температури частин, що контролюються.

За наявності цілодобового чергування персоналу показання щитових приладів заносяться у добову відомість щита управління з періодичністю, яка встановлюється адміністрацією підприємства. Запис показів потрібно здійснювати не менше 2 разів за зміну. Якщо є реєструвальні прилади з безперервним записуванням на папір, то величини, що реєструються, допустимо записувати у відомість 1 раз за зміну, звіряючи при цьому покази щитового і реєструвального приладів.

Показання щитових приладів генератора, які знову вводять в експлуатацію, протягом 6 місяців експлуатації потрібно записувати не менше одного разу на 2 години тому, що в перший час можуть виявлятися різні недоліки конструктивного або технологічного характеру і важливо визначити, як поводить себе генератор у різних режимах. Щоб виявити причини тих або інших несправностей, потрібно знати умови роботи генератора, які супроводжують несправності.

На автоматизованих електростанціях, де персонал постійно не чергує, запис показань приладів здійснюється під час обходів. Для таких електростанцій реєструвальні прилади мають велике значення, і тому вони повинні постійно знаходитися в роботі, а при обходах необхідно перевіряти правильність їх показань та справність дії (наявність запасу стрічки, чорнил, збіг шкали часу з показанням годинників, справність механізму та повнота заведення годинникового механізму). Якщо на таких електростанціях генератор вводиться в експлуатацію, то має бути встановлено на 6 місяців чергування для нагляду та запису показань кожні дві години.

Запис показань приладів дозволяє виявити несправності генератора та допомагає встановити причини виникнення аварії генератора або пов'язаного з ним обладнання. Наприклад, якщо аварії передувала тривала робота з несиметричним навантаженням, а також при підвищених відносно номінальних величин струму та напруги ротора і статора, що було зафіксовано записами, можна зробити висновок про те, що такий режим є причиною пошкодження.

У ряді випадків деякі заводські дефекти можуть викликати пошкодження, аналогічні пошкодженням, які є наслідком порушення режимів роботи. В такому випадку записи показань, які свідчать про відсутність відхилень в режимах, доводять, що причиною пошкодження є заводський дефект.

Крім контролю режиму роботи генератора, необхідно контролювати стан ізоляції кола збудження. Оскільки в колі збудження можливі порушення ізоляції (наприклад, внаслідок замикання контактних кілець вугільним пилом або забруднення маслом), потрібно періодично контролювати опір ізоляції за допомогою встановлених вольтметрів контролю ізоляції. Перевірку опору ізоляції здійснюють не менше одного разу на добу.

При виявленні зниження опору ізоляції потрібно вжити заходів до визначення причини та її усунення. Хоча навіть повне замикання в одній точці кола збудження не викликає порушення роботи генератора, небезпека полягає в тому, що поява другого замикання на землю призведе до замикання частини витків обмотки ротора, і отже, до порушення роботи збудження, виникнення вібрації внаслідок несиметрії магнітного потоку та пошкодження генератора. Опір ізоляції кола збудження в цілому при роботі генератора не повинен бути нижчим 0,5 МОм, у іншому випадку потрібно вжити заходів щодо усунення причин зниження рівня ізоляції. У випадку, якщо це зробити неможливо при роботі генератора, він повинен бути швидко зупинений.

Огляди. Крім контролю роботи генератора по вимірювальних приладах, обслуговуючий персонал повинен періодично здійснювати огляд працюючого генератора та його допоміжного обладнання. Метою таких оглядів є виявлення будь-яких пошкоджень, які не проявляються внаслідок несправностей самих вимірювальних приладів (наприклад, при пошкодженні дистанційних термоіндикаторів перевірити їх покази можна за встановленим безпосередньо на генераторі ртутним термометром). Зазвичай достатньою виявляється періодичність оглядів один раз за зміну. У випадку необхідності, наприклад, при виявленні будь-яких ненормальностей в роботі генератора, які не потребують негайного зупинення (повільне підвищення температури підшипників або масла), огляди можуть проводитися частіше. При цьому огляду підлягають тільки генератор або обладнання, на якому виявлено несправність.

Одночасно з оглядами працюючих генераторів оглядають і генератори, які знаходяться в резерві.

Як тільки генератор починає обертатися, потрібно вважати сам генератор та все пов’язане з ним обладнання таким, що знаходиться під напругою, тому при оглядах недопустимо наближатися до струмоведучих частин обмотки статора, проникати за сітчасті огорожі комірок з апаратурою генератора (трансформатори напруги, роз’єднувачі, вимикачі).

На автоматизованих ГЕС, де пуск генератора може бути здійснено автоматично, генератори, які знаходяться в резерві з увімкненими шинними роз’єднувачами, вважаються такими, що знаходяться під напругою, тому при їх огляді потрібно вживати заходів застереження, як при огляді працюючих генераторів.

При оглядах потрібно звертати увагу на наявність течі масла з фланцевих та інших з’єднань маслопроводів або арматури, наявність ненормаль-

них шумів в генераторі, підвищену вібрацію і нагрів підшипників. Потрібно також перевірити показання всіх місцевих термометрів та порівняти їх показання з показаннями дистанційних термоіндикаторів, які контролюють такі точки.

Необхідно перевірити роботу щіткового апарата на кільцях ротора і на колекторах збудників, визначити ступінь спрацювання щіток, характер іскріння, справність щіткотримачів. При огляді допустимо здійснювати очищення колекторів та інших кілець від вугільного пилу. Для цього використовують чисту серветку з тканини, яка не залишає волокон. Обтирання потрібно проводити обережно, слідкуючи, щоб серветка не була затягнута обертовими частинами щітки, оскільки це може призвести до порушення режиму роботи генератора.

Потрібно остерігатися торкання однією рукою до колектора, кілець або щіток, а другою рукою – до корпусу машини або, тим паче, до щіток і кільця іншої полярності. Необхідно також стояти на гумовому діелектричному килимку при роботі зі щітками та очищенні кілець або колектора. При порушенні вказаних вимог техніки безпеки можуть бути ураження працюючого електричним струмом. Це відбувається обов'язково, якщо в колі ротора вже є замикання на землю або послаблення ізоляції. Небезпека ураження особливо велика у ГГ великої потужності, напруга збудження яких досягає 300 ÷ 400 В. Крім того, якщо під час очищення кілець внаслідок зовнішнього КЗ спрацьовує пристрій форсування збудження, напруга на кільцях зростає вдвічі.

При оглядах потрібно звертати увагу на стан (в доступних місцях) ізоляції підшипників та маслопроводів, які підходять до генератора. В місцях, де прокладені ізоляційні прокладки, не повинно бути забруднень, замикань розділених ізоляцією частин будь-яким металевим предметом. Порушення ізоляції може призвести до протікання підшипникових струмів, які викликають пошкодження бабітового шару вкладишів, поверхні вала та черв'ячної пари парової турбіни.

Під час огляду візуально перевіряють стан АГП, реостатів збудження, вимірювальних трансформаторів, ізоляторів, шинних мостів, роз'єднувачів, вимикачів, звертаючи увагу на стик охолоджувальної води та масла і їх температуру.

Догляд за системою охолодження та підшипниками. Догляд за системою охолодження полягає в дотриманні в необхідних межах температури охолоджувального повітря. Протягом літнього періоду, коли температура зовнішнього повітря вище 20 ºС (при проточній системі охолодження) або температура охолоджувальної води (при замкнутому циклі охолодження) вище 15 ºС, доступ зовнішнього повітря або води в охолоджувачі повинен бути повністю відкритий. Температура вхідного повітря, при цьому не регулюється і коливається відповідно до коливань температури зовнішнього повітря. При підвищенні температури зовнішнього повітря вище 35 ºС навантаження повинно бути зупинено. Температура води, яка надхо-

дить в повітроохолоджувач, змінюється протягом доби в невеликих межах, і тому температура вхідного повітря також не піддається великим коливанням. При підвищенні температури вхідного повітря може бути необхідним зниження навантаження.

В зимовий час, коли температура зовнішнього повітря нижче 20 ºС або температура води нижче 15 ºС, доступ зовнішнього повітря в проточну систему охолодження повинен бути обмежений або зовсім зупинений. Це досягається закриттям частково або повністю шиберів на вході повітря і відповідним відкриттям шибера на перепуску гарячого повітря в камеру холодного повітря.

В замкненій системі підтримування температури вхідного повітря здійснюється зменшенням кількості води, яка подається в повітроохолоджувач, або підвищенням температури вхідної води за рахунок рециркуляції (подаванням частини нагрітої води у вхідну холодну воду). Регулювання кількості води повинно здійснюватися засувкою на зливі. Температура вхідного повітря не повинна бути нижчою 25 ºС, а в тих генераторах, де вжито заходів проти відпотівання, температура може бути знижена не більше, ніж до 20 ºС.

При температурі охолоджувальної води нижче 25 ºС охолоджувачі відпотівають внаслідок того, що в замкнену систему всмоктується повітря з машинної зали, де воно має підвищену вологість через випаровування турбін (на ГЕС в приміщеннях турбін також підвищена вологість повітря).

Оскільки повітря має більш високу температуру, ніж поверхня трубок повітроохолоджувача, на холодних поверхнях трубок конденсується волога у вигляді крапель, які потоком повітря заносяться в генератор і, потрапляючи на обмотку, можуть призвести до зниження ізоляції. Для запобігання відпотівання всі камери охолодження та повітроводи повинні бути ущільнені. З камери холодного повітря повинно бути передбачено дренаж сконденсованої води.

При огляді потрібно перевіряти, чи немає порушення ущільнень, і оглядати камери охолодження та повітроохолоджувачів через скляні вікна в стінах або дверях камер. Камери мають освітлення, і тому відпотівання повітрооходжувачів за течі води у випадку пошкодження трубок можуть бути виявлені. Якщо в проточній системі охолодження є фільтри на вході повітря, необхідно періодично контролювати їх стан. Забруднення фільтра характеризується появою пилу на вихідній стороні фільтра.

Для кожного генератора повинна бути встановлена максимально допустима температура підшипників або підп’ятника. Ці величини залежать від конструкції та особливостей виконання кожного генератора і повинні бути відмічені на шкалах приладів та записані у місцеві інструкції. За роботою механічної частини генератора – підшипників, підп’ятника, системи їх змащування та охолодження – наглядає персонал турбінного цеху, який веде запис відповідних показників та регулювання температури охолоджу-

вального повітря. Він же виконує зовнішній нагляд за роботою щіткового апарата, викликаючи у випадку необхідності персонал електроцеху.

Вимикання та зупинення. За необхідності зупинення генератора за вказівкою диспетчера згідно з графіками навантаження, а також при виведенні обладнання в ремонт потрібно найперше знизити навантаження. Для цього, впливаючи на ключ управління сервомотором регулятора первинного двигуна, зменшують подавання пари або води в турбіну до величини, яка відповідає холостому ходу або трохи більшої. Зменшення активного навантаження потрібно здійснювати поступово, одночасно знижуючи напругу, щоб не збільшувалась реактивна потужність. Зменшення потужності контролюється по ватметрах та амперметру статора.

Після закриття стопорного клапана на головному паропроводі турбіни або турбінного затвора гідротурбіни може бути відключено вимикач генератора. Відключати вимикач до закриття затвора або стопорного клапана не потрібно для запобігання розгону турбіни за рахунок подавання пари або води через нещільності в напрямному апараті. У парових турбін, які мають відбори пари, повинні бути закриті клапани на паропроводах відборів, оскільки при паралельній роботі декількох турбін на загальну магістраль відбору пара може потрапляти від працюючих турбін в зупинювану.

Після вимикання вимикача генератора знімають збудження, вводячи реостати збудника та підзбудника, і погашають поле, відключивши автомат гасіння поля. Не потрібно вимикати АГП до зняття збудження, оскільки при цьому виникає розрив струму збудження холостого ходу та обгорання контактів. Потрібно мати на увазі, що АГП деяких типів гірше розривають малі струми, ніж більші за рахунок послаблення магнітного гасіння дуги.

ТГ зупиняються протягом декількох десятків хвилин. Час зупинення залежить від конструкції. Після зупинки вмикається в роботу валоповоротний пристрій, який обертає вал турбіни і генератора до повного остигання ротора турбіни для запобігання його викривлення, яке може виникнути, якщо вал буде остигати в зупиненому положенні, оскільки у нагрітого ротора прогин більший, ніж у охолодженого. За відсутності валоповоротного пристрою ротор періодично повертають за допомогою крана.

ГГ зупиняються швидко – протягом декількох хвилин, якщо генератор має гальмівний пристрій. Якщо гальмування немає, то вибіг може продовжуватися до 25 ÷ 40 хвилин.

Після повного зупинення генератора розбирають схему первинних з’єднань за необхідності виведення генератора в ремонт або якщо він не є піковим.

Здійснюють необхідні вимірювання опору ізоляції обмоток генератора. Бажано після зупинення генератора оглянути щітковий апарат.

Нагляд за зупиненим генератором. Резервний генератор повинен бути готовий до пуску в будь-який момент, тому нагляд зводиться до епізодичної перевірки готовності його до пуску зі всім допоміжним обладнан-

ням. Не допускається виконання будь-яких робіт на обладнанні, яке знаходиться в резерві, без виведення його в ремонт. Вся апаратура генератора повинна бути справною і, якщо можливо, потрібно провести її перевірку (АГП, сигналізації, машинного телеграфу тощо).

При огляді перевіряють відсутність сторонніх предметів на генераторі та його обладнанні, відсутність зовнішніх несправностей, течі масла, води тощо. При виведенні генератора в тривалий ремонт обслуговуючий персонал передає генератор ремонтному персоналу і не втручається в його роботу. При короткочасних ремонтах оперативний обслуговуючий персонал зобов'язаний стежити за тим, щоб ремонтний персонал виконував тільки роботи, для яких генератор виведений в ремонт, і щоб ці роботи були обов'язково виконані. Розширення обсягу ремонту (виявлення деяких дефектів), за необхідності, допускається тільки з відома та згоди оперативного персоналу, який стежить за своєчасним закінченням ремонту та увімкненням генератора в роботу (згідно з заявкою, яка дозволена диспетчерською службою).

4 НЕНОРМАЛЬНОСТІ В РОБОТІ ГЕНЕРАТОРА ТА ЇХ УСУНЕННЯ

При роботі генератора можуть виникати порушення нормальної роботи в енергосистемі, на яку працює генератор, і порушення нормальної роботи самого генератора або його допоміжного обладнання.

Порушення в роботі генератора супроводжується звичайними відхиленнями від нормальних значень основних параметрів, які характеризують його роботу. Якщо ці відхилення досягають граничних величин, то в дію вступають пристрої сигналізації та ремонтного захисту. При ряді порушень, які не призводять до вимикання генератора, на обов'язках обслуговуючого персоналу лежить підтримання генератора в роботі та усунення, за змоги, причин, які викликали ці порушення.

До порушень роботи генератора, які викликані зовнішніми причинами (в системі), відносяться [2, 7]:

– перевантаження активною та реактивною потужностями через перерозподіл потоків енергії в системі внаслідок раптового вимикання пошкоджених генераторів або ЛЕП;

– перевантаження внаслідок КЗ в системі;

– режими, які пов'язані з замиканням на землю однієї фази в мережі, яка живиться від шин генератора;

– коливання в системі.

До порушень внутрішнього характеру відносяться пошкодження ізоляції обмоток і замикання між фазами або на корпус безпосередньо в генераторі (як в статорі, так і роторі), ненормальності в роботі системи збудження, ненормальності в роботі охолодження, змащення, апаратури управління, механічної частини генератора.

Відповідно до вимог ПУЕ генератори потужністю більше 1 МВт забезпечуються такими пристроями сигналізації та захисту [4, 7]:

1) від струмів багатофазних замикань в обмотці статора – повздовжній диференційний захист, який діє на вимикання генератора та АГП. На ГГ цей захист повинен діяти і на зупинення генератора, і на введення в дію пристрою пожежогасіння;

2) від струмів замикань між витками однієї фази – поперечний диференційний захист, який діє на вимикання генератора та АГП. Захист встановлюється на генераторах, які мають паралельні вітки обмотки з виведеними кінцями. У гідрогенераторів передбачається захист згідно з п.1.;

3) від замикань на землю в обмотці статора, який діє на вимикання вимикача та АГП. Захист встановлюється при ємнісному струмі замикання на землю в мережі генераторної напруги 5 А і більше. Якщо захист не встановлюється, то для сигналізації замикань на землю використовується пристрій контролю ізоляції. У ГГ передбачається захист згідно з п. 1.;

4) від струмів в обмотці статора, які викликані КЗ в мережі, – захист з меншою витримкою часу на вимикання трансформаторів та зв'язків з сусі-

дніми секціями й з більшою витримкою часу на вимикання вимикача та АГП генератора. Для ГГ допускається дія захисту і на зупинення агрегату;

5) від струмів в обмотці статора, які викликані перевантаженням, – захист, діючий на сигнал. На ГЕС без постійного чергування персоналу захист повинен діяти на розвантаження агрегату, а якщо при цьому перевантаження не припиняється, на вимикання і на його зупинення;

6) від появи другого замикання на корпус в колі збудження ТГ – захист, який діє на вимикання або на сигнал (а у генераторів з набірними зубцями статора, дротяними бандажами тощо – тільки на вимикання). Захист вводиться в дію після появи замикання на корпус обмотки ротора в одній точці;

7) від замикання на землю в одній точці кола збудження ГГ – захист, який діє на вимикання або сигнал. При дії на вимикання допускається і одночасне зупиненння;

8) від підвищення напруги статора (для ГГ) – захист, який діє на вимикання вимикача і АГП та на зупинення агрегату;

9) від перевантаження струмами зворотної послідовності (для ТГ і ГГ потужністю понад 30 МВт) – захист, який діє на сигнал або вимикання генератора і АГП (а для ГГ також і на зупинення).

Для генераторів потужністю менше 1 МВт передбачаються захисти за п.п. 1, 3, 4, 5 і 8.

Як було сказано раніше, при вимірюванні напруги на шинах генератора реактивна потужність, яка видається генератором, змінюється. Аналогічно можна сказати про активну потужність, яка змінюється залежно від частоти в системі. Тому якщо в системі, на яку працюють багато генераторів (наприклад, відокремлюється уся електростанція внаслідок вимикання лінії) і генератори, які залишилися в роботі не мають достатнього обертового резерву, щоб покрити дефіцит потужності, який виник, генератори будуть перевантажуватись.

Такі аварійні режими не можуть продовжуватись довго, оскільки оперативний персонал електростанції і диспетчерської служби вживає заходів із відновлення нормального режиму шляхом пуску резервних генераторів, розвантаження споживачів або змінення схеми мережі енергосистеми, тому генератори за рахунок теплового запасу, який є, можуть на відносно короткий час нести навантаження понад номінальне значення.

ПУЕ згідно зі стандартами на електричні машини дозволяється короткочасне перевантаження обмоток статора і ротора за струмом [1, 4, 7]:

Струм навантаження відносно допустимого, %	110	115	120	125	130	140	150	200
Тривалість перевантаження, хв	60	15	6	5	4	3	2	1

Ці перевантаження дозволяються незалежно від величини навантаження в момент, попередній навантаженню, і частоти в системі.

Величина аварійних перевантажень встановлюється з такого розрахунку, щоб додатковий нагрів обмотки не призводив до пошкодження ізоляції. Завдяки тепловій інерції, яка залежить від питомої теплоємності міді та ваги обмотки, нагрівання обмотки при зростанні струму збільшується не миттєво, хоча і досить швидко. Оскільки кількість тепла, що виділяється, пропорційна квадрату струму, тривалість перевантаження при збільшенні значення струму доводиться значно зменшувати, щоб зберігати однакове перевищення температури обмотки при різних навантаженнях. На рисунку 5 наведено залежність тривалості перевантаження від її величини. Перевантаження, більші вказаних або визначених по кривій, не повинні допускатися. Якщо зменшити перевантаження протягом допустимого для такої величини струму часу не вдається, то генератор потрібно відключити.

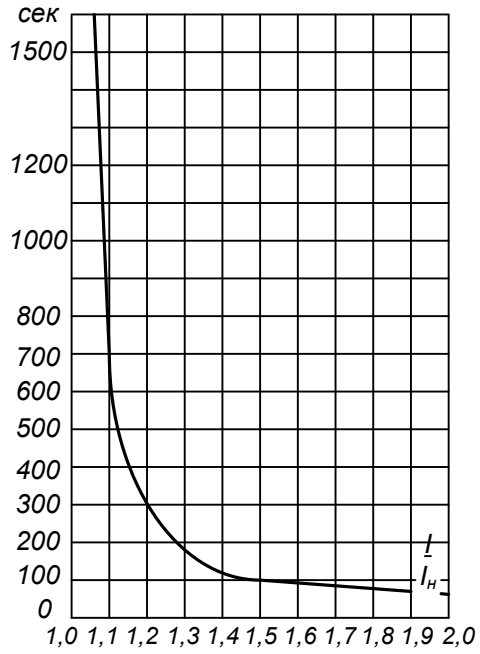


Рисунок 5 – Залежність допустимої тривалості перевантаження струмом обмотки генератора від величини перевантаження

За допустимий струм береться струм, з яким генератор може тривало працювати в нормальному режимі при даній температурі охолоджувального повітря, номінальній напрузі та номінальному cos φ. Тому практично при низькій температурі охолоджувального повітря можна допускати більші перевантаження, ніж при високій. Якщо в момент виникнення перевантаження є можливість знизити температуру охолоджувального повітря, наприклад, збільшенням витрати води в повітрооходжувачі, потрібно використати таку можливість. По-перше, це дозволить збільшити величину перевантаження або тривалість роботи з перевантаженням, а по-друге (якщо збільшення перевантаження не потрібно), знизити нагрів та знос ізоляції. Зрозуміло, що зміну витрати води доцільно здійснювати тільки при не-

великих перевантаженнях (до 15%), які можна підтримувати більш тривало, в іншому випадку час, який витрачається на операцію з вентилями для регулювання витрати води, буде сумірним або навіть більшим часу, протягом якого може бути допущене перевантаження, і тому ефект від зниження температури повітря не може бути використаний.

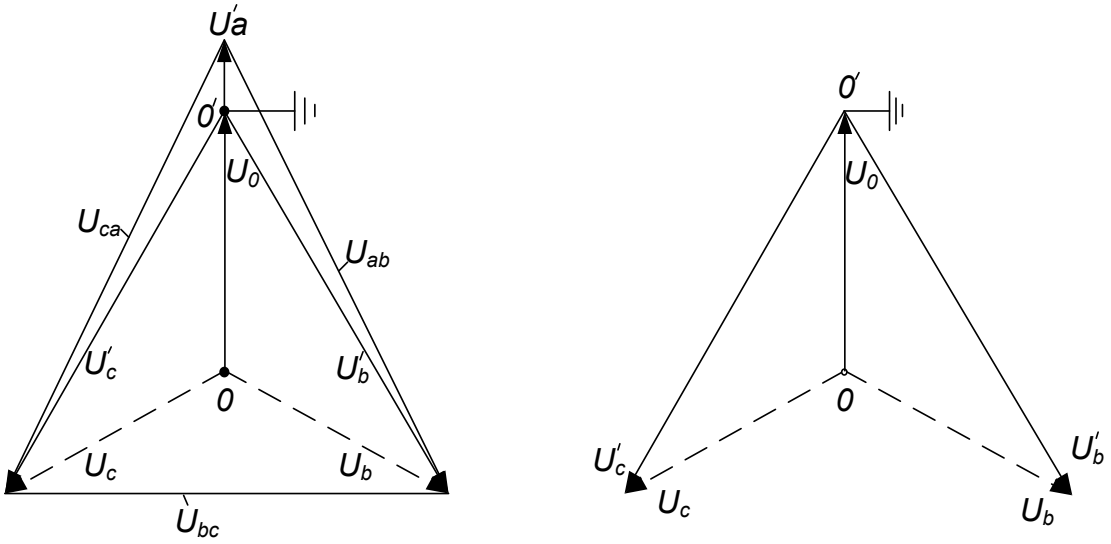
Перевантаження, яке раптово виникає від зміни режиму в системі, не залишається постійним і змінюється згідно з тим, як приймають навантаження інші паралельно працюючі генератори. Зазвичай після першого поштовху максимальної величини перевантаження зменшується і, досягнувши деякої межі, залишається більш-менш на одному рівні. Виходячи з цього рівня і потрібно визначати допустиму тривалість перевантаження. Однак, якщо зниження перевантаження від максимального значення до усталеної величини проходило не швидко, а протягом часу, сумірного з допустимою тривалістю перевантаження, потрібно враховувати і цей час перехідного процесу. Наприклад, якщо поштовх перевантаження досягає 50%, а зниження до 25% продовжувалось протягом 2 хвилин, то допускати це перевантаження протягом 5 хвилин вже не можна.

При виникненні перевантаження необхідно звертати увагу на показання амперметрів всіх трьох фаз тому, що навантаження може бути нерівномірним по фазах і в такому випадку величина перевантаження повинна визначатися по найбільш навантаженій фазі. У більшості випадків виникнення раптового перевантаження відбувається після КЗ в мережі. Залежно від віддаленості місця КЗ від даного генератора струм КЗ буде різним і збільшення струму на генераторі може бути різним. При віддаленому КЗ невелике збільшення струму генератора може бути не помічено персоналом. При близьких КЗ внаслідок великої величини струму на генераторі виникають сильні удари і по приладах відмічаються поштовхи струму. Якщо пошкодження не вимикається швидкодійним захистом, можуть виникнути коливання за рахунок зміни напряму потоків енергії. При коливаннях струм статора коливається в широких межах, перевищуючи номінальне значення на 50 ÷ 100%. Оскільки шкали приладів не градуюються в таких межах, стрілки доходять до упору і судити про величину перевантаження немає можливості. Однак, оскільки ці перевантаження мають характер поштовхів, тобто досягають максимального значення на дуже короткий час, суттєвого впливу на нагрів обмотки вони не чинять.

Перевантаження при КЗ в мережі, які протікають одночасно, до вимикання пошкодженої ділянки або обладнання захистом, також не відіграють суттєвої ролі в нагріві обмотки, хоча струм може перевищувати номінальний в декілька разів. В гіршому випадку – при вимиканні КЗ резервним захистом – витримка часу не перевищує 10 с. За такий час генератор може витримати чотирикратний номінальний струм.

Зазвичай мережі генераторної напруги працюють з ізольованою нейтраллю. В цих мережах замикання будь-якої фази не викликає відключення пошкодженої ділянки від дії захисту, і тому до знаходження і усунення

пошкодження мережа працює із заземленням однієї фази. Як відомо, при замиканні однієї фази на землю виникає зсув нейтралі і підвищення напруги «здорових» фаз. При цьому у випадку металевого замикання на землю напруга «здорових» фаз підвищується до лінійної відносно нейтралі або землі (рисунок 6). Така напруга буде в усій електрично зв'язаній мережі, і, отже, в обмотці статора генератора. Підвищення напруги в двох фазах відносно корпусу та третьої фази може призвести до пошкодження ізоляції пазової частини в ослаблених місцях або викликати коронування на лобових частина обмотки.



а) при неповному замиканні; б) при металевому (повному) замиканні з землею

U_0 – напруга нейтралі відносно землі

Рисунок 6 – Векторні діаграми фазних напруг при замиканні фази А на землю

В таких випадках, коли замикання на землю здійснюється через опір дуги і струм КЗ коливається за величиною внаслідок змінення опору дуги, на «здорових» фазах виникають перенапруги, які досягають величини 3 ÷ 3,5 фазної напруги. Імовірність пошкодженої ізоляції при таких перенапругах зростає. Хоча ізоляція випробовується підвищеною напругою при ремонтах і профілактичних випробуваннях, вплив, який виявляють напруги, пов'язаний з замиканням на землю через дугу, на ізоляцію може бути більш значним як за величиною, так і за тривалістю.

При виникненні замикання однієї фази мережі на землю прилади контролю ізоляції (вольтметри) покажуть різні напруги на фазах (як правило, всі напруги є різними, але дві з них мало відрізняються одна від одної). В такому випадку необхідно організувати пошук пошкодження в мережі. Лінії кабельної мережі зазвичай мають заземлення, за якими обслуговуючий персонал може встановити, на якій лінії виникло пошкодження. Така лінія

повинна бути відключена повністю, якщо не можна уточнити та вимкнути пошкоджену ділянку.

Усунення замикання на землю або локалізацію пошкодження потрібно здійснити протягом 2 годин. Цей час, встановлений на основі досвіду експлуатації, достатній для того, щоб локалізувати пошкодження. Однак не потрібно обов'язково тримати генератор в роботі протягом цього часу, якщо є можливість відновити нормальний режим роботи раніше 2 годин.

Значно небезпечніше пошкодження ізоляції та пробій на корпус одної фази в обмотці генератора. Тут небезпека полягає в тому, що струм замикання, який проходить через місця пробою, може створювати дугу, яка виплавить та спалить частину активної сталі. Об'єм виплавленої сталі залежить від величини струму замикання та тривалості його протікання. Величина струму визначається напругою відносно землі фази в місці пошкодження та опором в місці заземлення, який складається з опору перехідного контакту, ємнісного опору інших фаз в генераторі та мережі, опору заземлювальних реакторів тощо.

Прийнято вважати, що при струмі 5 А пошкодження активної сталі не виникає, а при стумі 5 А можливі пошкодження і тим більші, чим більший струм. Тому при струмах більше 5 А захист вимикає генератор і вмикати його в роботу без визначення місця пошкодження та усунення останнього неприпустимо. Робота зі струмом замикання на землю менше 5 А допускається більш або менш тривало залежно від місця замикання.

Оскільки замикання, як правило, виникає порівняно далеко від виводів генератора – всередині обмотки, діюча напруга буде меншою, ніж при замиканнях в мережі і не викликає таких великих перенапруг на ізоляції «здорових» фаз, як при замиканні в мережі.

У генераторів потужністю менше 150 МВт під час дії захисту від замикань на землю на сигнал необхідно негайно встановити місце замикання. І в нулі генератора (між нульовою точкою та землею) повинен бути приєднаний ТН (рисунок 7). Вольтметр, який приєднано до вторинної обмотки цього трансформатора, дає показання, які відповідають напрузі здорової частини пошкодженої фази. Якщо напруга дорівнює фазній, це означає, що пошкодження знаходить поза виводами генератора; якщо близько до нуля – замикання біля нульових виводів. Якщо замикання знаходиться далі 50% витків фази (показання вольтметра менші 50% фазної напруги), генератор за необхідності може працювати, однак за ним необхідно встановити ретельний нагляд. При виявленні розвитку пошкодження, що може бути встановлено за появою запаху гару, диму, генератор потрібно негайно вимкнути.

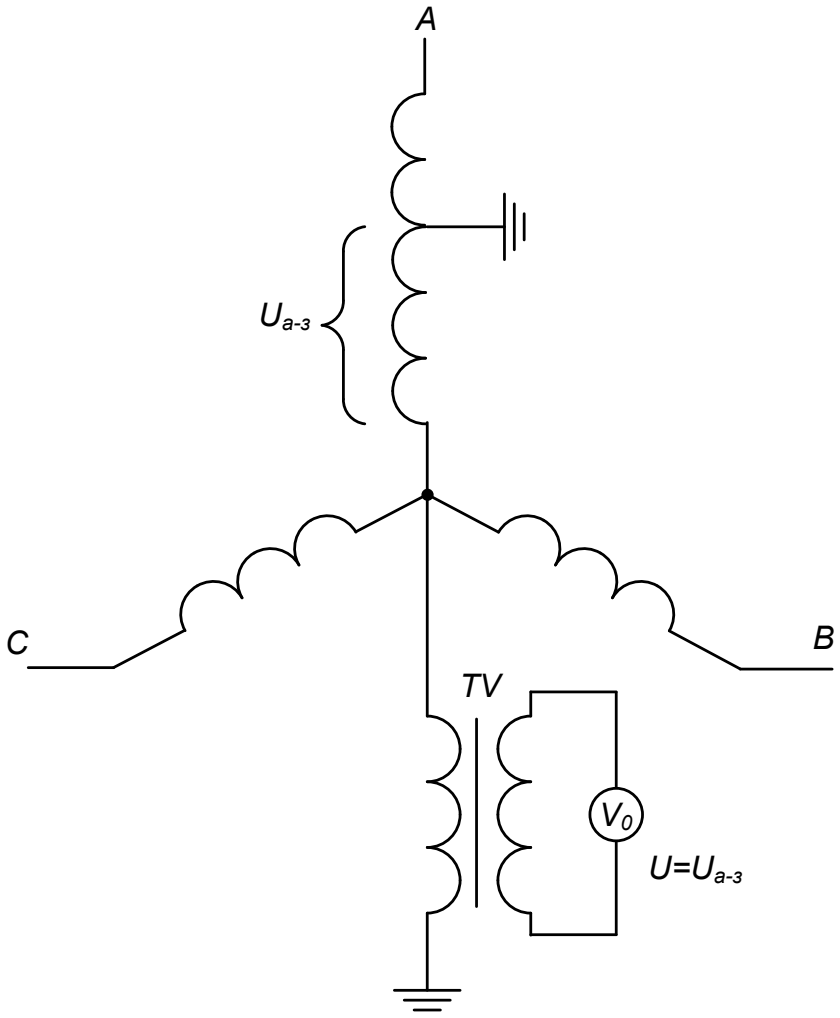


Рисунок 7 – Схема приєднання вольтметра в нулі генератора для визначення місця замикання на корпус

В тих випадках, коли за показаннями вольтметра встановлено, що замикання ближче 50% витків до лінійних виводів (напруга більша 50% фазної), необхідно розвантажити генератор та вимкнути його не пізніше, ніж через 2 години після замикання, а потім вивести в ремонт для усунення пошкодження. В окремих випадках у генераторів, у яких дозволяє конструкція виводів та компонування шин і обладнання, допустимо зробити перез'єднання шин, що відходять від лінійних виводів на нульові. При цьому місце пошкодження буде далі 50% витків від лінійних виводів, і генератор можна залишити в роботі на вищезгаданих умовах, тобто під ретельним наглядом.

При КЗ в енергосистемі (на лініях, на обладнанні електростанцій або підстанцій) з наступним вимиканням пошкоджених ділянок виникає різке коливання напруги та направлень потоків потужності. В результаті можуть виникнути коливання – періодичний перерозподіл потужності між працюючими генераторами. Зазвичай ці коливання досить швидко затухають, але

в окремих випадках можуть супроводжуватись випаденням генераторів із синхронізму.

Порушення ізоляції обмоток генератора, як правило, викликає більш або менш суттєве пошкодження генератора. Пошкодження ізоляції в одному місці з пробоєм на корпус було розглянуто раніше. Пошкодження ізоляції може виникнути також між окремими витками обмотки одної фази – виткові замикання.

Такі пошкодження не можуть бути виявлені приладами генератора під час роботи і, залишаючись непомітними, поступово збільшуються в розмірах. Замикання між двома паралельними провідниками в одній котушці або стержні викликає перерозподіл струму між окремими провідниками, і в місці порушення ізоляції струм буде проходити від одного провідника до іншого, а у місці контакту провідники будуть нагріватися. Оскільки контакт нещільний, його опір великий, втрата потужності в контакті буде значною і викликатиме значний нагрів цього місця. Нагрів у свою чергу призведе до пошкодження ізоляції сусідніх провідників, до погіршення контакту в місці стикання і до ще більшого нагріву. Поступово процес буде розвиватися і руйнувати все більшу кількість ізоляції стержня, поки не виникне пробій головної ізоляції на корпус або між фазами (якщо місце пошкодження розташовано зі сторони стержня іншої фази). Міжфазне КЗ може бути викликане також стороннім феромагнітним предметом, який потрапляє в обмотку (в більшості випадків в лобові частини обмотки) і внаслідок вібрації під впливом магнітного поля буде терти ізоляцію, після чого виникне пробій її робочою напругою обмотки. У ряді випадків тертя ізоляції здійснюють окремі вібруючі листи активної сталі зубців при недостатньо доброму пресуванні крайніх пакетів.

Пошкодження ізоляції в лобових частинах обмотки часто виникає внаслідок порушення паяння в місці з’єднання стержнів. Якщо паяння, яке виконане олов’яним припоєм, виконано неякісно (внаслідок недостачі припою або неправильної технології виконання паяння), то струмоведучий переріз зменшується і тому збільшується нагрів місця паяння, який поступово призводить до переродження припою і ще більшому нагріву або до виплавлення припою. Порушення цілості з’єднання призводить до виникнення дуги, пропалювання ізоляції а, оскільки лобові частини розташовані на близькій відстані одна від одної, пошкоджується ізоляція і сусідньої лобової частини, що, як правило, призводить до міжфазного замикання.

При різних міжфазних КЗ в обмотці генератора спрацьовує захист генератора від внутрішніх пошкоджень (повздовжній диференційний захист) і діє на вимикання вимикачів та АГП. Захист має мінімальну витримку часу для того, щоб скоротити розміри пошкодження, оскільки струм КЗ занадто великий і потужна дуга за частки секунди встигає розплавити та спалити значну частину обмотки та активної сталі в осередку пошкодження. В генераторах, які обладнані засобами пожежогасіння, при спрацюванні диференційного захисту на обмотку статора подається вода або пара з

метою зменшення об'єму пошкодження. Вимикання генератора внаслідок внутрішнього пошкодження зазвичай легко визначити за зовнішніми ознаками – поява диму з генератора, шуму та тріску при виникненні перекриття та горінні дуги.

В таких випадках необхідно зупинити генератор та розібрати схему, тобто вимкнути шинні роз'єднувачі (або роз'єднувач між генератором та трансформатором) і роз'єднувачі відпайкових трансформаторів. Потім потрібно виконати вимірювання опору ізоляції обмоток статора і ротора мегомметром та провести ретельний зовнішній огляд генератора та всіх його первинних кіл в зоні дифзахисту і, нарешті, оглянути генератор усередині. В першу чергу необхідно відкрити люки на торцевих щитах і оглянути видиму частину обмотки (лобові частини).

При внутрішніх пошкодженнях, як правило, для їх усунення необхідно розбирати генератор – зняти торцеві щити та вийняти ротор. В окремих випадках вдається ротор не виймати, якщо пошкодження захопило тільки лобові частини обмотки. Іноді пошкодження обмотки може бути виявлено через люки.

Якщо після вимикання генератора захистом від внутрішніх пошкоджень не виявлено зовнішніх ознак пошкодження (диму, кіптяви) і при вимірюванні опору ізоляції не виявлено дефекту, потрібно, не складаючи схему генератора, розігнати його і підняти напругу з нуля; при виявленні дефекту генератор потрібно зупинити і ретельно обстежити, щоб встановити місце пошкодження та усунути пошкодження. Якщо після підйому напруги з нуля дефектів не виявлено, генератор можна після складання схеми увімкнути на шини і навантажити. Однак при збільшенні навантаження необхідно уважно стежити за генератором як по приладах, так і безпосередньо в машинній залі. При появі ненормальностей (поштовхи струму, надмірний нагрів, який виявлено по термоіндикаторах тощо) генератор потрібно вимкнути та зупинити для ретельного огляду.

В таких випадках, коли генератор вимикається від дії надструмів або від підвищення напруги, а також при неправильній роботі захисту або помилкових діях персоналу, тобто за відсутності внутрішніх пошкоджень, допустимо здійснювати підйом напруги та увімкнення генератора на шини, не виконуючи його попереднього огляду. Такі вимикання, як правило, виникають внаслідок наскрізних КЗ в мережі або на шинах станції, коли основний захист не працює правильно або відмовляє. Тому характер пошкодження іноді може бути встановлений за щитовими приладами або за реєструвальними приладами, які відмічають поштовхи струмів КЗ. Якщо таких ознак не було або їх не було виявлено, необхідно по сигнальних реле захисту генератора уточнити, від якого захисту відбулося вимикання.

У ГГ, які працюють окремо від системи, при складанні значної частини навантаження виникає підвищення напруги і, якщо регулятор напруги не зможе знизити його, спрацьовує захист від підвищення напруги, який діє на вимикання та гасіння поля.

Зворотне увімкнення генераторів за відсутності внутрішніх пошкоджень допустимо здійснювати способом самосинхронізації.

У деяких генераторів немає захисту від внутрішніх пошкоджень. Вимикання таких генераторів від максимального струмового захисту потрібно розглядати як можливе вимикання внаслідок внутрішнього пошкодження і тому без огляду та перевірки стану генератора вмикати його в роботу заборонено. Те ж саме відноситься до випадків вимикання генератора захистом від надструмів, якщо причину вимикання вияснити зразу не вдалося.

До пошкоджень, які пов'язані з обладнанням генератора, відносяться несправності в системі збудження:

– порушення ізоляції в колі обмотки ротора або збудника;

– ненормальна робота щіткового апарата на кільцях ротора або на колекторі машинного збудника;

– порушення в роботі АРЗ;

– втрати збудження.

Порушення ізоляції кіл збудження найчастіше виникає в роторі ТГ. Це пояснюється тим, що ротор є найбільш навантаженою частиною генератора, оскільки зазнає значних механічних напруженостей за рахунок відцентрових зусиль і, крім того, теплових навантажень. Внаслідок великої довжини бочки ротора обмотка при сильному нагріві зазнає значних подовжень та зсувів уздовж пазів. Однак, оскільки обмотка не має необхідної свободи для розширення, виникаючі зусилля прагнуть викликати поперечну деформацію провідників обмотки. Оскільки повздовжні зсуви, поперечна деформація та радіальні зусилля передаються від міді на бочку ротора через ізоляцію, то з часом від багаторазових прикладень зусиль, а також під дією нагріву ізоляція місцями руйнується і виникає замикання міді обмотки на корпус – бочку ротора. Найбільш ймовірним місцем таких пошкоджень є місце виходу витків з пазу, оскільки лобові частини, які знаходяться в гіршому стані щодо відведення тепла, більше нагріваються, ніж пазова частина котушки, і, крім того, лобові частини мають трохи більшу рухливість, ніж пазова частина котушки.

Разом з тим можливі різні дефекти ізоляції та обмотки, які є наслідком неправильного виконання обмотки на заводі, ці дефекти можуть виявитися не зразу після введення генератора в експлуатацію. В ряді випадків погіршення ізоляції обмотки ротора є наслідком забруднення ізолювальних проміжків пилом, маслом, які потрапляють в генератор.

Залежно від конструкції ротора замикання обмотки на корпус внаслідок забруднення може виникнути як в пазовій, так і в лобовій частинах обмотки. Забруднення частіше виникає в генераторах, які працюють з проточною системою охолодження. В пазовій частині забруднення виникає в результаті занесення пилу в вентиляційні канали, і, якщо є порушення цілості пазової гільзи, може створитися шляхом витоку через пошкоджені місця ізоляції та забруднення каналів. В лобових частинах пил осідає на

неізольованих поверхнях провідників обмотки, де зі збільшенням кількості пилу створюються шляхи витоку на бочку ротора.

Найбільш сприятливим місцем замикання є точки обмотки, ближчі до того кільця, біля якого немає замикання на корпус, що отримують відносно корпусу потенціал, який дорівнює напрузі між кільцями. Це може призвести до другого замикання. В ГГ порушення ізоляції обмотки полюсів ротора зустрічається рідше, ніж у ТГ, тому що обмотка полюсів працює в менш важких умовах, ніж обмотка ротора турбогенератора. Однак при проточній системі вентиляції також не виключено забруднення пилом і наступне зниження опору ізоляції.

Небезпеку являють собою металеві замикання обмотки на корпус, оскільки при замиканні в двох або більше місцях частина обмотки виявляється замкненою накоротко. В таких випадках залежно від кількості замкнених накоротко витків котушки обмотки ротора ТГ або обмотки полюсів ротора ГГ може виникнути або майже повна втрата збудження (якщо точки замикання близькі до виводів обмотки), або порушення симетрії магнітного потоку ротора. В обмотці ротора ТГ замикання більше двох витків в одній з котушок призводить до відчутного змінення потоку ротора, внаслідок чого один полюс ротора буде сильніше притягуватися до статора, ніж другий полюс, отже виникає вібрація, яка за частотою відповідає кількості обертів ротора. Вібрація ротора буде передаватися на підшипники та корпус генератора. Аналогічне явище буде виникати, якщо замкнеться обмотка будь-якого полюса ротора ГГ. При цьому магнітна несиметрія буде виражена значно більше і механічні впливи на генератор будуть сильними. В ряді випадків були зруйновані підшипники і відрив фундаментних болтів. Залежно від конструкції роторів при появі в них замикань на корпус вживають таких заходів.

ТГ з роторами звичайного виконання при появі замикання на корпус в одній точці повинні бути за першої змоги виведені в ремонт, а для цього з’ясовують характер та місце замикання і, якщо воно не може бути зразу усунено, до ротора підключається захист від подвійних замикань на корпус з дією на сигнал (рисунок 8).

Після отримання сигналу генератор повинен бути негайно розвантажений та відключений від мережі.

Турбогенератори, у яких ротор виконано з набірними зубцями з дротовими бандажами на лобових частинах обмотки, а також у яких ротор має число полюсів більше двох, повинні при появі другого замикання на землю в обмотці ротора відключатися захистом, оскільки такі ротори значно менше механічно міцні, ніж двополюсні суцільні ротори з бандажними кільцями.

У гідрогенераторах передбачається діючий на сигнал захист від замикань на землю в одній точці, після появи такого замикання генератор швидко повинен бути розвантажений та зупинений.

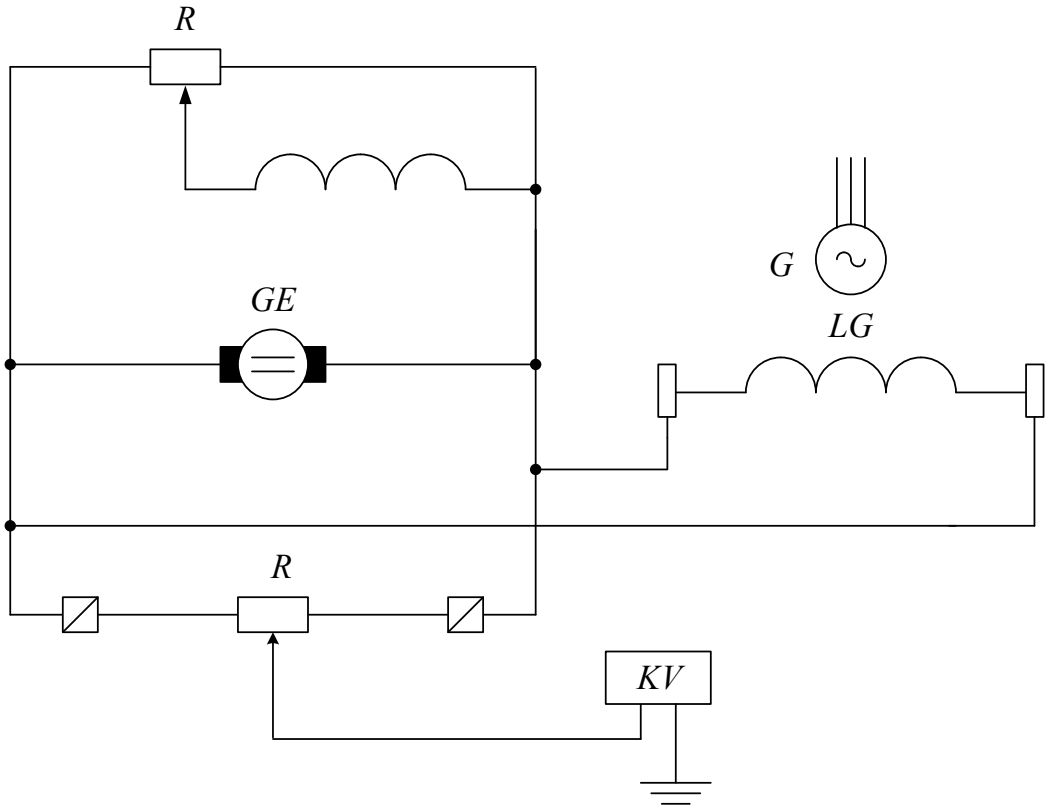


Рисунок 8 – Схема захисту від подвійних замикань на землю в обмотці ротора

Подвійне замикання на корпус в роторі ГГ являє собою велику небезпеку і залишати генератор в роботі неприпустимо.

В таких випадках, коли з'являється замикання на корпус металевого характеру, певно, що це є наслідком забруднення та створення провідних шляхів на кільцях ротора, в обмотці або в струмовідводах. В ряді випадків забруднення виникає від потрапляння вугільного пилу від щіток, але не виключено потрапляння і стороннього провідного пилу, який всмоктується сумісно з охолоджувальним повітрям при проточній системі охолодження. За такого роду замикань потрібно продути генератор стислим повітрям та очистити доступні частини (кільця).

Крім забруднення кілець, щіткового апарата, які призводять до замикань на корпус, виникають ненормальності, пов'язані з роботою щіток. Неправильно підібрані за сортом або неправильно встановлені щітки працюють ненадійно з сильним іскрінням або надмірним зносом. Неправильна робота щіток може призвести до прискореного зношення кілець або колектора, що, у свою чергу, посилює іскріння та знос щіток.

Основним недоліком роботи щіток на кільцях є іскріння внаслідок вібрації щіток. На щітку діють зусилля від натискання пружини щіткотримача, від сили тертя, радіального тиску кільця на щітку та від тиску стінки обойми на щітку (рисунок 9). При рівновазі цих зусиль щітка знаходиться в спокої, без перекошування і не заклинюється в обоймі. Порушення робо-

ти щітки через порушення рівноваги зусиль може виникнути внаслідок змінення коефіцієнта тертя або зусилля від натягування пружини внаслідок зношування щітки.

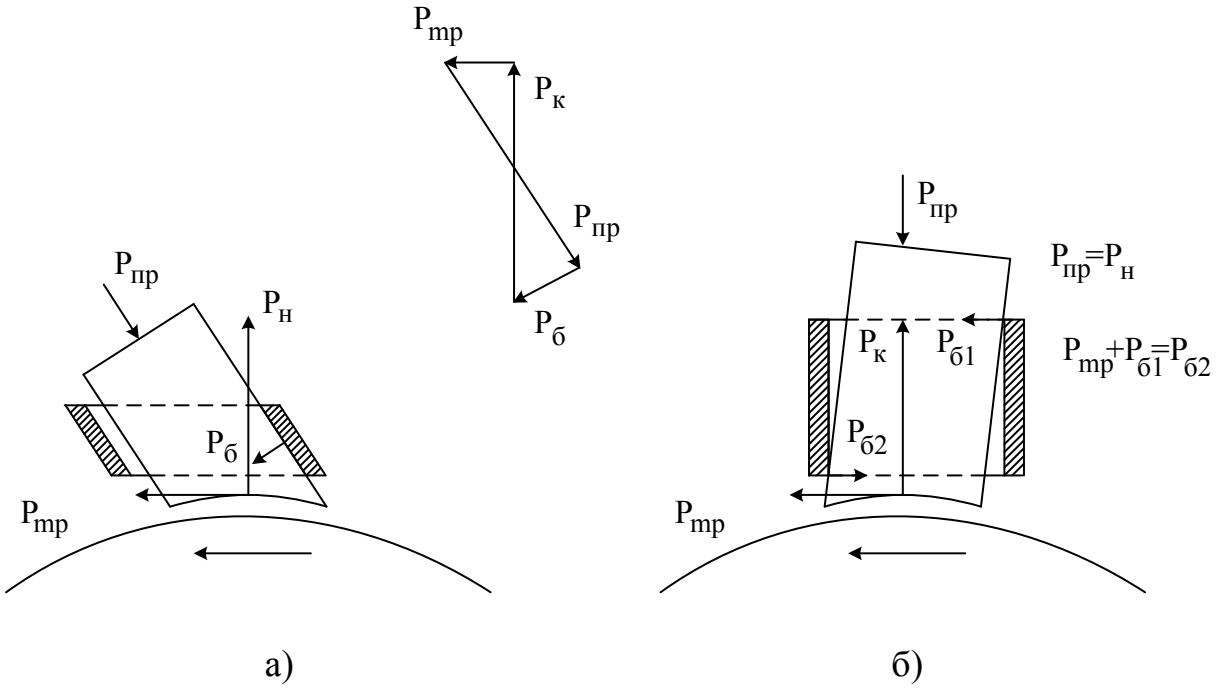


Рисунок 9 – Схема роботи похилої (а) та радіальної (б) щіток

Тертя щіток здійснюється при підвищенні температури контакту кільце – щітка. Причому до 80 ºС тертя зменшується, а при подальшому підвищенні температури збільшується. Змінення нагріву може викликатися зміною навантаження – струму ротора. Змінення тангенціальних зусиль призводить до вібрації щітки або до перекошування, що викликає зміну тиску на той або інший край щітки (збігаючий або набігаючий) та прискорений його знос. Робота щітки одним краєм, а не всією поверхнею, призводить до її розігріву, ще більшого збільшення тертя, підсиленого іскріння, викришування щітки. При виявленні сильного іскріння однієї або декількох щіток необхідно спочатку встановити, чи не виникло забруднення кілець, і протерти їх чистою серветкою. Якщо щітка, що іскрить, спрацьована більше за інші, то може послабнути натискання пружини, і якщо збільшити натискання більше не можна, щітку потрібно замінити новою, яка заздалегідь підігнута та протерта. Необхідно оглянути всі щітки з підвищеним іскрінням та перевірити їх на відсутність тангенціальної вібрації (на дотик). На таких щітках часто бувають сколоті краї і тому, якщо є значні сколи, щітки потрібно замінити.

При зношенні кілець внаслідок використання жорстких щіток або ерозії від іскріння щітки вібрують в радіальному напрямку і усунути виникаюче при цьому іскріння неможливо без шліфування або проточування кілець. Якщо нерівності незначні, можна пошліфувати кільця на ходу за до-

помогою колодки, на яку закріплена скляна шкурка. Значні нерівності видаляються шліфуванням абразивним кругом або проточуванням під час ремонту.

На колекторах збудників іскріння може бути викликано зносом міді колекторних прокладок. Усунути це можливо тільки при ремонті шляхом продорожування та шліфування колектора. Нерівномірний знос колектора по колу або биття також викликають вібрацію щіток та іскріння. Значне іскріння може бути наслідком неправильної комутації.

Найчастіше це може бути викликано неправильним установленням щіток на нейтралі під час монтажу або ремонту генератора. Однак можливий зсув щіток і під час експлуатації внаслідок зміщення траверси.

Іскріння може збільшуватися і при перевантаженні ротора, при форсуванні збудження, а також внаслідок виникнення виткових замикань в роторі.

В таких випадках струм збільшується, зростає густина струму в щітках, що може викликати їх перегрівання та іскріння. Для запобігання цього, якщо такі режими часто повторюються, потрібно дослідним шляхом підібрати найбільш підходящий сорт щіток, а в окремих випадках, за змоги, збільшити їх кількість.

Іскріння може бути наслідком не тільки слабкого натискування, але і занадто сильного натискування на щітки. В останньому випадку щітки більше нагріваються за рахунок тертя і це порушує їх роботу. Взагалі, якщо натискування щіток різне, то струмове навантаження розподіляється нерівномірно, і тому окремі щітки можуть перевантажуватися. Перевантаження окремих щіток може виникнути, якщо при заміні частини зношених щіток встановлено щітки іншого сорту. Тому для заміни необхідно мати комплект щіток, який підготовлений з однієї партії і того ж сорту.

Іноді іскріння, яке виникає в процесі роботи збудника, свідчить про пошкодження збудника. Наприклад, замикання в обмотці одного з полюсів, яке призводить до викривлення магнітного поля і появи зрівнювальних струмів, невдовзі призводить до перерозподілу струму та перегріву щіток. Виявити це порушення можна за нерівномірним нагрівом полюсів. При замиканні (витковому або між секціями) в якорі іскріння супроводжується недостатнім збудженням збудника і місцевим нагріванням якоря, що може бути виявлено зразу після зупинення генератора. За наявності КЗ в якорі або обриві в будь-якій котушці колекторні пластини, які приєднано до котушки з обривом, виявляються почорнілими, тому що при потраплянні цих пластин під щітки виникає розрив кола, іскріння та обгорання пластин.

В ряді випадків іскріння під окремими щітками переходить в круговий вогонь. Круговим вогнем називається суцільне іскріння по колу колектора, коли іскри перестрибують з одного щіткового ряду до наступного, тобто ряду, який належить іншому полюсу. Невелике кругове іскріння із проскакуванням окремих іскор може виникнути при забрудненні колектора внаслідок застосування м’яких щіток або сильного зносу щіток виступаючими

між пластинками міканітовими прокладками. В такому випадку іскри являють собою згораючі від сильного нагріву частки вугільного пилу, які переносяться при обертанні колектора. При великій кількості пилу можуть виникнути провідні містки між окремими пластинками. При значному збільшенні струму, наприклад, при форсуванні збудження або КЗ, щітки сильно розшарюються і під ними створюється шар струмопровідної пари, який іонізує повітря. Внаслідок цього виникають місцеві дуги між сусідніми пластинами колектора при виході їх з-під щіток. При більш або менш тривалому форсуванні або КЗ дуги розповсюджуються на інші пластини і переходять до щіток іншої полярності. Цьому значною мірою сприяє наявність забруднення колектора. Практично круговий вогонь являє собою КЗ на затискачах збудника, що призводить до втрати збудження генератора.

Прогресуюче кругове іскріння до його переходу в круговий вогонь може бути зменшено швидким зменшенням струму збудження збудника або зменшенням струму ротора. Якщо неможливо зменшити струм ротора і відповідно знизити навантаження генератора до величини, при якій іскріння не становить небезпеки, або цей захід не дає ефекту, то необхідно перевести збудження генератора на резервний збудник (рисунок 10).

Переведення на резервний збудник необхідно виконувати без вимикання генератора від шин. Резервним збудником є машинний збудник-генератор, який має привод від асинхронного електродвигуна. Переведення збудження може здійснюватися при синхронній роботі генератора шляхом швидкого або плавного переведення навантаження з одного збудника на інший, а також при асинхронній роботі генератора шляхом швидкого переведення навантаження. В аварійних умовах, як правило, використовується перший спосіб. Порядок дій рекомендується такий. Пускають електродвигун резервного збудника ключем управління зі щита, потім збуджують генератор (резервний збудник) до напруги, на 10% вищої за напругу якоря працюючого збудника, перевіряють збіг полярностей обох збудників за допомогою магнітоелектричного вольтметра з перемикачем і, якщо полярності збігаються, вмикають рубильник кола якоря резервного збудника і негайно вимикають рубильник в колі якоря працюючого збудника. Після цього регулювання напруги генератора виконується впливом на резервний збудник. Для запобігання розриву великого струму рубильником його необхідно проводити не пізніше, ніж через $1 \div 2$ с після увімкнення рубильника резервного збудника, поки працюючий збудник не перейшов в режим двигуна.

При другому способі збудження резервного збудника виконується до напруги, яка дорівнює напрузі якоря працюючого збудника, потім перевіряється збіг полярностей і при їх збігу вмикається рубильник кола якоря резервного збудника, тобто збудники вмикаються на паралельну роботу. Після цього напруга на резервному збуднику плавно підвищується до напруги, при якій працюючий збудник розвантажується повністю, а потім вимикається працюючий збудник.

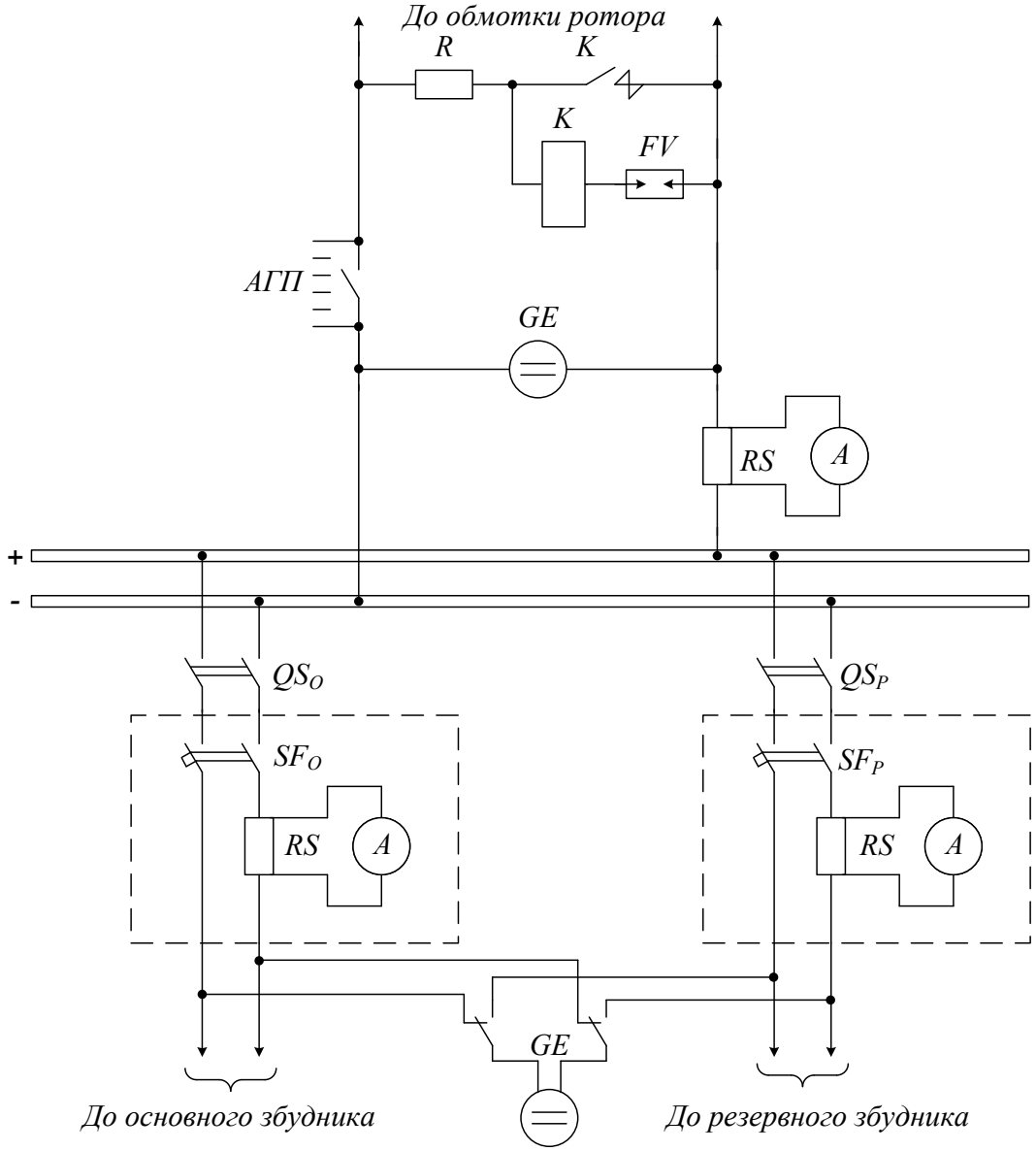


Рисунок 10 – Принципова схема резервного збудження

Для прискорення розвантаження збудження працюючого збудника може одночасно плавно знижуватися. Цей спосіб використовується менше, оскільки не всі збудники можуть стійко працювати паралельно. Крім того, потрібно мати дуже плавне регулювання збудження резервного збудника, щоб запобігти переходу працюючого збудника в режим двигуна (при напрузі резервного збудника більшій, ніж у працюючого), оскільки при цьому не виключено пошкодження збудників внаслідок перевантаження.

Для генераторів, які допускають роботу в асинхронному режимі, тобто з вимкненим АГП, може бути використано третій спосіб. При цьому способі резервний збудник збуджується до напруги, яка дорівнює напрузі працюючого збудника. Потім після перевірки збігу полярностей виконується вимикання АГП генератора, вимикається працюючий збудник, вимикається резервний збудник та АГП генератора. Всі операції, починаючи з

вимикання АГП, повинні здійснюватися швидко протягом декількох секунд. Це забезпечує успішну ресинхронізацію генератора.

На ГЕС, де в більшості випадків немає резервних збудників, порушення роботи збудження, які неможливо усунути при працюючому генераторі, призводять до необхідності зупинки гідроагрегату.

Після переведення збудження на резервний збудник необхідно вимкнути АРЗ генератора та увімкнути АРЗ, який діє на резервний збудник, а якщо такого регулятора немає, регулювання напруги виконується вручну за допомогою реостата резервного збудника. Необхідно також провести перемикання реле форсування генераторів на контактор форсування збудження резервного збудника.

Автоматичні регулятори збудження можуть також служити причиною порушення роботи генератора. У всіх регуляторах збудження є вимірювальний орган, який отримує живлення від шин генератора. Якщо з будь-якої причини припиняється живлення вимірювального органа (обрив кола тощо), то регулятор сприймає це як зниження напруги на шинах генератора і дає імпульс на підвищення напруги, тобто на збільшення струму збудження. Внаслідок цього різко збільшується і струм статора та може виникнути перевантаження за струмом (якщо генератор працював з навантаженням, яке близьке до номінального). Несправність регулятора виявляється за різким збільшенням струму статора та cos φ одного генератора при номінальній напрузі на шинах і нормальних значеннях струму статора та cos φ генераторів, які працюють паралельно на ті ж шини. Регулятор повинен бути вимкнений, після чого регулювання напруги здійснюється шунтовим реостатом вручну.

Деякі регулятори при пошкодженні їх вузлів можуть діяти в сторону зниження збудження генератора. При цьому зростає cos φ та знижується струм статора. Оскільки напруга на шинах залишається без змін і знижується тільки у одного генератора, підвищення легко виявляється і повинно бути усунено шляхом підвищення збудження генератора вручну реостатом. Регулятор повинен бути відключений.

Порушення в роботі АРЗ у одиничного генератора, який працює на виділену ділянку мережі, впливає більшою мірою, ніж у генератора, працюючого в системі.

Всі коливання напруги на шинах генератора будуть позначатися на роботі споживачів, приєднаних до мережі, яка живиться від генератора. Підвищення напруги буде супроводжуватися збільшенням струму навантаження за рахунок зростання струму намагнічування трансформаторів, електродвигунів та за рахунок збільшення струму на освітлювальних приймачах. При зниженні напруги струм навантаження зменшується за рахунок зменшення реактивної та активної складової струму.

В системі охолодження генераторів несправності можуть бути викликані порушенням роботи повітроохолоджувачів, неправильними діями персоналу, пошкодженнями вузлів системи охолодження.

Всі несправності зводяться до погіршення охолодження генератора, що характеризується підвищенням температури нагріву обмотки та сталі статора при незмінному навантаженні генератора. Найбільш характерними показниками роботи системи охолодження є перепад температури (різниця температур холодного та гарячого повітря) при повному навантаженні генератора. Ця величина є досить постійною при нормальному режимі роботи даного генератора і тому за нею можна робити висновки про стан охолоджувальної системи. В різних конструкціях генераторів ця величина коливається в межах 20 ÷ 30 ºС. Збільшення перепаду свідчить про порушення нормальної роботи охолодження. В замкненій системі охолодження погіршення роботи повітроохолоджувачів виникає, якщо збільшується температура води, яка надходить в повітроохолоджувачі, або зменшується її кількість. Причиною останнього може бути засмічення фільтрів. Особливо часто це виникає на ГЕС, де під час повені ріка несе багато сміття. Контроль стану фільтрів може здійснюватися за тиском води після фільтра. Різке зниження цього тиску буде свідчити про засмічення фільтра. В таких випадках, якщо є резервний фільтр, потрібно замінити ним працюючий, який необхідно очистити.

В розподіленій системі охолодження можливе засмічення фільтрів, які очищують повітря, що надходить ззовні. При цьому зменшується кількість повітря, що надходить в генератор і, отже, відведення тепла від обмоток.

За різних порушень в системі охолодження, якщо неможливо без зупинення генератора виправити пошкодження або якщо ремонт потребує багато часу, необхідно знижувати навантаження генератора, щоб нагрів частин машини (обмоток, сталі) не перевищував допустимого значення. За наявності на електростанції декількох генераторів навантаження потрібно перерозподілити, завантажуючи більше генератори, які не мають дефектів в системі охолодження.

Потрібно, однак, мати на увазі, що заходи із розвантаження генератора потрібно вживати до того часу, коли температура активних частин перевищує допустиму межу або наближається до неї. Внаслідок наявності теплової інерції та нерівномірності нагріву окремих частин обмотки остигання їх відбувається повільно і температура досягає допустимого значення через значний час після зниження навантаження. Тому при підвищенні температури обмотки або сталі відносно звичайного, для даного навантаження, значення потрібно швидко вживати заходів для з’ясування причини і, якщо швидке (протягом 10 ÷ 15 хв) усунення порушення неможливе, необхідно знижувати навантаження так, щоб уповільнити або зупинити зростання температури. В таких випадках вимірювання температури потрібно здійснювати кожні 10 ÷ 15 хв.

Якщо пристрої системи охолодження працюють нормально, то температура частин генератора підвищена, це свідчить про ненормальності в режимі роботи генератора. Якщо усунути ненормальності режиму роботи не вдається, потрібно, за змоги, інтенсифікувати охолодження. Наприклад,

при низькій температурі охолоджувальної води, коли кількість води, що надходить, обмежується, можна збільшити приплив води відкриттям засувок на напірному трубопроводі. Генератори, які можуть працювати як по замкненому, так і по розімкненому циклу, можна з замкненого перевести тимчасово на розімкнений цикл. Якщо такі заходи не можуть бути вжиті або не досягають мети, генератор повинен бути розвантажений. В системі охолодження також виникають порушення, які пов'язані з правильними діями персоналу (помилкові операції з запірною арматурою в системі водопостачання, з водяними насосами, з шиберами повітряного тракту тощо). Такі порушення при виявленні усуваються відновленням нормального положення арматури, пускових пристроїв тощо.

Управління генератором здійснюється за допомогою апаратури управління (ключі управління, кнопки), а контроль ведеться по вимірювальних приладах. Несправності з дією допоміжної апаратури у ряді випадків можуть призвести до порушення роботи самого генератора. В основному, джерелами порушення режиму можуть бути імпульсні ключі з пружинним поверненням, які використовуються для управління сервомоторами регулятора швидкості турбіни і реостатів збудження. При несправності пружини або самоутриманні ключа чи кнопки в натиснутому стані, який відповідає імпульсу на сервомотор, задана операція внаслідок тривалого (безперервного) увімкнення сервомотора буде виконана до кінця, тобто поки механізм, що приводиться в дію сервомотором, не дійде до крайнього положення. На регуляторі швидкості ці крайні положення відповідають повному скиданню або набиранню повного навантаження. На регуляторі напруги це відповідає зниженню напруги до мінімуму або підвищенню напруги до можливої межі. Такі різкі коливання навантаження і напруги регулятора неприпустимі, і тому повинні бути вжиті термінові заходи із відновлення нормального стану або для усунення режиму, небезпечного для генератора. Так, наприклад, при набиранні повного навантаження необхідно зменшити збудження, якщо струми статора перевищують допустиму величину. При скиданні навантаження біля генератора, який працює в системі, знижується $\cos \varphi$, оскільки збудження не встигає знизитись. Потрібно знизити збудження і перевести навантаження на паралельно працюючі генератори.

Несправності вимірювальних приладів генератора можуть призводити до порушення роботи генератора, якщо неправильні покази приладів дезорієнтують персонал та викликають неправильні його дії. Часто виникає перегорання плавких запобіжників ТН. Це призводить до різкого зменшення показів активного та реактивного ватметрів напруги кола статора. Наявність такого пошкодження характеризується тим, що покази всіх інших приладів залишаються нормальними, тобто відповідають попередньому навантаженню генератора. Оскільки по приладах навантаження генератора не відоме, не потрібно до відновлення запобіжника виконувати регулювання навантаження, у всякому випадку його збільшення. Загальне струмове навантаження генератора може контролюватись по амперметрах статора.

Порушення струмових кіл трапляється дуже рідко і характеризується зникненням показань одного з амперметрів та зменшенням показів активного і реактивного ватметрів. Оскільки обрив кола вторинної обмотки трансформатор струму (ТС) становить небезпеку для цілісності ТС і не може бути усунений без вимикання генератора, то генератор потрібно розвантажити і відключити від шин протягом короткого терміну. Якщо є впевненість, що обрив знаходиться в межах панелі щита управління, на збірці затискачів якого потрібно здійснити закорочування кола ТС, достатньо розвантажити генератор до холостого ходу, не вимикаючи його, і виконати вказану операцію. Після цього контроль навантаження потрібно вести по амперметрах, що залишились, і усунути пошкодження кола в межах панелі щита.

Прилади в колі збудження можуть давати неправильні покази при обривах або замиканнях в кабелях, проводах, контактах. Наприклад, амперметр в колі ротора, який приєднано до шунта, при порушенні контакту в колі приладу, буде давати зменшені покази, і, якщо контролювати збудження за струмом ротора, не виключена можливість перевантаження ротора. Тому необхідно контролювати одночасно і cos φ (якщо є фазометр) або струм статора. Іноді може відбутися перемагнічування збудника, це виявляється в тому, що через зміну напряму струму стрілки приладів збудження (вольтметр в колі збудження та амперметр ротора) будуть відхилятися в протилежну сторону. Оскільки це явище виявляється при пуску генератора, на генераторі, що вже обертається, при збільшенні напруги не потрібно зупиняти генератор, а потрібно, знявши збудження, поміняти місцями проводи, які підходять до затискачів приладів. Несправністю в механічній частині генератора найчастіше є збільшення вібрації підшипників або підп’ятників внаслідок порушення балансування ротора, що може бути викликано витковим замиканням в котушках обмотки ротора. Робота генератора з вібрацією, яка перевищує допустиму для даного типу (залежно від номінального числа обертів), не дозволяється, і він повинен бути зупинений для усунення вібрації при ремонті.

В процесі роботи в генераторі можуть з’явитись сторонні шуми, удари, які викликані вібрацією під дією магнітного поля різних деталей, кріплення яких з будь-яких причин ослабло. В ряді випадків послаблення кріплень обмотки та зв’язаних нею деталей може виникнути внаслідок динамічних ударів при наскрізних КЗ. Тому після замикань потрібно послухати генератор, звертаючи увагу на тон і характер шуму. Шуми, які спостерігаються при роботі генератора під навантаженням або на холостому ході зі збудженням, є наслідком електромагнітних процесів в генераторі, і частота шумів зазвичай відповідає частоті струму (або подвійній частоті). Шуми, частота яких відрізняється від частоти струму, пов’язані з механічними причинами. В ряді випадків шуми, які пов’язані з механічними причинами, можуть з’явитися при досягненні тієї або іншої величини навантаження генератора. Це обумовлюється накладанням динамічних зусиль від струмів

навантаження або термічної дії струму (нагрів і розширення деталей, послаблення натиску між деталями).

У всіх випадках виявлення ненормальних шумів в генераторі необхідно з'ясувати характер шуму; явища, які супроводжують його виникнення або умови його виникнення. При появі шумів механічного характеру потрібно при роботі генератора, за змоги, виявити джерело шуму і зупинити генератор для детального огляду.

Особливу небезпеку становлять несправності деталей ротора, тому що при відриві будь-якої деталі вона зазвичай пошкоджує обмотку статора, при потраплянні в повітряний зазор, і активну сталь. Вібрація під дією магнітного поля деталей, які безпосередньо стикаються з обмоткою статора, може призвести до перетертя ізоляції, її пробою та замикання в обмотці або на корпус. Тому усякі деталі, які кріплять обмотку, повинні бути надійно закріплені.

При виникненні в генераторі сильних ударів, стуків, які свідчать про несправності, генератор потрібно негайно відключати та зупиняти. За наявності пристрою для гальмування (гідрогенератора) потрібно увімкнути гальмування відразу після вимикання та зупинення подачі води в турбіну.

Внаслідок внутрішніх пошкоджень в обмотці статора (КЗ між фазами або на корпус, порушення паяння в лобових частинах обмотки) часто виникає пожежа в генераторі, тому що від високої температури дуги при замиканні займається ізоляція. Оскільки і після припинення дуги внаслідок вимикання генератора від шин під дією захисту ізоляція продовжує горіти достатньо інтенсивно, збільшується об'єм пошкодження генератора. Тому якщо при дії диференційного захисту вода в генератор не подається автоматично – необхідно якомога швидше увімкнути в роботу пристрій пожежогасіння, який подає воду на лобові частини обмотки генератора. Однак не потрібно подавати воду занадто довго. Як тільки припиниться горіння ізоляції з виділенням диму, подавання води потрібно припинити і переконатися в тому, що вогонь повністю згас, контролюючи відсутність горіння або тління ізоляції через оглядові лючки в корпусі генератора.

ТГ у випадку пожежі не потрібно відразу зупиняти. Після вимикання генератора захистом, припинення подавання пари в турбіну та увімкнення пристрою пожежогасіння необхідно увімкнути в роботу валоповоротний пристрій турбогенератора, щоб усунути можливість прогину вала ротора, який односторонньо нагрівається внаслідок пожежі. Обертання на валоповороті потрібно продовжувати до остигання ротора. Якщо валоповоротного пристрою немає – потрібо забезпечити обертання генератора від турбіни зі швидкістю не більше 10% номінальної. Потрібно мати на увазі, що у генераторів, які працюють з проточною системою охолодження, при пожежі необхідно припинити доступ повітря ззовні, для чого потрібно закрити шибери або засуви на вході та виході повітря, або перевести систему охолодження на замкнений цикл.

5 ОСОБЛИВІ РЕЖИМИ РОБОТИ ГЕНЕРАТОРА

До особливих режимів роботи можуть бути віднесені ті, для роботи в яких генератор безпосередньо не призначений, але які допустимі при дотриманні деяких умов та обмежень, як, наприклад, робота генератора двигуном, синхронним компенсатором (СК), несинхронно з мережею, а також з несиметричним навантаженням.

Режим двигуна. Робота в режимі двигуна відбувається в тих випадках, коли первинний двигун втрачає живлення, а генератор, що працює в енергосистемі, залишається приєднаним до шин. Якщо припиняється доступ води до гідротурбіни, пари до парової турбіни або палива до дизеля, то активна потужність на валу генератора спадає до нуля і генератор починає споживати активну потужність з мережі для покриття втрат на обертання первинного двигуна – переходить в режим двигуна. Цей режим є безпечним для генератора. Однак при переході в режим двигуна необхідно відрегулювати збудження так, щоб двигун працював з відстаючим струмом (з перезбудженням). Збудження повинно бути більшим за збудження холостого ходу для запобігання зниження стійкості.

Якщо перехід в режим двигуна відбувся від несправності регулювання турбіни або сервомотора регулювання потужності, то потрібно спробувати набрати активне навантаження на генератор шляхом впливу на регулятор первинного двигуна вручну. В тих випадках, коли припинення подавання пари виникло від спрацювання автомата безпеки, потрібно, не вимикаючи генератор, завести автомат безпеки та приступити до набирання активного навантаження. Так діють лише в тих випадках, коли спрацювання автомата безпеки виникло не з причини будь-якого пошкодження в турбіні, що потребувало б зупинення агрегату.

Допустима тривалість робіт ТГ в режимі двигуна визначається допустимою тривалістю роботи парової турбіни в безпаровому режимі. Практичної необхідності підтримання такого режиму немає, і він може знадобитися тільки на час усунення несправності в системі регулювання первинного двигуна, якщо є впевненість, що усунення дефекту може бути виконано швидко. Деякі турбіни малої потужності допускають тривалу роботу в безпаровому режимі. Більшість гідротурбін також допускають тривалу роботу без подавання води на лопатки робочого колеса.

Режим синхронного компенсатора. Необхідність в роботі генератора як СК виникає при недостачі або надлишку реактивної потужності в енергосистемі, тобто при необхідності підвищити або знизити напругу в даній точці мережі.

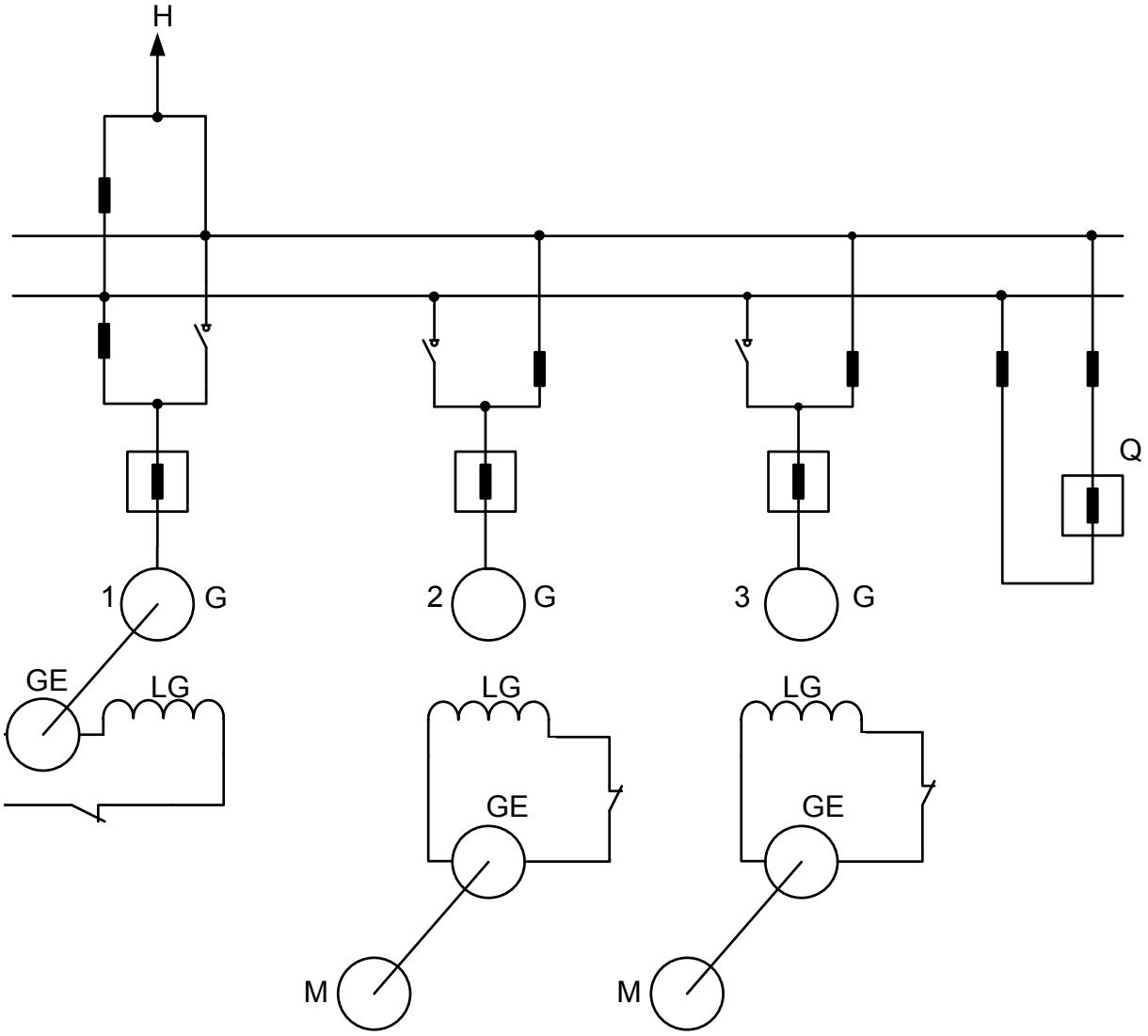
Переведення працюючого генератора в режим СК здійснюється шляхом припинення подавання пари або води в турбіну, тобто припиненням видавання генератором активної потужності. Регулюючи збудження, можна примусити СК працювати з перезбудженням, тобто віддавати реактивну

потужність в мережу або з недозбудженням, тобто споживати реактивну потужність з мережі. В обох випадках СК споживає з мережі активну потужність, яка витрачається на покриття втрат як в самому компенсаторі, так і на обертання з'єднаної з ним турбіни. Тому для зниження втрат необхідно від'єднати турбіну від вала генератора або зменшити опір її обертанню. Від'єднати турбіну від вала генератора не виявляється можливим, тому звільняють робоче колесо турбіни від води. Якщо колесо при роботі не підтоплене, достатньо зупинити подавання води (закрити напрямний апарат) та зірвати вакуум у відсмоктувальній турбіні. В іншому випадку необхідно відтиснути воду від колеса шляхом подавання в відсмоктувальну турбіну стислого повітря та підтримування надлишкового тиску під робочим колесом протягом всього часу роботи СК. Обернене переведення СК в генераторний режим здійснюється шляхом відкриття напрямного апарата для подавання води на робоче колесо турбіни та припинення подавання стислого повітря під робоче колесо.

Від'єднати парову турбіну від вала генератора можна, і це здійснюється, коли генератор повинен працювати в режимі СК тривалий час. Для роботи ТГ в такому режимі виконують підготовчі заходи. Оскільки при роботі турбоагрегату аксіальні переміщення роторів турбіни і генератора обмежуються упорним підшипником турбіни, а при від'єднаному валі турбіни зусилля не можуть передаватися на упорний підшипник турбіни, необхідно у вкладишах підшипників генератора забезпечити упорні поверхні, які заважають аксіальному переміщенню (розбігу) ротора, що перевищує $1 \div 2$ мм на сторону. З'єднувальну муфту потрібно розібрати перед самим пуском, спостерігаючи за тим, щоб між півмуфтами залишився зазор, більший одностороннього розбігу ротора.

Оскільки змащення підшипників генератора здійснюється від загального маслонасоса турбогенератора, а при зупиненій турбіні цей насос не буде працювати, потрібно для забезпечення змащення підшипників генератора встановити спеціальний окремий насос зі своєю маслосистемою (резервний маслонасос, аварійний бак тощо) і відділити маслопроводи підшипників турбіни від маслопроводів підшипників генератора. Такі заходи виконуються для того генератора, який зазвичай з тих чи інших причин найбільш доцільно використовувати як СК. При виборі генератора необхідно враховувати як його потужність, так і конструктивні особливості, а також положення в схемі електростанції.

Необхідно мати на увазі, що найбільш простим і надійним способом пуску генератора в роботу як СК є спосіб частотного пуску розгортанням генератора від іншого генератора, який приєднано до тих самих шин (рисунок 11). Потужність розгортального генератора повинна бути не меншою 30% потужності того, що розгортається. Необхідно також, щоб була можливість дати обом генераторам окреме збудження від стороннього джерела постійного струму.



1 – генератор, який працює на мережу;
2 – ведучий генератор;
3 – ведений генератор;
LG – обмотка збудження генератор;
GE – збудник;
H – навантаження;
Q – вимикач, що синхронізує СК з мережею;
M – двигун.

Рисунок 11 – Схема з’єднання турбогенераторів для наступного пуску одного з них синхронним компенсатором

Власні збудники генераторів, тобто зв’язані з валом генератора, не можуть бути використані, тому що їх не можна збудити при нерухомому генераторі. Крім того, при розгортанні генератора напруга збудження не повинна змінюватися залежно від швидкості обертання.

Як збудники потрібно використовувати резервні агрегати збудження, а також дизель-генератори постійного струму. Потужність й напруга цих тимчасових збудників повинні бути такими, щоб можна було подати в ротор ведучого генератора струм, який дорівнюватиме 1,1 струму збудження

при холостому ході генератора, а в ротор веденого – струм, який відповідає струму збудження при холостому ході цього генератора. Допустимо використовувати і один загальний збудник, який для ведучого і веденого генераторів, за умови, що струм, який подається в ротор веденого генератора, буде обмежуватись увімкненим послідовно опором, який дозволить регулювати струм до значення, що відповідає холостому ходу генератора.

Порядок частотного пуску генератора СК рекомендується такий [1, 4]. Схему первинних з'єднань обох генераторів потрібно скласти на одну секцію збірних шин, яка відокремлена від інших секцій вимкненим вимикачем. Вимикачі обох генераторів повинні бути увімкнені. Потім здійснюється підготовка механічної частини обох генераторів – прогрівання (для полегшення пуску підшипників веденого генератора) шляхом циркуляції масла від його масляного насоса (температуру масла довести до 35 °С), підготовка до пуску турбіни ведучого генератора, пуск води на маслоохолоджувач та повітроохолоджувач веденого генератора.

Після закінчення підготовки запускаються обидва двигуни-генератори збудження і подається струм в обмотки роторів обох генераторів. Величина струму повинна бути відрегульована у ведучого генератора до номінального струму збудження холостого ходу, у веденого – до половини струму збудження холостого ходу. Встановивши струм збудження, для запобігання перегріву обмотки ротора потрібно негайно почати розгортання турбіни ведучого генератора і, якщо ротор веденого генератора зрушить і піде без коливань, швидкість обертання ведучого генератора поступово збільшують до 50 – 60% номінальної швидкості, спостерігаючи за поведінкою ротора веденого генератора. Після досягнення вказаної швидкості потрібно почати збільшувати струм збудження веденого генератора до значення номінального струму холостого ходу. Оскільки охолодження ротора при малій швидкості обертання погіршується, то для запобігання перегріву обмотки процес пуску від моменту подавання збудження до зрушення з місця ротора повинен займати не більше трьох хвилин. Якщо при цьому буде надмірно збільшуватися напруга, то можна трохи знизити збудження ведучого генератора. У випадку виникнення коливань потрібно збільшити збудження ведучого генератора. Якщо це не допоможе, то потрібно зняти збудження з обох генераторів, зупинити ведучий, знову прогріти масло в підшипниках веденого генератора і повторити пуск. Можна також при повторному пуску в момент подавання пари в турбіну зсунути з місця ротор веденого генератора механічним способом (наприклад, за допомогою мостового крана). Після досягнення обома генераторами номінальної швидкості обертання збудження веденого генератора переводиться на його власний збудник. Цю операцію можна проводити з перериванням та без переривання збудження.

Для виконання переведення за першим способом потрібно збудити власний збудник генератора до напруги, яка дорівнює напрузі на обмотці якоря пускового збудника, потім відключити АГП генератора, відключити

рубильник пускового збудника (в колі якоря), увімкнути рубильник в колі якоря власного збудника і, нарешті, увімкнути АГП генератора. Операції із перемикання потрібно проводити якомога швидше, оскільки при відключеному збудженні в колі статора між обома генераторами буде циркулювати зрівнювальний струм, який при переході веденого генератора в асинхронний режим буде підтримувати магнітний потік статора за рахунок струму від ведучого генератора.

Переведення збудження за другим способом здійснюється таким чином. Власний збудник збуджується до напруги, на 5% вищої від напруги на якорі пускового збудника, для того, щоб після увімкнення на нормальну роботу власного збудника він узяв на себе навантаження. Потім, після перевірки відповідності полярності якорів збудників, вмикається рубильник в колі якоря власного збудника, і відразу (не пізніше 1–3 с) вимикається рубильник в колі якоря пускового збудника.

Для наступного увімкнення в мережу необхідно синхронізувати та увімкнути обидва генератора секційним вимикачем, після чого ведучий генератор, якщо немає необхідності залишати його в роботі, може бути відключено, а компенсатор буде працювати в мережі.

Режим роботи СК встановлюється залежно від рівня напруги на шинах. Зміна режиму досягається зміною збудження. Швидкість зміни струму статора не регламентується. Максимально допустимі значення струмів статора і ротора в режимі СК повинні бути не більші допустимих значень при роботі генератором. ТГ, які допускають увімкнення в мережу способом самосинхронізації, можна вмикати цим способом і на роботу їх як СК. Операції із увімкнення виконують таким чином.

Після досягнення підсинхронної швидкості веденим генератором (при розгортанні частотним способом) вимикають його АГП, потім швидко вимикають вимикач ведучого генератора, відділяючи його від шин, і вмикають вимикач, яким компенсатор приєднується до мережі, а потім вмикають його АГП. Подальше регулювання збудження виконується, як і у випадку увімкнення компенсатора, його точною синхронізацією.

СК призначений, як правило, для підтримування постійної напруги на шинах, до яких він приєднаний, або, принаймні, для зменшення меж коливання напруги залежно від навантаження на шинах. Навантажувальні характеристики компенсатора при постійній напрузі на виводах (або в мережі) являють собою залежності струму статора від струму збудження і графічно можуть бути зображені, як відомо, U-подібними кривими (рисунок 12).

Мінімум струму статора при роботі з cos φ=1 відповідає певній величині струму збудження. При струмі збудження, більшому за цю величину, компенсатор працює з перезбудженням та із збільшенням збудження підвищується струм статора, який є випереджувальним, тобто компенсатор працює в ємнісному квадранті. При зменшенні струму збудження менше нормального компенсатор буде працювати з недозбудженням, струм ста-

тора стає відстаючим, тобто компенсатор працює в індуктивному квадранті, і із зменшенням збудження струм статора збільшується. Активна складова струму статора невелика, тому для спрощення можна увесь струм статора вважати реактивним.

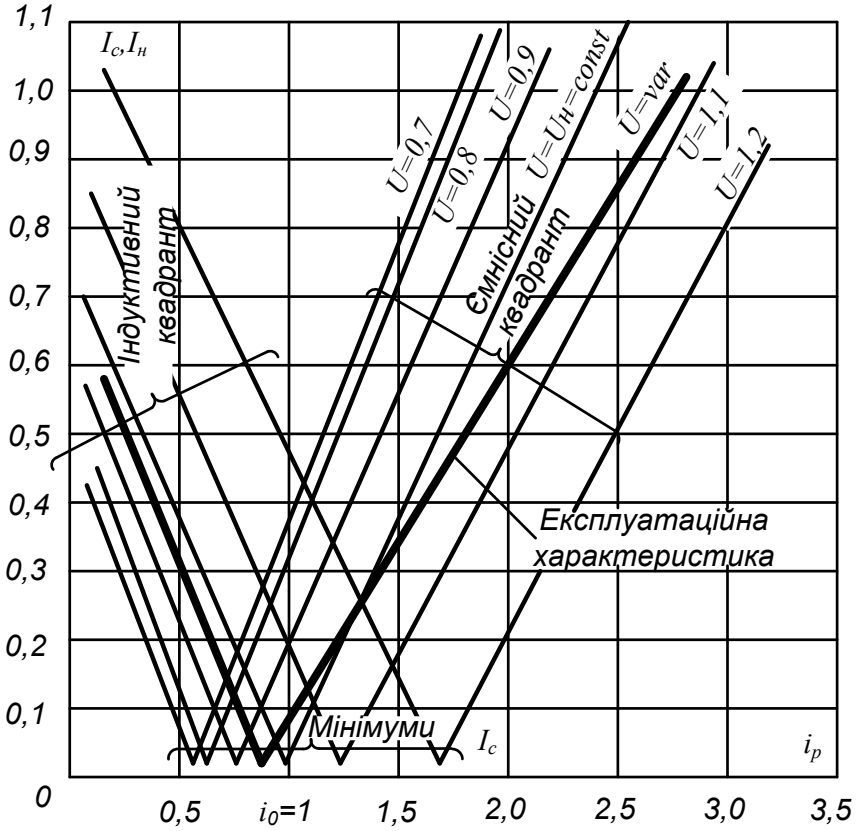
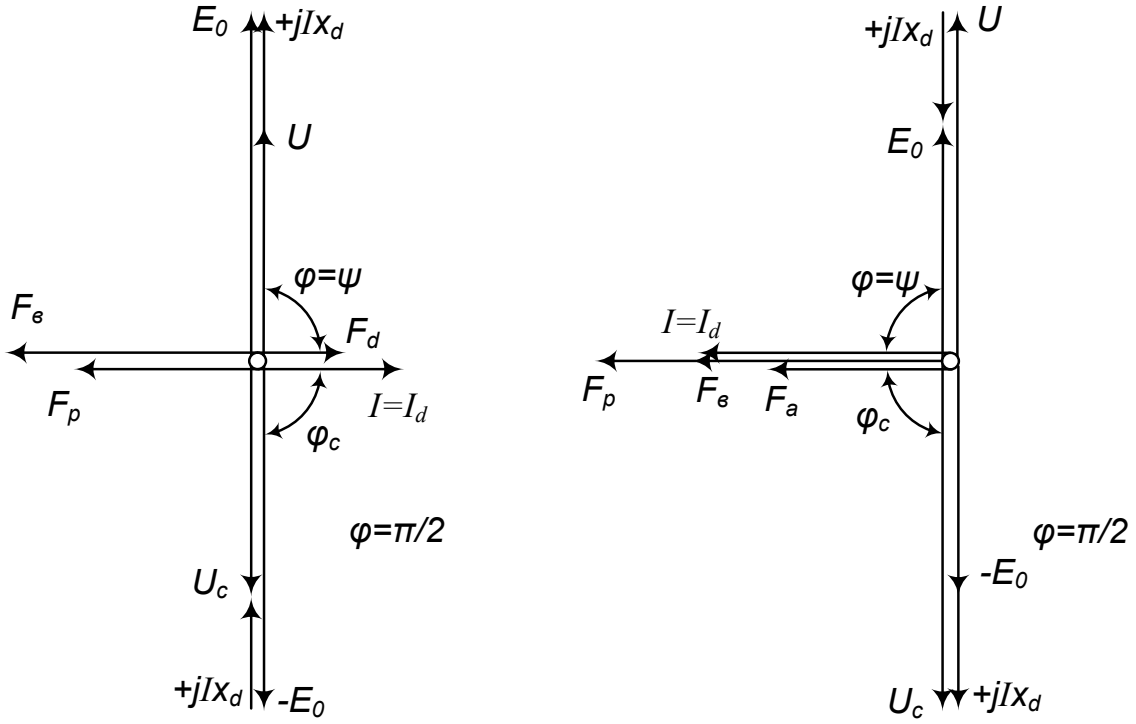


Рисунок 12 – U-подібні криві (навантажувальні характеристики СК)

Синхронний компенсатор має властивість автоматично підтримувати напругу. Якщо, наприклад, СК працює з перезбудженням і в мережі напруга підвищилася, тобто стала більшою ЕРС компенсатора, компенсатор виявиться недозбудженим, і випереджувальний струм статора зменшиться. Зменшення випереджувального струму еквівалентно появі відстаючого струму, який намагається знизити напругу (спад напруги $jI \cdot x_d$ направлений проти вектора напруги U), і напруга знизиться до відновлення колишнього співвідношення між ЕРС E_0 та напругою (рисунок 13).

Зміну режиму можна прослідкувати по U-подібній регулювальній кривій (рисунок 14). У випадку підвищення напруги в мережі робота переходить на U-подібну криву 2, яка відповідає цій напрузі, тобто зсунуту праворуч від первинної кривої 1. Оскільки струм збудження не змінився, точка режиму переходить на нову криву 2 по ординаті, тобто струм зменшується. Щоб повернути компенсатор до первинної напруги (на первинну криву), потрібно зменшити струм збудження до такої величини, при якій точка режиму потрапить на первинну криву 1.



а) б)

Рисунок 13 – Спрощені векторні діаграми перезбудженого (а) і недозбудженого (б) синхронних компенсаторів

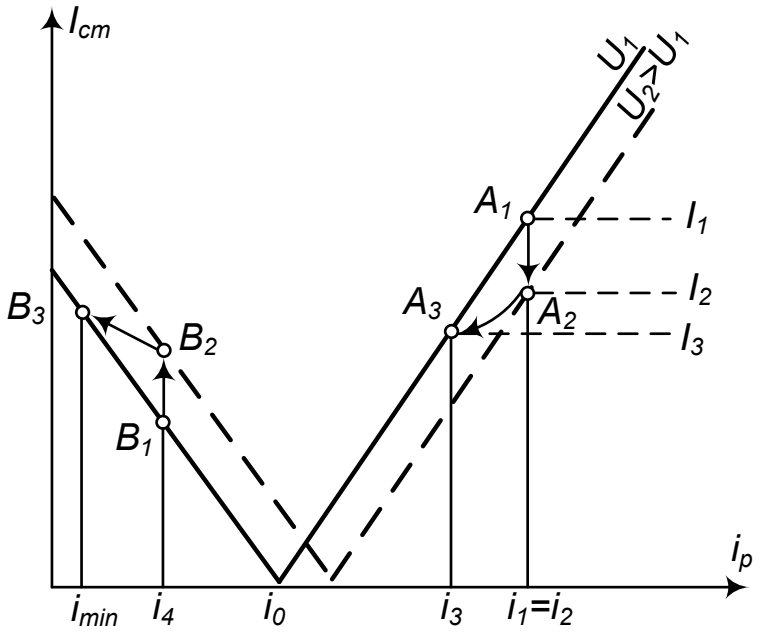


Рисунок 14 – Зміна режиму роботи синхронного компенсатора при зміні напруги

Слід відмітити, що шляхом зміни збудження компенсатора напруга на шинах, до яких він приєднаний, може бути відновлена (після її вимірювання внаслідок зміни режиму напруги в мережі) тільки в тому випадку, коли його потужність достатня, тобто порівнянна з джерелами реактивної потужності (генераторами), які працюють на ці шини. Якщо компенсатор під'єднаний до шин системи «нескінченної» потужності, то суттєво впливати на рівень напруги на шинах компенсатор не зможе. В такому випадку його роль зводиться до видачі реактивної потужності і розвантаження від неї генераторів. У випадку зв'язку шин, до яких підключено компенсатор, з потужною системою через великий реактивний опір (наприклад, один трансформатор зв'язку) компенсатор дозволяє розвантажити трансформатор від реактивної потужності.

Потужність, яка віддається генератором при його роботі в ролі СК, як правило, менша за повну номінальну потужність, що віддається в генераторному режимі, і визначається навантаженням ротора, тобто струмом збудження. Струм збудження не повинен перевищувати номінального його значення при генераторному режимі, оскільки генератор працює з $\cos\varphi = 0$ (при перезбудженні), то повний струм статора буде меншим, ніж при номінальних параметрах генератора (при $\cos\varphi = 0{,}8 \div 0{,}85$).

Асинхронний режим. В процесі експлуатації виникають випадки втрати генератором збудження через несправності збудника або пошкодження в колах збудження та апаратури. При цьому генератор, залишаючись увімкненим на шини, випадає з синхронізму, тобто переходить в асинхронний режим (АР). Короткочасно такий режим має місце при переході з основного збудника на резервний і назад.

При втраті збудження струм у роторі генератора зникає, оскільки генератор залишається увімкненим на шини, намагнічування його відбувається за рахунок струму, який надходить з мережі (від інших генераторів). Цей струм буде чисто реактивним, а його величина залежить від відношення короткого замикання (ВКЗ) генератора та завантаження генератора активним струмом. У генераторів з меншим ВКЗ (турбогенераторів) струм намагнічування буде відносно меншим. Цей струм, проходячи по обмотці статора, створює магнітний потік статора, який, впливаючи на ротор, обертається зі швидкістю, відмінною від синхронної, і наводить в контурі ротора струми, які мають частоту ковзання. Взаємодія потоку статора зі струмами в роторі створює асинхронний гальмівний момент, який забезпечує видачу генератором активної потужності. Якщо асинхронний момент буде дорівнювати моменту обертання турбіни, то асинхронний режим може підтримуватися тривалий час. Крива асинхронного моменту ТГ має крутий підйом при малих значення ковзання, тому у ТГ усталений асинхронний режим настає при малому ковзанні (рисунок 15).

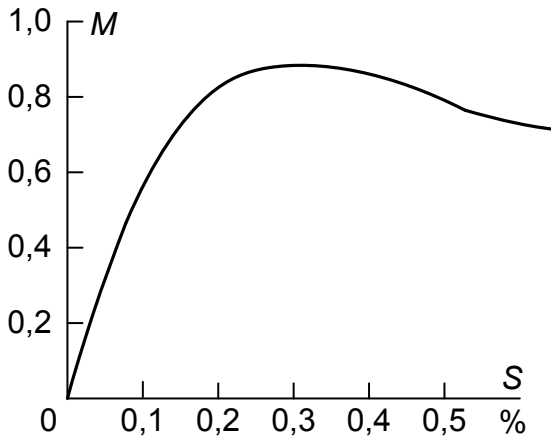


Рисунок 15 – Крива асинхронного моменту турбогенератора

Найчастіше зустрічаються випадки втрати збудження при роботі генератора під навантаженням. Внаслідок зменшення потоку ротора (потік ротора зникає не відразу, а затухає з деякою сталою часу) виникне зменшення синхронного електромагнітного моменту генератора, тобто активної потужності. Оскільки потужність турбіни залишається незмінною, швидкість зростає, стає більшою за синхронну і генератор випадає з синхронізму. При цьому виникає асинхронний момент.

При збільшенні швидкості обертання вступає в дію регулятор турбіни, який буде діяти на зменшення швидкості, а отже, і зменшення потужності. Тому при втраті збудження потужність генератора, як правило, дещо знижується порівняно з тією, яку він ніс до втрати збудження.

Перехід генератора в АР характеризується тим, що амперметр в колі ротора показує нуль, стрілка фазометра (якщо він є) переходить у ємнісний квадрант, а стрілка ватметра реактивної потужності (якщо він має двосторонню шкалу) переходить через нуль. Споживання генератором реактивної потужності вплине на інші генератори збільшенням струму статора і реактивної потужності та зникненням напруги на шинах.

В ТГ, які мають масивний ротор з бандажними кільцями, струми, які наводяться в роторі, як правило не викликають надмірних недопустимих нагрівів окремих частин ротора, по яких вони проходять. Тому немає необхідності при переході ТГ в АР негайно відключати його від мережі. Якщо АР настав внаслідок порушення роботи збудження, необхідно вжити заходів до відновлення збудження від свого збудника. В тих випадках, коли швидко відновити збудження не вдається, потрібно відключити АГП (якщо він не відключений) і, зменшуючи активне навантаження до величини, яка допустима в асинхронному режимі, підтримувати роботу генератора протягом не більше 30 хвилин. Протягом цього часу необхідно перевести збудження на резервний збудник і відновити синхронний режим. Якщо ж резервний збудник не може бути використаний або пошкодження знаходиться безпосередньо в роторі, а не в колах збудника, і усунути пошко-

дження при працюючому генераторі неможливо, він повинен бути розвантажений і відключений. ТГ, які мають складні ротори, набірні зубці, що вставляються в пази бочки ротора або дротяні бандажі, не можуть працювати в АР, тому що струм, який проходить по контурах ротора, через великий перехідний опір між окремими деталями ротора буде викликати неприпустимий нагрів частин ротора, що призведе до порушення його механічної міцності або вигорання металу в місцях поганого контакту. В ГГ, які не мають демпферної обмотки, для струмів, що наводяться в роторі, також створюється великий опір контуру, і тому виникають неприпустимі нагріви ротора. Крім того, ці генератори можуть нести незначне активне навантаження. ГГ, які мають демпферні обмотки, працюють дещо краще, але також не допускають навантаження більше 20–25% номінальної потужності. Внаслідок конструктивних особливостей ГГ мають велике значення ВКЗ. Це проявляється в тому, що при втраті збудження вони споживають з мережі великий струм, близький за величиною до номінального або більший нього, тобто працюють з перевантаженням за струмом. Вказані труднощі при роботі ГГ в АР не дозволяють підтримувати такий режим роботи без ризику пошкодження генератора, тому ГГ, в якого не вдається швидко відновити збудження, потрібно відключити від шин. ТГ при їх роботі в АР також споживають з мережі досить великий струм. Тому величина активної потужності генераторів в цьому режимі визначається струмом статора з врахуванням допустимого перевантаження в аварійному режимі. Оскільки робота генератора в АР дозволяється протягом 30 хв, перевантаження за струмом статора не повинно перевищувати 10% допустимого струму. Потрібно мати на увазі, що при роботі генератора в АР величини його потужності, струму статора і напруги коливаються з частотою ковзання і в розрахунок беруться їх середні значення.

Під час роботи генератора в АР повинні виконуватися також умови, щоб нагрів ротора не перевищував нагріву при нормальному режимі роботи. Оскільки нагрів ротора пропорційний втратам, які виділяються ньому, а контролювати його в АР неможливо, порівнюють втрати ротора в цьому режимі з втратами за номінального синхронного режиму, які дорівнюють [1]:

$$\Delta P_{ном} = i^2_{р.ном} \cdot R_{рот}, \qquad (1)$$

де $i_{р.ном}$ – номінальний струм ротора;

$R_{рот}$ – опір ротора в нормальному стані.

Під час асинхронного режиму втрати в роторі підраховуються за формулою [2]:

$$\Delta P_{рот} = P \cdot s, \qquad (2)$$

де P – активна потужність, кВт;

s – ковзання, в. о.

ТГ, які допускають роботу в АР, повинні бути випробувані з метою встановлення допустимого їх навантаження при цьому.

Потрібно мати на увазі, що при роботі генератора в АР, генератори, що працюють паралельно з ним, повинні збільшити видачу реактивної потужності, оскільки, втративши збудження, генератор не виробляє, а споживає її.

Тому необхідно при переході одного з генераторів станції в АР слідкувати за тим, щоб інші генератори не перевантажувалися.

Режим несиметричного навантаження. В процесі роботи генератора на мережу може виникнути несиметрія навантаження, тобто нерівність струмів навантаження по фазах.

Практично генератор рідко працює з абсолютно однаковими струмами в фазах статора, тобто в симетричному режимі. Струми в фазах різняться на більшу або меншу величину через те, що в мережі навантаження в фазах не розподіляється рівномірно, оскільки є однофазні приймачі електроенергії (освітлення, нагрівальні прилади, промислові печі, побутові електроприймачі тощо), і навіть в трифазних електроприймачах (електродвигуни, трансформатори) внаслідок конструктивної несиметрії струми в фазах можуть незначно різнитися за величиною.

Однак в більшості випадків несиметрія дуже незначна і практично не впливає на роботу генератора та енергосистеми.

Значна несиметрія виникає при приєднанні до мережі однофазних приймачів енергії великої потужності або при пошкодженні обладнання (вимикачів), які викликають неповнофазне вимикання.

При несиметричному навантаженні можна показати, що сумарний магнітний потік статора складається з двох магнітних потоків: одного, який є постійним за величиною і обертається синхронно з ротором, і іншого, який також є постійним за величиною, але обертається при цьому в сторону, протилежну обертанню ротора з такою ж швидкістю. Однак відносно ротора швидкість цього потоку буде вдвічі більшою. Цей потік (потік оберненої послідовності) створює в обмотці ротора, яку він перетинає, а також в самій бочці, клинах і бандажних кільцях ротора ТГ або полюсах демпферної обмотки ГГ струми подвійної частоти (рисунок 16).

Глибина проникнення струмів в масивні частини ротора залежить від частоти цих струмів. Чим більша частота, тим менша глибина проникнення струмів.

Оскільки струми зворотної послідовності мають частоту 100 Гц, то вони протікають по досить тонкому поверхневому шарі металу на периферії бочки ротора, по клинах обмотки і бандажних кільцях ротора ТГ, через полюсні башмаки і демпферну обмотку в полюсах ГГ.

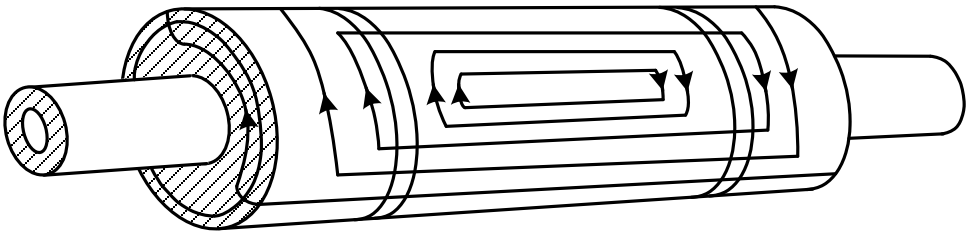


Рисунок 16 – Схематичне зображення струмів зворотної послідовності, що протікають в роторі генератора

За великої несиметрії струми зворотної послідовності, а отже і втрати в поверхневому шарі, досягають значної величини. Ці додаткові втрати збільшують нагрів ротора.

В місцях, де між частинами ротора, що стикуються, конструкцією не передбачено гарний електричний контакт (між пазовими клинами та бочкою ротора, між бандажними кільцями та зубцями тощо), нагріви від струмів оберненої послідовності, які протікають через великий перехідний опір, особливо великі та можуть досягати недопустимих значень. При сильному нагріванні деякі частини (алюмінієві клини, бандажні кільця) змінюють власні лінійні розміри, чим ще сильніше погіршується контакт, і при цьому виникає місцева дуга, яка оплавляє суміжні ділянки частин. Пошкодження посадних поверхонь найчастіше зустрічається в районі великого зубця ротора ТГ від дії струмів, які виникають в результаті зміни потоку по поперечній осі ротора. Струми по повздовжній осі в основному замикаються по стержнях обмотки і не виходять на бандаж. У явнополюсних генераторів – ГГ опір контуру на роторі, по якому можуть циркулювати струми подвійної частоти, більший ніж у ТГ, що мають масивний ротор; крім того, частини, які нагріваються найбільше (демпферна обмотка, наконечники полюсів) розташовуються далі від обмотки і краще охолоджуються, оскільки об’єм повітря, який оточує явнополюсний ротор, відносно більший, ніж у ТГ (за рахунок простору між полюсами).

Крім підвищених втрат від протікання струмів подвійної частоти в генераторі виникає електромагнітний момент, який пульсує з частотою 100 Гц. Поява такого моменту призводить до вібрації генератора (як ротора, так і статора). При цьому, якщо власна частота коливань активної сталі близька до 100 Гц, може настати резонанс і вібрація значно збільшиться.

У ГГ поперечно-повздовжня демпферна обмотка зменшує амплітуду вібрації.

Щоб вказані вище ненормальні явища (нагріви, вібрації) при несиметричних режимах не перевищували допустимих меж, встановлюється гранична величина несиметрії. Так для турбогенераторів стум оберненої послідовності I_2 не повинен бути більшим 6% номінального струму обмотки статора, а для гідрогенераторів, на які несиметрія спричиняє менший

вплив, – не більше 12%. Для ГГ малої потужності допускається несиметрія до 30%.

Практично вимірювання струму оберненої послідовності щитовими приладами не є можливим, тому величину несиметрії можна визначити за неоднаковістю струму в фазах.

Різниця струмів в фазах при будь-якому навантаженні, не більшому за номінальну потужність, не повинна перевищувати 10% номінального струму для ТГ та 20% для ГГ, що відповідає приблизно вказаній вище допустимій величині струмів оберненої послідовності. При цьому в жодній з фаз струм не повинен перевищувати номінального. Величину струму оберненої послідовності можна визначити по номограмі (рисунок 17), із відомими струмами в фазах побудова здійснюється таким чином [4]:

- від центра номограми уверх відкладається у відносних одиницях (частках номінального струму) струм фази А;
- потім з точки, яка визначає величину струму фази А, відкладається під кутом 60° вліво струм фази В;
- і, нарешті, таким самим чином під кутом 60° до напрямку струму фази В відкладається величина струму фази С.

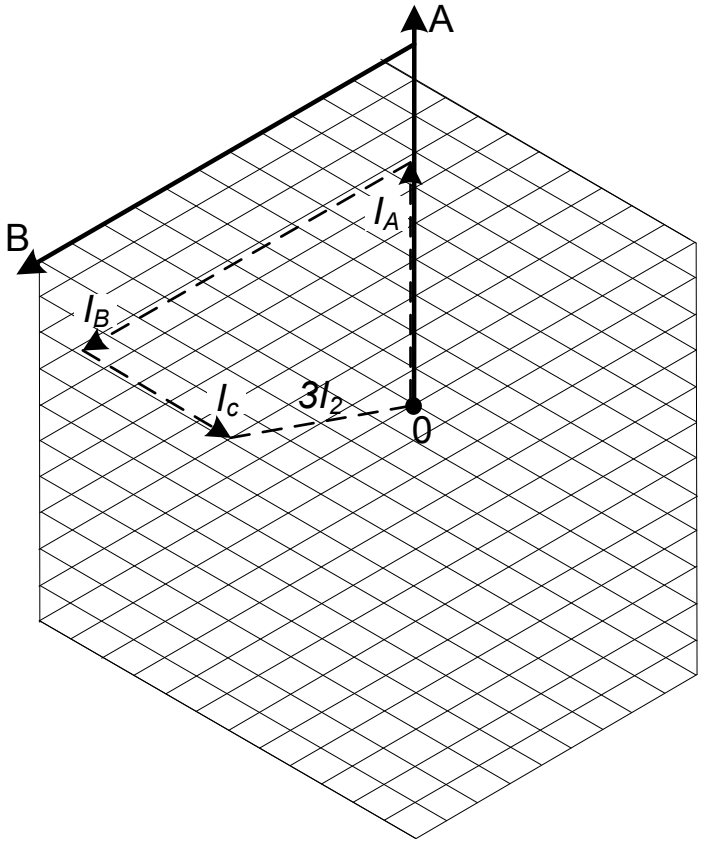


Рисунок 17 – Номограма для визначення струмів оберненої послідовності

Відстань між точкою, яка визначає величину струму фази С та центром номограми (пряма лінія) дає в аналітичному масштабі, що і струм фаз А, В,

С, потрійну величину струму оберненої послідовності. Якщо визначена таким чином величина I_2 буде перевищувати допустиму, то потрібно вжити заходів щодо зрівняння струму у фазах.

Величина струму оберненої послідовності залежить тільки від величини несиметрії і не залежить від величини струмів навантаження.

Це легко прослідкувати по номограмі. Якщо прийняти значення струмів в фазах у відносних одиницях 4, 8 і 2 замість зображених 7, 11 і 5, то зберігається величина несиметрії та величина I_2, оскільки кінець вектора I_2 залишається в тій самій точці. Якщо взяти струми 7, 5 і 4 одиниці, то значення I_2 зменшиться в 2 рази.

Величина несиметрії не залежить також від сполучення струмів у фазах. Таким чином байдуже, буде величина струмів у фазах А, В, С відповідно 7, 11, 5 або 11, 7, 5, або 5, 7, 11. Не важко перевірити по номограмі, що у всіх вказаних випадках величина I_2 залишається незмінною.

Виникнення несиметрії в системі позначається на роботі усіх генераторів, які працюють на загальні шини електростанції, тобто одночасно у всіх генераторів в однаковій фазі струм буде більшим (або меншим), ніж в інших. Якщо несиметрія перевищує допустимі значення і усі генератори працюють з повним навантаженням, єдиним способом відновлення нормального режиму або зменшення несиметрії є регулювання або перемикання навантаження у споживачів з метою вирівнювання навантаження по фазах. Це може бути здійснено за вказівкою диспетчера енергосистеми. В тих випадках, коли не всі генератори завантажені повністю, при появі несиметрії потрібно перерозподіляти навантаження таким чином, щоб всі генератори мали однакове навантаження відносно їх номінальної потужності.

6 ВИПРОБУВАННЯ ТА ПЕРЕВІРКИ ГЕНЕРАТОРА

В процесі експлуатації генератора проводяться профілактичні випробування з метою перевірки стану або справності окремих його вузлів. Такі випробування проводять перед ремонтом, щоб виявити дефекти, які мають бути усунені при ремонті, а також після ремонту, щоб з'ясувати, що дефекти усунено, і що стан генератора та його частин дозволяє увімкнути його в роботу. Профілактичні випробування проводяться також під час роботи або для своєчасного виявлення несправностей генератора та пов'язаного з ним обладнання. Надійність роботи генератора, таким чином, залежить від своєчасного та правильного проведення профілактичних випробувань.

Більшу частину випробувань виконує персонал лабораторій, оскільки для цього необхідні достатньо точні прилади, певні схеми та методика вимірювань. Такі випробування зазвичай проводять в період поточних ремонтів генератора, але є ряд випробувань, для виконання яких не потрібно виводити генератор в ремонт або навіть зупиняти його. Такі випробування проводить обслуговуючий персонал, використовуючи для цього прості прилади.

Найбільш уразливою частиною генератора є ізоляція його обмоток, кіл збудження, підшипників. Тому ізоляція повинна найчастіше перевірятися.

У ряді випадків зменшення опору ізоляції частини генератора пов'язано із забрудненням або зволоженням цих частин, і при своєчасному виявленні порушень та вжитих заходах із усунення цього порушення генератор може продовжувати безперервну роботу.

Згідно з ПТЕ, необхідно контролювати опір ізоляції обмотки статора, обмотки полюсів та якоря збудників, кіл збудження, термометрів опору, закладених в обмотку та сталь ротора, підшипників хрестовин ГГ, ванни опорного підп'ятника, маслопроводів, які під'єднані до підшипників або підп'ятника. Нижче наведена періодичність перевірки стану ізоляції згаданих вузлів (таблиця 2).

Таблиця 2 – Періодичність перевірки стану ізоляції вузлів генератора

Найменування вузла	Періодичність перевірки стану ізоляції
Обмотка статора та ротора	При поточних ремонтах та після зупинення генератора в резерв
Кола збудження	Раз в добу (при роботі генератора)
Термометри опору	При поточному ремонті
Підшипники (і підп'ятники)	Не менше одного разу на місяць

Величина опору ізоляції обмоток залежить від конструкції обмоток, їх розмірів та виду ізоляції, тому не вдається установити загальну норму абсолютної величини опору ізоляції для різних генераторів.

Оскільки опір ізоляції даного генератора значною мірою залежить від запиленості або вологості, а також температури ізоляції, то величину опору ізоляції важко нормувати і для конкретного генератора. Тому стан ізоляції характеризується порівняльними значеннями опору ізоляції, який виміряний, наприклад, після проведення ремонту і після деякого періоду роботи генератора.

При ремонтах (або після монтажу нового генератора) уся ізоляція очищується від бруду, осушується, тому значення опору ізоляції буде найбільшим. В процесі забруднення, зношення під час експлуатації опір ізоляції знижується, причому більш або менш рівномірно і на невелику величину. Різке зниження ізоляції (в декілька разів) свідчить про появу будь-якого дефекту.

Для вимірювання опору ізоляції застосовують діапазон ізоляції 0,5 МОм. Ця величина визначає ступінь запилення або забруднення обмотки ротора (в основному вузла контактних кілець та щіткового апарата), при якому генератор ще може безпечно працювати. Зниження ізоляції нижче вказаної межі може призвести до збільшення струмів витоку та замикання на корпус. В окремих випадках, якщо встановлена причина зниження опору ізоляції нижче 0,5 МОм, і ясно, що вона не може призвести до замикання на корпус, допускається (з дозволу головного інженера станції) робота генератора і з опором ізоляції кола ротора, меншим 0,5 МОм.

Для вимірювання опору ізоляції використовуються мегомметри різних конструкцій. Основною характеристикою мегомметра є напруга на його затискачах при холостому ході. Для обмотки статора використовують мегомметри на напругу 2500 В, наприклад, МС-0,6; для обмотки ротора та кіл збудження – на напругу 2000 В, наприклад, типу М1101/3; для термометрів опору – на напругу до 250 В, наприклад, типу М1101/1.

Використання різних мегомметрів для різних цілей пояснюється тим, що точність вимірювання залежить від чутливості приладу та напруги джерела струму. Для більших значень опору ізоляції (обмотки з робочою напругою вище 1000 В) необхідна більш висока напруга джерела струму, щоб створити в колі приладу струм, достатній для точної роботи приладу даної чутливості, яка у переносних приладів обмежується конструктивними міркуваннями (транспортабельність, вага).

Під час вимірювання відносно малих опорів ізоляції (від частки до одиниць мегаома) напруга на затискачах мегомметра залежить від величини опору.

Ця залежність виражається навантажувальною характеристикою мегомметра.

На характеристиці мегомметра серії М1101 напруга відкладається по вертикальній осі у відсотках від номінального значення, а опір – по горизонтальній осі у логарифмічному масштабі у відсотках від максимального значення робочої частини шкали.

Крива А відповідає межі вимірювання в мегаомах, крива Б – межі вимірювання в кілоомах.

На характеристиках для мегомметра серії МС-06 напруга відкладається у вольтах, а опір ізоляції – в мегомах та кілоомах відповідно до меж вимірювання.

Як видно з характеристик, при малих величинах вимірюваного опору напруга різко знижується.

Під час вимірювання швидкість обертання рукоятки мегомметра повинна, за змоги, підтримуватися постійною – не менше 100 об/хв, що забезпечує постійність напруги.

Для виконання вимірювань ізоляції обмотки статора генератор повинен бути відключений та зупинений, повинно бути знятим збудження і виконано заходи, які забезпечують безпеку виконання робіт в електроустановках напругою вище 1000 В. При вимірюванні мегомметр одним полюсом за допомогою проводу з підсиленою ізоляцією під'єднується до мережі заземлення або корпусу генератора, а другим – до нульової точки обмотки (виводів нейтралі). Приєднання мегомметра до нульової точки обмотки забезпечує одночасну перевірку стану ізоляції усіх трьох фаз обмотки. За необхідності виконуються вимірювання кожної фази окремо (після розбирання нульової точки). Якщо генератор працює на шини генераторної напруги, достатньо відключення вимикача та шинних роз'єднувачів генератора. На тих електростанціях, де генератор працює в блоці з трансформатором, бажано перед вимірюванням від'єднати обмотку трансформатора від генератора, якщо це можна виконати відключенням роз'єднувача. В іншому випадку вимірювання виконують сумісно з обмоткою трансформатора та з'єднувальними шинами або кабелями. Щоб результати вимірювань, які виконувалися в різний час, можна було порівняти, потрібно вимірювання здійснювати завжди за однією схемою (тобто з обмоткою трансформатора або без неї). Трансформатори напруги, які приєднано до кола обмотки статора, можуть при вимірюванні не від'єднуватися. Однак, якщо буде виявлено різке зниження опору ізоляції, необхідно для визначення місця з дефектною ізоляцією розділити коло, що перевіряється, на ділянки. В таких випадках потрібно від'єднати від обмотки статора ТН обмотки блочного трансформатора і, якщо треба, розділити фази обмотки статора. Для цього генератор повинен бути виведений в ремонт (якщо неможливо виконати розділення за допомогою комутаційної апаратури).

Перевірку ізоляції обмотки ротора та кіл збудження мегомметром здійснюють на зупиненому генераторі або генераторі, що обертається, але не збуджений, при цьому необхідно вжити відповідних заходів безпеки. За необхідності перевірки ізоляцію обмотки ротора, якорів та полюсів збудників окремо перед вимірюванням потрібно вийняти щітки з щіткотримачів. Мегомметр приєднується до будь-якої точки вимірюваної ділянки кола та до корпусу машини або заземлення.

Постійний струм, який подається генератором мегомметра при вимірюванні опору ізоляції, в перший момент вимірювання є зарядним струмом ємності ізоляції, і тому величина опору ізоляції виявляється заниженою (стрілка мегомметра поштовхом доходить до нуля). В процесі того, як ємність заряджається, струм зменшується, і опір ізоляції, який показує мегомметр, збільшується. Тому відлік опору ізоляції потрібно робити не раніше, ніж за 60 с від початку прикладання напруги (обертання рукоятки зі швидкістю 100 об/хв), оскільки в цей момент зарядний струм майже припиняється. В тих випадках, коли потрібно перевіряти коефіцієнт абсорбції ізоляції, виконують два відліки: перший – через 15 с після прикладання напруги, і другий – через 60 с. Відношення другого відліку до першого і дає величину абсорбції, що характеризує ступінь зволоження ізоляції.

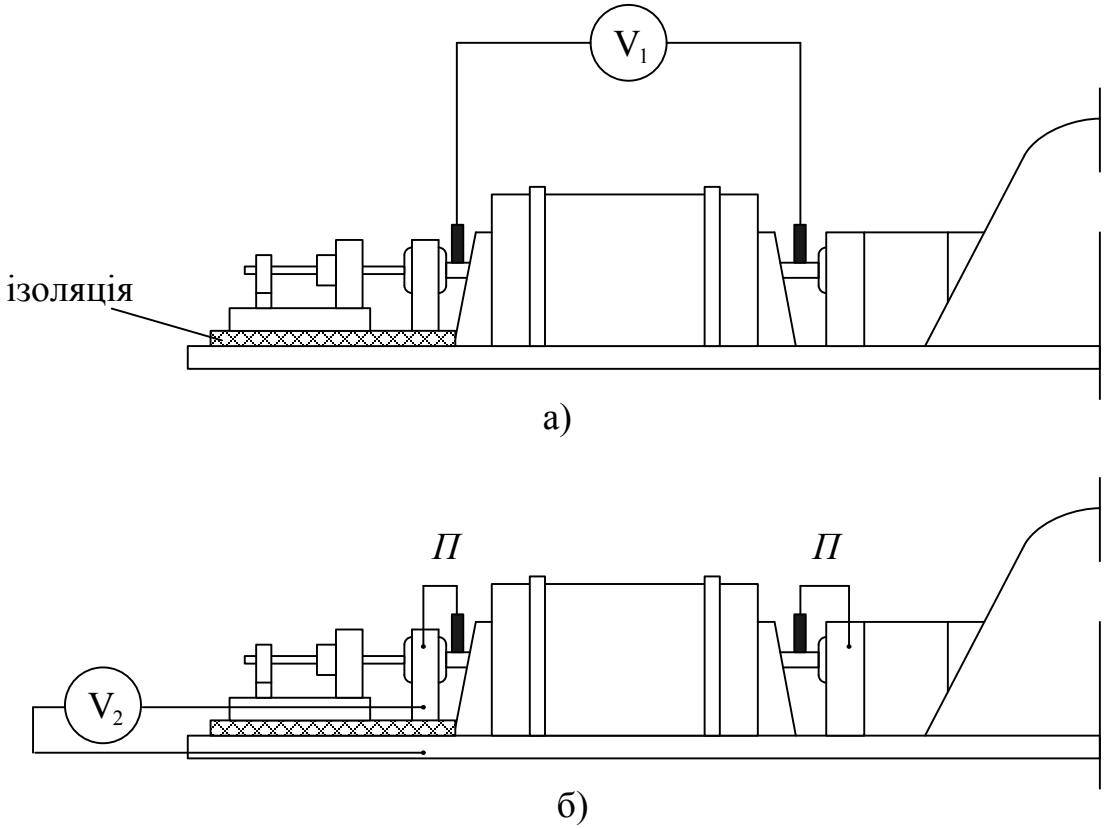
Оскільки коефіцієнт абсорбції не залежить від розмірів ізоляції, то можливо встановлювати норму, яка буде загальною для всіх типів генераторів. В експлуатації визначення коефіцієнта абсорбції здійснюється, якщо потрібно з'ясувати необхідність сушіння ізоляції після ремонту або монтажу. Мінімально допустимою величиною коефіцієнта абсорбції для генераторів вважається $К_{аб}$ = 1,3 при температурі обмотки +10 ÷ +30 °С. Для сухої ізоляції значення коефіцієнта абсорбції більше і досягає 2 ÷ 3.

Абсолютне значення величини опору ізоляції залежить від температури ізоляції, тому для можливості порівняння результатів вимірювання з попередніми результатами бажано здійснювати вимірювання при однаковій температурі.

Вимірювання опору ізоляції термометрів опору виконують шляхом приєднання мегомметра до затискачів на щитку вимірювального приладу, щоб перевірити ізоляцію всього кола. У випадку необхідності виявлення дефектної ділянки, вимірювання можна здійснювати на затискачах щитка безпосередньо біля корпусу генератора.

Вимірювання опору ізоляції підшипників ТГ може виконуватись під час роботи генератора. Перевіряють стан ізолювальної прокладки між стільцем підшипника зі сторони збудника та фундаментною плитою генератора шляхом вимірювання вольтметром напруги між стільцем підшипника і фундаментною плитою генератора та між кінцями вала генератора (рисунок 18).

Під час вимірювання напруги на ізолювальній прокладці потрібно замкнути спеціальними перемичками корпуси підшипників генератора з валом ротора, щоб шунтувати масляну плівку в підшипниках, яка при невеликих напругах на валу може бути ізоляцією і буде викривляти результат вимірювання. Оскільки напруга на валу генератора залежить від величини магнітного поля, вона змінюється при зміні збудження генератора. Щоб отримати порівняльні результати, потрібно виконувати вимірювання при однаковому навантаженні та, головним чином, при одному значенні струму ротора.



П – перемичка для шунтування масляної плівки

Рисунок 18 – Схема вимірювання опору ізоляції підшипників турбогенератора
а) вимірювання напруги по кінцях вала;
б) вимірювання напруги між ізольованою опорою підшипника та фундаментною плитою

Якщо прокладка непошкоджена та ізоляція достатня, обидва покази приладу повинні бути однаковими, оскільки, беручи до уваги шунтування масляної плівки в підшипниках, вимірюється напруга між одними і тими самими точками. Різниця величин напруги більше, ніж на 10% свідчить про пошкодження ізоляції (або забруднення прокладки). При зникненні опору ізоляції прокладки через неї буде протікати струм, і вимірювання вольтметром, який приєднано по обох сторонах прокладки, дає величину спаду напруги в прокладці, яка повинна бути дещо меншою за напругу на кінцях вала за рахунок спаду напруги в інших перехідних опорах на шляху струму. У деяких генераторів прокладка розділена на дві, між якими прокладено металевий лист. В такому випадку вимірювання потрібно проводити двічі: один раз – між проміжним металевим листом і фундаментною плитою, другий – між листом і корпусом підшипника. Сума величин обох показів на справній ізоляції повинна бути не більшою за напругу на кінцях вала.

В процесі роботи генератора, внаслідок динамічного впливу обертових мас ротора на підшипники, виникає вібрація, яка передається на фундамент. Крім того, має місце вібрація корпусу статора, яка пов'язана з намагнічуванням активної сталі обертовим магнітним потоком ротора. Частота вібрації, яка пов'язана з обертанням ротора, залежить від швидкості ротора [4]:

$$f = n / 60, \quad (3)$$

де n – швидкість обертання.

У двополюсних ТГ внаслідок неоднакової жорсткості по двох взаємно перпендикулярних осях (по осі, що збігається із віссю великого зуба, і по осі, перпендикулярній до неї) можлива поява вібрації подвійної частоти (100 Гц). Корпус статора вібрує під впливом магнітного потоку також з подвійною частотою.

Збільшення вібрації понад ту, що спостерігається, зазвичай свідчить про порушення балансування обертових частин. Оскільки вали генератора та турбіни зв'язані жорстко (у ГГ) або напівжорстко (у ТГ), в ряді випадків джерелом вібрації є турбіна.

Підвищення вібрації в процесі експлуатації може бути викликано дефектами, які з'являються під час роботи агрегату, зокрема, виникненням незрівноваженості ротора турбіни.

В парових турбінах порушення зрівноваженості може виникнути через несправність робочих лопаток, нерівномірність їх зношування або нерівномірність відкладення солей на лопатках, а також внаслідок послаблення посадки окремих частин на валу. Іноді до незрівноваженості призводить неоднорідність структури метала ротора, яка викликає термічну нестабільність. Збільшення вібрації підшипників часто викликається послабленням жорсткості кріплення окремих частин підшипника або кріплення його до фундаменту. Виникнення вібрації в ряді випадків пов'язане з порушенням нормального експлуатаційного режиму (подачі пари), яке викликає нерівномірний нагрів та деформацію ротора і статора турбіни.

В гідротурбінах вібрація може виникати, наприклад, від торкання робочим колесом нерухомої частини внаслідок нерівномірного розподілу сил тиску на робоче колесо при певних режимах роботи та притискування вала в одну сторону. Вібрація виникає при появі пульсації тиску внаслідок ударного входження води на лопатки при деяких витратах, при послабленні кріплення несучих деталей, обертових деталей, в тому числі робочого колеса до валу, лопатей робочого колеса до втулки вала, полюсів ротора. Вібрація може бути викликана і кавітаційними явищами в турбіні.

Вібрацію можуть викликати і причини електричного характеру, як, наприклад, замикання витків в обмотці ротора, нерівномірність повітряного зазору. Електричні причини характеризуються тим, що величина вібрації залежить від наявності збудження та його величини. Така вібрація виникає

при збудженні, збільшується з підвищенням збудження та зникає при вимиканні АГП.

Збільшення вібрації понад певну величину не допускається, оскільки тягне за собою збільшення механічного навантаження на окремі частини та їх з'єднання, порушення з'єднань, і, нарешті, пошкодження частин генератора. Значна вібрація, яка передається на фундамент, може призвести до його руйнування. Тому необхідно періодично контролювати величину вібрації, щоб своєчасно виявити її зростання та вжити заходів щодо усунення цього дефекту.

Максимальна амплітуда вібрації частин машини зазвичай спостерігається в якомусь одному напрямі. Тому вимірюють складові вібрації як в горизонтальному, так і в вертикальному напрямах.

Для вимірювання вібрації повинні використовуватися прилади, які розраховані на роботу при частоті, що відповідає частоті вібрації даного генератора. Частота вібрації, яка пов'язана з обертанням ротора у ТГ на 1500 об/хв, лежить в межах $15 \div 30$ Гц, а у ТГ на 3000 об/хв – в межах $30 \div 60$ Гц. У ГГ частота нижча та знаходиться в межах $1 \div 10$ Гц. Однак можуть виникнути і вібрації більш високої частоти, які пов'язані з накладанням вищих гармонік. Тому частоти вібрації ТГ спостерігаються в межах 200 – 250 Гц, а у ГГ – до 100 Гц.

Для вимірювання у ТГ можуть бути рекомендовані вібрографи типу ВР-3, ВР-1 тощо. Для ГГ ручних переносних вібрографів немає, тому використовують переносні прилади, які встановлюються на вібруючу деталь. Для контролю вібрації в профілактичних цілях можуть бути використані пружинні індикатори, які, однак, не дозволяють визначати частоту вібрації і вказують тільки загальну амплітуду з точністю до 0,01 мм.

Вимірювання вібрації ручними вібрографами виконується дотиканням вимірювального штифта до вібруючої поверхні, причому штифт повинен бути перпендикулярним до поверхні. Віброграф тримають в руках, опираючи штифт з невеликим натискуванням. Зв'язок штифта з корпусом вібрографа, який є інерційної масою, здійснюється через пружину, і тому вібрація поверхні, яка стикається зі штифтом, передається йому. Покажчик вібрографа записує на стрічку як величину вібрації (подвійну амплітуду коливання), так і частоту коливань.

Під час вимірювання вібрації у ГГ, індикатор закріплюють на спеціальному кронштейні, який дозволяє підвести штифт індикатора до вібруючої поверхні. Необхідно врахувати, що кронштейн не слід встановлювати на вібруючі частини генератора, щоб не вносити похибок в вимірювання. Для вимірювання горизонтальної вібрації рекомендується встановлювати індикатор на масивну плиту (вагою до 30 – 40 кг), яка підвішується до крюка мостового крану.

Під час вимірювання штифт індикатора повинен злегка упиратися у вібруючу деталь. Відлік береться по показам стрілки індикатора (розмах коливання).

Вібрація ТГ вимірюється на корпусах підшипників і на корпусі статора в вертикальному, горизонтальному і осьовому напрямах. У ГГ, залежно від виконання, вимірювання вібрації здійснюється [1, 4, 7]:

а) у підвісних – на верхній та нижній хрестовинах;

б) у парасольних – на нижній хрестовині;

в) у горизонтальних – на опорних підшипниках.

Крім того, вимірювання вібрації статора здійснюється на полицях корпусу статора.

Вимірювання вертикальної вібрації виконують в топках, які розташовані найближче до осі вертикального вала, тобто в місцях, де амплітуда вібрації найбільша. З тих самих міркувань горизонтальну вібрацію вимірюють на вертикальній поверхні корпусу п’яти або хрестовини на найбільшій можливій відстані від місць жорсткого кріплення хрестовини до фундаменту.

Періодичність вимірювання вібрації в процесі експлуатації для ТГ встановлена не менше одного разу на 3 місяці. Таку ж періодичність можна рекомендувати для ГГ, однак на основі стану агрегату ця періодичність може бути змінена керівництвом станції. Стан агрегату характеризується величиною вібрації, яка нормується.

Згідно з ПТЕ величина вібрації (тобто подвійна амплітуда коливань) не повинна перевищувати допустимих значень [1, 4]:

а) для ТГ з номінальною швидкістю обертання 3000 об/хв – 0,04 мм;

б) для ТГ з номінальною швидкістю обертання 1500 об/хв – 0,07 мм;

в) для вертикальних ГГ з номінальною швидкостями обертання

- 750 ÷ 500 об/хв – 0,10 мм;
- 375 ÷ 214 об/хв – 0,12 мм;
- 87,5 ÷ 62,5 об/хв – 0,18 мм.

ВИСНОВКИ

В роботі наведено загальні відомості про турбо- та гідрогенератори, їх конструкції, системи охолодження, методи вимірювання температури їх окремих частин. Розглядаються нормальні режими роботи, догляд за системою охолодження та підшипниками, а також дії персоналу при їх виявленні.

Окремо аналізуються особливі режими роботи генераторів: режим двигуна, синхронного компенсатора, несиметричного навантаження та асинхронний режим.

Наведено методику проведення профілактичних випробувань генераторів в умовах експлуатації: вимірювання опору ізоляції їхніх частин та рівня вібрації.

В додатках наведено зовнішні вигляди турбо- та гідрогенераторів, а також нормативні дані стосовно експлуатації електричних машин.

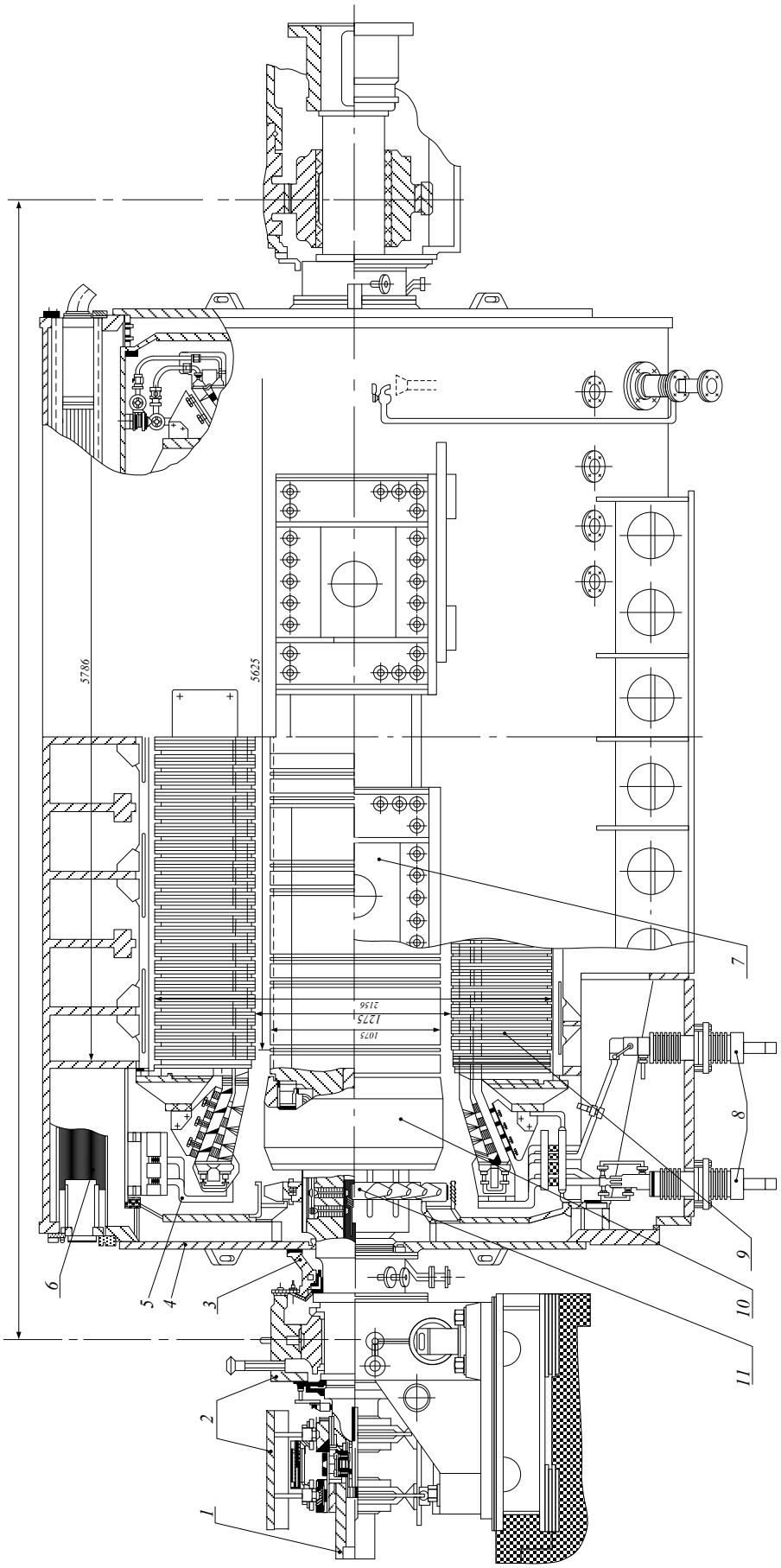
Таким чином, ознайомлення з методами обслуговування турбо- та гідрогенераторів дозволить значно підвищити технічний рівень експлуатаційного персоналу.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Грудинский П. Г. Техническая эксплуатация основного электрооборудования станций и подстанций / Грудинский П. Г., Мандрыкин С. А., Улицкий М. С. – М. : Энергия, 1974. – 576 с.
2. Мотыгина С. А. Эксплуатация электрической части тепловых электростанций / Мотыгина С. А. – М. : Энергия, 1979. – 568 с.
3. Жерве Г. К. Промышленные испытания электрических машин / Жерве Г. К. – Л. : Энергоатомиздат, 1984. – 408 с.
4. Чернев К. К. Обслуживание генераторов / Чернев К. К. – М. : Энергия, 1968. – 104с.
5. Р. Г. Гемке Неисправности электрических машин / Гемке Р. Г. – Л. : Энергоатомиздат, 1989. – 255 с.
6. Гольдберг О. О. Испытания электрических машин / Гольдберг О. О. – М. : Высш. шк., 1990. – 255с.
7. Котеленец Н. В. Испытания, эксплуатация и ремонт электрических машин / Котеленец Н. В., Акимова Н. А., Антонов М. В. – М. : Изд. Центр «Академия», 2003. – 384 с.
8. СПРАВОЧНИК по наладке электрооборудования станций и подстанций / под ред. Э. С. Мусаэляна. – М. : Энергоатомиздат, 1984. – 344с.
9. Лагутін В. М. Випробування електричних машин і трансформаторів в електроенергетичних системах : навчальний посібник / Лагутін В. М., Зелінський В. Ц., Бурикін О. Б. – Вінниця : ВНТУ, 2010. – 115 с.
10. Лагутін В. М. Експлуатація електричних станцій. Ч. І. Технічне обслуговування електричних машин та трансформаторів : навчальний посібник / Лагутін В. М. , Бурикін О. Б., Тептя В. В. – Вінниця : ВНТУ, 2013. – 93 с.
11. Лагутін В. М. Експлуатація електричних станцій. Ч. ІІ. Ремонт електричних машин та трансформаторів : навчальний посібник / Лагутін В. М., Лесько В. О., Тептя В. В. – Вінниця : ВНТУ, 2013. – 115 с.

ДОДАТОК А

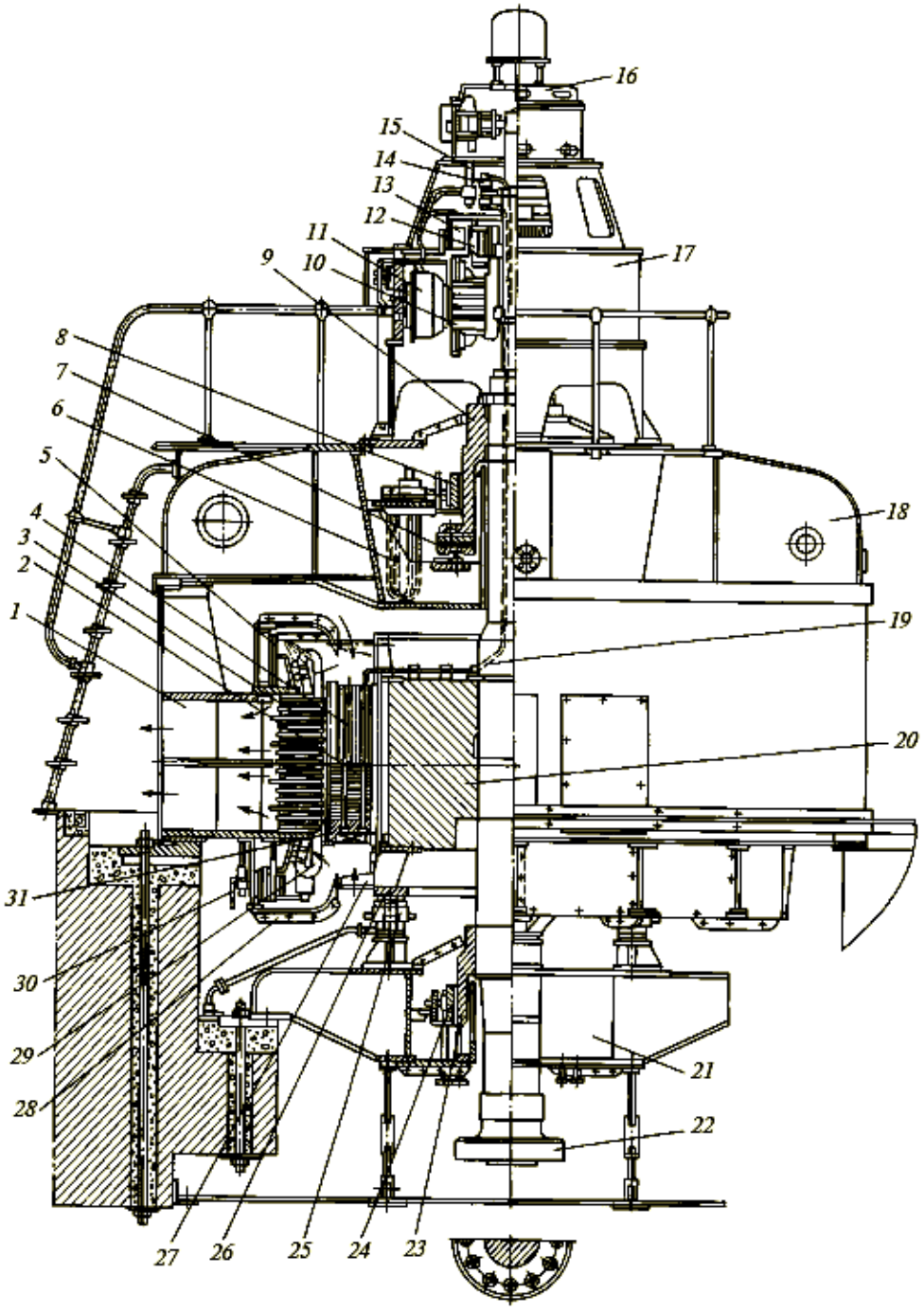
Загальний вигляд турбогенератора



1 – вал; 2 – корпус підшипника; 3 – корпус ущільнювача; 4 – торцевий щит; 5 – струмопроводи; 6 – теплообмінник; 7 – цапфа; 8 – струмовводи; 9 – статор; 10 – ротор; 11 – вентилятор

ДОДАТОК Б

Загальний вигляд гідрогенератора



1 – корпус статора; 2 – полюс ротора; 3 – магнітопровід статора; 4 – котушка обмотки збудження; 5 – кронштейн; 6 – масло охолоджувач; 7 – сегмент підп'ятника; 8 – сегмент верхнього підшипника; 9 – втулка підп'ятника; 10 – якір збудника; 11 – полюс збудника з обмоткою; 12 – колектор збудника; 13 – щітковий пристрій збудника; 14 – контактні кільця; 15 – щітковий пристрій контактних кілець; 16 – регуляторний генератор; 17 – станина збудника; 18 – верхня хрестовина; 19 – з'єднання між обмоткою збудження і контактними кільцями; 20 – обід ротора; 21 – нижня хрестовина; 22 – вал; 23 – втулка нижнього напрямного підшипника; 24 – сегмент нижнього напрямного підшипника; 25 – гальмо; 26 – гальмівне кільце ротора; 27 – осьовий вентилятор; 28 – повітророздільний щит; 29 – котушка обмотки статора; 30 – виводи обмотки статора; 31 – нажимна щітка

ДОДАТОК В

Таблиця В.1 – Допустимі опори ізоляції електричних машин

Елемент, що випробовується	Напруга мегомметра, В	Допустимий опір ізоляції, МОм	Схема вимірювання
Обмотка статора генератора	500 при номінальній напрузі до 0,5 кВ та 2500 при номінальній напрузі більше 0,5 кВ	Регламентується вимогами додатку 2 Норм для генераторів, що знов уводяться в експлуатацію; для нових генераторів – не регламентується	Кожна фаза або вітка окремо відносно корпусу та двох інших заземлених фаз. Опір ізоляції у генераторів з водяним охолодженням обмотки вимірюється без води в обмотці статора при з'єднаних з екраном мегомметра водозбірних колекторах, ізольованих від зовнішньої системи охолодження
Обмотка ротора	1000 або 500	Не менше 0,5 при t = 10 ÷ 30 °С	Допускається введення генераторів не більше 300 МВт з неявнополюсним ротором, який має $R_{із}$ не менше 2 кОм при t = 75 °С або 20 кОм при t = 20 °С, при більшій потужності введення допускається при $R_{із}$ нижче 0,5 МОм при t = 10 ÷ 30 °С за узгодженням з заводом-виробником
Кола збудження генератора та збудника зі всією приєднаною апаратурою (без обмоток ротора та електромагнітного збудника)	1000 або 500	Не менше 1	-
Обмотки збудника та підзбудника (колекторних)	1000	Не менше 0,5 при t = 10 ÷ 30 °С	-

Продовження таблиці В.1

Елемент, що випробовується	Напруга мегомметра, В	Допустимий опір ізоляції, МОм	Схема вимірювання
Бандажі якоря збудника та підзбудника	1000	Не менше 1	При заземленій обмотці якоря
Ізольовані стягувальні болти сталі статора (доступні для вимірювання)	1000	Не менше 1	-
Підшипники генератора та збудника	1000	Не менше 0,3 для гідрогенераторів та 1,0 для турбогенераторів і компенсаторів	Для гідрогенераторів вимірювання здійснюється, якщо дозволяє конструкція генератора
Ущільнення вала, дифузори, щити вентиляторів та інші вузли статора генератора	1000	Згідно з заводськими даними	-
Термоіндикатори з від'єднаними проводами, включаючи з'єднувальні проводи, які укладені всередині генераторів: а) з непрямим охолодженням обмотки статора б) з безпосереднім охолодженням обмотки статора: - для серії ТВВ - для серії ТГВ	 250 500 250	 Не менше 1 Не менше 0,5 Не менше 0,5	-

Продовження таблиці В.1

Елемент, що випробовується	Напруга мегомметра, В	Допустимий опір ізоляції, МОм	Схема вимірювання
Кінцевий вивід обмотки статора турбогенераторів серії ТГВ	2500	1000 при t = 10÷30°С	Вимірювання здійснюється до з'єднання виводу з обмоткою статора
Обмотки статора електродвигунів напругою: - до 0,5 кВ включно; - вище 0,5 кВ	 500 2500	Регламентується вимогами додатку 2 Норм для генераторів, що знов уводяться в експлуатацію; для електричних машин, які знаходяться в експлуатації, не враховується, але береться до уваги при з'ясуванні необхідності сушіння	-
Обмотка ротора електродвигунів	1000 або 200	Не менше 0,2 МОм. Для машин, які знаходяться в експлуатації, не нормується	Вимірюється у синхронних електродвигунів та електродвигунів з фазним ротором 3 кВ і вище або потужністю більше 1000 кВт
Термоіндикатори електродвигунів	250	Не нормується	-
Термоіндикатори підшипників електродвигунів 2 кВ і вище	1000	Не нормується	Вимірюється у електродвигунів 3 кВ і вище, підшипники яких мають ізоляцію відносно корпусу. Вимірюється відносно фундаментної плити при повністю складених маслопроводах

ДОДАТОК Г

Таблиця Г.1 – Випробувальна напруга для обмоток електричних машин

Об’єкт, що випробовується	Характеристика електричної машини	Випробувальна напруга, В	Умови випробування
Генератори			
1. Обмотка статора генератора	До 1000 кВт, $U_{ном} \geq 100$В	$0,8(2\ U_{ном} + 1000)$, але не менше 1200	Звичайні
	Від 1000 кВт і більше, $U_{ном}$ до 3300 В (включно)	$0,8(2\ U_{ном} + 1000)$	
	Від 1000 кВт і більше $U_{ном}$ від 3300 В до 6600В (включно)	$0,8 \times 2,5 U_{ном}$	
	$U_{ном}$ від 6600 В до 20000В (включно)	$0,8(2\ U_{ном} + 3000)$	
	$U_{ном}$ від 20000 В до 24000 В (включно)	$0,8(2\ U_{ном} + 1000)$	
2. Обмотка статора гідрогенератора, стикування частин якого здійснюється на місці монтажу після закінчення повного складання обмотки та ізолювання	Від 1000 кВт і більше, $U_{ном}$ до 3300 В (включно)	$2\ U_{ном} + 1000$	Якщо складання статора здійснюється на місці монтажу, але не на фундаменті, то до встановлення статора на фундамент випробування його здійснюється за п. 2, а після встановлення – за п. 1.
	Від 1000 кВт і більше $U_{ном}$ від 3300 В до 6600В (включно)	$2,5\ U_{ном}$	
	Від 1000 кВт і більше $U_{ном}$ від 6600 В до 20000 В (включно)	$2\ U_{ном} + 3000$	

Продовження таблиці Г.1

Об’єкт, що випробовується	Характеристика електричної машини	Випробувальна напруга, В	Умови випробування
3. Обмотка явнополюсного ротора	-	8 $U_{ном}$ збудження генератора, але не менше 1200 та не вище 2800	Звичайні
4. Обмотка неявнополюсного ротора	-	1000	Якщо технічними умовами передбачаються більш високі норми випробування, то дотримуються їх
5. Обмотки колекторних збудників	-	8 $U_{ном}$ збудження генератора, але не менше 1200 та не вище 2800	Відносно корпусу та бандажів
6. Кола збудження (включаючи реостат)	-	1000	Відносно корпусу та бандажів
7. Резистор гасіння поля	-	2000	Звичайні
8. Кінцевий вивід обмотки статора	ТГВ-200; ТГВ-200М ТГВ-300; ТГВ-500	31000 для кінцевих виводів, які випробувані на заводі сумісно з ізоляцією обмотки; 34500 для резервних кінцевих виводів, перед встановленням на турбогенератор; 39000 для кінцевих виводів, які випробувані на заводі; 43000 для резервних кінцевих виводів, перед встановленням на турбогенератор	Звичайні

Продовження таблиці Г.1

Об’єкт, що випробовується	Характеристика електричної машини	Випробувальна напруга, В	Умови випробування
Електродвигуни			
9. Обмотка статора	Менше 1 кВт, $U_{ном}$ < 100В. Від 1 кВт, $U_{ном}$ < 100В. До 1000 кВт, $U_{ном}$ > 100В Від 1000 кВт і більше $U_{ном}$ до 3300 В (включно) Від 1000 кВт і більше, $U_{ном}$ від 3300 В до 6600 В (включно) Від 1000 кВт і більше $U_{ном}$ > 6600 В	0,8(2 $U_{ном}$ + 500) 0,8(2 $U_{ном}$ + 1000) 0,8(2 $U_{ном}$ + 1000), але не менше 1200 0,8(2 $U_{ном}$ + 1000) 0,8×2,5 $U_{ном}$ 0,8(2 $U_{ном}$ + 3000)	При повністю складеному двигуні для кожної фази відносно корпусу та двох інших фаз. У електродвигунів, які не мають виводів кожної фази окремо – всієї обмотки відносно корпусу
10. Обмотка ротора синхронних електродвигунів, які призначено для прямого пуску, з обмоткою збудження, заземленою на опір або джерело живлення	-	8$U_{ном}$ збудження, але не менше 1200 і не більше 2800	При повністю складеному електродвигуні
11. Обмотка ротора електродвигуна з фазним ротором, реостати та пускрегулювальні резистори. Резистор гасіння поля	-	1,5$U_{рот}$, але не менше 1000 2000	$U_{рот}$ – напруга, на кільцях при розімкненому нерухомому роторі і повній напрузі на статорі. Випробовується у синхронних двигунів

ДОДАТОК Д

Типова програма приймально-здавальних випробувань при монтажі турбогенераторів 100 ÷ 1200 МВт

1. Виміряти опір ізоляції:

1.1. Обмотки статора мегомметром 2500 В з визначенням R_{60}/R_{15};

1.2. Обмотки ротора мегомметром 1000 В;

1.3. Підшипників генератора та збудження при складених маслопроводах мегомметром 1000 В;

1.4. Терморезисторів генератора та збудника мегомметром 250 В (для ТГВ-800 – мегомметром 500 В);

1.5. Щіткових апаратів мегомметром 1000 В;

1.6. Для турбогенераторів з безпосереднім охолодженням обмотки випробування шлангів, дистилята та колектора виконати згідно з заводською інструкцією.

2. Випробувати ізоляцію обмотки статора підвищеною випрямленою напругою _____ кВ з вимірюванням струму витоку по фазах з оцінюванням $I_{вит15}/I_{вит60}$ та коефіцієнта нелінійності (у турбогенераторів з водяним охолодженням обмотки статора проводити випробування лише за дозволу заводської інструкції).

3. Випробувати ізоляцію обмотки статора підвищеною напругою _____ кВ промислової частоти протягом 1 хв до введення ротора в статор. Після зниження напруги до номінального значення витримати 5 хв для оцінення коронування лобових частин (для машин з водяним охолодженням випробувати при циркуляції дистильованої води з питомим опором 75 Ом/см та номінальній витраті).

4. Перед увімкненням генератора після введення ротора та установлення торцевих щитів провести контрольні випробування номінальною напругою промислової частоти 50 Гц або випрямленою напругою $1{,}5U_{ном}$ = = _____кВ протягом 1 хв.

5. Виміряти опір постійному струму обмоток статора та ротора.

6. Виміряти повний опір обмотки ротора змінному струму в нерухомому стані до та після заведення ротора в статор при напрузі не більше 220 В.

7. Прослідкувати чергування фаз генератора та фазування блочного трансформатора і трансформатора власних потреб згідно з прийнятим на станції або в енергосистемі. Фазування всіх РУ електростанції повинно бути письмово затверджено електроцехом.

8. Біля кінцевих виводів обмотки статора турбогенераторів в серії ТГВ з конденсаторною склоепоксидною ізоляцію перед установленням вводу на генератор виміряти tgδ при напрузі 10 кВ і температурі 10 ÷ 30 °С.

Примітка. Програма повинна відповідати вимогам заводської інструкції на турбогенератор.

ДОДАТОК Е

Типова програма комплексних випробовувань блоків
генератор–трансформатор при обертовому роторі

1. Загальна частина

До початку випробувань все основне та допоміжне обладнання, вторинні кола, релейний захист та автоматика повинні бути змонтовані та налагоджені. Випробувано обладнання систем охолодження, змащення, валоповоротний пристрій, система управління частотою обертання турбіни, перевірені технологічні блокування та АВР. Дію захистів перевірено на вимикання вимикачів, на закриття стопорних кранів. Налагоджено обладнання та знято характеристики резервного збудника.

Правильність складання струмових кіл трансформатора власних потреб (ВП) перевірено навантаженням трифазним первинним струмом на закоротки від мережі 380 В зі зняттям векторних діаграм.

Технічним керівником призначити

_____ _____
(посада) (прізвище, ім’я та по батькові)

Відповідальний за оперативні перемикання та протипожежну безпеку

_____
(прізвище, ім’я та по батькові)

Відповідальний від електротехнічної лабораторії

_____
(прізвище, ім’я та по батькові)

2. Підготовка роботи

2.1. Встановити трифазну закоротку перерізом, не меншим перерізу основного струмопроводу поза зоною диференційного захисту блока за вимикачем _____.

Для блочних трансформаторів із вбудованими трансформаторами струму в нульовому виводі підготувати однофазну закоротку на землю на струм _____ А та подвійну на інші фази, які залишилися.

Примітка. Якщо струмові кола трансформатора ВП не були навантажені трифазним первинним струмом мережі 380 В, встановити дві трифазні закоротки перерізом, не меншим перерізу основного струмопроводу за трансформаторами струму робочих вводів 6 кВ.

2.2. Встановити контрольні прилади для вимірювання:

- струму в кожній фазі статора;
- струму ротора (біля щита в приміщенні АГП);
- трьох лінійних напруг статора;
- частоти обертання ротора (частотоміром);
- опору (R) ротора;
- напруги ротора і струму в щитовій обмотці резервного збудника, якщо навантажувальна характеристика не змішалась з іншим генератором (передбачити можливість від’єднання приладу від щитової обмотки без вимикання резервного збудника).

Приєднати фазопокажчик до мережевого трансформатора напруги.

2.3. Закоротити та від'єднати струмові кола блока № _____ диференційного захисту шин.

2.4. Підключити до сигнальних контактів газового реле замість кіл сигналізації кола вимикача блока.

2.5. Розімкнути кола контактора форсування резервного збудника ключем КСФ зі знімною головкою або зняти кінець біля обмотки контактора.

2.6. Розімкнути перемичку в колах виконавчого органу фільтрового реле оберненої послідовності для виключення вібрації реле при збудженні генератора та низькій частоті обертання.

2.7. При вимкненому АГП від резервного збудника перевірити уставку захисту перевантаження ротора.

2.8. До поштовху турбіни:

- оглянути генератор, щіткові апарати, допоміжне обладнання;
- виміряти опір ізоляції статора з вимиканням та наступним підключенням «землі» до трансформаторів напруги;
- перевірити увімкнений стан заземлювального ножа нейтралі блочного трансформатора;
- перевірити роботу температурного контролю генератора; в подальшому при випробуванні оперативний персонал слідкує за тепловим режимом;
- перевірити опір ізоляції кіл збудження;
- вивести дії захистів генератора на зупинення турбіни (котла);
- відключити накладку кола захистів пристроїв резервування відмови вимикачів (ПРВВ) від захистів блока;
- всі оперативні накладки захистів генератора перевести на вимикання.

3. Випробування, які проводяться при прогріванні турбіни та набиранні частоти (400 ÷ 3000 об/хв) в режимі короткого замикання блока

3.1. Виміряти опір (Z) ротора. Повторити заміри на 3 ÷ 4 ступенях частоти обертання, включно з номінальною.

3.2. Скласти схему резервного збудника.

3.3. Скласти схему кіл оперативного струму блока та кіл напруги.

3.4. Увімкнути блочний вимикач _____ та вимкнути його оперативний струм.

3.5. Якщо встановлено закоротки на робочих вводах ВП (якщо закоротки не встановлено – переконатися у відсутності заземлень на вводах ВП), потрібно:

- при усталеній частоті обертання турбіни збудити генератор до 10–20% номінального стуму вводу ВП ____ А, перевірити обтікання струмових кіл. При номінальному струмі вводу перевірити небаланс диференційного захисту. Перехід до наступного ступеня (частоти) здійснюється після виконання замірів по даному захисту;

- відключити АГП, заземлити струмопровід зі сторони генератора (увімкнути заземлювальні ножі);

- зняти закоротки з обох вводів 6 кВ ВП;

- зняти захисні заземлення зі струмопроводу (відключити заземлювальні ножі).

3.6. При усталеній частоті обертання турбіни збудити генератор на закоротку до струму статора, який дорівнює 10% номінального _____ А і перевірити обтікання струмових кіл блока.

3.7. Зняти характеристику короткого замикання (5 – 6 точок) до струму статора 1.1 номінального _____ А. Одночасно зняти навантажувальну характеристику резервного збудника (якщо не змішалася з іншим генератором).

3.8. Знизити збудження, відключити АГП, повісити плакат на ключ АГП «Не включати, працюють люди».

3.9. При номінальній частоті обертання випробувати ізоляцію обмотки ротора напругою 1 кВ, 50 Гц протягом 1 хв.

3.10. Увімкнути АГП та збудити генератор до номінального струму статора _____ А і перевірити:

- небаланси фільтрових захистів оберненої послідовності (замкнути перемичку в колах виконавчого органу реле);

- небаланси повздовжнього та поперечного диференційного захисту генератора та блока;

- симетрію напруг та кола розімкненого трикутника;

- струми в нейтралях всіх струмових кіл;

- щитові амперметри та роботу вольтметра.

3.11. Відключити АГП, шунтовий реостат резервного збудника перевести в положення «Нижче».

3.12. Встановити захисне заземлення біля закоротки (увімкнути заземлювальні ножі).

3.13. Зняти трифазну закоротку.

3.14. Для блочних трансформаторів із вбудованими трансформаторами струму в нульовому проводі:

- встановити однофазну закоротку на землю, а дві фази, які залишилися, закоротити;

- зняти захисне заземлення (відключити заземлювальні ножі);

- при мінімальному збудженні генератора перевірити вольтамперфазометром (ВАФ) вторинні струми в короткозамкненій фазі блочного трансформатора;

- відключити АГП, встановити захисне заземлення (увімкнути заземлювальні ножі).

3.15. Подати оперативний струм на блочний вимикач _____ та відключити його.

4. Випробування в режимі ХХ блока

4.1. Увімкнути АГП та збудити генератор до номінальної напруги. Перевірити симетрію напруг, напругу небалансу розімкненого трикутника, напругу та чергування фаз в колах вимірювальних приладів та захистів. Оглянути обладнання.

4.2. Зняти спадну характеристику ХХ блока від $U_{ст}$ =1,15$U_{ном}$ = = _____кВ (обмежується трансформатором). При $U_{ст}$ =1,15$U_{ном}$ виміряти небаланс поперечного диференційного захисту генератора.

4.3. При вимиканні АГП перевірити залишкову вторинну напругу на ТН.

4.4. Проаналізувати небаланс та уточнити уставку поперечного диф-захисту генераторів.

4.5. Перед синхронізацією генератора перевірити:

- кола ручної точної синхронізації подачею синхронної первинної напруги на обидва ТН, які беруть участь в синхронізації, переконатися, що до синхроноскопа підведене пряме чергування фаз;
- збіг напрямку обертання фазопокажчика при живленні від ТН від мережевої та генераторної напруги;
- відпадання реле блокування від несинхронних увімкнень при проходженні синхроноскопа через нуль.

4.6. Відновити проектну схему: сигнальні контакти газового реле на сигнал, відключаючи на вимикання блока.

4.7. Відновити коло контактора форсування резервного збудника.

4.8. Від'єднати всі контрольні прилади (за виключенням приладів для зняття навантажувальної характеристики резервного збудника).

4.9. Отримати дозвіл диспетчерської служби системи, вивести диференційний захист шин (для блоків з повітряними вимикачами захист не виводити!) та синхронізувати генератор.

5. Перевірка на увімкненому в мережу генераторі

5.1. Зняти векторні діаграми увімкнення ватметрів, лічильників та диференційних захистів блока.

5.2. Перед відновленням струмових кіл диференційного захисту шин від блока _____:

- порівняти векторну діаграму струмових кіл диференційного захисту шин блока _____ з іншими під'єднаннями;
- для блоків з повітряними вимикачами за узгодженням з диспетчерською службою системи вивести диференційний захист шин (для блоків з масляними вимикачами, виведених до синхронізації);
- перевірити небаланс з реле ДЗШ;
- відновити струмові кола диференційного захисту шин блока _____.

5.3. Ввести диференційний захист шин з блоком.

5.4. Після відновлення нормальної схеми первинних з'єднань вивести диференційний захист шин під час перевірки небалансів в реле.

5.5. Увімкнути накладку кола запуску ПРВВ від захисту блока.

5.6. За узгодженням з черговим інженером станції ввести в дію захисти генератора на зупинення турбіни (котла).

5.7. Зняти навантажувальну характеристику резервного збудника до номінального струму ротора.

Словник найбільш вживаних термінів

вал	shaft
вібрація	vibration
вісь	axis
гідрогенератор	hydrogenerator
ізоляція	isolation
збудник	exciter
контакт	contact
магнітне поле	magnetic field
нагрів	heating
несиметрія	asymmetry
огляд	review
опір	resistance
обмотка	winding
осердя	core
паз	groove
підшипник	bearing
режим	mode
ротор	rotor
синхронізація	synchronization
система	system
статор	stator
струм	current
турбогенератор	turbogenerator
частота	frequency
щітка	brush

Навчальне видання

Лагутін Валерій Михайлович
Нетребський Володимир Васильович
Тептя Віра Володимирівна

ОБСЛУГОВУВАННЯ ТУРБО- ТА ГІДРОГЕНЕРАТОРІВ

Навчальний посібник

Редактор Т. Старічек
Оригінал-макет підготовлено В. Тептя

Підписано до друку 28.04.2017 р.
Формат 29,7×42 ¼. Папір офсетний.
Гарнітура Times New Roman.
Ум. друк. арк. 5,23
Наклад 50 пр. Зам. № 2017-079

Видавець та виготовлювач
Вінницький національний технічний університет,
інформаційний редакційно-видавничий центр.

ВНТУ, ГНК, к. 114.
Хмельницьке шосе, 95,
м. Вінниця, 21021.
Тел. (0432) 59-85-32, 59-87-38,
press.vntu.edu.ua,
e-mail: kivc.vntu@gmail.com.

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи
серія ДК № 3516 від 01.07.2009 р.