

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії

(повна назва факультету)

Кафедра електричної інженерії

(повна назва кафедри)

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

бакалавр

(назва освітнього ступеня)

на тему: Підвищення ефективності керування гідроагрегатом ГЕС

Виконав студент IV курсу, групи ЕТс-41

спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та

електромеханіка

(шифр і назва спеціальності)

(підпис)

Кухарець Б.В.
(прізвище та ініціали)

Керівник

(підпис)

Коваль В.П.
(прізвище та ініціали)

Нормоконтроль

(підпис)

Мовчан Л.Т.
(прізвище та ініціали)

Завідувач кафедри

(підпис)

Тарасенко М.Г.
(прізвище та ініціали)

Рецензент

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Тернопіль
2023

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота бакалавра. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії. Кафедра електричної інженерії, група ЕТс–41. - Т. : ТНТУ, 2023.

Стор. 59; рис. 27; табл. 5; креслень (презентацій) —; джерел 7.

Кваліфікаційна робота бакалавра виконана на підставі завдання на тему: «Підвищення ефективності керування гідроагрегатом ГЕС».

Метою роботи є вдосконалення алгоритмів керування агрегатами ГЕС.

У роботі проведено аналіз виконано аналіз низки технологічних процесів ГЕС. Проведений аналіз алгоритмів автоматичної системи управління гідроагрегатом дозволив виявити недоліки в аварійних режимах роботи. Для усунення виявлених недоліків у роботі запропоновано модернізовані аварійні алгоритми автоматичної системи управління гідроагрегатом. Для дослідження алгоритмів АСУГ розроблена математична модель гідроагрегату на підставі експлуатаційних гідравлічних характеристик реального гідроагрегату та допоміжного обладнання.

Ключові слова: ГЕС, КЕРУВАННЯ, АВАРІЙНИЙ РЕЖИМ

ЗМІСТ

ВСТУП

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ.....	8
1.1 Загальні відомості про ГЕС.....	8
1.2 Напрямний апарат	13
1.3 Автоматична система управління гідроагрегатом (АСУГ).....	13
1.4 Електрогідравлічний регулятор (ЕГР)	14
1.5 Маслонапірна установка (МНУ).....	15
1.6 Золотник аварійного закриття (ЗАЗ) та аварійна маслонапірна установка (АМНУ).....	16
1.7 Висновки до розділу	16
2 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ.....	
2.1 Алгоритми автоматичної системи управління гідроагрегатом	17
2.2 Удосконалення алгоритмів автоматичної системи управління гідроагрегатом в аварійних режимах	25
2.3 Висновки до розділу	32
3 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ	
3.1 Розробка імітаційної моделі ГА.....	33
3.2 Імітаційна модель ГА у програмному комплексі MATLAB- Simulink	38
3.3 Аналіз аварійних алгоритмів АСУГ ГА на базі імітаційної моделі.....	43
3.4 Аналіз модернізованих аварійних алгоритмів АСУГ ГА на базі імітаційної моделі	45
3.5 Висновки до розділу	49
4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ, ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ	
4.1 Заходи, які зменшують небезпеку виникнення вибухів та пожеж.....	50

4.2 Фізичні основи електробезпеки	53
4.3 Захист від статичної електрики	54
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	56
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	58

ВСТУП

Актуальність теми. Гідроенергетичне обладнання сучасних великих ГЕС зазвичай є повністю автоматизованим. Усі операції з пуску та зупинки (нормальної та аварійної), а також більшість функцій з оперативного обслуговування працюючих агрегатів виконуються без участі чергового персоналу автоматизованою системою управління. Ручне керування гідроагрегатом зводиться до подачі команд автоматичного пуску або зупинки, а також зміни навантаження або режиму роботи, після чого всі проміжні операції виконуються автоматизованою системою управління гідроагрегатом (АСУГ) у потрібній послідовності автоматично.

Основними функціями АСУГ є:

1. Виконання операцій, пов'язаних з режимом роботи (пуск, зупинка, переведення в режим синхронного компенсатора та ін.);
2. Контроль стану агрегату, що забезпечує своєчасне виявлення несправностей;
3. Виконання необхідних протиаварійних заходів у разі несправності агрегату чи порушення роботи енергосистеми.

На даний момент алгоритми АСУГ не регламентуються нормативними документами та розробляються для кожної ГЕС індивідуально за участю персоналу станції. При цьому неминуха поява неточностей алгоритмів, коли у нестандартних аварійних ситуаціях АСУГ видає неоптимальні і навіть шкідливі для розвитку аварії керуючі впливи.

Наприклад, в АСУГ ГЕС передбачені функції формування аварійного стану агрегату та автоматичної зупинки. Аварійний стан агрегату фіксується, зокрема, при зниженні рівня масла в маслонапірній установці (МНУ). За фактом виявлення аварійного стану агрегату запускається алгоритм аварійного зупинки, відповідно до якого подається сигнал на відключення генераторного вимикача і сигнал на регулятор частоти обертання на закриття направляючого апарату. При цьому виявляється можлива ситуація, коли об'єм масла в МНУ

недостатній для закриття направляючого апарату, і агрегат, відключений від мережі, довго працюватиме на підвищених оборотах.

Мета кваліфікаційної роботи: вдосконалення алгоритмів керування агрегатами ГЕС.

Для досягнення мети передбачається вирішити такі завдання:

1. Виявлення недоліків у існуючих алгоритмах управління;
2. Вироблення рекомендацій щодо зміни алгоритмів з метою усунення недоліків;
3. Випробування модернізованих алгоритмів на імітаційній моделі гідроагрегату.

Структура роботи. Робота складається з розрахунково-пояснювальної записки та графічної частини. Розрахунково-пояснювальна записка складається з вступу, 4 частин, висновків та переліку посилань. Об'єм роботи: розрахунково-пояснювальна записка – 59 арк. формату А4, графічна частина – ___ аркушів презентації.

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Загальні відомості про ГЕС

Один з найважливіших способів отримання електричної енергії ґрунтується на використанні енергії води. Концентрація водної енергії полягає в тому, щоб зміну рівнів річки на певній ділянці зосередити у тому створі, де споруджуватиметься ГЕС.

У схемі греблі концентрація напору створюється за рахунок греблі.

Водопідпирні споруди, перегороджуючи русло річки, тим самим істотно змінюють рівень води в потоці і створюють підпор - різницю рівнів води до і після спорудження.

Рівень води у верхів'ях рік вище, ніж у пониззі.

Характеристикою гідроенергетичного потенціалу (енергія води) є напір (H) та стік у створі ГЕС (W). Напір враховує різницю рівнів верхнього та нижнього б'єфів у створі річки: $H = Z_{вб} - Z_{нб}$. Основна характеристика стоку річки в даному створі (поперечному перерізі) – це гідрограф – графік зміни витрат води у часі. На гідрографі за річний період виділяються характерні внутрішньорічні періоди зміни стоку, які повторюються щорічно приблизно в один і той самий час [1].

Основним джерелом живлення водосховища є талі води сезонних і високогірних снігів. Весняна повінь формується за рахунок танення снігу і є найбільш багатоводною фазою водного режиму, коли проходить 50-60 % річного стоку. За літньо-осінній період проходить до 40% річного стоку, коли на спад хвилі накладаються дощові опади і може статися паводок. Літньо-осіння межень починається з кінця серпня – середини вересня та закінчується наприкінці вересня – початку листопада. Мінімальні витрати води межі періоду відкритого русла спостерігаються у ті самі терміни. В окремі багатоводні роки літньо-осіння межинь відсутня.

Зимова межинь встановлюється наприкінці жовтня – на початку листопада

і триває до квітня. Середня тривалість зимової межі 150-170 днів. Найменші витрати води взимку спостерігаються наприкінці періоду, як правило, у лютому та березні. Основним джерелом взимку є ґрунтові води (до 10 % річного стоку).

У процесі експлуатації водосховища ГЕС його водні ресурси використовуються в протипаводкових та рекреаційних цілях.

Основними водокористувачами є:

- 1) комунальне та промислове водопостачання;
- 2) гідроенергетика;
- 3) водний транспорт;
- 4) рибне господарство.

Сезонні коливання стоку річок несприятливі для галузей народного господарства, режим природних витрат не збігається з режимом споживання. Виникає необхідність перерозподіляти природний стік у часі, тобто регулювати. Основний регулятор стоку - це водосховище, штучне водоймище, що утворюється перед греблею. Основною та обов'язковою ознакою водосховища, що відрізняє його від озера (ставка), є можливість регулювання (перерозподілу) річкового стоку та його рівневого режиму в часі відповідно до вимог зацікавлених галузей господарства (водокористувачів). У водосховищі затримується надлишкова припливність, а потім витрачається в ті періоди, коли природний стік менший за необхідний для споживачів.

Якщо в греблі є отвори для пропуску води, обладнані затворами, то це дозволяє регулювати стік річки - змінювати кількість води, що скидається з верхнього б'єфу в нижній за певним графіком, вигідним водоспоживачам і водокористувачам.

Період акумуляції (накопичення) води у водосховищі супроводжується зростанням рівня верхнього б'єфу (РВБ) і називається наповненням водосховища, період віддачі накопиченої води – спрацювання водосховища.

По суті водосховище - це верхній б'єф ГЕС. Якщо гребля служить для регулювання стоку з допомогою водосховища, то рівень води у греблі змінюється у часі. Коливання рівня води у водосховищі під час регулювання

відбуваються у певних межах. Верхня межа, або нормальний підпірний рівень (НПР), є найвищим станом рівня води у водосховищі, при якому ГЕС та споруди гідровузла працюють тривалий час з дотриманням нормальних запасів надійності, що передбачаються технічними умовами.

Для водосховищ, однією з основних функцій яких є захист нижнього б'єфу гідровузла водосховища від повеней, виділяється зона протипаводкової призми.

Об'єм водосховища при НПР називається повним об'ємом ($V_{повн}$). Відповідний об'єм водосховища від дна до позначки УМО називається мертвим об'ємом ($V_{м.о.}$). Об'єм водосховища між НПР та УМО називається корисним об'ємом ($V_{корис}$) і визначається як різниця між повним та мертвим об'ємами водосховища: $V_{корис} = V_{повн} - V_{м.о.}$

Корисний об'єм водосховища використовується для регулювання стоку, і це призводить до постійної зміни рівнів верхнього б'єфу та відповідної зміни діючих величин напорів ГЕС. Чим більший об'єм водосховища, тим ступінь регулювання більший. ГЕС здійснює сезонне регулювання, тобто частковий перерозподіл стоку. Водосховище заповнюється в період паводку і випорожнюється в період маловодної межі. Весь цикл регулювання закінчується протягом року.

Особливістю стоку є мінливість, неповторність та неможливість точного прогнозування на тривалі періоди. Ці властивості стоку враховуються при проектуванні та експлуатації гідровузла. У водосховищі під час весняної повені накопичується вода, а потім вона використовується взимку, наприклад, для підтримки роботи міських водозаборів.

Не завжди вдається створити водосховище, щоб забезпечити повний перерозподіл стоку.

Досить добре вивчена внутрішньорічна циклічність стоку. У меншій мірі є уявлення про багаторічну циклічність. Вона майже завжди невідома. Сток має ймовірну природу, його неможливо передбачити з великою точністю. Тому річковий стік сприймається як ймовірнісний процес та його опис виробляється

з допомогою методів теорії ймовірностей. З її допомогою будується теоретична ймовірна характеристика стоку (крива забезпеченості) при порівняно коротких рядах статистичних спостережень. Екстраполяція кривої забезпеченості виробляється методом математичної статистики, що дозволяє отримати забезпеченість (ймовірність) як дуже великих, так і дуже малих значень досліджуваного параметра.

При проектуванні пропускної спроможності ГЕС використовується така характеристика стоку як величина максимальної середньодобової витрати весняної повені. Пропускна здатність гідровузла розраховується для пропуску такої величини забезпеченістю 0,01%, тобто катастрофічного паводку з ймовірністю настання такої події 1 раз на 10 000 років.

Вона є нерозривною системою гідротехнічних споруд та обладнання для отримання електричної енергії з енергії води. Будинок ГЕС – руслового типу, оскільки є частиною напірного фронту станції та сприймає напір.

Гідростанція складається із секцій агрегатів та секції монтажного майданчика. Підводна частина являє собою залізобетонну конструкцію, всередині якої розміщуються спіральні камери, труби, що відсмоктують, водоскиди, приміщення перепускних пристроїв, приміщення сервомоторів, галерея для відведення води, що відкачується з будівлі ГЕС. Типова секція агрегату має у підводній частині довжину 25 м, ширину 53,75 м та висоту в центральній частині 30,5 м. Такий масив, будучи напірною спорудою, служить також фундаментом під агрегат (турбіну та генератор), вага якого становить приблизно 2300 тонн.

З боку верхнього б'єфу розміщується щитове приміщення, в якому зосереджено механічне обладнання, що обслуговує вхідні отвори спіральних камер та донних водоскидів. Підводний масив у щитовому приміщенні закінчується на відм. 117,5 м, на цій відмітці є два ряди пазів. Перший ряд пазів призначений для розміщення в них мусоро-утримуючих ґрат. Ці пази використовуються для тимчасового загородження як перед входом у спіраль, так і перед входом у водоскиди. Ремонтне загородження перед водоскидами

може опускатися окремо від загородження спіралі. У другому ряду пазів розміщуються робочі затвори.

З боку нижнього б'єфу розташований трансформаторний майданчик з шляхами для поздовжнього і поперечного перекочування трансформаторів, а також шляхи під козловий кран, що обслуговує затвори вихідних отворів донних водоскидів і ремонтні загородження труб, що відсмоктують, і водоскидів.

Гідроагрегати ГЕС виконані на базі вертикальної гідротурбіни поворотно-лопатевого типу та трифазного синхронного гідрогенератора з непрямою повітряною системою охолодження.

Відомо, що з керування параметрами роботи ГА застосовується комплекс технологічних пристроїв [2, 3]. До цього комплексу пристроїв відносяться:

- напрямний апарат (НА),
- робоче колесо (РК),
- маслонапірна установка (МНУ),
- автоматична система управління гідроагрегатом (АСУГ) та ін.

Функціональна схема гідравлічної частини для управління НА вказана на рис. 1.1 .

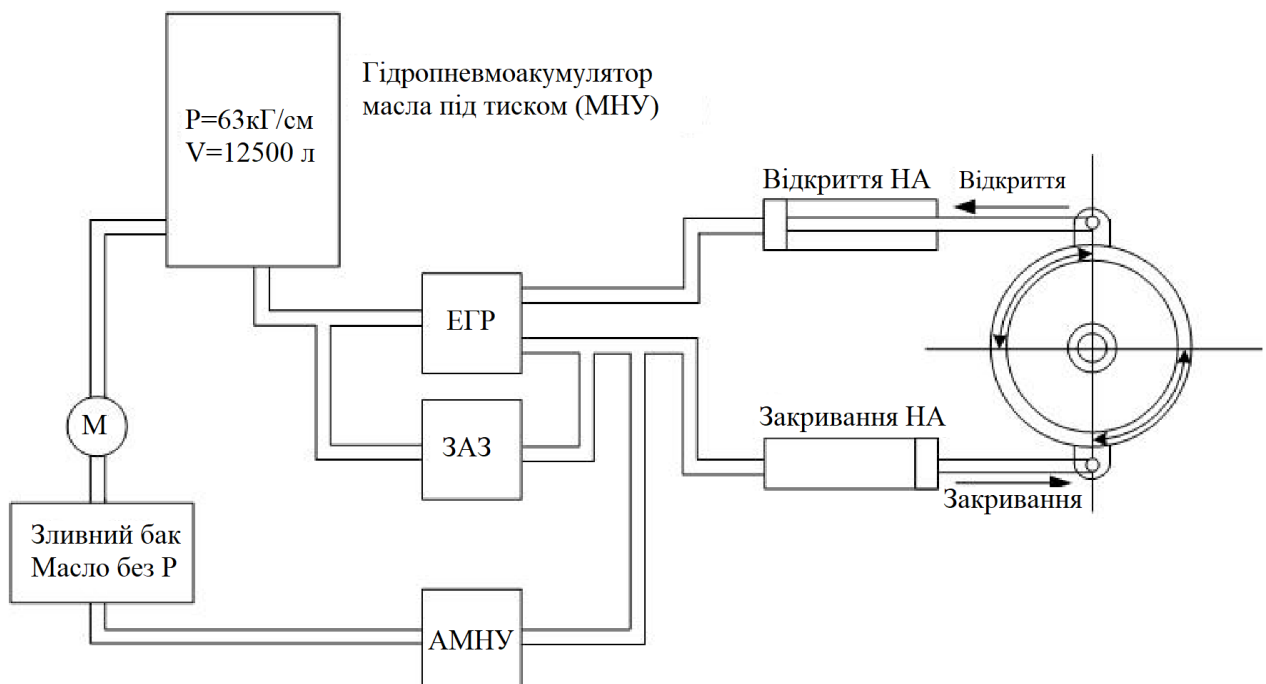


Рисунок 1.1 – Функціональна схема гідравлічної частини

Характеристика елементів наведених на рис. 1.1 представлена нижче.

1.2 Напрямний апарат

Напрямний апарат служить для регулювання витрати води через гідротурбіну для забезпечення заданого електричного навантаження, припинення доступу води до робочого колеса та зупинки гідроагрегату.

Напрямний апарат має 32 поворотні лопатки, виготовлені з вуглецевої нержавіючої сталі.

1.3 Автоматична система управління гідроагрегатом (АСУГ)

ПТК АСУГ ГА призначений для автоматичного керування гідроагрегатом у нормальних та аварійних умовах експлуатації та забезпечує виконання наступних основних операцій:

1. Визначення готовності гідроагрегату до пуску з контролем стану допоміжних механізмів та виконавчих пристроїв гідроагрегату, значень параметрів у заданих межах, необхідних для нормального пуску;
2. Видача керуючих сигналів у суміжні системи (ЕГР, МНУ, ТК, ВК, РЗА) автоматично, заздалегідь визначеною технологічним алгоритмом, технологічною послідовністю;
3. Пуск або переведення гідроагрегату в режим холостого ходу турбіни;
4. Пуск або переведення гідроагрегату в режим холостого ходу генератора;
5. Нормальний пуск або переведення гідроагрегату в генераторний режим із включенням до мережі методом точної синхронізації за допомогою вбудованого автосинхронізатора;
6. Екстрений пуск або переведення гідроагрегату в генераторний режим із включенням до мережі методом самосинхронізації (як за командою

оперативного персоналу, так і за командою протиаварійної автоматики) за допомогою вбудованого реле різниці частот;

7. Переведення гідроагрегату в режим синхронного компенсатора;
8. Зупинка гідроагрегату нормальний з усіх режимів;
9. Зупинка гідроагрегату аварійний з усіх режимів;
10. Керування пристроєм пожежогасіння статора генератора;
11. Виконання функцій гідромеханічних захистів (ГМЗ);
12. Керування допоміжним обладнанням (засувками ТВС, дренажними насосами кришки турбіни та позначки 85,7);
13. Видача аварійних та попереджувальних сигналів (світлових та звукових) на відповідних агрегатах та на панелях ГЩУ;
14. Контроль значень технологічних параметрів у заданих межах, необхідні роботи гідроагрегату в заданому режимі;
15. Здійснення діагностики механізмів, виконавчих пристроїв, а також аналогових датчиків; сигналізація про виявлення несправностей.

ПТК АСУГ є дворівневою розподіленою системою управління, виконаною з урахуванням програмованих логічних контролерів і засобів обчислювальної техніки.

1.4 Електрогідравлічний регулятор (ЕГР)

ЕГР є комплексом керуючих електричних і виконавчих гідравлічних пристроїв. ЕГР приймає керуючі сигнали з АСУГ ГА та формує керуючі сигнали на сервоприводи для закриття та відкриття НА. Залежно від режиму роботи ГА, ЕГР працює у таких режимах: підтримка заданої частоти обертання (при роботі ГА в режимах ХХТ, ХХГ), підтримка заданої активної потужності (при роботі ГА паралельно з мережею). Також ЕГР виконує функції автоматичної зупинки ГА в робочому та аварійному режимах та функції синхронізації з мережею.

1.5 Маслонапірна установка (МНУ)

МНУ є джерелом енергії для системи регулювання гідротурбіни та призначена для [3]:

1. Живлення маслом під тиском гідравлічної частини системи регулювання;
2. Автоматичної підтримки заданих значень тиску та рівня масла в гідроаккумуляторі, достатніх для надійного керування турбіною;
3. Формування та видачі команд управління маслонуасосами, а також попереджувальних та аварійних сигналів за порушення нормального режиму роботи МНУ або відхилення контрольованих параметрів від заданих норм.

За відсутності достатнього тиску масла в МНУ керування турбіною стає неможливим.

МНУ обладнана гідроаккумулятором, об'єм масла 4,5 м³, решту об'єму заповнено повітрям під тиском 60-63 кгс/см² (5,88-6,18 МПа).

Загальний об'єм гідроаккумулятора становить 12,5 м³.

Масло з гідроаккумулятора МНУ витрачається на роботу сервомоторів системи регулювання та різні протікання.

У гідроаккумулятор МНУ повітря підкачується автоматично при збільшенні рівня масла в гідроаккумуляторі до 951мм від осі нижнього фланця показника рівня та зниженні тиску нижче 6,12МПа (автоматично відкривається електромагнітний клапан і проводиться підкачування стисненим повітрям). При досягненні рівня масла гідроаккумулятора 911мм від осі нижнього фланця показника рівня гідроаккумулятора відбувається закриття електромагнітного клапана, і підкачування припиняється. При тиску в акумуляторі 6,18МПа йде сигнал на заборону підкачування. Також, можливе ручне підкачування повітря в гідроаккумулятор МНУ.

1.6 Золотник аварійного закриття (ЗАЗ) та аварійна маслонапірна установка (АМНУ)

ЗАЗ призначений для аварійного закриття НА у разі відмови ЕГР. АМНУ призначена для аварійного закриття НА при відмові системи регулювання (ЕГР та ЗАЗ) та розгоні турбіни до 160% оборотів, а також при аварійному зниженні тиску та рівня в гідроаккумуляторі МНУ. Під час роботи АМНУ подає масло під тиском у сервомотори направляючого апарату. Масло подається через гідророзподільник з гідравлічним керуванням АА-075, аварійний золотник у сервомотор направляючого апарату. При закритті направляючого апарату від дії АМНУ сервомотор стає автоматично на стопор.

Установка складається зі зварної рами, на якій змонтований маслогвинтовий насос з'єднаний з електродвигуном еластичною муфтою, і запобіжного клапана витрати масла у зливний бак.

1.7 Висновки до розділу

1. Проаналізовано принцип роботи та керування гідроагрегатами ГЕС.
2. Проаналізовано Автоматичну систему управління гідроагрегатом та встановлено основні операції які вона виконує.
3. Визначено особливості функціонування таких складових АСУГ як електрогідравлічний регулятор, маслонапірна установка золотник аварійного закриття та аварійна маслонапірна установка.

2 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

2.1 Алгоритми автоматичної системи управління гідроагрегатом

ПТК АСУГ ГА призначений для автоматичного керування гідроагрегатом у нормальних та аварійних умовах експлуатації та забезпечує виконання наступних основних операцій:

1. Визначення готовності гідроагрегату до пуску з контролем стану допоміжних механізмів та виконавчих пристроїв гідроагрегату, значень параметрів у заданих межах, необхідних для нормального пуску;
2. Видача керуючих сигналів у суміжні системи (ЕГР, МНУ, температурний контроль (ТК), вібраційний контроль (ВК), релейний захист та автоматика (РЗА)) автоматично, у послідовності, заздалегідь визначеній технологічним алгоритмом;
3. Пуск або переведення гідроагрегату в режим холостого ходу турбіни;
4. Пуск або переведення гідроагрегату в режим холостого ходу генератора;
5. Нормальний пуск або переведення гідроагрегату в генераторний режим із включенням до мережі методом точної синхронізації за допомогою вбудованого автосинхронізатора;
6. Екстрений пуск або переведення гідроагрегату в генераторний режим із включенням до мережі методом самосинхронізації (як за командою оперативного персоналу, так і за командою протиаварійної автоматики) за допомогою вбудованого реле різниці частот;
7. Переведення гідроагрегату в режим синхронного компенсатора;
8. Зупинка гідроагрегату нормальний з усіх режимів;
9. Зупинка гідроагрегату аварійний з усіх режимів;
10. Керування пристроєм пожежогасіння статора генератора;
11. Виконання функцій гідромеханічних захистів (ГМЗ);

12. Керування допоміжним обладнанням;
13. Видача аварійних та попереджувальних сигналів (світлових та звукових) на відповідних агрегатах та на панелях головного щита управління (ГЩУ);
14. Контроль значень технологічних параметрів у заданих межах, необхідні роботи гідроагрегату в заданому режимі;
15. Здійснення діагностики механізмів, виконавчих пристроїв, а також аналогових датчиків; сигналізація про виявлення несправностей.

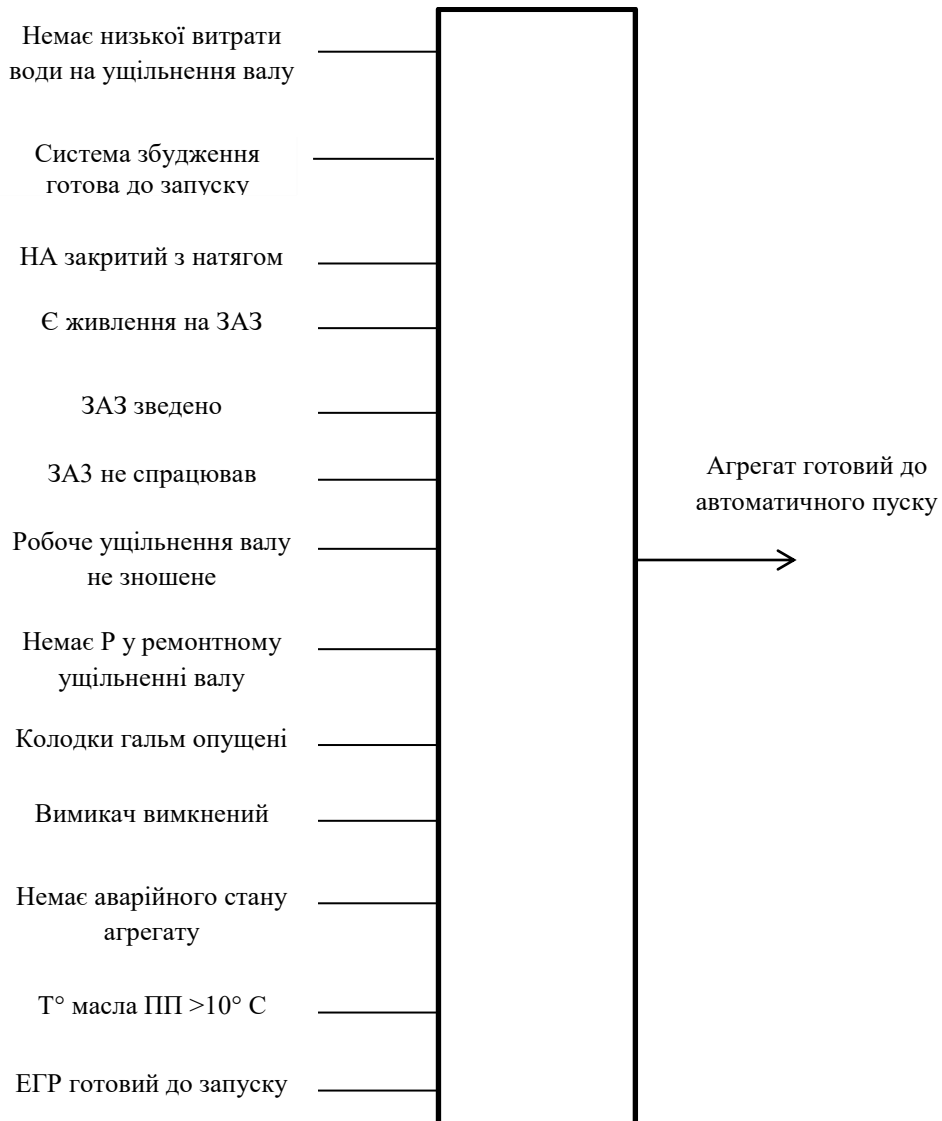


Рисунок 2.1 – Алгоритм готовності до автоматичного пуску.

АСУГ ГА дозволяє здійснювати запуск ГА в різні режими, наприклад, в режим ХХТ, ХХГ та ін.

Нижче наведено послідовність операцій, що виконуються АСУГ при здійсненні автоматичного пуску ГА з виконанням автоматичної синхронізації та подальшим включенням до мережі. Далі ГА виходить на встановлену потужність:

1. Формується команда "Пуск турбіни", відкривається автоматична засувка охолодження, подається вода на охолодження підшипників, п'яти, охолоджувачів повітря генератора. Автоматично піднімається стопор НА.
2. Електронний обмежувач відкривається на 100%.
3. НА відкривається на величину першого пускового відкриття (24-38% залежно від напору) і гідроагрегат починає обертатися.
4. При досягненні частоти обертання 50% від номінальної лопаті РК встановлюються відповідно до комбінаторної залежності $+3^\circ$.
5. При досягненні 95% оборотів закривається на величину другого пускового відкриття (12-15%), в режимі "точна синхронізація" відбувається програмне збудження генератора.
6. При досягненні 100% оборотів, генератор включається до мережі методами точної синхронізації або самосинхронізацією. Нормально генератор включається до мережі методом точної синхронізації.
7. При автоматичному управлінні тільки від ЕГР та АСУГ (ГА не бере участь у груповому регулюванні активної та реактивної потужності (ГРАРМ)), гідроагрегат набирає активне навантаження відповідно до завдання від АСУГ.
8. При знаходженні в ГРАРМ гідрогенератор набирає активне та реактивне навантаження відповідно до завдання на ГРАРМ.
9. Після підключення до мережі оперативний персонал повинен провести огляд гідроагрегату.

На рис.2.2 наведено алгоритм автоматичного запуску ГА методом самосинхронізації з мережею.

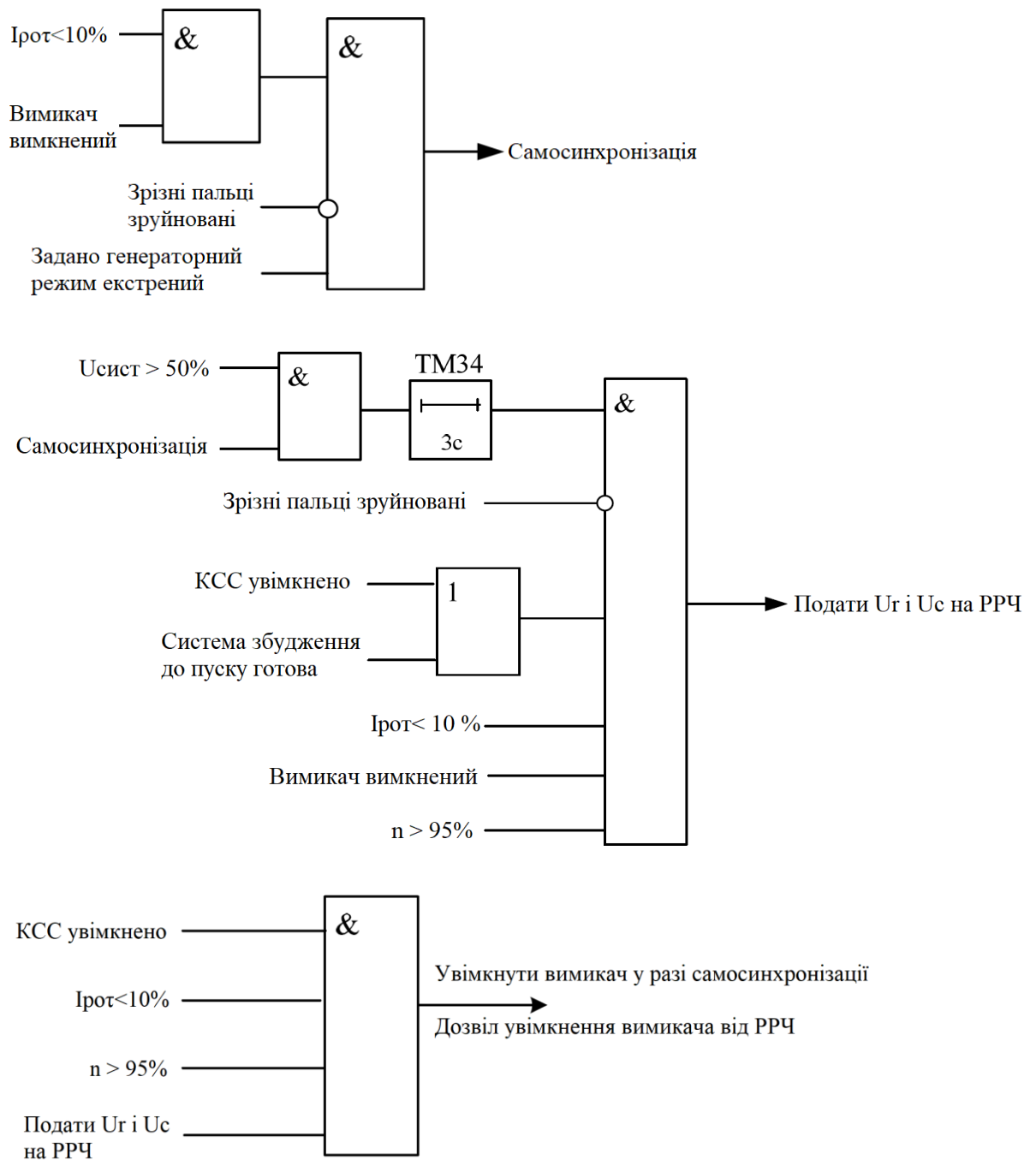


Рисунок 2.2 - Алгоритм автоматичного пуску гідроагрегату в режимі самосинхронізації

Згідно з алгоритмом на рис. 2.2 при пуску та розгоні гідротурбіни до частоти обертання 95% від номінальної включається УГП і відбувається короткочасне збудження гідроагрегату з метою перевірки працездатності силових мостів системи збудження, при позитивному результаті формується сигнал «Система збудження до пуску готова». По досягненню номінальної

напруги статора гідрогенератора система збудження перетворюється на режим інвертування. В результаті напруга статора гідрогенератора стає рівною нулю, струм ротора гідрогенератора менше 10% від номінального значення. За фактом зниження струму ротора в силовому колі системи збудження включається контактор самосинхронізації (КСС) та шунтує обмотку ротора гідрогенератора на резистор самосинхронізації.

Також, в автоматичному режимі АСУ Г ГА здійснює нормальну зупинку ГА:

1. З агрегатної панелі ГЩУ подається імпульс на зупинку гідроагрегату. Командами від АСУГ генератор розвантажується по реактивній потужності до 0 МВар і активної потужності до 14,4 МВт (НА закривається до відкриття ХХТ= 10... 15%.)

2. Вимикається вимикач блоку (генератора).

3. Йде збудження генератора з відключенням УГП.

4. Після досягнення струму ротора значення $<10\%$ НА закривається до 0%.

5. При повному закритті НА лопаті робочого колеса розвертаються на пусковий кут.

6. При зниженні обертів гідроагрегату до 24 % від номінальних автоматично вмикається гальмування. Після повної зупинки через 8-12 секунд скидається тиск із системи гальмування.

7. Автоматично опускається стопор НА.

Після повної зупинки оперативний персонал має оглянути гідроагрегат та систему регулювання.

Важливою функцією АСУГ ГА є захисні функції, які здійснює система при виникненні аварійної ситуації. Залежно від типу сигналу аварійного захисту, стану допоміжного обладнання ГА (аварія ЕГР, ЗАЗ, МНУ та ін.), а також режиму роботи ГА, АСУГ виконує формування сигналів керування аварійних захистів і аварійну зупинку у необхідній послідовності.

На рис.2.3 наведено алгоритм формування аварійного стану ГА.

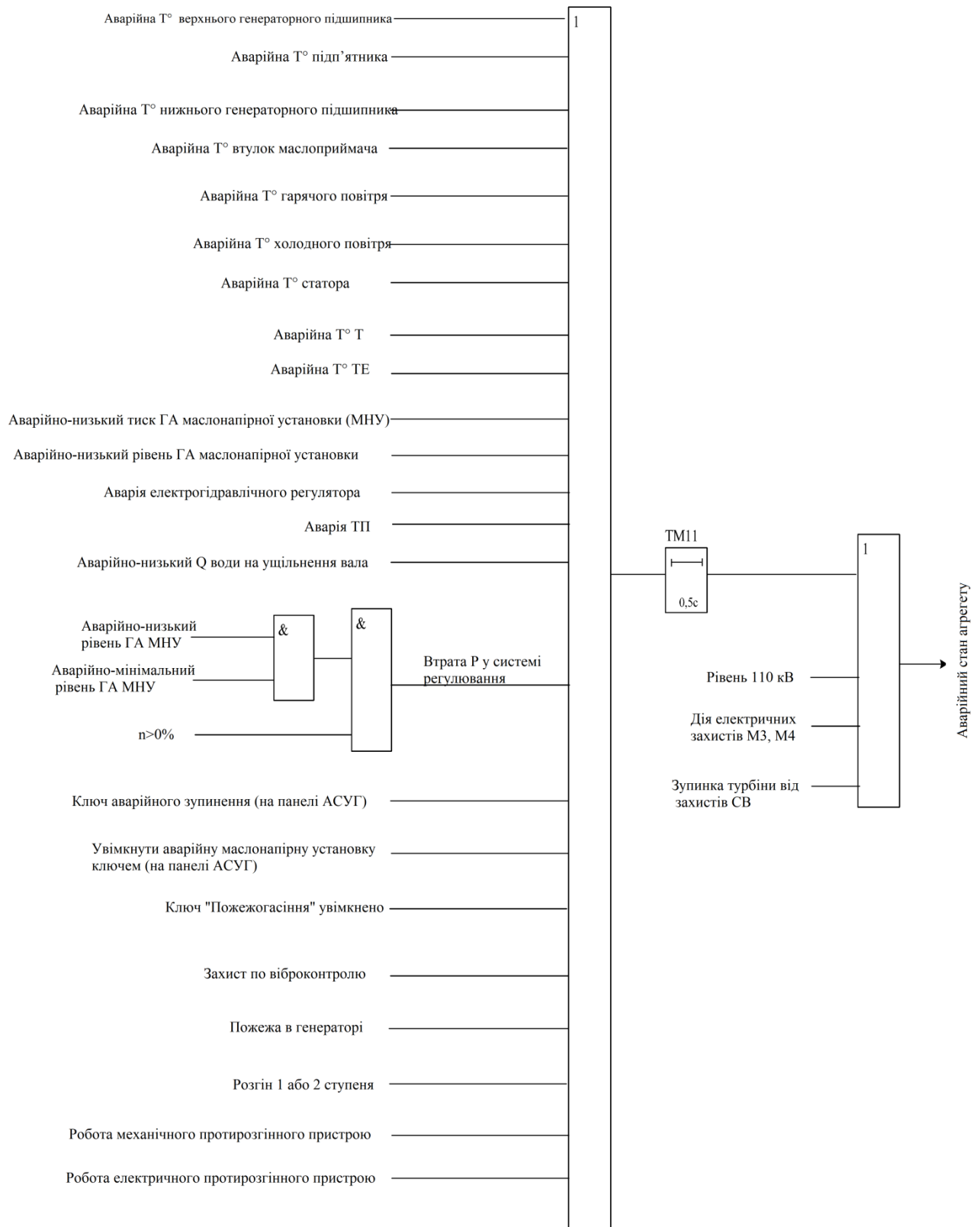


Рисунок 2.3 - Алгоритм формування аварійного стану ГА

Формування сигналу «Аварійний стан агрегату» відбувається за фактом виникнення аварійного сигналу в системі захисту АСУГ ГА. Залежно від поточного режиму роботи та стану ГА можливе здійснення зупинки від ЕГР,

ЗАЗ та АМНУ. У разі формування сигналу аварійного стану та роботі ГА з частотою обертання меншою $1,15n_{ном}$ виконується зупинка від ЕГР сигналом «Стоп 2» (рис. 2.4).

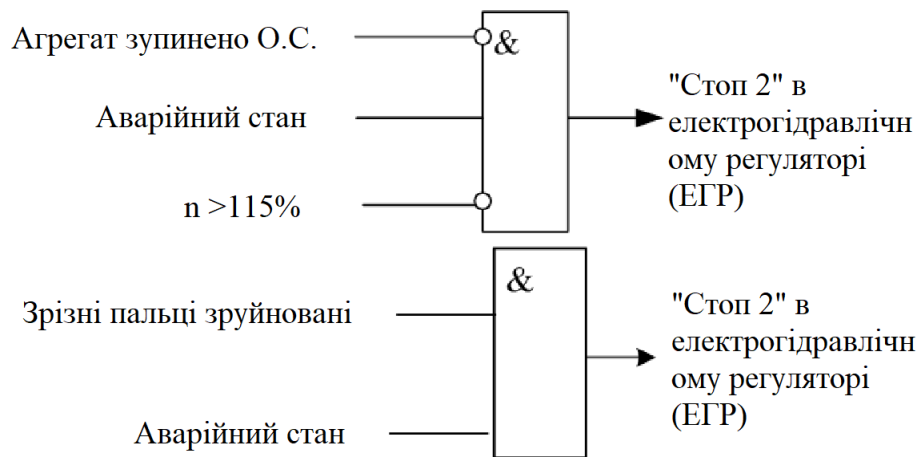


Рисунок 2.4 - Алгоритм аварійної зупинки від ЕГР

У разі збільшення частоти обертання ГА і спрацювання алгоритмів захисту від розгону, виконується зупинка від ЗАЗ (рис. 2.5).

Таким чином, в АСУГ ГА виконується потрійне резервування захисту, що забезпечує аварійну зупинку. Значна кількість сигналів, що застосовуються в системі керування, дозволяє виключити та мінімізувати ризики від виникнення різних аварійних ситуацій з виконанням зупинки гідроагрегату.

Розглянуті алгоритми аварійної зупинки мають такий недолік. Аварійний стан агрегату фіксується, зокрема, при зниженні рівня масла в маслонапірній установці (рис. 2.3). За фактом виявлення аварійного стану агрегату запускається алгоритм аварійної зупинки, відповідно до якого подається сигнал на відключення генераторного вимикача і сигнал регулятора частоти обертання на закриття направляючого апарату (рис. 2.7). При цьому стає можлива ситуація, коли об'єм масла в МНУ недостатній для закриття направляючого апарату, і агрегат, відключений від мережі, довго працюватиме на підвищених оборотах.

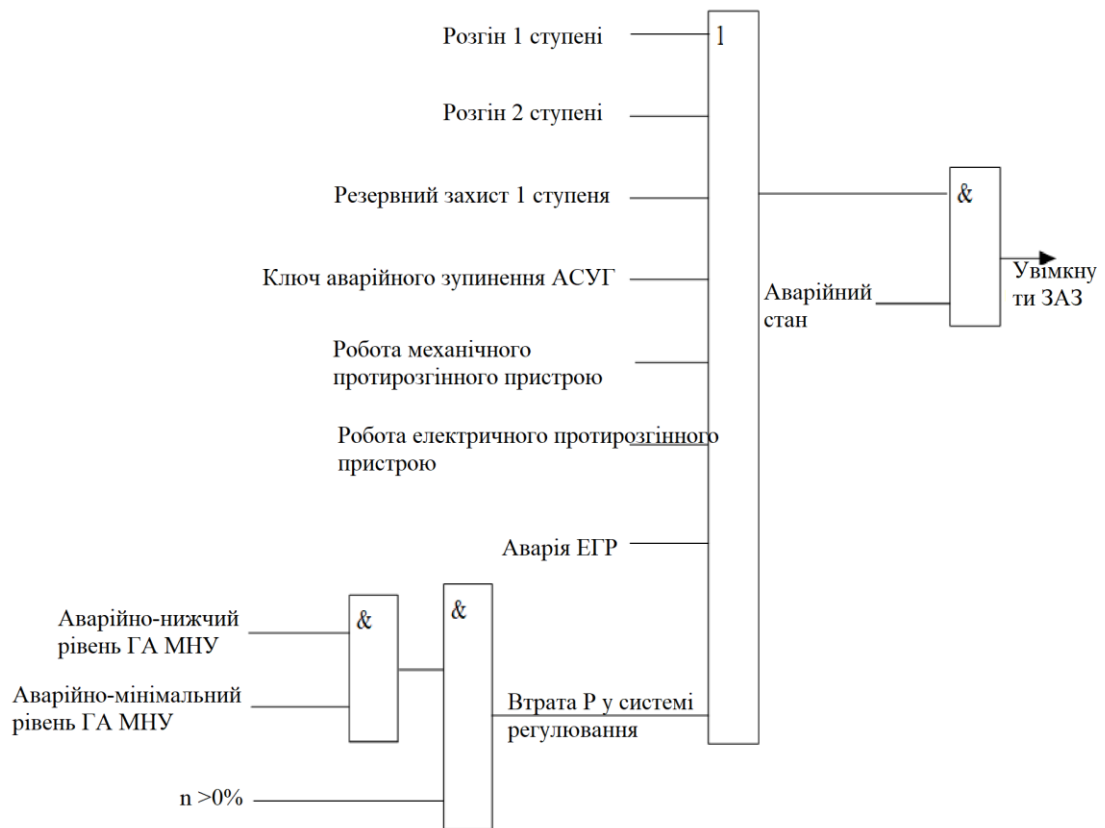


Рисунок 2.5 - Алгоритм аварійної зупинки від ЗАЗ



Рисунок 2.6 - Алгоритм аварійної зупинки від АМНУ

При виникненні аварій в ЕГР та ЗАЗ, виконується автоматична зупинка ГА від АМНУ.

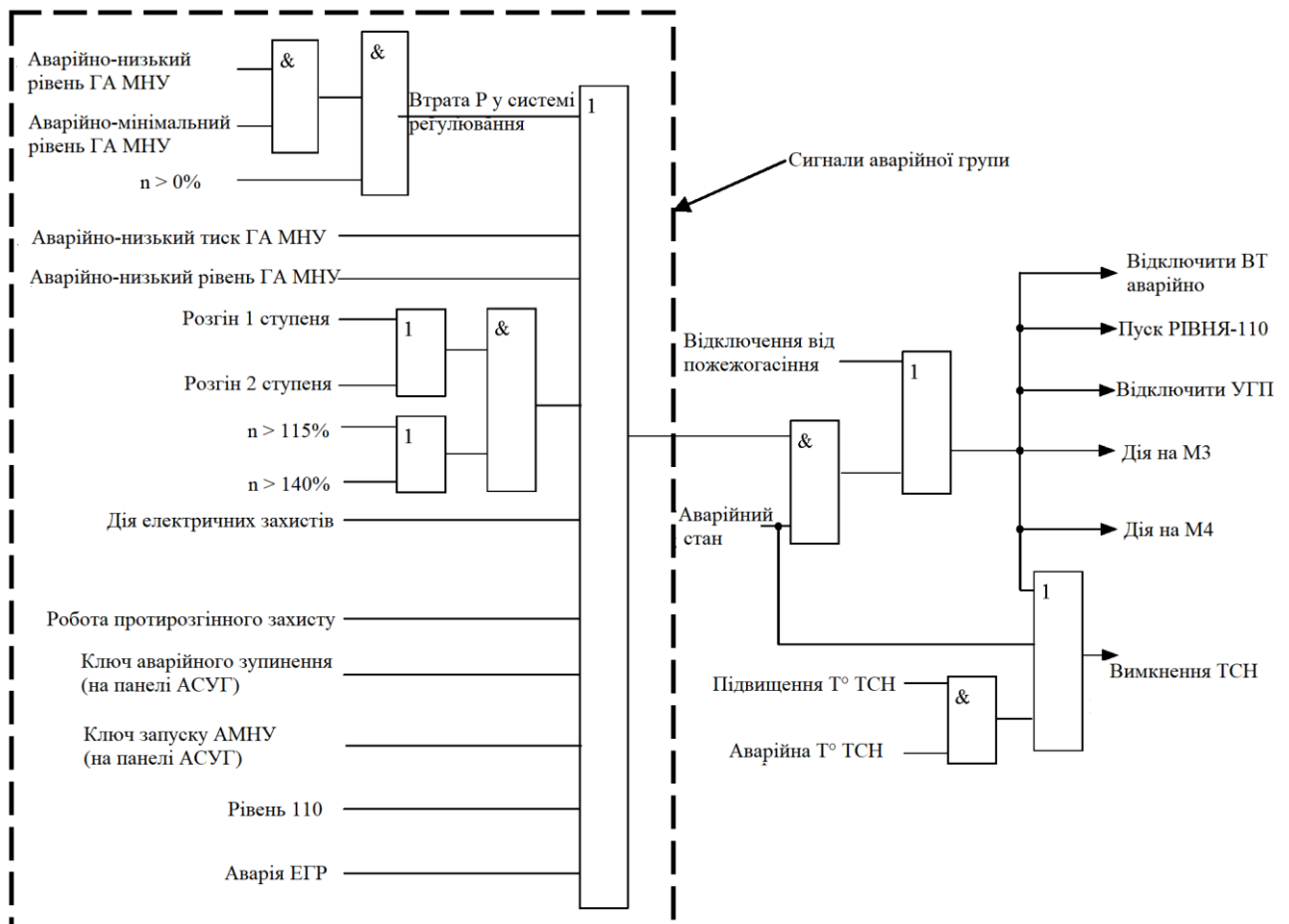


Рисунок 2.7 – Алгоритм аварійного відключення комутаційних апаратів

2.2 Удосконалення алгоритмів автоматичної системи управління гідроагрегатом в аварійних режимах

Для переходу до запропонованої в даному розділі модернізації алгоритмів АСУГ в аварійних режимах роботи необхідно виконати детальний аналіз алгоритмів: «Визначення аварійного стану агрегату» (рис. 2.3), «Алгоритм відключення комутаційних апаратів» (рис. 2.7).

Алгоритм відключення комутаційних апаратів" виконує формування керуючих імпульсів на відключення силових комутаційних апаратів (трансформаторний вимикач (ВТ)) та системи збудження (СЗ) синхронного генератора (СГ) за допомогою пристрою гасіння поля. При цьому формування керуючих сигналів на відключення силової комутаційної апаратури, СВ та трансформатора власних потреб (ТВП) відбувається без витримки часу, якщо виникає сигнал «Відключення від пожежогасіння Т» (рис. 2.7). В даному

випадку відключення ГА від мережі, що працює під навантаженням, призведе до різкого зняття моменту опору на валу турбіни А, що спричинить збільшення частоти обертання. Максимальне значення викрадення частоти обертання в даному режимі залежить від ступеня завантаження ГА в доаварійному режимі роботи (кут відкриття НА) і виду експлуатаційної характеристики. Відключення генератора від мережі з підвищенням частоти обертання призводить до зношування комутаційних апаратів, а також електричної та механічної частин. При зниженні тиску в ГА МНУ до рівня спрацювання аварійної уставки («Аварійно-низький тиск ГА МНУ») можливе збільшення часу закриття НА і, як наслідок, тривала робота на викраденні. При зниженні тиску в ГА МНУ нижче за рівень спрацювання аварійної уставки, закриття НА здійснюватиметься від АМНУ. При зниженні тиску в ГА МНУ до рівня спрацювання аварійної уставки («Аварійно-низький тиск ГА МНУ») можливе збільшення часу закриття НА і, як наслідок, тривала робота на викраденні. При зниженні тиску в ГА МНУ нижче за рівень спрацювання аварійної уставки, закриття НА здійснюватиметься від АМНУ. При зниженні тиску в ГА МНУ до рівня спрацювання аварійної уставки («Аварійно-низький тиск ГА МНУ») можливе збільшення часу закриття НА і, як наслідок, тривала робота на викраденні. При зниженні тиску в ГА МНУ нижче за рівень спрацювання аварійної уставки, закриття НА здійснюватиметься від АМНУ.

Проведене дослідження аварійних алгоритмів АСУГ показує необхідність виконання попереднього розвантаження ГА з подальшим його відключенням від мережі (досягнення повного розвантаження ГА) у випадках, коли це допустимо.

Для алгоритму формування аварійного стану агрегату (рис.2.3) в АСУГ ГЕС необхідно виділити події, при яких відключення генератора від мережі не призводить до усунення аварії, а підвищення частоти обертання може виявитися тривалим або призвести до дефекту. До цієї групи (група 2) подій можна віднести падіння рівня масла МНУ та несправності генераторних підшипників (підвищення їхньої температури або вібрації). Для таких подій

слід використовувати окремий вид аварійної зупинки, при якому спочатку за рахунок закриття направляючого апарату знижується до нуля активна потужність, що видається в мережу, і тільки потім відключається генераторний вимикач. До іншої групи (група 1) можна віднести сигнали, що вимагають відключення від мережі без попереднього розвантаження.

Таблиця 2.1- Групи сигналів аварійного стану ГА

1 група - Відключення від мережі	2 група - Відключення від мережі із попереднім розвантаженням
Ключ «Пожежогасіння» увімкнено	Аварійна Т ПП
Захист з віброконтролю	Аварійна Т втулок маслоприймача
Аварійна Т ВДП	Аварійна Т гарячого повітря
Аварійна статора	Аварійна Т ТЕ
Аварійна Т Т	Аварійна Т ТП
Аварійна Т НГП	Аварійно-низький тиск МНУ
Пожежа у генераторі	Аварійно-низький рівень МНУ
Аварійна Т ЕГР	Аварійно-низький рівень ГА МНУ
	Аварійно-мінімальний рівень ГА МНУ

На наступних рисунках представлено модернізований алгоритм автоматичної системи керування гідроагрегатом в аварійних режимах роботи. Функціонально даний алгоритм можна розділити на 4 частини:

- 1- алгоритм формування аварійного стану 1 (рис.2.8);
- 2- алгоритм формування аварійного стану 2 (рис.2.9);
- 3- алгоритм керування золотником аварійного закриття (рис.2.10);
- 4- алгоритм розвантаження та відключення від мережі ГА (рис.2.11).

Згідно з виконаним поділом сигналів на групи аварійного стану алгоритми на рис.2.8-2.9 формують сигнали «Аварійний стан 1» та «Аварійний стан 2». До групи сигналів 1 відносяться сигнали аварії в електричній частині

ГА і АСУГ, а також сигнали аварійної температури підшипників генератора сигнал аварійної температури ЕГР. За наявності сигналів цієї групи необхідне відключення ГА від мережі з подальшим його зупиненням.

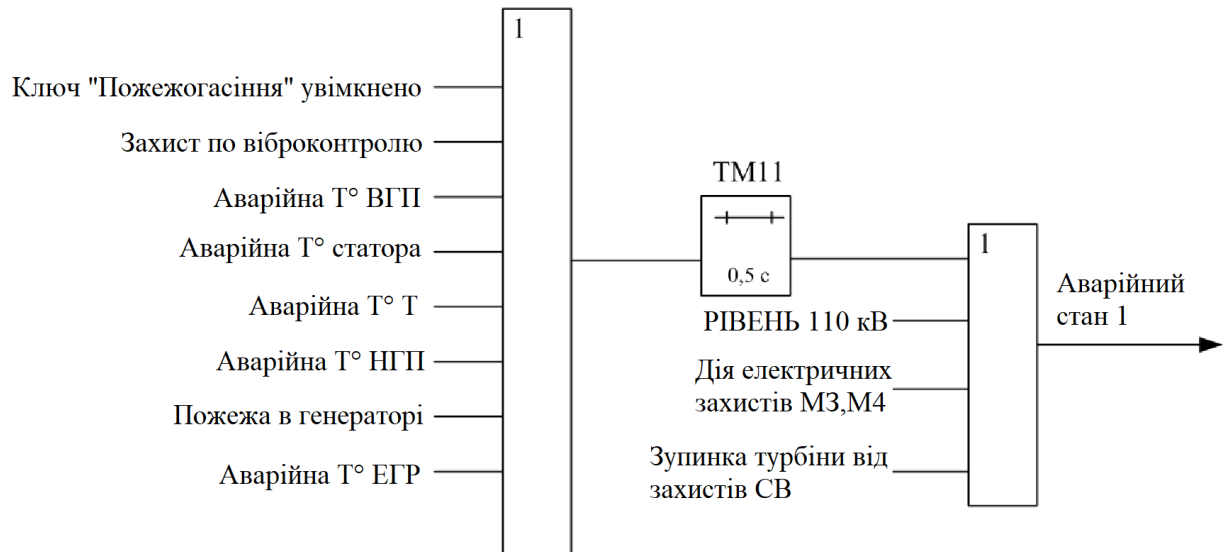


Рисунок 2.8 - Алгоритм формування аварійного стану 1

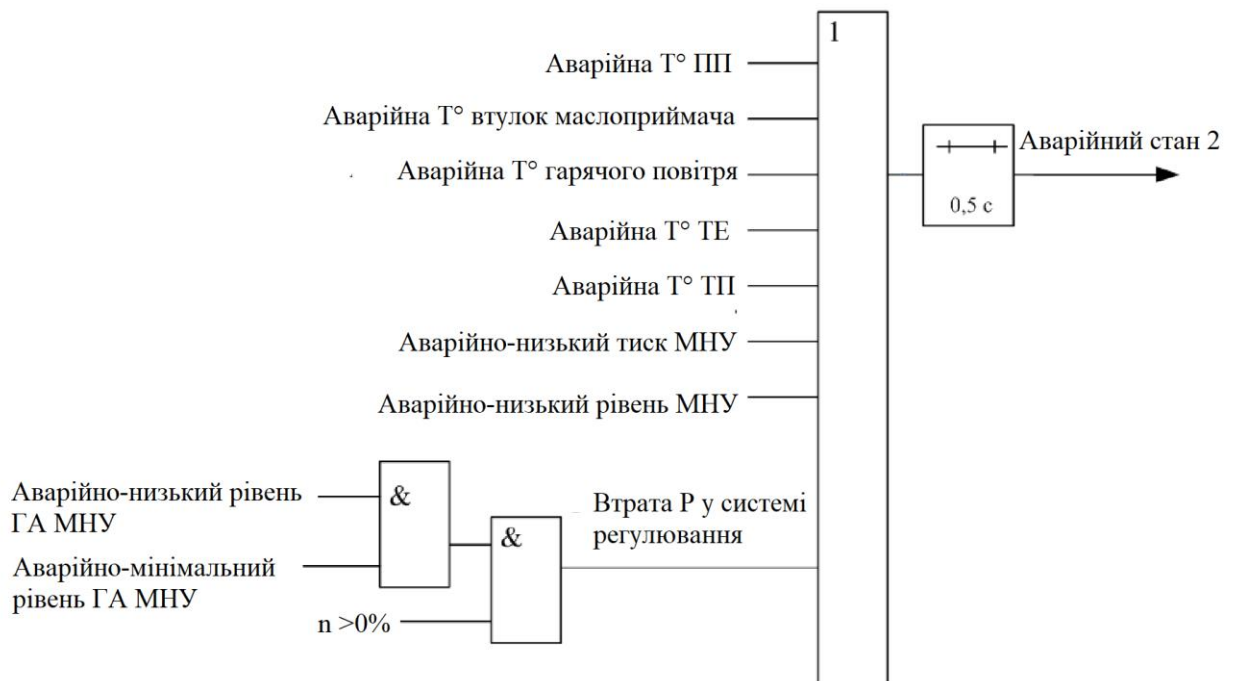


Рисунок 2.9 - Алгоритм формування аварійного стану 2

Група сигналів 2 включає сигнали аварії в механічній і гідравлічній частині ГА. У разі виникнення аварійних сигналів цієї групи можливе виконання аварійної зупинки та відключення від мережі ГА з попереднім

розвантаженням.

Рис. 2.10 представляє алгоритм управління ЗАЗ, робота якого активується незалежно від виду сигналу аварійного стану (1 або 2) за наявності сигналів аварійного стану, сигналів розгону першого або другого ступеня ГА, сигналу спрацьовування резервного захисту та при формуванні сигналу «Аварійний сигнал ЕГР». У такому випадку виконується аварійна зупинка ГА, з відключенням від мережі без попереднього розвантаження або з виконанням розвантаження, залежно від сигналів аварійного стану ГА.

Алгоритм виконання відключення від мережі з попереднім розвантаженням та без виконання попереднього розвантаження наведено на рис.2.11. Згідно з алгоритмом, АСУГ ГА за наявності сигналів аварійного стану здійснює відключення та зупинення ГА від мережі без попереднього розвантаження, за наявності «Аварійний стан 1»; здійснює відключення та зупинку ГА з попереднім розвантаженням за наявності сигналу «Аварійний стан 2». Відключення від мережі виконується аналогічно встановленим алгоритмам АСУГ ГА (див. рис.2.7), також разом з відключенням ВТ відбувається відключення ТСН Розвантаження ГА виконується за активною і реактивною потужностями ГА. Розвантаження по активній потужності досягається при закритті НА, по реактивній - впливом на СВ СГ. Досягнення точки ХХГ (кут відкриття $HA \approx 15\%$, активна потужність ГА $P \leq 10$ МВт) виробляється сигнал «Агрегат розвантажений» та за наявності сигналу «Відключення від системи» виконується відключення ВТ та ТСН. У випадку, якщо відбувається аварія ЕГР (див. рис. 2.10) зупинка та відключення ГА виконується від ЗАЗ, або від АМНУ (див. рис. 2.6) також з урахуванням типу сигналу аварійного стану.

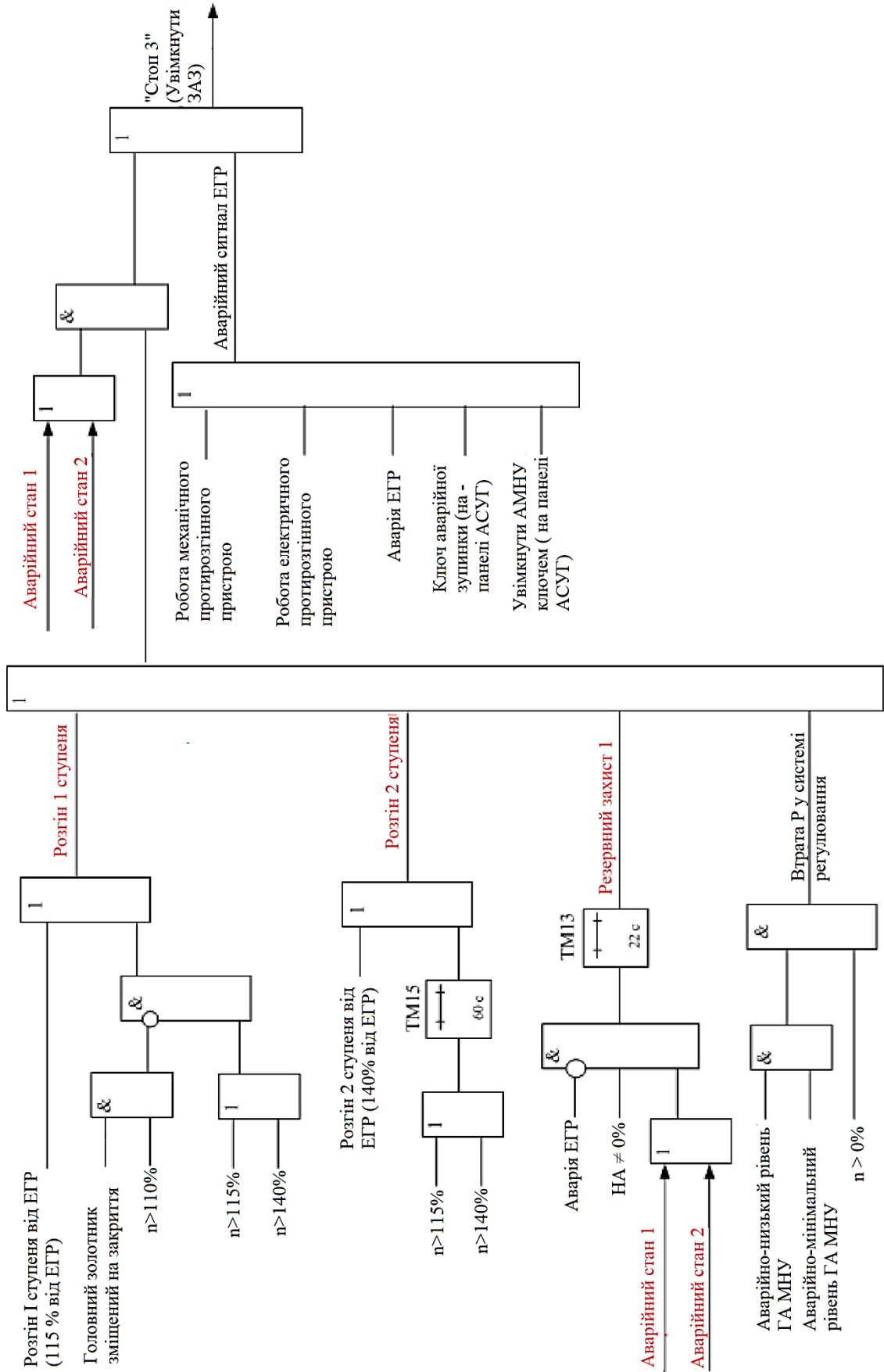


Рисунок 2.10 - Алгоритм управління золотником аварійного закриття

При роботі алгоритму можлива ситуація одночасної наявності двох сигналів аварійного стану («аварійний стан 1» і «аварійний стан 2»). У разі, навіть запуску процесу розвантаження ГА поява сигналу «аварійний стан 1» призведе до негайного відключення ГА від системи.

2.3 Висновки до розділу

1. Проведено аналіз алгоритмів автоматичного керування гідроагрегатом у нормальних та аварійних умовах експлуатації,
2. Встановлено послідовність операцій, що виконуються АСУГ при здійсненні автоматичного пуску ГА з виконанням автоматичної синхронізації та подальшим включенням до мережі.
3. Виявлено, що розглянуті алгоритми аварійної зупинки мають наступний недолік. Аварійний стан агрегату фіксується, зокрема, при зниженні рівня масла в маслонапірній установці. За фактом виявлення аварійного стану агрегату запускається алгоритм аварійної зупинки, відповідно до якого подається сигнал на відключення генераторного вимикача і сигнал регулятора частоти обертання на закриття направляючого апарату. При цьому стає можлива ситуація, коли об'єм масла в масло насосній установці недостатній для закриття направляючого апарату, і агрегат, відключений від мережі, довго працюватиме на підвищених оборотах.
4. На основі детального аналізу алгоритмів «Визначення аварійного стану агрегату» і «Алгоритм відключення комутаційних апаратів», запропоновано модернізований алгоритм автоматичної системи керування гідроагрегатом в аварійних режимах роботи.

3 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ

3.1 Розробка імітаційної моделі ГА

У цьому розділі представлено математичну модель ГА ГЕС. Розроблена модель дозволяє виконувати імітаційне моделювання для наступних завдань:

- 1- аналіз алгоритмів АСУГ ГА;
- 2- аналіз витратних показників ГА;
- 3- аналіз та попередня оцінка параметрів регулятора в АСУГ ГА.

Схема ГА на розрізі греблі ГЕС наведена на рис.3.1. Відповідно до схеми модель ГА повинна включати модель водоводу, модель НА з гідроприводом (МНУ, ЕГР, ЗАЗ, АМНУ), модель поворотно-лопатевої турбіни, модель СГ.

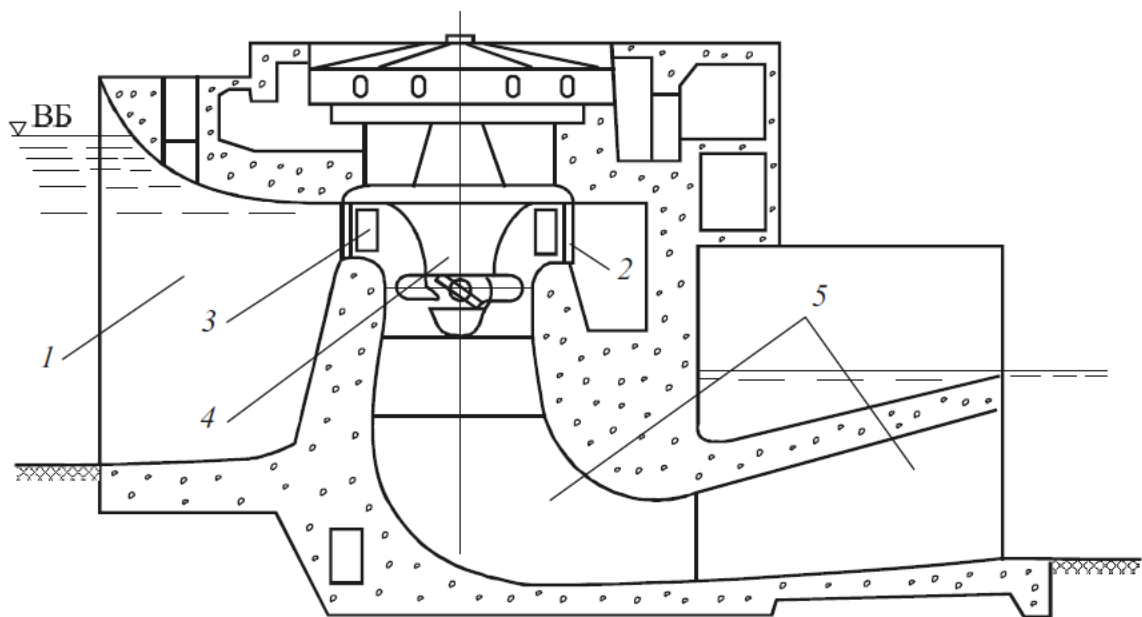


Рисунок 3.1 - Схема гідротурбінної установки ГЕС

1 - підводні пристрої, через які вода підводиться до робочих органів турбіни; 2- статор турбіни, який слугує для передачі ваги гідроагрегату на фундамент будівлі ГЕС; 3- напрямний апарат (НА), який забезпечує регулювання витрати води, що надходить у турбіни; 4- робоче колесо турбіни. Основним органом турбіни є робоче колесо (РК); 5- відвідні пристрої (відсмоктуючих труб-ОС).

Структурну схему математичної моделі ГА з урахуванням системи

управління наведено рис.3.2.

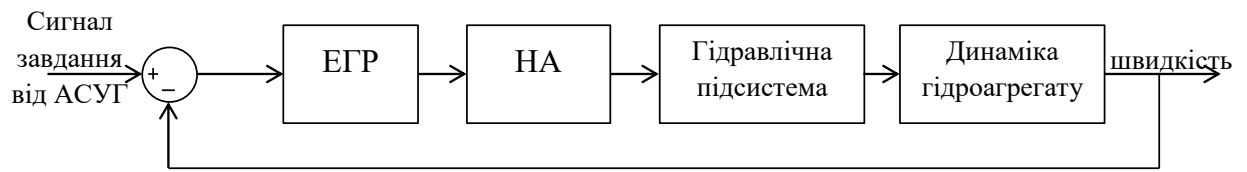


Рисунок 3.2 – Структурна схема ГА ГЕС

ЕГР на рис. 3.2 виконує функції регулятора частоти обертання та регулятора потужності ГА. ЕГР приймає керуючі сигнали завдання на частоту обертання з АСУГ ГА і впливає на сервопривід гідравлічної лінії НА, тобто керує кутом відкриття НА. Необхідний кут відкриття визначається з гідравлічної характеристики турбіни і необхідного значення активної потужності ГА, що віддається в мережу при роботі паралельно з мережею. Модель ЕГР, який забезпечує роботу ГА в режимі підтримки заданої частоти, а також заданої потужності є досить складним пристроєм, який для поставлених у цій роботі завдань може бути представлений у вигляді ПД-регулятора [4]. Значення коефіцієнтів ПД – регулятора будуть наведені далі.

Параметри НА, як пристрою управління ГА за рахунок формування обертового моменту турбіни, наведені в табл.3.1. Залежно від кута відкриття НА (відсотка відкриття НА) змінюється витрата води через гідротурбіну і змінюється крутний момент, який прикладається до валу ГА. При зміні відсотка відкриття НА можливе управління частотою обертання ГА, а також потужністю, що виробляється ним.

Діаметр розташування напрямних лопаток НА - 9300 мм . Відповідно до табл.3.1 повний час відкриття/закриття становить 15 с. У першому наближенні математична модель може бути представлена у вигляді аперіодичної ланки першого порядку [5], передатна функція (ПФ) якої в перетвореннях Лапласа виражається у вигляді:

$$W_{НА} p = \frac{1}{T_{НА} \cdot p + 1} \quad (3.1)$$

де $T_{НА}$ - постійна часу аперіодичної ланки першого порядку. Відомо, що

вихідна змінна аперіодичної ланки досягає 95% від свого значення за (3..4) T_{HA} .

Таблиця 3.1 - Параметри НА

Діаметр розташування напрямних лопаток	9300 мм
Висота напрямного апарату	3200 мм
Число напрямних лопаток	32 шт.
Вага однієї лопатки	3740 кг
Час відкриття НА	15+1 секунд
Час закриття НА	15+1 секунд
Повне відкриття НА	1435 мм
Профіль напрямних лопаток симетричний, що самозакривається. Ущільнення зазорів між лопатками при закритому положенні виконано за допомогою шнурової гуми, так само, як і між лопатками і кільцями (верхнім, нижнім) направляючого апарату.	

Отже, з урахуванням повного часу закриття/відкриття НА, що дорівнює 15 с (див. табл..3.1), значення постійної часу становить:

$$T_{HA} = \frac{15}{3..4} = 3,75..5c \quad (3.2)$$

Відповідно до (3.2), приймемо $T_{HA} = 4$ с.

Модель гідравлічної підсистеми ГА може бути одержана за допомогою гідравлічних експлуатаційних характеристик. Вид витратно-потужної характеристики для турбіни ПЛ30-В-800 наведено на рис.3.3; комбінаторні залежності ГА ГЕС на випадок роботи з розрахунковим напором $H=17$ м, наведено табл..3.2.

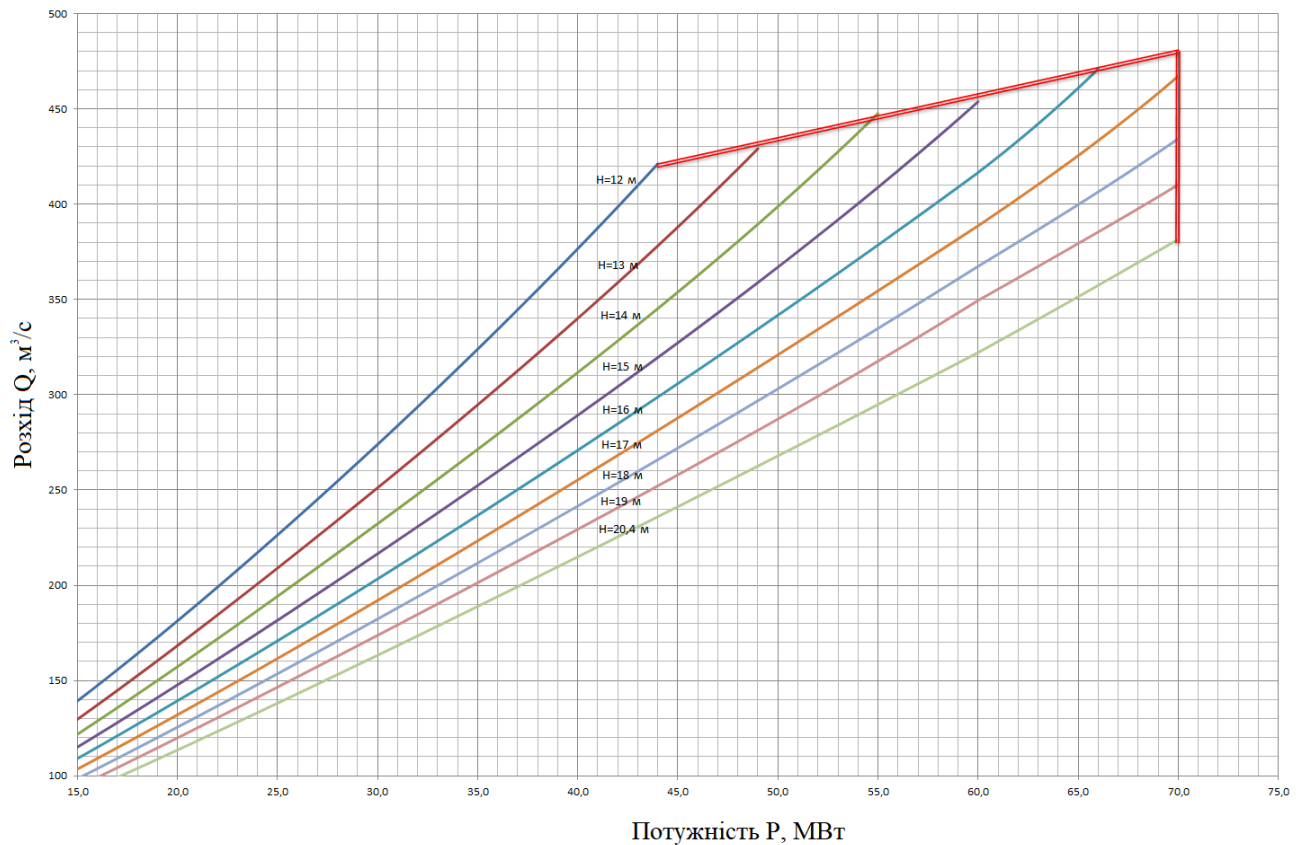


Рисунок 3.3 - Витратно-потужна характеристика турбіни ПЛ30-В-800

Таблиця 3.2 - Комбінаторні залежності ГА для випадку розрахункового тиску $H = 17\text{ м}$

$S_{\text{НА}}$ мм	417,01	505,72	652,45	750,64	846,49	931,28	1046,67	1148,09	1173,5
Q , $\text{м}^3/\text{с}$	70,80	104,58	164,13	215,51	277,96	338,96	425,92	504,17	525,57

Відповідно до рис.3.3 і табл.3.2, складено модель гідравлічної підсистеми ГА, яка виконує перетворення кута відкриття НА в значення витрати ($\text{м}^3/\text{с}$) в системі водоводів ГА (див. рис.2.11), а потім у значення відповідної механічної потужності на валу ГА (див. рис.3.3).

Модель динаміки ГА може бути представлена у вигляді рівняння обертального руху у диференціальній формі [6]:

$$J_{\Sigma GA} \frac{d\omega_{GA}}{dt} = M_T - M_{CG} \quad (3.3)$$

де $J_{\Sigma GA}$ - сумарний момент інерції ГА, кг м²;

ω_{GA} - циклічна частота обертання турбіни ГА, рад/с;

$M_T = \frac{P_{мех}}{\omega_{GA}}$ - механічний обертальний момент турбіни ГА, Н·м;

M_{CG} - механічний гальмівний момент від СГ, Н·м.

Рівняння (3.3) у перетвореннях Лапласа виражається:

$$J_{\Sigma GA} p \cdot \omega_{GA} p = M_T p - M_{CG} p \quad (3.4)$$

З залежності (3.4) можливий вираз частоти обертання турбіни ГА:

$$\omega_{GA} p = \frac{1}{J_{\Sigma GA} \cdot p} M_T p - M_{CG} p \quad (3.5)$$

Згідно (3.5) математична модель динамічної частини ГА представляється у вигляді інтегруючої ланки з коефіцієнтом посилення та вхідним впливом у вигляді різниці механічних моментів турбіни та СГ.

Відповідно до поданого у цьому підрозділі опису розгорнута структурна схема імітаційної моделі ГА, зображена на рис.3.2, показана на рис.3.4.

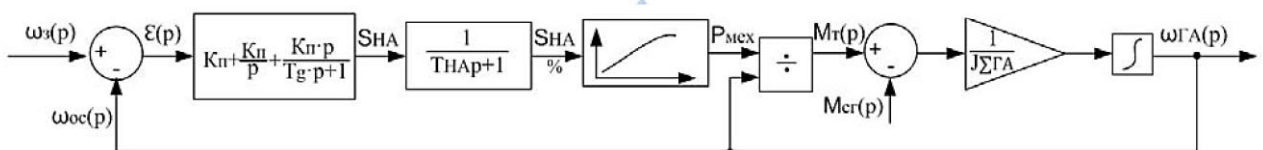


Рисунок 3.4 - Розгорнута структурна схема імітаційної моделі ГА ГЕС

Оскільки в цій роботі проводиться дослідження алгоритмів АСУГ та їх впливу на роботу ГА та його захистів, для спрощення подальших теоретичних викладок механічний гальмівний момент від СГ представляється у вигляді постійної величини, значення якої пропорційно до електромагнітної активної потужності, що генерується СГ.

Дане спрощення у роботі справедливе, оскільки електромагнітна постійна

часу СГ, що визначає наростання моменту СГ значно менше механічної постійної часу турбіни ГА. Отже, вплив форми перехідної характеристики моменту СГ на динаміку турбіни ГА незначний, і для аналізу перехідних процесів у механічній частині їх можна знехтувати. В даному випадку механічний момент СГ представляється у вигляді ступінчастої дії для рівняння динамічної частини ГА (3.4, 3.5).

3.2 Імітаційна модель ГА у програмному комплексі MATLAB-Simulink

Імітаційна модель ГА у прикладному комплексі MATLAB-Simulink наведена на рис. 3.5. У моделі присутні додаткові блоки (Saturation, rate limiter та ін.), які «імітують» поведінку реального об'єкта (обмеження мінімального та максимального кута НА, обмеження швидкості керуючого впливу від ЕГР).

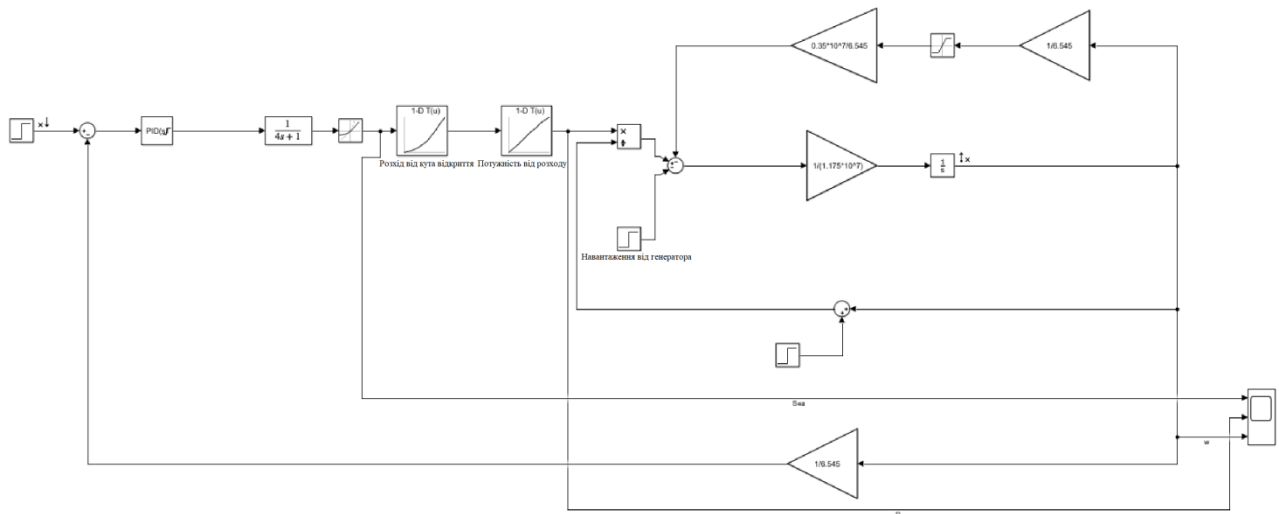


Рисунок 3.5 – Імітаційна модель ГА у програмному комплексі MATLAB-Simulink

Також до імітаційної моделі додано від'ємний зворотний зв'язок по моменту втрат холостого ходу, пропорційному частоті обертання ГА.

Налаштування ПІД регулятора виконано засобами MATLAB-Simulink, підпрограма PID-regulator tuning. При налаштуванні регулятора забезпечувався максимальний збіг з характеристиками реального ГА в кількох режимах: запуск

ГА в режим ХХТ, точна синхронізація, ХХГ, накид навантаження. Слід зазначити, що структура ЕГР реального ГА складається з кількох варіантів регуляторів забезпечення оптимальних робочих характеристик залежно від режиму роботи. Завдання моделі ЕГР у цій роботі – забезпечити універсальну структуру для якісного дослідження та аналізу у всіх можливих режимах роботи ГА без необхідності відтворення складної структури ЕГР на реальному об'єкті. При необхідності уточнення значення технологічних параметрів роботи ГА у конкретному режимі модель та структура ЕГР можуть бути уточнені. Як показано далі, розроблена модель ЕГР забезпечує узгодження експлуатаційних характеристик реального ГА та імітаційної моделі з достатньою для аналізу та дослідження точністю.

Під час налаштування ПІД-регулятора отримані наступні коефіцієнти передачі складових частин (табл..3.3):

Таблиця 3.3 - Параметри налаштування ПІД-регулятора

Параметр	$K_{n, в.о}$	$K_{и, в.о}$	$K_{d, в.о}$
Значення	270,32	9,54	904,96

Для порівняння на рис. 3.6-3.7 наведено осцилограми ПП за частотою обертання під час запуску в режим ХХТ реального ГА та запропонованої математичної моделі ГА.

Порівняння осцилограм на рис.3.6-3.7 показує відповідність показників якості перехідного процесу моделі і реального ГА з достатньою для практичного дослідження точністю (табл..3.4). Слід зазначити, що час оцінювався на вході регульованої величини в 2 % від значення.

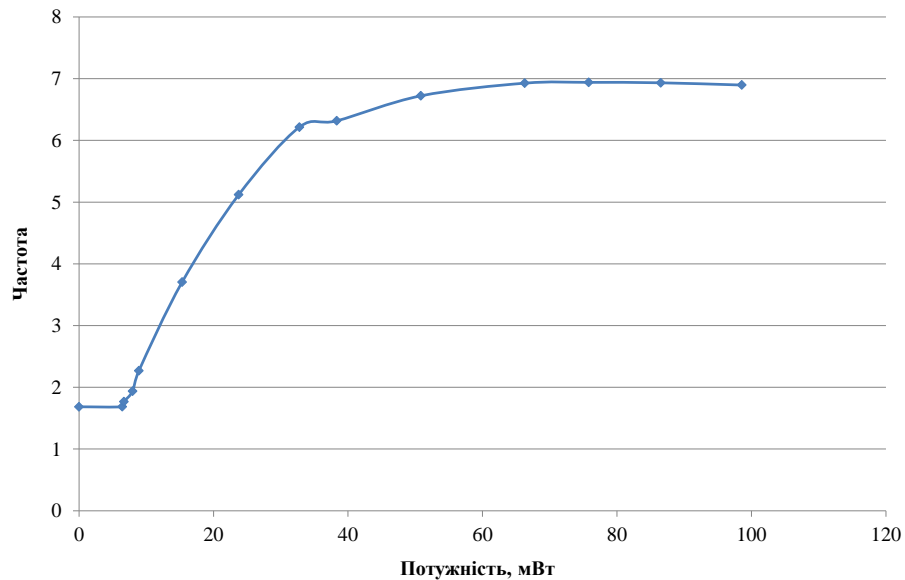


Рисунок 3.6 - Запуск режиму ХХТ реального ГА

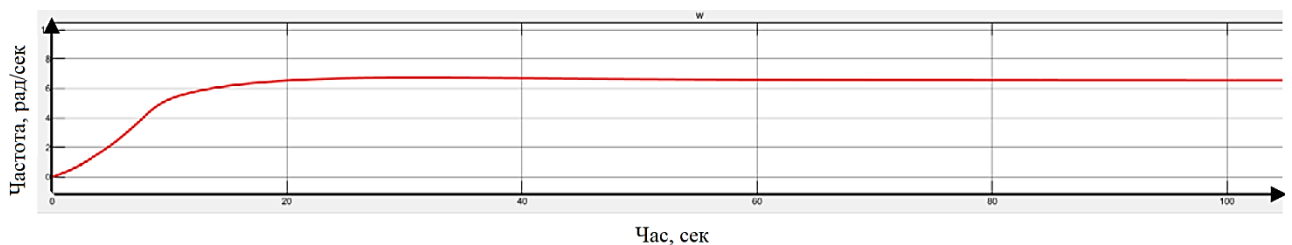


Рисунок 3.7 - Запуск режиму ХХТ імітаційної моделі

Таблиця 3.4- Показники якості перехідного процесу під час запуску ГА в режим ХХТ

Показник	Реальний об'єкт	Модель
Час регулювання, с	48	44
Максимальне пере регулювання, %	1	2,9

На рисунку 3.8 наведено криві перехідних характеристик ГА в наступному режимі: запуск ГА в режим ХХТ, виконання точної синхронізації з наступним наростанням 100 % навантаження. Перехідні процеси наведені за відсотком відкриття НА, механічною потужністю ГА, частотою обертання.

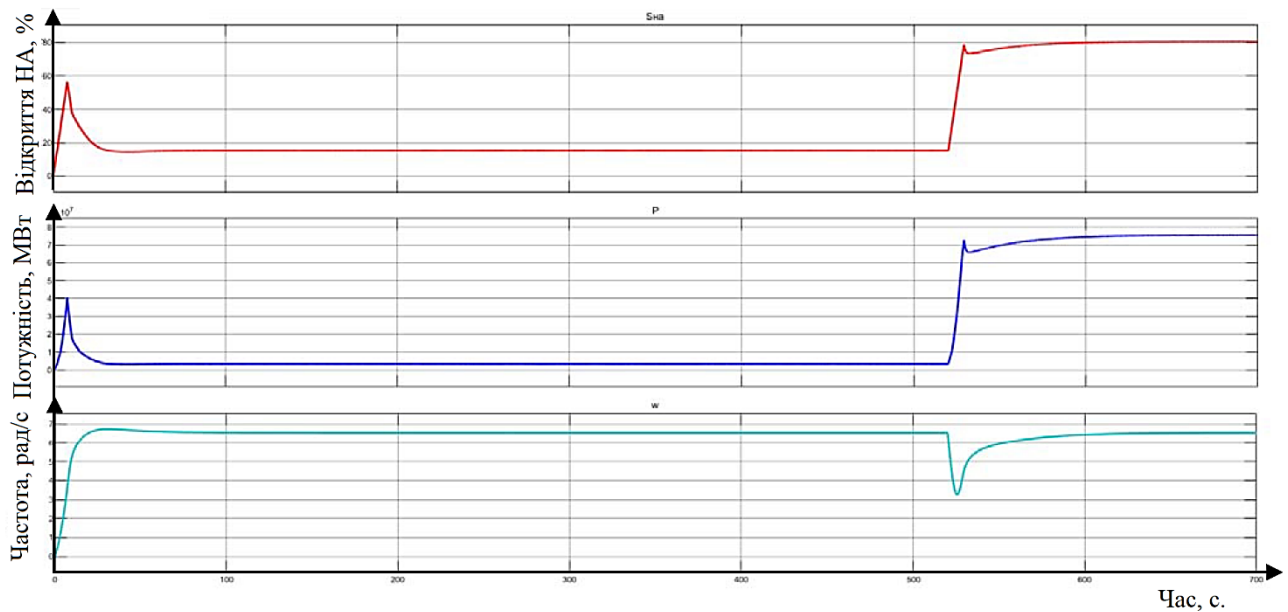


Рисунок 3.8 - Запуск моделі ГА з подальшою синхронізацією з мережею та накиданням навантаження

Модель ЕГР забезпечує стійку роботу ГА у разі завантаження СГ номінальним значенням потужності навантаження.

На рис. 3.9-3.11 наведено перехідні процеси у разі скидання 100% номінального значення. Перехідний процес виконується в наступній послідовності: запуск ГА в режим ХХТ, виконання точної синхронізації з наступним наростанням 100% навантаження, робота під навантаженням, скидання 100% навантаження, робота в режимі ХХГ. Перехідні процеси наведені за відсотком відкриття НА, механічною потужністю ГА, частотою обертання.

Порівняння наведених осцилограм показує відповідність між моделлю ГА та реальним ГА з достатньою точністю у режимі скидання навантаження. Закидання частоти обертання при ступінчастому скиданні 100 % навантаження в розробленій моделі відповідає закиданню частоти обертання на реальному об'єкті. Значення закидання частоти обертання становить 0,45 в.о. Час перехідного процесу становить близько 80 секунд для моделі і близько 95 секунд - для реального об'єкта.

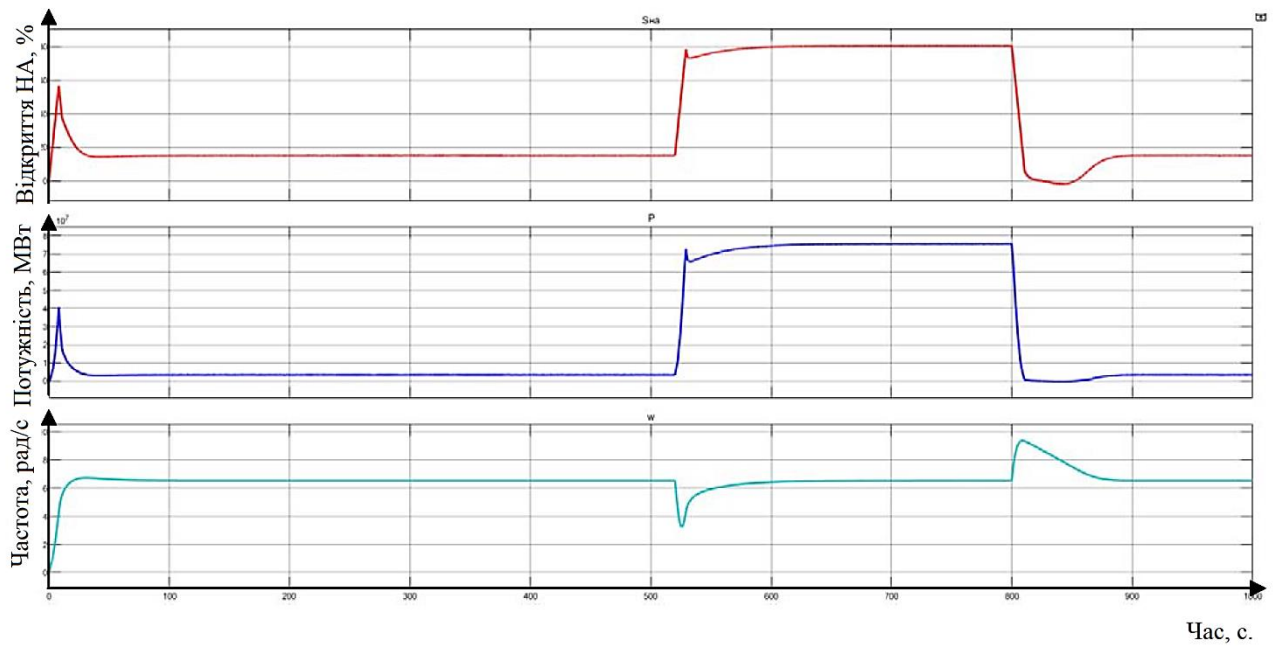


Рисунок 3.9 - Запуск моделі ГА з подальшою синхронізацією з мережею та накиданням та скиданням навантаження

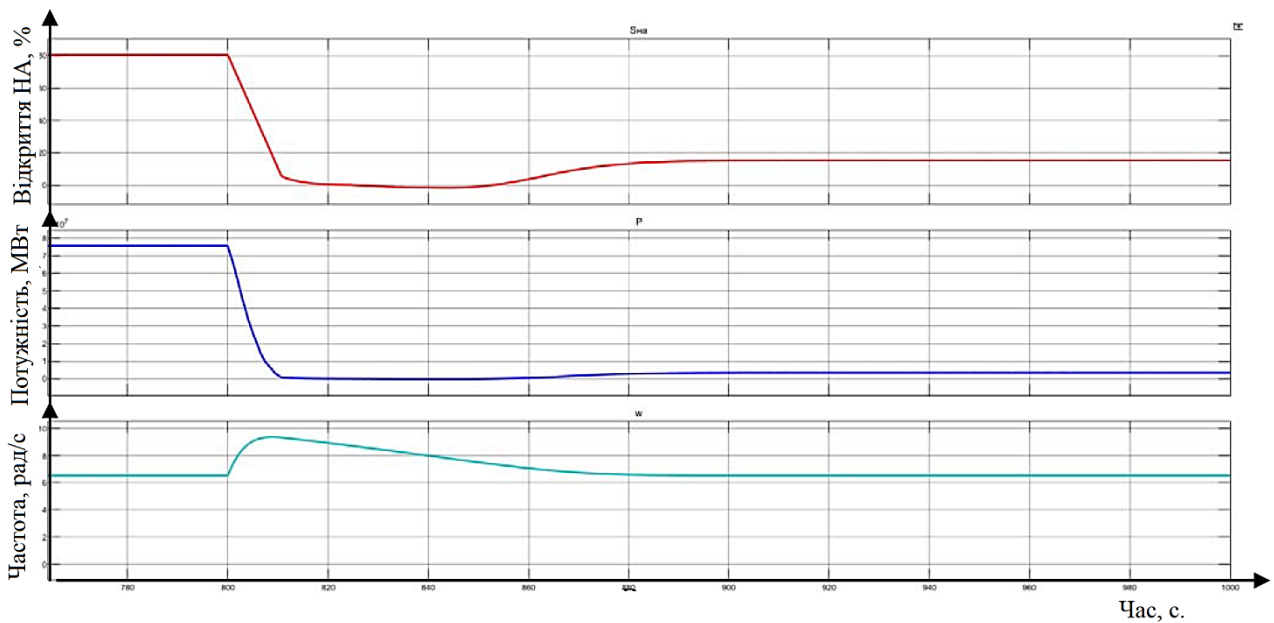


Рисунок 3.10 - Скидання 100% навантаження моделі ГА

Наведені вище перехідні процеси деяких режимів роботи підтверджують працездатність і адекватність розробленої моделі, і навіть відповідність характеристик, отриманих під час імітаційного моделювання, і реального об'єкта, отриманих під час проведення випробувань. Розроблена модель адекватно відбиває поведінку реального об'єкта у різних режимах роботи, і навіть відповідає реальному об'єкту з достатньою якісною аналізом точністю.

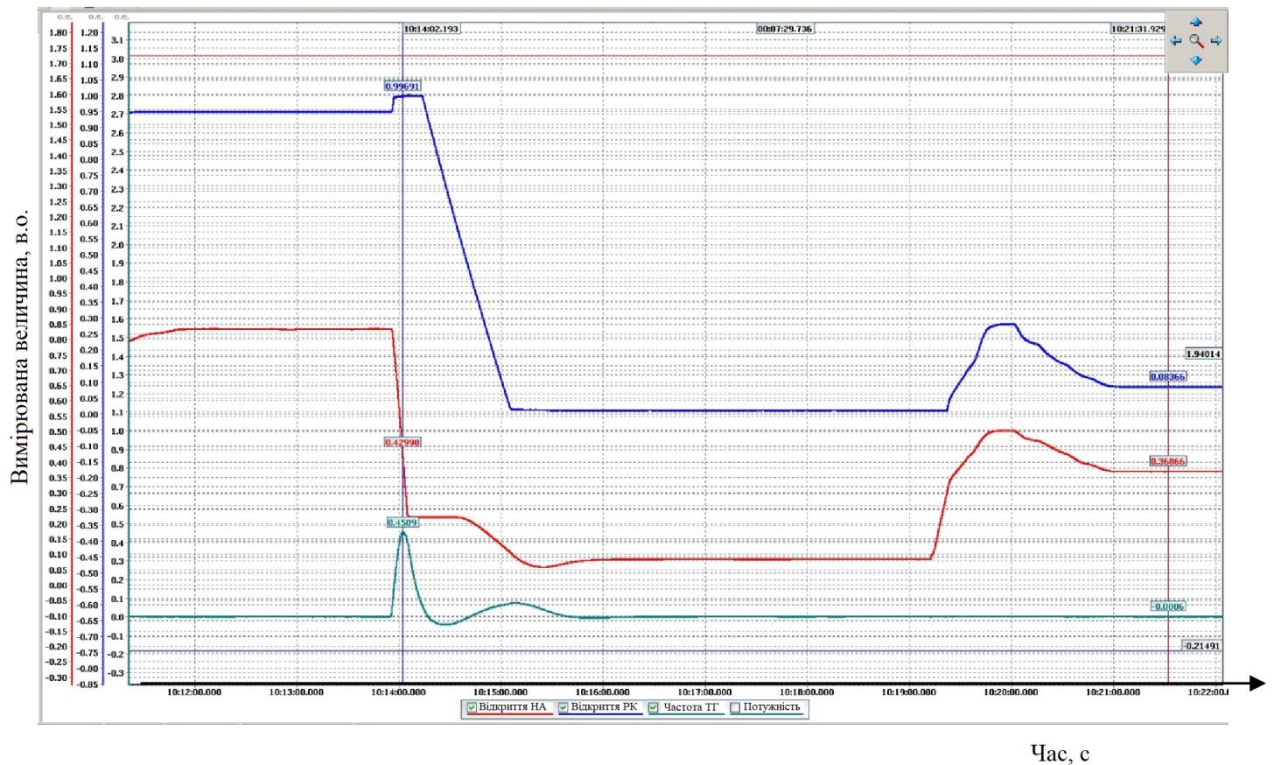


Рисунок 3.11 - Скидання 100% навантаження ГА

3.3 Аналіз аварійних алгоритмів АСУГ ГА на базі імітаційної моделі

Розглянуті раніше аварійні алгоритми АСУГ ГА у деяких випадках можуть призводити до відключення ГА від мережі з наступним закриттям НА з допомогою ЕГР (ЗАЗ чи АМНУ). Відключення від мережі ГА, що знаходиться під навантаженням, може призвести до скачка частоти обертання та тривалої роботи агрегату на угінних обертах. Такий режим роботи небажаний, призводить до підвищеного зносу частин ГА та допоміжного обладнання.

Для аналізу аварійних алгоритмів роботи АСУГ ГА розглянуто наступний сценарій: робота ГА у режимі СГ при 100% завантаженні; у час $t=800$ с формується «Аварійний стан» агрегату через спрацьовування сигналу «Аварійно низький тиск ГА МНУ», викликаного зниженням тиску в МНУ через витіки чи пошкодження у гідравлічній системі ГА; потім, згідно з аварійними алгоритмами АСУГ (рисунок 2.3, 2.6-2.7) запускається АМНУ, ГА відключається від мережі, НА закривається від АМНУ протягом 15с; виконується аварійна зупинка ГА.

Математичну модель ГА на дослідження алгоритмів АСУГ ГА у цьому режимі було доповнено блоками логіки реалізації скидання навантаження.

Перехідні процеси, виконані за вказаним сценарієм, наведено на рис.3.12 (показані графіки відкриття НА у відсотках, механічної потужності ГА, частоти обертання).

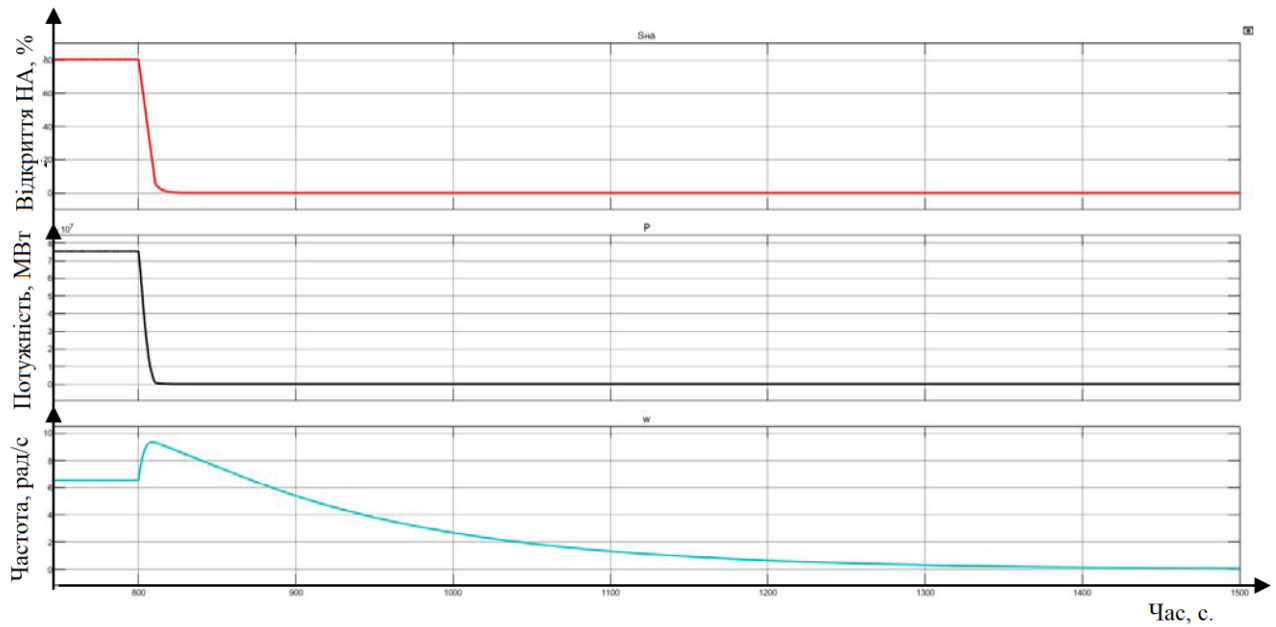


Рисунок 3.12 - Аварійне вимкнення ГА згідно з алгоритмами АСУГ ГА

З аналізу отриманих перехідних процесів впливає ряд висновків:

1. При скиданні навантаження відбувається закидання частоти обертання ГА до 145% від номінального значення;
2. Частота обертання ГА перевищує 115% номінального значення протягом 51с (тимчасовий проміжок, необхідний для формування аварійного сигналу розгону II ступеня становить 60с);
3. Відповідно до алгоритмів формування Розгону I та II ступенів рисунки 3.15-3.14, виконається формування сигналу «Розгін I ступені»;
4. Процес зупинки займає близько 700с.

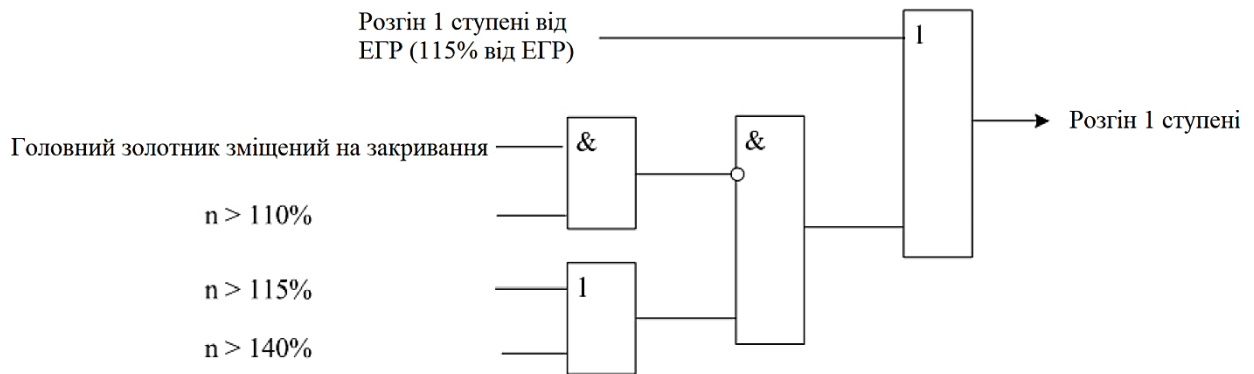


Рисунок 3.13 - Алгоритм формування розгону I ступені

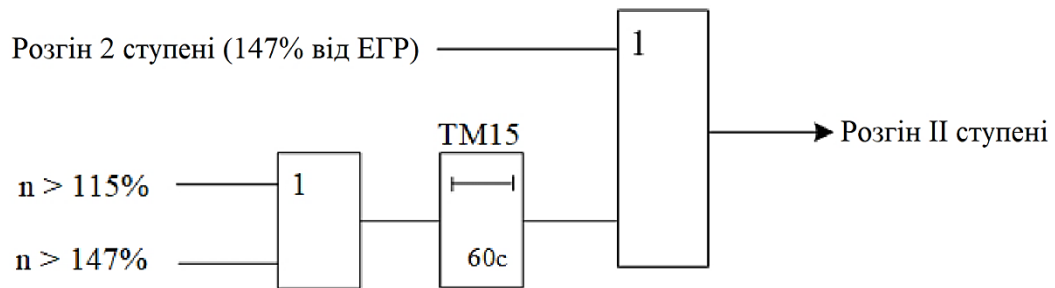


Рисунок 3.14 - Алгоритм формування розгону II ступені

Проведений аналіз показує вразливість аварійних алгоритмів АСУГ ГА у разі виникнення аварійних ситуацій. Формування "Аварійного стану", що призводить до скидання навантаження та відключення ГА від мережі відключенням ВТ, призводить до закидання частоти обертання до рівня формування "Розгону I ступеня". Також відключення від мережі призводить до тривалої роботи на підвищених обертах. При складанні моделі за розрахунковий випадок приймалася величина розрахункового напору $H = 17$ м. У разі збільшення напору ГЕС (сезонне регулювання) величина закидання швидкості змінюватиметься пропорційно до зміни напору.

3.4 Аналіз модернізованих аварійних алгоритмів АСУГ ГА на базі імітаційної моделі

Для запобігання закидання частоти у разі виникнення аварійних ситуацій

розроблено модернізовані аварійні алгоритми АСУГ ГА (див. розділ 2). У разі формування сигналу «Аварійний стан 2» аварійна зупинка ГА виконуватиметься з виконанням алгоритму розвантаження ГА (див.рис. 2.9).

Імітаційну модель для моделювання модернізованих алгоритмів доповнено блоком логіки відключення ГА від мережі, а також моделлю кутової характеристики СГ для врахування зміни гальмівного моменту на валу ГА на етапі виконання аварійної зупинки. Типовий вид кутової характеристики явнополюсного СГ наведено на рис. 3.15. Імітаційну модель наведено на рис. 3.16.

Для аналізу модернізованих аварійних алгоритмів роботи АСУГ ГА розглянуто такий сценарій: робота ГА у режимі СГ при 100% завантаженні; у час $t=800$ зформується «Аварійний стан 2» агрегату через спрацьовування сигналу «Аварійно низький тиск ГА МНУ», викликаного зниженням тиску в МНУ через витіки чи пошкодження у гідравлічній системі ГА; потім, згідно з модернізованими аварійними алгоритмами АСУГ (рисунок 2.9-2.11) запускається АМНУ, ГА відключається від мережі з виконанням попереднього розвантаження; НА закривається від АМНУ протягом 15с; виконується аварійна зупинка ГА.

Перехідні процеси, відповідні зазначеному сценарію, наведено на рис.3.17 (показані графіки відкриття НА у відсотках, механічної потужності ГА, частоти обертання).

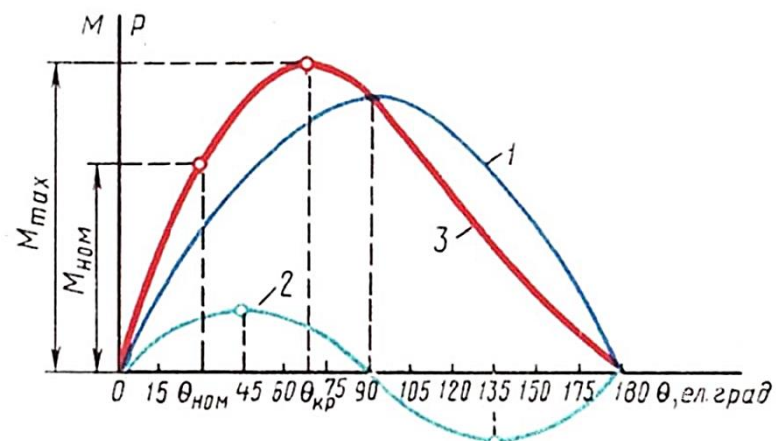


Рисунок 3.15 - Загальний вигляд кутової характеристики явнополюсного СГ

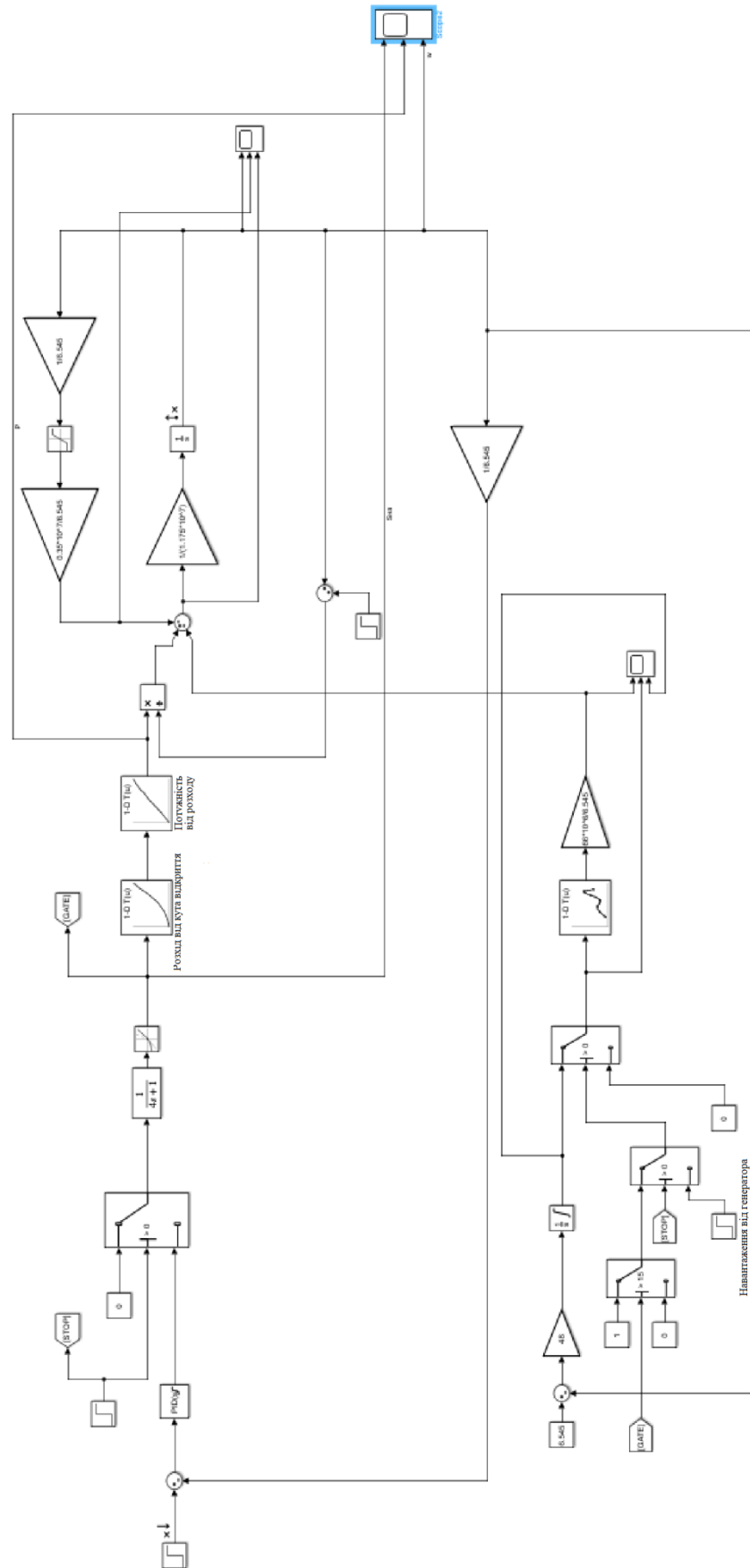


Рисунок 3.16 - Імітаційна модель ГА для дослідження модернізованих аварійних алгоритмів АСУГ

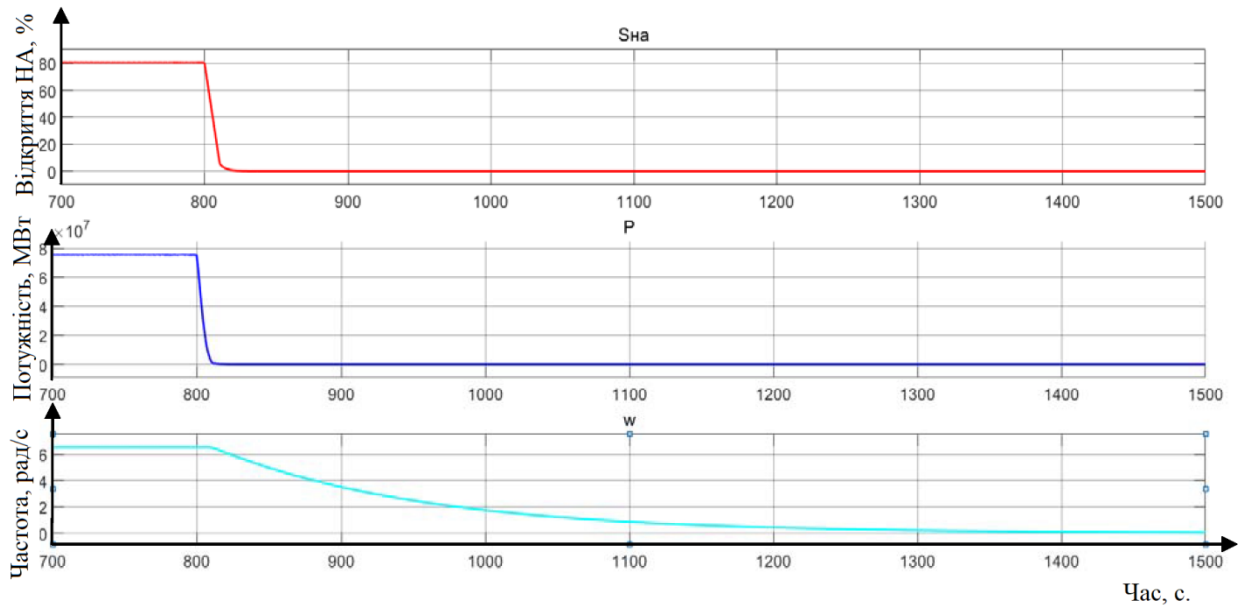


Рисунок 3.17 - Аварійне відключення ГА відповідно до модернізованих алгоритмів АСУГ ГА

З аналізу наведених перехідних процесів можуть бути сформульовані такі висновки:

1. У разі формування сигналу "Аварійний стан 2" виконується аварійний зупинка ГА з попереднім розвантаженням. При цьому після досягнення 15% відкриття НА виконується відключення ГА від мережі;
2. При відключенні немає закидання частоти обертання ГА;
3. Зменшення частоти обертання до 5% номінального значення відбувається за період близько 400 с.

За рахунок виконання алгоритму попереднього скидання навантаження у разі виконання аварійної зупинки ГА за сигналом «Аварійний стан 2»: вдається повністю виключити закидання частоти обертання; виключити режим тривалого режиму роботи ГА на підвищених оборотах; виконувати комутацію ВТ під час роботи ГА як ХХГ, цим зменшуючи навантаження на ВТ і СГ.

Модернізація аварійних алгоритмів АСУГ ГА дозволяє виконувати зупинку ГА без закидання частоти обертання, що запобігає підвищеному зносу частин ГА та допоміжного обладнання, запобігає розвитку аварійних наслідків при відключенні ГА від мережі, як це відбувається при роботі стандартного

алгоритму. Також модернізація аварійних алгоритмів дозволяє скоротити час виконання аварійної зупинки. Модернізація алгоритмів АСУГ ГА не призводить до внесення значних змін до існуючих алгоритмів, не потребує встановлення додаткового обладнання. Згідно з проведеним аналізом, модернізація дозволяє підвищити надійність роботи ГА.

3.5 Висновки до розділу

1. У цьому розділі була виконана розробка імітаційної моделі ГА на основі експлуатаційних характеристик ГА та допоміжного обладнання.

2. Виконано перевірку працездатності математичної моделі на підставі порівняння з експериментальними даними роботи ГА у режимах роботи: ХХТ, ХХГ, скидання навантаження.

3. На базі імітаційної моделі виконано перевірку аварійних алгоритмів АСУГ, виявлено недоліки їх роботи у разі виконання аварійної зупинки ГА з відключенням від мережі та скиданням навантаження. Аналіз дозволив оцінити величину закидання частоти обертання, та тривалість роботи на підвищених оборотах у разі виконання аварійного, час виконання аварійного зупинки.

4. На базі імітаційної моделі виконано перевірку модернізованих аварійних алгоритмів АСУГ. Аналіз підтвердив, що модернізація відкидає недоліки стандартних алгоритмів. Аналіз дозволив оцінити час виконання аварійного зупинки;

4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ, ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ

4.1 Заходи, які зменшують небезпеку виникнення вибухів та пожеж

Запобігання вибухів та пожеж – це комплекс організаційних заходів і технічних засобів, спрямованих на виключення можливості виникнення вибухів та пожеж.

Організаційні і технічні заходи щодо запобігання пожежі реалізуються ще на стадії проектування окремих об'єктів підприємств. При цьому заздалегідь вивчаються особливості технологічних процесів і об'єктів, можливі причини і джерела виникнення вибухів та пожеж. Запобігання пожежі великою мірою сприяє правильне планування, розміщення основних об'єктів з урахуванням рельєфу місцевості, дотримання протипожежних розривів між будівлями відповідно до вимог генерального плану.

Попередження вибухів та пожеж на підприємствах досягається[7]:

- запобіганням утворенню горючого середовища;
- запобіганням виникненню в горючому середовищі або появи в ньому джерел запалювання.

Запобігання утворення горючого середовища повинно досягатися:

- максимально можливим застосуванням негорючих і важко горючих речовин і матеріалів;
- обмеженням маси і об'єму горючих речовин, матеріалів та найбільш безпечним способом їх розміщення;
- ізолюванням горючого середовища;
- підтримуванням концентрації горючих газів, пари, суспензій і окислювача в суміші за межею їх спалаху;
- достатньої концентрації флегматизатора в повітрі захищеного об'єкту;
- підтримуванням його температури і тиску, за якими розповсюдження полум'я неможливе;

- максимальною механізацією і автоматизацією технологічних процесів, пов'язаних з вживанням горючих речовин;
- встановленням пожежонебезпечного обладнання, по можливості, в ізольованих приміщеннях чи на відкритих площадках;
- застосуванням для горючих речовин герметичного обладнання і тари;
- застосуванням пристроїв захисту виробничого обладнання з горючими речовинами від ушкоджень і аварій, встановленням відключаючих, відсікаючих та інших пристроїв;
- застосуванням ізольованих відсіків, камер, кабін.

Попередження утворення в горючому середовищі джерел запалювання повинно досягатися такими основними заходами [7]:

- застосуванням машин, механізмів, обладнання, пристроїв, під час експлуатації яких не утворюються джерела запалювання;
- застосуванням електрообладнання, що відповідає класу пожежовибухонебезпеки приміщення або зовнішньої установки, групі і категорії вибухонебезпечної суміші;
- застосуванням в конструкції швидкодіючих засобів захисного відключення можливих джерел запалювання;
- застосуванням технологічного процесу і обладнання, що відповідає вимогам електростатичної іскробезпеки;
- пристроєм блискавкозахисту будівель, споруд і обладнання. Будівлі та споруди складів паливно-мастильних матеріалів захищають від прямих ударів блискавки, електростатичної та електромагнітної індукції та заносу потенціалів;
- підтримкою тиску в горючому середовищі нижчого за максимально припустимий за горючістю;
- зменшенням визначального розміру горючої суміші середовища нижче максимально припустимого за горючістю.;

- регламентацією виконання, застосування і режиму експлуатації машин, механізмів та іншого обладнання, матеріалів і виробів, що можуть бути джерелом запалювання горючого середовища;
- застосуванням енергоустаткування, що відповідає класу пожежовибухонебезпеки приміщення або зовнішньої установки, групі і категорії вибухонебезпечної суміші;
- застосуванням технологічного процесу і обладнання, що відповідає вимогам електростатичної іскробезпеки.;
- регламентацією максимально допустимої температури нагрівання поверхонь обладнання і матеріалів, що можуть увійти в контакт з горючим середовищем. Режимми роботи насосів, перекачувальних паливно-мастильних матеріалів не повинні спричиняти підвищене нагрівання їх поверхонь;
- регламентацією максимально допустимої енергії іскрового розряду в горючому середовищі. Знижувати енергію іскрового розряду можна, зменшуючи напруження між частинами обладнання, при якому відбувається іскровий розряд в горючому середовищі;
- регламентацією максимально допустимої температури нагрівання горючих речовин, матеріалів і конструкцій;
- застосуванням інструмента, що не іскрить під час роботи з легкозаймистими речовинами. Слід застосовувати інструмент і пристосування, що не висікають іскри під час ударів і падіння;
- ліквідацією умов для хімічного самозагоряння речовин і матеріалів. До samozапалювальних речовин в технологічних процесах належать пірофорні речовини, що розігріваються при окисленні киснем повітря до 600 °С;
- усуненням контакту з повітрям пірофорних речовин.

4.2 Фізичні основи електробезпеки

Величина струму, що проходить через тіло людини при її попаданні під напругу, в найбільшій мірі визначає тяжкість ураження. Для розробки технічних і організаційно-технічних заходів і засобів профілактики електротравм важливо знати, від яких конструктивних особливостей електроустановок, їх робочих параметрів і стану залежить можлива величина струму через людину при потраплянні під напругу. Крім того, важливо, щоб весь електротехнічний персонал, усі працівники, робота яких пов'язана з експлуатацією електроустановок, чітко розуміли, чим обумовлена, що є причиною тієї чи іншої вимоги з електробезпеки. Таке знання, розуміння вимог чинних нормативів з електробезпеки сприятиме дотриманню їх працівниками, і якраз розуміння цих вимог відрізняє працівників п'ятої групи з електробезпеки від четвертої, і є обов'язковою складовою їх професійної підготовки з питань безпеки [7].

У реальній електричній мережі (повітряній чи кабельній) опір ізоляції проводів відносно землі розподіляється по всій довжині мережі — опорні, підвісні, натяжні ізолятори, ізоляція кабелю. Чим більша протяжність мережі, тим більше ізоляторів, які працюють паралельно, і менший загальний опір ізоляції проводів відносно землі. Необхідний опір ізоляції регламентується чинними нормативами. На практиці ізоляція струмопроводів виконується з реальних діелектриків, питомий опір яких не дорівнює нескінченності. Внаслідок старіння ізоляції, її частого зволоження, забруднення, нагріву, дії агресивного середовища тощо, питомий опір ізоляції знижується. Тому кожна ділянка довжини проводу має опір ізоляції певного значення або провідність, яка відрізняється від нуля, а при роботі реальної мережі мають місце постійні втрати струму (виток струму) через ізоляцію і землю. Таким чином, незважаючи на наявність ізоляції, токопроводи електромережі електрично зв'язані між собою і землею провідниками (ізоляцію) з великим опором.

Відповідно до зазначеного вище, кожна ділянка довжини проводу

електромережі, що знаходиться під напругою, крім опору ізоляції має певну ємність відносно землі. Тому при дотиці людини до неізольованої струмовідної частини (проводу тощо) функціонуючої електромережі струм через людину обумовлюється величиною напруги дотику і ємністю зазначеної вище системи. Ємнісна складова струму через людину при потраплянні під напругу в розгалужених мережах може досягати небезпечних для людини значень. Тому навіть при відключенні мережі від джерела живлення для ремонтно-профілактичних робіт тощо, необхідно заземлити кожен провід переносним заземленням і тільки після цього та перевірки відсутності напруги допускати персонал до роботи.

4.3 Захист від статичної електрики

Статична електрика – це сукупність явищ, що пов'язані з виникненням, накопиченням та релаксацією вільного електричного заряду на поверхні або в об'ємі діелектричних та напівпровідникових речовин, матеріалів та виробів. Виникнення зарядів статичної електрики є результатом складних процесів перерозподілу електронів чи іонів при стиканні двох різнорідних тіл (речовин) [7].

Порушення поверхневого контакту при терті тіл призводить до електризації - виникнення електричних зарядів, які можуть утримуватись на поверхні цих тіл протягом тривалого часу. Такі заряди, на відміну від рухомих зарядів динамічної електрики (електричний струм) знаходяться у статичному стані.

Електричні заряди виникають:

- при терті діелектричних тіл один об одного або об метал (наприклад, пасові передачі);
- при переливанні, перекачуванні, перевезенні в ємностях горючих та легкозаймистих рідин;
- при транспортуванні горючих газів трубопроводом;

- при подрібненні діелектриків;
- при переміщенні сухого запиленого повітря зі швидкістю понад 15 – 20 м/с і т.п.

Систематичний вплив електростатичного поля підвищеної напруженості негативно впливає на організм людини, викликаючи, в першу чергу, функціональні розлади центральної нервової та серце-судинної систем. Відповідно до ДСТУ ГОСТ 12.1.045-84 гранично допустима напруженість електричного поля $E_{\text{доп}}$ на робочих місцях не повинна перевищувати 60 кВ/м, якщо час впливу t_v не перевищує 1 год; при $1 \text{ год} < t_v < 9 \text{ год}$ – $E_{\text{доп}} = 60\sqrt{t_v}$.

Захист від статичної електрики та її небезпечних проявів досягається трьома основними способами:

- запобіганням виникнення та накопичення статичної електрики,
- прискоренням стікання електростатичних зарядів,
- нейтралізацією електростатичних зарядів.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. Виконано аналіз низки технологічних процесів ГЕС. Зокрема, розглянуто гідрологічні характеристики водосховища, характеристики стоку річки, режими експлуатації водосховища, проведено аналіз технологічного процесу регулювання роботи ГА. Детальна увага приділена АСУГ та пристроям, що забезпечують регулювання та експлуатацію ГА ГЕС.

2. Проведений аналіз алгоритмів АСУГ дозволив виявити недоліки в аварійних режимах роботи. У разі виникнення аварійних сигналів в АСУГ виконується формування сигналу аварійного стану ГА. За цим сигналом виконується моментальне скидання навантаження ГА відключенням від мережі з подальшим аварійним зупиненням. Такий спосіб виконання аварійної зупинки призводить до закидання частоти обертання ГА та тривалої роботи на підвищених оборотах.

3. Для усунення виявлених недоліків у роботі запропоновано модернізовані аварійні алгоритми АСУГ. Основна ідея запропонованої модернізації полягає у розподілі аварійних сигналів на дві групи, кожна з якої формує свій аварійний стан: «Аварійний стан 1» та «Аварійний стан 2»; розподіл здійснюється за принципом потенційної небезпеки даних сигналів для розвитку аварійних наслідків у ГА. До сигналів, що викликають формування стану «Аварійний стан 1», віднесені сигнали в електричній частині ГА, у разі виникнення яких потрібно негайне відключення від мережі; до сигналів, що формують "Аварійний стан 2" - сигнали в механічній частині ГА, які допускають відключення від мережі з виконанням попереднього розвантаження. У разі формування сигналу "Аварійний стан 2" аварійний зупинка ГА здійснюватиметься з виконанням попереднього розвантаження. Попереднє розвантаження дозволить виключити зміну частоти, роботу ГА на підвищених оборотах, підвищений знос ГА та допоміжного обладнання.

4. Для дослідження алгоритмів АСУГ розроблена імітаційна модель ГА на підставі експлуатаційних гідравлічних характеристик реального ГА та допоміжного обладнання, що входить до складу МНУ, НА, водовід, ЕГР, ЗАЗ, АМНУ та ін. Адекватність роботи моделі перевірена на основі експериментальних даних, отриманих для ряду режимів роботи реального ГА. Порівняння результатів моделювання та експериментальних даних показало достатню для виконання якісного аналізу ступінь збігу результатів.

5. Імітаційна модель дозволила проведення досліджень аварійних алгоритмів АСУГ. Дослідження виявило, що аварійне відключення стандартними алгоритмами ГА, що працює з номінальним навантаженням, призводить до закидання частоти обертання, що становить 145 % номінального значення, формування захисту «Розгін I ступеня», тривалої роботи на підвищених оборотах (частота обертання вище 115 % номінального значення протягом 51с).

6. Дослідження модернізованих алгоритмів на базі розробленої імітаційної моделі показало, що у разі аварійного зупинення ГА модернізованими алгоритмами з відключенням ГА від мережі та виконанням попереднього розвантаження виключає недоліки стандартного алгоритму. Робота модернізованих аварійних алгоритмів АСУГ повністю усуває закидання частоти обертання ГА, роботу на підвищених оборотах, таким чином мінімізує негативні наслідки відключення ГА від мережі. При цьому модернізація аварійних алгоритмів АСУГ не потребує значних змін в існуючій системі АСУГ, та використовує у своєму складі раніше розроблені та перевірені алгоритми.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Zin M., Koval V., Tarasenko M., Sysak I. (2023) Creation and substantiation of the matrix for model series of tubular propeller turbines for small hydropower plants. Scientific Journal of TNTU (Tern.), vol 109, no 1, pp. 24–31.
2. Суховій І. І., Зінь М. М. Підвищення енергоефективності малих гес на базі турбін з підвідними трубо-проводами сифонного типу //Збірник тез доповідей ІХ Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій “. – 2020. – Т. 2. – С. 131-131.
3. Зінь М. М., Підгайний Ю. Б. Високошвидкісні гідротурбіни з трьома або двома лопатями на робочому колесі для низьконапірних мікрогес //Матеріали ІV Міжнародної науково-технічної конференції „Теоретичні та прикладні аспекти радіотехніки, приладобудування і комп’ютерних технологій “присвячена 80-ти річчю з дня народження професора ЯІ Проця. – 2019. – С. 290-291.
4. Попович М.Г., Ковальчук О.В. Теорія автоматичного керування: Підручник. – 2-ге вид., – К.: Либідь, 2007. - 656 с
5. Åström K.J., Hägglund T. Advanced PID control. – ISA (The Instrumentation, System, and Automation Society), 2006. — 460 p
6. А. А. Видмиш, Л. В. Ярошенко. Основи електропривода. Теорія та практика. Частина 1. / Навчальний посібник. – Вінниця: ВНАУ, 2020. – 387 с.
7. Гандзюк, М. П. Основи охорони праці [Текст] : підручник / М. П. Гандзюк, Є. П. Желібо, М. О. Халімовський ; за ред. М. П. Гандзюка ; МОН України. – 4-е видання. – К. : Каравела, 2008. – 384 с.