

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

ФАКУЛЬТЕТ ЕНЕРГЕТИКИ, ЕЛЕКТРОНІКИ ТА ІНФОРМАЦІЙНИХ
ТЕХНОЛОГІЙ

КАФЕДРА ТЕПЛОЕНЕРГЕТИКИ ТА ГІДРОЕНЕРГЕТИКИ

Кваліфікаційна робота
другий магістерський
(рівень вищої освіти)

на тему Аналіз розподілу навантажень між
ГЕС Дмитровського каскаду, які працюють
в САРЧЛ

Виконав: студент 2 курсу, групи ГЕ-В-1-мед
спеціальності 145 Гідроенергетика
(код і назва спеціальності)
освітньої програми 145 Гідроенергетика
(код і назва освітньої програми)
спеціалізації 145 Гідроенергетика
(код і назва спеціалізації)

О.Ю. Кішипов
(ініціали та прізвище)

Керівник д-р.т.н. Рагченко В.В.
(посада, вчене звання, науковий ступінь, підпис, ініціали та прізвище)

Рецензент док.м.н. Дашченко С.Р.
(посада, вчене звання, науковий ступінь, підпис, ініціали та прізвище)

Запоріжжя
2020

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет енергетики, електроніки та інформаційних технологій
Кафедра теплоенергетики та гідроенергетики
Рівень вищої освіти другий магістерський
Спеціальність 145 Гідроенергетика
(код та назва)
Освітня програма 145 Гідроенергетика
(код та назва)
Спеціалізація 145 Гідроенергетика
(код та назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

«26» 12 2019 року

ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТОВІ (СТУДЕНТЦІ)

Гришину Віктору Григоровичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

- Тема роботи (проекту) Аналіз поточних навантажень мережі ГЕС Дніпровського каскаду, які працюють в САРЧА.
керівник роботи Гришко Віталій Вікторович, к.т.н., доц. кафедри
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)
затверджені наказом ЗНУ від «10» 09 2019 року № 1536-С
- Строк подання студентом роботи 16.12.2019
- Вихідні дані до роботи технічні характеристики деяких турбін та турбін агрегатів ГЕС Дніпровського каскаду
- Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) 1. Аналіз роботи САРЧА ГЕС України, 2. Інші питання, які виникли в роботі агрегатів ГЕС Дніпровського каскаду.
- Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) Чертежі машинного розрахунку навантажень між ГЕС каскаду; Характеристики ГЕС Дніпровського каскаду; Інформація про роботу агрегатів каскаду; Інформація про роботу агрегатів ГЕС Дніпровського каскаду; Інформація про роботу агрегатів ГЕС Дніпровського каскаду.
- Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1	Варченко В.В. доц.кадр.ТГЕ, к.т.н.		
2	Варченко В.В. доц.кадр.ТГЕ, к.т.н.		
3	Варченко В.В. доц.кадр.ТГЕ, к.т.н.		
4	Варченко В.В. доц.кадр.ТГЕ, к.т.н.		

7 Дата видачі завдання 10.09.2019

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Укладання теми ДП	Вересень 2018	виконав
2	Зробити аналіз лінійної функції джерел	лютий 2018	виконав
3	Технічний розрахунок частотного зв'язку	березень-липень 2018	виконав
4	Розрахунок МРЧП DEC Чирківськ	липень-вересень	виконав
5	Виконання існуючих об'єктів електропідстанції РЕС Дніпропетровської області	вересень-липень 2018	виконав
6	Зробити аналіз частотного зв'язку ДП	липень-вересень	виконав
7	Виконання ДЗ	вересень-липень 2018	виконав

Студент (підпис) Чижиков Р.Ю. (ініціали та прізвище)

Керівник роботи (проекту) (підпис) Варченко В.В. (ініціали та прізвище)

Нормоконтроль пройдено

Нормоконтролер (підпис) Жанков Ю.М. (ініціали та прізвище)

АНОТАЦІЯ

Филипов О.Ю. Аналіз розподілу навантаження між ГЕС Дніпровського каскаду, які працюють в САРЧП.

Кваліфікаційна випускна робота для здобуття ступеня вищої освіти магістра за спеціальністю 145 – Гідроенергетика, науковий керівник В.В. Радченко. Інженерний інститут Запорізького національного університету. Факультет енергетики, електроніки та інформаційних технологій, кафедра теплоенергетики та гідроенергетики, 2020.

В дипломній роботі запропоновано удосконалення методу розподілу завдання активної потужності між гідроагрегатами каскаду ГЕС, що приймають участь в САРЧП. При розподілі навантаження враховуються індивідуальні експлуатаційні характеристики гідротурбін. Для вирішення поставленої оптимізаційної задачі застосовано генетичний алгоритм. Удосконалений метод дозволяє підвищити ККД та зменшити витрати водних ресурсів на всьому каскаді ГЕС.

Ключові слова: САРЧП, НАВАНТАЖЕННЯ, ГІДРОАГРЕГАТ, КАСКАД ГЕС, ЗАГАЛЬНОКАСКАДНИЙ ККД, ОПТИМІЗАЦІЯ.

ABSTRACT

Filipov O.Y. Analysis on the distribution of the load between the HPS of the Dnipro cascade operating in the SAFPC.

Qualification graduation work for the degree of master's degree in the specialty 145 - Hydropower, supervisor V.V. Radchenko. Engineering Institute of Zaporizhzhya National University. Faculty of Energy, Electronics and Information Technology, Department of Thermal Power and Hydropower, 2020.

The thesis proposes to improve the method of distribution of active power task between hydro units of the hydroelectric power station that participate in AFPCS. The load performance takes into account the individual performance of the turbines.

To solve the optimization problem, a genetic algorithm was applied. The improved method allows to increase the efficiency and reduce the consumption of water resources in the whole cascade of hydroelectric power plants.

Key words: AFPCS, LOAD, HYDROGREGATE, HES CASCADE, CASCADE EFFICIENCY, OPTIMIZATION.

АННОТАЦИЯ

Филипов О.Ю. Анализ распределения нагрузки между ГЭС Днепровского каскада работающих в САРЧМ.

Квалификационная выпускная работа для получения степени высшего образования магистра по специальности 145 - Гидроэнергетика, научный руководитель В.В. Радченко. Инженерный институт Запорожского национального университета. Факультет энергетики, электроники и информационных технологий, кафедра теплоэнергетики и гидроэнергетики, 2020.

В дипломной работе предложено усовершенствование метода распределения задания активной мощности между гидроагрегатами каскада ГЭС, принимающих участие в САРЧМ. При распределении нагрузки учитываются индивидуальные эксплуатационные характеристики гидротурбин. Для решения поставленной оптимизационной задачи применен генетический алгоритм. Усовершенствованный метод позволяет повысить КПД и уменьшить затраты водных ресурсов на всем каскаде ГЭС.

Ключевые слова: САРЧМ, НАГРУЗКИ, ГИДРОАГРЕГАТ, КАСКАД ГЭС, ОБЩЕКАСКАДНЫЙ КПД, ОПТИМИЗАЦИЯ.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	7
ВСТУП	8
1 АНАЛІЗ РОЗПОДІЛУ НАВАНТАЖЕННЯ В ОЕС УКРАЇНИ.....	11
1.1 Аналіз об'єднаної енергосистеми України.....	11
1.2 Режим роботи ОЕС України	14
1.3 Роль оптимізації в задачах керування режимом ОЕС	20
1.4 Регулювання частоти та активної потужності	22
2 ДОСЛІДЖЕННЯ САРЧП ОЕС УКРАЇНИ	25
2.1 Структура САРЧП ОЕС України	25
2.2 Аналіз існуючого алгоритму розподілу навантаження САРЧП ОЕС України	29
2.3 Аналіз основних методів оптимізації ОЕС	34
3 ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ ГІДРОАГРЕГАТИВ ГЕС ДНІПРОВСЬКОГО КАСКАДУ	38
3.1 Оптимізація енергетичних режимів ГА.....	38
3.2 Оптимізація методу розподілу активного навантаження між ГЕС каскаду.....	42
3.2 Реалізація запропонованого методу	46
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ТЕХНОГЕННА БЕЗПЕКА	60
4.1 Основні небезпечні фактори на підприємстві.....	60
4.2 Пожежна безпека.....	61
4.3 Електробезпека при роботі з електроустановками.....	63
4.4 Техногенна та екологічна безпеки	65
ВИСНОВКИ.....	71
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ.....	73
Додаток А.....	78

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

- САРЧП-система автоматичного регулювання частоти та потужності;
ККД – коефіцієнт корисної дії;
ГЕС-гідроелектростанція;
ГРАП-групове регулювання активної потужності;
ЕЕС-електроенергетична система;
ОЕС - об'єднана енергосистема
ССУ-станційна система управління;
ГА-гідроагрегат;
СК-синхронний компенсатор;
SCADA/AGC – система автоматичного керування генерацією
(центральний регулятор).

ВСТУП

Актуальність теми. Гідроелектростанції (ГЕС) є важливими об'єктами генерації електроенергії в електроенергетичній системі (ЕЕС). Завдяки своїй високій маневровості та можливості працювати в піках графіків навантаження ГЕС здатні брати на себе завдання забезпечення навантажувального резерву і швидко реагувати на раптову зміну споживання потужності в енергосистемі.

В ЕЕС України введено в експлуатацію систему автоматичного регулювання частоти та активної потужності (САРЧП), основним призначенням якої є регулювання перетоків активної потужності між Україною та сусідніми державами та, за необхідності, частоти в ЕЕС України. Ключову роль, завдяки власній маневровості в САРЧП, відіграють ГЕС. На поточний момент, до системи групового регулювання активної потужності (ГРАП), яка є складовою САРЧП, підключено гідроагрегати (ГА) Київської, Канівської, Кременчуцької, Середньодніпровської, Каховської, Дніпровської ГЕС-1 та Дніпровської ГЕС-2. Робота в САРЧП призводить до зростання кількості перевідних режимів агрегатів, наслідком чого є швидке спрацювання ресурсу гідротурбінного обладнання та напружений режим роботи допоміжних систем ГА.

Важливим є оптимальний розподіл заданого навантаження між ГЕС та між ГА ГЕС, що працюють у САРЧП, який дозволить отримати найбільш ефективні енергетичні показники агрегатів ГЕС та всього каскаду в цілому. Зазвичай, застосовується пропорційно-рівномірний розподіл завдання за активною потужністю між всіма ГЕС та ГА на них за умови, що всі турбіни на ГЕС однакові. Цей спрощений метод розподілу потужностей між ГА ГЕС не враховує наступні особливості, які властиві сучасним ГЕС України:

- неоднаковість характеристик турбін ГЕС;
- наявність у гідравлічних турбін зони nereкомендованої експлуатації;
- збільшення навантаження на допоміжні системи ГА;
- водний режим водосховищ ГЕС.

Таким чином, розподіл заданого навантаження між ГЕС Дніпровського каскаду має забезпечувати відпрацювання завдання центрального регулятора САРЧП з мінімальними витратами води, урахуванням технологічних обмежень гідротурбін всіх ГЕС та дотриманням вимог Міжвідомчої комісії при Державному агентстві водних ресурсів (урахування інтересів всіх водокористувачів). Дослідження розподілу навантаження між гідроелектростанціями Дніпровського каскаду які працюють в САРЧП є актуальною темою Української гідроенергетики.

Мета дослідження - удосконалення процесу групового регулювання активної потужності на каскаді ГЕС, шляхом визначення оптимального розподілу навантаження між ГЕС та ГА ГЕС.

Об'єктом дослідження є режим роботи ГЕС в САРЧП.

Предметом дослідження є методи визначення оптимального розподілу навантаження між ГЕС Дніпровського каскаду.

У відповідності до поставленої мети, в магістерській роботі розглядаються *наступні задачі*:

- аналіз характеристик гідротурбінного обладнання ГЕС, формування цільової функції за отриманими даними та обмежень до неї;
- оптимізація САРЧП на Дніпровському каскаді ГЕС, з врахуванням не ідентичності характеристик турбін, за допомогою генетичного алгоритму;
- удосконалення режиму роботи САРЧП на каскаді ГЕС, шляхом оптимального розподілу навантаження між обраними ГА ГЕС з підвищенням загальностанційного та загальнокаскадного ККД.

Методи дослідження. Для реалізації визначених завдань застосовані загальнонаукові методи дослідження: методи порівняння, аналізу, спостереження, вимірювання, розрахунку, моделювання та експеримент.

Наукова новизна. У результаті теоретичних досліджень були знайдені нові наукові рішення. Для раціонального використання водних ресурсів ріки Дніпро запропоновано метод розподілу завдання центрального регулятора САРЧП між станціями каскаду, який на відміну від існуючого пропорційного

підходу, дозволяє підвищити загальнокаскадний ККД, при цьому не порушуючи умови функціонування інших водокористувачів, визначені рішеннями Міжвідомчої комісії при Державному агентстві водних ресурсів.

Практична значимість:

- Розроблено алгоритм пошуку оптимальних значень розподілу завдання ЦР САРЧП між ГЕС та ГА ГЕС Дніпровського каскаду за допомогою утиліти Gatool програмного комплексу Matlab.

- Запропоновано оптимальне значення навантаження на ГЕС та ГА ГЕС Дніпровського каскаду в залежності від отриманого завдання.

- Результати роботи можуть бути використані для покращення енергетичних та водогосподарських характеристик ГЕС Дніпровського каскаду. Основні положення проведеного дослідження можуть лягти в основу подальших теоретичних розробок.

Апробація роботи. Положення роботи викладені на XXIV студентській науково-технічній конференції студентів, магістрів, аспірантів і викладачів ІІ ЗНУ «Енергетика, електроніка та інформаційні технології» (місто Запоріжжя, 2019).

Результати виконаної роботи опубліковані в затвердженому ВАК України виданні «Гідроенергетика України». – 2019. - № 3 - 4. – С. 41 – 46.

Структура та обсяг роботи. Магістерська робота включає вступ, чотири розділи, висновки та перелік джерел посилань з – 50 позицій. Загальний обсяг складає 88 сторінок, у тому числі 8 ілюстрацій, 8 таблиць та один додаток.

1 АНАЛІЗ РОЗПОДІЛУ НАВАНТАЖЕННЯ В ОЕС УКРАЇНИ

1.1 Аналіз об'єднаної енергосистеми України

Енергетика – це область техніки, що займається виробництвом, перетворенням і передачею на відстані різних видів енергії. Важлива особливість сучасної енергетики полягає в тому, що в якості кінцевого виду використовуваної енергії прагнуть отримати електричну енергію, яка є основою розвитку сучасної цивілізації. Без електричної енергії неможливе нормальне життя сучасного суспільства. Вона використовується широко в усіх галузях господарства: промисловості, комунальному та сільському господарстві, на транспорті і в побуті [1]. Сукупність електроенергетичних пристроїв та обладнання, які працюють у взаємно-узгодженому режимі та призначені для виробництва, передачі, розподілу, перетворення і споживання електричної енергії має назву електроенергетична система (ЕЕС). Безперервне управління поточним режимом енергосистеми здійснюється за допомогою оперативного управління та за допомогою диспетчерського персоналу. Одним із завдань цього виду управління є візуальний контроль електроенергетичного стану системи в режимі реального часу з урахуванням її подальшої корекції при неминучих відхиленнях роботи енергосистеми.

Під об'єднаною енергосистемою (ОЕС) розуміють сукупність електростанцій, електричних і теплових мереж, інших об'єктів електроенергетики, які розташовані в Україні та об'єднані спільним режимом виробництва, передачі та розподілу електричної і теплової енергії у разі централізованого керування цим режимом. Під енергооб'єднанням (ЕО) розуміють об'єднання енергосистем (об'єднаних енергосистем) декількох країн, що працюють паралельно на підставі міждержавних договорів і угод. Під суб'єктами паралельної роботи розуміють енергооб'єднання, енергосистеми, електростанції, електричні мережі, споживачі, які об'єднанні спільним технологічним процесом виробництва, передавання та розподілу електричної енергії на підставі договорів і угод [2].

Увага до процесів, що протікають в об'єднаній енергосистемі (ОЕС), почала приділятися ще з початкового моменту її формування. Так, принципи централізації вироблення електроенергії і концентрації генеруючих потужностей на великих районних електростанціях були закладені ще при реалізації плану ГОЕЛРО, а розмови про початок формування енергосистем в СРСР, стали згадуватися вже у 1920-і роки. Тривалі дискусії про створення єдиного апарату управління енергосистемою призвели до того, що перша центральна диспетчерська служба (ЦДС) була сформована через 6 років і відкрита в 1926 році в Московській енергосистемі. На території сучасної України в першій половині ХХ століття сформувалися 5 локальних енергосистем. Першою була створена Донбаська енергосистема (1926 р.), потім в 1930 р. були створені районні енергетичні управління (РЕУ) Київенерго, Крименерго та енергосистема м. Харкова. У 1931 р. було утворено РЕУ Дніпроенерго. Першим кроком до створення об'єднаної енергосистеми стало спорудження в 1940 р. лінії електропередачі напругою 220 кВ довжиною 87 км між Донбасенерго та Дніпроенерго. У цьому ж році енергосистеми Донбасенерго, Дніпроенерго і Ростовенерго сформували об'єднану енергосистему, що одержала назву ОЕС Півдня. Центральним оператором ОЕС стала Об'єднана диспетчерська служба (ОДС Півдня), що знаходилась в м. Горлівка. До цього часу виробіток електроенергії на всіх електростанціях України досяг 12,41 млрд. кВт·год [11]. Ефективне функціонування енергосистеми за допомогою керуючих впливу ЦДС призвело до масового просуванню запропонованої ідеї і вже до 1935 року в країні стало працювати шість енергосистем, що мають свої диспетчерські служби.

На сьогоднішній час об'єднана електроенергетична система України, здійснює централізоване електрозабезпечення внутрішніх споживачів. ОЕС взаємодіє з енергосистемами сусідніх держав, забезпечує експорт та імпорт електроенергії. До її складу входять вісім регіональних електроенергетичних систем: Дніпровська, Донбаська, Західна, Кримська, Південна, Південно-Західна, Північна і Центральна, зв'язані між собою системо утворюючими і

міждержавними лініями електропередачі напругою (330...750) кВ. Централізоване виробництво електричної енергії в ОЕС здійснюють 14 найпотужніших теплових і вісім гідралічних електростанцій, які входять до складу шести державних та приватних акціонерних енергогенеруючих компаній: Західенерго, Центренерго, Дніпроенерго, Київенерго, Донбасенерго підпорядкованих Мінпаливенерго України, та чотири АЕС, які входять до складу Національної атомної енергогенеруючої компанії «Енергоатом». Розташування зазначених об'єктів наведено на рисунку 1.1.



Рисунок 1.1 - Основні електростанції та електромережі ОЕС України

Перші енергосистеми були створені на основі ЛЕП напруги 110 кВ, за винятком Дніпровської, в якій використовувалися лінії напруги 154 кВ, прийнятого для видачі потужності Дніпровської ГЕС. Власне, цей факт і можна вважати відправною точкою для виникнення проблем в управлінні енергосистемою, в якій беруть участь ГЕС. Не стандартний клас напруг ПЛ вимагав не тільки додаткових пристроїв для трансформації на більш високі

напруги, а й підвищеної уваги з точки зору їх управління. З плином часу, питання режимів роботи ГЕС і їх раціональне управління в складі енергосистеми стали підніматися все частіше і знаходити рішення в розробках багатьох вчених.

1.2 Режим роботи ОЕС України

Режим роботи ОЕС визначається виходячи з балансу виробництва та споживання потужності, ремонтів електромереж та генеруючого обладнання, а також можливості ліквідації аварійних ситуацій у разі відключення генеруючого обладнання на електростанціях та магістральних ліній електропередачі. Добовий графік споживання та генерації електроенергії ОЕС України наведено на рисунку 1.2.

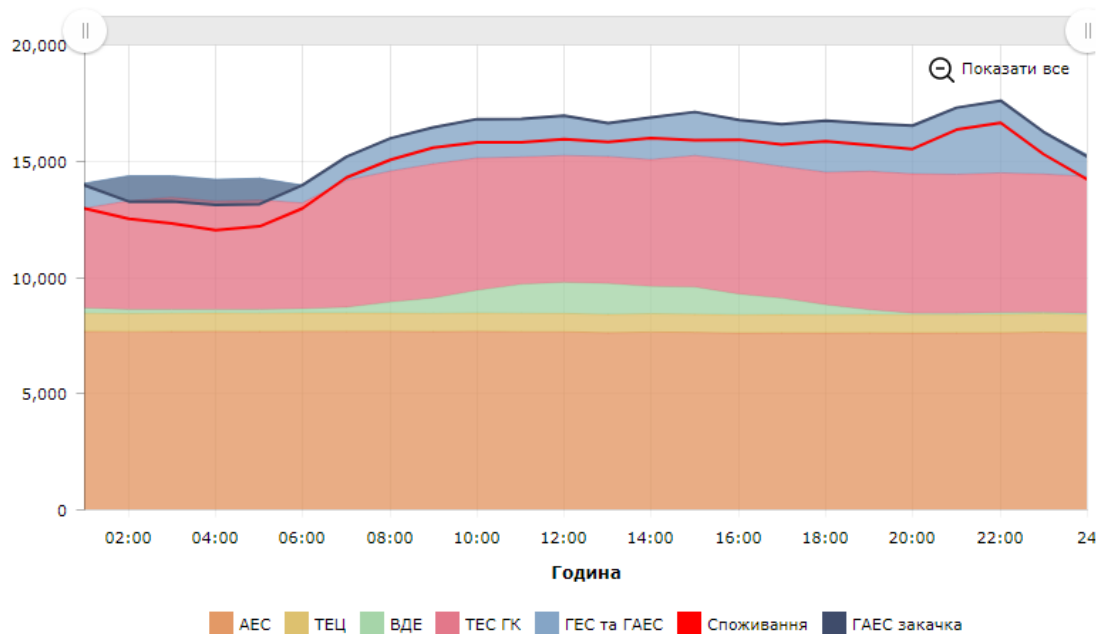


Рисунок 1.2 – Добовий графік споживання та генерації електроенергії ОЕС України

Споживачі електричної енергії – промислові, сільськогосподарські, комунально-побутові підприємства, освітлення, електрифікований транспорт,

населення та ін. – у силу специфіки своєї роботи та відповідно електроспоживанню створюють нерівномірне електричне навантаження енергосистем, зміну якого у часі зображують у вигляді графіків навантаження. Такі графіки характеризують зміну навантаження протягом доби, тижня, місяця, року. У різних країнах залежно від кліматичних і соціально-економічних умов графіки навантажень мають особливості.

Питанням ефективного управління режимом ГЕС в складі енергосистеми протягом багатьох років приділялася особлива увага і для того, щоб оцінити результати і ступінь їх опрацьованості - проведемо їх зведений аналіз. Так, за останні роки до підходів, пов'язаних з управлінням режимом енергосистеми, стало приділятися все більше концентроване увагу, що обумовлено прямою залежністю між коректністю управління і надійністю, а також ефективністю функціонування енергосистеми. У деяких виданнях часто зустрічається метод, який сприяє управлінню електричною мережею, за допомогою використання інтервального моделювання, яке застосовується безпосередньо на режимах складних електроенергетичних систем [3]. Основним об'єктом в даних роботах є електроенергетичні системи (ЕЕС), побудовані з використанням технологій інтелектуальних електричних мереж (smart grid). Методика інтервального моделювання ЕЕС, застосовна в процесах управління режимами, ґрунтується на використанні фазних координат за допомогою інтелектуальних технологій. Методи, які представляються авторами, базуються на математичному моделюванні складних ЕЕС з використанням методів системного аналізу, лінійної алгебри, а також теорії функцій багатьох змінних. Експериментальні дослідження і практичні розрахунки виконані в розробленому програмному комплексі INTCALC, а верифікація отриманих результатів проведена в програмному комплексі Fazonord. Результати, які проводилися з використанням методів системного аналізу показали, що облік невизначеності вихідної інформації при моделюванні режимів складних ЕЕС грає найважливішу роль при складанні імітаційної моделі енергосистеми. Інтервальне уявлення параметрами ЕЕС в

значній мірі відрізняється від відомих методів, в яких знаходять застосування фазні координати. Інтервальне визначення режимів ЕЕС відрізняється від відомих методів можливістю побудови мультифазної моделі і придатністю для визначення як симетричних, так і несиметричних режимів в задачах управління ЕЕС. Велику роль у вирішенні цих завдань відіграє використання технологій інтелектуальних електричних мереж, які збільшують ефективність роботи пристроїв управління в режимах активно-адаптивних електричних мереж. Методика інтервального визначення складних електроенергетичних режимів дозволяє проводити аналіз не тільки нормальних режимів, а й аварійних, що забезпечує комплексний облік невизначеності вихідної інформації і застосовується для визначення струмів при несиметричних ушкодженнях в електричних мережах. Також пропонується нестандартний інтервальний аналіз електромагнітної обстановки, яка дозволяє коректно враховувати невизначеність інформації про параметри високовольтних ЛЕП і характеристиках навколишнього середовища. Вирішувати завдання управління режимом електроенергетичної системи можливо не тільки за допомогою програмного моделювання, але і за допомогою створення спеціальних пристроїв, які тим чи іншим чином здатні впливати на процес передачі електроенергії в енергосистемі. Найбільш оптимально і комплексно зазначені цілі можуть бути досягнуті шляхом застосування технології гнучких (керованих) ліній електропередачі змінного струму (FACTS), що містять сучасні багатофункціональні пристрої [4].

Сьогодні найбільші світові енергокомпанії (ABB, GE, Siemens і ін.) Розгорнули широкомасштабні роботи щодо практичного впровадження технології FACTS для управління режимами енергосистем.

Статичний компенсатор на сьогоднішній день, є ключовим пристроєм FACTS поперечної компенсації і використовується в якості додаткового регулюючого обладнання в енергосистемі. Він має багато переваг, але слід зазначити, що у даного силового обладнання обмежена генерація реактивної енергії, що необхідно якимось чином враховувати при розробці тих чи інших

модулів управління [5]. Автори даної розробки пропонують принципово нове технічне рішення в області створення сучасних керованих випрямлячів, що впливають на енергосистему. Фізичним чином принцип роботи даних пристроїв можна пояснити тим, що при штучної комутації струм випереджає напругу по фазі, що в свою чергу означає, що споживається (генерується) реактивна потужність ємнісного характеру, яка по знаку протилежна реактивної потужності індуктивного характеру. В результаті живить мережу розвантажується від перетікання реактивної потужності на всій протяжності лінії і трансформаторів від джерела живлення до місця споживання. Таким чином, крім економії активної електроенергії [6], відбувається розвантаження розподільних мереж, що дає можливість збільшення їх пропускної спроможності.

1.2.1 Режим роботи ГЕС в енергосистемах

Режим роботи ГЕС як окремої, так і їх каскадів, як правило, беруть участь в енергосистемі не окремо, а спільно з іншими видами станцій, такими як: конденсаційні електростанції (КЕС), теплоелектроцентралі (ТЕЦ), атомні електростанції (АЕС), газотурбінні установки (ГТУ) і т.д. Так, в залежності від характеру покриття графіка навантаження енергосистеми - участь ГЕС може перебувати в різній її частини: базисної, напівпікової або пікової частини.

У зв'язку з наявністю великих енергосистем склалися також умови для розмежування режимних функцій між тепловими електростанціями, з одного боку, і гідроелектростанціями - з іншого. У цих умовах основними енергетичними та режимними функціями ГЕС на сьогоднішній день стало прийматися:

- участь в покритті пікової частини графіків навантаження об'єднаних енергосистем;

- регулювання частоти і потужності в енергосистемах і перетоків потужності по міжсистемних ліній електропередачі;

- виконання ролі аварійного і навантажувального резерву енергосистеми, в разі виходу з роботи генеруючого обладнання та ліній електропередачі, а також у випадках непланових накидів навантаження.

Електроспоживання не завжди і з плином часу має характерні відхилення від прогнозованого графіка навантаження, що зумовлює нерівномірність використання запасів водосховищ в добовому і сезонному розрізах. Найбільш ефективним для ГЕС є швидке заповнення водосховища під час повені, підтримання в них максимально високих рівнів протягом весни і літа і спрацювання в період осінньо-зимового максимуму електроспоживання. Варто відзначити, що перед повинню рекомендується проводити короткострокову глибоку спрацювання водосховища, щоб запобігти перевищення встановлених технічних рівнів. Річковий транспорт також зацікавлений в швидкому наповненні водосховища після їх зимового спрацювання, тому що дана операція призведе до оперативного відновлення судноплавних трас. Літньо-осінній же межений період вимагає навпаки підвищених попусків в нижній б'єф для створення необхідних судноплавних глибин.

Таким чином, правила формулюють принципи управління водними ресурсами водосховищ в різні за водністю періоди і сезони з метою вирішення трьох основних завдань:

- задоволення з нормативної надійністю потреби у воді та електроенергії;

- забезпечення безпеки гідротехнічних споруд, населення і господарства поблизу водосховища і в нижньому б'єфі гідровузла;

- підтримки умов існування водного і наземного природного комплексу в б'єфах гідровузла і в зоні його впливу на водний режим річки і водосховища.

Робота ГЕС в енергосистемі має певні особливості, викликані залежністю від річкового стоку та від режимів роботи водоймищ

комплексного призначення, а також обмеженнями за умовами нижнього б'єфа та охорони навколишнього середовища. Водоймища ГЕС залежно від корисної ємності можуть здійснювати добове, тижневе, сезонне та багаторічне регулювання. При цьому, однак, у несприятливий за водністю рік (зазвичай у якості розрахункового приймається маловодний рік з (90...95) % забезпеченості) ГЕС повинні забезпечити розрахункову гарантовану енерговіддачу для покриття своєї зони графіка навантажень енергосистеми. Водоймище добового регулювання дозволяє перерозподілити природний добовий стік для забезпечення нерівномірного режиму роботи ГЕС із метою покриття пікової частини графіку навантажень. В умовах зниження електричних навантажень в енергосистемі у вихідні дні при тижневому регулюванні зменшуються потужність і вироблення електроенергії ГЕС, а невикористаний стік акумулюється у водоймищі й використовується у робочі дні тижня, забезпечуючи підвищення енерговіддачі ГЕС. При сезонному і багаторічному регулюванні водоймища в маловодний період ГЕС забезпечує покриття пікової частини добового графіку навантажень за рахунок природного припливу води у водоймище протягом доби та спрацювання корисного обсягу, раніше накопиченого водоймищем. В умовах комплексного використання водоймища облік вимог інших водокористувачів у певній мері може впливати на режим роботи ГЕС. При наявності обмежень, наприклад пов'язаних із забезпеченням постійного гарантованого мінімального попуску у нижній б'єф, ГЕС буде також частково працювати у базовій частині графіку навантаження з потужністю, обумовленою цим попуском.

Більшість ГЕС також працюють у режимі синхронного компенсатора для вироблення реактивної потужності. Робота об'єднаних енергосистем з більшою питомою вагою ГЕС залежить від регулювання стоку водоймищами, а також від регулювання енерговіддачі при спільній роботі в енергосистемі каскадів ГЕС внаслідок природної асинхронності стоку рік. Так, завдяки асинхронності стоку рік Ангари і Єнісею й різним регулюючим можливостям водоймищ каскадів ГЕС на цих ріках одержуються додатково близько

500 МВт в Об'єднаній енергосистемі Сибіру (Росія), в якій питома вага ГЕС біля 50 %.

ГЕС є важливим системоутворюючим фактором. Створення великих каскадів ГЕС і високовольтних ліній електропередачі для видання їх потужності у багатьох випадках ставали основою утворення об'єднаних енергосистем [12].

Робота ГЕС характеризується високою надійністю, імовірність аварійних ситуацій на ГЕС значно нижча, ніж на ТЕС, в яких аварійні ситуації пов'язані з використанням у технологічному циклі надзвичайно високих температур і тисків, більшими запасами палива й ін.

1.3 Роль оптимізації в задачах керування режимом ОЕС

Оптимізація режимів енергосистем та електростанцій є одним з розділів теорії і методів управління ЕЕС, що в значній мірі визначає необхідність її розгляду. Протягом багатьох років даними питанням приділялася особлива увага в частині розробки нових методів і підходів до їх вирішення. Найбільш значущі результати відображені в роботах: О. С. Яндульського, А.О. Стелюка, М.Д. Дауда, М.А. Берковича, А.Д. Голота, В.Д. Лепторського, Ю.М. Сидоркина, Ю.А. Секретарева, Б.П. Мірошніченко, Е.В. Цветкова, Д.А. Арзамасцева, М.Ш. Місріханова, П.С. Борщу і т.д.

Відомо, що стан енергосистеми визначається схемою системи, до складу якої входить генеруюче обладнання, пристрої регулювання, пристрої автоматики і ін., Тобто параметрами системи, які володіють певними конструктивними характеристиками (номінальні потужності генераторів, трансформаторів, синхронних компенсаторів, перетину і довжини ліній електропередачі, номінальні напруги обладнання і т.д.). Дані параметри системи є некерованими, якщо мова йде про експлуатацію енергосистеми, однак вони стають керованими, коли мова заходить про розвиток енергетичних систем.

Параметри режиму - це невід'ємна частина складу будь-якої енергосистеми, які є поточні значення показників режиму в конкретний момент часу. Умовно, дані параметри можна розділити на технологічні і електричні. Прикладом, технологічних параметрів служать рівні води (напір) ГЕС, відкриття напрямних апаратів гідротурбін, витрата пара і охолоджуючої води на тепловий станції і т.д. Прикладом же режимних електричних параметрів є напруги в вузлах мережі, активні і реактивні навантаження, струми по лініях електропередачі, коефіцієнти трансформації трансформаторів і т.д.

З усіх параметрів режиму, перерахованих вище, головним параметром управління є активна потужність ЕЕС, яка може змінюватися за рахунок складу включеного генераторного обладнання на станціях, за рахунок його завантаження, а також за рахунок зміни прогнозних графіків навантаження. Так, характерна особливість нерівномірності графіків навантаження в енергосистемі робить доцільним, необхідним періодичні зупинки гідроагрегатів при зниженні навантаження і їх включення при збільшенні. Включення в роботу окремих агрегатів сприяє не тільки покриттю небалансів в енергосистемі, а й дозволяє впливати на величину і розміщення резервів, на режим електричної мережі, на перетоки по міжсистемних ліній електропередачі, а також на витрату палива і т.п. Розподіл активної потужності між генеруючим обладнанням всередині і між станціями - також є найважливішим завданням оптимізації, при вирішенні якої розглядається не тільки включення або відключення обладнання, а й зіставлення суміжних величин вироблення, а також технічних, економічних і режимних характеристик окремих елементів енергосистеми. Тому, завдання вибору не тільки оптимального завантаження агрегатів на станції, але і їх оптимального складу в режимі, відноситься до числа найважливіших при вирішенні оптимізаційних задач і задач управління.

Підсумовуючи вищевикладене, варто відзначити, що при вирішенні будь-якої задачі, отримання найкращого (оптимального) результату сприяє

ефективному, надійному, економічно вигідним, а також керованого режиму енергосистеми. Більш детальне увагу до оптимізаційної задачі з урахуванням формування критеріїв оптимальності, методів їх визначення, методів вирішення та способи їх реалізації в програмних і математичних моделях, буде приділено далі.

1.4 Регулювання частоти та активної потужності

Для забезпечення нормального режиму роботи енергосистеми повинен виконуватись баланс активних потужностей ΔP генерації P_g та споживання P_{cn} , МВт

$$\Delta P = P_g - P_{cn}. \quad (1.1)$$

Виникнення збурення у вигляді появи небалансу призводить до відхилення частоти, наслідком чого є погіршення економічних показників роботи елементів енергосистеми в її генеруючій та споживаючій частинах [7].

Для поновлення нормальної частоти та планових перетоків потужності, а також відновлення (оптимізації) резервів активної потужності до первинного, вторинного та третинного регулювання частоти та потужності залучаються спеціально визначені і сертифіковані електростанції.

Вторинне регулювання частоти призначене для поновлення номінальної частоти та планових перетоків активної потужності. Вторинне регулювання повинні забезпечувати спеціально виділені електростанції, зміненням потужності яких (оперативним або автоматичним за допомогою САРЧП) здійснюється це регулювання. Необхідний резерв вторинної регулюючої потужності (вторинний резерв) в обох напрямках на цих станціях повинен передбачатись при плануванні режимів їх роботи і підтримуватись у необхідних обсягах. Електростанції, які приймають участь у вторинному регулюванні, відповідним чином змінюють своє навантаження, в той час як

електростанції первинного регулювання повертаються під дією АРІШ до початкового навантаження [8].

Вторинне регулювання забезпечує підтримання середнього значення частоти на заданому рівні (астатичне регулювання частоти) або балансу потужностей на плановому рівні при заданій частоті (регулювання сальдо перетоків з коригуванням за частотою). Маючи меншу швидкодію, вторинне регулювання не повинно протидіяти взаємодопомозі ЕЕС в результаті дії первинного регулювання і, відновлюючи порушений баланс потужностей, повинно вивільняти використаний регулювальний діапазон для первинного регулювання.

Зокрема, в ЄЕС Росії, з огляду на її велику територію, вторинне регулювання частоти поділяється на загальне та регіональне (територіальне). Загальне вторинне регулювання при регулюванні частоти зводиться до відновлення загального балансу (частоти) при його порушенні незалежно від місця його виникнення шляхом змінення потужностей виділених електростанцій вторинного регулювання. Одночасно територіальне вторинне регулювання (якщо таке є), відновлюючи порушені територіальні баланси, повертає потужності електростанцій вторинного регулювання енергооб'єднання до початкових значень. Перевагою загального вторинного регулювання є якісна стабілізація частоти незалежно від ефективності територіального, а до недоліків можна віднести:

- потребу у великому вторинному резерві на станціях вторинного регулювання енергооб'єднання;
- необхідність підтримання достатнього резерву пропускної спроможності мереж, якими видається потужність регулюючих станцій енергооб'єднання;
- значне навантаження на автоматику і енергетичне обладнання регулюючих станцій, які повинні використовувати більш широкий діапазон регулювання;
- додаткові втрати в електричній мережі [9].

Загальне вторинне регулювання енергооб'єднання при регулюванні сальдо перетоків з коригуванням за частотою зводиться до комплексного регулювання заданих перетоків та частоти. Використання правильно налаштованого частотного коригування ліквідує протидію вторинного регулювання первинному, і забезпечує точність і селективність регулювання, тобто компенсацію регулюючими станціями тільки власного небалансу енергооб'єднання. Найбільш селективним і раціональним методом територіального вторинного регулювання є регулювання сальдо зовнішніх перетоків енергосистем з коригуванням за частотою, яке відповідає правилам технічної експлуатації (ПТЕ) і добре узгоджується з договірними відносинами рівноправного партнерства паралельно працюючих ЕЕС (інших суб'єктів паралельної роботи), але потребує від кожної з них спроможності підтримувати свій баланс.

До вторинного регулювання частоти слід залучати маневрені ГЕС, гідроакумулюючі електростанції (ГАЕС), а також споживачів з регульованим навантаженням, які задовольняють вимогам автоматизованого вторинного регулювання, здатних під дією центрального регулятора змінити потужність у межах заданого вторинного резерву [10]. Під час вибору електростанцій для вторинного регулювання і розміщенні на них вторинних резервів слід враховувати їх маневреність і регульовальні можливості, при цьому вторинні резерви мають розміщуватися на електростанціях таким чином, щоб їх можна було б використовувати для розвантаження переобтяжених зв'язків і перетинів [2].

Автоматичне регулювання частоти та активної потужності відіграє визначальну роль у забезпеченні споживачів електричною енергією належної якості, а також економічності та надійності функціонування електроенергетичних систем (ЕЕС) та їх об'єднань.

2 ДОСЛІДЖЕННЯ САРЧП ОЕС УКРАЇНИ

2.1 Структура САРЧП ОЕС України

Впровадження існуючої системи АРЧП ОЕС України було розпочато у 2002 році. Вона призначена для регулювання сальдо перетоків активної потужності міждержавними лініями зв'язку з коригуванням за частотою в режимі паралельної роботи ОЕС України з ОЕС сусідніх держав, а також для регулювання частоти в ОЕС України у разі роздільної роботи з сусідніми ОЕС, шляхом автоматичного змінення потужності генерації регулюючих електростанцій в ОЕС України [13].

Розглянемо участь електростанцій різних типів в регулюванні частоти та активної потужності [14-15]. Незважаючи на значну частку АЕС в ОЕС України та можливе її збільшення в майбутньому, проблема участі вітчизняних АЕС в процесах регулювання частоти не розв'язана. Однак технічні вимоги до маневрових характеристик обладнання діючих АЕС не поступаються закордонним, узгоджені усіма зацікавленими організаціями і реально закладені в конструкцію обладнання АЕС, які введені в експлуатацію після 1979 року.

За діючими в ОЕС України нормативними документами для автоматичного швидкодіючого первинного регулювання частоти повинні бути використані практично усі енергоблоки ТЕС. Однак на теперішній час відсутні або морально та фізично застаріли практично всі технічні засоби автоматичного регулювання (регулятори швидкості та пристрої групового розподілення активної потужності), а функції, які вони виконують, характеризуються рівнем проектних рішень 1960-70-х років минулого століття [15].

Необхідно відзначити, що в теперішній час електростанції ОЕС України (ГЕС, ТЕС) участі у первинному регулюванні частоти практично не приймають. При виникненні небалансу активної потужності частота

стабілізується лише зміненнями потужності споживання. Внаслідок того, що пристрої телемеханіки, які використовуються на електростанціях, морально та фізично застаріли, прийом та обробка інформації виконуються з запізненням, яке перевищує припустимі величини на кожному рівні управління або взагалі є неможливим. Відсутні головні регулятори потужності основного технологічного паросилового обладнання, пристрої групового розподілення активної потужності та загальностанційні системи автоматичного управління потужністю на ТЕС. Тому на поточний час енергоблоки ТЕС в автоматичному вторинному регулюванні частоти та потужності участі практично не приймають.

Найбільшу участь в регулюванні частоти та потужності ОЕС України приймають ГЕС [14-16]. На станційному рівні автоматичне вторинне регулювання частоти та активної потужності здійснюється за допомогою агрегатних контролерів та систем станційного управління (ССУ) «Ovation» (розробки фірми Emerson Electric) на 8 гідравлічних електростанціях ОЕС України: Дністровській, Київській, Канівській, Дніпровській, Кременчуцькій, Середньодніпровській та Каховській ГЕС (див. табл. 2.1).

Таблиця 2.1 - Характеристики ГЕС Дніпровського каскаду

ГЕС	Регулювальний діапазон гідроагрегату, МВт		Кількість гідроагрегатів на ГЕС	Кількість гідроагрегатів, одночасно підключених до САРЧП	Регулювальний діапазон гідроагрегату МВт	Регулювальний діапазон ГЕС, МВт
	P_{MIN}	P_{MAX}				
Київська	10	22	20	8	12	96
Канівська	10	22	24	4	12	48
Кременчуцька	16	57	12	6	41	246
Середньодніпровська	20	48	8	3	28	84
Дніпровська 1	45	72	9	6	27	162
Дніпровська 2	70	119	8	3	49	147
Каховська	20	56	6	4	36	144
РАЗОМ						927

Ведення режиму за частотою та активною потужністю здійснюється за допомогою програмно-апаратного комплексу SCADA/AGC (розробки фірми Emerson Electric), до складу якого входить підсистема автоматичного управління генерацією – SCADA/AGC (центральный регулятор САРЧП ОЕС України). Система є централізованою: центральний (системний) регулятор (SCADA/AGC) встановлено в диспетчерському центрі НЕК «Укренерго». ОЕС України (без «острову Бурштинської ТЕС») є одним районом регулювання. Позапланові завдання від центрального регулятора посилаються на ГЕС, де приймаються і обробляються ССУ «Ovation» та розподіляються між ГА ГЕС [13].

На поточний час САРЧП ОЕС України працює в режимі автоматичного регулювання сальдо перетоків активної потужності з коригуванням за частотою на зовнішніх зв'язках ОЕС України з енергооб'єднанням країн СНД і Балтії з дією на агрегати регулюючих ГЕС. Структурна схема САРЧП приведена на рисунку 2.1.

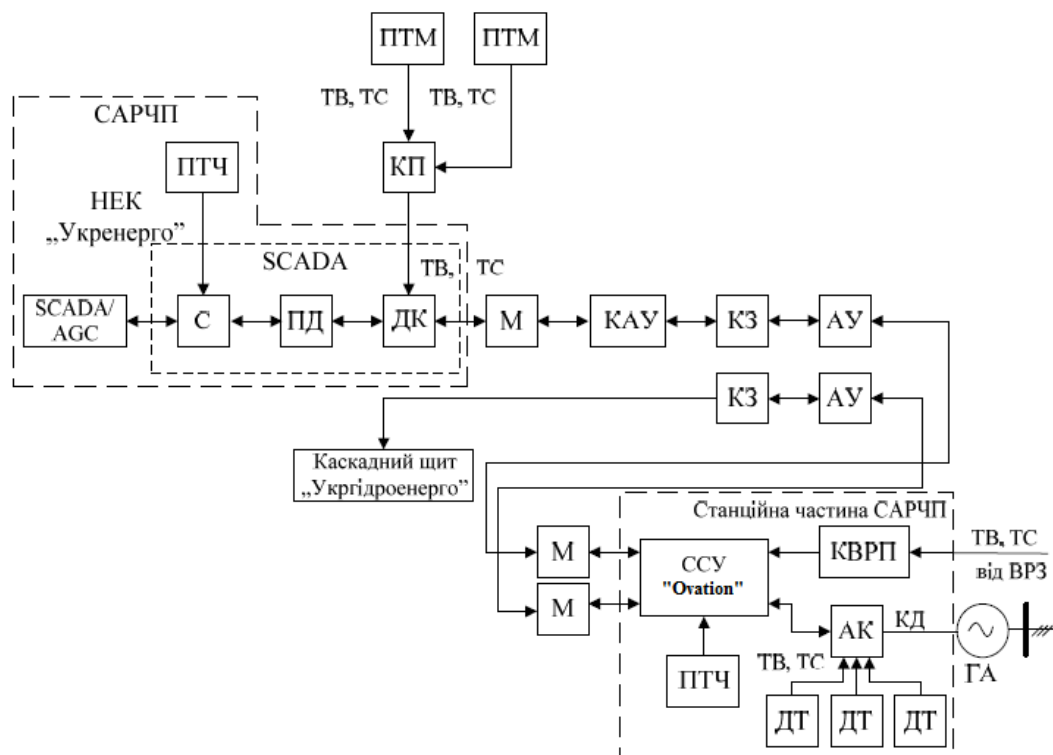


Рисунок 2.1 - Структурна схема системи АРЧП ОЕС України

На рисунку 2.1 позначено: SCADA/AGC – система автоматичного керування генерацією (центральный регулятор); С – сервери; ПТЧ – пристрій точного часу; ПД – перетворювач даних; ПТМ – пристрої телемеханіки на об'єктах (електростанції, підстанції); КП – конвертор протоколів; ДК – декодер сигналів телевимірювань та телесигналізації; М – модем; КАУ – канална апаратура ущільнення; КЗ – канали зв'язку; АУ – апаратура управління; ССУ «Ovation» – станційна система управління «Ovation»; КВРП – контролер відкритого розподільчого пристрою; АК – агрегатні контролери; ДТ – давачі телевимірювань та телесигналізації; ГГ – гідрогенератор; ТВ – сигнали телевимірювання; ТС – сигнали телесигналізації; КД – керуюча дія на гідрогенератор.

При ввімкненні центрального (системного) регулятора в роботу SCADA/AGC завантажує і оброблює поточні дані, які вона отримує від віддалених об'єктів (ГЕС) та пристроїв телемеханіки, та запускає наступну послідовність задач АРЧП, до складу яких входить:

- обчислення помилки регулювання області;
- видача позапланових завдань;
- контроль резервів вторинного регулювання;
- контроль якості роботи.

Телевимірювання перетоків активної потужності та телесигналізація про стан міждержавних ліній зв'язку надходять до системи SCADA безпосередньо з пристроїв телемеханіки, які розташовані на об'єктах (електростанціях, підстанціях), а також через конвертори протоколів, які знаходяться в енергосистемах. Крім того, по виділених каналах зв'язку SCADA/AGC-ССУ «Ovation» ГЕС за допомогою ССУ «Ovation» в систему SCADA передаються сигнали ТВ, ТС про стан гідроагрегатів ГЕС ОЕС України, поточну потужність гідроагрегатів, наявних діапазонах регулювання ГА та ГЕС. Ця інформація передається до системної частини САРЧП ОЕС України (SCADA/AGC), де виконуються відповідні розрахунки та визначаються необхідні позапланові завдання. Від системної частини САРЧП ОЕС України

через систему SCADA та канали зв'язку SCADA/AGC-CCU «Ovation» ГЕС позапланові завдання передаються на ГЕС, де розподіляються між ГА у відповідності з алгоритмами групового регулювання активної потужності CCU «Ovation». Саме алгоритм розподілення позапланового завдання потребує уваги та вивчення, адже є не досконалою частиною САРЧП [2].

2.2 Аналіз існуючого алгоритму розподілу навантаження САРЧП ОЕС України

На протязі останніх 16 років в об'єднаній енергетичній системі України працює система автоматичного регулювання частоти та активної потужності, функція якої регулювання частоти в енергосистемі України при ізольованій роботі та регулювання перетоків активної потужності міждержавними лініями електропередачі в режимі паралельної роботи енергосистеми України з системами сусідніх країн з підтримкою нульового сальдо. Найважливішу роль в САРЧП, завдяки власній маневровості, відіграють потужні гідроелектростанції (ГЕС). Ведення режиму за частотою та активною потужністю здійснюється програмним комплексом, до складу якого входить підсистема автоматичного управління генерацією (центральний регулятор САРЧП), який встановлений в Укренерго. У випадку відхилення від заданого режиму роботи енергосистеми з центрального регулятора автоматично посиляються завдання(сигнали) на ГЕС, де приймаються і обробляються системами станційного управління та розподіляються між гідроагрегатами. В результаті ГЕС змінює потужність в ту чи іншу сторону, тим самим виводячи параметри перетоків по міждержавних лініях електропередачі або частоти та потужності на необхідний рівень.

З 6 жовтня 2003 р САРЧП ОЕС України була введена в дослідну експлуатацію. На I етапі дослідної експлуатації планувалось, в регулюванні перетоків активної потужності на зв'язках Україна – Росія, залучити ГА трьох ГЕС: Київської, Кременчуцької та Дніпровської ГЕС-1. Регулювальний

діапазон становив 250-300 МВт, Фактично ж, з різних причин, протягом 2005-2017 років в САРЧП брали участь тільки 6 гідроагрегатів Дніпровської ГЕС-1. За умов перетоків активної потужності між сусідніми країнами, допустимий небаланс складає 100 МВт·год за 1 годину в один чи інший бік. При таких жорстких умовах завдання центрального регулятора САРЧП змінювалось в дуже короткі інтервали часу.

Останній фактор та недосконалість працюючого алгоритму призвели до великої кількості перевідних режимів «генераторний режим – режим синхронного компенсатора» з переходом через зону не рекомендованої роботи турбіни. Наслідком такої роботи стало активне зношення працюючого обладнання та значне збільшення кількості аварій на Дніпровській ГЕС-1.

Після хакерської атаки, 11 липня 2017 року Дніпровська ГЕС-1 була відключена від системи автоматичного регулювання, у зв'язку з чим регулювання міждержавного перетоку в перетині ОЕС України – Росія, Білорусь здійснювалось черговими диспетчерами в ручному режимі. Завдяки цьому кількість перевідних режимів зменшилась в середньому в 4 рази – це значно полегшило роботу гідроагрегатів. У жовтні 2017 року був введений в роботу новий алгоритм який не передбачає знаходження гідроагрегатів у зоні не рекомендованої роботи з виключенням роботи у режимі СК, та поступове підключення до САРЧП інших станцій каскаду: Каховської ГЕС, Середньодніпровської ГЕС, Київської ГЕС, Дніпровської ГЕС-2, Кременчуцької ГЕС, Канівської ГЕС.

2.2.1 Принцип роботи алгоритму САРЧП ОЕС України

Для кожного з гідроагрегатів існує обмеження максимальної потужності, яке розраховується як мінімальна з:

- значення лінії обмеження максимальної потужності як функції від напору $P_{\max} = f(H)$;

- значення оперативного обмеження максимальної потужності ГА.

Для кожного з гідроагрегатів існує обмеження мінімальної потужності, яке розраховується як максимальне з:

- значення лінії обмеження мінімальної потужності як функція від напору $P_{\min} = f(H)$;
- значення оперативного обмеження мінімальної потужності ГА.

Режим управління групи агрегатів від НЕК «Укренерго» має на увазі роботу ГРАП в складі ієрархічної системи автоматичного вторинного регулювання режимів роботи ОЕС України: ЦР САРЧМ → ГРАП → САУ ГА.

Робота системи ЦР САРЧМ в даний час передбачає виконання функцій автоматичного пуску/зупинки (або переведення між режимами СК і генераторний) агрегатів, але функція не використовується.

Алгоритм роботи системи наступним. Від ЦР САРЧМ ОЕС України ГРАП отримує завдання сумарної потужності для ГЕС. При чому завдання між станціями розподіляється пропорційно регульованому діапазону ГЕС. Від отриманого завдання віднімається сумарна потужність агрегатів, які не підключені під управління поточною групою. Частина, що залишилася завдання потужності розподіляється між агрегатами в групі рівномірно. При цьому, що розподіляється між агрегатами групи величина завдання проходить перевірку на відповідність умовам пуску/зупинки (переведення між режимами) чергового агрегату:

- перший ГА включається з зупиненого стану в генераторний режим, якщо уставка по активній потужності перевищує наступне порогове значення, МВт

$$P_{уст} \geq P_{\min} \cdot (1 + SR), \quad (2.1)$$

де P_{\min} - мінімальна потужність ГА, МВт;

SR - коефіцієнт обертового резерву, в.о.

Для ГА ГЕС ОЕС України $SR = 0,02$ в.о. (2 % від встановленої потужності ГА).

Наступний за рахунком ГА включається з зупиненого стану в генераторний режим, якщо уставка по активній потужності перевищує наступне порогове значення, МВт

$$P_{уст} \geq \sum P_{\max(n)} \cdot (1 - SR), \quad (2.2)$$

де $\sum P_{\max(n)}$ - сума максимальних наявних потужностей діючих ГА, МВт.

Зупинка ГА здійснюється, якщо уставка по активній потужності менше наступних порогових значень, МВт:

- у разі включення функції «Увімкнути/Вимкнути У повному діап. Р»

$$P_{уст} \leq \text{MIN}(\sum P_{\max(n-1)} \cdot (1 - SR - HYS); \sum P_{\min(n)} \cdot (1 + SR)); \quad (2.3)$$

- у разі відключення функції «Увімкнути/Вимкнути. У повному діап. Р»

$$P_{уст} \leq \sum P_{\max(n-1)} \cdot (1 - SR - HYS), \quad (2.4)$$

де $\text{MIN}()$ - функція визначення мінімального значення;

$\sum P_{\min}(n)$ - сума мінімальної потужності для N агрегатів в поточній конфігурації, МВт;

$\sum P_{\max}(n-1)$ - сума максимальної потужності без одного агрегату в поточному конфігурації, МВт;

HYS - коефіцієнт гістерезису (пуску / зупинки), що дозволяє уникнути непотрібних зупинок / пусків ГА внаслідок коливання уставки по активній потужності.

Останній за рахунком ГА, Підключений до системи ГРАПП відключається або переводиться в режим СК, якщо значення уставки по активної потужності буде менше, МВт

$$P_{уст} \leq P_{\min} \cdot \frac{(1-SR)}{2}. \quad (2.5)$$

З роботою нового алгоритму кількість перевідних режимів, по відношенню до старого алгоритму, зменшилась більш ніж в 10 разів. За нового алгоритму кількість перевідних режимів допустима для існуючого обладнання і є такою що не потребує змін. Проте питання оптимального використання водних ресурсів гідроагрегатами ГЕС Дніпровського каскаду не є вирішеним, розв'язок поставленої задачі можливий при максимізації загальнокаскадного ККД. На теперішній час, в алгоритм САРЧП закладено пропорційний принцип, який не враховує індивідуальні експлуатаційні характеристики турбін, які на різних станціях каскаду суттєво відрізняються одна від одної. Так характеристики турбін ГЕС Дніпровського каскаду приведені в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 - Характеристики турбін

ГЕС каскаду	Тип	Розрахунковий напір, м	Розрахункова витрата води, м ³ /с	Потужність, МВт
Київська ГЕС	ПЛ-15/3251-ГК-600	7,7	308	23
Канівська ГЕС	ПЛ-15/3251-ГК-600	7,2	310	19,2
Кременчуцька ГЕС	ПЛ-20-В-800	14,2	490	52
Середньодніпровська ГЕС	ПЛ-20-В-930 (2-8)	9,85	552	49
	ПЛ661ВБ930 (1)	9,85	552	45,4
Дніпровська ГЕС-1	РО-45-В-545 (6-9)	33,5	243,5	73,6
Дніпровська ГЕС-2	ПЛ-40-В-680 (5)	34,3	336	107
	ПЛ-40-В-700 (2)	34,3	388	120
Каховська ГЕС	ПЛ-20-В-800 (1,2,3,4,5)	13,8	485	60,5
	ПЛ 548-ВБ-800 (6)	13,8	485	58,5

Можна зрозуміти що кожна з турбін має індивідуальні експлуатаційні залежності які приведені у додатку А.

2.3 Аналіз основних методів оптимізації ОЕС

Однією з важливих особливостей функціонування ГЕС - є використання ними обмежених обсягів водосховищ для зберігання гідроенергетичних ресурсів. Використання обмеженої кількості води для виробництва електроенергії в будь-який інтервал часу впливає як на розподіл обсягів вироблення електроенергії в періоди регулювання, так і на сумарну вироблення станції. З економічної точки зору, використання запасів води призводить до динамічної залежності паливних витрат на виробництво електроенергії в окремих часових інтервалах періоду регулювання, що особливо проявляється в енергосистемах, в яких частка ГЕС становить значну частину.

Підвищення ефективності режимів енергосистем, в яких беруть участь ГЕС, добиваються шляхом оптимізації режимів її роботи. Так, протягом багатьох років, наукові діячі та проектно-інженерні організації все більшу увагу приділяють питанням оптимальних режимів ГЕС. Отримані розробки авторів використовуються як основа рішення режимних завдань в типових умовах енергосистем, але в силу того, що генерують об'єкти змінюють не тільки свій технологічний механізм, а й загальну частку участі в енергосистемі - з'являється необхідність коригувати стандартну методику під специфічні енергосистеми.

Класичні методи оптимізації режимів роботи електростанцій та енергосистем в цілому, викладені в роботах [17-26]. Варто також відзначити, що порівняння методів і алгоритмів оптимізації режимів, які були впроваджені на той момент в практику планування оптимальних режимів ЕЕС, оглядово представлені в [27].

Що стосується сучасних методів оптимізації, то особливо широке їх застосування почало формуватися з початку 50-х років минулого століття в період, коли завдання оптимізації стали вирішуватися за допомогою математичних апаратів, заснованих на методах визначення екстремумів цільових функцій. Так, розвиток методів оптимізаційних розрахунків енергосистем почалося з розгляду умов оптимального розподілу потужності між агрегатами і паралельно працюють електростанціями, що наочно відображено в [27-30] у таких авторів, як: А.В. Пантелеев, Т.А. Летова, Ю.М. Сидоркин, Ю.А. Секретарем, Т.В. Заколот, Б.Н. Мошкін, В.М. Горнштейн, Б.П. Мірошніченко, Е.В. Цветков, Д.А. Арзамасцев, М.Ш. Місріханов, П.С. Борщ і т.д.

В даний період часу також вперше було розглянуто оптимальний розподіл навантаження між тепловими станціями і між агрегатами методом невизначених множників Лагранжа, який до цього дня використовується в частині вирішення завдань станційної оптимізації [19, 31-37]. З плином часу, завдання оптимізації електроенергетичного режиму стали все більше зводитися до операційних завдань - проведення ряду операцій з подальшою виробленням системи дій, спрямованих на досягнення дотримання певного критерію. В даному випадку, ступінь досягнення оптимальності критерію стала описується деякою функцією, яку назвали цільовою функцією, яка в подальшому була здатна приймати дійсні числові значення. Так, якщо функція була сформульована математично, то метою операції ставало отримання екстремуму заданої цільової функції.

А найбільш складні оптимізаційні задачі, що несуть в собі облік накладених обмежень при веденні режимів, сформували у більшості авторів підхід до використання спеціальних математичних механізмів, що входять в розділи прикладної математики. Таким чином, дані методи вже мали можливість визначати екстремуми складних функцій за допомогою аналізу і знаходження аналітичних залежностей між складовими змінними. Так, використовувані методи для знаходження екстремуму функції при наявності

обмежень незабаром отримали назву методів математичного програмування, які склалися з лінійного, нелінійного, динамічного, а також стохастичного програмування. У загальному вигляді, оптимізаційна математична модель вже складалася з:

- формального опису завдання;
- критерію рішення задачі;
- незалежних і залежних змінних;
- рівнянь зв'язку між незалежними і залежними змінними;
- обмежень на змінні в формі рівностей та нерівностей, які зазвичай визначаються верхніми і нижніми межами зміни параметрів системи.

Для оптимізаційних задач велике значення стали мати величини одержуваних чисел і вид критеріїв ефективності. Так, з плином часу, стали виділяти однокритеріальні і багатокритеріальні задачі, які мали на увазі облік в режимних завданнях відразу декількох критеріїв оптимізації, наприклад, технічних, економічних і комерційних.

Що стосується генеруючих енерговузла, яким і приділено більшу увагу в даній роботі, то оптимізаційні заходи для розглянутих об'єктів часто є рішення внутрішньостанційних або загальнокасадних завдань, які в тій чи іншій мірі можуть вплинути на оптимальність режиму енергосистеми в цілому. В даному випадку найчастіше першочерговими є технічні критерії оптимізації, такі як: мінімум енергоресурсу, максимум вироблення електроенергії, максимум ККД і т.д.

В роботах [38, 40] розглянуто підходи до удосконалення попереднього алгоритму САРЧП як з точки зору зменшення кількості перевідних режимів, так і з точки зору оптимізації використання гідроенергетичним обладнанням ГЕС водних ресурсів шляхом максимізації загальностанційного ККД. За нового алгоритму роботи САРЧП задача зменшення кількості перевідних режимів не є актуальною. Задача оптимального використання водних ресурсів каскадом ГЕС за нового алгоритму також потребує вирішення, причому розроблена модель оптимізації загальностанційного ККД не підходить для її

вирішення, так як загальностанційний ККД є характеристикою окремої ГЕС, а не всього каскаду.

Питанням оптимізації режиму роботи каскаду ГЕС присвячені роботи [41-42]. Так в [41] розроблено метод управління водноенергетичними комплексами каскаду водосховищ ГЕС з урахуванням режимів роботи сільськогосподарських комплексів в умовах обмеженості водних ресурсів та рівних пріоритетів водокористування енергетичними та сільськогосподарськими галузями. У запропонованому методі оптимізуються витрати води на ГЕС, а цільовою функцією є прибуток. Недоліком запропонованого методу є те, що цільовою функцією є економічний, а не технічний показник, що унеможлиблює його використання в задачі розподілу навантаження між ГЕС, що працюють в САРЧП.

В [42] вирішується задача максимізації виробітку електричної енергії, а не оптимального відпрацювання завдання по активній потужності. Розподіл потужності між агрегатами ГЕС рівномірний без оптимізації пропуску води через гідровузол.

В [2] приведено алгоритм роботи САРЧП України зі вторинним регулюванням, яке забезпечується ГЕС України. Розподіл завдання між ГЕС виконується за пропорційним принципом, а між агрегатами ГЕС – за рівномірним принципом. Гідрологічний режим каскаду ГЕС та витрати води через гідровузол при цьому не розглядаються.

Серед найбільш поширених методів, які були розроблені для досягнення вищезазначених завдань, можна виділити і описати кілька методів, порівняння яких дозволить вибрати оптимальний і виробляти рішення задач дослідження з його допомогою.

3 ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ ГІДРОАГРЕГАТІВ ГЕС ДНІПРОВСЬКОГО КАСКАДУ

3.1 Оптимізація енергетичних режимів ГА

Рациональне використання водних ресурсів є важливим фактором економічного і соціального розвитку України. При цьому максимальний ефект досягається за комплексного підходу до використання водосховищ гідроелектростанцій (ГЕС), виходячи з інтересів усіх водокористувачів. Питання ефективного користування водосховищами є надзвичайно складним у всіх аспектах, враховуючи багато в чому суперечливі вимоги водокористувачів, різноманіття природних умов і впливу на навколишнє середовище. Для найбільш ефективного використання водних ресурсів та енергетичного потенціалу гідроелектростанцій Дніпровського каскаду необхідно вирішити задачу максимізації загальнокаскадного ККД та оптимізації витрат води на гідроагрегатах, що беруть участь у груповому регулюванні частоти та активної потужності (ГРАП) [43].

Протягом останніх 15 років в об'єднаній енергетичній системі (ОЕС) України працює система автоматичного регулювання частоти та активної потужності (САРЧП), до функцій якої входить [2, 39]:

- регулювання частоти при роботі ОЕС України в ізольованому режимі;
- регулювання перетоків активної потужності на міждержавних лініях електропередачі в режимі паралельної роботи ОЕС України з ОЕС сусідніх країн з підтримкою нульового сальдо.

Важливу роль в САРЧП, завдяки власній маневровості, відіграють ГЕС, які відпрацьовують завдання центрального регулятора (ЦР) САРЧП. При відхиленні від встановленого режиму роботи ОЕС з ЦР автоматично відправляються завдання на ГЕС Дніпровського каскаду, де приймаються і обробляються станційними системами ГРАП та розподіляються між гідроагрегатами (ГА). У результаті ГЕС змінює потужність в один чи інший

бік, що забезпечує необхідні параметри перетоків по міждержавним лініям електропередачі та частоту в ОЕС України [2].

Протягом 2005-2017 років в САРЧП брали участь 6 ГА Дніпровської ГЕС-1. За умов перетоків активної потужності між сусідніми країнами, допустимий небаланс складає 100 МВт·год за 1 годину в один чи інший бік. За таких жорстких умов завдання ЦР САРЧП змінювалось в дуже короткі інтервали часу. Останній фактор та недосконалість алгоритму призвели до великої кількості перевідних режимів ГА з переходом через зону nereкомендованої роботи турбіни. Наслідком такої роботи стало значне зношення працюючого обладнання та збільшення кількості відмов основного та допоміжного обладнання на Дніпровській ГЕС-1 [40].

Після відключення гідроагрегатів Дніпровської ГЕС-1 від САРЧП у червні 2017 року внаслідок вірусної атаки кількість перевідних режимів зменшилась в середньому в 4 рази – це значно полегшило роботу ГА. У жовтні 2017 року був введений в роботу новий алгоритм роботи САРЧП, який не передбачає перехід ГА через зону nereкомендованої роботи та поступове підключення до САРЧП інших станцій каскаду: Каховської ГЕС, Середньодніпровської ГЕС, Київської ГЕС, Дніпровської ГЕС-2, Кременчуцької ГЕС, Канівської ГЕС. З новим алгоритмом кількість перевідних режимів, по відношенню до старого алгоритму, зменшилась більше ніж в 10 разів [43]. Така кількість перевідних режимів є припустимою для існуючого обладнання і не потребує змін. Проте питання оптимального використання водних ресурсів гідроагрегатами ГЕС Дніпровського каскаду при роботі за новим алгоритмом САРЧП залишається не вирішеним.

Розглянемо як саме за новим алгоритмом розподіляється завдання потужності від ЦР та працюють ГА, що підключені до САРЧП:

- ГА, відповідно до експлуатаційних характеристик, працюють з потужністю в діапазоні рекомендованої роботи, МВт

$$P_{\max} \geq P_{ГА} \geq P_{\min} , \quad (3.1)$$

де P_{min} – верхня межа зони nereкомендованої роботи ГА;

P_{max} – номінальна потужність ГА;

- виключається можливість роботи ГА в режимі синхронного компенсатора. Діапазон регулювання активної потужності буде складати, МВт

$$P_{pezГПАП} = \sum_{i=1}^n (P_{max\ i} - P_{min\ i}), \quad (3.2)$$

де n – кількість гідроагрегатів, підключених до САРЧП;

- завдання від ЦР САРЧП відпрацьовують усі підключені гідроагрегати, замість відпрацювання завдання меншою кількістю агрегатів. Відповідно мінімальне завдання складає, МВт

$$P_{задmin} = \sum_{i=1}^n P_{min\ i}. \quad (3.3)$$

Важливою є реалізація останнього принципу, суть якого полягає в оптимальному розподілі навантаження між ГА, що беруть участь в САРЧП, не лише у межах станції, а в межах усього каскаду. Існуючий алгоритм дотримується пропорційно-рівномірного принципу. Отримане від ЦР значення потужності, відповідно з коефіцієнтом дольової участі, розподіляється між ГЕС Дніпровського каскаду, в свою чергу станційні системи управління рівномірно розподіляють отримане завдання між ГА [43]. Такий алгоритм не враховує індивідуальних характеристик кожної турбіни, які суттєво відрізняються одна від одної на різних ГЕС.

В роботі [43] розглянуто підхід до удосконалення існуючого алгоритму розподілу навантаження між ГЕС каскаду. Запропоновано максимізувати загальнокаскадний ККД шляхом оптимального розподілу навантаження між ГЕС, але сформована цільова функція та обмеження до неї не враховують індивідуальних особливостей кожного окремого ГА на станції та

оптимального розподілу завдання в межах станції. Такий підхід потребує двохетапного циклічного вирішення задачі, що ускладнює та сповільнює роботу алгоритму.

В роботах [38, 40] запропоновано удосконалення попереднього алгоритму роботи САРЧП з точки зору збереження ресурсу обладнання ГЕС шляхом зменшення кількості перевідних режимів з переходом через зону nereкомендованої роботи та максимізації загальностанційного ККД, що дозволяє оптимально використовувати гідроенергетичний потенціал річки. З існуючим алгоритмом питання кількості перевідних режимів стає не актуальним, а максимізації загальностанційного ККД стає недостатньо для досягнення максимально ефективного використання потенціалу ріки Дніпро.

В роботі [42] вирішено задачу максимального виробітку електроенергії, проте не приділено увагу оптимальному розподілу навантаження між гідроагрегатами ГЕС та не враховано особливості пропуску води крізь гідроспоруди.

З вищевикладеного можна зробити висновок, що задача оптимального розподілу навантаження між ГА ГЕС каскаду, що працюють в САРЧП, залишається не розв'язаною та потребує ретельного вивчення та вирішення.

Необхідно удосконалити існуючий підхід до розподілу навантаження між гідроагрегатами ГЕС Дніпровського каскаду, що працюють в САРЧП, шляхом врахування наступних факторів:

- необхідно врахувати індивідуальні особливості кожної гідротурбіни, що бере участь у САРЧП;
- необхідно врахувати особливості ведення водного режиму каскаду ГЕС;
- необхідно мінімізувати витрати води через кожен ГА;
- необхідно визначити дольову участь кожної станції каскаду в регулюванні;
- необхідно оптимізувати загальнокаскадний ККД ГА ГЕС Дніпровського каскаду.

3.2 Оптимізація методу розподілу активного навантаження між ГЕС каскаду

Відповідно до поставленої вище задачі, необхідно отримане від центрального регулятора САРЧП завдання $P_{зад}$ розподілити між n агрегатами, що встановлені на m станціях таким чином, щоб максимально ефективно використати енергетичний потенціал обладнання та водні ресурси ріки в межах припустимих рівнів б'єфів. Для вирішення поставленої задачі користуються двома критеріями, такими як мінімальні витрати гідроресурсу, м³/с

$$Q_j = \sum Q_i(P_i) \rightarrow \min, \quad (3.4)$$

або максимум загальнокаскадного ККД

$$\eta_{ij} \rightarrow \max, \quad (3.5)$$

де $i=1, \dots, n, j=1, \dots, m$.

Необхідні залежності для кожного ГА отримують виходячи з експлуатаційних характеристик турбін. Витратні характеристики вираховуються за виразом, м³/с

$$Q_i = \frac{P_i}{g \cdot H_i \cdot \eta_i(H_i)}, \quad (3.6)$$

де P_i - це робоча потужність ГА ГЕС, МВт;

H_i - робочий напір ГА ГЕС, м;

η_i - ККД ГА відповідно до напору та потужності;

g - прискорення вільного падіння, 9,81 м/с².

Основним показником, що характеризує ефективність роботи гідротурбіни, є її ККД, який представляє собою відношення вихідної потужності на валу генератора до вхідної потужності підведеного енергоносія (води)

$$\eta_i = \frac{P_{вих-i}}{P_{вх-i}}. \quad (3.7)$$

Тоді показником, який характеризуватиме ефективність роботи всієї станції, буде загальностанційний ККД, який буде визначатися, як відношення сумарної потужності всіх працюючих генераторів на станції до сумарної потужності підведеного енергоносія

$$\eta_j = \frac{\sum_{i=1}^n P_{вих-i}}{\sum_{i=1}^n P_{вх-i}}. \quad (3.8)$$

Відповідно, критерієм, ефективності роботи каскаду ГЕС є загальнокаскадний ККД, який дорівнює відношенню сумарної потужності всіх працюючих ГЕС на каскаді до сумарної потужності енергоносія, підведеного до кожної ГЕС

$$\eta = \frac{\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n P_{вих-i}}{\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n P_{вх-i}}, \quad (3.9)$$

де n – кількість ГА які підключені до САРЧП на станції;

m – кількість ГЕС які беруть участь у САРЧП.

У відповідності до діючого алгоритму САРЧП, діапазон регульованої потужності знаходиться в зоні рекомендованої роботи ГА [43]. В цьому

випадку, за умови, що напір дорівнює робочому напору на момент розподілу $H=H_{роб}=const$, цільова функція оптимізаційної задачі набуває наступного вигляду

$$F = \frac{\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n P_{ij}}{\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n P_{ij} / \eta_{ij} |_{H=H_j}} \rightarrow \max. \quad (3.10)$$

В такому випадку завдання активної потужності, сформоване ЦР САРЧП, яке необхідно розподілити між ГА ГЕС каскаду, дорівнює, МВт

$$P_{зад} = \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n P_{ij}. \quad (3.11)$$

Згідно з поставленою задачею обмеження для цільової функції наступні:

$$P_{ij}^{MAX} \geq P_{ij} \geq P_{ij}^{MIN}, \quad i=1, \dots, n; \quad j=1, \dots, m; \quad (3.12)$$

$$H_j^{MAX} \geq H_j \geq H_j^{MIN}, \quad j=1, \dots, m; \quad (3.13)$$

$$Q_{ij}^{MAX} \geq Q_{ij} \geq Q_{ij}^{MIN}, \quad i=1, \dots, n; \quad j=1, \dots, m. \quad (3.14)$$

У виразах (3.10)-(3.14):

F - цільова функція, що представляє собою загальнокаскадний ККД;

P_{ij} - потужність i -того ГА j -тої ГЕС, підключеного до САРЧП, МВт;

η_{ij} - ККД i -того ГА j -тої ГЕС, підключеного до САРЧП;

P_{ij}^{MIN} - мінімально припустима за режимом турбіни потужність i -того ГА j -тої ГЕС, підключеного до САРЧП, МВт;

P_{ij}^{MAX} - максимально припустима потужність i -того ГА j -тої ГЕС, підключеного до САРЧП, МВт;

H_j - робочий напір j -тої ГЕС, м;

H_j^{MAX} - максимальний напір j -тої ГЕС за форсованого підпірного рівня води у ВБ та рівня мертвого об'єму у НБ, м;

H_j^{MIN} - мінімальний напір j -тої ГЕС за рівня мертвого об'єму у ВБ та форсованого підпірного рівня води у НБ, м;

Q_{ij} - витрата води i -того ГА j -тої ГЕС, підключеного до САРЧП, м³/с;

Q_{ij}^{MAX} - максимальна витрата води i -того ГА j -тої ГЕС, підключеного до САРЧП, м³/с;

Q_{ij}^{MIN} - мінімальна витрата води i -того ГА j -тої ГЕС, підключеного до САРЧП, м³/с.

Сформована оптимізаційна задача має нелінійну цільову функцію та велику кількість обмежень у формі нерівностей. Виходячи з цих факторів, можна зробити висновок, про складність застосування методів безумовної оптимізації в даній задачі, які передбачають відсутність умов накладених на цільову функцію, а методи умовної оптимізації мають певні недоліки [44]. Одним з підходів, який дозволяє вирішити поставлену вище задачу, є використання генетичного алгоритму [45].

Генетичний алгоритм – це стохастичний пошуковий алгоритм, який ітеративно трансформує велику вибірку математичних об'єктів (популяцію) у кодовані рішення оптимізаційної задачі [46]. На практиці реалізувати роботу генетичного алгоритму зручно у програмному пакеті MATLAB. Рішенням сформованої задачі є вектор значень режимних потужностей кожного генератора каскаду ГЕС, підключеного до САРЧП, МВт

$$\bar{P} = \{P_1, P_2, \dots, P_{n \times m}\}, \quad (3.15)$$

де $n \times m$ - кількість ГА ГЕС Дніпровського каскаду, що беруть участь в САРЧП.

Згідно з запропонованим методом розподілу завдання ЦР, можна виконувати підключення до ГРАП гідроагрегатів всіх ГЕС Дніпровського каскаду, що беруть участь у САРЧП. Основні характеристики ГА, що беруть участь в САРЧП, представлені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 Характеристики ГЕС Дніпровського каскаду

ГЕС	Регулювальний діапазон гідроагрегату, МВт		Кількість гідроагрегатів на ГЕС	Кількість гідроагрегатів, одночасно підключених до САРЧП	Регулювальний діапазон гідроагрегату, МВт	Регулювальний діапазон ГЕС, МВт
	P_{MIN}	P_{MAX}				
Київська	10	22	20	8	12	96
Канівська	10	22	24	4	12	48
Кременчуцька	16	57	12	6	41	246
Середньодніпровська	20	48	8	3	28	84
Дніпровська 1	45	72	9	6	27	162
Дніпровська 2	70	119	8	3	49	147
Каховська	20	56	6	4	36	144
РАЗОМ						927

З таблиці 3.1 видно, що сумарний регулювальний діапазон САРЧП складає 927 МВт. Мінімальне значення завдання ЦР САРЧП при цьому складає 836 МВт, а максимальне значення 1736 МВт.

3.2 Реалізація запропонованого методу

Розглянемо оптимізацію роботи системи автоматичного регулювання частоти та потужності на Дніпровському каскаді ГЕС.

Експлуатаційні характеристики турбін ГЕС Дніпровського каскаду значно відрізняються одна від одної. Для формування цільової функції за експлуатаційними характеристиками турбін визначаються множини значень

$\eta_{ij}(P_{ij})$ для робочого значення напору на кожній станції $H=H_{розр}$, залежності у вигляді множин приведені в таблиці 3.2-3.3.

Таблиця 3.2 – Множини $\eta_{ij}(P_{ij})$, $Q_{ij}(P_{ij})$ для робочого значення напору ГЕС

Київська ГЕС			Канівська ГЕС			Середньодніпровська ГЕС			Дніпровська ГЕС-1		
ПЛ-20-ГК-600			ПЛ-20-ГК-600			ПЛ-20-В-930			РО-45-В-545		
Н=7,7 м			Н=7,2 м			Н=9,85 м			Н= 35 м		
Р, МВт	η , %	Q, м ³ /с	Р, МВт	η , %	Q, м ³ /с	Р, МВт	η , %	Q, м ³ /с	Р, МВт	η , %	Q, м ³ /с
5	88	75,22	5,5	90	84,18	14,5	92	163,11	43	87	143,95
5,58	89	83,02	6	91	90,83	15,5	92,5	173,41	46	88	152,24
6	90	88,26	6,8	92	101,81	17	93	189,17	48	89	157,08
7,17	91	104,31	9	93	133,31	19,4	93,5	214,73	51	90	165,04
8,5	92	122,31	11	93,2	162,58	26	93,7	287,16	55	91	176,03
12,5	93	177,94	12,5	93	185,15	32	93,5	354,19	58	92	183,61
15,33	92	220,59	16,6	92	248,55	37,1	93	412,84	62	93	194,16
16,67	91	242,51	18,7	91	283,07	41	92,5	458,71	68	93,5	211,82
17,92	90	263,59				43,8	92	492,69	71	93	222,35
18,67	89	277,71				48	91	545,88			

Таблиця 3.3 – Множини $\eta_{ij}(P_{ij})$, $Q_{ij}(P_{ij})$ для робочого значення напору ГЕС

Кременчуцька ГЕС			Каховська ГЕС			Дніпровська ГЕС-2		
ПЛ-20-В-800			ПЛ-20-В-800			ПЛ-40-В-700		
Н=14,2 м			Н=13,8 м			Н= 35 м		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Р, МВт	η , %	Q, м ³ /с	Р, МВт	η , %	Q, м ³ /с	Р, МВт	η , %	Q, м ³ /с
12,5	88	101,969	13,67	91	110,963	43	89	140,715
14	89	112,922	15	91,5	121,093	48,2	90	155,979
16,2	90	129,215	16,5	92	132,479	53,9	91	172,508
18	91	141,995	19,3	92,5	154,123	60	92	189,944
21	92	163,860	25	92,75	199,103	67,1	93	210,137

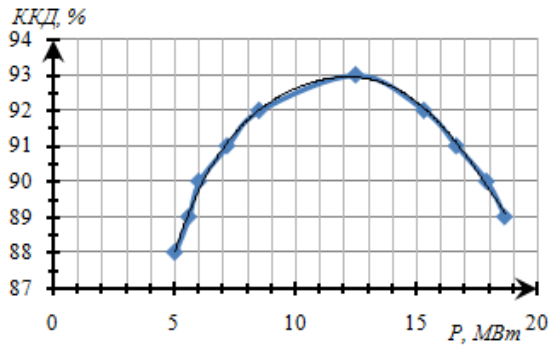
Продовження таблиці 3.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
25,8	93	199,149	31	92,5	247,555	72	93,5	224,276
29	93,5	222,653	33,3	92	267,367	77,5	94	240,125
31	93,75	237,374	36,7	91,5	296,276	82	94,25	253,393
37,3	94,2	284,250	39,7	91	322,256	88,5	94,5	272,756
44,3	93,75	339,215	42,6	90	349,638	100	94,6	307,873
47	93,5	360,851	46,5	89	385,935	109	94,5	335,937
50,1	93	386,720	49	88	411,306	120	94,25	370,820
54,2	92	422,916	52,3	87	444,052	127	94	393,495
58	91	457,540	54,7	86	469,831			
60,5	90	482,564						
62,9	89	507,344						

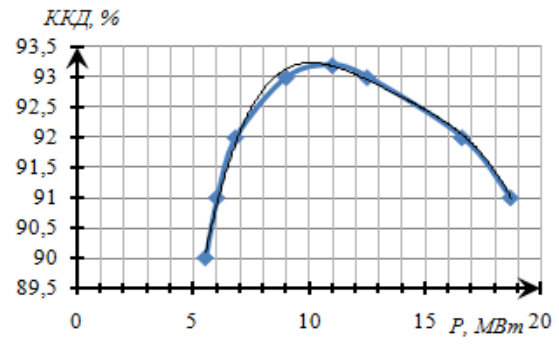
Таблиця 3.4 Аналітичні вирази експлуатаційних характеристик ГЕС Дніпровського каскаду за фіксованих значень напорів

ГЕС	Тип турбіни	H, м	Аналітичний вираз $\eta(P)$	Коефіцієнт кореляції
Київська ГЕС	ПЛ20-ГК-600	7,7	$\eta_{i1}(P_{i1}) = 0,00216 \cdot P_{i1}^3 - 0,1728 \cdot P_{i1}^2 + 3,1506 \cdot P_{i1} + 76,4884$	0,995
Канівська ГЕС	ПЛ20-ГК-600	7,4	$\eta_{i2}(P_{i2}) = 0,00532 \cdot P_{i2}^3 - 0,25062 \cdot P_{i2}^2 + 3,5597 \cdot P_{i2} + 77,40222$	0,996
Кременчуцька ГЕС	ПЛ20-В-800	14,2	$\eta_{i3}(P_{i3}) = 0,0000389 \cdot P_{i3}^3 - 0,0131485 \cdot P_{i3}^2 + 0,8185555 \cdot P_{i3} + 80,00608$	0,997
Середньодніпровська ГЕС	ПЛ20-В-930	9,85	$\eta_{i4}(P_{i4}) = -0,0000161 \cdot P_{i4}^4 + 0,00217 \cdot P_{i4}^3 - 0,112 \cdot P_{i4}^2 + 2,521 \cdot P_{i4} + 73,1501$	0,996
Дніпровська ГЕС 1	РО45-В-545	35	$\eta_{i5}(P_{i5}) = -0,000317 \cdot P_{i5}^3 + 0,0453 \cdot P_{i5}^2 + 1,8004 \cdot P_{i5} + 105,829$	0,997
Дніпровська ГЕС 2	ПЛ40-В-700	35	$\eta_{i6}(P_{i6}) = 0,00000954 \cdot P_{i6}^3 - 0,004082 \cdot P_{i6}^2 + 0,53051 \cdot P_{i6} + 72,87803$	0,999
Каховська ГЕС	ПЛ20-В-800	13,8	$\eta_{i7}(P_{i7}) = 0,0001121 \cdot P_{i7}^3 - 0,0196 \cdot P_{i7}^2 + 0,777 \cdot P_{i7} + 83,878$	0,998

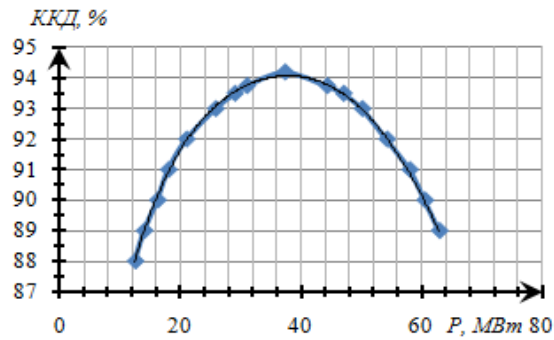
Залежності ККД від потужності $\eta_{ij}(P_{ij})$ апроксимуються поліномами третього та четвертого ступенів, за виразами, приведеними в таблиці 3.4 із коефіцієнтом кореляції не нижче 0,995 ($R^2 > 0,995$). Апроксимовані залежності у вигляді графіків наведені на рисунку 3.1.



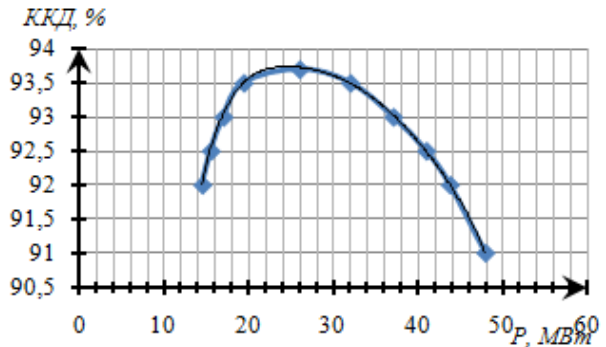
а) Київська ГЕС



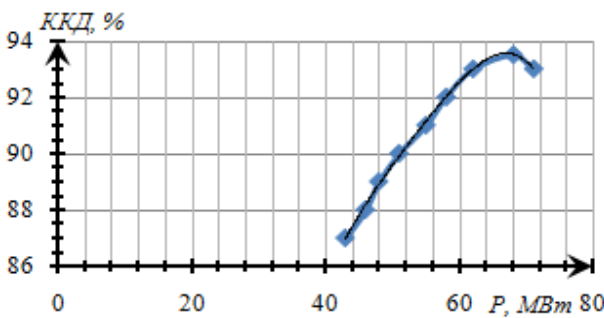
б) Канівська ГЕС



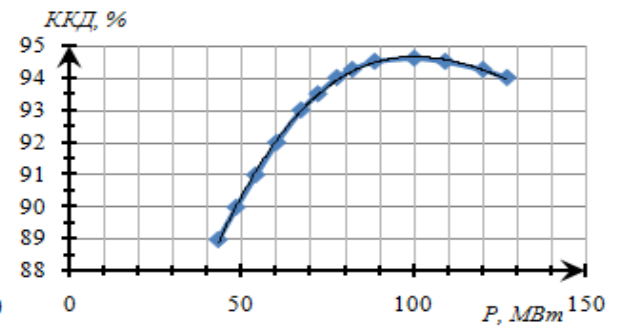
в) Кременчуцька ГЕС



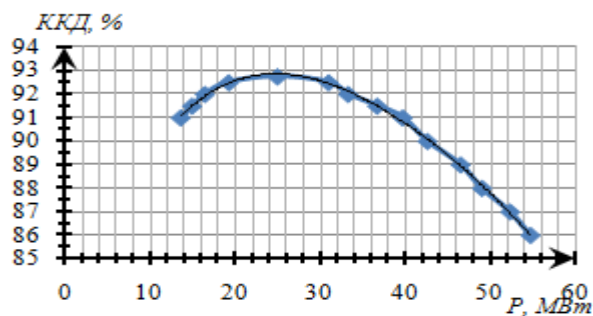
г) Середньодніпровська ГЕС



д) Дніпровська ГЕС-1



е) Дніпровська ГЕС-2



є) Каховська ГЕС

Рисунок 3.1 Апроксимація експлуатаційних характеристик гідротурбін ГЕС Дніпровського каскаду за фіксованих значень напорів

Розглянемо випадок коли необхідно розподілити 1100 МВт між 34 ГА ГЕС Дніпровського каскаду. Цільова функція приймається відповідно до виразу (3.10).

Обмеження у вигляді рівності відповідно до виразу (3.11), МВт

$$P_{зад} = 1100. \quad (3.16)$$

Обмеження у вигляді нерівностей для кожного ГА станції мають вигляд згідно до виразів (3.12)-(3.14).

Для турбін ПЛ20-ГК-600 Київської ГЕС, МВт

$$10 \leq P_{i1} \leq 22, \quad i=1, \dots, 8. \quad (3.17)$$

Для турбін ПЛ20-ГК-600 Канівської ГЕС, МВт

$$10 \leq P_{i2} \leq 22, \quad i=1, \dots, 4. \quad (3.18)$$

Для турбін ПЛ20-В-800 Кременчуцької ГЕС, МВт

$$16 \leq P_{i3} \leq 57, \quad i=1, \dots, 6. \quad (3.19)$$

Для турбін ПЛ20-В-930 Середньодніпровської ГЕС, МВт

$$20 \leq P_{i4} \leq 48, \quad i=1, \dots, 3. \quad (3.20)$$

Для турбін РО45-В-545 Дніпровської ГЕС-1, МВт

$$45 \leq P_{i5} \leq 72, \quad i=1, \dots, 6. \quad (3.21)$$

Для турбін ПЛ40-В-700 Дніпровської ГЕС-2, МВт

$$70 \leq P_{i6} \leq 119, i=1, \dots, 3. \quad (3.22)$$

Для турбін ПЛ20-В-800 Каховської ГЕС, МВт

$$20 \leq P_{i7} \leq 56, i=1, \dots, 4. \quad (3.23)$$

Для вирішення поставленої оптимізаційної задачі використано стандартний «солвер» GeneticAlgorithm. За допомогою генератора випадкових чисел сформовано початкову популяцію рішень та за допомогою операцій схрещування та мутації з урахуванням обмежень отримано оптимальне рішення поставленої задачі.

Цільова функція прописана в М-файлі виглядає так:

```
«FUNCTION Z=OPTIM_34NEW(P)
m(1)=0.00216*P(1)^3-0.17284*P(1)^2+3.1506*P(1)+76.48838;
m(2)=0.00216*P(2)^3-0.17284*P(2)^2+3.1506*P(2)+76.48838;
m(3)=0.00216*P(3)^3-0.17284*P(3)^2+3.1506*P(3)+76.48838;
m(4)=0.00216*P(4)^3-0.17284*P(4)^2+3.1506*P(4)+76.48838;
m(5)=0.00216*P(5)^3-0.17284*P(5)^2+3.1506*P(5)+76.48838;
m(6)=0.00216*P(6)^3-0.17284*P(6)^2+3.1506*P(6)+76.48838;
m(7)=0.00216*P(7)^3-0.17284*P(7)^2+3.1506*P(7)+76.48838;
m(8)=0.00216*P(8)^3-0.17284*P(8)^2+3.1506*P(8)+76.48838;
m(9)=0.00532*P(9)^3-0.25062*P(9)^2+3.55970*P(9)+77.40222;
m(10)=0.00532*P(10)^3-0.25062*P(10)^2+3.55970*P(10)+77.40222;
m(11)=0.00532*P(11)^3-0.25062*P(11)^2+3.55970*P(11)+77.40222;
m(12)=0.00532*P(12)^3-0.25062*P(12)^2+3.55970*P(12)+77.40222;
m(13)=0.0000389*P(13)^3-0.0131485*P(13)^2+0.8185555*P(13)+80.006078;
m(14)=0.0000389*P(14)^3-0.0131485*P(14)^2+0.8185555*P(14)+80.006078;
m(15)=0.0000389*P(15)^3-0.0131485*P(15)^2+0.8185555*P(15)+80.006079;
```


$$\begin{aligned}
m(16) &= 0.0000389 * P(16)^3 - 0.0131485 * P(16)^2 + 0.8185555 * P(16) + 80.006079; \\
m(17) &= 0.0000389 * P(17)^3 - 0.0131485 * P(17)^2 + 0.8185555 * P(17) + 80.006079; \\
m(18) &= 0.0000389 * P(18)^3 - 0.0131485 * P(18)^2 + 0.8185555 * P(18) + 80.006079; \\
m(19) &= -0.000016106 * P(19)^4 + 0.002174981 * P(19)^3 - \\
& 0.112069376 * P(19)^2 + 2.520828782 * P(19) + 73.150143431; \\
m(20) &= -0.000016106 * P(20)^4 + 0.002174981 * P(20)^3 - \\
& 0.112069376 * P(20)^2 + 2.520828782 * P(20) + 73.150143431; \\
m(21) &= -0.000016106 * P(21)^4 + 0.002174981 * P(21)^3 - \\
& 0.112069376 * P(21)^2 + 2.520828782 * P(21) + 73.150143431; \\
m(22) &= -0.000317 * P(22)^3 + 0.045339 * P(22)^2 - 1.800397 * P(22) + 105.829128; \\
m(23) &= -0.000317 * P(23)^3 + 0.045339 * P(23)^2 - 1.800397 * P(23) + 105.829128; \\
m(24) &= -0.000317 * P(24)^3 + 0.045339 * P(24)^2 - 1.800397 * P(24) + 105.829128; \\
m(25) &= -0.000317 * P(25)^3 + 0.045339 * P(25)^2 - 1.800397 * P(25) + 105.829128; \\
m(26) &= -0.000317 * P(26)^3 + 0.045339 * P(26)^2 - 1.800397 * P(26) + 105.829128; \\
m(27) &= -0.000317 * P(27)^3 + 0.045339 * P(27)^2 - 1.800397 * P(27) + 105.829128; \\
m(28) &= 0.00000954 * P(28)^3 - \\
& 0.00408194 * P(28)^2 + 0.53051182 * P(28) + 72.87802557; \\
m(29) &= 0.00000954 * P(29)^3 - \\
& 0.00408194 * P(29)^2 + 0.53051182 * P(29) + 72.87802557; \\
m(30) &= 0.00000954 * P(30)^3 - \\
& 0.00408194 * P(30)^2 + 0.53051182 * P(30) + 72.87802557; \\
m(31) &= 0.0001121 * P(31)^3 - 0.0196192 * P(31)^2 + 0.7777473 * P(31) + 83.8780983; \\
m(32) &= 0.0001121 * P(32)^3 - 0.0196192 * P(32)^2 + 0.7777473 * P(32) + 83.8780983; \\
m(33) &= 0.0001121 * P(33)^3 - 0.0196192 * P(33)^2 + 0.7777473 * P(33) + 83.8780983; \\
m(34) &= 0.0001121 * P(34)^3 - 0.0196192 * P(34)^2 + 0.7777473 * P(34) + 83.8780983; \\
Z &= - \\
& ((P(1)+P(2)+P(3)+P(4)+P(5)+P(6)+P(7)+P(8)+P(9)+P(10)+P(11)+P(12)+P(13)+P(\\
& 14)+P(15)+P(16)+P(17)+P(18)+P(19)+P(20)+P(21)+P(22)+P(23)+P(24)+P(25)+P \\
& (26)+P(27)+P(28)+P(29)+P(30)+P(31)+P(32)+P(33)+P(34))/(P(1)/m(1)+P(2)/m(2) \\
& +P(3)/m(3)+P(4)/m(4)+P(5)/m(5)+P(6)/m(6)+P(7)/m(7)+P(8)/m(8)+P(9)/m(9)+P(
\end{aligned}$$

10)/m(10)+P(11)/m(11)+P(12)/m(12)+P(13)/m(13)+P(14)/m(14)+P(15)/m(15)+P(16)/m(16)+P(17)/m(17)+P(18)/m(18)+P(19)/m(19)+P(20)/m(20)+P(21)/m(21)+P(22)/m(22)+P(23)/m(23)+P(24)/m(24)+P(25)/m(25)+P(26)/m(26)+P(27)/m(27)+P(28)/m(28)+P(29)/m(29)+P(30)/m(30)+P(31)/m(31)+P(32)/m(32)+P(33)/m(33)+P(34)/m(34));

END»

Після заповнення всіх параметрів модель отримує вигляд приведений на рисунку 3.2.

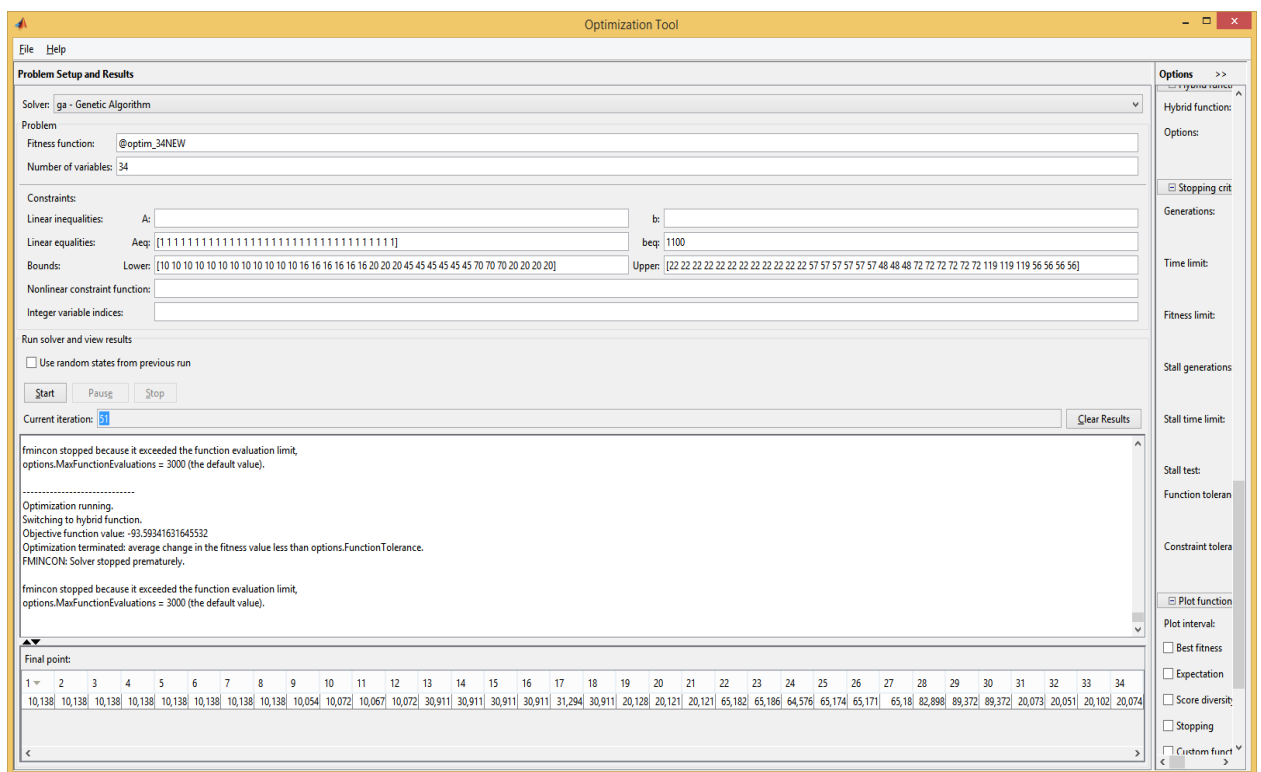


Рисунок 3.2 – Реалізація оптимізаційної задачі за допомогою генетичного алгоритму в MatLab

Налаштування солверу GeneticAlgorithm для правильної роботи запропонованої оптимізаційної моделі приведені на рисунку 3.3.

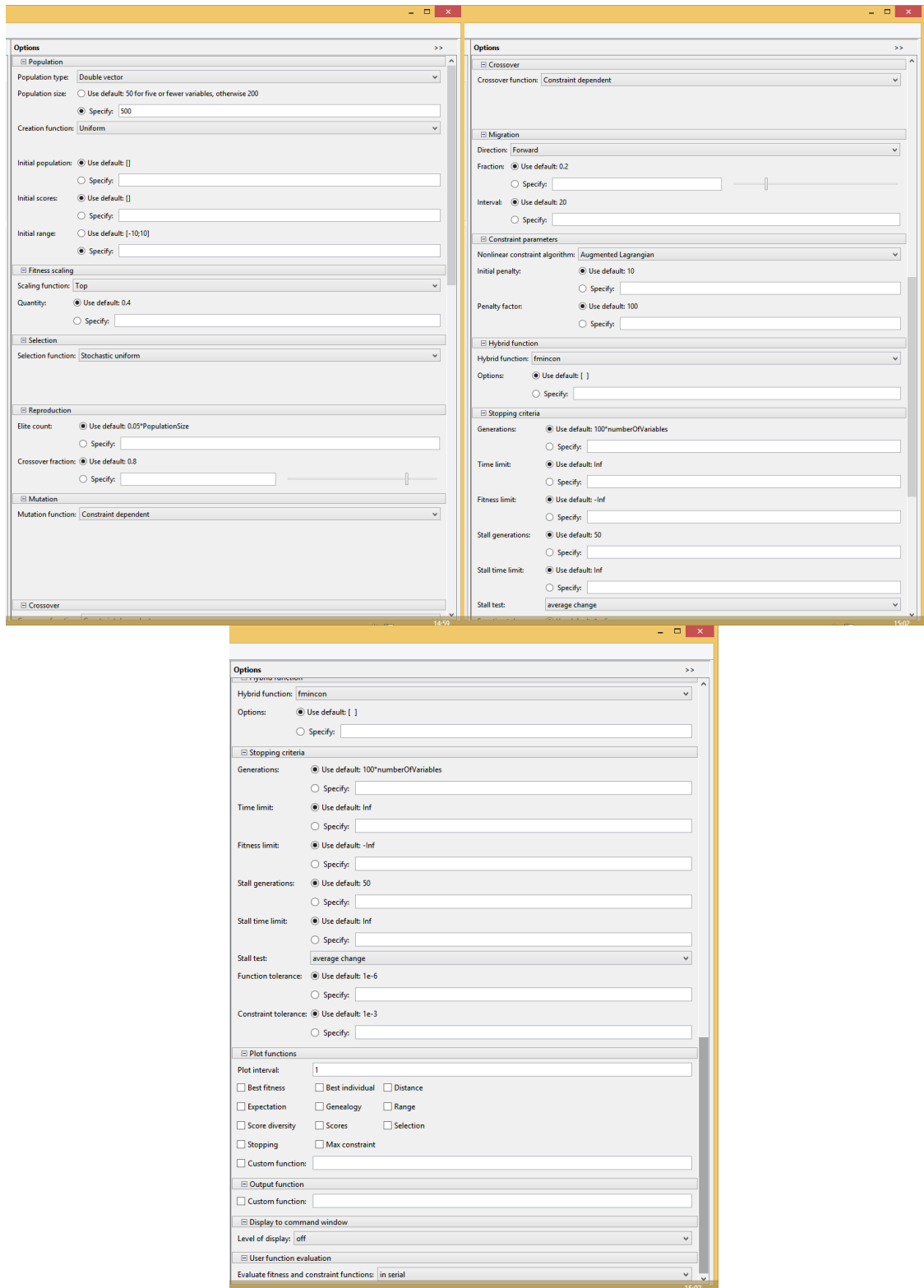


Рисунок 3.3 - Налаштування солверу GeneticAlgorithm

Результати розподілу навантаження між ГА ГЕС Дніпровського каскаду приведені в таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 - Результати розподілу навантаження між ГА ГЕС Дніпровського каскаду

ГЕС	№ ГА	P _п , МВт	P _о , МВт	Q _п , м ³ /с	Q _о , м ³ /с	ГЕС	№ ГА	P _п , МВт	P _о , МВт	Q _п , м ³ /с	Q _о , м ³ /с
Київська ГЕС	ГА1	13,727	10,150	195,913	144,612	Середньо- дніпровськ а ГЕС	ГА1	29,949	20,131	331,150	222,624
	ГА2	13,727	10,150	195,913	144,612		ГА2	29,949	20,131	331,150	222,624
	ГА3	13,727	10,150	195,913	144,608		ГА3	29,949	20,131	331,150	222,624
	ГА4	13,727	10,117	195,913	144,161	Дніпровська ГЕС-1	ГА1	44,923	65,110	149,174	203,221
	ГА5	13,727	10,154	195,913	144,666		ГА2	44,923	65,110	149,174	203,221
	ГА6	13,727	10,143	195,913	144,515		ГА3	44,923	65,110	149,174	203,221
	ГА7	13,727	10,150	195,913	144,609		ГА4	44,923	65,109	149,174	203,218
	ГА8	13,727	10,117	195,913	144,161		ГА5	44,923	65,111	149,174	203,226
Канівська ГЕС	ГА1	13,727	10,065	203,752	148,664	Дніпров- ська ГЕС-2	ГА6	44,923	65,114	149,174	203,235
	ГА2	13,727	10,081	203,752	148,885		ГА1	74,248	84,092	230,862	259,727
	ГА3	13,727	10,055	203,752	148,509		ГА2	74,248	88,767	230,862	273,642
	ГА4	13,727	10,080	203,752	148,877		ГА3	74,248	88,767	230,862	273,642
Кременчуцька ГЕС	ГА1	35,564	30,860	270,918	235,955	Каховська ГЕС	ГА1	34,940	20,076	280,896	160,333
	ГА2	35,564	30,860	270,918	235,955		ГА2	34,940	20,086	280,896	160,413
	ГА3	35,564	31,300	270,918	239,194		ГА3	34,940	20,066	280,896	160,259
	ГА4	35,564	30,860	270,918	235,955		ГА4	34,940	20,077	280,896	160,339
	ГА5	35,564	30,860	270,918	235,956	Сума:	1100	1100	7712,48	6505,42	
	ГА6	35,564	30,860	270,918	235,955						

В таблиці 3.5: P_n – потужність ГА ГЕС при існуючому пропорційно-рівномірному розподілі навантаження; P_o – потужність ГА ГЕС при оптимальному розподілі навантаження; Q_n – витрати води на ГА ГЕС при існуючому пропорційно-рівномірному розподілі навантаження; Q_o – витрати води на ГА ГЕС при оптимальному розподілі навантаження.

За такого розподілу заданого навантаження між ГА Дніпровського каскаду ГЕС загальнокаскадний ККД (цільова функція) досягає максимального значення 93,6 %. При цьому сумарні витрати води на каскаді складатимуть 6505,42 м³/с. Для порівняння, за існуючим алгоритмом загальнокаскадний ККД складатиме 91,9 %, що на 1,7 % менше за оптимальне значення. Сумарні витрати води на каскаді за існуючим алгоритмом складатимуть 7712,48 м³/с, що на 15,6 % більше ніж отримані при запропонованому підході до розподілу навантаження. Результати досліджень розподілу завдань ЦР у всьому регульованому діапазоні приведені у таблиці 3.6 та на рисунках 3.4-3.5.

Таблиця 3.6 - Результати розподілу завдань ЦР САРЧП

$P_{зад},$ МВт	Загально-каскадний ККД при пропорційному розподілі, %	Загально-каскадний ККД при оптимальному розподілі, %	$\Delta\eta, \%$	Сумарні загально-каскадні витрати води при пропорційному розподілі, м ³ /с	Сумарні загально-каскадні витрати води при оптимальному розподілі, м ³ /с	$\Delta Q, \text{м}^3/\text{с}$
1	2	3	4	5	6	7
900	90,963	92,125	1,162	6330,741	5520,802	809,939
950	91,224	92,816	1,592	6672,943	5656,021	1016,922
1000	91,466	93,129	1,663	7017,052	5865,802	1151,250
1050	91,686	93,379	1,693	7363,44	6230,662	1132,778
1100	91,881	93,593	1,712	7712,481	6505,895	1206,586
1150	92,047	93,737	1,69	8064,556	6767,591	1296,965

Продовження таблиці 3.6

1	2	3	4	5	6	7
1200	92,182	93,799	1,617	8420,049	7139,075	1280,974
1250	92,282	93,814	1,532	8779,351	7488,949	1290,402
1300	92,347	93,783	1,436	9142,859	7867,687	1275,172
1350	92,371	93,711	1,34	9510,981	8260,257	1250,724
1400	92,355	93,601	1,246	9884,136	8664,275	1219,861
1450	92,294	93,435	1,141	10262,76	9306,267	956,493
1500	92,187	93,258	1,071	10647,32	9838,077	809,243
1550	92,032	93,018	0,986	11038,29	10304,38	733,910
1600	91,827	92,695	0,868	11436,22	10784,39	651,830
1650	91,569	92,283	0,714	11841,67	11292,56	549,110
1700	91,285	91,763	0,478	12255,28	11862,92	392,360

В таблиці 3.6: $P_{\text{зад}}$ – завдання від ЦР САРЧП, МВт; $\Delta\eta$ – різниця ККД між рівномірно-пропорційним розподілом навантаження та оптимальним, %; ΔQ – різниця витрат води між рівномірно-пропорційним розподілом навантаження та оптимальним, м³/с.

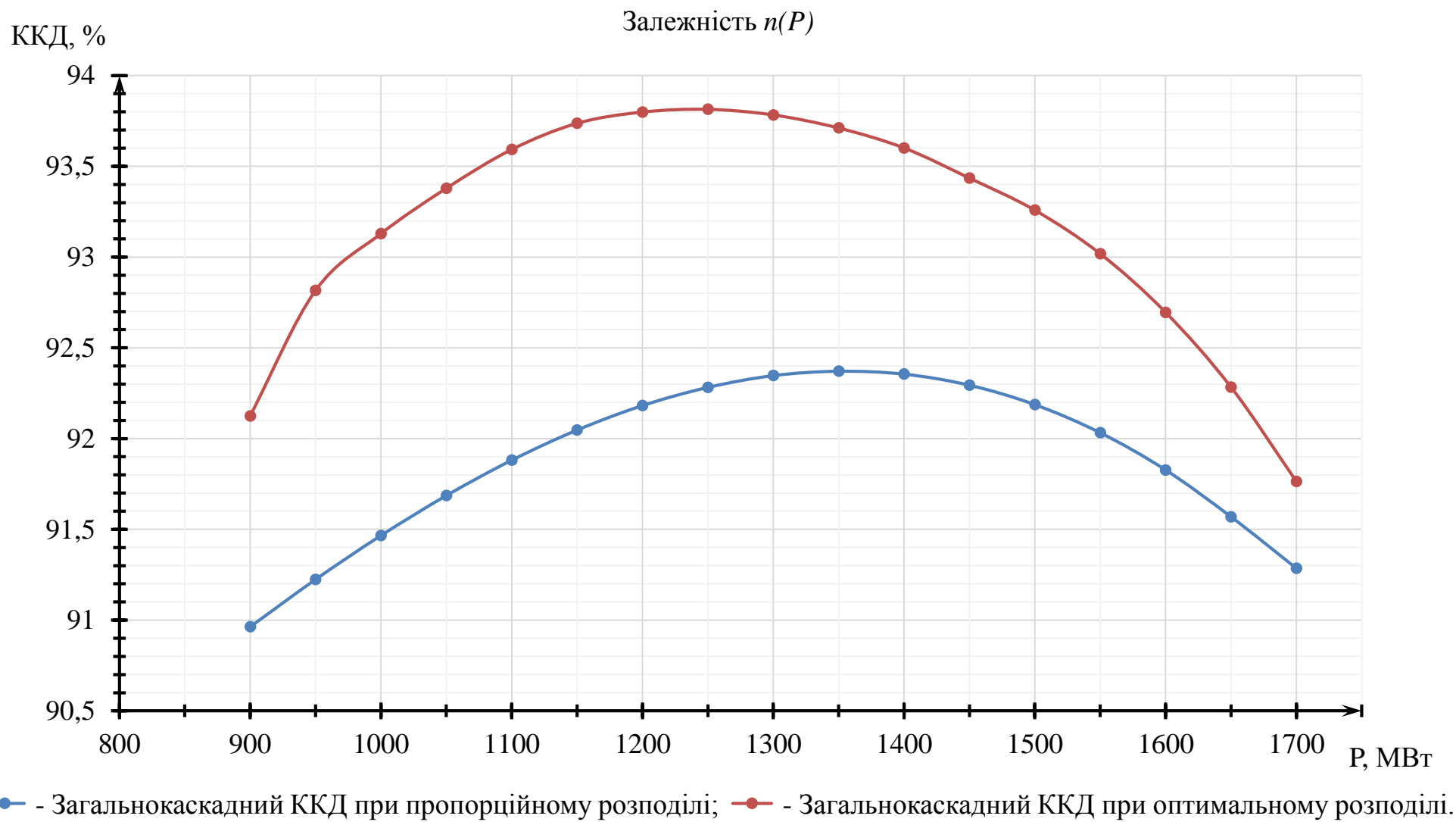


Рисунок 3.4 - Залежності ККД від потужності завдання ЦР САРЧП для каскаду ГЕС

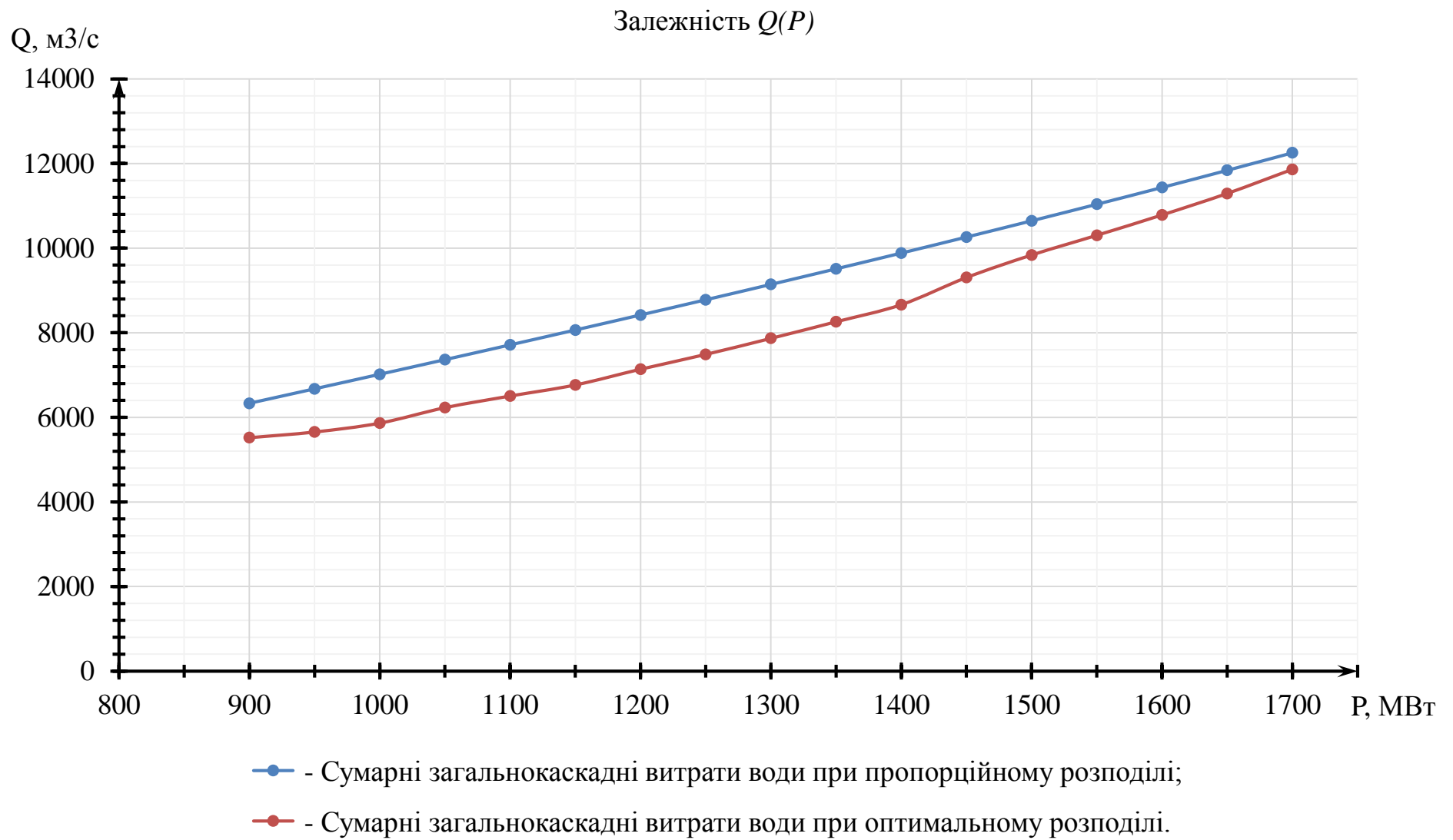


Рисунок 3.5 - Залежності витрат води від потужності завдання ЦР САРЧП для каскаду ГЕС

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ТЕХНОГЕННА БЕЗПЕКА

4.1 Основні небезпечні фактори на підприємстві

Під виробничими шкідливими факторами розуміють умови виробничого середовища, трудового та виробничого процесів, які за нераціональної організації праці впливають на стан здоров'я працівників та їх працездатність.

Шкідливі виробничі фактори за характером впливу поділяються на фізичні (токсичні речовини, пил, пара, газ), хімічні (параметри повітря у приміщенні (температура, вологість, швидкість руху повітря), вібрація, шум, нетоксичний пил, газ, пара, різні види випромінювань, освітленість), біологічні (мікроорганізми, бактерії, інфекції) та психологічні (фізичні та нервово-психічні перенавантаження, монотонність праці, емоційне перенавантаження).

Залежно від характеру походження виробничі шкідливі фактори поділяються на три групи:

- фактори, пов'язані з трудовим процесом. Вони зумовлені нераціональною організацією праці;

- фактори, пов'язані з виробничим процесом. Вони створюються за рахунок технічних недоліків виробничого устаткування. Майже всі вони нормуються шляхом установлення стандартів, санітарних норм і кількісно оцінюються;

- фактори, пов'язані із зовнішніми обставинами праці і виробництва.

Наслідком дії виробничих шкідливих факторів можуть бути:

- професійні захворювання або посилення захворювання, які вже має працівник;

- зниження працездатності та продуктивності праці.

Виробничий шум – це хаотична суміш різних за силою і частотою звуків, що виникають у середовищі і безпосередньо впливають на працездатність. Джерела шуму: всі види транспорту, насоси, промислові об'єкти, пневматичні

та електричні інструменти, верстати, будівельна техніка тощо. Вимірювання шуму на робочих місцях здійснюється шумовимірювачами та аналізаторами спектра шуму. Рівень шуму на робочих місцях потрібно контролювати не менше 1 разу на рік. Зниження шуму можна досягти шляхом заміни металу іншими матеріалами – пресованим текстолітом, капроном та різними пластмасами.

Вібрація – це тремтіння всього тіла або окремих його частин унаслідок виконання певних робіт. Джерелом вібрації є механічні, пневматичні й електричні інструменти ударної або обертальної дії, обладнання, встановлене без достатньої амортизації та віброізоляції, а також транспортні машини. За характером впливу на організм розрізняють загальну та локальну вібрацію.

На ГЕС високий рівень шуму та вібрації спостерігається у машинному залі. Це обумовлено роботою гідротурбін обертального руху, які і призводять до виникнення шуму та вібрації.

Вібропоглинання може бути здійснено: використанням конструктивних матеріалів з великим внутрішнім тертям; нанесенням на поверхню виробу шару пружнов'язких матеріалів, що мають потужне внутрішнє тертя. До засобів індивідуального захисту від вібрації відносяться: спеціальне віброзахистне взуття, рукавиці з м'якими надолонниками.

У загальному випадку небезпечні фактори, здатні ініціювати аварії ГЕС поділяються на природні та техногенні, зовнішні і внутрішні небезпеки [48].

4.2 Пожежна безпека

Категорія пожежної небезпеки приміщення – це класифікаційна характеристика пожежної небезпеки об'єкта, що визначається кількістю і пожежонебезпечними властивостями речовин і матеріалів, які знаходяться (обертаються) в них з урахуванням особливостей технологічних процесів, розміщених в них виробництв.

Відповідно до ОНТП 24-86, приміщення за вибухопожежною та пожежною небезпекою поділяють на п'ять категорій (А, Б, В, Г, Д). Якісним критерієм вибухопожежної небезпеки приміщень є наявність в них речовин з певними показниками вибухопожежної небезпеки.

Категорія А (вибухонебезпечні приміщення) - горючі гази, легкозаймисті речовини з температурою спалаху не більше 28°C в такій кількості, що можуть утворюватися вибухонебезпечні парогазоповітряні суміші, при спалахуванні котрих розрахунковий надлишковий тиск вибуху в приміщенні перевищує 5 кПа.

Категорія Б (вибухо-пожежонебезпечні приміщення) - вибухонебезпечний пил і волокна, легкозаймисті рідини з температурою спалаху більше 28°C та горючі рідини за температурних умов і в такій кількості, що можуть утворюватися вибухонебезпечні пилоповітряні або пароповітряні суміші, при спалахуванні котрих розвивається розрахунковий надлишковий тиск вибуху в приміщенні, що перевищує 5 кПа.

Категорія В (пожежонебезпечні приміщення) - горючі рідини, тверді горючі та важкогорючі речовини, матеріали, здатні при взаємодії з водою, киснем повітря або одне з одним горіти лише за умов, що приміщення, в яких вони знаходяться або використовуються, не належать до категорій А та Б.

Категорія Г - негорючі речовини та матеріали в гарячому, розжареному або розплавленому стані, процес обробки яких супроводжується виділенням променистого тепла, іскор, полум'я; горючі гази, спалимі рідини, тверді речовини, які спалюються або утилізуються як паливо.

Категорія Д - негорючі речовини та матеріали в холодному стані. Класифікація пожежонебезпечних та вибухонебезпечних зон визначається ДНАОП 0.00 - 1.32.01 «Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок» (ПБЕ).

4.3 Електробезпека при роботі з електроустановками

Робота в області електробезпеки повинна ґрунтуватися на продуманій, чіткій, конкретній системі заходів, що забезпечує повне й точне виконання «Правил технічної експлуатації електроустановок споживачів» і «Правил безпечної експлуатації електроустановок споживачів». Особливу увагу керівники електрогосподарства повинні приділяти найсуворішому виконанню вимог зазначених правил щодо утримування й експлуатації електричних мереж і станцій, включаючи розподільні пристрої, де за даними статистики найчастіше відбуваються нещасні випадки. Велика кількість нещасних випадків буває при обслуговуванні й ремонтах електроприводів, пускорегулюючої апаратури, електричного освітлення, зварювальних апаратів, електрифікованого транспорту, електроустаткування, піднімально-транспортних механізмів, ручного переносного електрифікованого інструменту, а також високочастотних установок.

Електроустановки по напрузі розділяються на дві групи: напругою до 1000 В та понад 1000 В. Практика свідчить, що електротравми, як уже було сказано вище, частіше трапляються в електроустановках з напругою до 1000В.

Більша частина нещасних випадків відбувається через низький рівень організації робіт, грубих порушень правил, у тому числі:

- безпосереднього дотику до відкритих струмоведучих частин і проводам;
- дотику до струмоведучих частин, ізоляція яких ушкоджена;
- дотику до струмоведучих частин за допомогою предметів з низьким опором ізоляції;
- відсутності або порушення захисного заземлення;
- впливу крокової напруги та ін.

Ступінь важкості електричного враження залежить від багатьох факторів: величини опору організму, тривалості дії, природи й частоти струму, шляхи його в організмі, умов зовнішнього середовища.

Результат електровраження залежить і від фізичного стану людини. Якщо він хворий, стомлений або перебуває в стані сп'яніння, душевної пригніченості, то дія струму особливо небезпечна. Безпечними для людини вважаються змінний струм до 10 мА й постійний - до 50 мА.

У якості профілактики електровражень виконуються різні заходи. Нижче розглядаються способи захисту людей від поразки електричним струмом у випадку виникнення напруги на обладнанні, що не перебуває під напругою.

Захисне заземлення. Так називається навмисна електричне з'єднання обладнання із землею за допомогою заземлювачів. Воно виконується з метою зниження напруги до безпечного. Відповідно до правил опір захисного заземлення не повинне перевищувати 4 Ом. Таким чином, при дотику до корпусу обладнання під напругою, людина включається паралельно в ланцюг струму. Але в цьому випадку завдяки невеликому опору заземлювачів через людину буде проходити струм безпечної величини.

Заземленню підлягають: корпуси електричних машин, трансформаторів, апаратів, світильників; приводи електричних апаратів; вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів; каркаси розподільних щитів керування, щитків і шафи; металеві конструкції розподільних пристроїв, металеві кабельні конструкції, металеві корпуси кабельних муфт; металеві оболонки й броні контрольних і силових кабелів, проводів; сталеві труби електропроводки й інші металеві конструкції, пов'язані з установкою електроустаткування; арматури світильників, металеві корпуси пересувних і переносних електроприймачів і ін.

Захисне занулення. Занулення – захисний захід, застосовуваний тільки в мережах із заземленою нейтраллю напругою до (220...380) В. Воно, як і заземлення, призначено для захисту людей, якщо вони доторкнуться до «пробитого» на корпус устаткування. Конструктивне занулення - приєднання підлягаючого захисту об'єкта до нульового проводу мережі.

Занулення викликано ненадійною роботою заземлення в цих умовах. Це

пояснюється тим, що при заземленні, у випадку пробією на корпус, струм однофазного короткого замикання між корпусом устаткування й заземленої нейтралі по своїй величині часто недостатній для розплавлювання каліброваних плавких вставок. І навпаки, при зануленні струм, що виникає при пробії напруги на корпус, буває достатнім для швидкого розплавлювання плавких вставок або спрацьовування максимального захисту. Однак і занулення не створює захисту у всіх випадках.

Захисне відключення. Так називається система захисту, заснована на автоматичному відключенні струмоприймача у випадку, якщо на його металевих частинах, що нормально не перебувають під напругою, з'являється струм. Захисне відключення виконується за допомогою автоматичних вимикачів або контакторів, оснащених спеціальним реле захисного відключення від мережі ушкодженого приймача струму. Перевага захисного відключення в його миттєвій (приблизно 0,02 с) дії. Крім того, захисне відключення може спрацьовувати навіть на самому початку появи ушкодження. Разом з тим, воно іноді не спрацьовує, якщо пригоряє контакт або відривається провід, але застосування його безумовно доцільно, особливо тоді, коли за якимись причинами не можна скористатися захисним заземленням або зануленням.

Ізолюючі засоби захисту діляться на основні й допоміжні. До основних належать: оперативні й вимірювальні ізолюючі штанги, та струмовимірювальні кліщі, покажчики напруги, ізолюючі пристрої й пристосування для ремонтних робіт (ізолюючі сходи, площадки й ін.). До допоміжного належать: діелектричні рукавички, боти, гумові килимки, ізолюючі підставки то що.

4.4 Техногенна та екологічна безпеки

Надзвичайна ситуація - обстановка в зоні можливого затоплення, що склалася в результаті аварії на гідротехнічному спорудженні, яка може

спричинити або спричинила за собою людські жертви, шкоду здоров'ю людей, шкоду довкіллю, матеріальні втрати, порушення життєдіяльності людей. Тобто, надзвичайна ситуація в зоні гідротехнічних споруд може нести у собі як техногенний так і природний характер.

Серед безпосередніх причин аварій на ДГЕС виділяються наступні:

- втрата стійкості гідротехнічних споруд через деформацію споруди, конструктивних елементів та підстави;
- втрата міцності споруд через накопичення пошкоджень і зносу конструкцій, а також конструктивних елементів та основ;
- недостатня пропускна здатність водопропускних споруд і переливи води через гребінь дамб;
- особливі причини, такі як диверсія, військові дії, помилки управління.

Відповідно до загальних вимог законодавств України забезпечення безпеки ГТС здійснюється на підставі таких основних вимог:

- забезпечення допустимого рівня ризику ГТС;
- безперервність експлуатації ГТС;
- здійснення заходів щодо забезпечення безпеки ГТС, в тому числі встановлення критеріїв їх безпеки, оснащення ГТС технічними засобами з метою постійного контролю за їх станом;
- забезпечення обслуговування ГТС працівниками необхідної кваліфікації;
- завчасне проведення комплексу заходів по максимальному зменшенню ризику виникнення НС на ГТС;
- дотримання правил безпеки ГТС;
- вдосконалення технічних систем контролю за станом ГТС;
- систематичний аналіз даних натурних спостережень і виявлення причин можливого зниження безпеки ГТС;
- контроль (моніторинг) контрольованих показників стану, природних і техногенних впливів на спорудження;
- забезпечення проведення регулярних обстежень ГТС;

- створення фінансових і матеріальних резервів, призначених для ліквідації можливих пошкоджень і відмов;
- метрологічне забезпечення;
- дотримання природоохоронних вимог;
- підтримання в постійній готовності локальних систем оповіщення про можливі НС.

Серед природних факторів, що впливають на ГТС, виділяють наступні:

- гідрологічний режим річки;
- сейсмічність району;
- інженерно-геологічні, гідрогеологічні особливості створу споруди, зони водосховища, підстав;
- природна варіабельність і мінливість у часі і просторі показників фізико-механічних властивостей ґрунтів і порід підстав;
- кліматичний вплив (температура і вологість повітря, температура води, вітер, опади);
- обвальна-зсувна небезпека;
- небезпека заторів;
- мінливість в часі і в просторі параметрів навантажень від природних впливів: прискорень коливань, швидкостей, напорів, градієнта напору, тисків, пульсацій, пульсацій тисків, напруг.

Техногенні фактори в свою чергу поділяються на:

- проектно-технологічні;
- будівельно-технологічні;
- експлуатаційно-технологічні чинники.

Порушення або повна руйнація ГТС відбувається з різних причин, з них найбільш поширеними є:

- обвалення укосів ґрунтових ГТС;
- перелив води через гребінь водопідпірної споруди;
- недостатня фільтраційна міцність і несуча здатність ґрунтів основи;
- недостатня фільтраційна міцність матеріалів, з яких зведено

водопідпирні споруди.

Причинами виникнення аварійних ситуацій Дніпровській ГЕС можуть бути:

- проходження високого паводку з витратами, що перевищують розрахункову пропускну здатність водопропускних споруд гідровузла водосховища;
- розмиви та замети водозабірних споруд;
- катастрофічні атмосферні опади (злива, снігопад), льодові і шугові явища;
- погіршення несприятливого фільтраційного режиму в місцях розташування гідровузла, огорожувальних напірних дамб водосховищ, а також підставах і примиканнях ГТС;
- зниження міцності і стійкості ГТС та окремих їх елементів;
- відмови в роботі гідромеханічного обладнання.

У місцевій інструкції повинні бути розглянуті найбільш ймовірні сценарії аварійних пошкоджень і по відношенню до них розроблені плани заходів. До місцевої виробничої інструкції має додаватися заздалегідь розроблена проектна документація щодо можливого запобігання і ліквідації найбільш імовірних аварійних руйнувань ГТС. Реалізація заходів, передбачених проектною документацією, повинна бути узгоджена з місцевими органами влади, підрозділами ДСНС і органом нагляду.

На ДГЕС є план ліквідації аварій на гідротехнічних спорудах (ПЛАС), затверджений головним інженером шахти ГЕС. Дії персоналу при експлуатації в екстремальних погодно-кліматичних умовах повинні бути встановлені в місцевій інструкції з експлуатації гідротехнічних споруд.

Даний документ розробляється на підставі НПАОП 0.00-4.33-99 «Положення щодо розробки планів локалізації та ліквідації аварійних ситуацій і аварій». План ліквідації аварійних ситуацій (ПЛАС) розробляється для підприємств, що мають справу з легкозаймистими, вибухонебезпечними та отруйними речовинами, а також, якщо використання виробничого обладнання

будь-яким чином може призвести до небезпечних ситуацій і непередбачуваних наслідків. До таких ситуацій належать вибухи установок, які знаходяться на відкритому повітрі, або випадки аварій на обладнанні, розташованому всередині виробничих приміщень. Як правило, вибух чи інші виробничі події тягнуть за собою небезпеку руйнування будівель, загрозу здоров'ю і життю співробітників, а також забруднення навколишнього середовища отруйними речовинами. Для своєчасного запобігання та усунення даних ситуацій необхідна розробка ПЛАС.

Основне завдання розробки плану ліквідації аварій полягає в тому, щоб гіпотетично змодельовати потенційні варіанти виникнення і послідовності розвитку НС на підприємстві. ПЛАС складається з:

- аналітичної частини, в якій наводиться аналіз небезпеки розглянутого об'єкта. При проведенні аналізу небезпеки об'єкту визначаються величини надлишкового тиску при вибуху газу (паро) повітряних сумішей у приміщенні, на відкритому майданчику і в обладнанні;

- оперативної частини, в якій описуються дії персоналу, посадових осіб підприємства, спецпідрозділів, спрямовані на локалізацію та ліквідацію можливої аварійної ситуації/аварії.

План створюється з урахуванням специфіки підприємства і впливу зовнішніх факторів. Крім цього ПЛАС повинен містити такі основні пункти:

- аналіз ступеня підготовки організації до виконання передбачених заходів з локалізації виробничих вибухів і викидів небезпечних речовин в робочу зону, а також перевірка рівня готовності спеціальних аварійно-рятувальних служб підприємства;

- необхідно чітко спланувати послідовність дій рятувальних служб і співробітників організації під час наступу НС та на кожній її стадії;

- розробка та впровадження плану профілактичних заходів, що сприяють скороченню можливих наслідків надзвичайних ситуацій та підвищення ефективності засобів і приладів, які відповідають за аварійну захист на даному підприємстві;

- визначення ступеня захищеності обладнання, робочого персоналу та будівель в разі настання НС; оцінка ефективності заходів, які прийнято застосовувати для попередження витоків і вибухів.

Розроблений і затверджений план необхідно переглянути, у разі якщо на виробництві було встановлено нове обладнання або апарат, а також у разі виникнення змін технологічного процесу виробництва. Кожні п'ять років (не рідше) план обов'язково підлягає процедурі перегляду і можливим доповненням.

ПЛАС необхідно узгодити з територіальними органами міста, яке знаходиться поряд з ГЕС: Держміськпромнагляду, Санітарно-епідеміологічною службою та при необхідності з органами місцевого самоврядування.

У всіх випадках, коли виникає загроза руйнування напірних гідротехнічних споруд ГЕС, необхідно термінове оповіщення в установленому порядку населення, органів державного нагляду за безпекою ГТС, органів виконавчої влади та органів місцевого самоврядування, на території яких розташовані ГТС, органів у справах цивільної оборони, надзвичайних ситуацій і ліквідації наслідків стихійних лих для прийняття відповідних рішень.

ВИСНОВКИ

В рамках першого розділу роботи, головна увага була приділена управлінню режимом електроенергетичної системи України. Так, за допомогою оглядового пункту були вивчені основні підходи до ведення оптимальних режимів енергосистеми, за допомогою вирішення завдань прогнозування і оптимізації електроенергетичного режиму системи, а також передумови до їх використання. Окрему увагу було приділено особливостям, якими характеризується режим роботи ГЕС в енергосистемі. Так, розгляд питань по обліку енергетичних параметрів, сезонності, слабких міжсистемних зв'язків, вимог і т.д. привели до висновку про те, що ефективне управління режимом енергосистеми, в якій беруть участь ГЕС, представляється можливим тільки за умови врахування та вирішення всіх зазначених аспектів. Була проаналізована сучасна існуюча система автоматичного регулювання частоти та потужності ОЕС України. Розгляд можливостей математичного моделювання в гідроенергетичній галузі призвело до адекватної оцінки можливості імітації поведінки реальної енергосистеми з урахуванням багатьох факторів, що дасть можливість відображати вимоги і обмеження, що пред'являються до режиму роботи ГЕС. В кінці роботи було приділено увагу існуючим методам оптимізації як роботи ГЕС, каскаду ГЕС та і ЕС в цілому.

В другому розділі проаналізовано діючий алгоритм розподілу навантаження між ГЕС каскаду, що працюють в САРЧП. Цей алгоритм, на відміну від попереднього, полегшує роботу основного та допоміжного обладнання ГЕС шляхом зменшення кількості перевідних режимів, але не забезпечує оптимального використання водних ресурсів ріки Дніпро.

В третьому розділі удосконалено підхід до розподілу завдання ЦР САРЧП між ГА ГЕС Дніпровського каскаду. Це дає можливість оптимально завантажити кожен станцію та кожен ГА. При цьому підвищується загальнокаскадний ККД та зменшуються витрати води на всіх ГЕС каскаду. Для Дніпровського каскаду ГЕС ККД зростає на (0,5...1,8) %, а витрати води

зменшуються на (5...18) %. Подальші розробки повинні бути спрямовані на удосконалення алгоритму, яке дозволить розподілити завдання від ЦР, яке знаходиться поза зоною регульованого діапазону та передбачить підключення або відключення певної частини агрегатів, що можуть працювати у системі ГРАП. Також доцільним є врахування можливості підключення до САРЧП гідроакumuлюючих електростанцій України [47].

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ

1. Волков О. В. Навчально-методичний посібник з дисципліни «Традиційна енергетика» / О. В. Волков. – ЗДІА, 2015р. – 84 с.
2. Яндульський О. С. Автоматичне регулювання частоти та перетоків активної потужності в енергосистемах / О. С. Яндульський, А. О. Стелюк, М.П. Лукаш. - К.: НТУУ «КПІ», 2010. – 88 с.
3. Литвинцев А. И. Управление режимами сложных электроэнергетических систем на основе интервального моделирования : автореф. дис. канд. техн. наук : / А. И. Литвинцев. – Иркутск, 2015. – 34 с.
4. European Technology Platform Smart Grids. Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the future / Directorate-General for Research Sustainable Energy Systems. – European Communities, 2006. – Режим доступу : http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/smartgrids_en.pdf.
5. Зайцев А. И. Многофункциональные силовые статические устройства для управления режимами электроэнергетических систем / А. И. Зайцев, В. Н. Крысанов // Энерго- и ресурсосбережение XXI век : сб. материалов X Междунар. науч.-практ. интернет-конф. – Воронеж, 2012. – С.70–72.
6. Бригадин С. И. Сравнительный анализ применения конденсаторных установок и компенсационных преобразователей при компенсации реактивной мощности [Электронный ресурс] / С. И. Бригадин, А. И. Зайцев // Электротехника : сетевой электронный науч. журн. – Воронеж : Изд-во ВГТУ, 2014. – Т. 1, № 2, – Режим доступа : <http://masters.donntu.org/2017/etf/babchenko/library/7.pdf>.
7. Голота А. Д. Автоматика в электроэнергетических системах / А. Д. Голота. – К.: Вища школа, 2006. – 368 с.
8. Комаров А.Н., Машанский А.М., Пономарева А.Н. Центральная координирующая система автоматического регулирования частоты и перетоков мощности СО-ЦДУ ЕЭС. Опыт разработки и эксплуатации систем первичного регулирования частоты и систем АРЧМ. – С. 136-139.

9. Комаров А. Н., Бондаренко А. Ф. Регулирование частоты в энергосистемах России в современных условиях // Электрические станции. – 2002. – № 4. – С. 36-43.

10. СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.156:2009 «Основні вимоги щодо регулювання частоти та потужності в ОЕС України. Настанов» [Електронний ресурс] - Режим доступа : ukrenergo.energy.gov.ua.

11. Денисевич К.Б. Развитие атомной энергетики та об'єднаних енергосистем [Електронний ресурс] / Нейман В.О. Сулейманов В.М. // – Режим доступа : <http://energetika.in.ua/ua/books/book-4>

12. Осадчук В.О Развитие теплоэнергетики та гідроенергетики [Електронний ресурс] / Поташник С.І. Філатов В.І. // – Режим доступа : <http://energetika.in.ua/ua/books/book-3>

13. Технический отчет «Анализ функционирования системы АРЧМ ОЭС Украины за период опытно-промышленной эксплуатации» и «Разработка рекомендаций по настройке параметров и изменениям алгоритмов работы гидроагрегатов ГЭС». - Киев, 2005. - 69 с.

14. Вихорев Ю.О., Денисевич К.Б., Сидоров О.Ф. Підвищення режимної керованості - умова паралельної роботи ОЕС України з енергооб'єднаннями інших країн // Праці міжнародної конференції «Енергетична безпека Європи. Погляд у ХХІ століття». - 2001. - С. 90-92.

15. Сидоров А.Ф., Воевода А.И., Денисевич К.Б. О необходимом количестве энергоблоков для регулирования частоты и мощности и их размещение по электростанциям Украины // Энергетика и электрификация. - 2000. - № 1. - С. 32-36.

16. Вихорев Ю.А. Проблема покрытия пиковых нагрузок. О способах решения // Электрические сети и системы. - 2005. - № 2. - С. 3-6.

17. Крумм Л. А. Методы оптимизации и управления электроэнергетическими системами / Л. А. Крумм. - Новосибирск : Наука, 1980. - 317 с.

18. Цветков Е. В. Оптимальные режимы электростанций в

энергетических системах / Е. В. Цветков, Т. М. Алабышева, Л. Г. Парфенов - Москва : Энергоатомиздат, 1984. - 304 с.

19. Горштейн В. М. Наивыгоднейшее режимы работы гидростанций в энергосистемах / В. М. Горштейн, - М. : Горэнергоиздат, 1959. - 248 с.

20. Оптимизация режимов энергетических систем / В. М. Синьков [и др.]. – К. : «Вища школа», 1976. - 308 с. .

21. Веников В. А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем: учеб. для вузов / В. А. Веников, В. Г. Журавлев, Т. А. Филиппова. – М. : Энергоиздат, 1981. - 464 с.

22. Методы оптимизации режимов энергосистем / В. М. Горштейн [и др.] ; под ред. В. М. Горштейна. – М.: Энергия, 1981. - 336 с.

23. Арзамасцев Д. А. АСУ и оптимизация режимов энергосистем : учеб. пособие для студ. вузов / Д. А. Арзамасцев, П. И. Бартоломей, А. М. Холян ; под ред. Д. А. Арзамасцева. – М.: Высш. шк. 1983. - 208 с.

24. Филиппова Т. А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем : учебник / Т. А. Филиппова, Ю. М. Сидоркин, А. Г. Русина - Новосибирск : НГТУ, 2007. - 356 с.

25. Jizhong Zhu. Optimization of Power System Operation / Jizhong Zhu. - New Jersey : Published by John Wiley & Sons, Inc., Publication, 2009. - 623 p.

26. Allen J. W. Power Generation Operation and Control / J. W. Allen, F. W. Bruce, B. Sh. Gerald. - Third ed. - New York : John Wiley & Sons, 2013. - 658 p.

27. Горштейн В. М. Методика наивыгоднейшего распределения нагрузки между параллельно работающими электростанциями / В. М. Горштейн // Электрические станции. - 1937. - № 12. - С. 7-18.

28. Шифринсон Б. Л. Наивыгоднейшее распределение нагрузки между параллельно работающими электрическими станциями / Б. Л. Шифринсон // Электрические станции. - 1930. - № 5. - С. 293-302.

29. Иванов Е. А. К вопросу о наивыгоднейшем распределении нагрузок между параллельно работающими агрегатами / Е. А. Иванов // Электричество. - 1930. - № 13. - С. 8-11.

30. Синьков В. М. Об экономических основах распределения нагрузок между электростанциями / В. М. Синьков // Электричество. - 1947. - №12. - С. 8-11.
31. Белинский С. Я. Оптимизация режимов работы ТЭЦ в энергосистемах / С. Я. Белинский // Теплоэнергетика. - 1967. - №3. - С. 31-35.
32. Горнштейн В. М. К вопросу о выборе наивыгоднейшего сочетания работающих агрегатов (распределения резерва) в системе / В. М. Горнштейн // Тр. ВНИИЭ. – М.; Ле.: Энергоиздат, 1961. - Вып.13, - С. 104-124.
33. Гераскин О. Т. Оптимизация режимов энергетических систем методом сопряженных приведенных градиентов / О. Т. Гераскин, Т. Г. Семенова // Изв. ВУЗов. Энергетика. - 1980. - №2. - С. 3-8.
34. Горнштейн В. М. Наивыгоднейшее распределение нагрузок между параллельно работающими электростанциями / В. М. Горнштейн. - Москва : Госэнергоиздат, 1949. - 198 с.
35. Смирнов К. А. Применение метода относительных приростов при расчете оптимального распределения мощностей в энергосистемах с учетом ограничений режима / К. А. Смирнов // Электричество. - 1964. - №7. - С. 18-23.
36. Златопольский А. Н. Расчеты наивыгоднейших режимов работы энергосистемы / А. Н. Златопольский, М. П. Ратнер // БТИ, ОРГРЭС. - 1961. - Вып. 4. - С. 14-20.
37. Златопольский А. Н. О наивыгоднейшем распределении тепловой нагрузки ТЭЦ между отдельными турбогенераторами / А. Н. Златопольский // Электрические станции. - 1961. - №11. - С. 12-16.
38. Літвінов В. В. Використання нечітких моделей та генетичних алгоритмів для удосконалення режиму групового регулювання активної потужності на ГЕС / В.В. Літвінов, Є.В. Галько // Гідроенергетика України. – 2016. – №1-2. – С.19-25.
39. Редин В.И. Принципы построения и организация взаимодействия системы SCADA/AGC – Centralog ГЭС / В.И. Редин, А.Г. Баталов, Ю.Н.

Бондаренко, Д.А. Олефир, А.Г. Денисенко // Электрические сети и системы. – 2004. – №3. – С.3-8.

40. Літвінов В.В. Удосконалення методу розподілу навантаження між гідроагрегатами з неідентичними характеристиками турбін / В.В. Літвінов, Є.В. Галько // Вісник НТУ «ХП». Серія: «Механіко-технологічні системи та комплекси». – 2015. – № 36. – С.131-137.

41. Дауд М.Д. Режим работы каскада ГЭС с водохранилищами энергосельскохозяйственного назначения: автореф. дис. канд. техн. наук: / Маан Даниэль Дауд. – СПб., 1995. – 18 с.

42. Султонов Ш.М. Оптимизация режимов работы энергосистемы с высокой долей гидроэлектростанций: автореф. дис. ... канд. техн. наук: / Шерхон Муртазокулович Султонов. – Новосибирск, 2016. – 20 с.

43. Літвінов В.В. Оптимізація розподілу навантаження між електростанціями каскаду ГЕС, які працюють в САРЧП / В.В. Літвінов // Гідроенергетика України. – 2018. – №3-4. – С.56-60.

44. Чейлитко А.О. Математичне моделювання та оптимізація процесів тепломасообміну / А.О. Чейлитко; – Запоріжжя: ЗДІА, 2018. – 146 с.

45. Goldberg D.E. Algoritymy geneticzne i ich zastosowania. – WNT. – Warszawa, 1995.

46. Бураков М.В. Генетический алгоритм: теория и практика: учебное пособие / М.В. Бураков. – СПб.: ГУАП, 2008. – 164 с.

47. Филипов О. Ю. Удосконалення методу групового регулювання активної потужності ГЕС Дніпровського каскаду / О.Ю. Филипов, В.В. Літвінов, В.В. Радченко // Гідроенергетика України. – 2019. – №3-4. – С.41-46.

48. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – Х.: Форт, 2012. – 404 с.

49. Ухов А.С. Охрана праці / А.С. Ухов – Запоріжжя: ЗДІА, 2006. – 12 с.

50. Правила устройства электроустановок. – Х.: Форт, 2009. – 704 с.

Експлуатаційні характеристики турбін ГЕС Дніпровського каскаду

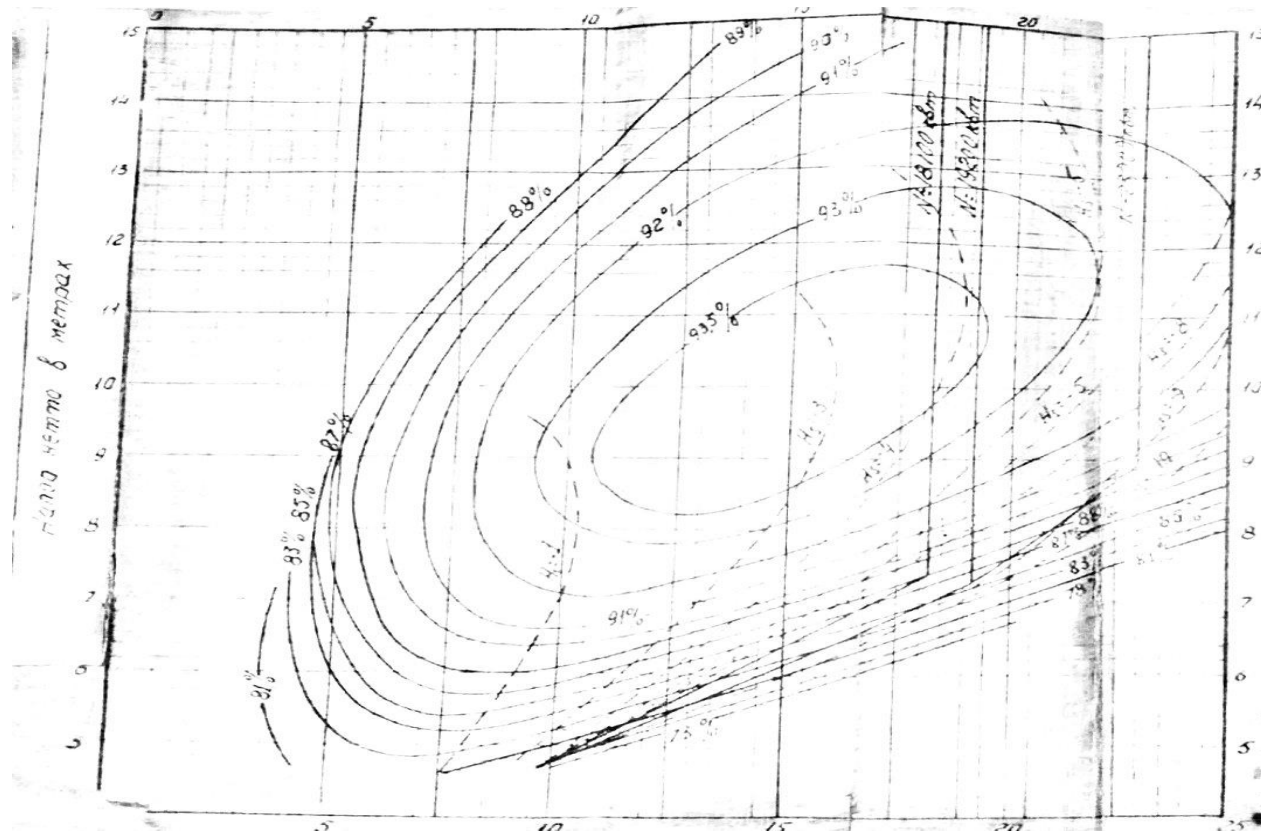


Рисунок А.1 - Експлуатаційна характеристика турбіни ПЛ-15/3251-ГК-600 Київської ГЕС

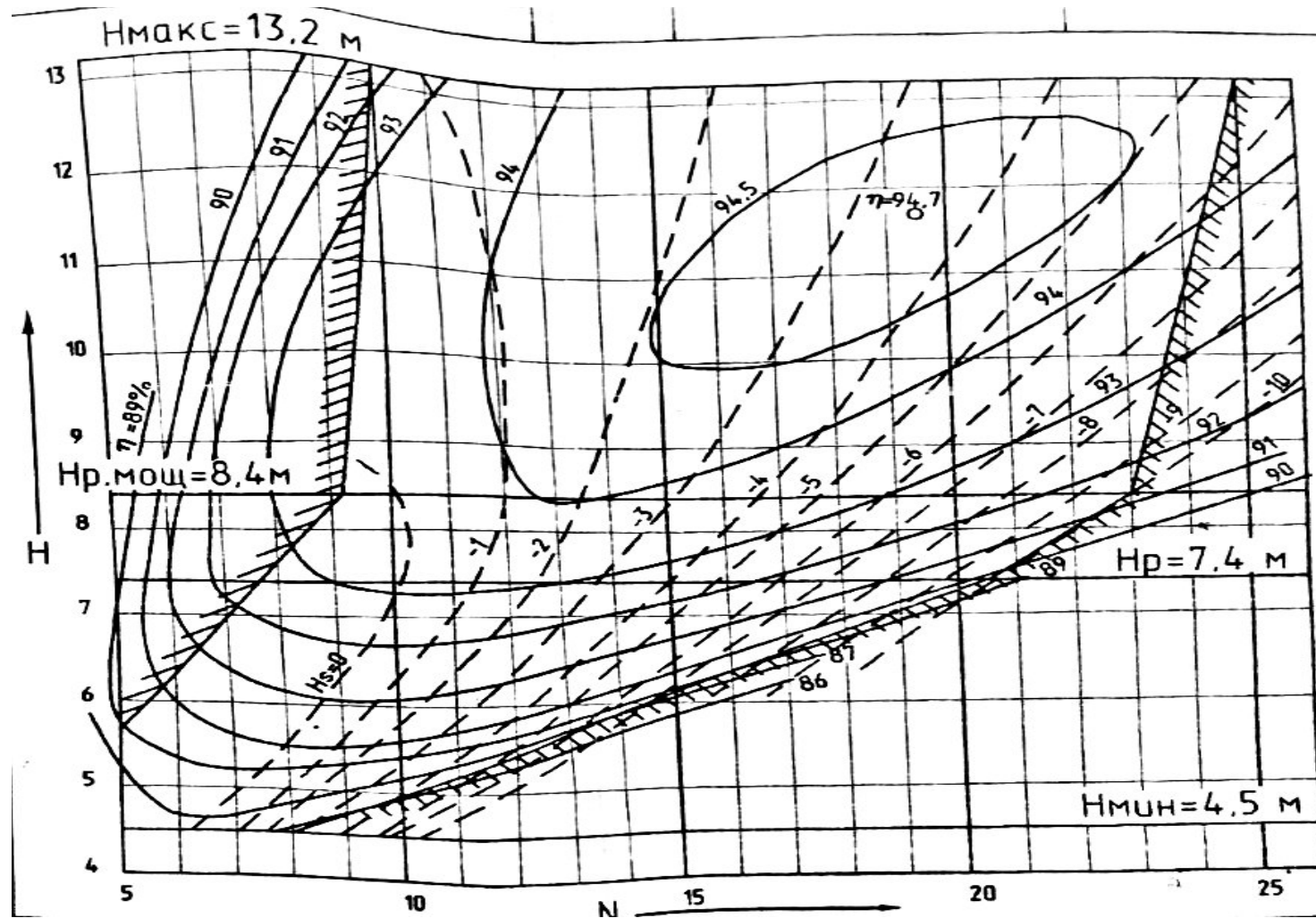


Рисунок А.2 - Експлуатаційна характеристика турбіни ПЛ-15/3251-ГК-600 Канівської ГЕС

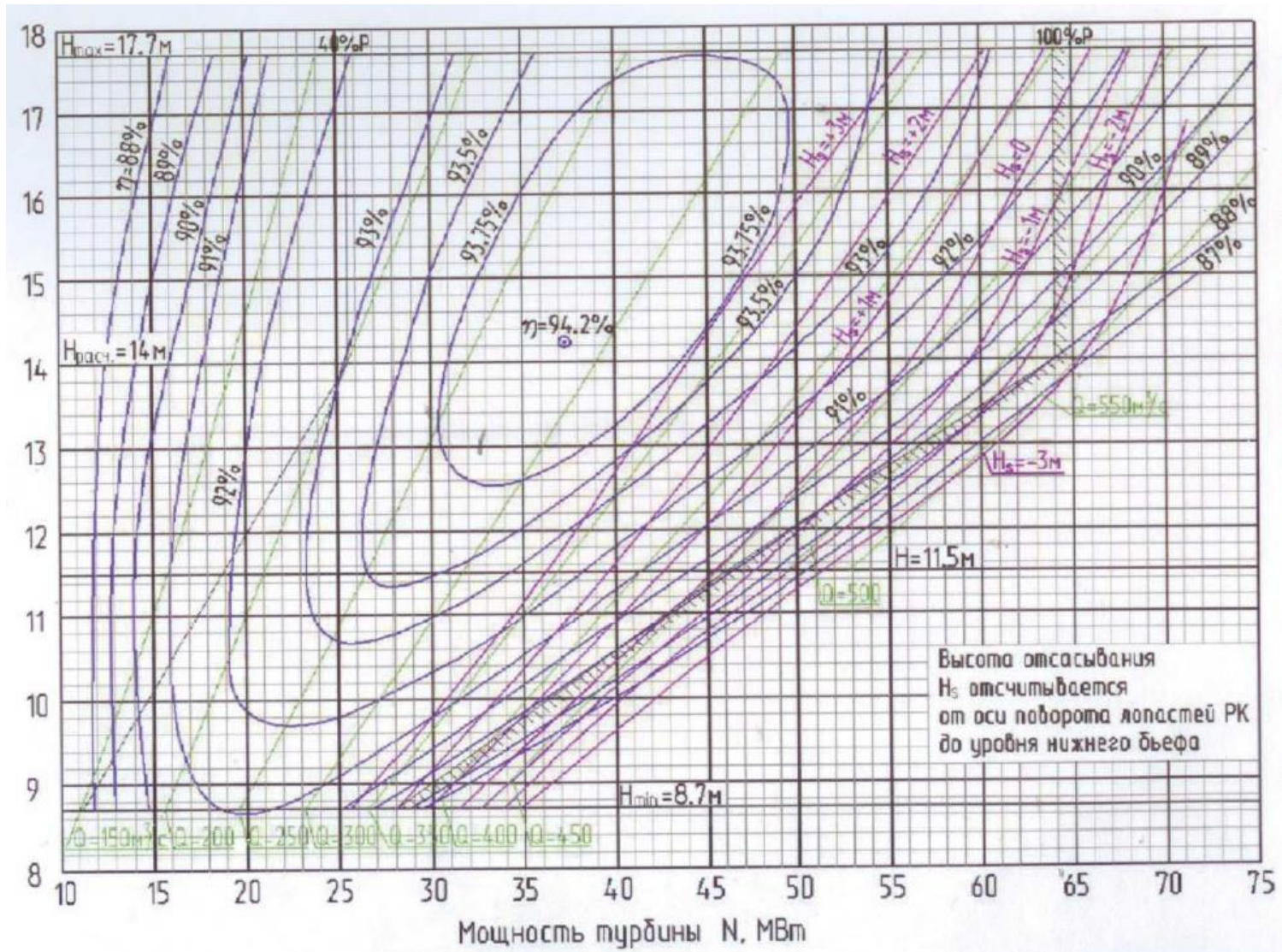


Рисунок А.3 - Эксплуатаційна характеристика турбіни ПЛ-20-В-800 Кременчуцької ГЕС

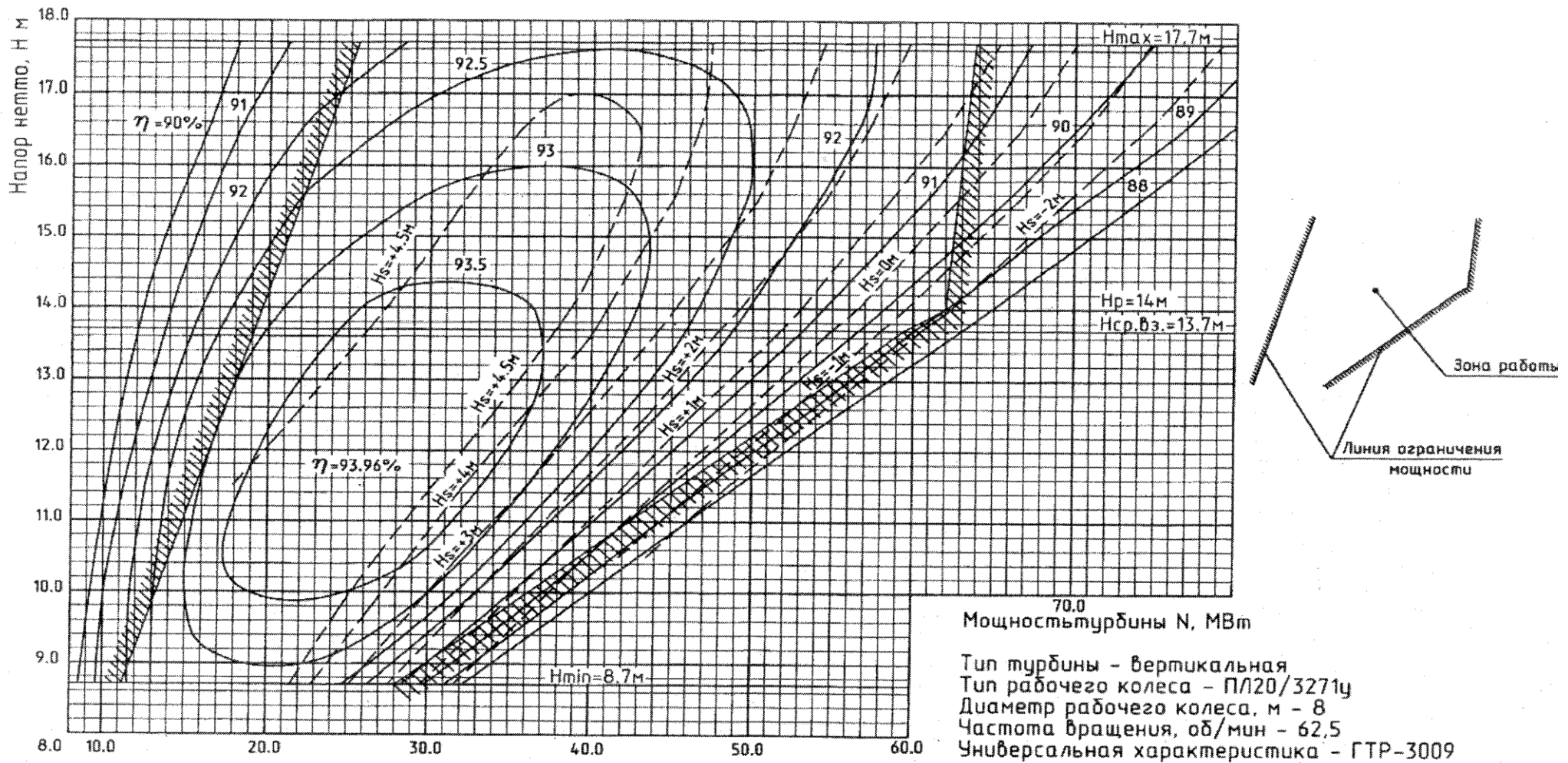


Рисунок А.4 - Эксплуатаційна характеристика турбіни ПЛ-20 Кременчуцької ГЕС

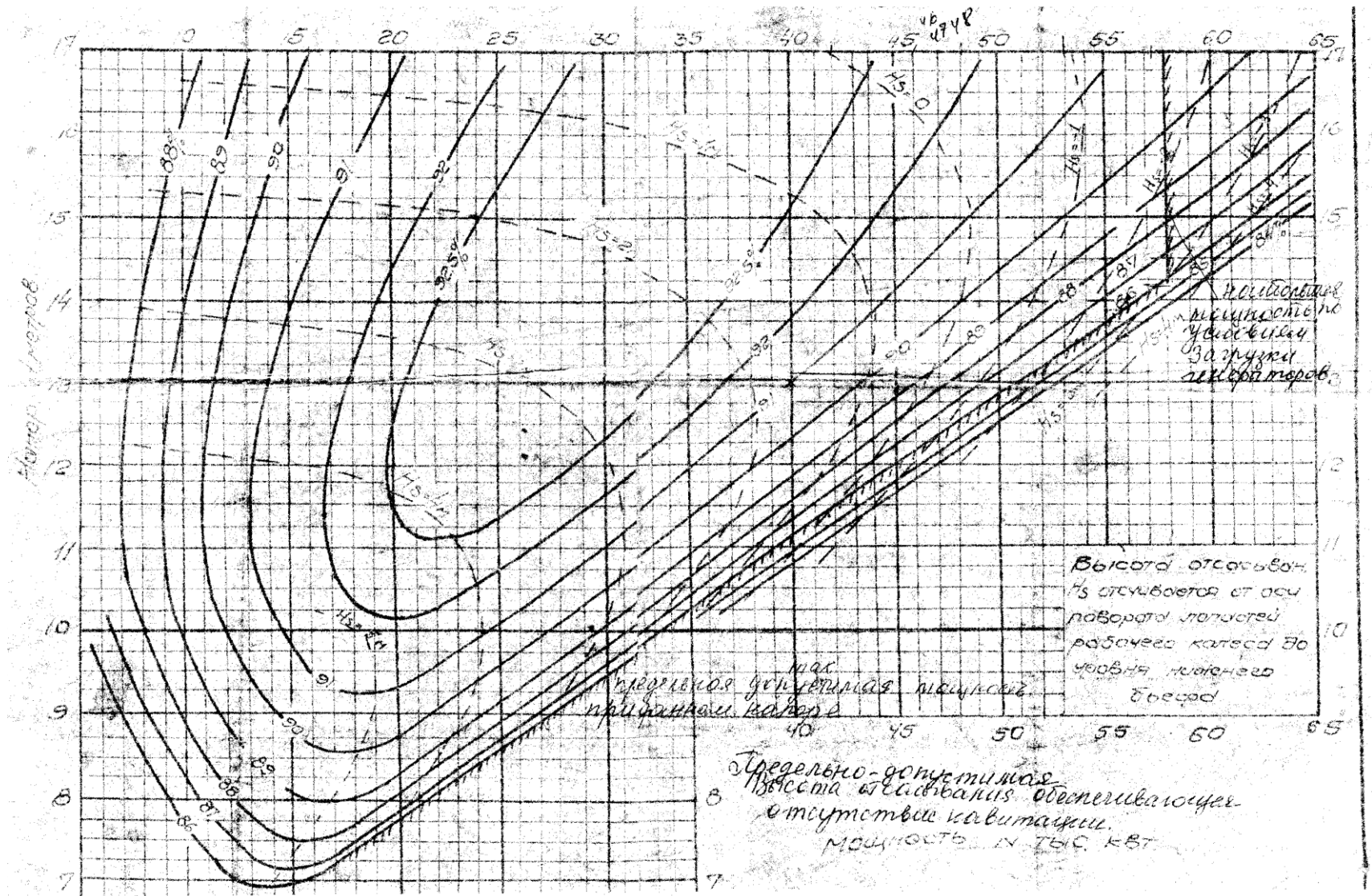


Рисунок А.5 - Эксплуатаційна характеристика турбіни ПЛ-661-ВБ-800 Кременчуцької ГЕС

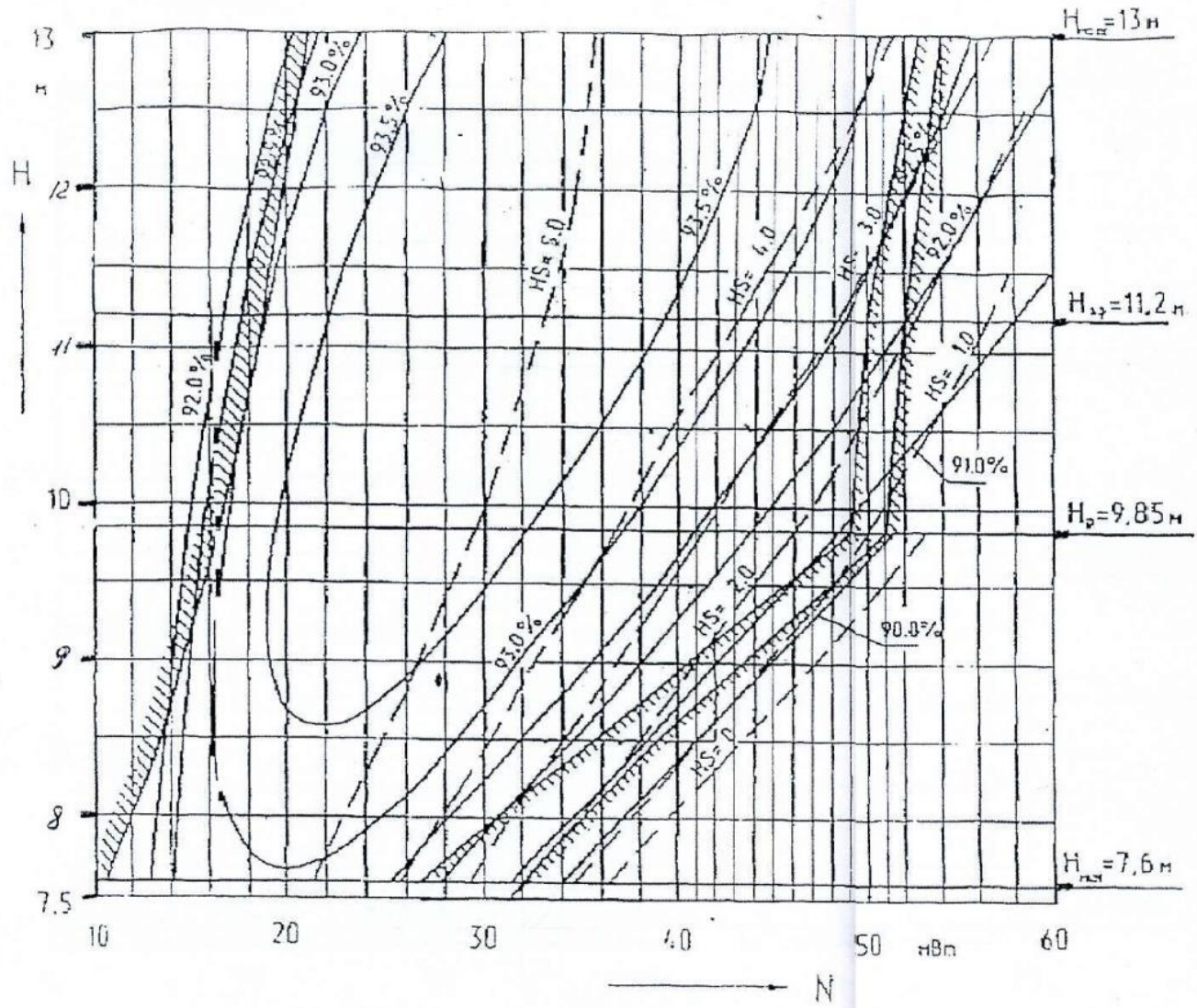


Рисунок А.6 - Эксплуатаційна характеристика турбіни ПЛ-20-В-930 Середньодніпровської ГЕС

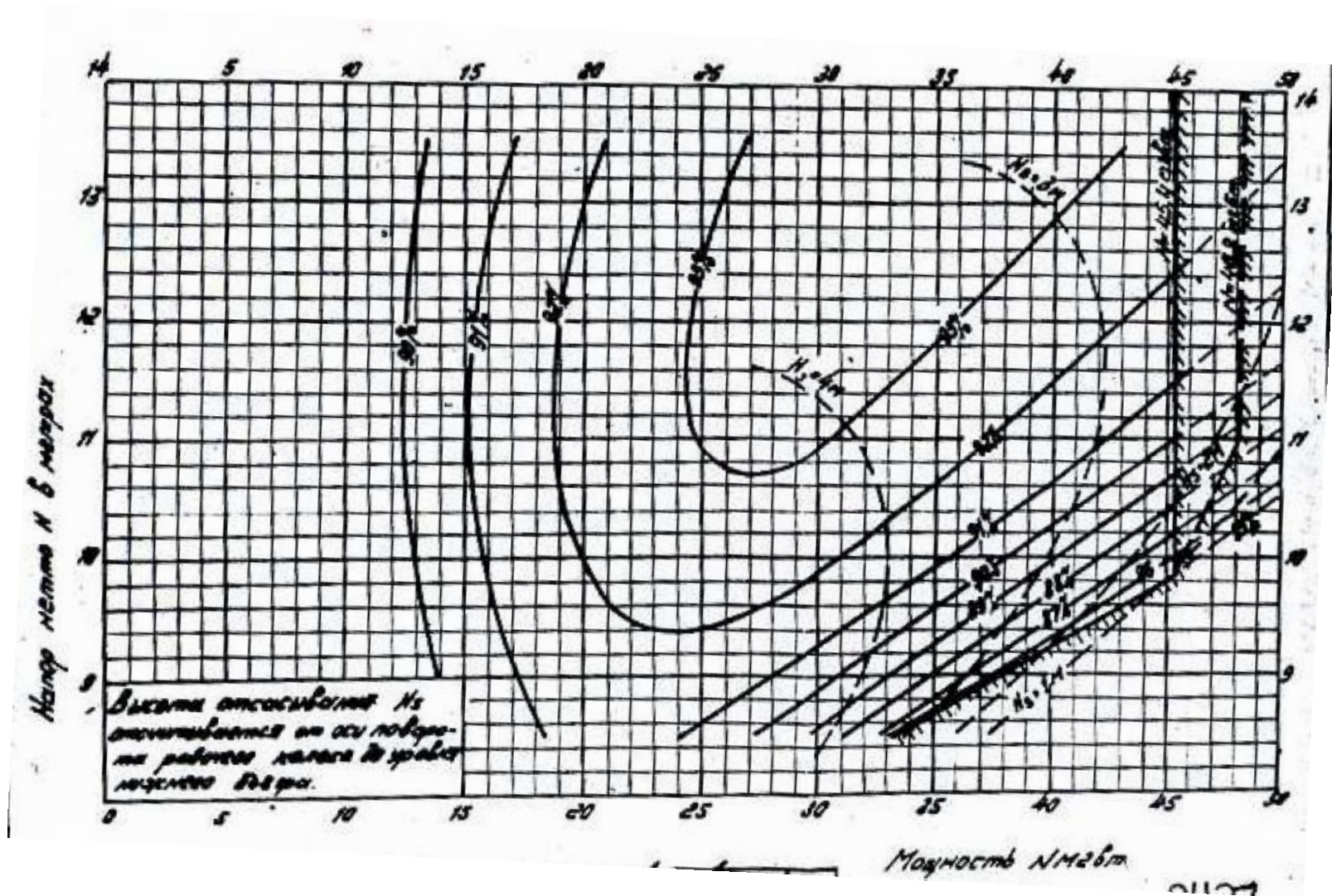


Рисунок А.7 - Эксплуатаційна характеристика турбіни ПЛ-661-ВБ-930 Середньодніпровської ГЕС

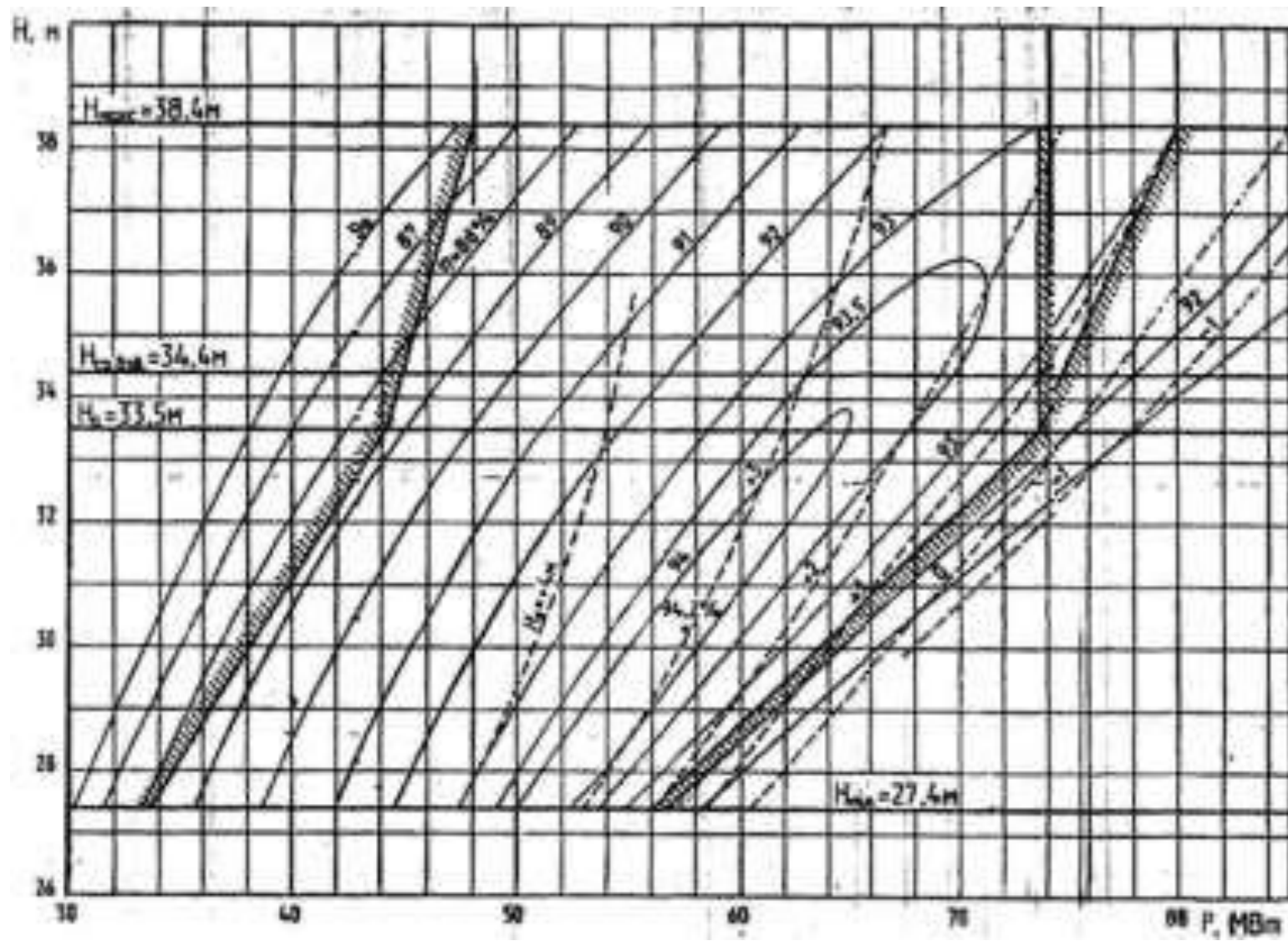


Рисунок А.8 - Експлуатаційна характеристика турбіни РО-45-В-545 Дніпровської ГЕС-1

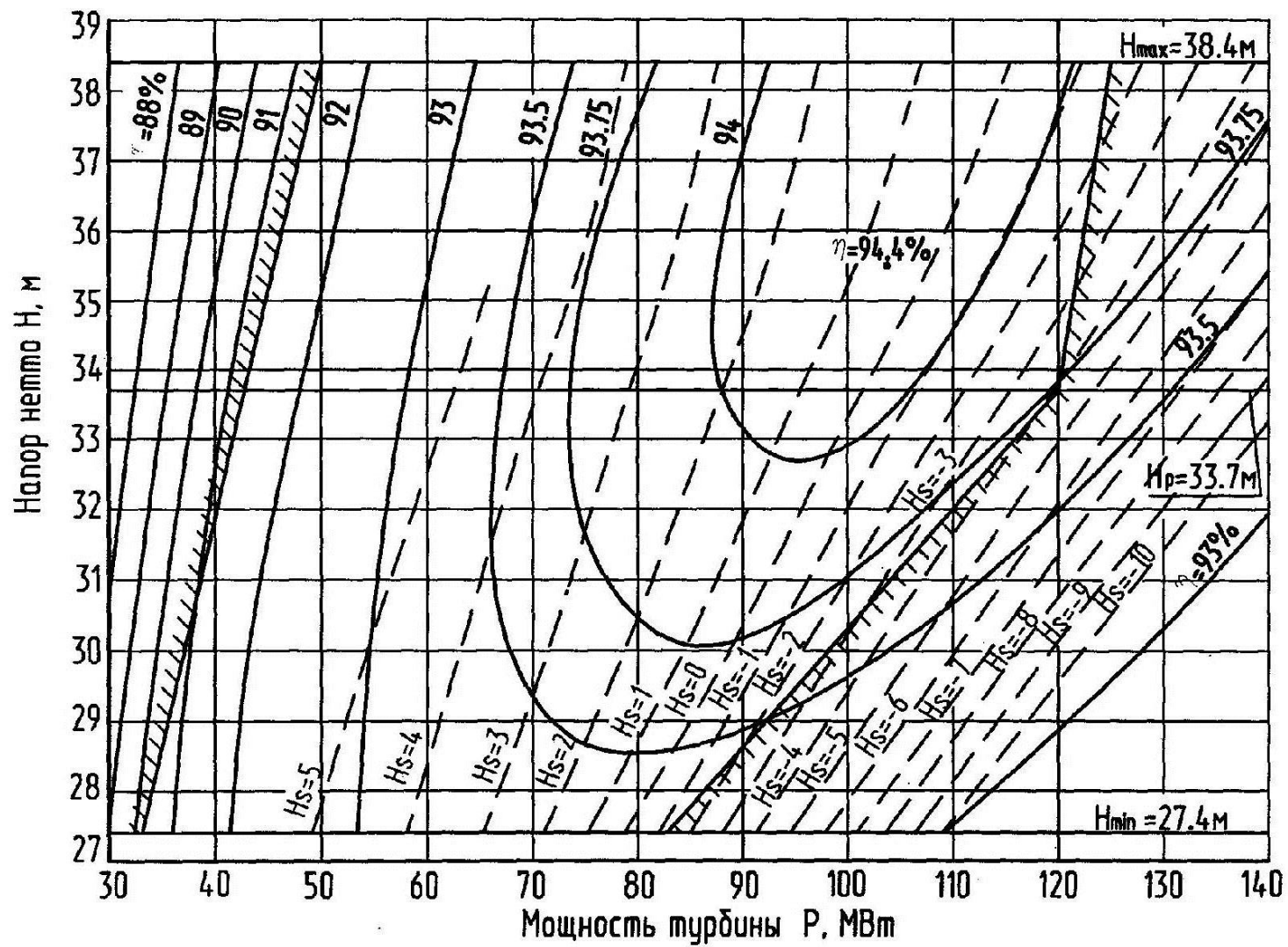


Рисунок А.9 - Експлуатаційна характеристика турбіни ПЛ-40-В-700 Дніпровської ГЕС-2

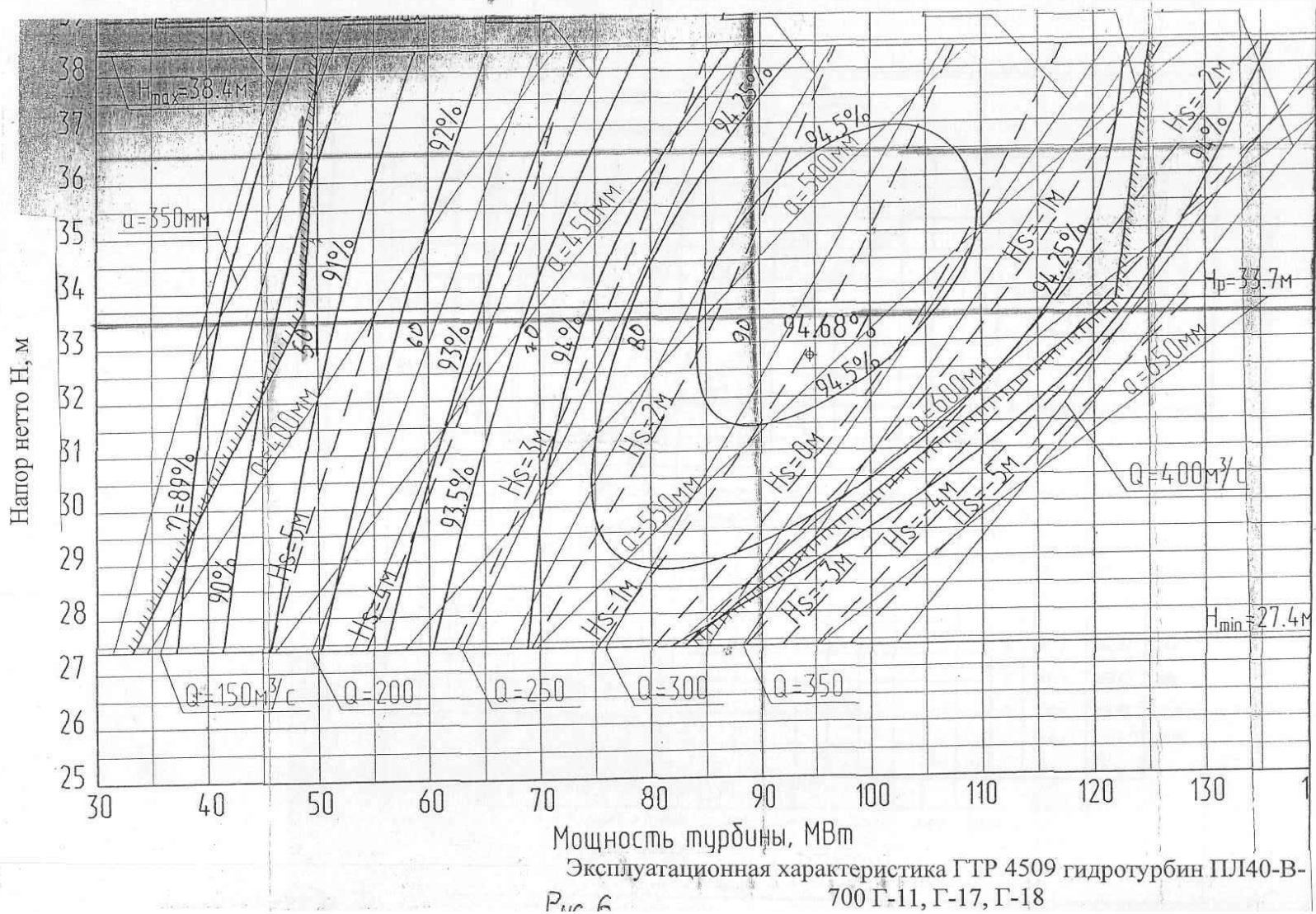


Рисунок А.10 - Эксплуатаційна характеристика турбіни ПЛ-40-В-700 Дніпровської ГЕС-2

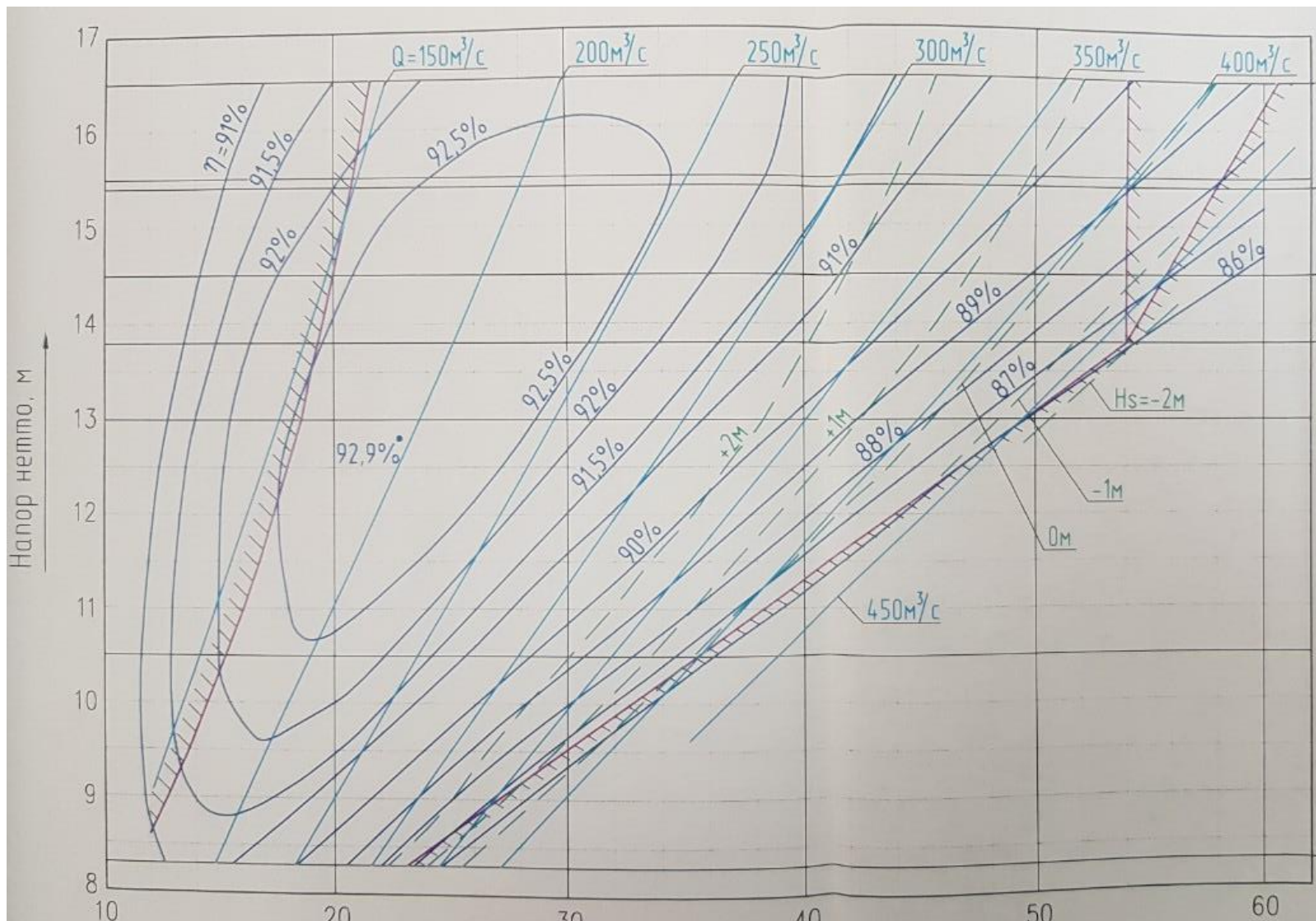


Рисунок А.11 - Експлуатаційна характеристика турбіни ПЛ-20-В-800 Каховської ГЕС