

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ
завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Лежнюк П. Д.

«_____» _____ 20____ р.

Пояснювальна записка
до кваліфікаційної роботи
на здобуття ступеня «магістра»

ГІДРОАКУМУЛЮЮЧІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ В ЕНЕРГОСИСТЕМІ УКРАЇНИ

08-13.МКР.001.00.115 ПЗ

Виконав: студент 2 курсу ОППП магістр,
групи ЕС-18м
спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
освітня програма «Електричні станції»
Корчевий Р.Ю. _____

Керівник: д.т.н., професор каф. ЕСС
Лежнюк П.Д. _____

«_____» _____ 20____ р.

Рецензент:

«_____» _____ 20____ р.

Вінниця – 2020 рік

ЗАТВЕРДЖУЮ
завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Лежнюк П.Д.

« ___ » _____ 20__ р.

ЗАВДАННЯ

на магістерську кваліфікаційну роботу на здобуття ступеня магістра зі спеціальності: 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Освітня програма – Електричні станції
(шифр – назва спеціальності)

Магістр групи ЕС-18м Корчевий Роман Юрійович
(назва групи) (прізвище, ім'я і по батькові)

Тема магістерської кваліфікаційної роботи: «Гідроакумуляуючі електростанції в енергосистемі України»

Вихідні дані: Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Протяжність ліній фідера 15 ПС 110/10 «Ямпіль» становить 18 км; вид станції – ФЕС; максимальне навантаження району 1.24 МВт; напруга мережі району 110 кВ; потужність, станції що віддається в систему 1.431 МВт; розрахункове річне генерування – 1515 МВт; номінальний опір системи 0,20 в.о.; номінальна напруга системи 220 кВ

Короткий зміст частин магістерської кваліфікаційної роботи

1. Графічна: презентація
2. Текстова (пояснювальна записка): Вступ. 1. Основні характеристики ГАЕС та їх види 2. Сучасний стан та перспективи розвитку гідроенергетики України. 3. Системне значення ГАЕС. 4. Сумісна робота ВДЕ з ГАЕС в локальних мережах 5. Техніко-економічні показники ГАЕС. 6. Охорона праці. Висновки. Список використаних джерел. Додатки

Консультанти з окремих розділів магістерської кваліфікаційної роботи:

Науковий керівник

(підпис)

д-р техн. наук, професор кафедри ЕСС

наук. ступінь, вчене звання (посада)

П.Д. Лежнюк

ініціали та прізвище

“ ____ ” _____ 20__ р.

Економічна частина

(підпис)

канд. техн. наук, доц., доцент кафедри ЕСС

наук. ступінь, вчене звання (посада)

В. В. Нетребський

ініціали та прізвище

“ ____ ” _____ 20__ р.

Охорона праці та безпека
в надзвичайних ситуаціях

(підпис)

д-р техн. наук, професор кафедри ЕСС

наук. ступінь, вчене звання (посада)

Є. А. Бондаренко

ініціали та прізвище

“ ____ ” _____ 20__ р.

Дата попереднього захисту роботи “ ____ ” __червня__ 2020 р.

Рецензент

(підпис)

(наук. ступінь, вчене звання , посада)

“ ____ ” _____ 20__ р.

(ініціали та прізвище)

Завдання видав

(підпис)

д-р техн. наук, професор кафедри ЕСС

наук. ступінь, вчене звання (посада)

П.Д. Лежнюк

ініціали та прізвище

“ ____ ” _____ 20__ р.

Завдання отримав магістр

(підпис)

Р.Ю. Корчевий

(ініціали та прізвище)

“ ____ ” _____ 20__ р.

ВСТУП.....	8
1. ОСНОВНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГАЕС ТА ЇХ ВИДИ	9
1.1 Види гідроакумуючих електричних станцій.....	11
1.2 Схеми агрегатів ГАЕС	23
1.2.1 Чотирьохмашинна схема агрегату ГАЕС	23
1.2.2 Трьохмашинна схема агрегату ГАЕС	25
1.2.3 Двухмашинна схема агрегату ГАЕС.....	30
1.3 Напірні трубопроводи ГАЕС	34
2. СУЧАСНИЙ СТАН ТА ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ ГІДРОЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ	39
1.1 Потенціал гідроенергетики України його стан використання	40
2.2 Роль гідроенергетики у забезпеченні стійкості ОЕС України	41
2.3 Пріоритети розвитку гідропотенціалу України	43
3. СИСТЕМНЕ ЗНАЧЕННЯ ГАЕС	46
3.1 Режими роботи ГАЕС в ОЕС	46
3.2 Доцільне розташування ГАЕС і їх використання.....	49
3.3 Економічна ефективність ГАЕС	53
3.4 Вплив ГАЕС на навколишнє середовище.....	57
4. СУМІСНА РОБОТА ВДЕ З ГАЕС В ЛОКАЛЬНИХ МЕРЕЖАХ	61
4.1 Дослідження на основі роботи по оптимізації впливу генерування фотоелектричних станцій на балансову надійність локальних електричних систем (ЛЕС).....	63
4.2 Визначення потужності яку повинна видати ГАЕС для підвищення балансуючої надійності ЛЕС	73
4.3 Визначення оптимальної потужності резерву локальної електричної системи з урахуванням генерування ФЕС.....	76

5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ ГАЕС	83
5.1 Визначення кошторису проектованої ГАЕС	83
5.2 Розрахунок собівартості електроенергії на станції	86
5.3 Аналіз отриманих результатів	91
6 ОХОРОНА ПРАЦІ	93
ВИСНОВОК.....	100
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	101
ДОДАТКИ.....	ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ ОПРЕДЕЛЕНА.

Анотація

Корчевий Р.Ю. «Робота ГАЕС в енергосистемі України». Магістерська кваліфікаційна робота. – Вінниця: ВНТУ. 2020.– 115 с. Бібліогр.:21. Іл.:25. Табл.:17.

Описано розгорнуту характеристику гідроакumuлюючих електричних станцій та їх значення в енергетичній системі, режими роботи ГАЕС в енергосистемах, доцільне розташування станції, економічну ефективність та вплив станції на навколишнє середовище. Показано взаємодію ГАЕС із відновлюваними джерелами енергії, розраховано потужність резерву для покращення балансу локальної мережі.

Досліджено та виявлено основні техніко-економічні показники станції. Розглянута інформація потенційно небезпечного і шкідливого виробничого фактору, гігієна праці, виробнича санітарія та стійкість роботи станції в умовах дії надзвичайних чинників.

Ключові слова: гідроакumuлююча електрична станція, об'єднана енергосистема, локальна енергетична система, електрична мережа, втрати потужності, відновлювані джерела енергії.

Annotation

Korchevyi R. "The Work of PSPS in the electric power system". Master's qualifying work. – Vinnitsa: VNTU. 2020.– 115 p. Refs.:21. Fig.:25. Tab:17.

Described The detailed characteristics of PHES power plants and their impact on the power system, PHES operation modes in power systems, expedient location of the station, economic efficiency and the impact of plants on the environment are described. The interaction of PHESs with renewable energy sources is shown. The reserve, needed to improve the balance of the local network is calculated.

The main technical and economic indicators of the station are researched and described. The information of potentially dangerous and harmful production factor, labor hygiene, industrial sanitation and stability of station operation in the conditions of emergency factors are considered.

Key words: PHES, integrated energy system, local energy system, electric network, power losses, renewable energy sources.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

- ГЕС – гідроелектростанція;
- ГАЕС – гідроакумулююча електростанція;
- ЕЕС – електроенергетична система;
- ОЕС – об'єднана електроенергетична система
- ЕМ – електрична мережа;
- ЕС – електрична система;
- АЕС – атомна електрична станція;
- ТЕС – теплова електростанція;
- НС надзвичайні ситуації;
- КРУЕ – комплексний розподільний пристрій;
- ПЛ – повітряна лінія;
- КЛ – кабельна лінія.
- ФЕС – фотовольтаїчна електрична станція
- ВДЕ – відновлювані джерела енергії
- ВБ – верхній б'єф
- НБ – нижній б'єф

ВСТУП

Вирішальним впливом на стан сучасної економіки і рівня життєдіяльності населення є розвиток енергетики. Тому, якісне, надійне, економічно обґрунтоване й безпечне екологічне задоволення всіх потреб жителів держави. При цьому, ефективне функціонування паливно-енергетичного комплексу України є основним для вдалої реалізації такої політики.

З відомих видів енергії, яка споживається в сучасному світі, найбільш вживаною є електроенергія. Це все легко пояснити наступними причинами:

- в будь-яких кількостях електроенергію можна перетворити в іншу форму енергії, яку потрібно використовувати;
- електроенергія, яка тримає в собі прийнятні втрати, може практично миттєво бути переданою на будь-яку відстань;
- легка концентрація вироблення електроенергії на електричних станціях будь-якої потужності;
- електроенергія при розподілі ділиться на великі та малі порції, тобто від великих – мегаватних типів в металургії до мікроват в електроніці);

Але в той же час, весь процес при виробництві енергії на електричній станціях, корінним чином відрізняється від будь-яких інших процесів при виробництві. Відмінність міститься в тому, що цикл виробництва в електроенергетиці, споживання і розподілу, здійснюється одночасно. Саме через те, при плануванні вироблення електроенергії потрібно врахувати і режим споживання електроенергії в часі, тобто графік навантаження.

Нерівномірність добового навантаження, присутність різких знижень рівня споживання та наявність піків, а також події в світі створюють певні технічні проблеми для енерговиробників, все це пов'язано з гострою необхідністю забезпечити відповідності виробництва та споживання електричної енергії.

Деякі збільшення виробництв електроенергії під час пікового навантаження передбачаються за рахунок модернізації та реконструкції існуючих об'єктів гідроенергетики, і за рахунок підключення ресурсів малих та середніх річок.

Потужність ГЕС та ГАЕС в Об'єднаній енергосистемі(ОЕС) України рівна 4735,6 МВт, з урахуванням Дніпровської ГЕС та Київської ГАЕС(3886,6 МВт), Дністровської ГЕС(742,8 МВт) та малих ГЕС(94,7 МВт).

Стратегія завдань розрахована до 2030 р., в разі виконання загальна потужність всіх гідроенергетичних об'єктів збільшиться до 10,5 тисяч МВ

Сучасною проблемою стало зниження якості електричної енергії та збільшення станцій ВДЕ, які мають нерівномірний графік навантаження, але за допомогою гідроаккумуляції можна практично вирішити це питання, так як ГАЕС може покрити нерівномірність генерування ВДЕ, а саме ФЕС яка представлена у цій роботі, на піку генерування закачати в водоймище воду тим самим зібрати всю пікову потужність, а в часи провалу, які є більшою частиною всього дня роботи ФЕС спустити водні ресурси при цьому генеруючи електричну енергію. Гідроресурсів в Україні достатньо, тому залишається тільки знайти більше іноземних інвесторів задля покращення якості електричної енергії яка постачається в наші оселі.

ОСНОВНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГАЕС ТА ЇХ ВИДИ

Гідроакумуляція електроенергії проводиться та здійснюється гідроакумуляючими електричними станціями, в подальшому ГАЕС, будівництво яких комплексно сприяє на вирішення низки паливно-енергетичних і водогосподарських питань.

Зазвичай збільшення кількості промислових та сільськогосподарських об'єктів сприяють на значні прирости електроспоживання. Задовільнити цей приріст електроспоживання потужностей немає змоги без значної концентрації потужностей на електростанціях та окремих агрегатах.

Концентрація потужностей агрегатів і електричних станцій зумовлює швидкіше введення потужностей в енергетичних системах, зменшення потреб в трудових ресурсах при розбудові та експлуатації, підвищення економічності, зниження металовмісту [1].

Поруч зі всіма позитивними факторами насичення енергетичних систем (ЕС) тепловими та атомними електричними станціями неймовірної потужності посилює проблеми з покриттям мінімальних навантажень. Через малий діапазон регулювання потужностей великих блочних агрегатів і обмеженість в здатності частих пусків та без швидкого та різкого зменшення надійності і економічності праці енергетичного силового устаткування ТЕС і АЕС поскладнює покриття нерівнозначною частиною графіків електричного навантаження. Неоднозначність режиму електроспоживання можна спостерігати не лише протягом доби, але навіть по днях всього тижня, і порах року.

В таких умовах від енергосистеми через нерозривність процесу виробництва і споживання вимагається значна маневреність потужностями електричних станцій та агрегатів. Проте новітнє устаткування ТЕС і АЕС не має можливості різкої зміни режиму роботи. Величезні гроші витрачаються на вдосконалення, ремонт та реконструкцію окремих частин агрегатів та знищення неполадок. Щоб вирішити наведену проблему можна використати гідроакумуляючі електростанції

(ГАЕС), тому що вони є високо маневреними при піковому навантаженні і є споживачем який може регулювати баланс [1].

Відміна ГАЕС від ГЕС звичайного типу полягає в піковій енерговіддачі ГАЕС не залежна від повноводності року.

1.1 Види гідроакumuлюючих електричних станцій

Навідміну від звичайних гідроакumuлюючих електричних станцій ГАЕС є комплексом будівельних споруд та обладнання, які призначені не лише для генерування електричної енергії, а і для акumuлювання. Тому зберігаючи компоненту схожість із звичайними гідроакumuлюючими ЕС, ГАЕС мають свої риси. Всі ГАЕС, незалежно від притаманних індивідуальних особливостей в конструктивному вигляді мають основний набір елементів: нижній та верхній басейн, головну споруду ГАЕС, напірні водоводи та один або два водоприймачі[1].

Широкий набір різноманітних схем, які застосовувались при проектуванні ГАЕС зумовлюють велику низку можливих рішень, але вони в першу ж чергу залежать від геологічних умов та рельєфу місця будови.

За певним рядом ознак можна класифікувати ГАЕС:

1. За можливістю суміщення зі звичайними ГЕС – сумісні та несумісні.
2. За схемою напірної концентрації – дериваційні та припливні.
3. За конструкцією водоводів – або відкрите або підземне розташування.
4. За величиною напору – високонапірні, середньонапірні, низьконапірні.
5. За компануванням елементів гідровузла – підземні або напівпідземні машинні відділення, наземні.
6. За конструкцією басейнів, штучно створених, або природних (можливість використання басейнів всіх видів електричних станцій).
7. За типом гідроенергетичного обладнання – 2-х машинні, 3-х машинні, 4-х машинні.
8. За присутністю природного припливу – у верхній басейн або нижній.

9. За часом циклу насосного окумулювання – сезонний, тижневий і добовий цикл.

За однією із ознак ГАЕС відрізняють по залежності від поєднання з ГЕС. Коли електроенергія отримана від ОЕС є основним джерелом заряду, то такі станції несумісні з ГЕС. В таких станціях природній приплив практично відсутній і обертові обсяги нижнього та верхнього басейнів однакові [5].

Тому назву, ГАЕС «повного» або «чистого» акумулювання, носять тільки несумісні ГАЕС. Сумісним називається таке гідроакумулювання, при якому до води, яка у верхній басейн перекачується з нижнього, додають природній прилив, який і збільшує енергію на кількість вироблення енергії звичайної ГЕС, і таку схему називають «суміщення за витратою». При такій конструкції всі агрегати ГАЕС і необертові гідроагрегати ГЕС розташовуються разом в машинному відділенні (приміщенні) з боку нижнього б'єфу. В якості нижнього басейну можуть використовувати нижній б'єф ГЕС. Збільшення енергії розряду ГАЕС може бути отримано через перевищення напору турбіни над висотою підйому води в режимі насоса (рис 1.1).

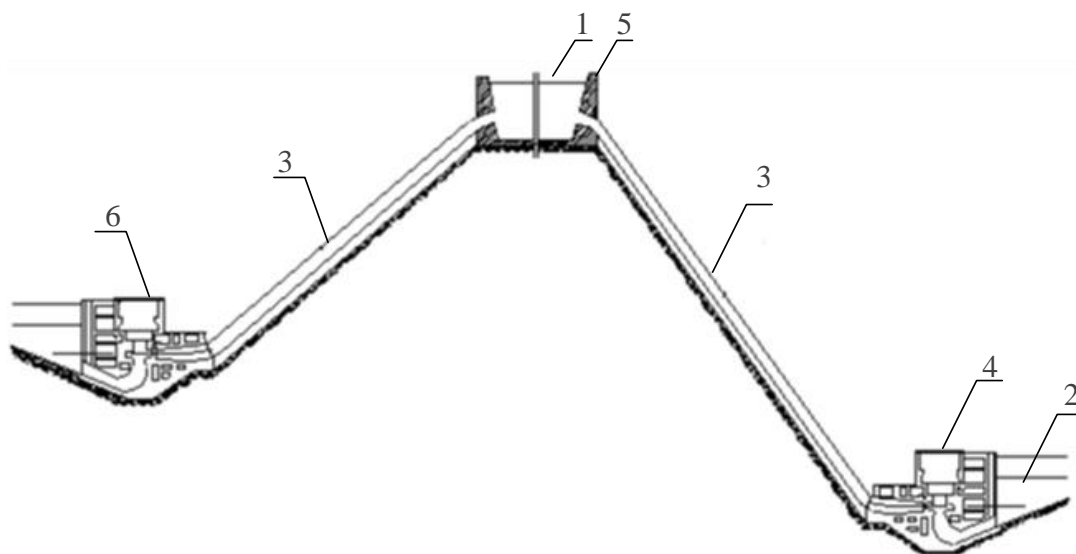


Рисунок 1.1 – Схема ГЕС-ГАЕС з суміщенням гідроакумулюванням напору:
6 – споруда насосної підстанції; 3 – напірні трубопроводи; 1- верхній акумулюючий басейн; 5 - водоприймач; 3 – напірні трубопроводи; 4 – споруда ГЕС; 2 - нижній басейн ГЕС

Схема називається суміщенням гідроакумуляцій за напором. Існують схеми подвійного суміщення, за напором та за витратою води, в гірських районах.

Таке акумулювання відбувається в схемах зі стоковою переробкою, коли висота підйому води при закачуванні на розподіл менша за напір, який йде до гідротурбін. Обладнання при цьому розташовані на різних станціях в різних спорудах: гідроелектричній та насосній [1].

Суміщене гідроакумуляцій за витратою води використовують в станціях, які застосовують стік озер та річок, та служить задля вироблення енергії поруч з виробленням яке відбувається при розряді ГАЕС. Ємністю яка акумулюється у верхньому б'єфі є водосховище, яке так само регулює стік, одночасно ємність нижнього б'єфу утворюється спеціально створеними низьконапірними греблями. Станції такого типу носять назву ГЕС-ГАЕС.

На місцевості, яка бідна на гідроресурси, зазвичай поширені ГАЕС несумісного гідроакумуляцій. Станції такого типу споруджуються при наявності задовольняючих природних умов: концентрація найсильнішого напору з розміщенням нижнього і верхнього басейнів на відстані, яка вважається найменшою, один від одного. При створенні верхніх басейнів використовують існуючі водосховища та озера, також може бути використаною акваторія морських заток [1].

Аналогічно і з ГЕС, ГАЕС можуть бути конструктивно поділені на дериваційні та приливні, концентрація основного, тобто діючого напору (перепад між відмітками у верхньому та нижньому сховищах) в яких здійснюють греблею (ГЕС- ГАЕС Вальдеканас що в Іспанії, рис 1.2), підземними або ж наземними та шахтними водосховищами. При виборі схем концентрації напору для виділеної ГАЕС розглядають залежність від геологічних а також топографічних чинників та умов місця спорудження станції.

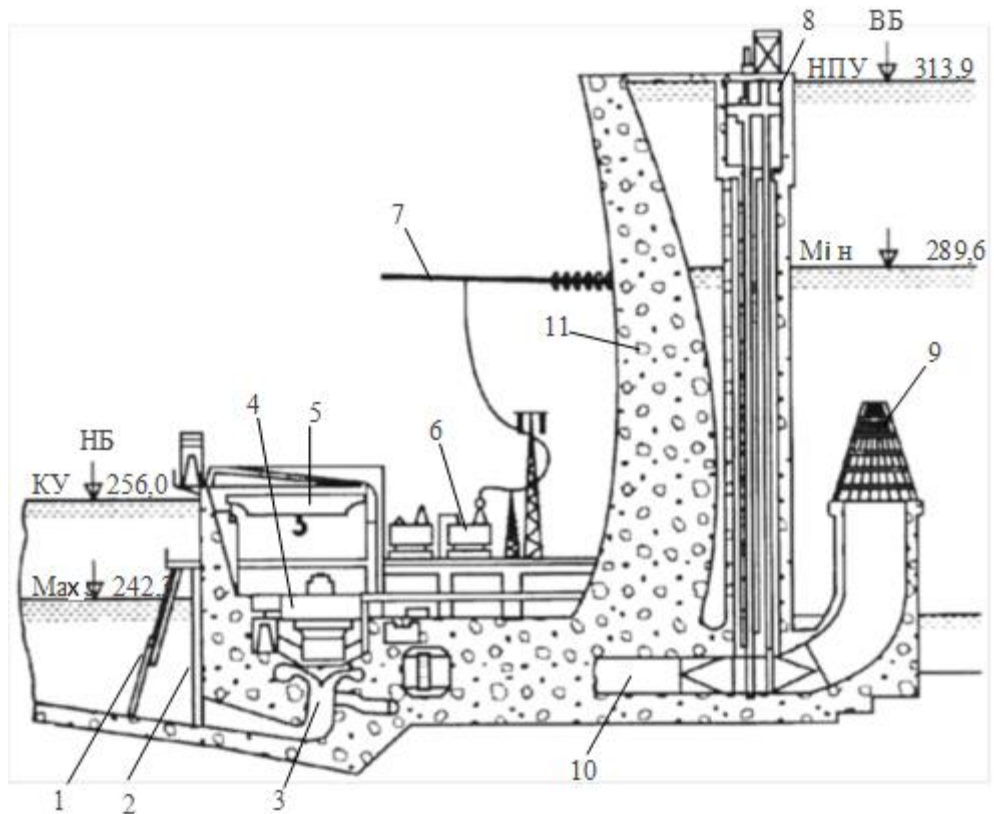


Рисунок 1.2 – Поперечний переріз станційного гідровузла ГЕС-ГАЕС Вальдеканас, Іспанія:

1 – ґрати для стримування сміття; 2 – пази затвору для ремонту; 3 – насосна турбіна; 4 – синхронна електрична машина; 5 – мостовий кран машинного залу; 6 – гол. блочний трансформатор; кабельна лінія на ВРП-220 кВ; 8 – приміщення затворів зі сторони верхнього б'єфу; 9 – водозабірна споруда; 10 – трубопровід насосної турбіни; 11 – гребля у формі арки; СПР – стандартний підпорний рівень; ВБ – верхній б'єф; НБ – нижній б'єф

Найбільшого поширення, за рубіжем, набули спорудження ГАЕС які мають високонапірні дериваційні схеми із підземними компонуваннями основних елементів гідровузлів. [1] Для ГАЕС які знаходять на рівнині, Прибалтика, Росія, Україна із 100 метровим напором зазвичай характерні дериваційні схеми із відкритим розміщенням напірних трубопроводів. Напірна деривація використовується у всіх дериваційних схемах ГАЕС. Загорська ГАЕС у Росії, Круоніська в Литві, Ташлицька в Україні створені по відповідності до цієї схеми.

Величина напору, залежить в основному від топографічних факторів в районі майданчика, на всіх проєктованих ГАЕС, особливо станцій наземного і напівпідземного типів вибраного для будівництва. Коли вибирають майданчики, при рівнозначності варіантів по другим умовам вибирають варіанти із великою кількістю напору.

Теоретична потужність водотоку якщо не врахування втрати стоку і енергії води при перетворенні в електричну у режимі турбіни визначається наступним чином:

$$N = 9,81 \cdot Q \cdot H$$

де N – потужність водотоку, кВт;

Q – витрата води, м³/с;

H – напір, м.

Із приведеної формули бачимо, що при збільшенні напору із незмінною потужністю зменшується необхідна витрата води прямопропорційно. Значить, якщо напір зростає, то зменшуються витрати води, чим є меншим діаметр напірних трубопроводів, тим є меншими розміри робочого колеса насосної турбіни, тому, меншими є і розміри машинної будівлі та вартість цілої будівлі.

Поставлені задачі до підвищення напору ГАЕС несумісного гідроакмулювання та мінімалізації впливу на природне середовище привело до розроблення схем для типу у вигляді шахти із підземним розміщенням не лише машзалу, але й нижнього басейну, який створений в твердих породах в скелі на глибині 500 метрів, а може навіть більше. [1] Відпрацьований рудний шлак може використовуватися як нижній басейн, карстові (печери) порожнини або ж спеціальні збудовані системи галерей. Як верхній басейн можна використовувати вже існуючу водойму, яка є водночас водоймою яка охолоджує ТЕС чи АЕС і природною водоймою у виді річкових акваторій або ж морської затоки.

Беручи в приклад те що на ГАЕС Саміт (в США) [1], яка носить в собі потужність 1500 МВт верхня водойма створена на довільній місцевості, а в якості нижнього використовують існуючі підземні вапнякові шахти. Величина напору між водоймами дорівнює 660 м. На станції є встановленим 6 оборотних насосотурбінних гідроагрегатів по 250 МВт потужності.

Високоекономічним є використання компонування гідровузла ГАЕС з підземним нижнім водосховищем, також такий тип відрізняється і можливістю застосування у великій кількості рівнинних регіонів, на яких не має природніх перепадів висоти. Такими підземними компоновками із використання високого напору можна досягти зменшення питомої вартості ГАЕС на 25-30 % якщо рівняти із наземним або ж напівпідземним компонуванням.

Участок ГАЕС Маунтін Хоуп (США), яка носить сумарну встановлену потужність 2000 МВт, розміщений в частині традиційного району для видобутку руди. Задля створення верхньої водойми розширено вже існуюче штучне озеро, а нижній басейн створений на глибині 750 м. Вертикальна шахта з'єднана з 5-ма насосними турбінами які мають потужність по 400 МВт кожна [1].

Особливою економічністю по коштах будівництва мають великі високонапірні підземні ГАЕС із сумарною встановленою потужністю 1000-3000 МВт з напором біля 1000 м, із обладнаними високонапірними обертовими гідроагрегатами із багатоступінчастими радіальними осьовими насосними турбінами потужністю 300-500 МВт (Гранд Мезон, 1800 МВт, 920 м, Франція; ГАЕС Альто-Гессе, 1000 МВт, 955 м, Італія).

На рис. 1.3 показані принципові варіанти схем компоновки ГАЕС і енергетичних комплексів із машинними будівлями під землею.

Машинні зали ГАЕС, що над землею, мало чим відрізняються від аналогічних будівель ГЕС і вони, зазвичай, застосовуються при компонуваннях, що передбачають наземне (відкрите) розташування напірних трубопроводів. Прикладом служать машинні будівлі Круоніської ГАЕС у Литві Загорської ГАЕС у Росії [1].

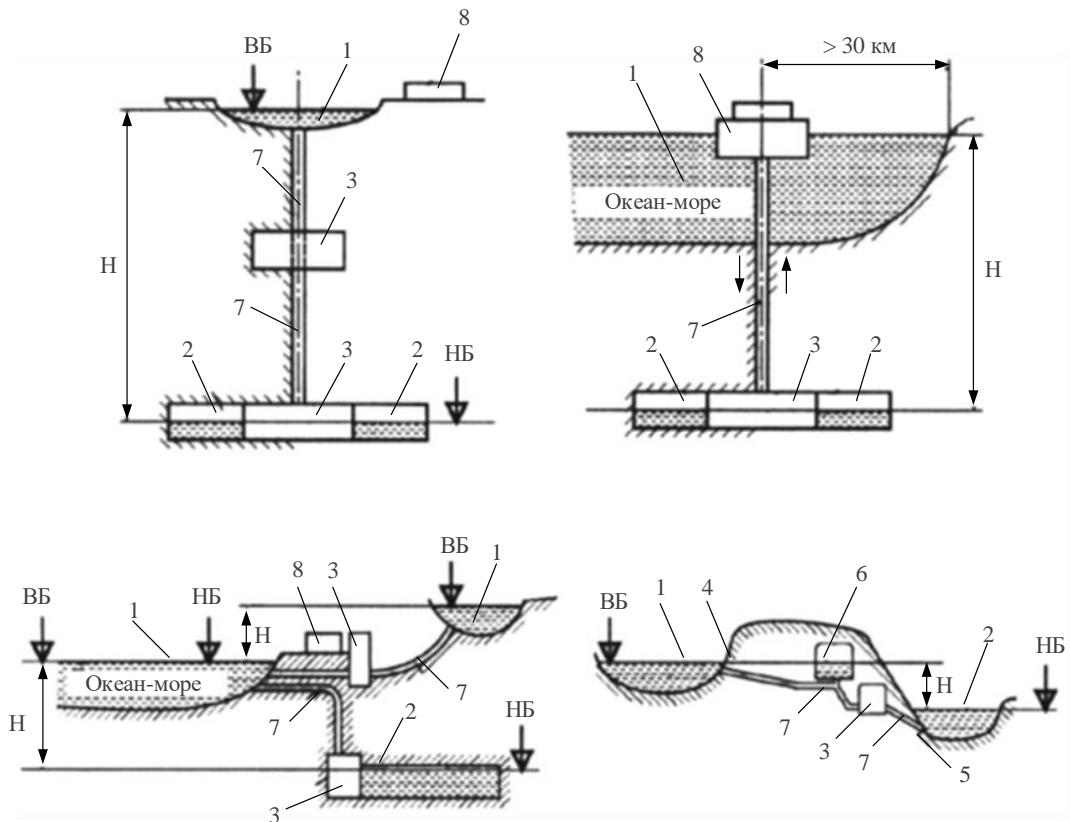


Рисунок 1.3 – Компонувки гідровузлів ГАЕС та енергокомплексів з підземними машинними будівлями:

а – «надземно-підземний» енергетичний комплекс; б – «морський-острівний» енергокомплекс; в – «морський-береговий» енергокомплекс; г – підземний гідровузел ГАЕС Капліна (Югославія)

На рис. 1.3 представлені: 1 і 2 – верхнє і нижнє водоймища; 3 – машинна будівля ГАЕС; 4 і 5 – верхня та нижня водозабірно-випускні споруди; 6 – зрівняльний резервуар; 7 – напірні водоводи, які відводять і підводять воду; 8 – АЕС

Машинні зали напівпідземного (заглибленого) типу використовуються у разі заглиблення напірних трубопроводів відносно земної поверхні та при необхідності забезпечення перевищення рівня води у нижньому б'єфі над робочим колесом насосної турбіни для послаблення кавітаційних процесів [1].

Витрата води, напір, споживання та вироблення електричної енергії ГАЕС за певні інтервали часу залежать тільки від прийнятої продовжуваності циклу акумуляування, а також, у межах цього циклу – від величини підключеної потужності та часу її роботи в режимах заряду і розряду любого циклу акумуляування. В процесі роботи ГАЕС в будь-якому з активного (турбінному або насосному) режиму, на відміну від звичайних ГЕС, відбувається безперервна зміна напору. Саме ці зміни обумовлені одночасністю спрацьовування одного і заповнення іншого басейну в кожному з режимі роботи. Найзначніші зміни напору є характерними для ГАЕС, водоймища яких мають порівняно невелику площу всієї водної поверхні при значних глибинах басейнів.

Як і вказалося вище, за тривалістю циклу акумуляування розрізняють ГАЕС із добовим, тижневим і сезонним або ж річним акумуляуванням [1].

Найчастіше ГАЕС будують задля добового акумуляування електроенергії. При добовому акумуляуванні ГАЕС, в турбінному режимі, працює в час підвищеного навантаження енергетичної системи або в разі залучення її до оперативного резерву. Продовжність роботи ГАЕС у турбінному режимі зазвичай становить 4-5 годин, а у насосному режимі – 6-8 годин. У інший відрізок доби у більшості випадків, залежно від режиму енергетичної системи, доцільна робота ГАЕС в режимі синхронного компенсатора (СК) – із метою регуляції напруги та зниження втрат в електричних мережах. При цьому ГАЕС являє собою резерв швидкої дії активної потужності енергетичної системи [5].

Тижневе акумуляування із підвищеним виробленням електричної енергії у робочі дні вимагає величезної ємності басейнів ГАЕС саме тому є можливим і доцільним тільки у тих випадках, коли є сприятливі топографічні фактори для створення басейнів необхідного об'єму.

Заниження електричного споживання в неробочі дні покращує умови заряду ГАЕС та робить в цьому режимі її більш необхідною, тому як разом із зменшенням максимумів денного навантаження збільшується його нічний провал, проте

баланс потужності і енергії у цей час викликає ще більше труднощів, ніж в часи мінімального навантаження робочих діб [1].

Крім покращення умов заряду ГАЕС в нічні часи вихідних днів, іноді також є можливим здійснювати заряд і у часи денного зниження навантаження між ранковими та вечірніми піками. Проте у вихідні і святкові дні, як правило, зменшується тривалість використання ГАЕС у турбінному режимі, аж до того, що розряд взагалі може й не проводитись. Покриття пікового навантаження у ці дні здійснюється за рахунок гідроагрегатів ГЕС та збільшення навантаження включеного теплового обладнання.

Накопичена за всі вихідні дні електрична енергія може доповнюватися зарядом ГАЕС в нічні часи робочих днів, що і призведе до можливості поєднання тижневого і добового циклів акумуляування. Якщо заряд ГАЕС у вихідні дні ведеться вночі та вдень із переривом на час проходження максимумів навантаження, загальний час заряду може скласти 40-50 годин. Та при цьому розряд ГАЕС за кожен із п'яти робочих днів досягне 5-6-ти годин на добу, що цілком співставлено із часом розряду ГАЕС добового регулювання [1].

Режими роботи і відповідні вимоги до ємкості басейнів ГАЕС тижневого регулювання розрізняються наступним чином:

1 - об'єм води, яка перекачується у верхній акумуляуючий басейн у нічний час на суботу і неділю частково спрацьовує у години максимального навантаження вихідних днів. Це зменшує необхідну ємність басейнів, та при цьому скорочується також і енергія, яку запасують на робочі дні тижня;

2 - заряд ГАЕС здійснюється у визначені 3 ночі і денний час вихідних днів в тижні. Та при цьому за умовами енергосистеми можливим є і цілодобовий заряд, цьому сприяє велика щільність графіків навантаження та недоцільність зупинки частини обладнання базових ТЕС на вихідних днях;

З - з зарядом протягом 3-х ночей - із п'ятниці на суботу, неділю та понеділок та частковим підзарядом у нічний час робочих днів. Додаткова підзарядка не вимагає додаткової ємності басейнів, тому як вода частково спрацьовується у денний час робочих суток [9].

Якщо задля добового циклу акумулювання, потужність обладнань ГАЕС при заряді зазвичай являється більшою, ніж у турбінному режимі, через обмежений час для заряду, тому при тижневому акумулюванні такі потужності можуть бути рівними або навіть більшими за величини у турбінному режимі, що і приводить до відповідного збільшення витісняючої потужності альтернативної пікової станції.

Зимовий та літній режим роботи ГАЕС тижневого акумулювання можуть значним чином відрізнятися внаслідок різниці графіків навантаження, складу включеного устаткування і інших чинників. Зимом ГАЕС із тижневим акумулюванням властиво використовувати із добовим підзарядом в робочі дні, тому що це приводить до збільшення витісняючої потужності та відповідної економії палива. Літом добовий підзаряд ГАЕС, зворотньо, може призвести до перевитрати палива. По цій же причині ГАЕС добового акумулювання влітку можуть виявитись більш вигідними використовувати у режимі тижневого акумулювання, тобто із зарядом в вихідні і розрядом у робочі дні, але зі зниженою потужністю та добовим виробленням електроенергії.

Застосування гідроакумуляції на звичайних ГЕС з водосховищами тривалих регулювань також дає можливість підняти цикл акумулювання до декількох місяців та цілого сезону, саме тому добре в даному контексті більш детально розглянути можливості суміщення ГЕС і ГАЕС [2].

Як інтервали часу для розрахунку регулювання стоку зі застосуванням гідроакумулювання можливим є прийняття тижнів або місяців - у відповідності до зміни року, вимогами енергосистем до режиму роботи ГЕС- ГАЕС, забором води із верхнього б'єфу для неенергетичних споживачів, і також необхідними роз-

мірами попусків її у нижній б'єф, наприклад, по вимогам забезпечення судноплавства і т.д. Насосний режим роботи комплексу ГЕС- ГАЕС може навіть взагалі не застосовуватися, приведемо приклад: під час повені, коли всі агрегати станції змушені працювати цілодобово у турбінному режимі та навпаки, коли водосховище верхнього б'єфу не вдається заповнити навесні до відмітки СПР або ж воно частково спрацювало у літній час, тому до настання зимового максимуму насосний режим буде основним джерелом води задля роботи станції у турбінному режимі при заповненнях водосховища в цей час за рахунок природного приливу. Дуже ефективним може бути використання гідроакумулювання для сезонного регулювання на ГЕС, що працюють у каскадному режимі, так як такі ГЕС мають водосховища тривалих регулювань .

До складу споживачів прісної води із водосховищ, які створені при будівництві об'єктів гідроенергетики, крім самої ж енергетики можуть входити й відомства, які використовують воду задля різних цілей наприклад: водопостачання, зрошення, річковий транспорт, рибацтво, боротьба із повенями, благоустрій населених місць та використання акваторій для відпочинку населення. Такі учасники водогосподарських комплексів пред'являють різноманітні, часто суперечливі вимоги до режиму використання водосховищ. Деякі учасники водокористування мають певні обмеження за кількістю і режимом використання води. У результаті цього гідроенергетика часто несе важкі фінансові втрати. Такі втрати у перспективі можуть зростати внаслідок збільшення відбору води із річок і водосховищ та відповідного зниження вироблення електричної енергії та витісняючою потужності ГЕС, найбільше в Європейській частині країни [1].

Зниження впливу обмежень, що накладаються іншими учасниками водогосподарського комплексу на роботу ГЕС, з відповідним підвищенням потужності та вироблення електроенергії, можливо шляхом використання обертової води для гідроелектроенергетики, типу застосування гідроакумулювання. Та при цьому воно може підвищити ефективність не лише ГЕС, але і інших споживачів води.

Крім вирішення енергетичних завдань водосховищ комплексного використання гідроакумулювання може бути корисно також і для очищення води та поліпшення санітарного стану навколишнього середовища [6].

Задля таких цілей можуть бути реалізовані різноманітні схеми суміщення ГЕС з ГАЕС. Наприклад в руслі річки створюється зрівняно невелике водосховище, яке використовується у якості нижнього басейну ГАЕС. Задля гарантованого забезпечення таких споживачів води, як і водопостачання або зрошення, зводяться додаткові водосховища, розташовувані на піднесених терасах річки. Такі водосховища і є верхніми акумулюючими басейнами ГАЕС та використовуються для гідроакумулювання, і для регулювання стоку. Вони заповнюються під час повені шляхом підйому води із річки агрегатами ГАЕС, які працюють в насосному режимі, а під час повені забезпечують водою споживачів та використовують для гідроакумулювання, у тому числі сезонного циклу. Переваги такої схеми полягають в наступному:

1 - спорудження верхнього та порівняно невеликого за площею заплавного водосховища значно дешевше, наприклад ніж створення великого водосховища у долині річки, що і вимагає зведення греблі, затоплення цінних земель і т.д. Для верхньої водойми простіше вибрати місце, де воно може бути створене за допомогою обвалування без гребель та водоскидів при порівняно великій глибині і меншій площі затоплення;

2 - вода в верхньому водосховищі більш чиста, тому як у нього не потрапляють стічні води. Чергування турбінного та насосного режимів збільшує вміст кисню в воді, що і сприяє самоочищенню;

3 - заповнення верхнього водосховища під час повенів при умові високої продуктивності насосного режиму зменшує витрати води через водоскиди греблі. Це і знижує вартість греблі та є одним з заходів боротьби із затопленнями у верхньому б'єфі при його форсуванні, і в нижньому б'єфі гідровузла також при пропуску максимальних витрат [1].

Так як гідроакумуляція при допомозі річкових водоймищ носить тільки енергетичне призначення, то його цикл обмежується добовими та тижневими інтервалами часу. Проте якщо гідроакумуляція є комплексним призначенням та, відповідно, більшу ємність обох водосховищ, цикл гідроакумуляції спільно із регулюванням стоку може збільшитись до сезонних інтервалів [10].

1.2 Схеми агрегатів ГАЕС

На потужних ГАЕС взаємності від величин діючого напору, вимоги в частині мобільності і маневреності гідроагрегатів, забезпечення відповідної потужності у насосному та турбінних режимах роботи набули поширення 3 можливі схеми компоновки насосотурбінних гідроагрегатів ГАЕС (рис. 1.4):

1 – 4-ьохмашинна (4М) із роздільним гідравлічним та електричним машинним відділенням (насос, турбіна, електродвигун і гідрогенератор);

2 – 3-ьохмашинна (3М) із роздільними гідромашинами (насос та турбіна) і також однією обертовою синхронною електричною машиною (генератор-двигун);

3 – 2-ухмашинна (2М) одна обертова гідравмашина (насосотурбіною) та одна обертова електромашина (генератор-двигун). Для позначення двухмашинної схеми у технічній літературі та практиці є поширеним термін обертовий гідроагрегат (ОА), тому що він змінює напрямок обертання валу та руху потоку води при переході із насосного режиму роботи у турбінний та при зворотньому переході.

1.2.1 Чотирьохмашинна схема агрегату ГАЕС

4-ьохмашинна схема, яка складається із насоса з електродвигуном та гідротурбіни із генератором, тобто з двох окремих агрегатів, дозволяє використати переваги гідромашин, кожна із яких спроектована для свого режиму роботи та має к.к.д., близький до максимуму.

ГАЕС з чотирьохмашинною схемою і є більш мобільною, тому що в цьому випадку існує можливість швидко змінювати режим роботи станції шляхом включення або ж відключення окремих агрегатів.

Однак чотирьохмашинна схема на ГАЕС застосовується рідко, тільки при дуже високих напорах (вище 1000 м) та значущій різниці напорів в турбінному та насосному режимах роботи агрегату, а також на ГАЕС із складними схемами перекачування стоку і сезонним циклом насосного акумулювання електроенергії. По такій схемі споруджені [1]:

1 - ГАЕС Райсек-Крайцек в Австрії: гідротурбіни у формі ковша з максимальним напором 1700 м;

2 - ГАЕС Ецталь в Австрії: амплітуда зміни напорів 560-1212 м, 4 горизонтальних чотирьохмашинних гідроагрегати потужністю 136/103 МВт;

3 - ГАЕС Чіота-Піастра в Італії: діапазон зміни напорів 990-1066 метри, 2 чотирьохмашинних гідроагрегати із вертикальним дизайном та потужністю 130/135 МВт.

В зв'язку із величезними будівельними витратами при високому натиску ця схема не знайшла широкого розповсюдження та поступилася місцем трьохмашинній схемі [8].

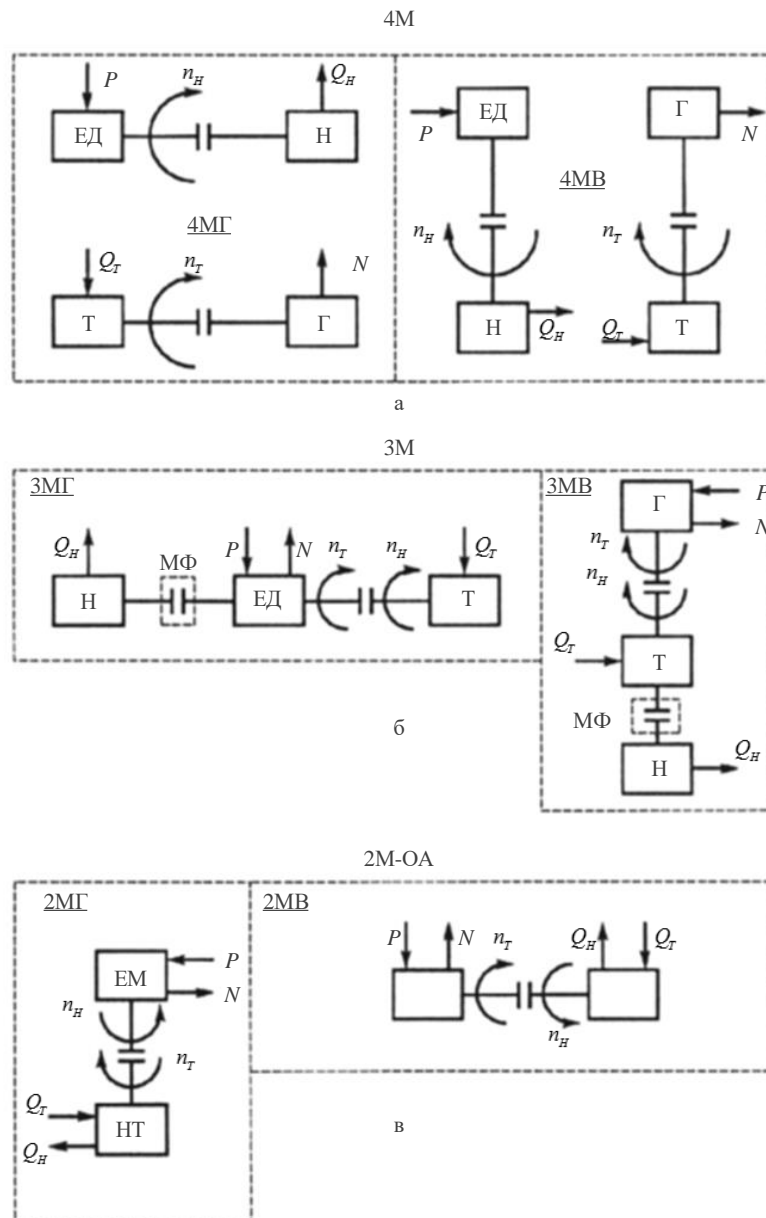


Рисунок 1.4 – Компонувальні схеми насосотурбінних агрегатів ГАЕС:
 а – 4М (чотирьохмашинна); б – 3М (трьохмашинна); в – 2М (двухмашинна):
 2М – ОА (обертвий агрегат); МГ та МВ – відповідні, горизонтальні та вертикальні компоновки; Н – насос; Т – турбіна; ЕД – електричний двигун; Г – генератор; НТ – насосотурбіна; МФ – гідравлічна муфта; Р і N – споживана і генеруюча потужність; Q – витрата води; n - частота обертання [1]

1.2.2 Трьохмашинна схема агрегату ГАЕС

Трьохмашинні насосотурбінні гідроагрегати ГАЕС використовуються в зоні напорів понад 600 м в тих випадках, коли різниця потужностей в турбінному та

насосному режимі більше ніж 20 % (ГАЕС Тамет-III в Австралії, $P_{\text{турб}} = 255$ МВт, $P_{\text{нас}} = 194$ МВт), і також при напорі менше 600 м, якщо потрібно забезпечити підвищену маневреність ГАЕС. Агрегати такого типу складаються із окремих високонапірних багатоступеневих відцентрових насосів, з радіально-осьовими або ковшовими гідротурбінами та з'єднаної із ними на одному валу синхронної електромашини, яка працює поперемінно у режимі електродвигуна та генератора, а також в насосному і турбінному режимах роботи агрегату. Підвищена маневреність трьохмашинних гідроагрегатів забезпечується лише завдяки зберіганню незмінного напрямку обертання валу у всіх режимах роботи.

Крім високої маневреності основними перевагами трьохмашинної схеми насосотурбінного гідроагрегату у зрівнянні із двухмашинним існують відносно високі енергетичні якості та кавітаційні показники гідромашин. Трьохмашинні гідроагрегати забезпечують близький до максимуму к.к.д. у насосному та турбінному режимах роботи завдяки окремим гідромашинам - насос і гідротурбіна, робочі колеса які спроектовані оптимально до відповідного режиму. [6] Але сильним недоліком цієї схеми являється громіздкість за рахунок наявності трьох окремих машин - синхронної електромашини та двох окремих гідромашин, і гідротрансформатора (гідроперетворювача) або ж спеціальної зчипної гідравлічної або ж механічної муфти, призначеної для з'єднання насоса з агрегату одним валом. Дана обставина збільшує важкість конструкції і габарити. Кошторис трьохмашинного гідроагрегату приблизно десь на 25-30% вище у порівнянні із аналогічним по потужності двухмашинним гідроагрегатом. [1]

Взалежності від розташування у просторі валу, трьохмашинні агрегати можуть мати горизонтальне або ж вертикальне виконання.

При установці трьохмашинних агрегатів із горизонтальним та вертикальним валом компоновка будівлі ГАЕС любого типу істотно зміниться.

На рис. 1.5 показаний переріз підземної будівлі ГАЕС Лаго-Деліо (Італія) із трьохмашинними агрегатами та ковшовими турбінами. Для ГАЕС Лаго-Деліо застосування трьохмашинної схеми пояснюється сприятливими топографічними

факторами – близьке розташування двох гірських озер з різницею відміток водної поверхні близько 740 м.

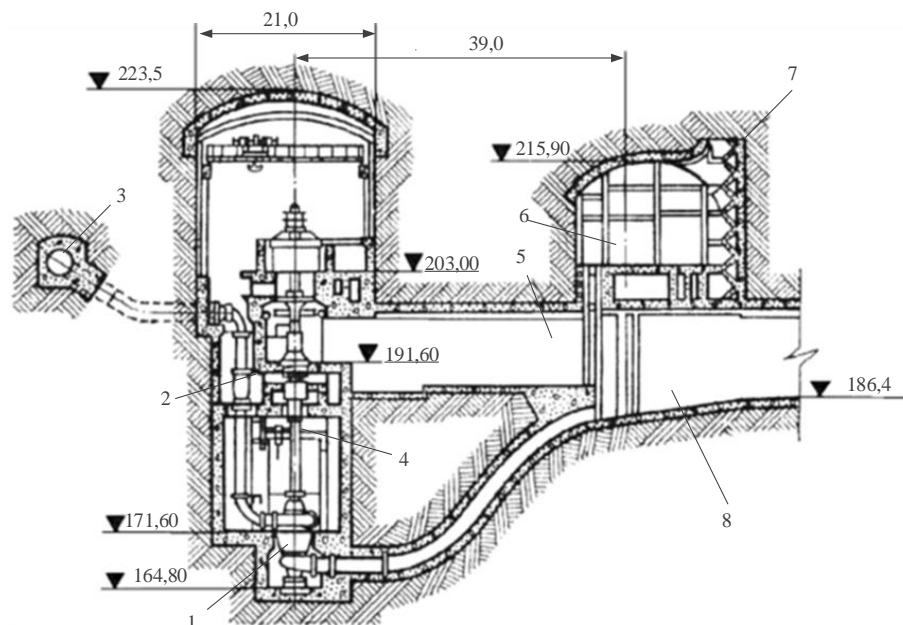


Рисунок 2.5 – Підземна ГАЕС Лаго-Деліо з трьохмашинними агрегатами і ковшовими турбінами

Рис. 2.5 показує: 1 – багатоступінчастий відцентровий насос; 2 – направляючий підшипник; 3 – колектор напірного водоводу; 4 – допоміжний мостовий кран; 6 – приміщення трансформаторів; 5 – відвідний лоток; 7 – транспортна та кабельна шахта; 8 – тунельний водовід

На рис. 2.6 показано трьохмашинну схему ГАЕС Хохенварта у Німеччині, в якій застосовується не ковшова, а радіально-осьова гідротурбіна. Вал агрегату проходить через відсмоктувальну трубу, внизу якої розташована муфта зчеплення та ще нижче – відцентровий насос.

Звичним представником класичної трьохмашинної компоновки насосотурбінних гідроагрегатів із вертикальним розташуванням, до підрозділу яких входять гідравлічний перетворювач та муфта зчеплення, може також служити ГАЕС Роттан в Австрії [1].

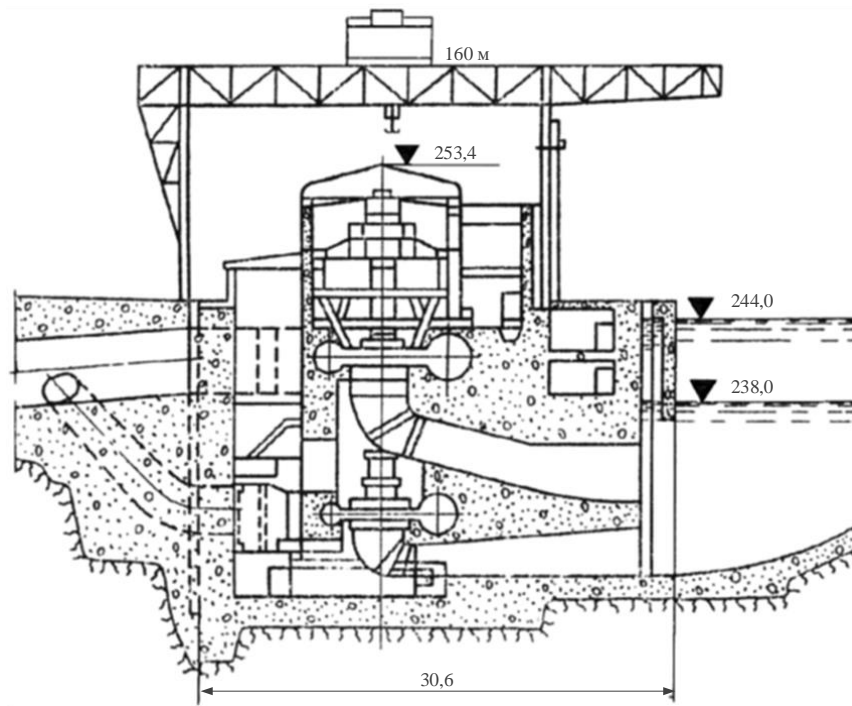


Рисунок 1.6 – Компонування ГАЕС Хохенвартаї з трьохмашинними агрегатами та радіально-осьовими турбінами [1]

Два трьохмашинні насосотурбінні агрегати ГАЕС Роттан складаються із чотирьохступінчастих однозахідних відцентрових насосів, ковшових шестистопних гідротурбін, синхронного гідроперетворювача з зубчастою чіпною муфтою та синхронною електромашиною (генератор-двигун) номіналом потужності 220 МВ·А (рис. 1.7).

Використання трьохмашинної схеми приводить до підвищення вартості будівельної частини ГАЕС та гідросилового обладнання з порівнянням із двухмашинною схемою. Та проте в трьохмашинній схемі існують й певні переваги:

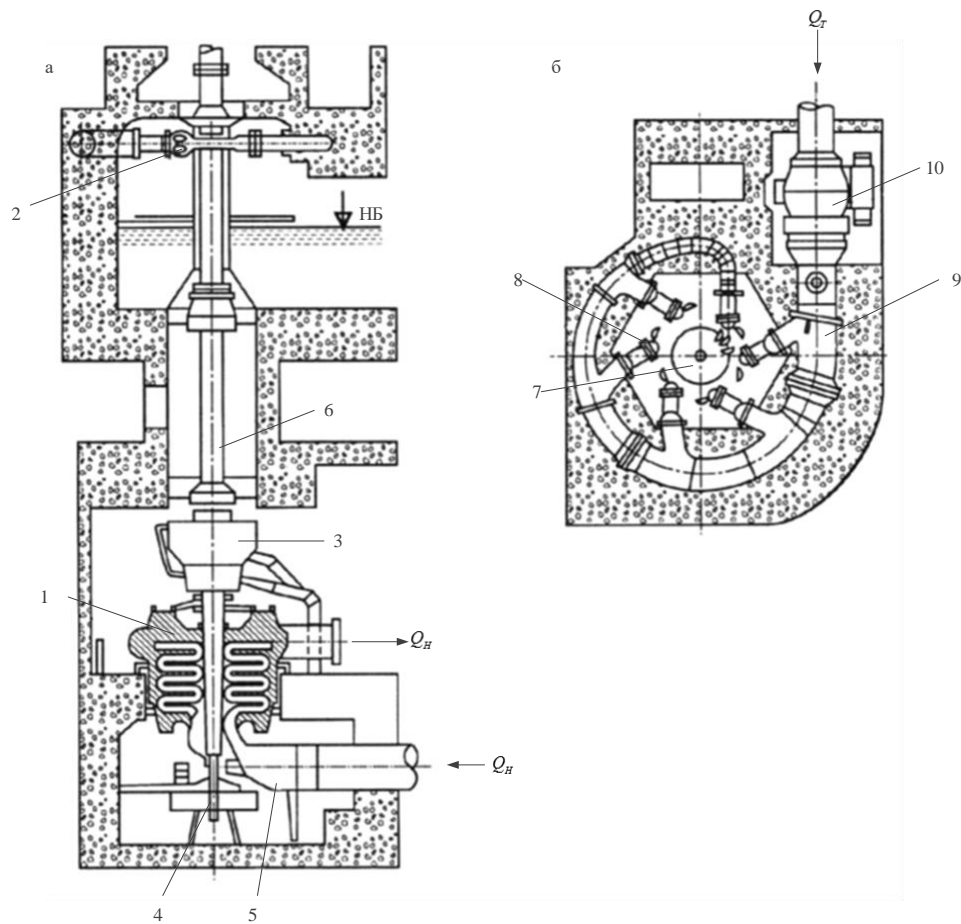


Рисунок 2.7 – Переріз гідромашини трьохмашинного гідроагрегату ГАЕС

Роттан:

а – вертикальний розріз; б – розріз по турбіні:

1 – чотирьохступінчатий відцентровий насос; 2 – ковшова шестисоплова гідротурбіна; 3 – гідравлічний перетворювач моменту; 4 – опорний підшипник агрегату; 5 – усмоктувальна труба насоса; 6 – вал агрегату; 7 – робоче колесо ковшової турбіни; 8 – сопло; 9 – колектор (розподільник); 10 – кульовий затвор турбіни [1]

1 - високий к.к.д. в насосному і турбінному режимах, так як для кожного режиму є своя гідромашина, що працює при оптимальному к.к.д.;

2 - однаковий напрямок обертання у обох режимах знижує вартість генератора-двигуна, і також забезпечує прості умови пуску у насосному режимі, при якому досягнення нормальної частоти обертання забезпечується пуском турбіни.

3 - Після включення агрегату у мережу закривається затвор на турбінному водоводі та відкривається на насосному; [7]

можливість швидкого переходу агрегату із турбінного режиму у насосний та навпаки, здійснюється без зупинки гідроагрегату, закриттям та відкриттям затворів.

У останні десятиліття в світовій практиці гідроенергобуду встановилась тенденція спорудження ГАЕС з двухмашинною схемою, що пояснюється мінімальними витратами на будівництво і обладнання. Трьохмашинна схема застосовується в основному при напорах вище 500-600 м.

1.2.3 Двухмашинна схема агрегату ГАЕС

Двухмашинний насосотурбінний гідроагрегат складається тільки із двох машин - оборотної гідромашини (насосотурбіна) та жорстко з'єднаної із нею оборотної синхронної електромашини (генератором-двигуном – ГД). Такі гідроагрегати називаються оборотними або ж реверсними агрегатами, їх робота у насосному та турбінному режимах проходить при протилежних по напрямку обертах валу агрегату. Зазвичай, двухмашинні гідроагрегати мають вертикальне виконання, воно дає відчутне зменшення обсягу будчастини машинної зали ГАЕС, спрощує виготовлення, монтаж і експлуатацію основного гідросилового обладнання станції.

Застосування двухмашинних гідроагрегатів замість трьох- та чотирьохмашинних дає можливість знизити загальну вартість ГАЕС не лише зарахунок зниження габаритів маш. зали, за рахунок зменшення на 20-30 % кошту насосотурбінного та гідромеханічного обладнання, підвідно-відвідного водовода та кількості необхідних для цього гідромашин робітників та ремонтних затворів.

Простота конструкції обертових гідромашин та зниження вартості ГАЕС мають також і зворотний бік:

1 - обертові гідромашини значним чином поступаються трьохмашинним за характером маневреності, тому що необхідність зміни напрямку обертання валу

оборотного агрегату при переході із насосного режиму роботи у турбінний та назад вимагає повної зупинки з примусовим гальмуванням та подальшим розвитом у зворотному напрямку.

2 - к.к.д. обертових гідромашин, зазвичай, на 1-3% нижче у порівнянні із трьохмашинними агрегатами.

3 - при напорі 200-350 м та більше радіально-осьова насосотурбіна виконується подібно відцентровому насосу, який для можливості роботи в турбінному режимі робиться в основному одноступінчастим та обладнується напрямним апаратом із рухомими лопатками. Якщо «чистий» відцентровий насос у трьохмашинного агрегату небезпеки кавітації може бути зменшений шляхом виконання гідромашини двох - або багатоступінчатим. Оскільки для оборотних агрегатів такий варіант виключений, одноступеневу насосну турбіну задля здобуття необхідної висоти всмоктування у насосному режимі необхідно розташовувати значно нижче у порівнянні зі звичайною гідротурбіною. Проте, у насосному режимі, особливо під час пуску, виникають значні вібрації рухомих лопаток направляючого апарату.

4 - у оборотних гідроагрегатів, на відміну від трьохмашинних, не є можливим довільно вибрати величину співвідношення між потужностями агрегату у насосному та турбінному режимах роботи. Це ставлення обмежується межами 0,8-1,2 та визначається наступними умовами:

А) обмеження які пов'язані із гідравлічною формою робочого колеса насосотурбіни;

Б) за заданим типом робочого колеса зона робочих точок насосотурбіни обмежується частотою обертання та діаметром робочого колеса;

В) обмеження відкриття направляючого апарату у насосному режимі.

У порівнянні із трьохмашинними агрегатами, котрі запускаються у насосний режим власною гідротурбіною, для обертових агрегатів виникають труднощі, пов'язані із пуском у насосний режим, які зростають зі збільшенням одиничної потужності агрегату [1].

На ГАЕС Реккун Маунтін що в США (рис. 1.8) встановлено 4 обертових агрегати, кожний потужністю 400 МВт при напорі 320 м та частоті обертання 300 об/хв.

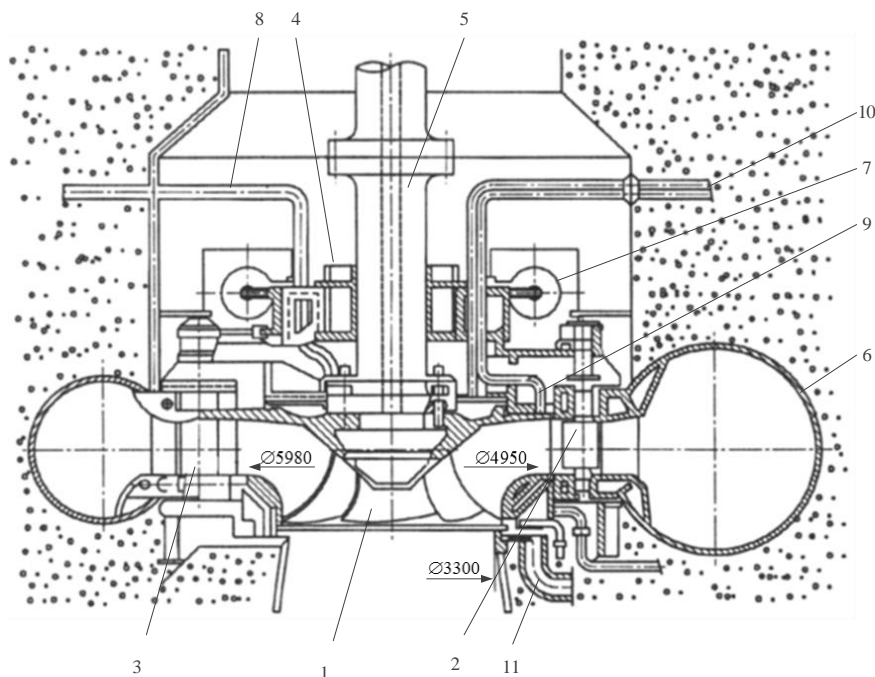


Рисунок 2.8 – Вертикальний переріз по радіально-осьовій насосотурбіні
ГАЕС Реккун Маунтін [1]:

1 – робоче колесо; 2 – лопатки направлено апарату; 3 – колодки статора; 4 – направляючий підшипник; 5 – вал; 6 – спіральна камера; 7 – серверний мотор; 8 – розвантажувальний трубопровід; 9 – трубопровід задля вирівнення тиску; 10 – трубопровід стисненого повітря для віджимання води із порожнини робочого колеса; 11 – трубопровід для зливу протікань із порожнини робочого колеса

Найпростішим способом поліпшення енергетичних характеристик є конструкція, при якій для переходу із турбінного режиму у насосний та назад проводиться заміна робочого колеса та направляючого апарату, що може бути прийнятним тільки для ГАЕС сезонного регулювання (по швейцарському патенту). Фундамент ідеї полягає у тому, що при роботі у насосному режимі направляючий апарат знаходиться в фіксованом положенні та впринципі можна обійтися і без

нього. Водночас діаметр насосного робочого колеса приблизно рівний діаметру робочого колеса турбіни разом із напрямним апаратом. У таких умовах існує можливість так спроектувати проточну частину, щоби заміна одного колеса іншим здійснювалась із найменшими витратами.

Іншим напрямком розробок є застосування двох робочих коліс, що мають загальну спіральну камеру та відсмоктувальну трубу. Ідея полягає в тому, що спіральну камеру перекривають зі сторони непрацюючого колеса.

Така ж ідея лежить у основі патенту, отриманого швейцарською фірмою «Шарм» на обертових гідромашин, носить назву «Ізожир». На рис. 1.9 показаний розріз гідромашини Ізожир із горизонтальним валом для ГАЕС Хандек -ІІІ.

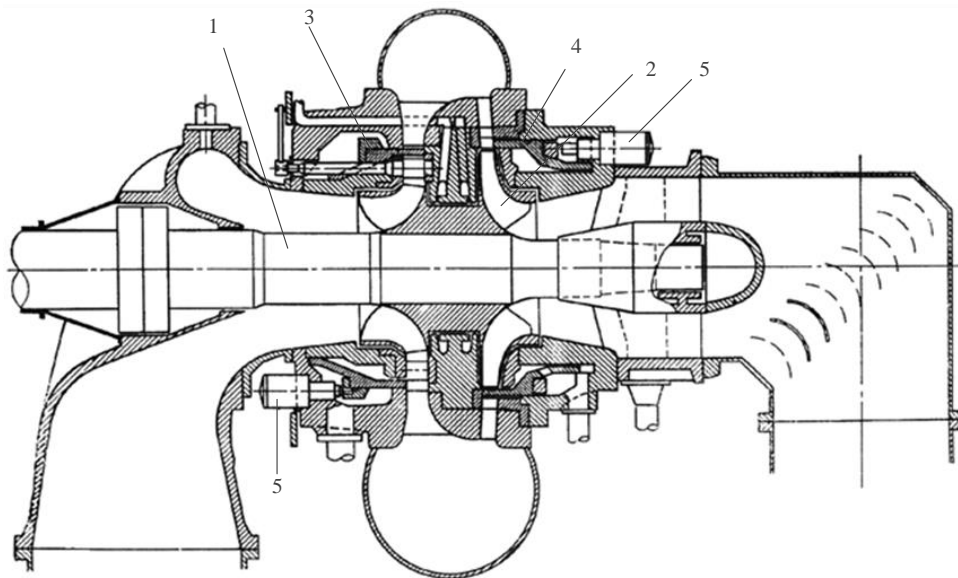


Рисунок 1.9 – Оборотна гідромашина Ізожир з горизонтальним розташуванням валу [1]

В основному принцип та схема роботи такі, як в трьохмашинних агрегатах, різниця лише у тому, що є одна спіральна камера та відсутня муфта зчеплення.

Збільшення складності спеціальних типів обертових гідромашин, що і не дивно, практично не призвело до збільшення вартості установки. Є відомість, що застосування гідромашини Ізожир у порівнянні з трьохмашинною схемою (100 %) дає вартість установки 94,5%, а двухмашинною - 96%.

Крім того, в різні часи пропонувався ряд конструкцій, оформлених патентами та спрямований на поліпшення енергетичних показників оборотних гідромашин, сенс яких полягає в збільшенні співвідношення зовнішнього і внутрішнього діаметру робочого колеса при постійних обертах у обох режимах за рахунок збільшення діаметра робочого колеса у насосному режимі. Однак широке застосування гідромашини такого типу не знайшли.

1.3 Напірні трубопроводи ГАЕС

Насосотурбінні водоводи служать як напірні водопідводячі тракти, що з'єднують водоприймальні пристрої із машинним залом, у якому розташовані гідроагрегати ГАЕС.

В зв'язку із різноманітністю конструктивних типів ГАЕС напірні водоводи також мають безліч конструктивних особливостей. Напірні трубопроводи ГАЕС, якщо враховувати реверсивність потоку води, виключно відповідальні споруди, особливо на високонапірних установках. Розрив трубопроводу буде причиною великої аварії, в тому числі із катастрофічними наслідками. Тому до напірних трубопроводів ГАЕС пред'являють особливо високі вимоги та для кожної ГАЕС застосовується найбільш технічно-доцільні і економічні конструкції трубопроводу [2].

У приливних ГАЕС сталевий трубопровід розташовується у тілі греблі. Такі трубопроводи називаються вбудованими. Прикладом може служити ГАЕС Вальдеканас в Іспанії (рис. 1.2). У варіантах приливних ГАЕС із земляною греблею та баштовим водоприймачем трубопровід прокладається зазвичай під греблею (рис. 1.10).

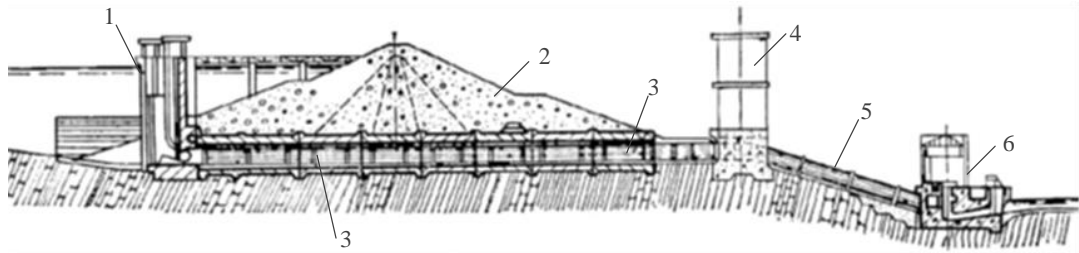


Рисунок 1.10 – Напірний трубопровід в тілі ґрунтової греблі:

1 – баштовий водоприймач; 2 – ґрунтова гребля; 3 – сталевий трубопровід всередині багатоосьової залізобетонної труби; 4 – зрівняльний резервуар;

5 – сталевий відкритий трубопровід; 6 – будівля ГАЕС

Для підземних ГАЕС напірні трубопроводи прокладаються в скельному масиві (рис. 1.11). При прокладанні у скелю, підземний напірний трубопровід найчастіше є сталевим облицюванням тунелю або шахти із забетонованим простором між трубопроводом та скелею. Такі трубопроводи називають тунельними. Проте буває сталевий трубопровід укладають у тунелі вільно, це забезпечує доступ до нього для огляду.

Тунельні трубопроводи - дорогі будівельні споруди, але разом із тим вони володіють рядом переваг у порівнянні із поверхневими трубопроводами. Вони довговічніші водоводів, прокладених на поверхні, та не вимагають постійного спостереження і частих ремонтів. В тунельному навколишньому середовищі, коливання температури є значно меншими, ніж на відкритому повітрі. Очевидні переваги тунелів мають і відносно зовнішній вплив [1].

Для дериваційних ГАЕС розрізняють трубопроводи відкриті та засипані. Застосування дериваційних напірних трубопроводів дає можливість не дотримуватися постійного поздовжнього ухилу, що дозволяє прокласти їх з урахуванням рельєфу місцевості та тим же значно знизити вартість.

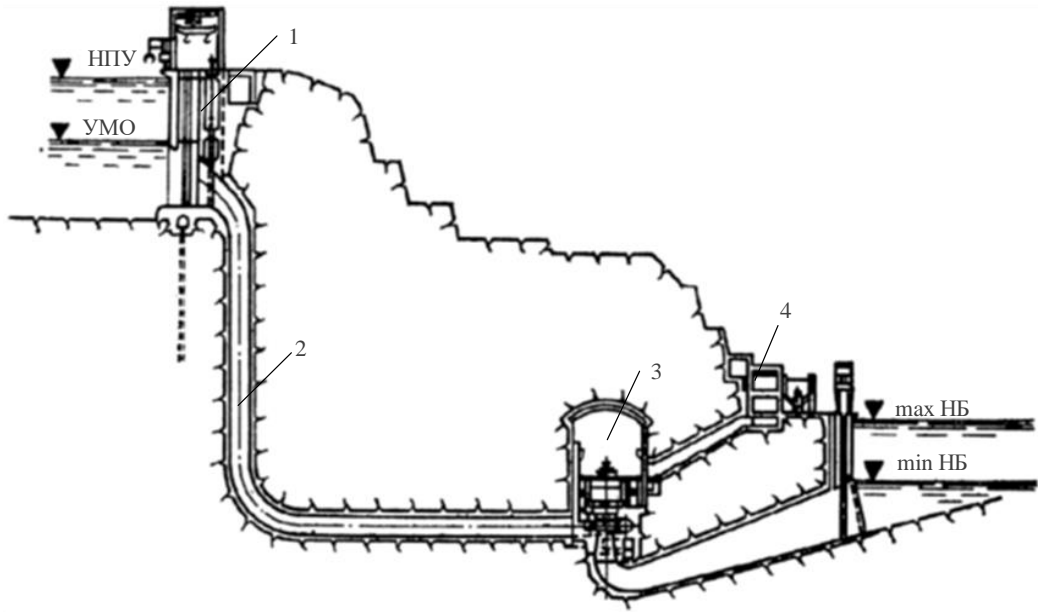


Рисунок 1.11 – Підземний напірний трубопровід:

1 – водоприймач; 2 – підземний напірний трубопровід; 3 – підземна будівля ГАЕС; 4 – закритий розподільний пристрій (ЗРП)

Відкриті трубопроводи, тобто такі які укладені на поверхні косоугору, є доступними для огляду, в цьому їх основна перевага. Однак вони схильні до зовнішніх впливів, в тому числі інтенсивному температурному та атмосферному впливу. В закордонних ГАЕС наземні водоводи зустрічаються досить рідко, вони виконуються зварними металевими та прокладаються на ковзних проміжних та анкерно-стопорних опорах. Однак такі водоводи небезпечні у експлуатаційному відношенні (є певна можливість розриву) і вимагають витрати дефіцитних та дорогих високої міцності легованих сталей, а також постійного догляду – фарбування та ремонтів із усунення протікання води.

Засипані землею напірні трубопроводи мають перевагу у тому, що на статичній роботі яких майже не відбивається коливання температури зовнішнього повітря. На рис. 1.12 показана дериваційна ГАЕС з засипаним та відкритим ділянками напірного трубопроводу.

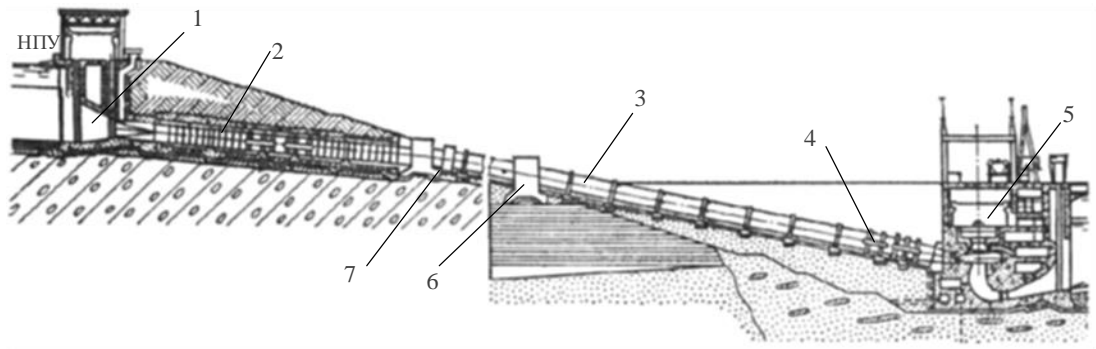


Рисунок 1.12 – Насосотурбінний трубопровід дериваційної ГАЕС:

1 – водоприймач; 2 – залізобетонний напірний трубопроводу тілі дамби; 3 – сталевий відкритий трубопровід; 4 – температурно-осадовий компенсатор; 5 – будівля ГАЕС; 6 – анкерна опора; 7 – проміжна опора

Залежно від статичної схеми напірні трубопроводи виконуються розрізними та нерозрізними (рис. 1.13). Нерозрізна схема (рис. 1.13, а) використовується при невеликій довжині трубопроводу та незначних коливаннях температури. Таку схему застосовують для засипаних трубопроводів.

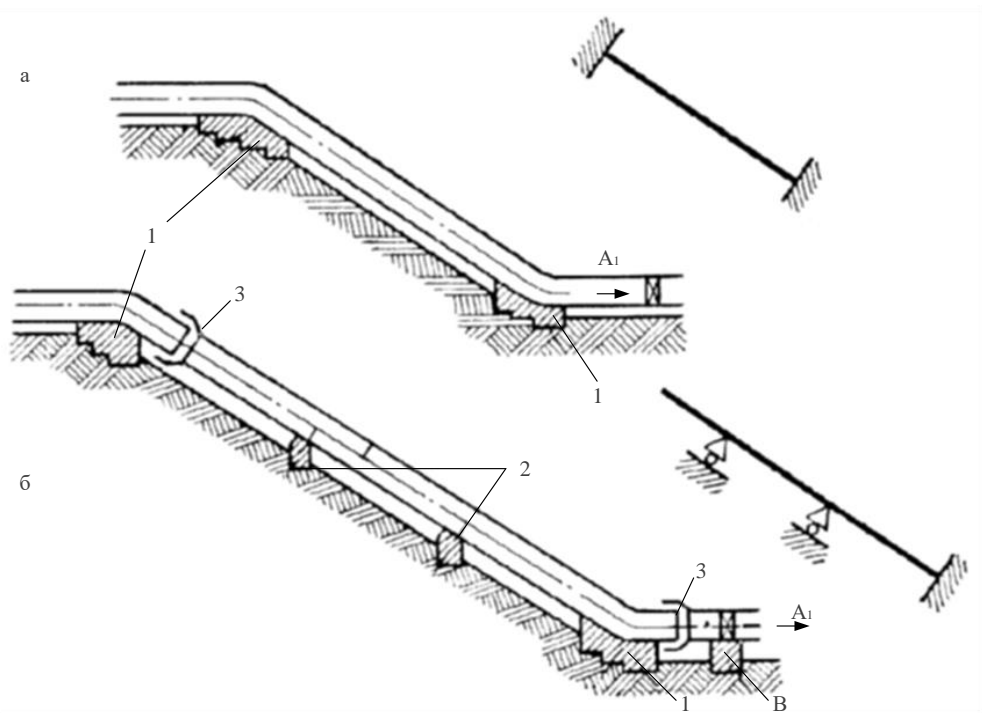


Рисунок 1.13 – Статичні схеми напірних трубопроводів:

а – нерозрізна; б – розрізна:

1 – анкерна опора; 2 – проміжна опора; 3 - температурний компенсатор

Розрізні схеми (рис. 1.13, б) застосовують для відкритих трубопроводів при великих коливаннях температури повітря або ж значних просадках ґрунту. Труба на ділянці між анкерними опорами розрізається, встановлюють компенсатор, який дає змогу переміщатися одній частині труби до іншої [2]. При цьому знімаються напруги у оболонці, викликані температурними або ж осадковими деформаціями. Іноді кількість таких розрізів і температурних компенсаторів, може бути значно більше двох.

2. СУЧАСНИЙ СТАН ТА ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ ГІДРОЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ

Основою електроенергетики країни є ОЕС, яка завдяки системоутворюючим і регіональним розподільчим лініям електропередач поєднує в єдиний технологічний комплекс виробників й споживачів електроенергії, централізовано постачає електроенергію внутрішнім споживачам, забезпечує транзит електроенергії.

Загальна встановлена потужність електрогенеруючих станцій України на кінець 2019 р. склала 54,5 ГВт, із яких 51 відсоток припадає на теплові електростанції (ТЕС), 25 % - на атомні електростанції (АЕС), 10 % - на гідроелектростанції (ГЕС) та гідроакumuлюючі електростанції (ГАЕС) [17],

12 % - на теплоелектроцентраль (ТЕЦ), блок-станції та інші об'єкти, біля 2 % на відновлювальні джерела енергії (ВДЕ). При цьому із урахуванням законсервованих блоків та блоків, які перебувають на реконструкції встановлена потужність готових до експлуатації блоків становить 50 ГВт (47 ГВт з урахуванням обмежень електромережі на видачу потужності АЕС). Загальна структура всіх генеруючих потужностей ОЕС України наведена на рис.2.1

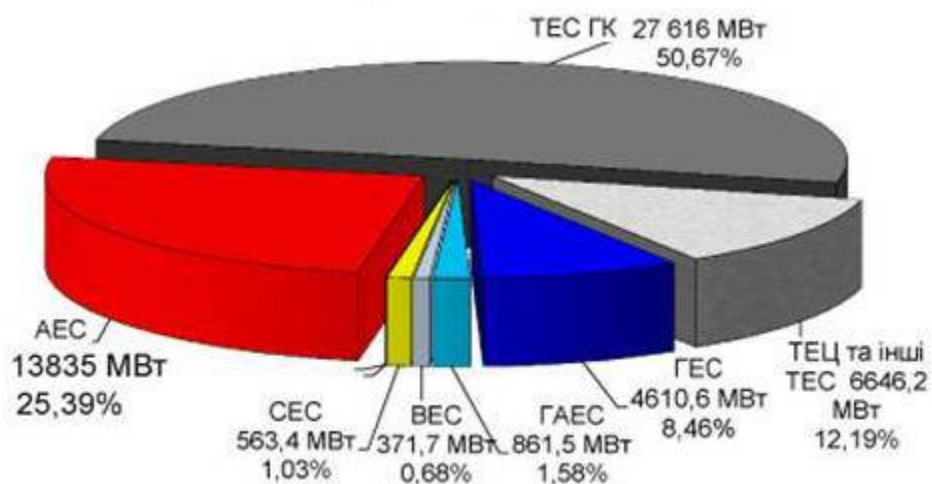


Рис. 2.1 Потужність генеруючого обладнання ОЕС України станом на 31 грудня 2019 року

Встановлена потужність ГЕС та ГАЕС у ОЕС України у 2019 році складає біля 5500 МВт. Більшість із яких понад 4922 МВт (101 гідроагрегат), є власністю ПАТ «Укргідроенерго», річний виробіток електроенергії якої перевищує 10 млрд кВт·год [17].

1.1 Потенціал гідроенергетики України його стан використання

Основним оператором гідроенергетичних потужностей є ПАТ «Укргідроенерго» - гідрогенеруюча компанія України, до складу якої входять дев'ять станцій на річках Дніпро та Дністер. Гідроенергетичні потужності розміщуються на ГЕС Дніпровського (3940 МВт), Дністровського (744 МВт) каскадів та на діючих малих ГЕС (до 100 МВт). В експлуатації Київська ГАЕС (235 МВт), 2 агрегати Ташлицької ГАЕС - (302 МВт) та перша черга Дністровської ГАЕС (302 МВт). Загальний гідроенергетичний потенціал України понад 44 млрд кВт·год. (у тому числі малих ГЕС - близько 3,0 млрд кВт·год.). Сьогодні економічно ефективний потенціал становить близько 17,5 млрд кВт·год., із них вже використовується близько 11 млрд кВт·год. (більше 60 %). Таким чином, весь невикористаний ефективний потенціал становить близько 6,5 млрд. кВт·год [17].

У той же час слід виділити, те що гідроенергетичний потенціал Дніпра переважно вичерпаний (рис.2.2).

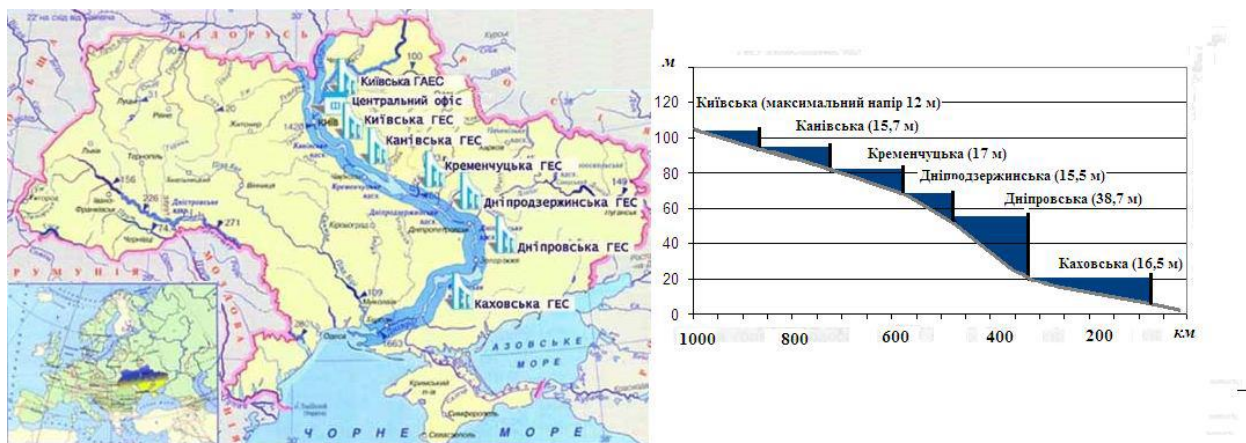


Рис. 2.2 Каскад гідроелектростанцій на р. Дніпро.

Окрім того, інтенсивна експлуатація, протягом десятків років, Дніпровських ГЕС має свої наслідки. Фізично застаріле обладнання має низький коефіцієнт корисної дії (ККД), не забезпечує підтримку необхідних параметрів регулювання, та здійснює значний вплив на довкілля. Відтак збільшення потенціалу Дніпровського каскаду ГЕС можливе і необхідне, за рахунок переважно реабілітації існуючого та встановлення нового із більшою продуктивністю гідро- та електроу- статкування [17].

ПАТ «Укргідроенерго» з 1996 року активно співпрацює із міжнародними фінансовими організаціями (МФО) із метою отримання коштів для свого карману та можливо реконструкції гідроелектростанцій. Завдяки реалізації проекту передбачається подовження терміну експлуатації ГЕС на 30-40 років, а потужність ГЕС збільшиться на понад 250 МВт, на 3,7-4,5 % зросте коефіцієнт корисної дії гідроагрегатів, ефективність виробітку електроенергії та її якість, а також істотно підвищиться безпека експлуатації об'єктів.

2.2 Роль гідроенергетики у забезпеченні стійкості ОЕС України

На даний час існує структура потужностей генерування електроенергетики (рис. 2.4) формує дефіцит маневрових і резервних потужностей ОЕС України. Різниця потужностей в щоденному графіку навантаження системи (різниця максимумів та мінімумів протягом дня) сягає 8000 МВт у період максимального зимового енергоспоживання і біля 5000 МВт у літній період .

Надлишок потужності у нічні години, з обмеженими можливостями маневрування ускладнює не тільки стійкість роботи ОЕС України, але і спроможність підтримувати необхідну якість регулювання міждержавних перетоків енергії в рамках синхронної роботи ОЕС України з системами інших країн. Окрім того, вимога забезпечення якості електроенергії і надійності енергосистеми у умовах відхилення фактичних величин потужностей генераторів та споживачів системи

протягом доби, вимагає існування належного рівня маневрених потужностей [17].

На даний час саме гідроенергетика є головним джерелом високомобільного резерву. Проте, сьогодні у балансі потужностей ОЕС України потужність гідроелектростанції складає 10 %, проти 16 % оптимальних. Для розв'язання проблеми необхідно будівництво додаткових гідро- та гідроакumuлюючих потужностей.

Передбачається, що реконструкція з продовженням строку експлуатації на 30-40 років понад 3,2 ГВт потужностей ГЕС і ГАЕС та побудова нових потужностей дозволить досягнути збільшення загальної потужності. Таким чином, встановлена потужність ГЕС та ГАЕС, до 2030 року досягне 16 % від загальної потужності ОЕС, що забезпечить належний рівень маневрових і резервних потужностей (рис. 2.4). Обсяг додатково виробленої електроенергії збільшиться на 8 млрд кВт·год [17].

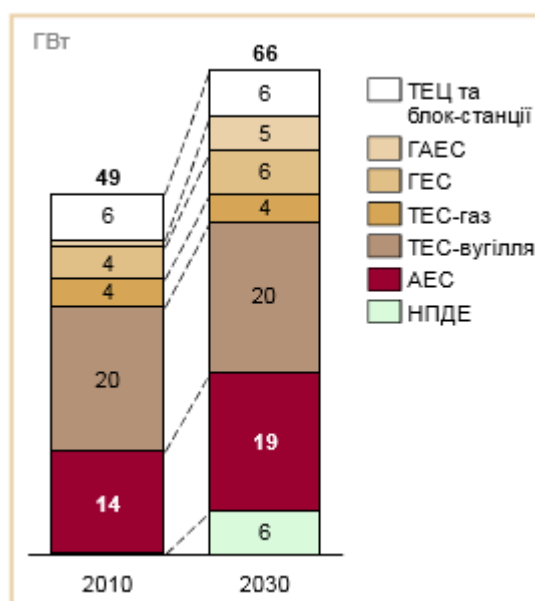


Рис. 2.4 Баланс встановлених потужностей у базовому сценарії

На сьогоднішній день вже реалізується ряд проектів розвитку гідроенергетики. Зокрема ПАТ «Укргідроенерго» реалізує проекти розвитку нових потужностей, передусім маневрених потужностей.

2.3 Пріоритети розвитку гідропотенціалу України

Пріоритетом розвитку гідроенергетики України відповідно до оновленої редакції енергетичної стратегії на період до 2030 року визначено будівництво додаткових гідро- і гідроакумуючих потужностей:

1. 2011-2015 рр. – завершення 1-ї черги Дністровської ГАЕС, 1-ї черги Ташлицької ГАЕС;
2. 2015-2020 рр. – будівництво 2-ї черги Ташлицької ГАЕС;
3. 2015-2020 рр. – будівництво 2-ї черги Дністровської ГАЕС;
4. продовження будівництва Канівської ГАЕС потужністю 1000 МВт із пуском першого гідроагрегата в 2015 році;
5. завершення проектування до 2014 р. та розширення Каховської ГЕС потужністю 270 МВт до 2020 році;
6. реконструкція та розширення Терезько-Рікської ГЕС (27 МВт) зі збільшенням потужності на 30 МВт до 2020 р.7;
7. оцінка перспективи і потенційна побудова на Закарпатті Терезько-Рікської ГАЕС (1100 МВт) й Терезько-Рікської ГАЕС (1000 МВт).

Якщо зреалізувати перераховані проекти до 2030 р. довести частку маневрених потужностей ГЕС і ГАЕС у загальному балансі галузі до 16 %.

Поряд з пріоритетними напрямками використання потенціалу великої гідроенергетики, існує також можливість використання потенціалу малих річок України. Розвиток малої гідроенергетики також сприятиме децентралізації загальної енергетичної системи, чим зніме ряд проблем в енергопостачанні віддалених та важкодоступних районів сільської місцевості, також у регіональних

електричних мережах, що знизить не тільки втрати електроенергії при електропостачанні, підвищить загальну економічну ефективність роботи ОЕС України [17].

За даними Інституту ВДЕ Національної академії наук України гідропотенціал малих річок становить біля 12,5 млрд кВт·год., що складає біля 28 % загального гідропотенціалу всіх рік України.

Пріоритетним напрямом розвитку гідропотенціалу малих річок є будівництво гідровузлів з малими та середніми ГЕС, а також ГАЕС задля забезпечення стабільності в локальних мережах, виходячи із прийнятих в світовій практиці підходів із комплексним використанням водосховищ, забезпеченням захисту від паводків, мінімізацією площі затоплення та збитку навколишньому середовищу.

Виконані в попередні роки проектні опрацювання показують ефективність та доцільність будівництва у регіоні таких комплексних гідровузлів з ГЕС потужністю більше 10 МВт, сумарна потужність яких може складати до 700 МВт, а річна виробітка - до 1,8 млрд кВт·год., в тому числі каскадів ГЕС на ділянці верхнього Дністра, на Тисі та інших ріках.

Іншим пріоритетом залучення гідропотенціалу малих річок є реконструкції малих та середніх ГЕС на рівнинних річках України. На сьогодні в Україні збереглося понад 170 малих гідроелектростанцій (МГЕС), із них працює 90 МГЕС загальною потужністю 70-80 МВт. Більшість МГЕС перебувають у занедбаному стані, з нечітко визначеною формою власності. Гідроспоруди перебувають у аварійному стані або зруйновані. Усе це зумовлює потребу в суттєвих інвестиціях для реконструкції і модернізації малих та середніх ГЕС.

Поряд з пріоритетами розвитку гідропотенціалу України, слід наголосити на відносній перевазі галузі, а саме її самодостатності. Україна має в собі достатній науково-технічний потенціал та значний досвід в галузі дослідження гідроенергетичного потенціалу, проектуванні гідроелектростанцій, розробки конструкцій та виробництв гідротурбінного і електроенергетичного обладнання, вирішення

водогосподарських та екологічних проблем при будівництві і експлуатації гідроелектростанцій. Українські підприємства мають необхідний виробничий потенціал для створення вітчизняного обладнання малих ГЕС [17].

. СИСТЕМНЕ ЗНАЧЕННЯ ГАЕС

3.1 Режими роботи ГАЕС в ОЕС

Як відомо, в складній електроенергетичній системі як у структурно неоднорідному технічному середовищі, об'єктивно існують так звані слабкі місця, тобто елементи, або групи елементів чи умови, які із точки зору реакції на зміну режиму, управляючої дії є критичними та негативно позначаються на живучості системи. В слабких місцях або ж в позаштатних умовах роботи ймовірність такого відхилення параметрів режиму, яке може привести до різких знижень якості, надійності або гірших економічних показників роботи електроенергетичної системи, значно підвищена. Слабкі місця у електроенергетичній системі не тільки обмежують технічні можливості системи у цілому й ефективність управління цією системою, але часто є причинами порушень динамічної стійкості при великих збуреннях й системних аварій каскадного характеру із масовим порушенням живлення споживачів.

Наявність слабого місця у електроенергетичній системі визначається як структурними властивостями (топологією мережі, наявністю й розміщенням генераторів та вузлів навантаження), параметрами елементів системи (опорами зв'язків, параметрами навантажень та генераторів і т.д.).

Кваліфіковане та вчасне визначення слабого місця у електроенергетичній системі дозволяє розробити та обґрунтувати заходи щодо посилення шляхом зміни схеми мережі, структури всіх генеруючих потужностей і розташування генераторів, установки реакторів та компенсуючих пристроїв, вибору засобів протиаварійної автоматики, т. п.

Очевидно, що визначальним із цих заходів є забезпечення оптимальної структури потужностей генерації, яка передбачає необхідний діапазон й необхідну динаміку регулювання.

Добові графіки навантаження сучасних енергооб'єднань відрізняються поганим балансом, що створює труднощі з покриттям піків і, в більшості, з проходженням нічних провалів в добових графіках навантаження. Ця проблема посилюється в зв'язку з стійкою тенденцією зміцнення маломаневрених енергоблоків на теплових та атомних електростанціях. Значною проблемою для них є розвантаження ТЕС в години нічного зниження навантажень із врахуванням необхідності виконання теплового графіка навантажень й забезпечення рівномірної роботи блоків АЕС. Ще й крім того, в зв'язку із різким зростанням інтенсивності підйому навантажень у години ранкових та вечірніх максимумів загострилися проблеми забезпечення якості електроенергії (нормовані значення частоти і напруги) [15].

В Україні для найбільш напруженого добового графіку навантаження зимою характерні два піки – вечірній й ранковий – та два провали – більш глибокий нічний й денний (рис. 3.1).

У різних країнах відношення базового навантаження в добовому графіку до піку в середньому змінюється від 0,6 до 0,8.

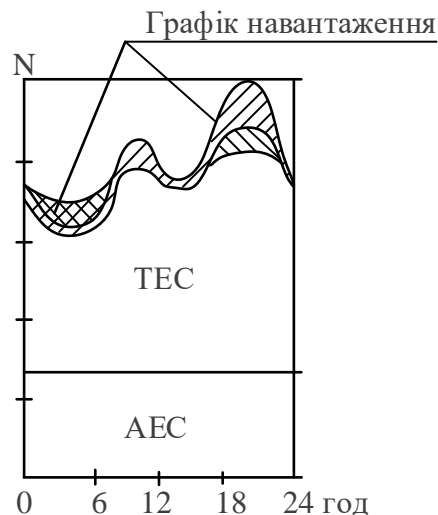


Рисунок 3.1 – Покриття добового графіку навантаження енергосистеми

В ОЕС графік навантаження звичайно стає щільнішим й досягається відносно зменшення максимуму навантаження, особливо якщо енергосистеми перебувають в різних часових поясах.

Річні графіки навантаження енергосистем залежачи від кліматичних й соціально-економічних умов носять характер:

- зменшення навантаження у літні місяці (в основному в зв'язку з зниженням комунально-побутового навантаження), що і характерно для країн Західної Європи, Росії, України [1];
- збільшення навантаження у літні місяці у країнах із жарким кліматом (у зв'язку із ростом побутових навантажень, зрошенням та ін.). Наприклад, в США навантаження у літні місяці перевищують зимові в цілому на 8–10%, що є пов'язаним із роботою установок кондиціонування повітря, вентиляції систем, зрошення.

Фундаментальними передумовами застосування гідроакумуляції енергії і розвитку цього виду гідроенергетики є:

- потреба у маневреній потужності для покриття піків навантаження і компенсації короточасних змін;
- ущільнення добового графіка навантаження із використанням дешевої нічної електроенергії;
- збільшення потужності та оптимізація роботи базових електростанцій;
- економія палива у енергосистемі в порівнянні із іншими варіантами пікової потужності;
- забезпечення швидкого оперативного та аварійного резерву;
- участь в регулюванні режимних параметрів із метою забезпечити нормативну якість електроенергії.

Функціональні можливості ГАЕС можуть бути розділені на 2-і групи:

- звичайний набір системних послуг – не залежить від місця розташування;
- специфічні послуги, що напряму залежать від конкретного розташування

ГАЕС

Стандартні функціональні можливості ГАЕС в різних режимах:

Нормальний режим:

- регуляція балансу потужності (навантаження й генерації);
- регуляція напруги у активних режимах (генераторному й насосному);
- компенсація реактивної потужності (режим СК);
- регуляція частоти;
- оперативний резерв потужності (навантаження й генерації).

Аварійний режим:

- швидке резервування потужності (навантаження й генерації);
- форсування реактивної потужності (щоб підвищити межі стійкості).

Післяаварійний режим:

- оперативне резервування потужності (навантаження й генерації);
- забезпечення розвороту ТЕС при повному погашенні і відсутності інших джерел генерації.

3.2 Доцільне розташування ГАЕС і їх використання

В умовах значної нерівномірності добових графіків навантаження в об'єднаних енергосистемах, а саме ГЕС і ГАЕС, що володіють високою маневреністю і більшим регульовальним діапазоном, високими швидкостями зміни навантажень, мінімальним часом набору навантаження, пуску та зупинки агрегатів, виконують найважливіші завдання [1]:

1 - покривають найбільш складну пікову і напівпікову частини графіка навантажень (див. рис. 3.1). При цьому ГЕС і ГАЕС при покритті пікової частини графіка навантаження у середньому працюють 2–5 годин на добу, а вже напівпікової частини графіка – 5–15 годин на добу;

2 - при роботі в насосному режимі ГАЕС заповнює провальну частину графіка навантажень, знижуючи його нерівномірність, і забезпечує оптимізацію

структури потужностей, що генерують, в енергосистемі за рахунок збільшення потужності базових ТЕС і АЕС;

3 - виконують функції аварійного і навантажувального резервів енергосистеми;

4 - Використовують у якості джерел реактивної потужності.

Із досвіду зарубіжних енергетичних систем, ГАЕС доцільно розміщувати або у центрах енергоспоживання у промислових й урбанізованих районах країни, або ж поряд із неманевреними потужними джерелом електроенергії. Але цим діапазон можливостей використання їх не обмежується. Залежить від варіанту розміщення ГАЕС бувають реалізовані деякі специфічні переваги, особливо у аварійних та післяаварійних ситуаціях.

1. Розміщення ГАЕС на транзитних загальносистемних зв'язках обмежується можливостями ГАЕС стандартними технологічними послугами. В цьому випадку, як правило, ГАЕС бере участь в регулюванні режимів енергооб'єднання у цілому, забезпечуючи необхідні значення частоти та напруги; при цьому вона мало впливає на конкретні локальні об'єкти (рис. 3.2).

2. Застосування ГАЕС, яких розміщують поблизу АЕС або ж великої ТЕС. Зберігаючи стандартні функції, ГАЕС у цьому випадку отримує можливість надавати більш глибокий вплив на оптимізацію режимів роботи теплоенергетичного обладнання конкретної теплової або ж атомної електростанції. Якщо АЕС за умов електричного зв'язку ГАЕС не тільки із високовольтним розподільним пристроєм АЕС, але й на низькій (генераторній) напрузі, принципово можливо організувати автоматичне включення оборотних гідроагрегатів ГАЕС в насосному (навантажувальному) режимі в разі аварійної втрати зв'язку АЕС із енергосистемою, що доцільно не лише із точки зору збереження електроустаткування АЕС, але й підвищення радіаційної безпеки [18].

3. Використання ГАЕС задля підвищення надійності та якості енергопостачання мегаполісів. Проблема збільшення надійності енергопостачання мегаполісів може бути вирішена радикальним методом розміщення деяких ГАЕС, відно-

сно невеликих потужностей, по периметру мегаполіса і в безпосередній близькості від міста, або ж навіть у межах міста. Такі ГАЕС повинні мати в собі зв'язки з високовольтними лініями електропередачі та із основним вузловимирозподільним пристроєм міста і розподільчими великих ТЕЦ. Більше того, такі ГАЕС територіально можуть розташовуватися поблизу від вже існуючих ТЕЦ, дислокованих навколо мегаполісу.

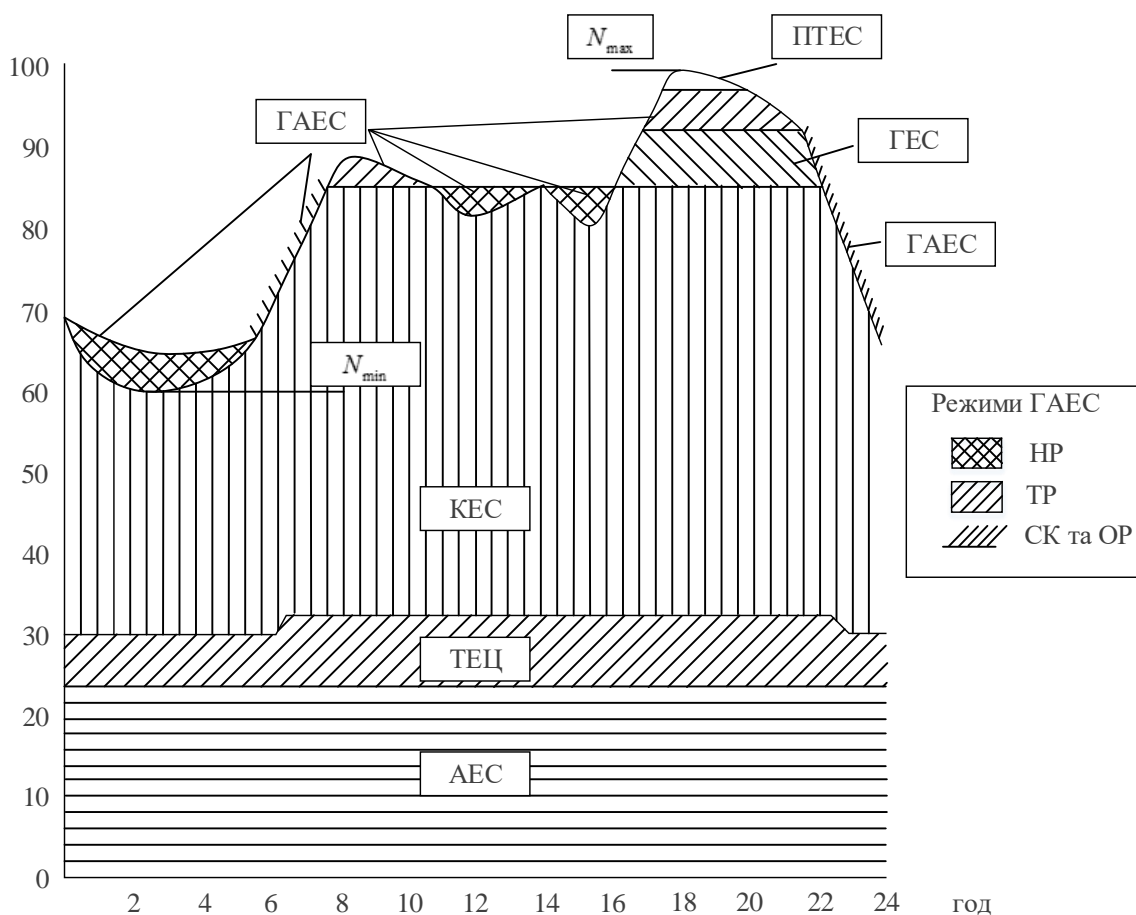


Рисунок 3.2 – Приблизний добовий графік навантаження сучасної потужної енергосистеми:

Різні види станцій які працюють в режимах: НП - насосному, ТР - турбінному, СК і ОР - синхронного компенсатора та у обертовому резерві активної або ж реактивної потужності; N - потужність енергосистеми, %

Розташування такого типу ГАЕС дозволяє:

1 - здійснювати в нормальному режимі роботи енергооб'єднання стандартний набір регулюючих функцій в інтересах енергооб'єднання в цілому [1];

2 - у аварійній ситуації, завдяки глибокому введенню ГАЕС в структурне електропостачання міста, здійснювати адресний аварійний резерв генеруючої потужності;

3 - підхопити навантаження відокремлених ТЕЦ зі збереженням обертової генеруючої потужності;

4 - забезпечити електропостачанням системи власних потреб ТЕЦ, які втрачають зв'язок із енергосистемою й розвантажили її до нуля, що необхідно для подальшого пуску турбоагрегатів.

Верхній басейн такі ГАЕС могли б використовувати в якості акваторії річки, яка протікає у межах міста або ж поблизу нього, або іншу природню водойму достатньої ємності; нижні басейни та машзали можуть бути підземними. Така компоновка не впливає на наземні екосистеми міста та не потребує відведення великої площі.

Прикладом такого підходу є будівництво 2-х ГАЕС поблизу Нью-Йорка (США): Бленхейм-Джільбао (1000 МВт, 1973 р.) і Корнуелл (2000 МВт, 1982 р.). Характерна особливість ГАЕС Бленхейм-Джільбао - це висока маневреність агрегатів та здатність швидко виконати режимні вимоги енергосистеми. Агрегат ГАЕС Бленхейм-Джільбао може бути запущений і в турбінному (генераторному) режим при втраті зв'язку із енергосистемою в разі якогось розвалу при великій системній аварії і видати повну потужність 1000 МВт задля відновлення роботи енергосистеми.

4. Затосування ГАЕС у єдиному технологічному комплексі із припливними електростанціями. Такі станції за своїм принципом працюють циклічно відповідно із циклічністю приливної хвилі. Функція згладжування графіка генерації й забезпечення відповідності генерації і споживання можуть бути покладені на ГАЕС, побудовану й працюючу у єдиному технологічному комплексі із ПЕС.

5. Участь ГАЕС в сезонному регулюванні можлива при використанні залишкової електроенергії ГЕС в весняний період та накопиченні паводкових вод в акумулюючому басейні досить великої ємності [1].

6. Використання ГАЕС у ізольованих енергосистемах, не маючих гідроресурсів або ж мобільних потужностей других типів. Характерним прикладом може служити енергетична система Сахаліну - типове ізольоване енергетичне об'єднання, не маюче можливості використовувати регулювання, пов'язане із широтними перетіканнями потужності між часовими поясами.

Аналогічна ситуація і у енергооб'єднанні Великобританії, де також є відсутніми гідроенергетичні ресурси, а задля забезпечення можливостей регулювання потужності побудовані 4-ри ГАЕС. Проте у Великобританії знайдено мудрий компроміс між технічною необхідністю та економічною доцільністю будівництва ГАЕС.

Таким чином, технічна необхідність в розвитку гідроакумулювання не викликає сумніву, оскільки ГАЕС дозволяють оптимізувати роботу ТЕС, АЕС та енергооб'єднань у цілому, забезпечити нормативну якість та надійність електроенергії у нормальних режимах, знизити перетоки потужності в міжсистемних зв'язках, підвищити надійність та живучість енергооб'єднань, і також – в ряді випадків – радіаційну безпеку АЕС у аварійних ситуаціях, полегшити умови післяаварійного відновлення енергосистеми в разі великої системної аварії, які супроводжується поділом системи та «посадкою» теплових станцій на «нуль», а також зробити благотворний вплив на загальні господарські процеси країни: згладити наслідки повені, створити запаси води для цілей штучного зрошення, господарського і побутового споживання та т. д. Ці технологічні можливості ГАЕС носять більш якісний характер, ніж кількісний, та їх важко оцінити економічним шляхом.

3.3 Економічна ефективність ГАЕС

В електроенергетиці розрізняють 3 основні сфери діяльності:

- виробництво та збут електроенергії;
- передача і розподіл електроенергії;
- забезпечення якості і надійності електричного постачання.

ГАЕС за технологією займають у цій структурі забезпечення якості та надійності електропостачання споживачів електроенергії.

Проблема забезпечення якості і надійності електропостачання - останнім часом набуває в усьому світі особливої актуальності в зв'язку зі зростанням електричного споживання, загострення проблеми енергоресурсів, ускладнення і підвищення залежності промислових технологій від якості й безперервності електропостачання.

За кордоном використовують ГАЕС для вирівнювання добових графіків навантаження практикують вже кілька десятиліть, спочатку головною задачею ГАЕС було їх залучення у генераторному режимі тільки у години пікового навантаження [1].

Спорудження ГАЕС з технічної точки зору є об'єктивно необхідною частиною. Проте при прийнятті рішень про розвиток цього виду гідроенергетики слід мати на увазі, що ідеологія ринку передбачає єдність технічної необхідності й економічної доцільності.

В свою чергу, економічна доцільність будівництва ГАЕС є підтвердженою двома необхідними умовами:

- 1 інвестиційна привабливість;
- 2 прибутковість на етапі експлуатації.

Дані умови тісно пов'язані та визначаються як інтереси власника, та ступінь привабливості задля потенційних інвесторів.

Проте якщо технічна необхідність спорудження ГАЕС не викликає сумнівів, то із економічним статусом все не настільки очевидно. Головна проблема зв'язана із тим, що акумулювання енергії за своєю сутністю поза ринковий елемент виробничої системи.

Для ГАЕС існує проблема формування економічного статусу. Справа у тому, що, відповідно до технічно можливого к.к.д., витрата електричної енергії на заряд ГАЕС хоча б на 35-40% перевищує її кількість, вироблену при розряді, тобто інтегральне вироблення за цикл є негативне. Але крім того, практично не піддаються розрахунку реальні вартості послуг із підвищення стійкості міжсистемних зв'язків, оптимізація режимів ТЕС й забезпечення якості і надійності електричного постачання [12].

Саме тому при формуванні тарифу неможливо підходити до ГАЕС із позиції звичайної електростанції, головною та зачасту єдиною сутністю яких є вироблення електроенергії й надання потужності генерації.

Саме цим пояснюються ті обставини, які, при різноманітності економічних механізмів для звичайних електростанцій, не залежить від форми власності, усі вони засновані на одній основній складовій – вартості одиниці потужності та проданої електроенергії. Повернувшись до ГАЕС, їх економічний статус різний не тільки у різних країнах, для різних форм власності, але навіть у межах однієї країни або у рамках однієї ж економічної формації.

Запропонувати універсальну економічну модель для ГАЕС, діючи у всіх умовах та економічних формаціях, неможливо, тому обмежимося аналізом технологічних послуг ГАЕС з точки зору ліквідності.

Насамперед зазначимо, що незважаючи на множинні технологічні можливості ГАЕС (регулювання добового графіка навантаження, регулювання частоти і напруги, забезпечення оперативного і аварійного резерву), всі вони є похідною одного параметра – високоманевровою (регулюючою) потужністю як при генерації, так і споживання [1].

Тому головною функцією ГАЕС було і є регулювання активної потужності. При цьому ж у регулюванні добових графіків навантаження забезпечується баланс між споживанням й генерацією та завдяки цьому впливає на якість (частоту f) електроенергії. Така послуга може плануватися завчасно відповідно до прогнозованого добового графіка електричного споживання.

Крім існуючого регулювання добового графіка навантаження задля безпеки стійкого функціонування енергооб'єднання у різних ситуаціях, зв'язаних із стохастичними змінами споживання електроенергії і аварійністю діючого енергообладнання, треба мати оперативний резерв навантаження, і генерації. Висока надійність електропостачання може бути забезпечена за рахунок присутності в енергооб'єднанні достатніх резервів маневреної потужності.

Хоч термінологія, яка відноситься до оперативних резервів потужностей, відрізняється у різних країнах, та по відношенню до яких можуть бути сформульовані деякі основні визначення. За оперативністю реалізації розрізняють 4-ри рівня резерву.

Першим рівнем є резерв потужності, який і може бути зреалізований швидко за допомогою авторегулювання частоти обертання агрегатів, і без втручання оперативного персоналу. До резерву 1-го рівня відносять зниження дефіциту активної потужності, що є доступним за допомогою автоматичного впливу від реле частоти на вже працюючі агрегати ГАЕС (відключення агрегатів, що працюють у насосному режимі; переклад агрегатів, які працюють у режимі СК, в генераторному режимі; завантаження генераторів до максимально можливого значення).

До 2-го рівня відносять резерв потужності, який зреалізований швидко – автоматично або ж вручну – із компенсацією частини резерву першого рівня або своєчасним введенням у роботу агрегатів із врахуванням майбутніх змін режиму. Типовим прикладом автоматичної або ж напівавтоматичного реалізу цього резерву є пуск при спрацьовуванні мінімального реле частоти агрегатів ГЕС, ГАЕС і ГТУ або ж зміною вручну уставок автоматичного регулювання частоти і обмінної потужності [7].

До 3-го та 4-го рівнів належить резерв, задля реалізації якого може знадобитися тривалий час - залежно від готовності знаходитись у резерві обладнання або відповідні контрактні угод. Такі рівні резерву реалізуються задля заміни потужності резерву 1-го і 2-го рівнів або ж для ліквідації прогнозованого дефіциту активної потужності.

3-тій рівень забезпечується завантаженням пущених агрегатів ГЕС, ГАЕС і ГТУ, зміною навантажень агрегатів ТЕС, синхронізацією турбоагрегатів, які знаходяться у гарячому резерві, отриманням аварійної взаємодопомоги від сусідніх енергосистем.

4-ий рівень – це прискорення готовності до холодного пуску агрегатів, організацією додаткових поставок від сусідніх енергокомпаній, зниження навантаження споживачів, із якими має спеціальні угоди.

Завданням вибору рівня резерву активної потужності вирішується в різних часових інтервалах – від довгострокового планування і до оперативного управління. Не зупиняючись на методиці вибору величини резерву активної потужності за для різних часових інтервалів у довгостроковому тимчасовому діапазоні.

3.4 Вплив ГАЕС на навколишнє середовище

Якщо розглядати вплив гідроенергетичних об'єктів на навколишнє середовище то необхідним є розрізнити періоди будівництва і експлуатації.

Першим періодом є кілька років. В цей період у районі будівництва порушують природний ландшафт: прокладають дороги, будують промислово-будівельні бази, розробляється кар'єр для видобутку будівельних матеріалів і т. п.

Виробництво по зведенню будь-яких гідроенергетичних об'єктів, в тому числі ГАЕС, повинно проектуватися із дотриманням чинного законодавства, що й регламентує вимоги раціонального природокористування: при розроблені генпланів необхідним є раціонально вибрати кар'єр, місцем розташування промислово-будівельних баз, доріг і т. д. До часу завершення будівництв має бути проведена необхідна роботи із рекультивації земель та відновлюваного озелення території [1].

В період експлуатації, який для об'єктів гідроенергетики становить не менше кількох 10-ків років, відбувається довготривале та різносторонній вплив цих об'єктів на навколишнє середовище. Найбільш істотного впливу на природу дають водосховища.

Сам технологічний процес виробництва гідроелектроенергії екологічно не є шкідливим, тому що він не супроводжується будь-якими шкідливими викидами у зовнішнє середовище.

Досвід вивчення взаємодії гідроенергетичних об'єктів із навколишнім середовищем показує, що як такої взаємодії можуть бути:

- прогнозованими та контрольованими;
- непрогнозованими, але контрольованими (після виявлення);
- непрогнозованими та неконтрольованими.

Основні види та ступінь впливу ГАЕС на навколишнє середовище наведено в табл. 3.1.

Табл. 3.1 – Види впливу ГАЕС на навколишнє середовище

Об'єкт впливу	Ступінь впливу		
	Сильний	Середній	Незначний
Ландшафт	+		
Місцевий клімат			+
Грунтово-рослинний покрив (у зоні підтоплення)			+
Тваринний світ			+
Геологічне середовище			+
Гідрогеологічні умови		+	
Гідрологічні умови	+ (наповнення)		+ (експлуатація)
Якість води	+ (наповнення)	+ (експлуатація)	
Стан живих організмів в воді	+		
Соціально-економічні умови району	+		

Показник підтоплення території, прилеглої до верхнього водосховища, ймовірно, може бути набагато менше в разі застосування проти фільтраційного покриття ложа верхнього басейну або ж хоча б його планування та додаткового ущільнення.

До негативного впливу ГАЕС також слід віднести збільшення каламутності в басейні через високу турбулентність вод й загибель планктонних організмів та риб при перекачуванні води.

Зниження негативного впливу ГАЕС на планктонні організми, що є кормом для рибних стад, можна отримати найбільш сприятливим графіком роботи ГАЕС, при якому насосний режим здійснюється у нічні та ранковий час, коли активність планктону знижена.

Водосховища які ГАЕС створює деяке навантаження на природне середовище, однак ступінь цього навантаження значно менше, ніж від водосховищ звичайних ГЕС.

Оскільки розміри наземних водойм ГАЕС, як правило, незначні, то їх створення:

- супроводжуються відносно невеликими вилученнями сільськогосподарських і лісових угідь;
- практично не тягне зміни місцевого клімату;
- не провокує появи або посилення сейсмічної діяльності;
- сприяє поліпшенню екологічної обстановки району із концентрованим розташуванням ГЕС, в формуванні електричних режимів яких бере участь ГАЕС.

Одночасно водосховища ГАЕС сприяють погіршенню санітарного стану прилеглої території за рахунок підвищеного виплоду кровосисних комах – переносників хвороб, і також можливої появи в утворених мілководдях молюска, що є одним з основних джерел поширення біогельмінтози [1].

Крім того, слід врахувати небезпеку підтоплення за рахунок фільтрації із верхнього басейну територій, безпосередньо прилеглих і до його акваторій. Однак цей вплив може бути значною мірою послаблений при відповідній підготовці ложа водосховища (виконанні комплексу протифільтраційних заходів) або нейтралізовано шляхом влаштування дренажу і відведення профільтрованої води в нижній басейн.

4. СУМІСНА РОБОТА ВДЕ З ГАЕС В ЛОКАЛЬНИХ МЕРЕЖАХ

На сьогоднішній день в Україні досить широко впроваджують відновлювані джерела енергії (ВДЕ), проте через ймовірнісний характер надходження енергії (сонячної та вітрової), а саме сонячним електростанціям (СЕС) і вітровим електростанціям (ВЕС) великої потужності, гідно конкурувати із традиційними джерелами енергії поки не вдається. Задля рішення цієї проблеми використовують акумулювання енергії ВЕС і СЕС в час мінімальних споживань електроенергії з її подальшою видачою споживачу в час з відсутньою або мінімальною генерацією. Актуальним для цієї роботи буде застосування ГАЕС для вирішення цього питання.

По розпорядженню кабінету міністрів України про план дій з ВДЕ, їх частка повинна вирости до 11%, встановлена потужність ВЕС очікується 2,29 МВт, а встановлена потужність СЕС – 2,3 МВт. Разом з ростом потужності ВЕС і СЕС, є необхідність збільшити і регулюючі потужності за для якісного та надійного енергоспоживання населення. ГАЕС можуть виступати в якості потужностей задля врегулювання даної проблеми.

В регіонах з найбільшою перспективою для будівництва ВЕС і СЕС, і також із наявними ГАЕС або ж можливістю побудови нових, доцільно буде об'єднання даних станцій у автономну енергосистему, при правильному виборі їх потужностей. У такій енергосистемі надлишкова енергія вироблена за допомогою ВДЕ акумулюється, та внаслідок цього зменшується кількість годин простою вітроустановок та сонячних панелей при сприятливих погодних умовах для генерування електроенергії, а у години пікового навантаження й недостатньої генерації ВЕС та СЕС, потреби споживача покриваються ГАЕС. Також у такій енергетичній системі збільшиться кількість годин роботи ВЕС за рахунок перекачування води у верхній б'єф водосховища ГАЕС у нічні години, чого досягти у

об'єднаній електроенергетичній системі (ОЕС) досить складно, тому що для поповнення об'єму водосховища у ОЕС використовують АЕС і ТЕС, через їх небажані зупинки та великий час виходу на номінальну потужність.

Використання ГАЕС дає можливість акумулювати електроенергію в великій кількості, що і дозволяє ефективно реалізовувати проекти СЕС та ВЕС великих потужностей. Зате у регіонах сприятливих для будівництва даних видів електростанцій, не завжди існує можливість будівництва ГАЕС, через рівнинний характер місцевості. Та при розташуванні таких станцій в приморських регіонах, як один з варіантів вирішення проблеми, це будівництво морських ГАЕС. Цей тип електростанції передбачає створення штучного острова з наміванням землі із дна моря неподалік від берега або разом із берегом, створюючи резервуар-акумулятор [3].

Проектуючи автономну енергосистему, в яку входять ВЕС, СЕС і ГАЕС, необхідно врахувати: рівень та характер споживання електроенергії в даному регіоні, збільшення споживання енергії в майбутньому, проаналізувати статистичні дані по надходженню сонячної радіації і вітрової енергії в даному регіоні, витрати води у даному створі річки, техніко-економічні та екологічні аспекти та ін.. Крім цього варто враховувати можливість будівництва нових електричних мереж або ж реконструкції вже існуючих, реконструкції енергосистеми в цілому, якщо є необхідність, створення програмного забезпечення для управління режимами роботи енергосистеми та прогнозування виробітку енергії ВЕС і СЕС.

Із зростанням частки ВДЕ в загальному балансі встановленої потужності, зростає потреба у регулюючій потужностями та в акумулюванні електроенергії, виробленої ВЕС й СЕС. Завдяки великим акумулюючим здатностям ГАЕС та маневреності, нарощування їх потужності й будівництва, нових станцій полегшує інтеграцію ВДЕ в ОЕС, і також створює можливість об'єднання даних станцій разом з ВЕС й СЕС у автономну енергосистему [3].

Створення такого роду енергосистем дає можливість ВЕС і СЕС працювати більшу кількість годин протягом року, однак при їх проектуванні необхідно враховувати техніко-економічні показники. Така енергосистема потребує більше глибоких наукових досліджень.

В Ямпільській районній електричній мережі що у Вінницькій області сумарна потужність ВДЕ складає більше 30% від потужності навантаження, із них 95% від генеруючої електроенергії припадає на фотоелектричні станції. За окремими лініями електропередачі встановлена потужність ФЕС така ж як потужність навантаження а може й навіть більша. Так як генерування ФЕС змінюється протягом дня, можливими є випадки, коли декілька годин на добу генерування ФЕС переважає локальне електроспоживання. Це пояснює ще й те, що часто в години піку генерування сонячних електростанцій у загальному графіку навантаження є спад. Із врахуванням того, що сонячні електростанції підключаються поблизу споживачів, це значно збільшує нерівномірність сумарного добового графіка електричних навантажень [3].

Зрозуміло що ФЕС, у силу залежності від змін погодних умов, не можуть забезпечувати собі відповідний рівень балансу між попитом і генеруванням електроенергії. Виходячи з цього, необхідно прорахувати яку потужність резерву повинна потрібно отримати від ГАЕС для підтримання балансової надійності ЛЕС.

4.1 Дослідження на основі роботи по оптимізації впливу генерування фотоелектричних станцій на балансову надійність локальних електричних систем (ЛЕС)

Візьмемо існуючу схему локальної мережі із даного дослідження рис 4.1 на якій доповнено розміщення Писарівської МГЕС. Якщо розглянути можливість передбачення модернізації даної ГЕС в гідроакumuлюючу електричну станцію з мінімальною потужністю, наприклад із суміщеним гідроакumuлюванням напору

та трьохмашинною схемою із роздільними гідромашинами (насосом та турбіною) та однією обертовою синхронною електричною машиною (генератором-двигуном), мінімальною потужністю 20МВт, а в насосному 10МВт, для локальної мережі то ми можемо покрити піки навантажень, а також провали через нерівномірність генерувань фотовольтаїчних ЕС, трьох ФЕС зображених на рис 4.1.

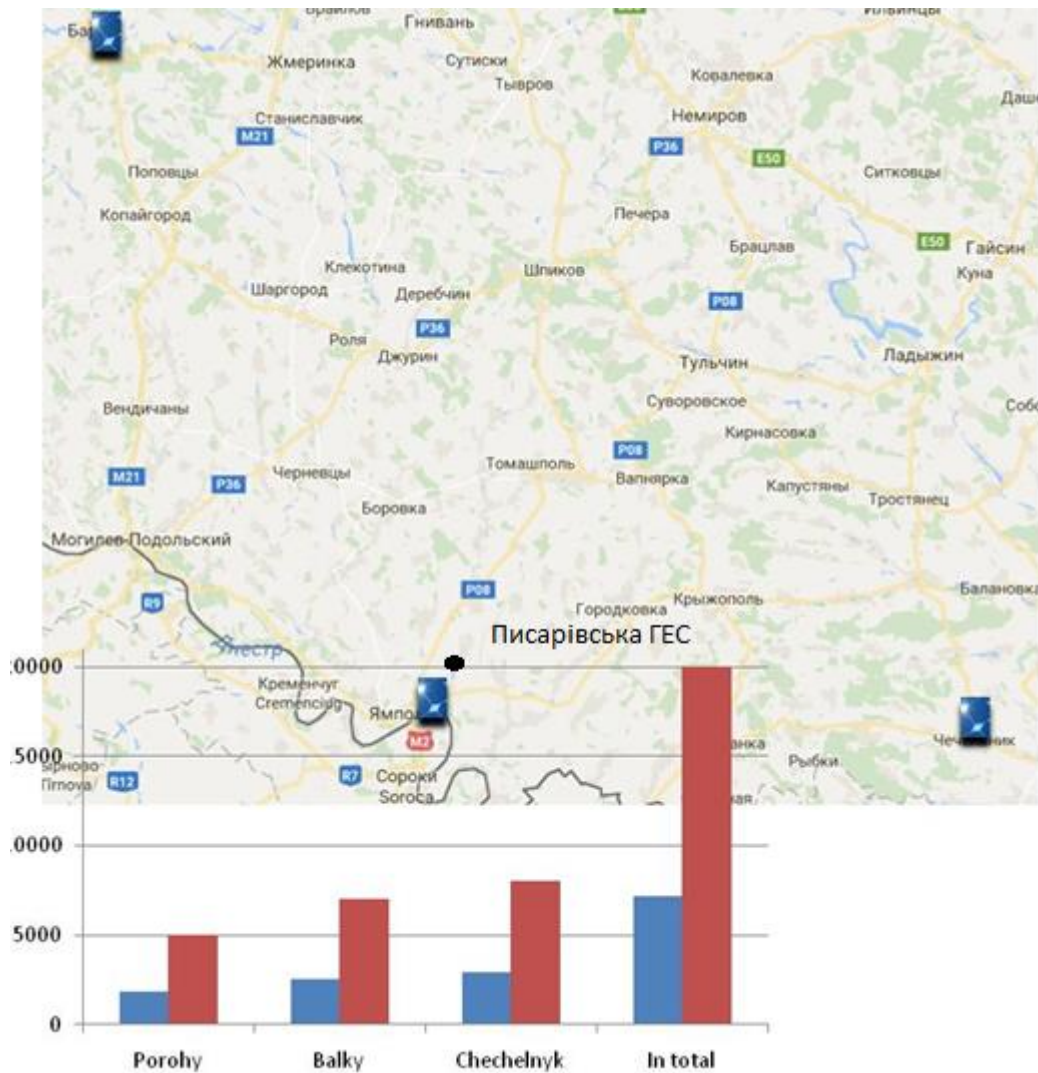


Рис. 4.1 Локальна мережа з передбачуваною ГАЕС

Щоб провести розрахунок режимних параметрів фрагменту схеми Ямпільської РЕМ аналізувались вихідні дані щодо Гальжбіївської сонячної електростанції:

1. встановлена потужність якої дорівнює 1431 кВт;

2. розрахункове річне генерування – 1515 МВт год;
3. типом модулів Multi- Si.

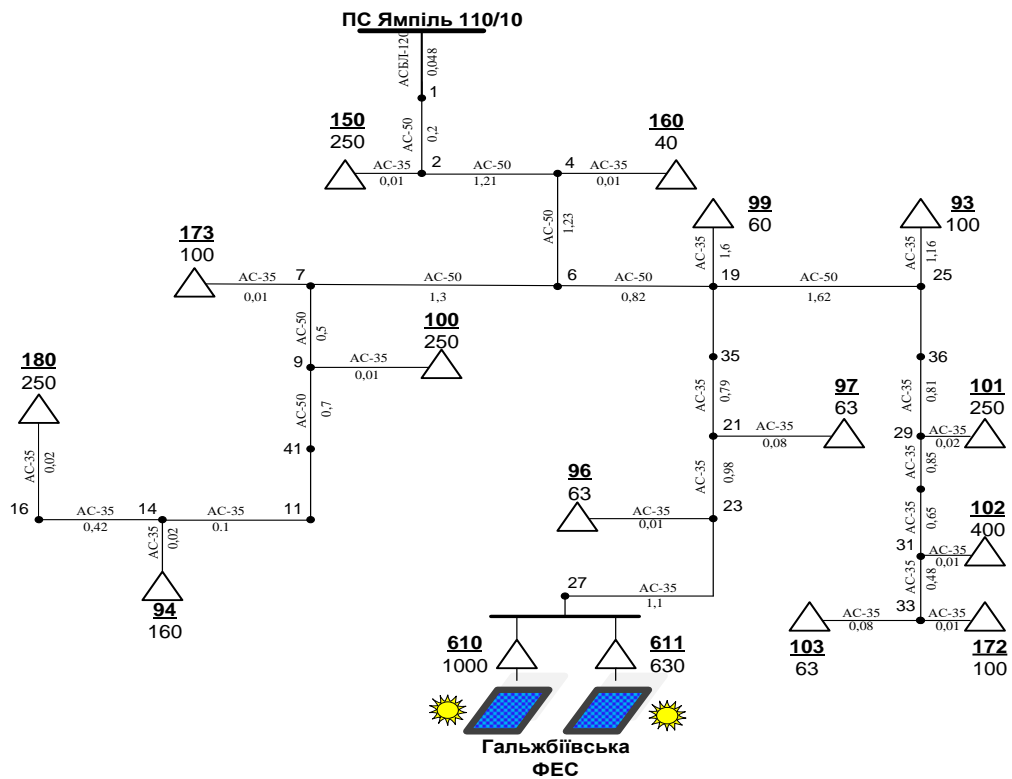


Рис 4.1 – Схема живильного фідера 15 Ямпільських РЕМ

Звичайна схема видачі потужності електростанцією передбачає, що електроенергія, генерована ФЕС, через КТП 0,4/10 – 630 кВА та 0,4/10 – 1000 лінією 27–23 видається в мережу, яка з'єднана з підстанцією «Ямпіль» 110/10 (рис. 4.1).

Сумарна потужність всіх трансформаторних підстанцій від яких живляться споживачі становить 2 149 кВт [3].

На рисунку (див. рис. 4.2) показано зміну потужності генерування ФЕС й навантаження для літнього періоду у розрізі кожної доби у проміжку часу із 12:30 до 13:00. Даний графік свідчить, що у випадку забезпечення балансу між спожитою і генерованою ФЕС електроенергією можна говорити лише про певну ймовірність.

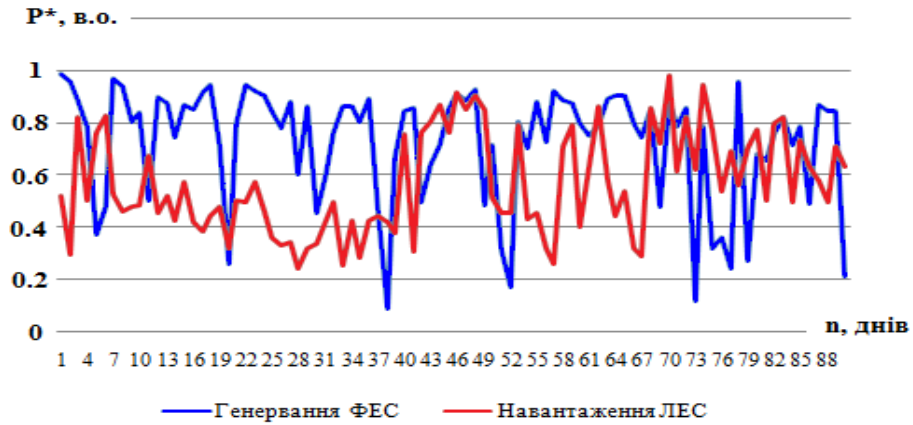


Рис 4.2 – Потужність генерування ФЕС та навантаження протягом літнього періоду у проміжку часу із 12:30 до 13:00

Для визначень ймовірності покриттів графіку навантажень генеруванням ФЕС потрібно визначити закон розподілу випадкової величини. Використання ЕМ-алгоритму задля розщеплення гаусової суміші дає можливість визначити їх основні ймовірнісні характеристики для кожної компонентної суміші генерування (табл.4.1) та навантаження (табл.4.2). За отриманими характеристиками знаходимо ймовірність в покритті графіка навантаження генеруванням ФЕС по кожному часовому проміжку доби літнього періоду [3]. Що стосується зимнього, весняного та осіннього періоду то відповідні розрахунки для визначення ймовірнісних характеристик генерування Гальжбіївської ФЕС і навантаження лінії Ф-15 «ПС Ямпіль 110/10кВ» наведені в Додатку А

Таблиця 4.1 – Ймовірнісні характеристики генерування Гальжбіївської ФЕС для літа 2015 року

Генерування ФЕС															
Час доби	Компонента 1					Компонента 2					Компонента 3				
	Min	Max	M	СКВ	Вага	Min	Max	M	СКВ	Вага	Min	Max	M	СКВ	Вага
06:00 - 06:30	0.1	67.7	32.6	8.0	0.6	70.0	92.8	85.9	19.1	0.3	94.1	108.0	101.8	2.9	0.1
06:30 - 07:00	17.9	116.0	74.9	14.3	0.4	132.7	211.3	150.6	27.6	0.5	212.6	242.2	226.4	2.7	0.1
07:00 - 07:30	13.9	221.2	133.3	30.0	0.4	226.4	316.5	267.5	27.8	0.3	320.2	439.6	369.9	29.4	0.3
07:30 - 08:00	26.5	310.6	178.0	48.5	0.3	359.4	493.6	441.5	34.2	0.4	496.6	657.4	554.4	37.6	0.3
08:00 - 08:30	44.7	435.6	252.7	72.9	0.3	456.9	567.0	521.1	33.4	0.2	582.4	788.5	669.8	45.8	0.5
08:30 - 09:00	50.7	559.3	317.8	98.1	0.3	567.3	709.7	713.9	38.1	0.2	710.2	931.4	803.6	45.6	0.5
09:00 - 09:30	53.1	564.1	306.0	75.8	0.2	600.3	831.1	731.8	69.7	0.2	860.1	1073.6	947.1	46.4	0.6
09:30 - 10:00	95.6	695.4	386.2	108.7	0.2	752.7	942.2	864.7	45.7	0.2	960.7	1188.7	1060.3	46.6	0.6

10:00 - 10:30	60.8	713.9	407.2	82.7	0.2	735.2	992.1	874.0	81.9	0.2	1044.0	1270.7	1142.1	47.2	0.6
10:30 - 11:00	54.9	865.7	392.1	106.5	0.2	780.2	1110.3	983.2	89.8	0.3	1135.9	1349.7	1232.1	46.6	0.5
11:00 - 11:30	79.6	504.7	299.2	82.2	0.1	588.0	1084.4	849.3	111.8	0.2	1107.8	1386.7	1263.6	57.0	0.7
11:30 - 12:00	85.1	714.5	390.3	81.9	0.2	782.4	1147.0	983.5	102.3	0.3	1178.3	1411.7	1289.2	50.9	0.5
12:00 - 12:30	71.0	812.0	497.6	110.0	0.2	825.2	1096.7	994.6	82.9	0.2	1135.9	1430.3	1280.6	68.5	0.6
12:30 - 13:00	127.1	828.0	492.4	200.3	0.3	841.3	1164.3	1040.3	85.6	0.3	1172.3	1474.6	1315.8	57.2	0.6
13:00 - 13:30	121.2	790.1	476.0	135.2	0.3	837.9	1097.0	1002.4	75.0	0.2	1110.0	1382.1	1262.1	67.8	0.5
13:30 - 14:00	4.9	754.0	431.9	202.2	0.2	831.7	1118.0	972.1	77.1	0.3	1144.8	1399.7	1260.8	59.1	0.5
14:00 - 14:30	7.4	622.9	327.0	84.3	0.2	729.9	1096.7	952.6	90.4	0.4	1114.3	1367.3	1218.5	52.7	0.4
14:30 - 15:00	56.3	443.3	224.3	66.5	0.1	478.5	1179.7	856.1	139.4	0.6	1096.7	1266.4	1160.6	37.6	0.3

15:00 - 15:30	40.2	568.4	288.1	79.8	0.2	674.4	904.8	783.6	54.6	0.3	924.9	1159.0	1043.0	51.7	0.6
15:30 - 16:00	10.6	455.3	206.7	54.1	0.1	528.5	870.6	722.2	81.4	0.5	891.9	1134.4	970.5	50.1	0.4
16:00 - 16:30	3.1	422.6	208.9	58.6	0.2	430.0	734.2	594.3	74.5	0.3	741.0	935.4	828.3	37.6	0.5
16:30 - 17:00	78.4	404.1	222.1	57.8	0.2	407.2	604.0	557.8	66.1	0.4	613.9	719.7	660.5	20.7	0.4
17:00 - 17:30	35.2	299.9	187.8	55.7	0.2	338.7	447.6	408.1	65.7	0.5	452.3	515.2	484.7	15.4	0.3
17:30 - 18:00	22.0	241.9	136.4	40.5	0.3	250.2	333.2	305.5	57.0	0.4	335.6	391.2	360.3	11.9	0.3
18:00 - 18:30	6.7	151.2	97.5	26.0	0.4	156.1	265.6	203.7	23.6	0.4	272.1	325.2	295.2	17.0	0.2
18:30 - 19:00	12.3	137.9	86.0	23.1	0.6	144.4	169.1	153.3	7.4	0.3	178.6	216.3	197.1	10.3	0.1
19:00 - 19:30	1.1	117.5	57.4	15.6	0.9	137.3	240.6	174.3	31.5	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
19:30 - 20:00	0.7	77.9	32.2	0.8	0.9	81.0	125.5	101.8	15.4	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

де М – математичне очікування генерування ФЕС (кВт), СКВ – середньоквадратичне відхилення, Min, Max – порогові значення компонент [3].

Таблиця 4.2 – Ймовірнісні характеристики навантаження Ф-15 Ямпільських РЕМ для літа 2015 року

Навантаження ЛЕС										
Час доби	Компонента 1					Компонента 2				
	Min	Max	M	СКВ	Vara	Min	Max	M	СКВ	Vara
06:00 - 06:30	0.1	958.1	475.1	8.0	0.1	973.3	1020.7	1054.3	23.1	0.9
06:30 - 07:00	17.9	978.0	481.9	14.3	0.1	993.2	1049.8	1080.7	27.6	0.9
07:00 - 07:30	13.9	996.4	483.2	30.0	0.1	1011.6	1068.6	1101.2	27.8	0.9
07:30 - 08:00	26.5	1228.1	589.8	48.5	0.1	1243.3	1313.4	1353.9	34.2	0.9
08:00 - 08:30	44.7	857.2	392.2	72.9	0.1	872.4	940.9	962.9	33.4	0.9
08:30 - 09:00	50.7	774.8	338.4	98.1	0.1	790.0	1073.1	993.6	138.1	0.9
09:00 - 09:30	53.1	862.9	393.6	75.8	0.1	878.1	1021.0	1009.4	69.7	0.9
09:30 - 10:00	95.6	886.9	389.1	108.7	0.1	902.1	995.8	1009.9	45.7	0.9
10:00 - 10:30	60.8	830.7	374.0	82.7	0.1	845.9	1013.8	989.3	81.9	0.9
10:30 - 11:00	54.9	756.1	324.8	106.5	0.1	771.3	955.4	920.7	89.8	0.9
11:00 - 11:30	79.6	733.2	325.5	82.2	0.1	748.4	977.6	919.6	111.8	0.9
11:30 - 12:00	85.1	644.4	281.3	81.9	0.1	659.6	869.3	815.3	102.3	0.9

12:00 - 12:30	71.0	661.0	275.5	110.0	0.1	676.2	846.1	812.8	82.9	0.9
12:30 - 13:00	127.1	750.7	275.2	200.3	0.1	765.9	941.4	915.5	85.6	0.9
13:00 - 13:30	121.2	806.3	335.6	135.2	0.1	821.5	975.3	958.8	75.0	0.9
13:30 - 14:00	4.9	859.7	328.8	202.2	0.1	874.9	1033.0	1021.3	77.1	0.9
14:00 - 14:30	7.4	839.5	377.6	84.3	0.1	854.7	1040.0	1008.2	90.4	0.9
14:30 - 15:00	56.3	867.3	400.4	66.5	0.1	882.5	1168.3	1091.0	139.4	0.9
15:00 - 15:30	40.2	960.8	440.5	79.8	0.1	976.0	1087.9	1096.2	54.6	0.9
15:30 - 16:00	10.6	925.2	435.6	54.1	0.1	940.4	1107.3	1086.9	81.4	0.9
16:00 - 16:30	3.1	1017.5	479.5	58.6	0.1	1032.7	1185.4	1177.0	74.5	0.9
16:30 - 17:00	78.4	765.1	353.7	57.8	0.1	780.3	915.8	901.2	66.1	0.9
17:00 - 17:30	35.2	815.6	380.0	55.7	0.1	830.8	965.5	953.9	65.7	0.9
17:30 - 18:00	22.0	879.8	419.7	40.5	0.1	895.0	1011.9	1011.2	57.0	0.9
18:00 - 18:30	6.7	899.3	436.7	26.0	0.1	914.5	962.9	993.8	23.6	0.9
18:30 - 19:00	12.3	1002.0	489.5	23.1	0.1	1017.2	1032.4	1084.1	7.4	0.9
19:00 - 19:30	1.1	986.6	485.5	15.6	0.1	1001.8	1066.4	1094.2	31.5	0.9
19:30 - 20:00	0.7	994.0	496.6	0.8	0.1	1009.2	1040.8	1083.3	15.4	0.9

де М – математичне очікування навантаження ЛЕС (кВт), СКВ – середньоквадратичне відхилення, Min, Max – порогові значення компоненту [3]

Для знаходження ймовірності покриття графіка навантаження розбивали кожну компоненту із кроком 1кВт. Такого типу дискретності цілком достатньо для визначення ймовірності забезпечення балансу між генеруванням Гальжбіївської ФЕС та навантаження Ф-15 Ямпільських РЕМ [3].

Якщо ймовірність появи i -ої складової компоненти генерування $P_{ген_i}$ та навантаження $P_{нав_i}$, можна визначити ймовірність покриття i -тої компоненти навантаження генеруванням ФЕС за (4.1):

$$P_{покр.i_t} = P_{нав_{i_t}} \cdot \sum_{\substack{z=1 \\ P_{нав_{i_t}} \leq P_{ген_{z_t}}}^f P_{ген_{z_t}} \quad (4.1)$$

де f – кількість складових компоненту генерування, t – часовий проміжок в якому визначається ймовірність покриття споживання генеруванням ФЕС.

Графічне зображення зміни ймовірності покривання графіку навантаження за генеруванням Гальжбіївської ФЕС протягом доби для літнього періоду представлено на рисунку 4.3.

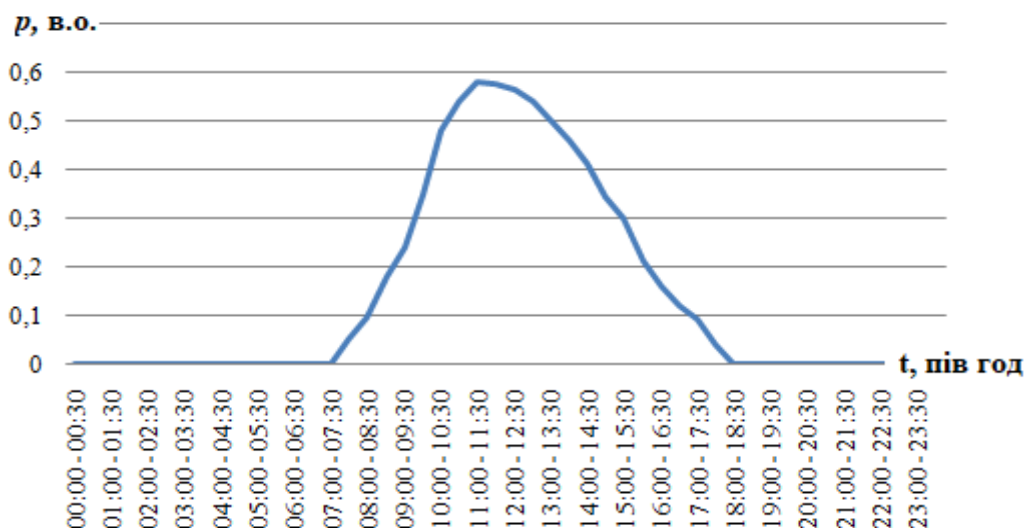


Рисунок 4.3 – Зміна ймовірності покривання графіку навантаження Ф-15 генеруванням Гальжбіївської ФЕС

4.2 Визначення потужності яку повинна видати ГАЕС для підвищення балансуєчої надійності ЛЕС

Одним з шляхів підвищення процесу стабільності генерування ФЕС є акумулювання всього надлишку енергії, який утворюється внаслідок небалансу між енергією, виробленою ФЕС та спожитою в ЛЕС. Наявність певного запасу енергії в озері ГАЕС, яку можна використати в разі недостатнього обсягу генерування ФЕС.

Зрозуміло, що у випадку будівництва ГАЕС в межах балансової належності локальних електричних систем, розрахунок її технічних характеристик мусить ґрунтуватись на оцінюванні нестабільності процесу генерування ФЕС.

Якщо мати ймовірності покриття та не покриття графіка електричних навантажень ЛЕС, математичне очікування надлишку електроенергії генерування ФЕС, яку можна накопичити та згенерувати в випадку дефіциту можна визначемо за формулою (4.2):

$$M_{над_i} = \sum_u \overrightarrow{P_{покр_{i_u}}} \cdot \overrightarrow{P_{нав_{i_u}}} \quad (4.2)$$

де $P_{покр_{i_u}}$ – ймовірність покриття графіка навантаження, $P_{нав_{i_u}}$ – потужність навантаження.

Відповідно дефіцит потужності генерування ФЕС визначається за (4.3):

$$M_{деф_i} = \sum_u \overrightarrow{P_{не\ покр_{i_u}}} \cdot \overrightarrow{P_{нав_{i_u}}} \quad (4.3)$$

де $P_{не\ покр_{i_u}}$ – ймовірність при якій не покриється графік навантаження,
 $P_{нав_{i_u}}$ – потужність навантаження.

В таб. 4.3 показанс результати розрахунків надлишку та дефіциту потужності ФЕС

Таблиця 4.3 – Маточікування надлишку та дефіциту потужності ФЕС у від-
різку щопівгодини [3]

Час доби	Ймовір- ність покриття	Мат.очікування надлишку	Ймовірність не покриття	Мат.очікування дефіциту
06:00 - 06:30	0	0	1	996.3649
06:30 - 07:00	0	0	1	1020.833
07:00 - 07:30	0	0	1	1039.352
07:30 - 08:00	0.05	63.87585	0.95	1213.641
08:00 - 08:30	0.095	86.04905	0.905	819.7304
08:30 - 09:00	0.18	167.0614	0.82	761.0577
09:00 - 09:30	0.24	227.4649	0.76	720.3054
09:30 - 10:00	0.35	331.7196	0.65	616.0507
10:00 - 10:30	0.48	445.358	0.52	482.4712
10:30 - 11:00	0.54	465.0177	0.46	396.1262
11:00 - 11:30	0.58	498.9052	0.42	361.2761
11:30 - 12:00	0.575	438.1203	0.425	323.8281
12:00 - 12:30	0.5642	428.2989	0.4358	330.8271
12:30 - 13:00	0.54	459.8267	0.46	391.7042
13:00 - 13:30	0.52	466.1882	0.48	430.3276
13:30 - 14:00	0.46	437.9062	0.54	514.0638
14:00 - 14:30	0.41	387.4868	0.59	557.603
14:30 - 15:00	0.345	352.547	0.655	669.3284
15:00 - 15:30	0.3	309.1652	0.7	721.3855
15:30 - 16:00	0.21	214.5815	0.79	807.2353
16:00 - 16:30	0.16	177.1476	0.84	930.025
16:30 - 17:00	0.12	101.569	0.88	744.8396

Продовження Таб. 4.3				
17:00 - 17:30	0.09	80.68642	0.91	815.8294
17:30 - 18:00	0.04	38.0788	0.96	913.8911
18:00 - 18:30	0	0	1	938.0526
18:30 - 19:00	0	0	1	1024.579
19:00 - 19:30	0	0	1	1033.252
19:30 - 20:00	0	0	1	1024.579

На рисунку 4.8 з використанням числових значень, наведених у таблиці 4.3, проілюстровано надлишки і дефіцити потужності в вигляді графіка, що відображає значення можливості накопичення певної величини потужності.

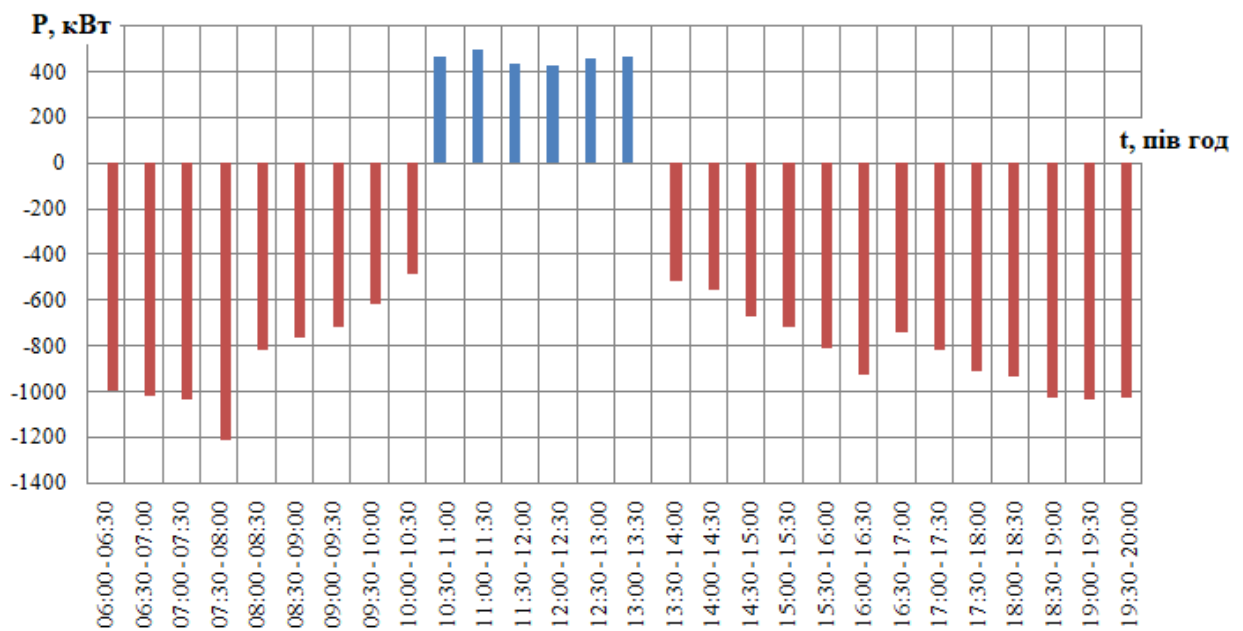


Рисунок 4.8 – Зміна математичного очікування дефіциту та надлишку генерування Гальжбіївської ФЕС протягом доби [3]

Із рис. 4.8 бачимо, що для даної потужності генерування ФЕС, $M_{над} > M_{деф}$, на проміжку часу з 10:30 по 13:30. Надлишкову енергію можна визначити:

$$W_{над} = \sum_{\substack{t \\ M_{над} > M_{деф}}} P_t \quad (4.4)$$

Результат встановленої потужності генерування Гальжбіївської ФЕС, надлишок на добу 2756 кВт. Маючи результат надлишку, умовна ГАЕС може замулювати його.

Оскільки забезпечення балансової надійності суто генеруванням ФЕС практично неможливе, то потрібно визначити потужність резерву, який має забезпечувати ГАЕС для підтримання балансу між спожитою та генерованою електроенергією в ЛЕС.

4.3 Визначення оптимальної потужності резерву локальної електричної системи з урахуванням генерування ФЕС

Оскільки фотоелектричні станції тримають в собі нестабільний графік генерування, то необхідно визначити потужність, яку для підвищення балансової надійності ЛЕС має забезпечувати джерело резерву. Така задача є техніко-економічною, саме тому цільову функцію сформовано наступним чином (4.5):

$$B_{\Sigma} = B(P_p) + B(P_{ПС}) + B(\Delta W) \rightarrow \min, \quad (4.5)$$

де $B(P_p) = \epsilon_{P_p}^{num} \cdot P_p$ – витрати на резервування генерувальної потужності P_p визначаються відповідно до нормативного документу [3];

$\epsilon_{P_p}^{num}$ – питомі витрати на створення резерву задля компенсації нестабільності генерування ВДЕ, тис.грн/кВт;

$B(P_{ПС}) = \epsilon_{ПС}^{num} \cdot P_{ПС}$ – витрати на запас пропускної спроможності лінії електропередачі (ПСЛЕП);

$\epsilon_{ПС}^{num}$ – питомі витрати для підтримання запасу по ПСЛЕП.

$B(\Delta W) = \epsilon_0 \cdot M[\Delta W]$ – витрати на компенсацію споживачу за недовідпущену електроенергію, ϵ_0 – питома вартість кВт год недовідпущеної електричної енергії. У разі недовідпуску електричної енергії, енерготранспортна компанія зобов'язана відшкодувати подвійну вартість. Для споживачів, електроспоживання яких більше 100 кВт год в місяць, по ПАТ «Вінницяобленерго» становить $\epsilon_0 = 2 \cdot 1.68$ грн/кВт·год;

$M[\Delta W]_t$ – маточікування недовідпуску електроенергії у ЛЕС, які зумовлені наявністю нестабільного генерування ФЕС, та оцінюється погодинно на протязі доби.

$$M[\Delta W]_t = T_{p_t} P_{n_t} k_{нестаб_t} \cdot (4.6)$$

Оскільки мова йде про маточікування недовідпуску електричної енергії, то доцільно скористатися коефіцієнтом нестабільності.

Сьогодні, для того, щоб обґрунтувати витрати на підвищення балансової надійності ЛЕС із використанням джерела резервного живлення електроенергії, в даному випадку для ГАЕС недостатньо нормативної бази. Для попередньої оцінки витрат при резервуванні для ЛЕС частково можна використати нормативні документи, які не мають прямого відношення до цієї задачі. Наприклад, якщо прийняти, що питомі витрати на створення резерву дорівнюють 0,25 тис.грн/кВт [3], то можна скористатися (4.5) і оцінити витрати на забезпечення балансової надійності ЛЕС. На рис. 4.9 подано графічне представлення сумарної вартості резервованої потужності для проміжку часу із 12:30 по 13:00, визначеної за (4.5) для розглядуваного прикладу.

Для безпеки балансової надійності і зменшення витрат енергопостачальної компанії на компенсацію споживачам за недовідпуск електроенергії в проміжку часу із 12:30 до 13:00 літнього періоду у ЛЕС повинна підтримуватись потужність $P_p = 278.3$ кВт. Результати розрахунків щодо визначення потужності резервів для доби наведено у таблиці 4.4.

Якщо врахувати потужність резерву, коефіцієнт якості функціонування електричної мережі порівняно із початковим зростає аж до $k_{я_вст_ВДЕ з резервом} = 0.837$.

У досліджуваній ЛЕС потужність генерування ФЕС у години піку генерування є надлишковою, тому таку електроенергію треба акумулювати [3].

Є доцільним розглянути варіант із узгодженням графіків генерування ФЕС та локального електроспоживання.

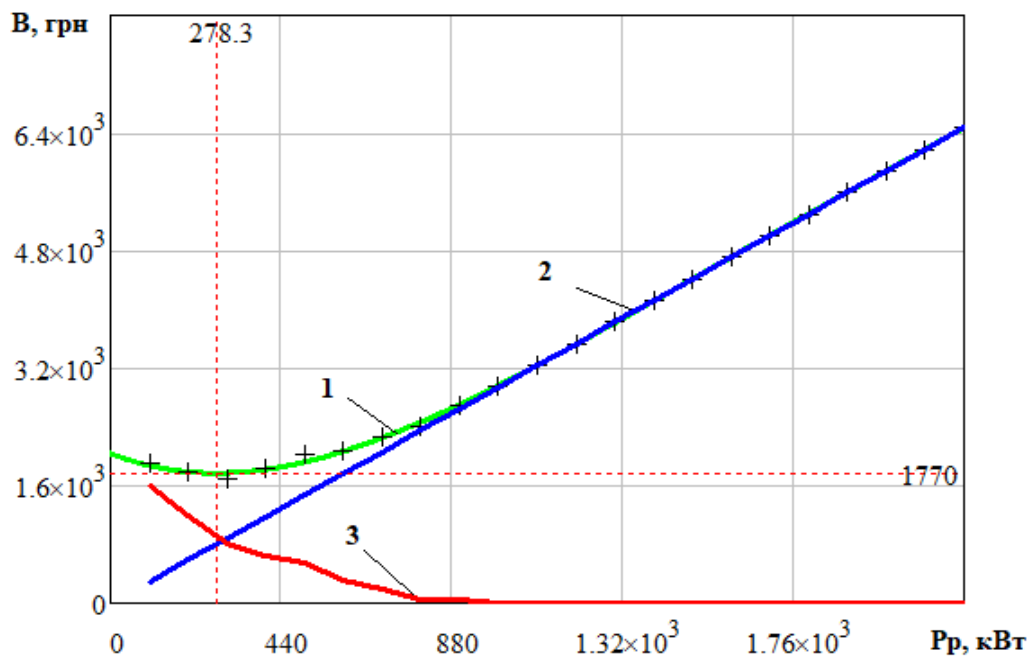


Рисунок 4.9 – Визначення оптимальної потужності резерву: 1 – апроксимована залежність сумарних витрати на резерв, 2 – витрати на підтримання потужності резерву, 3 – залежність витрат енергопостачальної компанії за недовідпущену електроенергію

Таблиця 4.4 – Результати розрахунків потужностей резерву протягом доби літнього періоду

Час доби	Мат.очікування генерування ФЕС,кВт	Мат.очікування навантаження ЛЕС,кВт	Потужність резерву який покриє ГАЕС, кВт
----------	------------------------------------	-------------------------------------	--

06:00 - 06:30	58.51	996.4	935.6
06:30 - 07:00	141.9	1020.8	975.2
07:00 - 07:30	244.54	1039.4	956.2
07:30 - 08:00	396.32	1277.5	1088.4
08:00 - 08:30	514.93	905.8	750.2
08:30 - 09:00	639.92	928.1	710.5
09:00 - 09:30	775.82	947.8	680.3
09:30 - 10:00	886.36	947.8	600.2
10:00 - 10:30	941.5	927.8	511.2
10:30 - 11:00	989.43	861.1	408.3
11:00 - 11:30	1084.3	860.2	308.1
11:30 - 12:00	1017.71	761.9	290.2
12:00 - 12:30	1066.8	759.1	285.6
12:30 - 13:00	1249.29	851.5	278.3
13:00 - 13:30	974.33	896.5	395.9
13:30 - 14:00	1008.41	952	462.7
14:00 - 14:30	933.84	945.1	501.8
14:30 - 15:00	884.27	1021.9	602.4
15:00 - 15:30	918.5	1030.6	649.2
15:30 - 16:00	769.97	1021.8	742.7
16:00 - 16:30	634.22	1107.2	855.6
16:30 - 17:00	531.74	846.4	685.3
17:00 - 17:30	402.02	896.5	750.6
17:30 - 18:00	279.21	952	840.8
18:00 - 18:30	179.52	938.1	766.2
18:30 - 19:00	117.3	1024.6	916.1
19:00 - 19:30	69.09	1033.3	973.9
19:30 - 20:00	39.16	1024.6	995.3

4.3.1 Результати визначення потужності резерву для узгоджених графіків електричних навантажень ЛЕС та генерування Гальжбіївської ФЕС

Через зміщення графіка навантаження трьох вузлів ЛЕС мат. очікування навантаження зростає у години максимального генерування ФЕС (табл. 4.5)

Таблиця 4.5 – Результат розрахунків для визначення потужності резерву узгоджених графіків генерування ФЕС та навантаження ЛЕС [3]

Час доби	Мат.очікування генерування ФЕС,кВт	Мат.очікування навантаження ЛЕС,кВт	Потужність резерву, кВт
06:00 - 06:30	58.51	550.5	445.9
06:30 - 07:00	141.9	650.4	617.9
07:00 - 07:30	244.54	680	584.8
07:30 - 08:00	396.32	710.5	605.3
08:00 - 08:30	514.93	930	692.9
08:30 - 09:00	639.92	1010	658.5
09:00 - 09:30	775.82	978	601.5
09:30 - 10:00	886.36	1035	371.6
10:00 - 10:30	941.5	1050	270.9
10:30 - 11:00	989.43	1148	287.0
11:00 - 11:30	1084.3	1250	325.0
11:30 - 12:00	1017.71	1395	432.5
12:00 - 12:30	1066.8	1400	448.0
12:30 - 13:00	1249.29	1496	359.0
13:00 - 13:30	974.33	1410	493.5
13:30 - 14:00	1008.41	1540	554.4
14:00 - 14:30	933.84	1390	639.4
14:30 - 15:00	884.27	1485	653.4
15:00 - 15:30	918.5	1290	451.5
15:30 - 16:00	769.97	1410	690.9

Продовження таблиці 4.5			
16:00 - 16:30	634.22	1200	816.0
16:30 - 17:00	531.74	1310	880.1
17:00 - 17:30	402.02	1101.5	820.6
17:30 - 18:00	279.21	1150	908.5
18:00 - 18:30	179.52	890	678.2
18:30 - 19:00	117.3	1050	898.8
19:00 - 19:30	69.09	920	867.1
19:30 - 20:00	39.16	830	806.3

Враховуючи потужність резерву, для графіків генерування і навантаження, коефіцієнт якості функціонування електричної мережі буде рівним $k_{я_узг.з\ резервом} = 0.989$.

Покращення якості функціонування ЛЕС дає можливість збільшити прибуток енергопостачальної компанії за рахунок підтримання відповідної якості та надійності електричної енергії і підвищити ймовірність забезпечення нормативних втрат потужності у електричній мережі.

Розглянуто декілька можливих варіантів балансової надійності ЛЕС. Вихідними даними є встановлена потужність генерування Гальжбієвської ФЕС. Вона не є оптимальною, оскільки призводить до додаткових втрат потужності. Виходячи з цього, потрібно визначити оптимальну потужність генерування ФЕС та оцінити вплив на якість функціонування ЛЕС.

4.4 Засоби покращення балансової надійності локальної електричної системи

Отримати переваги від генерування фотоелектричних станцій можливо якщо впровадити додаткових засобів. Розглянута можливість використання акумуляції ГАЕС, узгодження графіків генерування ФЕС і локального електроспоживання, визначення оптимальної потужності генерування ФЕС і визначення потужності резерву, що має забезпечувати умовна ГАЕС.

Всі перелічені вище засоби по різних причинах впливають на якість функціонування ЛЕС. При тому для узгодженого із локальним електроспоживанням графіку генерування ФЕС потужність резерву буде найменшою (рис. 4.10).

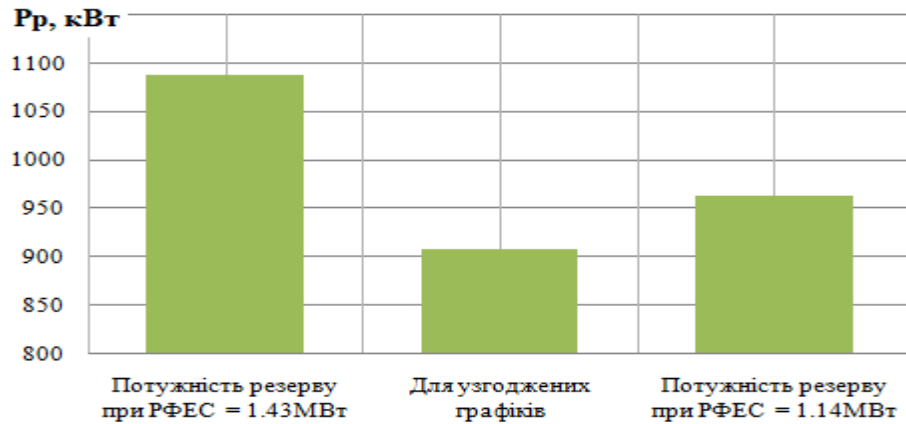


Рисунок 4.10 – Зміна потужності резерву як засіб підвищення балансової надійності та якості ЛЕС [3]

Нестабільність генерування ФЕС на протязі доби та відповідно негативний вплив на балансову надійність ЛЕС може компенсуватися гідроакмулюванням. Ефективність запропонованого в роботі методу визначення необхідної для забезпечення якісного електропостачання потужності резерву від централізованих джерел енергії і за рахунок акумулювання електричної енергії, виробленої ФЕС, підтверджується розрахунками реальних ЛЕС. Найбільший техніко-економічний ефект стосовно покращення якості функціонування ЛЕС, зменшення у ній втрат електроенергії і підтримування якості досягається тільки за рахунок сумісного резервування та узгодження графіків генерування ФЕС та навантаження споживачів ЛЕС.

ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ ГАЕС

5.1 Визначення кошторису проекрованої ГАЕС

Капіталовтрати на спорудження ГАЕС визначають за двома розділами: промислове і житлове будівництво. Вартість промислового спорудження визначають за кошторисно-фінансовому розрахунку, який і складається з 30 розділів, кожний із яких має цільове призначення.

Загальна сума капіталовкладень за окремими розділами та й в цілому по розрахунку станції мусять бути розподілені на будівельно-монтажні роботи, на придбання обладнання та інших витрат в відсотковому відношенні, зазначеному в табл.5.1. При складанню кошторису будівництва ГАЕС всі витрати за розділенням зведеного кошторисно-фінансового розрахунку визначаються виходячи із розрахункових фізоб'ємів роботи. По стадії проектування така можливість відсутня та визначається кошторисною вартістю будівництва ГАЕС розпочинають з другого розділу, користуючись питомими капіталовкладеннями, величина яких наведена в табл.5.1. Для цієї роботи величину питомого капіталовкладення прийmemo 700%.

Визначення сумарних капіталовкладень в промисловому будівництві ГАЕС й складання зведеного кошторисно-фінансового розрахунку рекомендується виконувати у табличній формі.

Таблиця 5.1 – Зведений кошторисно-фінансовий розрахунок капітальних вкладень на спорудження ЕС.

Розділи зведеного кошторисно-фінансового розрахунку	Тип	В % від 2 розділу	В тому числі по видах витрат, євро			
			будівельно-монтажні роботи	обладнання	інші витрати	загальна вартість тис. грн

Продовження таблиці 5.1						
1. Підготовка території будівництва	ГАЕС	4,0	17682	707	16975	35364
2. Об'єкти основного виробничого призначення	ГАЕС	700	640973	238707	4421	884100
3. Об'єкти допоміжного виробничого та обслуговуючого призначення	ГАЕС	2,0	7073	1768		8841
4. Об'єкти енергетичного господарства	ГАЕС	1,0	7957	884		8841
5. Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	ГАЕС	5,0	41995	2210		44205
6. Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, теплопостачання	ГАЕС	1,0	8399	442		8841
7. Благоустрій території	ГАЕС	1,0	132615			132615

Продовження таблиці 5.1						
8. Тимчасові будівлі та споруди	ГАЕС	15,0	63655	7957	7957	79569
9. Інші роботи та витрати	ГАЕС	10,0			88410	88410
10. Утримування дирекції та авторський нагляд	ГАЕС	0,5			4421	4421
11. Підготовка експлуатаційних кадрів	ГАЕС	0,1			884	884
12. Проектні та пошукові роботи	ГАЕС	10,0			88410	88410
13. Роботи та затрати по створенню водосховища	ГАЕС	9,0			795690	795690
Всього по розділу А – промислове будівництво	-		920348	252676	1007167	2180191
В т.ч. поворотні суми	-	5,0	46017			46017
Всього	-		874331	252676	1007167	2134173

Питомі капіталовкладення на 1 кВт встановленої потужності визначаються за виразом:

$$K_{\text{пит}} = \frac{K_{\Sigma}^{\text{EC}}}{N_{\text{вст}}}; \quad (6.1)$$

$$K_{\text{пит}} = \frac{2134173000}{1263000} = 1689,77 \left(\frac{\text{грн}}{\text{кВт}} \right),$$

де K_{Σ}^{EC} - сумарні капіталовкладення на спорудження ЕС за вирахуванням поворотної суми, грн.;

$N_{\text{вст.}}$ - встановлена потужність ЕС, кВт.

5.2 Розрахунок собівартості електроенергії на станції

Собівартість електроенергії є найважливішим економічним показником роботи електростанції і є сукупністю всіх втрат на виробництво енергії в грошовому вираженні. Собівартість одиниці виробленої електроенергії визначають як відношення сумарних затрат виробництва до кількості відпущеної електроенергії. Річний кошторис затрат на виробництво електроенергії складається за трьома економічними елементами:

- амортизація основних фондів;
- заробітна плата;
- інші затрати.

Оскільки перелік найменувань засобів виробництва на ЕС дуже великий і визначення амортизаційних відрахувань задля кожного окремого достатньо складна й об'ємна задача використаємо спрощену методику. Розділимо основні фонди ГАЕС, по нормативному строку їх експлуатації, на 4 групи: 1 – будівлі, споруди, передавальні пристрої й вартість капітального поліпшення землі; 2 – автомобільний транспорт, меблі, побутові, електронні, оптичні та інші інструменти,

офісне обладнання; 3 – згідно закону будь які інші основні фонди, які не ввійшли у 1, 2 і 4 групи; 4 – ЕОМ, інші машини для автоматичного оброблення інформації, засоби зчитування або друку інформації, комп'ютерні програми і засоби, вартість яких перевищує вартість малоцінних товарів. Норма амортизації для основних фондів, що відносяться до відповідних груп, дорівнює: 1 група - 2%, 2 група - 10%, 3 група - 6%, 4 група - 15%.

Вартість основних фондів, що відносяться до вищеприведених груп, визначається за результатами зведеного кошторисно-фінансового розрахунку (приведеними у табл.5.1) по слідуючих формулах:

$$ОФ_1 = 0,6 \cdot (K_{БМР} - K_{БМР5});$$

$$ОФ_1 = 0,6 \cdot (874331 - 41995) = 499402;$$

$$ОФ_2 = K_5;$$

$$ОФ_2 = 252676;$$

$$ОФ_3 = 0,4 \cdot (K_{БМ} - K_{БМР5}) + (K_{обл.} - K_{обл5});$$

$$ОФ_3 = 0,4 \cdot (874331 - 41995) + (252676 - 2210) = 583400;$$

$$ОФ_4 = K_{інш.};$$

$$ОФ_4 = 1007167;$$

де $K_{БМР}$ – капіталовкладення у будівельно-монтажні роботи;

$K_{БМР5}$ – капіталовкладення у будівельно-монтажні роботи по табл.5.1;

K_5 – капіталовкладення в транспортне господарство і засоби зв'язку;

$K_{обл.}$ – вартість обладнання ГАЕС;

$K_{інш.}$ – капіталовкладення на інші потреби при спорудженні ГАЕС.

Розрахунок суми щорічних амортизаційних відрахувань рекомендується виконати у табличній формі (табл. 6.2).

Таблиця 5.2 – Сума амортизаційних відрахувань ГАЕС

Група основних фондів	Вартість ОФ, тис. грн.	Норма амортизації, %	Сума амортизаційних відрахувань, тис. грн.
ОФ1	499402	2,00	9988
ОФ2	252676	10,00	25268
ОФ3	583400	15,00	87510
ОФ4	1007167	6,00	60430
Всього:	2342644		183196

Величина фонду заробітної плати підприємства визначається на основі штатної відомості. Однак на стадії проектування ГАЕС штатної відомості ще немає. Тому користуються наближеною методикою визначення фондів заробітної плати ЕС, використовуючи середньостатистичні данні штатного коефіцієнта та заробітної плати працівників різних категорій на електростанціях аналогічного типу.

При наявності блоків різного типу, штатний коефіцієнт вибирається для кожного типу блока окремо. Чисельність персоналу обчислюється за формулою:

$$Ч = \sum K_{ум.i} \cdot N_{вст.i}, \quad (5.2)$$

$$Ч = 0,15 \cdot 1263 = 189,45 \approx 190$$

де $K_{ум.i}$ – штатний коефіцієнт для і-го типу блока;

$N_{вст.i}$ – сумарна встановлена потужність блоків і-го типу.

Таблиця 5.3 – Середньостатистичні пропорції категорій працівників для ГАЕС різного типу.

Категорія працівників	Тип електростанції	
	ГАЕС	Кількість чоловік
Робітники	86,8%	165
ІТР	10 %	19
Службовці	2,1 %	4
МОП	1,1%	2

Загальна сума нарахованої річної заробітної плати в загальному по підприємству визначається за формулою:

$$S_{зп} = \sum 23 \cdot Z_i \cdot n_i, \quad (5.3)$$

де Z_i – середня заробітна плата робітника i -ої категорії;

n_i – кількість робітників i -ої категорії.

Таблиця 5.4 – Розмір нарахованої заробітної плати в цілому по ГАЕС.

Категорія працівників	Кількість, чол.	Зарплата, грн./місяць	Нарахована за рік зарплата, грн..
Робітники	165	2300	8728500
ІТР	19	3500	1529500
Службовці	4	3300	303600
МОП	2	1700	78200

Фонд заробітної плати по окремих категоріях персоналу визначається як:

$$S_{зп} = (1,57 \cdot (S_{зп\text{ роб.}} + S_{зп\text{ МОП}}) + 1,80 \cdot (S_{зп\text{ ІТР}} + S_{зп\text{ сл.}})) \cdot K_k \cdot K_B, \quad (6.4)$$

$$S_{зп} = (1,57 \cdot (8728500 + 78200) + 1,80 \cdot (1529500 + 303600)) \cdot 0,7 \cdot 1,375 = \\ = 16483870,29 (\text{грн.}),$$

де 1,57; 1,80 – коефіцієнти, які враховуються преміювання працівників ЕС та додаткову заробітну плату;

k_k – коефіцієнт, який враховує використання частини персоналу ЕС для виконання робіт по капітальному ремонту обладнання (приймається рівним 0,7);

$k_b = 1,375$ – коефіцієнт, який враховує величину відрахувань з фонду заробітної плати на соціальні потреби (пенсійний фонд, фонд зайнятості та фонд соціального страхування).

Затрати на всі інші витрати включають у себе загальностанційні і цехові витрати. При використанні методу розрахунку по укрупнених показниках, інші затрати визначаються в % від суми затрат на амортизацію і заробітну плату.

$$S_{ін} = \frac{(S_a + S_{зп}) \cdot I_n}{100}; \quad (5.5)$$

$$S_{ін} = \frac{(183196000 + 16483870,29) \cdot 20}{100} = 39935893,81 \quad (\text{грн.}).$$

де I_n – відсоток інших витрат, приймається рівним 20%.

Калькуляційною одиницею на електростанції є собівартість 1 кВт·год енергії, відпущеної з шин станції.

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва:

$$S = S_a + S_{зп} + S_{ін} \quad (5.6)$$

$$S = 183195598,7 + 16483870,29 + 39935893,81 = 239615362,8 (\text{грн.})$$

Собівартість вироблення електроенергії на ГАЕС:

$$C = \frac{S}{E_{\text{відп}}}, \quad (5.7)$$

$$C = \frac{239615362,8 \cdot 1263000 \cdot 10^{-5}}{208000 \cdot 10^3} = 14,55 (\text{коп} / \text{кВт.год})$$

Таблиця 5.5 – Собівартість відпущеної електроенергії

Елементи затрат	Сума річних затрат, грн.	Собівартість енергії	
		Коп/кВт год	%
Амортизація	183195598,7	11,124	76,454
Заробітна плата	16483870,29	1,0009	6,879
Інші витрати	39935893,81	2,425	16,667
Разом	239615362,8	14,55	100

5.3 Аналіз отриманих результатів

Для визначення доцільності спорудження спроектованої електростанції необхідно отримані результати розрахунків порівняти із аналогічними показниками діючих ЕС. Приведемо основні техніко-економічні показники спроектованої електростанції в таблиці 6.6.

Таблиця 5.6 – Основні техніко-економічні показники ЕС.

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	1263
Річний виробіток електроенергії	МВт год	1040000000

Коефіцієнт витрат електроенергії на власні потреби		0,8
Коефіцієнт обслуговування	МВт/чол	0,15
Кошторисна вартість промислового будівництва	грн.	239615362,8
Питомі капітальні вкладення	грн./МВт	1689,77
Собівартість відпущеної енергії	коп./кВт.го д	14,55

6 ОХОРОНА ПРАЦІ

Задачі розділу

Поняття «Охорона праці» означає систему законодавчих актів, соціально-економічних, організаційних, технічних і лікувально-профілактичних заходів і засобів, що забезпечують безпеку, збереження здоров'я і працездатності людини в процесі праці.

Одним із законодавчих актів з охорони праці, є Конституція України, де вказано, що: «Кожен має право на належні, безпечні і здорові умови праці...».

Порушення існуючих правил по експлуатації, а також дія надзвичайних аварійних, нештатних режимів та в більшості випадках старіння ізоляції обмоток призводять до несправності генераторів.

Виділимо основні завдання розділу :

- аналіз технологічного процесу при роботі в електроустановках машзалу ГАЕС,
- виявлення небезпечних і шкідливих виробничих чинників,
- розробка заходів для створення умов праці, безпечних для життя і здоров'я людини,
- описання основних вживання заходів з пожежної безпеки.

Завдяки застосуванню архітектурно-планувальних методів можна досягти зниження шуму в машзалі ГАЕС. У виробничих приміщеннях ГАЕС і це досягається шляхом акустичній обробки стін і стель звукопоглинальними матеріалами, що дозволяють знизити рівень шуму на 10 дБА.

Силові обладнання (агрегати, трансформатори та ін.), що створюють великий шум або вібрацію повинні бути розміщені в окремих ізольованих приміщеннях. Для забезпечення безпечного обслуговування обладнання, воно повинне розміщуватися з відповідними інтервалами, необхідними для безперешкодного пересування людей.

Для захисту від дії небезпечних і шкідливих факторів необхідно застосовувати відповідні засоби захисту і спеціальний одяг згідно з встановленими галузевими нормами:

-для захисту від враження електричним струмом необхідно використовувати: показчик напруги, ізолюючі штанги і кліщі, переносні і стаціонарні заземлення, слюсарно-монтажний інструмент з ізолюючими рукоятками, діелектричні рукавиці, боти, калоші тощо;

-при роботі на висоті більше 1,3 метра над рівнем землі,площадки, необхідно застосовувати кігті, лази, запобіжний пояс або користуватись переносними драбинами;

-при недостатній освітленості необхідно застосовувати додаткове освітлення;

-для захисту голови від ударів і падіння випадкових предметів необхідно використовувати захисну каску;

-при роботі на відкритому повітрі при зниженій температурі необхідно використовувати утеплений спецодяг і режим роботи з інтервалами часу для обігріву;

-при роботі з легкоспалахуючими рідинами необхідно дотримуватись правил пожежної безпеки: не палити, не використовувати відкритий вогонь;

-при роботі в зоні впливу електричного поля необхідно обмежити час перебування в цій зоні в залежності від рівня напруженості електричного поля або використовувати екрануючі пристрої чи екрануючі комплекти одягу;

-при роботі на дерев'яних опорах,оброблених антисептиком, необхідно використовувати бавовняний комбінезон з спеціальною обробкою.

Електромонтер повинен працювати в спецодязі і застосовувати засоби захисту, які видаються у відповідності з діючими галузевими нормами. В залежності від характеру робіт і умов їх виконання електромонтеру безкоштовно видаються додатково спецодяг і засоби захисту для цих умов.

Електромонтери безкоштовно забезпечуються такими засобами індивідуального захисту,спеціальним одягом і спецвзуттям:

-костюм бавовняний -на 12 місяців;

-чоботи кирзові -на 18 місяців;

-чоботи гумові при роботі в заболоченій місцевості -на 12 місяців;

-рукавиці брезентові -на 2 місяці;

-напівплащ прогумований -черговий;

- калоші діелектричні -чергові;
- рукавиці діелектричні -чергові;
- пояс запобіжний -черговий;
- окуляри захисні -чергові.

На зовнішніх роботах взимку додатково видаються:

- куртка бавовняна на утеплюючій прокладці -на 36 місяців;
- штани бавовняні на утеплюючій прокладці -на 36 місяців;
- валянки -на 48 місяців;
- рукавиці бавовняні теплі -на 3 місяці.

Електромонтери, які перебувають в приміщеннях з діючим електрообладнанням (розподільчі пункти-РП, закриті трансформаторні пункти-ЗТП), а також електромонтери, які беруть участь в обслуговуванні і капітальних ремонтах ПЛ, ТП, кабельних ліній (КЛ), в траншеях і кабельних колодязях, зобов'язані користуватись захисними касками.

Персонал, який обслуговує ПЛ, повинен бути ознайомлений з переліком ліній, які після відключення перебувають під наведеною напругою, та з величинами наведених напруг на кожній лінії.

При роботах в місцях перетину або зближення ПЛ з шосейними дорогами для попередження водіїв автотранспорту виконавцем робіт виставляються сигнальні знаки на віддалі 100 метрів в обидві сторони від місця перетину або зближення. Сигнали подаються червоними прапорцями, а вночі червоними ліхтарями.

На території ЕМ, у виробничих та побутових приміщеннях забороняється:

- розведення відкритого вогню;
- куріння у не відведених для цього місцях;
- залишати після роботи не вимкнені електронагрівальні прилади;
- зберігати в службових та побутових приміщеннях легкоспалахуючі рідини.

При виникненні пожежі необхідно терміново доповісти черговому диспетчеру ЕМ та в пожежну охорону району. До прибуття пожежної охорони необхідно первинними засобами пожежогасіння почати гасити пожежу, попередньо

відключивши електроустановку. Після прибуття пожежників персонал ЕМ бере активну участь в гасінні пожежі під керівництвом пожежників.

При нещасному випадку необхідно негайно приступити до надання першої допомоги, звернутися за лікарняною допомогою і сповістити адміністрацію ЕМ. Необхідно вміти правильно надавати потерпілому долікарняну допомогу, а також вжити заходи до збереження обставин, якщо це не загрожує життю людей і безаварійній роботі обладнання.

Електромонтер повинен знати методи надання першої (долікарняної) допомоги при ураженні електрострумом, при переломах, опіках, обмороженні тощо.

У випадку виявлення недоліків роботи обладнання необхідно повідомити про це свого керівника (чергового диспетчера ЕМ, керівництво ЕМ).

В нічний час доби робоче місце, а також проїзди і підходи до нього повинні бути освітлені. Забороняється виконувати роботу в неосвітленому місці.

При наближенні грози повинні бути припинені всі роботи на ПЛ, лінійних роз'єднувачах ПЛ, а також на кабельних лініях (КЛ), підключених до діляниць ПЛ.

Забороняється виконувати завдання, які суперечать вимогам правил техніки безпеки. При виникненні сумніву в можливості безпечного виконання завдання електромонтер повинен звернутися до особи, що видала завдання за роз'ясненням.

Побачивши порушення вимог техніки безпеки чи загрозу для життя людей, електромонтер повинен вжити заходи до усунення їх. Якщо самостійно не можуть бути вжиті заходи до усунення таких порушень, необхідно повідомити про це керівництву ЕМ.

Необхідно дотримуватись таких вимог гігієни:

- мити руки з милом перед прийняттям їжі;
- не використовувати для миття рук бензин або різні розчини;
- не приймати їжу на робочому місці;
- спецодяг і засоби індивідуального захисту зберігати у чистоті і тримати їх окремо від особистих речей.

Невиконання інструкції з охорони праці є порушенням трудової і виробничої дисципліни. Особи, які порушили вимоги інструкції з охорони праці, несуть відповідальність в дисциплінарному і кримінальному порядку, в залежності від характеру і наслідків порушення.

Захисту підлягає електрообладнання механічного цеху. Мережа з глухозаземленою нейтраллю. Напруга мережі $U = 380$ В. Вимірний опір розтікання струму в природному заземлювачі $R_{п.з} = 14$ Ом. Тип додаткового штучного заземлення - кутова сталь 40x40 мм довжиною $l_B = 4$ м. Глибина закладання заземлювачів $H_0 = 0,9$ м. З'єднувальна стрічка шириною $B_c = 0,04$ м. Ґрунт - пісок: склад однорідний; вологість нормальна. Кліматична зона - Ш.

Розв'язок

1. Визначаємо допустиме (нормативне) значення опору розтікання струму в заземлювальній пристрої. Згідно ПУЕ $R_D \leq 4$ Ом.

2. Визначаємо розрахунковий питомий опір ґрунту для Ш - ї кліматичної зони, вологість нормальна

$$\rho_{\text{табл}} = 300 \text{ Ом}, K_c = 1,3$$

$$\rho_{\text{розр}} = \rho_{\text{табл}} \cdot K_c = 300 \cdot 1,3 = 390 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

3. Визначаємо H - відстань від поверхні землі до середини вертикального заземлювача:

$$H = H_0 + \frac{L_B}{2} = 0,8 \cdot \frac{3}{2} = 2,3 \text{ м}$$

4. Визначаємо опір розтікання струму в одному вертикальному заземлювачі:

$$d_{\text{екв}} = 0,95 \cdot 0,04 = 0,38 \text{ м}$$

$$R_B = \frac{\rho_{\text{розр}}}{2 \cdot \pi \cdot L_B} \left(\ln \frac{2 \cdot L_B}{d_{\text{екв}}} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot H + L_B}{4 \cdot H - L_B} \right) = \frac{390}{2 \cdot \pi \cdot 3,0} \left(\ln \frac{2 \cdot 3,0}{0,38} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 2,3 + 3,0}{4 \cdot 2,3 - 3,0} \right) = 64,086$$

5. Визначаємо опір розтікання струму штучного заземлення, якщо врахувати, що штучні і природні заземлювачі з'єднані паралельно та їх загальний опір не перевищує $R_D = 4$ Ом:

$$R_{\text{ш}} = \frac{R_{\text{д}} \cdot R_{\text{п.з.}}}{R_{\text{п.з.}} - R_{\text{д}}} = \frac{4 \cdot 14}{14 - 4} = 5.6 \text{ Ом}$$

6. Визначаємо орієнтовну кількість вертикальних заземлювачів $\eta_{\text{в}} = 1$:

$$\eta_{\text{оп}} = \frac{R_{\text{в}}}{R_{\text{ш}} \cdot \eta_{\text{в}}} = \frac{64.086}{5.6 \cdot 1} = 3.987 \approx 12 \text{ шт}$$

7. Визначаємо коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів $\eta_{\text{в}}$. Заземлювачі розташовані по контуру; $a / L = 1$. $n=20$. Тоді $\eta_{\text{в}} = 0.50$.

8. Визначаємо необхідну кількість вертикальних заземлювачів з врахуванням $\eta_{\text{в}}$:

$$\eta_{\text{в}} = \frac{\eta_{\text{оп}}}{n} = 12 / 0.50 = 24$$

Приймаємо $n = 24$ шт.

9. Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму у вертикальних заземлювачах при $n = 24$ шт.

$$R_{\text{розрв}} = \frac{R_{\text{в}}}{n \cdot \eta_{\text{в}}} = \frac{64.086}{24 \cdot 0.50} = 5.34 \text{ Ом}$$

10. Визначаємо довжину з'єднувальної стрічки:

$$L_{\text{с}} = 1.05 \cdot a \cdot n = 1.05 \cdot 3 \cdot 24 = 75.6 \text{ м}$$

11. Визначаємо опір розтікання струму в горизонтальному заземлювачі:

$$R_{\text{г}} = \frac{\rho_{\text{розр}}}{2 \cdot \pi \cdot L_{\text{с}}} \ln \frac{2 \cdot \pi \cdot L_{\text{с}}^2}{H_0 \cdot B_{\text{с}}} = \frac{390}{2 \cdot \pi \cdot 75.6} \ln \frac{2 \cdot \pi \cdot 75.6^2}{0.8 \cdot 0.04} = 11.437 \text{ Ом}$$

12. Визначаємо коефіцієнт використання горизонтального заземлювача.

$$a / l = 1 \quad \eta_{\text{в}} = 24 \rightarrow \eta_{\text{г}} = 0.25$$

13. Визначаємо опір розтікання струму в горизонтальному заземлювачі з врахуванням $\eta_{\text{г}}$:

$$R_{\text{розрг}} = \frac{R_{\text{г}}}{0.25} = 11.437 / 0.25 = 45.748 \text{ Ом}$$

14. Визначаємо опір розтікання струму в горизонтальних та вертикальних заземлювачах:

$$R_{\text{розр.Г}} = \frac{R_{\text{розрВ}} \cdot R_{\text{розрГ}}}{R_{\text{розрВ}} + R_{\text{розрГ}}} = \frac{5.34 \cdot 45.748}{5.34 + 45.748} = 4,782 \text{ Ом}$$

15. Визначаємо загальний опір розтікання струму в штучному та природному заземлювачах:

$$R_{\text{заг}} = \frac{R_{\text{п.з.}} \cdot R_{\text{розр}}}{R_{\text{п.з.}} + R_{\text{розр}}} = \frac{14 \cdot 4,782}{14 + 4,782} = 3,564 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{заг}} < R_{\text{доп}}$$

Отримане загально розрахункове значення опору розтікання струму в природному та штучному заземлювачах відповідає вимогам ПУЕ, ПТЕ та ПТБ.

ВИСНОВОК

В магістерській роботі показано розрахунок потужності резерву, яка потрібна для наведеної в роботі локальної мережі, розрахунок приведений наприкладі Ямпільського району, також описаний розвиток гідроакумулювання та гідроенергетики в цілому, потенційні та існуючі можливості електричних мереж та систем України, відносно використання потужностей ГАЕС, та її взаємозв'язків з іншими станціями. З точки зору зменшення втрат активної потужності в електричних мережах, було розроблено метод пошуку оптимальних потужностей ГАЕС.

Представлено обширну характеристику гідроакумулюючих електростанцій: класифікацію ГАЕС, тип обладнання, в приклад приведено низка існуючих електростанцій всього світу, показані схеми в розрізі, структури та способи застосувань.

Було розглянуто роль ГАЕС в енергосистемі, режим роботи взаємності від режиму графіку навантажень, зручність розташувань станцій взаємності від місцевості і переваги таких використання. Дослідилась економічна частина ГАЕС та фактори впливу електростанцій на навколишнє середовище.

Був розглянутий вплив ВДЕ на сучасну ОЕС України, та показано розрахунок з визначенням потужності резерву який потрібен для стабільно та безперебійної роботи електричної станції, приведені мат очікування генерувань ФЕС, Ямпільського району.

В розділі охорони праці було представлено визначення допустимого (нормативного) значення опору розтікання струму в заземлювальних пристроях станцій.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. В.Ю. Синюгин. Гидроаккумулирующие электростанции в современной электроэнергетике. Москва: ЭНАС, 2008. - 352с.
2. Лежнюк П. Д. Втрати потужності в електроенергетичних системах від транзитних перетікань / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, О. Б. Бурикін // Енергетика та електрифікація. – 2006. – № 3. – С. 26–33.
3. Лежнюк П.Д. Оцінювання імовірнісних характеристик генерування сонячних електростанцій в задачі інтелектуалізації локальних електричних систем/ П.Д. Лежнюк, В.О. Комар, С.В. Кравчук // Вісник НТУ «ХПІ». – Харків: НТУ «ХПІ». – 2016. – №18 (1190). – С.92-100. – doi:10.20998/2413- 4295.2016.18.14.
4. Осадчук В. А. и др. Перспективы развития ГАЭС Украины / Энергетика и электрификация. – 2001. – № 1.
5. Ландау Ю. А. Роль ГАЭС в новых условиях развития электроэнергетики Украины / Энергетическая политика Украины. – 2005. – № 4.
6. Рожкова Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин // 3-е изд., перераб. и доп. Учебник для техникумов. М.: Энергоатомиздат – [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.twirpx.com/file/109854/>
7. Субботин А.С. Гидротехника и мелиорация / А.С. Субботин, В. А. Хаустов: [Электронный ресурс]. — Режим доступа: http://hva.rshu.ru/ob/gidroteh/uch/3/chapter17/3_17_1.htm
8. Алексеев Б. А., Мамиконянц Л. Г., Шакарян Ю. Г. Регулирование режимов работы электроэнергетических систем с помощью асинхронизированных синхронных машин // Электрические станции. 1998. № 12.
9. Безруких П. П., Стребков Д. С. Состояние, перспективы и проблемы развития возобновляемых источников энергии // Малая энергетика. 2005. № 1–2.
10. Борткевич С.В. Пути оптимизации конструкции дамб ГАЭС на основе современной технологии строительства // Гидротехническое строительство. 1992.

11. Васильев А. А., Крючков И. П., Наяшкова Е. Ф. и др. Электрическая часть станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1990.
12. Держко М. В. Режимы работы насосотурбинного и электротехнического оборудования ГАЭС // Энергохозяйство за рубежом. 1983. № 2.
13. Елистратов В. В. Гидравлическое аккумулирование энергии возобновляемых источников // Гидротехническое строительство. 1996. № 10.
14. Кароль Л. А. Гидравлическое аккумулирование энергии. – М.: Энергия, 1975.
15. Кривченко Г. И. Насосы и турбины. – М.: Энергия, 1970.
16. Кудояров Л. И., Бернштейн Л. Б. Перспективы строительства мощных приливных электростанций // Энергетическое строительство». 1974. № 3.
- 17 Аналітична доповідь на тему: «Сучасний стан, проблеми та перспективи розвитку гідроелектроенергетики України»: [Електронний ресурс]. — Режим доступу: <http://www.niss.gov.ua/content/articles/files/GES-993ae.pdf>
18. Національний план дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: URL : <http://www.zakon3.rada.gov.ua/laws/show/902-2014-p/page>
19. С.Т.Пазич. Оцінка технічних параметрів морської гідроаккумуляуючої станції для енергії відновлюваних джерел // Відновлювана енергетика.- 2015. - № 2. – с. 66-71.
20. Методичні рекомендації до розділу «Охорона праці» в дипломних роботах (для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / Укл. – Бондаренко Є.А. – Вінниця
21. Бабурин Б.Л. и др. Гидроаккумулирующие электростанции. – М.: Энергия, 1978.

ДОДАТКИ
ДОДАТОК А

Технічне завдання МКР

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Лежнюк П.Д.
(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

_____ (підпис)

«_____» _____ 20__ р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

ГІДРОАКУМУЛЮЮЧІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ В ЕНЕРГОСИСТЕМІ УКРАЇНИ
08-13.МКР.001.00.005 ТЗ

Науковий керівник: д.т.н., проф., каф. ЕСС
_____ Лежнюк П.Д.
(підпис)

Магістр групи ЕС-18м

_____ Корчевий Р.Ю
(підпис)

Вінниця 2020 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) дослідження є актуальним тому що в умовах підвищення потужності системи, а також постійного розвитку відновлюваних джерел енергії існує потреба в маневрених потужностях Україна як держава із достатніми ресурсами, повинна раціонально використовувати свої гідроресурси. Настала необхідність в проектуванні і введенні в експлуатацію нових гідроакumuлюючих електричних станцій. Тому що електричні мережі енергосистем проектувалися та споруджувалися за умов централізованого електропостачання, то розбудова в них відновлюваних джерел призводить до зміни процесів у мережі та вимагає додаткового дослідження;

б) наказ ректора ВНТУ № 76 від 6 березня 2020 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – дослідження ГАЕС та її вплив на систему, і розрахунок резервної потужності для відновлюваних джерел енергії;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. В.Ю. Синюгин. Гидроаккумулирующие электростанции в современной электроэнергетике. Москва: ЭНАС, 2008. - 352с.

2. Лежнюк П. Д. Втрати потужності в електроенергетичних системах від транзитних перетікань / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, О. Б. Бурикін // Енергетика та електрифікація. – 2006. – № 3. – С. 26–33.

3. Лежнюк П.Д. Оцінювання імовірнісних характеристик генерування сонячних електростанцій в задачі інтелектуалізації локальних електричних систем/ П.Д. Лежнюк, В.О. Комар, С.В. Кравчук // Вісник НТУ «ХПІ». – Харків: НТУ «ХПІ». – 2016. – №18 (1190). – С.92-100. – doi:10.20998/2413- 4295.2016.18.14.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

ПЕРЕДБАЧАЄТЬСЯ СПОРУДЖЕННЯ ГІДРОЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ У ЛОКАЛЬНІЙ ЕНЕРГОСИСТЕМІ.

– технічне завдання: визначення резерву потужності наприкладі Ямпільської ФЕС зі встановленою потужністю 1431 кВт.

– елементна база: електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на ГАЕС, українського та зарубіжного виробництва

– показники технологічності: визначення резерву ГАЕС, монтаж та експлуатація електрообладнання мають виконуватися відповідно до вимог ПУЕ та ПТЕ.

– технічне обслуговування і ремонт: експлуатація, технічне обслуговування та ремонт обладнання буде здійснювати оперативний та ремонтний персонал станції.

– живлення об'єкта: для забезпечення надійного живлення споживачів власних потреб ГЕС виконати проектування резервного живлення.

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники роботи електростанції і на основі їх аналізу зробити висновок про доцільність спорудження такої станції.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	06.03.20	08.03.20	формування технічного завдання
2	Техніко-економічне обґрунтування знаходження резерву ГАЕС,	09.03.20	12.03.20	аналітичний огляд літературних дже-

	Досліження видів ГАЕС, схем компановок, розгляд в розрізі електричних машин			рел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Дослідження проблем та сучасного стану гідроенергетики	13.03.20	31.03.20	розділ 2
4	Дослідження системного значення ГАЕС	01.04.20	14.04.20	розділ 3
5	Розгляд та в подальшому розрахунок потужностей резерву для локальної мережі із генерування ФЕС	15.04.20	25.04.20	розділ 4
6	Техніко-економічні розрахунки	26.04.20	08.05.20	розділ 5
7	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	06.03.20	19.05.20	розділ 6
8	Оформлення пояснювальної записки	20.05.20	31.05.20	пояснювальна записка
9	Виконання графічної частини та оформлення презентації	01.06.20	04.06.20	плакати, презентація

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук рецензента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами.

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні Державної екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

9. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційну роботу у Вінницькому національному технічному університеті (БДР (БД), ДП (ДР), МКР)», 2015р.

10. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом

Відсутні.

ДОДАТОК Б

Результати визначення основних імовірнісних характеристики процесів генерування Гальжбіївської ФЕС та навантаження лінії Ф-15 «ПС Ямпіль 110/10кВ» для зимового періоду

Час доби	Генерування ФЕС														
	Компонента 1					Компонента 2					Компонента 3				
	Min	Max	M	СКВ	Вага	Min	Max	M	СКВ	Вага	Min	Max	M	СКВ	Вага
06:00 - 06:30	0.0	21.8	10.4	3.0	0.6	22.6	29.9	26.3	7.8	0.3	30.4	34.8	32.6	9.0	0.1
06:30 - 07:00	5.8	37.4	20.4	5.8	0.4	42.8	68.2	55.5	16.4	0.5	68.6	78.1	73.4	20.2	0.1
07:00 - 07:30	4.5	71.4	35.8	10.2	0.4	73.0	102.1	87.6	25.9	0.3	103.3	141.8	122.5	33.8	0.3
07:30 - 08:00	8.5	100.2	51.3	14.6	0.3	115.9	159.2	137.6	40.8	0.4	160.2	212.1	186.1	51.4	0.3
08:00 - 08:30	14.4	140.5	73.1	20.8	0.3	147.4	182.9	165.1	48.9	0.2	187.9	254.4	221.1	61.0	0.5
08:30 - 09:00	16.4	180.4	92.8	26.5	0.3	183.0	228.9	206.0	61.0	0.2	229.1	300.5	264.8	73.1	0.5
09:00 - 09:30	17.1	182.0	93.9	26.8	0.2	193.6	268.1	230.9	68.4	0.2	277.5	346.3	311.9	86.1	0.6
09:30 - 10:00	30.8	224.3	120.4	34.3	0.2	242.8	303.9	273.4	81.0	0.2	309.9	383.5	346.7	95.7	0.6
10:00 - 10:30	19.6	230.3	117.9	33.6	0.2	237.2	320.0	278.6	82.5	0.2	336.8	409.9	373.3	103.0	0.6
10:30 - 11:00	17.7	279.3	140.1	39.9	0.2	251.7	358.2	304.9	90.3	0.3	366.4	435.4	400.9	110.6	0.5
11:00 - 11:30	25.7	162.8	88.9	25.3	0.1	189.7	349.8	269.7	79.9	0.2	357.4	447.3	402.3	111.0	0.7
11:30 - 12:00	27.5	230.5	121.7	34.7	0.2	252.4	370.0	311.2	92.2	0.3	380.1	455.4	417.7	115.3	0.5
12:00 - 12:30	22.9	261.9	134.4	38.3	0.2	266.2	353.8	310.0	91.8	0.2	366.4	461.4	413.9	114.2	0.6
12:30 - 13:00	41.0	267.1	145.3	41.4	0.3	271.4	375.6	323.5	95.8	0.3	378.2	475.7	426.9	117.8	0.6
13:00 - 13:30	39.1	254.9	138.7	39.5	0.3	270.3	353.9	312.1	92.5	0.2	358.1	445.8	402.0	110.9	0.5
13:30 - 14:00	1.6	243.2	115.5	32.9	0.2	268.3	360.6	314.5	93.2	0.3	369.3	451.5	410.4	113.3	0.5
14:00 - 14:30	2.4	200.9	95.9	27.3	0.2	235.5	353.8	294.6	87.3	0.4	359.5	441.1	400.3	110.5	0.4
14:30 - 15:00	18.2	143.0	76.0	21.7	0.1	154.4	380.5	267.5	79.2	0.6	353.8	408.5	381.1	105.2	0.3
15:00 - 15:30	13.0	183.4	92.6	26.4	0.2	217.5	291.9	254.7	75.5	0.3	298.4	373.9	336.1	92.8	0.6
15:30 - 16:00	3.4	146.9	70.9	20.2	0.1	170.5	280.8	225.7	66.9	0.5	287.7	365.9	326.8	90.2	0.4
16:00 - 16:30	1.0	136.3	64.8	18.5	0.2	138.7	236.8	187.8	55.6	0.3	239.0	301.7	270.4	74.6	0.5
16:30 - 17:00	25.3	130.4	73.4	20.9	0.2	131.4	194.8	163.1	48.3	0.4	198.0	232.2	215.1	59.4	0.4
17:00 - 17:30	11.4	96.7	51.0	14.5	0.2	109.3	144.4	126.8	37.6	0.5	145.9	166.2	156.0	43.1	0.3
17:30 - 18:00	7.1	78.0	40.2	11.4	0.3	80.7	107.5	94.1	27.9	0.4	108.3	126.2	117.2	32.4	0.3
18:00 - 18:30	2.2	48.8	24.0	6.8	0.4	50.4	85.7	68.0	20.2	0.4	87.8	104.9	96.3	26.6	0.2
18:30 - 19:00	4.0	44.5	22.9	6.5	0.6	46.6	54.5	50.6	15.0	0.3	57.6	69.8	63.7	17.6	0.1
19:00 - 19:30	0.4	37.9	18.0	5.1	0.9	44.3	77.6	61.0	18.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
19:30 - 20:00	0.2	25.1	12.0	3.4	0.9	26.1	40.5	33.3	9.9	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

де M – математичне очікування генерування ФЕС (кВт), СКВ – середньоквадратичне відхилення, Min, Max – порогові значення компонент.

Навантаження ЛЕС										
Час доби	Компонента 1					Компонента 2				
	Min	Max	М	СКВ	Вага	Min	Max	М	СКВ	Вага
06:00 - 06:30	0.2	2059.9	1030.1	154.5	0.1	2092.6	2194.5	2143.6	267.9	0.9
06:30 - 07:00	38.5	2102.7	1070.6	160.6	0.1	2135.4	2257.1	2196.2	274.5	0.9
07:00 - 07:30	29.9	2142.3	1086.1	162.9	0.1	2174.9	2297.5	2236.2	279.5	0.9
07:30 - 08:00	57.0	2640.4	1348.7	202.3	0.1	2673.1	2823.8	2748.5	343.6	0.9
08:00 - 08:30	96.1	1843.0	969.5	145.4	0.1	1875.7	2022.9	1949.3	243.7	0.9
08:30 - 09:00	109.0	1665.8	887.4	133.1	0.1	1698.5	2307.2	2002.8	250.4	0.9
09:00 - 09:30	114.2	1855.2	984.7	147.7	0.1	1887.9	2195.2	2041.5	255.2	0.9
09:30 - 10:00	205.5	1906.8	1056.2	158.4	0.1	1939.5	2141.0	2040.2	255.0	0.9
10:00 - 10:30	130.7	1786.0	958.4	143.8	0.1	1818.7	2179.7	1999.2	249.9	0.9
10:30 - 11:00	118.0	1625.6	871.8	130.8	0.1	1658.3	2054.1	1856.2	232.0	0.9
11:00 - 11:30	171.1	1576.4	873.8	131.1	0.1	1609.1	2101.8	1855.5	231.9	0.9
11:30 - 12:00	183.0	1385.5	784.2	117.6	0.1	1418.1	1869.0	1643.6	205.4	0.9
12:00 - 12:30	152.7	1421.2	786.9	118.0	0.1	1453.8	1819.1	1636.5	204.6	0.9
12:30 - 13:00	273.3	1614.0	943.6	141.5	0.1	1646.7	2024.0	1835.3	229.4	0.9
13:00 - 13:30	260.6	1733.5	997.1	149.6	0.1	1766.2	2096.9	1931.6	241.4	0.9
13:30 - 14:00	10.5	1848.4	929.4	139.4	0.1	1881.0	2221.0	2051.0	256.4	0.9
14:00 - 14:30	15.9	1804.9	910.4	136.6	0.1	1837.6	2236.0	2036.8	254.6	0.9
14:30 - 15:00	121.0	1864.7	992.9	148.9	0.1	1897.4	2511.8	2204.6	275.6	0.9
15:00 - 15:30	86.4	2065.7	1076.1	161.4	0.1	2098.4	2339.0	2218.7	277.3	0.9
15:30 - 16:00	22.8	1989.2	1006.0	150.9	0.1	2021.9	2380.7	2201.3	275.2	0.9
16:00 - 16:30	6.7	2187.6	1097.1	164.6	0.1	2220.3	2548.6	2384.5	298.1	0.9
16:30 - 17:00	168.6	1645.0	906.8	136.0	0.1	1677.6	1969.0	1823.3	227.9	0.9
17:00 - 17:30	75.7	1753.5	914.6	137.2	0.1	1786.2	2075.8	1931.0	241.4	0.9
17:30 - 18:00	47.3	1891.6	969.4	145.4	0.1	1924.3	2175.6	2049.9	256.2	0.9
18:00 - 18:30	14.4	1933.5	974.0	146.1	0.1	1966.2	2070.2	2018.2	252.3	0.9
18:30 - 19:00	26.4	2154.3	1090.4	163.6	0.1	2187.0	2219.7	2203.3	275.4	0.9
19:00 - 19:30	2.4	2121.2	1061.8	159.3	0.1	2153.9	2292.8	2223.3	277.9	0.9
19:30 - 20:00	1.5	2137.1	496.6	74.5	0.1	2169.8	2237.7	2203.8	275.5	0.9

де М – математичне очікування навантаження ЛЕС (кВт), СКВ – середньоквадратичне відхилення, Min, Max – порогові значення компоненту

Результати визначення основних імовірнісних характеристики процесів генерування Гальжбіївської ФЕС та навантаження лінії Ф-15 «ПС Ямпіль 110/10кВ» для весняного періоду

Час доби	Генерування ФЕС														
	Компонента 1					Компонента 2					Компонента 3				
	Min	Max	M	СКВ	Вага	Min	Max	M	СКВ	Вага	Min	Max	M	СКВ	Вага
06:00 - 06:30	0.1	52.1	24.8	7.1	0.6	53.8	71.4	62.6	18.6	0.3	72.4	83.1	77.7	21.5	0.1
06:30 - 07:00	13.8	89.2	48.6	13.8	0.4	102.1	162.5	132.3	39.2	0.5	163.5	186.3	174.9	48.3	0.1
07:00 - 07:30	10.7	170.2	85.3	24.3	0.4	174.2	243.5	208.8	61.9	0.3	246.3	338.2	292.2	80.7	0.3
07:30 - 08:00	20.4	238.9	122.3	34.9	0.3	276.5	379.7	328.1	97.2	0.4	382.0	505.7	443.8	122.5	0.3
08:00 - 08:30	34.4	335.1	174.3	49.7	0.3	351.5	436.2	393.8	116.7	0.2	448.0	606.5	527.3	145.5	0.5
08:30 - 09:00	39.0	430.2	221.3	63.1	0.3	436.4	545.9	491.2	145.5	0.2	546.3	716.5	631.4	174.3	0.5
09:00 - 09:30	40.8	433.9	223.9	63.8	0.2	461.8	639.3	550.5	163.1	0.2	661.6	825.8	743.7	205.3	0.6
09:30 - 10:00	73.5	534.9	287.0	81.8	0.2	579.0	724.8	651.9	193.2	0.2	739.0	914.4	826.7	228.2	0.6
10:00 - 10:30	46.8	549.2	281.1	80.1	0.2	565.5	763.2	664.3	196.8	0.2	803.1	977.5	890.3	245.7	0.6
10:30 - 11:00	42.2	665.9	334.0	95.2	0.2	600.2	854.1	727.1	215.4	0.3	873.8	1038.2	956.0	263.9	0.5
11:00 - 11:30	61.2	388.2	212.0	60.4	0.1	452.3	834.2	643.2	190.6	0.2	852.2	1066.7	959.4	264.8	0.7
11:30 - 12:00	65.5	549.6	290.1	82.7	0.2	601.8	882.3	742.1	219.9	0.3	906.4	1085.9	996.2	274.9	0.5
12:00 - 12:30	54.6	624.6	320.4	91.3	0.2	634.8	843.6	739.2	219.0	0.2	873.8	1100.2	987.0	272.4	0.6
12:30 - 13:00	97.8	636.9	346.6	98.8	0.3	647.2	895.6	771.4	228.6	0.3	901.8	1134.3	1018.0	281.0	0.6
13:00 - 13:30	93.2	607.8	330.7	94.2	0.3	644.5	843.8	744.2	220.5	0.2	853.8	1063.2	958.5	264.5	0.5
13:30 - 14:00	3.8	580.0	275.4	78.5	0.2	639.8	860.0	749.9	222.2	0.3	880.6	1076.7	978.7	270.1	0.5
14:00 - 14:30	5.7	479.2	228.7	65.2	0.2	561.5	843.6	702.5	208.2	0.4	857.2	1051.8	954.5	263.4	0.4
14:30 - 15:00	43.3	341.0	181.3	51.7	0.1	368.1	907.5	637.8	189.0	0.6	843.6	974.2	908.9	250.9	0.3
15:00 - 15:30	30.9	437.2	220.8	62.9	0.2	518.8	696.0	607.4	180.0	0.3	711.5	891.5	801.5	221.2	0.6
15:30 - 16:00	8.2	350.2	169.0	48.2	0.1	406.5	669.7	538.1	159.4	0.5	686.1	872.6	779.3	215.1	0.4
16:00 - 16:30	2.4	325.1	154.5	44.0	0.2	330.8	564.8	447.8	132.7	0.3	570.0	719.5	644.8	178.0	0.5
16:30 - 17:00	60.3	310.8	175.1	49.9	0.2	313.2	464.6	388.9	115.2	0.4	472.2	553.6	512.9	141.6	0.4
17:00 - 17:30	27.1	230.7	121.6	34.7	0.2	260.5	344.3	302.4	89.6	0.5	347.9	396.3	372.1	102.7	0.3
17:30 - 18:00	16.9	186.1	95.8	27.3	0.3	192.5	256.3	224.4	66.5	0.4	258.2	300.9	279.5	77.2	0.3
18:00 - 18:30	5.2	116.3	57.3	16.3	0.4	120.1	204.3	162.2	48.1	0.4	209.3	250.2	229.7	63.4	0.2
18:30 - 19:00	9.5	106.1	54.5	15.5	0.6	111.1	130.1	120.6	35.7	0.3	137.4	166.4	151.9	41.9	0.1
19:00 - 19:30	0.8	90.4	43.0	12.3	0.9	105.6	185.1	145.3	43.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
19:30 - 20:00	0.5	59.9	28.5	8.1	0.9	62.3	96.5	79.4	23.5	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

де M – математичне очікування генерування ФЕС (кВт), СКВ – середньоквадратичне відхилення, Min, Max – порогові значення компонент.

Навантаження ЛЕС										
Час доби	Компонента 1					Компонента 2				
	Min	Max	M	СКВ	Вага	Min	Max	M	СКВ	Вага
06:00 - 06:30	0.1	1101.8	551.0	82.6	0.1	1119.3	1173.8	1146.6	143.3	0.9
06:30 - 07:00	20.6	1124.7	572.6	85.9	0.1	1142.2	1207.3	1174.7	146.8	0.9
07:00 - 07:30	16.0	1145.9	580.9	87.1	0.1	1163.3	1228.9	1196.1	149.5	0.9
07:30 - 08:00	30.5	1412.3	721.4	108.2	0.1	1429.8	1510.4	1470.1	183.8	0.9
08:00 - 08:30	51.4	985.8	518.6	77.8	0.1	1003.3	1082.0	1042.6	130.3	0.9
08:30 - 09:00	58.3	891.0	474.7	71.2	0.1	908.5	1234.1	1071.3	133.9	0.9
09:00 - 09:30	61.1	992.3	526.7	79.0	0.1	1009.8	1174.2	1092.0	136.5	0.9
09:30 - 10:00	109.9	1019.9	564.9	84.7	0.1	1037.4	1145.2	1091.3	136.4	0.9
10:00 - 10:30	69.9	955.3	512.6	76.9	0.1	972.8	1165.9	1069.3	133.7	0.9
10:30 - 11:00	63.1	869.5	466.3	69.9	0.1	887.0	1098.7	992.9	124.1	0.9
11:00 - 11:30	91.5	843.2	467.4	70.1	0.1	860.7	1124.2	992.5	124.1	0.9
11:30 - 12:00	97.9	741.1	419.5	62.9	0.1	758.5	999.7	879.1	109.9	0.9
12:00 - 12:30	81.7	760.2	420.9	63.1	0.1	777.6	973.0	875.3	109.4	0.9
12:30 - 13:00	146.2	863.3	504.7	75.7	0.1	880.8	1082.6	981.7	122.7	0.9
13:00 - 13:30	139.4	927.2	533.3	80.0	0.1	944.7	1121.6	1033.2	129.1	0.9
13:30 - 14:00	5.6	988.7	497.1	74.6	0.1	1006.1	1188.0	1097.0	137.1	0.9
14:00 - 14:30	8.5	965.4	487.0	73.0	0.1	982.9	1196.0	1089.5	136.2	0.9
14:30 - 15:00	64.7	997.4	531.1	79.7	0.1	1014.9	1343.5	1179.2	147.4	0.9
15:00 - 15:30	46.2	1104.9	575.6	86.3	0.1	1122.4	1251.1	1186.7	148.3	0.9
15:30 - 16:00	12.2	1064.0	538.1	80.7	0.1	1081.5	1273.4	1177.4	147.2	0.9
16:00 - 16:30	3.6	1170.1	586.8	88.0	0.1	1187.6	1363.2	1275.4	159.4	0.9
16:30 - 17:00	90.2	879.9	485.0	72.8	0.1	897.3	1053.2	975.3	121.9	0.9
17:00 - 17:30	40.5	937.9	489.2	73.4	0.1	955.4	1110.3	1032.9	129.1	0.9
17:30 - 18:00	25.3	1011.8	518.5	77.8	0.1	1029.3	1163.7	1096.5	137.1	0.9
18:00 - 18:30	7.7	1034.2	521.0	78.1	0.1	1051.7	1107.3	1079.5	134.9	0.9
18:30 - 19:00	14.1	1152.3	583.2	87.5	0.1	1169.8	1187.3	1178.5	147.3	0.9
19:00 - 19:30	1.3	1134.6	567.9	85.2	0.1	1152.1	1226.4	1189.2	148.7	0.9
19:30 - 20:00	0.8	1143.1	496.6	74.5	0.1	1160.6	1196.9	1178.8	147.3	0.9

де M – математичне очікування навантаження ЛЕС (кВт), СКВ – середньоквадратичне відхилення, Min, Max – порогові значення компонент

Результати визначення основних імовірнісних характеристики процесів генерування Гальжбіївської ФЕС та навантаження лінії Ф-15 «ПС Ямпіль 110/10кВ» для осіннього періоду

Генерування ФЕС															
Час доби	Компонента 1					Компонента 2					Компонента 3				
	Min	Max	M	СКВ	Вага	Min	Max	M	СКВ	Вага	Min	Max	M	СКВ	Вага
06:00 - 06:30	0.1	45.1	21.3	6.1	0.6	46.7	61.9	54.3	16.1	0.3	62.7	72.0	67.4	18.6	0.1
06:30 - 07:00	11.9	77.3	42.1	12.0	0.4	88.5	140.9	114.7	34.0	0.5	141.7	161.5	151.6	41.8	0.1
07:00 - 07:30	9.3	147.5	73.9	21.1	0.4	150.9	211.0	181.0	53.6	0.3	213.5	293.1	253.3	69.9	0.3
07:30 - 08:00	17.7	207.1	106.0	30.2	0.3	239.6	329.1	284.3	84.2	0.4	331.1	438.3	384.7	106.2	0.3
08:00 - 08:30	29.8	290.4	151.0	43.0	0.3	304.6	378.0	341.3	101.1	0.2	388.3	525.7	457.0	126.1	0.5
08:30 - 09:00	33.8	372.9	191.8	54.7	0.3	378.2	473.1	425.7	126.1	0.2	473.5	620.9	547.2	151.0	0.5
09:00 - 09:30	35.4	376.1	194.1	55.3	0.2	400.2	554.1	477.1	141.4	0.2	573.4	715.7	644.6	177.9	0.6
09:30 - 10:00	63.7	463.6	248.7	70.9	0.2	501.8	628.1	565.0	167.4	0.2	640.5	792.5	716.5	197.7	0.6
10:00 - 10:30	40.5	475.9	243.6	69.4	0.2	490.1	661.4	575.8	170.6	0.2	696.0	847.1	771.6	213.0	0.6
10:30 - 11:00	36.6	577.1	289.5	82.5	0.2	520.1	740.2	630.2	186.7	0.3	757.3	899.8	828.5	228.7	0.5
11:00 - 11:30	53.1	336.5	183.7	52.4	0.1	392.0	722.9	557.5	165.2	0.2	738.5	924.5	831.5	229.5	0.7
11:30 - 12:00	56.7	476.3	251.4	71.7	0.2	521.6	764.7	643.1	190.6	0.3	785.5	941.1	863.3	238.3	0.5
12:00 - 12:30	47.3	541.3	277.7	79.1	0.2	550.1	731.1	640.6	189.8	0.2	757.3	953.5	855.4	236.1	0.6
12:30 - 13:00	84.7	552.0	300.3	85.6	0.3	560.9	776.2	668.5	198.1	0.3	781.5	983.1	882.3	243.5	0.6
13:00 - 13:30	80.8	526.7	286.6	81.7	0.3	558.6	731.3	645.0	191.1	0.2	740.0	921.4	830.7	229.3	0.5
13:30 - 14:00	3.3	502.7	238.6	68.0	0.2	554.5	745.3	649.9	192.6	0.3	763.2	933.1	848.2	234.1	0.5
14:00 - 14:30	4.9	415.3	198.2	56.5	0.2	486.6	731.1	608.9	180.4	0.4	742.9	911.5	827.2	228.3	0.4
14:30 - 15:00	37.5	295.5	157.1	44.8	0.1	319.0	786.5	552.7	163.8	0.6	731.1	844.3	787.7	217.4	0.3
15:00 - 15:30	26.8	378.9	191.4	54.5	0.2	449.6	603.2	526.4	156.0	0.3	616.6	772.7	694.6	191.7	0.6
15:30 - 16:00	7.1	303.5	146.5	41.8	0.1	352.3	580.4	466.4	138.2	0.5	594.6	756.3	675.4	186.4	0.4
16:00 - 16:30	2.1	281.7	133.9	38.2	0.2	286.7	489.5	388.1	115.0	0.3	494.0	623.6	558.8	154.2	0.5
16:30 - 17:00	52.3	269.4	151.7	43.2	0.2	271.5	402.7	337.1	99.9	0.4	409.3	479.8	444.5	122.7	0.4
17:00 - 17:30	23.5	199.9	105.4	30.0	0.2	225.8	298.4	262.1	77.7	0.5	301.5	343.5	322.5	89.0	0.3
17:30 - 18:00	14.7	161.3	83.0	23.7	0.3	166.8	222.1	194.5	57.6	0.4	223.7	260.8	242.3	66.9	0.3
18:00 - 18:30	4.5	100.8	49.7	14.2	0.4	104.1	177.1	140.6	41.6	0.4	181.4	216.8	199.1	55.0	0.2
18:30 - 19:00	8.2	91.9	47.2	13.5	0.6	96.3	112.7	104.5	31.0	0.3	119.1	144.2	131.6	36.3	0.1
19:00 - 19:30	0.7	78.3	37.3	10.6	0.9	91.5	160.4	126.0	37.3	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
19:30 - 20:00	0.5	51.9	24.7	7.0	0.9	54.0	83.7	68.8	20.4	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

де М – математичне очікування генерування ФЕС (кВт), СКВ – середньоквадратичне відхилення, Min, Max – порогові значення компонент.

Навантаження ЛЕС										
Час доби	Компонента 1					Компонента 2				
	Min	Max	M	СКВ	Вага	Min	Max	M	СКВ	Вага
06:00 - 06:30	0.2	1916.2	958.2	143.7	0.1	1946.6	2041.4	1994.0	249.3	0.9
06:30 - 07:00	35.8	1956.0	995.9	149.4	0.1	1986.4	2099.6	2043.0	255.4	0.9
07:00 - 07:30	27.8	1992.8	1010.3	151.5	0.1	2023.2	2137.2	2080.2	260.0	0.9
07:30 - 08:00	53.0	2456.2	1254.6	188.2	0.1	2486.6	2626.8	2556.7	319.6	0.9
08:00 - 08:30	89.4	1714.4	901.9	135.3	0.1	1744.8	1881.8	1813.3	226.7	0.9
08:30 - 09:00	101.4	1549.6	825.5	123.8	0.1	1580.0	2146.2	1863.1	232.9	0.9
09:00 - 09:30	106.2	1725.8	916.0	137.4	0.1	1756.2	2042.0	1899.1	237.4	0.9
09:30 - 10:00	191.2	1773.8	982.5	147.4	0.1	1804.2	1991.6	1897.9	237.2	0.9
10:00 - 10:30	121.6	1661.4	891.5	133.7	0.1	1691.8	2027.6	1859.7	232.5	0.9
10:30 - 11:00	109.8	1512.2	811.0	121.7	0.1	1542.6	1910.8	1726.7	215.8	0.9
11:00 - 11:30	159.2	1466.4	812.8	121.9	0.1	1496.8	1955.2	1726.0	215.8	0.9
11:30 - 12:00	170.2	1288.8	729.5	109.4	0.1	1319.2	1738.6	1528.9	191.1	0.9
12:00 - 12:30	142.0	1322.0	732.0	109.8	0.1	1352.4	1692.2	1522.3	190.3	0.9
12:30 - 13:00	254.2	1501.4	877.8	131.7	0.1	1531.8	1882.8	1707.3	213.4	0.9
13:00 - 13:30	242.4	1612.6	927.5	139.1	0.1	1643.0	1950.6	1796.8	224.6	0.9
13:30 - 14:00	9.8	1719.4	864.6	129.7	0.1	1749.8	2066.0	1907.9	238.5	0.9
14:00 - 14:30	14.8	1679.0	846.9	127.0	0.1	1709.4	2080.0	1894.7	236.8	0.9
14:30 - 15:00	112.6	1734.6	923.6	138.5	0.1	1765.0	2336.6	2050.8	256.4	0.9
15:00 - 15:30	80.4	1921.6	1001.0	150.2	0.1	1952.0	2175.8	2063.9	258.0	0.9
15:30 - 16:00	21.2	1850.4	935.8	140.4	0.1	1880.8	2214.6	2047.7	256.0	0.9
16:00 - 16:30	6.2	2035.0	1020.6	153.1	0.1	2065.4	2370.8	2218.1	277.3	0.9
16:30 - 17:00	156.8	1530.2	843.5	126.5	0.1	1560.6	1831.6	1696.1	212.0	0.9
17:00 - 17:30	70.4	1631.2	850.8	127.6	0.1	1661.6	1931.0	1796.3	224.5	0.9
17:30 - 18:00	44.0	1759.6	901.8	135.3	0.1	1790.0	2023.8	1906.9	238.4	0.9
18:00 - 18:30	13.4	1798.6	906.0	135.9	0.1	1829.0	1925.8	1877.4	234.7	0.9
18:30 - 19:00	24.6	2004.0	1014.3	152.1	0.1	2034.4	2064.8	2049.6	256.2	0.9
19:00 - 19:30	2.2	1973.2	987.7	148.2	0.1	2003.6	2132.8	2068.2	258.5	0.9
19:30 - 20:00	1.4	1988.0	496.6	74.5	0.1	2018.4	2081.6	2050.0	256.3	0.9

де M – математичне очікування навантаження ЛЕС (кВт), СКВ – середньоквадратичне відхилення, Min, Max – порогові значення компонент

ДОДАТОК В

Результати визначення потужності резерву ЛЕС для оптимальної потужності Гальжбіївської ФЕС

Час доби	Мат.очікування генерування ФЕС,кВт	Мат.очікування навантаження ЛЕС,кВт	Потужність резерву, кВт
06:00 - 06:30	44.4	550.5	442.3314
06:30 - 07:00	107.6	650.4	474.4072
07:00 - 07:30	185.4	680	432.2804
07:30 - 08:00	300.4	710.5	358.4274
08:00 - 08:30	390.3	930	471.6978
08:30 - 09:00	485.1	1010	458.7626
09:00 - 09:30	588.1	978	340.7726
09:30 - 10:00	671.9	1035	317.3494
10:00 - 10:30	713.7	1050	293.9262
10:30 - 11:00	750.0	1148	347.852
11:00 - 11:30	821.9	1250	374.1594
11:30 - 12:00	771.4	1395	545.0264
12:00 - 12:30	808.6	1400	516.8836
12:30 - 13:00	947.0	1496	479.826
13:00 - 13:30	738.5	1410	586.891
13:30 - 14:00	764.4	1540	677.8744
14:00 - 14:30	707.9	1390	596.1554
14:30 - 15:00	670.3	1485	712.0478
15:00 - 15:30	696.2	1290	518.9812
15:30 - 16:00	583.6	1410	722.2736
16:00 - 16:30	480.7	1200	628.6682
16:30 - 17:00	403.1	1310	792.6306
17:00 - 17:30	304.7	1101.5	696.4032
17:30 - 18:00	211.6	1150	820.1616
18:00 - 18:30	136.1	890	658.9086

18:30 - 19:00	88.9	1050	840.0014
19:00 - 19:30	52.4	920	758.2824
19:30 - 20:00	29.7	830	699.4622