

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний аграрний університет
Інженерно-технологічний факультет
Кафедра електроенергетики, електротехніки та електромеханіки

Допущений до захисту:

В.о. завідувача кафедри

доц. Граняк В.Ф.

(вчене звання, прізвище, ініціали)

(Підпис)

“ ____ ” _____ 2023 р.

ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИРОБНИЦТВА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ
ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЯМИ

Робота на здобуття освітнього ступеня «Магістр»
за спеціальністю 141 – Електроенергетика,
електротехніка і електромеханіка

Виконав: студент групи ЕІ-21-М
Лямпрехт Сергій Олександрович

(підпис)

Керівник: к. т. н., доцент
Ярошенко Леонід Вікторович

(підпис)

2023

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

з/п	Назва етапів дипломної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ Зовнішня інформація для виконання магістерської роботи.	17.04.2023 р.	
2	Сучасні тенденції розвитку світової малої гідроенергетики	27.04.2023 р.	
3	Аналіз існуючого стану малої гідроенергетики України	18.05.2023 р.	
4	Вибір обладнання для підвищення ефективності виробництва електроенергії на міні ГЕС	21.06.2023 р.	
5	Розробка автоматизованої системи управління для видачі потужності МГЕС	23.08.2023 р.	
6	Оцінка ефективності використання МГЕС для регулювання видачі потужності	11.09.2023 р.	
7	Охорона праці	28.09.2023 р.	
8	Оформлення пояснювальної записки	25.10.2023	
10	Підготовка доповіді і презентаційного матеріалу	09.11.2023	

Завдання прийняв до виконання студент _____ Лямпрехт С.О.
(підпис)

Керівник роботи _____ Ярошенко Л.В.
(підпис)

Анотація

Дана кваліфікаційна робота розглядає актуальність та важливість проблеми підвищення ефективності виробництва електроенергії гідроелектростанціями у контексті сучасного енергетичного сектору. Враховуючи зростання світового попиту на електроенергію та потреби в розвитку сталої та екологічно чистої енергетики, автор підкреслює, що оптимізація гідроенергетичного виробництва може сприяти забезпеченню сталого розвитку.

Розглянуто ключові аспекти підвищення ефективності, зосереджуючись на вдосконаленні технологічних процесів, впровадженні новітніх технологій та автоматизації. Автор визначає розвиток інтелектуальних систем управління як важливий етап для оптимального регулювання роботи обладнання та зменшення втрат енергії.

Додатково, розглядається можливість розвитку та модернізації існуючих гідроелектростанцій, зокрема використання ефективних матеріалів та оптимізацію гідравлічних систем. Паралельно з цим, акцентується увага на вдосконаленні систем водоправління та екологічних аспектів для забезпечення сталості та природоспроможності гідроенергетичних проєктів.

Робота вказує на необхідність комплексного підходу, що включає технологічні інновації, модернізацію обладнання та удосконалення екологічних стандартів для підвищення ефективності виробництва електроенергії гідроелектростанціями. Автор висловлює переконання, що такий підхід сприятиме стійкому, ефективному та екологічно чистому виробництву електроенергії, сприяючи загальному розвитку сучасної енергетики.

Ключові слова: підвищення ефективності, виробництво електроенергії, гідроелектростанції, оптимізація технологічних процесів, новітні технології, автоматизація.

Abstract

This qualifying paper explores the relevance and significance of enhancing the efficiency of electricity generation by hydroelectric power stations in the context of the modern energy sector. Considering the increasing global demand for electricity and the need for sustainable and environmentally friendly energy development, the author emphasizes that optimizing hydroelectric production can contribute to sustainable development.

Key aspects of efficiency improvement are examined, focusing on the enhancement of technological processes, the implementation of advanced technologies, and automation. The author identifies the development of intelligent control systems as a crucial stage for optimal equipment regulation and reducing energy losses.

Additionally, the possibilities for the development and modernization of existing hydroelectric power stations are considered, including the use of efficient materials and the optimization of hydraulic systems. Concurrently, attention is drawn to the improvement of water management systems and environmental aspects to ensure the sustainability and resilience of hydroenergy projects.

The paper underscores the necessity of a comprehensive approach, encompassing technological innovations, equipment modernization, and improvements in environmental standards to enhance the efficiency of electricity production by hydroelectric power stations. The author expresses confidence that such an approach will contribute to a sustainable, efficient, and environmentally friendly electricity production, fostering the overall development of modern energy.

Keywords: efficiency improvement, electricity generation, hydroelectric power stations, optimization of technological processes, advanced technologies, automation.

Зміст

Вступ.....	8
1 Сучасні тенденції розвитку світової малої гідроенергетики.....	10
1.1 Розвиток малої гідроенергетики світу	10
1.2 Огляд стану світової малої гідроенергетики	12
1.3 Екологічні аспекти малої гідроенергетики Європейського Союзу	18
1.4 Гідроенергетичний потенціал України	20
1.4.1 Загальний енергетичний потенціал малої гідроенергетики.....	20
1.4.2 Гідроенергетичний потенціал малих річок України	24
1.5 Гідроенергетичний потенціал річок Карпатського регіону України.....	28
2 Аналіз існуючого стану малої гідроенергетики України.....	40
2.1 Етапи розвитку малої гідроенергетики України.....	40
2.2 Поточний стан малої гідроенергетики України та її внесок у загальну енергетичну систему.....	49
2.3. Перспективні напрямки розвитку малої гідроенергетики в Україні	54
3 Вибір обладнання для підвищення ефективності виробництва електроенергії на міні ГЕС.....	62
3.1 Вибір структурної схеми ГЕС.....	62
3.2 Вибір головного підвищувального трансформатора.....	63
3.3 Розрахунок струмів трифазного короткого замикання	64
3.4. Вибір вимикача та роз'єднувача низької напруги	68
3.5. Вибір трансформатора струму та напруги на генераторній напрузі	68
3.6. Вибір вимикача та роз'єднувача на високій напрузі	69
3.7. Вибір трансформатора струму та напруги на високій напрузі.....	70
3.8. Диференційний захист.....	71

4	Розробка автоматизованої системи управління для видачі потужності МГЕС	74
4.1	Характеристики програмованих логічних контролерів і їх застосування в системах електропостачання	79
4.2	Розроблення схеми автоматичного керування дренажними насосами з використанням програмованого логічного контролера марки Zelio Logic	83
5	Оцінка ефективності використання МГЕС для регулювання видачі потужності	87
6	Охорона праці	90
6.1.	Організація охорони праці	90
6.2	Вимоги щодо охорони праці під час проектування, будівництва та реконструкції підприємств.....	92
	Висновки	95
	Список використаних джерел	96
	ДОДАТКИ.....	100

Вступ

Актуальність теми: В сучасних умовах постійного зростання енергетичних потреб та підвищення уваги до екологічних аспектів, проблема підвищення ефективності виробництва електроенергії гідроелектростанціями стає актуальною та стратегічно важливою. Гідроенергетика визначається як один з перспективних напрямків розвитку відновлювальних джерел енергії, і вдосконалення її функціонування відіграє ключову роль у забезпеченні стабільності та сталості енергетичного сектору.

Ефективність гідроелектростанцій визначається не лише їхньою потужністю, але й здатністю максимально використовувати потенціал водних ресурсів при мінімальних втратах. В цьому контексті, дослідження та впровадження новітніх технологій та інноваційних рішень стають пріоритетним завданням для підняття технічної ефективності гідроелектростанцій на новий рівень.

Важливим аспектом є також врахування екологічних наслідків експлуатації гідроелектростанцій та пошук балансу між виробництвом електроенергії та збереженням природного середовища. Розвиток сучасних технологій дозволяє зменшити вплив гідроенергетики на водні екосистеми та забезпечити стійке співіснування з природою.

Ця проблема стає актуальною не лише національному рівні, але і в контексті глобальної стратегії переходу до сталої енергетики. У відповідь на ці виклики, науковці, інженери та енергетики зосереджують свої зусилля на вдосконаленні технологій та впровадженні інновацій для досягнення максимальної ефективності використання гідроенергетичного потенціалу.

Метою даної дипломної роботи є ретельний аналіз та дослідження методів підвищення ефективності гідроелектростанцій з метою оптимізації їх роботи та зменшення впливу на навколишнє середовище. З цією метою ставляться такі завдання:

Вивчення сучасного стану гідроелектростанцій, їх технічного обладнання та продуктивності.

Аналіз чинників, що впливають на ефективність гідроелектростанцій, включаючи технічний стан, погодні умови, управління та інші аспекти.

Вивчення та систематизація сучасних методів підвищення ефективності гідроелектростанцій.

Оцінка впливу підвищення ефективності на сталість виробництва електроенергії.

Об'єктом дослідження є гідроелектростанції.

Предметом дослідження є методи та підходи до підвищення їх ефективності.

Методи дослідження. У процесі виконання дипломної роботи будуть використовані наступні методи дослідження:

Аналіз літературних джерел і публікацій, що стосуються гідроелектростанцій та підвищення їх ефективності.

Емпіричні дослідження та аналіз технічних показників гідроелектростанцій.

Математичне моделювання та чисельні експерименти (якщо необхідно) для оцінки впливу різних чинників на ефективність.

Встановивши актуальність проблеми та намітивши мету та завдання дослідження, дипломна робота працюється детальніше у відповідних розділах.

Апробація результатів: Матеріали магістерської роботи доповідались на конференціях та семінарах кафедри «Електроенергетики, електротехніки та електромеханіки» Вінницького національного аграрного університету протягом навчання.

1. Сучасні тенденції розвитку світової малої гідроенергетики

1.1 Розвиток малої гідроенергетики світу

За 90-ті роки минулого сторіччя приріст гідроенергетичної потужності у світі становив близько 100 ГВт, а за наступне десятиріччя – вже вдвічі більше. Гідроенергетика займає все важливішу роль у розвитку поновлюваних систем енергопостачання і становить близько 76% всіх світових поновлюваних джерел енергії.

За прогнозом Всесвітньої енергетичної ради, до 2050 р. потенціал ГЕС може подвоїтися до 2000 ГВт за умови відповідної уваги до розвитку гідроенергетики в країнах. У травні 2015 р. у Пекіні (Китай) пройшов 5-й Всесвітній конгрес гідроенергетики за участю понад 60 країн світу. Організатором конгресу була Міжнародна асоціація гідроенергетики (International Hydropower Association, ІНА).

На цьому конгресі було обговорено перспективи гідроенергетики, відзначено стійкий її розвиток у світі, визначено чинники та умови подальшого розвитку гідроенергетичного сектора, а саме:

- технічні фактори (водні ресурси, проектні рішення, підготовка та керування водосховищами, безпека інфраструктури тощо);
- економічні та фінансові чинники (прибутковість проектів, економічна доцільність, досягнення стратегічних цілей тощо);
- екологічні питання (якість води, якість повітря, шум, відходи, ерозія, біорізноманіття тощо).

Важливим для подальшого розвитку гідроенергетики є координація всіх працюючих сторін: інвесторів, фінансистів, власників компаній і підприємств, операторів, консультантів, фахівців, дослідників, постачальників обладнання, підрядників, регуляторних органів, агентств, асоціацій, державних органів, наукових та громадських екологічних організацій.

На конгресі визначено регіони з найвищим потенціалом та можливості

для більш ефективного використання водних ресурсів для вироблення електроенергії. Це Китай, Індія, Бразилія і Південно-Східна Азія.

Високий рівень розвитку гідроенергетики отримано в Китаї, де освоєно 41% свого гідроенергетичного потенціалу, та Індії з використанням 21% гідроенергетичних ресурсів. Росія, що володіє найбільшими в світі ресурсами гідроенергії, використовує лише 10% свого потенціалу.

Відповідно до звітів REN «GLOBAL STATUS REPORT 2016» та REN «GLOBAL STATUS REPORT 2017», у 2015 р. введено близько 28 ГВт нових гідроенергетичних потужностей та встановлена потужність ГЕС (без ГАЕС) у світі досягла 1064 ГВт, а у 2016 р. введено близько 32 ГВт нових гідроенергетичних потужностей та встановлена потужність гідроелектростанцій у світі досягла 1096 ГВт (без ГАЕС). Динаміка розвиток ГЕС та ГАЕС у світі та Україні станом на 2006 та 2015 роки наведено на рис. 1.1.

У світі за показником наявної встановленої потужності лідирує Китай, який у 2014 р. увів в експлуатацію додаткові 21,85 ГВт, а у 2015 р. – 18,8 ГВт. Провідними країнами в цьому відношенні є також Малайзія та Канада.

У 2014 р. уведено в експлуатацію нові гідроенергетичні потужності: у Європі – 455 МВт;

у Західній і Центральній Азії – 3913 МВт;

у Східній Азії і на території Тихоокеанських островів – 27 232 МВт;

у Північній і Центральній Америці – 2850 МВт;

у Південній Америці – 4959 МВт.

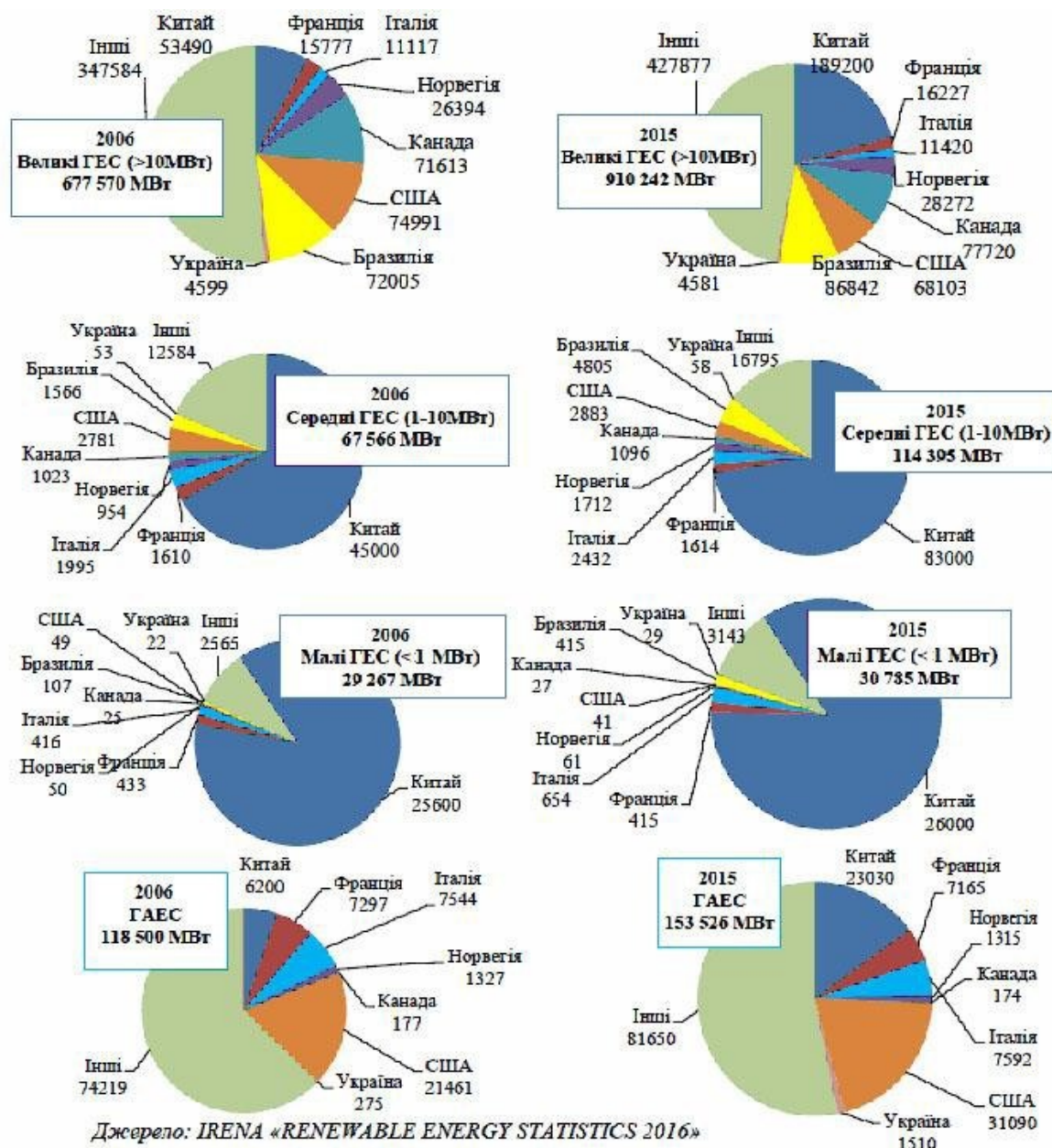


Рис. 1.1 - Розвиток ГЕС та ГАЕС у світі та Україні станом на 2006 та 2015 роки

1.2 Огляд стану світової малої гідроенергетики

За останні роки спостерігається відродження інтересу до розвитку та використання малих ГЕС. У більшості країн вони споруджуються на новій, більш удосконаленій технічній основі, пов'язаній, зокрема, з повною автоматизацією їх роботи та дистанційним управлінням.

Світовий досвід свідчить про економічну та екологічну ефективність

малої гідроенергетики, яка проходить період стрімкого зростання. За даними Міжнародного центру малої гідроенергетики (МЦМГ, International Centre on Small Hydro Power, ICSHP), сумарна потужність цього сектора за підсумками 2014 р. вже перевищила 75 ГВт, що становить близько 43% глобального ресурсного потенціалу (до 173 ГВт).

Сьогодні малі гідроелектростанції потужністю до 10 МВт працюють у 148 країнах світу. Для довідки: відповідно до сучасної міжнародної класифікації за нормативом Організації Об'єднаних Націй з промислового розвитку (United Nations Industrial Development Organization - UNIDO), до малих гідроелектростанцій відносять мікро-ГЕС – до 0,1 МВт (в Україні до 0,2 МВт); міні-ГЕС – до 1 МВт; малі ГЕС – до 10 МВт (Китай – до 50 МВт) (Додаток А). Міні- та мікро- ГЕС, як правило, не передбачають будівництва дамби та відповідного водосховища.

Причому ступінь розвитку сектора залежить не тільки від природних умов, а й від рівня поширення відновлюваної енергетики зокрема і розвиненості країни в цілому. Такі розвинені регіони, як Північна Америка, Європа і Китай, змогли максимально скористатися наявними можливостями даного напрямку відновлюваної енергетики.

Найбільшого розвитку мала гідроенергетика досягла в розвинених країнах Європи, Північної Америки та в Китаї. Так, у США і Канаді потенціал малих ГЕС реалізовано більш ніж на 86% (7,84 ГВт із 9,3 ГВт прогнозованого потенціалу), у Північній Європі – приблизно на 95% (3,64 ГВт із 3,84 ГВт потенціалу), у Західній Європі – майже на 85% (5,8 ГВт із 6,64 ГВт потенціалу). Наприклад, в Іспанії малі ГЕС становлять 2,8% у загальному енергобалансі країни, у Швеції – 3%, у Швейцарії – 8,3%, в Австрії – 10%.

В опублікованих у 2013 р. та 2016 р. організацією UNIDO і центром ICSHP доповідях про світовий розвиток малої гідроенергетики (World Small Hydropower Development Report 2013, WSHPDR 2013) та (World Small Hydropower Development Report 2016, WSHPDR 2016) проведено огляд розподілу встановленої потужності та рівень використання потенціалу МГЕС

у 152 країнах.

Відповідно по регіонах світу глобальний розподіл ресурсного потенціалу для МГЕС потужністю до 10 МВт становить: Європа - 16,28%; Азія - 65,18%; Америка -13,26%; Африка - 4,57%; Океанія - 0,72%.

Серед країн найбільш ефективно реалізовано ресурсний потенціал МГЕС в Китаї, де загальна встановлена електроенергетична потужність понад 249 ГВт забезпечує країні світову першість у гідроенергетиці. На гідроенергетику припадає 17% енергопостачання Китаю і 85% відновлюваної електроенергії країни. При цьому в країні діє понад 45 тис. МГЕС із установленою потужністю 65 ГВт, що становить 27% установленої гідроенергетичної потужності в країні і забезпечує до 25% виробленої ГЕС електроенергії. Завдяки розвитку малої гідроенергетики рівень електрифікації сільських районів значно збільшився.

За даними IRENA, станом на 2015 р. у Європі діяло понад 13,2 ГВт потужностей МГЕС із загальним річним виробництвом електроенергії понад 49 000 ГВт•год.

Східна Європа. Усі десять країн Східної Європи – Болгарія, Чеська Республіка, Угорщина, Польща, Румунія, Словаччина (країни-члени ЄС) Білорусь, Республіка Молдова, Російська Федерація, Україна використовують малу гідроенергетику. Потенціал малої гідроенергетики країн Східної Європи приблизно оцінюється в 3495 МВт (для МГЕС потужністю до 10 МВт), освоєно 2735 МВт (78,35%). Країнами з найвищим потенціалом є Російська Федерація (1300 МВт) і Румунія (730 МВт). В Україні освоєно тільки 84 МВт з потенціал малої гідроенергетики країни, який складає 1140 МВт (IRENA, на 2015 р.).

Північна Європа (Данія, Естонія, Фінляндія, Ісландія, Ірландія, Латвія, Литва, Норвегія, Швеція, Об'єднане Королівство). Десять із вісімнадцяти країн або територій використовують малу гідроенергетику. Потенціал малої гідроенергетики в країнах Північної Європи оцінюється в 3841 МВт (для МГЕС потужністю до 10 МВт), при цьому освоєно 3643 МВт (94,8%). Проте в

окремих країнах встановлено більш низькі показники верхнього порога МГЕС, такі як 5 МВт – у Великобританії, 1,5 МВт – у Швеції, 1 МВт – у Данії й Ісландії.

Південна Європа (Албанія, Боснія й Герцеговина, Хорватія, Греція, Італія, Македонія, Чорногорія, Португалія, Сербія, Словенія, Іспанія). Одинадцять із шістнадцяти країн або територій використовують МГЕС. Потенціал малої гідроенергетики в країнах Південної Європи оцінюється в 14 169 МВт (для МГЕС потужністю до 10 МВт), освоєно 5640 МВт (39,8%). Країнами з найвищим потенціалом є Італія (7066 МВт, освоєно 34%) та Іспанія (2185 МВт, освоєно 80%). При цьому в Італії верхній поріг потужності малих гідроелектростанцій становить 3 МВт, у Боснії й Герцеговині – 5 МВт, у Греції – 15 МВт.

Західна Європа (Австрія, Бельгія, Франція, Німеччина, Люксембург, Нідерланди, Швейцарія). Сім з дев'яти країн або територій у Західній Європі використовують малу гідроенергетику. Потенціал малої гідроенергетики країн Західної Європи оцінюється в 6644 МВт (для МГЕС потужністю до 10 МВт), тоді як освоєно 5809 МВт (87,4%). Країнами з найвищим потенціалом є Франція (2615 МВт) і Німеччина (1830 МВт). У Нідерландах верхній поріг потужності МГЕС становить 15 МВт, у Люксембурзі – 6 МВт, а в Німеччині прийнято кілька визначень – показник варіюється від 1 МВт до 5 МВт.

За інформацією агентства IRENA, в цілому по країнах Європи встановлена потужність МГЕС (від 1 до 10 МВт) за період з 2006 до 2015 рр. зросла майже на 24% і на кінець 2015 р. становила 13212 МВт. Особливо слід зазначити високий рівень освоєння потенціалу країнами Північної Європи – 94,8%. Нарощування потужностей МГЕС за останні 10 років відмічено в таких країнах, як Німеччина, зростання потужності МГЕС більш ніж у 2 рази – з 364 до 684 МВт, Італія – на 22% (до 2432 МВт), Румунія – на 57% (до 422 МВт), Норвегія – на 79% (до 1712 МВт), Болгарія – на 32% (до 264 МВт) та Чехія – на 27% (до 177 МВт).

У Бразилії потужність малих ГЕС – більше 1,9 млн. кВт, будуються –

потужністю 1,0 млн. кВт і планується будівництво малих ГЕС потужністю 6,9 млн. кВт.

Закордоном приділяється велика увага малій гідроенергетиці: у Німеччині працює 3250 МГЭС, у Швейцарії - 2300 МГЭС; у Японії 1350 і споруджується більш 2000 МГЭС, у Індії - більше 4000 малих ГЕС. Згідно з прогнозами, в Польщі в 2020 році буде 4300 МГЕС, в 2035 р. – 6200 МГЕС, а в 2050 - 9975 МГЕС. Тільки в італійському Південному Тіролі діють понад 1 тис. МГЕС. Це переважно мікро- ГЕС потужністю менше 100 кВт. Причому щільність установки гідроелектростанцій не заважає ні екології регіонів, ні водного туризму.

Діапазон потужностей діючих та проєктованих міні-ГЕС держав ЄС наведено в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Діапазон потужностей міні-ГЕС держав ЄС

Держава	Діапазон встановлених потужностей міні-ГЕС, МВт
Велика Британія	0,076...4,5
Данія	0,1...1,1
Іспанія	0,1... 1,5
Німеччина	0,5...4,0

Мала гідроенергетика ефективно використовується в 148 країнах. За даними Міжнародного центру малої гідроенергетики (МЦМГ), сукупна потужність цього сектора вже перевищила 75 ГВт, що становить близько 43% її потенціалу (до 173 ГВт). Причому ступінь розвитку сектора залежить не тільки від природних умов, а й від рівня поширення відновлюваної енергетики зокрема і розвиненості країни в цілому. Такі розвинені регіони, як Північна Америка, Європа і Китай, змогли максимально скористатися наявними можливостями даного напрямку відновлюваної енергетики.

В країнах Північної Америки потенціал МГЕС реалізований більш ніж на 86% (7,84 ГВт з 9 прогнозних ГВт), в Північній Європі - приблизно на 95% (3,64 ГВт з 3,84 прогнозних ГВт), Західній Європі - приблизно на 85% (5,8 ГВт з прогнозних 6,64 ГВт). Наприклад, в Іспанії МГЕС виробляють 2,8% від загального балансу, в Швеції - 3%, в Швейцарії - 8,3%, в Австрії - 10%.

За оцінками Світової Енергетичної Ради, мала гідроенергетика дозволить заощадити до 99 млн. л дефіцитного органічного палива в загальному виробництві енергії до 2020 року. При науковообґрунтованому використанні малих ГЕС можна також вирішити серйозні екологічні проблеми, зокрема, протипаводкові заходи.

Різні країни за рахунок будівництва і розвитку невеликих гідроелектростанцій вирішують ряд своїх завдань. Так, Китай - світовий лідер за кількістю МГЕС - за допомогою малої води забезпечує третину енергоспоживання в сільськогосподарських регіонах. А ось в Австрії та Німеччині потенціал гідроенергетики гір використовують для забезпечення електрикою туристичної галузі.

Позитивні приклади використання ефективних і екологічних технологій світових лідерів переконують розвивати цей перспективний напрямок і країни Східної Європи, Азії та Африки.

У національних планах по просуванню поновлюваних джерел енергії в країнах Західних Балкан переважає гідроенергетика. Наприклад, якщо план Боснії і Герцеговини буде реалізований, то в 2020 році електроенергія з відновлюваних джерел країни буде складатися: 89,37% гідроелектроенергії, 9% вітрової, 1,36% біомаси і 0,27% сонячної енергії. До недавнього часу Албанія настільки віддавала пріоритет розвитку малої гідроенергетики, що не вводила «зелений» тариф на інші види відновлюваної енергії. Однак, завдяки недавно затвердженого закону, ця ситуація може, нарешті, змінитися. Інші балканські країни також в тій чи іншій мірі віддавали гідроенергетиці перевагу перед іншими поновлюваними джерелами енергії.

Зокрема в Балканському регіоні до 2025 року плануються до будівництва 2000 ГЕС. До 2025 року загальна сума інвестицій в гідроенергетику Балкан складе 24 млрд. євро. На сьогоднішній день існуюча і потенційна потужність ГЕС на Західних Балканах, що виробляється 53 середніми і великими ГЕС і 203 малими ГЕС складає 8400 МВт.

1.3 Екологічні аспекти малої гідроенергетики Європейського Союзу

Одне з найважливіших місць при проектуванні та будівництві МГЕС приділяється їх екологічному впливу. Наприклад багатьом з нині діючих малих ГЕС Польщі 100, а, може бути, і більше років 22 . Вони працюють на оригінальних турбінах, які, звичайно ж, ремонтувалися. Але з часом змінюються вимоги до таких об'єктів, пов'язані з екологією. Зараз польські гідроелектростанції проектуються по іншому, не так, як кілька десятків років тому. Інновація полягає в тому, що розробляються технології які сприятливо позначаються на рибі, оскільки найбільший негативний вплив гідроенергетики - це порушення іхтіофауни.

Досвід впровадження європейськими країнами малих ГЕС в басейні р. Дунай показує необхідність комплексного рішення щодо мінімізації впливу малої гідроенергетики на довкілля: якісний та багатовекторний енергетичний, екологічний та водний менеджмент на всіх етапах життєвого циклу малої ГЕС.

Гідроенергетика в наш час безпосередньо розвиває охорону навколишнього середовища за допомогою будівництва рибопропускних споруд, які запобігають рух риби в небезпечні зони: турбіни, водосховища для технічних потреб. Наприклад, системи електронних захисних бар'єрів створюють електромагнітне поле, несприятливе для риби, і вона пливе у потрібному напрямку. Таким чином відбувається охорона іхтіофауни.

Однак, не дивлячись на бурхливий розвиток малої енергетики у світі, все більше держав стикаються з перешкодами при реалізації планів щодо будівництва малих ГЕС, більшість яких пов'язано з екологічними наслідками ГЕС.

Зокрема у Західній Європі існує безліч перепон на шляху розвитку цього сектора. Так в Австрії, Бельгії та Німеччини існує сильна протидія розвитку малої гідроенергетики з боку адміністративних структур, неурядових організацій і структур сектора рибного господарства в основному через

питання, пов'язаних з екологією і риболовлю. Відчутний вплив МГЕС на навколишнє середовище призвів до того, що уряд Німеччини був змушений вжити заходів щодо пом'якшення наслідків. Топографія Нідерландів недостатньо підходить для розвитку малих гідроелектростанцій, також складним є процес отримання дозволу.

Норми щодо охорони навколишнього середовища ускладнюють освоєння потенціалу МГЕС в деяких країнах, а також підвищують вартість МГЕС. Технології МГЕС вдосконалилися, знизивши вплив на навколишнє середовище і забезпечуючи необхідний рівень захисту навколишнього екосистеми, зокрема, прохідних риб. У деяких, в основному, розвинених, країнах нові вимоги до охорони навколишнього середовища створюють обмеження для освоєння потенційних створів МГЕС, так як мають на увазі додаткові витрати, які роблять реалізацію проектів недоцільною, або повністю перешкоджають освоєнню. Наприклад, в Норвегії і Швеції економічний потенціал МГЕС практично повністю освоєний через новий закон, який зробив подальше освоєння потенційних створів нелегальним або економічно недоцільним.

Політичні рішення іноді мають негативний вплив на розвиток малої гідроенергетики. У Бельгії нова класифікація станцій може негативно вплинути на малі підприємства сектора малої гідроенергетики. Законодавство в області екології, пов'язане з Natura 2000 і Рамковою директивою по управлінню водним господарством ЄС, обмежує економічний потенціал малої гідроенергетики і збільшує витрати на пом'якшення наслідків. Австрійська політика, що в теорії заохочує розвиток малої гідроенергетики, на практиці значно відрізняється від спощених процедур отримання дозволу. Введення нової політики пільгового тарифу в Швейцарії призвело до перевантаженості органів місцевої влади і в відділах планування. Різниця процедур для кожного з округів є додатковою перешкодою для інвесторів. Фінансові бар'єри також варіюються в різних країнах. В Австрії бюджет програми підтримки галузі обмежений. У Швейцарії низька рентабельність проектів в області малої

гідроенергетики викликана високим рівнем попиту на інжинірингові послуги і високими цінами на гідроенергетичне встаткування.

1.4 Гідроенергетичний потенціал України

1.4.1 Загальний енергетичний потенціал малої гідроенергетики

Україна має потужні ресурси гідроенергії малих рік. Загальний гідроенергетичний потенціал малих рік України становить близько 12,5 млрд. кВт-год., що складає близько 28% загального гідропотенціалу всіх рік України.

Головною перевагою малої гідроенергетики є дешевизна електроенергії, генерованої на гідроелектростанціях, відсутність паливної складової в процесі генерації електроенергії, позитивний економічний ефект.

Первинним джерелом енергії для малої гідроенергетики є гідропотенціал малих річок; верхня межа потужності гідроенергетичного обладнання становить 10 МВт. Згідно з міжнародною класифікацією за нормативом ООН, до малих гідроелектростанцій (МГЕС) відносять гідроелектростанції потужністю від 1 до 10 МВт, до міні ГЕС - від 100 до 1 000 кВт, до мікро ГЕС - не більше 100 кВт. Україні до мікро ГЕС відносять гідроелектростанції потужністю менше 200 кВт.

В Україні налічується понад 63 тисячі малих рік та водотоків 2728 загальною довжиною

135,8 тисяч км, з них близько 60 тисяч (95%) – дуже малі (довжина менше 10 км), їхня сумарна довжина – 112 тисяч км, тобто середня довжина такого водотоку – 1,9 км. Більшість малих рік довжиною менше 10 км мають площу водозбору від 20,1 до 500 км² (87% усієї кількості і 72% всієї довжини малих рік України). Малих рік із площею водозбору від 50,1 до 100 км² налічується 890 (28% усієї кількості), а 797 річок (25%) мають площу водозбору 20,1 – 50 км².

За площею водозбору малі річки України розподіляються таким чином:
площа водозбору 10км² і менше- 10916річок(17,3% всіх малих річок);
площа водозбору 50,1 - 100 км² - 10647 річок (16,9%);
площа водозбору 101 - 200 км² - 10591 річок (16,8%).

Річкова мережа належить до водозборів річок Вісли, Дунаю, Дністра, Південного Бугу, межиріччя Дунай - Дністер - Південний Буг, Дніпра, Сіверського Дінця, регіонів Приазов'я. Близько 98% території України належить до басейнів Чорного і Азовського морів і 2% до басейну Балтійського моря. Із загальної кількості річок 28% припадає на водозбір Дніпра, 26% - Дунаю, 24% - Дністра, 9% - Південного Бугу, решта 13% - на інші території.

Найбільша густота річкової мережі в Карпатах. Здебільшого вона становить понад 0,5 км/км², в окремих районах - 1,5 км/км² (для основних територій України - 0,10-0,15 км/км²). Їх загальний середньорічний стік становить 16 млрд. м³. Приблизно половина його припадає на Закарпаття.

Карта поверхневих вод України 29 наведена на рис. 1.2.

Основною гідрологічною характеристикою є середній багаторічний стік, або норма річного стоку.

Найбільшою водоносністю відрізняються річки Карпат, стік яких значною мірою залежить від висоти басейна відповідної ріки.

Розподіл енергетичного потенціалу (загальний, технічний та економічний доцільний) малих річок загалом по Україні та її областям наведено на рис. 1.3 та в таблицях 1.2 і 1.3.

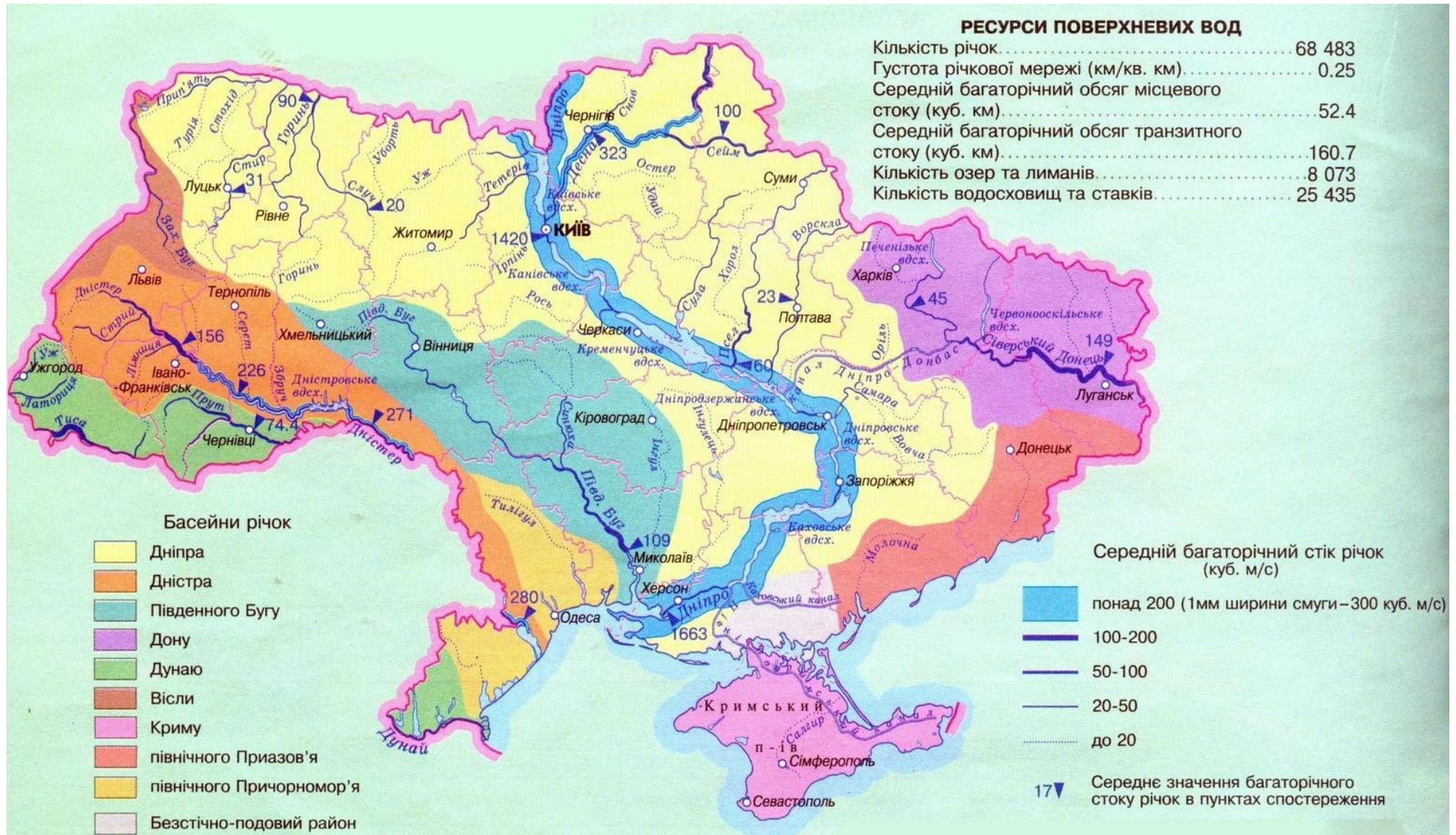


Рис. 1.2 – Карта поверхневих вод України

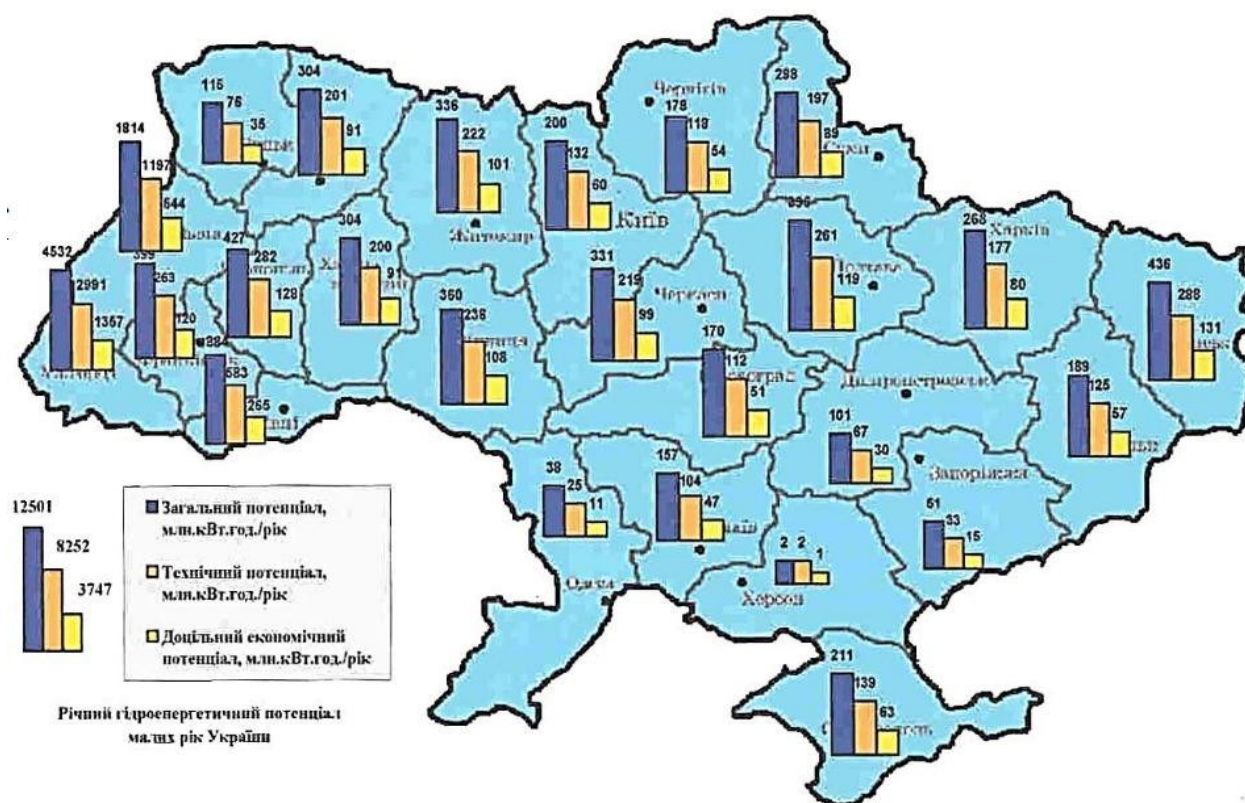


Рис. 1.3 – Річний гідроенергетичний потенціал малих річок за областями України

Таблиця 1.2 – Гідроенергетичний потенціал малих річок України

Загальний потенціал		Технічний потенціал		Доцільно економічний потенціал	
млрд. кВт*год/рік	млн. т у.п./рік	млрд. кВт*год/рік	млн. т у.п./рік	млрд. кВт*год/рік	млн. т у.п./рік
12,5	4,5	8,3	3,0	3,7	1,3

Загальний гідроенергетичний потенціал малих річок Карпатського регіону (Закарпатська, Чернівецька, Івано-Франківська та Львівська області) складає 7628,7 млн. кВт-год/рік (таблиця 1.2), або 61 % загального.

Найбільший гідроенергетичний потенціал малих річок України зосереджено у Закарпатській області (36 % загального).

З огляду на зазначене, економічний потенціал малих ГЕС сьогодні в Україні розглядається як частина енергії загального потенціалу відновлювальних джерел енергії (ВДЕ), використання якої є доцільним з урахуванням економічних, політичних, суспільних, екологічних та інших чинників.

Таблиця 1.3 – Розподіл загального гідроенергетичного потенціалу малих рік по областях України

Область	Потенціал, млн. кВт-год/рік
Автономна Республіка Крим	211,0
Київська	200,0
Вінницька	360,0
Волинська	115,2
Дніпропетровська	101,2
Донецька	189,0
Житомирська	336,0
Закарпатська	4532,0
Запорізька	50,5
Івано-Франківська	399,0
Кіровоградська	170,0
Луганська	436,0
Львівська	1814,0
Миколаївська	156,8
Одеська	37,5
Полтавська	396,0
Рівненська	304,0
Сумська	298,0
Тернопільська	427,2
Харківська	268,0
Херсонська	2,2
Хмельницька	303,5
Черкаська	331,0
Чернівецька	883,7
Чернігівська	178,2
Усього по Україні	12500
Зокрема, по Карпатському регіону	7628,7

1.4.2 Гідроенергетичний потенціал малих річок України

Сучасні потенційні можливості малої гідроенергетики України на період до 2030 року оцінені в Енергетичній стратегії (ред. 2006 р.) на рівні 1140 МВт потужності з річним обсягом виробництва електроенергії 3,34 млрд. кВт-год/рік. В попередній редакції Енергетичної стратегії (ред.. 2013р.) зазначено, що економічно доцільний потенціал малих гідроелектростанцій (ГЕС) в

Україні становить до 4 ГВт. В чинній редакції оновленої «Енергетичної стратегії України до 2035 року: Безпека енергоєфективності, конкуренція» (ред. 2017 р.) потенційні енергетичні можливості малої гідроенергетики України не визначені.

Значна розбіжність у кількісних показниках освоєних та потенційних гідроенергетичних ресурсів малих річок зумовлює необхідність проведення наукового обґрунтування потенціалу малої гідроенергетики України з метою розроблення державних заходів для реалізації показників Національного плану дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року (затверджений Розпорядженням КМ України від 1 жовтня 2014 року №902 -р).

В 2013 році Інститутом відновлюваної енергетики НАН України був розроблений «Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії України», в якому зокрема був наведений загальний, технічний та економічно – доцільний гідроенергетичний потенціал малих річок України та його розподіл по областях країни.

Доцільно зазначити, що в 1991-2010 роках виконувалося кілька державних програм з розробки заходів протипаводкового захисту територій Карпатського регіону. У рамках цих завдань визначаються також і перспективні місця для можливого спорудження середніх і малих ГЕС. Результати енергетичних досліджень даних програм узагальнені під керівництвом академіка НАН України О.В. Кириленка і опубліковані у виданні "Атлас економічно доцільного та технічно обґрунтованого гідроенергетичного потенціалу річок Карпатського регіону. К.: НАН України, 2006. 132 с. (авторами звіту цей документ не було знайдено у провідних бібліотеках України).

Проте повномасштабне уточнення гідроенергетичного потенціалу малих річок на території УРСР і сучасної України після 1960 року не проводилось. За останні роки суттєво змінилась нормативно-правова база малої гідроенергетики України, що зумовлює проведення досліджень щодо уточнення потенціалу гідроенергетичних ресурсів малих річок. Разом із

природоохоронними вимогами змінилась і встановлена величина максимальної потужності малої ГЕС, яка з 2012 року складає 10 МВт (до 2009 року було 30 МВт).

Останнім часом деякими науковцями були проведені дослідження щодо визначення технічного гідроенергетичного потенціалу малих річок України, зокрема, у 2015 році в Інституті відновлювальної енергетики НАНУ була виконана дисертаційна робота Мороз А.В. «Технічний потенціал гідроенергетичних ресурсів малих річок України», в якій було зроблено спробу визначити цей технічний потенціал за екологічних та природоохоронних обмежень, що ґрунтуються на критеріях екологічної цінності території та на принципах збереження навколишнього середовища і різноманіття іхтіофауни річок. Обґрунтовано та сформульовано кількісні показники використання стоку річки для виробництва електроенергії в межах 10-90% забезпеченості річного стоку (за винятком: санітарного попуску; витрат в межень, повені і паводки; забезпечення безперервного функціонування рибоходів, регулювання потужності гідроелектростанції за величиною стоку, оперативні заходи з регулювання водного потоку через гідроспоруди) та обмежень на використання території для спорудження малих ГЕС (національні природні парки, заповідники, пам'ятки природи, місця покладів корисних копалин та мінеральних вод, історико-культурні території, земельні ділянки спеціального призначення). Застосовано басейновий принцип визначення гідроенергетичного потенціалу малих річок.

На рис.1.4 та рис. 1.5 наведено розподіл технічного гідроенергетичного потенціалу малих річок за гідрологічними зонами та показники освоєння технічного гідроенергетичного потенціалу малих річок України.

Значення технічного потенціалу гідроенергетичних ресурсів малих річок країни знаходиться на рівні 1270 млн. кВт-год/рік (375 МВт), з них освоєно близько 250 млн. кВт-год/рік. Найбільший технічний потенціал гідроенергетичних ресурсів малих річок зосереджений в Карпатському регіоні (76%) та сягає 965 млн. кВт-год/рік (285 МВт). Другою за обсягом

гідроенергетичного потенціалу є Правобережно-Дніпровська гідрологічна зона (14%). На лівобережній частині країни потенціал складає 6%. До малоперспективних територій для розвитку малої гідроенергетики відносяться Західна та Поліська гідрологічні зони (разом 4%).

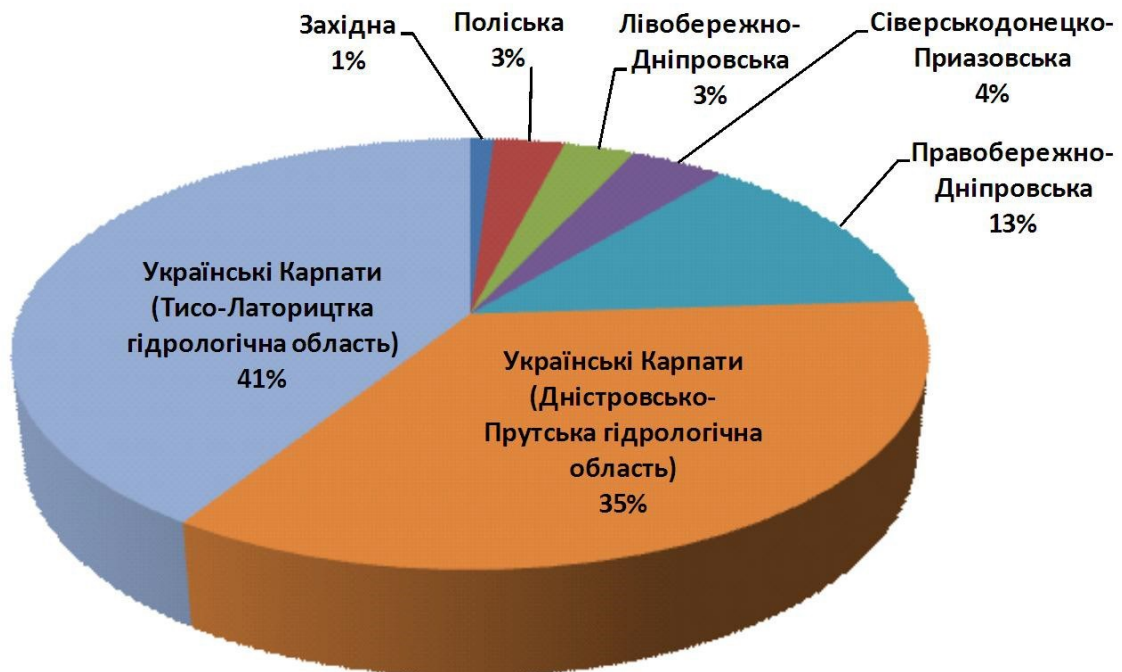


Рис. 1.4 - Розподіл технічного гідроенергетичного потенціалу малих річок за гідрологічними зонами

Станом на 2015 рік на території України в експлуатації знаходилось 120 малих ГЕС сумарною потужністю близько 83 МВт. Середньорічний обсяг виробництва електроенергії малими ГЕС складає біля 250 тис. МВт год/рік. Підлягає відновленню біля 12 МВт. За наведеної інформації абсолютне значення технічного потенціалу гідроенергетичних ресурсів малих річок (річний обсяг виробництва електроенергії) знаходиться на рівні 1270 млн. кВт-год/рік, з них освоєно біля 250 кВт-год/рік. Відповідні значення потужності малих ГЕС складають (станом на кінець 2015 року): загальна потужність - 375 МВт, знаходиться в експлуатації - 83 МВт, підлягає відновленню - 12 МВт, залишається неосвоєним - 280 МВт (рис. 1.5).

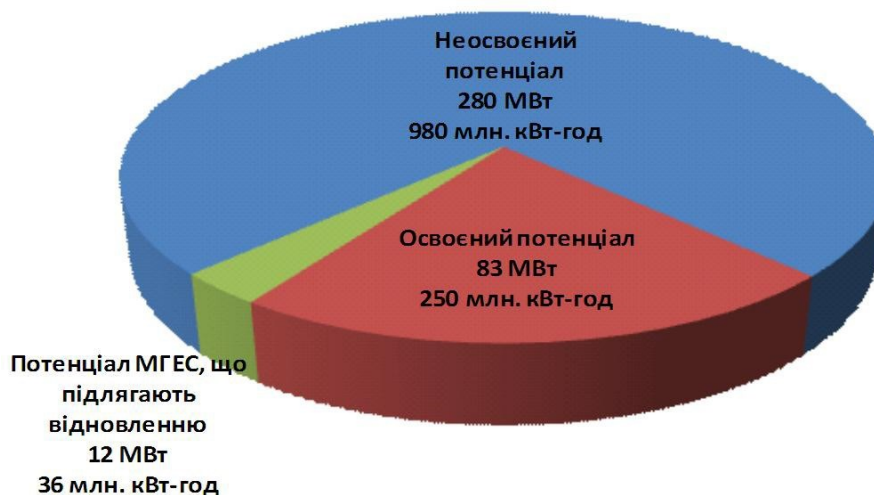


Рис. 1.5 – Освоєння технічного гідроенергетичного потенціалу малих річок України

Однак слід зауважити, що при визначенні гідроенергетичного потенціалу малих річок Карпатського регіону України автором відокремлювались з розрахунку тільки ті ділянки річок, які входили до територій з обмеженим використанням, тоді як для малих річок Карпатського регіону України треба вилучати також ділянки річок, які передують (знаходяться вище за течією) заповідним зонам з нерегульованими ділянками таких річок для збереження природного біорізноманіття та ландшафту.

1.5 Гідроенергетичний потенціал річок Карпатського регіону України

Одним із найбільш перспективних регіонів розвитку малої гідроенергетики в Україні виступає регіон Українських Карпат. Водотоки Карпат характеризуються значною водністю (порівняно з річками рівнинної території України) та гідравлічним напором, який є визначальним показником гідроенергетичного потенціалу водотоку. Визначення загального гідроенергетичного потенціалу річок Українських Карпат є одним з перших кроків на шляху відродження та розвитку малої гідроенергетики України.

Для визначення гідроенергетичного потенціалу водотоків Карпатського

регіону були розглянуті та проаналізовані річки басейнів Тиси, Сірету, Пруту та Дністра (у межах території Українських Карпат), які мають довжину понад 10 км. При розрахунках використовувались показники стоку води річок, отриманих за матеріалами довідника³⁸.

Басейн р. Тиса. Оцінка загального гідроенергетичного потенціалу (ЗГП) річок басейну Тиси проводилась на 114 водотоках (таблиця 1.4), які входять до основних суббасейнів басейну Тиси (таблиця 1.5).

Визначення загального гідроенергетичного потенціалу досліджуваних водотоків басейну Тиси (таблиця 1.4) здійснювались за оцінкою гідроенергетичних потужностей 385 окремих ділянок річок. У таблиці 1.4 представлені результати обчислень сумарного загального гідроенергетичного потенціалу досліджуваних річок басейну Тиси, який сумарно становить – 1092 МВт. Зведені результати обчислень сумарного загального гідроенергетичного потенціалу річок суббасейнів басейну Тиси (у межах регіону Українських Карпат) представлені в таблиці 1.5 та на рис. 1.6. Установлено, що найбільшою гідроенергетичною потужністю в даному басейні характеризуються річки суббасейну Тересви. Їхній сумарний гідроенергетичний потенціал становить 14,1 % (153782 кВт або 154 МВт) від загальної гідроенергетичної потужності річок басейну Тиси. Зокрема, сумарна потужність самої річки Тиси – 31,5 % (350842 кВт або 350,8 МВт) від загальної потужності водотоків основних суббасейнів. Серед суббасейнів малих річок басейну Тиси найбільшим потенціалом характеризуються річки басейну Шопурки, валова частка потужності річок якого становить 3,44 % (37551 кВт або 37,6 МВт).

Серед 114 досліджуваних річок басейну Тиси (без урахування річки Тиси) найбільшою гідроенергетичною потужністю характеризується річка Тересва. Її гідроенергетичний потенціал становить 80978 кВт (80,9 МВт) тобто 7,41 % від сумарного потенціалу всіх водотоків. Разом з річками Тересвою та Тисою, загальний гідроенергетичний потенціал яких перевищує 10 МВт, можна відмітити ще 15 водотоків (таблиця 2.3) (разом 17 водотоків): Тиса – 350,8 МВт, Тересва – 80,9 МВт, Тересва – 80,9 МВт, Тересва – 80,9 МВт, Ріка – 66,0 МВт, Латориця

– 38,9 МВт, Уж – 37,8 МВт, Чорна Тиса – 35,5 МВт, Боржава – 31,1 МВт, Біла Тиса – 24,5 МВт, Брустуранка – 18,4 МВт, Косівська – 17, МВт, Середня – 16,4 МВт, Люта – 14,3 МВт, Віча – 14,2 МВт, Мокрянка – 13,0 МВт, Іршава – 11,7 МВт, Мала Шопурка – 11,7 МВт. Аналіз даних, узятих з табл. 1.5, засвідчує, що сумарний гідроенергетичний потенціал указаних водотоків становить 859,7 МВт, тобто 78,7 % сумарного загального гідроенергетичного потенціалу всіх досліджуваних річок басейну Тиси. Вага інших водотоків басейну Тиси в сумарному загальному гідроенергетичному потенціалі не перевищує 22 %. Більшість водотоків (68 річок басейну) мають загальний гідроенергетичний потенціал, що входить у діапазон від 1000 до 10000 кВт. Частка їхнього сумарного гідроенергетичного потенціалу становить 19,95 %. На інші водотоки (29 річок) припадає лише 1,35 %. Їхній індивідуальний загальний гідроенергетичний потенціал менше 0,09 % (таблиця 1.4).

Детальний аналіз гідроенергетичного потенціалу водотоків басейну Тиси з кожної окремо взятої ділянки річки розкриває більш повну картину гідроенергетичних потужностей водотоків, що розглядаються. Так, розвиток малої гідроенергетики потенційно можливий на 367 ділянках (із 385 ділянок) досліджуваних річок, оскільки гідроенергетичні потужності інших 18 ділянок перевищують 10000 кВт (10 МВт).

Згідно з класифікаційною схемою Закону України "Про електроенергетику", гідроенергопотужності 122 досліджених ділянок входять у діапазон 1000–10000 кВт. Гідроенергетичний потенціал 172 ділянок характеризується потужностями в діапазоні 200–1000 кВт. Та лише 73 зі 385 досліджуваних ділянок річок басейну мають гідроенергетичний потенціал менше 200 кВт. Це переважно малі річки та ділянки верхів'їв річок, де має місце мала водність, хоч показники напору на цих ділянках досить великі.

Потенційний загальний обсяг річної енергопотужності всіх річок басейну Тиси становить 9569730 тис. кВт*год/рік. (таблиця 1.4).

Таблиця 1.4 – Показники загального гідроенергетичного потенціалу річок басейну Тиси (у межах Карпатського регіону України)

№	Назва річки	Куди впадає	$E_{\text{зар}}$, кВт	$E_{\text{заг за рік}}$, тис. кВт*год	% від сумарного ЗГП
1	2	3	4	5	6
1	Тиса	Дунай	350842	3073376	32,12
2	Біла Тиса	Тиса	24536	214935	2,25
3	Стоговець	Біла Тиса	2032	17800	0,19
4	Бальзатуль	Стоговець	2922	25597	0,27
5	Говерла	Біла Тиса	4143	36293	0,38
6	Бребенескул	Говерла	4088	35811	0,37
7	Шауль	Біла Тиса	4941	43283	0,45
8	Богдан	Біла Тиса	4934	43222	0,45
9	Квасний	Біла Тиса	4184	36652	0,38
10	Паулек	Біла Тиса	2144	18781	0,20
11	Чорна Тиса	Тиса	35595	311812	3,26
12	Апшинець	Чорна Тиса	2737	23976	0,25
13	Великий Ведмежий	Чорна Тиса	502	4398	0,05
14	Станіслав	Чорна Тиса	1991	17441	0,18
15	Довжина	Чорна Тиса	1692	14822	0,15
16	Лазещина	Чорна Тиса	4803	42074	0,44
17	Лопушанка	Лазещина	1022	8953	0,09
18	Стебний	Лазещина	812	7113	0,07
19	Кевеле	Чорна Тиса	3556	31151	0,33
20	Білий	Тиса	2784	24388	0,25
21	Косівська	Тиса	17294	151495	1,58
22	Шопурка	Тиса	9426	82572	0,86
23	Середня	Шопурка	16413	143778	1,50
24	Мала Шопурка	Шопурка	11713	102606	1,07
25	Апшиця	Тиса	2169	19000	0,20
26	Великий Плавуц	Апшиця	2433	21313	0,22
27	Середній Плавуц	Апшиця	1322	11581	0,12
28	Глибокий потік	Апшиця	878	7691	0,08
29	Тересва	Тиса	80978	709367	7,41
30	Брустуранка	Тересва	18439	161526	1,69
31	Гурбат	Брустуранка	8311	72804	0,76
32	Беретянка	Брустуранка	3264	28593	0,30
33	Пляїська	Беретянка	2086	18273	0,19
34	Яблонець	Брустуранка	5057	44299	0,46
35	Мокрянкa	Тересва	13046	114283	1,19
36	Яновець	Мокрянкa	4029	35294	0,37
37	Красна	Тересва	2790	24440	0,26
38	Терешул	Тересва	5790	50720	0,53

№	Назва річки	Куди впадає	$E_{\text{зар}}$, кВт	$E_{\text{заг за рік}}$, тис. кВт*год	% від сумарного ЗГП
1	2	3	4	5	6
39	Лужанка	Тересва	9420	82519	0,86
40	Вільховчик (без	Тересва	574	5028	0,05
41	Гячівець	Тиса	2274	19920	0,21
42	Стара Ріка	Тиса	108	946	0,01
43	Теребля	Тиса	76386	669141	6,99
44	Озеранка	Теребля	7486	65577	0,69
45	Песя (Плеща)	Озеранка	1459	12781	0,13
46	Сухар	Теребля	3554	31133	0,33
47	Велика Уголька	Теребля	2055	18002	0,19
48	Мала Уголька	Велика	1990	17432	0,18
49	Одара	Велика	406	3557	0,04
50	Сокирниця	Тиса	1076	9426	0,10
51	Байлова	Сокирниця	1237	10836	0,11
52	Хустиця (Густиця,	Тиса	1136	9951	0,10
53	Ріка	Тиса	66047	578572	6,05
54	Пришлоп	Ріка	1491	13061	0,14
55	Лопушна	Ріка	1082	9478	0,10
56	Бистра	Ріка	2186	19149	0,20
57	Голятинка	Ріка	2941	25763	0,27
58	Ріпинка	Ріка	6443	56441	0,59
59	Студений	Ріпинка	898	7866	0,08
60	Річка (Без назви)	Ріпинка	770	6745	0,07
61	Воловець	Ріка	1746	15295	0,16
62	Прогудня	Ріка	705	6176	0,06
63	Широкий (Бистра)	Ріка	2575	22557	0,24
64	Чеховець	Ріка	2026	17748	0,19
65	Потік	Ріка	1056	9251	0,10
66	Сур'юк	Ріка	166	1454	0,02
67	Мала Осава (Осава)	Ріка	180	1577	0,02
68	Гаспарка	Тиса	266	2330	0,02
69	Батар	Тиса	6874	60216	0,63
70	Боржава	Тиса	31196	273277	2,86
71	Кушниця	Боржава	5236	45867	0,48
72	Васькова	Кусниця	1998	17502	0,18
73	Бронька	Боржава	4245	37186	0,39
74	Хріновий Потік	Боржава	651	5703	0,06
75	Бистра	Боржава	242	2120	0,02
76	Буковець	Берберке	482	4222	0,04

№	Назва річки	Куди впадає	$E_{\text{зар}}$, кВт	$E_{\text{заг за рік}}$, тис. кВт*год	% від сумарного ЗГП
1	2	3	4	5	6
77	Іршава	Боржава	11721	102676	1,07
78	Синявка (Синянка)	Іршава	2383	20875	0,22
79	Глибокий (Боржава)	Боржава	97	850	0,01
80	Без назви	Глибокий	218	1910	0,02
81	Латориця	Бодрог	38980	341465	3,57
82	Славка	Латориця	654	5729	0,06
83	Жденівка	Латориця	7465	65393	0,68
84	Віча	Латориця	14285	125137	1,31
85	Ждимир	Віча	2757	24151	0,25
86	Свалявка	Латориця	1882	16486	0,17
87	Дусина	Свалявка	1084	9496	0,10
88	Піня (Пініє)	Латориця	1221	10696	0,11
89	Велика Піня	Піня (Пініє)	1952	17100	0,18
90	Мала Піня	Піня (Пініє)	1283	11239	0,12
91	Матекова	Латориця	1968	17240	0,18
92	Визниця	Латориця	4314	37791	0,39
93	Обава	Визниця	708	6202	0,06
94	Стара	Латориця	597	5230	0,05
95	Полуй	Стара	229	2006	0,02
96	Веля	Стара	1522	13333	0,14
97	Солотвинський	Стара	65	569	0,01
98	Цигани	Стара	378	3311	0,03
99	Уж	Лаборець	37889	331908	3,47
100	Без назви (Тихий)	Уж	876	7674	0,08
101	Уг	Уж	1493	13079	0,14
102	Улічка (Улічська)	Уж	2953	25868	0,27
103	Збойський потік	Улічська	2323	20349	0,21
104	Убля (Ровин)	Уж	1322	11581	0,12
105	Кам'яничка	Уж	543	4757	0,05
106	Великий	Уж	586	5133	0,05
107	Люта	Уж	14363	125820	1,31
108	Бачава	Люта	787	6894	0,07
109	Тур'я	Уж	5503	48206	0,50
110	Шипот (Сипот)	Тур'я	5065	44369	0,46
111	Звор (Звур)	Шипот	1506	13193	0,14
112	Туриця	Тур'я	3718	32570	0,34
113	Сімерка	Тур'я	601	5265	0,06
114	Сирий потік	Уж	788	6903	0,07

№	Назва річки	Куди впадає	$E_{\text{заг}}$, кВт	$E_{\text{заг за рік}}$, тис. кВт*год	% від сумарного ЗГП
1	2	3	4	5	6
Сумарний потенціал по басейну, кВт			1092435	9569730	100,00
Сумарний потенціал по басейну, МВт			1092	9569,7	

Таблиця 1.5 – Показники загального гідроенергетичного потенціалу річок основних суббасейнів басейну р. Тиса (у межах Карпатського регіону України)

№	Назва річки/Басейн (суббасейн)	$E_{\text{заг}}$, кВт	$E_{\text{заг}}$, МВт	$E_{\text{заг за рік}}$, тис. кВт*год	% від сумарного ЗГП
1	Тиса (річка)	350842	351	3073376	32,1
2	Чорна Тиса	52710	52,7	461740	4,50
3	Біла Тиса	53925	53,9	472383	4,94
4	Косівська	17294	17,3	151495	1,58
5	Шопурка	37551	37,6	328947	3,44
6	Апшиця	6802	6,80	59586	0,62
7	Тересва	153782	154	1347130	14,1
8	Теребля	93334	93,3	817606	8,54
9	Ріка	90310	90,3	791116	8,27
10	Боржава	58469	58,5	512188	5,35
11	Латориця	81344	81,3	712573	7,45
12	Уж	80316	80,3	703568	7,35
Потенціал річок суббасейнів		722282	722	6327190	66,1
Потенціал річок суббасейнів та р. Тиса		1081459	1081	9473581	97,9

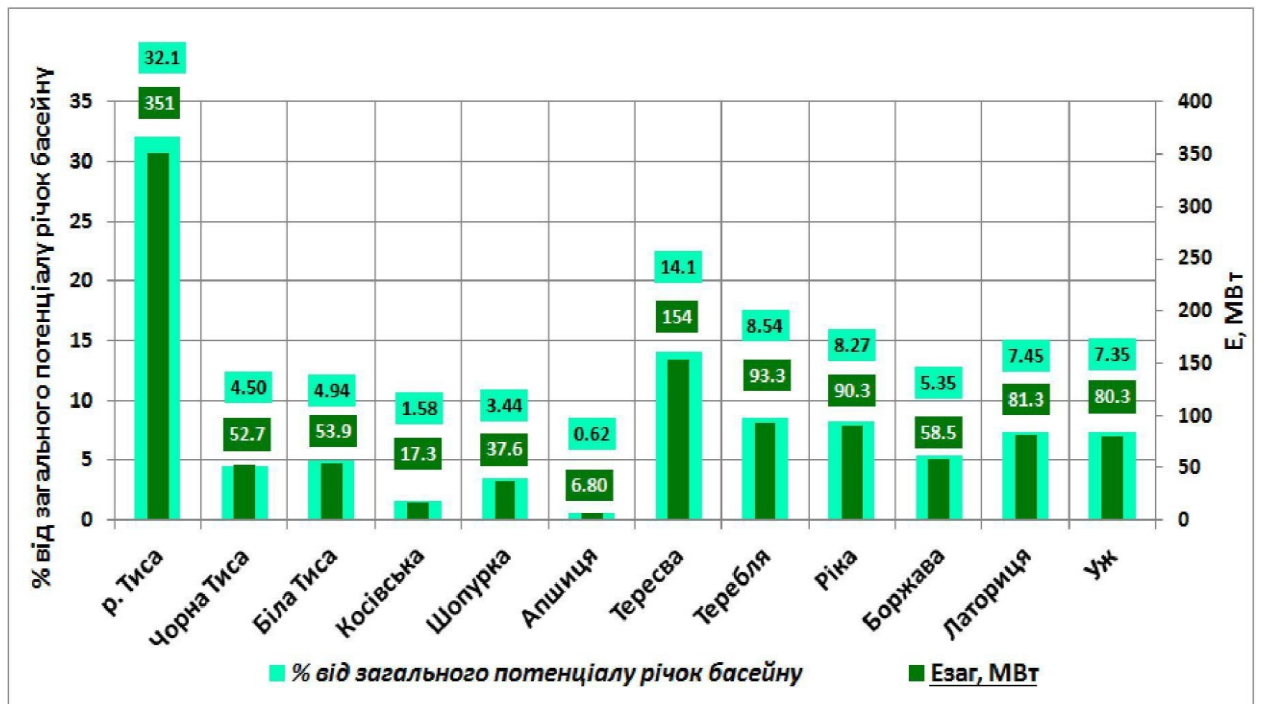


Рис. 1.6 – Розподіл показників (% , МВт) загального енергетичного потенціалу річок басейну Тиси (у межах Карпатського регіону України)

Оцінка показників гідроенергетичного потенціалу річок басейну Дністра (у межах Карпатського регіону України) виявила, що в басейні р. Дністер на досліджуваних водотоках переважають ділянки, які характеризуються гідроенергетичною потужністю до 200 кВт. Таких ділянок у досліджуваному басейні 260, що становить практично половину з усіх 541 досліджуваної ділянки річок Дністровського басейну (у межах Карпатського регіону України). Вони є потенційними для встановлення мікрогідроелектростанцій. На 170 річкових ділянках (із 541) гідроенергетичні потужності коливаються в діапазоні 200–1000 кВт. Таким чином, ці ділянки є придатними для спорудження на них мінігідроелектростанцій. Натомість на 111 ділянках потенційні гідроенергетичні потужності коливаються в межах 1000–10000 кВт, що сприяє використанню малих гідроелектростанцій. Крім того, на 13 досліджуваних ділянках річок відмічаються гідроенергетичні потужності, які перевищують 10 МВт.

З чотирьох досліджуваних басейнів річок Карпатського регіону України (басейни р. Тиса, Сірет, Прут, Дністер) найбільшим сумарним загальним

гідроенергетичним потенціалом відзначаються річки басейну Тиси (таблиця 1.6 та рис. 1.7 і рис. 1.8). Із 334 розглянутих річок Українських Карпат (довжиною понад 10 км) сумарний загальний гідроенергетичний потенціал 114 водотоків басейну Тиси переважають сумарну гідроенергопотужність 145 річок Дністровського басейну (у межах Карпатського регіону України). Таким чином, гідроенергопотужність річок басейну Тиси на 11,5 % переважає гідроенергетичний потенціал річок басейну Дністра. У свою чергу, гідроенергоресурси водотоків басейну Тиси становлять 1092435 кВт (1092,4 МВт), тобто 46,4 % від загальної гідроенергопотужності водотоків карпатського регіону. Питома вага басейну Дністра в даному разі становить 34,9 % (820824 кВт або 820,8 МВт). Водотоки басейну р. Прут забезпечено гідроенергоресурсами сумарною потужністю 403566 кВт (403,5 МВт), що становить 17,2 % від сумарного загального гідроенергетичного потенціалу водотоків Українських Карпат. І лише 1,01 % становлять річки басейну Сірету. Їхня сумарна потужність – 23707 кВт (23,7 МВт).

Таблиця 1.6 – Зведені сумарні показники загального гідроенергетичного потенціалу річок у межах Карпатського регіону України

№	Назва басейну	Кількість річок	Кількість ділянок	Кількість суббасейнів	Е _{заг.} , кВт	Е _{заг} за рік, тис. кВт-год	% від ЗГП річок УК
1	Басейн р.Тиса	114	385	11	1 092435	9 569731	46.4
2	Басейн р.Сірет	19	78	4	23707	207673.3	1.01
3	Басейн р.Прут	56	230	8	403566	3 535238	17.2
4	Басейн р.Дністер	145	554	8	820824	7 190418	34.9
Загальний (потенціал річок регіону)		334	1247	-	2 340531	20 503052	100,0
Загальний потенціал річок суббасейнів і головних річок		-	-	31	2 305221	20 193736	98,5

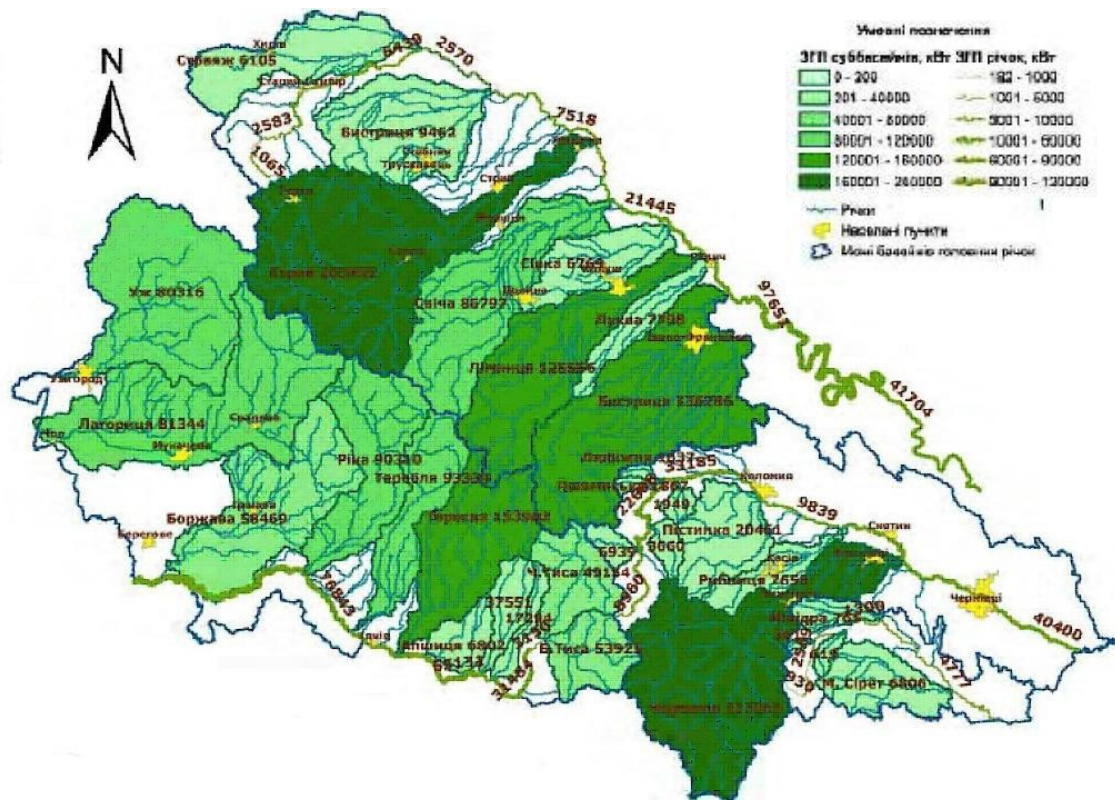


Рис. 1.7 – Карта сумарного загального гідроенергетичного потенціалу річок Українських Карпат по суббасейнах

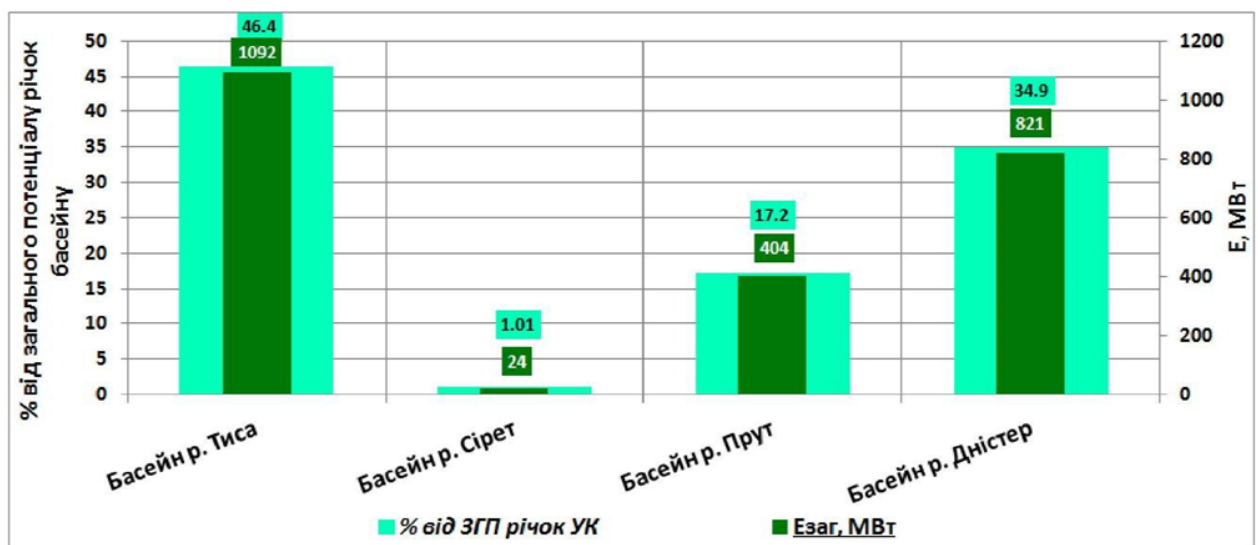


Рис. 1.8 – Розподіл показників (% , МВт) загального гідроенергетичного потенціалу річок основних суббасейнів басейну р. Дністер (у межах Українських Карпат)

Висновки до розділу

Останнім часом виконано значна кількість досліджень щодо визначення технічного потенціалу гідроресурсів малих річок України, зокрема Карпатського регіону України.

Річки регіону Українських Карпат відіграють важливу роль у контексті перспективи розвитку альтернативної енергетики, зокрема малої гідроенергетики. Дослідження показали, що водотоки чотирьох основних басейнів карпатських річок, а саме басейнів Тиси, Сірету, Пруту та Дністра забезпечують 2340,5 МВт загальної гідроенергетичної потужності. Порівняно з потужністю системи гідроенергетичних комплексів України частка потужності річок Карпатського регіону в межах України становить 38,6 %.

Загальний гідроенергетичний потенціал досліджуваних водотоків Карпатського регіону України обчислювався для характерних ділянок річок. Межі ділянок визначалися за зміною гідравлічних характеристик русел (гідравлічний напір, водність). Розрахунки загального гідроенергетичного потенціалу річок карпатського регіону виконувались для річок басейнів Тиси, Сірету, Пруту та Дністра, які мають довжину понад 10 км. Усього розглянуто 334 річки регіону (у басейні Тиси – 114 річок, Сірету – 19 річок, Пруту – 56 річок та в басейні Дністра – 145 річок), на яких разом виділено 1247 ділянок. Обсяги потенційної річної потужності всіх водотоків Українських Карпат становлять 20,5 млрд кВт*г/рік. Найбільшою гідроенергетичною потужністю відзначаються водотоки басейну р. Тиса (у межах регіону Українських Карпат). Їхній сумарний загальний гідроенергетичний потенціал становить 1092,4 МВт, що забезпечує 46,4 % усієї гідроенергетичної потужності всіх водотоків Карпатського регіону України.

Сумарний загальний гідроенергетичний потенціал річок Українських Карпат на 63,9 % домірний виробничій потужності гідроелектростанцій Дніпровського каскаду.

Визначено, що значення технічного потенціалу гідроенергетичних

ресурсів малих річок країни знаходиться на рівні 1270 млн. кВт-год/рік (375 МВт), з них освоєно близько 250 млн. кВт-год/рік. Найбільший технічний потенціал гідроенергетичних ресурсів малих річок (76% технічного потенціалу малих річок країни) зосереджений в Карпатському регіоні та сягає 965 млн. кВт-год/рік (285 МВт).

Однак, при визначенні гідроенергетичного потенціалу малих річок Карпатського регіону України необхідно також відокремлювати з розрахунку не тільки ті ділянки річок, які входять до територій з обмеженим використанням, а треба для малих річок Карпатського регіону України вилучати також ділянки річок, які передують (знаходяться вище за течією) заповідним зонам з нерегульованими ділянками таких річок для збереження природного біорізноманіття та ландшафту.

Ця обставина обумовлює необхідність виконання ще більш ретельнішого дослідження, адже метою залучення гідроресурсів в електроенергетику малих річок Карпатського регіону України повинно бути не максимальне використання їх загального або технічно досяжного енергетичного потенціалу, а соціально – економічного потенціалу цього енергоресурсу з огляду на суттєвий вплив малих ГЕС на навколишнє середовище, особливо, природоохоронних та рекреаційних територій.

2 Аналіз існуючого стану малої гідроенергетики України

2.1 Етапи розвитку малої гідроенергетики України

Бурхливий розвиток малої гідроенергетики в Україні розпочався на початку ХХ століття. Будівництво малих ГЕС було започатковане в 1923 р. До цього часу водна енергія використовувалася на гідромеханічних установках. Була тільки одна ГЕС на р. Південний Бугу м. Тиврів, побудована в 1912 р. У 1924 р. в експлуатації знаходились 84 малі ГЕС загальною потужністю 4000 кВт (середньозважена потужність 47,6 кВт). У 1928 р. було зареєстровано вже 3707 гідроустановок загальною потужністю 44 тис. к.с. (близько 32,4 тис. кВт), зокрема 770 турбінних установок загальною потужністю 21 тис. к.с. (близько 15,5 тис. кВт). В кінці 1929 р. малих ГЕС було вже 150 (сумарна потужність 8400 кВт, середня потужність 56 кВт).

Спочатку були побудовані порівняно великі гідроелектростанції: Вознесенська (1929 р., 840 кВт) і Первомайська (близько 1000 кВт) на р. Південний Буг, Бузька (введена в експлуатацію в 1929 р., потужність 565 кВт), Сутиська (1927 р., розширена в 1935 р. до 1000 кВт).

У 1934 р. споруджена Корсунь-Шевченківська станція (1650 кВт), яка була однією з найдосконаліших МГЕС та стала основою першої в Україні і в СРСР місцевої Корсунь-Шевченківської сільської енергосистеми з дуже високими для того часу економічними показниками (існувала до 1957 р.). До складу її увійшли та працювали паралельно ще Юрківська ПТЕС (2000 кВт), Стеблівська ГЕС (2800 кВт), Дибненська ГЕС (560 кВт).

В 1935 - 1937 рр. з найбільш відомих введені в експлуатацію Шумська (120 кВт), Потуська (32 кВт), Писаревська (160 кВт), Білоусівська (88 кВт), Березовська (108 кВт), Клебанська (64 кВт) та багато інших МГЕС.

З 1939 р. на Україні починається будівництво дрібних колгоспних гідроелектростанцій. За два роки їх було побудовано 78 одиниць, потужністю 15-50 кВт кожна. ХVІІІ з'їзд ВКП(б) в 1939 році прийняв рішення широко

розгорнути будівництво дрібних колгоспних гідроелектростанцій.

У період 1939-1940 рр. малі ГЕС будувалися, головним чином, з використанням готових споруд, гребель млинових будівель, а іноді навіть турбін, що стояли на млинах. Новими ГЕС у цей період була Боярська станція в Київській області (15 кВт), Літвіновичеська ГЕС у Сумській області (35 кВт), Будищанська ГЕС у Чернігівській області (60 кВт) та ряд інших.

До початку Великої Вітчизняної війни в УРСР нараховувалося близько 100 малих сільських гідроелектростанцій загальною потужністю до 9 тис. кВт. За час німецької окупації значна частина цих гідроелектростанцій була зруйнована.

Відновлення сільських гідроелектростанцій почалося з перших днів визволення території України. У 1945-1946 р.р. на Україні було введено в експлуатацію 293 малі ГЕС загальною потужністю 5180 кВт. Закон про «П'ятирічний план відновлення і розвитку народного господарства СРСР», який був прийнятий у березні 1946 р., визначав програму будівництва малих ГЕС на території УРСР на п'ятирічку 1946- 1950 р.р. загальною потужністю 203 тис. кВт.

З 1946 р. спостерігається вже масове введення в експлуатацію пуск малих ГЕС, причому мають місце нові моменти, що відрізняють хід будівництва цього року від усіх попередніх років. На початок 1946 р. в Україні було зареєстровано більше 2600 колгоспних і державних водяних млинів загальною потужністю (без млинів Закарпатської області) близько 30 тис. кВт, із яких значна потужність припадає на млини, обладнані турбінами, хоча за кількістю переважна більшість обладнані водяними колесами. У Вінницькій області, де за сім місяців 1946р. було введено в дію 140 малих ГЕС, будівництво здійснювалося головним чином шляхом переоснащення існуючих водяних млинів. Встановлювався електрогенератор потужністю 3-50 кВт і від нього будували електромережу. Рідше встановлювали нову турбіну і ще рідше зводили нові гідроспоруди. У західних регіонах України на деяких річках стояли десятки водяних млинів, оснащених малими генераторами потужністю 5-25 кВт. Це були найпростіші мікро-ГЕС із клиноремінними, плоско пасовими і зубчастими передачами від гідротурбіни

до генератора з найпростішим регулюванням обертів і напруги. Вони забезпечували переважно автономне місцеве навантаження споживачів. У Сталінській області (нині Донецька), де раніше не було водяних млинів, розгорнулося будівництво нових гідростанцій на 10-14 об'єктах.

Необхідно відмітити, що установка на млинах малопотужних електрогенераторів не дала бажаного ефекту, так як забезпечували тільки освітлення окремих осель, і цього було недостатньо. Спорудження нових малих ГЕС відіграло позитивну роль завдяки можливостям розвитку і будівництву електромереж.

Генеральною схемою розвитку електрифікації Української РСР (том II), розробленою конторою «Укрсільенергопроект» в 1948 році, нараховувалось 3337 гідроустановок (з них 2922 – водяні млини) та 594 сільськогосподарських ГЕС сумарною потужністю 15420 кВт, а також розрахована можливість перспективного будівництва в Україні 2600 малих ГЕС сумарною потужністю 1281 тис. кВт.

Нові, більш потужні станції проектувалися і споруджувалися в 50-і роки минулого сторіччя. На Закарпатті було побудовано близько 30 невеликих ГЕС, зокрема Усть-Чорненська (400 кВт), Углянська (250 кВт), Тур'є-Реметська (360 кВт), Діловська, Керецькова, Ставнянська та ін. Відновлені Ужгородська (1900кВт) і Оноківська (2650 кВт) ГЕС. На основі Корсунь-Шевченківської (1650 кВт), Стеблівської (2800 кВт) і Дибненської ГЕС (560 кВт) була створена і функціонувала перша в Україні місцева сільська енергосистема, до складу якої входила також Юрківська ТЕС (2000 кВт). Були побудовані Ладижинська і Глибочокська малі ГЕС потужністю 7500 кВт кожна.

Усього на початок 50-х років минулого сторіччя в Україні налічувалося близько 956 малих ГЕС загальною потужністю 30 тис. кВт, але потім їх будівництво було призупинене. Надалі, з розвитком потужного гідроенергобудівництва зі спорудженням потужних об'єктів атомної і теплової енергетики, мала гідроенергетика стала занепадати. Зростання

централізації енергопостачання, низькі ціни на паливо та електроенергію для відомств і підприємств, на балансі яких знаходилися малі ГЕС є основними причинами, через які малі ГЕС втратили свою економічну доцільність, почалася їх консервація та стихійний демонтаж.

Сотні малих ГЕС були занедбані, гребельні споруди зруйновані. Будівлі станцій стали використовуватись під склади або для інших господарських потреб, що призвело до дренажу дамб, деформації щитів, непридатності підйомних механізмів. Дериваційні канали заросли лісом, були засипані або забудовані, водойми замулені, греблі використовувалися тільки в якості мостових переходів.

Разом з тим будувалися досить потужні іригаційні системи без урахування можливості спорудження на них об'єктів гідроенергетики. У процесі гідромеліоративного будівництва в Україні передбачалося на 100 водосховищах побудувати малі ГЕС, однак не було споруджено жодної.

Вплив природних і тимчасових факторів в умовах безгосподарного ставлення до цих станцій призвів до деградації цілого напрямку в енергетиці.

До кінця 1980-х збереглися всього 49 станцій, і до 1995 року малою гідроенергетикою в Україні практично ніхто не займався. Протягом 1984 - 1988 рр. виконано обстеження технічного стану устаткування і споруд існуючих малих ГЕС. Аналіз цих матеріалів показує, що в даний час на території України збереглося 150 малих гідроелектростанцій, які створюють дві групи: діючі (49 одиниці) і не діючі (101 одиниці). До 61 % усіх станцій підпорядковано Мінсільгоспу України, 36 % - Міненерго України, іншим організаціям - 3 % (таблиця 2.1). Інформація щодо 800 малих ГЕС електричною потужністю менше 100 кВт відсутня внаслідок того, що вони підпорядковувались безпосередньо колгоспам та радгоспам.

Таблиця 2.1 – Загальні відомості про малі ГЕС України станом на 1989 рік

Групи ГЕС,	Кількість	Потужність	Виробництво
------------	-----------	------------	-------------

відомча підпорядкованість			електроенергії* (орієнтовно)			
ГЕС	% від загальної кількості	тис.кВт	% від загальної потужності		всього, млн. кВт*год	% від загального виробництва
Діючі	49	100	93,3	100	248,9	100
у тому числі:						
Міненерго	36	73,5	86,1	92,3	227,6	91,4
Мінсільгосп	11	22,4	3,3	3,5	3,1	1,3
інші відомства	2	4,1	3,9	4,2	18,2	7,3
Не діючі	101	100	26,3	100	-	-
у тому числі:						
Міненерго	18	17,8	8,5	32,3	-	-
Мінсільгосп	81	80,2	17,2	65,4	-	-
інші відомства	2	2,0	0,6	2,3	-	-
Всього	150	-	119,6	-	-	-

Більш як 75 % загальної потужності ГЕС станом на 1989 рік було розміщено на діючих станціях. Майже 80 % цих станцій належить Міненерго України. До них належать такі порівняно потужні станції, як Теремля-Рікська, Гайворонська, Корсунь-Шевченківська, Стеблівська, Ладизинська та ін.

Всі малі ГЕС розміщені в районах централізованого енергопостачання і також, як і гідроресурси, розподілені по території республіки нерівномірно: більшість їх побудована в центральній та західній частині України, зокрема, в Чернівецькій області 5 МГЕС (не діючі) загальною потужністю 1103 кВт: Миліївська (175 кВт), Яблунецька (528 кВт), Банилівська (100 кВт), Іспаська (100 кВт), Кам'янська (200 кВт); в Закарпатській області 3 МГЕС (діючі) загальною потужністю 31550 кВт: Теремля-Рікська (27000 кВт) Оноківська (2650 кВт), Ужгородська (1900 кВт), а також не діючі: Завадівська, Турія-Ремітська, Діловська, Углянська, Корецькіньська; в Івано-Франківській області 1 Снятинська МГЕС (не діюча) потужністю 480 кВт.

Технічний стан діючих на час обстеження ГЕС характеризується: значно чи повністю спрацьованим основним гідросиловим, гідротехнічним і електротехнічним устаткуванням; наявністю пошкоджень у спорудах напірного фронту, які спричинюють в ряді випадків можливість виникнення аварійних ситуацій; замуленням водосховищ, зростанням заборів води на неенергетичні потреби, розмивами кріплень водозливних і берегових ділянок нижнього б'єфу і т. д.

Стан не діючих станцій незрівнянно гірший. Більшість ГЕС, які належать неенергетичним організаціям, законсервовані або списані і знаходяться у занедбаному стані (іноді зруйновані).

Тільки в 1996 році з'явилися перші ентузіасти, які виявили до неї зацікавленість. В 1997 році була затверджена Довгострокова програма реабілітації 35 гідроелектростанцій на малих річках загальною потужністю 77 419 кВт, які знаходились на балансі Міненерго України, зокрема Теремля - Рікська ГЕС.

У період 2000-2006 р.р. в Україні почався процес реконструкції малих ГЕС, причому без використання бюджетних коштів. Були реконструйовані та відновлені Корсунь-Шевченківська (1650 кВт), Снятинська (800 кВт), Сандрацька (640 кВт),

Юрпольська (550 кВт), Гордашівська (400 кВт), Коржівська (400 кВт), Кунцівська (400 кВт), Остапівська (375 кВт), Сухобаровська (330 кВт), Гальжбіївська (250 кВт), Петрашівська (250 кВт), Сідневська (230 кВт), Лисянська (200 кВт) малі ГЕС.

В 2005 році Асоціацією «Укргідроенерго» було проведено ревізійне обстеження стану існуючих МГЕС України електричною потужністю більше 100 кВт, результати якого для областей України наведені 53 діючих та 102 не діючих МГЕС, зокрема, в Чернівецькій області 5 недіючих МГЕС, в Закарпатській області 1 діюча Теремля-Рікська МГЕС та 4 недіючих, в Івано-Франківській області 1 Снятинська МГЕС (недіюча), в Львівській 4 недіючих МГЕС. 1 квітня 2009 р. був прийнятий Закон України "Про внесення змін до Закону України "Про електроенергетику" щодо стимулювання використання альтернативних джерел енергії №1220/VI (який набрав чинності 22 квітня 2009 року). Прийнятим Законом визначено, що розмір "зеленого" тарифу встановлюється для кожного суб'єкта господарської діяльності, який виробляє електричну енергію з використанням альтернативних джерел енергії, щодо кожного виду альтернативної енергії та для кожного об'єкта електроенергетики. Завдяки введенню "зеленого" тарифу процес відновлення

станцій став більш привабливим, адже період окупності скоротився з 7-15 років до чотирьох років по деяких проектах, а рентабельність збільшилася з 8-10 до 30%.

За 2019 рік в Україні було введено в експлуатацію 2 малі ГЕС: Лоташівська в Черкаській області потужністю 315 кВт та Яблунецька потужністю 1000 кВт у Чернівецькій області (на межі з Івано-Франківською обл.).

В таблиці 2.2 наведена інформація щодо динаміки загальної кількості малих ГЕС в Україні та їх потужності протягом ХХ - початку ХХІ століття.

В 2020 році Асоціацією «Укргідроенерго» було проведено узагальнення інформації, зібраної від державних обласних адміністрацій України щодо поточного стану малих гідроенергетичних об'єктів та потенціалу малої гідроенергетики України, результати якого наведені у таблиці 2.3.

Таблиця 2.2 Загальна кількість та потужність малих ГЕС в Україні протягом ХХ - початку ХХІ століття

Рік	Кількість МГЕС	Загальна потужність, кВт
1924	84	4000
1929	150	8400
1941	100	9000
1946	2600	30000
1948	600 - 800	-
1950	956	29985
1960	близько 1000	-
1989	49	-
2012	67	107000
2013	73	-
2014	79 + 7 мікро ГЕС	110700
2015	46	49200
2016	60	62600
2017	72 + 7 мікро ГЕС	110740
2018	80	73500
2019	84	75300
2020	105	82000

Таблиця 2.3 – Інформація про стан та потенціал малої гідроенергетики України на 2020 рік

№ п/п	Область	Діючі малі ГЕС			Недіючі малі ГЕС			Технічний гідроенерго-потенціал млн. кВт-год.	Доцільно-економічний гідроенерго-потенціал млн. кВт-год.
		Кількість, одиниць	Потужність МВт	Середньорічне виробництво електроенергії млн. кВт · год.	Кількість одиниць	Орієнтовна потужність МВт	Можливий середньорічне виробництво млн. кВт-год.		
1	Вінницька	16	19,48	91,3	11	1,56	7,5	238	108
2	Волинська	-	-	-	-	-	-	76	35
3	Дніпропетровська	-	-	-	-	-	-	67	30
4	Донецька	-	-	-	-	-	-	125	57
5	Житомирська	14	2,47	9,8	28	5,90	23,4	222	101
6	Закарпатська	6	8,36	9,9	-	-	-	2991	1357
7	Запорізька	-	-	-	-	-	-	33	15
8	І.-Франківська	4	2,59	5,5	13	0,90	1,8	263	120
9	Київська	5	2,46	5,2	9	1,07	8,5	132	60
10	Кіровоградська	4	12,25	40,0	8	1,00	4,0	112	51
11	Луганська	-	-	-	-	-	-	288	131
12	Львівська	2	0,57	2,2	7	8,00	17,0	1197	544
13	Миколаївська	4	12,87	46,7	-	-	-	104	47
14	Одеська	-	-	-	1	0,5	2,0	25	11
15	Полтавська	5	1,20	2,6	3	1,2	2,6	261	119
16	Рівненська	2	1,27	5,2	-	-	-	201	91
17	Сумська	3	0,79	13,3	1	0,16	1,0	197	89
18	Тернопільська	13	10,72	39,4	8	2,02	8,7	282	128
19	Харківська	1	4,50	15,0	-	-	-	177	80
20	Херсонська	-	-	-	1	-	-	2	1
21	Хмельницька	18	6,31	22,3	8	1,15	10,0	200	91
22	Черкаська	11	6,15	23,5	6	2,25	9,6	219	99
23	Чернівецька	1	1,00	9,0	2	0,38	2,3	583	265
24	Чернігівська	1	0,23	0,9	-	-	-	118	54
25	АР Крим	4	0,15	0,5	-	-	-	139	63
Всього		114	94,20	342,2	106	26,00	98,4	8252	3747

На час виконання узагальнення працювало 114 МГЕС, зокрема, 7 мікро-ГЕС, які мали загальну встановлену потужність 94,2 МВт та виробили в 2019 році 342,2 млн. млн кВт-год електроенергії, зокрема, в Чернівецькій області 1 діюча та 2 недіючих МГЕС, в Закарпатській області 6 діючих МГЕС, в Івано-Франківській області 4 діючих та 13 недіючих МГЕС, в Львівській 2 діючих та 7 недіючих МГЕС. Інформація щодо мікро-ГЕС потужністю менше 50кВт практично відсутня. Аналіз цієї інформації демонструє наявність суттєвого гідроенергетичного потенціалу та наявних недіючих МГЕС для їх перспективного розвитку: 106 недіючих МГЕС загальною потужністю 26, 0 МВт та можливим середнерічним виробництвом 98,4 млн. млн кВт · год електроенергії.

За 2009-2017 роки встановлена потужність малих гідроелектростанцій збільшилась на 45 МВт (рис. 2.1). Динаміка уведення в експлуатацію об'єктів малої гідроенергетики України, що працюють за «зеленим» тарифом, та їх встановлена потужність за 2009 - 2017 р.р. демонструє стабільні показники щорічного впровадження в експлуатацію біля 10 малих ГЕС з сумарною встановленою потужністю від 3 до 20 МВт. (рис.2.2).

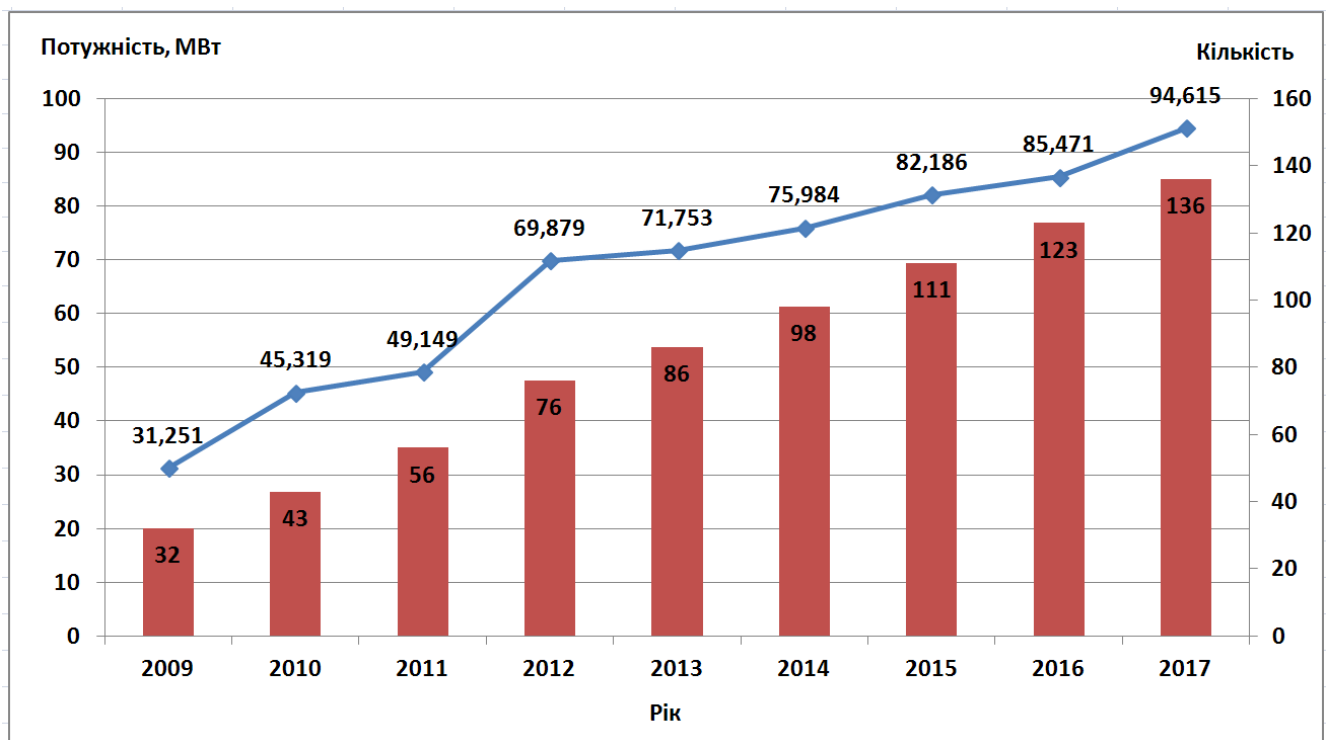


Рис. 2.1 – Встановлена потужність та кількість об'єктів малої гідроенергетики України, що працюють за «зеленим» тарифом, за 2009 -2017 р.р.

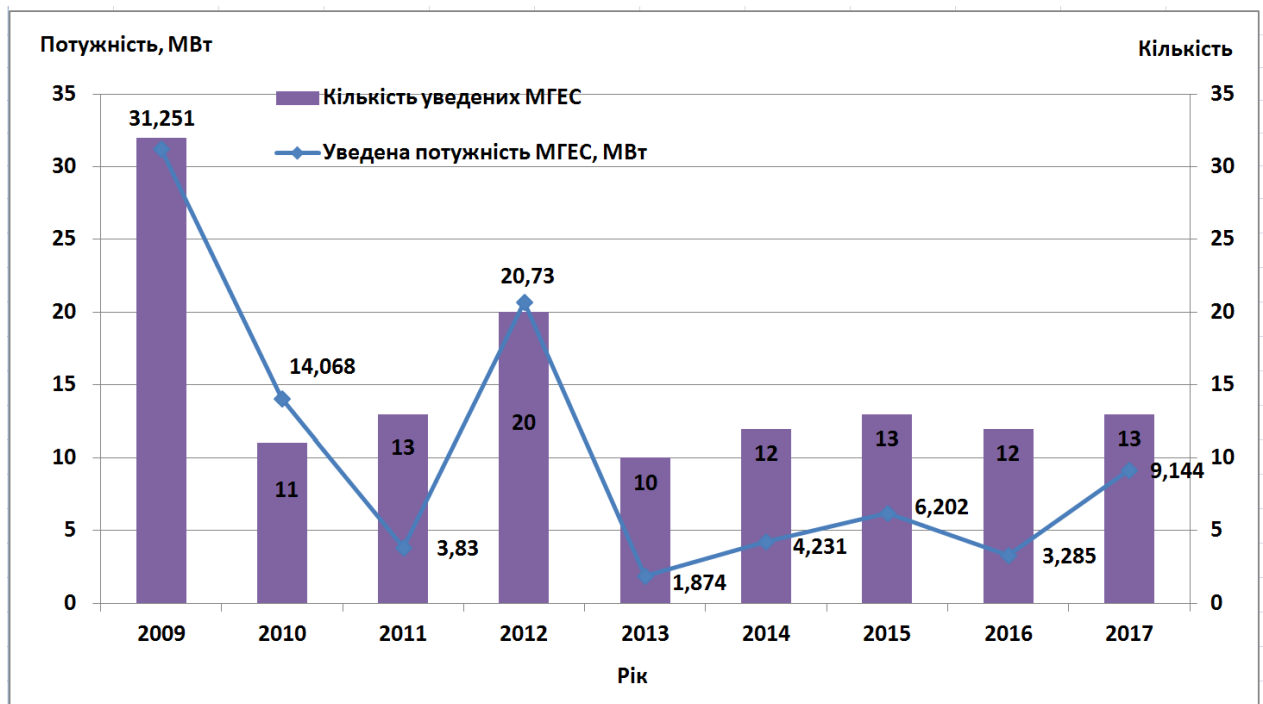


Рис. 2.2 – Динаміка введення в експлуатацію об'єктів малої гідроенергетики України, що працюють за «зеленим» тарифом, та їх встановлена потужність за 2009 -2017 р.р.

2.2 Поточний стан малої гідроенергетики України та її внесок у загальну енергетичну систему

Станом на 01 січня 2022 року в Україні за даними Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП) зареєстровано 136 малих ГЕС загальною потужністю близько 94,615 МВт, які загалом виробили в 2021 році 212,537 млн. кВт-год та експлуатуються 60 суб'єктами господарювання за «зеленим» тарифом. Перелік мікро-, міні- та малих гідроелектростанцій, яким встановлено "зелений" тариф на вироблену електричної енергії.

Частка малої гідроенергетики у загальному виробництві електроенергії об'єктами відновлюваної енергетики, що працюють за «зеленим» тарифом в Україні, у 2021 році склала 10,15%.

Частка малої гідроенергетики у загальній встановленій потужності об'єктів відновлюваної енергетики, що працюють за «зеленим» тарифом, у 2021 році склала

6,89%.

Розподіл потужностей малих ГЕС по областях України, які введені в експлуатацію та отримали «зелений» тариф станом на 01.01.2022 р., наведено на рисунку 2.3.

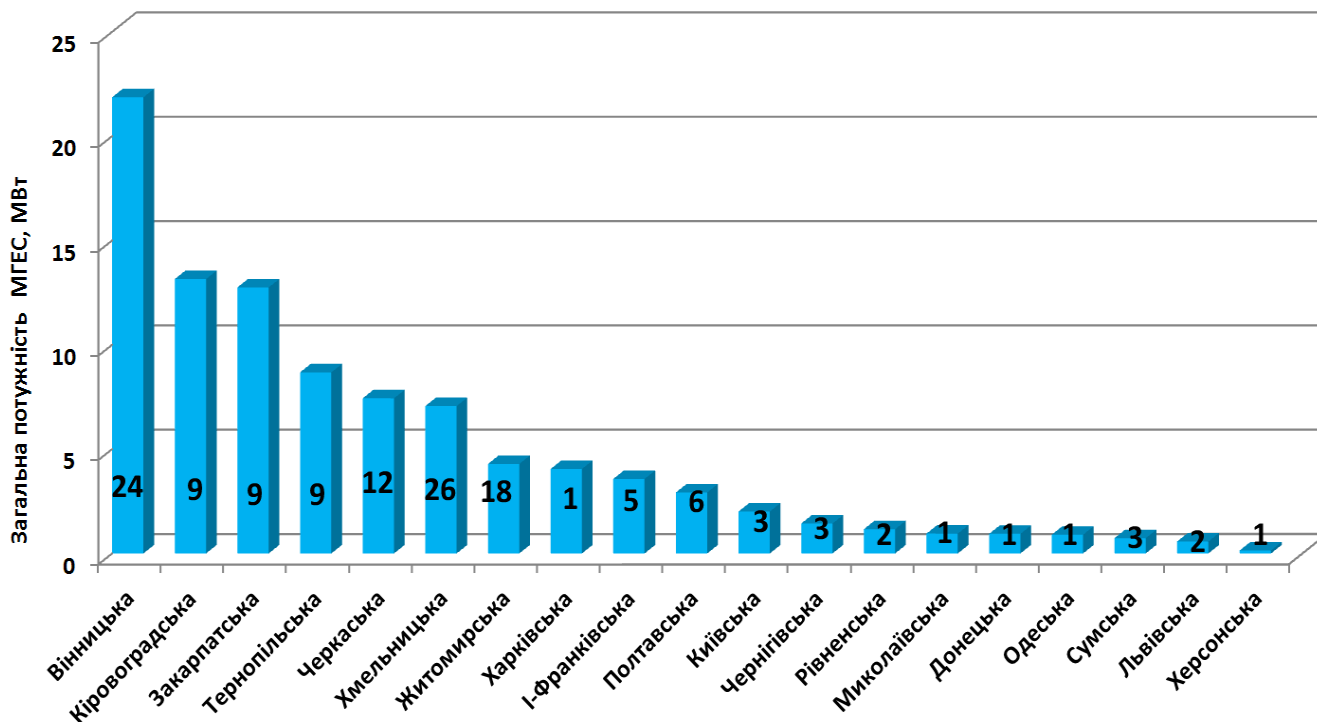


Рис. 2.3 – Встановлена потужність та кількість малих гідроелектростанцій за областями України (станом на 01.01.2022 р.)

Найбільше МГЕС введено в експлуатацію у Вінницькій області, загальна встановлена потужність яких складає близько 21,875 МВт. Наступними за загальною встановленою потужністю є Кіровоградська, Закарпатська та Тернопільська області. Найбільша кількість діючих за «зеленим» тарифом МГЕС (50 станцій) розташована в Хмельницькій та Вінницькій областях (37,5% від загальної кількості МГЕС в Україні).

Розподіл за встановленою потужністю об'єктів малої гідроенергетики України, що працюють за «зеленим» тарифом, станом на 01.01.2022 р. (Рис. 2.4) демонструє переважну більшість міні ГЕС (105 одиниць або 77% загальної кількості МГЕС), а суттєво більша частина установленої потужності (60,8%) припадає на малі ГЕС потужністю від 1000 кВт до 10000 кВт. Частка мікроГЕС складає тільки 9 одиниць або 6,6 % загальної кількості МГЕС.

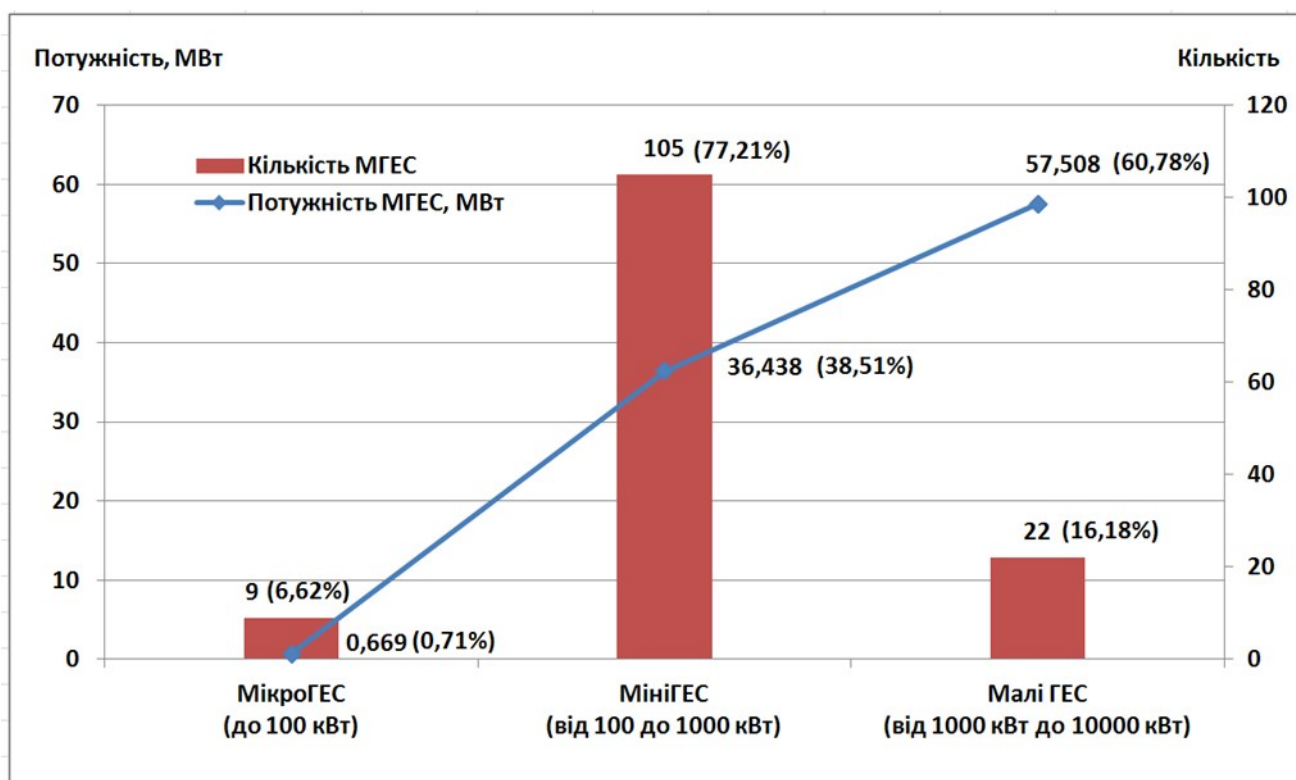


Рис. 2.4 – Розподіл за встановленою потужністю об'єктів малої гідроенергетики України, що працюють за «зеленим» тарифом, станом на 01.01.2022 р.

Мала гідроенергетика України у зв'язку з незначною питомою вагою (до 0,13 %) у загальному енергобалансі не може суттєво впливати на умови енергозабезпечення країни (таблиця 2.4). Однак експлуатація малих ГЕС дає можливість виробляти близько 189 млн кВт-год, що еквівалентно економії до 57 тис. т дефіцитного органічного викопного палива.

Таблиця 2.4 – Установлена потужність і відпуск електроенергії за типами електростанцій України за 2022 рік

Типи генеруючих підприємств	Встановлена потужність електростанцій, тис. кВт	Відпуск електроенергії, млн. кВт-год
Усього	59176	147777
у тому числі:		
Теплові електростанції (ТЕС)	27489	50215
Теплоелектроцентрально (ТЕЦ)	10569	11078
Атомні електростанції (АЕС)	13835	75931
Гідроелектростанції (ГЕС)	6167	9004
з них		
малі ГЕС (МГЕС)	90	189
інші електростанції	1115	1549
Вітрові електростанції (ВЕС)	387	949
Сонячні електростанції (СЕС)	324	408

Без урахування тимчасово окупованої території та Автономної Республіки Крим.

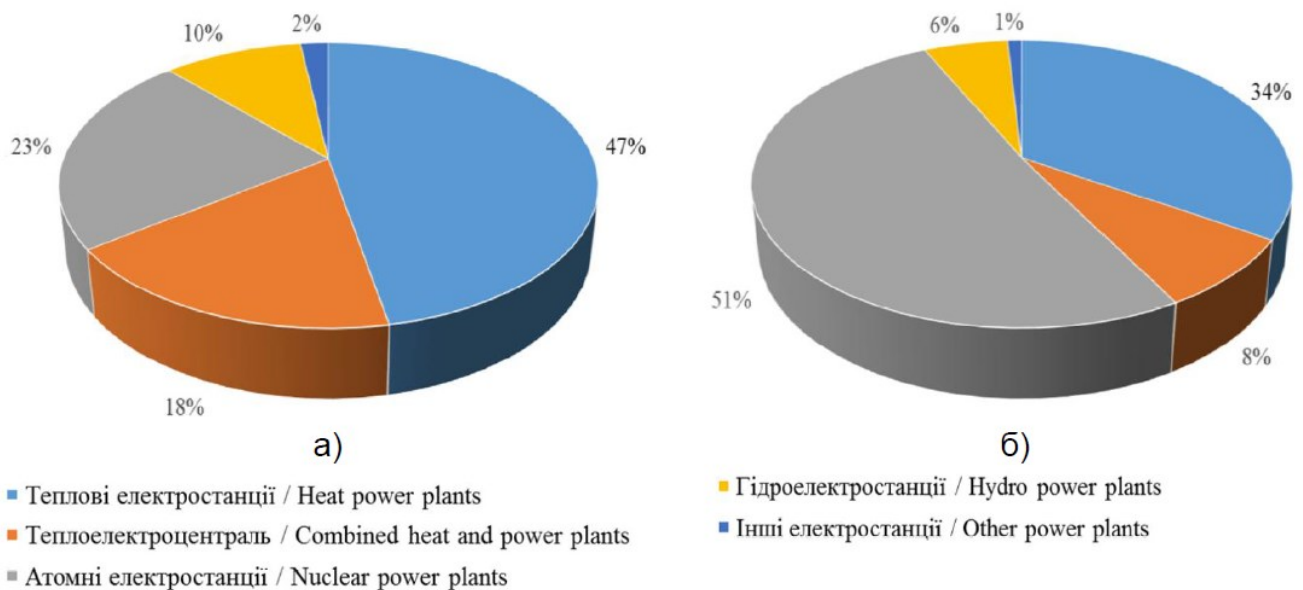


Рис. 2.5 – Установлена електрична потужність електростанцій України (а) та відпуск ними електроенергії (б) на кінець 2022 року

Таблиця 2.5 – Енергоспоживання на основі відновлюваних джерел (ВДЕ) в Україні за 2013 - 2022 роки

№	Найменування	Одиниця виміру	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	Загальне постачання первинної енергії	тис. т н.е.	139330	134562	114420	132308	126438	122488	115940	105683	90090	91658
	із нього											
2	Гідроенергетика	тис. т н.е.	872	990	1026	1131	941	901	1187	729	464	660
3	у % до підсумку	%	0,6%	0,7%	0,9%	0,9%	0,7%	0,7%	1,0%	0,7%	0,5%	0,7%
4	Енергія біопалива та відходи	тис. т н.е.	1508	1610	1433	1476	1563	1522	1875	1934	2102	2832
5	у % до підсумку	%	1,1%	1,2%	1,3%	1,1%	1,2%	1,2%	1,6%	1,8%	2,3%	3,1%
6	Вітрова та сонячна енергія	тис. т н.е.	4	4	4	4	10	53	104	134	134	124
7	у % до підсумку	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
	Усього енергія від відновлюваних джерел											
8	Загальне постачання енергії від ВДЕ	тис. т н.е.	2384	2604	2463	2611	2514	2476	3166	2797	2700	3616
9	Частка постачання енергії від ВДЕ	%	1,7%	1,9%	2,2%	2,0%	2,0%	2,0%	2,7%	2,6%	3,0%	3,9%

2013 - 2022 рр. Без урахування тимчасово окупованої території та Автономної Республіки Крим.

2.3. Перспективні напрямки розвитку малої гідроенергетики в Україні

В чинній «Енергетичній стратегії України на період до 2035 року “Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність” 60 взагалі немає окремого розділу щодо розвитку малої гідроенергетики.

Однак, згідно «Енергетичної стратегії України на період до 2030 року» (схвалено розпорядженням КМУ від 24 липня 2013 р. № 1071-р, втратила чинність на підставі розпорядження КМУ № 605-р від 18.08.2017) в області малої гідроенергетики передбачалось здійснити:

реконструкцію та відновлення МГЕС загальною потужністю 135 МВт;

будівництво нових МГЕС на річці Тиса та її притоках загальною потужністю 400 МВт;

будівництво нових МГЕС на річці Дністер і її притоках загальною потужністю 560 МВт;

будівництво нових децентралізованих МГЕС на малих водотоках (загальна потужність 45 МВт).

До 2030 року передбачалось довести електрогенеруючу потужність всіх МГЕС України до 1140 МВт з річним обсягом виробництва електрики 3,75 млрд кВт-год. Розвиток малої гідроенергетики повинен сприяти децентралізації загальної енергетичної системи, що зніме ряд проблем в енергопостачанні віддалених і важкодоступних сільських регіонів, а також вирішенню цілого комплексу економічних, екологічних і соціальних проблем сільської місцевості. Малі гідроелектростанції можуть стати суттєвою складовою енергозабезпечення для західних регіонів України. Метою Програми розвитку гідроенергетики на період до 2026 року (схвалено розпорядженням Кабінету Міністрів України від 13 липня 2016 р. № 552-р) є забезпечення енергетичної безпеки держави шляхом ефективного розвитку гідроенергетики з максимальним використанням економічно ефективного гідроенергетичного потенціалу, вдосконалення управління об'єктами гідроенергетики, підвищення рівня їх безпеки, збільшення регулюючих маневрових потужностей гідроелектростанцій і гідроакумулюючих електростанцій

для підвищення стійкості та надійності роботи об'єднаної енергетичної системи України та інтеграції її в Європейську енергетичну систему, зменшення обсягу споживання органічних паливних ресурсів і техногенного навантаження на навколишнє природне середовище. Програмою розвитку гідроенергетики на період до 2026 року передбачається введення в експлуатацію понад 3,5 млн кВт нових потужностей, доведення частки маневрених потужностей ГЕС і ГАЕС у загальному балансі енергетичної галузі до 15,5%, що дозволить збалансувати структуру генерувальних потужностей ОЕС України.

Програмою розвитку гідроенергетики на період до 2026 року передбачено також реконструкцію та модернізацію існуючого обладнання та будівництво нових потужностей, а саме: будівництво Дністровської ГАЕС, потужністю 1,250 млн кВт, Канівської ГАЕС – 1 млн кВт, Ташликської ГАЕС – 300 тис. МВт, Каховської ГЕС – 250 тис. МВт та Верхньодністровських каскадів – 390 тис. МВт.

За рахунок приросту виробітку електроенергії на ГЕС і роботи ГАЕС буде отримано значну економію органічного палива. Екологічними перевагами реалізації Програми розвитку гідроенергетики на період до 2026 року стане зменшення техногенного навантаження на довкілля, зниження шкідливого впливу викидів за рахунок зменшення обсягів використання органічного палива і викидів забруднюючих речовин в навколишнє середовище (щорічно: CO₂ – 42 млн т; SO₂ – 42 тис. т; NO_x – 10,8 тис. т).

Однак ця Програма загалом спрямована на розвиток великої гідроенергетики шляхом забезпечення ролі Дністровської, Канівської і Ташлицької гідроакumuлюючих електростанцій в задоволенні попиту в піковій зоні добового графіка навантаження, поліпшенні режимів роботи теплових та атомних електростанцій, а також передбачає будівництво каскаду верхньодністровських гідроелектростанцій.

Значний невикористаний економічно ефективний гідроенергетичний потенціал р. Дністер розташований в Карпатському регіоні, який є енергодефіцитним. У цьому регіоні найважливішими проблемами є прискорення соціально-економічного розвитку регіону, зокрема розвиток генерації з

відновлюваних джерел, з іншого боку - захист від паводків, що завдають великої шкоди населенню, економіці та навколишньому природному середовищу.

Водночас Програмою розвитку гідроенергетики на період до 2026 року передбачено розробити програму розвитку малої гідроенергетики з максимальним використанням вітчизняного обладнання.

На підставі виконаних ПАТ “Укргідропроєкт” попередніх проектних робіт розглянуто проект будівництва каскаду із шести руслових/дериваційних низьконапірних (напори 8-9 метрів) гідроелектростанцій з розміщенням протипаводкових ємностей у водосховищах вище нормального підпірного рівня на р. Дністер.

При цьому передбачається добуве регулювання стоку водосховищем для покриття гідроелектростанцією пікової зони добового графіка навантажень енергосистеми за сумарної потужності всіх гідроелектростанцій 390 МВт і середньобаторічному виробітку близько 710 млн. кВт·год за виконання умов захисту від паводка.

В квітні 2005 р. спеціалістами - гідроенергетиками розроблена нова редакція концептуальних положень стратегії розвитку гідроенергетики України на період до 2030 року. При їх розробці враховувалися такі фактори, як обстеження об'єктів, що можуть бути відновлені, наявність проектної документації, а також попередньої проектної розробки по комплексному регулюванню стоків рік, що дозволили вибрати перспективні створи для спорудження малих ГЕС.

В основу розробки стратегії були покладені наступні задачі:

- реконструкція діючих МГЕС;
- першочергове відновлення МГЕС зі збереженими гідроспорудженнями;
- відновлення «законсервованих» МГЕС, споруди яких техногенно небезпечні для населених пунктів;
- спорудження нових МГЕС на існуючих водоймищах водогосподарчого призначення;
- будівництво децентралізованих нових МГЕС на малих водотоках з метою підвищення надійності і якості електрозабезпечення споживачів, віддалених від

генеруючих об'єктів великої енергетики;

- будівництво нових МГЕС на річках Тиса, Дністер та їхніх притоках з метою комплексного вирішення проблем енергозабезпечення західних областей і захисту прилеглих територій від паводків (нове будівництво МГЕС на незарегульованих ділянках річок є суперечливим рішенням щодо сталого розвитку довкілля та може бути економічно виправдано при комплексному вирішенні використання водних ресурсів за допомогою створюваних малих водоймищ);

- підвищення маневрових властивостей енергосистеми України з метою забезпечення повноцінної паралельної роботи з Європейським Енергооб'єднанням УСТЕ (МГЕС західних областей мають найвищу режимну чуйність до регулювання міждержавних експортних і транзитних перетоків електроенергії в Європу);

- заміщення органічного палива і зниження викидів шкідливих речовин в атмосферу, у першу чергу в західних областях – зоні оперативного моніторингу трансграничних переносів шкідливих речовин;

- типізація проектних рішень по групах нових ГЕС, що дозволяє максимально використовувати однотипне устаткування і реконструкцію і знижує капіталовкладення при зведенні.

Установлена потужність ГЕС на 01.01.2016 р. становила 4,6 млн кВт, або 8,4% від загальної встановленої потужності ОЕС України, ГАЕС – 1,2 млн кВт, або 2,2%. Виробництво електроенергії ГЕС і ГАЕС за 2015 р. становило 6,8 млрд кВт·год, або 4,3% від загального виробництва електроенергії електростанціями ОЕС України.

Потужності ГЕС і ГАЕС використовуються для покриття зміни попиту на електроенергію протягом пікових годин добового графіка навантажень ОЕС України; зменшення провалів навантаження енергосистеми у нічні години та регулювання зміни потужності ВЕС і СЕС; регулювання частоти та активної потужності, зокрема в діапазонах вторинного та третинного регулювання.

Мала енергетика України у зв'язку з незначною питомою вагою (до 0,2 %) у загальному енергобалансі не може суттєво впливати на умови енергозабезпечення

країни. Однак експлуатація малих ГЕС дає можливість виробляти близько 250 млн кВт-год, що еквівалентно щорічній економії до 75 тис. т дефіцитного органічного викопного палива.

Оцінка потенціалу використання ВДЕ від Інституту відновлюваної енергетики НАН України.

Фахівцями Інституту відновлюваної енергетики НАН України⁶⁴ (ІВЕ НАНУ) була здійснена оцінка потенціалу використання ВДЕ в енергетичному секторі України, в основу якої покладені зобов'язання України перед Енергетичним співтовариством до 2020 року, а також помірковані темпи розвитку галузі.

За оцінками ІВЕ НАНУ, найбільший потенціал розвитку має вітрова енергетика, встановлені потужності якої можуть сягнути 10 ГВт у 2030 році, а річні обсяги виробництва електроенергії – 30 тис ГВт*год. Потенціал сукупного виробництва електроенергії з ВДЕ складає 45,5 тис. ГВт*год. Результати оцінки потенціалу виробництва електроенергії та встановлених потужностей з ВДЕ прогнозом на 2030 рік наведені на рис.2.6 та рис.2.7, зокрема, прогнозується досягнення виробництва електроенергії малою гідроенергетикою до 0,6 млрд. кВт·год/рік та встановлена потужність малих ГЕС сягне 0,25 ГВт.

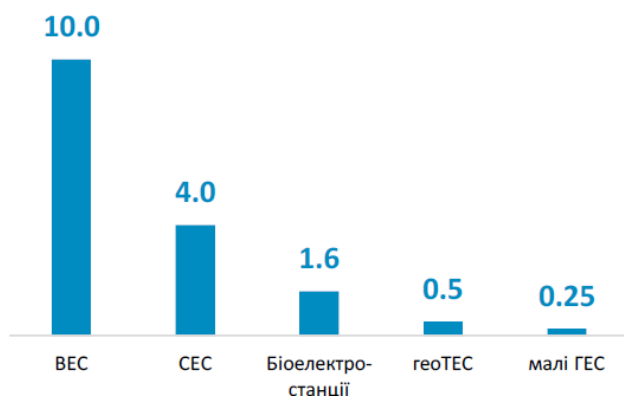


Рис. 2.6 Оцінка потенціалу встановлених потужностей з ВДЕ у 2030 році, всього 16,35 ГВт

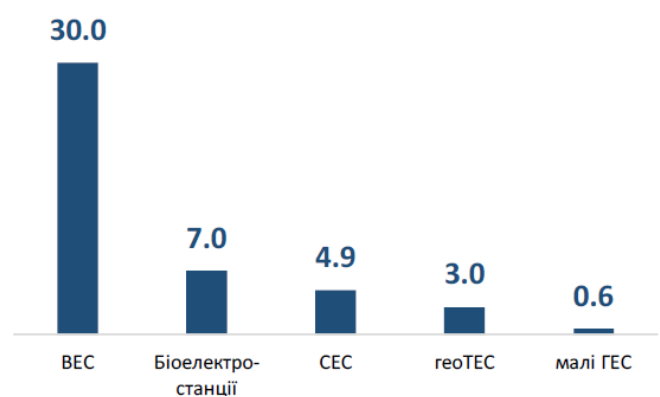


Рис. 2.7 Оцінка потенціалу виробництва електроенергії з ВДЕ у 2030 році, всього 45,5 тис ГВт*·год

Оцінка потенціалу використання ВДЕ від Інституту економіки та прогнозування НАН України.

Фахівцями Інституту економіки та прогнозування НАН України було

здійснено спробу прогнозування базового та альтернативних сценаріїв розвитку енергетичного сектору України до 2050 року з переходом на 100% забезпечення відновлювальною енергетикою, а також продемонстровано, яким чином може бути досягнутий перехід від викопних видів палива до відновлюваних джерел енергії, та які економічні наслідки це матиме.

Зокрема, було прогнозовано розвиток малої енергетики для трьох сценаріїв розвитку загалом економіки та енергетики України до 2050 року: базовий (консервативний), ліберальний (найбільш ймовірний) та революційний (оптимістичний).

Щодо малих ГЕС, то з однієї сторони, на думку громадських екологічних організацій, не відомий жоден приклад малої ГЕС в Україні, яка б відповідала екологічним критеріям, і вони приносять значно більше екологічної шкоди, ніж можуть бути отримані потенційні вигоди, наприклад, скорочення викидів парникових газів. Водночас в Австрії та Норвегії є приклади ГЕС, які цілком безпечні для довкілля. Тому в цій роботі було обрано компромісний варіант: використання 50% наявного потенціалу за умови дотримання найсуворіших екологічних критеріїв. Станом на січень 2022 року потужність малих ГЕС становить 94 МВт.

Максимальна потужність малих ГЕС до 2030 р., за даними Інституту відновлюваної енергетики НАН України, складає 250 МВт (див. вище). Тобто додатковий до існуючого потенціал $250 - 94 = 176$ МВт. Припускаючи, що 50% нових малих ГЕС відповідатимуть усім екологічним критеріям, то додатковий приріст виходить 88 МВт. При цьому зроблено припущення, що значну частину цього потенціалу має бути реалізовано внаслідок модернізації та підвищення ефективності наявних малих ГЕС. Будівництво нових малих ГЕС може бути здійснене лише за

умови дотримання жорстких екологічних критеріїв, які необхідно запровадити на законодавчому рівні (на зразок тих, які застосовують International Rivers Network, WWF68, Greenpeace, Bankwatch). Окрім того, після 2030 року «зелений» тариф буде скасовано, тому будівництво нових малих ГЕС після 2030

року є дуже сумнівним, тому що останні значно програватимуть за вартістю ВЕС та СЕС, які стрімко дешевшають.

Таблиця 2.6 – Показники сценарію відродження і розвитку малої гідроенергетики України

Показники	Одиниці виміру	Рівень розвитку по роках							
		2001	2004	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Потужність, усього,	МВт	99	105	107	133	373	703	950	1040
у тому числі:									
- реконструкції і поновлення;	МВт	-	6	2	24	40	51	15	-
- нові спорудження	МВт	-	0,2	-	20	230	320	240	90
Вироблено електроенергії	млн. кВт*год	325	335	335	426	1199	2258	3046	3338
Заміщення органічного палива	тис.т у.п/рік	121	125	125	149	414	772	1035	1135
Капіталовкладення*	млн. грн.	-	-	21	354	1947	2622	1729	651

Обласна програма розвитку малої гідроенергетики Вінницької області на 2021-2025 роки направлена на забезпечення ефективного розвитку малої гідроенергетики з максимальним використанням економічно ефективного гідроенергетичного потенціалу, вдосконалення управління об'єктами малої гідроенергетики та підвищення рівня їх безпеки, збільшення регулюючих маневрових потужностей малих ГЕС, зменшення споживання органічних паливних ресурсів і техногенного навантаження на довкілля, в цілому, забезпечення енергетичної безпеки держави. Найбільш доцільними та першочерговими місцями відновлення та реконструкції малих ГЕС в області вважаються 6 місць загальною потужністю 1,35 МВт. Виконання програми потребує залучення інвестицій у розмірі 39 млн. грн.

Відродження малої гідроенергетики шляхом реконструкції станцій, що раніше були виведені з експлуатації, та будівництво нових МГЕС є комплексною проблемою, для вирішення якої необхідно застосовувати системний підхід за наступними напрямками⁷⁵:

- розробити та прийняти Концепцію розвитку малої гідроенергетики України, передбачивши екологічну оцінку впливу на довкілля, у зв'язку із реконструкцією

та спорудженням об'єктів малої гідроенергетики;

- уточнити, з врахуванням екологічних ризиків, гідрологічні режими річок, рівні небезпеки виникнення повеней і паводків у регіонах та карти гідроенергетичного потенціалу України;

- затвердити Схему розміщення МГЕС в Україні, чим визначити їх оптимальну кількість та доцільні місця їх розташування з точки зору забезпечення комплексного підходу до використання водних ресурсів та умов економічного, соціального та екологічного розвитку територій;

- удосконалити процедури землевідведення, отримання дозволів на спеціальне водокористування та реконструкцію і будівництво МГЕС;

- налагодити співпрацю з громадськими організаціями екологічного та природозахисного напрямків діяльності при погодженні проектів розвитку гідроенергетичного потенціалу малих річок.

Висновок до розділу

В Україні налічується понад 63 тисячі малих рік та водотоків загальною довжиною 135,8 тисяч км.

Загальний гідроенергетичний потенціал малих рік України становить близько 12,5 млрд. кВт·год., що складає близько 28% загального гідроенергетичного потенціалу всіх рік України.

В Україні накопичено достатній досвід в гідроенергетичній галузі, як у виробництві та експлуатації технологічного устаткування ГЕС, проектуванні та будівництві гідротехнічних споруд, зокрема, малих ГЕС.

Головним поштовхом для відродження малої гідроенергетики в Україні стало законодавче впровадження в 2008 році обов'язкової купівлі на електроенергії, виробленої з ВДЕ, за стимулюючим «зеленим» тарифом, пов'язаний з його фіксованим значенням у конвертованій валюті до 2030 року, що обумовило досить великий приплив інвестицій галузь малої гідроенергетики.

3 Вибір обладнання для підвищення ефективності виробництва електроенергії на міні ГЕС

3.1 Вибір структурної схеми ГЕС

Головна електрична схема повинна забезпечувати видачу потужності в різних експлуатаційних режимах і відповідати вимогам необхідної надійності, маневреності, зручностей та безпеки експлуатації, а також умовами оптимізації витрат на обладнання та його експлуатацію. Рівень цих вимог в сучасних умовах підвищено у зв'язку з високою роллю і відповідальністю гідроелектростанцій в забезпеченні безпеки електропостачання споживачів і надійності функціонування енергосистем, в тому числі, в періоди виникнення та ліквідації аварійних ситуацій.

На рисунку 3.1 показані види генераторних блоків, їх вибирають в залежності від надійності системи, кількості агрегатів та їх потужності, обслуговуваної апаратури.

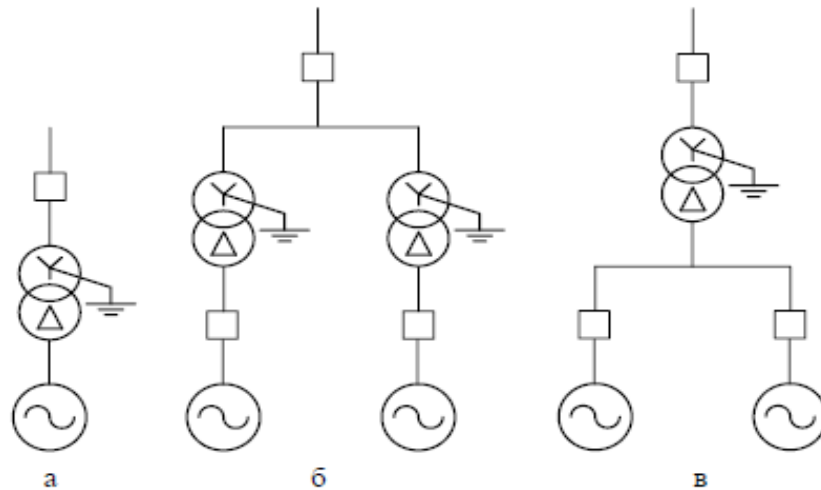


Рис. 3.1. Види генераторних блоків: а – простий блок; б – укріплений блок з трансформатором на кожний генератор; в – укріплений блок с одним трансформатором на два генератори.

Через невелику потужність агрегатів та їх кількість більш доцільніше вибрати укріплений блок с одним трансформатором на два генератори, ця схема є легкою для реалізації та обслуговування але має один головний недолік – при

виході з ладу одного з важливих елементів станція припиняє вироблення енергії. Повна принципова електрична схема представлена на рис. 3.2.

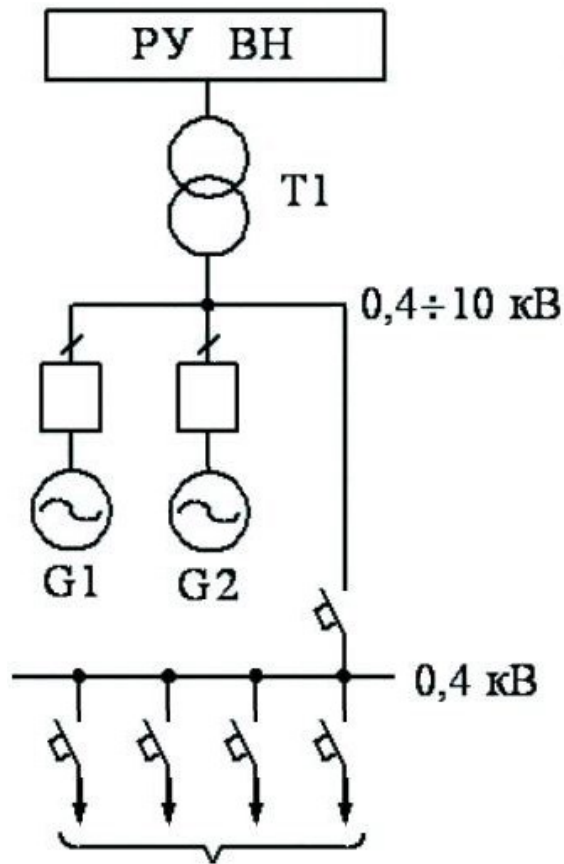


Рис. 3.2. Принципова електрична схема міні ГЕС

3.2 Вибір головного підвищувального трансформатора

Підвищувальний трансформатор повинен забезпечити видачу потужності генераторів в мережу вищої напруги з урахуванням витрати потужності на власні потреби станції. Повна потужність генератора розраховується за формулою 3.1:

$$S_{\Gamma_{\text{ном}}} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi} = \frac{300}{0,8} = 375 \text{ кВ} \cdot \text{А} \quad (3.1)$$

де $S_{\Gamma_{\text{ном}}}$ – повна потужність генераторів.

Знаходимо розрахункову потужність трансформатора (формула 3.2):

$$S_{\text{розр}} = S_{\Gamma_{\text{ном}}} - S_{\text{в.п.}} = 375 - 375 \cdot 0,04 = 360 \text{ кВ} \cdot \text{А} \quad (3.2)$$

Трансформатор вибираємо по каталогу ТОВ «Торгово-промислова компанія» «Чебоксари-Електра» [13] – ТСЗ 400/10 – УЗ: трансформатор стаціонарний сухий

в захищеному виготовленні призначений внутрішнього та зовнішнього встановлювання. Каталогні дані приведені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Каталогні данні трансформатора ТСЗ 400/10 – УЗ

Тип трансформатора	S _н , кВА	Каталожні дані					
		U _{ном} , кВ		U _к , %	ΔP _к кВт	ΔP _х кВт	I _х , %
		ВН	НН				
ТСЗ - 400/10	400	10	0,4	3,5	2,8	0,9	3

Для остаточного вибору перевіримо коефіцієнт завантаження трансформатора (формула 3.3) він повинен бути $\geq 0,9$.

$$k_3 = \frac{S_{\text{розр}}}{S_T} = \frac{360}{400} = 0,9 \quad (3.3)$$

Отже, обираємо трансформатор ТСЗ 400/10 – УЗ.

3.3 Розрахунок струмів трифазного короткого замикання

Для розрахунку струмів короткого замикання знайдемо індуктивний опір всіх елементів мережі в іменованих одиницях. Опір генератора розраховується за формулами 3.4, 3.5:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{баз}}^2}{S_{\text{ном}}}, \quad (3.4)$$

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{\Gamma}}{\omega \cdot T_{\Gamma}'}, \quad (3.5)$$

де, $x_d''=0,35$ – над перехідний індуктивний опір генератора; $U_{\text{баз}}$ – базисна напруга генератора; $S_{\text{ном}}$ – повна потужність генератора; $T_{\Gamma}'=0,045$ с – постійна часу для гідрогенератора

$$x_{\Gamma} = 0,35 \cdot \frac{400^2}{\frac{150 \cdot 10^3}{0,8}} = 0,299 \text{ Ом},$$

$$r_{\Gamma} = \frac{0,299}{314,2 \cdot 0,045} = 0,021 \text{ Ом}.$$

Опір трансформатора формули (3.6) та (3.7):

$$x_T = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{НОМ}}, \quad (3.6)$$

$$r_T = \Delta P_K \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{НОМ}^2}, \quad (3.7)$$

де, U_{BH} – напруга обмотки вищої напруги; U_K – напруга короткого замикання трансформатора; ΔP_K – втрати короткого замикання трансформатора; $S_{НОМ}$ – повна номінальна потужність трансформатора.

$$x_T = \frac{3,5}{100} \cdot \frac{10^2 \cdot 10^6}{400 \cdot 10^3} = 8,75 \text{ Ом},$$

$$r_T = 2800 \cdot \frac{10^2 \cdot 10^6}{400^2 \cdot 10^6} = 1,75 \text{ Ом}.$$

Опір системи розраховується за формулою 3.8:

$$x_c = \frac{U_6^2}{S_{к.з.}} = \frac{10^2 \cdot 10^6}{11 \cdot 10^6} = 9,1 \text{ Ом}, \quad (3.8)$$

де, U_6 – базисна напруга системи; $S_{к.з.}$ – потужність короткого замикання системи; Схема заміщення для розрахунку струмів КЗ – рисунок 3.3.

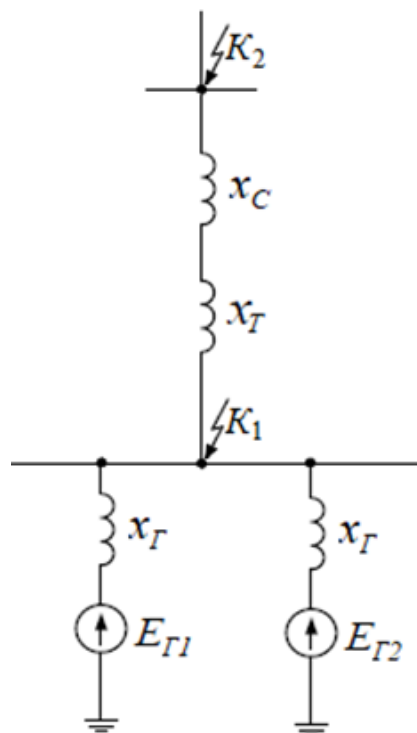


Рис. 3.3. Схема заміщення

Знаходимо опір до точки K_1 за формулою 3.9:

$$X_{\Gamma} = \frac{X_{\Gamma} \cdot X_{\Gamma}}{X_{\Gamma} + X_{\Gamma}} = 0,15 \text{ Ом} \quad (3.9)$$

Періодична складова струму КЗ в точці К₁:

$$I_{K1} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot (X_{\Gamma})} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot (0,15)} = 38,7 \text{ кА.}$$

Періодична складова струму КЗ в точці К₂:

$$I_{K2} = \frac{U_{BH}}{\sqrt{3} \cdot (X_L + X_C + X_T)} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot (0,15 + 9,1 + 8,75)} = 0,321 \text{ кА.}$$

Розраховуємо ударний коефіцієнт за формулою 3.10:

$$k_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} \quad (3.10)$$

де, T_a – постійна часу затухання аперіодичної складової.

$$k_{y1} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,04}} = 1,78,$$

$$k_{y2} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,26}} = 1,96,$$

Ударний струм розраховуємо за формулою 3.11:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_K \quad (3.11)$$

Для точки К₁: $i_y = \sqrt{2} \cdot 1,78 \cdot 38,7 = 97,3 \text{ кА.}$

Для точки К₂: $i_y = \sqrt{2} \cdot 1,96 \cdot 0,321 = 0,89 \text{ кА.}$

Проводимо розрахунки для аперіодичної складової струму КЗ, вважаючи, що амплітуда ЕРС та періодична складова струму незмінні у часі, рівний часу відключення (формула 3.12):

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_K \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (3.12)$$

де, τ – розрахунковий час який потрібен для визначення КЗ.

$$i_{a1} = \sqrt{2} \cdot 38,7 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,04}} = 12,2 \text{ кА,}$$

$$i_{a2} = \sqrt{2} \cdot 0,321 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,26}} = 0,31 \text{ кА.}$$

Використовуючи вище розраховані параметри, знайдемо Інтеграл Джоуля за

формулою 3.13:

$$B_k = I_k^2 \cdot (\tau + T_a), \quad (3.13)$$

в точці К₁: $B_k=38,72 \cdot (0,06+0,04)=149,77 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$,

в точці К₂: $B_k=0,3212 \cdot (0,1+0,26)=0,037 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$.

Результати розрахунків струмів короткого замикання (КЗ) для точок схеми показані в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2. Результати розрахунків струмів КЗ

Точка КЗ	Періодична складова струму КЗ в початковий момент часу, кА	Ударний струм КЗ, кА	Періодична складова струму КЗ в момент спрацювання вимикача, кА	Аперіодична складова струму КЗ, кА	Інтеграл Джоуля, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$
Шини 0,4 кВ (К ₁)	38,7	97,3	38,7	12,2	149,77
Шини 10 кВ (К ₂)	0,321	0,89	0,321	0,31	0,037

Знайдемо максимальний струм на зовнішньому боці ВН, для приєднань генератора він знаходиться при роботі з номінальною потужністю та зниженням напруги на 5%:

$$I_{max}^{10} = \frac{1,05 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{1,05 \cdot 360 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10^4} = 21,8 \text{ А.}$$

Максимальний струм на стороні НН:

$$I_{max}^{0,4} = \frac{1,05 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{1,05 \cdot 375 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400} = 568,3 \text{ А.}$$

Струм у колі вимикача власних потреб:

$$I_{в.п}^{0,4} = \frac{1,05 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{1,05 \cdot 15 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400} = 22,73 \text{ А.}$$

3.4. Вибір вимикача та роз'єднувача низької напруги

Роз'єднувач вибирається відповідно до напруги та струму ускладненого режиму та перевіряються на теплову і динамічну стійкість так, як і вимикачі. При виборі вимикача потрібно дотримуватись наступних умов:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.в.}}$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{роб.мах.}}$$

$$B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к.розр.}}$$

Використовуючи каталог ТОВ Керуюча компанія[15] вибираємо вимикач ВА-СЄЦ-ТS 630 та роз'єднувач РЕ 13-43. Їх дані наведені в таблицях 3.3, 3.4.

Таблиця 3.3. Каталожні дані вимикача ВА-СЄЦ-ТS 630

Умови вибору	Розрахункові параметри	Каталожні дані
$U_{\text{м.ном}} \leq U_{\text{ном.}}$	0,4кВ	0,4 кВ
$I_{\text{розр.}} \leq I_{\text{ном}}$	568,3 А	630 А
$I_{\pi 0} \leq I_{\text{пр.СКВ}}$	38,7 кА	50 кА
$i_{\text{уд.}} \leq i_{\text{СКВ}}$	97,3 кА	150 кА
$I_{\text{ат}} \leq I_{\text{а.ном}}$	38,7 кА	35,3кА
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тном}} \cdot t_{\text{T}}$	149,77 $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	5000 $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблиця 3.4. Каталожні дані роз'єднувача РЕ 13-43

Умови вибору	Розрахункові параметри	Каталожні дані
$U_{\text{м.ном}} \leq U_{\text{ном.}}$	0,4кВ	0,4 кВ
$I_{\text{розр.}} \leq I_{\text{ном}}$	568,3 А	1600 А
$I_{\pi 0} \leq I_{\text{пр.СКВ}}$	38,7 кА	125 кА
$i_{\text{уд.}} \leq i_{\text{СКВ}}$	97,3 кА	100 кА
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тном}} \cdot t_{\text{T}}$	0,037 $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	3200 $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$

3.5. Вибір трансформатора струму та напруги на генераторній напрузі

Вибираємо трансформатор струму ТШП-Є 60 800/5 0,5 УХЛ4. Перевірка ТС – в таблиці 3.5.

Таблиця 3.5. Каталожні дані трансформатора струму ТШП-Є 60 800/5 0,5 УХЛ4

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	0,4 кВ	0,66 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	568,3 А	800 А
$i_y \leq I_{прСКВ}$	97,3 кА	-
$B_K \leq I_T^2 t_r$	149,77 кА ² ·с	7500 кА ² ·с

Обрано трансформатор напруги НТС–0,5 УХЛ4. Параметри трансформатора – в таблиці 3.6.

Таблиця 3.6. Каталожні дані трансформатора напруги НТС–0,5 УХЛ4

Умови вибору	Розрахункові дані	Номінальні дані
$U_{роб} \leq U_{ном}$, кВ	0,4	0,4
$S_2 \leq S_{2ном}$, В·А	30	75

3.6. Вибір вимикача та роз'єднувача на високій напрузі

В якості комутаційного апарата стороні ВН приймаємо вимикач ВГГ – 10. Високовольтний вимикач призначений для використання в закритих приміщеннях в електроустановках номінальною напругою 10,5 кВ.

Каталожні данні представлені в таблиці 3.7.

Таблиця 3.7. Каталожні дані вимикач ВГГ – 10

Умови вибору	Розрахункові параметри	Каталожні дані
$U_{м.ном} \leq U_{ном}$	10 кВ	10,5 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	21,8 А	4000 А
$I_{по} \leq I_{пр.СКВ}$	0,321 кА	64 кА
$i_{уд} \leq i_{СКВ}$	0,89 кА	170 кА
$I_{ат} \leq I_{а.ном}$	0,31 кА	18,1кА
$B_K \leq I_{тном}^2 \cdot t_T$	0,037 кА ² ·с	9187 кА ² ·с

Вибрано роз'єднувач РВР – 10/2500 УЗ. Каталожні данні представлені в таблиці 3.8.

Таблиця 3.8 Каталожні дані роз'єднувача РВР – 10/2500 УЗ

Умови вибору	Розрахункові параметри	Каталожні дані
$U_{м.ном} \leq U_{ном.}$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	21,8 А	2500 А
$I_{п0} \leq I_{пр.СКВ}$	0,321 кА	125 кА
$i_{уд.} \leq i_{СКВ}$	0,89 кА	125 кА
$B_K \leq I_{тном.}^2 \cdot t_T$	0,037 кА ² ·с	8100 кА ² ·с

3.7. Вибір трансформатора струму та напруги на високій напрузі

Для сторони вищої напруги був вибраний трансформатор напруги ЗНОЛ–10 призначений для вимірювання величини напруги, управління приладами автоматики та захисту в мережах з напругою 10 кВ, частотою 50 Гц.

Параметри трансформатора в таблиці 3.9.

Таблиця 3.9. Каталожні дані трансформатор напруги ЗНОЛ

Умови вибору	Розрахункові дані	Номінальні дані
$U_{роб} \leq U_{ном.}$ кВ	10	10
$S_2 \leq S_{2ном.}$ В·А	60	90

Трансформатор струму ТЛШ-Є 10 У2 був вибраний для вимірювання величини струму та подальшої її передачі приладам захисту. Параметри трансформатора представлені в таблиці 3.10

Таблиця 3.10. Каталожні дані трансформатор струму ТЛШ-Є 10 У2

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	21,8 А	1500 А
$i_y \leq I_{прСКВ}$	0,89 кА	130
$B_K \leq I_T^2 t_r$	0,037 кА ² ·с	9500 кА ² ·с

3.8. Диференційний захист

Поздовжній диференційний захист генератора є основною швидкодіючим чутливим захистом від міжфазних коротких замикань в обмотці генератора та на його виходах.

Захист виконується трифазним та підключається к трансформаторам струму в лінійних виводах статора генератора та трансформатору струму в нейтральному виводі.

1) Початковий струм спрацювання визначається при дії малих гальмівних струмів. Величина $I_{ср0}$ вибирається з урахуванням можливості налаштування захисту від струму небалансу номінального режиму та розраховується за формулою 3.14:

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_H = 0,05 \cdot I_H, \quad (3.14)$$

де, $K_{ОДН}=0,5$ – коефіцієнт однотипності трансформатора струму; $f_i=0,1$ – відносна похибка трансформатора струму.

$$I_H = \frac{S_r}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{187,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400} = 270,6 \text{ А.}$$

$$I_{НБ(Н)} = 0,05 \cdot 270,6 = 13,53 \text{ А.}$$

Умовою для вибору уставки є (формула 3.15):

$$I_{ср0} \geq K_H \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_H = 0,1 \cdot I_H = 27,06 \text{ А,} \quad (3.15)$$

де, $K_H=2$ – коефіцієнт надійності.

Приймаємо уставку: $I_{ср0}=0,15 \cdot I_H=40,59 \text{ А.}$

2) Гальмівний коефіцієнт K_T показує чутливість захисту до пошкоджень при протіканню струму навантаження. Величина K_T вибирається з урахуванням налаштуванням захисту від струмів небалансу, викликані похибкою трансформаторів струмів при наскрізних КЗ.

Максимальний струм небалансу при зовнішньому трифазному КЗ розраховується за формулою 3.16:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{max}}, \quad (3.16)$$

де, $K_{\text{АП}}=2$ – коефіцієнт, враховуючий наявність аперіодичної складової;

$K_{\text{ОДН}}=0,5$ – коефіцієнт однотипності трансформатора струму;

I_{max} – максимальний струм який проходить через трансформаторструму при зовнішньому трифазному КЗ, знаходимо за формулою 3.17:

$$I_{\text{max}} = \frac{E_{\Gamma}''}{x_d} \cdot I_{\text{H}}, \quad (3.17)$$

де, $E_{\Gamma}''=1,13$ – електрорушійна сила джерела.

$$I_{\text{max}} = \frac{1,13}{0,35} \cdot 270,6 = 873,8 \text{ А.}$$

Отже, максимальний струм небалансу дорівнює:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{max}} = 87,38 \text{ А.}$$

Коефіцієнт гальмування отримуємо з умови та розраховується за формулою 3.18:

$$K_{\text{T}} > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{H}}}{I_{\text{max}}} = \frac{87,38 \cdot 2}{873,8} = 0,2, \quad (3.18)$$

приймаємо уставку $K_{\text{T}}=0,3$.

3) Для збільшення зони роботи захисту без гальмування знайдемо уставку початкового гальмування за формулою 3.19:

$$I_{\text{HT}} = \frac{I_{*\text{cp}}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (3.19)$$

4) Гальмівний струм B показує точку перелому характеристики спрацювання.

При виборі повинні виконуватись такі умови:

$$B \geq \frac{I_{*\text{cp}}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5.$$

Приймаємо типові значення уставки $B=1,5$ (умови виконуються). На рисунку 3.3 приведена характеристика спрацювання диференційного захисту:

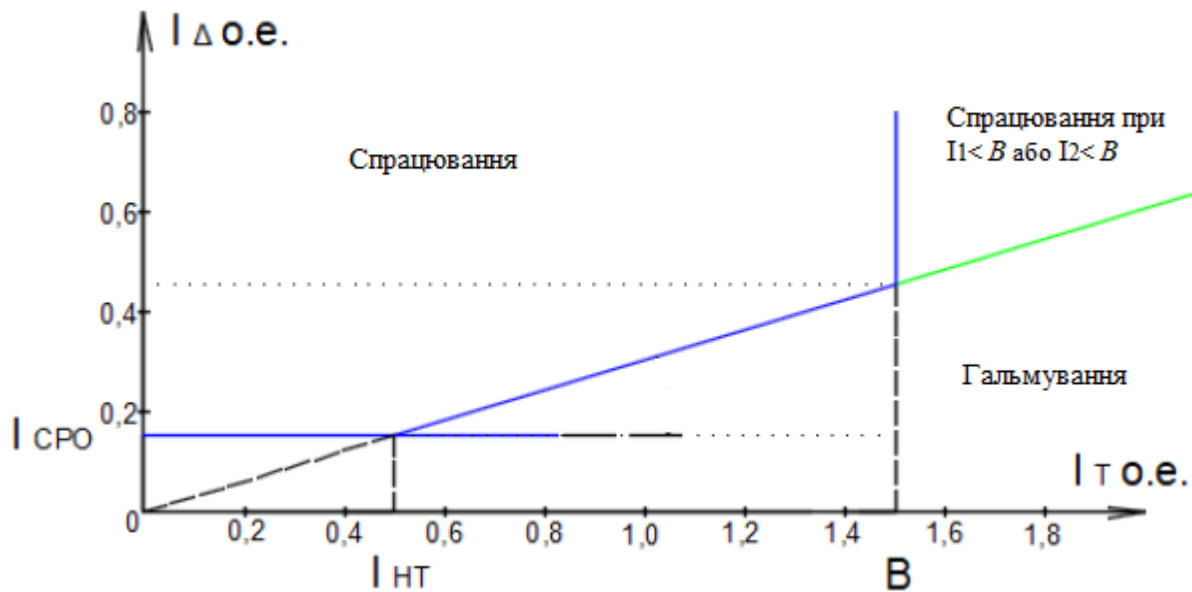


Рис. 3.3. Характеристика спрацювання диференційного захисту генератора

Висновки до розділу

Кожен із цих аспектів є ключовим для надійності, безпеки та ефективності гідроелектростанції. Вони взаємопов'язані і вимагають ретельного розгляду та професійного підходу при проектуванні та будівництві ГЕС. Правильний вибір, розрахунок та налаштування обладнання та систем захисту допомагають максимізувати надійність та продуктивність ГЕС, забезпечуючи безпеку для персоналу та довкілля.

Зазначені аспекти роблять ГЕС однією з найефективніших та найбільш стійких до змін джерел альтернативної енергії, і правильний вибір і налаштування обладнання та систем захисту гарантує її успішну роботу, сприяє заощадженню ресурсів та зменшенню викидів парникових газів. Враховуючи вплив ГЕС на енергетичний баланс та екологічну стійкість, ці аспекти стають критичними у контексті розвитку сталої та відновлювальної енергетики.

4 Розробка автоматизованої системи управління для видачі потужності МГЕС

Одним із шляхів підвищення ефективності використання малої гідроенергетики в світі на сьогоднішній день є застосування технічних засобів АСУ ТП їх режимами [3-8]. Такі системи дозволяють оптимально завантажувати блоки маневрених малих ГЕС, що в свою чергу забезпечить поліпшення експлуатаційних характеристик таких ГЕС при роботі їх в енергосистемі і поліпшить режим.

Для реалізації зазначених завдань необхідною умовою є забезпечення можливості централізованого управління режимами роботи ГЕС в реальному часі з урахуванням особливостей функціонування електростанцій та графіків електроспоживання. Це може бути досягнуто при впровадженні автоматичної системи управління режимами малих ГЕС, структурна схема такої системи показана на рис. 4.1. Дана АСУ являє собою централізовану систему оперативного управління з децентралізацією функцій реального часу за рахунок застосування локальних (в перспективі адаптивних) систем автоматичного управління (САУ).

Ієрархічний принцип побудови системи дозволяє найкращим чином врахувати особливість структурної побудови та взаємозв'язку окремих елементів електроенергетичної системи, а також характер процесів в ній.

До першого рівня відноситься автоматичні регулятори потужності блоків (АРПБ). З їх допомогою на ГЕС в процесі регулювання виконується розподіл станційного сигналу позапланової потужності $P_{\text{внплі}}$ між агрегатами $\Delta P_{\text{гij}}$, при цьому

$$P_{\text{внплі}} = \sum_{j=1}^m \Delta P_{\text{гij}}, \quad (4.1)$$

де $P_{\text{внплі}}$ – величина позапланової потужності і-ої станції; $\Delta P_{\text{гij}}$ – значення зміни потужності j-ого блоку і-її станції; m - число блоків і-її станції.

Другий ієрархічний рівень (станційний) представлений автоматичними регуляторами потужності станцій (АРПС). Заданою уставкою для станційної частини САУ є величина сигналу позапланової потужності від системної частини $P_{\text{внплі}}$, яка коригується за поточною частоті f_{ϕ} .

$$P_{\text{внплі}} = \sum_{i=1}^n \Delta P_{ci}, \quad (4.2)$$

де ΔP_{ci} – значення зміни потужності i -ї станції; n - число станцій в електроенергетичній системі.

У відповідності зі своїми законами регулювання АРПС виробляють керуючі впливи на станційному рівні (реалізуючи оптимальні значення розподілу виготовленої станціями потужності, необхідної для покриття сумарного графіку). При розподілі навантаження між ГЕС необхідно враховувати такі основні фактори: потужність водотоку, наявність добового регулювання і об'єм водосховища. Потужність ГЕС за період регулювання повинна узгоджуватися з потужністю водотоку, так як вироблення електроенергії ГЕС пов'язано з кількістю припливної (проточної) води.

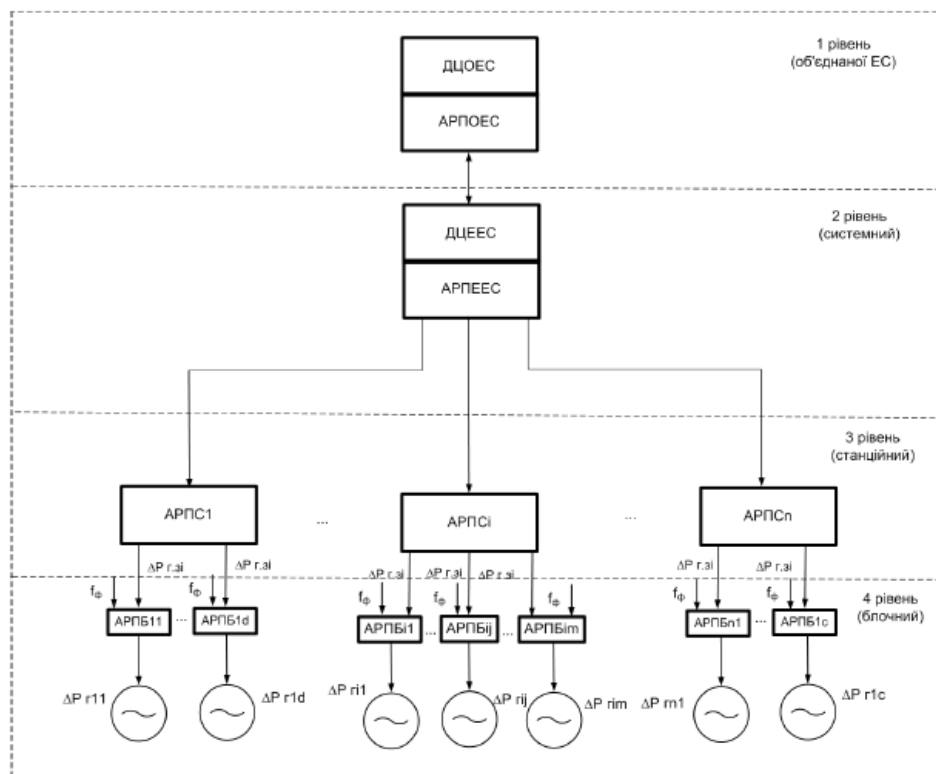


Рис. 4.1 Структурна схема автоматичної системи управління режимами МГЕС

На третьому (системному) ієрархічному рівні знаходиться загальносистемна частина, до складу якої входить блок автоматичного регулювання потужності електроенергетичної системи (АРПЕЕС) і диспетчерський центр

електроенергетичної системи (ДЦЕЕС).

Вхідними величинами АСУ є фактична частота в об'єднаній енергосистемі ОЕС f_{ϕ} і перетоки активної потужності $P_{\text{пер}}$ по зовнішніми міжсистемними лініями зв'язку, значення яких від датчиків потужності (ДП) передаються прямими каналами передачі даних (ПКПД). При виникненні небалансу активної потужності визначаються фактичні значення частоти і перетоків потужності $P_{\text{пер}}$. Відповідно до прийнятого закону регулювання на основі фактичних значень f_{ϕ} і $P_{\text{пер}}$ на системному рівні САУ визначаються позапланові завдання по активній потужності $P_{\text{випл}}$, які передаються по зворотних каналах передачі даних (ЗКПД) на регулюючі станції.

$$P_{\text{виплОЕС}} = \sum_{k=1}^K \Delta P_{\text{ЕЕСк}}, \quad (4.3)$$

де $\Delta P_{\text{ЕЕСк}}$ – значення зміни потужності k -ої ЕЕС; K – кількість ЕЕС в ОЕС.

На верхньому ієрархічному рівні (об'єднаної енергосистеми) управління здійснюється такими елементами САУ, як блок автоматичного регулювання потужності об'єднаної енергосистеми (АРПОЕС) і диспетчерський центр об'єднаної енергосистеми (ДЦОЕС).

З огляду на структурну і апаратну складність даної системи управління, а також вимоги щодо мінімізації капітальних і експлуатаційних витрат, розробка і впровадження АСУ передбачає детальне техніко-економічне обґрунтування всіх етапів реалізації поставленого завдання [14].

На першому етапі вирішуються завдання автоматизації комерційного обліку електроенергії, як необхідної умови функціонування ГЕС в енергоринку.

Далі розробляється апаратне і програмне забезпечення для збору та передачі даних щодо півгодинних графіків відпуску електроенергії та формування звітної документації згідно з діючими нормативними документами.

На другому етапі здійснюється автоматизація процесу виробництва електроенергії і забезпечення автономності МГЕС у нормальних (планових) режимах їх роботи. Вирішуються завдання дистанційного маневрування ГЕС, автоматичного контролю працездатності та захисту їх основного обладнання.

Третій етап розробки та реалізації АСУ МГЕС передбачає виділення за територіальною ознакою встановленої потужності, кількості і кваліфікації обслуговуючого персоналу ГЕС. На станціях встановлюється додаткове обладнання для організації локальної АСУ ними і можливості обміну даними між об'єктами управління і диспетчерським центром.

Крім апаратної реалізації впровадження АСУ МГЕС вимагає розробки відповідного математичного і програмного забезпечення, яке для окремої ГЕС (особливо ГЕС рівня II) потребує значних капітальних витратах і витратах часу.

Але економічний ефект, пов'язаний з поліпшенням керованості і маневреності ГЕС, з підвищенням надійності роботи та ефективності використання водного потенціалу, за приблизними оцінками дозволить компенсувати всі зазначені вище витрати протягом 3 - 4 років [15].

Рішення завдання управління режимами ГЕС вимагає впровадження локальних систем управління блоками ГЕС, структурна схема такої системи представлена на рис. 4.2.

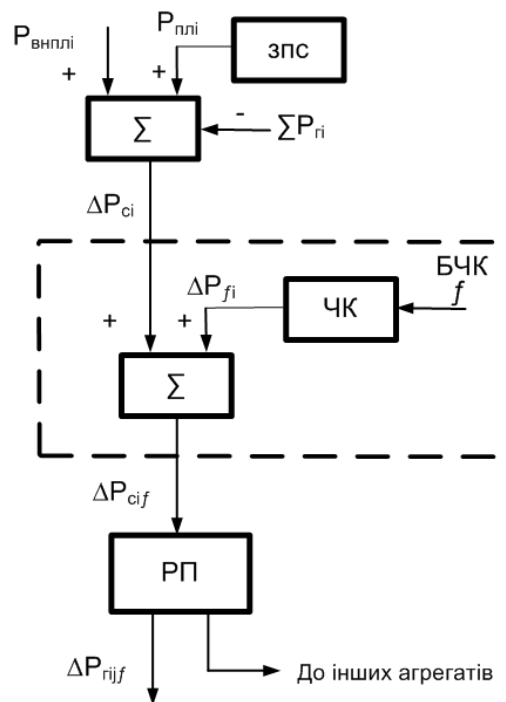


Рис. 4.2 Структурна схема управління режимами блоків ГЕС

Планове завдання активної потужності $P_{пл}$ регулятор АСУ отримує від персоналу через задаючий пристрій потужності станції (ЗПС), а позапланове значення $P_{внпл}$ - від системної частини АСУ. Сигнали $P_{пл}$ і $P_{внпл}$ подаються на

суматор, на який також подається сумарна фактична потужність гідроагрегатів (ГА). Вихідним сигналом суматора є зміна потужності станції ΔP_{ci} :

$$\Delta P_{ci} = P_{плі} + P_{внплі} - \sum_{j=1}^m P_{гij}, \quad (4.4)$$

де $\sum_{j=1}^m P_{гij}$ – сумарна потужність генераторів i -ої станції, m – кількість генераторів на i -ій станції.

Вихідний сигнал з суматора подається на блок частотної коригування (БЧК), на суматор якого також подається сигнал ΔP_f з частотного коректора (ЧК), який визначається статизмом $k_{ст\%}$ ЧК і фактичної поточної частотою f .

Вихідний сигнал з БЧК подається на блок розподілу потужності (РП), який визначає величину зміни потужності для кожного окремого агрегату для

заданого значення ΔP_{ci} при відомих витратних характеристиках і кількості працюючих агрегатів m . При цьому вирішується оптимізаційна задача видачі потужності з мінімальними економічними витратами з урахуванням технічних обмежень і забезпеченні максимальної якості електроенергії.

Вихідним сигналом блоку РП є зміна потужності генераторів, яка коригується з урахуванням поточної частоти [11]:

$$\Delta P_{гijf} = \Delta P_{гij} + \Delta P_{фij} = \Delta P_{гij} + \frac{\Delta f \cdot P_{гij \text{ ном}} \cdot 100\%}{f \cdot k_{стij\%}}, \quad (4.5)$$

де $P_{гij \text{ ном}}$ – номінальна потужність j -го генератора i -ої станції, $k_{стij\%}$ – коефіцієнт статизму j -го генератора i -ої станції.

При практичній реалізації системи управління режимами роботи МГЕС необхідною умовою є узгодження роботи розробленої АСУ з іншими видами системної автоматики, що дозволить підвищити ефективність функціонування енергосистеми в цілому.

Застосування розробленої системи управління режимами роботи МГЕС дозволить найбільш точно і ефективно покривати графік навантаження ОЕС в цілому або окремих ЕЕС в часи пік (рис. 4.3).

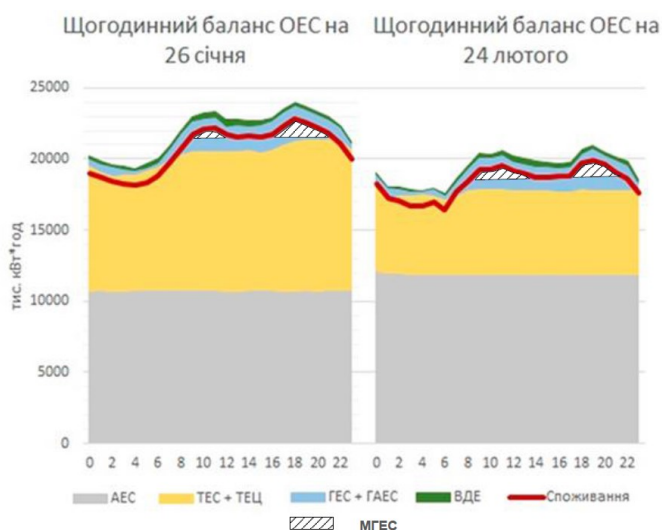


Рис. 4.3 Участь електростанцій ОЕС у покритті графіку навантаження

4.1 Характеристики програмованих логічних контролерів і їх застосування в системах електропостачання

Інтелектуальні реле Zelio Logic.

Інтелектуальні реле Zelio Logic призначені для реалізації невеликих систем управління. На рис. 4.4 показано зовнішній вигляд програмованого логічного контролера Zelio Logic SR2E121B



Рис. 4.4 ПЛК Zelio Logic SR2E121B

Застосовуються в промисловості і невиробничій сфері.

У промисловості:

- автоматизація невеликих машин, службовців для виробництва, обробки,

збірки або упаковки;

- децентралізовані у автоматичні пристрої в допоміжних системах крупних і середніх машин, які використовуються у текстильній промисловості, виробництві пластмас, переробці матеріалів;

- автоматизація сільськогосподарських машин (іригаційні системи, насосні агрегати, теплиці і так далі).

У невиробничій сфері, будівлях і будовах:

- автоматизація, використовувана в бар'єрах, ролетних ставнях, системах контролю доступу;

- автоматизація систем освітлення;

- автоматизація компресорів і кондиціонерів. Завдяки своїй компактності і зручності вживання вони є конкурентно здатною альтернативою рішенням на основі жорсткої (схемною) логіки або спеціальних плат.

Простота їх програмування, гарантована універсальністю мов LADDER (сходинкова діаграма) і FBD (функціональна блок-схема), відповідає вимогам фахівця з автоматички і в той же час відповідає очікуванням інженера-електрика. Компактні інтелектуальні реле задовольняють потреби в простих блоках автоматички, що мають до 20 входів/виходів.

Модульні інтелектуальні реле дозволяють, при необхідності, реалізувати розширення входів/виходів, а також розширення зв'язку по мережі Modbus на 10 - 40 входів/виходів, що забезпечує велику ефективність і гнучкість.

Програмування можна виконувати:

- автономно за допомогою клавіатури логічного модуля (контактна мова);
- на ПК за допомогою програмного забезпечення Zelio Soft.

На ПК програмування може здійснюватися на контактній мові або на мові функціональної блок-схеми (FBD).

В інтелектуальне реле Zelio Logic вбудована пам'ять резервного копіювання, що дозволяє відтворювати програму на іншому реле (приклад: реалізація аналогічного устаткування, дистанційна передача оновлень).

Ця пам'ять забезпечує також збереження програми при заміні виробу. В разі

об'єднання пристрою, що запам'ятовує, з реле, що не має дисплея і клавіш, копія програми, що міститься в картриджі, автоматично передається на інтелектуальне реле при подачі напруги.

Термін придатності літієвої батареї складає 10 років.

Збереження даних (заздалегідь заданих і поточних значень) забезпечується флеш-пам'яттю (10 років).

Модульні інтелектуальні реле Zelio Logic, при необхідності, можуть забезпечуватися розширенням входів/виходів:

- 6, 10 або 14 входів/виходів, живлення 24 В пост. струму від інтелектуального реле;

- 6, 10 або 14 входів/виходів, живлення 24 В пер. струму від інтелектуального реле;

- 6, 10 або 14 входів/виходів, живлення 100-240 В пер. струму від інтелектуального реле.

Для модульних інтелектуальних реле Zelio Logic пропонується модуль розширення зв'язку по мережі Modbus. Живлення напругою від реле 24 В пост. струму.

Комунікаційний інтерфейс.

Функція «Зв'язок» серії Zelio Logic забезпечується:

- комунікаційним інтерфейсом, що включається між інтелектуальним реле і модемом;

- аналоговими модемами або модемами GSM;

- програмним забезпеченням Zelio Soft Com.

Ця функція призначена для дистанційного контролю або управління машин або установок, що працюють без обслуговуючого персоналу.

Таблиця 4.1 Додаткові опції для Zelio Logic

Продукт	Опис
Багатомовне програмне забезпечення Zelio Soft 2	Компакт-диск (Windows 98, NT, 2000, XP, Windows 7 збірки RC 7100 або вищі)
З'єднувальний кабель для Zelio Logic	COM-порт ПК/реле
З'єднувальний кабель Zelio Logic	USB-порт ПК/реле
Модуль бездротового з'єднування для Zelio Logic	Інтерфейс Bluetooth
Продукт	Опис
Модуль пам'яті для Zelio Logic	EEPROM
Мережевий модуль для Zelio Logic	Modbus
Мережевий модуль для Zelio Logic	Ethernet

Переваги Zelio Logic 2

- Управління і контроль всіх простих систем автоматизації до 40 I/O;
- Підходить для всіх застосувань та для машин з циклічним режимом роботи;
- Дуже простий і інтуїтивно зрозумілий інтерфейс програмування;
- Компактні габарити і блоки розширення;
- Можливість зберігати в пам'яті протягом 10 років програми і дані;
- 1 швидкий лічильник: 1 кГц;
- Програмне забезпечення російською мовою;
- Зв'язки: Modbus (slave), модем і GSM;
- Передбачена можливість блокування паролем модулів і програми;
- Працює при температурі довкілля до -20°C , зберігання до -40°C ;
- Програмування на Grafset (SFC), є лише в Zelio Logic 2;
- МТBF ZELIO LOGIC 2 з годинником: 10 років, без годинника > 30 років;
- Сертифікований ДЕСТУ.

4.2 Розроблення схеми автоматичного керування дренажними насосами з використанням програмованого логічного контролера марки Zelio Logic

Завдання: розробити схему та програму системи керування пристроєм автоматичного увімкнення резерву з вибором однієї з трьох ліній живлення. Призначення системи – забезпечення електроживленням відповідальних об'єктів, де перебої в електропостачанні призводять до значних втрат.

Основні складові системи представлені на рисунку (рис. 4.5).

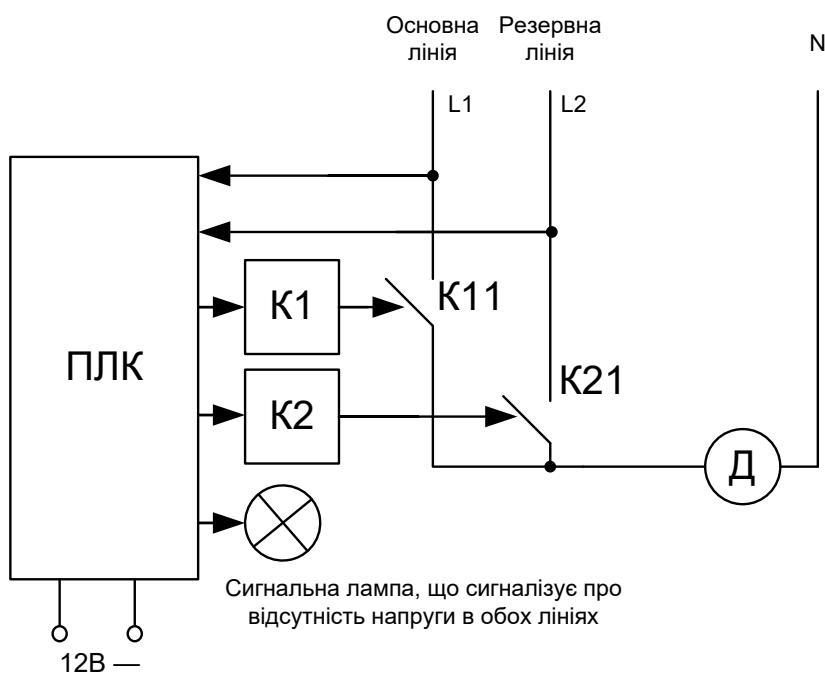


Рис. 4.5 Основні складові системи

Таблиця 4.2 – Таблиця опису входів ПЛК

Входи		
Найменування елемента	Позначення елемента	Вхід ПЛК
Основна лінія	L1	I1
Резервна лінія	L2	I2

Таблиця 4.3 – Таблиця опису виходів ПЛК

Виходи	
Найменування зовнішнього контакту вихідного реле	Об'єкт керування
Q1	Котушка контактора К1
Q2	Котушка контактора К2
Q3	Сигнальна лампа

Робочий лист програми наведено на рис. 4.6.

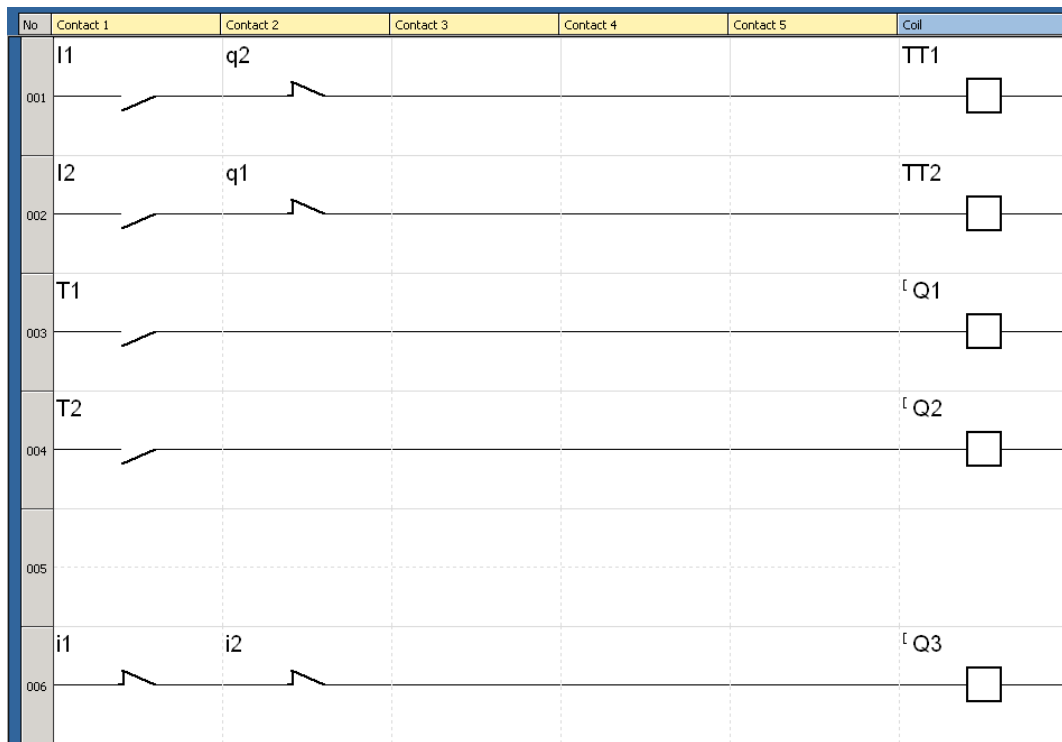


Рис. 4.6 Робочий лист програми

Таблиця 4.4 Опис котушок та контактів ПЛК

Елемент	Опис
<i>Контакти</i>	
I1 (i1)	Контакт вхідного реле, який замикається (розмикається), коли подається напруга на клему дискретного входу I1 з основної лінії L1, що вказує на наявність напруги в цій лінії
I2 (i2)	Контакт вхідного реле, який замикається (розмикається), коли подається напруга на клему дискретного входу I2 з резервної лінії L2, що вказує на наявність напруги в цій лінії
q1	Розмикаючий контакт вихідного реле Q1
q2	Розмикаючий контакт вихідного реле Q2
T1	Замикаючий контакт реле часу TT1
T2	Замикаючий контакт реле часу TT2

Елемент	Опис
<i>Котушки</i>	
Q1	Котушка вихідного реле, яке подає напругу на ввімкнення контактора першої лінії
Q2	Котушка вихідного реле, яке подає напругу на ввімкнення контактора резервної другої лінії
Q3	Котушка вихідного реле, яке подає напругу на ввімкнення сигнальної лампи
ТТ1	Котушка реле часу, що через 1 с. своїм контактом подає сигнал на ввімкнення першої основної лінії живлення
ТТ2	Котушка реле часу, що через 1 с. своїм контактом подає сигнал на ввімкнення другої резервної лінії живлення

Робота схеми.

У випадку, якщо є напруга на першій лінії, подається напруга на клему вхідного реле П1. Його контакт П1 замикається і подає сигнал через замкнутий контакт вихідного реле q2 на котушку реле часу ТТ1. Через 1 с. замикається контакт реле часу Т1 і подає напругу на котушку вихідного реле Q1. Його зовнішні контакти подають напругу на котушку зовнішнього контактора К1, який своїм контактом К11 подає напругу на двигун насоса від основної лінії. Одночасно контакт q1 розриває коло живлення котушки реле часу ТТ2 і запобігає подачі напруги на двигун від резервної лінії.

У випадку, якщо зникла напруга на основній лінії, втрачає живлення клема вхідного реле П1 і відповідний контакт П1 розмикається. Втрачає живлення котушка реле часу ТТ1, розмикається контакт Т1, втрачає живлення котушка Q1 і контактор К1 від'єднує двигун від основної лінії. Одночасно замикається контакт q1. Якщо є напруга на резервній лінії, то вона подається на клему вхідного реле І2 і відповідний контакт І2 замикається, подаючи напругу на котушку реле часу ТТ2. Через 1 с. контакт Т2 цієї котушки подає напругу на котушку вихідного реле Q2, яке своїм зовнішнім контактом подає напругу на котушку зовнішнього контактора К2. Силовий контакт останнього К21 подає напругу від резервної лінії до двигуна.

У випадку, якщо напруги немає на жодній з ліній, то котушки Q1 і Q2 не отримують живлення, зовнішні контактори К1 і К2 мають розімкнені контакти, а через послідовно ввімкнені розмикаючі контакти і1 та і2 подається сигнал на

котушку вихідного реле Q3, яке своїм зовнішнім контактом вмикає сигнальну лампу, яка вказує на аварійний стан.

Висновки до розділу

У результаті проведених досліджень та розробки автоматизованої системи управління для видачі потужності мікрогідроелектростанції (МГЕС) було досягнуто ряд важливих досягнень. Система демонструє ефективність у керуванні та регулюванні потужності відповідно до змін у вихідних умовах, забезпечуючи стабільну та оптимізовану експлуатацію МГЕС.

Однією з ключових переваг розробленої системи є її здатність автоматично адаптуватися до змінних обставин, таких як коливання об'єму води чи зміни у навантаженні, що робить її надійним і ефективним інструментом для управління МГЕС.

Крім того, реалізована система визначено покращує надійність та безпеку роботи МГЕС, забезпечуючи автоматичний контроль і управління параметрами процесу. Це важливий крок у напрямку оптимізації енергетичних процесів та зменшення впливу на довкілля.

5 Оцінка ефективності використання МГЕС для регулювання видачі потужності

В якості критерію ефективності використання МГЕС для регулювання навантаження ЕЕС розглянемо величину чистого прибутку, який одержує МГЕС за видачу потужності в час пік навантаження ЕЕС.

$$\Pi = V_{\text{ЕЕП}} - V_{\text{сум}}, \quad (5.1)$$

де $V_{\text{ЕЕП}}$ – вартість електричної енергії, виробленої МГЕС в час пік навантаження; $V_{\text{сум}}$ – сумарні витрати виробництва МГЕС при виробленні електричної енергії.

Вартість виробленої в час пік електроенергії визначається за виразом

$$V_{\text{ЕЕП}} = W_{\text{ЕЕП}} \cdot C_{\text{ЕЕП}}, \quad (5.2)$$

де $W_{\text{ЕЕП}}$ – кількість електричної енергії, виробленої МГЕС в час пік навантаження; $C_{\text{ЕЕП}}$ – вартість електричної енергії, виробленої МГЕС в час пік навантаження.

Кількість електричної енергії, що виробляється МГЕС в час пік навантаження визначається відповідно до графіку навантаження за виразом:

$$W_{\text{ЕЕП}} = \sum_{i=m}^k (P_{\text{Hi}} - P_{\text{Gi}}) \cdot t_i, \quad (5.3)$$

де P_{Hi} , P_{Gi} – величина потужності навантаження та генерації для i -ої ступені графіка навантаження; t_i – тривалість i -ої ступені графіка навантаження у годинах доби; m , k – години доби, які відповідають початку та закінченню часу пік навантаження ЕЕС.

Вартість електричної енергії, виробленої МГЕС в час пік навантаження, повинна враховувати складність процесу видачі такої потужності, у зв'язку із чим в умовах енергоринку її величина визначається наступним чином:

$$C_{\text{ЕЕП}} = C_{\text{ЕЕ}} \cdot k_{\text{ЕЕП}}, \quad (5.4)$$

де $C_{\text{ЕЕ}}$ – вартість електричної енергії, відповідно до діючого тарифу; $k_{\text{ЕЕП}}$ – коефіцієнт надбавки до тарифу за маневреність МГЕС при виробленні

електричної енергії в час пік навантаження.

Сумарні витрати виробництва визначають як суму витрат на амортизацію, поточний ремонт і обслуговування для МГЕС V_{Γ} і ліній $V_{\text{Л}}$, а також вартості втрат електроенергії $V_{\Delta W}$ [16]:

$$V_{\text{сум}} = V_{\Gamma} + V_{\text{Л}} + V_{\Delta W}. \quad (5.5)$$

При цьому:

$$V_{\Gamma} = (p_{\text{ар}} + p_{\text{рг}} + p_{\text{ог}}) \times K_{\Gamma}, \quad (5.6)$$

$$V_{\text{Л}} = (p_{\text{ал}} + p_{\text{рл}} + p_{\text{ол}}) \times K_{\text{Л}}, \quad (5.7)$$

де $p_{\text{ар}}$; $p_{\text{рг}}$; $p_{\text{ог}}$; $p_{\text{ал}}$; $p_{\text{рл}}$; $p_{\text{ол}}$ – норми відрахувань на амортизацію, поточний ремонт і обслуговування ГЕС та ліній відповідно, у відносних одиницях; K_{Γ} , $K_{\text{Л}}$ – капітальні вкладення в ГЕС та лінії, по яким видається потужність в мережу.

Приймаємо для ПЛ $(p_{\text{ал}} + p_{\text{рл}} + p_{\text{ол}}) = 0,028$, для МГЕС $(p_{\text{ар}} + p_{\text{рг}} + p_{\text{ог}}) = 0,094$.

Вартість втрат електроенергії визначаємо як:

$$V_{\Delta W} = C_{\text{ЕЕ}} \times \Delta W_{\text{Л}}; \quad (5.8)$$

$$\Delta W_{\text{Л}} = \tau \times \sum_{j=1}^m \Delta P_{\text{л}j}; \quad (5.9)$$

$$\Delta P_{\text{л}j} = \frac{S_{\text{л}j}^2}{U_{\text{ном}}^2} \times r_{\text{л}j}, \quad (5.10)$$

де $\Delta W_{\text{Л}}$ – сумарні втрати електроенергії у лінії, по якій МГЕС видає потужність в мережу; τ – час найбільших втрат; $\Delta P_{\text{л}j}$ – втрати активної потужності в j -ій лінії; $r_{\text{л}j}$ – активний опір j -ої лінії; $S_{\text{л}j}$ – потік повної потужності по j -ій лінії; $U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга мережі; m – кількість ліній.

Собівартість виробництва електричної енергії МГЕС визначаємо як

$$S_{\text{ЕЕ}} = \frac{V_{\text{сум}}}{W_{\text{ЕЕП}}}. \quad (5.11)$$

Для ЕЕС, що розглядається, виконано розрахунок чистого прибутку МГЕС при покритті потреб навантаження в час пік. Результати представлені в табл. 5.1.

Таблиця 5.1 – Розрахунок чистого прибутку МГЕС при покритті потреб навантаження в час пік

Назва показника	Позначення	Кількісне значення показника
Кількість електричної енергії, виробленої МГЕС в час пік навантаження	$W_{\text{ЕЕП}}$	28776 кВт*год
Вартість електричної енергії	$V_{\text{ЕЕП}}$	86328 тис. грн.
Сумарні витрати виробництва	$V_{\text{сум}}$	6980,208 тис. грн.
Чистий прибуток	Π	79347,792 тис. грн.
Собівартість виробництва електричної енергії	$S_{\text{ЕЕ}}$	0,24 грн.

Таким чином, отриманий результат вказує на досить високий показник економічної ефективності використання МГЕС для покритті потреб навантаження в час пік ЕЕС.

Висновки до розділу

Проведена оцінка ефективності використання МГЕС для регулювання видачі потужності підтвердила їхню значущу роль у сучасній системі виробництва електроенергії. Результати дослідження свідчать про високий рівень ефективності МГЕС у забезпеченні стабільності та гнучкості в електроенергетичній мережі.

Одним з ключових висновків є те, що МГЕС виявляють великий потенціал у вирішенні проблем сезонності та непередбачуваності виробництва електроенергії, завдяки їхній здатності швидко реагувати на зміни об'єму води та інші зовнішні фактори.

Також слід відзначити, що МГЕС сприяють зниженню викидів та мають менший екологічний відбиток порівняно з іншими джерелами енергії. Це робить їх важливим інструментом у зусиллях сприяння сталому розвитку та зменшенню впливу на довкілля.

6 Охорона праці

6.1. Організація охорони праці

Роботодавець зобов'язаний створити на робочому місці умови праці в кожному структурному підрозділі згідно до нормативно-правових актів, а також забезпечити додержання вимог законодавства щодо прав робітників у галузі охорони праці. З цією метою роботодавець забезпечує функціонування системи управління охороною праці, а саме: створює відповідні служби і призначає посадових осіб, які забезпечують вирішення конкретних питань з охорони праці, затверджує їх обов'язки, права та відповідальність яка на них покладається за виконання покладених на них призначень, а ще контролює їх додержання. Також він повинен забезпечити комплексні заходи для досягнення встановлених нормативів, розробляючи колективного договору за участю сторін; підвищення існуючого рівня охорони праці, впроваджуючи прогресивні технології, досягнення науки і техніки, засоби механізації та автоматизації виробництва, вимоги ергономіки, позитивний досвід з охорони праці тощо.

Споруди і будови, повинні мати належний для роботи стан, так, як і виробниче обладнання та устаткування, моніторинг за їх технічним станом входить до обов'язків роботодавця. Повинні здійснюватися профілактичні заходи які забезпечать усунення причин, що призводять до нещасних випадків, професійних захворювань. Всі небезпечні та шкідливі для здоров'я виробничі фактори повинні бути усунені за строки що визначаються законодавством [28].

Роботодавець повинен затвердити положення, інструкції, інші акти з охорони праці, та безоплатно забезпечити ними працівників, що діють у межах підприємства та встановлюють правила виконання робіт і поведінки працівників на території підприємства, у виробничих приміщеннях, на будівельних майданчиках.

Працівник, в свою чергу, зобов'язаний знати та виконувати ці вимоги та правила що до виробничого процесу, поводження з машинами, механізмами, устаткуванням та іншими засобами виробництва. Дбати про особисту безпеку і

здоров'я, а також про безпеку і здоров'я оточуючих людей в процесі виконання будь-яких робіт чи під час перебування на території підприємства. Проходити попередні та періодичні медичні огляди які повинен організувати роботодавець згідно з Законом про охорону праці [28].

За порушення вимог робітник безпосередньо несе відповідальність в залежності від масштабу порушення. За виконанням правил слідкує служба охорони праці на самому підприємстві. Робітники цієї служби підпорядковуються тільки роботодавцю та мають право:

- видавати керівникам структурних підрозділів підприємства обов'язкові для виконання приписи щодо усунення наявних недоліків, одержувати від них необхідні відомості, документацію і пояснення з питань охорони праці;

- вимагати відсторонення від роботи осіб, які не пройшли передбачених законодавством медичного огляду, навчання, інструктажу, перевірки знань і не мають допуску до відповідних робіт або не виконують вимог нормативно-правових актів з охорони праці;

- зупиняти роботу виробництва, дільниці, машин, механізмів, устаткування та інших засобів виробництва у разі порушень, які створюють загрозу життю або здоров'ю працюючих;

- надсилати роботодавцю подання про притягнення до відповідальності працівників, які порушують вимоги щодо охорони праці [28].

Служба охорони праці на підприємстві з кількістю працюючих 50 і більше осіб роботодавець створює службу охорони праці відповідно до типового положення, що затверджується спеціально уповноваженим центральним органом виконавчої влади з питань нагляду за охороною праці. На виробництві з кількістю робітників менше 50 осіб функції служби охорони праці можуть виконувати особи мають відповідну підготовку. З кількістю працюючих на підприємстві менше 20 осіб для виконання функцій служби охорони праці можуть залучатися сторонні фахівці які мають відповідну підготовку [28].

Виробничі будівлі, споруди, машини, механізми, устаткування, транспортні засоби, що вводяться в дію після будівництва (виготовлення) або реконструкції,

капітального ремонту тощо, та технологічні процеси повинні відповідати вимогам нормативно-правових актів з охорони праці.

6.2 Вимоги щодо охорони праці під час проектування, будівництва та реконструкції підприємств

Проектування виробничих об'єктів, розроблення нових технологій, засобів виробництва, засобів колективного та індивідуального захисту працюючих повинні провадитися з урахуванням вимог щодо охорони праці. Замовник спершу повинен одержати дозвіл на виконання робіт підвищеної небезпеки та на експлуатацію обладнання підвищеної небезпеки. Дозвіл отримують в центральному органі виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері охорони праці, дозвіл видається на безоплатній основі, після винесення висновку експертизи стану охорони праці та безпеки промислового виробництва суб'єкта господарювання, проведеної експертно-технічними центрами.

Кабінет Міністрів України визначає: порядок видачі дозволів або відмови в їх видачі, переоформлення, анулювання дозволів, видачі дублікатів, переліки видів робіт, перелік апаратів підвищеної небезпеки, граничні розміри тарифів на проведення експертизи [28].

Дія дозволу на виконання робіт або на експлуатацію машин, механізмів та устаткування підвищеної небезпеки становить п'ять років з можливістю його подальшим продовженням. Безстроковий дозвіл видається на застосування машин, механізмів та устаткування підвищеної небезпеки.

Протягом 10 робочих днів з дня надходження заяви на одержання дозволу та необхідних документів центральний орган приймає рішення про видачу дозволу або про відмову в його видачі із зазначенням підстав, визначених цією статтею. Причинами відмови можуть бути:

- не повний комплект необхідних документів та (або) порушення встановлених вимог при їх оформленні;
- подання недостовірних відомостей або висновку за результатами

експертизи, який затверджено чи складено більш як за рік до дня подання заяви;

- встановлення невідповідності об'єкта експертизи згідно вимогам законів та інших нормативно-правових актів з охорони праці [28].

Засадою для анулювання дозволу є:

- заява роботодавця або уповноваженої ним особи про анулювання дозволу;

- припинення підприємницької діяльності юридичної або фізичної особи;

- виявлення недостовірних відомостей у поданих роботодавцем документах щодо виконання робіт підвищеної небезпеки або експлуатації (застосування) устаткування підвищеної небезпеки, на які видано дозвіл;

- повторне порушення вимог законодавства про охорону праці під час виконання робіт підвищеної небезпеки або експлуатації (застосування) устаткування підвищеної небезпеки, на які видано дозвіл;

- виникнення аварії, нещасного випадку, пожежі, вибуху якщо в акті розслідування встановлено, що причиною такої події стало недотримання вимог законодавства про охорону праці;

- створення перешкод під час проведення посадовими особами центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері охорони праці, або його територіального органу перевірки додержання вимог законодавства про охорону праці під час виконання робіт підвищеної небезпеки або експлуатації (застосування) устаткування підвищеної небезпеки, на які видано дозвіл [28].

При виявленні недоліків на підприємстві роботодавцю надається місяць на їх усунення, якщо протягом цього часу роботодавець не провів належних заходів з їх усунення місцевий орган виконавчої влади або орган місцевого самоврядування вживає заходів щодо скасування державної реєстрації цього підприємства у встановленому законом порядку.

Технологічні процеси, машини, механізми, устаткування, транспортні засоби, хімічні речовини і їх сполуки та інша небезпечна продукція, придбані за кордоном, допускаються в експлуатацію (до застосування) лише за умови проведення експертизи на відповідність їх нормативно-правовим актам з охорони праці, що чинні на території України. Не допускається застосування у виробництві

шкідливих речовин у разі відсутності їх гігієнічної регламентації та державної реєстрації.

Усі дозволи, передбачені цією статтею, при здійсненні діяльності в межах території виключної (морської) економічної зони України та на континентальному шельфі на умовах угоди про розподіл продукції, укладеної відповідно до Закону України «Про угоди про розподіл продукції», надаються інвестору в порядку, встановленому Кабінетом Міністрів України [28].

Висновки до розділу

Важливо відзначити, що запроваджені заходи включають не лише технічні аспекти, а й освітні та інформаційні ініціативи, спрямовані на підвищення обізнаності працівників щодо безпеки та впливу їхньої поведінки на загальний стан охорони праці.

Окрім того, висновок відзначає той факт, що ефективна система охорони праці не лише зменшує ризики та небезпеки, але й позитивно впливає на ефективність праці та загальний клімат в колективі. Це підкреслює важливість поєднання технічних заходів та культури безпеки для досягнення оптимальних результатів у сфері охорони праці.

Висновки

Підвищення ефективності виробництва електроенергії гідроелектростанціями є актуальною та важливою проблемою в контексті сучасного енергетичного сектору. З урахуванням росту світового попиту на електроенергію та потреби в розвитку сталій та екологічно чистій енергетиці, оптимізація гідроенергетичного виробництва може внести значний внесок у забезпечення сталого розвитку.

Одним з ключових аспектів підвищення ефективності є вдосконалення технологічних процесів на гідроелектростанціях. Впровадження новітніх технологій та автоматизації може допомогти оптимізувати виробничі процеси, зменшити втрати енергії та підвищити загальний виходу електроенергії. Розвиток інтелектуальних систем управління, які враховують змінні умови та оптимально регулюють роботу обладнання, є важливим етапом в цьому напрямку.

Додатково, важливо розглядати можливості розвитку та модернізації існуючих гідроелектростанцій. Використання ефективних та стійких матеріалів, а також оптимізація гідравлічних систем можуть призвести до збільшення продуктивності та тривалості служби обладнання.

Паралельно з цим, необхідно акцентувати увагу на вдосконаленні систем водоуправління та екологічних аспектів гідроелектростанцій. Врахування впливу на водні екосистеми та раціональне використання водних ресурсів сприятиме підвищенню сталості та природоспроможності гідроенергетичних проєктів.

Узагальнюючи, підвищення ефективності виробництва електроенергії гідроелектростанціями потребує комплексного підходу, який включає в себе технологічні інновації, модернізацію існуючого обладнання та удосконалення екологічних стандартів. Це дозволить забезпечити стійку, ефективну та екологічно чисту виробництво електроенергії, сприяючи загальному розвитку сучасної енергетики.

Список використаних джерел

1. Матвійчук В.А., Стаднік М.І., Рубаненко О.О., Методичні вказівки по оформленню дипломних робіт магістра для студентів ОКР «Магістр» спеціальності 8.10010101 «Енергетика сільськогосподарського виробництва» та студентів ОС «Магістр» спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка і електромеханіка».– Вінниця: ВНАУ, 2016. - 64 с.
2. Стаднік М.І., Видмиш А.А., Штуць А.А., Колісник М.А. «Інтелектуальні системи в електроенергетиці. Теорія та практика». Навчальний посібник. Рекомендована до друку вченою радою Вінницького національного аграрного університету 28 квітня 2020р. (протокол №11) Вінниця, РВВ ВНАУ 2020. – 331 с.
3. Електроніка і мікросхемотехніка / М. І.Стаднік, О. О. Рубаненко, А. А. Штуць, М. А. Колісник. – Вінниця: ВНАУ, 2018. – 234 с.
4. Інтелектуалізація електроенергетичних систем / В. А.Матвійчук, О. Є. Рубаненко, О. О. Рубаненко, І. О. Гунько. – Вінниця: ВНАУ, 2018. – 110 с.
5. Стадник Н.И., д.т.н., проф. Использование мехатронных подходов при разработке систем автоматического управления «Електротехнічні системи, електрифікація і автоматизація в агропромисловому комплексі»: матеріали II Всеукраїнської науково-практичної конференції, м. Вінниця, 27-28 травня 2015 року: - Вінниця: Вид-во ВНАУ, 2015. С.38 -44
6. Стаднік М. І., Рубаненко О. О., Бондаренко С.В. Визначення рівня генерації електроенергії на сонячній електростанції відносно її встановленої потужності Збірник наукових праць Вінницького національного аграрного університету. Серія: Технічні науки. Вінниця, 2016. -№3(95), С.213-220.
7. Сучасний стан, проблеми та перспективи розвитку гідроенергетики України. Аналітична доповідь. НІСД, 2014, 54 с.
8. Закон України «Про внесення змін до Закону України «Про електроенергетику» щодо стимулювання виробництва електроенергії з альтернативних джерел енергії» URL: <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/5485-17>
9. Мала гідроенергетика України. Аналітичний огляд. Том I / Інститут

проблем екології та енергозбереження Київ. 2018. 181с.

10. Мала гідроенергетика України. Аналітичний огляд. Том II / Інститут проблем екології та енергозбереження Київ. 2018. 181с.

11. Малі ГЕС України. URL: http://uk.wikipedia.org/wiki/Малі_ГЕС_України

12. Ободовський О. Г., Рахматулліна Е. Р., Тимуляк Л. М. Коротка історія розвитку та сучасний стан малої гідроенергетики на рівнинних річках України. Гідрологія, гідрохімія і гідроекологія. 2016. Т. 4 (43). С. 94–106.

13. Мороз А. В. Етапи становлення та сучасний стан малої гідроенергетики України. Відновлювана енергетика. 2013. № 4 (35). С. 59-63.

14. Данильченко О. С., Кисорець М. В. Історія становлення та сучасний стан малої гідроенергетики України та Сумської області. Теоретичні та прикладні аспекти досліджень з біології, географії та хімії : матеріали II Всеук. наук. конф., м. Суми, 25 квітн. 2018 р. Суми, 2018. С. 112-116.

15. Малі річки України: довідник / за ред. А. В. Яцика та ін. Київ: Урожай, 1991. 193 с.

16. Кудря С. О., Яценко Л. В. Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії України: Ін-т електродинаміки, Київ: НАН України, 2001. 41 с.

17. Данильченко О.С. Гідролого-географічна структура водних ресурсів Сумської області. Гідрологія, гідрохімія і гідроекологія. Київ: ВГЛ «Обрії», 2010. Т. 18. 260-266 с.

18. Остапчук Ж. І., Кулик В. В., Тептя В. В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Вінниця: ВНТУ, 2008. 128 с.

19. Відновлювальні джерела енергії (досвід Польщі для України) / Р. Титко, В. Калініченко. - Варшава-Краків-Полтава : OWG, 2010. -533 с.

20. Водний фонд України: Довідковий посібник./Паламарчук М.М. , Загорчевна Н.Б. Київ. 2006. 320с.

21. Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії України /Кудря С.О., Яценко Л.В. та інші// НАН України; Ін-т електродинаміки. Київ, - 2001. - 41 с.

22. Загальний гідроенергетичний потенціал річок українських Карпат / О. Ободовський, К. Данько, О. Почаєвець, // Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. – 2017. – Вип. 1 (66)/2(67). – С. 15-28.

23. Ободовський О. Методика встановлення гідроенергетичного потенціалу річок (на прикладі річок Українських Карпат) / О. Ободовський, К. Данько, О. Почаєвець, Ю. Ободовський // Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. – 2016. – Вип. 1 (64). – С. 5-12.

24. Технічний звіт з оцінки потенціалу відновлюваної енергетики в Україні: Малі ГЕС. ПРОГРАМА ФІНАНСУВАННЯ АЛЬТЕРНАТИВНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ В УКРАЇНІ (ПРОГРАМА USELF).
http://www.uself.com.ua/fileadmin/documents/U-Small_Hydro_Technical_Report.pdf

25. Шляхи прискорення темпів розвитку малої гідроенергетики в Україні/ М. Г. Тарасенко, М. М. Зінь, Ю. Б. Підгайний// Вісник КрНУ імені Михайла Остроградського.- 2014. -Випуск 4 (87) – С. 56 – 61.

26. Київський національний університет імені Тараса Шевченка. Коротка історія розвитку та сучасний стан малої гідроенергетики на рівнинних річках України / О. Г. Ободовський, Е. Р. Рахматулліна, Л. М. Тимуляк
http://irbisnbuv.gov.ua/cgi-bin/irbis_nbuv/cgiirbis_64.exe?C21COM=2&I21DBN=UJRN&P21DBN=UJRN&IMAGE_FILE_DOWNLOAD=1&Image_file_name=PDF/glghg_e_2016_4_12.pdf

27. Техноекологія: підручник /М.С. Мальований, В.М. Боголюбов, Т.П. Шаніна, В.М. Шмандій, Т.А. Сафранов. за ред. Мальованого М.С. – Херсон: ОЛДІ-ПЛЮС, 2014. – 616с.

28. Bednarek A. T. Underming rivers: a review of the ecological impacts of dam removal / A. T. Bednarek //Environmental Management. – 2001. – N 27. – P. 803-814.

29. Наукова еколого-експертна оцінка проектів малих ГЕС в Івано-Франківській області / Я. О. Адаменко, Л.М. Архипова, С. В Пернеровська // Екологічна безпека та збалансоване ресурсокористування. - 2013. - № 2. - С. 26-31.

30. ЗАГАЛЬНИЙ АНАЛІЗ СТАНУ МАЛОЇ ГІДРОЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ ТА ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ. О. С. Шаперчук, Ю. А. Маковська.

<http://ep3.nuwm.edu.ua/2145/1/%D0%A8%D0%B0%D0%BF%D0%B5%D1%80%D1%87%D1%83%D0%BA%20%D0%9E.%D0%A1.%20-%20%D0%97%D0%B0%D0%B3%D0%B0%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D0%B8%D0%B9%20%D0%B0%D0%BD%D0%B0%D0%BB%D1%96%D0%B7%20%D1%81%D1%82%D0%B0%D0%BD%D1%83%20%D0%BC%D0%B0%D0%BB%D0%BE%D1%97%20%D0%B3%D1%96%D0%B4%D1%80%D0%BE%D0%B5%D0%BD%D0%B5%D1%80%D0%B3%D0%B5%D1%82%D0%B8%D0%BA%D0%B8.pdf>

31. Сучасний стан, проблеми та перспективи розвитку гідроенергетики України. Аналітична доповідь. НІСД, 2014, 54 с.

32. Івано-Франківській національний технічний університет нафти і газу
 НАУКОВА ЕКОЛОГО-ЕКСПЕРТНА ОЦІНКА ПРОЕКТІВ МАЛИХ ГЕС В
 ІВАНО-ФРАНКІВСЬКІЙ ОБЛАСТІ. http://www.irbis-nbu.gov.ua/cgi-bin/irbis_nbu/cgiirbis_64.exe?C21COM=2&I21DBN=UJRN&P21DBN=UJRN&IMAGE_FILE_DOWNLOAD=1&Image_file_name=PDF/ebzp_2013_2_6.pdf

33. Інформаційне агентство «Україна Комунальна». Чи є міні-ГЕС альтернативною енергетикою? <http://law.jkgportal.com.ua/ua/publication/one/chomun-ges-ne-je-alternativnoju-jenergetikoju-v-ukrajin-44309>

34. Екологія. Право. Людина. Будівництво ГЕС. <http://epl.org.ua/environment-tax/mali-ges/>

ДОДАТКИ

Сценарії розвитку енергосектору України до 2050 року

Виробництво електроенергії за базовим сценарієм, млрд. кВт-год

	2012*	2015*	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
АЕС (існуючі)	90	88	65	51	32	20	13	13	13
АЕС (нові)	0	0	0	7	20	34	34	34	34
ТЕС (існуючі)	79	58	89	96	100	98	97	97	97
ТЕС (нові вугільні)	0	0	11	28	45	67	87	105	121
ТЕС (нові газові)	0	0	0	7	11	14	18	13	1
ТЕЦ і блок-станції	18	8	22	27	32	32	35	34	35
ГЕС та ГАЕС (великі)	11	7	10	11	12	12	12	12	12
ГЕС (нові малі)	0,3	0,2	0,5	0,6	0,6	0,7	0,8	0,8	0,9
ВЕС	0,3	1,1	3,0	4,3	4,4	4,5	4,6	4,6	5,0
СЕС (наземні)	0,3	0,5	0,7	0,7	0,5	0,6	0,5	0,5	0,5
СЕС (довгі)	0	0	0,1	0,4	0,4	0,4	0	0	0
Геотермальні ЕС	0	0	0	0,3	0,7	0,9	0,9	0,9	0,9
Всього ТЕЦ/ТЕС	0	0,1	0,9	1,0	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4
Всього	199	162	202	135	260	285	304	315	322
Частка ВДЕ	6,0%	5,4%	7,2%	7,7%	7,7%	7,2%	6,7%	6,5%	6,5%

* станом на

Встановлена потужність електростанцій за базовим сценарієм, ГВт

	2012	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
АЕС (існуючі)	13,8	13,8	9,8	7,8	4,8	3,0	2,0	2,0	2,0
АЕС (нові)	0	0	0	1,0	3,0	5,0	5,0	5,0	5,0
ТЕС (існуючі)	25,4	25,5	25,5	27,0	26,0	24,4	24,2	24,0	24,1
ТЕС (нові вугільні)	0	0	2,5	6,4	10,6	15,4	19,9	24,0	27,6
ТЕС (нові газові)	0	0	1,6	3,2	5,6	8,0	9,6	9,6	8,8
ТЕЦ і блок-станції	8,0	7,7	11,4	12,8	13,8	13,9	13,8	13,4	12,8
ГЕС та ГАЕС (великі)	5,5	6,1	6,1	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3
ГЕС (нові малі)	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4
ВЕС	0,2	0,5	1,4	2,0	2,0	2,1	2,1	2,1	2,3
СЕС (наземні)	0,3	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8
СЕС (довгі)	0	0	0,1	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2
Геотермальні ЕС	0	0	0	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Всього ТЕЦ/ТЕС	0,0	0,1	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4
Всього	53,3	54,6	59,7	68,2	74,1	80,0	84,9	88,6	90,8
Частка ВДЕ	11,5%	13,9%	15,0%	14,8%	13,9%	13,0%	12,4%	11,9%	11,7%

* станом на

Гідроенергетичний потенціал малих річок України

Характеристики гідрологічних зон

Згідно основних положень гідрології ¹¹⁶ всю територію України було поділено на 6 гідрологічних зон, до яких входять річки зі схожими гідрографічними та орографічними показниками території: Поліська, Західна. Правобережно-Дніпровська, Лівобережно-Дніпровська, Сіверськодонецько - Приазовська та зона Українських Карпат.

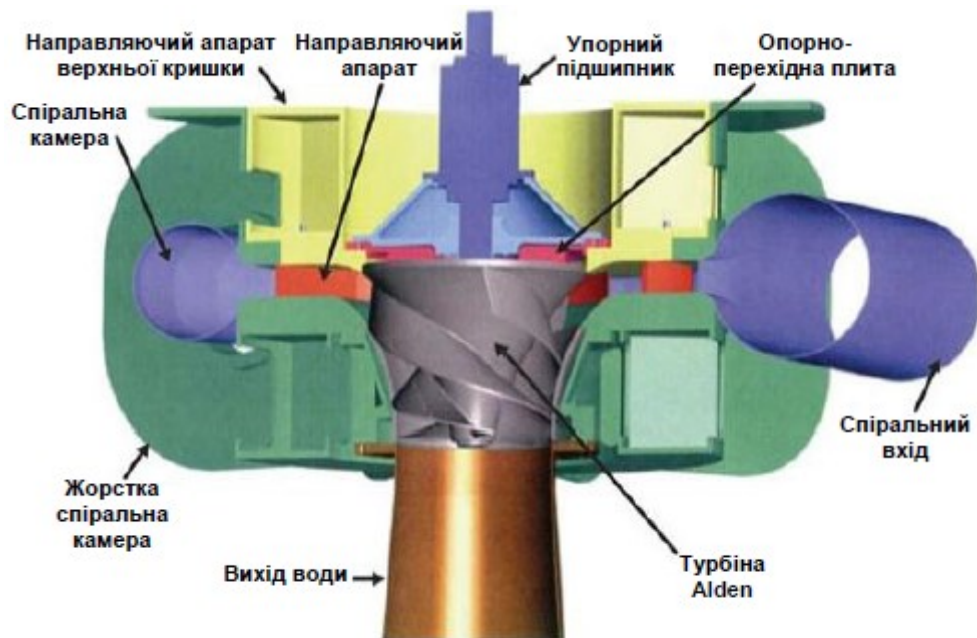


Росподіл території України на гідрологічні зони

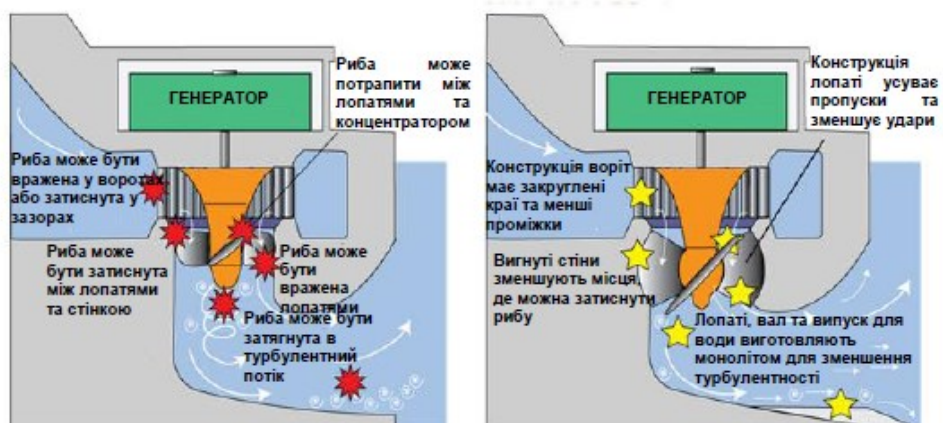
Вертикальне та горизонтальне розташування гідротурбін StreamDiver



Гідротурбіна fish-friendly типу Alden



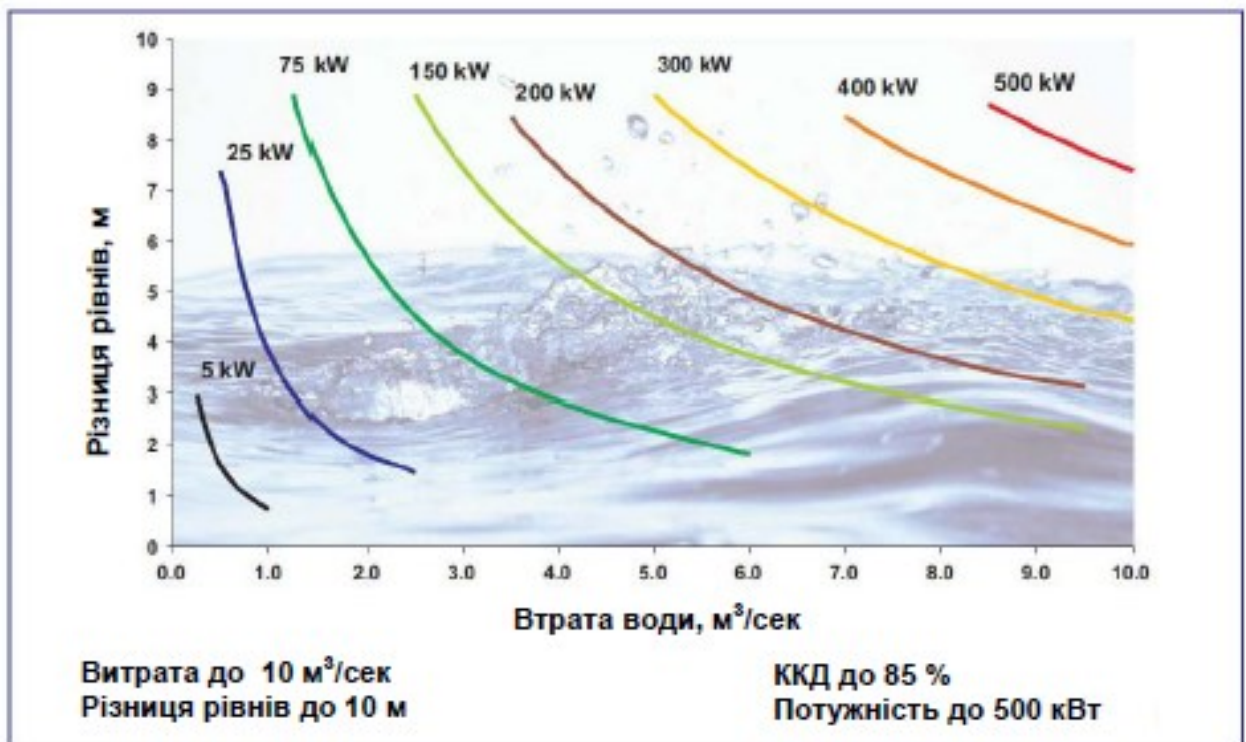
Конструктивні особливості звичайних гідротурбін та fish-friendly турбін





Зовнішній вигляд МГЕС зі шнековою турбіною

Підбір потужності генератора для шнекової турбіни здійснюється у відповідності до перепаду (різниці рівнів), а також витрати води



Підбір потужності генератора для шнекової турбіни

Водосховища та МГЕС

