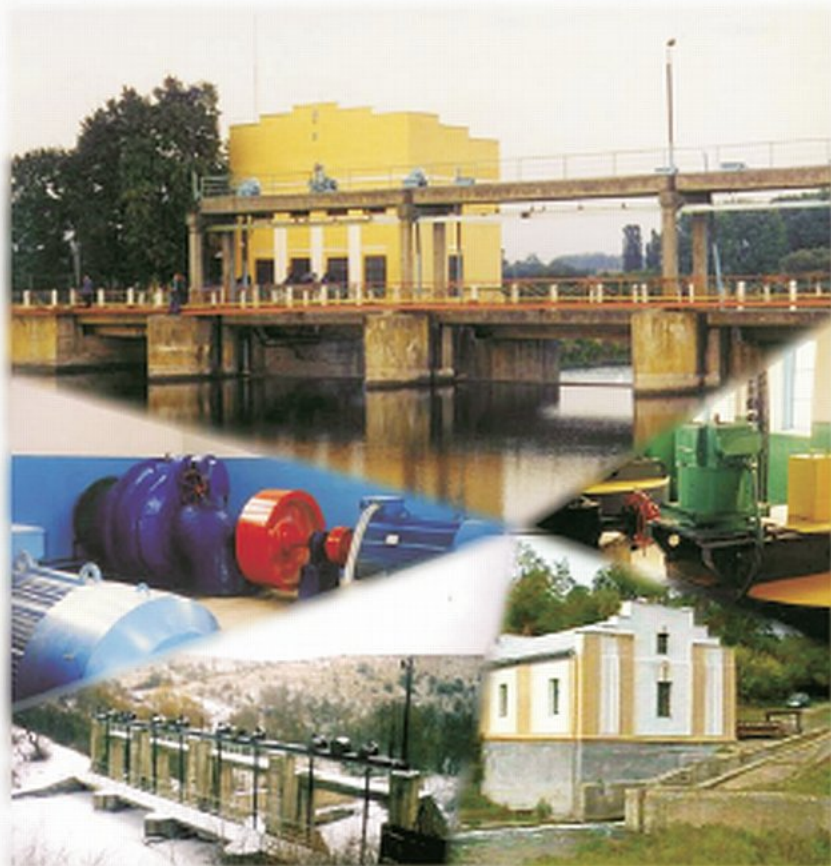


Петро Лежнюк, Олександр Нікіторович, Володимир Кулик

МАЛІ ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ З АСИНХРОННИМИ ГЕНЕРАТОРАМИ



Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет

П. Д. Лежнюк, О. В. Нікіторович, В. В. Кулик

**МАЛІ ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ
З АСИНХРОННИМИ ГЕНЕРАТОРАМИ**

Вінниця
ВНТУ
2011

УДК 621.311.21

ББК 31.57

Л40

Рекомендовано до друку Вченою радою Вінницького національного технічного університету Міністерства освіти і науки України (протокол № 5 від 25.12.2010 р.)

Рецензенти:

С. Ф. Артюх, доктор технічних наук, професор

В. М. Кутін, доктор технічних наук, професор

Лежнюк, П. Д.

Л40 Малі гідроелектростанції з асинхронними генераторами : монографія / П. Д. Лежнюк, О. В. Нікіторович, В. В. Кулик – Вінниця : ВНТУ, 2011. – 142 с.

ISBN 978-966-641-400-0

Монографія присвячена проблемі підвищення ефективності роботи малих ГЕС за рахунок використання асинхронних генераторів, а також автоматизації частини функцій керування. Отримано умови оптимальності роботи малих ГЕС в каскаді та запропоновано автоматизовану систему керування каскадом. Розглянуто питання роботи малих ГЕС в електричних мережах.

Монографія розрахована на фахівців в галузі оптимізації роботи малих ГЕС, а також може бути корисною студентам і аспірантам відповідного спрямування.

УДК 621.311

ББК – 31.57

ISBN 978-966-641-400-0

© П. Лежнюк, О. Нікіторович, В. Кулик, 2011

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	6
ВСТУП	7
1. ОСОБЛИВОСТІ ВИКОРИСТАННЯ АСИНХРОННИХ ГЕНЕРАТОРІВ НА МАЛИХ ГЕС В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ ЕНЕРГОСИСТЕМ.....	11
1.1. Стан та загальна характеристика проблеми	11
1.2. Аналіз досвіду застосування асинхронних генераторів для потреб малої гідроенергетики.....	12
1.3. Формування критерію оптимальності в задачах проекування електричної частини малих ГЕС.....	16
1.3.1. Рентабельність капіталовкладень як критерій оптимальності.....	16
1.3.2. Визначення складових критерію оптимальності.....	16
1.3.2.1. Видатки, що пов'язані з капітальними затратами.....	16
1.3.2.2. Техніко-економічна оцінка реактивного споживання асинхронних генераторів.....	18
1.3.2.3. Видатки на компенсацію втрат електроенергії.....	23
1.3.2.4. Видатки на ремонт та обслуговування	26
1.4. Визначення граничної потужності ефективного використання асинхронних генераторів, аналіз та оцінка її чутливості	27
1.5. Вибір асинхронних машин та забезпечення ефективності їх експлуатації у генераторному режимі	31
Висновки	33
2. МОДЕЛЮВАННЯ ТА АВТОМАТИЗАЦІЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ КАСКАДУ МАЛИХ ГЕС З АСИНХРОННИМИ ГЕНЕРАТОРАМИ.....	34
2.1. Умови оптимальності режимів роботи каскадів малих ГЕС.....	34
2.1.1. Формування умов оптимального функціонування каскадів малих ГЕС без урахування електричних зв'язків	36
2.1.2. Формування умов оптимальності режимів каскаду малих ГЕС з урахуванням електричних зв'язків	39
2.2. Критеріальна модель оптимізації режимів роботи каскаду ГЕС	45
2.3. Комплексна автоматизація процесу перетворення енергії на малих ГЕС	49
2.3.1. Функціонування малих ГЕС у народногосподарському комплексі.....	49
2.3.2. Особливості малих ГЕС як об'єкта керування	51

2.3.3. Ієрархічна структура керування каскадом малих ГЕС	52
2.3.4. Адаптивні системи автоматичного керування нормальними режимами малих ГЕС.....	55
2.3.5. Система захисту асинхронних генераторів малих ГЕС від аварійних режимів	57
2.3.6. Основні функції та структурна схема АСК малих ГЕС.....	58
2.3.7. Практична реалізація АСК малих ГЕС.....	59
Висновки	64
3. ОСОБЛИВОСТІ РОБОТИ МАЛИХ ГЕС З АСИНХРОННИМИ ГЕНЕРАТОРАМИ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ ЕНЕРГОСИСТЕМ.....	65
3.1. Компенсація реактивного споживання асинхронних генераторів малих ГЕС	65
3.2. Взаємовплив малих ГЕС та розподільних електричних мереж	68
3.2.1. Дослідження впливу малих ГЕС на режими роботи ЕМ....	69
3.2.2. Визначення втрат потужності від адресних перетоків	72
3.2.2.1. Математичне моделювання втрат потужності від адресних перетоків.....	72
3.2.2.2. Алгоритм розрахунку втрат потужності від адресних перетоків.....	76
3.3. Алгоритми оцінки впливу малих ГЕС на втрати в електричних мережах	77
3.3.1. Визначення втрат потужності від адресних перетоків потужності малих ГЕС	77
3.3.2. Аналіз чутливості додаткових втрат потужності в ЕМ до генерації малих ГЕС	81
Висновки	84
4. ОЦІНКА ВПЛИВУ МАЛИХ ГЕС З АСИНХРОННИМИ ГЕНЕРАТОРАМИ НА РЕЖИМИ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ.....	85
4.1. Вплив малих ГЕС на втрати електроенергії в електричних мережах	85
4.1.1. Втрати електроенергії в електричних мережах з малими ГЕС, що приєднані безпосередньо.....	85
4.1.2. Втрати електроенергії в електричних мережах з малими ГЕС, що приєднані до шин понижувальних підстанцій.....	88
4.2. Вплив малої ГЕС з асинхронними генераторами на режим мережі по реактивній потужності	90
4.3. Визначення втрат потужності та електроенергії від адресних перетікань.....	93

4.3.1. Визначення втрат потужності від адресних перетікань для малих ГЕС з асинхронними генераторами	93
4.3.2. Втрати потужності від адресних перетікань для малих ГЕС з синхронними генераторами	98
Висновки	102
ПІДСУМКИ	103
ЛІТЕРАТУРА	105
Додаток А. Загальна інформація про потенціал малих ГЕС та його розподіл по областях України	113
Додаток Б. Вихідні дані для аналізу впливу малих ГЕС на режими роботи розподільних електричних мереж.....	115
Додаток В. Результати розрахунків з дослідження впливу Коржовської ГЕС на режими ЕМ 10 кВ Ф-26.....	118
Додаток Д. Результати розрахунків з дослідження впливу Звенигородської ГЕС на режими фрагменту ЕМ 110/35 кВ «Черкасиобленерго»	123
Додаток Е. Результати розрахунків з визначення втрат потужності від адресних перетікань в ЕМ	129

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АГ	– асинхронний генератор;
АСДК	– автоматизована система диспетчерського керування;
АСК	– автоматизована система керування;
БД	– база даних;
ВГС	– водогосподарська система;
ГЕС	– гідравлічна електростанція;
ГАЕС	– гідроакumuлююча електростанція;
ДРП	– джерело реактивної потужності;
е.р.с.	– електрорушійна сила;
ЕС	– електрична система;
ЕМ	– електричні мережі;
КУ	– конденсаторна установка;
ЛЕП	– лінія електропередачі;
МГЕС	– мала гідроелектростанція;
ОІУК	– оперативно-інформаційний керувальний комплекс;
ПК	– програмний комплекс;
РП	– регулювальний пристрій;
РПН	– регулювання під навантаженням;
САК	– система автоматичного керування.

ВСТУП

В умовах постійного зростання дефіциту та підвищення вартості енергоресурсів використання відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) є одним з напрямків забезпечення екологічної та енергетичної безпеки України [1–3]. Використання нетрадиційних джерел енергії (НДЕ) в електроенергетичних системах (ЕЕС) є тим резервом, що за певних умов може забезпечити суттєву економію енергоресурсів. Економія енергоресурсів досягається в результаті використання відновлюваних джерел первинної енергії та децентралізації вироблення електроенергії і, як наслідок, зменшення витрат на її транспортування та розподіл [4–8].

В останні десятиліття у світі спостерігається стійкий інтерес до проблеми використання поновлюваних джерел енергії [2, 5, 8]. Це викликано, у першу чергу, бажанням знизити негативний вплив енергетики на навколишнє середовище. В енергобалансі всіх розвинених країн світу зростає частка відновлювальних джерел електроенергії (ВДЕ). Наприклад, в країнах Євросоюзу розглядається можливість доведення цієї частки в 2020 р. до 20 % [5]. Наряду з вітроенергетикою значна роль тут відводиться гідроелектростанціям (ГЕС), зокрема малим ГЕС (МГЕС).

Для України проблема розбудови та експлуатації малих ГЕС не є новою. Пік будівництва МГЕС в Україні мав місце у повоєнні роки, а до кінця 50-х років у країні експлуатувалося 956 станцій на малих річках [3, 9]. Однак, зростання енергоємності промислового виробництва і, як наслідок, підвищення концентрації виробництва електроенергії на великих теплових, гідравлічних, а також атомних електростанціях в умовах практичної відсутності екологічних вимог та заниженої вартості первинних енергоносіїв призвело до занепаду малої гідроенергетики [1, 7]. Наслідком цього стало фактично повне її руйнування.

Останнім часом в Україні появилось розуміння необхідності відновлення існуючих та будівництва нових малих ГЕС. Проте темпи розвитку малої гідроенергетики на сьогодні стримуються цілим рядом факторів. Основними проблемами в відновленні та експлуатації малих ГЕС є:

- відсутність, як правило, будь-яких документів по будівлях, спорудах, обладнанню та водних ресурсах;
- відсутність серійного обладнання, виходячи з чого практично кожна мала ГЕС потребує індивідуального підходу та відповідно індивідуального замовлення обладнання, а це завжди призводить до підвищених капіталовкладень та експлуатаційних витратків;

– великий термін повернення вкладених коштів (за наявної тарифної політики більше 7 років) та відсутність механізму пільгового кредитування зі ставкою менше 9 % річних з обсягом кредиту до 5 млн. грн.

У [10–12], а також на нараді з питань розвитку малих ГЕС та раціонального використання водних ресурсів р. Тиса (28.07.2007 року) відзначалося, що відсутність державної підтримки програм, пов'язаних з відновленням малої гідроенергетики, недоліки податкового законодавства та нормативних документів зі спецоводокористування, необґрунтованість тарифів на закупівлю електроенергії у МГЕС, неузгодженість та складність процедур одержання дозвільних документів на будівництво та реконструкцію МГЕС фактично призводять до нерентабельності, і, як наслідок, низької інвестиційної привабливості малої гідроенергетики.

Іншим, не менш важливим, стримуючим фактором на шляху підвищення ефективності використання гідропотенціалу малих річок України, що складає близько 1,1–1,3 млрд. кВт·год [1, 13], та розбудови малих ГЕС є недостатня дослідженість технічних аспектів їх експлуатації у сучасних умовах і, через це, фактична відсутність нормативів та методик забезпечення оптимальних техніко-економічних показників МГЕС на стадії їх проектування та реконструкції [14].

Можна виділити такі важливі технічні аспекти проектування, реконструкції та експлуатації малих ГЕС, що на сьогодні є недостатньо дослідженими:

- використання малих ГЕС в електричних системах з метою підвищення надійності та якості електропостачання споживачів;
- особливості функціонування асинхронних генераторів та перспектив їх використання на малих ГЕС;
- вплив компенсації реактивної потужності на режими роботи малих ГЕС з асинхронними генераторами; розроблення методів і засобів керування джерелами реактивної потужності для покращення режимів пуску та нормальної роботи генераторів ГЕС;
- вплив малих ГЕС на режими роботи розподільних електричних мереж з розробленням методів визначення та оптимізації складової втрат електроенергії від адресних перетоків, що зумовлені роботою ГЕС;
- розроблення концепції автоматизації керування малими ГЕС та їх каскадами для забезпечення їх оптимальної роботи у планових режимах, а також послідовності впровадження автоматизованих систем керування (АСК) для забезпечення їх максимальної техніко-економічної ефективності;

– розроблення методів і засобів контролю поточного стану та діагностування основного обладнання малих ГЕС.

Відсутність рекомендацій щодо вибору способу приєднання до електричних мереж, структури, конструктивних та експлуатаційних параметрів основного обладнання малих ГЕС, здатних забезпечити їх максимальну техніко-економічну ефективність, не дозволяє приймати обґрунтовані проектні рішення під час їх відновлення. Однак, існує достатньо багатий досвід європейських країн [4, 5, 15], спираючись на який здійснюється спорудження та відновлення малої гідроенергетики в Україні.

У ряді країн для перетворення енергії в галузі відновлюваної енергетики знайшли широке застосування асинхронні генератори (АГ) змінного струму [4, 5, 15–19]. Досвід показує, що для ГЕС з малими встановленими потужностями вони мають істотні переваги порівняно з синхронними. Це пов'язано, у першу чергу, з низькою вартістю, простотою конструкції та експлуатації у нормальних режимах, стійкістю до зовнішніх аварій, значним ресурсом. Вказані переваги знайшли практичне підтвердження під час експлуатації ряду МГЕС з асинхронними генераторами на території України. Але дані генератори мають ряд недоліків: неможливість регулювання напруги та споживання реактивної потужності, виникнення коливань активної потужності при певних ковзаннях ротора, накиди реактивної потужності під час пуску агрегату [20–22]. Для компенсації впливу зазначених факторів необхідно на етапі формування технічних умов закладати в проект додаткове обладнання, що збільшує вартість МГЕС.

З погляду на складність та особливості режимного характеру каскадів МГЕС, як об'єктів керування, очевидно, що визначення та своєчасна реалізація керувальних впливів для забезпечення оптимальних режимів їх роботи у відповідності зі змінами зовнішніх впливів можливі лише за допомогою автоматизованих систем керування (АСК) [23–26], з поступовим підвищенням міри автоматизації. Визначення оптимальних параметрів окремих МГЕС у цьому випадку може здійснюватися за допомогою різноманітних методів оптимізації. Але найбільш адекватне розв'язання даної задачі забезпечують методи та підходи, які дозволяють отримати стійкі функціональні зв'язки між контрольованими параметрами та параметрами керування, що визначені базуючись на фізичних процесах перетворення енергії на малих ГЕС, а також передачі та розподілу електроенергії в ЕЕС [24–27].

Такі узагальнення можуть бути ефективно отримані з використанням математичних моделей, побудованих на засадах теорії подібності, змінні яких пропорційні змінним оригіналу [28, 29]. Найбільш важливим є те, що засобами теорії подібності можливо виявляти стійкі

зв'язки між станами об'єкту керування та встановлювати закономірності, які пов'язують параметри його елементів у різних станах. Використання даних закономірностей дозволяє здійснювати керування каскадом МГЕС за встановленим критерієм оптимальності шляхом спрямованого переведення об'єкту з поточного стану в оптимальний. Подібний підхід дозволяє у значній мірі спростити структуру та технічне забезпечення автоматизованої системи керування, а зменшення інформаційної та функціональної навантаженості АСК забезпечує додаткові передумови для аналізу ситуації та керування об'єднанням МГЕС в темпі процесу.

Досвід розробки та експлуатації засобів АСК малими ГЕС [6, 7] підтверджує, що задачі автоматизації оптимального керування необхідно розв'язувати виходячи з системного підходу, а застосування програмованих мікропроцесорних систем істотно спрощує створення технічного забезпечення автоматизованих систем керування [30], оскільки вони надають можливість розвивати діючі системи керування і доповнювати їх необхідними функціональними задачами.

Метою даної роботи є удосконалення експлуатації малих ГЕС з асинхронними генераторами в електричних мережах за рахунок оптимізації їх параметрів та застосування засобів автоматичного керування.

1. ОСОБЛИВОСТІ ВИКОРИСТАННЯ АСИНХРОННИХ ГЕНЕРАТОРІВ НА МАЛИХ ГЕС В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ ЕНЕРГОСИСТЕМ

1.1. Стан та загальна характеристика проблеми

Відсутність рекомендацій щодо вибору способу приєднання малих ГЕС до електричних мереж, структури, конструктивних та експлуатаційних параметрів їх основного обладнання не дозволяє приймати обґрунтовані проектні рішення під час їх реконструкції та відновлення [6, 10, 12, 33]. Разом з тим, існує достатньо багатий досвід європейських країн, спираючись на який здійснюється спорудження та відновлення малої гідроенергетики в Україні [4, 5, 14, 15, 34].

Так, у ряді країн для перетворення енергії в галузі відновлюваної енергетики (особливо вітроенергетики) знайшли широке застосування асинхронні генератори (induction generators). Досвід показує, що для ГЕС з малими встановленими потужностями вони мають ряд переваг порівняно з синхронними [4, 5, 8, 16, 17, 19, 22, 26]. Це пов'язано, у першу чергу, з низькою вартістю, простотою конструкції та експлуатації у нормальних режимах, стійкістю до зовнішніх аварій, значним ресурсом. Але дані генератори мають ряд недоліків: неможливість регулювання напруги та споживання реактивної потужності, виникнення коливань активної потужності при певних ковзаннях ротора, накиди реактивної потужності під час пуску агрегату, негативний вплив яких на розподільні електричні мережі підвищується зі збільшенням одиничної потужності агрегату. Компенсація впливу зазначених факторів вимагає на етапі формування технічних умов закладання в проект додаткового силового обладнання, що збільшує його вартість [19, 20, 35].

Таким чином, з метою дослідження доцільності застосування асинхронних генераторів на малих ГЕС в сучасних техніко-економічних умовах України та визначення меж доцільності застосування таких генераторів у малій гідроенергетиці, а також для визначення шляхів підвищення ефективності їх використання з урахуванням взаємовпливу ГЕС та розподільних електричних мереж енергокомпаній необхідно розв'язати цілий комплекс науково-практичних задач:

- сформулювати математичне представлення капітальних затрат та експлуатаційних видатків для випадків використання на ГЕС синхронних та асинхронних генераторів;
- дослідити характер реактивного споживання асинхронних генераторів, як основної причини додаткових капітальних затрат на впровадження АГ;

– використовуючи вартісні показники сучасних генераторів малої потужності, статистичні дані щодо затрат на їх експлуатацію, а також методи аналізу чутливості критерію оптимальності до зміни впливових параметрів, визначити та проаналізувати межі ефективного використання асинхронних генераторів на малих ГЕС та порівняти отримані результати з закордонними аналогами, що отримані з літературних джерел;

– сформувати критеріальну модель експлуатаційних затрат для умов використання на малих ГЕС синхронних та асинхронних генераторів та дослідити чутливість отриманих оптимальних рішень;

– розглянути питання підвищення ефективності застосування асинхронних генераторів (АГ) на малих ГЕС за рахунок підбору відповідних технічних параметрів та характеристик на етапі проектування;

– дослідити вплив синхронних та асинхронних генераторів на величину втрат активної електроенергії в електричних мережах енергосистем як важливу складову під час обґрунтування доцільності застосування СГ або АГ.

1.2. Аналіз досвіду застосування асинхронних генераторів для потреб малої гідроенергетики

У 50–60-х роках минулого століття на теренах Радянського Союзу швидкими темпами велася розбудова малих ГЕС, оскільки вони були головним джерелом електроенергії для аграрного сектору країни. Так, наприкінці 60-х років в Україні експлуатувалося близько 1000 малих ГЕС [3, 6, 11]. Саме в той час розпочалися дослідження щодо практичного використання трифазних асинхронних генераторів для перетворення енергії на ГЕС, які були доведені до практичного застосування на кількох установках [20].

В наслідок експлуатації асинхронних генераторів, як заміників синхронних, було виявлено ряд суттєвих переваг. Так, в якості АГ для малої ГЕС можна використовувати серійні асинхронні двигуни без будь-яких доробок, що знижує загальну вартість електричної частини станції [20]. Крім того, асинхронний генератор не має колектора та ковзних контактів, що підвищує його надійність. Імовірність безвідмовної роботи для типових асинхронних двигунів серії АИ, що можуть використовуватися в якості генераторів, складає 0,95 протягом 10 тис. год., або 0,9 – у межах 20 тис. год. експлуатації без капітального ремонту [36, 37]. За рахунок цього зменшуються витрати часу та щорічні відрахування на ремонт і обслуговування електрообладнання МГЕС [14].

Як будь-яка шунтова машина, асинхронний генератор є стійким до зовнішніх коротких замикань (к.з.), як симетричних, так і несиметричних. Разом з тим, можна створити умови, за яких у випадку зовнішнього короткого замикання відбувається розбудження АГ, що зменшує генерацію ним струмів до місця к.з. [20, 38].

Асинхронний генератор малої потужності має коефіцієнт гармонік напруги та струму на затискачах статорної обмотки менше 2–3 %, на відміну від синхронного аналогічної потужності, для якого вказана величина може сягати 15 % [16, 17, 21, 22]. Таким чином, наявність асинхронних генераторів позитивно впливає на роботу електричних мереж та споживачів електроенергії.

При застосуванні асинхронних генераторів на електростанціях розглядається два режими його роботи – автономний режим, коли генератор працює безпосередньо на навантаження, та режим паралельної роботи, коли АГ віддає потужність в енергосистему. Ці два режими суттєво відрізняються.

Для асинхронного генератора, що працює безпосередньо на навантаження, характерним є ряд недоліків, ліквідація яких вимагає додаткових капітальних затрат. Так, наявність джерел реактивної потужності (статичних конденсаторів, або синхронних машин), що необхідні для самозбудження АГ здорожує електричну частину ГЕС [16, 20, 21, 39]. Напруга на затискачах генератора з конденсаторним збудженням суттєво залежить від навантаження та швидкості обертання ротора, що вимагає застосування систем автоматичного регулювання потужності конденсаторних батарей [39–41] і підвищує вартість проекту. У випадку значної індуктивної складової навантаження ($\cos\varphi_n < 0,8$) ємність конденсаторних батарей, що необхідна для самозбудження АГ значно зростає, виходячи з чого застосування таких генераторів є ефективним у випадку роботи на навантаження з високим коефіцієнтом потужності ($\cos\varphi = 0,9–0,98$).

Виходячи з цього було встановлено межу ефективної потужності АГ у автономному режимі не вище 15–20 кВА [20]. У сучасних умовах, у зв'язку з підвищенням якості та зменшенням вартості конденсаторних установок (КУ) та засобів керування ними вказана межа може бути розширена [40, 41].

У випадку роботи асинхронного генератора паралельно з енергосистемою його недоліки, що пов'язані з застосуванням конденсаторного збудження, виявляються неістотними [16, 18, 20, 38], оскільки забезпечення та підтримання умов самозбудження генератора не є обов'язковим. Потрібна для створення обертового поля реактивна потужність може бути отримана безпосередньо з електричної мережі (ЕМ). При цьому значення споживання реактивної потужності з ЕМ

для асинхронного генератора буде відповідати його споживанню у режимі двигуна.

До переваг застосування АГ також можна віднести відсутність потреби у засобах регулювання швидкості обертання гідротурбіни, що працює на приєднаний до енергосистеми асинхронний генератор [14–17]. У даному випадку, на відміну від автономної роботи АГ, швидкість обертання його ротора практично не впливає на швидкість обертання магнітного поля статора, а отже і на частоту струму та напруги на затискачах генератора. З іншого боку, відсутність автоматичних засобів регулювання швидкості на малих ГЕС з АГ, зумовлена тим, що зміни навантаження енергосистеми фактично не впливають на режим роботи асинхронного генератора. Керування роботою малої ГЕС спрощується й через те, що не має потреби у регулюванні напруги на затискачах АГ, оскільки остання завдяки великій потужності задається електричною мережею енергосистеми.

Асинхронні генератори у випадку паралельної роботи з енергосистемою не вимагають виконання операції синхронізації [16, 17], що підвищує їх маневреність. У момент увімкнення АГ в систему, з приведеною швидкістю обертання ротора у межах $\pm 5\%$ відносно синхронної, вплив АГ на режим роботи системи є неістотним [26, 42]. Після увімкнення у більшості випадків аперіодично встановлюється нове значення швидкості обертання ротора (рис. 1.1), що визначається співвідношенням моментів гідротурбіни P_T та електричної машини $P_{ел}$. Таким чином, коливання активної потужності в енергосистемі практично не виникають.

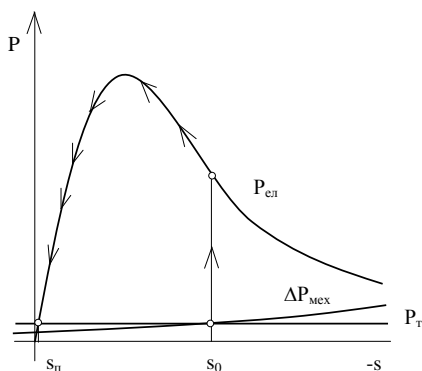


Рисунок 1.1. Зміна електричних та механічних потужностей під час пуску блоку гідротурбіна – асинхронний генератор

Окремо слід зазначити, що за рахунок простоти та надійності конструкції АГ, відсутності систем збудження (у розумінні синхронного генератора), регулювання напруги та швидкості турбіни, а також процесу синхронізації та електричного гальмування у випадку зупинки, спрощується система автоматизації процесу виробництва електроенергії на малих ГЕС, а також зменшується вартість проекту ГЕС в цілому [5, 20]. Вказані переваги знайшли практичне підтвердження під час експлуатації ряду МГЕС з асинхронними генераторами – Звенигородської, Корсунь-Шеченківської та інших.

Таким чином виявляється, що малі ГЕС з АГ, які працюють паралельно з енергосистемою, є менш витратними порівняно з ГЕС з синхронними генераторами [15, 16, 20] навіть у випадку повної автоматизації [20, 25–27], оскільки на них не використовуються такі пристрої як регулятор швидкості гідротурбіни, регулятор збудження генератора, збуджувач постійного струму, пристрій гасіння поля, синхронізаційні пристрої та ряд захисних засобів, необхідних для нормальної роботи синхронного генератора. Експлуатація МГЕС спрощується і стає можливою повна автоматизація технологічного процесу.

Аналіз сучасних літературних джерел [4, 5, 8, 15–18] показує, що межі ефективного застосування асинхронних машин для перетворення енергії у малій енергетиці є вищими, особливо коли мова йде про паралельну роботу з електроенергетичною системою. Так у [4, 5] зазначається, що для сучасних умов Північної Америки техніко-економічно обґрунтованим вважається встановлення асинхронних генераторів на малих ГЕС потужністю до 5000 кВт. У [8], спираючись на достатньо багатий індійський досвід розбудови малої енергетики, йдеться про 3000–5000 кВт. Для європейських країн, таких, наприклад, як Данія [15–17], виходячи з особливостей їх гідропотенціалу та економічного розвитку, граничною межею ефективного застосування АГ є лише 2000–3000 кВт встановленої потужності. У іншому випадку перевага віддається синхронним генераторам.

Отже, враховуючи наскільки відрізняються гранично-ефективні потужності застосування АГ для різних регіонів світу, очевидно актуальною і не дослідженою є проблема доцільності застосування АГ у проектах відновлення та будівництва малих ГЕС в Україні, виходячи з сучасних техніко-економічних умов в ній [43].

Разом з тим важливим аспектом залишається дослідження найбільш впливових технічних факторів, вірне врахування яких дозволить сформувати ефективні проектні рішення, що забезпечать максимальну рентабельність перетворення первинної енергії на малих ГЕС з урахуванням зміни експлуатаційних видатків протягом їх експлуатації.

1.3. Формування критерію оптимальності в задачах проектування електричної частини малих ГЕС

1.3.1. Рентабельність капіталовкладень як критерій оптимальності

На сьогодні найбільш важливим критерієм оптимальності є рентабельність капіталовкладень, що визначається [14, 19, 43, 44]:

$$R = \frac{\Pi - B}{K}, \quad (1.1)$$

де Π – прибуток; B – щорічні видатки; K – капітальні затрати.

Враховуючи специфіку поставленої задачі (визначення меж економічної доцільності застосування асинхронних генераторів), тобто те, що економічний ефект у даному випадку досягається, в основному, за рахунок зменшення видатків [14, 34, 43, 44], в якості критерію оптимальності доцільно використати щорічні експлуатаційні видатки:

$$B = B_k + B_{po} + B_{\Delta W}, \quad (1.2)$$

де B_k – складова щорічних видатків, що пов'язана з капітальними затратами; B_{po} – щорічні видатки на ремонт та обслуговування генератора та суміжного електрообладнання; $B_{\Delta W}$ – щорічні видатки, пов'язані з втратами електроенергії в генераторі, а також від адресних перетоків потужності ГЕС в електричній мережі.

Враховуючи, що результатом досліджень має бути деяка гранична потужність $P_{гр}$, для якої використання синхронних та асинхронних генераторів є рівноекономічним, всі складові критерію оптимальності мають бути виражені через номінальну потужність генератора.

1.3.2. Визначення складових критерію оптимальності

1.3.2.1. Видатки, що пов'язані з капітальними затратами

Складова видатків, що пов'язана з капітальними затратами визначається наступним чином [34, 45]:

$$B_k = (\alpha_n - \alpha_k + \alpha_a) \cdot K, \quad (1.3)$$
$$\alpha_k = \frac{E_{ном} + 100}{\alpha + 100} - 1, \quad \alpha_a = \frac{\frac{E_{ном} + 100}{\alpha + 100} - 1}{\left(\frac{E_{ном} + 100}{\alpha + 100}\right)^{T_{сп}} - 1},$$

де α_n – коефіцієнт ефективності капітальних вкладень, що визначається плановим терміном окупності ($\alpha_n = 0,1-0,2$); α_k – коефіцієнт відрахувань по кредитах ($\alpha_k = 0,09-0,12$); α_a – коефіцієнт амортизаційних відрахувань ($\alpha_a = 0,09-0,17$); K – капітальні затрати на генератор та суміжне електрообладнання; $E_{ном}$ – процентна ставка по довготривалих кредитах; α – коефіцієнт інфляції; $T_{сл}$ – термін служби обладнання.

Складова капітальних затрат є найбільш визначеною і не потребує додаткових уточнень. Проте залежність капітальних затрат на генератор та сукупне обладнання від його номінальної потужності вимагає додаткових пояснень. Капітальні затрати можна подати таким чином:

– для синхронного генератора:

$$K_{CG} = K_{CG}^{\Gamma} + K_{CG}^A,$$

– для асинхронного генератора:

$$K_{AG} = K_{AG}^{\Gamma} + K_{AG}^A + K_{AG}^{KY},$$

де $K_{CG}^{\Gamma}, K_{AG}^{\Gamma}$ – вартість синхронного та асинхронного генераторів; K_{CG}^A, K_{AG}^A – вартість суміжної апаратури, засобів автоматизації та захисту відповідно синхронного та асинхронного генераторів; K_{AG}^{KY} – вартість конденсаторної установки для покриття споживання реактивної потужності асинхронного генератора.

Зазначені складові достатньо точно можуть бути розраховані лише на етапі проектування конкретної ГЕС [43]. Але слід зазначити, що для генераторів, які виробляються на теренах України та Росії практично завжди справедливе співвідношення $K_{CG}^{\Gamma} > K_{AG}^{\Gamma}$ для потужностей до 4–5 МВт, а також $K_{CG}^A > K_{AG}^A$ – для генераторів довільної потужності (аналізувалися генератори з $P_{ном} < 16$ МВт) [14].

Складова капітальних затрат K_{AG}^{KY} , що пов'язана з встановленням компенсаторів реактивної потужності, визначається рівнем реактивного споживання асинхронних генераторів:

$$K_{AG}^{KY} = y_0 Q_{KY}, \quad (1.4)$$

де y_0 – питома вартість конденсаторної установки, тис. грн./квар; Q_{KY} – необхідна потужність конденсаторної установки.

1.3.2.2. Техніко-економічна оцінка реактивного споживання асинхронних генераторів

Як відомо [20, 21], для забезпечення генераторного режиму роботи асинхронної машини її необхідно приєднати до електричної мережі змінного струму і обертати за допомогою гідротурбіни зі швидкістю n , що перевищує синхронну n_1 . При цьому машина набуде від'ємного ковзання s , тобто швидкість обертання поля ротора перевищить швидкість обертання поля статора. Активна складова I'_{2a} приведенного струму ротора I'_2 (рис. 1.2), пропорційна ковзанню, стане від'ємною, що призведе до зміни напрямку активної складової струму статорної обмотки I'_1 і буде відповідати генерації активної потужності в систему [21, 36]:

$$\dot{i}_2 = \frac{s E_2 r_2}{r_2^2 + s^2 x_{\sigma 2}^2} - j \frac{s^2 E_2 x_{\sigma 2}}{r_2^2 + s^2 x_{\sigma 2}^2} = I_{2a} - j I_{2p}, \quad (1.5)$$

де s – ковзання асинхронної машини; E_2 – еквівалентна е.р.с. обмотки ротора; $r_2, x_{\sigma 2}$ – активний та реактивний опір обмотки ротора.

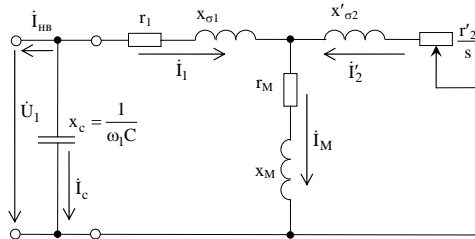


Рисунок 1.2. Заступна схема асинхронного генератора з конденсаторним збудженням

Напрямок реактивної складової струму I_{2p} при цьому не зміниться, отже машина як і в режимі двигуна споживатиме реактивну потужність з електричної мережі. Це є недоліком асинхронних генераторів, порівняно з синхронними. Слід врахувати також той факт, що якщо для синхронного генератора потужність збудження не перевищує 1 % від номінальної потужності генератора, то для АГ ця величина сягає 70–100 %. Разом з тим, у випадку асинхронного генератора мова йде про реактивну потужність, що може бути частково чи повністю вироблена конденсаторною установкою або синхронним генератором, що працює паралельно з АГ на малій ГЕС.

Досліджуючи компенсацію реактивної потужності, споживаної АГ, слід окремо розглядати дві задачі [21, 26]: забезпечення умов самозбудження для асинхронних генераторів, що працюють автономно, та компенсацію реактивного споживання АГ, що працюють паралельно з енергосистемою, з метою підвищення ефективності його експлуатації за рахунок зменшення плати за реактивну потужність енергосистемі.

У першому випадку необхідна ємність C (а отже, і встановлена потужність Q_c) конденсаторної установки є більшою. Так, для забезпечення умов самозбудження АГ необхідно, щоб залишкова е.р.с. машини, що наводиться струмом $\dot{I}_1 = \dot{I}_M$ за рахунок залишкового намагнічування ротора, була достатньою для створення ємнісного струму \dot{I}_C , який би призвів до підвищення е.р.с. статорної обмотки машини, тобто [21]:

$$\begin{aligned} \dot{I}_M (x_{\sigma 1} + x_{m.n}) &> \dot{I}_C x_c, \\ \dot{I}_M &= \dot{I}_C, \end{aligned}$$

де $x_{m.n}$ – індуктивний опір ненасиченої магнітної системи АГ.

Перехідний процес самозбудження закінчується, коли за рахунок насичення магнітної системи опір x_m зменшується порівняно з $x_{m.n}$ настільки, що

$$\dot{I}_C (x_{\sigma 1} + x_m) = \dot{I}_C x_c.$$

Отже, ємність конденсаторної установки, що необхідна для забезпечення збудження АГ, що працює на навантаження автономно [21, 22]:

$$C = \frac{1}{\omega_1 (x_{\sigma 1} + x_m)}. \quad (1.6)$$

Іншою важливою проблемою, пов'язаною з забезпеченням збудження асинхронних генераторів, що працюють автономно є забезпечення номінальної напруги на їх затискачах у випадку активно-реактивного навантаження. У цьому випадку необхідна реактивна потужність може бути визначена [20, 21, 41]:

$$Q_c = \frac{U_c^2}{X_c} = Q_r + Q_n = P_r \operatorname{tg} \varphi_r + P_n \operatorname{tg} \varphi_n, \quad (1.7)$$

де U_c – модуль лінійної напруги на затискачах конденсаторної установки, що визначається напругою на затискачах АГ: $U_c = U_r$; P_r , P_n – номінальні активні потужності генератора та його навантаження, які, нехтуючи втратами у конденсаторній установці, можна вважати рівними: $P_r = P_n = P_{ном}$.

Виходячи з (1.7), ємність конденсаторної установки визначається таким чином [21]:

$$C = \frac{P_{ном} (\operatorname{tg} \varphi_r + \operatorname{tg} \varphi_n)}{\omega_1 U_{г.ном}^2}. \quad (1.8)$$

Отже, для визначення потужності конденсаторної установки, яка забезпечить збудження АГ, що працює автономно, необхідно використовувати більшу з ємностей, визначених за (1.6) та (1.8).

На сучасних малих ГЕС асинхронні генератори найчастіше застосовуються у режимі паралельної роботи з енергосистемою. Виходячи з цього, відпадає необхідність у забезпеченні їх самозбудження, а також у регулюванні напруги шляхом коригування потужності конденсаторної установки [22, 25], оскільки напруга генератора, як вже відмічалось, жорстко задається системою.

Разом з тим, залишається проблема компенсації реактивного споживання АГ, оскільки отримання реактивної потужності з електричної мережі призводить до підвищення експлуатаційних видатків. Для вирішення вказаної проблеми найчастіше використовують статичні конденсаторні установки або синхронні генератори, що встановлені на станції. Очевидно, що перший шлях призводить до підвищення капітальних затрат на електричну частину проекту спорудження або відновлення ГЕС. Отже, актуальним є аналіз впливу параметрів та режимів роботи АГ на їх реактивне споживання з метою обґрунтованого зменшення встановленої потужності КУ.

Структура споживання реактивної потужності асинхронним генератором може бути подана таким чином [21]: найбільша потужність витрачається на створення основного магнітного поля машини $Q_M = 3I_M^2 x_M$, на створення полів розсіяння первинного кола машини витрачається потужність $q_1 = 3I_1^2 x_{\sigma 1}$, а на створення вторинних полів розсіяння – потужність $q_2 = 3I_2^2 x'_{\sigma 2}$. Виходячи з цього, сумарне реактивне споживання АГ визначається

$$Q_1 = Q_M + q_1 + q_2 = P_r \operatorname{tg} \varphi_r. \quad (1.9)$$

Таким чином, встановлена потужність КУ має підбиратися так, щоб компенсувати споживання АГ Q_1 (якщо не планується викорис-

Шановний читачу!

Умови придбання надрукованих примірників монографії наведені на сайті видавництва <http://publish.vntu.edu.ua/get/?isbn=978-966-641-400-0>

Уважаемый читатель!

Условия приобретения печатных экземпляров монографии приведены на сайте издательства <http://publish.vntu.edu.ua/get/?isbn=978-966-641-400-0>

Dear reader!

You may order this monograph at the Web page <http://publish.vntu.edu.ua/get/?isbn=978-966-641-400-0>

Наукове видання

**Лежнюк Петро Дем'янович,
Нікіторович Олександр Володимирович,
Кулик Володимир Володимирович**

МАЛІ ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ З АСИНХРОННИМИ ГЕНЕРАТОРАМИ

Монографія

Редактор С. Могола

Оригінал-макет підготовлено В. Куликом

Підписано до друку 14.02.11 р.
Формат 29,7×42¼. Папір офсетний.
Гарнітура Times New Roman.
Друк різнографічний. Ум. др. арк. 8,17.
Наклад 100 прим. Зам № 2011-057.

Вінницький національний технічний університет,
КІВЦ ВНТУ,
21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95,
ВНТУ, ГНК, к. 114.
Тел. (0432) 59-85-32.
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи
серія ДК № 3516 від 01.07.2009 р.

Віддруковано у Вінницькому національному технічному університеті,
в комп'ютерному інформаційно-видавничому центрі,
21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95,
ВНТУ, ГНК, к. 114.
Тел. (0432) 59-81-59
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи
серія ДК № 3516 від 01.07.2009 р.