



Міністерство освіти і науки України
Сумський державний університет

Лебединський І. Л., Борзенков І. І.,
Дяговченко І. М. Загородня Т.М.

ЕНЕРГОЗБЕРІГАЮЧІ ТЕХНОЛОГІЇ В ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННІ

Конспект лекцій

Суми
Сумський державний університет
2023

Енергозберігаючі технології в електропостачанні : конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебединський, І. І. Борзенков, І. М. Дягоченко, Т. М. Загородня. – Суми : Сумський державний університет, 2023. – 99 с.

Кафедра електроенергетики

Зміст

	С.
Вступ.....	7
1 Заходи щодо зниження витрат електроенергії.....	9
1.1 Технологічні витрати електроенергії.....	9
1.2 Організаційні заходи щодо зниження техно- логічних витрат електроенергії.....	11
1.3 Технічні заходи щодо зниження технологічних витрат електроенергії	12
1.3.1 Заходи, що забезпечують вибір оптимальних параметрів елементів електричних мереж.....	13
1.3.2 Заходи, пов'язані з реконструкцією, мо- дернізацією або розширенням мереже- вого будівництва та установленням до- даткового обладнання.....	14
1.3.3 Заходи щодо вдосконалення систем ро- зрахункового і технічного обліку електроенергії.....	15
1.4 Організаційні заходи щодо зниження втрат.....	17
1.4.1 Оптимізація режимів роботи електричної мережі та основного обладнання.....	17
1.4.2 Економічний розподіл потоків потужно- стей у неоднорідних замкнутих мережах	18
1.4.3 Оптимізація рівня робочої напруги в електричних мережах.....	18
1.4.4 Комплекс заходів із вирівнювання навантаження фаз мережі середньої та низької напруг.....	19
1.4.5 Підвищення рівня експлуатації мережі...	19

	1.4.6	Удосконалення системи управління рівнем втрат енергії в електричних мережах	19
	1.5	Технічні заходи щодо зниження втрат.....	20
	1.5.1	Підвищення номінальної напруги.....	20
	1.5.2	Установка додаткових компенсувальних і регулювальних пристроїв.....	20
	1.5.3	Оптимізація параметрів елементів електричних мереж.....	21
	1.5.4	Оптимізація розвитку і побудови мережі	21
2		Економія електроенергії в силових трансформаторах	23
	2.1	Втрати активної потужності та енергії у двообмоткових трансформаторах.....	24
	2.2	Коефіцієнт завантаження трансформаторів.....	26
	2.3	Заміна перевантажених силових трансформаторів.....	28
	2.4	Заміна недовантажених силових трансформаторів.....	30
	2.5	Установлення та введення в роботу на трансформаторах із РПН пристроїв автоматичного регулювання коефіцієнта трансформації.....	32
	2.6	Установлення та введення в експлуатацію нових силових трансформаторів на діючих підстанціях.....	32
	2.7	Відключення трансформаторів на підстанціях із сезонним навантаженням.....	33
	2.8	Скорочення числа трансформації.....	36
3		Економія електроенергії в мережах.....	38
	3.1	Втрати активної потужності в кабельних мережах.....	38
	3.2	Переведення електричних мереж на більш високу номінальну напругу.....	41

3.3	Автоматизація управління режимами електричних мереж.....	45
3.4	Рекомендації щодо регулювання напруги.....	46
4	Технічні заходи щодо економії електричної енергії...	50
4.1	Вирівнювання навантажень фаз в електричних мережах 0,38 кВ.....	50
4.2	Зниження витрат електроенергії на власні потреби підстанцій.....	57
4.3	Скорочення тривалості технічного обслуговування та ремонту основного обладнання електричних мереж.....	54
4.4	Виконання робіт під напругою.....	55
4.5	Економія електроенергії в освітлювальних установках.....	56
5	Економія електроенергії в електроустановках з електродвигунами.....	59
5.1	Загальні заходи з енергозбереження в установках, що використовують електродвигуни.....	59
5.2	Економія електроенергії за рахунок заміни малозавантажених електродвигунів електродвигунами меншої потужності.....	59
5.3	Зниження напруги на двигуні за допомогою регулятора живлення.....	62
5.4	Упровадження частотно-регульованого приводу.....	63
6	Економія електроенергії в разі компенсації реактивної потужності.....	66
6.1	Реактивна потужність.....	66
6.2	Перелік заходів, що дозволяють підвищити $\cos \phi$	68
6.2.1	Заходи, які не потребують застосування компенсуювальних пристроїв.....	69

6.2.2	Заходи, пов'язані із застосуванням компенсуючих пристроїв.....	76
6.3	Види компенсації.....	72
6.3.1	Одинична (індивідуальна) компенсація...	72
6.3.2	Групова компенсація.....	73
6.3.3	Централізована компенсація.....	74
6.4	Установка і введення в роботу пристроїв автоматичного регулювання потужності батарей статичних конденсаторів.....	80
7	Засоби компенсації та особливості їх роботи.....	84
7.1	Синхронні двигуни.....	84
7.2	Синхронні компенсатори.....	87
7.3	Конденсаторні установки.....	88
8	Економічні обґрунтування доцільності використання компенсуючих пристроїв.....	89
9	Вплив показників якості електроенергії на роботу електроспоживачів.....	93
9.1	Вплив сталих відхилень напруги.....	99
9.2	Вплив розмахів зміни напруги.....	95
9.3	Вплив несинусоїдальності напруги.....	95
9.4	Вплив несиметрії напруги.....	96
	Список літератури.....	98

ВСТУП

У нових економічних умовах через обмеженість енергоресурсів в Україні, а також приватизації окремих енергетичних об'єктів втрати електроенергії перетворилися зі звичайного звітного показника на один із важелів керування економічною ефективністю роботи підприємств енергетичної галузі.

Серед об'єктів, де спостерігаються надмірні втрати потужності та електроенергії, розподільні електричні мережі раніше не привертали особливої уваги. Важливішим у них було забезпечення необхідного рівня надійності електропостачання споживачів. До того ж, ці мережі конструктивно не пристосовані до оптимального керування, оскільки не мали ні засобів телеінформації про параметри поточного режиму, ні засобів керування останніми.

Рівень енергоспоживання, ощадливе використання електроенергії на сьогодні є одним із визначальних факторів в економіці будь-якої країни. Надто країни, де наявний гострий дефіцит енергоносіїв. Підвищений рівень втрат електроенергії під час її транспортування та розподілення зумовлений цілою низкою причин.

Сучасні електричні мережі в нашій країні характеризуються:

- великою проєктною густиною струму, що становить приблизно 1 А/мм^2 проти $0,4 - 0,6 \text{ А/мм}^2$ в енергетично розвинених країнах Заходу;
- високим рівнем неоднорідності, оскільки даний параметр практично не враховувався в нормах проєктування;
- низьким рівнем компенсації реактивної потужності приблизно $0,3 \text{ кВАр/кВт}$ установленної потужності проти $0,8 - 1,0 \text{ кВАр/кВт}$ в США та Канаді;

– недостатньо ефективним використанням трансформаторів з РПН, так РПН в автоматичному режимі практично не використовують, тоді як збільшення вартості трансформатора за рахунок наявності РПН становить $30 \div 40$ %.

У результаті втрати електроенергії під час її транспортування та розподіленні сягають $10 \div 15$ %. Причини підвищення втрат електроенергії викликають також зниження її якості. Практично в електричних мережах не додержуються норми ДЕСТ на напругу та частоту, що зі свого боку призводить до великих збитків.

Отже, постала нагальна необхідність у запровадженні енергозберігаючих заходів саме в розподільних мережах. Проведення та оцінювання ефективності енергозберігаючих заходів є однією із завдань автоматизованої системи контролю та обліку електроспоживання (АСКОЕ), які зараз активно впроваджують в електричних мережах енергосистем.

Основним резервом економії електроенергії в системах електропостачання на сьогодні є застосування енергозберігаючих технологій (удосконалення наявних та застосування нових).

Для кожної галузі промисловості частка енергетичної складової в собівартості продукції, що випускається різна. Так, наприклад, у чорній металургії це 40 %, у машинобудуванні 20 %, у виробництві води 30 % та ін. Але й тоді, коли частка енергетичної складової в собівартості незначна, економне витрачання електроенергії дає можливість виробити додаткову продукцію, у той час як збитки в разі недовідпуску енергії в багато разів перевищують її вартість.

Економія електроенергії насамперед означає зменшення втрат електроенергії в усіх ланках системи електропостачання і в самих електроприймачах.

1 ЗАХОДИ ЩОДО ЗНИЖЕННЯ ВИТРАТ ЕЛЕКТРО- ЕНЕРГІЇ

1.1 Технологічні витрати електроенергії

Технологічні витрати електроенергії (ТВЕ) в електричних мережах залежить від таких основних факторів:

1) досягнутого рівня розвитку основних виробничих фондів;

2) продуктивності праці та дисципліни персоналу;

3) обсягу відпуску електроенергії народному господарству й побутовому сектору;

4) погіршуючих обставин, що збільшують витрати електроенергії внаслідок планових рішень, які оптимізують більш загальний народногосподарський ефект, і інших зовнішніх об'єктивних причин;

5) директивних заходів, що знижують ТВЕ за рахунок використання додаткових матеріальних та трудових ресурсів;

б) ініціативних заходів, що знижують ТВЕ за рахунок;

а) удосконалення організаційної взаємодії підрозділів;

б) поліпшення дисципліни;

в) оптимізації схем і режимів роботи;

г) підвищення продуктивності праці без залучення додаткових матеріальних та трудових ресурсів.

Об'єктивними причинами збільшення ТВЕ на її транспорт є:

1) висока та безперервно зростаюча ступінь концентрації генеруючих потужностей;

2) велика протяжність і високе завантаження електричних мереж, що містять додаткові ступені трансформації для передачі потужностей від великих віддалених електростанцій;

3) особливості режиму роботи електростанцій залежно від їх паливозабезпечення;

4) безперервне природне зростання споживчих навантажень;

5) недостатній обсяг і повільні темпи мережевого будівництва щодо до приростів переданих генеруючих потужностей і пропускної здатності мереж;

б) значні перетоки по протяжних ЛЕП активних потужностей в енергетично бідні райони країни;

в) невідповідність центрів генерації реактивної потужності та її споживання, а також експлуатація електричних мереж енергосистем зі значними перевантаженнями по економічній щільності струму.

1.2 Організаційні заходи щодо зниження технологічних витрат електроенергії (ТВЕ)

Організаційні заходи щодо зниження ТВЕ можна розділити на дві групи:

1.2.1 заходи, пов'язані з підвищенням технічного рівня експлуатації мереж;

1.2.2 заходи, що забезпечують оптимальні експлуатаційні режими роботи електричних мереж.

До заходів, пов'язаних із підвищенням технічного рівня експлуатації мереж, можна віднести такі:

1) систематичний структурний аналіз втрат енергії в мережі системи;

2) виявлення локальних осередків комерційних втрат і заходів щодо їх зниження;

3) удосконалення системи обліку звітних і технічних втрат;

4) постійне підвищення кваліфікації персоналу відповідних відділів енергосистем, контролюючих рівні втрат енергії;

5) удосконалення документообігу;

6) створення та впровадження інформаційних систем з аналізу втрат енергії на основі мікроЕОМ;

7) переведення частини генераторів електростанцій у режим роботи синхронних компенсаторів (СК);

8) відключення силових трансформаторів на підстанціях під час зміни сезонного навантаження;

9) розукрупнення фідерів мереж напругою (6 ÷ 10) кВ до оптимальних довжин і навантажень;

10) забезпечення умов зустрічного регулювання напруги на шинах джерел живлення;

11) симетрування навантажень фаз у мережах середньої та низької напруг;

12) мінімізація часу простою різних елементів мережі в неробочому стані, обумовленого необхідністю проведення планових, післяаварійних ремонтів мережевого обладнання та профілактичних робіт;

13) широке впровадження й постійне вдосконалення технології та якості комплексних ремонтів;

14) удосконалення системи управління рівнями втрат енергії, що ґрунтується на впровадженні простих, зручних і надійних методик аналізу звітних і комерційних втрат енергії;

15) підвищення надійності та економічності роботи основного й допоміжного устаткування; розроблення та впровадження ефективних способів стимулювання персоналу.

До заходів, що забезпечують оптимальні експлуатаційні режими роботи електричних мереж, можна віднести такі:

1) оптимальне регулювання напруг і реактивних потужностей у міжсистемних зв'язках і далеких електропередачах (ДЕП) напругою 500 кВ і більше;

2) оптимізацію розподілу реактивних потужностей в електричних енергосистем усіх класів напруг методом вибору раціональних рівнів завантаження реактивною потужністю генераторів електростанцій і системних КУ;

3) задання оптимальних рівнів споживання реактивної потужності для потужних вузлових споживачів;

4) вибір оптимальних коефіцієнтів трансформації трансформаторів та автотрансформаторів зв'язку й вольтододаткових трансформаторів у неоднорідних електричних мережах;

5) вибір раціональних місць розмикання контурів у мережах напругою 6 ÷ 110 кВ і особливо в різко неоднорідних електричних мережах, що містять зв'язки різних класів номінальних напруг;

6) секціонування підстанцій;

7) оптимізація рівнів робочої напруги в центрах живлення радіальних електричних мереж із визначенням оптимальних законів регулювання напруги на генераторах електростанцій, трансформаторах із РПН, системних і споживчих КУ.

1.3 Технічні заходи щодо зниження технологічних витрат електроенергії

Технічні заходи щодо зниження технологічних витрат електроенергії (ТВЕ) можна розділити на такі групи:

- 1) заходи, що забезпечують вибір оптимальних параметрів елементів електричних мереж;
- 2) заходи, пов'язані з реконструкцією, модернізацією або розширенням мережевого будівництва та встановленням додаткового обладнання;
- 3) заходи щодо вдосконалення систем розрахункового й технічного обліку електроенергії.

Технічні заходи вимагають додаткових капітальних вкладень і пов'язані зі зміною основних фондів і зростанням експлуатаційних витрат. Їх реалізують із метою доведення техніко-економічних характеристик режимів роботи електричних мереж до проектних норм.

1.3.1 Заходи, що забезпечують вибір оптимальних параметрів елементів електричних мереж

До технічних заходів, пов'язаних із вибором оптимальних параметрів елементів електричних мереж, можна віднести такі:

- 1) збільшення робочої потужності встановленої в електричних мережах СК;
- 2) установка та введення в роботу системних і споживчих додаткових компенсуючих і регулюючих пристроїв оптимальної потужності;
- 3) компенсація електричної неоднорідності замкнутих мереж за рахунок застосування додаткових фазорегулювальних пристроїв;
- 4) централізоване регулювання реактивної потужності та напруги у вузлах основних мереж енергосистем;

5) автоматизація режиму роботи електричної мережі (наприклад, автоматичне регулювання під навантаженням коефіцієнтів трансформації силових трансформаторів, реактивної потужності джерел та ін.);

б) установка і введення в експлуатацію пристроїв автоматичного регулювання потужності батареї статичних конденсаторів (БСК).

1.3.2 Заходи, пов'язані з реконструкцією, модернізацією або розширенням мережевого будівництва та установленням додаткового обладнання

До технічних заходів, пов'язаних із реконструкцією, модернізацією або розширенням мережевого будівництва та установленням додаткового обладнання, можна віднести такі:

- 1) оптимальний розвиток системостворювальних мереж;
- 2) цілеспрямований розвиток електричних мереж за рахунок введення нових джерел живлення (зокрема відновлюваних джерел енергії);
- 3) будівництво нових ліній електропередачі та трансформаторних підстанцій;
- 4) удосконалення структури та складу мережевого обладнання;
- 5) оптимізація завантаження електричних мереж за рахунок будівництва ліній і підстанцій;
- 6) спорудження глибоких вводів високої напруги в потужні вузли електроспоживання;
- 7) оптимізацію схем побудови розподільних мереж залежно від динаміки зростання навантаження;
- 8) застосування вольтододаткових трансформаторів із поперечним регулюванням напруги;
- 9) застосування установок поздовжньої компенсації для підвищення техніко-економічних показників режимів роботи замкнених неоднорідних електричних мереж;
- 10) установлення додаткових трансформаторів із поздовжнім регулюванням напруги;
- 11) установлення та введення в роботу трансформаторів із

РПН і лінійних регуляторів напруги;

12) комплексне використання джерел реактивної потужності (зокрема для підвищення надійності, наприклад, під час плавлення ожеледиці);

13) застосування повітряно-кабельних ліній (ПКЛ) електропередачі напругою $0,38 \div 10$ кВ;

14) зміна конструкції та геометрії розташування проводів на ПЛ;

15) переведення електричних мереж на підвищену номінальну напругу;

16) заміна встановленого обладнання на технічні пристрої з поліпшеними техніко-економічними параметрами;

17) раціональне використання існуючого трансформаторного парку енергосистем із метою ліквідації перевантажень і скорочення втрат на холостий хід;

18) установлення додаткових силових трансформаторів на діючих підстанціях;

19) заміна проводів на перевантажених ПЛ на проводи з великим перерізом;

20) заміна ПЛ кабельними та сталевих проводів – проводами з кольорового металу;

21) упровадження фільтрокомпенсувальних пристроїв особливо в системах, де використовуються перетворювальні установки;

22) освоєння надпровідних накопичувачів енергії;

23) застосування електропередач із надпровідними струмоведучими частинами та ін.

1.3.3 Заходи щодо вдосконалення систем розрахункового й технічного обліку електроенергії

До заходів щодо вдосконалення систем розрахункового й технічного обліку електроенергії належать:

1) проведення рейдів щодо виявлення неврахованої електроенергії;

2) організація рівномірного зняття показань електролічильників чітко в установлені терміни за групами споживачів;

3) установлення електролічильників у споживачів, які оплачують електроенергію за встановленою потужністю та одержують електроенергію від трансформаторів власних потреб;

4) проведення держпівірки електролічильників із простроченими термінами;

5) пломбування електролічильників і кришок;

6) усунення роботи електролічильників у неприпустимих умовах, зокрема усунення вібрації основ, на яких установлені лічильники;

7) установлення та введення в роботу електрообігріву електролічильників у зимовий час;

8) установлення електролічильників та автоматичних систем обліку електроенергії підвищених класів точності;

9) ремонт електролічильників;

10) встановлення додаткових електролічильників, трансформаторів струму й напруги;

11) виділення кіл обліку електроенергії на окремі обмотки трансформаторів струму й напруги;

12) усунення недовантаження й перевантаження кіл струму та напруги;

13) проведення перевірок і забезпечення своєчасності та правильності зняття показань електролічильників на електростанціях і підстанціях енергосистеми, на міжсистемних лініях електропередачі;

14) установлення електролічильників втрат на лініях;

15) установлення окремих електролічильників обліку електроенергії, що витрачається на власні та господарські потреби підстанцій;

16) установлення електролічильників технічного обліку на межах ПЕС.

Удосконалення систем технічного та розрахункового обліку електроенергії дозволяє забезпечити розрахунки у виборі заходів щодо зниження втрат більш точною інформацією та збільшити ефективність останніх.

Для підтримання втрат енергії в електроенергетичній системі на оптимальному рівні необхідно знати оптимальний план

і мати можливість постійно підтримувати на відповідному рівні режим роботи мережі та її параметри в разі зміни режиму електроспоживання. На різних рівнях прогнозування відповідно до очікуваних навантажень необхідно мати план розвитку мережі з метою посилення її окремих ланок і підвищення її пропускної здатності, а також оптимальний план її експлуатації. Під експлуатацією розуміється управління режимами роботи електричних мереж, а також їх профілактичними, поточними та капітальними ремонтами.

В оптимізації експлуатації й розвитку електроенергетичних систем та електричних мереж беруть участь всі служби та відділи енергосистеми на чолі з її керівництвом. Неправильно покладати відповідальність за втрати енергії в електричних мережах на окремі служби, тому що ці питання органічно пов'язані з усією діяльністю енергосистеми. Оптимальний план експлуатації та розвитку електричної мережі на різних рівнях прогнозування, а також планування складається з передбачуваної діяльності в цьому напрямку всіх служб і відділів.

У цьому плані нижче вкажемо на найважливіші групи організаційних і технічних заходів щодо зниження втрат.

1.4 Організаційні заходи щодо зниження втрат

1.4.1 Оптимізація режимів роботи електричної мережі та основного обладнання

До цієї групи заходів належать:

1) економічне розподілення електричних навантажень між агрегатами електростанцій і між електростанціями в електроенергетичній системі;

2) визначення та задання оптимальних режимів споживання реактивної потужності промислових підприємств і вузлів електроспоживання;

3) оптимізація режимів роботи компенсувальних пристроїв;

4) оптимізація режимів роботи трансформаторів на двох і більше трансформаторних підстанціях;

5) переведення частини резервних генераторів електростанцій у режим синхронних компенсаторів.

1.4.2 Економічний розподіл потоків потужностей у неоднорідних замкнутих мережах

Сюди входить підбір оптимальних неврівноважених коефіцієнтів трансформації на трансформаторах зв'язку мереж різних номінальних напруг:

- 1) вибір оптимальних коефіцієнтів трансформації на спеціальних трансформаторах поздовжньо-поперечного регулювання;
- 2) підбір відповідних груп з'єднання трансформаторів на трансформаторах зв'язку мереж різних напруг;
- 3) розмикання розподільних мереж в оптимальних точках.

1.4.3 Оптимізація рівня робочої напруги у електричних мережах

Під такими заходами розуміють:

- 1) забезпечення рівня напруги в електричних мережах максимально допустимого в режимі максимальних навантажень і номінального в режимі мінімальних навантажень;
- 2) забезпечення зустрічного регулювання напруги на приймальних шинах основних електроприймачів;
- 3) визначення та задання оптимальних законів регулювання напруги на генераторах, трансформаторах із РПН, компенсаційних пристроях;
- 4) сезонна перестановка коефіцієнтів трансформації на трансформаторах із ПБЗ.

1.4.4 Комплекс заходів із вирівнювання навантаження фаз мережі середньої та низької напруг

1.4.5 Підвищення рівня експлуатації мережі

Сюди входить:

- 1) підвищення надійності й економічності роботи основного устаткування, вузлів та елементів електричної мережі;

- 2) підвищення коефіцієнта готовності елементів електричної мережі;
- 3) скорочення термінів і підвищення якості ремонтно-відновлювальних робіт;
- 4) поліпшення якості будівельно-монтажних і налагоджувальних робіт, а також посилення вимог до здавання-приймання електромережових об'єктів в експлуатацію;
- 5) забезпечення ремонтно-будівельних і налагоджувальних робіт відповідною матеріально-технічною базою та трудовими ресурсами;
- 6) вдосконалення системи прогнозування ремонтно-будівельних робіт і матеріально-технічного постачання;
- 7) упровадження та вдосконалення технології комплексних ремонтів;
- 8) оптимізація технологічного графіка ремонтно-будівельних робіт;
- 9) оптимізація складу, підвищення кваліфікації й технічного забезпечення експлуатаційних, ремонтних та будівельних бригад;
- 10) оптимізація міжремонтного періоду й часу проведення ремонтів у розрізі року.

1.4.6 Удосконалення системи управління рівнем втрат енергії в електричних мережах

Ця група заходів передбачає:

- 1) організацію та створення інформаційно-обчислювальної системи;
- 2) створення та впровадження системи визначення технічних втрат енергії;
- 3) оптимізацію та вдосконалення системи обліку звітних втрат енергії;
- 4) упровадження системи аналізу комерційних втрат енергії, їх локалізацію, виявлення характеру й розроблення заходів щодо їх зниження;
- 5) створення та впровадження системи зниження втрат енергії; оптимізацію експлуатації та розвитку мережі;

б) підвищення кваліфікації персоналу служб і відділів енергосистеми в частині управління рівнем втрат енергії.

1.5 Технічні заходи щодо зниження втрат

Технічні заходи для свого здійснення вимагають великих витрат трудових і матеріальних ресурсів порівняно з організаційними. Назвемо найважливіші з них, що дозволяють робити істотний вплив на рівень втрат.

1.5.1 Підвищення номінальної напруги

Сюди належать:

1) спорудження глибоких вводів високої напруги в центри електроспоживання;

2) переведення мережі на більш високий ступінь напруги за рахунок зниження рівня її ізоляції.

Наприклад, за рахунок використання склопластикових траверс видається можливим перевести мережі 10 кВ на (20) 35 кВ; без заміни кабелів можуть бути переведені міські мережі 6 кВ на 10 кВ; 0,22 кВ – на 0,38 кВ.

У процесі розвитку мережі іноді доцільно будувати її в габаритах більш високих ступенів напруги при тимчасовій їх експлуатації на нижчому ступені номінальної напруги.

1.5.2 Установка додаткових компенсувальних і регулювальних пристроїв

Ця група заходів передбачає:

1) заміну трансформаторів із ПБЗ на трансформатори з РПН;

2) установлення додаткових послідовних регулювальних трансформаторів;

3) установлення додаткових батарей статичних конденсаторів, синхронних компенсаторів, регульованих джерел реактивної потужності (ДРП);

4) установлення пристроїв компенсації індуктивного опору ліній.

1.5.3 Оптимізація параметрів елементів електричних мереж

Сюди входить:

- 1) упорядкування потужностей трансформаторів на підстанціях відповідно до їх навантаження;
- 2) заміна проводів повітряних ліній на більші перерізи;
- 3) підвищення здатності навантаження комутаційних апаратів;
- 4) упровадження більш досконалих систем релейного захисту, автоматики, телемеханіки й вимірювань.

1.5.4 Оптимізація розвитку й побудови мережі

Ця група заходів передбачає:

- 1) розвиток системоутворювальної мережі за оптимальними планами;
- 2) оптимізацію побудови розподільної мережі та скорочення радіусу її дії під час зростання електроспоживання.

Само собою зрозуміло, що кожне прийняте технічне рішення повинно бути обґрунтоване відповідними техніко-економічними розрахунками. Нижче наведено деякі економіко-математичні моделі для оцінювання економічності та прийняття рішень під час розроблення організаційно-технічних заходів для зниження втрат енергії в електричних мережах.

Основним способами зниження втрат електроенергії в системах електропостачання є такі:

- 1) раціональна побудова системи електропостачання під час її проектування та реконструкції, що передбачає застосування раціональних:
 - а) напруг;
 - б) потужності й кількості трансформаторів на трансформаторних підстанціях;
 - в) загальні кількості трансформацій;
 - г) місця розміщення підстанцій;
 - д) схеми електропостачання;
 - е) компенсації реактивної потужності та ін;

2) зниження втрат електроенергії в діючих системах електропостачання, що передбачає:

- а) управління режимами електроспоживання;
- б) регулювання напруги;
- в) обмеження холостого ходу електроприймачів;
- г) модернізація існуючого та застосування нового, більш економічного й надійного технологічного та електричного обладнання;
- д) підвищення якості електроенергії;
- е) застосування економічно доцільного режиму роботи силових трансформаторів;
- ж) заміна АД на СД, де це можливо;
- з) автоматичне керування освітленням упродовж доби;
- и) застосування раціональних способів регулювання режимами роботи насосних і вентиляційних установок та ін.;

3) нормування електроспоживання, розроблення науково обґрунтованих норм питомих витрат електроенергії на одиницю продукції; нормування електроспоживання передбачає наявність на підприємствах систем обліку й контролю витрат електроенергії;

4) організаційно-технічні заходи, розроблені конкретно на кожному підприємстві з урахуванням його специфіки.

Відомо, що під час передавання електроенергії від джерела до приймача втрачається $10 \div 15$ % електроенергії, відпущеної з шин підстанцій.

2 ЕКОНОМІЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРАХ

Під час завантаження силового трансформатора на 30 % навантажувальні втрати приблизно дорівнюють втратам холостого ходу. У середньому на кожній трансформації втрачається до 7 % переданої потужності. Робота трансформатора в режимі холостого ходу або близькому до нього викликає зайві втрати електроенергії не лише в самому трансформаторі, а й по всій системі електропостачання (від джерела живлення до самого трансформатора) через низький коефіцієнт потужності.

Найбільш економічний режим роботи трансформаторів відповідає навантаженню $60 \div 70$ % від номінальної потужності й характеризується коефіцієнтом завантаження $k_{3,НОРМ}$

Коефіцієнт завантаження трансформаторів залежить від категорії по безперебійності живлення навантаження й рекомендований у таких межах:

- $k_{3,НОРМ} = 0,7 \div 0,75$ для споживачів I категорії;
- $k_{3,НОРМ} = 0,75 \div 0,8$ для споживачів II категорії;
- $k_{3,НОРМ} = 0,8 \div 0,9$ для споживачів III категорії.

2.1 Втрати активної потужності й енергії у двообмоткових трансформаторах

Втрати активної потужності в трансформаторі ΔP_T визначають за виразом

$$\Delta P_T = \Delta P_X + \Delta P_K \cdot k_3^2, \quad (2.1)$$

де ΔP_X – активні втрати холостого ходу при номінальній напрузі;

ΔP_K – активні навантажувальні втрати (втрати КЗ) при номінальному навантаженні;

k_3 – коефіцієнт завантаження трансформатора

$$k_3 = \frac{S_\phi}{S_{T,НОМ}},$$

де S_ϕ – фактичне навантаження трансформатора;

$S_{T,НОМ}$ – його номінальна потужність;

ΔP_X , ΔP_K , $S_{T,НОМ}$ – каталожні дані трансформатора.

Втрати електроенергії в трансформаторі:

$$\Delta W_T = \Delta P_X \cdot T_{II} + \Delta P_K \cdot k_3^2 \cdot T_{РОБ}, \quad (2.2)$$

де T_{II} – річне число годин роботи (підключення) трансформатора;
 $T_{РОБ}$ – річне число годин роботи трансформатора з номінальним навантаженням.

При одній зміні $T_{роб} = 2400$ г,
 при двох $T_{роб} = 5400$ г,
 при трьох $T_{роб} = 8400$ г.

Втрати активної потужності (наведені), що враховують втрати як у самому трансформаторі, так і створювані ним в елементах системи електропостачання (від генераторів електростанцій до розглянутого трансформатора) залежно від реактивної потужності, споживаної трансформатором, визначають за виразом

$$\Delta P'_T = \Delta P'_X + \Delta P'_K \cdot k_3^2, \quad (2.3)$$

де $\Delta P'_X$ – приведені активні втрати потужності холостого ходу

$$\Delta P'_X = \Delta P_X + \Delta Q_X \cdot k_{зв}$$

де $k_{зв}$ – коефіцієнт зміни втрат або економічний еквівалент реактивної потужності, що характеризує активні втрати від джерела живлення до трансформатора, що припадають на 1 кВАр пропускної реактивної потужності, кВт / кВАр (значення коефіцієнта **кзв** наведені в таблиці 2.1).

Таблиця 2.1 – Коефіцієнт зміни втрат в трансформаторах

Характеристика трансформатора й системи електропостачання	Значення кзв кВт/кВАр	
	в години максимуму енергосистеми	в годинник мінімуму енергосистеми
Трансформатори, що живляться безпосередньо від шин електростанцій	0,02	0,02

Мережеві трансформатори, що живляться від електростанцій на генераторній напрузі	0,07	0,04
Понижувальні трансформатори 110/35/10 кВ, що живляться від районних мереж	0,1	0,06
Понижувальні трансформатори 6 – 10 / 0,4 кВ, що живляться від районних мереж	0,15	0,1

Реактивні втрати потужності холостого ходу

$$\Delta Q_X = \frac{S_{T.НОМ} \cdot I_{X. \%}}{100},$$

де $I_{X. \%}$ – струм холостого ходу;

$\Delta P'_K$ – наведені активні втрати потужності КЗ

$$\Delta P'_K = \Delta P_K + \Delta Q_K \cdot k_{III},$$

Реактивні втрати потужності КЗ:

$$\Delta Q_K = \frac{S_{T.НОМ} \cdot u_{K. \%}}{100},$$

де $u_{K. \%}$ – напруга КЗ.

$I_X \%$, $u_K \%$ – каталожні дані трансформатора.

Наведені втрати електроенергії, що враховують втрати електроенергії як у самому трансформаторі, так і створювані ним в елементах системи електропостачання залежно від реактивної потужності споживаної трансформатором

$$W_T = \Delta P'_X \cdot T_{II} + \Delta P'_K \cdot T_{РОБ} \cdot (k'_3)^2. \quad (2.4)$$

2.2 Коефіцієнт завантаження трансформаторів

Для підстанції з двома трансформаторами однакової потужності, коли працює один трансформатор із двох, коефіцієнт завантаження

$$k_{3.1} = \sqrt{2} \cdot \sqrt{\frac{\Delta P'_X}{\Delta P'_K}}, \quad (2.5)$$

коли працюють обидва трансформатори, тоді коефіцієнт завантаження кожного з трансформаторів

$$k_{3.2} = \frac{1}{\sqrt{2}} \cdot \sqrt{\frac{\Delta P'_X}{\Delta P'_K}}. \quad (2.6)$$

Економічно доцільний режим роботи трансформаторів визначається залежно від сумарного навантаження кількості паралельно включених трансформаторів, що забезпечують мінімум втрат електроенергії в цих трансформаторах $\Delta P'_{\Sigma 0} = \min$

$$\Delta P'_{\Sigma 0} = n \cdot (\Delta P'_X + k_{III} \cdot \Delta Q'_X) + \frac{1}{n} \cdot (\Delta P'_K + k_{III} \cdot \Delta Q'_K) \cdot k_3^2,$$

де n – число включених трансформаторів однакової потужності.

В умовах експлуатації оптимальним коефіцієнтом завантаження трансформатора вважають такий, який забезпечує максимальний приведений ККД, тобто

$$k_{зав.о} = \sqrt{\frac{\Delta P'_X}{\Delta P'_K}}, \quad (2.7)$$

Розрахунки показали, що коефіцієнти завантаження k_3 трансформаторів, розраховані по мінімуму приведених втрат потужності (2.5)–(2.7), мають досить низьке значення. Так, для трансформаторів типу ТМ потужністю (630 ÷ 16 000) кВА при $k_{зм.впрат} = 0,07$ кВт/кВАр коефіцієнт завантаження $k_3 = 0,4 \dots 0,5$. На підставі цих розрахунків пропонують для вибору оптимальної потужності трансформаторів, під час визначення їх раціональних коефіцієнтів завантаження використовувати основний економічний критерій, а саме: мінімум наведених річних витрат.

Застосування такого критерію дозволяє, враховуючи ефективність капіталовкладень у трансформатори, уникнути зайвих втрат електроенергії, а також омертвіння матеріальних цінностей і трудових витрат. Водночас умови експлуатації найвигіднішим чином поєднуються з параметрами трансформаторів.

Наведені витрати на один трансформатор залежно від навантаження обчислюють за виразом

$$Z_{1T} = k_H \cdot K + (\Delta P'_X + k_3^2 \cdot \Delta P'_K) \cdot T_{II} \cdot C_E, \quad (2.8)$$

де $k_H = ke + k_A$ – нормативний коефіцієнт;

$ke = 0,15$ – нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень;

$k_A = 0,06$ – нормативний коефіцієнт амортизаційних відрахувань (з розрахунку 6 % на рік);

K – одноразові капітальні вкладення в один трансформатор;

C_e – вартість (тариф) 1 кВт · год електроенергії.

Для зіставлення k_3 трансформаторів різної потужності використовувалися питомі приведені витрати, тобто наведені витрати, віднесені до переданої потужності S

$$z_{1T} = \frac{Z_{1T}}{S} = \frac{k_H \cdot K + [\Delta P'_X + (\frac{S}{S_{3T.HOM}})^2 \cdot \Delta P'_K] \cdot T_{II} \cdot C_E}{S}. \quad (2.9)$$

Аналіз залежності питомих приведених витрат від коефіцієнтів завантаження трансформаторів типу ТМ потужністю (6 300 ÷ 16 000) кВ · А показав, що питомі наведені витрати різко зростають при коефіцієнтах завантаження, менших 0,6.

При $k_3 > 0,6$ питомі наведені витрати збільшуються незначно.

Аналіз залежності питомих приведених витрат від коефіцієнтів завантаження трансформаторів типу ТМ потужністю (6 300 ÷ 16 000) кВ · А показав, що питомі наведені витрати різко зростають при коефіцієнтах завантаження, менших 0,6. При $k_3 > 0,6$ питомі приведені витрати збільшуються незначно.

На підставі виразу (2.9) одержано оптимальний k_3 , відповідний мінімуму наведених витрат:

$$k_{3.м.з} = \sqrt{\frac{\Delta P'_X}{\Delta P'_K} + \frac{k_H \cdot K}{C_E \cdot T_{II} \cdot \Delta P'_K}}. \quad (2.10)$$

Порівняння формул (2.6) і (2.10) показує, що коефіцієнт завантаження, який вираховують за (2.10), більший, ніж коефіцієнт завантаження, відповідний мінімуму витрат. Для будь-

якого типорозміру трансформатора k_3 , визначають за мінімум наведених витрат, збільшується в разі зменшення вартості 1 кВт · год електроенергії. Із ростом номінальної потужності трансформатора оптимальний k_3 за однієї і тієї самої вартості електроенергії зменшується.

2.3 Заміна перенавантажених силових трансформаторів

Під час розгляду доцільності заміни трансформаторів необхідно керуватися [1], відповідною інструкцією щодо експлуатації трансформаторів [2], а також рекомендаціями, зазначеними нижче.

Заміна перевантажених трансформаторів на підстанціях відбувається, якщо коефіцієнт завантаження трансформаторів $K_{3,l}$ у відносних одиницях більший за верхню межу економічно доцільного завантаження $K_{3,l}^B$

$$K_{3,l} > K_{3,l}^B.$$

Верхню межу завантаження $K_{3,l}^B$ у відносних одиницях визначається за формулою (2.11)

$$K_{3,l}^B = \sqrt{\frac{(P_{x,l} - P_{x,(l+1)}) \cdot T \cdot 3 + K}{(P_{k,l} - K_{H,T}^2 \cdot P_{k,(l+1)}) \cdot T \cdot 3}}, \quad (2.11)$$

де P_x і P_k – паспортні значення втрат відповідно до холостого ходу й короткого замикання, МВт;

3 – вартість одного МВт · год активної електроенергії в даній енергосистемі (грн);

l – належить до трансформатора, що замінюється;

$(l + 1)$ – до трансформатора, яким замінюється, більшої потужності;

T – тривалість роботи трансформатора, год;

$K_{H,T}$ – відношення номінальних потужностей $\frac{S_{H,l}}{S_{H,(l+1)}}$;

K – вартість заміни трансформаторів, що визначають для кожного конкретного випадку за формулами (2.12), (2.13), гривень.

Витрати на установку нового обладнання замість старого на діючій підстанції визначають формулою, грн. (2.13)

$$K = K_H + K_{DM} - K_L, \quad (2.13)$$

де K_{DM} – вартість демонтажу устаткування;

K_L – ліквідна вартість обладнання, що демонтується й може бути використано на інших об'єктах.

K_H – витрати на впровадження заходів, пов'язаних з установленням нового обладнання, грн.

Витрати на впровадження заходів, пов'язаних з установленням нового обладнання (K_H), повинні враховувати вартість будівельних і монтажних робіт (K_{CM}), вартість самого обладнання (K_O), а також інші витрати (K_{II}), зокрема транспортні витрати

$$K_H = K_{CM} + K_O + K_{II}. \quad (2.14)$$

Витрати під час заміни обладнання з обмінного фонду визначають таким виразом (2.15):

$$K = K_M + K_{DM}, \quad (2.15)$$

де K_M – демонтаж обладнання.

Витрати при обміні обладнання, встановленого в мережі, визначаються формулою, грн. (2.16)

$$K = K_{DM,l} + K_{M,l} + K_{DM,(l-1)} + K_{M,(l-1)}, \quad (2.16)$$

де l – відноситься до обладнання, що замінюється;

$(l-1)$ – відналежить до обладнання, що замінюється.

Зазначені вартісні показники можна визначити за відповідними прейскурантами, укрупненими одиничними розцінками тощо, але краще виконувати ці розрахунки за реальними витратами.

У результаті заміни перевантаженого трансформатора або установки додаткового відбувається зниження навантажувальних витрат δW_K в мегават-годинах

$$\delta W_K = (P_{K,l} - K_{BT}^2 \cdot P_{K,(l+1)}) \cdot K_{3,l}^B \cdot K_{II} \cdot \tau \quad (2.17)$$

і збільшення витрат холостого ходу δW_X в мегават-годинах

$$\delta W_X = (P_{X,(l+1)} - P_{X,l}) \cdot T, \quad (2.18)$$

де T – тривалість роботи трансформатора, год.

Сумарне зниження втрат енергії $W_в$ мегават-годинах складає

$$\delta W = \delta W_K - \delta W_X. \quad (2.19)$$

2.4 Заміна недовантажених силових трансформаторів

Заміну недовантаженого трансформатора, за неможливості його відключення, трансформатором меншої потужності здійснюють, якщо прогнозований на 4–5 років коефіцієнт його завантаження в режимі найбільших навантажень менший нижньої межі економічно доцільних завантажень, а установка трансформатора меншої потужності не призводить до його перевантаження в нормальному (а для двотрансформаторних підстанцій і більш – і в аварійному) режимі.

Першу умову записують у вигляді (2.20)

$$K_{3,l} < K_{3,l}^H, \quad (2.20)$$

а другу

$$K_{H,T} \cdot K_{3,l} < K_{СП.(l-1)}, \quad (2.21)$$

де $K_{3,l}$, $K_{3,l}^H$ – відповідно фактичний та економічно доцільний коефіцієнти завантаження замінного трансформатора, відн. од;

$K_{H,T}$ – відношення номінальних потужностей трансформаторів, відн. од;

$K_{СП}$ – коефіцієнт допустимих систематичних перевантажень трансформатора, відн. од.

Індекс l належить до трансформатора, що замінюється ($l-1$) – до трансформатора, яким замінюється меншої потужності.

Нижня межа економічно доцільного коефіцієнта завантаження трансформатора K_3 за наявності в обмінному фонді достатньої кількості трансформаторів даної потужності визначається з умови мінімуму витрат на втрати електроенергії за формулою (2.22)

$$K_{3,l}^{H,П} = \sqrt{\frac{(P_{X,l} - P_{X,(l+1)}) \cdot T \cdot 3 - K}{(K_{H,T}^2 \cdot P_{K,(l+1)} - P_{K,l}) \cdot \tau \cdot 3}}. \quad (2.22)$$

У цьому разі $K_{3,l}^H = K_{3,l}^{H,II}$.

У випадку заміни недовантажених трансформаторів знижуються втрати електроенергії холостого ходу δW_X в мегават-годинах

$$\delta W_X = (P_{X,l} - P_{X,(l+1)}) \cdot T, \quad (2.23)$$

де $P_{X,l}$ і $P_{X,(l+1)}$ – паспортні значення втрат холостого ходу, МВт·год,

– індекс l стосується початкового трансформатора;

– індекс $(l+1)$ – недовантаженого трансформатора.

Водночас зазвичай збільшуються навантажувальні втрати δW_K в мегават-годинах

$$\delta W_K = (K_{HT}^2 \cdot P_{K,(l+1)} - P_{K,l}) \cdot K_{3,l}^2 \cdot \tau \cdot K_{II} \quad (2.24)$$

Сумарне зниження втрат електроенергії δW в мегават-годинах визначають за формулою (2.25)

$$\delta W = \delta W_X - \delta W_K, \quad (2.25)$$

де δW_X – втрати електроенергії холостого ходу, МВт · год;

δW_K – навантажувальні втрати, МВт · год.

Водночас термін окупності заходів із заміни перевантажених і недовантажених трансформаторів повинен бути меншим за рік, а за можливості сезонної заміни 3 – 4 місяці.

У разі установки нового трансформатора термін окупності повинен бути також невеликим.

Однак, на сьогодні необхідність установлення нового силового трансформатора здебільшого визначається технічними факторами (введення нового споживача, реконструкцією мережі, тощо).

Заміну перевантажених трансформаторів зараз виконують досить рідко, а недовантажених трансформаторів дуже багато, й тому можливості їх обміну між собою обмежені.

Водночас потрібно зазначити, що реалізація останнього заходу на даному етапі досить актуальна.

Наразі буває, що заміну трансформаторів виконує персонал енергосистем за рахунок коштів на капітальний ремонт і подані у формулах (2.11), (2.22) витрати можна не враховувати. Ці

формули істотно спрощуються й набувають такого вигляду (2.26):

$$\begin{aligned}
 K_{3.L}^B &= \sqrt{\frac{(P_{X.(l+1)} - P_{X.l}) \cdot T}{(P_{K.l} - K_{H.T}^2 \cdot P_{K.(l+1)}) \cdot \tau}}, \\
 K_{3.L}^{H.II} &= \sqrt{\frac{(P_{X.l} - P_{X.(l+1)}) \cdot T}{(K_{H.T}^2 \cdot P_{K.(l-1)} - P_{K.l}) \cdot \tau}}.
 \end{aligned}
 \tag{2.26}$$

2.5 Установлення та введення в роботу на трансформаторах із РПН пристроїв автоматичного регулювання коефіцієнта трансформації

Ефект від їх установлення полягає в більш ретельному відстежуванні змін режиму, ніж це могло би бути виконано диспетчером.

2.6 Установлення та введення в експлуатацію нових силових трансформаторів на діючих підстанціях

Під час додавання додаткового трансформатора значення $P_{X.l}$ і $P_{K.l}$ є сумарними для всіх трансформаторів, установлених до введення додаткового, а $P_{X.(l+1)}$ і $P_{K.(l+1)}$ – те саме після його введення.

Загалом втрати холостого ходу під час установлення сучасного трансформатора можуть не зрости, а зменшитися.

Термін окупності встановлюваного трансформатора $T_{окуп}$ (рік) визначається таким виразом (2.27):

$$T_{окуп} = \frac{\delta W \cdot 3}{K}, \tag{2.27}$$

де K – визначають формулою (2.13);

δW – виразом (2.25).

Застосування загального для цієї мережі τ в формулі (2.24) виправдано лише за відсутності інформації про графіки навантажень. Залежно від повноти режимної інформації потрібно застосовувати більш точні методи розрахунку навантажувальних втрат

електроенергії. У разі установлення ж нових трансформаторів використання формули (2.24) неприпустимо.

2.7 Відключення трансформаторів на підстанціях із сезонним навантаженням

Із метою економії електроенергії доцільно відключати малоавантажені трансформатори під час сезонного зниження навантаження. Такі відключення можливі на двотрансформаторних підстанціях. На практиці це застосовують рідко, здебільшого сезонно через низький ресурс масляних вимикачів.

Пропонують відключення одного трансформатора здійснювати автоматично в залежності від завантаження, водночас замінити масляні вимикачі на вакуумні, ресурс яких не обмежений.

На підстанціях, від яких живляться споживачі першої та другої категорій, а також на районних підстанціях енергосистемизазвичай установлюють два й більше трансформаторів.

Водночас можлива їх роздільна й паралельна робота.

У разі роздільної роботи кожен із трансформаторів включається на виділену секцію шин.

До того ж, знижуються струми короткого замикання за трансформаторами, що полегшує роботу обладнання й комутаційних апаратів.

Однак, такий режим роботи трансформаторів менш економічний порівнянно з режимом паралельної роботи трансформаторів.

Тому найбільш економічний режим відповідає навантаженню трансформаторів, пропорційному їх номінальній потужності.

Економічне розподілення навантажень між паралельно працюючими трансформаторами настає в тому разі, якщо їх параметри однакові.

Під час роботи підстанції за заданим графіком мінімум приведених витрат на трансформацію електроенергії відповідає мінімуму втрат потужності в трансформаторах.

Тому граничне значення навантаження, за якого доцільне відключення одного з паралельно працюючих трансформаторів, визначають із рівності втрат потужності в n і $(n - 1)$ трансформаторах.

Відключення одного з n однотипних трансформаторів доцільне в режимах, за яких навантаження трансформаторів у мегавольтамперах.

$$S < S_{HT} \cdot \sqrt{\frac{n \cdot (n - 1) \cdot \Delta P_X}{\Delta P_K}}, \quad (2.28)$$

де S_{HT} – сума номінальних потужностей трансформаторів;

ΔP_X – втрати холостого ходу трансформаторів;

ΔP_K – втрати короткого замикання трансформаторів.

Під час паралельної роботи різнотипних трансформаторів бажано, щоб їх потужності різнилися не більше ніж **1 : 3**, напруги короткого замикання – не більше ніж на $\pm 10 \%$, напруги відгалужень не більше ніж на $\pm 0,5 \%$ і групи з'єднання обмоток були однаковими.

Водночас навантаження трансформаторів буде дещо відрізнятися від економічного через появу зрівняльних струмів.

Розподілення навантаження між паралельно працюючими трансформаторами прямо пропорційний їх номінальній потужності й обернено пропорційний напругам короткого замикання.

За n різнотипних трансформаторів граничне значення навантаження, за якого доцільне відключення одного з них, визначається з умови

$$\sum_{l=1}^n \Delta P_{x.l} + \left[\frac{S}{\sum_{l=1}^n S_{HT.l}} \right]^2 \cdot \sum_{l=1}^n \Delta P_{k.l} = \sum_{l=1}^{n-1} \Delta P_{x.l} + \left[\frac{S}{\sum_{l=1}^{n-1} S_{HT.l}} \right]^2 \cdot \sum_{l=1}^{n-1} \Delta P_{k.l}$$

У лівій частині виразу проводять підсумовування даних з усіх трансформаторів, а в правій – без одного з них.

Підрахувавши значення правої частини під час відключення кожного з трансформаторів (а в разі великої кількості їх – і парного відключення), одержимо ряд значень S , за яких доцільне відключення того чи іншого трансформатора.

Наприклад відключення одного з трьох трансформаторів доцільне, якщо

$$S \leq \sqrt{\frac{\Delta P_{X3} \cdot S_{HT2}^2 \cdot S_{HT3}^2}{(\Delta P_{K1} + \Delta P_{K2}) \cdot S_{HT3}^2 - (\Delta P_{K1} + \Delta P_{K2} + \Delta P_{K3}) \cdot S_{HT2}^2}}, \quad (2.29)$$

де ΔP_{X3} – втрати холостого ходу в трансформаторі, який відключається, МВт;

S_{HT2}, S_{HT3} – сума номінальних потужностей двох і трьох трансформаторів, МВА;

$\Delta P_{K1}, \Delta P_{K2}, \Delta P_{K3}$ – втрати КЗ в першому, другому й третьому трансформаторах, МВт.

Зазвичай, відключення одного з двох або більше трансформаторів, установлених на підстанції, доцільне, якщо їх максимальне навантаження не перевищує $40 \div 45 \%$ сумарної номінальної потужності трансформаторів.

Планове й фактичне зниження втрат електроенергії під час відключення трансформатора в мегават-годинах визначають за формулою (2.29)

$$\delta W = (\delta W_X - \delta W_H) \cdot 0,001, \quad (2.29)$$

де δW_X – зниження втрат холостого ходу, кВт · год;

δW_H – збільшення навантажувальних втрат, кВт · год;

δW_X і δW_H – визначаються за формулами, тис. кВт · год.

$$\delta W_X = \sum_{j=1}^k (\delta P_{Xj} \cdot t_j), \quad (2.30)$$

$$\delta W_H = \sum_{j=1}^k (\delta P_{Hj} \cdot t_j), \quad (2.31)$$

де δP_{Xj} – зниження втрат потужності холостого ходу в j -му періоді тривалістю t_j під час відключення того чи іншого трансформатора, МВт;

δP_{Hj} – збільшення навантажувальних втрат потужності в j -му періоді, МВт;

k – кількість характерних періодів;

t_j – тривалість j -го періоду, годин.

Навантажувальні втрати потужності в n трансформаторах в j -му періоді в мегаватах визначаються за формулою (2.32)

$$\Delta P_{Hj}^n = \left[\frac{S_{Hj}}{\sum_{l=1}^n S_{HT.l}} \right]^2 \cdot \sum_{j=1}^n P_{Hj}, \quad (2.32)$$

де S_{Hj} – середнє навантаження підстанції за час t_j ,

$S_{HT.l}$ – сума номінальних потужностей l трансформаторів;

$\Delta P_{H.l}$ – навантажувальні втрати l трансформаторів;

n – кількість трансформаторів.

2.8 Скорочення числа трансформації

Значну економію електроенергії можна отримати за рахунок скорочення числа трансформацій, оскільки на кожній із них в одному трансформаторі втрачається до 7 % від загальних втрат. Тому визначення оптимальної кількості трансформацій в системі електропостачання має важливе значення.

Основними причинами зайвого числа трансформацій є: неправильний вибір напруги (живильної, розподільної мереж) без урахування перспективи розвитку системи електропостачання.

Наприклад, якщо в мережі напругою 6 кВ на підприємстві рухове навантаження становить більше 25 % загального навантаження, то раціональною, як показують розрахунки, є для цього підприємства напруга 6 кВ, і на цій напрузі повинні бути виконані живильна й розподільна мережі.

Економію електроенергії можна одержати, застосувавши при реконструкції або проектуванні системи електропостачання для споживачів II категорії одотрансформаторні підстанції з резервуванням по НН замість двотрансформаторних підстанцій.

Можливе використання тритрансформаторної КТП замість двох двотрансформаторних.

Значну економію електроенергії можна одержати за рахунок скорочення числа трансформацій. Як зазначалося вище, в кожному трансформаторі втрачається до 7 % переданої потужності, тому питання раціонального числа трансформацій у системі електропостачання мають важливе значення. Основними причинами зайвого числа трансформацій є неправильний вибір напруги (живильної та розподільної мереж) без урахування перспективи розвитку промислового підприємства.

Значну економію електроенергії можна також, зменшивши потужність цехових трансформаторів за рахунок компенсації реактивної потужності (КРП). Це питання, що належить одночасно й до трансформаторів, і в цілому до кабельних мереж, розглянуто далі.

3 ЕКОНОМІЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В МЕРЕЖАХ

3.1 Втрати активної потужності в кабельних мережах

Відомо, що велика частина втрат активної потужності припадає на розподільні мережі **0,22 ÷ 10 кВ**, незважаючи на те, що в ці мережі вкладено значно більше кольорового металу, ніж у мережі **35 ÷ 110 кВ** (табл.3.1).

Таблиця 3.1 – Втрати активної потужності і витрата кольорового металу

Напруга мереж, кВ	Втрати активної потужності, % споживаної	Витрата кольорового металу, %
110	25	14
35	10	6
0,22	65	80
усього	100	100

Із таблиці 3.1 видно, що найбільш дієвими заходами щодо зниження втрат потужності та електроенергії є ті, які знижують ці втрати в мережах 0,22 ÷ 10 кВ.

Як відомо, втрати активної потужності ΔP_L в кабельних лініях рівні

$$\Delta P_L = 3 \cdot I_L^2 \cdot R_L, \quad (3.1)$$

де I_L – струм у лінії;

R_L – опір однієї фази в лінії.

Струм в лінії та опір можна виразити так:

$$I_L = \frac{P_L}{\sqrt{3} \cdot U_{L.НОМ} \cdot \cos \varphi}, \quad (3.2)$$

$$R_L = \frac{\rho \cdot L_L}{S_L} \quad (3.3)$$

де P_L – потужність навантаження, кВт;

$U_{L.НОМ}$ – номінальна напруга мережі кВ;

$\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності;

ρ – питомий опір матеріалу жили кабелю, Омм/мм²:

– для алюмінієвих проводів $\rho_1 = 0,026 \div 0,029$;

– для мідних $\rho_2 = 0,0175 \div 0,018$;

– для сталевих $\rho_3 = 0,01 \div 0,14$;

L_L – довжина лінії, км;

S_L – переріз лінії, мм².

На основі (3.1) – (3.3) можна записати

$$\Delta P_L = \frac{\rho \cdot L_L \cdot P_L^2}{S_L \cdot U_{L,ном}^2 \cdot \cos^2 \varphi} \quad (3.4)$$

Із (3.4) випливає, що економити електроенергію в кабельних лініях можна за рахунок:

1) скорочення довжини ліній, наприклад, від цехового трансформатора до приймача електроенергії;

2) збільшення перерізів ліній до економічно доцільних значень, що визначаються техніко-економічними розрахунками (ТЕР);

3) підвищення $\cos \varphi$ електроустановок;

4) збільшення напруги мережі.

Скорочення довжини кабельних ліній здійснюють за рахунок:

– раціонального розподілення приймачів електроенергії між підстанціями з урахуванням технологічних особливостей виробництва;

– більш глибокого підведення ВН до цехів, де встановлюють знижувальні підстанції;

– раціонального вибору місць розміщення підстанцій.

Особливо різко зменшуються втрати активної потужності та енергії в разі збільшення напруги, оскільки ці втрати обернено пропорційні квадрату напруги.

Втрати активної потужності в лініях і мережах ΔP_L , кВт, визначаються їх параметрами та струмом навантаження

$$\Delta P_L = \frac{1,1 \cdot n \cdot \rho \cdot L_L \cdot I_L^2 \cdot 10^{-3}}{S_L}, \quad (3.5)$$

де $\mathbf{1,1}$ – коефіцієнт, що враховує опір перехідних контактів, скручування жил і спосіб прокладки ліній;

n – кількість фаз ліній;

l_L – довжина ліній, м;

S_L – переріз проводу, мм²;

ρ – питомий опір матеріалу проводу при 20° С;

I_L – середнє значення струму навантаження, А.

Економія електроенергії в мережі ΔW під час переведення її на більш високу напругу, кВт · год, складе

$$\Delta W = 0,003 \cdot \rho \cdot L_L \cdot T_P \cdot \left[\frac{I_1^2}{S_1} - \frac{I_2^2}{S_2} \right], \quad (3.6)$$

де S_1 і S_2 – перерізи проводів мережі при НН і ВН, мм², під час проведення заходів без заміни проводів;

T_P – розрахунковий період часу, год.

I – середньоквадратичне значення струму навантаження однієї фази, А.

У разі проведення реконструкції мереж (заміни перерізу проводів, їх матеріалу, скорочення довжини без зміни напруги) економія електроенергії становитиме

$$\Delta W = 0,003 \cdot T_P \cdot \left[\frac{\rho_1 \cdot L_1 \cdot I_1}{S_1} - \frac{\rho_2 \cdot L_2 \cdot I_2}{S_2} \right], \quad (3.7)$$

де до реконструкції L_1 – довжина, м,

ρ_1 – питомий опір матеріалу, Ом·мм²/м,

S_1 – переріз, мм²

після реконструкції L_2 – довжина, м,

ρ_2 – питомий опір матеріалу, Ом·мм²/м,

S_2 – переріз, мм².

Відомо, що втрати електроенергії в мережах пропорційні активному опору проводів. Отже, під час уключення під навантаження резервної лінії втрати електроенергії знизяться в 2 рази, якщо довжина, переріз проводів і навантаження основної та резервної ліній рівні, а схеми однакові.

3.2 Переведення електричних мереж на більш високу номінальну напругу

Номінальна напруга – один із основних факторів підвищення пропускної здатності мережі й зниження втрат потужності й енергії.

Перехід на новий, більш високий ступінь напруги здійснюють у тому разі, коли за рахунок інших, нижче розглянутих заходів неможливо досягти бажаного ефекту.

Однак, необхідно пам'ятати що підвищення номінальної напруги – захід капіталомісткий.

Для свого здійснення воно вимагає значних коштів, обладнання, матеріалів.

Основні труднощі під час його здійснення полягають у забезпеченні необхідного рівня ізоляції, відповідного до введеного ступеня напруги.

По суті, при цьому доводиться провести реконструкцію всієї мережі.

Тому в такому явному вигляді переведення мережі на новий рівень напруги здійснюють досить рідко, за винятком старих її ділянок, що стали непридатними.

Підвищення номінальної напруги мережі здебільшого здійснюють за двома напрямками:

1) за рахунок зниження запасу ізоляції існуючих кабельних і повітряних ліній та реконструкції підвищувальних і понижувальних підстанцій, що характерно

– для міських і сільських розподільних мереж (6 ÷ 10) кВ,

– міських кабельних мереж (6 ÷ 10) кВ, тощо.

2) за допомогою спорудження мережі живлення більш високої напруги у вигляді глибоких вводів до центрів електроспоживання, розвантаження на цій основі наявних ліній і переведення їх у розряд розподільних.

Доцільність переходу на новий ступінь напруги повинна підтверджуватися відповідними техніко-економічними розрахунками.

Вибір номінальної напруги мережі обумовлюється величиною переданої потужності й дальності передачі.

Водночас може бути також використаний позитивний досвід проєктування електричних мереж.

Вплив напруги на втрати потужності, енергії та пропускну здатність мережі як одного з найважливіших, визначальних ці величини параметрів.

Якщо не враховувати статичних характеристик навантаження, хвильового характеру й розподіленості параметрів ліній, а також впливу на активний опір теплового ефекту навантаження, то з підвищенням напруги втрати потужності в опорах мережі знижуються, а в провідності – збільшуються пропорційно квадрату напруги.

Кількісну зміну навантажувальних втрат потужності в разі відхилення напруги від номінальної можна оцінити відомим виразом:

$$\Delta P_{K.\%} = 1 - \frac{1}{\left(1 \pm \frac{\Delta U_{\%}}{100}\right)^2},$$

а втрат холостого ходу:

$$\Delta P_{X.\%} = \left(1 \pm \frac{\Delta U_{\%}}{100}\right)^2 - 1.$$

Тут знак «+» відповідає збільшенню, а «-» зменшенню рівня напруги порівнянно з номінальним.

«Правила влаштування електроустановок» [3] допускають перевищення робочої напруги мережі понад номінальну на 20 % у мережах до 20 кВ включно, 15 % – у мережах 35 ÷ 220 кВ, 10 % у мережах 330 кВ і 5 % – у мережах 500 кВ і вище. Звідси випливає, що в мережах до 220 кВ включно існують технічні можливості використання ефекту зниження навантажувальних втрат потужності та енергії за рахунок підвищення робочого рівня напруги. Розглянемо, як під час цього зміняться втрати холостого ходу.

Втрати холостого ходу в трансформаторах залежать від напруги, підведеної до їх відгалужень, а не від рівня напруги в мережі. Координуючи відгалуження трансформаторів відповідно

до підведеної до них робочої напруги, втрати холостого ходу в трансформаторах можна утримувати на постійному рівні.

У разі підвищення робочої напруги можуть дещо зрости втрати на корону в повітряних лініях, однак, втрати на корону в лініях 110 ÷ 220 кВ незначні. Вони становлять помітну величину лише в лініях 330 кВ і вище. Але в цих лініях допустимі перенапруги ізоляції незначні й ефект від підвищення робочої напруги в них практично не може бути використаний для цілей зниження навантажувальних втрат. Цьому перешкоджають специфічні для таких ліній режими реактивних потужностей, що призводять до підвищення робочої напруги під час передачі по них потужностей менших за натуральні.

Резюмуючи вищевикладене, потрібно зробити висновок, що підтримка робочої напруги в мережі на гранично допустимому вищому рівні раціональна з погляду забезпечення більш високої якості напруги та зниження втрат енергії.

Для підтримки робочої напруги в лініях на високому рівні необхідно мати у своєму розпорядженні достатній арсенал регулювальних пристроїв і забезпечити позитивний баланс реактивної потужності в основних вузлах мережі. З погляду забезпечення вимог до якості напруги в споживачів на вторинних шинах понижувальних трансформаторів необхідно домогтися напруги $1,05 \div 1,1$ номінальної для режимів максимальних і номінальної – для режимів мінімальних навантажень.

Для більш повного використання ефекту зниження навантажувальних втрат енергії за рахунок підвищення рівня робочої напруги в електричній мережі необхідно на понижувальних підстанціях, прилеглих до великих джерел реактивної потужності (електростанціях), установлювати замість понижувальних підвищувальні трансформатори з достатнім діапазоном регулювання на високій стороні. В іншому разі знижувальні трансформатори з низькою номінальною напругою та недостатнім діапазоном регулювання можуть виявитися лімітуючим фактором під час підняття робочої напруги в прилеглих до електростанцій вузлах через перезбудження їх відгалужень. Допустиме перезбудження

відгалужень трансформаторів за даними заводів-виробників становить лише 5 %, а в разі навантажень не вище 0,25 номінальної – не більше 10 %.

Це положення необхідно враховувати під час складання перспективного плану спорудження, розвитку та реконструкції електричної мережі.

Регулювальні пристрої:

- 1) генератори електростанцій, РПН і ПБЗ на трансформаторах;
- 2) спеціальні вольтододаткові й регулювальні трансформатори;
- 3) трансформатори з поздовжньо-поперечним регулюванням;
- 4) синхронні компенсатори;
- 5) батареї статичних конденсаторів (зокрема ІРМ);
- 6) шунтувальні реактори.

У складнозамкнених неоднорідних електричних мережах можна досягти певного підняття рівня робочої напруги та зниження навантажувальних втрат енергії за рахунок пригнічення зрівняльних струмів, викликаних неоднорідністю мережі. Уведення протидії ЕРС в контури здійснюють відповідним підбором неврівноважених коефіцієнтів трансформації на контурних трансформаторах, що зв'язують електричні мережі різних номінальних напруг, перемиканням контурних трансформаторів на різні групи з'єднання обмоток, спеціальними трансформаторами з поздовжньо-поперечним регулюванням.

Для підвищення робочого рівня напруги в розподільних мережах використовують сезонне перемикання відгалужень на трансформаторах із ПБН.

Розрахунки показують, що за рахунок оптимізації режимів робочої напруги можна досягти зниження втрат енергії до 1 % сумарних втрат у системі.

Завдання вибору робочих відгалужень трансформаторів підвищувальних і понижувальних підстанцій повинна вирішуватися спільно з питанням оперативного управління потоками ак-

тивної і реактивної потужностей. Насамперед вирішують питання балансу й оптимізації режимів мережі за активною та реактивною потужностями. Потім проводять оптимізацію коефіцієнтів трансформації трансформаторів, що зв'язують мережі різних номінальних напруг, із метою зниження зрівняльних струмів у неоднорідних замкнених контурах і, нарешті, підбирають робочі коефіцієнти на інших трансформаторах по ходу потоків енергії до споживачів.

Особливо різко зменшуються втрати активної потужності та енергії під час збільшення напруги, оскільки ці втрати обернено пропорційні квадрату напруги (3.4).

Так, якщо до цехів підвести напругу 6 (10) кВ замість 0,38 кВ, то втрати знизяться у

$$n_{6/0,38} = \frac{\Delta P_6}{\Delta P_{0,38}} = \frac{6^2}{0,38^2} = 250 \text{ разів} , \quad (3.8)$$

$$n_{10/0,38} = \frac{\Delta P_{10}}{\Delta P_{0,38}} = \frac{10^2}{0,38^2} = 700 \text{ разів} . \quad (3.9)$$

Якщо порівняти 6 і 10 кВ, то

$$n = \frac{n_{10/0,38}}{n_{6/0,38}} = \frac{700}{250} = 2,84 \text{ разів} . \quad (3.10)$$

3.3 Автоматизація управління режимами електричних мереж

Для автоматизації управління режимами електричних мереж потрібно:

- 1) установити телевимірювання й інші засоби зв'язку в електричній мережі;
- 2) замінити або реконструювати приводи або самі комутуючі апарати.

Перед установленням телевимірювань необхідно провести оцінювання спостережливості мережі (виявлення зон, управління якими можливе за допомогою вже встановлених засобів ТІ) і визначити оптимальні місця установки додаткових коштів ТІ.

Таке оцінювання здійснюють за спеціальними програмами і воно є одноразовою операцією, на підставі якої розробляється план оснащення мережі засобами телевимірювань.

3.4 Рекомендації щодо регулювання напруги

Основною передумовою економічності заходів із регулювання напруги є раціональна побудова мережі.

Під нею розуміють додержання проєктних та експлуатаційних норм щодо потужності й розміщення ЦП, вибору номінальної напруги, завантаження трансформаторів, розрахункових втрат напруги, оптимального ступеня компенсації реактивних навантажень, щільності струму та практичної симетрії навантажень по фазах.

Основними заходами для підтримання нормованих відхилень напруги на введєнні споживачів є:

а) забезпечення режиму зустрічного регулювання напруги в центрах живлення (ЦЖ); при цьому повинен забезпечуватися необхідний баланс реактивної потужності у вузлі даного ЦЖ в нормальному й після аварійному режимах енергосистеми;

б) правильний вибір положень відгалужень у розподільчих трансформаторів (РТ);

в) усунення неприпустимих втрат напруги в низьковольтній мережі;

г) місцеве регулювання напруги;

д) додержання абонентами вимог ГОСТ 13109-97 по несиметрії, зміщення нейтралі, несинусоїдальності форми кривої напруги тощо.

а) режим регулювання напруги в ЦП.

1 Зустрічним називають регулювання, за якого на шинах електростанцій і знижувальних підстанцій у години максимуму навантаження підтримується підвищена, а в години мінімуму навантаження – знижена напруга.

Зустрічне регулювання напруги повинно забезпечуватися за нормальних режимів роботи енергосистем на шинах електростанцій, що мають місцевих споживачів, і на шинах 6 – 10 кВ підстанцій із первинною напругою 35 кВ і вище.

На необслуговуваних ЦП регулювання напруги повинно бути автоматизованим. На ЦП, що обслуговують, допускається дистанційне регулювання напруги по заданому добовому графіку, що складають не рідше 1 разу на квартал із зазначенням верхньої та нижньої меж допустимої напруги на шинах у різні години доби.

2 Глибина зустрічного регулювання P (тобто різниця між максимальним і мінімальним рівнями напруги на шинах ЦП впродовж доби, виражена у відсотках номінальної напруги) повинна бути визначена окремо для кожного ЦП залежно від характеру графіка навантажень приєднаних до ЦП споживачів, а також від розрахункових втрат напруги в ланках міської мережі.

3 Під час розрахунків міської мережі замість нормованих ГОСТ межі $\pm 5\%$ для побутових приймачів більш точно приймати діапазон $4 - 5,5\%$ ($8,5\%$).

Це дозволить здебільшого практично додержати діапазон $\pm 5\%$ (з урахуванням п.1.2 ГОСТ 13109-97) в усіх приймачів у раціонально побудованій мережі із зустрічним регулюванням напруги в ЦП (при звичайній зоні нечутливості РПН не більше $3 - 3,5\%$).

4 Зустрічне регулювання на шинах ЦП може бути забезпечене:

а) якщо центром живлення служить електростанція, відповідним регулюванням збудження генераторів;

б) якщо центром живлення служить підстанція (здебільшого шляхом РПН на живильних трансформаторах). Живлячі підстанції, що споруджуються, повинні для цього бути оснащеними трансформаторами з РПН.

Якщо діапазон P на наявних трансформаторах недостатній для забезпечення необхідної глибини, РПН потрібно доповнити установленням однієї або декількох секцій конденсаторів, що відключаються на стороні $6 - 10$ кВ (це рішення доцільне в разі дефіциту реактивної потужності у вузлі даного ЦП).

5 У разі живлення від одного ЦП одночасно двох груп споживачів, що різко розрізняються за графіками навантаження, для

поліпшення умов регулювання напруги потрібно розглянути можливість живлення кожної групи однорідних споживачів від окремого трансформатора.

Це рішення прийнятне, якщо воно не знижує надійності електропостачання споживачів, зокрема не приведе до живлення робочої та резервної лінії від однієї й тієї самої секції шин ЦП.

Можливість живлення кожної групи однорідних споживачів від окремого трансформатора може бути рекомендована:

а) якщо споживачі забезпечені резервним живленням від іншого ЦП;

б) якщо ЦП має не менше чотирьох секцій збірних шин (зокрема в разі установки на ЦП трансформаторів із розщепленою обмоткою або зі здвоєними реакторами).

б) Вибір відгалужень РТ

У разі втрати напруги в лінії 6 – 10 кВ понад 3 – 3,5 % доцільно використовувати на різних ділянках лінії різні відгалуження РТ.

Вибір точки зміни відгалужень проводять за результатами вимірювань у режимі максимальних і мінімальних навантажень розрахункових сезонів року.

Вибір відгалужень проводять так, щоб при заданій напрузі в ЦП напруга на шинах 380/220 В даного ТП становила:

а) у режимі максимального навантаження:

– за відсутності РТ зі ступенем відгалужень 2,5 %

$$U_{ном} - 1,05 \cdot U_{ном},$$

– за наявності РТ зі ступенем відгалужень 2,5 %

$$1,025 \cdot U_{ном} - 1,05 \cdot U_{ном};$$

б) у режимі мінімального навантаження – не більше $1,05 \cdot U_{ном}$.

Точки зміни відгалужень потрібно переглядати не рідше 2 разів на рік (влітку та взимку), а також після підключення до лінії 6–10 кВ нових великих споживачів.

На лініях 6–10 кВ з найбільшою втратою напруги не більше 3,5 %, а також на повітряних лініях, оснащених КБ, що відключаються, зміни відгалужень у РТ може не знадобитися.

в) Місцеве регулювання напруги

За неможливості забезпечення нормованих відхилень напруги в приймачів за допомогою заходів, перерахованих раніше, потрібно використовувати МРН або провести місцеву реконструкцію мережі. До засобів МРН відносять:

- а) КБ, що відключаються (наспмперед 0,38 кВ);
- б) лінійні регулятори напруги;
- в) РТ з РПН;
- г) індивідуальні стабілізатори напруги.

МРН можуть знадобитися:

а) для окремих ліній 6 – 10 кВ з особливо великою втратою напруги;

б) у зв'язку з неоднорідністю графіків навантаження споживачів, коли допустима глибина зустрічного регулювання на шинах ЦП невелика (істотно менша 5 %), а втрата напруги в лініях 6–10 кВ міської мережі перевищує 4–5 %;

в) якщо графік навантаження однієї з ліній 6–10 кВ різко відрізняється від сумарного графіка навантаження ЦП;

г) у разі різкої відмінності графіка навантаження одного з ТП від сумарного графіка ЦП;

д) якщо втрата напруги в окремих лініях 380 В після проведення симетрувальних заходів все ще істотно перевершує рекомендовані значення;

е) за наявності окремих приймачів, які висувають підвищені вимоги до якості напруги.

4 ТЕХНІЧНІ ЗАХОДИ ЩОДО ЕКОНОМІЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

4.1 Вирівнювання навантажень фаз в електричних мережах 0,38 кВ

Захід повинен виконуватися споживачами електроенергії під оперативним управлінням енергокомпаній на зменшення максимуму й вирівнювання графіка навантаження.

Вирівнювання графіка навантаження мережі бажано здійснювати за допомогою застосування до споживачів стимулюючих заходів, що забезпечують перенесення частини навантаження на нічні години.

Через різке зниження виробництва та зменшення роботи вночі це стало зараз досить актуально.

Загалом зниження втрат електроенергії від виконання заходу $\delta W_{1.4}$ в мегават-годинах визначають за формулою (4.1)

$$\delta W_{1.4} = \Delta W_H \cdot \left[1 - \left(\frac{K_{\phi 1}}{K_{\phi 2}} \right)^2 \right], \quad (4.1)$$

де індексами **1** і **2** позначені коефіцієнти форми графіка до вирівнювання та після нього;

ΔW_H – навантажувальні втрати в мережі при коефіцієнті форми $K_{\phi 1}$.

$$K_{\phi}^2 = \left[\frac{0,124}{K_3} + 0,876 \right]^2 - \left[\frac{1090}{T_{\text{МАКС}}} + 0,876 \right]^2. \quad (4.2)$$

Зниження втрат електроенергії в розподільній мережі від вирівнювання графіка навантажень споживачів можна репрезентувати в такому вигляді:

$$\delta W_{1.4} = \frac{W_P^2 + W_Q^2 \cdot R_{\text{ЕКВ}} \cdot (K_{\phi 1}^2 - K_{\phi 2}^2)}{U^2 \cdot T}, \quad (4.3)$$

$$\text{де } R_{\text{ЕКВ}} = \sum_{i=1}^K \left(\frac{h_i^2 \cdot R_i}{h_r^2} \right);$$

h_i і h_r – величини, пропорційні (фактично або передбачуваного навантаження i -го елемента мережі опором R_i та основної ділянки відповідно.

Сума h_i для навантажувальних вузлів повинна дорівнювати h_r .

$K_{\phi 1}$, $K_{\phi 2}$ – коефіцієнти форми графіка сумарного навантаження мережі до й після вирівнювання, що визначаються як відношення середньоквадратичного значення навантаження за графіком до його середнього значення, відн. од.

До трифазних мереж 380 В міст і сіл підключається велика кількість однофазних ЕП, що приєднуються між однією із фаз і нульовим проводом.

Їх підключення проводять за можливості рівномірно між фазами, однак струми фаз I_A , I_B і I_C виявляються в тій чи іншій мірі неоднаковими.

Нерівномірне навантаження фаз не лише збільшує втрати електроенергії у фазах в силу нерівності

$$I_A^2 + I_B^2 + I_C^2 \geq 3 \cdot I_{CP}^2, \quad (4.1)$$

але й створює додаткові втрати за рахунок проходження струму по нульовому проводу.

Планове й фактичне зниження втрат електроенергії за рахунок усунення систематичної несиметрії (нерівномірного розподілення струмових навантажень по фазах) $\delta W_{1.10}$ у мегават-годинах визначають за формулою 4.2)

$$\delta W_{1.10} = \Delta W \cdot m \cdot (K_{H1} - K_{H2}), \quad (4.2)$$

де ΔW – втрати енергії в мережі 0,38 кВ при рівномірному завантаженні фаз, МВт · год;

K_{H1} , K_{H2} – коефіцієнти систематичної несиметрії до й після симетрування, що визначають за формулою, відн. од.;

m – кількість проводів у фазі.

Квадрат коефіцієнта нерівномірності навантаження фаз i -ї ділянки дорівнює:

$$N_i^2 = \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{3 \cdot I_{CPi}^2}, \quad (4.3)$$

де I_A, I_B, I_C – середні значення струмів фаз за період з 17 год до 23 год (не менше трьох вимірів), I_{cp} – їх середнє значення, А.

Збільшення втрат потужності у функції коефіцієнта нерівномірності оцінюється коефіцієнтом несиметрії, який визначається для чотирипровідної мережі за формулою (4.4)

$$K_{HEC.i} = N_i^2 \cdot \left(1 + 1,5 \cdot \frac{R_N}{R_\phi}\right) - 1,5 \cdot \frac{R_N}{R_\phi}, \quad (4.4)$$

де $\frac{R_N}{R_\phi}$ – відношення опорів нульового та фазного проводів, відн. од.

Водночас для i -ї ділянки двопровідної лінії $K_{HEC.i} = 1$, а для трипровідної $K_{HEC.i} = N_i^2$

Невідповідність показників якості електроенергії нормативним значенням – причина додаткових (стосовно номінального режиму) втрат електроенергії. Найбільші втрати спричинені відхиленнями напруги від номінальної. Так, у разі зниження напруги втрати зростають, збільшення позначається на приймачах електроенергії по-різному.

Додаткові втрати електроенергії виникають і в разі несиметричного навантаження.

При коефіцієнті несиметрії в межах його нормативного значення ці втрати становлять: для трансформаторів – 4 %, для СД – 4,2 % номінальних значень.

Приблизно такий самий рівень втрат (2 ÷ 4) % спостерігається при несинусоїдній напрузі в трансформаторах, двигунах, генераторах, кабельних лініях.

Хоча втрати електроенергії від зниження її якості складають (2 ÷ 6) % від номінальних значень, вони безпосередньо пов'язані з перегрівом обладнання й, отже, ведуть до інтенсивного старіння ізоляції та передчасного виходу її з ладу. Це стосується й до несинусоїдальності, і несиметрії напруги.

Наприклад, при несиметрії напруги, що дорівнює 4 %, термін роботи повністю навантаженого асинхронного двигуна (АД) скорочується у 2 рази; при несиметрії напруги 5 % наявна

потужність двигуна зменшується на $(5 \div 10) \%$; при несиметрії 10% – на $(20 \div 50) \%$ (в залежності від виконання двигунів).

На силові трансформатори несиметрія має такий самий вплив, як і на АТ, тобто викликає додатковий нагрів обмоток і зниження терміну служби трансформаторів. У той же час, на роботу кабельних ліній несиметрія істотно не впливає.

4.2 Зниження витрат електроенергії на власні потреби підстанцій

Зниження витрати на власні потреби підстанцій визначається стосовно нормативів витрат, установленим [РД 34.09.208-81] і розраховується персоналом ПЕМ для всіх підстанцій, на яких є споживачі й лічильники електроенергії власних потреб.

Нормативи повинні при цьому систематично уточнюватися з огляду на фактичні витрати.

Економія витрат електроенергії на власні потреби забезпечується:

- 1) раціоналізацією режимів роботи обігріву:
 - виробничого приміщення підстанцій,
 - приводів вимикачів у ВРП
- 2) оптимізацією режимів роботи вентиляторів обдуву трансформаторів.

Фактичне зниження витрати електроенергії на власні потреби в мегават-годинах визначають як різницю між установленою нормою витрати й фактичною витратою електроенергії, що визначається за показаннями лічильників власних потреб

$$\delta W_{\Phi 1.10} = W_{C.H}^{HOPM} - W_{C.H}^{\Phi AKT}, \quad (4.5)$$

де $W_{C.H}^{HOPM}$ – встановлена норма витрати електроенергії;

$W_{C.H}^{\Phi AKT}$ – фактичні витрати електроенергії.

4.3 Скорочення тривалості технічного обслуговування та ремонту основного обладнання електричних мереж

Упровадження цього заходу найбільш ефективно для транзитних ліній електропередачі великої пропускної здатності автотрансформаторів зв'язку тощо, відключення яких викликає значне підвищення втрат у мережі.

Зменшення тривалості таких відключень досягають поліпшенням організації робіт за рахунок проведення ремонтів за необхідності, суміщенням ремонтів послідовно включених елементів мережі, проведенням їх за оптимальним графіком, виконанням ремонтів пофазних і під напругою тощо.

Плановану та фактичну ефективність від проведення заходу потрібно визначити лише для тих робіт, на які є нормативи тривалості проведення.

У цьому разі енергосистемам рекомендовано для типових ремонтних схем мати дані про підвищення втрат електроенергії в електричних мережах у разі відключення на 1 годину окремих ліній та обладнання підстанції.

За цими даними можна визначити середньорічне зниження втрат електроенергії від виконання заходу, який використовують для обчислення планованого зниження втрат у мегават-годинах за формулою (4.6)

$$\delta W_{1.11} = \frac{\delta W_{CP.T} - \Delta W_{П.МЕРЕЖИ}}{100}, \quad (4.6)$$

де $\delta W_{CER.P}$ – середньорічне зниження втрат електроенергії, сумарних втрат у мережах, %;

$\Delta W_{П.МЕРЕЖИ}$ – плановані втрати електроенергії в мережах, на які цей захід впливає.

Фактичне зниження втрат визначають описаним далі способом.

У разі скорочення на час ΔT тривалості, наприклад, ремонту генератора, синхронного компенсатора, лінії або трансформатора зв'язку в основній замкненій мережі системи напругою 10 кВ і вище зниження втрат електроенергії $\delta W_{\phi 1.11}$ в мегават-годинах визначають за формулою (4.7)

$$\delta W_{\phi_{1.11}} = \Delta T \cdot \left[(\Delta P_{1H} - \Delta P_{2H}) \cdot \left(\frac{P_{СЕР}}{P_{МАКС}} \right)^2 - (\Delta P_{2X} - \Delta P_{1X}) \right], \quad (4.7)$$

де ΔP_{1H} , ΔP_{2H} – навантажувальні втрати потужності в основній мережі системи в максимум її навантаження відповідно при відключеному й включеному елементі, (визначаються для робочих режимів за програмами оптимізації);

$P_{СЕР}$ – середнє за час ΔT активне навантаження системи в цілому;

$P_{МАКС}$ – максимальне активне навантаження сумарного графіка навантаження власних споживачів системи в цілому в зимовий контрольний день;

ΔP_{1X} і ΔP_{2X} – втрати холостого ходу в мережі системи при відключеному й включеному елементі (для ліній дорівнюють нулю);

ΔT – скорочення тривалості технічного обслуговування й ремонту устаткування, год.

4.4 Виконання робіт під напругою

Захід дає значний ефект щодо зниження втрат електроенергії під час виконання робіт під напругою в замкнутих електричних мережах енергосистем напругою 220 кВ і вище.

Зниження втрат електроенергії досягається за рахунок скорочення тривалості неоптимальні ремонтних режимів електричних мереж.

Оскільки роботи під напругою, що виконуються на ПЛ (**20 ÷ 750**) кВ, впливають на втрати електроенергії декількох пов'язаних цими ПЛ енергосистем, ефект повинен розраховувати Національний диспетчерський центр (НДЦ) України.

$$\delta W_{\phi_{1.12}} = \sum_{i=1}^n \delta P_i \cdot T_i, \quad (4.8)$$

де δP_i – зниження втрат потужності в основній електричній мережі енергооб'єднання при середніх загрузках за період, упродовж якого виконуються роботи під напругою на i – й лінії, МВт;

δP_i – визначається зазвичай в НДЦ України, ЦДС енергосистем за програмами розрахунку усталених режимів як різниця втрат потужності в мережі при вимкненій і ввімкненій i -ій лінії, МВт.

Якщо на частині ПЛ роботи під напругою виконують одночасно, розрахунок δP_i для цієї групи ліній потрібно проводити при припущенні їх одночасного відключення;

n – кількість ліній, на яких проводяться роботи під напругою впродовж року;

T_i – час, упродовж якого потрібно було б проводити ремонтні роботи з відключенням i -ї лінії в обсязі, що виконується під напругою, год.

4.5 Економія електроенергії в освітлювальних установках

На освітлення витрачається в середньому 5 ÷ 10 % загального споживання електроенергії залежно від галузі промисловості: у текстильній – до 30 %, в поліграфічній – до 18 %, в електротехнічній – до 15 %.

Основними напрямками економії електроенергії в освітлювальних установках і мережах є такі:

1) застосування найбільш економічних типів джерел світла (світильників), систем комбінованого освітлення, пускорегулювальної апаратури (ПРА);

2) раціональне розміщення світильників;

3) раціональна побудова освітлювальних мереж;

4) нормалізація режимів напруги в освітлювальних мережах;

5) перехід на живлення світильників напругою 380 В замість 220 В;

6) підвищення коефіцієнта використання освітлювальних установок;

7) застосування раціональних режимів освітлювальних установок;

8) раціональна експлуатація освітлювальних мереж (періодична чистка світильників, заміна ламп, де це необхідно, тощо);

9) спільне використання систем природного та штучного освітлення.

Однією з важливих проблем, що визначає економічність внутрішнього освітлення, є правильний вибір системи освітлення: лише загальне освітлення або комбіноване (загальне плюс місцеве).

Другий напрямок економії енергетичних ресурсів, що витрачаються на освітлення, – застосування ефективних джерел світла, тобто джерел із високою світловою віддачею.

Під час вибору типу світильника для внутрішнього освітлення, насамперед враховують умови середовища освітлюваного приміщення, а також технічні вимоги, залежні від технологічного процесу виробництва.

Остаточний вибір світильників здійснюють на підставі світлотехнічного та техніко-економічного розрахунків.

Економія електроенергії, одержуваної за рахунок правильного вибору джерела світла, визначається такими факторами:

а) світловою віддачею джерела світла h ;

б) втратами в ПРА для газорозрядних ламп, урахованих коефіцієнтом α ;

в) нормованими вимогами до освітлювальної установки, що залежать від нормованої освітленості E_H і коефіцієнта запасу $k_{зап}$.

Потужність, споживана освітлювальною установкою:

$$P_{о.у} = \frac{k \cdot E_H \cdot \alpha \cdot k_{зап}}{h} \quad (4.9)$$

де k – коефіцієнт пропорційності, що залежить від типів джерел освітлення.

Значну економію електроенергії до (12 ÷ 13) % можна одержати під час живлення освітлювальних установок напругою 380 В замість 220 В.

Під час вирішення конкретного завдання виробничого освітлення зазвичай заданими є: нормована освітленість і висота

приміщення. Тому шуканими величинами підвищення економічності освітлювальної установки будуть її мінімальна встановлена потужність і схема розміщення світильників.

Ефективним вважають пакетний спосіб розміщення світильників (замість лінійного), за яких над приймачем електроенергії розташовують по 3 ÷ 4 світильники: виграш – потреба світильників у 2 рази менша.

Відомо, що термін служби ламп розжарювання при числі включень близько 2500 практично не знижується. Термін служби люмінесцентних ламп зменшується за рік на 17 % у разі тримінної роботи, якщо вважати, що кожне включення зменшує термін служби приблизно на дві години.

Регулювання освітленості може бути здійснене зниженням напруги живлення, проте технічно цей спосіб економії складніший, ніж зазначений вище.

До перевитрати електроенергії в освітлювальних мережах призводять відхилення напруги. Напруга на виводах ламп не повинна бути вища 105 % і нижча 85 % від номінальної. Збільшення споживання електроенергії під час зміни відносного відхилення напруги описують рівнянням (4.10)

$$k_U = \frac{U - U_{ном}}{U_{ном}} \quad (4.10)$$

Аналіз даних, одержаних за (4.10), показує, що при $k_U = 10\%$ термін служби ламп розжарювання знижується на 92,2 %, а газорозрядних ламп – на 27 %.

Важливим заходом щодо економії електроенергії є також підвищення рівня експлуатації й технічного обслуговування електрообладнання (проведення планових ремонтів й оглядів устаткування, заміна або відключення незавантаженого обладнання тощо).

5 ЕКОНОМІЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРОУСТАНОВКАХ З ЕЛЕКТРОДВИГУНАМИ

5.1 Загальні заходи з енергозбереження в установках, що використовують електродвигуни

1 Потужність двигуна повинна відповідати навантаженню.

2 У разі часто повторюваного режиму роботи на холодному ході двигун повинен легко вимикатися.

3 Необхідно ефективно захищати крильчатку системи обдування двигуна для усунення його можливого перегрівання та збільшення частки втрат.

4 Перевіряти якість експлуатації трансмісії на ефективність роботи системи впливає мастило підшипників і вузлів тертя; застосовувати правильно тип трансмісії.

5 Розглянути можливість застосування електронних регуляторів швидкості обертання у двигунах, частину часу працюючих не на повному навантаженні.

6 Економічно оцінити можливість застосування енергоефективних (ЕЕ) двигунів

7 Якісно проводити ремонт двигунів, відмовитися від застосування несправних або погано відремонтованих двигунів.

5.2 Економія електроенергії за рахунок заміни мало завантажених електродвигунів електродвигунами меншої потужності

У випадку заміни малозавантаженого електродвигуна електродвигуном меншої потужності потрібно звернути увагу на те, щоб ця заміна через якийсь час не виявилася перешкодою для раціонального використання та підвищення завантаження робочої машини.

У разі неможливості заміни малозавантаженого АД, доцільним може виявитися зниження напруги на його затискачах до допустимого мінімального значення, що призводить до змен-

шення споживання АД реактивної потужності за рахунок зменшення струму намагнічування. Водночас збільшується ККД двигуна.

Знизити напругу в малозавантажених АД можна так:

а) перемиканням обмотки статора з трикутника на зірку;

б) секціонуванням статорних обмоток;

в) перемиканням відгалужень цехового трансформатора, який живить АД.

Під час навантаження електродвигуна в межах $45 \div 70 \%$ номінальної потужності доцільність його заміни двигуном меншої потужності повинна бути обґрунтована.

Для цього визначають сумарні втрати активної потужності в системі електропостачання та в електродвигуні до заміни $\Delta P_{\Sigma 1}$ і після заміни $\Delta P_{\Sigma 2}$ двигуна.

Якщо виявиться, що $\Delta P_{\Sigma 2} < \Delta P_{\Sigma 1}$, то така заміна доцільна

$$\Delta P_{\Sigma} = \left| Q_X \cdot (1 - k) + k_3^2 \cdot Q_{Д.НОМ} \right| \cdot k_{ЗВ} + \Delta P_X + k_3^2 \cdot \Delta P_{АН}, \quad (5.1)$$

де $Q_{XX} = \sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot I_{XX}$ – реактивна потужність, споживана електродвигуном із мережі під час холостого ходу, кВАр;

I_{XX} – струм холостого ходу двигуна, А;

$U_{НОМ}$ – номінальна напруга двигуна, В;

$k_3 = \frac{P}{P_{НОМ}}$ – коефіцієнт завантаження двигуна;

P – середнє завантаження двигуна, кВт;

$P_{НОМ}$ – номінальна активна потужність двигуна, кВт;

$Q_{НОМ} = \frac{P_{НОМ} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{НОМ}}{\eta_{Д}}$ – реактивна потужність двигуна при

номінальному навантаженні, кВАр;

$\eta_{Д}$ – ККД двигуна при повному навантаженні;

$\operatorname{tg} \varphi_{НОМ}$ – номінальний коефіцієнт реактивної потужності двигуна (визначають за паспортною величиною $\cos \varphi$);

$k_{ЗВ}$ – коефіцієнт зміни втрат, кВт/кВАр.

Втрати активної потужності під час холостого ходу двигуна визначають, кВт

$$\Delta P_{AH} = \frac{\Delta P_{НОМ} \cdot (1 - \eta_D)}{\eta_D} \cdot \frac{\gamma}{1 + \gamma} \quad (5.2)$$

Приріст активної потужності у двигуні при 100 %-му навантаженні визначається, кВт

$$\Delta P_{АП} = \frac{\Delta P_{НОМ} \cdot (1 - \eta_D)}{\eta_D} \cdot \frac{1}{1 + \gamma} \quad (5.3)$$

де $\gamma = \frac{\Delta P_{XX}}{\Delta P_{АП}}$ – розрахунковий коефіцієнт, що залежить від кон-

струкції двигуна й може бути визначений з виразу:

$$\gamma = \frac{\Delta P_{XX.100\%}}{1 - \eta_D} - \Delta P_{XX.100\%},$$

де $\Delta P_{XX.100\%}$ – втрати холостого ходу активної потужності, споживаної двигуном при завантаженні 100 % (у відсотках).

Втрати електроенергії за весь період роботи становитимуть

$$\Delta W = \Delta P \cdot T_0,$$

де T_0 – час роботи, годин на рік.

Проблеми, пов'язані із заміною малозавантажених двигунів двигунами меншої потужності, виникають в умовах експлуатації на промислових підприємствах під час вибору оптимального режиму роботи агрегатів та установок (наприклад, насосів водопостачання та каналізації) й створення систем регулювання з метою економії електроенергії при різко змінюваному графіку навантаження.

У таких ситуаціях виникає необхідність заміни: наприклад, замість двох двигунів однакової великої потужності встановити один двигун великої, а другий – малої номінальної потужності й варіювати цими потужностями залежно від графіка навантаження.

Доцільність такої заміни необхідно підтвердити техніко-економічними розрахунками.

Ще одним варіантом вирішення цієї проблеми є використання частотно-регульованого електроприводу.

Вартість зекономленої електроенергії за рік становить

$$Z = \Delta W \cdot C_E,$$

де C_E – ціна 1 кВт · год електроенергії, грн.

Термін окупності можна визначити, років

$$t_{ок} = \frac{K}{E},$$

де K – капітальні витрати на придбання обладнання, виконання будівельно-монтажних робіт і налагоджень обладнання.

5.3 Зниження напруги на двигуні за допомогою регулятора живлення

Зниження напруги регулятором живлення електродвигуна дозволяє зменшити магнітне поле в сталі, надмірне для розглянутого режиму навантаження, знизити втрати в сталі та зменшити їх частку в загальній споживаній потужності, тобто підвищити ККД двигуна. Сам регулятор напруги (зазвичай у тиристорному виконанні) споживає мало енергії. Його власне споживання стає помітним, коли двигун працює на повному навантаженні.

Часто в режимі холостого ходу споживається майже стільки ж енергії, скільки необхідно для роботи.

Перемикання обмоток двигуна потужністю 7,5 кВт, що працює в номінальному режимі (лінійна напруга дорівнює 380 В) за схемою «трикутник», під час роботи на зниженому навантаженні 1 кВт (режим холостого ходу) на схему «зірка» дозволяє зменшити втрати потужності з 0,5 кВт до 0,25 кВт.

Необхідно уникати роботи двигуна в режимі холостого ходу.

Автоматичне перемикання обмоток за схемою «трикутник» на з'єднання за схемою «зірка» залежно від навантаження є найпростішим способом регулювання двигуна, який тривалий час працює на малому навантаженні (рис. 5.1).

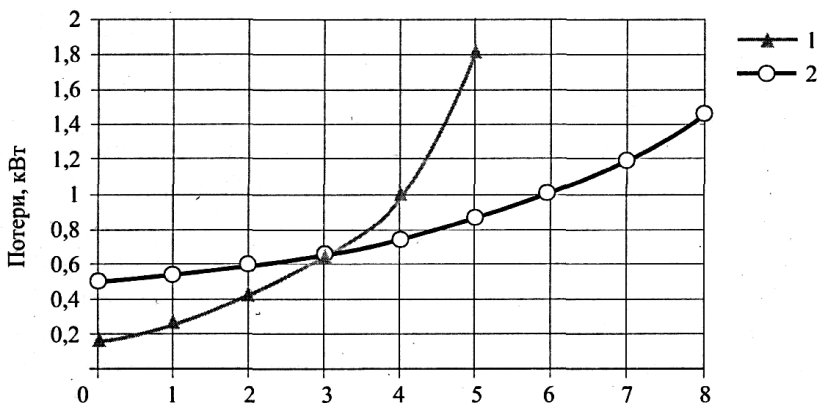


Рисунок 5.1 – Вплив на втрати перемикання з «трикутника» на «зірку» стандартного двигуна потужністю 7,5 кВт:

1) – з'єднання «зіркою»; 2) – з'єднання «трикутником»

В установках із регульованим числом обертів (насоси, вентилятори та ін.) широко застосовуються регульовані електроприводи. Оціночні значення можливої економії електроенергії під час застосування регульованого електроприводу нагнітального обладнання в пневмо- та гідросистемах дорівнюють: в компресорах – 50 %; в повітродувках і вентиляторах – 40–50 %; у насосах – 30 %.

Тиристорні регулятори напруги дешевші, їх діапазон регулювання швидкості обертання на 10 ÷ 15% нижчий номінальних обертів; частотні регулятори (найбільш часто – у транзисторному виконанні) дорожчі, і діапазон регулювання у них ширший.

Електродвигуни, керовані частотними регуляторами, для збереження ресурсу потребують заміни підшипників на спеціальні: електрично ізольовані.

5.4 Упровадження частотно-регульованого приводу

Частотно-регульований електропривод (ЧРП) – це електродвигун, оснащений регульованим перетворювачем частоти. Призначений ЧРП для оптимізації режимів роботи двигунів зі

змінним навантаженням. Втім, ефективний і швидко окупається в насосних та вентиляційних системах, які більшу частину часу працюють на знижених подачах, у яких регулювання здійснюється за допомогою регулювальних засувки. У разі використання ЧРП усуваються втрати енергії в регулювальному пристрої, насос працює в зоні з більш високим ККД.

Навіть найскромніші підрахунки показують, що під час використання цих пристроїв рівень енергозбереження збільшується приблизно на 15 ÷ 20 %, а здебільшого – на 30 % і більше.

Однак через відсутність фінансових коштів у промисловості й комунальному господарстві частотні регулятори знаходять недостатнє застосування, незважаючи на те, що вони є ефективним засобом, що дозволяє адаптувати режими роботи допоміжного енергетичного та промислового обладнання до коливань виробничого навантаження промислових підприємств і комунальних систем.

Принцип дії ґрунтується на регуляції режиму роботи виконавчого обладнання методом подачі вихідної напруги різної частоти на контрольовані пристрої.

Застосування перетворювачів частоти (ПЧ) дозволять одержати такі переваги:

1) оптимізацію робочого режиму контрольованого пристрою (верстата, устаткування механізму) і зазвичай збільшення його терміну служби. Не схильне до зайвих навантажень устаткування буде знаходитися в кращому технічному стані;

2) більш зручне управління двигуном обладнання, зокрема рівномірний запуск і плавна зупинка, а також можливість зворотної подачі обертання валу (реверса) двигуна.

Сюди ж можна віднести зручність регулювання частотою обертання, подаючи напругу різної частоти. Це позитивно позначається на технічному стані обладнання;

3) захист двигуна від перевантажень електричної мережі, або, навпаки, від недостатньої напруги.

Це дуже важливий позитивний момент, тому що він запобігає пошкодженню обладнання пов'язаного з низькою якістю напруги, що є актуальним.

6 ЕКОНОМІЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В РАЗІ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

6.1 Реактивна потужність

Реактивна потужність споживається як електроприймачами, так і елементами мережі. Реактивна потужність, споживана промисловим підприємством, розподіляється між її окремими видами приймачів електроенергії в такий спосіб:

- 65 % припадає на АТ,
- 20 ÷ 25 % – на силові трансформатори,
- 10 % на повітряні лінії та інші електроприймачі (люмінесцентні лампи, реактори тощо). Цей показник буде зростати у зв'язку з упровадженням енергозберігаючих приймачів.

Під час передачі споживачам активної P і реактивної Q потужностей у системі електропостачання актуальні втрати активної потужності

$$\begin{aligned}\Delta P &= 3 \cdot I^2 \cdot R = \frac{S^2 \cdot R}{U^2} = \frac{(P^2 + Q^2) \cdot R}{U^2} = \\ &= \frac{P^2 \cdot R}{U^2} + \frac{Q^2 \cdot R}{U^2} = \Delta P_A + \Delta P_P,\end{aligned}\tag{6.1}$$

де ΔP_A і ΔP_P – втрати потужності при передачі активної й реактивної потужностей відповідно.

Крім того, передача реактивної потужності мережею знижує пропускну здатність усіх елементів системи електропостачання.

Як видно з формули (6.1), утрати активної потужності пропорційні квадрату реактивної потужності та під час зниження реактивної потужності ці втрати зменшуються. Зниження реактивної потужності, що циркулює між джерелом струму та приймачем, а отже, зниження реактивного струму в генераторах і мережах називають компенсацією реактивної потужності (КРП).

Цілі регулювання реактивної потужності дуже коротко можна сформулювати так:

1 Стабілізація напруги на високовольних шинах підприємств і мереж.

Відомо, що просадка напруги на шинах дорівнює

$$\Delta U = \frac{\Delta Q}{S_{K3}}.$$

Якщо за рахунок регулювання зміна реактивної потужності ΔQ буде практично рівна 0, то просадка напруги на шинах при незмінному значенні S_{K3} буде також практично дорівнювати нулю.

Такий режим можна забезпечити, організувавши безперервне перетікання реактивної потужності між ємнісною та індуктивною складовими компенсуючого пристрою.

2 Подавлення вищих гармонік, присутніх у мережі від роботи численних перетворювачів частоти й напруги, причому, у міру розвитку промисловості частка таких перетворювачів, як відомо, невпинно зростає.

3 Поліпшення коефіцієнта потужності підприємств $\cos \varphi$.

4 Зниження флікера – низькочастотних коливань ($f \leq 50$ Гц), що мають шкідливу дію на здоров'я людини (на зір).

Компенсація реактивної потужності в споживачів дозволяє:

1) знизити струм у передавальних елементах мережі, що призводить до зменшення перерізу кабельних і повітряних ліній

$$I_P = \frac{S_P}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{\sqrt{P_P^2 + (Q_{ДК} - Q_{КВ})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (6.2)$$

де S_P і I_P – розрахункові повна потужність і струм після компенсації реактивної потужності відповідно;

$Q_{ДК}$ – реактивна потужність до компенсації;

$Q_{КВ}$ – реактивна потужність компенсуючих пристроїв;

P_P – розрахункова активна потужність

2) зменшити повну потужність, що знижує потужність трансформаторів і їх кількість:

$$S_P = \sqrt{P_P^2 + (Q_{ДК} - Q_{КВ})^2} < S'_P, \quad (6.3)$$

де S'_P – розрахункова повна потужність до компенсації

$$S'_P = \sqrt{P_P^2 + Q_{ДК}^2};$$

3) зменшити втрати активної потужності, а отже, і потужності генераторів на електростанціях

$$\begin{aligned} \Delta P_{ДК} &= 3 \cdot (I'_P)^2 \cdot R = \frac{3 \cdot (S'_P)^2 \cdot R}{(\sqrt{3} \cdot U_{НОМ})^2} = \\ &= \frac{R \cdot (S'_P)^2}{U_{НОМ}^2} = \frac{R \cdot (P_P^2 + Q_{ДК}^2)}{U_{НОМ}^2}; \end{aligned} \quad (6.4)$$

$$\Delta P_{ПК} = \frac{R \cdot (P_P^2 + (Q_{ДК} - Q_{КУ})^2)}{U_{НОМ}^2}, \quad (6.5)$$

де $\Delta P_{ДК}$ і $\Delta P_{ПК}$ – втрати активної потужності до та після компенсації реактивної потужності.

6.2 Перелік заходів, що дозволяють підвищити $\cos \varphi$

1 Збільшення завантаження асинхронних двигунів. У разі зниження до 40 % потужності, споживаної асинхронним двигуном, перемикає обмотки з трикутника на зірку. Потужність двигуна при цьому знижується в три рази.

2 Застосування обмежувачів часу роботи асинхронних двигунів і зварювальних трансформаторів у режимі холостого ходу (ХХ).

3 Заміна асинхронних двигунів синхронними.

4 Навантаження трансформаторів повинно становити більше 30 % номінальної потужності.

5 Використовувати пристрої для компенсації реактивної потужності, такі як:

– синхронні двигуни в режимі перезбудження;

– комплектні конденсаторні батареї;

– статичні компенсатори (керовані тиристорами реактори або конденсатори).

Такі компенсатори повинні бути наближені до джерел реактивної потужності.

Споживачами реактивної потужності є:

1) асинхронні двигуни (45 ÷ 60 %);

2) електропідні установки (8 %);

- 3) вентильні перетворювачі (10 %);
- 4) трансформатори всіх ступенів трансформації (20 ÷ 25 %).

Знизити споживання реактивної потужності, а отже, і втрати активної потужності, можна двома способами:

- без застосування компенсувальних пристроїв (КП),
- із застосуванням КП.

6.2.1 Заходи, які не потребують застосування компенсувальних пристроїв

1 Упорядкування технологічного процесу, що веде до поліпшення енергетичного режиму роботи обладнання, до підвищення коефіцієнта потужності $\cos \varphi$.

2 Перемикання статорних обмоток АД напругою до 1 кВ із трикутника на зірку, якщо їх завантаження становить менше 40 % збільшення завантаження асинхронних двигунів. Потужність двигуна зазвичай знижується у 3 рази.

3 Усунення режиму роботи асинхронних двигунів без навантаження (холостого ходу) методом установаження обмежувачів холостого ходу, коли тривалість міжопераційного періоду перевищує 10 хв.

4 Заміна або відключення силових трансформаторів, завантажених менш ніж на 30 % їх номінальної потужності.

5 Заміна малозавантажених двигунів двигунами меншої потужності.

6 Заміна асинхронних двигунів (АД) на синхронні двигуни (СД) тієї самої потужності й застосування СД для всіх нових установок і під час реконструкції існуючих, де це можливо за техніко-економічних міркувань.

7 Регулювання напруги, підведеної до двигуна в разі тиристорного управління.

8 Підвищення якості ремонту двигунів зі збереженням їх номінальних даних.

9 Правильни вибір електродвигунів за потужністю й за типом. Потужність електродвигуна необхідно вибирати відповідно до режиму виробничого обладнання, без зайвих запасів.

Під час заміни АД на СД виходять із таких переваг СД:

а) можливості використання їх в якості КП, під час роботи СД із випереджаючим $\cos \varphi$ повна потужність СД, що визначає його вартість, зростає в набагато меншому ступені, ніж його компенсувальна здатність;

б) більш високої продуктивності технологічного агрегату при СД, і залежності частоти обертання СД від навантаження на його валу;

в) менших утрат активної потужності.

Під час реконструкції діючого виробництва раціональним може виявитися застосування СД замість АД тієї самої потужності в сукупності з компенсувальним пристроєм.

Вибір варіанта проводять за результатами техніко-економічних розрахунків.

6.2.2 Заходи, пов'язані із застосуванням компенсувальних пристроїв

1 Застосування як КП *синхронних двигунів* (СД) у режимі перезбудження ($\cos \varphi > 1$).

2 Застосування *синхронних компенсаторів* (СК) в електричних мережах напругою 110/35 і 110/6.

3 Застосування в якості КП *батареї конденсаторів* (БК).

Для підвищення пропускної здатності ПЛ застосовують:

- 1) керовані шунтувальні реактори;
- 2) статичні тиристорні компенсатори;
- 3) статичні компенсувальні пристрої.

Статичні компенсувальні пристрої дозволяють істотно збільшити передану по лінії потужність понад натуральне значення.

Найбільш дієвим та ефективним способом зниження споживаної з мережі реактивної потужності є застосування *установок компенсації реактивної потужності КП* (батареї конденсаторів).

КП підключають паралельно навантаженню для зниження частки реактивного струму в системі «генератор–навантаження».

Зазвичай, КП – це паралельно підключені конденсаторні батареї, у яких конденсатори з'єднуються в трикутник і рідше – у зірку.

Реактивна потужність при цьому вже не переміщається між генератором і навантаженням, а робить локальні коливання між реактивними елементами – індуктивними обмотками навантаження й компенсатором.

Така компенсація реактивної потужності (зниження індуктивного струму в системі «генератор–навантаження» дозволяє, зокрема, передати в навантаження більшу активну потужність при тій самій номінальній повній потужності генератора.

Синхронні двигуни, широко застосовують у приводах виробничих механізмів (насосів, вентиляторів, компресорів тощо), можуть тривалий час працювати в режимі перезбудження, тому що випускаються з номінальним випереджаючим $\cos \varphi$, рівним 0,9.

Тобто синхронні двигуни на промисловому підприємстві є джерелом реактивної потужності з плавним та автоматичним регулюванням її генерації залежно від напруги мережі.

СД виробляють реактивну потужність як супутній продукт під час виконання їх основного завдання – перетворення активної потужності (енергії на механічну).

Звідси низька питома вартість реактивної потужності, що виробляється СД, оскільки капітальні витрати на їх установлення належать до прямого призначення машин.

Перевагою СД, як джерела реактивної потужності є можливість плавного регулювання реактивної потужності, яка ним видається.

Синхронний компенсатор являє собою синхронний двигун полегшеної конструкції, призначений для роботи на холостому ході.

Під час роботи в режимі перезбудження СК є генератором реактивної потужності, а в режимі недозбудження – споживачем.

СК установлюють лише на головних знижувальних підстанціях (ГЗП) великих промислових підприємств за погодженням з енергосистемою, тому використання їх на підприємствах мереж загального призначення (мережі з режимом прямої послідовності основної частоти 50 Гц) обмежена.

Використання КП дозволяє:

- 1) розвантажити живильні лінії електропередачі, трансформатори й розподільчі пристрої;
- 2) знизити витрати на оплату електроенергії;
- 3) у разі використання певного типу установок знизити рівень вищих гармонік;
- 4) подавити мережеві перешкоди, знизити несиметрію фаз;
- 5) зробити розподільні мережі надійнішими та економічнішими.

На практиці коефіцієнт потужності після компенсації знаходиться в межах від 0,93 до 0,99.

Компенсація реактивної потужності – один із найбільш доступних, ефективних і простих способів зниження втрат електроенергії як для споживача, так і для електромережної компанії, а також зниження собівартості продукції, що випускається споживачами.

6.3 Види компенсації

6.3.1 Одинична (індивідуальна) компенсація

Одинична (індивідуальна) компенсація – КП розташовують безпосередньо біля електроприймачів і вони комутуються одночасно з ними.

Переважає там, де:

- потрібна компенсація потужних (понад 20 кВт) споживачів;
- споживана потужність постійна впродовж тривалого часу.

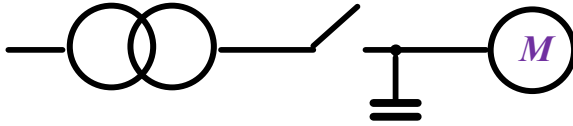


Рисунок 6.1 – Одиначна компенсація реактивної потужності

Недоліки такого виду КРМ – залежність часу підключення КП від часу включення електроприймачів і необхідність узгодження ємності КП з індуктивністю компенсувального електроприймача для запобігання виникнення резонансних явищ або застосування спеціальних схем підключення (перемикання із «зірки» на «трикутник», що передбачає паралельне підключення до обмоток двигуна трьох однофазних конденсаторів).

6.3.2 Групова компенсація

Групову компенсацію застосовує для випадку компенсації декількох розташованих поруч, що включаються одночасно з індуктивними навантаженнями, підключеними до одного розподільного пристрою і які компенсуються однією конденсаторною батареєю. Збільшення коефіцієнта одночасності включення навантаження знижує потужність і підвищує ефективність роботи КП, яка може встановлюватися на стороні 0,4 кВ або 6 (10) кВ.

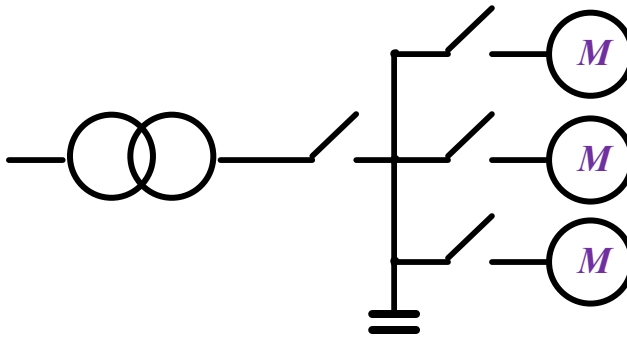


Рисунок 6.2 – Групова компенсація реактивної потужності

Недоліки даного виду КРМ – роздільна комутація КП й неповне розвантаження розподільних мереж підприємства від реактивної потужності.

6.3.3 Централізована компенсація

Для підприємств зі змінною потребою в реактивній потужності постійно ввімкнені батареї конденсаторів неприйнятні, тому що при цьому може виникнути режим недокомпенсації або перекомпенсації.

У цьому разі конденсаторна установка оснащена спеціалізованим контролером (автоматичним регулятором) і комутаційно-захисною апаратурою, а її повна компенсаційна потужність (рівна реактивній потужності встановлених конденсаторів) розділена на окремо комутувані ступені. Під час відхилення значення $\cos \varphi$ від заданого значення контролер підключає або відключає ступені конденсаторів.

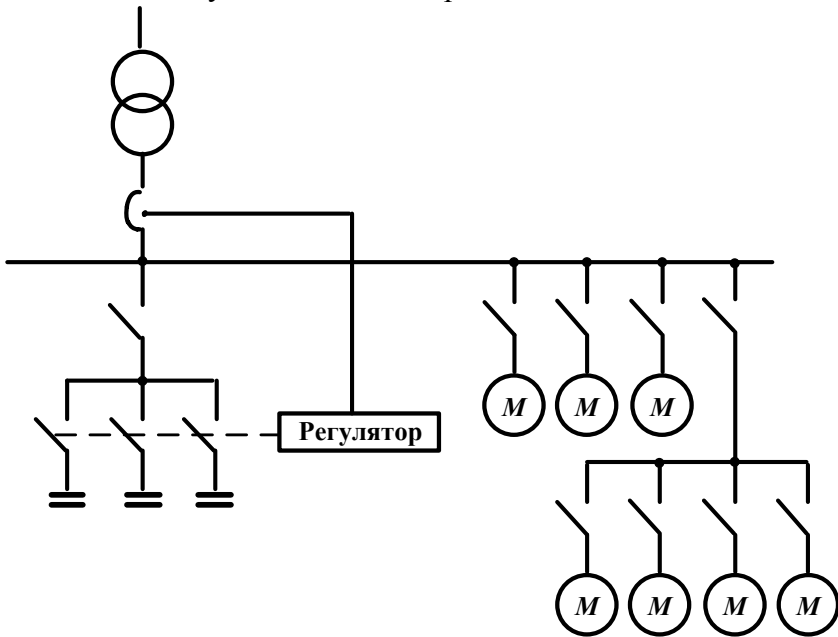


Рисунок 6.3 – Централізована компенсація реактивної потужності

Такі комплектні КП називають автоматизованими (АКП). АКП виробляють КРМ відповідно до її фактичного споживання.

Сучасні автоматичні мікропроцесорні регулятори реактивної потужності західноєвропейських виробників (насамперед Німеччини, Італії, Чехії, Фінляндії, Франції) дуже надійні.

Крім управління ступенями КП, автоматичні регулятори РМ дозволяють проводити вимірювання параметрів якості електроенергії компенсувальної мережі з висновком результатів на рідкокристалічний дисплей регулятора.

Перевага централізованої компенсації полягає в такому: включена потужність конденсаторів відповідає споживаній у конкретний момент часу реактивній потужності без перекомпенсації або недокомпенсації.

Використовуючи як джерела реактивної потужності синхронні компенсатори (СК) або батареї конденсаторів (БК), потрібно враховувати, що компенсація реактивної потужності в системах електропостачання призводить до підвищення напруги в електроприймачів.

Найбільшого поширення як КП одержали батареї конденсаторів. Їх основні переваги такі:

- малі втрати активної потужності ($0,3 \div 0,45$) кВт на 100 кВАр);
- відсутність обертових частин та їх мала маса (немає необхідності у фундаменті);
- проста й дешева експлуатація порівняно з іншими КП;
- можливість зміни їх потужності за необхідності;
- можливість установки в будь-якій точці мережі.

Чим нижчий коефіцієнт потужності $\cos \phi$ при одному й тому самому активному навантаженні електроприймачів, тим більші втрати потужності й падіння напруги в елементах систем

електропостачання. Тому спотрібно завжди прагнути одержання максимального значення коефіцієнта потужності.

Значення коефіцієнта потужності некомпенсованого обладнання наведені в таблиці 6.1, а усереднені значення коефіцієнта потужності для систем електропостачання різних підприємств – в таблиці 6.2. В оптимальному режимі показник повинен прагнути до одиниці й відповідати нормативним вимогам.

Таблиця 6.1 – Значення коефіцієнта потужності некомпенсованого обладнання

Тип навантаження	Приблизний коефіцієнт потужності
Асинхронний електродвигун до 100 кВт	0,6–0,8
Асинхронний електродвигун 100 ÷ 250 кВт	0,8–0,9
Індукційна піч	0,2–0,6
Зварювальний апарат змінного струму	0,5–0,6
Електродугова піч	0,6–0,8
Лампа денного світла	0,5–0,6

Таблиця 6.2 – Усереднені значення коефіцієнта потужності для систем електропостачання різних підприємств

Тип навантаження	Приблизний коефіцієнт потужності $\cos \varphi$
Хлібопекарське виробництво	0,6 ÷ 0,7

Продовження таблиці 6.2

М'ясопереробне виробництво	0,6 ÷ 0,7
Меблеве виробництво	0,6 ÷ 0,7
Лісопилльне виробництво	0,55 ÷ 0,65
Молочні заводи	0,6 ÷ 0,8
Механообробні заводи	0,5 ÷ 0,6
Авторемонтні підприємства	0,7 ÷ 0,8
Пивоваренные заводи	~ 0,6
Деревообробні підприємства	~ 0,6
Цементні заводи	~ 0,7
Гірські розрізи	~ 0,6
Сталеливарні заводи	~ 0,6
Тютюнові фабрики	~ 0,8
Порти	~ 0,5

Рівень компенсувальної реактивної потужності Q_K визначають як різницю реактивних потужностей навантаження підприємства Q_{Π} і тієї, що подається підприємству енергосистемою Q_E

$$Q_K = Q_{\Pi} - Q_E = P \cdot (\operatorname{tg} \varphi_{\Pi} - \operatorname{tg} \varphi_E).$$

Раніше реактивна потужність поряд з активною потужністю враховувалася постачальником електроенергії, а отже, підлягала оплаті за тарифами й становила значну частину рахунку за електроенергію.

Основними недоліками конденсаторних батарей є такі:

1) залежність реактивної потужності Q_{KB} від напруги й частоти

$$Q_{KB} = Q_{KB.ном.п} \cdot k_U^2 \cdot k_f^2, \quad (6.6)$$

де k_U, k_f – відношення напруг при відхиленні напруги й частоти мережі від номінальних значень;

2) висока чутливість конденсаторних батарей до наявності вищих гармонік струму й напруги;

3) недостатня електрична міцність, особливо при КЗ і перенапругах;

4) мінімальний термін служби;

5) пожежонебезпека;

6) наявність залишкового заряду;

7) перегрівання під час підвищення напруги та наявності в мережі вищих гармонік, що ведуть до пошкодження конденсаторів;

8) складність регулювання реактивної потужності (ступінчато).

Конденсатори напругою $6 \div 10$ кВ потрібно встановлювати на цехових підстанціях (ЦТП), що мають розподільні пристрої (РП) напругою $6 \div 10$ кВ, на розподільних пунктах (РП) і як виняток на центральних розподільних пунктах (ЦРП) або головних знижувальних підстанціях (ГПП). На безшинних цехових підстанціях батареї конденсаторів $6 \div 10$ кВ установлювати не рекомендують. Потужність розглянутих батарей конденсаторів не повинна бути меншою за 400 кВАр у випадку з'єднання конденсаторів через звичайний вимикач і не меншою 100 кВАр у разі з'єднання конденсаторів через загальний вимикач із силовим трансформатором, асинхронним двигуном та іншими електроприймачами.

Потужність трифазної конденсаторної установки, з'єднаної в трикутник, дорівнює

$$Q_{KB} = 3 \cdot \omega \cdot C_\phi \cdot U^2,$$

у випадку приєднання зіркою

$$Q_{KB} = \omega \cdot C_\phi \cdot U^2,$$

де $\omega = 2\pi f_0$

C_ϕ – сумарна ємність конденсаторів однієї фази,

U – лінійна напруга.

Під час вибору конденсаторної установки необхідна потужність конденсаторів може визначатися як:

$$Q_c = P \cdot (tg \varphi_1 - tg \varphi_2),$$

де $tg \varphi_1$ – коефіцієнт потужності споживача до установки компенсуювальних пристроїв;

$tg \varphi_2$ – коефіцієнт потужності після установавлення компенсуювальних пристроїв (бажаний або заданий енергосистемою коефіцієнт).

$$tg \varphi_1 = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi_1}}{\cos \varphi_1},$$

$$\cos \varphi_1 = \frac{1}{\sqrt{\frac{E_q}{E_w} + 1}},$$

$$P = E_w / T,$$

де E_w – показання лічильника активної енергії, кВт · год;

E_q – показник лічильника реактивної енергії, кВАр · год;

T – період зняття показань лічильників електроенергії, год.

6.4 Установка та введення в роботу пристроїв автоматичного регулювання потужності батарей статистичних конденсаторів

Автоматичне регулювання потужності (АРП) конденсаторних батарей є досить ефективним заходом підвищення ефективності їх використання.

У ряді випадків у разі різкозмінних графіків реактивного навантаження споживачів установка нерегульованих БСК у вузлах мережі виявляється недостатньо ефективною, а в окремі години доби й завдає шкоди через перекомпенсації навантаження та неприпустимого завищення рівнів напруги.

Сумарний ефект від виконання заходу складається зі зниження втрат потужності в окремі години доби та одночасної оптимізації рівнів напруги у вузлах мережі.

Водночас не завжди АРП БСК діє на ці показники в одному напрямку.

Бувають випадки, коли під час поліпшення режиму напруги втрати електроенергії в мережі зростають.

У разі ступінчастого регулювання потужності БСК можуть бути актуальними режими роботи споживачів як із недостатньою компенсацією, так і з зайвою (перекомпенсацією). Тому дуже важливо, крім сумарної оптимальної потужності та місць установлення, визначити доцільне число секцій БСК і режим їх роботи. Чим менш рівномірний графік роботи споживача, тим, очевидно, число секцій має бути більшим.

Водночас необхідно враховувати й те, що вартість БСК зростає зі збільшенням числа секцій за рахунок установки додаткових пристроїв (вимикачів, роз'єднувачів, трансформаторів тощо). Отже, в разі роботи параметрів АРП повинно забезпечуватися раціональне співвідношення між збільшенням вартості БСК за рахунок установлення пристроїв АРП та ефекту від їх застосування.

Загалом установлення АРП БСК економічно доцільна, якщо виконуються умови (6.8) і (6.9)

$$\delta W_{3.E} - Z_{APM} \geq 0 \quad (6.8)$$

$$U_{t.min} \leq U_{t.i} \leq U_{t.max}, \quad (6.9)$$

де δW – зниження втрат електроенергії в мережі за рік від установки АРП БСК;

Z_{APM} – приведені витрати на установлення додаткових пристроїв АРП.

В окремих прикладах, як зазначено вище, АРП БСК встановлюється виключно для місцевого регулювання напруги.

Втрати електроенергії при цьому можуть як збільшуватися, так і зменшуватися.

Автоматичні регулятори потужності БСК випускають у декількох модифікаціях.

Області їх застосування можуть бути такими:

1) регулювання за напругою на шинах підстанції.

Застосовують у тому разі, коли основним завданням є регулювання напруги;

2) регулювання за струмом навантаження.

Застосовують у вузлах мережі, що мають різко змінний графік споживання реактивної потужності;

3) регулювання у напрямку реактивної потужності.

Застосовують на окремих тупикових підстанціях;

4) регулювання за часом доби.

Застосовують при досить постійному добовому графіку реактивного навантаження мережі.

Для нерегульованої БСК, потужність якої приймалася рівною середньому значенню реактивної потужності за графіком навантаження, цю частку розраховували у відсотках від втрат потужності за відсутності БСК.

У результаті було одержано рівняння регресії, що пов'язує частку відносних некомпенсованих втрат потужності та часу втрат

$$\delta P = 24,85 - 0,0029 \cdot \tau.$$

Аналогічні розрахунки були проведені в разі ступінчастого регулювання потужності БСК, різній кількості секцій БСК, зокрема годин втрат без урахування зони нечутливості регульовального пристрою.

Компенсація реактивної потужності в споживача дозволяє:

1) знизити струм у передавальних елементах мережі, що призводить до зменшення перерізу кабельних і повітряних ліній

$$I_P = \frac{S_P}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{\sqrt{P_P^2 + (Q_{Д.КОМ} - Q_{КУ})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (8.9)$$

де S_P , I_P – розрахункові повна потужність і струм після компенсації реактивної потужності відповідно;

$Q_{Д.КОМ}$ – реактивна потужність до компенсації;

$Q_{КУ}$ – потужність компенсувальних пристроїв;

P_P – розрахункова активна потужність;

2) зменшити повну потужність, що знижує потужність трансформаторів і їх число

$$S_P = \sqrt{P_P^2 + (Q_{Д.КОМ} - Q_{КУ})^2} < S'_P, \quad (8.10)$$

де S'_P – розрахункова повна потужність до компенсації, що дорівнює

$$S'_P = \sqrt{P_P^2 + Q_{Д.КОМ}^2}; \quad (8.11)$$

3) зменшити втрати активної потужності в мережі.

Під ри передачі споживачам активної P та реактивної Q потужностей в системі електропостачання можливі втрати активної потужності

$$\Delta P = 3 \cdot I \cdot R = \frac{S^2}{U^2} \cdot R = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R. \quad (8.12)$$

Втрати активної потужності під час компенсації реактивної потужності $Q_{КУ}$ будуть дорівнювати

$$\Delta P_{ВИТР.КОМ} = \frac{P_P^2 + (Q - Q_{КУ})^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R. \quad (8.13)$$

На сьогодні немає чіткої технічної політики із цього питання, не розроблені заходи, важелі, які могли б стимулювати економію електроенергії під час компенсації реактивної потужності. Тому ні в енергопостачальній організації, ні в споживачів немає мотивації для цього.

7 ЗАСОБИ КОМПЕНСАЦІЇ ТА ОСОБЛИВОСТІ ЇХ РОБОТИ

7.1 Синхронні двигуни

Синхронні двигуни порівняно з асинхронними мають настакі переваги:

1) можливість використання як компенсувальних пристроїв, при порівняно невеликих додаткових первісних витратах, оскільки під час роботи з випереджаючим коефіцієнтом потужності повна потужність синхронного двигуна, яка визначає його вартість, зростає в набагато меншому ступені, ніж його компенсувальна спроможність;

2) економічність виготовлення на невелику кількість обертів (при цьому зайвою є необхідність у проміжних передачах між двигуном і робочою машиною);

3) меншу залежність обертального моменту від коливань напруги: у синхронного двигуна момент пропорційний напрузі в першому ступені, а в асинхронного – у другому ступені;

4) більш високу продуктивність робочого агрегату при синхронному електроприводі, оскільки швидкість двигуна не залежить від навантаження;

5) менші втрати активної потужності, оскільки ККД синхронних двигунів вищий, ніж ККД асинхронних двигунів.

Зазвичай, у практичних умовах навантаження синхронних двигунів на валу становить $50 \div 100$ % від номінального.

За умови навантаження, а також у разі регулювання напруги, підведеної до електродвигуна, можна використовувати електроприводи із синхронними двигунами як компенсатори реактивної потужності під час роботи їх із випереджаючим коефіцієнтом потужності.

Синхронні електродвигуни в режимі перезбудження здатні генерувати РП, величину якої визначають завантаженням СД за активною потужністю.

Як показують дослідження, облік залежності вартості річних втрат електроенергії, обумовленої генерацією РП і вплив

на компенсаційну потужність завантаження СД робить використання для КРП низьковольтних СД будь-якої потужності, а також високовольтних СД потужністю до 1 600 кВт неекономним.

Компенсувальну здатність двигуна визначають на його валу, напругою, підведеною до затискачів двигуна, струмом збудження в обмотці його ротора.

У режимі перезбудження СД є активним і ємнісним навантаженням, працює не лише як двигун, а як джерело реактивної потужності.

У разі, якщо СД призначений для нормальної роботи в режимі перезбудження, тобто з випереджаючим $\cos \varphi$, то він навіть при 100 %-вому завантаженні активним струмом може компенсувати реактивне навантаження мережі.

Зі зменшенням струму збудження нижче номінального компенсувальна здатність двигуна знижується.

Номінальний струм збудження пза умови такого навантаження на валу СД і такої напруги на його затискачах забезпечує найбільшу компенсувальну здатність СД.

Компенсувальна здатність СД характеризується відношенням реактивної потужності, що віддається СД в мережу (кВАр) до повної потужності СД (кВА).

Її не потрібно підвищувати на тривалий час методом збільшення струму збудження понад номінального значення, щоб уникнути перегрівання ротора.

Використання СД лише для компенсації реактивної потужності в мережі недоцільне, оскільки вони не можуть видати реактивну потужність, що дорівнює їх повній номінальній потужності, водночас гранична реактивна потужність недовантажених СД становить залежно від їх конструкції (60 ÷ 80) % їх повної номінальної потужності.

Технічна можливість використання СД як джерела реактивної потужності обмежується максимальною реактивною потужністю, яку він може генерувати без порушення умов допустимого нагріву обмоток і залізних частин ротора й статора. Цю потужність називають розташовуваною реактивною потужністю СД й визначають за виразом

$$Q_{CDP} = \alpha_M \cdot S_{CD.NOM} = \alpha_M \cdot \sqrt{P_{CD.NOM}^2 + Q_{CD.NOM}^2}, \quad (7.1)$$

де α_M – коефіцієнт допустимого перевантаження СД;

$P_{CD.NOM}$ і $Q_{CD.NOM}$ – номінальні активна й реактивна потужності СД.

Доцільне завантаження СД реактивною потужністю визначається додатковими втратами активної потужності на генерацію реактивної потужності й виявляється значно нижчим від розташовуваної реактивної потужності.

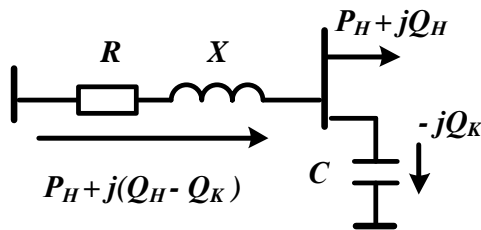


Рисунок 7.1 – Підключення БСК

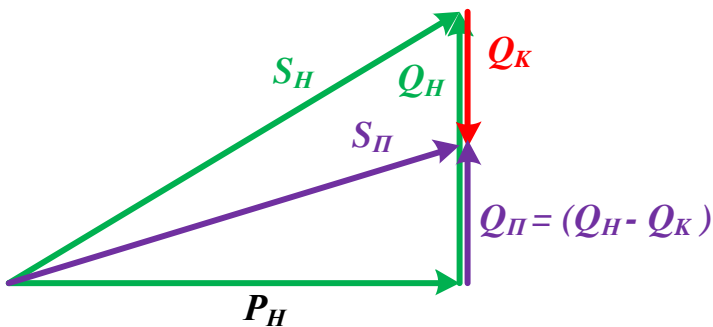


Рисунок 7.2 – Векторна діаграма в разі підключення БСК

Максимальна реактивна потужність, що генерується СД напругою 6 ÷ 10 кВ, що може бути передана в мережу до 1 кВ без збільшення числа трансформаторів, обраних за навантаженням, дорівнює

$$Q = \sqrt{(n \cdot k_3 \cdot S_{T.НОМ})^2 - P^2},$$

де $S_{T.НОМ}$ – номінальна потужність трансформатора;

k_3 – коефіцієнт навантаження трансформатора;

P – навантаження мережі 380 В.

7.2 Синхронні компенсатори

Синхронний компенсатор – синхронний двигун, що працює в режимі холостого ходу, тобто без механічного навантаження на валу.

Це дозволяє виготовляти спеціальні синхронні компенсатори з меншим повітряним зазором і полегшеним валом порівняно зі звичайними синхронними двигунами.

У разі збудження синхронний компенсатор генерує випереджальну реактивну потужність, а в разі недозбудження – відстаючу реактивну потужність.

Цю властивість синхронних компенсаторів використовують для регулювання реактивної потужності, підвищення коефіцієнта потужності й для регулювання напруги в електричних мережах.

Перевагами синхронних компенсаторів є плавне автоматичне регулювання реактивної потужності та напруги у великому діапазоні, чим забезпечується збільшення статичної динамічної стійкості в енергетичній системі, а також висока надійність її роботи.

Недоліками синхронних компенсаторів є порівняно висока вартість, а отже, і високі питомі капітальні витрати на компенсацію (12,5 грн / кВАр); питома витрата активної потужності на компенсацію (0,027 кВт / кВАр), що значно більше порівняно зі статичними конденсаторами (0,003 кВт / кВАр), велика займана виробнича площа й шум, здійснюваний під час роботи.

Зазначені особливості синхронних компенсаторів, а також можливість їх пуску від джерел живлення великої потужності обмежують їх застосування на промислових підприємствах. Їх використовуються лише на підстанціях енергетичних систем.

7.3 Конденсаторні установки

Оскільки системи КРП для зниження втрат, спричинених перетіканням реактивної потужності, необхідно розташовувати якомога ближче до навантаження, КП є найбільш поширеним засобом КРП саме в промислових системах електропостачання.

Широке застосування КП, як для індивідуальної, так і для групової компенсації, пояснюється їх перевагами порівняно з іншими існуючими в промисловості способами КРП:

1) невеликі, практично постійні в зоні номінальної температури навколишнього середовища, питомі втрати активної потужності конденсаторів, що не перевищують 0,5 Вт на 1 кВАр компенсаційної потужності, тобто не більше 0,5 % (для порівняння: в синхронних компенсаторах це значення досягає 10 % номінальної потужності компенсатора, а в СД, що працюють в режимі перезбудження – до 7 %);

2) відсутність обертальних частин;

3) простота монтажу та експлуатації;

4) порівняно невисокі капіталовкладення;

5) великий діапазон підбору необхідної потужності;

6) можливість установлення в будь-яких точках електромережі, безшумність роботи тощо.

7) крім того, на відміну від компенсаторів і синхронних двигунів, КРП за допомогою конденсаторів дозволяє розширити функціональні можливості пристроїв компенсації.

Так, фільтрокомпенсувальні КП (ФКП) одночасно здійснюють КРП і часткове подавлення присутніх у мережі (що компенсується) гармонік, які деформують синусоїдальність напруги, а симетрувальні установки на базі конденсаторних батарей (за умови відповідного конструктивного виконання) дозволяють здійснювати одночасно КРП і симетрування навантаження мережі.

8 ЕКОНОМІЧНІ ОБҐРУНТУВАННЯ ДОЦІЛЬНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ КОМПЕНСУВАЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ

Капітальні вкладення на КП можуть бути визначені на основі преїскурантних довідкових цін або розраховані

$$K_{КП} = R_P \cdot Q_{КП}, \quad (8.1)$$

де R_P – вартість реактивної потужності, грн /кВАр;

$Q_{КП}$ – потужність встановлюваного КП, кВАр.

Річний економічний ефект використання компенсувальних пристроїв визначають так:

$$E_{К.П} = Z_{П.Р}^{Д.П} - Z_{П.Р}^{П.П}, \quad (8.2)$$

де $E_{К.П}$ – річний економічний ефект від упровадження компенсувальних пристроїв;

$Z_{П.Р}^{Д.П}$, $Z_{П.Р}^{П.П}$ – приведені річні витрати до та після установки компенсувальних пристроїв відповідно.

Оскільки установлення компенсувальних пристроїв вимагає капітальних вкладень на їх придбання, то визначається

$$Z_{П.Р}^{П.П} = C^{П.П} + E_H \cdot K_{КП}, \quad (8.3)$$

де $C^{П.П}$ – поточні експлуатаційні витрати після установлення пристроїв;

$K_{КП}$ – капітальні вкладення на придбання та установлення компенсувальних пристроїв;

E_H – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень, який визначають як зворотну величину нормативного терміну окупності капіталовкладень T_H .

Установлення нормативного терміну окупності пов'язане з індивідуальним підходом. Це може бути термін, установлений з урахуванням галузевої специфіки, досвіду роботи інших підприємств чи за бажанням інвестора. У нашій країні використовують такі значення нормативного терміну окупності витрат:

– для капіталомістких заходів, що вимагають істотного вкладення коштів і значного періоду їх освоєння $T_H = 8 \div 10$ років.

– для заходів реконструктивного типу, пов’язаних із модернізацією виробництва або впровадженням нової техніки $T_H = 5 \div 6$ років.

Приведені витрати до установки пристроїв будуть передбачати лише поточні витрати – $C^{Д.П}$, тобто, $З_{П.П}^{П.П} = C^{Д.П}$.

Поточні витрати до установки КП:

$$C^{Д.П} = C_E^{Д.П} + C_{К.Е}^{Д.П}, \quad (8.4)$$

де $C_E^{Д.П}$ – витрати на оплату реактивної енергії;

$$C_E^{Д.П} = C_W \cdot W_{СПОЖ},$$

де C_W – ставка тарифу за кВт · год електроенергії, грн/кВт·год;

$W_{СПОЖ}$ – кількість споживаної електроенергії, кВт·год;

$C_{К.Е}^{Д.П}$ – оплата надбавок за підвищену якість електроенергії.

$$C_{К.Е}^{Д.П} = C_H \cdot W_{СПОЖ},$$

де C_H – вартість надбавки до тарифу за якість електроенергії.

$$C_H = \frac{C_W \cdot H_W}{100},$$

де H_W – відсоток надбавки за якість споживача електроенергії, %.

$$H_W = \frac{(Q_\Phi - Q_E) \cdot P_\Phi}{100},$$

де Q_Φ – фактичне реактивне навантаження споживачів у години максимуму навантажень систем енергопостачання;

Q_Π – економічно оптимальна реактивне навантаження споживачів у ці самі години;

P_Φ – максимальна активна потужність споживачів

$$C^{П.П} = C_A^{К.П} + C_{ОБС}^{К.П} + C_E^{К.П}, \quad (8.5)$$

де $C_A^{К.П}$ – амортизаційні відрахування за компенсувальними пристроями

$$C_A^{К.П} = \frac{K_{К.П} \cdot a^{К.П}}{100}, \quad (8.6)$$

де $a^{К.П}$ – норма амортизаційних відрахувань на компенсувальні пристрої, %;

$C_{ОБС}^{К.П}$ – витрати на обслуговування КП

$$C_{ОБС}^{К.П} = C_{з.П} + C_{МАТ}, \quad (8.7)$$

де $C_{з.П}$ – витрати на заробітну плату працівників, що обслуговують КП;

$C_{МАТ}$ – витрати на матеріали для утримання і обслуговування компенсувальних приладів;

$C_E^{К.П}$ – витрати на оплату реактивної енергії після установлення КП

$$C_E^{К.П} = C_E^{П.П} + C_{СПОЖ}^{К.П}, \quad (8.8)$$

де $C_{СПОЖ}^{К.П}$ – вартість втрат електроенергії в компенсувальних пристроях;

$C_E^{П.П}$ – витрати на оплату реактивної енергії.

Якщо впровадження КП вимагає збільшення трудомісткості робіт з обслуговування пристроїв енергопостачання й додаткової оплати праці, то

$$C_{з.П} = t_{ОБСЛ} \cdot Z_{ГОД}^{СЕР},$$

де $t_{ОБСЛ}$ – час, необхідний для поточного обслуговування КУ, на рік;

$Z_{ГОД}^{СЕР}$ – середня годинна оплата праці працівника (або групи), які обслуговують КП.

Практика показує, що в разі економічного обґрунтування впровадження КП величина $C_{ОБСЛ}^{К.П}$ не вимагає настільки детальних розрахунків, оскільки становить 0,5 ÷ 1,5 % від вартості компенсувального пристрою.

За умови збереження єдиного рівня потреб енергії ($W_{СПОЖ}$) до і після впровадження КП $C_E^{П.П} = C_E^{Д.П}$

$$C_{СПОЖ}^{К.П} = \Delta P_K \cdot t_{К.П} \cdot C_W,$$

де ΔP_K – питомі втрати електроенергії в компенсувальному пристрої, кВт/кВАр;

$t_{к.у}$ – кількість годин еквівалентної роботи КУ на повну потужність, годин.

Якщо втрати електроенергії в компенсувальному пристрої дуже малі, то розрахунком $C_E^{П.П}$ и $C_E^{Д.П}$ можна знехтувати.

Отже, річний економічний ефект від упровадження пристроїв компенсації в розгорнутому вигляді (з урахуванням усіх складових) становитиме

$$E_{к.п} = (C_E + C_{к.е})^{Д.П} - \left[(C_A^{к.п} + C_{обсл}^{к.п} + C_E^{к.п})^{П.П} + E_H \cdot K_{к.п} \right].$$

Оцінку економічної ефективності впровадження КП можна зробити і за терміном окупності:

$$t_{ок}^{к.п} = \frac{K_{к.п}}{C_{Д.П} - C_{П.П}}.$$

9 ВПЛИВ ПОКАЗНИКІВ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ НА РОБОТУ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАЧІВ

Відхилення ПKE від нормованих або оптимальних значень проявляється у вигляді економічних збитків у споживачів електричної енергії. Такий збиток має електромагнітну й технологічну складові. Електромагнітну складову визначають здебільшого додатковими втратами активної потужності й енергії та скороченням ресурсу електрообладнання, наприклад, з огляду на прискорене старіння ізоляції. Технологічна складова збитку пов'язана зі збільшенням тривалості виробничого процесу, зі зниженням продуктивності електрообладнання, а отже – зі збільшенням питомого електроспоживання на одиницю виробленої продукції.

9.1 Вплив сталих відхилень напруги

Невідповідність показників якості електроенергії нормативним значенням – причина додаткових (стосовно номінального режиму) втрат електроенергії. Найбільші втрати спричинені відхиленнями напруги від номінальної. Так, у разі зниження напруги втрати зростають, зростання позначається на приймачах електроенергії по-різному.

Додаткові втрати електроенергії виникають і за несиметричного навантаження.

За умови коефіцієнта несиметрії в межах його нормативного значення ці втрати становлять: для трансформаторів – 4 %, для СД – 4,2 % номінальних значень.

Приблизно такий самий рівень втрат (2 ÷ 4) % спостерігається в разі несинусоїдної напруги в трансформаторах, двигунах, генераторах, кабельних лініях.

Хоча втрати електроенергії від зниження її якості становлять (2 ÷ 6) % від номінальних значень, вони безпосередньо пов'язані з перегріванням обладнання, а отже, ведуть до інтенсивного старіння ізоляції і передчасного виходу її з ладу. Це стоїть й несинусоїдальності, і несиметрії напруги.

Наприклад, у разі несиметрії напруги, що дорівнює 4 %, термін служби повністю завантаженого асинхронного двигуна (АД) скорочується у 2 рази; несиметрії напруги 5 % наявна потужність двигуна зменшується на $(5 \div 10)$ %; при несиметрії 10 % – на $(20 \div 50)$ % (в залежності від виконання двигунів).

На силові трансформатори несиметрія має такий самий вплив, як і на АТ, тобто викликає додаткове нагрівання обмоток і скорочення терміну служби трансформаторів. Водночас на роботу кабельних ліній несиметрія істотно не впливає.

Збиток у разі додатних відхилень напруги відбувається через скорочення терміну служби ламп. При $\Delta U = +10$ % термін служби ламп скорочується приблизно в 3 рази. Збиток від зниженого відхилення напруги пов'язаний зі зниженням продуктивності праці через зниження освітленості.

Асинхронні двигуни

Відхилення напруги викликають додаткові втрати активної потужності, додаткове споживання реактивної потужності, скорочення терміну служби ізоляції, зниження продуктивності механізмів та збільшення питомої витрати електроенергії через збільшення тривалості технологічного процесу. За умови негативних значень відхилень напруги збільшення струму пропорційне зниженню напруги, а збільшення втрат активної потужності пропорційне квадрату зниження напруги. У разі підвищення напруги на 1 % реактивна потужність, споживана асинхронним двигуном, збільшується в середньому на 3 %.

Потрібно зазначити, що залежність втрат активної та реактивної потужностей від відхилень напруги здебільшого залежить від коефіцієнта завантаження K_3 двигуна.

Електротермічне обладнання

Зниження напруги призводить до погіршення температурного режиму, збільшення тривалості технологічного процесу та перевитрати електроенергії. Наприклад, для дугових сталеплавильних печей зниження напруги на 5 % призводить до зниження продуктивності печі на 10 %.

Електролізне виробництво

Негативні значення усталеного відхилення напруги призводять до зниження продуктивності електролізних ванн і підвищення питомих витрат електроенергії. Під час зниження напруги на 10 % продуктивність електролізних ванн також знижується на 10 %.

9.2 Вплив розмахів зміни напруги

Цей ПКЕ характеризується коливаннями напруги мережі. Джерелами коливань напруги в електричних мережах є електроспоживачі з різкозмінним режимом роботи:

- дугові сталеплавильні печі,
- електроприводи прокатних станів,
- електродугове й контактне зварювання, тощо.

Колівання напруги негативно позначаються на зоровому сприйнятті людини та зниженні, зважаючи на це, продуктивності праці. Колівання напруги позначаються на збільшенні браку деяких видів продукції через порушення технологічного процесу, на режимах роботи систем автоматики й регулювання.

9.3 Вплив несинусоїдальності напруги

Несинусоїдальність напруги несприятливо впливає на електрообладнання, автоматику та релейний захист, системи обліку електроенергії. Цей вплив проявляється у вигляді додаткових витрат активної та реактивної потужностей, труднощах компенсації реактивної потужності за допомогою батарей конденсаторів, скороченні терміну служби ізоляції електрообладнання, створенні електромагнітних перешкод системам автоматики, захисту, зв'язку. Рівень додаткових активних витрат від вищих гармонік у мережах електричних систем становить $(2 \div 4) \%$ витрат при синусоїдальній напрузі. У мережах підприємств, міських мережах, а також електрифікованого залізничного транспорту ці втрати можуть досягати $(10 \div 15) \%$.

У багатьох електричних мережах різних напруг із джерелами вищих гармонік батареї конденсаторів практично не

працюють: вони або відключаються захистом від перевантажень по струму, або виходять із ладу в результаті спучування, а іноді й вибухів. Це пов'язано з виникненням резонансу на частоті будь-якої з гармонік, наявної в амплітудному спектрі напруги мережі. Резонансні контури утворюються ємністю батарей конденсаторів та індуктивністю мережі.

9.4 Вплив несиметрії напруги

Джерелами несиметрії напруг в електричних мережах є потужні однофазні споживачі (індукційні плавильні та нагрівальні печі, зварювальні агрегати, комунально-побутові навантаження тощо). А також трифазні споживачі, які тривалий час працюють у несиметричному режимі. За умови несиметрії напруг відбувається збільшення споживання активної та реактивної потужностей, збільшення втрат електроенергії, зниження ресурсу електрообладнання, зниження обертового моменту асинхронних двигунів і продуктивності механізмів. Додаткові втрати активної потужності, зумовлені несиметрією напруг за зворотною послідовністю, визначають виразом

$$\Delta P_2 = \frac{U_{НОМ}^2 \cdot R^{(2)} \cdot K_{2U}^{*2}}{X^{(2)}}, \quad (9.1)$$

де $R^{(2)}$ – активний опір, зворотної послідовності,
 $X^{(2)}$ – реактивний опір зворотної послідовності,

$$K_{2U}^* = \frac{U^{(2)}}{U_{НОМ}}, \quad (9.2)$$

де $U^{(2)}$ – напруга зворотної послідовності.

Розрахунки показують, що за умови $K_{2U}^* = 0,02$, відносне збільшення втрат $\frac{\Delta P_2}{\Delta P_{НОМ}}$ для асинхронних двигунів становить близько $(2 \div 4) \%$, для трансформаторів близько $(1 \div 4) \%$, для синхронних двигунів близько 4% .

Скорочення терміну служби ізоляції становить від 2 до 16 % залежно від виду обладнання та стабільного рівня несиметрії напруг.

Напруги зворотньої послідовності створюють обертальний момент подвійної частоти, спрямований у протилежному напрямку моменту обертання ротора електричної машини, тобто створюють гальмівний електромагнітний момент.

У разі несиметрії напруг у синхронних машинах, разом із виникненням додаткових втрат і нагріванням статора й ротора можуть початися небезпечні вібрації, викликані обертальними моментами, пульсуючими з подвійною частотою. Ці моменти з'являються як наслідок взаємодії магнітних потоків, створених струмами зворотньої послідовності в колах статора й ротора, а також потоків, обумовлених струмами прямої послідовності. За умови значної несиметрії напруг вібрація може виявитися небезпечною та викликати руйнування зварних з'єднань.

Список літератури

1. ГОСТ 14209-97 Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов. Внесен Государственным Комитетом Украины по стандартизации, метрологии и сертификации. Дата введения 2002.01.01.

2. ГКД 34.46.501-2003. Трансформатори силові. Типова інструкція з експлуатації

3. Правила улаштування електроустановок – 5-те вид., переробл. й доповн. – Харьков, Форт, 2014. – 782 с.

4. ГНД 34.09.204-2004. Методичні вказівки з аналізу технологічних витрат електроенергії та вибору заходів щодо їх зниження / М-во палива та енергетики України. Офіц. вид. Київ: ГРІ-ФРЕ: М-во палива та енергетики України, 2004. 159 с.

5. СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-54:2011. Визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання. Київ. Міністерства енергетики та вугільної промисловості України № 399 від 21.06.2013.

Електронне навчальне видання

Конспект лекцій
із курсу
«Енергозберігаючі технології в електропостачанні»
для студентів спеціальності
141 «Електроенергетика, електротехніка
та електромеханіка»
всіх форм навчання

Відповідальний за випуск І. Л. Лебединський
Редактор О. Ф. Дубровіна
Комп'ютерне верстання Т. М. Загородньої

Формат 60x84/16. Ум. друк. арк. 5,64. Обл.-вид. арк.7,85.

Видавець і виготовлювач
Сумський державний університет,
вул. Римського-Корсакова, 2, Суми, 40007
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи ДК № 3062 від 17.12.2007.