



ISSN 1727-9895

Праці

Інституту електродинаміки Національної академії наук України

Збірник наукових праць

**Випуск
48**

**Київ
2017**

Відділення фізико-технічних проблем енергетики
Національної академії наук України
Інститут електродинаміки

ПРАЦІ

Інституту електродинаміки Національної академії наук України

Збірник наукових праць

Виходить тричі на рік

Засновано у 1999 році

**Випуск
48**

Київ
2017

Головний редактор:

Заступники головного редактора:

Антонов О.Є., докт. техн. наук

Мислович М.В., докт. техн. наук

Петухов І.С., докт. техн. наук

Редакційна колегія

Інститут електродинаміки НАН України:

Кириленко О.В.	академік НАН України	Щерба А.А.	член-кор. НАН України
Стогній Б.С.	академік НАН України	Авраменко В.М.	докт. техн. наук
Шидловський А.К.	академік НАН України	Буткевич О.Ф.	докт. техн. наук
Волков І.В.	член-кор. НАН України	Васецький Ю.М.	докт. техн. наук
Жаркін А.Ф.	член-кор. НАН України	Кенсицький О.Г.	докт. техн. наук
Кондратенко І.П.	член-кор. НАН України	Липківський К.О.	докт. техн. наук
Кузнецов В.Г.	член-кор. НАН України	Михальський В.М.	докт. техн. наук
Шидловська Н.А.	член-кор. НАН України	Новік А.І.	докт. техн. наук

Маляр В.С., докт. техн. наук, Національний університет «Львівська політехніка», м. Львів
Резцов В.Ф., член-кор. НАН України, Інститут відновлюваної енергетики НАН України, м. Київ
Римша В.В., докт. техн. наук, Національний технічний університет, м. Одеса
Розов В.Ю., член-кор. НАН України, Науково-технічний центр магнетизму технічних об'єктів, м. Харків

Bendahmane Boukhalfa, Doctor of Engineering Sciences, University of Béjaïa, Algeria
Pavlik M., Member of NAS Ukraine, Technical University of Lodz, Poland
Plotkin Yu.R., Doctor of Engineering Sciences, Berlin School of Economics and Law

Відповідальний секретар: Новік Н.В.

Збірник входить до переліку профільних видань ДАК МОН України та представлено у таких системах реферування:

- загальнодержавному депозитарії «Наукова періодика України»;
- загальнодержавній базі даних «Україніка наукова» (реферативний журнал «Джерело»);
- науковій електронній бібліотеці періодичних видань НАН України (NA SPLIB) (<http://www.dspace.nbu.gov.ua/>);
- базі РІНЦ Наукової електронної бібліотеки, Росія;
- Реферативному журналі, Росія.

У збірнику здійснюються експертне рецензування та наукове редагування статей.

*Друкується за постановою вченої ради
Інституту електродинаміки Національної академії наук України.
Протокол № 11 від 12 жовтня 2017 року.*

Зареєстровано 07.02.2002. Свідоцтво: серія КВ, № 5843.

Засновник та видавець: Інститут електродинаміки НАН України
Україна, 03057, м. Київ-57, пр. Перемоги, 56

Адреса редакції:

03057, м. Київ-57, пр. Перемоги, 56

Інститут електродинаміки НАН України.

Тел. (044) 366-26-56, (044) 456-88-69.

Е-mail: mlyv@ied.org.ua; takied@meta.ua;

Адреса сайту: <http://ied.org.ua>

Видання наукове

ПРАЦІ

Інституту електродинаміки Національної академії наук України

Збірник наукових праць

**Випуск
48**

Редактор: Ю.В. Морозова-Леонова

Зареєстровано 07.02.2002. Свідоцтво: серія КВ, № 5843.
Підп. до друку 08.11.2017. Формат 60x84 / 8. Папір офс. Офс. друк. Ум. друк. арк. 13,2.
Обл.-вид. арк. 13,0. Тираж 100 прим. Зам. 60. Ціна за домовленістю.

*03057, м. Київ-57, пр. Перемоги, 56,
Інститут електродинаміки НАН України.*

Відділ оперативної поліграфії Інституту електродинаміки НАН України

Праці
Інституту електродинаміки
Національної академії наук України

Випуск 48

2017 р.

ЗМІСТ

ЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ ТА КОМПЛЕКСИ

<i>Черненко П.О., Мірошник В.О.</i> Підвищення точності короткострокового прогнозування електричного навантаження за допомогою штучної нейронної мережі з врахуванням зміни структури споживання протягом року.....	5
<i>Пазій В.Г., Мірошник О.О., Мороз О.М.</i> Підвищення ефективності системи моніторингу розподільних мереж засобами інтелектуального роз'єднувача з PLC-каналом зв'язку	12
<i>Тимченко М.П., Фіалко Н.М.</i> Багатоповерхові будинки як активні споживачі інтелектуальних електричних мереж	15
<i>Стогній Б.С., Сопель М.Ф., Гребченко М.В., Максимчук В.Ф., Пилипенко Ю.В.</i> Вибір алгоритму визначення відстані замикання на землю та необхідних для цього інформаційних складових параметрів режиму	22
<i>Чиженко О.І., Трач І.В.</i> Коригування режиму слабкої електричної мережі при запуску від неї електродвигуна зіставної потужності.....	27
<i>Кулик В.В., Бурикін О.Б., Глоба О.В.</i> Інформаційно-програмне забезпечення пофідерного аналізу й оптимізації втрат електроенергії у розподільних електромережах з розосередженим генеруванням	33
<i>Кучанський В.В.</i> Керована комутація елегазовими вимикачами в магістральних електричних мережах	38
<i>Денисюк С.П., Опришко В.П.</i> Оцінка нерівномірності споживання та генерації електричної енергії в локальних електроенергетичних системах.....	43
<i>Гуреев В.А., Сангинова О.В.</i> Построение обучающего дистанционного тренажера для подготовки персонала энергетической отрасли.....	52

ЕЛЕКТРИЧНІ МАШИНИ ТА АПАРАТИ

<i>Кенсицький О.Г., Хвалін Д.І.</i> Квазітривимірна модель електромагнітного поля у торцевій зоні турбогенератора.....	59
<i>Антонов А.Е., Акинин К.П., Киреев В.Г.</i> Построение системы активной компенсации гироскопической реакции в высокооборотном электроприводе	65
<i>Козлов В.С.</i> Синхронізація автономного генератора в мережі обмеженої потужності	71
<i>Карлов О.М., Кондратенко І.П., Крищук Р.С., Ращепкін А.П.</i> Енергетичні показники торцевих дугостаторних асинхронних двигунів з біметалевими дисковими роторами.....	76
<i>Кучинський К.А., Тімко В.О., Гуторова М.С., Мистецький В.А.</i> Механічні та вібромеханічні характеристики натискних пальців і плит осердя статора турбогенератора	82

ТЕХНОЛОГІЧНЕ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

<i>Щерба А.А., Подольцев А.Д., Ломко Н.А.</i> Энергоэффективные режимы работы магнитодинамических установок с использованием тиристорных регуляторов напряжения с фазовым управлением	88
<i>Кучерявая И.Н.</i> Факторы качества и надежности шито-полиэтиленовой изоляции силовых кабелей.....	94
<i>Бондар О.І., Глухенький О.І., Гориславец Ю.М.</i> Вплив конструктивних елементів плавильної печі на ефективність універсального електромагнітного перемішувача рідкого металу	105
<i>Кутін В.М., Рубаненко О.Є., Мисенко С.В.</i> Оцінювання помилок першого і другого роду при визначенні швидкості руху контактної системи елегазового вимикача	110
<i>Щерба М.А.</i> Возмущение электрического поля разноразмерными близко расположенными водными микровключениями в твердом диэлектрике.....	115

МЕТРОЛОГІЯ ТА ВИМІРЮВАЛЬНА ТЕХНІКА

<i>Тесик Ю.Ф., Мороз Р.М.</i> Аналіз процесу формування синусоїди із сигналів прямокутної форми на основі принципу суперпозиції	121
<i>Левицкий А.С., Новик А.И., Зайцев Е.А.</i> Емкостный датчик усилий в тяжных призмах статора турбогенератора с компенсацией погрешности от перекоса электродов.....	126

ЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ ТА КОМПЛЕКСИ

УДК 621.311:681.3

ПІДВИЩЕННЯ ТОЧНОСТІ КОРОТКОСТРОКОВОГО ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОГО НАВАНТАЖЕННЯ ЗА ДОПОМОГОЮ ШТУЧНОЇ НЕЙРОННОЇ МЕРЕЖІ З ВРАХУВАННЯМ ЗМІНИ СТРУКТУРИ СПОЖИВАННЯ ПРОТЯГОМ РОКУ

П.О. Черненко, докт. техн. наук, **В.О. Мірошник**, інж.

Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Перемоги, 56, Київ-57, 03680, Україна,
e-mail: cher@ied.org.ua

Описано методику підвищення точності короткострокового прогнозування сумарного електричного навантаження (СЕН) енергопостачальної компанії шляхом зміни режиму навчання та прогнозування штучної нейронної мережі типу багатошаровий перцептрон залежно від зміни складу електричного навантаження компанії протягом року. Розглянуто два підходи, які враховують різну поведінку СЕН в опалювальний сезон та міжсезоння. Як активаційну функцію нейронів прихованого шару використано функцію SELU (scaled exponential linear unit). При першому підході нейронна мережа включала додатковий вхідний нейрон, який набуває значення 1 – для днів, які входять до опалювального сезону, та 0 – для днів міжсезоння. При цьому вказана модель навчалась на річних даних. При другому підході розроблено дві окремі нейронні мережі для роботи протягом різних сезонів року. Оцінка точності та стабільності результатів прогнозування проводилась на реальних даних ПАТ «Київенерго» за 2015–2016 рр. Бібл. 8, рис. 3, таблиця.

Ключові слова: електричне навантаження, річна періодичність, короткострокове прогнозування, штучна нейронна мережа.

Результати короткострокового прогнозування (з упередженням від 1 до 7 діб) добових графіків сумарного електричного навантаження (СЕН), або попиту на електричну енергію є основою для планування режиму роботи ОЕС України. В ДП «Енергоринок» вони необхідні для формування графіка покриття, тобто визначення необхідної генеруючої потужності на кожну годину добового графіка. Згідно з Законом України "Про ринок електричної енергії" у всіх учасників ринку на завтра, внутрішньодобового та балансуєчого ринків підвищується відповідальність за недотримання заявленого добового графіка. До певної міри небаланс може бути зменшений за рахунок підвищення точності прогнозів споживання електричної енергії. Для трейдерів та електропостачальних компаній, які займаються роздрібною торгівлею, підвищення точності прогнозування є особливо актуальним, враховуючи відсутність ефективних засобів керування попитом своїх споживачів чи контрагентів.

З метою підвищення адекватності моделювання СЕН реальним процесам і забезпечення необхідної точності та стабільності прогнозування графіки СЕН представляються у вигляді нестационарних майже періодичних випадкових часових рядів, які змінюються в часі під впливом технологічних, метеорологічних та астрономічних факторів [1]. Оскільки в часових рядах присутні добова, тижнева, річна періодичності та залежність від зовнішніх факторів змінюється протягом року, то для побудови математичної моделі СЕН необхідно використовувати інформацію за один або, у деяких випадках, за декілька років.

В Інституті електродинаміки НАН України дослідження в галузі короткострокового прогнозування проводяться в двох напрямках: побудова аналітичної адитивної математичної моделі СЕН та розвиток методів прогнозування на основі теорії машинного навчання та штучного інтелекту.

Класичними підходами до розв'язання задачі прогнозування є застосування методів, заснованих на аналізі часових рядів [1, 8]. Перевагою цих методів є їх простота та можливість досить легко інтерпретувати результати. Головним недоліком цих моделей є те, що при їх побудові необхідно точно виділити окремі складові СЕН, які залежать від впливу зовнішніх факторів.

Серед моделей, які можуть ефективно враховувати екзогенні фактори в неявному вигляді, найбільш розповсюдженими є метод опорних векторів (SVM) [3] та штучні нейронні мережі прямого розповсюдження типу багат шаровий перцептрон (MLP) [2]. Головними відмінностями цих моделей є підхід до постановки оптимізаційної задачі та вигляд нелінійної передаточної (активаційної) функції. Тоді як SVR відображає вхідні дані у простір більшої розмірності, MLP намагається знизити розмірність даних з мінімальними втратами інформації. Це призводить до того, що MLP зазвичай має менше параметрів (вагових коефіцієнтів), а значить, процедури навчання та прогнозування потребують менших ресурсів. Крім того, гнучкість у виборі активаційних функцій та кількості прихованих шарів MLP дає змогу будувати модульні нейронні мережі складної архітектури, які б могли відображати апріорну інформацію та навчатися як єдине ціле, а також рекурентні нейронні мережі зі зворотними зв'язками.

Зміна складу навантаження протягом року призводить до зміни залежності СЕН від метеорологічних та астрономічних факторів. Влітку спостерігається пряма кореляційна залежність між навантаженням та температурою, а зимою – зворотна кореляційна залежність. У зоні комфортних для людини температур від 16 до 21 °С температура практично не впливає на навантаження. Крім того, взимку сильно проявляється ефект насичення, який пов'язаний з тим, що при зниженні температури нижче певного значення навантаження не підвищується, оскільки всі додаткові електричні джерела опалення вже ввімкнено.

У початковому наближенні рік можна розділити на опалювальний сезон та міжсезоння. На рис. 1 (2014–2015 рр.) та рис. 2 (2015–2016 рр.) зображені графіки реальних значень сумарного електричного навантаження ПАТ «Київенерго»; «ящик з вусами», границі якого відповідають першому та третьому квартилям розподілу, а лінія між ними відображає медіану; емпіричний розподіл даних для опалювального сезону (а) та міжсезоння (б). Оскільки серед споживачів ПАТ «Київенерго» відсутні великі енергоємні підприємства, то при прогнозуванні технологічна складова у явному вигляді не враховувалась.

Аналізуючи гістограми, можна зробити висновок, що розподіли значень СЕН для опалювального сезону 2014–2015 рр. більш подібні до розподілу даних опалювального сезо-

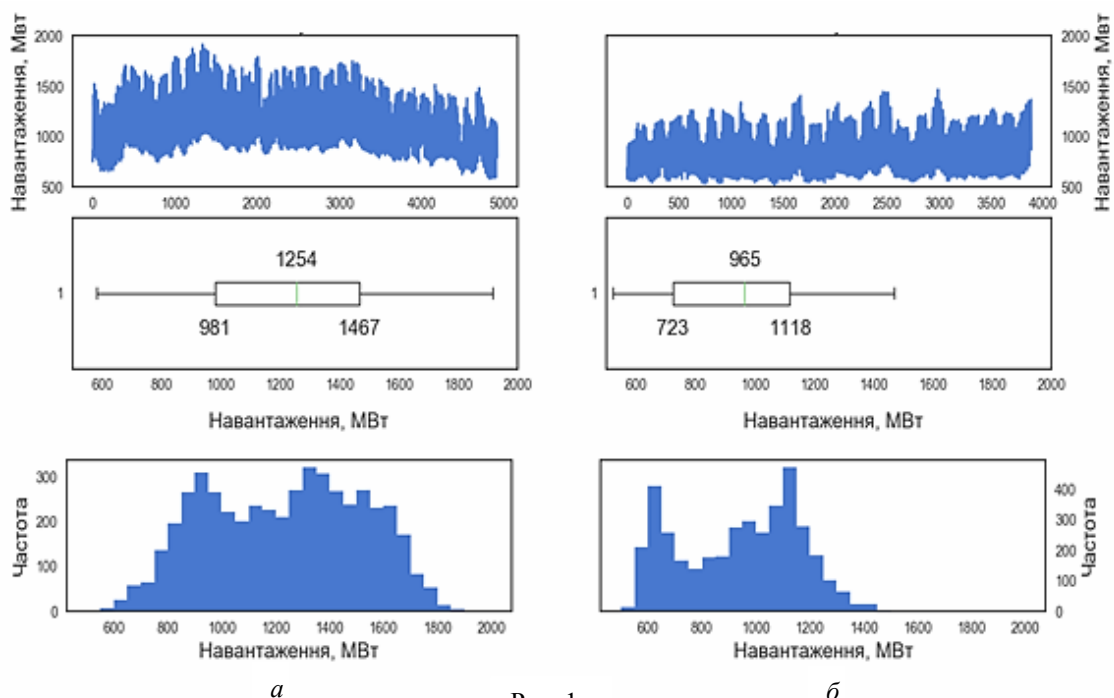


Рис. 1

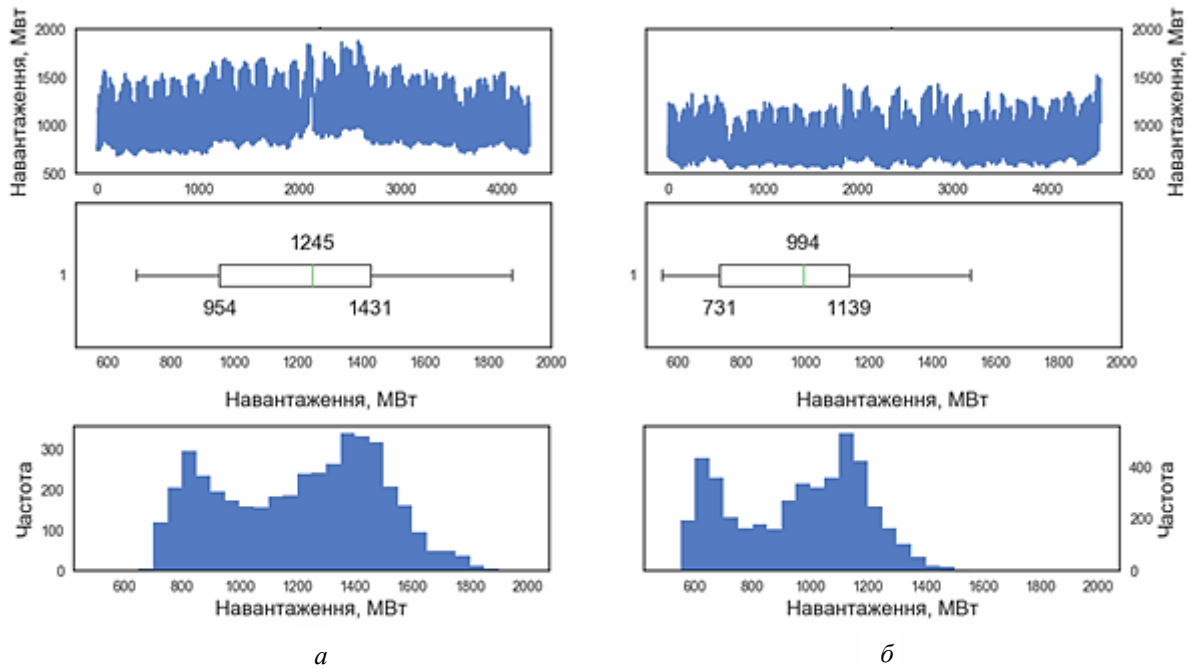


Рис. 2

ну 2015–2016 рр., ніж до розподілу міжсезоння 2015 р. Те ж саме спостерігається для даних міжсезоння 2015 та 2016 рр.

Отже, метою дослідження є підвищення точності та стабільності результатів короткострокового прогнозування СЕН, враховуючи зміну його структури протягом року. Для прогнозування використовувалась штучна нейронна мережа типу багатошаровий перцептрон.

Відбір вхідних змінних та масштабування даних проводяться на навчальній вибірці за такою процедурою:

1. На основі аналізу автокореляційної функції (рис. 3 а) навантаження відбираються десять значень лага відносно прогнозної години $L_p = \{l_1, l_2, \dots, l_{10} | 24 \leq l \leq 168\}$, в яких модуль кореляції найбільший. На вхід нейронної мережі подаються значення навантаження з відповідним лагом $P^L = \{P_{t-l} | l \in L\}$.

2. На основі аналізу перехресної кореляційної функції між температурою та навантаженням (рис. 3 б) відбираються десять значень лага відносно прогнозної години $L_c = \{l_1, l_2, \dots, l_{10} | 0 \leq l \leq 48\}$, для яких модуль кореляції найбільший. На вхід нейронної мережі подаються значення температури з відповідним лагом $T^L = \{T_{t-l} | l \in L\}$.

3. Два вхідних нейрони відповідають за день тижня D (від 1 до 7) та за годину доби H (від 1 до 24).

4. Після цього всі вхідні дані та бажаний результат нормалізуються за формулою

$$\hat{x}_j = \frac{x_j - \mu_j}{\sigma_j}, \quad (1)$$

де μ – середнє значення; σ – стандартне відхилення; m – кількість вхідних нейронів; $j \in \mathbb{R}^{m+1}$.

Після попередньої обробки даних навчальні вибірки мають наступну структуру:

$$\begin{pmatrix} \hat{P}_{169} & \hat{P}^L & \hat{T}^L & \hat{D}_{169} & \hat{H}_{169} \\ \ddots & \ddots & \ddots & \ddots & \ddots \\ \hat{P}_i & \hat{P}^L & \hat{T}^L & \hat{D}_i & \hat{H}_i \end{pmatrix},$$

де \hat{P}_i – нормалізовані фактичні значення навантаження в прогнозу годину $i = 1 \dots n$, n – кількість прикладів у навчальній вибірці.

Таким чином, нейронна мережа апроксимує залежність такого виду:

$$\hat{P}_i = f(\hat{P}^L, \hat{T}^L, \hat{D}_i, \hat{H}_i, W_1, b_1, W_2, b_2),$$

де W_1, W_2 – матриці вагових коефіцієнтів відповідно першого та другого шарів $W \in \mathbb{R}^{h \times k}$, k – кількість нейронів у шарі перед W , h – кількість нейронів у шарі після W ; b_1, b_2 – вектори

порогів відповідних шарів прихованих нейронів. W, b – підбираються у процесі навчання. Вектор-рядок вхідних змінних $x_i = \hat{P}^L, \hat{T}^L, \hat{D}_i, \hat{H}_i$.

Як нелінійну функцію активації нейронів прихованого шару було використано функцію selu (scaled exponential linear unit):

$$\text{selu} = \lambda \begin{cases} z & z > 0 \\ ae^z - a & z \leq 0 \end{cases}, \quad (2)$$

де z – лінійна комбінація виходів попереднього шару $z = Wx^T$; x^T – вектор-рядок виходів попереднього шару; λ, a – параметри, які необхідні для забезпечення властивості саморегуляризації.

Ця функція спроектована для обмеження середнього значення та дисперсії нейронів при розповсюдженні їх виходів по мережі:

$$\text{selu}: \begin{pmatrix} \mu \\ \nu \end{pmatrix} \rightarrow \begin{pmatrix} \tilde{\mu} \\ \tilde{\nu} \end{pmatrix}, \quad \mu \rightarrow 0, \nu \rightarrow 1,$$

де μ – середнє значення активацій нейронів попереднього шару; $\tilde{\mu}$ – середнє значення активацій нейронів поточного шару; ν – дисперсія активацій нейронів попереднього шару; $\tilde{\nu}$ – дисперсія активацій нейронів поточного шару.

Така поведінка мережі називається саморегуляризацією та спроможна прискорити навчання й підвищити якість результатів прогнозування на нових даних. Як показано в [9], це досягається за рахунок того, що:

- 1) функція може набувати позитивних та негативних значень для коригування середнього значення;
- 2) має область насичення для зменшення дисперсії;
- 3) має нахил, більший за одиницю для підвищення дисперсії;
- 4) має неперервну кривизну.

При ініціалізації вагових коефіцієнтів випадково з нормальним розподілом $\mathcal{N}(0, 1/k)$ значення параметрів, які забезпечують властивість саморегуляризації, $a = 1,6733$ та $\lambda = 1,0507$.

Результат прогнозування нейронної мережі у векторній формі можна записати у вигляді

$$\hat{P}_i^{\text{прогноз}} = W_2 \cdot \text{selu}(W_1 \cdot \hat{x}_i^T + b_1) + b_2. \quad (3)$$

Під час навчання нейронної мережі для оцінки параметрів проводилась мінімізація середньоквадратичних відхилень з регуляризацією у вигляді суми квадратів елементів матриць вагових коефіцієнтів W_1, W_2 . Для того щоб математичне очікування прогнозів наближалось до математичного очікування реальних даних, регуляризація не застосовувалась до порогів b_1, b_2 .

Цільова функція для навчання нейронної мережі має такий вигляд:

$$\mathcal{L} = \frac{1}{2n} \sum_{i=1}^n (\hat{P}_i^{\text{факт}} - \hat{P}_i^{\text{прогноз}})^2 + r (\sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^k |w_{ij}^1|^2 + \sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^k |w_{ij}^2|^2), \quad (4)$$

де $\hat{P}_i^{\text{факт}}, \hat{P}_i^{\text{прогноз}}$ – відповідно фактичні та прогнозні нормалізовані значення навантаження для i -ї години у навчальній вибірці; w_{ij}^1, w_{ij}^2 – вагові коефіцієнти, які з'єднують нейрон l – наступного шару та нейрон j попереднього шару, верхній індекс вказує на матрицю W_1 або W_2 ; n – кількість прикладів (годин) у навчальній вибірці; k – кількість нейронів у попередньому шарі; h – кількість нейронів у наступному шарі; r – параметр, який відповідає за інтенсивність регуляризації.

Гرادієнт функції \mathcal{L} розраховується методом зворотного розповсюдження похибки. Для мінімізації \mathcal{L} з великою кількістю параметрів w та b , що характерно для нейронних мереж з великою кількістю шарів, на практиці застосовують різні модифікації градієнтних методів першого порядку [5]. Це зумовлено тим, що розрахунок та зберігання навіть апроксимованої матриці Гессе для великих нейронних мереж вимагає досить значних обчислювальних ресурсів. Але для нейронних мереж з одним прихованим шаром нейронів, які викорис-

товуються у цій роботі, значно ефективнішими виявляються квазі-Ньютонівські методи оптимізації, наприклад, алгоритм Бroyдена-Флетчера-Гольдфарба-Шано (BFGS), або метод спряжених градієнтів [7].

Якість прогнозування оцінювалась за допомогою показника середньої відносної похибки за модулем MAPE (mean absolute percentage error):

$$MAPE = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n \left| \frac{P_t^{\text{прогноз}} - P_t^{\text{факт}}}{P_t^{\text{факт}}} \right| \cdot 100\%, \quad (5)$$

де n – кількість прикладів (годин) у тестовій вибірці.

Порівняння результатів прогнозування. Для визначення оптимального методу врахування річної періодичності було побудовано чотири нейронні мережі типу багатошаровий перцептрон з одним прихованим шаром нейронів. Мережа «net» навчалась на річних даних без ознаки сезону «net_add», яка навчалась на річних даних та мала ознаку у вигляді вхідного нейрона, що набуває значення 1 – опалювальний сезон та 0 – міжсезоння, «net_w» навчалась на даних опалювального сезону, а «net_s» – на даних міжсезоння.

Для побудови моделей та прогнозування було використано дані ПАТ «Київенерго» за такі періоди:

01.10.2014 – 30.04.2015 – опалювальний сезон 2014–2015 рр., вибірка «train_1»;

01.05.2015 – 09.10.2015 – міжсезоння 2015 р., вибірка «train_0»;

10.10.2015 – 04.04.2016 – опалювальний сезон 2015–2016 рр., "вибірка «test_1»;

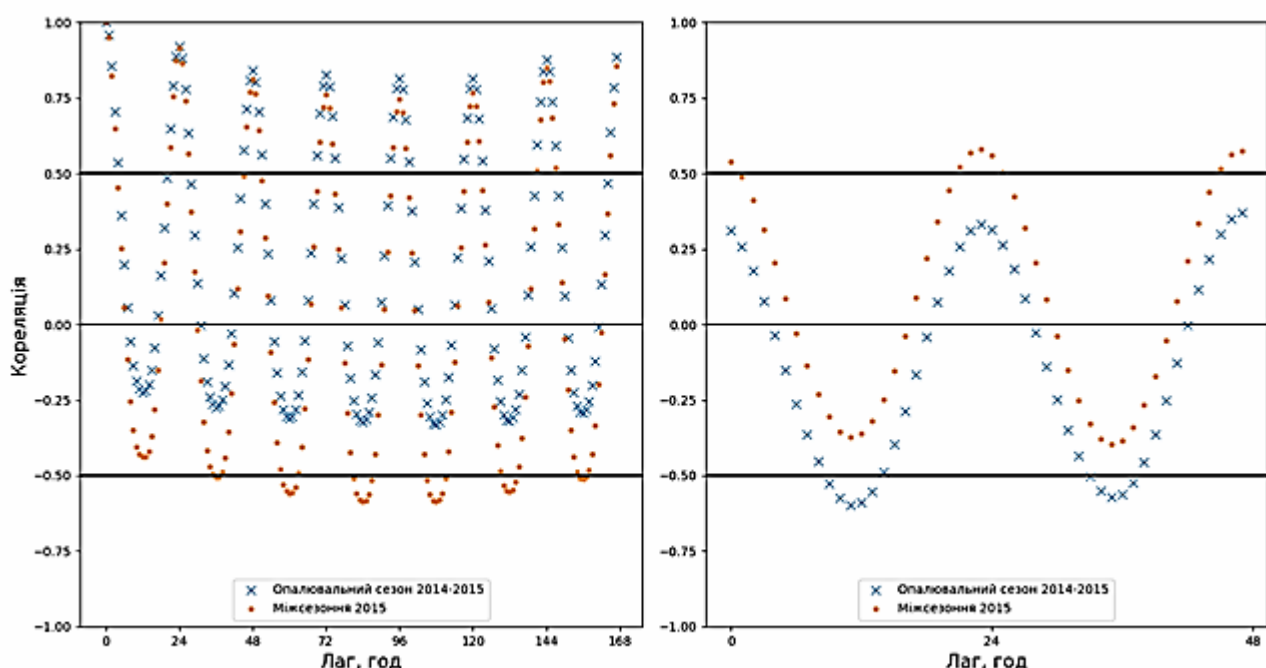
05.04.2016 – 11.10.2016 – міжсезоння 2016 р., вибірка «test_0».

Об'єднані вибірки для 2015 та 2016 рр. відповідно train та test.

Для моделювання залежності СЕН від температури були використані дані метеорологічних авіаційних метеозведень аеропорту «Київ». Для побудови моделей та прогнозування використовувались фактичні погодинні значення температури навколишнього середовища.

Згідно з процедурою відбору вхідних параметрів для обох сезонів з навчальної вибірки було побудовано автокореляційну функцію (рис. 3 а) та функцію перехресної кореляції (рис. 3 б), на основі аналізу яких було отримано наступні значення лагів і відповідні значення навантаження та температури:

$$P_{\text{net}}^L = [P_{t-24}, P_{t-25}, P_{t-48}, P_{t-72}, P_{t-120}, P_{t-143}, P_{t-144}, P_{t-145}, P_{t-167}, P_{t-168}];$$



а

б

Рис. 3

$$\begin{aligned}
P_{net_add}^L &= [P_{t-24}, P_{t-25}, P_{t-48}, P_{t-72}, P_{t-120}, P_{t-143}, P_{t-144}, P_{t-145}, P_{t-167}, P_{t-168}]; \\
P_{net_w}^L &= [P_{t-24}, P_{t-25}, P_{t-48}, P_{t-72}, P_{t-120}, P_{t-143}, P_{t-144}, P_{t-145}, P_{t-167}, P_{t-168}]; \\
P_{net_s}^L &= [P_{t-24}, P_{t-25}, P_{t-47}, P_{t-48}, P_{t-120}, P_{t-143}, P_{t-144}, P_{t-145}, P_{t-167}, P_{t-168}]; \\
T_{net}^L &= [T_{t-9}, T_{t-10}, T_{t-11}, T_{t-12}, T_{t-13}, T_{t-33}, T_{t-34}, T_{t-35}, T_{t-36}, T_{t-37}]; \\
T_{net_add}^L &= [T_{t-9}, T_{t-10}, T_{t-11}, T_{t-12}, T_{t-13}, T_{t-33}, T_{t-34}, T_{t-35}, T_{t-36}, T_{t-37}]; \\
T_{net_w}^L &= [T_{t-9}, T_{t-10}, T_{t-11}, T_{t-12}, T_{t-13}, T_{t-33}, T_{t-34}, T_{t-35}, T_{t-36}, T_{t-37}]; \\
T_{net_s}^L &= [T_{t-0}, T_{t-1}, T_{t-21}, T_{t-22}, T_{t-23}, T_{t-24}, T_{t-25}, T_{t-45}, P_{t-46}, P_{t-47}].
\end{aligned}$$

Мінімізація цільової функції \mathcal{L} (4) проводилась методом спряжених градієнтів у модифікації Полака-Райбера. Було використано реалізацію алгоритму з бібліотеки програмних засобів SciPy [4] для мови програмування Python. Критерієм зупинки навчання є зменшення L_2 норми градієнта функції похибки нижче певного заданого наперед значення $tol = 0,00001$. Для вказаних нейронних мереж параметр регуляризації цільової функції $r = 1$.

Внаслідок перехресної перевірки отримано такі архітектури нейронних мереж: net 22 – 13 – 1, net_add 23 – 13 – 1, net_w 22 – 13 – 1, net_s 22 – 11 – 1. Результати прогнозування наведено в таблиці.

Нейронна мережа	Період року, на якому проводилась оцінка точності		
	Опалювальний сезон 2015–2016 рр.	Міжсезоння 2016 р.	Річні дані
	MAPE, %	MAPE, %	MAPE, %
Мережа навчена на річних даних без ознаки сезону, net	3,61	4,23	3,93
Мережа навчена на річних даних з ознакою сезону, net_add	3,49	4,18	3,85
Мережа навчена на даних за опалювальний сезон, net_w	3,58		3,65
Мережа навчена на даних за міжсезоння, net_s		3,73	

З таблиці видно, що додавання нейрона, який вказує на сезон року, знизило середньорічну похибку MAPE з 3,93 до 3,85 %, або у відносному вираженні на 2 %. При цьому навчання окремих нейронних мереж для різних сезонів знизило середньорічну похибку MAPE з 3,93 до 3,65 %, або на 7,1 %.

Висновки. 1. Під впливом зміни режиму електроспоживання електропостачальної компанії протягом року суттєво змінюється склад навантаження (наприклад, ввімкнення кондиціонерів та додаткових холодильних агрегатів влітку, а також ввімкнення та вимкнення додаткового опалювального навантаження). Це призводить до зміни характеристики залежності СЕН від метеорологічних та астрономічних факторів. При цьому для підвищення точності короткострокового прогнозування необхідно вводити додаткову вхідну інформацію та використовувати більш складний апарат штучних нейронних мереж.

2. Підвищення точності короткострокового прогнозування СЕН можна досягнути простішим шляхом, якщо навчання нейронної мережі (в цьому випадку багатосаровий перцептрон) проводити на окремих інтервалах року з врахуванням різного складу навантаження та проводити прогноз на тих же інтервалах наступного року.

1. Черненко П.А. Идентификация параметров, моделирование и многоуровневое взаимосвязанное прогнозирование электрических нагрузок энергообъединения // Техн. електродинаміка. Темат. вип. "Проблеми сучасної електротехніки". – 2010. – Ч. 3. – С. 57–64.

2. Brodowski S., Bielecki A., Filocha M. A hybrid system for forecasting 24-h power load profile for Polish electric grid // Applied soft computing. – 2017. – Vol. 58. – P. 527–539.
3. Ceperic E., Ceperic V., Baric A. A strategy for short-term load forecasting by support vector regression machines // IEEE Transactions on power systems. – 2013. – Vol. 28, Issue 4. – P. 56–64.
4. Jones E., Oliphant E., Peterson P., et al. SciPy: Open Source Scientific Tools for Python, 2001. <http://www.scipy.org/>.
5. Kingma D.P., Ba J. Adam: A method for stochastic optimization // 3rd International Conference for Learning Representations, San Diego, 2015.
6. Klambauer, G., Unterthiner, T., Mayr, A., Hochreiter, S. Self-Normalizing Neural Networks. In Advances in Neural Information Processing Systems, 2017.
7. Nocedal J., Wright S.J. Numerical Optimization: Second Edition // Springer, New-York, 2006. – P. 664.
8. Suganthi L., Samuel A.A. Energy models for demand forecasting – A review // Renewable & sustainable energy reviews. – 2012. – Vol. 16, Issue 2. – P. 23–40.

УДК 621.311:681.3

П.А. Черненко, докт. техн. наук, **В.А. Мирошник**, инж.

Институт электродинамики НАН Украины,
пр. Победы, 56, Киев-57, 03057, Украина

Повышение точности краткосрочного прогнозирования электрической нагрузки с помощью искусственных нейронных сетей с учетом изменения структуры потребления в течение года

Представлен анализ влияния годовой периодичности на точность и стабильность результатов краткосрочного прогнозирования электрической нагрузки. Рассмотрены два подхода, учитывающие различное поведение электрической нагрузки в отопительный сезон и межсезонье. Для прогнозирования использован многослойный перцептрон с нелинейной функцией масштабированного экспоненциально-линейного элемента (SELU), используемой в качестве нелинейного преобразования в скрытых нейронах. Эта функция стабилизирует среднее значение и дисперсию слоев, ускоряет процесс обучения. В первом подходе нейронная сеть включала дополнительный входной нейрон, который принимает значения 1 в течение дней, являющихся частью отопительного сезона, и 0 для внесезонных дней. В этом случае такая модель устанавливается на годовые данные. Во втором подходе две отдельные нейронные сети разрабатываются для работы в разные сезоны года. Входной вектор генерировался отдельно для каждой сети. Оценка точности и стабильности результатов прогнозирования была проведена на основе годовых данных реальной электросетевой компании. Библ. 8, рис. 3, таблица.

Ключевые слова: электрическая нагрузка, годовая периодичность, краткосрочное прогнозирование, искусственная нейронная сеть

P. Chernenko, V. Miroshnyk,

Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,
Peremohy, 56, Kyiv-57, 03057, Ukraine

Increasing the accuracy of short-term electrical load forecasting with considering to changes in the structure of consumption during the year

The paper presents an analysis of the influence of annual periodicity on the accuracy and stability of the electrical load short-term forecasting results. Two approaches are considered which take into account the different behavior of the electrical load in the heating season and off-season. For forecasting, we used the multilayer perceptron with scaled exponential linear unit (SELU) function used as a nonlinear transformation in hidden neurons. This function stabilizes mean and variance of layers and accelerates the learning process. In the first approach, the neural network included an additional input neuron that takes values of 1 for days that are part of the heating season and 0 for the off-season days. In this case, the given model fitted on the annual data. In the second approach, two separate neural networks are developed for work in different seasons of the year. Input vector was generated separately for each network. Estimation of the accuracy and stability of the forecasting results was carried out on year data for real electricity supply company. References 8, figures 3, table.

Key words: electrical load, annual periodicity, short-term forecasting, artificial neural network.

Надійшла 27.09.2017
Received 27.09.2017

УДК 621.316

ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ СИСТЕМИ МОНІТОРИНГУ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ ЗАСОБАМИ ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОГО РОЗ'ЄДНУВАЧА З PLC-КАНАЛОМ ЗВ'ЯЗКУ

В.Г. Пазій, О.О. Мірошник, докт. техн. наук, **О.М. Мороз**, докт. техн. наук

Харківський національний технічний університет сільського господарства ім. Петра Василенка,

вул. Різдяна, 19, м. Харків, 61052, Україна

e-mail: pazziy@ukr.net, miroshnyk@rambler.ru, anmoroz@ukr.net

Запропоновано метод та пристрій локалізації місць пошкоджень у радіальних повітряних лініях електропередавання, що дає змогу скоротити час пошуку пошкодження та знизити недовідпуск електроенергії споживачу за рахунок локалізації та відмикання лише аварійної ділянки без відмикання всієї лінії. Бібл. 6, рис. 4.

Ключові слова: пошкодження в повітряних лініях, Power Line Communication, інтелектуальний роз'єднувач.

Постановка проблеми. Розвиток електричних мереж потребує все більшої їх надійності, зменшення незапланованих перерв у електропостачанні та інтелектуалізації, що може бути реалізовано в рамках концепції Smart Grid. Поряд з підвищенням надійності елементів системи електропостачання та їх належною експлуатацією досить важливим є якнайшвидший пошук місця пошкодження та усунення його причини. Повітряні електричні мережі енергетичних систем України напругою 6...10 кВ характеризуються значною довжиною, а також мають велику кількість розгалужень та ділянок з ускладненим доступом. Тому навіть при використанні спеціальних технічних засобів, що визначають характер та відстань до місця пошкодження, доводиться вимикати всю лінію на час, необхідний для проведення заходів з усунення аварії.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Для визначення місць пошкодження в повітряних лініях (ПЛ) усіх класів напруг використовуються технічні засоби – покажчики місць замикань (ПМЗ). Існує значна кількість ПМЗ різних виробників і різного призначення. Вони відрізняються величиною фіксованого струму однофазного короткого замикання (КЗ) залежно від режиму нейтралі мережі, способом установки – на опорі чи на проводі, принципом роботи.

У мережах 110 кВ і вище, що мають великі струми КЗ на землю, використовуються напівпровідникові та мікропроцесорні фіксуючі прилади [1, 5, 6], що дають змогу реалізувати більш складні алгоритми. Дія таких ПМЗ ґрунтується на вимірюванні та запам'ятовуванні параметрів аварійного режиму (струмів і напруг прямої, зворотної та нульової послідовностей) і обчисленні відстані до місць пошкодження.

У розподільних мережах напругою 10 кВ знайшли застосування найпростіші прилади типу ФІП (ФІП-1, ФІП-2, ФІП-Ф), ЛІФП, а також ФМК-10 та ін. [5]. Однак ці прилади мають низку недоліків та низьку точність. Також внаслідок значної розгалуженості мереж 6...35 кВ досить складно точно вказати місце пошкодження при використанні навіть високоточних ПМЗ, які встановлені на живильних підстанціях.

При пошкодженні на лінії можливо кілька варіантів внаслідок розгалуженості мережі. Для орієнтування при пошуку місця пошкодження в місцях розгалуження мережі встановлюються ПМЗ, що фіксують факт протікання струму КЗ.

За даними показників 1, 2 і 3 (рис. 1) можна правильно визначити напрямок пошуку місця КЗ. Зокрема, при замиканні в точці К1 факт протікання струму КЗ буде зафіксований тільки показчиком 1. В якості таких показчи-

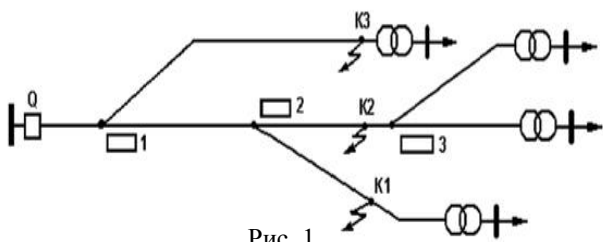


Рис. 1

ків можуть бути використані, наприклад, індикатори КЗ ІКЗ-3 [2], що призначені для визначення місця знаходження КЗ та спостереження за станом ПЛ розподільних мереж напругою 6...35 кВ. Такі прилади встановлюються на опорах ПЛ. Вони реєструють міжфазні та однофазні замикання на землю та дають змогу здійснювати візуальний або дистанційний контроль наявності аварійної ситуації. Параметри передаються по GPRS-каналі, що не завжди зручно, оскільки GPRS-канал потребує додаткової оплати, яка суттєво зростає при значній кількості пристроїв та має обмежену зону дії.

Позбутися цього недоліку можна, застосувавши ПМЗ з Power Line Communication (PLC) каналом передачі даних [5]. ПМЗ такого типу містить датчик струму, який є трансформатором струму з роз'ємним магнітопроводом, що дає змогу надягати його на провід ЛЕП. Через цей датчик відбувається живлення пристрою, тобто за допомогою нього відбувається відбирання з лінії струму промислової частоти для заряджання акумуляторної батареї. Також за допомогою датчика струму здійснюється введення в лінію електропередачі струмів високої частоти (70...90 кГц) від PLC-модема для передавання інформації про значення струму в лінії. Недоліком цих пристроїв є невелика відстань передачі, внаслідок малої потужності модема, що живиться через трансформатор струму.

У розподільних мережах 6...10 кВ АК «Харківобленерго» близько 10 років експлуатується автоматизована система моніторингу розподільних електричних мереж (СМРЕМ) [3], модулі якої встановлюються на відгалуженнях, мають надійне живлення та оснащені GSM каналом зв'язку. Призначення СМРЕМ – зменшення обсягу аварійних невідпусків електроенергії споживачам. Завдяки використанню такої системи зменшується час очікування готовності оперативної виїзної бригади (ОВБ), порівняно з неавтоматизованою лінією за рахунок скорочення тривалості обслуговування однієї заявки внаслідок зменшення тривалості пошуку пошкодження. Модулі СМРЕМ дають змогу вимірювати значну кількість параметрів мережі, а також метеопараметри, і мають в своєму складі акумулятор та сонячну батарею, що забезпечує безперебійність живлення та надійність зв'язку з ними. Проте оскільки вони встановлені лише на відгалуженнях, то точно визначити місце пошкодження з їх допомогою все ж досить складно.

Запропонована в [4] система є удосконаленою СМРЕМ, яку доповнено ПМЗ з PLC-каналом передачі даних, що дає змогу підвищити точність визначення місць пошкоджень. ПМЗ з PLC встановлюються через певні відстані на відгалуженнях із встановленими модулями СМРЕМ (рис. 2). ПМЗ будуть реєструвати струми у цьому відгалуженні і надсилати дані до модуля СМРЕМ, що встановлений на цьому відгалуженні.

При використанні ПМЗ скорочення невідпуску електроенергії від пошкодження повітряної лінії досягається за рахунок мінімізації часу пошуку місця аварії. Щоб вирішити цю задачу, необхідно вибрати тип ПМЗ, що найбільше задовольняє конкретним умовам, визначити оптимальну кількість та місце установки ПМЗ і вибрати оптимальний маршрут пошуку місця аварії.

Мета роботи. Підвищення ефективності системи моніторингу розподільних мереж для локалізації коротких замикань на ПЛ 6...10 кВ засобами інтелектуального роз'єднувача з PLC-каналом зв'язку за рахунок відключення лінії у безструмову паузу.

Основні матеріали дослідження.

Недоліком розглянутих пристроїв є відсутність можливості відключення лінії у безструмову паузу, тому при виникненні аварійної ситуації необхідне відключення всіх споживачів лінії. Розширити функціональні можливості системи моніторингу розподільних мереж за рахунок можливості відключення лінії у безструмову паузу дає можливість введення до її складу роз'єднувача з електричним приводом, який призначений

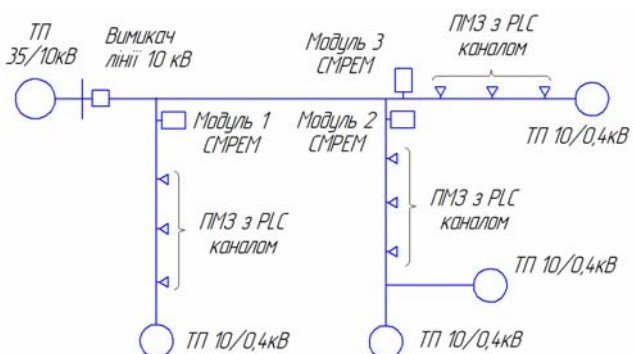


Рис. 2

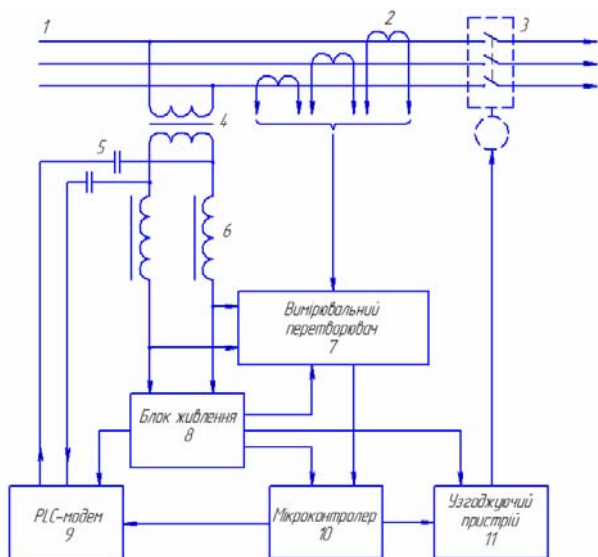


Рис. 3

для відключення частини лінії при КЗ на ній у безструмову паузу, що виникає при спрацюванні вимикача в голові лінії. Пристрій функціонує таким чином: при наявності напруги в лінії електропередачі 1 вона подається до трансформатора напруги 4 для її зниження до необхідного значення. Далі напруга подається до вимірювального перетворювача 7 (рис. 3). Також до нього подаються і струми кожної з фаз від трансформаторів струму 2. Далі інформація про струми і напруги надходить до мікроконтролера 10, що здійснює їх обробку за визначеним алгоритмом. При фіксації стрибка струму понад задане значення та при наступному зникненні напруги в лінії, зумовленому вимкненням вимикача в голові лінії, мікроконтролер подає сигнал через узгоджувачий пристрій 11 на привод роз'єднувача 3.

При цьому у безструмову паузу роз'єднувач відключає відгалуження, але живлення з пристрою не знімається, і він продовжує працювати, передаючи з мікроконтролера через PLC-модем в лінію сигнали діючого значення струму та номер відпайки, на якій відбулося відключення.

У нормальному режимі PLC-модем 9 через конденсатори 5 із заданою періодичністю передає в лінію сигнали діючого значення струму, що крім контролю справності пристрою та відстеження пошкоджень лінії дає змогу виконувати моніторинг усталених режимів мережі. Також можлива робота пристрою на прийом сигналу з диспетчерського пункту, що може бути необхідно при локалізації місця однофазного короткого замикання на землю.

Живлення пристрою в нормальному режимі відбувається від блока живлення 8 через дроселі 6. При зникненні напруги в лінії, живлення пристрою відбувається від акумуляторної батареї, що входить до складу блока живлення. Відключення роз'єднувача забезпечується енергією пружини, що запасується за допомогою електричного приводу в нормальному режимі роботи лінії.

Пристрої для визначення місць КЗ встановлюються в лінії електропередачі на відгалуженнях (рис. 4). Вся інформація, що передається пристроєм для визначення місць коротких замикань, приймається за допомогою PLC-концентратора, що встановлюється в голові лінії (рис. 4).

Наприклад, при КЗ на відгалуженні за пристроєм №2, цей пристрій зафіксує значне зростання струму, на той час як струм через інші пристрої (№1, №3 та №4) помітно не зміниться. При співпаданні двох умов: фіксації стрибка струму понад задане значення та при наступному зникненні напруги в лінії, зумовленому вимкненням вимикача лінії 10 кВ в голові лінії, пристрій у безструмову паузу подає команду на роз'єднувач і відмикає відгалуження. За інформацією, що надходить у лінію, можна визначити номер відпайки, на якій відбулося відімкнення.

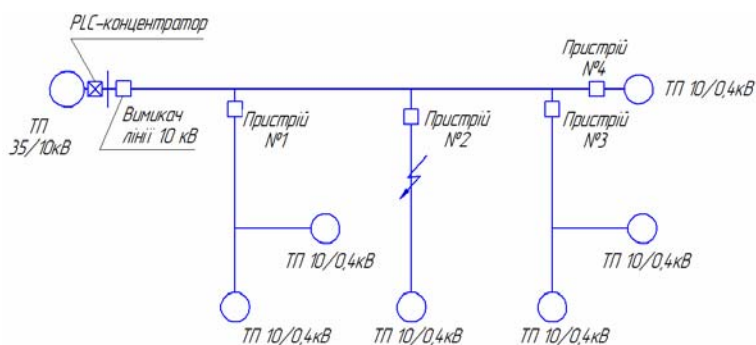


Рис. 4

У запропонованому пристрої трансформатори струму є трансформаторами з роз'ємними магнітопроводами, що дає змогу встановлювати їх на проводи лінії електропередавання. Вони призначені для моніторингу значення струму в нормальному та аварійному режимах. Дроселі призначені для усунення шунтуючої дії вимірювального перетворювача та блока живлення на PLC-модем.

Висновки. Для зменшення незапланованих перерв у електропостачанні споживачів у мережах 6...10 кВ виникає необхідність підвищення надійності розподільних мереж та їх інтелекту в рамках концепції Smart Grid. За рахунок можливості відімкнення лінії у безструмову паузу значно розширюються функціональні можливості системи моніторингу для локалізації КЗ на ПЛІ 6...10 кВ та знижуються капітальні вкладення в лінії електропередавання.

1. Блинов И.В., Парус Е.В., Танкевич С.Е., Журавлев И.В. Применение индикаторов повреждений для определения аварийных участков радиальных воздушных линий электропередачи // Электрические сети и системы. – 2015. – № 6. – С. 8–12.
2. ИКЗ-3 Индикаторы короткого замыкания. [Электронный ресурс]: <http://mirmsk.ru/ikz-3-indikator-y-korotkogo-zamykani>.
3. Мірошник О.О., Черемісін М.М. Моніторинг навколишнього середовища на основі системи відомчих автоматизованих метеопостів в енергетиці України // Вісник ХНТУСГ ім. П. Василенка «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України» – Харків: ХНТУСГ, 2005. – Вип. 37, Т. I. – С. 3–7.
4. Пазій В.Г., Сиротенко М.О., Мірошник О.О. Обґрунтування вибору оптимальної кількості та місць встановлення показників місць коротких замикань в ПЛІ 10 кВ на базі PLC технологій // Вісник ХНТУСГ «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України» – Харків: ХНТУСГ, 2016. – Вип. 175. – С. 27–29.
5. Пазій В.Г. Підвищення ефективності пристроїв контролю адресності місць коротких замикань в електричних розподільних мережах 6-10 кВ на базі PLC технологій // Вісник ХНТУСГ ім. П. Василенка «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України». – Харків: ХНТУСГ, 2014. – Вип. 153. – С. 29–31.
6. Тарасов В.В. Монтаж, наладка, експлуатація електрооборудовання. Часть I. Воздушные и кабельные линии электропередачи: Учеб. пос. – Томский политехн. ун-т. – Томск: Изд-во Томского политехн. ун-та, 2010. – 146 с.

УДК 621.316

В.Г. Пазій, А.А. Мірошник, докт. техн. наук, **А.М. Мороз**, докт. техн. наук

Харьковский национальный технический университет сельского хозяйства им. П. Василенко,
ул. Рождественская, 19, г. Харьков, 61052, Украина

Повышение эффективности системы мониторинга распределительных сетей средствами интеллектуального разъединителя с PLC-каналом связи

Предложены метод и устройство локализации мест повреждений в радиальных воздушных линиях электропередачи, что позволяет сократить время поиска повреждения и уменьшить недоотпуск электроэнергии потребителю за счет локализации и отключения только аварийного участка без отключения всей линии. Библ. 6, рис. 4.

Ключевые слова: повреждение в воздушных линиях, Power Line Communication, интеллектуальный разъединитель.

V. Pazyi, A. Miroshnyk, A. Moroz

Kharkov Petro Vasilenko National Technical University of Agricultural,
Rizdviana, 19, Kharkiv, 61052, Ukraine

Improving the efficiency of the distribution network monitoring system by means of intelligent disconnect with PLC communication channels

The proposed method and device for localizing fault locations in radial overhead transmission lines, which allows to reduce the time for searching of damage and downsize unloading of electricity to the consumer, by localizing and disconnecting only the emergency area, without unlocking the entire line. References 6, figures 4.

Key words: damage in air lines, Power Line Communication, intelligent disconnecter.

Надійшла 07.09.2017

Received 07.09.2017

УДК 621.311:681.5+536.24

БАГАТОПОВЕРХОВІ БУДИНКИ ЯК АКТИВНІ СПОЖИВАЧІ ІНТЕЛЕКТУАЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

М.П. Тимченко, Н.М. Фіалко, чл.-кор. НАН України

Інститут технічної теплофізики НАН України,

вул. Желябова, 2а, Київ-57, 03057, Україна

e-mail: tnp_books@ukr.net <http://orcid.org/0000-0003-4426-713X>

Показано доцільність використання взаємопов'язаних за допомогою «інтелектуальних електричних мереж» (ІЕМ) квартирних систем електропостачання (СЕП) і теплопостачання (СТП) у багатоповерхових будинках (БПБ) в якості кінцевих активних споживачів ІЕМ. Проаналізовано добовий графік навантаження (ДГН) в зимовий день 12.21.2016 і основні фактори його нерівномірності. Одержано показники, з'явлені з даними 21.12.2005 р. Запропоновано засоби компенсації нерівномірності ДГН за допомогою трансформації традиційних споживачів-регуляторів у вигляді БПБ в активних споживачів на основі *Smart Grid* концепції.

Паралельно функціонуючі та взаємодіючі СЕП БПБ і СТП БПБ інтерпретовано як складові мультиагентної системи управління великими мережевими ресурсами. Бібл. 10, рис. 2, табл. 2.

Ключові слова: Smart Grid, добовий графік навантаження, активний споживач, теплопостачання.

Створення інтелектуальних електричних мереж (ІЕМ) на базі концепції *Smart Grid* стає одним із головних напрямів підвищення енергетичної та економічної ефективності виробництва, розподілу і фінального споживання енергії будь-якої природи. Головними організаціями в розробці та впровадженні концепції *Smart Grid* в Україні є Інститут електродинаміки НАН України, Інститут енергозбереження та енергоменеджменту та НДІ прикладної електроніки Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут» (НТУУ КПІ). Ними розроблені методичні, алгоритмічні та технічні бази для комплексного визначення і регулювання робочих й аварійних режимів систем електропостачання (СЕП). Зокрема, в ОЕС України впроваджено: інформаційно-діагностичний комплекс «РЕГІНА»; системи моніторингу перехідних режимів «РЕГІНА-Ч», «РЕГІНА-PMU», які спроможні вирішувати питання WAMS, WACS, WAPS; автоматизована система управління підстанцією; система реєстрації параметрів і визначення місця ушкодження на фідерах контактної мережі змінного і постійного струму залізниць; електронний модуль високівольтного інтелектуального вимірювального перетворювача струму та напруги; мобільна багатофункціональна автоматична вимірювальна система для комплексної діагностики електроустаткування всіх класів напруги «ВЕКТОР-2.0М» та інші автоматичні засоби регулювання СЕП [2, 4, 5, 7-9]. В країні на сьогодні проведено певний обсяг робіт з забезпечення задач керування інтегрованими системами з метою підвищення економічності, надійності, якості, раціоналізації структури, інформатизації СЕП. Опублікування двох монографій [4, 5] фіксує етап практичного початку перетворення "розумних" мереж на інтелектуальні¹ [6-10]. Очікується, що наступним еволюційним кроком розвитку електроенергетики стане модернізація на базі концепції *Smart Grid* не тільки електричних мереж, але усіх інших компонентів електроенергетичного комплексу [4-6, 10]. Але сьогодні один із головних принципів концепції *Smart Grid*, а саме визнання кінцевого споживача активним і при цьому рівноправним з іншими традиційними учасниками енергетичного ринку (генеруючими та розподільними компаніями) суб'єктом електроенергетики реалізовано ще не повною мірою.

Метою роботи є розробка засобів підвищення ефективності багаторівневих децентралізованих СЕП і СТП за рахунок організації їх спільної роботи, забезпечення спроможності працювати з технологічними потоками і процесами різноманітної фізичної природи, контролю внутрішньомережних і міжмережних перетоків теплоносіїв, сумісності з системами обробки та передачі даних великої щільності, у тому числі з багатозв'язними потоками вимірювальної, фінансової, ринкової (тарифної та цінової) інформації від масових споживачів із застосуванням ройового інтелекту та мультиагентного (за [6]) багатокритеріального підходу до завдань керування в умовах неповної визначеності.

Коло розповсюдження ІЕМ все ще невелике, у тому можна переконатися, якщо розглянути добовий графік навантаження (ДГН) ОЕС України у зимовий день, який звичайно збігається з днем зимового сонцестояння 21 грудня. ДГН ОЕС України у зимовий день 21.12.2016 р. представлено на рис. 1. Графік побудовано за даними ДП «НЕК» «Укренерго» [1, 3].

¹Основні відмінності в структурі, динаміці розвитку "розумних" та інтелектуальних електромереж С.П. Денисюк визначив так: "У інтелектуальній мережі на перше місце виходять завдання оцінки і керування ризиками та узгодження інтересів множини суб'єктів системи, в той час як «розумна» мережа вирішує завдання диспетчеризації і диспетчерського керування в умовах суворой ієрархічної структури [2].

На цьому рисунку зображено криві сумарної генерації та її складових – основних видів генерації. У дужках наведено дані відповідного добового виробництва електричної енергії в абсолютних величинах та відсотках. Двома вертикальними лініями показано межі пільгової (з 23:00 до 7:00) тарифної зони електроспоживання. Середньодобове навантаження $P_{\text{сер.}}$ показано штриховою лінією. При проходженні у 17:30 максимальних навантажень 24,3 ГВт покриття електроспоживання в ОЕС України забезпечували АЕС (навантаження 11,0 ГВт; 45,4 %), ТЕС (8,99 ГВт; 36,9 %), ТЕЦ (2,32 ГВт; 9,5 %), ГЕС+ГАЕС (1,99 ГВт; 8,2 %). Частка НДЕ на цю годину була майже нульовою. Потужність споживання – 23,2 ГВт і різниця між потужностями виробництва та споживання електричної енергії склала 1,1 ГВт, або 4,55 %. За добу 21.12.2016 р. було вироблено 532,9 ГВт-год, у тому числі АЕС – 265,6 ГВт-год (49,8 %), ТЕС – 182,6 (34,3 %), ТЕЦ 56,9 (10,7 %), ГЕС+ГАЕС – 26,3 (4,9 %), НДЕ – 1,5 (0,3 %). Середньодобова потужність ОЕС України оцінюється величиною $P_{\text{сер.}}=532,9/24=22,2$ ГВт.

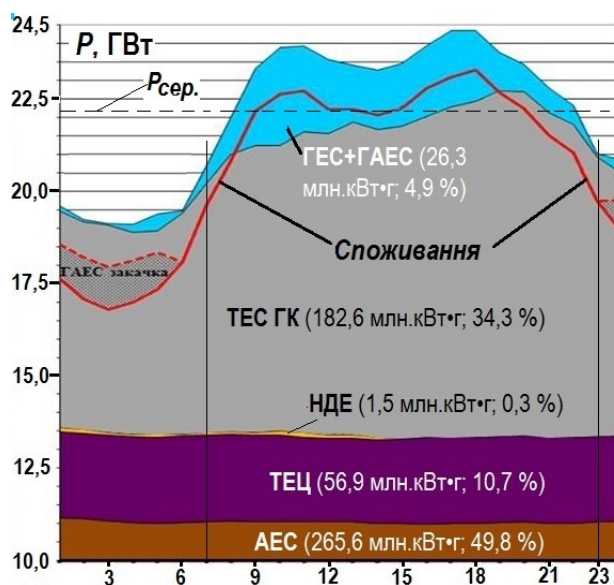


Рис. 1

У табл. 1 наведено значення показників добового графіка навантажень: коефіцієнта нерівномірності $k_{\text{нер}}$ (відношення величини мінімального навантаження до максимального), коефіцієнта заповнення $k_{\text{зап}}$ (відношення величини середнього навантаження до максимального), абсолютного і нормованого розмаху коливань ΔP графіка навантажень у зимові режимні дні 21.12.2005 та 21.12.2016 рр. Відносні величини $k_{\text{нер}}$, $k_{\text{зап}}$, $\Delta P/P_{\text{макс}}$ практично не змінилися, а зменшення абсолютної величини ΔP (на 17 %) пропорціональні падінню (на 20 %) електровиробництва з 187 (2005) до 155 (2016) млрд. кВт-год.

З рис. 1 і табл. 1 випливає, що ОЕСУ характеризується значною нерівномірністю ДГН. Найбільша проблемність ДГН пов'язана

з компенсацією нічного провалу. Його відносна глибина практично не зменшилася впродовж останніх 11 років, а абсолютна величина сягає приблизно 10 % від середньозваженого добового навантаження. Як свідчить звітний документ НКРЕКП [3], у регулюванні ДГН основна роль належить ТЕС. У 2016 р. балансування попиту та пропозиції електричної енергії в ОЕС України відбувалося шляхом планування виробництва та споживання за день до доби постачання. Оператори (диспетчери) оптового ринку енергії (ОРЕ), у тому числі ДП «НЕК «Укренерго» здійснюють регулювання в режимі реального часу за допомогою видачі оперативних команд виробникам електричної енергії, які підключені до ОЕС України. Найбільше (за обсягами *надвиробництва*) для балансування ОЕС України застосовувались блоки Трипільської, Ладижинської та Запорізької ТЕС, а для розвантаження при балансуванні ОЕС України найбільше використовувались (за обсягами *недовиробництва*) блоки Курахівської, Вуглегірської та Запорізької ТЕС [3]. Правила ОРЕ передбачають платежі ТЕС, які беруть участь у балансуванні. Ці платежі зменшуються, якщо виробник електроенергії порушує режим роботи – припускає недотримання графіка або невиконання команди. Горизонт планування – на добу вперед.

На підставі сказаного можна стверджувати, що в ОЕС України поки ще діє традиційний (тобто не *Smart Grid*) енерготехнологічний ланцюг, який характеризується жорсткою

Таблиця 1

Дата	Абсолютні значення, ГВт				Відносні значення		
	$P_{\text{макс}}$	$P_{\text{мін}}$	$P_{\text{ср}}$	ΔP	$k_{\text{нер}}$	$k_{\text{зап}}$	$\Delta P/P_{\text{макс}}$
21.12.05	27,613	20,97	24,3	6,65	0,759	0,880	0,27
21.12.16	24,4	19,1	21,7	5,30	0,783	0,889	0,24

вертикально (зверху вниз) структурованою схемою, без зворотного по каналу енергія *on-line* зв'язку зі споживачами (у тому числі масовими) [3]. Ця схема керування ОЕС України сьогодні зберігає працездатність, оскільки внесок НДЕ в електроенергобаланс країни поки ще незначний (рис. 1). Але з огляду на високі темпи приросту НДЕ за останні роки і стратегічні орієнтири розвитку енергетики в Україні ситуація має швидко змінитися і потребувати як докорінної зміни схеми ринку ОРЕ, так і розробки відповідних інформаційних технологій і технічних платформ, необхідних для модернізації існуючих енерготехнологій. СЕС, ВЕС характеризуються стохастичною генерацією, коли вона може бути надмірною в інтервалах провалів споживання енергії, навпаки, дефіцитною у пікові години ДГН.

Ще однією важливою обставиною, вплив якої знаходить опосередковане відображення в будові ДГН (рис. 1), є суттєві зміни в структурі споживачів електричної енергії, які спостерігаються за останні роки. Згідно з енергетичною статистикою в Україні в 2016 р. пропорція обсягів споживання електричної енергії "побутовими споживачами"/"непобутовими споживачами" (промисловість, транспорт, будівництво, сільське господарство і т.п.) склала 1:2,2, тобто третина усієї (31,2 %) виробленої в Україні електроенергії витрачається у побуті. В абсолютних числах побутові споживачі спожили у 2016 році 36,5 ГВт-год, непобутові – 80,4 ГВт-год [3]. При цьому у 2016 р. вперше було відмічено, що частка споживання електричної енергії населенням у загальному електроенергобалансі країни переважила частку споживання електроенергії промисловим сектором. Тобто масові побутові користувачі перетворюються в один із головних факторів формування добового графіка навантажень і багато у чому визначають глибину і тривалість нічного провалу та локальних піків споживання у добовому та тижневому циклах навантаження ОЕС України.

Ці обставини означають, що пріоритети пошуку методів і технічних засобів компенсації нерівномірності ДГН ОЕС України слід шукати серед кінцевих користувачів – малопотужних (із середньою квартирною установчою потужністю до 11 кВт), але численних (16,528 млн точок первинного обліку у 2016 р.). Гіпотетична потенційна потужність кінцевих споживачів України оцінюється величиною до $16,528 \cdot 10^6 \times 11 \text{ кВт} \approx 182 \text{ ГВт}$. Ця величина перевищує як встановлену потужність енергоблоків України (52 ГВт, у 3,5 разу), так і фактичну потужність реального навантаження ОЕС України. Наприклад, у зимовий день 21.12. 2016 р. при середньодобовій температурі зовнішнього середовища $-5,4^\circ\text{C}$ потужність реального навантаження ОЕС України дорівнювала 24,35 ГВт, тобто у 7,5 разу була меншою, ніж гіпотетична потужність кінцевих побутових споживачів України.

«Прихована» енергія нічного провалу ОЕС залишається єдиним вільним і вже на сьогодні доступним мережним ресурсом енергетики України. Його потужність оцінюється величиною від 2 і до 5...7 ГВт. Для порівняння потужність задіяних у виробництві електричної енергії 21.12.2016 р. всіх українських ТЕЦ складала 2,32 ГВт, а сумарна потужність ГЕС+ГАЕС – 1,99 ГВт.

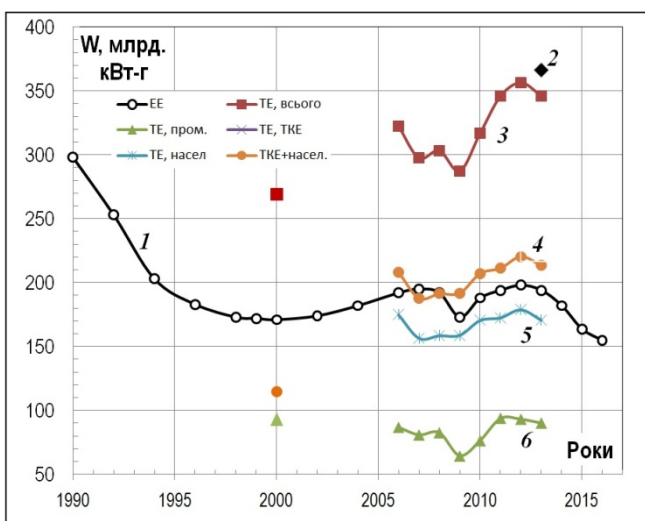


Рис. 2

На рис. 2 зображено криві динаміки виробництва і споживання енергії в Україні. Крива 1 відображає виробництво електричної енергії (ЕЕ) за період 1990-2016 рр., криві 2-6 – споживання теплової енергії (ТЕ) за період 2000, 2006-2013 рр. за групами споживачів. Точка 2 відповідає загальному обсягу виробленої теплової енергії в Україні у 2013 р. (366 млрд. кВт год); крива 3 – загальному споживанню ТЕ; 4 – сумарному споживанню ТЕ населенням та комунальним сектором; 5 – споживанню ТЕ населенням; 6 – споживанню ТЕ іншими споживачами. При побудові графіків 2-6 використовувались дані М.М.

Кулика, В.Д. Білодіда, Держстатслужби України. Якщо зіставити обсяги виробництва теплової і електричної енергії (рис. 2), можна помітити, що на одиницю електричної енергії припадає дві одиниці виробництва теплової енергії. При цьому найбільшою статтею витрат енергії вважаються побутові потреби. Серед них домінують витрати на опалення будинків. Для попередніх розрахунків цією статтею можна й обмежитися, а витрати, наприклад, на гаряче водопостачання (ГВП), приготування їжі врахувати коефіцієнтом запасу 1,15-1,3. Розповсюдженою практикою є обмежене використання електричної енергії з метою допоміжного обігрівання приміщень за час відключеного централізованого теплопостачання (ЦТС). Енергоефективні технології електротеплоакумуляційного опалення, які використовують резерв нічного провалу ДГН, вже два десятки років знаходяться в розробці та впровадженні.

У табл. 2 наведено відомості щодо споживання теплової енергії в Україні, які одержані В.Д. Білодідом та іншими розробниками, шляхом розрахунків та оцінок статистичних даних щодо використання енергії, витрат палива, закупленого населенням, використання інших джерел для генерування теплоти, які публікуються у виданнях Держстату. Представлена динаміка енергоспоживання України та структура груп споживачів теплової енергії (ЕЕ – електроенергія; ТЕ – теплоенергія; ТКЕ – теплокомуненерго або комунальний сектор). У чисельнику – абсолютні величини, у знаменнику – відносні частки у річному енергобалансі споживання теплової енергії (за даними Держстату). На рис. 2 наведено узагальнені дані енергоспоживання на опалення та інші цілі. З аналізу даних рис. 2, табл. 2 випливає, що у балансі споживання теплової енергії категорії споживачів теплової енергії розташовуються у такому порядку (за убаванням): населення → промисловість → житлово-комунальне господарство (ЖКГ). На частку інших секторів (транспорт, сільське господарство і т.п.) у балансі споживання теплової енергії залишається 8,5...12 %. Отже, основним споживачем теплової енергії в Україні є населення. Його частка впродовж восьми років з 2006 по 2013 рр. складала від 49,3 до 55,3 % річного балансу споживаної теплової енергії. На той же час частка промисловості коливалася від 22,4 до 27,2 % й поступалася витратам населення. При цьому на відміну від промисловості ця енергія витрачалася цілком на потреби життєзабезпечення і не брала участі у створенні доданої вартості. Підприємства теплокомуненерго споживали 10,3...12,3 %, інші галузі (транспорт, будівництво і т.п.) – 5,8...12,3 %.

Таблиця 2

Споживач	Од.вим.	2000 ¹	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
ЕЕ, всього	млрд.кВт·год	171	192	195	192	173	188	194	198	194	182	164	155
ТЕ ² , всього	млрд.кВт·год	226	322	297	303	287	317	346	356	346			
ТЕ, ТКЕ+ населення	млрд.кВт·год	115	208	188	191	192	207	211	220	213			
	%	43,7	64,6	63,2	63,1	66,8	65,4	61,1	61,8	61,6			
ТЕ, населення ³	млрд.кВт·год		175	157	159	159	171	173	179	171			
	%		54,3	52,6	52,3	55,3	53,8	49,9	50,2	49,3			
ТЕ, промисловість ⁴	млрд.кВт·год	92	87	81	83	64	76	94	93	90			
	%	35,4	26,9	27,2	27,2	22,4	24,1	27,1	26,2	26,1			
ТЕ, ТКЕ	млрд.кВт·год		33	31	33	33	37	39	41	43			
	%		10,3	10,6	10,8	11,5	11,6	11,2	11,6	12,3			
ТЕ, інші	млрд.кВт·год	55	27	29	29	31	33	41	43	43			
	%	20,9	8,5	9,6	9,7	10,8	10,5	11,8	12,0	12,3			

Примітки: ¹ Дані про споживання теплової енергії у 2000 р. ² та у 2005–2013 рр., ³ з урахуванням виробленої теплоти на основі купленого населенням палива (природний газ, вугілля, дрова, електроенергія, джерела відновлюваної енергії тощо); ⁴ з урахуванням виробленої теплоти з використанням електроенергії.

З точки зору енергоефективності теплозабезпечення, БПБ є більш кращим архітектурно-інженерним і технічним рішенням, ніж малоповерхові будівлі (МПБ). Так, нормативні максимальні питомі тепловитрати на опалення у БПБ у 1,5 до 2-х разів нижчі, ніж у МПБ. Більша частина населення України мешкає у містах, тобто проживає у БПБ, які опалюються ЦТС. Типологія ЦТС складається найменше з чотирьох типів систем: автономного, помірно-децентралізованого, децентралізованого і централізованого теплопостачання. У свою чергу

типологія БПБ складна і потребує окремого дослідження, зокрема, з точки зору встановлених і перспективних систем опалення. Тому при розробці гібридних СЕП+СТП у масштабі економіки країни велика увага має бути надана масовим кінцевим споживачам енергії рівня окремих квартир в БПБ.

Відоме визначення поняття "активний споживач", яке наведено С.П. Денисюком і Т.М. Базюком у Віснику Вінницького політехнічного інституту, 2014, № 3. Його можна адаптувати по відношенню до кінцевого активного споживача на рівні квартири таким чином². Квартирний активний споживач (КАС) – це споживач систем електро- і теплопостачання, поведінка якого, по-перше, залежить від поточного і прогнозного стану двох ринків енергії – теплової і електричної, по-друге, впливає на них через систематичні дії і реакції, які націлені на багатокритеріальну оптимізацію витрат, у тому числі за рахунок стабілізації ДГН, збільшення власного та колективного прибутку. Крім регулювання з метою стабілізації ДГН змінним навантаженням СЕП_{кв} і СТП_{кв}, ще одним стимулом до розвитку КАС та формування мікромереж є можливість пристосування до миттєвих цін на ринку енергії. Критичним фактором перетворення звичайного споживача на активного є явні прибутки, що впливають з такого перетворення.

Множини квартир, розташованих у секції, на поверсі, стояку, під'їзді, будинку, групі будинків, кварталу, мікрорайону, району, місті, можуть утворювати локальні, районні, регіональні СЕП й СТП відповідної таксономії. Наприклад, сукупність квартир БПБ є об'єктом регулювання на рівні індивідуального теплового пункту (ІТП) БПБ. Кожна i -та квартира багатоповерхового будинку із загальною кількістю $n_{кв}$ квартир характеризується своєю специфічною конфігурацією систем електро- (СЕП) і теплопостачання (СТП) з конкретним добовим, тижневим і сезонним профілями їх навантаження. Іншими словами, згадані СЕП ^{i} _{кв} і СТП ^{i} _{кв} ($i \in [1, n_{кв}]$) належать до систем нижчого (елементарного) рівня. У цілому квартира є найменшою обліково неподільною (елементарною) частинкою енергетичних (електричної і теплової) мереж.

Точка приєднання квартири є першою межею балансової належності енергоспоживаючих установок, розташованих у квартирі, а власник квартири є абонентом тієї чи іншої енергетичної (теплової й електричної) мережі. Традиційно СЕП_{кв} і СТП_{кв} керуються в ручному режимі. Лише в нових будинках можуть бути реалізовані частково автоматизовані та навіть повністю автоматичні режими енергоспоживання. Частина споживачів СЕП_{кв} вже зараз користується перевагами багатозонних тарифів, а частка споживачів СТП_{кв} за певних умов у змозі самостійно визначитися з видом теплової генерації. Тобто мешканці цих об'єктів відповідають ряду вимог активних споживачів.

Споживання енергії, яке відбувається в СЕП ^{i} _{кв} і СТП ^{i} _{кв}, має як індивідуальний характер, так і багато загальних рис поведінки.

Як зазначалося, багато питань пов'язано з типологією БПБ і особливостями їх приєднання до мереж СЕП і СТП. Наприклад, найбільш придатною на сьогоднішній день гібридною системою теплопостачання є бівалентна система на базі ЦТС (як основного джерела теплоти, яке забезпечує технічно обумовлену мінімальну температуру для даного класу приміщень) і електротеплоакумуляційне опалення (як доводчик до заданої, наприклад, комфортної у такому приміщенні) температури. Накопичення теплоти може відбуватися в огорожувальних конструкціях, акумуляторах теплової енергії. Останні можуть мати квартирну, прибудинкову або районну потужність і розташування.

Висновок. При реалізації в Україні інтелектуальних енергетичних мереж на базі концепції *Smart Grid* роль квартирних активних споживачів (КАС) БПБ не обмежується лише простим інтегруванням засобів розосереджених генерації та акумуляції енергії в електричні мережі. Завдяки існуванню енергоефективних технологій опалення і гарячого водопостачання (зокрема, електротеплоакумуляційних), КАС БПБ одержують мультиагентні властивості й

² В англійській літературі широко використовується термін «prosumer» – лексема, яка складається з двох основ: «producer» – виробник та «consumer» – споживач.

спроможні активно впливати на попит енергії. Потенціал КАС ПБП достатній, щоб формувати попит на електричну енергію і таким чином здійснити стабілізацію ОЕС України з одночасним досягненням економічної та енергетичної ефективності, а також комфортності тепlopостачання.

1. Графік виробництва/споживання електроенергії в ОЕС України за 21 грудня 2016 року. <http://www.ukrenergo.energy.gov.ua/Pages/ua/DetailsNew.aspx?nID=3417&urlNews=/pages/ua/ipsoperation.aspx>
2. Денисюк С.П. Формування технологічного базису модернізації розподільних електричних мереж на основі концепції SmartGrid // Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2012. – № 1. – С. 90–97.
3. Звіт про результати діяльності Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, у 2016 році http://www.nerc.gov.ua/data/filearch/Materialy_zasidan/2017/berezen/30.03.2017/p25_30-03-2017.pdf
4. Интеллектуальные электроэнергетические системы: элементы и режимы / Под общ. ред. А.В. Кириленко. – К.: ІЕД НАН України, 2014. – 409 с.
5. Интеллектуальні електричні мережі: елементи та режими / За заг. ред. О.В. Кириленка. – К.: ІЕД НАН України, 2016. – 400 с.
6. Кириленко О. В., Денисюк С. П., Танкевич С. Є., Базюк Т. М. Інформаційне та нормативне забезпечення організації мультиагентного керування електроенергетичної системи із активним споживачем // Інформаційні технології та комп'ютерна інженерія. – 2016. – № 1. – С. 29–34.
7. Кириленко О.В., Якименко Ю.І., Жуйков В.Я., Денисюк С.П. Перетворювачі параметрів електроенергії в Smart системах енергетики // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України (Мат. І Міжнар. наук.-техн. конф. «Інтеллектуальні енергетичні системи – ІЕС'10»): Зб. наук. пр. – К.: ІЕД НАНУ, 2010. – С. 17–23.
8. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Баталов А.Г., Денисюк С.П. Технологічний базис інтеллектуальної об'єднаної енергетичної системи України // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. (Спец. вип.) Ч. 1 – К.: ІЕД НАНУ, 2011. – С. 20–31.
9. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Денисюк С.П. Интеллектуальні електричні мережі електроенергетичних систем та їхнє технологічне забезпечення // Техн. електродинаміка. – 2010. – № 6. – С. 44–50.
10. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Праховник А.В., Денисюк С.П. Еволюція інтеллектуальних електричних мереж та їхні перспективи в Україні // Техн. електродинаміка. – 2012. – № 5. – С. 52–67.

УДК 621.311:681.5+536.24

М.П. Тимченко, Н.М. Фіалко, чл.-корр. НАН України

Институт технической теплофизики НАН Украины,

ул. Желябова, 2а, Киев-57, 03057, Украина

e-mail: tnp_books@ukr.net

Многоэтажные здания как активные потребители интеллектуальных электрических сетей

Показана целесообразность использования взаимосвязанных при помощи «интеллектуальных электрических сетей» (ИЭС) квартирных систем электроснабжения (СЭС) и теплоснабжения (СТС) в многоэтажных домах как конечных активных потребителей ИЭС. Проанализирован суточный график нагрузки (СГН) в зимний день 12.21.2016 и основные факторы его неравномерности. Получены показатели, сопоставимые с данными 21.12.2005 г. Предложены средства компенсации неравномерности СГН при помощи трансформации традиционных потребителей-регуляторов в виде многоэтажных домов (МЭД) в активных потребителей на основе Smart Grid концепции. Параллельно функционирующие и взаимодействующие СЭС МЭД и СТС МЭД интерпретированы как составляющие мультиагентной системы управления большими сетевыми ресурсами. Библи. 10, рис. 2, табл. 2.

Ключевые слова: Smart Grid, суточный график нагрузки, активный потребитель, теплоснабжение.

M.P. Tymchenko, N.M. Fialko

Institute of Engineering Thermophysics, NAS of Ukraine,

Zhelyabov St., 2a, Kyiv-57, 03057, Ukraine

Multi-storey buildings as prosumers of intelligent electric grids

It is shown usefulness of using interlinked through “intelligent electric networks (IEN) of apartment power supply systems (PSS) and heat supply systems (HSS) in multi-storey buildings (MSB) as final active consumers of IEN. Daily load curve (DLC) in the winter day of 12.21.2016 and main factors of irregularities of DLC were analysed. The obtained results are compared with data of 12.21.2005. Means of compensation of DLC irregularities with help of transformation of traditional consumers-regulators (as MSB) in active consumers (prosumers) on the base of Smart Grid conception were proposed. Simultaneously functioning and interacting PSS and HSS of MSB are interpreted as parts of multi-agent system of management of large network resources. References 10, figures 2, tables 2.

Key words: Smart Grid, daily load curve, prosumer, heat supply.

Надійшла 11.09.2017

Received 11.09.2017

УДК 621.31

ВИБІР АЛГОРИТМУ ВИЗНАЧЕННЯ ВІДСТАНІ ЗАМИКАННЯ НА ЗЕМЛЮ ТА НЕОБХІДНИХ ДЛЯ ЦЬОГО ІНФОРМАЦІЙНИХ СКЛАДОВИХ ПАРАМЕТРІВ РЕЖИМУ

Б.С. Стогній¹, акад. НАН України, **М.Ф. Сопель**², докт. техн. наук, **М.В. Гребченко**³, докт. техн. наук, **В.Ф. Максимчук**⁴, **Ю.В. Пилипенко**⁵, канд. техн. наук

1, 2, 5 – Інститут електродинаміки НАН України,

пр. Перемоги, 56, Київ, 03057, Україна

3 – Національний університет біоресурсів та природокористування України,

вул. Героїв Оборони, 15, Київ, 03041, Україна

4 – Укрзалізниця,

вул. Тверська, 5, Київ-150, 03680, Україна

Наведено результати розробки методу визначення відстані замикання на землю повітряної лінії в мережі з ізольованою нейтраллю. Запропонований метод засновано на вимірюванні параметрів режиму лінії. Для реалізації методу на початку лінії її фази підключаються до землі через ємності. Наведено результати експериментальних досліджень замикань на лінії, що знаходиться в роботі. Аналіз експериментальних даних показує, що використанню традиційних методів визначення відстані замикання заважає складний електромагнітний стан, значною мірою обумовлений впливом близько розташованої високовольтної лінії та іншого обладнання, що перебуває під високою напругою. Використання перших гармонік струмів та напруг суттєво підвищує точність визначення відстані замикання. Бібл. 6, рис. 2, таблиця.

Ключові слова: замикання на землю, метод визначення відстані, експериментальні дослідження.

Замикання на землю в мережі з ізольованою нейтраллю супроводжується зміною параметрів режиму лінії. Багато існуючих методів визначення відстані замикання використовують ці зміни [1-4, 5]. Ступінь зміни параметрів режиму обумовлено параметрами мережі, від якої вона отримує живлення: чим більша сумарна ємність фаз по відношенню до землі, тим точніше можна визначати відстань замикання. Лінія живлення пристроїв сигналізації, централізації та блокування (СЦБ) залізниці є однією лінією електричної мережі, а тому значення струмів замикання на землю виявляються дуже малими. Крім того, робочі напруги фаз лінії по відношенню до землі значно відрізняються одна від одної. Особливістю лінії СЦБ є також те, що навантаження її розподілене вздовж всієї лінії.

Мета роботи – розробка методу визначення відстані місця замикання на землю на повітряній лінії 10 кВ СЦБ, яка є єдиним елементом мережі й експлуатується в умовах значної несиметрії та завад.

Для розв'язання задачі запропоновано підвищити частку аварійної складової на тлі робочих струмів шляхом збільшення струмів замикання на землю, для чого з'єднати з землею кожну фазу лінії через електричну ємність, тобто, по суті, з'єднати штучну нейтраль з землею [6]. Однією з переваг такого рішення є майже повна відсутність активних втрат енергії. Крім того, підключення ємностей вирівнює значення напруг фаз відносно землі. У методі визначення відстані комплексний опір ділянки лінії \underline{z}_l^* від початку лінії до місця замикання знаходиться на основі вимірних векторів напруги \dot{U}_{A0} та струму фази \dot{I}_A :

$$\underline{z}_l^* = \frac{\dot{U}_{A0}}{\dot{I}_A}. \quad (1)$$

Розрахункова віддаленість до точки замикання у відносних одиницях по відношенню до всієї довжини лінії

$$b_r = \frac{\underline{z}_l^*}{r_0 \cdot l_{СЦБ} + jx_0 \cdot l_{СЦБ}}. \quad (2)$$

Перехідний опір у місці замикання знаходиться так:

$$R_3 = \frac{\dot{U}_{A0} - \dot{I}_A \cdot \dot{Z}_{Л}}{\dot{I}_3} \tag{3}$$

Для отримання інформації про параметри лінії СЦБ та перевірки ефективності запропонованих методів визначення відстані замикання проведені експериментальні дослідження на одній з ліній СЦБ. При проведенні дослідів змінювались фази, у яких створювалось замикання, а також змінювалась відстань до місця замикання. Деякі результати для дев'яти дослідів представлено на рис. 1 та 2. Аналіз їх показав, що значення напруг фаз не змінюються лінійно залежно від відстані замикання.

На сьогоднішній день встановлено, що основною причиною низької точності визначення відстані замикання на землю (2) за експериментальними даними параметрів режиму лінії СЦБ є несиметричний режим роботи лінії СЦБ. Підключення трьох ємностей між фазами та землею значно впливає на напруги фаз по відношенню до землі й суттєво зменшує несиметрію. Але незначна несиметрія залишається, й навіть вона також негативно впливає на точність визначення відстані.

З осцилограм (рис. 1, 2) видно, що чим далі замикання, тим більше спотворюються струми й напруги за рахунок вищих гармонік.

Амплітуди першої гармоніки струмів фаз та напруг фаз по відношенню до землі майже у всіх дослідях зменшуються при зростанні відстані до місця замикання (рис. 1, 2, таблиця).

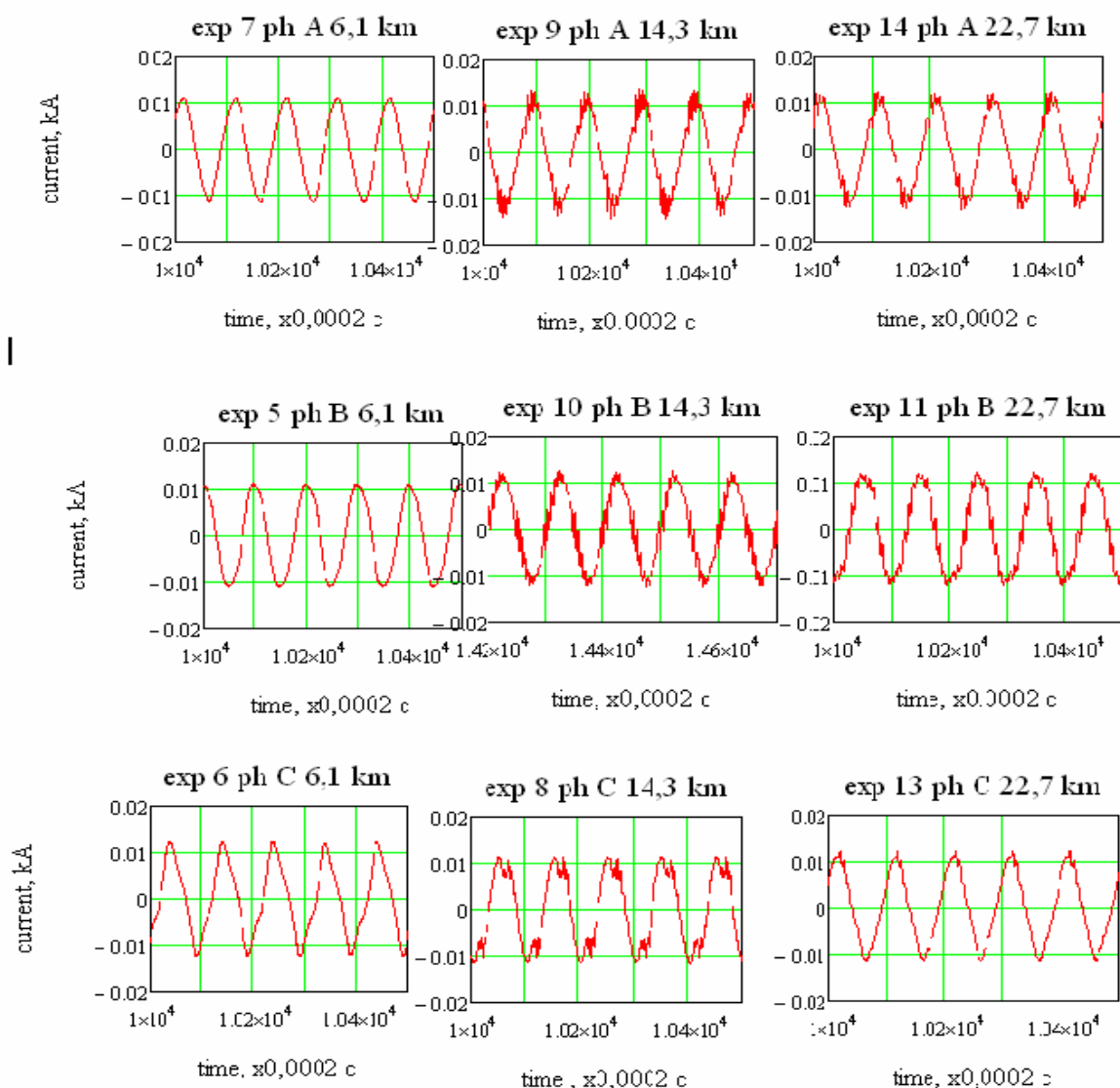


Рис. 1

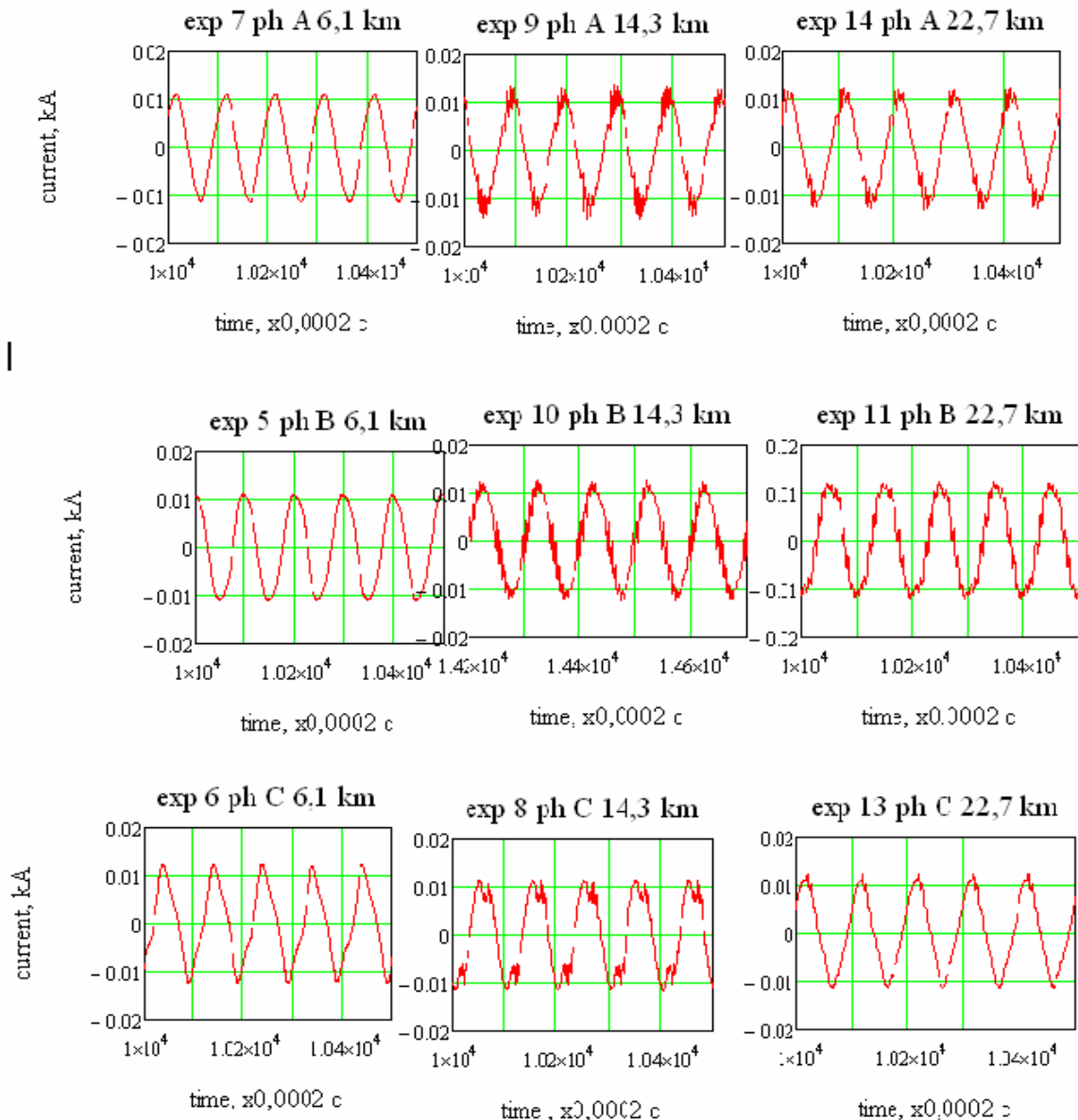


Рис. 2

Алгоритми визначення відстані засновані на залежності вектора напруги пошкодженої фази від віддаленості замикання на землю (1) – (3). При цьому розглядалися два основних алгоритми: спрощений, у якому використовувались тільки вектори струму та напруги пошкодженої фази (окремо за повними значеннями струму та напруги та за першими гармоніками); уточнений, у якому використовуються вектори струмів та напруг трьох фаз, а також струм у місці замикання.

Для визначення відстані замикання на землю використовувались:

1. Повні значення струмів трьох фаз та напруг відносно землі:
 - миттєві значення;
 - дієві значення.
2. Перші гармоніки струмів трьох фаз та напруг відносно землі:
 - миттєві значення;
 - дієві значення (з врахуванням і без врахування значення частки перших гармонік у повному сигналі).
3. Опір нульової послідовності контура замикання.
4. Значення частки першої (третьої) гармоніки у струмах та напругах.

Значення струмів та напруг пошкодженої фази

Пошкоджена фаза	Параметри	Відстань до місця замикання, км								
		6,1			14,3			22,7		
		Дієве значення	1-а гармоніка, %		Дієве значення	1-а гармоніка, %		Дієве значення	1-а гармоніка, %	
			До замикання	При замиканні		До замикання	При замиканні		До замикання	При замиканні
А	Струм фази, А	7,6	85,1	93	7,8	78,1	89,7	7,7	79,4	88,5
	Напруга, В	166,1	96,4	78,2	261,9	95,9	56	243,5	96,1	15,1
В	Струм фази, А	7,8	84,6	91,9	8,0	76,3	87,8	8,4	80,4	83,7
	Напруга, В	161,9	95,9	68,7	363,4	93,9	45,3	453,3	92,9	40,9
С	Струм фази, А	7,6	76,3	79,4	7,7	62,9	73	7,5	75,8	84,3
	Напруга, В	170,5	94,3	75,6	303	89,2	80,2	288,4	94,6	57,6

Експериментальні та розрахункові дослідження підтвердили достатність використання тільки перших гармонік струмів та напруг як основних інформаційних складових у методі визначення відстані замикання. У цьому випадку точність визначення місця замикання задовольняє вимогам експлуатації.

Висновки. 1. Запропоновано метод визначення відстані замикання на землю на повітряній лінії 10 кВ, яка є єдиним елементом мережі й експлуатується в умовах складної електромагнітної обстановки вздовж всієї лінії через вплив близько розташованої іншої лінії та обладнання під високою напругою промислової частоти.

2. З метою наближення до нормальних умов експлуатації повітряної лінії шляхом симетрування режиму її роботи, а також для збільшення значення струму замикання на землю на початку лінії до кожної її фази необхідно підключати ємності, другі виводи яких підключені до землі.

Таке схемне рішення також дає змогу знизити ймовірність виникнення замикань на землю за рахунок рівномірного розподілу напруги по ізоляції повітряної лінії.

3. Аналіз отриманих експериментальних даних показав, що на інформаційну складову параметрів режиму лінії впливають несиметрія режиму та вищі гармоніки у струмах та напругах. У зв'язку з цим зміна параметрів режиму залежно від відстані замикання має не тільки нелінійний характер, а й відбувається не пропорційно відстані. У багатьох дослідках у напругах фаз присутня постійна складова.

У зв'язку з наявністю таких завод використання безпосередньо повних значень параметрів режиму лінії є недоцільним для визначення відстані замикання.

4. Використання перших гармонік струмів і напруг лінії суттєво підвищує точність визначення відстані замикання. Але встановлено, що частка першої гармоніки струму у повному його значенні та частка першої гармоніки напруги у повному значенні напруги в одному й тому ж досліді відрізняються. У зв'язку з цим запропоновано виконувати приведення до однакового рівня перші гармоніки струмів та напруг у кожному досліді.

5. Результати визначення відстані за експериментальними даними параметрів режиму замикання підтвердили ефективність запропонованих методів. Похибка у багатьох випадках не перевищувала 3...4%.

1. Баран П.М., Кідиба В.П., Равлик О.М. Визначення виду та місця пошкодження на лініях з відгалуженням // Електроенергетичні та електромеханічні системи. – 2008. – № 615. – С. 8–13.
2. Кузнецов А.П. Определение мест повреждения на воздушных линиях электропередачи. – М: Энергоатомиздат, 1989. – 94 с.
3. Сарин Л.И., Шалин А.И., Ильиных М.В., Пичхадзе А.Б., Михель А.А. Определение места замыкания на землю на воздушных линиях 6-35 кВ // IV-Conference-2006-19.pdf/static.pnpbolid.com

4. *Фигурнов Е.П., Бодров П.А.* Определение места однофазного замыкания на землю в высоковольтных линиях электроснабжения автоблокировки железных дорог // Релейная защита и автоматика энергосистем, 2004: Сборник докладов. – М.: ВВЦ. – 2004. – С. 88–93.
5. *Пат. 94145 Україна*, МПК G 01 R 31/08 (2011.01). Спосіб визначення відстані до місця однофазного замикання на землю або дефекту ізоляції в електричних мережах з ізолюваною та компенсованою нейтраллю / *О.С. Миронов, М.Д. Дяченко, В.В. Бурлака, С.К. Бублик*. Власник – Приазовський державний технічний університет. UA. – №а200908198; Заявл. 03.08.2009; Опубл. 10.02.2010, Бюл. № 3.
6. *Пат. 116005 Україна*, МПК (2017.01) G06F 11/00 / Мікропроцесорна система визначення відстані до місця замикання на землю в нерозгалуженій системі з ізолюваною нейтраллю напругою 6-35 кВ / *Б.С. Стогній, М.Ф. Сопель, О.І. Гребченко М.В., Стретович В.М., Максимчук В.Ф., Стасюк О.І., Пилипенко Ю.В., Тутик В.Л.*; Заявник та патентовласник мале приватне підприємство «Анігер», UA. – №u2016 09336; Заявл. 08.09.2016; Опубл. 10.05.2017, Бюл. № 9.

УДК 621.31

Б.С. Стогній¹, акад. НАН України, **М.Ф. Сопель²**, докт. техн. наук, **М.В. Гребченко³**, докт. техн. наук, **В.Ф. Максимчук⁴**, **Ю.В. Пилипенко⁵**, канд. техн. наук

1, 2, 5 – Інститут електродинамики НАН України,

пр. Перемоги, 56, Київ, 03057, Україна

3 – Національний університет біоресурсів і природопольовання України,

ул. Героїв Оборони, 15, Київ, 03041, Україна

4 – Укрзалізниця,

ул. Тверская, 5, Київ-150, 03680, Україна

Выбор алгоритма определения расстояния до замыкания на землю и необходимых для этого информационных составляющих параметров режима

Приведены результаты разработки метода определения расстояния до замыкания на землю воздушной линии в сети с изолированной нейтралью. Предложенный метод основан на измерении параметров режима линии. Для реализации метода в начале линии ее фазы подключаются к земле через емкости. Приведены результаты экспериментальных исследований замыканий на работающей линии. Анализ экспериментальных данных показывает, что использование традиционных методов определения расстояния до замыкания затруднено из-за сложной электромагнитной обстановки, которая в значительной мере обусловлена влиянием близко расположенной высоковольтной линии и другого оборудования, которое находится под высоким напряжением. Использование первых гармоник токов и напряжений значительно повышает точность определения расстояния до места замыкания. Библиограф. 6, рис. 2, таблица.

Ключевые слова: замыкание на землю, метод определения расстояния, экспериментальные исследования.

B.S. Stognii¹, **M.F. Sopol²**, **M.V. Grebchenko³**, **V.F. Maksymchuk⁴**, **Yu.V. Pylypenko⁵**

1, 2, 5 – Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,

Peremohy, 56, Kyiv, 03057, Ukraine

3 – National University of Bioresources and Nature Management of Ukraine,

st. Heroyiv Oborony, 15, Kyiv, 03041, Ukraine

4 – Ukrzaliznytsa,

st. Tverska, 5, Kyiv -150, 03680, Ukraine

Selection of distance determination algorithm to the ground fault and necessary information components of mode parameters

The results of the development of a distance determination method to the ground fault of an overhead line in the network with isolated neutral are presented. The proposed method is based on the measurement of mode parameters of the line. To implement the method at the beginning of the line, the phases of this line are connected to ground through the tanks. The results of experimental studies of the line-in-use faults are presented. Analysis of experimental data shows that the use of traditional distance determination methods to the fault is difficult due to the complex electromagnetic environment, which is caused by the influence of a closely located high-voltage line and other equipment that is under high voltage. The use of first harmonics of currents and voltages significantly improves the accuracy of distance determination to the fault location. References 6, figures 2, table.

Key words: ground fault; distance determination method; experimental studies.

Надійшла 07.09.2017

Received 07.09.2017

УДК 621.316

КОРИГУВАННЯ РЕЖИМУ СЛАБКОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ ПРИ ЗАПУСКУ ВІД НЕЇ ЕЛЕКТРОДВИГУНА ЗІСТАВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

О.І. Чиженко, докт. техн. наук, **І.В. Трач**, канд. техн. наук

Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Перемоги, 56, Київ-57, 03057, Україна
e-mail: trachi@ied.org.ua

Розглянуто режим слабкої електромережі при запуску електродвигуна зіставної з мережею потужності. Для компенсації пускових струмів електродвигуна запропоновано використання пристрою, який містить мостовий тиристорний регульований компенсатор реактивної потужності (ТРК) та LC-фільтри вищих гармонік струму. Складено модель електромережі з активно-індуктивним навантаженням, від якої здійснюється прямий запуск асинхронного електродвигуна у режимі без механічних навантажень на його валу. Підібрано оптимальні параметри пристрою, що складається з ТРК та фільтра. Наведено розрахунки струмів і напруги елементів моделі. Показано переваги застосування пристрою ТРК-фільтр з метою захисту обладнання електромережі від пускових струмів і просідання напруги та гарантованого запуску електродвигуна. Бібл. 8, рис. 4, таблиця.

Ключові слова: електрична мережа, режим запуску асинхронної машини, тиристорний регульований компенсатор, пусковий струм, пасивні фільтри вищих гармонік.

У слабких електричних мережах (з обмеженою пропускною можливістю) існує проблема запуску від них електродвигунів зіставної потужності. Це пов'язано з тим, що пускові струми двигунів можуть перевищувати їх номінальні струми у 7,5 разу. Ці пускові струми можуть перебільшувати й номінальний струм мережі, тому, незважаючи на їх короткочасність, разом з тим спроможні нашкодити обладнанню системи. Крім того, протікання їх через розподільний трансформатор та лінії передач створює на їх опорах падіння напруги, тому запуск віддалених від розподільних трансформаторів двигунів стає проблематичним внаслідок просідання напруги на їх вхідних затисках. Провали напруги спроможні нанести шкоду й іншим (сусіднім з електродвигунами) навантаженням мережі. Одним зі способів вирішення цієї проблеми є застосування пристрою, який підключається до мережі безпосередньо біля електродвигунів, щоб замкнути на себе більшу частину їх пускових струмів. Враховуючи, що струм двигунів має переважно активно-індуктивний характер, у якості цих пристроїв доцільно застосовувати такі, які поведуть себе як конденсатори з регульованою в широких межах ємністю. Вони спроможні замикати на себе пусковий стрибок струму двигуна протягом інтервалу часу виходу двигуна на номінальний сталий режим. У міру спадання величини пускових струмів ємність таких пристроїв теж пропорційно зменшується. При номінальному режимі електродвигуна ємність пристрою має бути такою, щоб обмежуватися тільки компенсацією реактивної потужності, що споживає двигун, а при необхідності компенсувати й реактивну потужність у мережі. В якості таких пристроїв, що функціонують у режимі конденсатора зі змінною у широких межах еквівалентною (за основною гармонікою, тобто гармонікою з частотою живлячої мережі) ємністю, можуть використовуватись тиристорні регульовані компенсатори реактивної потужності (ТРК) – керовані джерела реактивної потужності, запропоновані в роботах [2, 4] як системи збудження асинхронних генераторів. У таких перетворювачах максимальне значення регульованої еквівалентної ємності обмежується лише активним опором їх кола та швидкодією керованих вентилів, а саме часом встановлення запірних властивостей цих вентилів.

На рис. 1 показано схему моделі слабкої електромережі, яка живить активно-індуктивне навантаження (Н) та електричну асинхронну машину (АМ), що запускається за допомогою пускача (П). Безпосередньо мережа моделюється трифазною системою ЕРС з послідовно до них ввімкнутими у кожній фазі активно-індуктивними опорами $z_{\text{мер}} = \sqrt{r_{\text{мер}}^2 + x_{\text{мер}}^2}$.

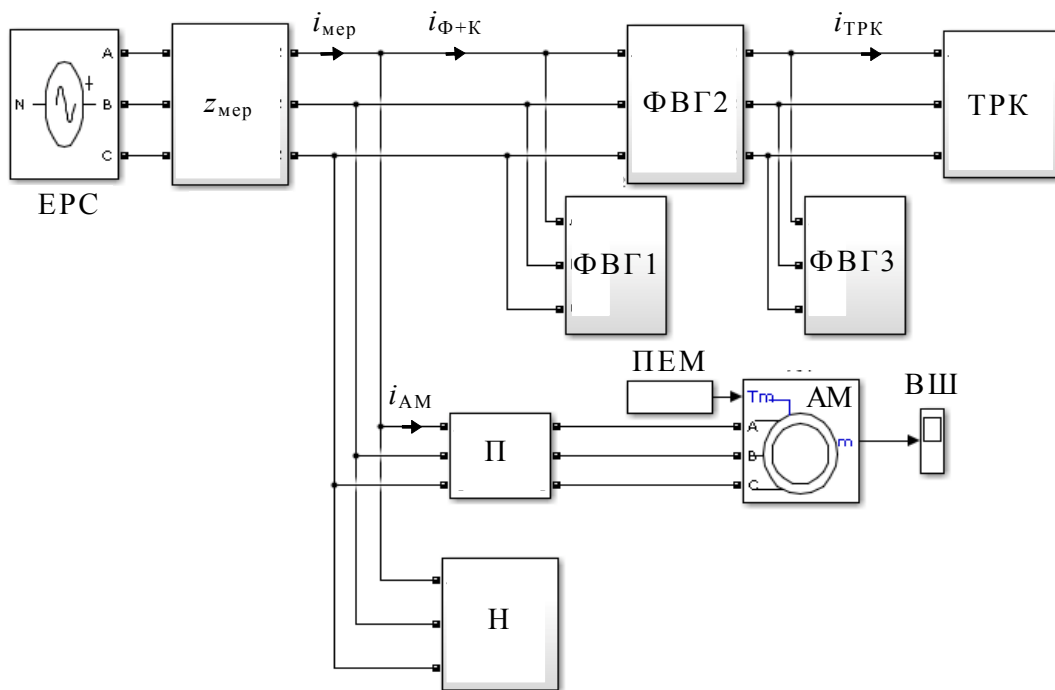


Рис. 1

Останні моделюють еквівалентні опори електромережі, що складаються з опорів $r_{\text{ТР}}$ та $x_{\text{ТР}}$ встановленого в мережі розподільного трансформатора та опорів $r_{\text{лін}}$ і $x_{\text{лін}}$ ділянки лінії передачі від розподільного трансформатора до місця підключення Н та АМ. У цьому ж місці з метою компенсування пускових струмів АМ підключено пристрій, який складається з ТРК та фільтрів вищих гармонік (ФВГ), які необхідні для фільтрації вищих гармонік, що генеруються ТРК.

На схемі рис. 1 позначено $i_{\text{мер}}$, $i_{\text{АМ}}$, $i_{\text{ТРК}}$, $i_{\text{Ф+К}}$ – струми фази А відповідно: мережі, асинхронної машини, ТРК та на вході пристрою, що складається з ФВГ і ТРК.

Комбінований пасивний ФВГ складається з трьох частин, а саме: ФВГ1 – фільтра високих частот [4, fig. 5.2] та резонансного гармонічного фільтра з фіксованими полюсами [7]. Останній складається з дроселя ФВГ2 та фільтра ФВГ3 із паралельно ввімкнутими один до одного резонансними LC-фільтрами другого порядку 5- і 7-ї гармонік та фільтра верхніх частот.

Тиристорний регульований компенсатор виконано за схемою рис. 2, де В1...В6 – керувані вентилялі; Д1...Д6 – діоди (відсікаючі); С – комутуючі конденсатори; L_d – дросель у колі випрямленого струму i_d ; r_d – активний опір, що враховує активний опір кола випрямленого струму та активний опір решти елементів кола перетворювача як вентилів, провідників і т.п. Величина діючого значення $I_{\text{ТРК}}$ вхідного фазного струму $i_{\text{ТРК}}$ перетворювача плавно регулюється зміною кута регулювання α керованих вентилів В1...В6. Кут α відмірюється від точки перетину позитивних півхвиль напруги фаз А та С. Тип цих вентилів вибирається з таких умов: час встановлення їх запірних властивостей має бути таким, щоб при максимальному струмі перетворювача запобігти несанкціонованим повторним відкриттям цих вентилів, тобто щоб перетворювач гарантовано забезпечував максимальне значення $i_{\text{ТРКmax}}$ ємнісного за характером струму, необхідного для компенсації пускового струму електродвигуна. Максимальне значення запірної напруги цих вентилів сягає амплітуди лінійної напруги. Діоди Д1...Д6 застосовуються такої ж швидкодії, як і у керованих вентилів, а клас цих діодів повинен бути вдвічі більший, тобто розрахований на подвійну амплітуду лінійної напруги. Індуктивність дроселя L_d вибирається з умов неперервності (на необхідному діапазоні регулювання величини $I_{\text{ТРК}}$) випрямленого струму i_d , що необхідне для покращення показників якості вхідного струму $i_{\text{ТРК}}$, а саме зменшує коефіцієнт гармонік $K_{\text{Г}}$ цього струму. До дроселя L_d приєднано пристрій електронного захисту ПЕЗ, який запобігає аварійним перенапругам, що

виникають при збоях системи керування вентилями (СКВ), таких як пропуски імпульсів керування і т.п.

Електромагнітні процеси, що протікають у цьому перетворювачі, а також регульовальні характеристики при його роботі в режимі випрямляча для більш вагомої ділянки інтервалу регулювання були аналітично досліджені у роботі [3]. У цій роботі не враховані параметри електромережі, що живить перетворювач, а також параметри ФВГ, які необхідні для забезпечення регламентованих значень коефіцієнтів гармонік K_{Gi} і K_{Gi} відповідно напруги та струму мережі.

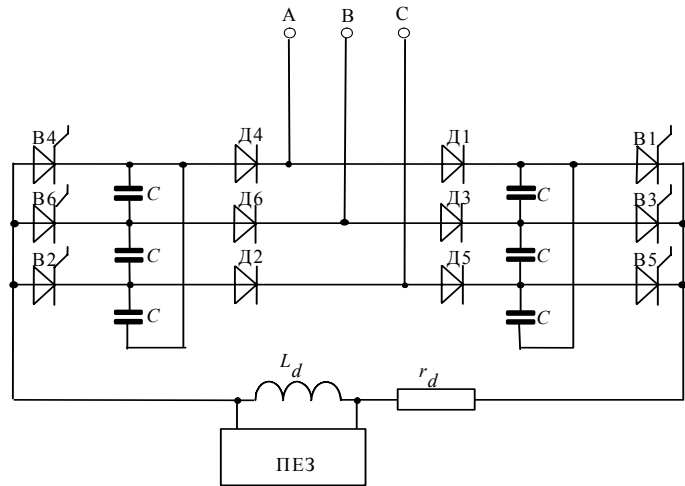


Рис. 2

Метою цієї роботи є: 1) дослідити режим слабкої електромережі при запуску асинхронного електродвигуна зіставної потужності; 2) розглянути можливі способи покращення показників цих режимів; 3) дослідити електромагнітні процеси, що протікають у колі перетворювача за схемою рис. 2 з урахуванням параметрів мережі та параметрів фільтрів вищих гармонік.

Розглянемо режим пуску АМ потужністю 110 кВт (номінальний струм $I_{AMN} = 205,8$ А, $\cos\varphi = 0,89$, $\eta = 0,91$) від електромережі напругою 11кВ/380В, потужність короткого замикання котрої в точці загального приєднання $S_{мерКЗ} = 2,0715$ МВА, $x_{мер} / r_{мер} = 3,92$. Номінальний струм мережі $I_{мерN} = 350$ А. Опір $z_{мер}$, який моделює опір електричної мережі, дорівнює опору послідовного з'єднання розподільного трансформатора ТП 250 ($u_{кз} = 0,06$, $P_{кз} = 3,7$ кВт) та повітряної лінії електропередачі довжиною 110 м з мідними жилами 240 мм². У моделі $z_{мер} = 0,0696$ Ом ($x_{мер} = 0,0674$ Ом; $r_{мер} = 0,0172$ Ом). Від мережі живиться активно-індуктивне навантаження, яке в моделі змодельоване паралельно з'єднаними опорами – активним $r_n = 7,26$ Ом та реактивним $x_n = \omega L_n$, де $L_n = 30,8$ мГн. Потужності навантаження $S_n = 25$ кВА, $P_n = 20$ кВт, $Q_n = 15$ квар. У момент $t_{пд}$ запускається АМ, і в мережі починається перехідний процес, при якому в ній спостерігаються надструми, обумовлені пусковими струмами АМ. Математичну модель АМ у перехідному режимі складено за методикою, викладеною у роботі [1]. Перехідний процес закінчується, коли АМ набирає номінальних обертів. При розрахунках це фіксується вимірювачем швидкості (ВШ), який показано в схемі рис. 1 окремим блоком. Початкове значення електромагнітного моменту задається у блоці ПЕМ.

Параметри компенсаційного перетворювача такі: $C = 10$ мкФ; $L_d = 9,375$ мГн; $r_d = 0,0156$ Ом. Максимальне значення реактивної потужності, яка генерується ТРК у мережу, досягається при куті регулювання $\alpha = \alpha_{max}$, значення якого залежить від параметрів кола ТРК. У моделі, що розглядається, $\alpha_{max} = -67,2$ ел. град. Реактивна потужність, що генерується ТРК, при $\alpha = \alpha_{max} = -67,2$ ел. град становить $Q_{ТРКmax} = 2830$ квар. При цьому амплітуда емнісного за характером фазного струму ТРК досягає значення $I_{mТРКmax} = 3020$ А.

Вибір параметрів ФВГ є багатоцільовою задачею з багатьма локальними мінімумами [6], для вирішення якої ефективно використовувати метод рою часток та його модифікації [8]. Подробиці розв'язання цієї задачі через її громіздкість тут не наводяться. Отже, обмежимося лише результатами її розв'язання, отриманими за умови, коли в мережі у сталих режимах забезпечується регламентоване значення $K_{Gi} = 8\%$ і якнайменше значення коефіцієнта K_{Gi} . Ще однією умовою при виборі параметрів ФВГ є те, що реактивна потужність, яка ним генерується у сталому режимі з запущеною в мережі АМ, має задовольняти рівнянню

$$Q_{\phi} + Q_{ТРК} = Q_n + Q_{мер} + Q_{AM}. \quad (1)$$

Отримані таким чином параметри L_{ϕ} , C_{ϕ} , r_{ϕ} ФВГ для відповідних його складових частин ФВГ1-3 наведено у таблиці.

Назва фільтра	Діапазон фільтрації	C_{Φ}, Φ	$L_{\Phi}, \text{Гн}$	$r_{\Phi}, \text{Ом}$
ФВГ1	ФВЧ*	$0,125 \cdot 10^{-3}$	$0,5 \cdot 10^{-6}$	0,25
ФВГ2, дросель	-	-	$0,325 \cdot 10^{-3}$	$2,2 \cdot 10^{-3}$
ФВГ3	5 гармонка	$1,530 \cdot 10^{-3}$	$0,3197 \cdot 10^{-3}$	0,0098
ФВГ3	7 гармоніка	$0,1874 \cdot 10^{-3}$	$1,17 \cdot 10^{-3}$	0,050
ФВГ3	ФВЧ*	$1815 \cdot 10^{-3}$	$0,0348 \cdot 10^{-3}$	0,12

* ФВЧ – фільтр вищих частот.

Фільтри вищих гармонік у сталому режимі генерують у мережу реактивну потужність $Q_{\Phi} = 143,8$ квар. Втрати активної потужності на фільтрах при цьому становлять $P_{\Phi} = 0,97$ кВт.

У момент $t_{\text{пд}} = 0,197$ с, як показано на часових діаграмах рис. 3 і 4, здійснюється запуск АМ. Якщо пристрій ТРК –ФВГ при цьому відключено, то пусковий струм АМ замикається через мережу і тим самим підвищує струм цієї мережі суттєво вище номінального. Тому для запобігання цьому в момент $t_{\text{фор}} = t_{\text{пд}} - t_{\Delta} = 0,16$ с здійснюється попереджувальне підключення ТРК-ФВГ. СКВ перетворювача при цьому відпрацює максимально можливе у складеній моделі значення кута регулювання $\alpha_{\text{max}} = -67,2$ ел. град. При цьому куті у разі закінчення перехідного процесу в ТРК встановився б сталий режим з $Q_{\text{ТРК}} = 2830$ квар і діючим значенням фазного ємнісного струму $I_{m\text{ТРКmax}} = 3020$ А. Але перехідний процес наростання струму ТРК $i_{\text{ТРК}}$ продовжується лише доти, поки струм мережі не зменшиться до номінального свого значення $I_{\text{мерN}} = 350$ А. Після чого наростання $i_{\text{ТРК}}$ зупиняється СКВ, яка відпрацює відповідне зменшення кута α . Значення ємнісного за характером струму ТРК, яке він встиг набутися за час перехідного процесу, тобто за час $t_{\Delta} = 0,037$, значною мірою компенсує пік індуктивного пускового струму АМ. Далі, у міру того, як АМ набирає номінальні оберти, вона входить у сталий номінальний режим, її струм поступово зменшується. Пропорційно цьому спадає й вхідний струм ТРК – це відпрацюється СКВ шляхом відповідного плавного зменшення кута управління α керованих вентилів В1...В6, чим запобігається перекомпенсація реактивної потужності в електромережі. У сталому режимі у ТРК встановлюється значення кута управління α таке, що генерована ТРК реактивна потужність задовольняє рівнянню (1).

Параметр t_{Δ} безпосередньо пов'язаний зі сталою часу $\tau_{\text{пер}}$ перехідних процесів у ТРК. Зменшення значення t_{Δ} є метою подальшої оптимізації параметрів перетворювача.

На часових діаграмах рис. 3 і 4 показано, як змінюються струми і напруга на елементах системи рис. 1 після пуску АМ: 1) при наявності в системі пристрою ТРК–ФВГ (рис. 3) і 2) без нього (рис. 4). На цих діаграмах прийняті такі позначення струмів і напруги: $i_{\text{мер}}$ і $u_{\text{мер}}$ – миттєві значення відповідно струмів і напруги фаз мережі у місці підключення АМ; $i_{\text{ТРК}}$ – миттєві значення струмів у фазах ТРК; $i_{\Phi+\text{К}}$ – миттєві значення фазних струмів на вході пристрою ТРК–ФВГ; $i_{\text{АМ}}$ – миттєві значення фазних струмів АМ; $i_{\Phi} = i_{\Phi+\text{К}} - i_{\text{ТРК}}$ – складова струму мережі, яка пов'язана з ФВГ. Жирними лініями на рис. 3 позначені струми і напруга фази А.

На діаграмах значення струмів – в амперах, напруги – у вольтах, часової координати t – у секундах.

З діаграм видно, що на момент, який відповідає піку пускового струму АМ, ТРК замикає на себе значну його частину, а саме 910 А, що становить 40 % (від піку пускового струму АМ), зменшує струм мережі й тим самим стабілізує напругу мережі при запуску АМ. Максимальне значення пускового струму АМ становить $i_{\text{АМmax}} \approx 2250$ А, як видно з діаграм, при перехідному режимі протягом тривалого часу (0,4 с) воно змінюється не суттєво. При цьому завдяки наявності ТРК з ФВГ максимальне перехідне значення струму в мережі $i_{\text{мер}}$ має найбільше значення 1700 А, яке, навпаки, у перехідному процесі спостерігається лише на незначному інтервалі часу, довжина якого складає не більше 0,01 с. Після чого амплітуда коливань перехідного струму мережі швидко спадає до значень, близьких $I_{m\text{мерN}}$, а потім протягом 0,37 с зменшується й до амплітуди сумарного струму ненавантаженої АМ і Н. Діюче значення струму АМ у ненавантаженому режимі складає $I_{\text{АМNxx}} = 56,4$ А.

Пуск АМ без пристрою ТРК–ФВГ у системі проілюстровано на діаграмах рис. 4. Явно, що у цьому випадку пусковий струм АМ замикається через мережу, внаслідок чого її струм перевищує своє номінальне значення протягом 20 періодів (тобто 0,4 с) й тому він

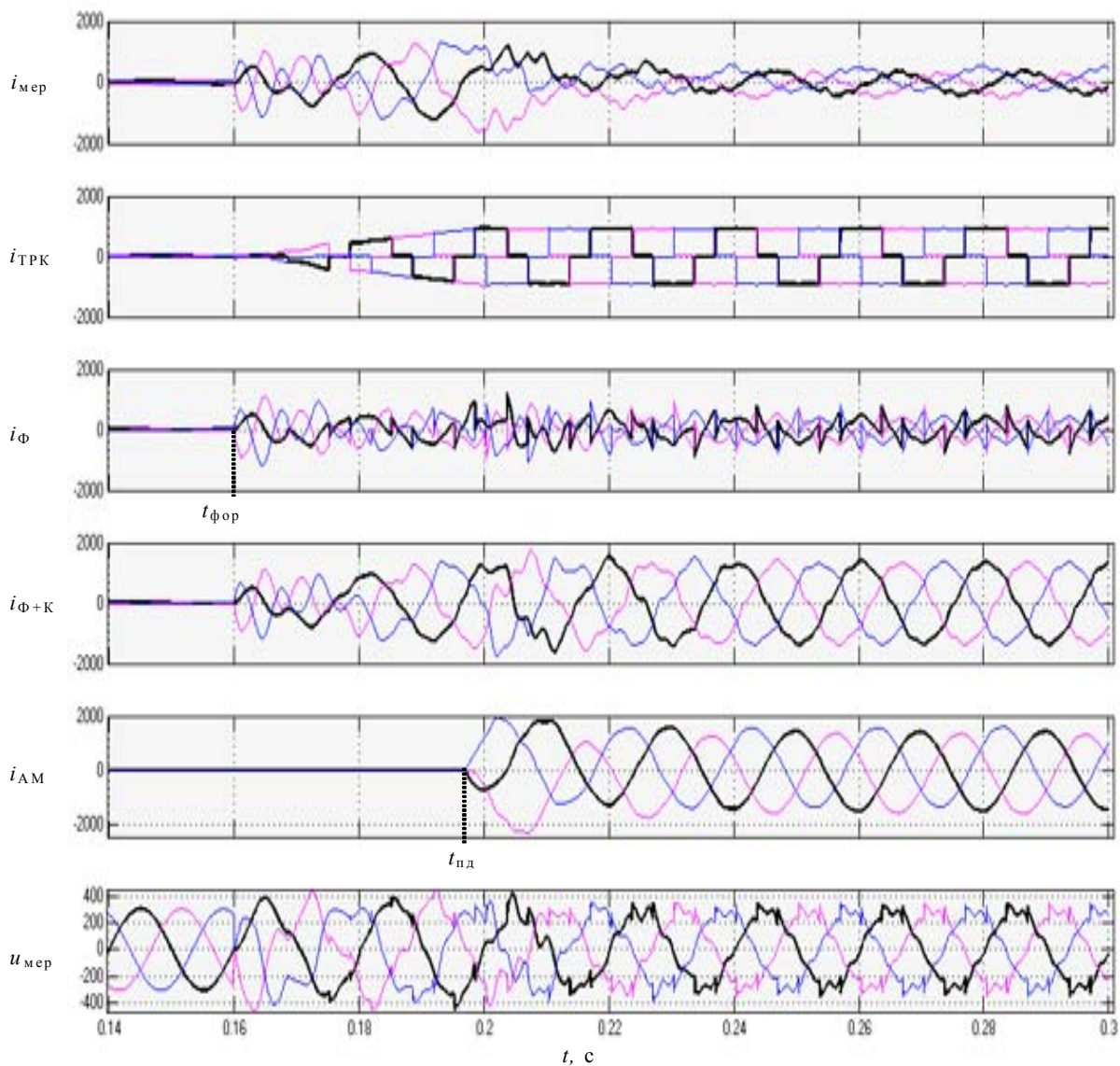


Рис. 3

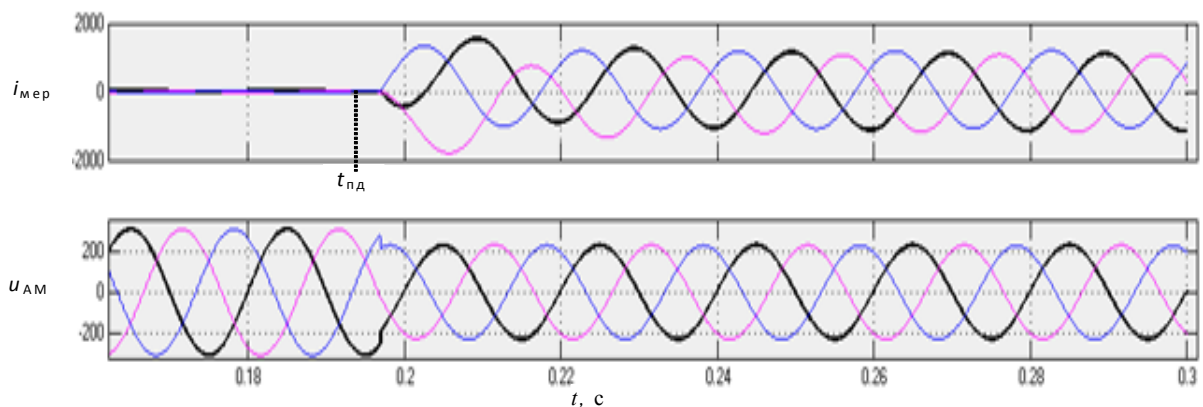


Рис. 4

спроможний заподіяти шкоду встановленому в мережі обладнанню та викликати просідання напруги на інших навантаженнях, які вона живить. Максимальне просідання напруги у місці підключення АМ становить 21 %.

Висновки. Використання пристрою ТРК-ФВГ у слабких електромережах, навантаження яких містить і потужні електродвигуни, дає змогу суттєво зменшити впливи на мережу пускових струмів електродвигунів та запобігти пов'язаним з цим просіданням напруги, перенавантаженню розподільного трансформатора й тим самим захистити інші навантажен-

ня електромережі від цих негативних факторів. Окрім того ці пристрої гарантують запуск від електромережі двигунів з'єднаної з нею потужності. Шляхом використання рекомендованих LC-фільтрів у мережі забезпечується коефіцієнт гармонік напруги не більше 8 %, як це регламентовано вітчизняними стандартами, та якнайменше значення коефіцієнта гармонік струму. Перевагою такого схмотехнічного рішення є можливість експлуатації в електричній мережі АМ з'єднаної з мережею потужності без додаткового устаткування, що дорого коштує, для плавного їх запуску.

1. Бібік О.В., Попович О.М., Шевчук С.П. Энергоэффективные режимы электромеханической системы насосной установки многоэтажного здания // Техн. электродинамика. – 2016. – № 5. – С. 38–45.
2. Волков И.В., Лесник В.А., Чиженко А.И. Асинхронный генератор с высокой перегрузочной способностью // Техн. электродинамика. Темат. вып. Проблемы современной электротехники. – 2000. – Ч. 4. – С. 48–53.
3. Чиженко А.И. Анализ электромагнитных процессов в компенсационном выпрямителе при ограниченных значениях индуктивности сглаживающего дросселя // Пр. Ін-ту електродинаміки. Энергоэффективность: 36. наук. пр. – К.: ІЕД НАНУ, 2001. – С. 17–27.
4. Пат. України № 26222, МКІ 6 Н 02 Р 9/44 1999 Генераторне джерело енергії / І.М. Чиженко, І.В. Волков, В.Я. Лісник, О.І. Чиженко. – Опубл. 1999. – Бюл. № 4.
5. Czarnecki L.S. Common and Fixed-Poles Resonant Harmonic Filters // Europ. Trans. on Electrical Power, ETEP Vol. 8, No. 5, Sept./Oct. – 1998. – P. 345–351.
6. Ginn H.L. III and Czarnecki L.S. An Optimization Based Method for Selection of Resonant Harmonic Filter Branch Parameters // IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 21, No.3, July 2006. – P. 1445–1451.
7. Mishra G. Design of Passive High Pass Filter for Hybrid Active Power Filter Applications A Thesis of the Degree of Master of Technology. National Institute of Technology. – Rourkela. – 2013. – P. 57.
8. Trach I., Zubiuk Yu. A combined approach to multiobjective optimization of capacitor placement in radial distribution networks // 3-rd Intern. Conf. on Electric Power and Energy Conversion Systems (EPECS 2013) http://www.epecs-conf.org/files/EPECS13_CP_FV.pdf.

УДК 621.316

А.И. Чиженко, докт. техн. наук, **И.В. Трач**, канд. техн. наук
Институт электродинамики НАН Украины,
пр. Победы, 56, Киев-57, 03057, Украина

Корректирование режима слабой электрической сети при запуске от нее электродвигателя сопоставимой мощности

Рассмотрен режим слабой электросети при запуске электродвигателя сопоставимой с сетью мощности. Для компенсации пусковых токов электродвигателя предложено использовать устройство, содержащее мостовой тиристорный регулируемый компенсатор реактивной мощности (ТРК) и LC-фильтры высших гармоник тока. Составлена модель электрической сети с активно-индуктивной нагрузкой, от которой осуществляется прямой запуск асинхронного электродвигателя в режиме отсутствия механической нагрузки на его валу. Подобраны оптимальные параметры устройства ТРК-фильтр. Приведены расчеты токов и напряжений элементов модели. Показаны преимущества использования устройства ТРК-фильтр с целью защиты оборудования электросети от пусковых токов и провалов напряжения, а также гарантированного запуска электродвигателя. Библ. 8, рис. 4, таблица.

Ключевые слова: электрическая сеть, режим запуска асинхронной машины, тиристорный регулируемый компенсатор, пусковой ток, пассивные фильтры высших гармоник.

O.I. Chyzenko, I.V. Trach

Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,
pr. Peremohy, 56, Kyiv-57, 03680, Ukraine

Correction of the regime of a weak electric network when starting the electric motor with comparable power

The regime of a weak electric network when starting the electric motor is considered when its power is comparable with the power of the network. To compensate the starting currents of the electric motor, it is proposed to use a device containing a bridge thyristor controlled reactive power compensator and LC filters of higher current harmonics. A model of an electric network with an active-inductive load is considered, from which a direct start of an induction motor is carried out in the absence of a mechanical load on its shaft. The parameters of the TRK filter are selected. The currents and voltages on the elements of the model are analyzed. The advantages of using the "reactive power compensator-filter" device for the purpose of protecting the electrical equipment from starting currents and voltage drops, as well as guaranteed start of the electric motor are shown. References 8, figures 4, table.

Key words: weak electric network, thyristor compensator of reactive power, LC-filters, start the electric motor, currents and voltages.

Надійшла 17.07.2017
Received 17.07.2017

УДК 621.311.161

ІНФОРМАЦІЙНО-ПРОГРАМНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ПОФІДЕРНОГО АНАЛІЗУ Й ОПТИМІЗАЦІЇ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ У РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖАХ З РОЗОСЕРЕДЖЕНИМ ГЕНЕРУВАННЯМ**В.В. Кулик¹, О.Б. Бурикін², О.В. Глоба³**

1, 2 – Вінницький національний технічний університет,
Хмельницьке шосе, 95, Вінниця, 21021, Україна
e-mail: volodymyrvkulyk@gmail.com

3 – Публічне акціонерне товариство «Вінницяобленерго»,
вул. Магістратська, 2, Вінниця, 21000, Україна
e-mail: kanc@voe.com.ua

Розглянуто шляхи та засоби вирішення задачі пофідерного аналізу втрат електроенергії у розподільних електричних мережах (РЕМ) з використанням наявного інформаційного забезпечення. Показано, що недосконалість систем комерційного й технічного обліку електроенергії, зміни схем транспортування електроенергії, а також вплив розосереджених джерел електроенергії (РДЕ) істотно ускладнюють розв'язання задачі. Запропоновано новий підхід та програмну реалізацію пофідерного аналізу втрат електроенергії для визначення напрямків підвищення енергоефективності РЕМ, який полягає у паралельних розрахунках та зіставленні результатів пофідерного балансу електроенергії та поелементного визначення втрат на підставі єдиного інформаційного забезпечення. Бібл. 3, рисунок, таблиця.

Ключові слова: розподільні електричні мережі, розосереджене генерування, втрати електроенергії, пофідерний аналіз, оптимізація, інформаційне забезпечення.

Вступ. На сьогодні технологічні витрати електроенергії (ТВЕ) стали одним з показників рентабельності енергопостачальних компаній України. Технологічні витрати опосередковано характеризують якість менеджменту та керування інвестиціями і, зрештою, прибуток компанії. Отже, їх зменшення є однією з пріоритетних задач. Особливо це стосується розподільних електричних мереж (РЕМ) 10(6)...0,4 кВ, де зосереджено до 80 % комерційних та технічних втрат електроенергії й разом з тим практично відсутні повноцінні автоматизовані системи обліку електроенергії. Виходячи з цього, ТВЕ визначаються як різниця між надходженням електроенергії на шини 10(6) кВ живильних трансформаторних підстанцій (ТП) 110(35)/10(6) кВ та консолідованим корисним відпуском електроенергії, який фіксується абонентськими приладами обліку. Точність такого визначення ТВЕ виявляється обмеженою через недосконалість засобів обліку, випадки необлікованого відпуску електроенергії, неодноразовість реєстрації показів лічильників надходження й корисного відпуску та інші фактори. Крім того, з загальних балансових витрат електроенергії складно виокремити комерційні та технічні втрати. Тому змушене планування заходів з підвищення енергоефективності РЕМ на підставі таких результатів часто призводить до хибних рішень.

Протягом останніх десяти років перед відповідними підрозділами обласних енергопостачальних компаній України поставлено задачі підвищення точності оцінювання технологічних витрат електроенергії, а також забезпечення автоматизованого складання пофідерного балансу електроенергії, зокрема для пофідерного аналізу втрат. Враховуючи відносну простоту таких задач у класичній (детермінованій) постановці, практично у кожній енергокомпанії власними силами або з залученням сторонніх розробників було запропоновано алгоритмічно-програмне рішення. Однак практична експлуатація таких програмних засобів виявила низку проблем з інформаційним забезпеченням, які, знижуючи вірогідність результатів аналізу, дають змогу використовувати їх лише для формування звітів. Отже, основна задача пофідерного аналізу втрат електроенергії – отримання об'єктивних даних для пошуку осередків надлишкових втрат та розроблення заходів щодо їх зменшення не була остаточно вирішена.

Виходячи з цього, **метою роботи** є розроблення підходу для підвищення адекватності та інформативності пофідерного аналізу втрат електроенергії у розподільних електричних мережах шляхом натурно-імітаційного моделювання з використанням єдиної інформаційної

бази. Такий підхід дає змогу доповнювати результати балансування реальних вимірювань електроенергії псевдовимірюваннями та результатами поелементного визначення технічних втрат.

Постановка задачі. На разі можна вважати практично вирішеною лише проблему комерційного обліку електроенергії. Задача пофідерного аналізу втрат електроенергії у різних енергопостачальних компаніях вирішена частково. Стан проблеми в окремій енергопостачальній компанії прямо залежить від рівня експлуатації розподільних мереж, оснащення їх телеінформаційними засобами, а також запровадження інформаційних технологій для оброблення та аналізу даних.

Задача оперативного аналізу режимів РЕМ, особливо до 1 кВ, досі є практично невирішеною. І причини тут не у технічній неможливості, а у відсутності економічного обґрунтування. Це пов'язано зі значною розмірністю даних мереж (сотні тисяч вузлів та віток у межах одного району), відсутністю встановлених засобів збору інформації про режимні параметри тощо. Та головна причина полягає у об'єктивній відсутності практичних задач з прямим комерційним ефектом, які б потребували результатів оперативного аналізу режимів РЕМ.

Однак досвід вирішення проблеми оцінювання та аналізу втрат електроенергії в розподільних електромережах дає змогу констатувати неможливість розв'язання задачі формування пофідерного балансу електроенергії (яка має очевидний комерційний ефект) без залучення засобів оперативного аналізу або імітації режимів РЕМ. Оскільки прямий контроль необхідних параметрів електромереж є неможливим, то для розв'язання задачі слід застосувати комп'ютерне моделювання за результатами натурних експериментів. На початкових етапах запровадження оперативного аналізу режимів електромереж можна обмежитися періодичними розрахунками з імітацією динаміки роботи розподільних мереж на підставі відповідних вихідних даних, які зібрано протягом звітного періоду. Саме такий варіант пропонується у цій статті.

Проведення паралельних електротехнічних розрахунків сприяє підвищенню адекватності пофідерного аналізу втрат [3]. Ефект досягається таким шляхом:

- зменшення похибки вихідної інформації, що пов'язана з неодноразовістю реєстрації показів лічильників надходження та відпуску електроенергії протягом звітного періоду;

- часткової компенсації дефіциту вихідної інформації, особливо в умовах періодичних змін схем транспортування електроенергії в РЕМ, а також функціонування розосереджених джерел енергії (ВДЕ);

- розрахунку та виділення з балансу окремих складових ТВЕ, які принципово не можуть бути визначені в інший спосіб з використанням наявного інформаційного забезпечення (наприклад, втрати в електромережах 0,4 кВ за відсутності інформації про надходження електроенергії);

- встановлення в якості мінімально можливих значень ТВЕ технічних втрат електроенергії, розрахованих поелементно та консолідованих для заданих фрагментів РЕМ.

Крім того, зіставлення втрат, отриманих з пофідерного балансу електроенергії, та технічних втрат, що розраховані поелементно, дає можливість оцінити потенціал заходів з удосконалення обліку електроенергії та інформаційної інфраструктури РЕМ. Так, значна розбіжність (більше 50 %) між ними протягом низки суміжних звітних періодів свідчить про неадекватність оцінювання пофідерного балансу електроенергії й необхідність заходів щодо вдосконалення обліку, зокрема, інвестування в інформаційне забезпечення. Відсутність розбіжності дає можливість обґрунтовано вивільнити кошти інвестиційних програм для підсилення інших напрямків діяльності енергокомпанії.

Таким чином, для забезпечення адекватного пофідерного аналізу втрат доцільно поєднувати складання пофідерного балансу електроенергії з поелементними розрахунками технічних втрат на базі єдиного інформаційного забезпечення.

Формування вихідної інформації для пофідерного аналізу втрат електроенергії. Розвиток інформаційного забезпечення дає змогу не лише підвищувати якість взаєморозрахунків за спожиту електроенергію, але і розв'язувати низку технічних задач, серед яких ана-

ліз окремих складових ТВЕ та планування заходів щодо їх зменшення.

Відповідно до [1] нормативні ТВЕ визначаються за виразом

$$\Delta W_{\text{ТВЕ}} = \Delta W_{\text{ТР}} + \Delta W_{\text{НВП}} + \Delta W_{\text{ПЛО}}, \quad (1)$$

де $\Delta W_{\text{ТР}}$ – технічні розрахункові втрати електроенергії в елементах ЕМ; $\Delta W_{\text{НВП}}$ – нормативні витрати електроенергії на власні потреби підстанцій та розподільних пунктів; $\Delta W_{\text{ПЛО}}$ – розрахункові витрати електроенергії на плавлення ожеледі.

У свою чергу технічні втрати $\Delta W_{\text{ТР}}$ визначаються так:

$$\Delta W_{\text{ТР}} = \sum_{i=1}^k \Delta W_{\text{Лзи}} + \sum_{i=1}^k \Delta W_{\text{ТРзи}} + \sum_{i=1}^k \Delta W_{\text{ТРпи}} + \sum_{i=1}^k \Delta W_{\text{Ии}}, \quad (2)$$

де $\Delta W_{\text{Лзи}}$ – сумарні змінні (навантажувальні) розрахункові втрати електроенергії в ЛЕП i -го ступеня напруги; $\Delta W_{\text{ТРзи}}$ – сумарні змінні розрахункові втрати електроенергії в трансформаторах i -го ступеня напруги; $\Delta W_{\text{ТРпи}}$ – сумарні умовно-постійні розрахункові втрати електроенергії в трансформаторах i -го ступеня напруги; $\Delta W_{\text{Ии}}$ – сумарні умовно-постійні розрахункові втрати електроенергії в інших елементах i -го ступеня напруги; k – кількість ступенів напруги мережі.

Структура балансових ТВЕ $\Delta W_{\text{БТВЕ}}$ відрізняється від нормативних наявністю понаднормативної складової $\Delta W_{\text{ПН}}$, що спричинена несвоечасною сплатою за електроенергію, недообліком та несанкціонованими відборами тощо. Протягом останніх років завдяки зусиллям енергозбутових підрозділів енергопостачальних компаній понаднормативні втрати електроенергії $\Delta W_{\text{ПН}}$ були істотно зменшені, тобто $\Delta W_{\text{БТВЕ}} \approx \Delta W_{\text{ТВЕ}}$. Таким чином, набула актуальності задача зменшення технічних втрат як основної складової балансових ТВЕ.

Для електромереж i -го ступеня напруги технічні втрати $\Delta W_{\text{ТРi}}$ можна визначити елементарно, використовуючи відповідний математичний апарат та результати розрахунку режиму середніх навантажень [2]:

$$\Delta W_{\text{ТРi}} = \Delta W_{\text{Лзи}} + \Delta W_{\text{ТРзи}} + \Delta W_{\text{ТРпи}} + \Delta W_{\text{Ии}}, \quad (3)$$

а балансові $\Delta W_{\text{БВи}}$ – складаючі баланс електроенергії з зафіксованими надходженням $W_{\text{НАДХi}}$ та корисним відпуском $W_{\text{ВІДПi}}$ протягом звітного періоду:

$$\Delta W_{\text{БВи}} = W_{\text{НАДХi}} - W_{\text{ВІДПi}}; \quad (4)$$

$$W_{\text{НАДХ}} = W_{\text{ПС}} + W_{\text{СУМ+}} - W_{\text{СУМ-}} + W_{\text{ВДЕ}} + W_{\text{СП+}} - W_{\text{СП-}}; \quad W_{\text{ВІДП}} = W_{\text{ЮР}} + W_{\text{ПОБ}} + W_{\text{ВП}},$$

де $W_{\text{ПС}}$ – зафіксоване надходження по введенню ТП з мереж 110(35) кВ; $W_{\text{СУМ+}}, W_{\text{СУМ-}}$ – зафіксоване надходження від електромереж суміжних експлуатуючих організацій або до них відповідно (тут враховують також перетікання електроенергії між суміжними фідерами електромереж енергокомпанії під час їх роботи за тимчасовими схемами); $W_{\text{ВДЕ}}$ – зафіксоване надходження від відновлюваних джерел енергії (ВДЕ); $W_{\text{СП+}}, W_{\text{СП-}}$ – зафіксоване надходження електроенергії з електромереж споживачів та зафіксований безвтратний відпуск до таких мереж; $W_{\text{ЮР}}, W_{\text{ПОБ}}$ – корисний відпуск юридичним та побутовим споживачам ТП-10(6) кВ або окремої ЛЕП 0,4 кВ; $W_{\text{ВП}}$ – відпуск на виробничі потреби.

Оскільки у такий спосіб визначаються величини $\Delta W_{\text{ТРi}}$ та $\Delta W_{\text{БВи}}$, що мають однаковий фізичний зміст, то за умов відповідного інформаційного забезпечення технічні втрати мають відповідати балансовим, а зменшення відхилення між ними можна використовувати як ознаку підвищення якості вихідної інформації та методичного забезпечення задачі зменшення втрат електроенергії. Виходячи з цього, задачу оптимізації втрат електроенергії в електромережах у проектній постановці доцільно подавати як багатокритеріальну:

$$\begin{cases} \Delta W_{\text{ТРi}} \rightarrow \min; \\ dW_{*i} = \frac{|\Delta W_{\text{ТРi}} - \Delta W_{\text{БВи}}|}{W_{\text{НАДХi}}} \rightarrow \min. \end{cases} \quad (5)$$

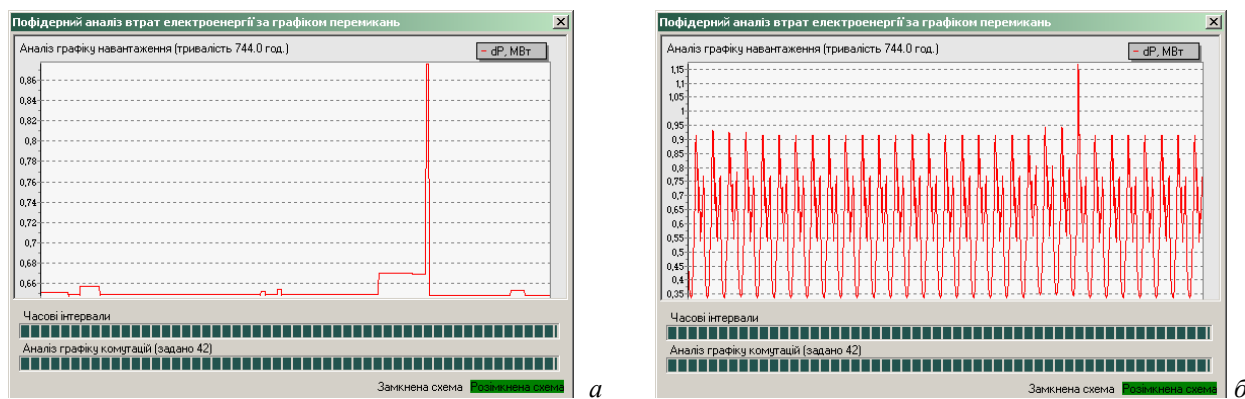
Зв'язок між критеріями оптимальності зумовлений використанням спільного інформаційного забезпечення.

Виходячи з формул (3), (4) для пофідерного розрахунку втрат електроенергії в РЕМ необхідно використовувати різноманітні джерела інформації. Вихідні дані доцільно поділити на умовно-постійні (з тривалим циклом оновлення, наприклад, один раз на рік) та змінні, що оновлюються у межах звітної періоду (таблиця).

Особливості реалізації пофідерного аналізу втрат електроенергії. Слабким місцем сучасних РЕМ є недостатня кількість засобів обліку внутрішніх перетікань електроенергії, тобто перетікань між виділеними за нормальною схемою фрагментами електромереж (фідерами) одного класу напруги або між суміжними за напругою мережами. Разом з тим такі перетікання постійно виникають внаслідок ліквідації аварійних ситуацій, резервування споживачів вищих категорій надійності тощо. Тривалість таких режимів переважно мала – до кількох діб, однак значні потужності післяаварійних режимів не дають змоги ігнорувати зазначені перетікання енергії під час складання балансу. Тому їх намагаються замінювати псевдовимірами $W'_{\text{СУМ+}}$, $W'_{\text{СУМ-}}$, які переважно визначаються вручну без проведення належних імітаційних розрахунків. Такі похибки оцінювання балансу електроенергії мають випадковий характер, тому не можуть бути усунені простим коригуванням.

Умовно-постійні параметри	Змінні параметри
Нормальна схема електромереж 10(6) кВ	Дані комерційного обліку електроенергії у розрізі окремих ЛЕП 0,4 кВ або ТП 10/0,4 кВ з виділенням абонентських $W_{\text{ЮР}}$, $W_{\text{ПОБ}}$, $W_{\text{ВП}}$
Параметри приєднаних електромереж 0,4 кВ для визначення їх еквівалентних опорів та технічних втрат електроенергії в них	Дані технічного обліку надходження електроенергії до електромереж 10...0,4 кВ через введення 10 кВ підстанцій та іншими шляхами (сумарні показники) $W_{\text{ПС}}$, $W_{\text{СУМ+}}$, $W_{\text{СУМ-}}$, $W_{\text{ВДЕ}}$, $W_{\text{СП+}}$, $W_{\text{СП-}}$
Розміщення та прив'язка засобів комерційного або технічного обліку електроенергії в РЕМ	Дані комерційного та технічного обліку електроенергії в середині електромереж – зафіксовані обсяги електроенергії на вводах ТП 10/0,4 кВ, а також перетікання через лінії зв'язку та комутаційні апарати (деталізовані $W_{\text{СУМ+}}$, $W_{\text{СУМ-}}$, $W_{\text{ВДЕ}}$)
Розміщення та ідентифікатори комутаційних апаратів на вводах 10(6) кВ підстанцій та у фідерах 10(6) кВ, якими можуть виконуватися перемикання протягом звітної періоду	Дані щодо перемикань комутаційних апаратів, які були виконані у електромережах протягом звітної періоду (дата, час, ідентифікатор комутаційного апарата)

Для визначення внутрішніх перетікань електроенергії за відсутності вимірів пропонується використовувати результати імітаційних розрахунків за даними комерційного й технічного обліку електроенергії з урахуванням динаміки зміни схеми електромереж протягом звітної періоду. За значеннями сумарного відпуску (надходження) електроенергії, а також тривалості приєднання до електромережі визначаються середні потужності для кожної ТП 10(6)/0,4 кВ. Далі для кожного півгодинного інтервалу звітної періоду розраховується режим середніх навантажень РЕМ з урахуванням поточного положення комутаційних апаратів, визначаються усереднені перетікання електроенергії $W'_{\text{СУМ+}}$, $W'_{\text{СУМ-}}$ та технічні розрахункові втрати $\Delta W'_{\text{ТР}}$ (рисунок а). Сумарні значення параметрів дають змогу розв'язати дві задачі: частково компенсувати відсутність засобів вимірювання внутрішніх перетікань електроенергії, а також забезпечити наближене визначення технічних втрат електроенергії методом чисельного інтегрування [3].



Зменшення похибки визначення внутрішніх перетікань та втрат електроенергії досягається шляхом врахування типових графіків електроспоживання та генерування ВДЕ. Півгодинні графіки навантаження (генерування) для кожної ТП 10(6)/0,4 кВ розраховуються за значеннями сумарного відпуску (надходження) електроенергії, тривалості приєднання до електромережі, а також типу електроспоживання. Далі для кожного півгодинного інтервалу звітного періоду розраховується усталений режим РЕМ з урахуванням імітованого навантаження та генерування ВДЕ, а також відповідного положення комутаційних апаратів. Визначаються півгодинні перетікання електроенергії $W_{\text{СУМ}+}(t)$, $W_{\text{СУМ}-}(t)$ та технічні розрахункові втрати $\Delta W_{\text{ТР}}(t)$ (рисунок б).

Перехід від середніх потужностей до імітації графіків навантажень підвищує точність оцінювання балансу електроенергії, зменшуючи відхилення між балансовими $\Delta W_{\text{ББ}}$ та технічними розрахунковими $\Delta W_{\text{ТР}}$ втратами. Для наведеного прикладу Ямпільських електромереж 10...0,4 кВ розрахункові балансові втрати завдяки уточненню внутрішніх перетікань в РЕМ зменшилися на 3 % (з 1,12 до 1,07 млн. кВт·год за місяць), а розрахункові технічні зросли на 6 % (з 0,71 до 0,75 млн. кВт·год за місяць). Таким чином, відносне відхилення втрат dW (5) зменшилося з 2,1 до 1,6 %, що свідчить про підвищення якості інформаційного забезпечення завдяки залученню додаткових даних щодо характеру електроспоживання для окремих ТП 10(6)/0,4 кВ та графіків видачі електроенергії для ВДЕ.

Висновки. Запропонований комплексний підхід щодо повідерного аналізу втрат електроенергії у розподільних мережах 10(6)...0,4 кВ може використовуватися для розв'язання задач планування технічних та організаційних заходів щодо їх зменшення на рівні енергопостачальних компаній. Для уточнення й приведення у відповідність до реальних умов експлуатації РЕМ розрахункової моделі електричної мережі можливо і доцільно використовувати додаткові дані стосовно динаміки електричної мережі (зміна топології, положення комутаційних апаратів тощо), графіків електроспоживання, а також вироблення електроенергії засобами розосередженого генерування.

1. *Методичні вказівки з аналізу технологічних витрат електричної енергії та вибору заходів щодо їх зниження:* СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-96:2014. – Київ: Державне підприємство «Національна енергетична компанія «Укренерго», 2014. – 84 с.
2. *Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В.* Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов. – М.: ЭНАС, 2008. – 280 с.
3. *Кулик В.В., Бурикин О.Б., Лесько В.О., Кравцов К.І.* Автоматизована інформаційно-розрахункова система аналізу режимів розподільних електричних мереж // Пр. Ін-ту електродинаміки НАНУ: Зб. наук. пр. Спец. вип. – 2012. – С. 121–130.

УДК 621.311.161

В.В. Кулик¹, О.Б. Бурыкин², О.В. Глоба³

1, 2 – Винницький національний технічний університет,
Хмельницькое шоссе, 95, Винница, 21021, Україна

3 – Публичное акционерное общество «Винницаоблэнерго»,
ул. Магистратская, 2, Винница, 21000, Україна

Информационно-програмное обеспечение пофидерного анализа и оптимизации потерь электроэнергии в распределительных сетях с распределенным генерированием

Рассмотрены пути решения задачи пофидерного анализа потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях (РЭС) с использованием имеющегося информационного обеспечения. Показано, что несовершенство систем коммерческого и технического учета электроэнергии, изменения схем передачи электроэнергии, а также влияние распределенных источников электроэнергии (РИЭ) существенно затрудняют решение задачи. Предложены новый подход и программная реализация пофидерного анализа потерь электроэнергии для определения направлений повышения энергоэффективности РЭС, который заключается в параллельных расчетах и сопоставлении результатов пофидерного баланса электроэнергии и поэлементного определения потерь на основе единого информационного обеспечения. Библиограф. 3, рисунок, таблица.

Ключевые слова: распределительные электрические сети, распределенное генерирование, потери электроэнергии, пофидерный анализ, оптимизация, информационное обеспечение.

V.V. Kulyk¹, O.V. Burykin², O.V. Globa³

1, 2 – Vinnytsia National Technical University,

Khmelnitske shosse, 95, Vinnytsia, 21021, Ukraine

3 – Public Joint Stock Company "Vinnytsiaoblenergo",

Magistratska str., 2, Vinnytsia, 21000, Ukraine

Information software for the feeder-balance and optimization of electric power losses in distributive networks with local generation

The ways of solving the problem of the feeder-balance analysis of electric power losses in distribution electric networks (DEN) using the available information support are considered. Imperfection of the systems of commercial and technical metering of electric power, changes in the transmission patterns of electric power, as well as the effect of distributed electric power sources (DES) make it very difficult to solve the problem. A new approach and software implementation of the feeder analysis of electric power losses is proposed to determine the directions for increasing the energy efficiency of DEN. It consists in parallel calculations and comparison of the results of the feeder-balance electricity and the element-wise determination of losses on the basis of a single information support. References 3, figure, table.

Key words: distribution electric networks, distributed generation, power losses, feeder-balance analysis, optimization, information support.

Надійшла 07.09.2017

Received 07.09.2017

УДК 621.315.1

КЕРОВАНА КОМУТАЦІЯ ЕЛЕГАЗОВИМИ ВИМИКАЧАМИ В МАГІСТРАЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

В.В. Кучанський, канд. техн. наук

Інститут електродинаміки НАН України,

пр. Перемоги, 56, Київ-57, 03057, Україна

e-mail: kuchanskiyvladislav@gmail.com

Представлено результати дослідження причин аварій лінійних елегазових вимикачів при комутаціях компенсованих ліній електропередач 750 кВ. Сформульовано рекомендації по запобіганню аваріям через тривале невідімкнення полюсом елегазового вимикача струму, що не переходить через нуль внаслідок наявності в ньому великої аперіодичної складової. Виконано аналіз аномальних режимів ліній електропередачі надвисокої напруги з різним ступенем компенсації зарядної потужності. Досліджено електромагнітні процеси в компенсованих лініях електропередачі залежно від моментів комутації. Виявлено моменти різкої зміни параметрів перехідних процесів під час комутації в лініях надвисокої напруги. Розглянуто заходи обмеження тривалості існування аперіодичної складової струму. Бібліограф. 5, рис. 2, табл. 3.

Ключові слова: коротке замикання, трифазне автоматичне повторне ввімкнення, керована комутація, аперіодична складова струму.

Загальна характеристика проблеми. В магістральних електричних мережах відбулась заміна повітряних вимикачів на елегазові. Ця модернізація зумовлена тим, що сучасна електротехнічна промисловість не виготовляє повітряні вимикачі і в разі пошкодження здійснити ремонт і поновити електропостачання буде неможливо. В порівнянні з повітряними

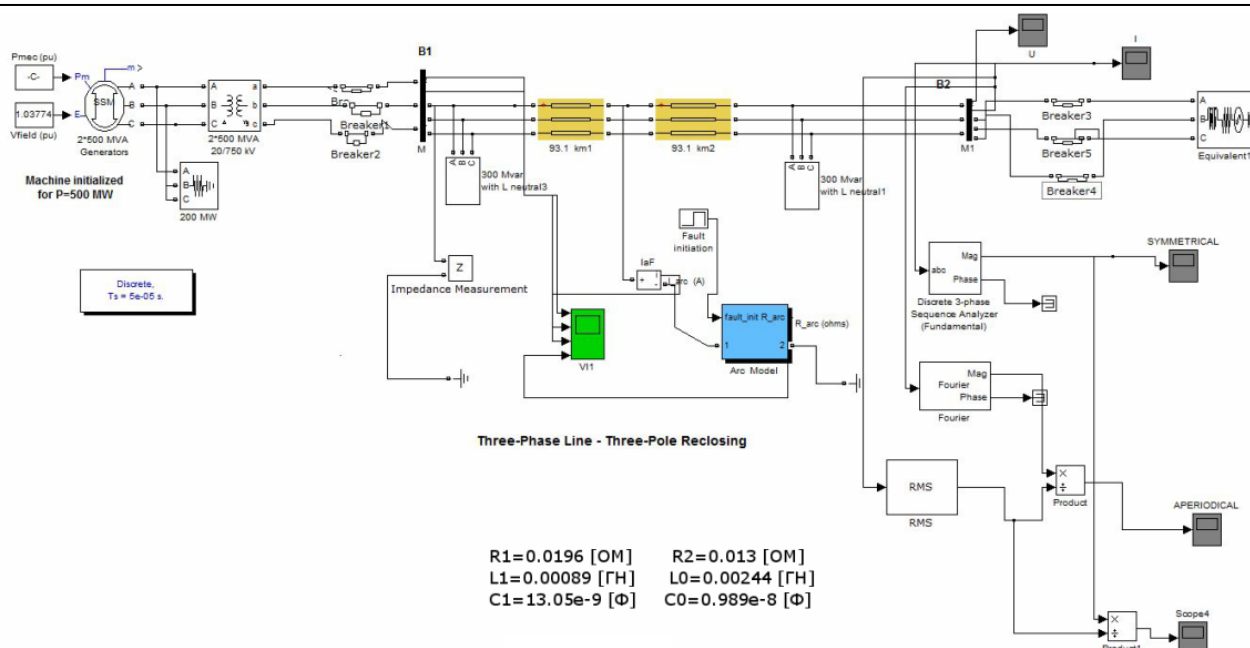


Рис. 1

вимикачами елегазові мають певні переваги, основними з яких є швидкодія та висока вимикаюча спроможність, а також можливість встановлення додаткового пристрою керованої комутації. Момент комутації елегазового вимикача є випадковою величиною і виконати розмикання чи замикання у необхідний момент неможливо без застосування керованої комутації. Такий недолік під час експлуатації призводив до аварійних ситуацій, у тому числі до появи аперіодичних складових у струмах електромагнітних перехідних процесів [2, 3]. Такий пристрій дає змогу виконувати комутації елегазового вимикача у заздалегідь визначений момент з метою зменшення негативних наслідків перехідних процесів.

Разом з позитивними якостями нових вимикачів енергосистеми з'явилися нові проблеми, в першу чергу аварії [3, 4]. Вирішальним фактором успішного відімкнення елегазових вимикачів на відміну від повітряних є перехід струму через нульове значення. Величина аперіодичної складової струму визначає момент переходу струму через нульове значення. Відповідно чим більша ця складова струму перехідного процесу, тим довше дуга горітиме у дугогасильній камері, що призведе до пошкодження полюса вимикача. Тривале горіння дуги в міжконтактному проміжку елегазового вимикача призводить до прогорання контактів, перегрівання дугогасного газу і екстремального підвищення тиску в камері. При відсутності клапана скидання тиску відбувається вибухове руйнування полюса вимикача з його пошкодженням.

Мета статті – дослідження умов появи неприпустимих величин та тривалості аперіодичної складової в струмі перехідного процесу для уникнення пошкодження полюсів елегазових вимикачів, а також виконання серії імітаційного моделювання для визначення ступеня впливу компенсації зарядної потужності, моментів комутації полюсів та опорів, що попередньо ввімкнені, на тривалість існування аперіодичної складової струму.

Запропонований підхід до вирішення проблеми. У статті розглядається цикл трифазного автоматичного повторного ввімкнення на лінії 750 кВ з встановленими двома групами шунтувальних реакторів та з величинами параметрів по прямій та зворотній послідовностях, що показані на рис. 1. Для дослідження електромагнітних комутаційних перехідних процесів була застосована імітаційна модель, яка розроблена в середовищі MATLAB/SIMULINK. Результати моделювання на моделі (рис. 1) були неодноразово верифіковані з осцилограмами інформаційно-діагностичного комплексу «РЕГНА» при дослідженні резонансних перенапруг у паузі одно- та трифазного автоматичного повторного ввімкнення [5].

До складу моделі входять підмоделі атомної електростанції, на якій встановлено два турбогенератори типу ТВГ-500-2, групи шунтувальних реакторів, повітряна лінія електропередачі, розбита на дві частини, для надання можливості моделювання короткого замикання в

будь-якій точці. Електроенергетична система моделюється трифазним джерелом живлення. До складу моделі також входить спеціальний блок визначення аперіодичної складової струму. На фазі А в моделі відбувається коротке замикання. Полюси вимикачів у моделі розглядаються окремо для кожної з фаз: кожний полюс моделюється ідеальним вимикачем. Це дає можливість незалежно змінювати моменти замикання кожного з полюсів під час моделювання.

На рис. 2 показано результати моделювання струму в фазі В під час трифазного автоматичного повторного ввімкнення. На рис. 2 а наведено струм в фазі В, а на рис. 2 б – графік зміни аперіодичної складової струму $I_{ап}$, пунктирною лінією позначено величину гранично допустимої аперіодичної складової струму, яка не повинна перевищувати 58 % відповідно до паспортних даних вимикача типу LTB 800E4. На момент часу 0,02 с відбувається коротке замикання, яке ліквідується за 0,08 с відповідно до технічного регламенту. Пауза трифазного повторного ввімкнення триває 0,53 с, після чого фази повітряної лінії вмикаються у момент часу 0,61 с. З рис. 2 б видно, що протягом часу від 0,61 до 0,7 с аперіодична складова струму перевищує граничну допустиму величину. Існування аперіодичної складової струму триває приблизно чотири з половиною періоди промислової частоти, і якщо в цей момент часу необхідно буде відімкнути фазу В, то відбудеться пошкодження полюсів вимикача з описаних вище причин.

Для зменшення тривалості існування аперіодичної складової може бути застосована керована комутація для комутації полюсів вимикача у необхідний момент синусоїди [3, 4]. Слід зазначити, що компанія ABB (Asea Brown Boveri Ltd.) розробила пристрій керованої комутації Switchsync F236, призначений для автоматичних елегазових вимикачів з пополюсним керуванням. Призначення цього пристрою полягає в замиканні і/або розмиканні полюсів вимикача в необхідній точці синусоїди струму або напруги, яка є прийнятною для усунення небажаного впливу перехідних процесів при планових комутаціях силового обладнання. Для випадку ввімкнення лінії у паспортних даних Switchsync F236 дає п'ять уставок, що наведені в табл. 1.

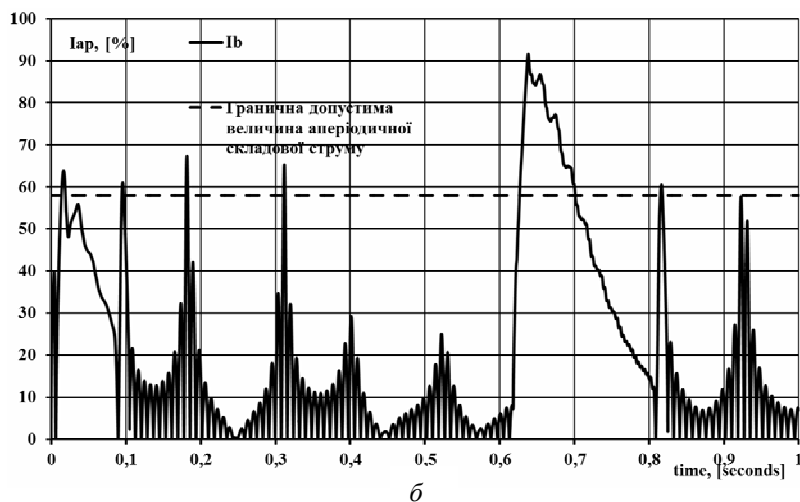
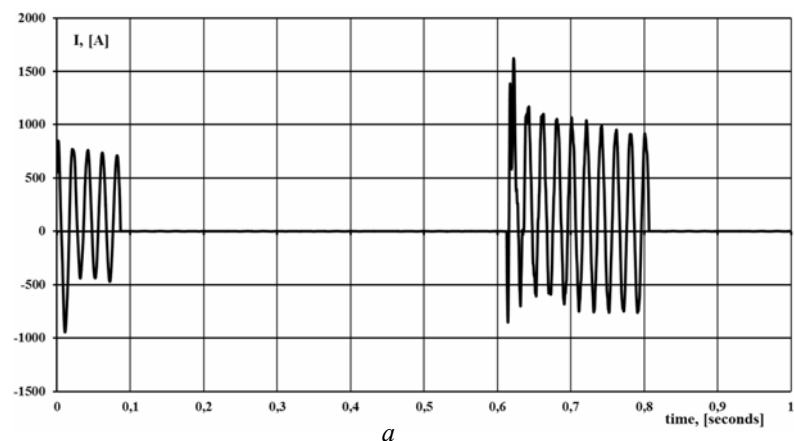


Рис. 2

Для більш чіткого сприйняття моменти комутації наведені в секундах та електричних градусах. Величини моменту комутації в електричних градусах дають змогу наочно побачити, наскільки момент близький до переходу через нульове значення. Результати моделювання (рис. 1) наведені у табл. 1 з вказаними уставками моментів комутації. Як видно з результатів моделювання, при вказаних уставках комутації аперіодична складова струму існує майже в кожній фазі протягом тривалого часу. Серії моделювання виконувались при короткому замиканні фази А, а відповідне позначення застосовувалось у всіх таблицях статті.

Одним із заходів зниження тривалості існування аперіодичної складової струму може бути зменшення ступеня компенсації зарядної потужності лінії шляхом відімкнення груп шунтувальних

реакторів. У табл. 2 розглянуто режими роботи з відімкненою групою шунтувальних реакторів на початку чи в кінці лінії.

Таблиця 1. Моменти ввімкнення вимикача при різних уставках пристрою керованої комутації та тривалість існування $I_{ан}$ вище гранично допустимої величини 58 %

Уставки випадку	Моменти підключення фаз вимикача, ел. град.			Моменти підключення фаз вимикача, с			Тривалість існування $I_{ан}$ вище гранично допустимої величини 58 %, с		
	А	В	С	А	В	С	А	В	С
1	16,2	136,8	75,6	0,0009	0,0076	0,0042	0,0543	0,0733	0,0442
2	75,6	196,2	136,8	0,0042	0,0109	0,004766	0,0305	0,0744	0,0009
3	106,2	226,8	165,9	0,0059	0,0126	0,0092	0,00625	0,0489	0,0034

Таблиця 2. Тривалість існування $I_{ан}$ вище гранично допустимої величини 58 % при різній кількості шунтувальних реакторів

Випадок	Тривалість існування $I_{ан}$ вище гранично допустимої величини 58 %, с					
	Відімкнення групи шунтувального реактора на початку лінії			Відімкнення групи шунтувального реактора в кінці лінії		
	А	В	С	А	В	С
1	0,0053	0,0311	0,047	0,0053	0,044	0,0467
2	0,0243	0	0,0066	0,0021	0,0264	0,0048
3	0,0449	0,0058	0	0,045	0	0,0044

Результати моделювання в табл. 2 показують, що відімкнення групи шунтувальних реакторів не призводить до зменшення тривалості існування аперіодичної складової, а в деяких випадках може навіть збільшити у порівнянні з нормальним режимом роботи, що наведені в табл. 1.

Одним з основних заходів зменшення негативного впливу комутаційних перехідних процесів поряд з керованою комутацією є активні опори, що попередньо вмикаються. Компанія АВВ (Asea Brown Boveri Ltd.) виготовляє активні опори, що попередньо вмикаються, з величинами від 100 до 400 Ом. Результати моделювання наведено у табл. 3. Як видно з результатів, наведених у табл. 3, не завжди активні опори, що попередньо вмикаються, знижують тривалість існування аперіодичної складової.

Таблиця 3. Тривалість існування $I_{ан}$ вище гранично допустимої величини 58 % при застосуванні опору, що попередньо ввімкнено

Випадок	Тривалість існування $I_{ан}$ вище гранично допустимої величини 58 % при встановленні резистора, що попередньо ввімкнено, с											
	R, Ом											
	100			200			300			400		
	А	В	С	А	В	С	А	В	С	А	В	С
1	0	0,007	0,017	0	0,005	0,065	0	0,005	0,05	0	0,004	0,03
2	0	0	0	0	0	0,038	0	0	0,028	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

З наведених у табл. 3 результатів видно, що при моментах комутацій випадку 3 та при будь-якій величині активного опору, що попередньо ввімкнено, можливе зниження тривалості аперіодичної складової струму. Щоб рекомендувати ці уставки для пристрою керованої комутації та встановлення активного опору, що попередньо ввімкнено, з величиною від 100 до 400 Ом, зроблено додаткове моделювання режиму роботи лінії. Моделювання полягало в зміні величин параметрів лінії по прямій та зворотній послідовностях у широких межах з застосуванням моментів замикання випадку 3 та величинами активних опорів з табл. 3. Ре-

зультати моделювання тривалості існування аперіодичної складової, що перевищує гранично допустиму величину, були такі самі, як у випадку 3 з табл. 3.

Висновки. 1. При заміні на підстанціях 750 кВ повітряних вимикачів на нові елегазові виникають непередбачені аварійні ситуації невідімкнення перехідних струмів з великими аперіодичними складовими. В результаті проведених серій моделювань виявлено, що відімкнення однієї з двох груп шунтувальних реакторів не гарантує зменшення тривалості існування аперіодичної складової, а навпаки, призводить до збільшення. Таким чином, при зменшенні компенсації зарядної потужності ввімкнення будь-яким вимикачем ймовірність виникнення досить значної аперіодичної складової в перехідному струмі дуже велика.

2. З розглянутих трьох способів вирішити проблему невідімкнення перехідних струмів за наявності тривалої аперіодичної складової в фазах найкращим є спосіб з використанням вимикачів з резисторами, що попередньо ввімкнено, з відповідними уставками пристрою керованої комутації.

1. *Беляков Н.Н., Кадомская К.П., Левинштейн М.Л. и др.* Процессы при однофазном автоматическом повторном включении линий высоких напряжений. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 256 с.
2. *Отключение токов в сетях высокого напряжения / Под ред. К. Рагаллера.* Пер. с англ. – М.: Энергоиздат, 1981.
3. *Kuznetsov V., Tugay Yu., Kuchansky V.* Investigation of transposition EHV transmission lines on abnormal overvoltages // Техн. електродинаміка. – 2013. – Vol. 6. – P. 51–56.
4. *Naumkin I., Balabin M., Lavrushenko N., Naumkin R.* Simulation of the 500 kV SF6 circuit breaker cutoff process during the unsuccessful three-phase autoreclosing // Proceedings of International Conference on power systems Transients, Kyoto, Japan, June 14-17, 2011. – P. 5–11.
5. *Naumkin I.* Crash when switching of gas insulated circuit breakers 500-1150 kV overhead line compensated // Electricity. – 2012. – Vol. 10. – P. 22–32.

УДК 621.315.1

В.В. Кучанский, канд. техн. наук

Институт электродинамики НАН Украины,
пр. Победы, 56, Киев-57, 03057, Украина

Управляемая коммутация элегазовыми выключателями в магистральных электрических сетях

Представлены результаты исследования причин аварий линейных элегазовых выключателей при коммутации компенсированных воздушных линий 750 кВ. Сформулированы рекомендации по предотвращению аварий из-за длительного неотключения полюсом элегазового выключателя тока, который не переходит через нуль вследствие наличия в нем большой аперіодической составляющей. Выполнен анализ ненормальных режимов линий электропередачи сверхвысокого напряжения с разной степенью компенсации зарядной мощности. Исследованы электромагнитные процессы в компенсированных линиях электропередачи в зависимости от начальных условий в момент коммутации. Выявлены моменты резкого изменения параметров переходных процессов при коммутации в линиях сверхвысокого напряжения. Рассмотрены мероприятия для ограничения продолжительности существования аперіодической составляющей тока. Библ. 5, рис. 2, табл. 3.

Ключевые слова: короткое замыкание, однофазное автоматическое повторное включение, управляемая коммутация, аперіодическая составляющая тока.

V.V. Kuchanskyi

Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,
Peremohy, 56, Kyiv-57, 03057, Ukraine

Controlled switching SF₆ breakers in the main power electrical grids

The results of research into the causes of accidents linear gas-insulated switches commutations in compensated 750 kV overhead lines. Recommendations for prevention accidents due to the ongoing unconnected pole of gas-insulated circuit breakers that do not pass through zero due to presence of a large aperiodic component are formulated. In the paper abnormal modes EHV transmission lines with varying degrees of compensation charging capacity are performed. Electromagnetic processes in compensated power lines, depending on the initial conditions at the time of switching are investigated. The points of abrupt change settings of transients while switching high voltage lines are identified. Measures for limiting the duration of the existence aperiodical component of current have been considered. References 5, figures 2, tables 3.

Key words: resonance over-voltage, short circuit, single-phase automatic reclosing, managed switching, aperiodic component of current.

Надійшла 07.09.2017

Received 07.09.2017

УДК 621.31

ОЦІНКА НЕРІВНОМІРНОСТІ СПОЖИВАННЯ ТА ГЕНЕРАЦІЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ЛОКАЛЬНИХ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМАХ

С.П. Денисюк, докт. техн. наук, **В.П. Опришко**, асп.

Національний технічний університет України "Київський політехнічний інститут ім. І. Сікорського",
вул. Борщагівська, 115, Київ, 03056, Україна
e-mail: opryshko@hotmail.com

Досліджено доцільність оцінки неоптимальності електроспоживання. Отримано аналітичні формули для оцінки оптимальності електроспоживання на інтервалах часу. Представлено спосіб кількісної оцінки різниці поточного рівня електроспоживання відносно оптимального з врахуванням контрольованого рівня неоптимального споживання. Розроблено показники оптимальності регулювання режимів електропостачання та системи акумуляції електроенергії. Наведено графіки залежності зміни показників потужності Фризе для двох та чотирьох інтервалів. Бібл. 18, рис.12.

Ключові слова: Smart Grid, електропостачання, енергоефективність, потужність Фризе, система акумуляції електроенергії.

Вступ. Сучасні локальні електроенергетичні системи мають відповідати положенням концепції Smart Grid, що передбачає високий рівень автоматизації контролю виробництва, передачі та споживання електроенергії, швидке реагування на зміну різних параметрів енергосистеми і здійснювати електропостачання з максимальною надійністю та економічною ефективністю [15, 16]. Поняття якості електропостачання включає в себе показники його надійності, якості електричної енергії та енергоефективності. Показниками якості електропостачання є: безперебійність електропостачання, відхилення частоти, відхилення напруги, коливання напруги, несинусоїдальність напруги та струму, завади, несиметрія напруги, провал напруги, імпульсна напруга та інші [7].

Існуюча проблема нерівномірності добових графіків генерації та споживання електричної енергії негативно впливає на стан електроенергетичних систем і потребує нових рішень. Загалом графіки генерації та споживання є сумою графіків окремих генераторів та споживачів електричної енергії, кожен з яких окремо впливає на зміну показників якості електропостачання [2, 12]. Наслідками нерівномірності є зростання втрат та витрат споживачів і генераторів. У контексті витрат споживачів, по-перше, варто виділити втрати, пов'язані з перериванням електроспоживання, при якому підприємство не може нормально функціонувати, отже, і не отримувати можливий прибуток. Втрати значно збільшуються у випадку псування цінної сировини чи виходу з ладу технологічного обладнання. По-друге, втрати споживача можуть бути спричинені появою неякісної продукції, що є результатом низької якості технологічних операцій, які є наслідком відхилення показників якості електричної енергії. Також варто зазначити, що довгострокова робота споживачів від мережі з низькою якістю електроенергії призводить до прискореного старіння обладнання, що в результаті позначається на втратах [11]. Необхідно зазначити, що сукупність показників якості електроенергії забезпечує рівень електромагнітної сумісності для більшості видів електроприймачів, які працюють від однієї мережі. Це найбільш важливо при експлуатації високотехнологічного обладнання на основі електронних систем управління.

За показниками попиту на електроенергію споживачів класифікують за такими критеріями: за вкладом у загальний попит на електроспоживання об'єкта, за інтенсивністю електричних навантажень, типом функцій, за ступенем впливу на графіки роботи суміжних виробничих об'єктів та рівнем можливих відхилень режимів роботи об'єкта від планових параметрів [14].

Ефективне розподілення і споживання електричної енергії в системі електропостачання може бути досягнуте за рахунок ефективного споживання та інтелектуального контролю за розподіленням активної потужності без порушення технологічного процесу і дотримання

допустимих відхилень напруги та струму. Система електропостачання має розглядатись як єдиний комплекс, при цьому оптимізація режимів у системі здійснюється не лише з врахуванням втрат потужності на передачу, але й з врахуванням зміни потужності споживання при відхиленні напруги [13].

Показники оптимального споживання електроенергії. Одним з можливих показників є середньозважене відхилення спожитої потужності (Δ), яке розраховується для споживачів з інтервальним обліком і плануванням за формулою (*). Оцінка середньої величини відхилення базується на даних планового та фактичного споживання, за їх відсутності – на фактичних даних споживання за минулі два роки на підприємстві [9]:

$$\Delta = \frac{\sum_{t=T} \frac{abs(N_{\text{факт}}^t - N_{\text{план}}^t)}{N_{\text{факт}}^t}}{t}, \quad (*)$$

де $N_{\text{факт}}^t$ – фактичне споживання потужності в часі t (кВт); $N_{\text{план}}^t$ – планове споживання потужності; T – сумарне число годин, що співвідноситься з робочими днями року.

Процес виробництва, передавання та розподілення електроенергії не можливий без супутніх втрат, які також необхідно віднести до витрат. Рівень втрат здебільшого залежить від роботи електричної мережі, ефективність управління якої характеризується показниками енергоефективності [3].

Для вирішення існуючої проблеми, неоптимальності споживання та генерації електроенергії [5] необхідно оцінити вплив нерівномірності споживання та запропонувати оцінку у фінансовому та енергетичному плані. Як приклад існуючої оцінки, можна використати значення дійсного коефіцієнта потужності λ_T як відношення мінімально можливих втрат потужності до їх фактичного значення [6]: $\lambda_T = \sqrt{\Delta P_{\text{мін}} / \Delta P}$.

Проблему оптимального електроспоживання можна вирішувати шляхом порівняння режимів при різних варіантах комбінацій систем керування електроспоживанням та попитом на електроенергію. Незважаючи на світові тренди, питання керування попитом на електроенергію в Україні залишається відкритим [9, 14, 15].

У загальному випадку сформулюємо цільову функцію для організації процесу вирішення математичного виразу цілі оптимального керування системою, формалізованою у вигляді функціоналу якості керування:

$$F(X) \rightarrow \text{opt}; \quad F(X) = (F_{\text{ген}}(X); F_{\text{пер}}(X); F_{\text{спож}}(X));$$

$$X \in \Omega; \quad X = (X_1; X_2; \dots; X_n); \quad \Omega = \{X : a_i \leq X_i \leq b_i, i = 1 \dots n\},$$

де $F(X)$ – цільова функція; X – вектор оптимізованих параметрів; a_i, b_i – межі зміни оптимізованих параметрів.

Для окремого випадку цільову функцію оптимізаційної задачі можна записати у вигляді $F_{\text{ген}} = (\Delta U_{\text{ген}}, \Delta I_{\text{ген}}, \Delta f_{\text{ген}}, \Delta \varphi_{\text{ген}}, \Delta P_{\text{ген}}, g_{\text{ген}})$; $F_{\text{перед перетв}} = (\Delta U_{\text{пер}}, \Delta I_{\text{пер}}, \Delta f_{\text{пер}}, \Delta \varphi_{\text{пер}}, \Delta P_{\text{пер}}, g_{\text{пер}})$;

$F_{\text{спож}} = (\Delta U_{\text{спож}}, \Delta I_{\text{спож}}, \Delta f_{\text{спож}}, \Delta \varphi_{\text{спож}}, \Delta P_{\text{спож}}, g_{\text{спож}})$, де ΔU – відхилення напруги; ΔI – відхилення струму; Δf – зміна частоти; $\Delta \varphi$ – зміна коефіцієнта потужності; ΔP – втрати потужності; g – інші фактори, що виникають у результаті нерівномірності протікання процесів та які необхідно врахувати.

Загальна цільова функція – векторна, в окремих випадках при її розгляданні необхідна скаляризація, тобто, знаючи початкові умови та обмеження, визначити такий режим роботи, який максимізує або мінімізує єдиний заданий критеріальний показник [10].

Аналіз можливості застосування показника потужності Фризе. При оцінці поточного рівня електроспоживання як додаткові оптимізаційні фактори доцільно розробити показники на основі потужності Фризе [8]:

$$Q_{\text{ф}}^2 = S^2 - P^2. \quad (1)$$

Якщо розглядати споживання електричної енергії, що протягом інтервалу часу T було рівномірним $U_a = U_b = U_c = U$; $I_{A1} = I_{B1} = I_{C1} = I$; $\varphi_a = \varphi_b = \varphi_c = \varphi$ (рис. 1а), то вираз (1) може бути представлено як $Q_\phi = UI \sin \varphi$, що відповідає загальній формулі реактивної потужності, тобто $Q_\phi = Q_1$ [1].

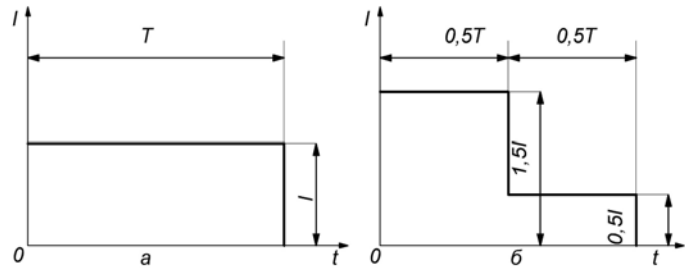


Рис. 1

У випадку нерівномірного споживання електричної енергії (рис. 1 б), коли, наприклад, на першій половині інтервалу мало місце споживання $U_a = U_b = U_c = U$; $I_{A1} = I_{B1} = I_{C1} = 1,5I$; $\varphi_a = \varphi_b = \varphi_c = \varphi$, а на другій половині інтервалу – $U_a = U_b = U_c = U$; $I_{A1} = I_{B1} = I_{C1} = 0,5I$; $\varphi_a = \varphi_b = \varphi_c = \varphi$, то для цього випадку запишемо вираз $Q_\phi^2 = \frac{1}{8}U^2I^2 + \frac{7}{16}U^2I^2 \sin^2 \varphi$.

Очевидно, що значення показника для реактивної потужності Фризе на двох інтервалах не відповідає класичному значенню реактивної потужності.

У загальному вигляді доцільно використовувати модифікації потужності Фризе Q_ϕ . Зокрема, при наявності у складі активної потужності P , потужності P_1 (за першою гармонікою) та ΔP (активна потужність) за вищими гармоніками можна визначити потужність Фризе з вирішенням впливу на оптимальність передачі активної потужності за першою гармонікою (основною) P та передачу активної потужності на вищих гармоніках ΔP . Можливі декілька варіантів розвитку розрахунку: для двох, чотирьох та протягом інтервалу технологічного процесу [4].

Виражаючи значення для напруги та струму I_2 та U_2 , варто виділяти такі можливі варіанти врахування спотворень: варіант 1 – наявність коефіцієнтів відхилення струму Δ_i ; варіант 2 – наявність відхилення струму Δ_i та напруги Δ_u ; варіант – 3 наявність коефіцієнта спотворення кривої напруги k_{nu} ; варіант 4 – наявність коефіцієнтів спотворення кривої напруги струму k_{nu} та k_{ni} ; варіант 5 – наявність Δ_i ; Δ_u ; k_{nu} ; k_{ni} ; відносне значення часу для кожного варіанта визначається як відношення $t/T = \delta$.

Розглянемо випадок на рис. 2, коли на деякому інтервалі споживання змінилися напруга та струм у розмірі ΔU та ΔI відповідно.

При пропорційному зростанні напруги та струму, тобто за умови $\Delta U = \Delta I = \Delta$ значення для квадрата активної потужності набуває вигляду

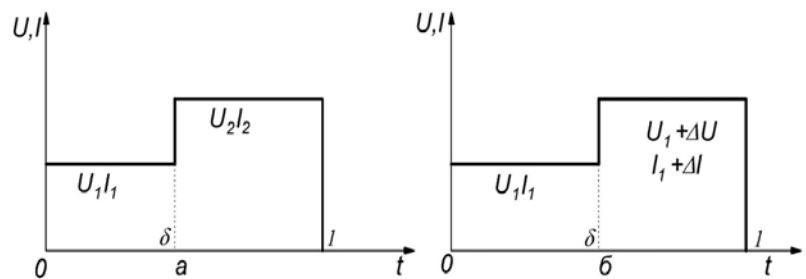


Рис. 2

$$P^2 = (U_1 I_1 \delta + U_1 I_1 \Delta^2 (1 - \delta))^2 = U_1^2 I_1^2 \delta^2 + 2U_1^2 I_1^2 \Delta^2 (1 - \delta) \delta + U_1^2 I_1^2 \Delta^4 (1 - \delta);$$

$$P^2 = U_1^2 I_1^2 (\delta^2 + 2\Delta^2 (1 - \delta) \delta + \Delta^4 (1 - \delta)) = U_1^2 I_1^2 (\delta + \Delta^2 (1 - \delta))^2. \quad (2)$$

Значення квадрата повної потужності S^2 набуває вигляду

$$S^2 = [U_1^2 \delta + U_1^2 \Delta^2 (1 - \delta)] [I_1^2 \delta + I_1^2 \Delta^2 (1 - \delta)] = U_1^2 I_1^2 (\delta^2 + 2\Delta^2 \delta (1 - \delta) + \Delta^4 (1 - \delta)^2);$$

$$S^2 = U_1^2 I_1^2 (\delta + \Delta^2 (1 - \delta))^2. \quad (3)$$

При пропорційному зростанні напруги та струму процес є оптимальним. Це пов'язано з тим, що на інтервалі споживання $R = \text{const}$, тому, підставивши отримані значення активної

потужності P (2) та повної потужності S (3) у (1), отримуємо $Q_{\Phi} = 0$. Розглянемо варіант непропорційної зміни напруги та струму (рис. 2).

Активна потужність P може бути виражена як

$$P = U_1 I_1 \delta + (U_1 + \Delta U)(I_1 + \Delta I)(1 - \delta);$$

$$P = U_1 I_1 + (\Delta U I_1 + \Delta I U_1 + \Delta U \Delta I)(1 - \delta) = U_1 I_1 + a. \quad (4)$$

Відповідно повна потужність може бути виражена як

$$S^2 = (U_1^2 \delta + (U_1 + \Delta U)^2 (1 - \delta)) (I_1^2 \delta + (I_1 + \Delta I)^2 (1 - \delta));$$

$$S^2 = (U_1^2 + (2U_1 \Delta U + \Delta U^2)(1 - \delta)) (I_1^2 + (2I_1 \Delta I + \Delta I^2)(1 - \delta)) = (U_1^2 + b)(I_1^2 + c). \quad (5)$$

Підставивши значення повної S (5) та активної P (4) потужностей у (8), отримуємо

$$Q_{\Phi}^2 = (U_1^2 + b)(I_1^2 + c) - (U_1 I_1 + a)^2 = U_1^2 c + I_1^2 b + bc - 2U_1 I_1 a - a^2. \quad (6)$$

Варто виділити два основні варіанти розрахунку: 1) $\Delta U = 0, \Delta I \neq 0$; 2) $\Delta I = 0, \Delta U \neq 0$.

За умови відсутності відхилення напруги за варіантом розрахунку 1 вираз (6) можна переписати з врахуванням $b=0, a=\Delta I U_1(1-\delta), c=(2I_1 \Delta I + \Delta I^2)(1-\delta)$ у вигляді

$$Q_{\Phi, \Delta I}^2 = U_1^2 c - 2U_1 I_1 a - a^2 = U_1^2 c + I_1^2 b + bc - 2U_1 I_1 a - a^2 =$$

$$= U_1^2 (2U_1 \Delta I + \Delta I^2)(1 - \delta) - 2U_1 I_1 \Delta I U_1 (1 - \delta) - (\Delta I U_1 (1 - \delta))^2;$$

$$Q_{\Phi, \Delta I}^2 = U_1^2 \Delta I^2 \delta (1 - \delta).$$

За умови відсутності відхилення струму $\Delta I=0, \Delta U \neq 0$ за варіантом розрахунку 2 формулу можна виразити як

$$Q_{\Phi, \Delta U}^2 = I_1^2 \Delta U^2 \delta (1 - \delta).$$

Отримані графіки на рис. 3 ілюструють зміну величини потужності Фризе відносно зміни тривалості кожного інтервалу.

Аналіз неоптимальності електроспоживання для двох інтервалів часу. Розглядаючи два інтервали на рис. 4, відношення для реактивної потужності Фризе запишемо як відношення значень струму I_2 та напруги U_2 до їх умовно оптимальних значень I_2, U_2 на першому інтервалі t_1 :

$$Q_{\Phi} = \frac{U_1^2 T_1 + U_2^2 T_2}{T_T} \cdot \frac{I_1^2 t_1 + I_2^2 t_2}{T_T} - \left(\frac{U_1 I_1 t_1 \cos \varphi_1 + U_2 I_2 t_2 \cos \varphi_2}{T_T} \right)^2 - \left(\frac{U_1 I_1 t_1 \sin \varphi_1}{T_T} \right)^2;$$

$$Q_{\Phi} = U_2^2 I_2^2 \delta_2^2 \sin^2 \varphi_2 + \delta_1 \delta_2 (U_1^2 I_2^2 + U_2^2 I_1^2) - 2U_1 U_2 I_1 I_2 \delta_1 \delta_2 \cos \varphi_1 \cos \varphi_2.$$

Прийнявши значення

$$U_1^2 = U_{1c}^2 (1 + k_{nu}^2) \quad I_1^2 = I_{1c}^2 (1 + k_{ni}^2) \quad U_2^2 = U_{2c}^2 (1 + \Delta_u)^2 (1 + k_{nu}^2) \quad I_2^2 = I_{2c}^2 (1 + \Delta_i)^2 (1 + k_{ni}^2)$$

та поділивши на $U_{1c}^2 I_{1c}^2$, отримуємо модифікований показник реактивної потужності, який буде відображати вплив неоптимальності:

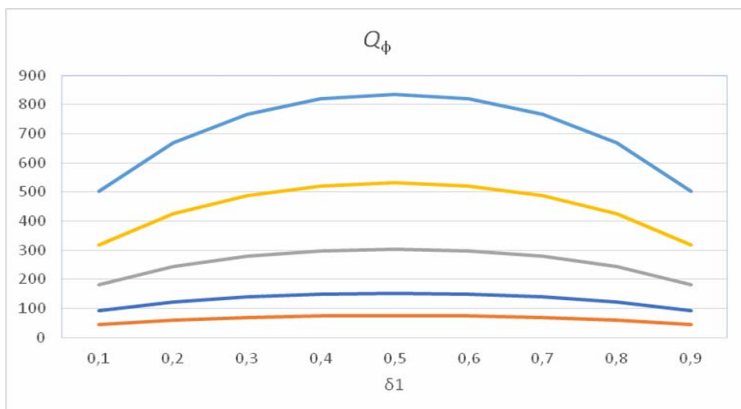


Рис. 3

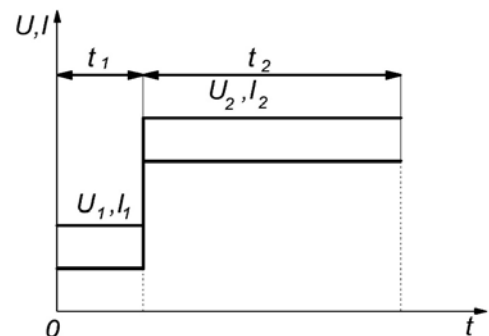


Рис. 4

$$Q_{\Phi U_1 I_1^2} = (1 + \Delta_u)^2 (1 + k_{nu}^2) \cdot (1 + k_{ni}^2) (1 + \Delta_i)^2 \delta_2^2 \sin^2 \varphi_2 + \\ + 2\delta_1 \delta_2 (1 + k_{um}^2) (1 + k_{ni}^2) (1 + \Delta_u) (1 + \Delta_i) (1 - \cos \varphi_1 \cos \varphi_2).$$

Аналіз неоптимальності електроспоживання при $t_i \neq t_u$. На рис. 5 зображено випадок, коли інтервали споживання струму та напруги не співпадають у часі.

Оптимальне значення напруги U_0 виражається як

$$U_0 = \frac{U_1 t_u + U_2 (T - t_u)}{T} = U_1 \delta_u + U_2 (1 - \delta_u), \quad (7)$$

оптимальне значення струму – $I_0 = \frac{I_1 t_i + I_2 (T - t_i)}{T} = I_1 \delta_i + I_2 (1 - \delta_i)$.

Підставивши значення у формулу потужності, отримаємо

$$P_0 = U_0 I_0 = (U_1 \delta_u + U_2 (1 - \delta_u)) \cdot (I_1 \delta_i + I_2 (1 - \delta_i)); \quad (8)$$

Виразимо значення напруги U та струму I :

$$U = \sqrt{\frac{1}{T} (U_1^2 t_u + U_2^2 (T - t_u))} = \sqrt{U_1^2 \delta_u + U_2^2 (1 - \delta_u)}; \quad (9)$$

$$U^2 = U_1^2 \delta_u + U_2^2 (1 - \delta_u); \quad I^2 = I_1^2 \delta_i + I_2^2 (1 - \delta_i).$$

Значення напруги та струму на другому інтервалі виразимо через деякі коефіцієнти спотворення k_u, k_i : $U_2 = k_u U_1$; $I_2 = k_i I_1$. Запишемо значення для неактивної потужності Фризе

$$Q_{\Phi}^2 = U^2 I^2 - P^2. \quad (10)$$

Підставимо значення (7)...(9) у (10), у результаті отримаємо

$$Q_{\Phi}^2 = [U_1^2 \delta_u + U_2^2 (1 - \delta_u)] [I_1^2 \delta_i + I_2^2 (1 - \delta_i)] - [(U_1 \delta_u + U_2 (1 - \delta_u)) (I_1 \delta_i + I_2 (1 - \delta_i))]^2 = \\ = U_1^2 I_1^2 [\delta_u + k_u^2 (1 - \delta_u)] [\delta_i + k_i^2 (1 - \delta_i)] - U_1^2 I_1^2 [(\delta_u + k_u (1 - \delta_u)) (\delta_i + k_i (1 - \delta_i))]^2; \\ Q_{\Phi}^2 = U_1^2 I_1^2 (\delta_u + k_u^2 (1 - \delta_u)) \cdot (\delta_i + k_i^2 (1 - \delta_i)) - ((\delta_u + k_u (1 - \delta_u)) \cdot (\delta_i + k_i (1 - \delta_i)))^2.$$

Для аналізу впливу відхилень струму та напруги варто розглянути варіант розрахунку, спираючись на значення напруги та струму на першому інтервалі, припускаючи, що значення напруги та струму на першому інтервалі (рис. 5) є оптимальними або близькими до оптимальних:

$$P = U_1 I_1 \left[\left(\delta_1 + \sum_{j=2}^n \delta_j k_{j,i} k_{j,u} \right) \right]; \quad S^2 = U_1^2 \left(\delta_{u,1} + \sum_{j=2}^n \delta_j k_{j,i}^2 \right) \cdot I_1^2 \left(\delta_1 + \sum_{j=2}^n \delta_j k_{j,u}^2 \right); \\ Q_{\Phi}^2 = -U_1^2 I_1^2 \left[\left(\delta_1 + \sum_{j=2}^n \delta_j k_{i,j} k_{u,j} \right) + \left(\delta_1 + \sum_{j=2}^n \delta_j k_{i,j}^2 \right) \cdot \left(\delta_1 + \sum_{j=2}^n \delta_j k_{u,j}^2 \right) \right].$$

За умови оптимальності $k_{i,1} = k_{u,1} = 1$ можна записати вираз для потужності Фризе Q_{Φ} у вигляді

$$Q_{\Phi}^2 = U_1^2 I_1^2 \left[\left(\delta_1 + \sum_{j=1}^n \delta_j k_{i,j}^2 \right) \cdot \left(\delta_1 + \sum_{j=1}^n \delta_j k_{u,j}^2 \right) - \left(\delta_1 + \sum_{j=1}^n \delta_j k_{i,j} k_{u,j} \right)^2 \right].$$

При фіксованих значеннях δ графіки зміни значень потужності Фризе Q_{Φ} набуватимуть вигляду, зображеного на рис. 6.

З графіків видно, що найменших своїх значень потужність Фризе Q_{Φ} набуває при найменших значеннях $k_{u,j}, k_{i,j}$, що відповідає умовам з найменшими відхиленнями напруги та струму U_2, I_2 відносно напруги та струму на першому інтервалі U_1, I_1 .

При різних значеннях δ (рис. 7), варто зафіксувати значення для коефіцієнтів відхилення напруги і змінювати лише значення коефіцієнтів струму k_i , графік змінює свою форму, лише спираючись на значення δ_1 .

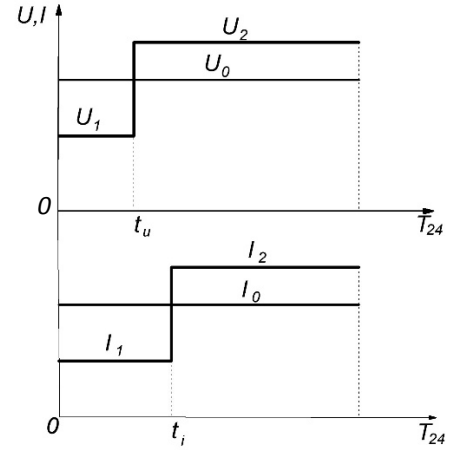


Рис. 5

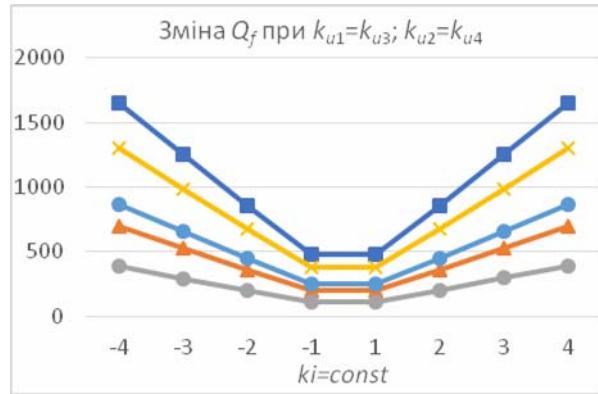
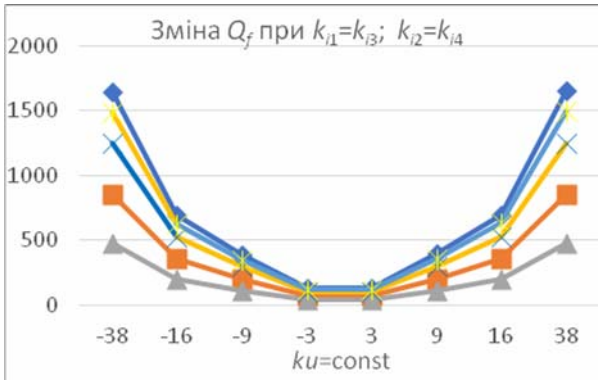


Рис. 6

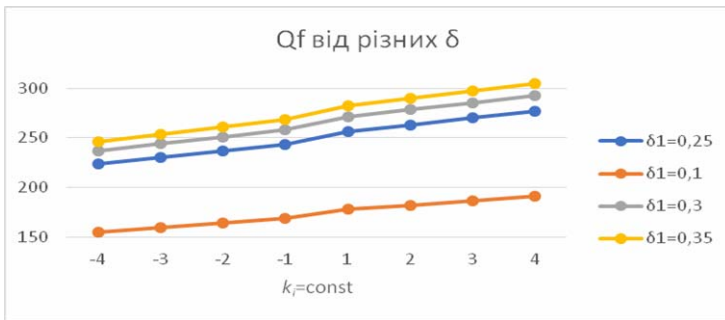


Рис. 7

Найменші значення потужності Фризе досягаються при мінімальній тривалості першого інтервалу, тобто при мінімізації δ_1 .

Такий варіант розрахунку важливий для визначення міри нерівномірності у відношенні до переданої активної потужності в мережу або навантаження. При $k_{ij}=k_{ji}=1$ значення для потужності Фризе $Q_{\Phi}=0$ через відсутність неоптимальності споживання.

Аналіз неоптимальності електроспоживання протягом інтервалу доби. Розглядаючи електроенергетичні процеси протягом доби, співвідношення можна апроксимувати чотирма складовими, що відображають усереднені рівні напруги та струми у вечірній та ранішній максимуми та нічний і денний мінімуми (рис. 8).

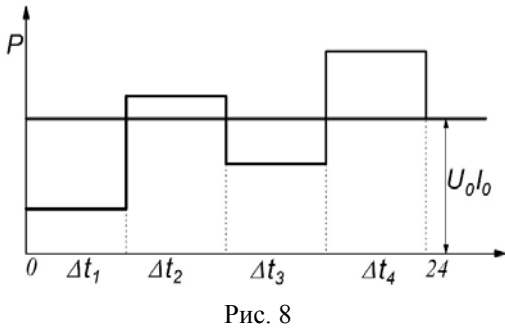


Рис. 8

Розглядаючи такий випадок для доби, вираз для реактивної потужності Фризе при розбитті на чотири часових інтервали Δt_i та теоретичному припущенні повністю активного споживання $\cos\phi = 1$, знаючи величину оптимального рівня напруг і струмів для інтервалів, можна записати значення для напруг та струмів як відхилення від оптимального рівня на величину ΔU та ΔI . Відповідно отримуємо наступні рівняння: $U_i=U_0+\Delta U_i$ та $I_i=I_0+\Delta I_i$, $i = 1, \dots, 4$;

$$S^2 = \left[(U_0 - \Delta U_1)^2 \delta_1 + (U_0 + \Delta U_2)^2 \delta_2 + (U_0 - \Delta U_3)^2 \delta_3 + (U_0 + \Delta U_4)^2 \delta_4 \right] \times$$

$$\times \left[(I_0 - \Delta I_1)^2 \delta_1 + (U_0 + \Delta I_2)^2 \delta_2 + (U_0 - \Delta I_3)^2 \delta_3 + (U_0 + \Delta I_4)^2 \delta_4 \right];$$

$$S^2 = \left(U_0^2 + \sum_{j=1}^4 \Delta U_j^2 \delta_j \right) \left(I_0^2 + \sum_{j=1}^4 \Delta I_j^2 \delta_j \right). \tag{11}$$

Підставивши значення квадрата повної потужності S^2 в (10), отримаємо

$$Q_{\Phi,24}^2 = \left(U_0^2 + \sum_{j=1}^4 \Delta U_j^2 \delta_j \right) \left(I_0^2 + \sum_{j=1}^4 \Delta I_j^2 \delta_j \right) - U_0^2 I_0^2;$$

$$Q_{\Phi,24}^2 = U_0^2 \sum_{j=1}^4 \Delta I_j^2 \delta_j + I_0^2 \sum_{j=1}^4 \Delta U_j^2 \delta_j + \left(\sum_{j=1}^4 \Delta I_j^2 \delta_j \right) \left(\sum_{j=1}^4 \Delta U_j^2 \delta_j \right).$$

З отриманого на рис. 9 графіка видно, що при зміні рівнів відхилення на кожному інтервалі δ , найкращим варіантом є одночасна зміна рівнів напруги та струму за інтервалами. Так, для

кривої 1 регулювалось спочатку відхилення напруги ΔU_j , а з третього інтервалу – відхилення струму ΔI_j , на відміну від кривої 3, де регулювання відхилень напруги та струму здійснювалось одразу.

Розширити показники оптимальності у перетині системи можливо у випадку оцінки оптимальності функціонування системи накопичення електроенергії, які з розвитком відновлюваних джерел енергії набирають все більшої популярності [17, 18].

Системи генерації, які використовують відновлювані джерела енергії, мають нерівномірний характер генерації, тому для більшості з них доцільним є використання систем акумулювання електроенергії (САЕ), які призначені для забезпечення сталого надійного електропостачання незалежно від природних умов і часу доби.

Спрощена система електропостачання з застосуванням САЕ представлена на рис. 10, де Г – генератор; Н – навантаження; САЕ – система акумулювання електроенергії.

При інтеграції САЕ можливі три варіанти функціонування локальної системи електропостачання:

- 1) безпосереднє живлення споживача від мережі

$$p_G(t) = p_H(t); \Delta t_{1,j}, j = 1, \dots, n_1;$$
- 2) живлення споживача та системи акумуляції від мережі

$$p_G(t) = p_H(t) + p_{САЕ,Н}(t); \Delta t_{2,j}, j = 1, \dots, n_1;$$
- 3) живлення споживача від мережі та/або системи акумуляції

$$p_H(t) = p_G(t) + p_{САЕ,Г}(t); \Delta t_{3,j}, j = 1, \dots, n_3,$$

де $p_G(t)$ – потужність генератора; $p_H(t)$ – потужність навантаження; $p_{САЕ,Н}(t)$ – потужність САЕ в режимі споживання; $p_{САЕ,Г}(t)$ – потужність САЕ в режимі генерації; $\Delta t_{i,j}$ – часовий інтервал.

Система акумулювання електроенергії на етапі заряджання має властивості активного споживача, натомість на етапі розряджання її режим роботи може бути представлений як генератор.

Для оцінки оптимальності процесу роботи цієї системи запропоновано використати модифікований показник потужності Фризе на періоді τ , $Q_{Ф, \tau}$ [2]. На рис. 11, як приклад, показано графік зміни струму генератора $I_{ген}$ та навантаження I_H в системі електропостачання з САЕ, де використані позначення: $I_{баз}$ – базовий рівень струму споживача, I_1, I_2, I_3 – струми споживача на інтервалах часу $\Delta t_1, \Delta t_2, \Delta t_3$ відповідно.

Припустивши, що

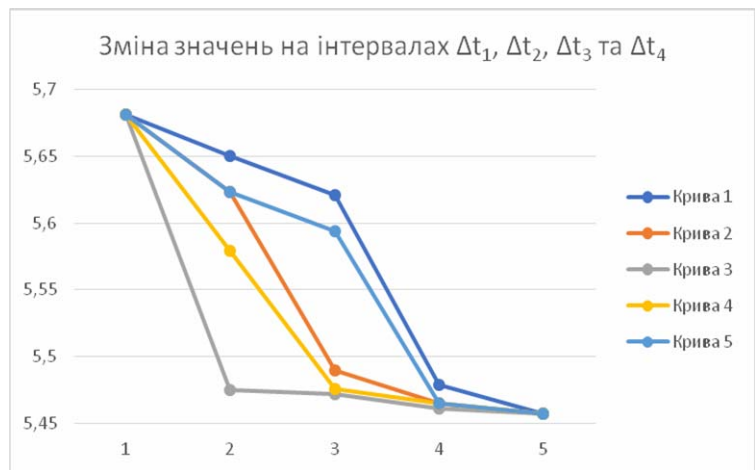


Рис. 9

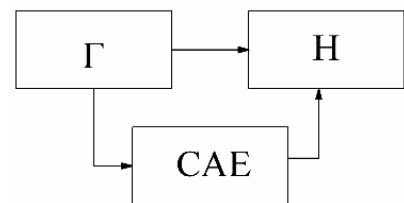


Рис. 10

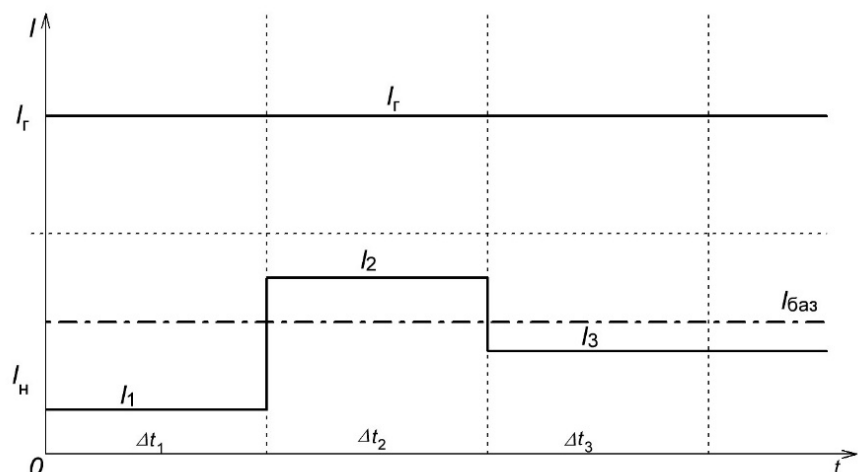


Рис. 11

напруга в системі незмінна, $U = \text{const}$, згенерований та спожитий струм має співпадати:

$$I_r \cdot T = (I_r - I_{a1})\Delta t_1 + (I_r + I_{a2})\Delta t_2 + I_r \Delta t_3,$$

де I_r – струм генератора; I_{a1} , I_{a2} – струм, що споживається та генерується САЕ

$$I_r \cdot T = I_r (\Delta t_1 + \Delta t_2 + \Delta t_3) - (I_{a1}\Delta t_1 + I_{a2}\Delta t_2).$$

Тоді активна потужність визначається зі співвідношення

$$P = U[(I_r - I_{a1})\Delta t_1 + (I_r + I_{a2})\Delta t_2 + I_r \Delta t_3].$$

Підставивши значення активної потужності P в (1), отримаємо

$$Q_{\Phi}^2 = U^2 \left[(I_r - I_{a1})^2 \delta_1 + (I_r + I_{a2})^2 \delta_2 + I_r^2 \delta_3 - I_r^2 \right].$$

Після спрощення $\Delta t_i/T = \delta_i$; $\delta_3 = 1 - \delta_1 - \delta_2$ для режиму $P_r = P_H$ отримаємо

$$k_{Q,A} = -2I_r I_{a1} \delta_1 + I_{a1}^2 \delta_1 + 2I_r I_{a2} \delta_2 + I_{a2}^2 \delta_2; \quad k_{Q,A} = I_{a1}^2 \delta_1 + I_{a2}^2 \delta_2.$$

Отриманий показник залежить лише від параметрів струму САЕ та характеризує безпосередній вплив САЕ на оптимальність функціонування системи електропостачання. На рис. 12 представлена зміна показника потужності Фризе відносно тривалості δ_1 та зміни струму I_{a2} .

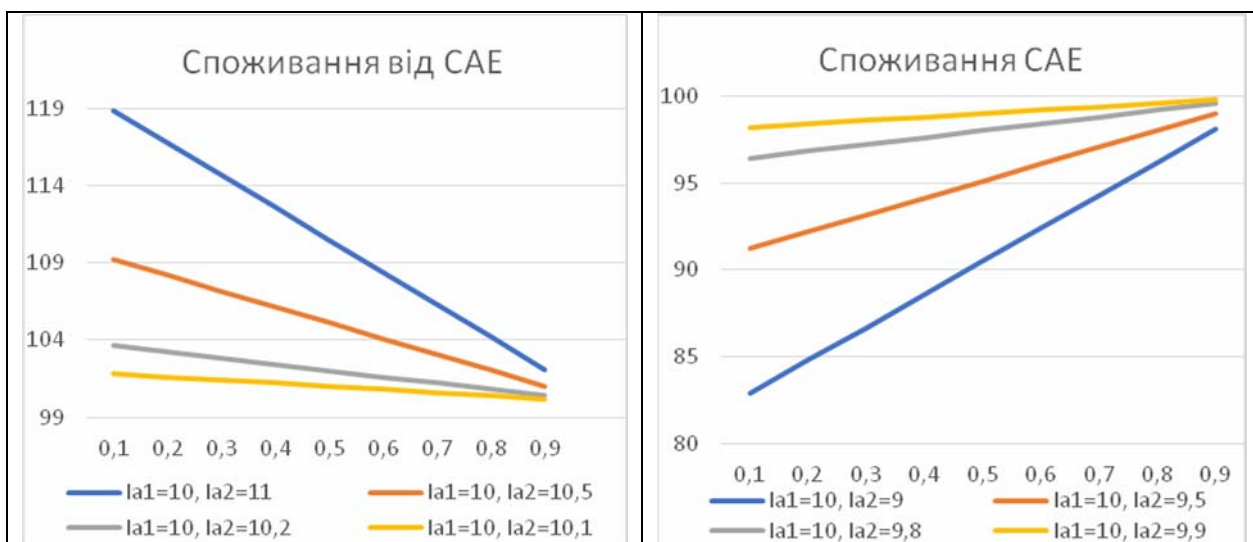


Рис. 12

Аналіз показав, що найменших значень показник набуває при найменшій різниці між значеннями струму акумулятора на першому та другому інтервалах.

Висновки. Потужність Фризе Q_{Φ} є квадратичною нев'язкою між повною та активною потужностями, що дає змогу порівняти реальний режим роботи локальної електроенергетичної системи з оптимальним режимом, при якому $Q_{\Phi} = 0$.

Розрахунок може поширюватись на довільний інтервал часу з врахуванням існуючих пульсацій та відхилень напруги і струму, що дає змогу визначити загальний рівень неоптимальності електроспоживання.

Отримані загальні вирази для розрахунку на інтервалі доби, апроксимованого на чотири інтервали добового графіка електроспоживання, коли значення напруги та струму є усередненими. Розглянуті процеси зміни величини потужності Фризе Q_{Φ} можуть бути реалізовані при створенні системи акумулювання електричної енергії.

1. Бессонов Л.А. Теоретические основы электротехники. – М.: Высш. шк., 1984. – 638 с.
2. Верейчук Ю.А., Замулко А.І. Дослідження графіків електричних навантажень груп споживачів електричної енергії // Вісн. Вінницького політехн. ін-ту. – 2014. – № 2. – С. 82–85.
3. Денисюк С.П., Василенко В.І. Енергетичні, економічні та екологічні показники енергоефективності // Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2016. – С. 33–44.
4. Денисюк С.П., Дерев'янюк Д.Г., Колесник П.С. Оптимізація режимів електропостачання в локальних системах з розосередженою генерацією // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України. – Спец. вип. Ч. 2. – К.: Ін-т електродинаміки НАН України, 2011. – С. 30–36.

5. Денисюк С.П., Опришко В.П. Дослідження програм з керування попиту на електроенергію та аналіз ефективності їх використання // Technology Audit & Production Reserves. – 2016. – Т. 3 (29). – С. 69–73.
6. Дрехслер Р. Изменение и оценка качества электроэнергии при несимметричной и нелинейной нагрузке. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 112 с.
7. Жежеленко И.В., Саенко Ю.Л. Показатели качества электроэнергии и их контроль на промышленных предприятиях, 3-е изд. перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2000. – 252 с.
8. Жуйков В.Я., Денисюк С.П. Энергетичні процеси в електричних колах з ключовими елементами. – К.: Текст, 2010. – 264 с.
9. Каратеев П.Ю. Оценка эффективности использования и распределения электрической энергии в системе электроснабжения промышленного предприятия // Известия ТулГУ. Техн. науки. – 2013. – № 12. Ч. 2. – С. 103–106.
10. Кремер Н.Ш., Путко Б.А., Тришин И.М., Фридман М.Н. Исследование операций в экономике: учеб. пособие для вузов / Под ред. Н.Ш. Кремера. – М.: ЮНИТИ, 2006. – 407 с.
11. Лукутин Б.В., Муравлев И.О., Муравлев А.И. Качество электроснабжения промышленных потребителей. – Томск, 2014. – 89 с.
12. Маляренко В.А., Колотило І.Д., Нечмоглод І.С. Нерівномірність графіка навантаження енергосистеми і способи його вирівнювання // Энергозбереження. Энергетика. Энергоаудит. – 2001. – № 5 (87). – С. 19–22.
13. Мятшикин Г.В., Бирюк В.В., Прохорова А.С. Определение энергоэффективности системы электроснабжения промышленного предприятия через оценку режимов потребления электрической энергии // Известия Самарского научного центра РАН. – 2016. – С. 181–183.
14. Соловьева И.А., Дзюба А.П. Управление энергозатратами по показателям спроса на электропотребление производственных объектов с постоянным характером электрических нагрузок // Вестник ПНИПУ. Социально-экономические науки. – 2017. – № 1. – С. 317–330.
15. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Денисюк С.П. Інтелектуальні електричні мережі електроенергетичних систем та їхнє технологічне забезпечення // Техн. електродинаміка. – 2012. – № 5. – С. 52–67.
16. Kabalci Y. A survey on smart metering and smart grid communication // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2016. – Vol. 57. – P. 302–318.
17. Veremichuk Y., Prytyskach I., Yarmoliuk O., Opryshko V. Energy Hub Function Optimization Models During Ukrainian Energy Resources Market Liberalization // Scientific Journal of Riga Technical University Power and Electrical Engineering. – 2017. – № 34. – P. 49–52.
18. Zhang H.L., Van Gerven T., Baeyens J., Degrevel J. Photovoltaics: reviewing the European feed-in-tariffs and changing PV efficiencies and costs // Sci World J. – 2014. – P. 1–10.

УДК 621.31

С.П. Денисюк, докт. техн. наук, **В.П. Опришко**, асп.

Национальный технический университет Украины “Киевский политехнический институт им. И. Сикорского”, ул. Борщаговская, 115, Киев, 03056, Украина

Оценка неравномерности потребления и генерации электрической энергии в локальных электроэнергетических системах

Исследована целесообразность оценки неоптимальности электропотребления. Получены аналитические формулы для оценки оптимальности электропотребления на интервалах времени. Представлен способ количественной оценки разницы текущего уровня электропотребления относительно оптимального с учетом контролируемого уровня неоптимального потребления. Разработаны показатели оптимальности регулирования режимов электроснабжения и системы аккумуляции электроэнергии. Приведены графики зависимости изменения показателей мощности Фризе для двух и четырех интервалов. Библ. 18, рис. 12.

Ключевые слова: Smart Grid, электроснабжение, энергоэффективность, мощность Фризе, система аккумуляции электроэнергии.

S. Denysiuk, V. Opryshko

National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute", Borschagivska str., 115, Kyiv, 03056, Ukraine

Evaluation of electric power in local electric power engineering systems consumption and generation unevenness

Researched expediency of electric power consumption non-optimality estimation. The analytical formulas for optimum power consumption estimating at intervals of time are obtained. Presented method of quantitative estimation of current level of electric consumption and optimal level difference, taking into account the controlled level of non-optimal consumption. The regulation parameters of power supply regimes optimization and electricity accumulation system are developed. The dependence graphs of Frieze power indices change for two and four intervals presented. References 18, figures 12.

Key words: Smart Grid, power supply, energy efficiency, Frieze power, electricity accumulation system.

Надійшла 03.10.2017

Received 03.10.2017

УДК 621.3.51

ПОСТРОЕНИЕ ОБУЧАЮЩЕГО ДИСТАНЦИОННОГО ТРЕНАЖЕРА ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ПЕРСОНАЛА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ

В.А. Гуреев¹, докторант, **О.В. Сангинова**², канд. техн. наук

1 – Институт проблем моделирования в энергетике им. Г.Е. Пухова НАН Украины,
ул. Генерала Наумова, 15, Киев-164, 03164, Украина

2 – Национальный технический университет Украины «Киевский политехнический институт им. И. Сикорского»,
пр. Победы, 37, Киев-56, 03056, Украина

e-mail: viktor.gurieiev@infotec.ua

Рассмотрены вопросы построения обучающего дистанционного тренажера для организации обучения и тренажерной подготовки оперативно-диспетчерского персонала энергетической отрасли, разработан быстродействующий метод расчета режимов для дистанционных тренажеров, предложены пути развития системы непрерывного обучения и повышения квалификации в составе распределенной сети центров подготовки персонала. Библ. 6, рис. 4.

Ключевые слова: режимы энергосистем, веб-ориентированные тренажеры, ключевые компетентности.

Введение. В настоящее время в энергетике многих стран, включая Европейский Союз и Украину, назрела острая необходимость реформы всей системы работы с персоналом. В первую очередь, речь идет о необходимости разработки новых современных веб-ориентированных тренажеров для оперативно-диспетчерского персонала, обеспечивающего технологическое управление процессами выработки и потребления электрической энергии. Необходимость совершенствования и реформирования системы повышения квалификации обусловлена естественным старением персонала, оборудования и усложнением режимов работы энергосистем. Задержка с реформой, как показывает мировой опыт, часто приводит к большим авариям и затратам на восстановление энергоснабжения потребителей [3].

Целью работы является разработка нового типа дистанционного веб-ориентированного режимного тренажера на базе интегрированной системы серверов приложений и систем управления базами данных (СУБД), включая виртуальные. Такой тренажер предназначен для организации дистанционного обучения и круглосуточной тренажерной подготовки большого количества оперативно-диспетчерского персонала, использующего компьютеры на своих рабочих местах или в учебно-тренировочных центрах. Реализация тренажера выполнена с использованием распределенной среды моделирования работы энергосистем и/или их объединений, состав поставки включает наборы адаптивных интерактивных человеко-машинных интерфейсов и учебно-методическое обеспечение процессов обучения, повышения квалификации и тренажерной подготовки персонала с применением современных информационных технологий и интернета.

Изложение материала. Основой любого процесса обучения, включая тренажерную подготовку, являются обеспечение возможности быстрого приобретения максимально полных и необходимых знаний о предметной области и эффективное применение этих знаний для формирования соответствующих ключевых компетентностей.

На практике для работы с энергетическим персоналом используют теоретические материалы по тематике теоретических основ электротехники, релейной защиты, отраслевые и местные инструкции по эксплуатации энергетического оборудования, охране труда и, если имеются, то и тренажеры.

Основой режимного тренажера для диспетчерского персонала служит достоверная и адекватная модель электроэнергетической системы (ЭЭС) и/или модель, объединяющая параллельно работающие энергосистемы – модель энергообъединений ЭЭС (ЭО). Процесс создания приемлемых для использования в дистанционных тренажерах моделей ЭЭС и/или ЭО является очень сложной инженерной и научной задачей.

Одним из наиболее перспективных направлений решения этих задач является разработка и использование концептуальной схемы комбинированных реальных и/или виртуальных систем управления базами данных (БД). В этом случае предметная область энергетики представляется некоторой совокупностью сущностей и связей, отражающих наиболее важные свойства, отношения и параметры технологии производства, распределения и потребления электрической и тепловой энергии.

Необходимость привлечения именно такого вида представления информационной части модели энергетики диктуется потребностью оперативного (максимально возможно быстрого) расчета и анализа ее разнообразных режимов функционирования путем интеграции быстро растущего многообразия различных электроэнергетических задач, возникающих в процессе обучения и тренажерной подготовки персонала.

Сущности и связи информационной части модели, представленные в виде концептуальной схемы, позволяют создать эффективную моделирующую среду для разработки и выбора наиболее быстродействующих методов управления режимами работы ЭЭС и/или ЭО.

Связи являются логическими отношениями между сущностями и могут обозначать принадлежность или действие. Например, сущность "подстанция" (ПС) принадлежит сущности "энергосистема" (ЭЭС). Связи помогают устанавливать однозначное соответствие между параметрами режима и оборудования, отдельными элементами и вполне реальными частями конкретной энергосистемы. Элемент энергетического оборудования всегда принадлежит конкретному объекту (подстанции, линии электропередачи, электростанции и т.п.), входящему, в свою очередь, в состав определенной энергоснабжающей компании и/или ЭЭС, которые распределены на определенной территории страны. Такой подход упрощает создание информационной части модели ЭЭС или ЭО.

Разработка режимных тренажеров основана на использовании различных типов структурированной (упорядоченной) информации в виде отдельных моделей элементов ЭЭС (ЭО), которые базируются на понятиях концептуальной, внешней и внутренней схем [1].

Режим работы произвольной электрической сети в общем виде может быть описан линейным матричным уравнением для известных (заданных/измеренных) токов узлов $[i_s]$:

$$[\dot{Y}_{ss}] \cdot [\dot{U}_s] = [i_s], \quad (1)$$

где $[\dot{Y}_{ss}]$ – матрица узловых проводимостей электрической сети; $[\dot{U}_s]$ – вектор-столбец напряжений узлов; $[i_s]$ – вектор-столбец токов узлов.

Формулу (1) можно представить в расширенном векторном виде:

$$\begin{bmatrix} \dot{Y}_{11} & \dot{Y}_{12} & \dots & \dot{Y}_{1(S-1)} & \dot{Y}_{1S} \\ \dot{Y}_{21} & \dot{Y}_{22} & \dots & \dot{Y}_{2(S-1)} & \dot{Y}_{2S} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dot{Y}_{(S-1)1} & \dot{Y}_{(S-1)2} & \dots & \dot{Y}_{(S-1)(S-1)} & \dot{Y}_{(S-1)S} \\ \dot{Y}_{S1} & \dot{Y}_{S2} & \dots & \dot{Y}_{S(S-1)} & \dot{Y}_{SS} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{U}_1 \\ \dot{U}_2 \\ \dots \\ \dot{U}_{s-1} \\ \dot{U}_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_1 \\ i_2 \\ \dots \\ i_{s-1} \\ i_s \end{bmatrix}. \quad (2)$$

Особенностью построения матрицы узловых проводимостей является то, что сумма недиагональных элементов каждой строки всегда равна диагональным, взятым с обратным знаком. Матрица узловых проводимостей всегда особенная. Для получения решения (2) необходимо задать (выбрать) хотя бы один узел с известным (заданным) напряжением.

Существует множество эффективных методов решения таких систем линейных алгебраических уравнений (СЛАУ). Однако систему (2) наиболее часто решают методом Гаусса, LU-разложения или применяют быстрые вращения Гивенса [6] для ортогонального разложения слабо заполненных матриц узловых проводимостей. Это так называемые прямые методы решения СЛАУ.

Систему (2) также можно решить итерационными методами, например, Зейделя или простой итерации. Однако на практике для больших СЛАУ они оказываются достаточно медленными и редко применяются.

Если известны или заданы мощности узлов, то формулу (1) можно переписать в виде скалярного произведения вектора токов узлов $[\dot{I}_s]$ на сопряженный вектор напряжений узлов $[\hat{U}_s]$:

$$([\dot{Y}_{ss}] \cdot [\dot{U}_s])_b [\hat{U}_s] = [\dot{S}_s], \quad (3)$$

где $[\dot{S}_s]$ – вектор заданных мощностей узлов.

Существует большое количество исследований и публикаций [2, 5, 6], посвященных проблеме решения систем нелинейных уравнений (3), поэтому ограничимся кратким описанием их основных свойств. Элементы матрицы узловых проводимостей $[\dot{Y}_{ss}]$ и вектор заданных мощностей узлов $[\dot{S}_s]$ в таких задачах являются известными величинами, а $[\hat{U}_s]$ – неизвестными. В результате решения системы нелинейных уравнений (3) вычисляются искомые напряжения узлов сети $[\hat{U}_s]$. Таким образом, расчет режима работы произвольной электрической сети заключается в определении вектора напряжений узлов $[\hat{U}_s]$.

Зная напряжения узлов (модули и углы), можно легко определить остальные важные параметры режима работы электрической сети: токи (расчет потокораспределения) и мощности ветвей. В случае необходимости можно выполнить расчет потерь мощности в отдельных элементах или сети в целом, проверить допустимые пределы нормируемых значений напряжений узлов, токов линий электропередач и т.п. В этом и заключается встроенная в дистанционный тренажер инструментальная возможность исследования и анализа результатов расчета параметров режимов работы электрических сетей для различных аварийных ситуаций при построении сценариев противоаварийных тренировок.

В промышленных программах расчета режимов работы больших энергосистем используется в основном итерационный метод Ньютона-Рафсона и его модификации [2].

Итерационный алгоритм варианта этого метода может быть реализован в декартовой системе координат с помощью формулы

$$[U]_s^{r+1} = [U]_s^r - [J_{ss}'(u^r)]^{-1} \cdot [f_s \cdot (u^r)], \quad (4)$$

где $[U]_s^{r+1}$ – вектор-столбец напряжений s -х узлов на $(r+1)$ -й итерации; $[U]_s^r$ – вектор-столбец напряжений s -х узлов на r -й итерации; $[J_{ss}'(u^r)]^{-1}$ – обратная матрица Якоби на r -й итерации; $[f_s \cdot (u^r)]$ – вектор-столбец невязок мощностей узлов на r -й итерации. Для любого i -го узла сети невязка мощности определяется следующим образом:

$$f_i(U) = -\dot{S}_i + |U_i|^2 \cdot \dot{y}_{ii} - \hat{U}_i \cdot \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{j=n} \hat{U}_j \cdot \dot{y}_{ij}. \quad (5)$$

В связи с тем, что функции невязок (5) не являются аналитическими и их нельзя дифференцировать в комплексном виде, обычно из декартовой системы координат (3) переходят в полярную систему (6) и (7). Без учета коэффициентов трансформации трансформаторов электрической сети получим выражения для вычисления активной и реактивной мощностей узлов:

$$P_i = -V_i^2 \cdot g_{ii} + V_i \cdot \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{j=n} [V_j \cdot (\cos \Delta \delta_{ij} \cdot g_{ij} + \sin \Delta \delta_{ij} \cdot b_{ij})] = -V_i^2 \cdot g_{ii} + V_i \cdot V_j \cdot I_{g1}; \quad (6)$$

$$Q_i = -V_i^2 \cdot b_{ii} + V_i \cdot \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{j=n} [V_j \cdot (\cos \Delta \delta_{ij} \cdot b_{ij} - \sin \Delta \delta_{ij} \cdot g_{ij})] = -V_i^2 \cdot b_{ii} + V_i \cdot V_j \cdot (-I_{g2}), \quad (7)$$

где P_i и Q_i – заданные активная и реактивная мощности i -го узла соответственно; $V_i = |\hat{U}_i|$,

$V_j = |\hat{U}_j|$ – модули напряжений i - и j -го узла соответственно; $\delta_i = \arctan \frac{U_i''}{U_i'}$, $\delta_j = \arctan \frac{U_j''}{U_j'}$;

$\Delta \delta_{ij} = \delta_i - \delta_j$ – разность углов векторов напряжений i - и j -го узлов; V_i, V_j – модули векторов

напряжений i - и j -го узлов соответственно; g_{ii} и b_{ii} – собственные активная и реактивная проводимости i -го узла; g_{ij} и b_{ij} – взаимные (активная и реактивная соответственно) проводимости между i - и j -м узлами; $I_{g1} = g_{ij} \cdot \cos \Delta\delta_{ij} + b_{ij} \cdot \sin \Delta\delta_{ij}$; $I_{g2} = g_{ij} \sin \Delta\delta_{ij} - b_{ij} \cdot \cos \Delta\delta_{ij}$; n – количество узлов сети.

В полярных координатах формула (4) будет иметь вид $\begin{bmatrix} \delta \\ V \end{bmatrix}_s^{(r+1)} = \begin{bmatrix} \delta \\ V \end{bmatrix}_s^{(r)} - [J_{ss}'(u^r)]^{-1} \cdot [f_s \cdot (u^r)]$.

Вектор напряжения для i -го узла в полярной системе координат может быть записан так: $\dot{U}_i = V_i \cdot \cos \delta_i + jV_i \cdot \sin \delta_i$. Диагональные элементы матрицы Якоби с учетом коэффициентов трансформаторов определяются так:

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = V_i \cdot \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{j=n} V_j \cdot (-W_{g2}); \quad \frac{\partial P_i}{\partial V_i} = -2V_i \cdot g_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{j=n} V_j \cdot W_{g1}; \quad \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = V_i \cdot \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{j=n} V_j \cdot (-W_{g1});$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial V_i} = -2V_i \cdot b_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{j=n} V_j \cdot (-W_{g2}); \quad W_{g1} = (g_{ij} \cdot K_{ij}' - b_{ij} \cdot K_{ij}'') \cdot \cos \Delta\delta_{ij} + (b_{ij} \cdot K_{ij}' + g_{ij} \cdot K_{ij}'') \cdot \sin \Delta\delta_{ij};$$

$$W_{g2} = (g_{ij} \cdot K_{ij}' - b_{ij} \cdot K_{ij}'') \cdot \sin \Delta\delta_{ij} - (b_{ij} \cdot K_{ij}' + g_{ij} \cdot K_{ij}'') \cdot \cos \Delta\delta_{ij}.$$

Коэффициент трансформации трансформаторов в общем случае является комплексной величиной и представляется в декартовой системе координат: $\dot{K}_{ij} = K_{ij}' + jK_{ij}'' = \frac{\dot{U}_i'}{\dot{U}_j}$, а со-

пряженный $\hat{K}_{ij} = \frac{\dot{I}_j}{\dot{I}_i}$.

Сопrotивление трансформатора обозначим как $Z_{ij} = R_{ij} + jX_{ij}$. На рис. 1 представлена схема замещения идеального трансформатора, широко используемая в расчетах режимов, где сопротивление приведено к началу ветви (i).

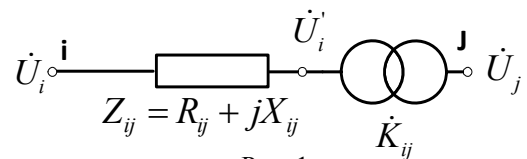


Рис. 1

Недиагональные элементы матрицы Якоби определяются по следующим формулам:

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = V_i \cdot V_j \cdot W_{g2}; \quad \frac{\partial P_i}{\partial V_i} = V_i \cdot W_{g1}; \quad \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} = V_i \cdot V_j \cdot W_{g1}; \quad \frac{\partial Q_i}{\partial V_i} = V_i \cdot (-W_{g2}). \text{ Здесь } W_{g1} \text{ и } W_{g2} \text{ вычисляются по приведенным же выше формулам.}$$

Главные недостатки метода Ньютона-Рафсона – большая вероятность нарушения сходимости итерационного процесса при неудачном задании начальных значений параметров системы (3) или мощностей узлов и большие вычислительные затраты. Из-за этих недостатков весьма затруднительно непосредственно использовать метод Ньютона для расчета аварийных режимов в диспетчерских тренажерах. Поэтому представляется целесообразным разрабатывать надежные и быстродействующие методы расчета режимов для любых вариантов развития аварий и нарушений в работе энергосистем.

В качестве одного из наиболее перспективных авторы предлагают использовать для этих целей многоопорный метод расчета контурных токов [5]. Основная идея метода заключается в итерационной процедуре эквивалентной замены замкнутой электрической сети на разомкнутую, режим которой полностью совпадает с режимом исходной электрической системы.

Реализация контурной расчетной модели установившегося режима электрической сети предусматривает автоматическое выделение в расчетной схеме сети дерева и хорд. В состав дерева входят участки, обеспечивающие полную связь всех узлов схемы, при условии отсутствия хотя бы одного замкнутого контура. Остальную часть схемы, содержащую ветви, последовательное добавление которых к дереву приводит к образованию замкнутых контуров, называют хордами, а соответствующие хордам замкнутые контуры – независимыми кон-

турами. Важным отличием предлагаемого метода расчета режима работы произвольной сети от классического заключается в том, что некоторые контуры могут быть образованы двумя опорными узлами с заданным напряжением. Такие независимые контуры будем называть вырожденными.

Для каждой k -й хорды после текущего расчета токораспределения и напряжений узлов определяются невязки напряжения: $\dot{E}_k = \dot{I}_1 \cdot Z_{k1} + \dot{I}_2 \cdot Z_{k2} + \dots + \dot{I}_k \cdot Z_{kk}$, где Z_{k1} , Z_{k2} и т.д. – соответственно взаимные сопротивления k - и 1-го, k - и 2-го и т.д. контуров; Z_{kk} – полное сопротивление k -го контура; \dot{I}_k – контурные токи.

В результате решения полученной системы линейных контурных уравнений можно

легко определить контурные токи:

$$\begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & \dots & Z_{1k} \\ Z_{21} & Z_{22} & \dots & Z_{2k} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ Z_{k1} & Z_{k2} & \dots & Z_{kk} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \\ \dots \\ \dot{I}_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{E}_1 \\ \dot{E}_2 \\ \dots \\ \dot{E}_k \end{bmatrix}.$$

Необходимо отметить, что время решения системы (3) сильно зависит от количества узлов/ветвей используемой для этой цели так называемой расчетной схемы замещения электрической сети. Также необходимо учитывать то обстоятельство, что большую часть времени расчета будут занимать операции чтения исходных данных и записи результатов не только в случае использования локальных, но и удаленных баз данных. Поэтому наряду с разработкой быстродействующих методов расчета систем уравнений типа (3), описывающих режимы работы электрических сетей, необходимо правильно выбрать подходящую систему управления базами данных (СУБД). К сожалению, если говорить о реальном времени порядка 1 с, то на самом деле сегодня выбор очень невелик – это СУБД ORACLE (платная) или PostgreSQL (условно бесплатная).

В общем время расчета также будет входить время построения конфигурационной модели сети или модели автоматизации алгоритма/метода расчета. Таким образом, суммарное время получения результата расчета режима в браузерах пользователей будет вычисляться путем сложения следующих затрат времени: реакции самого браузера на возмущающее воздействие; времени передачи информации в БД о необходимости расчетов; времени для построения топологической информационной модели сети (при необходимости); времени решения системы уравнений (3); времени записи результатов в БД, времени чтения результатов из БД для отображения в браузерах других пользователей. Комфортным временем реакции на возмущающие воздействия считается время реакции системы до 1...3 с.

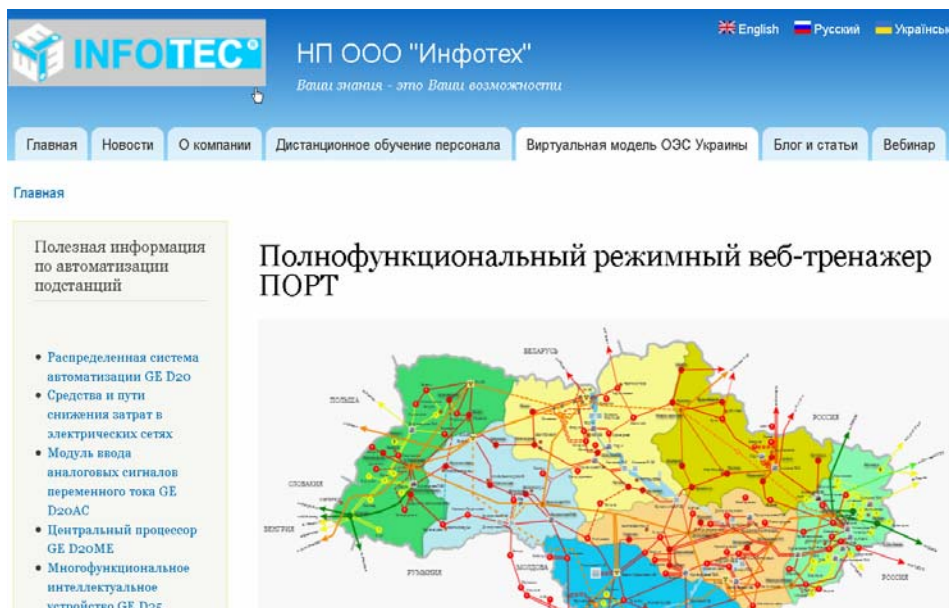


Рис. 2

СДНТП Русский (ru) Viktor Guriev

Вебинар на тему: Базовые возможности видеосервера НПО ООО "Инфотех"

В начало Мои курсы В_01 Режим редактирования

НАВИГАЦИЯ

НАСТРОЙКИ

ПОЛЬЗОВАТЕЛИ НА САЙТЕ

Тема: "Организация видеоконференции с использованием видеосервера НПО "Инфотех" (веб-камера, микрофон, электронная доска, чат). Часть 1. Основные возможности."

Пример организации видеоконференции НПО ООО "Инфотех"

Рис. 3

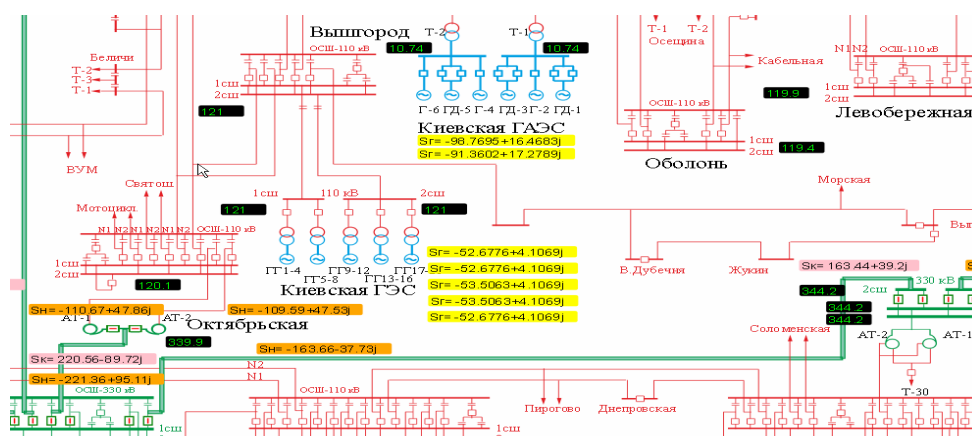


Рис. 4

Для сравнительно больших сетей с объемами узлов, начиная от 40...50 тысяч, общее время расчета в зависимости от загруженности и конфигурации может составить порядка 1...3 мин, что совершенно неприемлемо для использования большинства существующих методов расчета режимов в полнофункциональных режимных тренажерах для тренажерной подготовки диспетчеров энергосистем и объединений в реальном времени. Поэтому авторы предлагают использовать для таких целей специальные методы расчета режимов работы сложных энергосистем и их объединений в распределенной виртуальной моделирующей среде [5].

Объединение возможностей современных методов электронного обучения [4] и распределенной виртуальной моделирующей среды позволяет получить новое качество системы повышения квалификации и тренажерной подготовки оперативного персонала энергосистем.

На рис. 2 представлена стартовая страница дистанционного тренажера, на рис. 3 – фрагмент дистанционного курса с использованием вебинаров, на рис. 4 – пример схемы ЭЭС для организации тренажерной подготовки с использованием дистанционного тренажера.

Выводы. Разработан обучающий дистанционный веб-ориентированный тренажер для использования персоналом разных уровней существующей иерархии управления энергетикой страны. Разработаны принципы конструирования и адаптации таких тренажеров для персонала подстанций и энергосистем, включая автоматизированное создание (редактирование) сценариев противоаварийных тренировок. Предложена виртуальная структура общей инновационной среды обучения и тренажерной подготовки оперативно-диспетчерского персонала в виде сети центров обучения персонала ОЭС Украины. Эта среда обеспечит возможность реализации единой технической политики для новой современной электронной

системы работы с персоналом и позволит разрабатывать и применять единые стандарты обучения и тренажерной подготовки персонала в энергетике Украины.

1. *Аветисян Е.В., Гуреев В.А., Сангінова О.В.* Розробка та застосування віртуальних ієрархічних структур для моделювання режимів, навчання і тренажу персоналу ОЕС України // Вісник Вінницького політехн. ін-ту. – 2016. – 1(124). – С. 101–107.
2. *Аюев Б.И., Давыдов В.В., Ерохин П.М., Неуймин В.Г.* Вычислительные модели потокораспределения в электрических системах / Под ред. П.И. Бартоломея. – М.: Флинта: Наука, 2008. – 256 с.
3. *Веб-ресурс* <http://energy.gov/oe/downloads/blackout-2003-final-report-august-14-2003-blackout-united-states-and-canada-causes-and>
4. *Модульная объектно-ориентированная динамическая обучающая среда* // Офиц. сайт Moodle. – Режим доступа: <https://moodle.org/> (24.09.2015). – Название с экрана.
5. *Gurieiev V., Sanginova O.* Simulation and study of modes for full-scale mode simulator for Ukrainian energy systems, 2016 // 2nd International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS'2016), June 7-11, Kyiv, Ukraine. – P. 97–100.
6. *Jianwei Wu* Simple technique to determine the Givens-Rotation matrix in the two-source ICA problem for skewed sources // IEEE Electronic Letters. – 2016. – Vol. 52, №8. – P. 613–615.

УДК 621.3.51

В.О. Гурєєв¹, докторант, **О.В. Сангінова**², канд. техн. наук

1 – Інститут проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова НАН України,
вул. Генерала Наумова, 15, Київ-164, 03164, Україна

2 – Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут ім. І. Сікорського»,
Перемоги, 37, Київ-56, 03056, Україна

Побудова навчального дистанційного тренажера для підготовки персоналу енергетичної галузі

Розглянуто питання побудови навчального дистанційного тренажера для організації навчання і тренажерної підготовки оперативно-диспетчерського персоналу енергетичної галузі, розроблено швидкодіючий метод розрахунку режимів для дистанційних тренажерів, запропоновано шляхи розвитку системи безперервного навчання і підвищення кваліфікації у складі розподільної мережі центрів підготовки персоналу. Бібл. 6, рис. 4.

Ключові слова: режими енергосистем, веб-орієнтовані тренажери, ключові компетентності, електронне навчання.

V.O. Gurieiev¹, **O.V. Sanginova**²

1 – Institute of Problems of Modeling in Power Engineering named G.E. Pukhov NAS of Ukraine,
st. Generala Naumova, 15, Kyiv-164, 03164, Ukraine

2 – National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute",
Peremohy, 37, Kyiv-56, 03056, Ukraine

Development of a remote training simulator for the training of personnel in the energy sector

The development of a training remote simulator for the staff skills and training for operational and dispatching personnel in the energy sector is consider, developed a fast-acting method for calculating the modes for remote simulators and the ways of developing a system of continuous training and advanced training in the distributed network of training centers are proposed. References 6, figures 4.

Key words: power systems, web-oriented simulators, key competencies, e-learning.

Надійшла 07.09.2017

Received 07.09.2017

ЕЛЕКТРИЧНІ МАШИНИ ТА АПАРАТИ

УДК 621.313.322

КВАЗИТРИВИМІРНА МОДЕЛЬ ЕЛЕКТРОМАГНІТНОГО ПОЛЯ У ТОРЦЕВІЙ ЗОНІ ТУРБОГЕНЕРАТОРА

О.Г. Кенсицький, докт. техн. наук, **Д.І. Хвалін**, асп.

Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Перемоги, 56, Київ-57, 03680, Україна
e-mail: denis_h@bigmir.net

На основі сформульованої розрахункової моделі проведено аналіз магнітного поля турбогенератора в торцевій зоні. Розглянуто середні та максимальні значення магнітної індукції в пакетах осердя статора та елементах торцевої зони, розподіл індукції по аксіальних та радіальних лініях поперечного та поздовжнього перетинів генератора. Представлений метод можна вважати квазитривимірним, оскільки він враховує взаємопов'язані магнітні поля двох перетинів турбогенератора. Бібл. 13, рис. 11.

Ключові слова: турбогенератор, торцева зона, крайні пакети осердя, електромагнітне поле.

Зі зростанням одиничної потужності турбогенераторів (ТГ), що неможливо без підвищення питомого електромагнітного навантаження, у торцевих зонах (ТЗ) виникає низка негативних явищ, що впливають на надійність машини в цілому. Перш за все це стосується нагрівань окремих елементів і вузлів, таких як натискна плита, кінцеві пакети осердя статора тощо.

Проблеми дослідження електромагнітних процесів у ТЗ вивчаються вже давно [1, 2, 6, 8, 10]. Але до цього часу частіше використовувались аналітичні методи. Основними ж їх недоліками є спрощене представлення конструкції кінцевих частин ТГ, а також використання низки припущень, що у підсумку дає змогу оцінити суть фізичних процесів у ТЗ тільки якісно. А визначення кількісних параметрів розподілу магнітного поля через неврахування наявних нелінійностей (перш за все, властивостей матеріалів) або взагалі неможливе, або пов'язане зі значними похибками.

Тільки з розвитком чисельних методів моделювання з'явилась можливість часткового врахування реальної геометрії та нелінійностей властивостей матеріалів елементів і вузлів ТЗ ТГ. Чисельне вирішення системи диференціальних рівнянь, які описують електромагнітне поле у кінцевій зоні, може бути здійснене методом скінченних різниць або методом скінченних елементів у дво- або у тривимірній постановці. Двовимірний варіант дає можливість врахувати геометричну структуру конструкції, але тільки в певному перерізі. Варіант тривимірної постановки описує об'ємну структуру конструкції, але через надмірну складність розв'язування доводиться спрощувати або навіть ігнорувати низку факторів, які впливають на рішення.

У роботі [7] з метою проведення чисельних варіаційних розрахунків на базі тривимірної моделі розроблена уточнена двовимірна. На думку авторів, такий підхід дає змогу спростити розрахунки, і похибка між дво- і тривимірною моделями складає не більше 0,1 %.

У цій роботі запропоновано компромісний квазитривимірний варіант моделювання електромагнітного поля у ТЗ ТГ, що займає проміжне положення між дво- і тривимірним рішеннями. Він ґрунтується на розрахунках магнітного поля в поперечному та поздовжньому перетинах ТГ, які взаємопов'язані між собою за допомогою комплексу граничних умов (ГУ).

Магнітне поле розраховується не тільки на поверхні деталей і вузлів, але й у всій ТЗ генератора, включаючи крайні та основні пакети осердя статора. При цьому враховуються геометрія ротора й статора, анізотропія осердя статора, дискретність зубцево-пазової струк-

тури та реальне насичення осердя статора. Окрім того, через ГУ в повітряному проміжку враховується динамічний ефект, пов'язаний із рухом джерела магнітного поля (обмотки збудження ротора) відносно обмотки статора.

У роботі досліджується магнітне поле ТГ типу ТГВ-500, який в аксіальному напрямку складається із трьох частин – центральної та двох кінцевих. Осердя статора включає 138 шихтованих пакетів, набраних із листів високолегованої холоднокатаної електротехнічної сталі марки Е330 завтовшки 0,5 мм. Два крайніх пакети, завтовшки 20 мм кожен, розділені п'ятиміліметровими радіальними вентиляційними каналами. Пакети, починаючи з третього, мають товщину 40 мм. Зубці двох крайніх пакетів виконано скороченими. На першому ступені скорочення зубців складає 24 мм, на другому пакет виконано у вигляді двох сходинок скорочення: перша – на 16 мм, друга – на 8 мм. Тобто зубцева зона на торці має три сходинки. У 48-ми пазах статора розміщена трифазна двошарова стержнева обмотка. Натискні фланці виготовлені з поковок немагнітної сталі і за геометрією є плоскими кільцями. Під натискними фланцями встановлені мідні екрани та немагнітні пальці.

Створена модель відповідає реальним розмірам ТГ у цілому, а також його окремих вузлів. Для кожного вузла задані фізичні параметри матеріалу, з якого він виготовлений. Для феромагнетиків врахована нелінійність кривої намагнічування.

Далі наведено результати розрахунків магнітного поля для ТЗ генератора з боку турбіни для режиму холостого ходу при номінальній швидкості обертання ротора (3000 об/хв). Бік турбіни вибрано тому, що тут магнітне поле не спотворюється впливом струмів з'єднувальних шин і виводів (як це має місце з боку контактних кілець) [6].

Спочатку виконується статичний розрахунок – розглядаються фіксовані положення ротора та значення струмів у обмотках. Результати статичного розрахунку є окремим випадком (початковими умовами) динамічного розрахунку. Обмотка статора ТГ однієї фази складається з двох груп стержнів у відповідних фазних зонах, напрямки струму в яких протилежні. При розподіленні обмотки по пазах враховуються полюсне ділення, число пазів на полюс і фазу, крок обмотки та коефіцієнт скорочення.

В обмотці статора задана симетрична система фазних струмів:

$$\begin{cases} i_A = I_m \sin(\omega t + \beta); \\ i_B = I_m \sin(\omega t + \beta - 120^\circ); \\ i_C = I_m \sin(\omega t + \beta + 120^\circ), \end{cases} \quad (1)$$

де I_m – амплітуда струму статора; $\omega = 2\pi f_s$ – кутова частота; β – кутове зміщення осі, вздовж якої діє магніторушійна сила трифазної обмотки статора по відношенню до поздовжньої осі ротора d .

Густина струмів у обмотках статора і ротора, а також фази струмів фаз статора визначаються режимом турбогенератора – холостий хід (ХХ), режим короткого замикання, навантаження тощо.

У цьому разі, як приклад, розглядається режим ХХ. Електромагнітне поле в активних зонах ТГ збуджується обмоткою ротора і у центральній (активній) частині ТГ розглядається двовимірним у поперечному перерізі. У декартовій системі координат поле описується рівнянням Пуассона через аксіальну складову вектора магнітного потенціалу (ВМП) A_z [3]:

$$\frac{\partial^2 A_z}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 A_z}{\partial y^2} = -\mu J_{\text{зстор}}, \quad (2)$$

де $J_{\text{зстор}}$ – густина сторонніх струмів, що задана у перерізах обмоток статора та ротора.

Оскільки задача є нелінійною, що обумовлено нелінійною залежністю магнітної проникності, рівняння можуть бути розв'язані лише чисельними методами. У такому випадку було застосовано метод скінченних елементів.

Рівняння (2) доповнюється однорідними ГУ першого роду, які відображають згасання поля за межами розрахункової області G :

$$A_z|_G = 0. \quad (3)$$

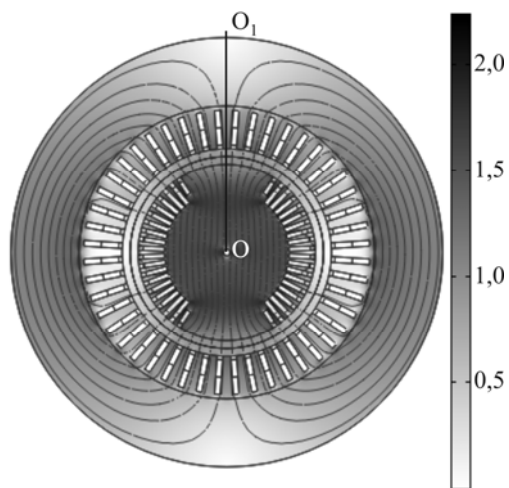


Рис. 1

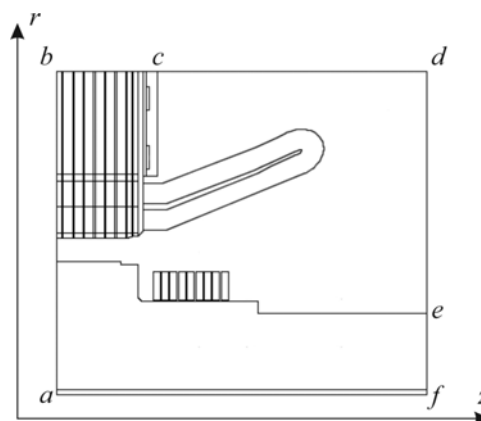


Рис. 2

Отримана в результаті моделювання картина поля в активній зоні статора і ротора в режимі ХХ ТГ показана на рис. 1 у вигляді ліній рівного магнітного потенціалу. Фоновим розфарбуванням показано значення магнітної індукції (МІ) відповідно до наведеної шкали.

Маючи розподіл поля у центральній зоні, можна перейти до розрахунку магнітного поля у поздовжньому перетині ТГ (рис. 2). З урахуванням симетрії конструкції вздовж осьового та радіального напрямків, розрахункова область ТЗ може бути обрана як половина перерізу вздовж осі ротора та перерізу зубця статора у тангенціальному напрямку (вздовж напрямку по колу) [13]. Цей перетин співпадає з циліндричною координатною площиною rz (рис. 2) і є площиною симетрії ротора (на рис. 1 вона проходить по радіусу OO_1).

З урахуванням впливу вихрових струмів у листах осердя статора від аксіальних магнітних потоків використовується рівняння відносно комплексної амплітуди тангенціальної складової ВМП:

$$\frac{\partial^2 \dot{A}_\varphi}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial \dot{A}_\varphi}{\partial r} + \frac{\partial^2 \dot{A}_\varphi}{\partial z^2} - j\omega\mu\gamma \dot{A}_\varphi = -\mu \dot{J}_{\varphi\text{стоп}}, \tag{4}$$

де γ – електропровідність сталі листів статора.

У розрахунковій моделі структура силових ліній магнітного поля формується за допомогою комплексу ГУ, які встановлюються на зовнішніх межах області $abcdef$ (рис. 2).

На лінії bc встановлюється умова Неймана, яка імітує перехід («нирок») магнітного поля по осердю статора з поворотом у тангенціальному напрямку:

$$\left. \frac{\partial A_\varphi}{\partial r} \right|_{bc} = 0. \tag{5}$$

Аналогічна умова встановлюється на лінії af , але вже через симетрію магнітного поля відносно осі ротора:

$$\left. \frac{\partial A_\varphi}{\partial r} \right|_{af} = 0. \tag{6}$$

Вздовж межі ab задано розподіл напруження магнітного поля, аналогічний розподілу радіальної складової по лінії OO_1 у поперечному перетині (рис. 1):

$$H_\varphi|_{ab} = H_{\varphi OO_1}(r). \tag{7}$$

На інших границях встановлюється умова Діріхле:

$$A_\varphi|_{cdef} = 0. \tag{8}$$

Одночасно задається розподіл магнітної проникності за радіусом $OO_1 - \mu(r)|_{OO_1}$, яка змінюється внаслідок різного насичення відрізків магнітопроводу основним магнітним потоком. Тим самим встановлюється взаємозв'язок електромагнітних полів у активній і торцевій зонах ТГ.

Скінченно-елементна сітка, сформована при розрахунку поля, складалася з близько 90 000 трикутників. Отримана в результаті розрахунку структура магнітного поля (Тл) у поздовжньому перетині ТГ в режимі ХХ з урахуванням усіх наведених ГУ показана на рис. 3.

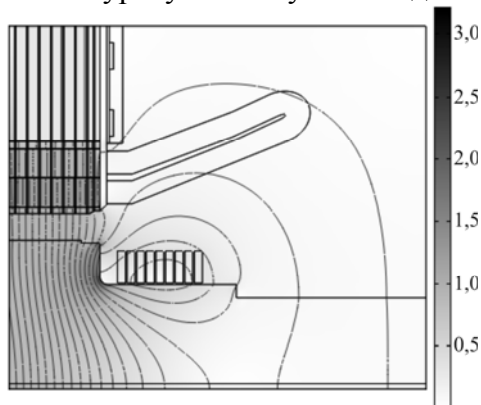


Рис. 3

Розподіл МІ вздовж радіуса OO_1 показаний на рис. 4. На рис. 5 зображена функція значень магнітної проникності вздовж того ж радіуса, що враховується при моделюванні поля у поздовжньому перетині.

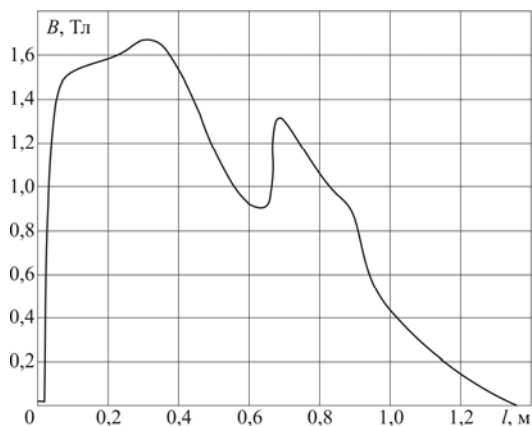


Рис. 4

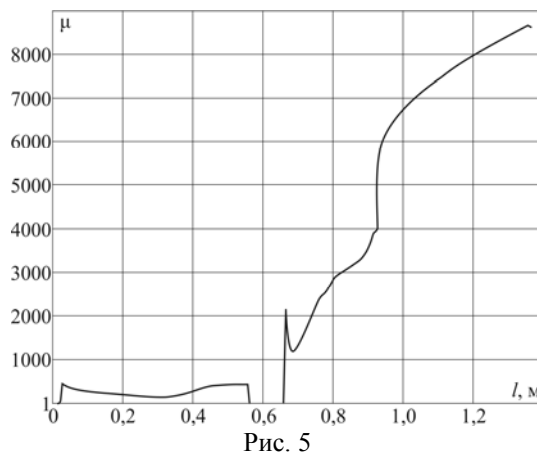


Рис. 5

Максимальне значення МІ у зубцях пакетів центральної зони осердя статора в режимі ХХ складає 1,7 Тл на осі великого зуба ротора (рис. 6). Значення МІ у натискних пальцях нижчі, максимальне значення складає 0,16 Тл (рис. 7). В обох елементах магнітне поле є симетричним відносно осі великого зуба ротора.

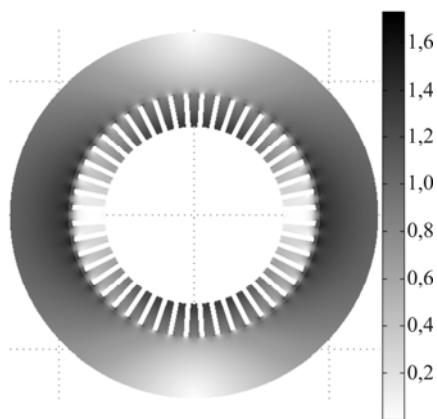


Рис. 6

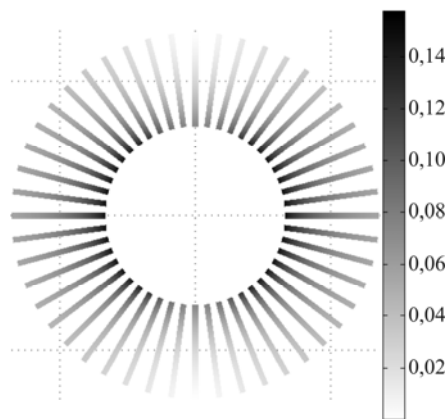


Рис. 7

Максимальні значення МІ у натискній плиті (рис. 8) та мідному екрані (рис. 9) складають відповідно 0,12 і 0,08 Тл.

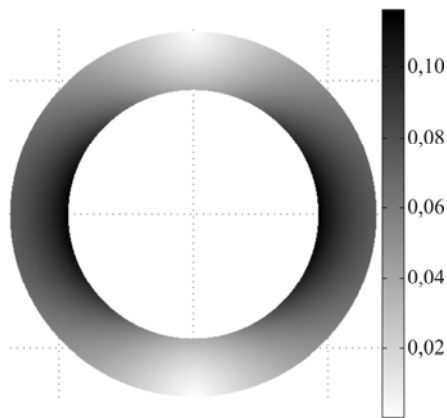


Рис. 8

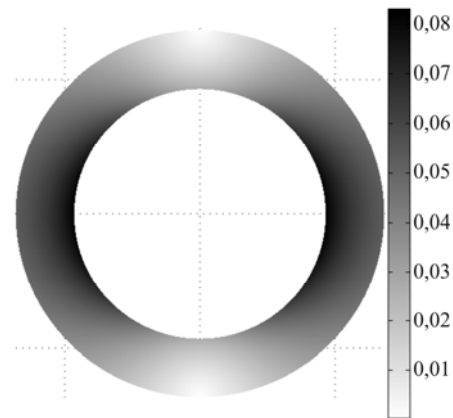


Рис. 9

Розподіл МІ по осі z вздовж повітряного проміжку ТГ наведений на рис. 10. Максимальні значення індукції у трьох крайніх пакетах осердя статора (3,25 Тл) спостерігаються на торцевих поверхнях сходинок, тобто вони є шунтами магнітного потоку [9, 11], на яких зосереджується аксіальний потік.

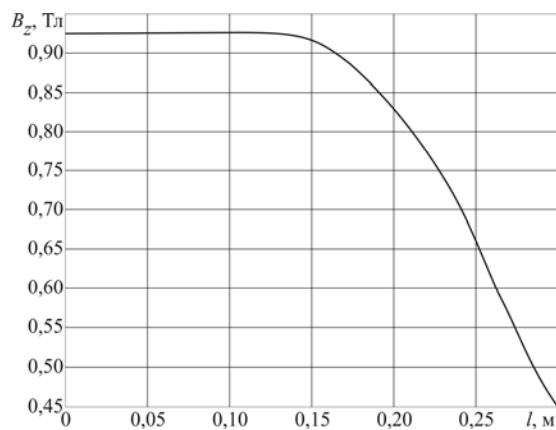


Рис. 10

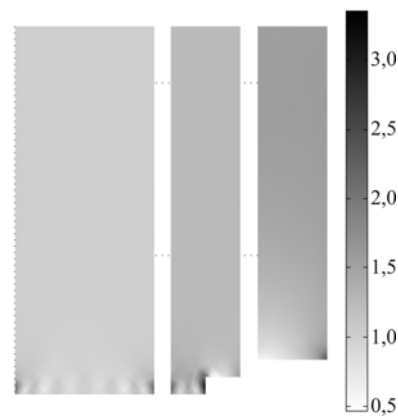


Рис. 11

Запропонована квазітривимірна модель електромагнітного поля потужного ТГ може бути використана для оцінки ефективності технічних рішень щодо удосконалення елементів ТЗ, визначення додаткових теплових втрат і максимальних локальних нагрівань у крайніх пакетах осердя статора та вузлах ТЗ.

Висновки. 1. Натискні плита і пальці, крайні пакети та інші конструктивні вузли і деталі кінцевої зони перебувають під впливом магнітних полів розсіювання обмоток статора і ротора. Найбільші значення магнітної індукції в цих вузлах спостерігаються в місцях, що знаходяться поблизу лобових частин обмоток. Розподіл індукції та відповідно втрат і локальних нагрівань деталей ТЗ є нерівномірним.

2. У центральній частині осердя статора найбільші значення індукції отримані у коронках зубців (1,7 Тл) та в ярмі поблизу дна паза (1,5 Тл). Внаслідок екрануючого впливу натискної плити та мідного екрана індукції у спинці осердя статора невеликі (0,8 Тл).

3. Найбільш навантаженими електромагнітним полем є сходинки крайніх пакетів осердя статора. На торцевій поверхні сходинки другого пакета індукція сягає 3,25 Тл.

4. Розроблена модель адекватно описує розподіл магнітного поля в зоні лобових частин обмоток статора і ротора і дає змогу отримати його кількісні параметри в різних режимах навантаження ТГ.

1. Брынский Е.А., Данилевич Я.Б., Яковлев В.И. Электромагнитные поля в электрических машинах. – Л.: Энергия. – 1979. – 176 с.
2. Вольдек А.И., Данилевич Я.Б., Косачевский В.И. и др. Электромагнитные процессы в торцевых частях электрических машин. – Л.: Энергоатомиздат. – 1983. – 216 с.

3. Дубініна О.М. Чисельне моделювання магнітного поля і вихрових струмів у кінцевих частинах турбогенератора з метою підвищення його надійності: Автореф. ... дис. канд. техн. наук / НТУ «ХПІ». – Харків, 2007. – 20 с.
4. Мильх В.И., Полякова Н.В. Система направлений и фазовых соотношений электромагнитных величин при численных расчетах магнитных полей в турбогенераторе // Электротехника і електромеханіка. – 2011. – № 5. – С. 33–38.
5. Мильх В.И., Полякова Н.В. Численно-полевой анализ режимов возбуждения и разных видов реакции якоря в мощном турбогенераторе // Электротехника і електроенергетика. – 2013. – № 1. – С. 61–69.
6. Постников И.М., Станиславский Л.Я., Счастливый Г.Г. и др. Электромагнитные и тепловые процессы в концевых частях мощных турбогенераторов. – К.: Наук. думка, 1971. – 360 с.
7. Сахнов М.Ю., Лелеков А.Т., Галочкин С.А. Распределённая энерготепловая модель никель-водородной аккумуляторной батареи 40НВ-70 // Вестник Сибирского гос. аэрокосмического ун-та им. акад. М.Ф. Решетнева. – 2010. – С. 114–120.
8. Титко А.И., Счастливый Г.Г. Математическое и физическое моделирование электромагнитных полей в электрических машинах переменного тока. – К.: Наук. думка, 1976. – 200 с.
9. Титко О.І., Мишастий М.Д., Воронін А.І., Хвалін Д.І. Експериментальні дослідження ефективності екранів зубцево-пазової конструкції статорів турбогенераторів // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. – К.: ІЕД НАНУ, 2017. – Вип. 46. – С. 34–42.
10. Титов В.В., Хуторецкий Г.М., Загородная Г.А. и др. Турбогенераторы. – Л.: Энергия. – 1967. – 895 с.
11. Пат. 111154 Україна, МПК Н02К 3/42. Осердя статора електричної машини змінного струму / Титко О. І., Кобзар К. О., Хвалін Д. І.; Заявл. 21.12.2015; Опубл. 10.11.2016, Бюл. № 21.
12. Comsol Multiphysics modeling and simulation software. <http://www.comsol.com/>
13. Fujita M., Ueda T., Tokumasu T. and al. Eddy current analysis in the stator end structures of large capacity turbine generators // Proc. Int. Conf. Electr. Mach. Syst. – Nov. 2009. – P. 1–6.

УДК 621.313.322

О.Г. Кенсыцкий, докт. техн. наук, **Д.И. Хвалин**, асп.

Институт электродинамики НАН Украины,
пр. Победы, 56, Киев-57, 03680, Украина

Квазитрёхмерная модель электромагнитного поля в торцевой зоне турбогенератора

На основе сформированной расчетной модели проведен анализ магнитного поля турбогенератора в его торцевой зоне. Рассмотрены средние и максимальные значения магнитной индукции в пакетах сердечника статора и элементах торцевой зоны, распределение индукции по аксиальным и радиальным линиям поперечного и продольного сечений генератора. Представленный метод можно считать квазитрёхмерным, так как он учитывает взаимосвязанные магнитные поля двух сечений турбогенератора. Библиограф. 13, рис. 11.

Ключевые слова: турбогенератор, торцевая зона, крайние пакеты сердечника, электромагнитное поле.

O.G. Kentsytskiy, D.I. Hvalin

Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,
Peremohy, 56, Kyiv-57, 03680, Ukraine

A quasi-three-dimensional model of electromagnetic field in the turbo-generator end zone

Based on the calculated model, was made a magnetic field analysis of the turbo generator in its end zone. The average and maximum values of the magnetic induction in the stator core packages and end zone elements, the distribution of induction along axial and radial lines the transverse and longitudinal sections of the generator are considered. The presented method can be considered quasi-three-dimensional, since it takes into account the interrelated magnetic fields of two sections the turbo generator. References 13, figures 11.

Key words: turbo generator, end zone, end core packages, electromagnetic field.

Надійшла 11.07.2017

Received 11.07.2017

УДК 621.313.8

ПОСТРОЕНИЕ СИСТЕМЫ АКТИВНОЙ КОМПЕНСАЦИИ ГИРОСКОПИЧЕСКОЙ РЕАКЦИИ В ВЫСОКОБОРОТНОМ ЭЛЕКТРОПРИВОДЕ

А.Е. Антонов, докт. техн. наук, **К.П. Акинин**, канд. техн. наук, **В.Г. Киреев**, канд. техн. наук
Институт электродинамики НАН Украины,
пр. Победы, 56, Киев, 03057, Украина
e-mail: aoe@ied.org.ua

Определены принципиальные подходы к построению следящей системы управления частотой вращения ротора, компенсирующего действие гироскопического момента в электроприводе с большим кинетическим моментом ротора. Особенность системы управления состоит в слежении частоты вращения компенсирующего ротора за переменной частотой основного приводного двигателя. При этом частоты вращения основного и компенсирующего роторов, как правило, не совпадают. Выбор частоты вращения компенсирующего ротора произведен исходя из условия минимизации его объема и массы. Библ. 7, рис. 4.

Ключевые слова: высокооборотный электропривод, гироскопический момент, следящая система, компенсация момента.

Введение. Особенность работы с высокооборотным ручным электроинструментом заключается в ощутимой реакции удерживаемого в руках инструмента при изменении его углового положения. Реакция проявляется в виде возникающего гироскопического момента и пространственных колебаний ротора, которые через опоры вращения передаются на корпус инструмента и руки работающего с ним оператора [2]. Гироскопический момент представляет собой момент сил Кориолиса, который развивает вращающийся ротор при изменении пространственного положения вектора его кинетического момента. Величина гироскопического момента определяется кинетическим моментом вращающегося ротора и величиной внешнего момента, прикладываемого к корпусу инструмента для его разворота. Чем резче поворот корпуса с ротором, тем больше гироскопический момент. В момент приложения к корпусу прибора с помощью рук оператора внешнего момента $M_{Вн}$ возникает прецессионное движение ротора привода и режущий инструмент начинает двигаться по неожиданной для работающего с ним оператора траектории, что и становится иногда причиной тяжелого травматизма работника. Угловая скорость прецессии определяется из известного выражения [6]

$$\omega_{Пр} = M_{Вн} / H,$$

где $H = J_p^II \cdot \Omega$ – кинетический момент ротора; J_p^II – полярный момент инерции ротора; Ω – угловая скорость собственного вращения ротора. То есть чем больше прикладываемый момент, тем выше скорость прецессии.

Прецессионное движение ротора приводного двигателя не единственная особенность, присущая работе с высокооборотным электроинструментом. Инстинктивно пытаясь остановить прецессионное движение, оператор прикладывает противодействующий момент и тем самым изменяет направление прецессии ротора, который в силу гироскопических свойств начинает двигаться в ортогональной плоскости. В результате таких действий возникают нутационные колебания корпуса инструмента вокруг осей, ортогональных оси вращения ротора [4]. Благодаря мускульной силе рук оператора происходит рассеяние энергии инерционного движения ротора и амплитуда колебаний в конце концов затухает.

В соответствии с общей теорией гироскопических систем [4] частота f и амплитуда λ затухающих нутационных колебаний для симметричного ротора, установленного в симметричном корпусе, определяются таким образом

$$f = \frac{H}{J_{\Sigma}^{\ominus}} = \Omega \frac{J_P^{\Pi}}{J_{\Sigma}^{\ominus}}; \quad \lambda = \frac{M_{Вн}}{H} \frac{e^{-Gt/(J_{\Sigma}^{\ominus})}}{\sqrt{f^2 + (G/J_{\Sigma}^{\ominus})^2}},$$

где $J_{\Sigma}^{\ominus} = J_P^{\ominus} + J_{Кор}^{\ominus}$ – сумма экваториальных моментов инерции ротора и корпуса вокруг одной из поперечных осей; G – коэффициент демпфирования или удельный момент вязкого трения.

Цель статьи состоит в обосновании структуры и исследовании электромеханической вращающейся системы с компенсацией действия гироскопического момента, построенной на основе двигателя магнитоэлектрического типа.

Принцип компенсации. Для компенсации негативного действия гироскопического момента предложено установить в корпусе электроинструмента компенсирующий ротор, кинетический момент которого равен по величине и противоположен по направлению кинетическому моменту ротора основного привода. Причем мощность компенсирующего привода должна быть достаточной лишь для преодоления моментов трения в подшипниках и аэродинамического трения ротора. То есть мощность компенсатора должна быть примерно на два порядка меньше мощности основного привода. Критерием полной компенсации гироскопической реакции является отсутствие угловой скорости поворота корпуса в плоскости, не совпадающей с плоскостью приложения внешнего момента, которая соответствует разности скоростей прецессии основного и компенсирующего роторов:

$$\omega_{Кор} = \omega_{Пр}^{Pез} = \frac{M_{Вн}}{H_{Пр}} + \frac{M_{Вн}}{-H_K} = 0,$$

где $\omega_{Кор}$ – угловая скорость движения корпуса инструмента, равная результирующей скорости прецессии обоих роторов $\omega_{Пр}^{Pез}$.

Допустимая величина остаточной скорости прецессии из-за неравенства кинетических моментов роторов может быть установлена опытным путем по величине нагрузки, еще ощущаемой руками оператора. Следует заметить, что даже при полной компенсации гироскопической реакции, когда она не ощущается оператором, дополнительная нагрузка на подшипники каждого из роторов при возникновении гироскопического момента остается, и ее действие должно учитываться при проектировании устройства.

В результате проведения предварительных исследований [3] был получен алгоритм определения массы и частоты вращения компенсирующего ротора, при которых минимизируются габариты, масса и энергопотребление компенсирующего привода. Оказалось, что при выполнении условия минимизации массы компенсирующего ротора частота его вращения может значительно превысить частоту вращения ротора основного привода. Поэтому для поддержания режима компенсации частоту компенсирующего ротора необходимо поддерживать в некоторой постоянной пропорции к частоте основного.

В качестве базового электропривода для построения системы компенсации гироскопической реакции и проведения исследований был выбран разработанный специально для ручного электроинструмента управляемый магнитоэлектрический двигатель мощностью 2 кВт, ротор которого при частоте вращения $\omega=2407$ 1/с (23000 об/мин) и внешнем диаметре $D=74$ мм обладает кинетическим моментом 1,814 кг·м²/с. Для ротора, нейтрализующего действие развиваемого им гироскопического момента, в работе [3] определены такие параметры компенсирующего ротора: частота вращения – 4453 1/с, габариты – $\emptyset 74 \times \emptyset 25 \times 18$ (мм), масса – 0,56 кг, полезная мощность привода ротора – 80 Вт.

Структура и особенности рассматриваемой электромеханической системы. Общая структурная схема электромеханической системы основного и компенсирующего приводов показана на рис. 1, где ИП – неуправляемый источник питания основного исполнительного двигателя; ФЗ – формирователь задания угловой скорости системы управления компенсирующим двигателем; x_3 – сигнал задания угловой скорости компенсатора; Р – регу-

лятор; Д1, Д2 – основной и компенсирующий двигатели; $u_1, u_2, \omega_1, \omega_2$ – управляющие напряжения и угловые скорости двигателей.

Формирование рассматриваемой структуры определяется свойствами используемых двигателей. Высокоскоростные бесконтактные беспазовые двигатели с возбуждением потока высококоэрцитивными постоянными магнитами [7] характеризуются относительно большими значениями частоты первой гармоники тока и в то же время относительно малыми значениями электромагнитной постоянной времени обмотки статора. Поэтому с целью исключения потерь при коммутации силовых ключей инвертора напряжения основной электропривод выполняется без регулирования и автоматической стабилизации угловой скорости. В таком случае наклон механической характеристики основного исполнительного двигателя определяется жесткостью выходной характеристики силового источника питания с выходным напряжением u_1 , а также величиной активного сопротивления статорной обмотки основного двигателя.

При разработке развернутой математической модели были учтены некоторые значимые особенности и допущения:

1. Поскольку в данной работе предполагается исследование динамики механических процессов, интенсивность которых определяется относительно большими значениями электромагнитных постоянных времени, то величинами электромагнитных постоянных времени статорных обмоток можно пренебречь.

2. Полагаем также, что поддержание угла рассогласования между ЭДС и током статора на нулевом уровне обеспечивается независимо от процесса изменения угловой скорости и момента двигателей.

3. С целью недопущения перегрузки основного двигателя вводится ограничение тока статора.

4. Жесткие требования к точности отработки задания компенсирующим двигателем не предъявляются, поэтому система регулирования угловой скорости может быть реализована на основе ПИ-регулятора.

5. Механические части моделей двигателей структурно идентичны, а механическая нагрузка холостого хода на валах двигателей определяется только моментом сопротивления подшипников, аэродинамическими потерями и потерями на вихревые токи в меди.

Математическая модель основного электропривода. Движение ротора основного двигателя описывается уравнением

$$J_1 \frac{d\omega_1}{dt} = M_1 - M_{C11} - M_{C12}, \quad (1)$$

где M_1 – электромагнитный момент, развиваемый основным двигателем; M_{C11} – момент механической нагрузки холостого хода; M_{C12} – полезная механическая нагрузка на валу основного двигателя.

С учетом зависимостей, определяющих изменения моментов сопротивления из-за аэродинамических потерь [5] и потерь на вихревые токи в электропроводящих элементах конструкции, запишем формулы для определения момента механической нагрузки холостого хода в виде

$$M_{C1} = M_{11} + M_{12} \omega_{O1}^{1,5} + M_{13} \omega_{O1}^2, \quad (2)$$

где $\omega_{O1} = \frac{\omega_1}{\omega_{H1}}$ – относительная угловая скорость основного двигателя; ω_{H1} – номинальная величина угловой скорости; M_{11} – постоянная составляющая момента сопротивления под-

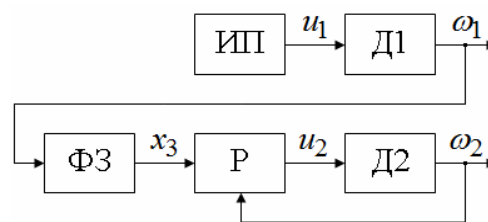


Рис. 1

шипников; M_{12} , M_{13} – значения моментов сопротивления из-за аэродинамических потерь и потерь на вихревые токи в меди при номинальной величине угловой скорости ω_{n1} основного двигателя.

Изменение полезной механической нагрузки на валу основного двигателя предлагается моделировать как

$$M_{C13} = M_H (0,5 + 0,5 \omega_{O1}); \quad T_{F1} \frac{dM_{C12}}{dt} = M_{C13} - M_{C12}, \quad (4)$$

где M_H – номинальная величина момента полезной механической нагрузки на валу основного двигателя; T_{F1} – постоянная времени, определяющая инерционность процесса прикладывания полезной нагрузки.

Ток статора и момент двигателя определяются в соответствии с формулами

$$L_1 \frac{di_1}{dt} = u_1 - k_{m1} \omega_1 - R_1 i_1; \quad M_1 = 1,5 k_{m1} i_1, \quad (5)$$

где i_1 – ток статорной обмотки основного двигателя; L_1 , R_1 – активное сопротивление и индуктивность обмотки; k_{m1} – коэффициент крутизны момента.

Режим ограничения тока статора основного двигателя моделируется следующими условиями и выражениями: если $i_1 < I_O$, то $u_{11} = 0$; если $i_1 > I_O$, то $u_{11} = k_i (i_1 - I_O)$; $u_1 = u_{12} - u_{11}$, где I_O – величина тока, при которой начинается ограничение момента двигателя; k_i – коэффициент, определяющий наклон моментного участка механической характеристики; u_{12} – выходное напряжение источника питания.

Заметим, что введение индуктивности L_1 в выражение (5) обеспечивает устойчивость решения нелинейной задачи ограничения тока двигателя.

Нелинейная выходная характеристика нерегулируемого источника питания аппроксимируется выражением, полученным на основании данных, приведенных в [1]:

$$u_{12} = u_{13} - k_u \sqrt{i_1 \frac{u_{12} - u_{11}}{u_{12}}},$$

где u_{13} – напряжение холостого хода источника питания; k_u – коэффициент, определяющий наклон выходной характеристики источника питания.

Математическая модель компенсирующего электропривода. Двигатель компенсирующего привода структурно подобен основному двигателю и описывается выражениями

$$J_2 \frac{d\omega_2}{dt} = M_2 - M_{C2}; \quad M_{C2} = M_{21} + M_{22} \omega_{O2}^{1,5} + M_{23} \omega_{O2}^2;$$

$$\omega_{O2} = \frac{\omega_2}{\omega_{H2}}; \quad i_2 = \frac{u_2 - k_{m2} \omega_2}{R_2}; \quad M_2 = 1,5 k_{m2} i_2,$$

где индексом «2» обозначены параметры, относящиеся к компенсирующему двигателю.

Величина задания x_3 на входе следящей системы компенсатора формируется на основании значения угловой скорости основного двигателя соответственно пропорции моментов инерции $x_3 = \frac{J_1}{\omega_{H2} J_2}$.

Действие ПИ-регулятора и включенного на его входе дополнительного фильтра низкой частоты описывается разностными уравнениями:

$$x_p = x_3 - k_{oc} \omega_2; \quad x_{\phi n} = x_{\phi n-1} + \frac{h}{T_{\phi 2}} (x_p - x_{\phi n-1});$$

$$x_{II} = T_p x_{\phi n}; \quad x_{II n} = x_{II n-1} + h x_{\phi n}; \quad u_2 = k_p (x_{II} + x_{II}),$$

где x_p – сигнал рассогласования; $k_{oc} = \frac{x_{max}}{\omega_{H2}}$ – коэффициент передачи обратной связи; x_{ϕ} ,

$T_{\phi 2}$ – выходной сигнал и постоянная времени фильтра; x_{II} , x_{II} – пропорциональная и интегральная составляющие сигнала ПИ-регулятора; T_p , k_p – постоянная времени и коэффициент передачи ПИ-регулятора; h – шаг интегрирования.

При условии равенства электромеханической постоянной времени T_{M2} двигателя и постоянной времени ПИ-регулятора $T_p = T_{M2}$ коэффициент передачи ПИ-регулятора определяется по формуле $k_p = \frac{k_{m2}}{4\xi^2 k_{oc} T_{\phi 2}}$, где ξ – коэффициент демпфирования системы регулирования.

Результаты исследований процесса компенсации. Расчеты переходных процессов выполнены при следующих значениях параметров систем: $\omega_{H1} = 2093,3 \text{ с}^{-1}$; $J_1 = 0,00087 \text{ кг м}^2$; $k_{m1} = 0,08193 \frac{\text{кг м}^2}{\text{А с}^2}$; $R_1 = 0,422 \text{ Ом}$; $L_1 = 0,000137 \text{ Гн}$; $T_{\phi 2} = 0,25 \text{ с}$; $M_{11} = 0,003965 \text{ Н м}$; $M_{12} = 0,01705 \text{ Н м}$; $M_{13} = 0,0471 \text{ Н м}$; $M_H = 0,873 \text{ Н м}$; $I_O = 8,42 \text{ А}$; $k_i = 343 \frac{\text{В}}{\text{А}}$; $u_{14} = 191 \text{ В}$; $k_u = 5,85 \frac{\text{В}}{\sqrt{\text{А}}}$; $\omega_{H2} = 4453 \text{ с}^{-1}$; $J_2 = 0,00041 \text{ кг м}^2$; $k_{m2} = 0,03466 \frac{\text{кг м}^2}{\text{А с}^2}$; $R_2 = 8,5 \text{ Ом}$; $M_{21} = 0,00231 \text{ Н м}$; $M_{22} = 0,009595 \text{ Н м}$; $M_{13} = 0,0265 \text{ Н м}$; $\xi = 0,7$; $h = 0,000001 \text{ с}$; $T_{\phi 2} = 0,01 \text{ с}$.

На рис. 2 и 3 показаны графики переходных процессов относительной угловой скорости ω_{O1} , момента сопротивления $M_{C11} + M_{C12}$ основного двигателя и разности $\omega_{O1} - \omega_{O2}$ относительных угловых скоростей основного и компенсирующего двигателей в режимах пуска двигателей, а также скачкообразного изменения механической нагрузки на валу основного двигателя.

На рис. 4 показан график переходного процесса угловой скорости ω_3 движения корпуса инструмента, соответствующий графикам на рис. 3 и рассчитанный в соответствии с (4)

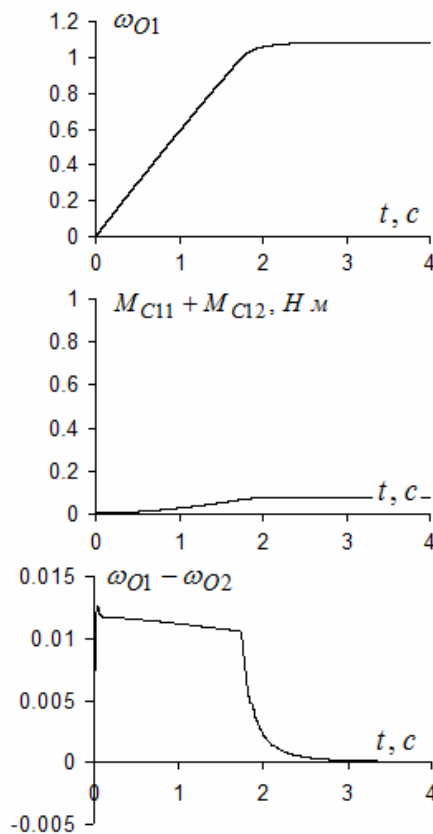


Рис. 2

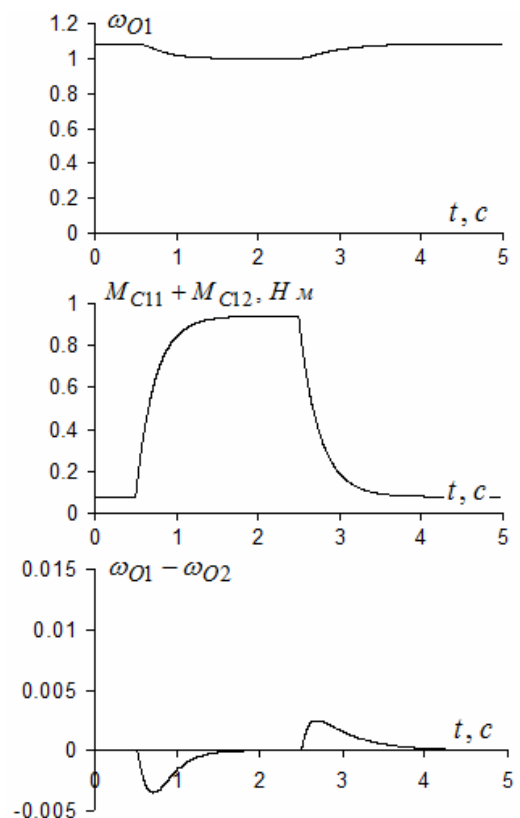


Рис. 3

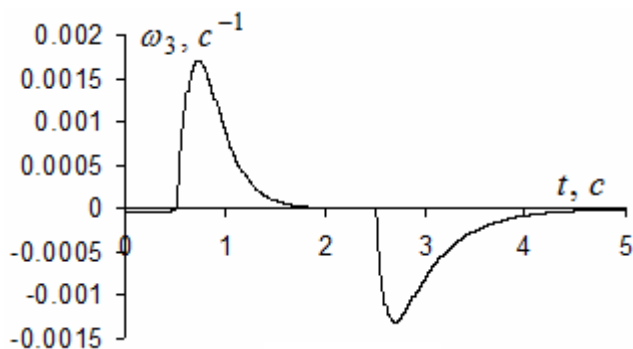


Рис. 4

при единичной величине внешнего момента $M_{Вн}$.

В заключение заметим, что при потребляемой мощности основного привода 2 кВт общее потребление устройства за счет введения системы компенсации гироскопического момента увеличилось на 4 %.

Выводы. 1. Одноконтурная система регулирования угловой скорости с ПИ-регулятором обеспечивает удовлетворительную компенсацию гироскопической реакции,

поэтому дополнительное повышение точности обработки задания следящей системой угловой скорости путем усложнения ее структуры нецелесообразно.

2. Практическая реализация описанного подхода показала, что путем рационального выбора параметров компенсирующего двигателя возможно обеспечение компенсации негативного влияния гироскопической реакции при незначительном (до 4...5 %) росте общего энергопотребления системы.

1. Акинин К.П., Исаков Г.В. Однофазные источники питания для автономных инверторов напряжения // Техн. електродинаміка. Темат. вип.: Проблеми сучасної електротехніки. – 2002. – Ч.3. – С. 80–81.
2. Антонов А.Е. Особенности работы ручного инструмента с высокооборотным электроприводом // Техн. електродинаміка. – 2015. – № 5. – С. 36–41.
3. Антонов А.Е., Михайлик Е.М. Выбор параметров ротора для компенсации гироскопического момента в высокооборотном электроприводе // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. – К.: ІЕД НАНУ, 2015. – Вип. 42. – С. 60–64.
4. Климов Д.М., Харламов С.Л. Динамика гироскопа в кардановом подвесе. – М.: Наука, 1978. – 208 с.
5. Павлов В.А. Основы проектирования и расчета гироскопических приборов. – Л.: Судостроение, 1967. – С. 146–150.
6. Сифф Э., Эмерич К. Введение в гироскопию. – М.: Машиностроение, 1965. – 124 с.
7. Robert C. O'Handley Modern Magnetic Materials: Principles and Applications. – New York: John Wiley & Sons, 2000. – 768 p.

О.Є. Антонов, докт. техн. наук, **К.П. Акинін**, канд. техн. наук, **В.Г. Кіреєв**, канд. техн. наук

Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Перемоги, 56, Київ-57, 03680, Україна

Побудова системи активної компенсації гіроскопічної реакції у високооборотному електроприводі

Визначено принципи підходи до побудови слідкуючої системи керування частотою обертання ротора, що компенсує дію гіроскопічного моменту в електроприводі з великим кінетичним моментом ротора. Особливість системи управління полягає у слідкуванні частоти обертання компенсуючого ротора за змінною частотою основного приводного двигуна. При цьому частоти обертання основного і компенсуючого роторів, як правило, не співпадають. Вибір частоти обертання компенсуючого ротора проведено виходячі з умови мінімізації його об'єму і маси. Бібл. 7, рис. 4.

Ключові слова: високооборотний електропривод, гіроскопічний момент, слідкуюча система, компенсація моменту.

A. Antonov, K. Akinin, V. Kireyev

Institute of Electrodynamics National Academy of Science of Ukraine,
Peremohy, 56, Kyiv-57, 03057, Ukraine

Creation of active compensation system of gyroscopic reaction in high-velocity electric drive

The principal approaches to the construction of a control system for the rotor speed, which compensates the action of the gyroscopic moment in an electric drive with a large kinetic moment, are determined. A feature of the control system is the tracking of the rotation of the compensating rotor on the frequency of the main drive motor. In this case, the rotational speeds of the main and compensating rotors, as a rule, do not coincide. The choice of the speed of the compensating rotor is based on the condition of minimizing its volume and mass. References 7, figures 4.

Key words: high-speed electric drive, gyroscopic moment, servo system, torque compensation.

Надійшла 06.09.2017

Received 06.09.2017

УДК 621.311.2+621.316.1

СИНХРОНІЗАЦІЯ АВТОНОМНОГО ГЕНЕРАТОРА В МЕРЕЖІ ОБМЕЖЕНОЇ ПОТУЖНОСТІ

В.С. Козлов, канд. техн. наук

ДВНЗ «Криворізький національний університет»,
вул. В. Матусевича, 11, м. Кривий Ріг, 50027, Україна

Розглянуто питання синхронізації автономного генератора з мережею обмеженої потужності. В якості базового способу синхронізації обрано метод дискретного перетворення Фур'є (ДПФ), який у випадку трифазної системи обчислюється для вектора напруги першої гармоніки прямої послідовності. Запропоновано модернізувати зазначений спосіб шляхом додавання контура лінійної синхронізації нестандартної частоти. Доведено незначну похибку запропонованого методу. Зазначена модернізація робить систему нечутливою до фазових стрибків напруги та коливань частоти. За результатами моделювання встановлено нелінійно зростаючий характер втрат потужності в мережі за наявності похибки синхронізації. Бібл. 6, рис. 3.

Ключові слова: Smart Grid, інвертор, перетворення Фур'є, синхронізація, ФАПЧ.

Проблема та її зв'язок з науковими і практичними завданнями. Автономний генератор (АГ) з вихідним каскадом у вигляді силового напівпровідникового інвертора напруги є однією зі складових сучасних електромереж та складних електроенергетичних об'єктів [1, 3, 5]. Зазначена електротехнічна система передбачає одно- або двосторонню передачу потужності та використовується у таких електротехнічних комплексах, як станції заряджання електротранспорту, генератори для джерел альтернативної енергії [3], активні випрямлячі поодиноких та групових електроприводів, силові активні фільтри тощо. Особливу увагу слід звернути на використання інверторів у складі мережевих накопичувачів енергії та систем безперебійного живлення малої та великої потужностей [5]. Як відомо, ці пристрої відіграють важливу роль у функціонуванні «інтелектуальної енергосистеми» (англ. Smart Grid). Оптимальне керування потужностями таких локальних генераторів є однією з основних задач інтелектуальних електромереж.

Незважаючи на переваги, АГ бракує ґрунтовних досліджень щодо електромагнітної сумісності реальних генераторів зі слабкою мережею обмеженої потужності. Особливо актуальним є питання аналізу електромагнітних процесів різних режимів роботи АГ у такій мережі. Щодо системи керування АГ наразі існує невирішена проблема надійної синхронізації такого генератора зі слабкою мережею, в якій присутні нелінійні навантаження.

Отже, об'єктом досліджень обрано електромагнітну сумісність мережі обмеженої потужності та АГ. Метою роботи є розробка методів надійної синхронізації АГ, який працює в режимах генератора або коректора показників якості електроенергії.

Аналіз досліджень та публікацій. Найбільш розповсюдженою силовою схемою АГ є схема повномостового дворівневого одно- або трифазного інвертора напруги із LC, LCL або більш складним вихідним фільтром [5]. Застосування більш складних топологій може бути економічно недоцільним [5]. У загальному випадку такий інвертор підключено до мережі обмеженої потужності, в якій також працюють лінійні та нелінійні споживачі (рис. 1). Особливістю такої мережі є відносно велике значення її еквівалентного опору $Z_{\text{мер}}$ по відношенню до опору навантаження $Z_{\text{навант}}$.

Залежно від функціонування інвертора виділяють два основні режими його роботи:

- режим синусоїдного джерела потужності (англ. "Island mode"), в якому інвертор є джерелом синусоїдної напруги. Для реалізації такого режиму застосовують ШІМ керування АГ із вихідним пасивним фільтром;
- режим генератора струму, основою для якого є керування типу «струмовий коридор». Для названого режиму можливе також функціонування інвертора як коректора показників якості електроенергії (активного фільтра).

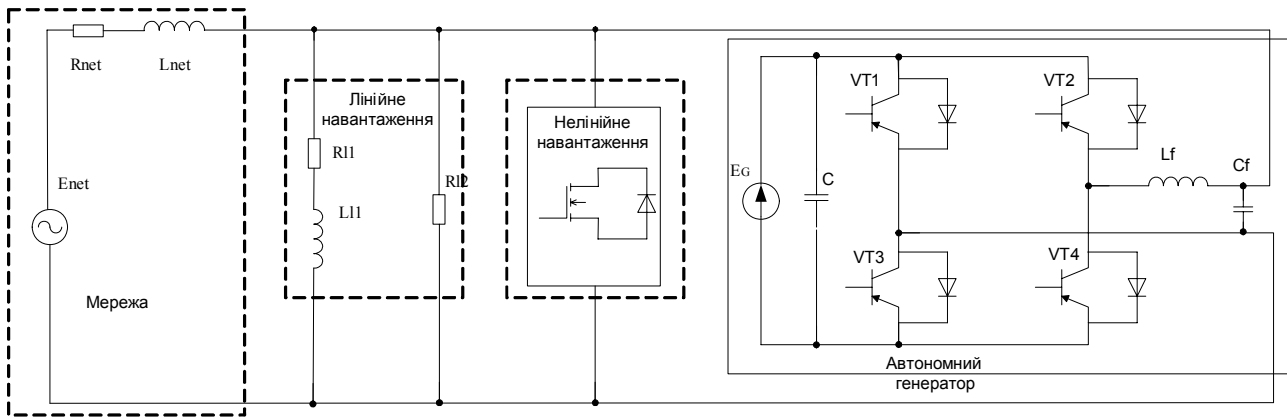


Рис. 1

Стосовно взаємодії АГ та мережі відомо, що для забезпечення електромагнітної сумісності необхідно виконати такі умови [2]: рівність ЕРС генератора та мережі, рівність частот, рівність фаз генератора та мережі.

Невиконання однієї з умов призведе до виникнення зрівнювальних струмів та може негативно вплинути на стабільність усієї мережі в цілому.

Існує багато методів синхронізації АГ та мережі [3,5,6], які умовно можна поділити на такі групи: методи на основі фазової автопідстройки частоти ФАПЧ (англ. *PLL, Phase Locked Loop*), «потужнісні» методи на основі координатних перетворень систем А-В-С, α - β , d-q; частотні методи на основі перетворення Фур'є. Найбільш популярним із названих алгоритмів є метод ФАПЧ, який є вразливим до вищих гармонік та завад у каналі виміру [3]. Також застосування ФАПЧ може призвести до зриву синхронізації в слабкій мережі з нелінійним еквівалентним опором у моменти збільшення впливу власних гармонік АГ та нелінійного навантаження на напругу в точці підключення генератора [4].

Викладення матеріалу та результати. Основним способом запропонованого в роботі методу синхронізації є метод дискретного перетворення Фур'є (ДПФ) [6]. У найбільш складному режимі роботи (активний фільтр та генератор потужності) ДПФ виконується для першої гармоніки прямої послідовності:

$$\begin{aligned} \bar{U}_{(1)} = & \frac{2}{3 \cdot N} \left(\sum_{n=0}^{N-1} u_A(n) \cdot \cos\left(2 \cdot \pi \cdot n \cdot \frac{1}{N}\right) - j \cdot \sum_{n=0}^{N-1} u_A(n) \cdot \sin\left(2 \cdot \pi \cdot n \cdot \frac{1}{N}\right) + \right. \\ & + \sum_{n=0}^{N-1} u_B(n) \cdot \cos\left(2 \cdot \pi \cdot \left(n + \frac{1}{3} N\right) \cdot \frac{1}{N}\right) - j \cdot \sum_{n=0}^{N-1} u_B(n) \cdot \sin\left(2 \cdot \pi \cdot \left(n + \frac{1}{3} N\right) \cdot \frac{1}{N}\right) + \\ & \left. + \sum_{n=0}^{N-1} u_C(n) \cdot \cos\left(2 \cdot \pi \cdot \left(n + \frac{2}{3} N\right) \cdot \frac{1}{N}\right) - j \cdot \sum_{n=0}^{N-1} u_C(n) \cdot \sin\left(2 \cdot \pi \cdot \left(n + \frac{2}{3} N\right) \cdot \frac{1}{N}\right) \right), \end{aligned} \quad (1)$$

де $\bar{U}_{(1)}$ – вектор першої гармоніки прямої послідовності; $u_A(n)$, $u_B(n)$, $u_C(n)$ – миттєві значення фазних напруг; N – кількість точок дискретизації сигналу за період; n – поточний крок дискретизації; $j = \sqrt{-1}$.

Замінивши значення косинусів та синусів на попередньо обчислені обертові коефіцієнти $W_{RE}[i]$ та $W_{IM}[i]$

$$\begin{cases} W_{RE}[n] = \cos\left(\omega t \frac{n}{N}\right) \\ W_{IM}[n] = \sin\left(\omega t \frac{n}{N}\right) \end{cases} \quad (2)$$

та згрупувавши синусні та косинусні складові, можна отримати проміжні проекції вектора $\bar{U}_{(1)}$ на осі нерухомої координатної системи α - β :

$$\begin{cases} X_{\alpha}[n] := u_A[n] \cdot W_{IM}[n] + u_B[n] \cdot W_{IM}[n + \frac{1}{3}N] + u_C[n] \cdot W_{IM}[n + \frac{2}{3}N] \\ X_{\beta}[n] := u_A[n] \cdot W_{RE}[n] + u_B[n] \cdot W_{RE}[n + \frac{1}{3}N] + u_C[n] \cdot W_{RE}[n + \frac{2}{3}N], \end{cases} \quad (3)$$

де $X_{\alpha}[n]$, $X_{\beta}[n]$ – миттєві проміжні проекції узагальненого вектора напруги першої гармоніки на осі нерухомої системи координат α - β .

Самі проекції вектора $\bar{U}_{(1)}$ обраховуються «ковзаючим методом», який дає змогу отримувати оновлену інформацію про інтегральну величину на кожному кроці дискретизації:

$$\begin{cases} u_{f\alpha}[n] := u_{f\alpha}[n] - X_{\alpha}[n - N] + X_{\alpha}[n] \\ u_{f\beta}[n] := u_{f\beta}[n] - X_{\beta}[n - N] + X_{\beta}[n], \end{cases} \quad (4)$$

де $u_{f\alpha}[n]$, $u_{f\beta}[n]$ – миттєві проекції вектора $\bar{U}_{(1)}$ на осі нерухомої системи координат α - β .

Фаза вектора першої гармоніки прямої послідовності знаходиться згідно з тригонометричним виразом:

$$\varphi[n] = \arctan\left(\frac{u_{f\beta}[n]}{u_{f\alpha}[n]}\right), \quad (5)$$

де $\varphi[n] = \omega \cdot t \frac{n}{N}$ – фаза вектора напруги першої гармоніки прямої послідовності.

Велика кількість методів синхронізації обумовлена необхідністю подолання таких негативних явищ мереж обмеженої потужності, як варіювання частоти напруги, фазовий стрибок, вищі гармоніки напруги, згасаюча постійна складова тощо. Для підвищення надійності наведеного способу синхронізації запропоновано ввести додатковий контур лінійної синхронізації на основі ДПВ для нестандартної частоти.

Сутність рішення ґрунтується на наступному факті: швидкість зміни різниці фаз синусоїди мережі та еталонної синусоїди 50 Гц ДПФ є константою:

$$\frac{d(\omega_{net}^{(1)}t - \omega_{DPF}t)}{dt} = \omega_{DPF} - \omega_{net} = \omega_{err} = const, \quad (6)$$

де $\omega_{net}^{(1)}$ та ω_{DPF} – миттєві значення частот першої гармоніки напруги мережі та опорного сигналу ДПФ; ω_{err} – кутова частота напруги мережі по відношенню до еталонного синусоїдного сигналу 50 Гц ДПФ.

Таким чином, вирішивши диференціальне рівняння та отримавши інформацію про різницю фаз між двома сусідніми періодами ДПФ, можна отримати остаточний вираз фази напруги:

$$\varphi_{DPF}^{(1)} \approx \varphi_{net} + 2\omega_{err} \cdot \Delta t, \quad (7)$$

де $\varphi_{DPF}^{(1)}$ та φ_{net} – отримана цифровою системою фаза напруги мережі та реальна фаза напруги мережі; Δt – інтервал часу, який відповідає різницям фаз напруги мережі та еталонної напруги ДПФ.

Вираз (7) має незначну похибку, якою можна нехтувати, оскільки у діапазоні припустимо можливих частот напруги (45...55 Гц) функція похибки кута синхронізації є лінійною. Останній факт можна довести, побудувавши графік залежності похибки кута синхронізації від частоти мережі та початкової фази напруги. Через значний обсяг математичних викладок наведемо остаточний результат:

$$\varphi_{err}(f_{net}, \varphi_{start}) = \frac{f_{net} \left(2 \sin\left(\frac{2 \cdot \pi \cdot f_{net}}{2 \cdot f_{DPF}}\right)^2 - 2 \sin\left(\frac{\varphi_{start}}{2}\right) \right)}{f_{DPF} \left(\sin\left(\frac{2 \cdot \pi \cdot f_{net} + \varphi_{start} \cdot f_{DPF}}{f_{DPF}}\right) - \sin(\varphi_{start}) \right)}, \quad (8)$$

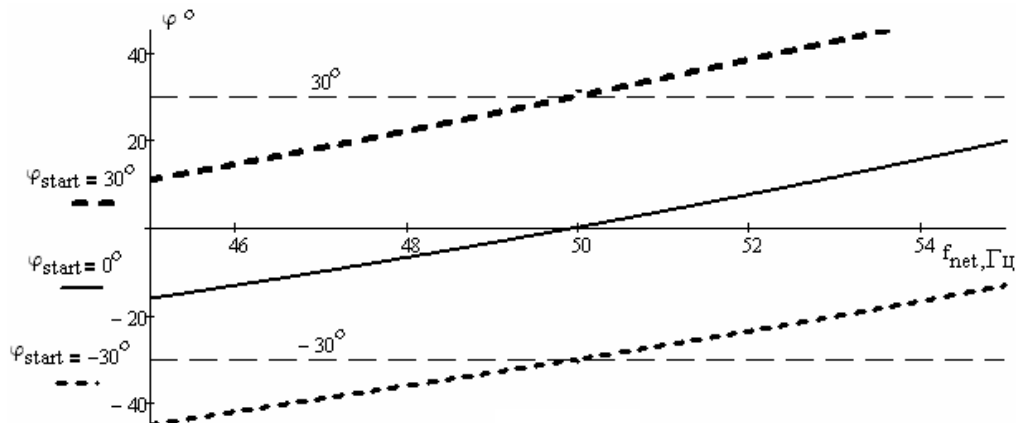


Рис. 2

де φ_{err} – похибка фаз напруги мережі та фази, визначеної за допомогою ДПФ; φ_{start} – початкова фаза напруги мережі; f_{net} , f_{DPF} – частота мережі та еталонна частота ДПФ у герцах.

Графік залежності для початкових фаз 0° , 30° та -30° зображено на рис. 2. Аналогічно величина останнього доданку виразу (7) обраховується другим контуром для нестандартної частоти (наприклад, 40 Гц). Порівняння значень результату обчислення фази за двома контурами робить систему нечутливою до фазових стрибків та коливання частоти.

Експериментальна перевірка результатів. Для експериментального підтвердження аналітичних результатів було проведено моделювання роботи однофазного АГ у мережі 0,4 кВ. Параметри моделі такі: діюче значення ЕРС мережі змінного струму 220 В; еквівалентний активний опір мережі 0,7 Ом; еквівалентна індуктивність мережі 8 мГн; опір навантаження 10 Ом. Інвертор виконано на основі повномостової схеми з трикутним сигналом завдання 5 кГц для ШІМ модуляції. Параметри вихідного LC фільтра: $L_f = 6$ мГн та $C_f = 2,2$ мкФ відповідно. Моделювання виконано у середовищі PSIM. Результати моделювання представлені на рис. 3.

За результатами моделювання втрати в мережі мінімальні при куті 8° . Незначний зсув ЕРС АГ пояснюється зсувом напруги в точці підключення по відношенню до ЕРС мережі через наявність реактивного опору мережі та фільтра АГ. Зазначимо, що синхронізація з ЕРС мережі, а не з напругою в точці загального підключення є важливою задачею для окремих досліджень.

У цій же точці потужність АГ наближається до потужності навантаження – за умовами моделювання, АГ має працювати в режимі додаткового живлення навантаження. Подальше збільшення різниці ЕРС АГ та мережі призводить до значного зростання потужності АГ, яке спричинено зрівнювальними струмами. Втрати при цьому нелінійно зростають.

Висновки. У роботі наведено огляд способів синхронізації автономного генератора із мережею обмеженої потужності, серед яких перевагу надано способу на основі дискретного перетворення Фур'є. Наведений спосіб модернізовано такими рішеннями:

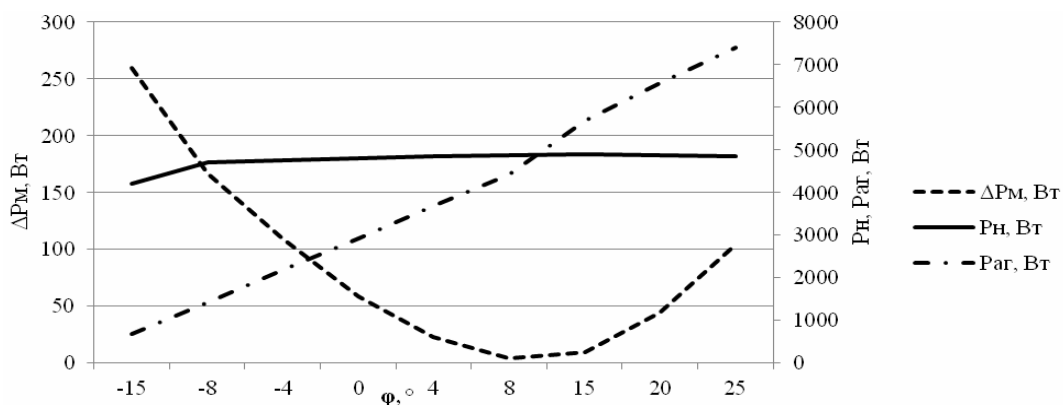


Рис. 3

1. Запропоновано використовувати для трифазного АГ «ковзаючий» метод проектування вектора напруги першої гармоніки прямої послідовності на осі нерухомої системи координат α - β .
2. До системи синхронізації інтегровано додатковий контур лінійної синхронізації нестандартної частоти. Такий крок робить систему нечутливою до фазового стрибка та коливання частоти.

У ході моделювання зазначено на важливості синхронізації із ЕРС мережі, а не з напругою в точці загального підключення. Фаза ЕРС АГ має бути незначно збільшеною через вплив реактивних складових повного опору структури «мережа – АГ» на напругу в точці підключення. Також показано нелінійно зростаючий характер втрат у мереж при збільшенні різниці кутів похибки синхронізації.

1. Мальшиков Г.М. Параллельная работа инверторов // Практическая силовая электроника. – 2009. – № 3 (35). – С. 3–8.
2. Труднев С.Ю. Исследование параллельной работы ШИМ-инвертора и однофазной сети // Вестник Государственного университета морского и речного флота им. адм. С.О. Макарова. – 2014. – № 6. – С. 60–66.
3. Bauer J., Lettl J. Solar power station output inverter control design // Radioengineering. – 2011. – Vol. 20, No. 1. – P. 258–262.
4. Martins A.P., Ferreira J.C. Robust converter synchronization to a weak grid through a DFT-based method // Renewable Energy & Power Quality Journal. – 2006. – Vol. 1, No.4. – P. 57–63.
5. Uemura H. System-level optimization of three-phase three-level T-type UPS system: dissertation for the degree of Doctor of Sciences / ETH. – Zurich, 2015. – 168 p.
6. Yang J.-Z., Liu C.-W. A precise calculation of power system frequency and phasor // IEEE Transactions on Power Delivery. – April 2000. – Vol. 15, No 2. – P. 494–499.

УДК 621.311.2+621.316.1

В.С. Козлов, канд. техн. наук

ГВУЗ «Криворожский национальный университет»,
ул. В. Матусевича, 11, Кривой Рог, 50027, Украина

Синхронизация автономного генератора в сети ограниченной мощности

Рассмотрены вопросы синхронизации автономного генератора с сетью ограниченной мощности. В качестве базового способа синхронизации выбран метод дискретного преобразования Фурье, который в случае трёхфазной системы вычисляется для вектора напряжения первой гармонической прямой последовательности. Предложено модернизировать упомянутый способ путём добавления контура линейной синхронизации нестандартной частоты. Доказана незначительность погрешности предложенного метода. Такой шаг делает систему нечувствительной к фазовым скачкам напряжения и колебаниям частоты. По результатам моделирования установлен нелинейно растущий характер потерь мощности в сети при наличии ошибки синхронизации.
Библ. 6, рис. 3.

Ключевые слова: Smart grid, инвертор, преобразование Фурье, синхронизация, ФАПЧ.

V.S. Kozlov

SHEE “Kryvyi Rih National University”

Vitalij Matusevych st., 11, Kryvyj Rig, 50027, Ukraine

Converter Synchronization in a Weak Grid

The article describes the synchronization issues of parallel generator in weak supply grids. The proposed synchronization system is based on the Discrete Fourier Transform method (DFT). For three-phase systems it is proposed to implement DFT for first voltage harmonic of positive sequence. The article describes the way of DFT synchronization method modernization. The essence is to add to a system the linear synchronization DFT loop of non-standard frequency. It was proven minor error of proposed modernization method. The proposed addition increases the stability of synchronization system when the phase step of frequency derivations is occurred. The article includes the modeling results of generator working in weak grid. According to these results it was found the non-linear dependence of power losses in supply grid in case of wrong synchronization. References 6, figures 3.

Key words: Smart grid, inverter, Fourier Transform, synchronization, PLL.

Надійшла 07.09.2017

Received 07.09.2017

УДК 621.313

ЕНЕРГЕТИЧНІ ПОКАЗНИКИ ТОРЦЕВИХ ДУГОСТАТОРНИХ АСИНХРОННИХ ДВИГУНІВ З БІМЕТАЛЕВИМИ ДИСКОВИМИ РОТОРАМИ

О.М. Карлов, канд. техн. наук, **І.П. Кондратенко**, чл.-кор. НАН України, **Р.С. Крищук**, канд. техн. наук, **А.П. Ращепкін**, докт. техн. наук
Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Перемоги, 56, Київ-57, 03057, Україна
e-mail: dep7ied@ukr.net

Представлено метод розрахунку енергетичних показників торцевого дугостаторного асинхронного двигуна (ТДАД) з біметалевим дисковим ротором. Він базується на математичній моделі електромагнітних параметрів двигуна з прийнятими допущеннями. Модель розроблено на основі системи рівнянь Максвелла з урахуванням лінійної швидкості обертання. Використовуючи вектор Умова-Пойнтинга та тривимірне представлення індукції магнітного поля в зазорі між магнітопроводами, виконано аналітичний розрахунок повної комплексної потужності. Виведено вирази для розрахунку головного комплексного опору двигуна, що включає взаємну міжфазну індуктивність. Представлено вирази для розрахунку електромагнітного моменту, корисної потужності, коефіцієнта корисної дії, коефіцієнта потужності. Метод дає змогу розрахувати енергетичні показники як при заданих комплексних амплітудах струму, так і напруги. Бібл. 5, рисунок, таблиця.

Ключові слова: торцевий дугостаторний асинхронний двигун, біметалевий дисковий ротор, енергетичні показники.

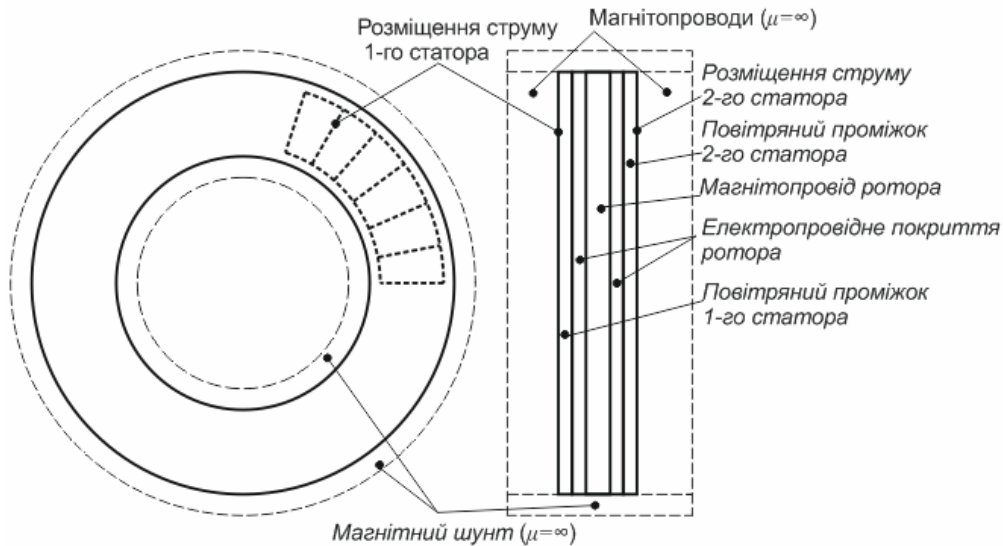
Вступ. Ця стаття є частиною роботи з розробки аналітичного методу розрахунку електромагнітних полів, енергетичних показників та електромагнітних зусиль у торцевих дугостаторних асинхронних двигунах (ТДАД) з біметалевими масивними дисковими роторами. Тут представлено розробку аналітичного методу розрахунку енергетичних показників, тоді як в [5] – аналітичний метод розрахунку електромагнітних полів ТДАД з біметалевим дисковим ротором.

Розроблений і представлений у статті метод планується використовувати при розробці безредукторного електроприводу кульових барабанних млинів теплових електростанцій. Відомо, що необхідна потужність такого електроприводу варіюється від 300 до 2000 кВт. Основними перевагами використання таких двигунів на кульових барабанних млинах є: відсутність редукторів із зубчастими передачами, простота конструкції, легкість в обслуговуванні та охолодженні, можливість розробки двигуна з кількома дисковими роторами та статорами, високий пусковий момент, керованість. Крім барабанних млинів ТДАД і метод його розрахунку можна застосувати в будь-якому іншому устаткуванні, де виникає доцільність встановлення такого двигуна.

Метою роботи є розробка аналітичного методу розрахунку для квазістаціонарного режиму енергетичних показників ТДАД з біметалевим дисковим ротором.

Моделльне представлення ТДАД показано на рисунку. Модель побудована на таких припущеннях: внутрішній та зовнішній радіуси ротора та магнітопроводу статора співпадають; за межами повітряного проміжку між статором та ротором знаходиться ідеальний ферромагнітний матеріал; дуговий статор двигуна моделюється шляхом розміщення обмотки лише на певній частині замкненого по всьому колу магнітопроводу статора; магнітопроводи без пазів, витки кожного пазу розміщені на поверхні магнітопроводу у вигляді нескінченно тонких пучків струму; лобові частини обмотки також представлені у вигляді нескінченно тонких пучків струму на поверхні магнітопроводу; по обидва боки ротора статори вмикаються послідовно в мережу живлення. Між магнітопроводами протилежних статорів з ідентичними обмотками – тришаровий електропровідний масивний ротор, в якому збуджуються вихрові струми, що приводять його до руху.

У роботі [5] одержано вираз для розрахунку аксіальної складової індукції електромагнітного поля B_z у будь-якій точці зазору між магнітопроводами статора (рисунок)



$$B_z(\rho, \varphi, z) = \sum_{n=-\infty}^{\infty} \sum_{\eta=1}^{\infty} \tilde{B}_z K_{\eta} e^{-in\varphi}. \tag{1}$$

Тут $\tilde{B}_z(z)$ – перетворена інтегральними перетвореннями по азимутальній (перетворення Фур’є з періодом 2π) та радіальній (інтегральне перетворення в кінцевих межах [2]) координатах індукція магнітного поля; n – параметр перетворення по азимутальній координаті; φ – азимутальна координата; i – уявна одиниця;

$$K_{\eta} = (Y_n(\lambda_{n\eta} r_4) J_n(\lambda_{n\eta} \rho) - J_n(\lambda_{n\eta} r_4) Y_n(\lambda_{n\eta} \rho)); \tag{2}$$

$J_n(\cdot)$, $Y_n(\cdot)$ – функції Бесселя відповідно першого та другого роду; $\lambda_{n\eta}$ – власне число інтегрального перетворення в кінцевих межах, що знаходиться з рівняння

$$J_n(\lambda_{n\eta} r_3) Y_n(\lambda_{n\eta} r_4) - Y_n(\lambda_{n\eta} r_3) J_n(\lambda_{n\eta} r_4) = 0; \tag{3}$$

η – порядковий номер власного числа $\lambda_{n\eta}$ для певного параметра n ; r_3 та r_4 – відповідно менший та більший радіуси магнітопроводів (рисунок).

Електромагнітна потужність ТДАД знаходиться вектором Умова-Пойнтінга [1, 3]

$$S = \frac{1}{2} \int_{S_{nl}} \left[\vec{E} \times \vec{H}^* \right] dS, \tag{4}$$

де S_{nl} – площа, по нормалі до якої спрямований потік електромагнітного поля. При розрахунку ТДАД ця площа є поверхнею магнітопроводу статора з боку ротора і обмежується по радіусу лобовими частинами обмотки моделі (рисунок) – від r_1 до r_2 , а по азимутальній

координаті від $-\pi$ до π ; \vec{E} – вектор напруженості електричного поля; \vec{H}^* – спряжене значення вектора напруженості магнітного поля. До виразу (4) застосовуються граничні умови на поверхнях магнітопроводів [5]

$$H_{\rho} = -i_{\varphi}, H_{\varphi} = i_{\rho} \tag{5}$$

– для правого статора (рисунок), для лівого статора

$$H_{\rho} = i_{\varphi}, H_{\varphi} = -i_{\rho}. \tag{6}$$

Оскільки в методі розглядається лише z -складова магнітної індукції, виконаємо векторне

множення для z -складової $\left(\vec{E} \times \vec{H}^* \right)_z$ у виразі (4). З урахуванням (5) та (6) маємо запис, дійсний і для лівого, і для правого статора на поверхні магнітопроводу зі струмом:

$$S = \frac{1}{2} \int_{r_1}^{r_2} \int_{-\pi}^{\pi} \left(E_{\rho} i_{\varphi}^* + E_{\varphi} i_{\rho}^* \right) \rho d\varphi d\rho, \quad (7)$$

де E_{ρ} та E_{φ} – відповідно ρ та φ складова напруженості електричного поля; i_{ρ}^* та i_{φ}^* – комплексно спряжені значення ρ та φ складових струму на поверхні магнітопроводів.

Застосуємо до виразу (7) $\operatorname{div} \vec{i} = 0$ при умові $i_z = 0$:

$$S = \frac{1}{2} \int_{r_1}^{r_2} \int_{-\pi}^{\pi} \left(E_{\rho} i_{\rho}^* - E_{\varphi} \frac{\partial}{\partial \rho} \left(\rho \int_{\varphi} i_{\rho}^* d\varphi \right) \right) \rho d\varphi d\rho. \quad (8)$$

Після застосування інтегрування по частинах в (8) одержуємо

$$S = \frac{1}{2} \int_{r_1}^{r_2} \int_{-\pi}^{\pi} \left(\int_{\varphi} i_{\rho}^* d\varphi (\rho \operatorname{rot}_z \vec{E}) \right) \rho d\varphi d\rho. \quad (9)$$

З рівняння Максвела $\operatorname{rot} \vec{E} = -d\vec{B}/dt$ для z -складової ротора напруженості електричного поля, а також враховуючи, що $\partial B_z / \partial t = i\omega B_z$ для квазістаціонарного режиму, визначення потужності зведемо до такого виразу:

$$S = \frac{i\omega}{2} \int_{r_1}^{r_2} \int_{-\pi}^{\pi} \left(\rho i_{\rho}^* \int_{\varphi} B_z d\varphi \right) \rho d\varphi d\rho, \quad (10)$$

де ω – кутова частота. Застосувавши до інтегралу $\int_{\varphi} B_z d\varphi$ одночасно інтегральне перетворення Фур'є [5] та обернене до його перетворення, маємо

$$S = \frac{i\omega}{2} \sum_{n=-\infty}^{\infty} \int_{r_1}^{r_2} \frac{\bar{B}_z}{in} \rho^2 \int_{-\pi}^{\pi} i_{\rho}^* e^{-in\varphi} d\varphi d\rho, \quad (11)$$

де \bar{B}_z – перетворена по координаті φ індукція магнітного поля. Інтеграл $\int_{-\pi}^{\pi} i_{\rho}^* e^{-in\varphi} d\varphi$ є спряженим значенням дискретного перетворення Фур'є для струму, тобто

$$\frac{1}{2\pi} \int_{-\pi}^{\pi} i_{\rho}^* e^{-in\varphi} d\varphi = \bar{i}_{\rho}^* = \bar{i}_{\rho 1}^* \frac{\Theta_{\rho}}{2\pi\rho}, \quad (12)$$

де $\Theta_{\rho} = [\Theta(\rho - r_1) - \Theta(\rho - r_2)]$, $\Theta(\cdot)$ – одинична ступінчаста функція. Вводячи в (11) значення $\bar{i}_{\rho 1}^*$ із (12), вираз для визначення потужності на поверхні магнітопроводу статора ТДАД запишемо таким чином:

$$S = -\frac{i\omega}{2} \sum_{n=-\infty}^{\infty} \left(\frac{\bar{i}_{\rho 1}^*}{in} \right)^* \int_{r_1}^{r_2} \bar{B}_z \rho d\rho, \quad (13)$$

де

$$\bar{i}_{\rho 1} = I_A w_A K_A + I_B w_B K_B - I_C w_C K_C. \quad (14)$$

Тут вирази для обмоткових коефіцієнтів K_A , K_B , K_C для дво- та одношарової обмоток є в [5]; $I_{A(B,C)}$ – комплексне значення амплітуди струму фази $A(B,C)$; $w_{A(B,C)}$ – число витків у котушках обмотки відповідної фази.

В (13) використано перетворене по азимутальній координаті значення осьової складової магнітної індукції \bar{B}_z , яке представимо як обернене перетворення інтегрального перетворення в скінченних межах по радіальній координаті:

$$\bar{B}_z(\rho, z) = \sum_{\eta=1}^{\infty} \tilde{B}_z(z) K_{\eta}. \quad (15)$$

Тоді

$$S = -\frac{i\omega}{2} \sum_{n=-\infty}^{\infty} \sum_{\eta=1}^{\infty} \left(\frac{\bar{i}\rho_1}{in} \right)^* \int_{r_1}^{r_2} \rho \tilde{B}_z C_{n\eta} K_{\eta} d\rho, \quad (16)$$

де з'являється нормуючий множник інтегрального перетворення [4]

$$C_{n\eta} = \frac{2(J_n^2(\lambda_{n\eta}r_3) - J_n^2(\lambda_{n\eta}r_4))}{\pi^2 \lambda_{n\eta}^2 J_n^2(\lambda_{n\eta}r_3)}. \quad (17)$$

Отже, повна потужність для кожного статора (рисунок) визначається виразом (15) на поверхні магнітопроводу статора. Оскільки аналітичний розрахунок виконано для трифазного двигуна, то з іншого боку ця потужність для будь-якого трифазного навантаження визначається за виразом

$$S = \frac{1}{2} \left(U_A I_A^* + U_B I_B^* + U_C I_C^* \right), \quad (18)$$

де U_A, U_B, U_C – комплексні амплітудні значення фазної напруги обмотки. В свою чергу фазна напруга записується через комплексний опір власної та взаємної індуктивності:

$$U_A = I_A z_{AA} + I_B z_{AB} + I_C z_{AC}; \quad (19)$$

$$U_B = I_A z_{BA} + I_B z_{BB} + I_C z_{BC}; \quad (20)$$

$$U_C = I_A z_{CA} + I_B z_{CB} + I_C z_{CC}. \quad (21)$$

Комплексний опір $z_{AA} \dots z_{CC}$ одержуємо з виразу повної потужності (15), розписавши його за рівнянням (18). Таким чином, вираз (15) набуде такого вигляду:

$$S = \frac{1}{2} \left(-i\omega I_A w_A \sum_{n=-\infty}^{\infty} \sum_{\eta=1}^{\infty} \left(\frac{K_A}{in} \right)^* \tilde{B}_z C_{n\eta} \int_{r_1}^{r_2} \rho K_{\eta} d\rho - i\omega I_B w_B \sum_{n=-\infty}^{\infty} \sum_{\eta=1}^{\infty} \left(\frac{K_B}{in} \right)^* \tilde{B}_z C_{n\eta} \int_{r_1}^{r_2} \rho K_{\eta} d\rho + \right. \\ \left. + i\omega I_C w_C \sum_{n=-\infty}^{\infty} \sum_{\eta=1}^{\infty} \left(\frac{K_C}{in} \right)^* \tilde{B}_z C_{n\eta} \int_{r_1}^{r_2} \rho K_{\eta} d\rho \right). \quad (22)$$

Кожний доданок у (22), очевидно, є добутком напруги й струму відповідної фази. Для того щоб із (22) одержати комплексний опір двигуна, необхідно вираз (22) розписати виразами (19)...(21). Тоді комплексний опір $z_{AA} \dots z_{CC}$ запишеться з виразу (22) таким чином:

$$z_{AA} = -i\omega w_A^2 \sum_{n=-\infty}^{\infty} \sum_{\eta=1}^{\infty} \left(\frac{K_A}{in} \right)^* \tilde{b}_z C_{n\eta} K_A; \quad z_{AB} = -i\omega w_A w_B \sum_{n=-\infty}^{\infty} \sum_{\eta=1}^{\infty} \left(\frac{K_A}{in} \right)^* \tilde{b}_z C_{n\eta} K_B; \\ z_{AC} = i\omega w_A w_C \sum_{n=-\infty}^{\infty} \sum_{\eta=1}^{\infty} \left(\frac{K_A}{in} \right)^* \tilde{b}_z C_{n\eta} K_C; \quad (23)$$

$$z_{BA} = -i\omega w_B w_A \sum_{n=-\infty}^{\infty} \sum_{\eta=1}^{\infty} \left(\frac{K_B}{in} \right)^* \tilde{b}_z C_{n\eta} K_A; \quad z_{BB} = -i\omega w_B^2 \sum_{n=-\infty}^{\infty} \sum_{\eta=1}^{\infty} \left(\frac{K_B}{in} \right)^* \tilde{b}_z C_{n\eta} K_B; \\ z_{BC} = i\omega w_B w_C \sum_{n=-\infty}^{\infty} \sum_{\eta=1}^{\infty} \left(\frac{K_B}{in} \right)^* \tilde{b}_z C_{n\eta} K_C; \quad (24)$$

$$z_{CA} = i\omega w_C w_A \sum_{n=-\infty}^{\infty} \sum_{\eta=1}^{\infty} \left(\frac{K_C}{in} \right)^* \tilde{b}_z C_{n\eta} K_A; \quad z_{CB} = i\omega w_C w_B \sum_{n=-\infty}^{\infty} \sum_{\eta=1}^{\infty} \left(\frac{K_C}{in} \right)^* \tilde{b}_z C_{n\eta} K_B; \\ z_{CC} = -i\omega w_C^2 \sum_{n=-\infty}^{\infty} \sum_{\eta=1}^{\infty} \left(\frac{K_C}{in} \right)^* \tilde{b}_z C_{n\eta} K_C, \quad (25)$$

де

$$\tilde{b}_z = \frac{\tilde{B}_z}{\tilde{i}_{\rho 1}} \int_{r_1}^{r_2} \rho K_{\eta} d\rho. \quad (26)$$

Опір, розрахований за формулами (23)...(25), включає в себе втрати на диференціальне розсіювання та розсіювання лобових частин, але не враховує пазове розсіювання та активний опір провідників статора, які розраховуються відомими методами (Копил) додатково. З урахуванням активного опору провідників фази r_w й індуктивного опору розсіювання пазів фази x_s . r_w та x_s вирази (19)...(21) для напруги через опір та струм переписуться так:

$$U_A = I_A(z_{AA} + r_w + x_s) + I_B z_{AB} + I_C z_{AC}; \quad (27)$$

$$U_B = I_A z_{BA} + I_B(z_{BB} + r_w + x_s) + I_C z_{BC}; \quad (28)$$

$$U_C = I_A z_{CA} + I_B z_{CB} + I_C(z_{CC} + r_w + x_s). \quad (29)$$

Розрахунок опору дає змогу розрахувати енергетичні показники ТДАД як при заданих комплексних амплітудних значеннях струму, так і комплексних амплітудних значеннях напруги.

Момент для одного статора ТДАД знаходиться шляхом інтегрування добутку сили, що визначається як $i_{\rho}^* B_z$ за площиною $\varphi O \rho$, на радіус ρ :

$$M = \operatorname{Re} \left[\frac{1}{2} \int_{-\pi r_3}^{\pi r_4} i_{\rho}^* B_z \rho \rho d\varphi d\rho \right]. \quad (30)$$

Виконуючи інтегральне перетворення у ряди Фур'є одночасно для індукції B_z й для спряженого струму i_{ρ}^* (12) та одночасно обернене до інтегрального перетворення [5] по азимутальній координаті, маємо

$$M = \operatorname{Re} \left[\frac{1}{2} \sum_{n=-\infty}^{\infty} \bar{B}_z \int_{r_3}^{r_4} \tilde{i}_{\rho 1}^* \Theta_{\rho} \rho d\rho \right], \quad (31)$$

де \bar{B}_z – перетворене по азимутальній координаті значення індукції магнітного поля. Тоді, виконавши інтегральне перетворення у ряди по радіальній координаті одночасно для індукції \bar{B}_z й для спряженого струму \tilde{i}_{ρ}^* [5] та одночасно обернене до інтегрального перетворення [5] по радіальній координаті (15), маємо кінцевий вираз розрахунку моменту для одного статора

$$M = \frac{1}{2} \operatorname{Re} \left[\sum_{n=-\infty}^{\infty} \sum_{\eta=1}^{\infty} \tilde{B}_z \tilde{i}_{\rho 1}^* \int_{r_1}^{r_2} \rho K_{\eta} d\rho \right], \quad (32)$$

в якому індукція \tilde{B}_z визначена на поверхні статора в повітряному проміжку двигуна.

Тоді механічна потужність машини, активна потужність, коефіцієнт корисної дії, коефіцієнт потужності, повна потужність фаз розраховуються відповідно

$$P_2 = 2\omega M(1-s)C_s/2p; \quad P_{A(B,C)} = \operatorname{Re}(S_{A(B,C)}); \quad (33)$$

$$KKД = P_2/P_1; \quad \cos \varphi_{A(B,C)} = \operatorname{Re}[S_{A(B,C)}] / |S_{A(B,C)}|; \quad (34)$$

$$S_A = U_A I_A^*/2; \quad S_B = U_B I_B^*/2; \quad S_C = U_C I_C^*/2, \quad (35)$$

де $2p$ – полюси обмотки статора, кількість яких може бути непарною в двошаровій дугостаторній (розіткненій) обмотці з наполовину заповненими пазами крайніх полюсів.

На основі розробленого аналітичного методу розрахунку складено програму для чисельного розрахунку енергетичних показників ТДАД з біметалевим дисковим ротором. При розробці програми розрахунку достатньо обмежитися кількістю чисел n перетворення Фур'є в межах ($n = -8p/C_s \dots 8p/C_s$), щоб охопити вищі гармоніки, включаючи сьому, а також субгармоніки, які необхідні для розрахунку ТДАД [5]. Кількість гармонік η радіальної координати достатньо брати 35 для задовільної точності розрахунку. При розрахунку ТДАД, в

якому обмотка замкнена ($C_s = 1$), основна гармоніка розраховується при $n = p$, p 'ята й сьома – відповідно $n = -5p$, $n = 7p$ і т.д., а субгармоніки не несуть впливу.

При порівнянні результатів розрахунку з методом скінченних елементів проявляється вплив умови розширення магнітопроводів за межі лобових частин обмотки до розмірів ротора. Тому при використанні розробленого в статті методу рекомендовано лобові частини струму (рисунок) розміщувати на товщину немагнітного проміжку далі від реального радіуса магнітопроводу статора. У такому разі досягається мінімальне відхилення результату розрахунку.

У таблиці наведено розраховані енергетичні показники ТДАД з біметалевим дисковим ротором для двох статорів, вхідні дані якого є в [5], де було виконано розрахунок магнітного поля такого двигуна, з радіусами магнітопроводу статора $r_1 = 1,9$ м, $r_2 = 2,9$ м. При розрахунку пазового розсіювання розміри прямокутних пазів, закритих клинком товщиною 5 мм, складають $11,4 \times 34,2$ мм. Переріз провідника – $34,1$ мм². При цьому густина струму в провідниках – $5,63$ А/мм².

Параметр	Величина	Параметр	Величина
M , Н м	479255	z_{AA} , Ом	$3,47 + 3,63 i$
U_A , В	$2737,4 + 3359,8 i$	z_{AB} , Ом	$-4,41 + 0,65 i$
U_B , В	$1547,6 - 4106,7 i$	z_{AC} , Ом	$1,24 - 3,82 i$
U_C , В	$-4343,1 + 623,4 i$	z_{BA} , Ом	$1,16 - 3,95 i$
S_A , ВА	$373164 + 458011 i$	z_{BB} , Ом	$3,47 + 3,63 i$
S_B , ВА	$379345 + 462612 i$	z_{BC} , Ом	$-4,53 + 0,60 i$
S_C , ВА	$369621 + 470236 i$	z_{CA} , Ом	$-4,53 + 0,60 i$
ККД, %	79,5	z_{CB} , Ом	$1,24 - 3,82 i$
P_2 , Вт	892083	z_{CC} , Ом	$3,36 + 3,83 i$
$\cos \varphi_{A(B,C)}$	0,63	$r_w + x_s i$, Ом	$1,113 + 2,205 i$

Висновок. Розроблено метод розрахунку енергетичних показників торцевого дугостаторного асинхронного двигуна з дисковим біметалевим ротором, який на відміну від інших враховує лінійну швидкість обертання ротора, тривимірний розподіл індукції магнітного поля, несиметричне положення ротора в зазорі між магнітопроводами статорів. Метод також враховує власну індуктивність кожної фази та взаємну індуктивність між фазами, диференціальне розсіювання. Лобове розсіювання враховано наявністю азимутальної складової струму статора. Розроблена комп'ютерна програма на основі методу розрахунку дає змогу швидше виконувати багатоваріантний розрахунок конструкції ТДАД порівняно з чисельним методом скінченних елементів.

1. Гольдштейн Л.Д., Зернов Н.В. Электромагнитные поля и волны. – М: Сов. радио, 1971. – 662 с.
2. Кошляков Н.С., Глинер Э.Б., Смирнов М.М. Уравнения в частных производных математической физики. – М.: Высш. шк., 1970. – 712 с.
3. Ландау Л.Д., Лифшиц Е.М. Теоретическая физика. Электродинамика сплошных сред. 2-е изд., испр. – М.: Наука. Гл. ред. физ.-мат. лит., 1982. – 621 с. (т. VIII)
4. Мартыненко Н.А., Пустыльников Л.М. Конечные интегральные преобразования и их применение к исследованию систем с распределенными параметрами. – М.: Наука, 1986. – 304 с.
5. Ращепкин А.П., Карлов О.М., Крищук Р.С. Структура магнітного поля торцевого дугостаторного асинхронного двигуна з дисковим біметалевим масивним ротором // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. – К.: ІЕД НАНУ, 2017. – Вип. 47. – С. 28–36.

УДК 621.313

А.Н. Карлов, канд. техн. наук, **И.П. Кондратенко**, чл.-корр. НАН Украины, **Р.С. Крищук**, канд. техн. наук, **А.П. Ращепкин**, докт. техн. наук
Институт электродинамики НАН Украины,
пр. Победы, 56, Киев, 03057, Украина

Энергетические показатели торцевых дугостаторных асинхронных двигателей с биметаллическими дисковыми роторами

Представлен метод расчета энергетических показателей торцевого дугостаторного асинхронного двигателя (ТДАД) с биметаллическим дисковым ротором. Метод расчета базируется на математической модели электромагнитных параметров двигателя с принятыми допущениями. Модель разработана на основе системы уравнений Максвелла с учетом линейной скорости вращения. Выполнен аналитический расчет полной комплексной мощности путем использования вектора Умова-Пойнтинга и трехмерного представления индукции магнитного поля в зазоре между статором и ротором. Разработаны выражения для расчета главного комплексного сопротивления электрической схемы двигателя, которые включают взаимную межфазную индуктивность. Представлены выражения для расчета электромагнитного момента, полезной мощности, коэффициента полезного действия, коэффициента мощности. Метод позволяет рассчитать энергетические показатели при заданных комплексных амплитудах и тока, и напряжения. Библиография: 5, рисунок, таблица.

Ключевые слова: торцевой дугостаторный асинхронный двигатель, биметаллический дисковый ротор, энергетические показатели.

O. Karlov, I. Kondratenko, R. Kryshchuk, A. Rashchepkin

Institute of Electrodynamics The National Academy of Sciences of Ukraine,
Peremohy, 56, Kyiv, 03057, Ukraine

Energy parameters of axial arc-stator motors with bimetallic disk rotors

The method of calculating the energy indicators of an axial arc-stator induction motor (AAIM) with a bimetal disk rotor is presented. The mathematical model of the motor with accepted assumptions is presented. The model is developed on the basis of Maxwell's equations, takes into account linear speed of rotation. Using the Poynting theorem and three-dimensional representation of the magnetic field induction in the gap of motor, the analytical calculation of complete integrated power was performed. Expressions for calculating the main complex resistance of the engine, which includes the mutual interphase inductance, are done. Expressions for calculating the electromagnetic moment, the useful power, the efficiency factor, the power factor are presented. The method allows calculating energy indices both at given complex amplitudes of a current, and a voltage. References 5, figure, table.

Key words: axial arc-stator motor, bimetallic disk rotor, power parameters.

Надійшла 23.10.2017

Received 23.10.2017

УДК 621.313

МЕХАНІЧНІ ТА ВІБРОМЕХАНІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ НАТИСКНИХ ПАЛЬЦІВ І ПЛИТ ОСЕРДЯ СТАТОРА ТУРБОГЕНЕРАТОРА

К.А. Кучинський, докт. техн. наук, **В.О. Тітко**, канд. техн. наук, **М.С. Гуторова**, канд. техн. наук, **В.А. Мистецький**, інж.

Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Перемоги, 56, Київ-57, 03057, Україна
e-mail: misteckiyviktoria@ukr.net

Розроблено модель для розрахунку механічних характеристик у натискних пальцях і плитах при дефектах пресування осердя статора турбогенератора в зубцевій зоні, в тому числі при відгині пальців. Модель дає змогу визначити частоту коливань системи у початковий момент раптового виникнення дефектів, а також характеристики при сталому режимі роботи. Проведено тестові розрахунки механічних характеристик у пальцях і плитах на ділянці їх дотику при відгині пальця. Бібліографія: 10, рис. 6, таблиця.

Ключові слова: турбогенератор, моделювання, шихтований магнітопровід, осердя статора, зубцева зона, натискні пальці, механічні напруження, зусилля, лінійне видовження.

Постановка задачі. Відомо, що майже все генеруюче обладнання ТЕС морально і фізично застаріле. Надійність такого обладнання зменшується. Найбільш проблемним вузлом є шихтоване осердя статора генератора, яке має складну систему кріплення і в процесі експлуатації внаслідок дії термомеханічних сил ця система змінює свій механічний стан, ослаблюючи чи, навпаки, посилюючи зусилля пресування листів заліза осердя статора.

Зі збільшенням долі АЕС у сумарній кількості генерованої в країні електроенергії та невеликої встановленої потужності ГАЕС турбогенератори ТЕС будуть працювати в маневрених, динамічних режимах, в яких надійність генеруючого обладнання значно нижча. Виникає необхідність розробки засобів підвищення, перш за все, механічної стійкості елементів конструкції генераторів до цих режимів. Особливо це стосується зубцевої зони шихтованого магнітопроводу, яка пресується окремими натискними пальцями. Зміна навантаження призводить до зміни нерівномірності їх нагрівання, що викликає змінні термомеханічні сили, під дією яких пальці можуть відгинатися. У результаті відбуваються локальне розпресування, механічні руйнування під дією електромагнітних сил, що призводять до важких аварійних відключень генераторів і, зрештою, до недовироблення електроенергії.

Особливо піддаються впливу змінних електродинамічних і термомеханічних сил крайні пакети. Під дією вібрацій руйнуються зубці статора (рис. 1) (фрагмент зруйнованих зубців крайніх пакетів осердя статора турбогенератора типу ТВВ-1000-2 на третьому енергоблоці Південно-Української АЕС (2015 р.) [1]).

Над цією проблемою працюють усі спеціалісти, які виготовляють потужні турбогенератори. Проте застосування усіх методів і заходів, спрямованих на підвищення механічної стійкості, зокрема запікання крайніх пакетів шихтованого магнітопроводу, остаточного вирішення даної проблеми не дали. Не здійснюються контроль і діагностування технічного стану магнітопроводу, особливо в зубцевій зоні, оскільки натискних пальців лише на один бік статора може бути до сотні штук і в кожному не раціонально встановлювати датчики. Отже, стан проблеми такий, що потребує подальшої її розробки і вирішення.

Складності визначаються, перш за все, необхідністю локально контролювати зусилля, а для цього необхідно встановлювати сотні складних датчиків, що в турбогенераторах під час їх експлуатації неможливо.

У цій роботі проведено моделювання механічних процесів у зубцевій зоні для визначення можливості контролю змін механічних характеристик при ослабленні пресування одного чи декількох зубців. Такий підхід дасть можливість контролювати в процесі експлуатації зусилля пресування осердя статора в зубцевій зоні.

Треба зазначити, якщо для зупиненої машини розроблено досить багато методів і засобів технологічного контролю стану пресування осердя статора в зубцевій зоні (наприклад, із основних можна виділити контроль механічними пристроями – вібромеханічний, ультразвуковий, магнітоелектричний контроль та інші), то на працюючій машині контроль пресування осердя статора значно складніший і методи контролю більш складні. Це в основному тензометричні методи, методи вимірювання тиску, ємнісні, електромагнітні, теплові й вібраційні. Ясно, що всі вони передбачають встановлення великої кількості датчиків. Це на практиці робить їх невикористаними і в більшості випадків економічно недоцільними.

Дослідження механічних характеристик в ТГ проводились багатьма авторами в різних аспектах. Наприклад, у роботі [9] розглядаються однібічна n -стержнева розрахункова схема, напруження в зубці осердя, середнє напруження в ярмі осердя, напруження в шийці стяжної призми. В [4] представлено систему диференціальних рівнянь, які описують лінійні, слабонелінійні та сильнонелінійні (віброудари), радіальні й тангенціальні коливання ребра в умовах кінетичного збудження вібрації в проекції на осі нерухомої системи координат.

З іншого боку, розглядаються механічна деформація кручення країв натискних плит, деформації натискних пальців, а також вплив

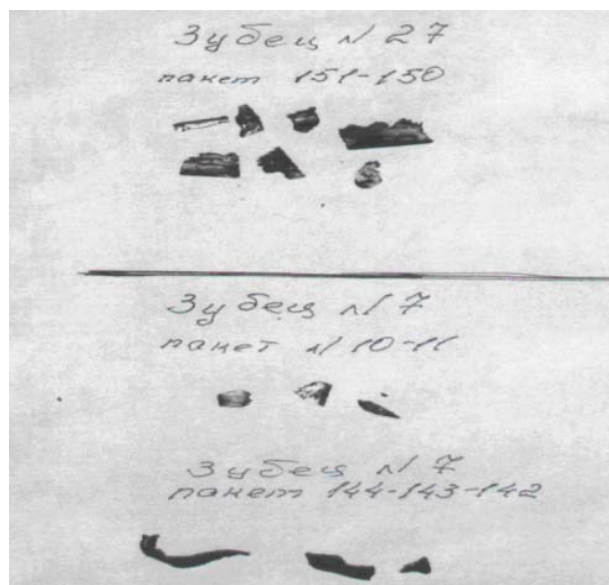


Рис. 1

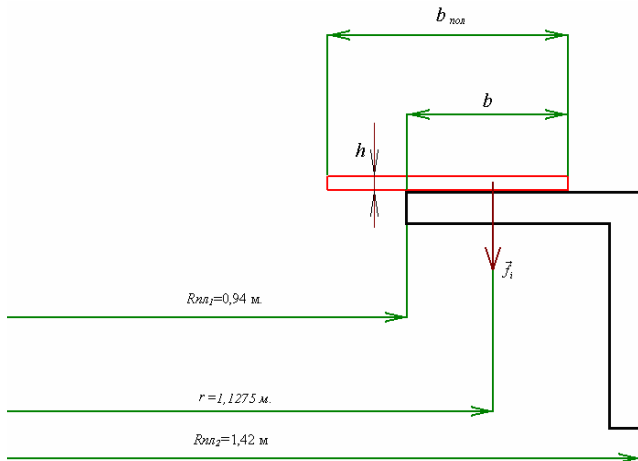


Рис. 2

цих деформацій на шихтовані листи активно-го заліза статора турбогенератора. Також у роботі враховано вплив деформації в натискних плитах під дією стяжних призм. Проте у відомих працях не досліджується вплив розвитку дефектів у вигляді розпресування на механічні характеристики всієї системи закріплення осердя статора ТГ.

У цій роботі розв'язана задача дослідження впливу дефектів на перерозподіл механічних та вібромеханічних характеристик. Під час її розв'язання використовували як аналітичні, так і чисельні методи.

Розглянуто механічну систему, яка складається з плити, натискних пальців, стяжних призм.

При цьому враховано вплив натискних пальців на шихтоване залізо зубцевої зони осердя статора. Методика враховує зміну механічних характеристик і параметрів у натискних пальцях, стяжних призмах, зубцевої зони в часі за умови, що рівнодійна усіх сил і всіх моментів дорівнює нулю [3, 7, 8].

При ослабленні пресування осердя статора ТГ, перш за все зубцевої зони, виникає механічний зсув листів шихтованого магнітопроводу статора, а також тріщини листів активно-го заліза статора турбогенератора за умови, що генератор працює певний час при розпресованому осерді. Щоб не допустити цього, потрібна неперервна діагностика [2]. Для доведення засобів контролю на більш досконалий рівень розвитку дуже важливо знайти закон розподілу та перерозподілу механічних сил, механічних моментів сил, лінійних видовжень та деформацій стяжних призм, натискних пальців, натискних призм, а також їх кутові переміщення за умови наявності дефектів [3, 7, 8]. На базі цих параметрів та процесів можна розробити досконали засоби контролю і діагностування [2].

Мета роботи. Дослідження механічних характеристик у натискних плитах і пальцях осердя статора ТГ, як найбільш вразливого вузла генераторів, при дефектах пресування в процесі експлуатації, особливо в динамічних режимах.

Результати досліджень. Дослідження проведено для турбогенератора типу ТГВ-300.

Модель для розрахунку механічних характеристик елементів торцевої зони осердя статора ТГ (натискна плита, активне залізо та натискні пальці) представлено на рис. 2, де

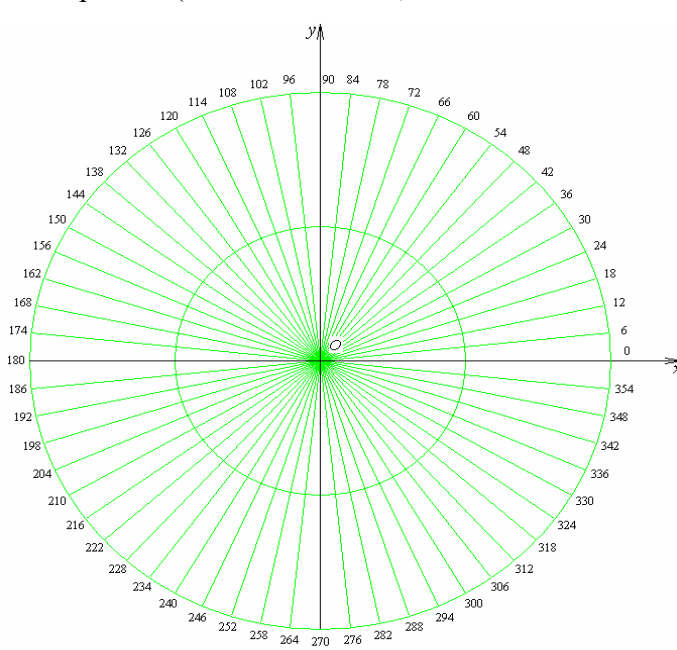


Рис. 3

показано сили \vec{f}_i , які діють на i -й натискний палець осердя статора синхронного генератора [Н], а також [6, 8] відстань $b_{пов}=0,6$ м – повна довжина натискного пальця; $b=0,375$ м – відрізок ділянки натискного пальця, який контактує з натискною плитою; висота пальця $h=0,05$ м; ширина натискного пальця $a=0,028$ м; площа дотику пальця з плитою $s=a \cdot b=0,0105$ м²; значення внутрішнього і зовнішнього радіусів натискної плити статора ТГ: $R_{пл1} = 0,94$ м і $R_{пл2} = 1,42$ м; $r=1,1275$ м – радіус кола, який проходить через середину контактної зони натискних пальців з натискною плитою.

При статичній рівновазі натискної плити рівнодійна всіх механічних сил дорівнює нулю [3, 7]. Розглянемо зміни ме-

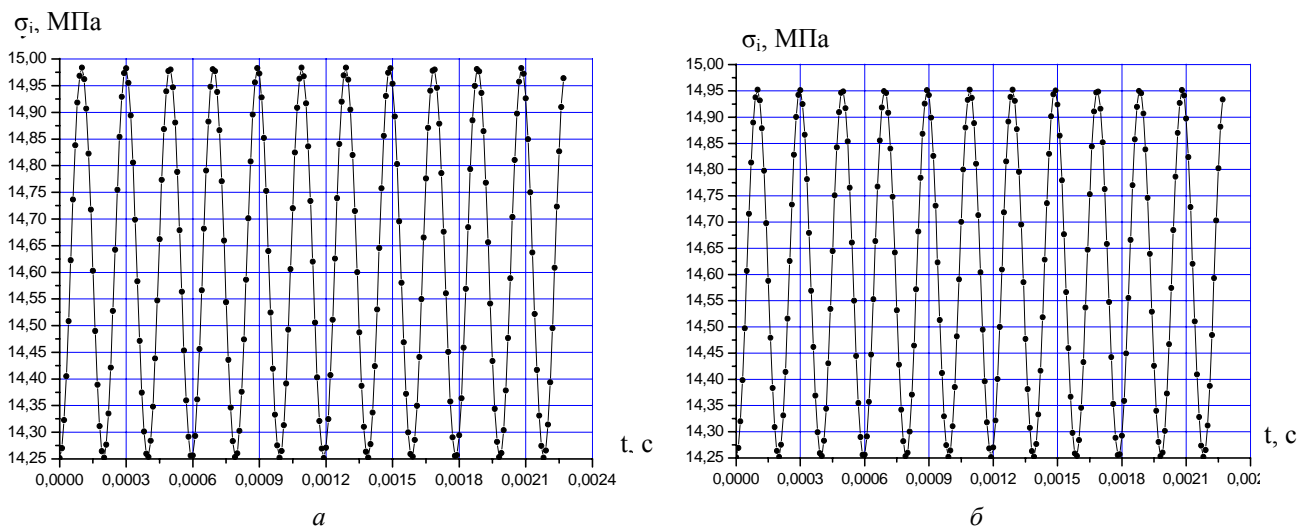


Рис. 4

ханічних характеристик при раптовому повному розпресуванні одного зубця при відгині натискного пальця під номером 60 (рис. 3).

На основі рівнянь, що описують модель розпресування статора ТГ [8], отримано вирази для визначення механічних характеристик елементів осердя. При раптовому розпресуванні одного зубця використовувалась система рівнянь динамічної рівноваги [5, 7, 10]. Після перетворення статичних рівнянь [3] у динамічні [7] розв’язується система двох лінійних звичайних диференціальних рівнянь другого порядку з двома невідомими аналітичним методом за допомогою характеристичних рівнянь [6].

Середнє значення залежності механічного напруження від часу для *i*-го натискного пальця дорівнює [6]

$$\sigma_i(t) = f_i(t) / s, \text{ Н/м}^2. \tag{1}$$

Залежність числового значення середнього розподілу механічної сили (відношення механічної сили до довжини) від часу на *i*-му натискному пальці

$$q_i(t) = f_i(t) / b, \text{ кН/м}. \tag{2}$$

Результати розрахункових досліджень показано на рис. 4, 5 – графіки залежностей механічного напруження σ та механічної сили q від часу в початковий час відгину 60-го пальця, діючих відповідно на 1-й та 59-й (а), 3-й та 57-й (б) натискні пальці.

Рис. 6 а відображає залежність середнього механічного видовження від часу $\Delta l(t)$ 5- та 55-го натискних пальців у початковий момент відгину 60-го пальця, рис. 6 б – відповідно 9- та 51-го пальців. Наведені залежності показують, що вібраційна складова складає десяти долі мікрон. Розповсюджується хвиля вібрації майже на всю кромку натискної плити по колу. Звичайно, максимальні зміни механічних характеристик спостерігаються в пальцях, що знаходяться ближче до відгину 60-го пальця.

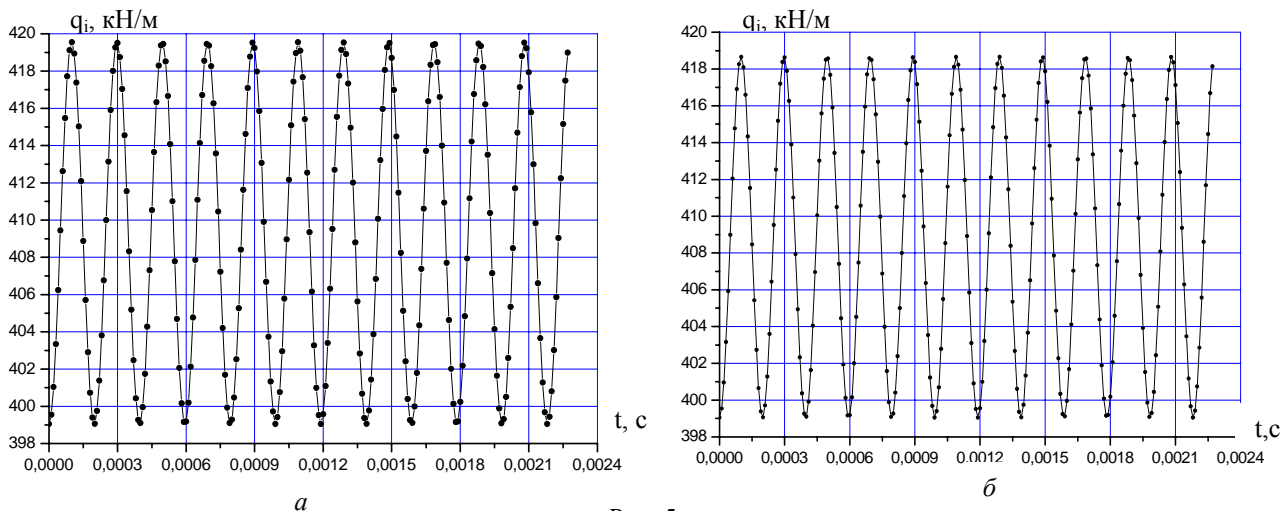


Рис. 5

Але в подальшому при віддаленості по колу від відгину 60-го пальця параметри механічних характеристик зменшуються повільніше. Отже, якщо встановлювати датчики контролю параметрів механічних характеристик будь-де по колу в зоні контакту плити і пальців, то можна контролювати зміни незалежно від місця дефекта. Проте ці зміни незначні, а отже, виникає складність, яка полягає в необхідності встановлення датчиків високої чутливості або забезпечення складної обчислювально-виміральної апаратури високої інформативності.

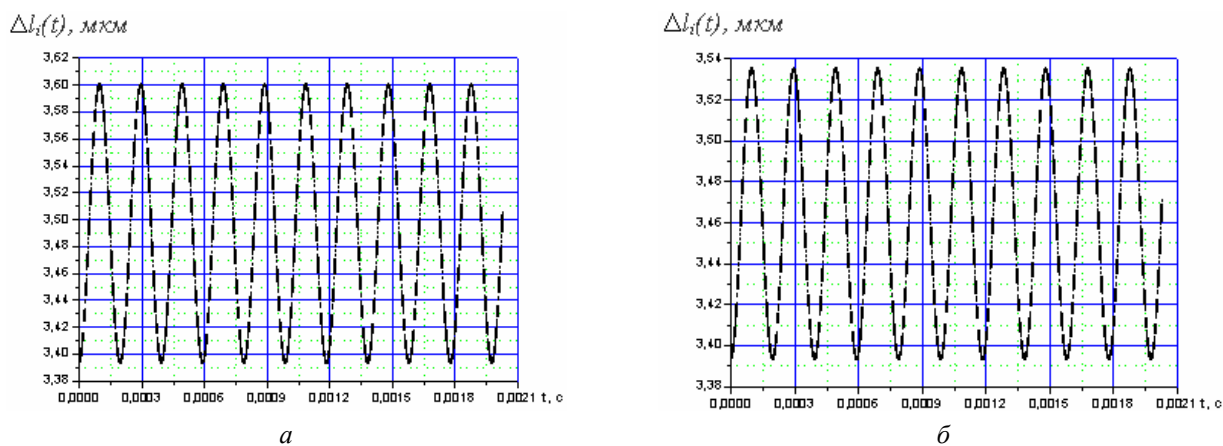


Рис. 6

У таблиці наведено механічні характеристики по колу (φ_i – кут розташування i -го натискного пальця в статорі синхронного турбогенератора) у зоні контакту натискних пальців з плитою при відгині одного (60-го) пальця i , для порівняння, при нормальному стані пресування осердя статора в зубцевій зоні. Механічні характеристики в таблиці наведені після закінчення коливального процесу, тобто для сталого режиму.

№	φ_i , град	При відгині 60-го пальця				Бездефектний стан			
		q_{i2} , кН/м	σ_{i2} , МПа	f_{i2} , кН	Δl_2 , мкм	q_{i2} , кН/м	σ_{i2} , МПа	f_{i2} , кН	Δl_2 , мкм
1	6	409,300	14,618	153,49	3,480	392,4	14,0143	147,15	3,337
2	12	409,134	14,612	153,43	3,479	392,4	14,0143	147,15	3,337
3	18	408,859	14,602	153,32	3,477	392,4	14,0143	147,15	3,337
4	24	408,479	14,589	153,18	3,473	392,4	14,0143	147,15	3,337
5	30	407,998	14,571	153,00	3,469	392,4	14,0143	147,15	3,337
....
55	330	407,998	14,571	153,00	3,469	392,4	14,0143	147,15	3,337
56	336	408,479	14,589	153,18	3,473	392,4	14,0143	147,15	3,337
57	342	408,859	14,602	153,32	3,477	392,4	14,0143	147,15	3,337
58	348	409,134	14,612	153,43	3,479	392,4	14,0143	147,15	3,337
59	354	409,300	14,618	153,49	3,480	392,4	14,0143	147,15	3,337
60	360	0	0	0,00	0	392,4	14,0143	147,15	3,337

Отже, при відгині пальців параметри механічного процесу в зоні контакту плити і пальців підвищуються, що є фундаментальним результатом.

Висновки. 1. Визначено, що відгин натискних пальців осердя статора потужних турбогенераторів призводить до розпресування осердя в області зубцевої зони.

2. Розроблено механічну модель для моменту раптового відгину натискних пальців, коли система закріплення шихтованого осердя статора входить на деякий час у коливальний процес. Модель не враховує релаксаційні процеси, тому вона дає змогу розраховувати механічні характеристики на початку коливального процесу і на етапі статичної рівноваги.

3. Проведено розрахункові дослідження механічних характеристик у натискних плитах і пальцях статора турбогенераторів потужністю 300 МВт при механічних дефектах пальців. Розраховано механічні напруження, сили та видовження в натискних пальцях.

4. Встановлено, що при відгині одного натискного пальця на початку коливального

процесу з'являються вібрації в натискних плитах у декілька десятих мікрон, які в умовно бездефектній машині відсутні. Це явище можна використати для діагностування розпресування зубцевої зони осердя статора. Зміни механічних сил і напружень при відгині одного із пальців складають одиниці відсотків. Тому для контролю таких змін треба використовувати дуже чутливі вимірювально-обчислювальні засоби контролю, що дещо ускладнює застосування методу діагностування розпресування зубцевих зон осердя статора на основі контролю механічних характеристик у зоні натискних пальців.

1. Васильовський Ю.Н., Шумилов Ю.А., Штогрин А.В. Моделирование процесса усталостного разрушения зубцов крайних пакетов сердечника статора мощных турбогенераторов // Вісник ХПІ. – 2009. – С. 22–28.
2. Кузнецов Д.В. Развитие методов исследования процессов в узлах крепления сердечников статоров к корпусам турбогенераторов и совершенствование их диагностики в условиях эксплуатации: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Москва, 2009. – 25 с.
3. Мистецкий В.А. Математическая модель и методика расчета усилий в стержневых призмах сердечника статора турбогенератора при наличии дефектов на основе метода абсолютно твердого тела // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. – К.: ІЕД НАНУ. – 2013. – Вип. 34. – С. 34–41.
4. Назолин А.Л. Обнаружение дефектов машин и механизмов циклического действия по временным и виброакустическим параметрам: Автореф. дис. ... докт. техн. наук. – Москва, 2013. – 32 с.
5. *Определение моментов инерции тел, имеющих простейшую геометрическую форму.* – Режим доступу: <http://genphys.phys.msu.ru/rus/lab/mech/opis7/i2.htm>.
6. *Розроблення засобів підвищення механічної стійкості зубчато-пазового шихтованого магнітопроводу статорів турбогенераторів ТЕС і АЕС для забезпечення високої надійності роботи в експлуатаційних режимах: Звіт про НДР (проміжний) / Ін-т електродинаміки НАН України; № ДР 0116U006640.* – К., 2016. – 46 с.
7. Титко О.І., Крамарський В.А., Мистецкий В.А. Математичне моделювання вібраційних процесів у системі кріплення осердя статора турбогенератора при раптовому обриві стержневих призм // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. – К.: ІЕД НАНУ. – 2016. – Вип. 44. – С. 43–50.
8. Титко О.І., Мистецкий В.А. Аналіз впливу кількості зруйнованих шпильок статора турбогенератора на механічні характеристики стержневих призм // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. – К.: ІЕД НАНУ. – 2015. – Вип. 40. – С. 85–90.
9. *Фурсанов Е.П. Исследование термомеханических процессов в одномерной системе прямолинейных механически связанных стержней.* – Режим доступу: <http://www.sciteclibrary.ru/rus/catalog/pages/11226.html>
10. *Electrical Machines, Drives, and Power Systems 5E* Theodore Wildi Professor Emeritus, Laval University. New Jersey Columbus, Ohio – 2002. – Vol. 5. – 907 p.

УДК 621.313

К.А. Кучинский, докт. техн. наук, **В.О. Титко**, канд. техн. наук, **М.С. Гуторова**, канд. техн. наук, **В.А. Мистецкий**
Институт электродинамики НАН Украины,
пр. Победы, 56, Киев-57, 03057, Украина

Механические и вибромеханические характеристики нажимных пальцев и плит сердечника статора турбогенератора

Разработана модель для расчета механических характеристик в нажимных пальцах и плитах при дефектах прессования сердечника статора турбогенератора в зубцовой зоне, в том числе при отгибе пальца. Модель позволяет определить частоту колебаний системы в начальный момент внезапного появления дефектов, а также характеристики при установившемся режиме работы. Проведены тестовые расчеты механических характеристик в пальцах и плитах на участке их соприкосновения при отгибе пальца. Библ. 10, рис. 6, таблица.

Ключевые слова: турбогенератор, моделирование, шихтованный магнитопровод, сердечник статора, зубцовая зона, нажимные пальцы, механические напряжения, усилия, линейное удлинение.

K.A. Kuchynskiy, V.O. Titko, M.S. Hutorova, V.A. Mystetskiy

Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,
Peremohy, 56, Kyiv-57, 03057, Ukraine

Mechanical and vibromechanical characteristics of the pressure fingers and plates of the stator core of the turbogenerator

A model is developed for calculating the mechanical characteristics in pressure fingers and plates for defects in pressing the stator core of a turbogenerator in the tooth zone, incl. when the finger is bent. The model makes it possible to determine the frequency of oscillation of the system at the initial moment of the sudden appearance of defects, as well as the characteristics in the steady-state operating mode. Test calculations of mechanical characteristics in the fingers and in the slabs at the area of their contact when the finger is bent. References. 10, figures 6, table.

Key words: turbogenerator, modeling, laminated magnetic circuit, stator core, tooth zone, pressure fingers, mechanical stresses, forces, linear elongation.

Надійшла 25.09.2017

Received 25.09.2017

ТЕХНОЛОГІЧНЕ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

УДК 621.316.72

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫЕ РЕЖИМЫ РАБОТЫ МАГНИТОДИНАМИЧЕСКИХ УСТАНОВОК С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТИРИСТОРНЫХ РЕГУЛЯТОРОВ НАПРЯЖЕНИЯ С ФАЗОВЫМ УПРАВЛЕНИЕМ

А.А. Щерба, чл.-корр. НАН Украины, **А.Д. Подольцев**, докт. техн. наук, **Н.А. Ломко**, канд. техн. наук
Институт электродинамики НАН Украины,
пр. Победы, 56, Киев-57, 03057, Украина
e-mail: nlomko@ied.org.ua

Исследованы режимы работы магнитодинамических установок (МДУ) с использованием тиристорных регуляторов напряжения (ТРН) с фазовым управлением. Показано, что технологические режимы регулирования электромагнитного давления в МДУ с использованием ТРН позволяют значительно сократить потребление электроэнергии, а также увеличить ресурс работы МДУ. Библиограф. 8, рис. 5.

Ключевые слова: Магнитодинамическая установка, электромагнитное давление, тиристорный регулятор напряжения, энергоэффективность.

Введение. Эффективность работы магнитодинамических установок, к которым относятся магнитодинамические насосы и индукционные плавильные печи, определяется эффективностью управления режимами их электромагнитных систем: индукторов и электромагнитов. Каждая отдельная конструкция МДУ рассчитана на соответствующий электротехнологический процесс. Поэтому система электропитания индукторов и электромагнитов каждой МДУ имеет свои особенности, которые зависят не только от назначения и конструктивных отличий МДУ, а и от того, какой способ преобразования электрической энергии применен для обеспечения необходимого технологического процесса.

Производительность технологического процесса в значительной мере зависит от направления и скорости движения расплавленного металла на отдельных участках каналов МДУ. Поэтому параметры электроэнергии, которые подведены к электромагнитным системам МДУ, создающим электромагнитное давление, воздействующее на расплавленный металл на отдельных участках каналов и обеспечивающее его движение, должны отвечать определенным требованиям.

В работах [2, 8] отмечалось, что для глубокого и плавного регулирования напряжения на электромагнитных системах МДУ перспективным является использование тиристорных регуляторов напряжения с фазовым управлением. Несмотря на то, что ТРН обеспечивает наиболее простой способ регулирования напряжения, однако при этом анализ электромагнитных процессов, которые влияют на получение разных технологических эффектов, является довольно сложным, так как продолжительность открытого состояния тиристорного регулятора определяется не только углами их управления, но и режимами нагрузки. Поэтому исследования, направленные на разработку эффективных способов регулирования напряжения на электромагнитных системах МДУ, а следовательно, регулирования величиной электромагнитной силы, воздействующей на расплавленный металл на отдельных участках каналов МДУ, являются актуальными.

Цель настоящей работы – численное моделирование и исследование переходных и установившихся процессов в индукторах и электромагните МДУ типа МДН при питании от тиристорного регулятора напряжения с фазовым управлением и определение энергоэффективных режимов, обеспечивающих необходимую величину электромагнитной силы, которая

воздействует на расплавленный металл. При этом в работе выполнялось имитационное моделирование в пакете программ Matlab/Simulink.

Анализ полученных результатов. На рис. 1 представлена упрощенная схема МДУ [3]. Тигель установки 1 сообщается с III-образным каналом, состоящим из боковых каналов 2,3 и центрального канала 4. Боковые каналы охватываются магнитопроводами индукторов 5 и индуктивно связаны с обмотками электромагнитов 6. Место соединения боковых каналов и центрального (активная зона) находится между полюсами магнитопровода 7 электромагнита с катушкой 8. К центральному каналу присоединен металлопровод для разливки металла.

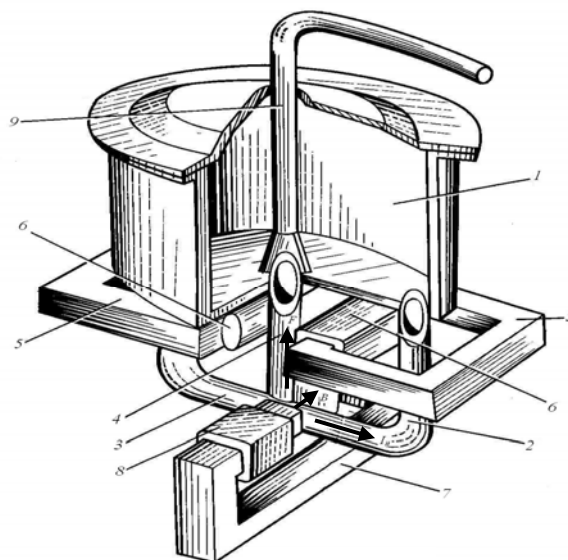


Рис. 1

Из рис. 1 видно, что активная зона расположена перпендикулярно плоскости магнитопровода электромагнита. Поэтому можно считать, что вектор, характеризующий направление тока в активной зоне I_H , и вектор магнитной индукции в межполюсном зазоре электромагнита B перпендикулярны. Тогда электромагнитный напор, как основной показатель энергоэффективности МДУ, может характеризоваться средним за период током, и значение электромагнитной силы dF_{Σ} , действующей на элемент

тока i_H длиной dl , будет определяться выражением для случая синусоидальных токов [1]:

$$dF_{\Sigma} = \frac{1}{T} \int_0^T i_H B dl dt = IB dl \cos(\varphi_{I_H} - \varphi_B), \quad (1)$$

где I и B – действующие значения тока в канале активной зоны и магнитной индукции, соответствующей магнитному потоку, который пронизывает активную зону, а φ_{I_H} и φ_B – начальные фазы этих величин.

Максимальный электромагнитный напор согласно (1) достигается при минимальной разности начальных фаз между током канала и магнитным потоком электромагнита и номинальном (максимальном) напряжении на индукторах и электромагните. Однако в процессе эксплуатации электрические параметры установки изменяются (вымывание футеровки, зарастание каналов и др.). Поэтому необходимо корректировать величины и фазы питающих напряжений. Кроме того, регулирование величины электромагнитного напора необходимо по технологическим соображениям (регулирование интенсивностью перемешивания расплавленного металла при его приготовлении либо дозировании металла в литейные формы машин под давлением).

Из (1) следует, что амплитудно-фазовое изменение напряжения на индукторах существенно влияет на электромагнитный напор в активной зоне установки, где индуцируемый в жидком металле ток взаимодействует с внешним магнитным полем. В то же время при неизменной величине и фазе напряжения на индукторах электромагнитный напор можно регулировать внешним магнитным полем, изменяя величину и направление вектора магнитной индукции B в межполюсном зазоре электромагнита. При использовании ТРН регулировать электромагнитный напор можно только путем его снижения относительно максимального значения, т.е. путем снижения величины и изменения фазы питающего напряжения.

Следует учитывать, что индукторы и электромагнит являются активно-индуктивными нагрузками. Здесь форма кривой тока в цепи не повторяет форму кривой напряжения, т.к. возникает ЭДС самоиндукции, препятствующая нарастанию и спаданию тока. Поэтому ток через тиристор протекает в течение некоторого времени после изменения знака питающего напряжения. Ток через тиристор протекает в интервале $\alpha \leq \omega t \leq \alpha + \lambda = \alpha_{\text{выкл}}$, где λ – угол проводимости тиристора.

Действующее значение напряжения на нагрузке при его регулировании с помощью ТРН определяется по формуле, приведенной в работе [6]:

$$U_H = \sqrt{\frac{1}{\pi} \int_{\alpha}^{\alpha_{\text{выкл}}} (\sqrt{2}U)^2 \sin^2 \omega t d(\omega t)}. \quad (2)$$

Ток в нагрузке на интервале проводимости каждого тиристора можно определить, анализируя переходный процесс после отпирания тиристора. Этот ток можно представить в виде суммы свободной и принужденной составляющих.

Принужденная составляющая тока отстает от питающего напряжения $u = \sqrt{2}U \sin \omega t$ на угол $\varphi = \arctg \frac{\omega L_H}{R_H}$ и равна

$$i_{\text{пр}} = \frac{\sqrt{2}U \sin \omega t}{\sqrt{R_H^2 + \omega^2 L_H^2}}. \quad (3)$$

Свободная составляющая тока изменяется по экспоненте с постоянной времени $\tau = \frac{L_H}{R_H} = \frac{\text{tg} \varphi}{\omega}$ и равна

$$i_{\text{св}} = A e^{\frac{\omega t - \alpha}{\omega \tau}}. \quad (4)$$

При $\omega t = \alpha$ сумма свободной и принужденной составляющих тока равна нулю: $\frac{\sqrt{2}U \sin \omega t}{\sqrt{R_H^2 + \omega^2 L_H^2}} + A = 0$. Коэффициент A равен $A = -\frac{\sqrt{2}U \sin \omega t}{\sqrt{R_H^2 + \omega^2 L_H^2}}$. Ток в нагрузке, учитывая выражения (3) и (4), равен:

$$i_H = \frac{\sqrt{2}U}{\sqrt{R_H^2 + \omega^2 L_H^2}} \left[\sin(\omega t - \varphi) - \sin(\alpha - \varphi) e^{\frac{(\omega t - \alpha)}{\text{tg} \varphi}} \right]. \quad (5)$$

Из уравнения (5) при $i_H = 0$ и $\omega t = \alpha + \lambda$ можно определить угол проводимости тиристор λ : $\sin(\lambda + \alpha - \varphi) = \sin(\alpha - \varphi) e^{\frac{\lambda}{\text{tg} \varphi}}$, а также получить графики зависимости угла выключения $\alpha_{\text{выкл}}$ от угла включения α и $\cos \varphi$ при активно-индуктивной нагрузке, представленные на рис. 2.

В работах [2, 8] рассмотрены особенности регулирования величины электромагнитной силы в МДУ с помощью ТРН, в частности при использовании ТРН в цепи электромагнита. Известно [4], что при работе ТРН на активно-индуктивную нагрузку существует область изменения угла отпирания тиристора $0 \leq \alpha \leq \alpha_{\text{кр}}$, где $\alpha_{\text{кр}} = \varphi$, в которой изменение этого угла не влияет на величину напряжения на электромагните, а отсюда и на величину тока в цепи электромагнита и электромагнитной силы в активной зоне. Регулирование напряжения и тока активно-индуктивной нагрузки возможно при изменении угла отпирания тиристора в диапазоне $\varphi = \alpha_{\text{кр}} \leq \alpha \leq \pi$. При регулировании к нагрузке прикладывается периодическое несинусоидальное напряжение и через нее протекает прерывистый ток.

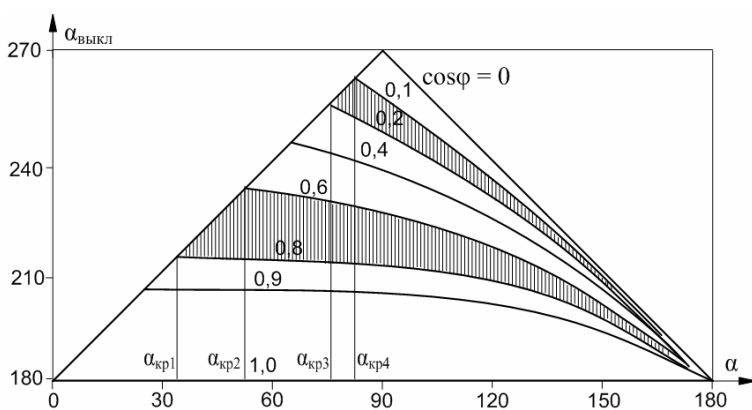


Рис. 2

С помощью пакета прикладных программ для расчета электрических цепей Matlab было произведено макетирование и расчет режи-

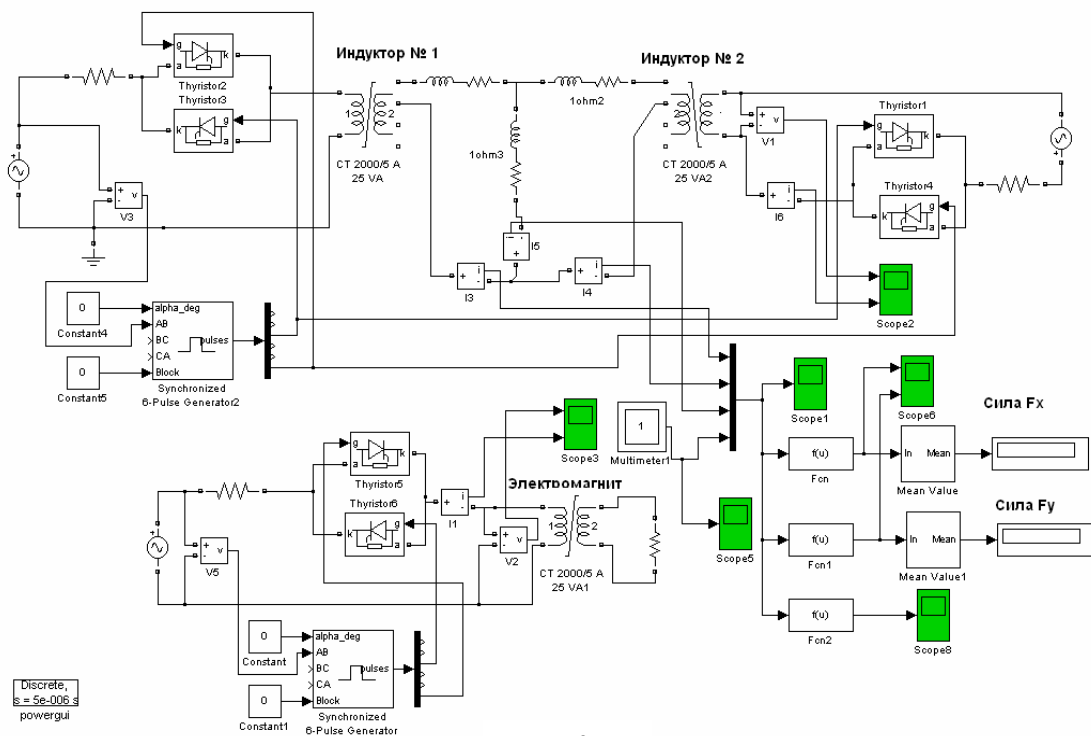


Рис. 3

мов роботи МДУ при регулюванні напруги на індукторах і електромагніті з допомогою ТРН. Simulink-модель МДУ представлена на рис. 3.

Індуктори 1 і 2 представлені в вигляді трансформаторів, вторичними обмотками яких являються короткозамкнуті витки, що мають спільний ділянку. Їх параметри відповідають реальним параметрам витка рідкого металу, а первинні обмотки трансформатора – реальним параметрам обмоток індукторів. Електромагніт представлений трансформатором, що працює в режимі, який близький до холостого ходу. Параметри первинної обмотки відповідають параметрам обмотки електромагніта. В цепі первинних обмоток трансформаторів, які макетують індуктори і електромагніт, включені управляемі тиристри, макетуючі ТРН відповідно: модель ТРН індуктора 1 – тиристри 2, 3; модель ТРН індуктора 2 – тиристри 1, 3; модель ТРН електромагніта – тиристри 5, 6. Для кожної моделі ТРН передбачена можливість регулювання кута управління. Результат взаємодії токів в каналах з магнітним потоком електромагніта в вигляді величини електромагнітної сили виводився на прилади, імітуючі осцилограф і цифровий індикатор. Модель дозволяє оперативно виробляти корективку входних параметрів, синхронізацію режимів роботи, цифрову і візуальну обробку отриманих результатів.

На рис. 4 представлені залежності, що характеризують зміну величини електромагнітної сили F в активній зоні МДУ від кута включення α при використанні ТРН в цепі індукторів і електромагніта.

Індуктори МДУ, як правило, мають коефіцієнт потужності $\cos \varphi_u \approx 0,6 - 0,8$, що відповідає $\alpha_{кр1,2} \approx 37^\circ - 53^\circ$ (рис. 2), т.е. для $\cos \varphi_u = 0,8$ регулювання напруги на індукторах можна здійснювати, починаючи з кута включення $\alpha_{кр1} = 37^\circ$. Електромагніт має більш виражений індуктивний характер ($\cos \varphi_{эм} \approx 0,1 - 0,2$), тому при коефіцієнті потужності $\cos \varphi_{эм} = 0,1$ регулювання електромагнітної сили починається з $\alpha_{кр4} = 84^\circ$. Естественно, що регулювальна характеристика індукторів виражена більш плавно, ніж характеристика електромагніта завдяки більшому діапазону кута управління, т.е. використання ТРН для регулювання напруги на індукторах дає можливість значно розширити діапазон зміни величини електромагнітної сили в залежності від кута управління.

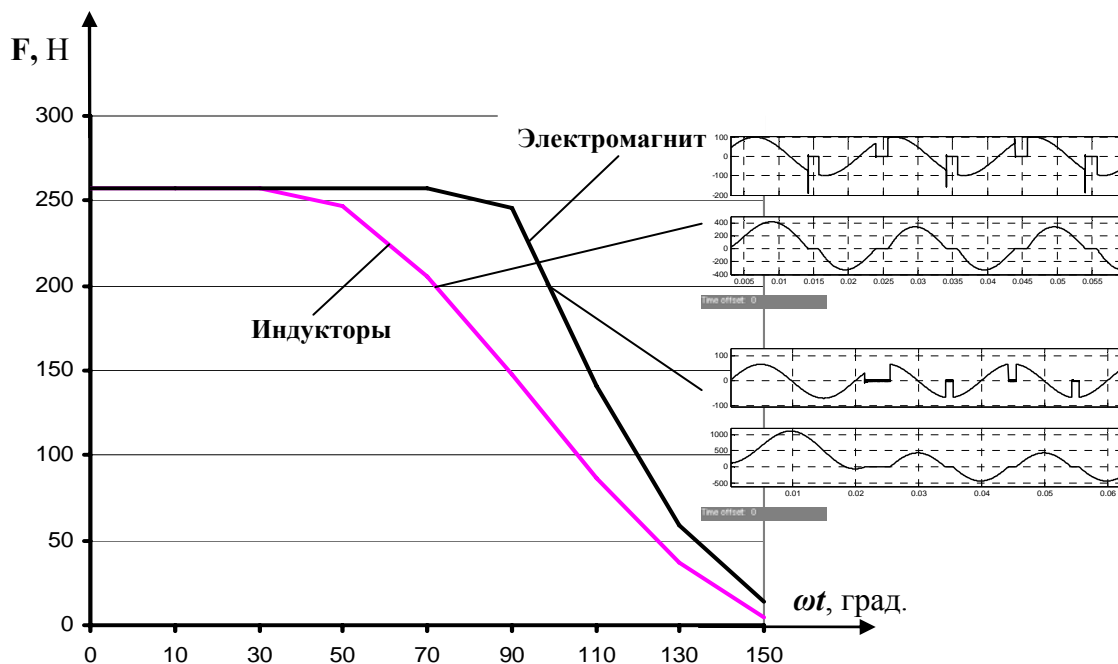


Рис. 4

В конструкциях МДУ изначально предполагалось управление электромагнитной силой путем амплитудно-фазового изменения напряжения на электромагните. При этом использовались различные схемы управления: от трансформаторных и автотрансформаторных до тиристорных с промежуточным накоплением энергии [5, 7] и ТРН с фазовым управлением [2, 8]. И если электромагнит при достаточной компенсации реактивной составляющей не потребляет много энергии благодаря малой активной составляющей, то индукторы являются мощными однофазными несимметричными нагрузками. По технологии индукторы выполняют две функции: разогрев металла до необходимой температуры и совместно с электромагнитом создание необходимой величины электромагнитной силы для создания избыточного давления в активной зоне МДУ. Как правило, это давление создается при достаточной температуре расплавленного металла, и дополнительный нагрев в этот период времени не желателен. Тем не менее при регулировании величины электромагнитной силы с помощью электромагнита индукторы включаются на максимальное напряжение, что приводит к перегреву металла при длительном периоде создания электромагнитной силы (при интенсивном перемешивании и дозированной разливке металла). ТРН в цепи индукторов позволяет плавное амплитудно-фазовое управление напряжением на индукторах при максимальной величине магнитного потока, создаваемого электромагнитом.

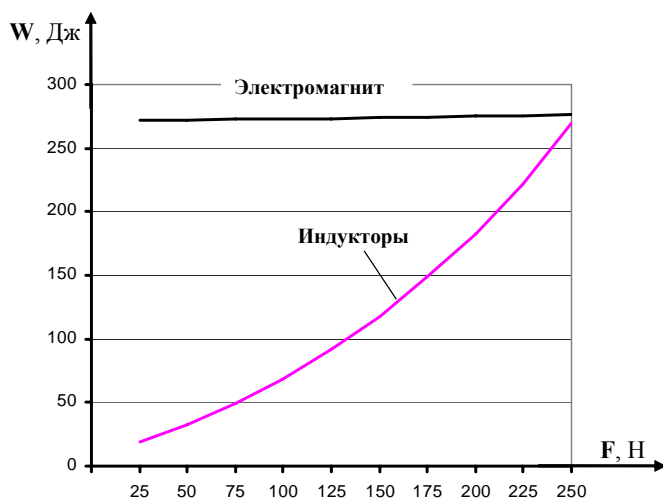


Рис. 5

На рис. 4 показаны осциллограммы напряжения и тока на индукторах при максимальном напряжении на электромагните, а также напряжения и тока на электромагните при максимальном напряжении на индукторах, которые соответствуют электромагнитной силе 200 Н при различных способах регулирования.

На рис. 5 представлены зависимости затрат энергии W на создание необходимой величины электромагнитной силы F при различных способах регулирования электромагнитной силой с помощью ТРН. Из рис. 5 следует, что при уменьшении электромагнитной силы, а следовательно, сни-

женіи електромагнітного тиску в активній зоні в два рази, затрати енергії при регулюванні напруги на індукторах з допомогою ТРН зменшуються в три рази порівняно з аналогічним способом регулювання на електромагніті.

Висновки. В магнітодинамічних установках використання ТРН для регулювання електромагнітного тиску більш цілеспрямовано при регулюванні напруги на індукторах, оскільки:

- порівняно з регулюванням напруги на електромагніті більш плавний і розширений діапазон регулювання за рахунок більшого діапазона кута управління;
- при регулюванні електромагнітного тиску значительно зменшуються затрати енергії порівняно з регулюванням напруги на електромагніті;
- зниження напруги на індукторах при інтенсивному перемішуванні металу або його дозуванні виключає перегрів металу в активній зоні, що сприятливо впливає на подовження терміну служби футеровки, а значить, сприяє збільшенню ресурсу електрообладнання.

1. Борисов Б.П., Вагин Г.Я., Лоскутов А.Б., Шидловский А.К. Повышение эффективности использования электроэнергии в системах электротехнологии. – К.: Наук. думка, 1990. – 240 с.
2. Ломко Н.А. Расширение технологических возможностей магнитодинамических установок с помощью тиристорных регуляторов напряжения // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. – К.: ІЕД НАНУ, 2005. – №3(9). – С. 26–27.
3. Полищук В.П., Цин М.Р., Горн Р.К. и др. Магнитодинамические насосы для жидких металлов. – К.: Наук. думка, 1989. – 256 с.
4. Руденко В.С., Сенько В.И., Чиженко И.М. Преобразовательная техника. – К.: Вища школа, 1978. – 424 с.
5. Супруновская Н.И., Щерба А.А. Процессы перераспределения электрической энергии между параллельно соединенными конденсаторами. // Техн. електродинаміка. – 2015. – № 4. – С. 3–11.
6. Чаки Ф., Герман И., Ипшич И. и др. Силовая электроника: Примеры и расчеты / Пер. с англ. – М.: Энергоиздат, 1982. – 384 с.
7. Щерба А.А., Ломко Н.А., Супруновская Н.И. Энергетические процессы в магнитодинамических установках при питании их электромагнитов от тиристорных регуляторов напряжения с накопительными конденсаторами // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. – К.: ІЕД НАНУ, 2014. – № 39. – С. 93–99.
8. Щерба А.А., Подольцев А.Д., Ломко Н.А., Шеховцов В.И. Особенности регулирования величины электромагнитной силы в магнитодинамических установках с помощью тиристорных регуляторов напряжения с фазовым управлением // Техн. електродинаміка. – 2005. – № 1. – С. 61–65.

УДК 621.316.72

А.А. Щерба, чл. -кор. НАН України, **О.Д. Подольцев**, докт. техн. наук, **М.О. Ломко**, канд. техн. наук
Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Перемоги, 56, Київ-57, 03057, Україна

Енергоефективні режими роботи магнітодинамічних установок з використанням тиристорних регуляторів напруги з фазовим управлінням

Досліджено режими роботи магнітодинамічних установок (МДУ) з використанням тиристорних регуляторів напруги (ТРН) з фазовим управлінням. Показано, що технологічні режими регулювання електромагнітного тиску в МДУ з використанням ТРН дає змогу значно скоротити споживання електроенергії, а також збільшити ресурс роботи МДУ. Бібл. 8, рис. 5.

Ключові слова: магнітодинамічна установка, електромагнітний тиск, тиристорний регулятор напруги, енергоефективність.

A.A. Shcherba, O.D. Podoltsev, M.O. Lomko

Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,
Peremohy, 56, Kyiv-57, 03057, Ukraine

Energy efficient modes of magnetodynamic installations using thyristor voltage regulators with phase control

The operation modes of magnetodynamic installations (MDI) using thyristor voltage regulators (TVR) with phase control are investigated. It is shown that the technological modes of electromagnetic pressure control in MDI with the use of TVR allow to reduce significantly power consumption, as well as to increase the MDI operating life. References 8, figures 5.

Key words: magnetodynamic installations, electromagnetic pressure, thyristor voltage regulator, energy efficiency.

Надійшла 12.10.2017
Received 12.10.2017

УДК 621.315.2.016.2

ФАКТОРЫ КАЧЕСТВА И НАДЕЖНОСТИ СШИТО-ПОЛИЭТИЛЕНОВОЙ ИЗОЛЯЦИИ СИЛОВЫХ КАБЕЛЕЙ

И.Н. Кучерявая, докт. техн. наук
Институт электродинамики НАН Украины,
пр. Победы, 56, Киев-57, 03057, Украина
rB.irinan@gmail.com

Приведены факторы и механизмы старения сшитого-полиэтиленовой изоляции силовых кабелей, мультифизические процессы и явления, которые сопровождают деградацию и приводят к пробоям изоляции. Представлены характерные дефекты изоляции, возникающие при производстве, проектировании, прокладке и эксплуатации кабелей. Проанализированы причины возникновения дефектов и повреждений изоляции. Показаны роль электрических режимов работы кабелей и преимущества использования неразрушающих методов их испытания для длительного срока службы изоляции. Библиография: 49, рис. 7, табл. 3.

Ключевые слова: сшитый-полиэтиленовая изоляция, силовые кабели, макро- и микроуровневые дефекты, факторы и механизмы старения изоляции, переходные процессы, высокочастотные перенапряжения, методы испытания.

Введение. Силовые кабели являются важным составляющим элементом систем передачи и распределения электроэнергии. На современном этапе к основным мировым тенденциям в области развития кабельной техники относятся широкое внедрение и преимущественное использование в электрических сетях силовых кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ) на высокое и сверхвысокое напряжения (до 500 кВ) [13, 20, 33, 35, 36]. Кабели с СПЭ изоляцией предпочтительны и перспективны не только при строительстве новых, но и реконструкции действующих кабельных линий, благодаря уникальным свойствам сшитого полиэтилена, современным конструкциям кабелей, их длительному сроку службы (до 30 лет), достаточно высокой надежности и экологической безопасности [13]. В работе [4] на основании технической обоснованности и экономической целесообразности применения кабелей на высокое напряжение делается вывод о том, что в сетях 110...500 кВ в обозримом будущем альтернативы однофазным кабелям с СПЭ изоляцией не предвидится.

Надежность силовых кабелей в процессе длительной эксплуатации определяется многими факторами, основными из которых являются качество и связанная с ним скорость старения изоляции, совершенство используемых материалов и технологического процесса изготовления, условия и режимы работы. По данным всемирно известной высоковольтной лаборатории КЕМА (Нидерланды) интенсивность отказов непосредственно кабелей с полиэтиленовой изоляцией составляет 18 % всех причин выхода из строя кабельных линий [2]. Аналогичная статистика (до 16,7 % отказов) представлена в [35] для кабелей на высокое и сверхвысокое напряжения с СПЭ изоляцией.

В связи с отмеченным актуальной представляется задача обеспечения высокой надежности силовых кабелей, в том числе путем детального изучения факторов, влияющих на повреждаемость, и причин, приводящих к выходу из строя кабелей.

СПЭ изоляция имеет трехэлементную структуру, состоит из основной полиэтиленовой изоляции и окружающих ее полупроводящих слоев (рис. 1 а). Полупроводящие слои по жиле и изоляции предназначены для выравнивания скачка напряженности электрического поля соответственно между жилой и изоляцией, между изоляцией и металлическим экраном. Установлено [20, 31, 35, 36, 47], что старение полиэтиленовой изоляции в условиях воздействия электрического поля обусловлено, прежде всего, низким качеством исходного материала, неоднородной структурой изоляции и дефектами в ней, образуемыми в процессе изготовления.

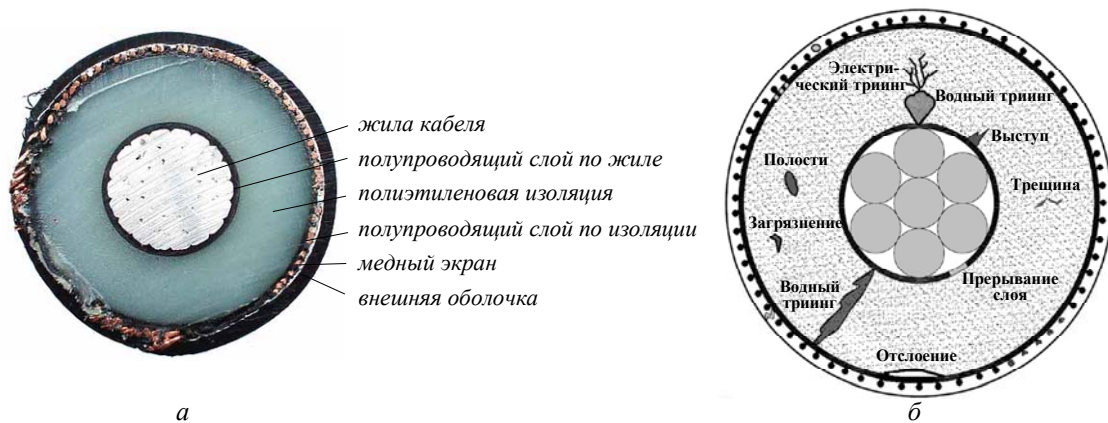


Рис. 1

Характерные дефекты СПЭ изоляции силовых кабелей показаны на рис. 1 б [36]. В ходе эксплуатации кабелей структурные дефекты способны развиваться. В местах их расположения при определенных значениях электрического поля возникают частичные разряды (ЧР), водные, а затем и электрические тринги, что относится к основным механизмам старения СПЭ изоляции [12, 30, 31, 47].

В. Bernstein в одном из первых обзоров по теории трингов [26] определяет два фундаментальных условия их развития в СПЭ изоляции – наличие полярной жидкости (обычно воды) и воздействие напряжения (особенно для электрических трингов). Среди остальных факторов, влияющих на распространение трингов, в [26] названы: время старения, природа материала, наличие загрязнений и примесей, температура, температурные градиенты, структура кабеля, значение рабочего напряжения, испытательная частота, антиоксиданты, стабилизатор напряжения, свойства воды, тип полупроводящих слоев.

Тринги в СПЭ изоляции опасны для кабеля вследствие своего участия в формировании канала пробоя и как причина снижения электрической прочности изоляции. Процесс развития электрического пробоя в изоляции сложен и тесно связан не только с распространением тринговых структур, но и с возникновением разрядов, а также внутренними электронными, электромеханическими и тепловыми процессами (рис. 2) [31, 47].

Состояние СПЭ изоляции зависит как от факторов старения, представленных в табл. 1 [29, 30], так и времени их воздействия, значений электрических, тепловых, механических характеристик. Характерные время и уровень электрического поля для различных механизмов пробоя СПЭ изоляции показаны на рис. 2 [47].

Факторы старения СПЭ изоляции согласно данным работы [29] подразделяются на внешние (к ним относятся электрические факторы) и внутренние, которыми могут быть тепловые, механические и факторы влияния окружающей среды (табл. 1).

Основные механизмы старения СПЭ изоляции силовых кабелей представлены в табл. 2 [35, 36]. В дополнение к этому в статье [14] показана связь между качеством исходного материала для изготовле-

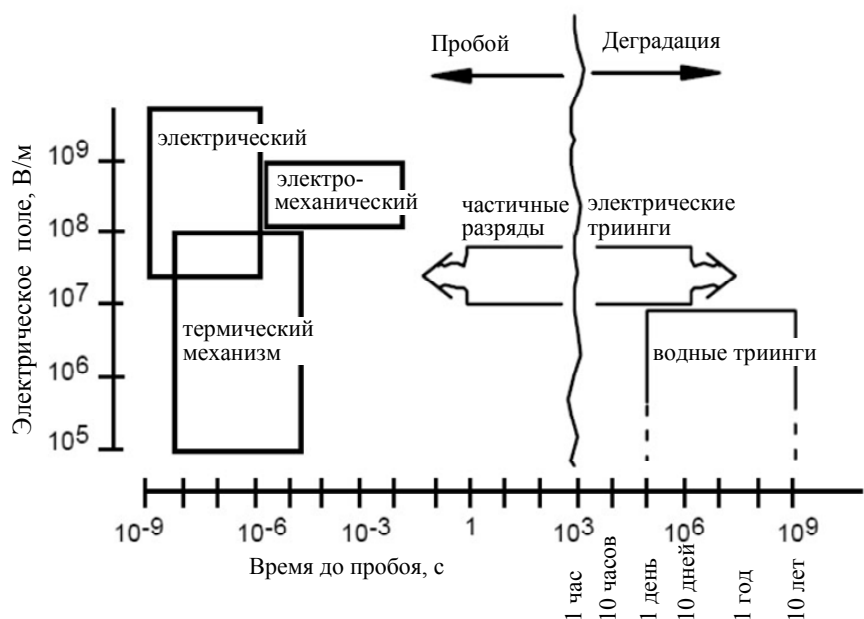


Рис. 2

Таблица 1

Факторы старения полиэтиленовой изоляции			
Внешние факторы	Внутренние / внешние факторы		
Электрические	Термические	Механические	Окружающая среда
– напряжение (переменного / постоянного тока, импульсное); – частота; – электрический ток	– максимальная температура; – низкая / высокая температура окружающей среды; – температурные градиенты; – цикличность изменения температуры	– изгибы; – натяжение; – сжатие; – скручивание; – вибрация	– вода / влажность; – газы (воздух, кислород, др.); – смазочные материалы; – коррозионные химикаты; – радиация

ния изоляции, технологией ее производства, дефектами, структурой, внутренними механическими напряжениями, распределением низкомолекулярных веществ в объеме изоляции, что приводит к повышенным значениям напряженности электрического поля, электрической деградации, термической нагрузке и тепловому старению.

Технология изготовления. Полиэтилен характеризуется хорошими физико-механическими, диэлектрическими и технологическими свойствами [13], благодаря чему находит широкое применение в качестве электроизоляционного материала в кабельной технике. Наиболее значимые преимущества кабелей с СПЭ изоляцией обусловлены в значительной мере свойствами сшитого полиэтилена. Характеристики сшиваемых композиций полиэтилена, наличие силанов, вулканизаторов, условия экструзии и сшивки, режимы охлаждения, степень дегазации влияют на однородность пространственной структуры СПЭ, образование побочных веществ, в целом на физико-химические, электрические и другие свойства изоляции [3, 23, 24, 34].

На этапе выбора исходного материала для изоляции важным является использование

Таблица 2

Повреждения	Процесс старения (в приведенной последовательности)	Типичные причины	Примеры
Электрического характера	Частичные разряды, пробой / эрозия изоляции, начало развития электрических трингов, снижение электрической прочности изоляции	Дефекты изготовления (пустоты, загрязнения и др.)	
Термического характера	Образование продуктов реакции при окислении, разложении, испарении материала вследствие высоких или низких значений температуры, результат этого – увеличение тангенса угла диэлектрических потерь, уменьшение сопротивления изоляции и снижение ее электрической прочности	Некачественная установка соединителя, неправильный выбор арматуры, превышение токовой нагрузки кабеля при заданных внешних условиях и рабочих режимах	
Тринги: – большой длины; – множественные небольшие тринги	Загрязнение и окисление, трекинг на поверхности, деградация изоляции при образовании электрических трингов, увеличение тангенса угла диэлектрических потерь, снижение электрической прочности изоляции	Структурные дефекты и проникновение влаги (извне и через токопроводящую жилу)	
Химического характера	Утолщение, смягчение, растрескивание, сульфатные отложения, в результате чего увеличение тангенса угла диэлектрических потерь и снижение электрической прочности изоляции	Нефтехимические загрязнения (вытекание трансформаторного масла, контакт с химическими продуктами, удобрениями)	

сверхчистых полиолефиновых сшиваемых композиций, например, известных изготовителей "Borealis", "Dow Wire and Cable" или их аналогов. Качество наложения слоев изоляции (полупроводящих экранов и основной изоляции) достигается за счет применения эффективных исходных материалов и современных технологических процессов. Для производства силовых кабелей на среднее, высокое и сверхвысокое напряжения (от 6 до 500 кВ) пероксидная технология сшивки полиэтилена в инертной газовой среде (в среде азота) и при высоких значениях температуры (до 400...450⁰С) и давления (до 20 атм.) является надежным способом изготовления высококачественных кабелей, предпочитается в кабельной промышленности всего мира для данного класса напряжения по сравнению с другими технологиями сшивки (силанольной, радиационной) [22, 23, 37, 44]. Пероксидная сшивка происходит равномерно по всей толщине изоляции, что особенно важно для высоковольтных кабелей с достаточно большой по объему изоляцией и обеспечения ее необходимых эксплуатационных качеств.

К технологическому процессу производства предъявляются требования в части дефектов, концентричности всех слоев изоляции, однородности структуры, размеров выступов экрана в изоляцию, размеров пустот, инородных включений, наличия загрязнений технологического характера, внутренних (механических) напряжений в изоляции [3, 14]. Такие факторы определяют электрическую прочность СПЭ изоляции кабелей высокого и сверхвысокого напряжений.

Ключевые составляющие качества силовых кабелей и соответствующие технологические меры контроля проанализированы также в работах [6, 15, 16, 21]. Отсутствие дефектов на поверхности жилы, включений и пустот в изоляции, гладкая поверхность полупроводящих слоев достигаются путем использования чистых компаундов, герметичности упаковок, фильтрации воздуха при пневмоподаче, тепловых режимов, очистки от загрязнений, в том числе и от металлической пыли [15]. Степень чистоты СПЭ изоляции кабелей различных классов напряжения приведена в табл. 3 [37]. Допустимые размеры дефектов (инородных включений, полостей, выступов полупроводящего слоя в изоляцию) в соответствии с международными стандартами даны в статье [14].

Ряд названных дефектов показан на рис. 3. Среди них – неоднородность структуры изоляции, связанная со скоростью ее экструзии (рис. 3 а [3]); так называемое "гало" из воздушных микрополостей и триинг в его области, обусловленные недостаточной степенью дегазации и загрязненностью изоляции (рис. 3 б [34]); смещение элементов кабеля относительно его центра с нарушением размеров изоляции [49] и неравномерное распределение электрического поля в такой изоляции (рис. 3 в).

Микроразмерные загрязнения технологического характера, среди которых выступы

Таблица 3

Параметры	Напряжение кабелей		
	низкое (6–36 кВ)	среднее (36–161 кВ)	высокое (>161 кВ)
Средняя напряженность электрического поля, кВ/мм	2	6	10
Недопустимый размер загрязнений в СПЭ изоляции, мкм	200–500	100–200	70–100
Размер контролируемых загрязнений в СПЭ изоляции, мкм	100–200	70–100	50–70

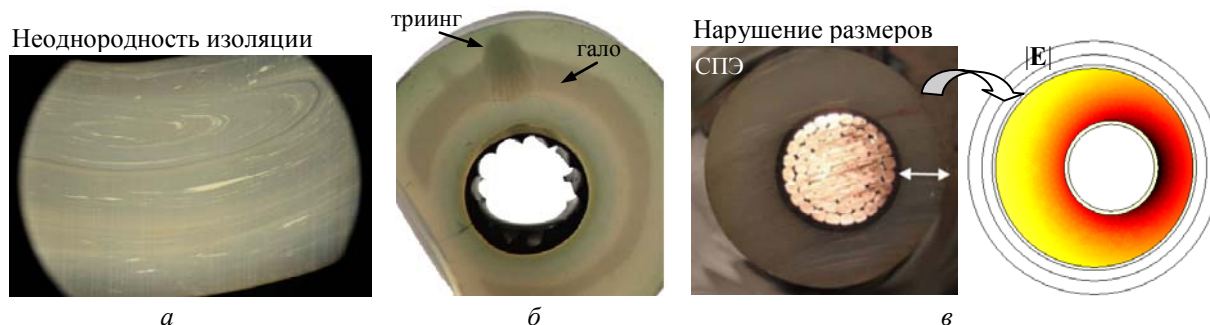


Рис. 3

полупроводящего экрана в изоляцию, частицы хлопкового волокна, используемого в технических целях и для изготовления рабочей одежды, включения сажи, которая является наполнителем электропроводящих композиций экранов по изоляции и жиле, отслоения и полости в экранах, а также макроразмерные дефекты в виде неплотного прилегания экрана к изоляции, прерывания его вдоль жилы, трещины в изоляции исследованы экспериментально и путем компьютерного моделирования, например, в работах [3, 6, 9, 10, 20, 21, 32, 41].

Различие дефектов по причинам возникновения. Надежность и длительный срок службы кабелей достигаются не только за счет соблюдения требований современной технологии производства, но и зависят от профессиональности прокладки и проведения монтажных работ, качества соединения строительных длин и установки кабельных муфт [11], условий окружающей среды, эксплуатационных режимов, уровня технического обслуживания. В соответствии с этим причины повреждения кабелей могут быть разнообразными, и дефекты элементов кабелей подразделяются на следующие группы:

1) дефекты проектирования и технологические недостатки (микровключения, загрязнения, трещины, неплотное прилегание элементов кабеля друг к другу, заниженное сечение жил кабеля, отклонение размеров и неровности поверхности элементов и др.);

2) дефекты прокладки, некачественные монтажные работы и связанные с ними механические повреждения (механические напряжения, приводящие к трещинообразованию; недопустимые изгибы, надрезы, вмятины, изломы; повреждения кабелей подземной прокладки при проведении земляных работ механизированным способом или строительных работ в зоне кабельных трасс и др.);

3) эксплуатационные дефекты, среди которых дефекты, связанные:

– с условиями окружающей среды (дефекты из-за интенсивности проникновения влаги и, как следствие, уровня развития триингов; агрессивности среды, ее температуры, теплового сопротивления почвы для подземных кабелей и связанной с этим коррозией элементов, химической коррозии под воздействием различных химических реагентов, которые содержатся в почве, и др.);

– с условиями функционирования в энергосистеме (среди них – длительность токовых перегрузок и перегрева; изменения напряжения в системе; превышение времени короткого замыкания и др.).

Отметим, что первые две группы повреждений оказывают влияние на кабели в течение всего срока их эксплуатации. В условиях воздействия электрического поля при наличии дефектов в структуре, включая повреждения изоляции, происходит ее ускоренный износ и, как следствие, сокращение срока службы кабеля. Ухудшение качества полиэтиленовой изоляции на микроуровне связано, прежде всего, с дефектами изготовления, описанными выше и показанными на рис. 1 б и рис. 3 а, б. На макроуровне механизмы деградации изоляции вызываются механическими повреждениями, потерей целостности и нарушением изоляционной поверхности, проявляются также в связи с интенсивным развитием микродефектов в процессе длительной эксплуатации кабелей.

На рис. 4 показаны характерные макроуровневые дефекты кабелей с СПЭ изоляцией: дефект установки – глубокий надрез, более 50 % изоляции с триингом на конце [43] (рис. 4 а) и эксплуатационные дефекты – растрескивание изоляции вследствие перегрева [27] (рис. 4 б); обширные воздушные включения в изоляции [27] (рис. 4 в); трещины в изоляции у поверхности жилы [6] (рис. 4 г). Такие дефекты способны развиваться, приводят к изменению не только структуры СПЭ изоляции, но и ее свойств.

Основными условиями распространения дефектов в материале изоляции являются действие электрического поля, проникновение влаги, механические внутренние напряжения и внешние воздействия, временной фактор. Как сообщается в работе [14], чем выше класс напряжения кабеля, тем большее влияние на его качество (на электрическую прочность изоляции) оказывают дополнительные, кроме дефектности, факторы, среди которых, например, уровень механических напряжений. Только внутренние механические напряжения технологического происхождения могут снижать электрическую прочность изоляции на 20...25 %

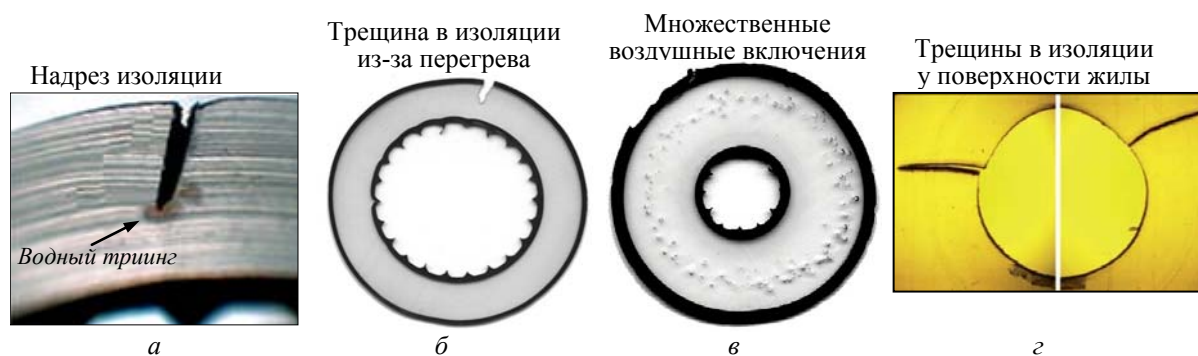


Рис. 4

[14]. В работе [10] расчетным путем также выявлено, что в окрестности макродефектов в СПЭ изоляции и особенно в зоне их заостренных концов имеет место повышенная напряженность электрического поля и большие значения механического напряжения, превышающие предел прочности полиэтилена.

В работе [8], посвященной практическим вопросам испытания и диагностики кабельных линий, выделяются следующие основные типы повреждений кабелей с СПЭ изоляцией:

- внешние повреждения изоляции, вызванные нарушением технологии прокладки (составляют около 70 % от общего количества повреждений);
- внутренние повреждения изоляции вследствие неправильной эксплуатации, например, из-за испытания постоянным напряжением или естественным старением при образовании триингов;
- повреждения защитного экрана и жил кабеля.

Такие повреждения относятся ко второй и третьей группам дефектов силовых кабелей – дефектам прокладки и эксплуатации.

Посторонние включения и триинги в изоляции. К наиболее распространенным причинам старения в СПЭ изоляции относятся неоднородность ее структуры, микроразмерные воздушные полости, загрязнения, водные и электрические триинги. К примеру, микропустоты заполняются газом или водой в присутствии водяного пара и летучих продуктов в производственных процессах изготовления изоляции. Типичное загрязнение полиэтиленовой изоляции показано на рис. 5 а [37]; водные триинги, значительно распространившиеся по толщине изоляции кабеля, – на рис. 5 б [39, 48]. Развитие электрических триингов в СПЭ изоляции с множественными посторонними включениями отображено на рис. 5 в [32]. Электрический триинг (1), выросший из водного (2), показан на рис. 5 г [46].

Триинговые структуры зарождаются под действием электрического поля при условии наличия молекул воды в местах неоднородностей изоляционного материала, где напряженность электрического поля увеличена. Механизмы их возникновения, распространения, а также перерастания водных триингов в электрические изучаются во многих работах, например, в [28, 29, 31, 33, 47]. Разработаны два основных подхода к объяснению процесса образования водных триингов: на основе теории их электрохимического происхождения [31] и вследствие электромеханических процессов в полиэтилене [28, 42]. Для водных триингов принято различать три этапа: возникновение, развитие и преобразование в электрические триинги [31, 36].

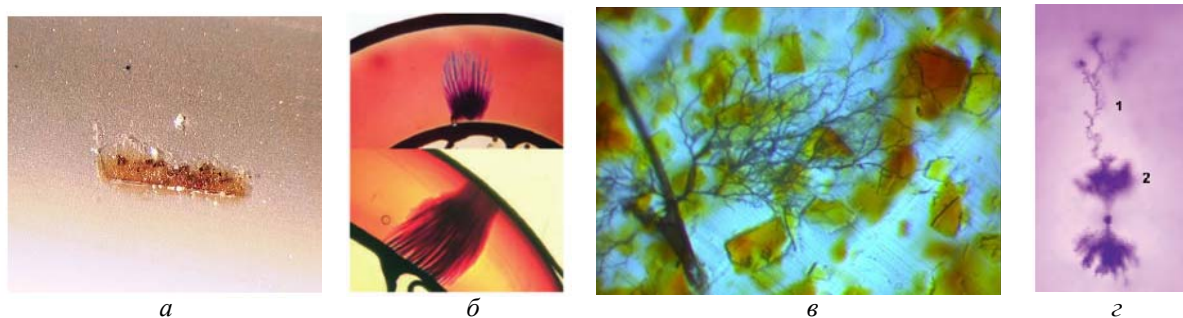


Рис. 5

Формирование и рост водных триингов происходят под действием диэлектрофореза в неоднородном переменном электрическом поле [38, 45, 47]. Интенсивность роста триингов зависит от многих условий, в том числе от напряженности электрического поля, морфологических свойств материала, внутренних и внешних механических напряжений, температуры [30, 31, 42, 46]. Электрический триинг возникает при высокой напряженности поля, развивается быстро и характеризуется частичными разрядами. Каналоподобные структуры электрического триинга (рис. 5 в, г) представляют собой начальную стадию электрического пробоя изоляции. Так, под влиянием водных и электрических триингов происходят деградация изоляции, снижение ее электрической прочности, возможный пробой и, как следствие, быстрый выход кабеля из строя.

Изучению процессов и объяснению механизмов распространения триингов путем компьютерного моделирования посвящены работы [9, 18, 20, 40].

Таким образом, неоднородности в изоляции в виде включений и триингов развиваются в процессе эксплуатации в соответствии со схемой на рис. 2 вплоть до ухудшения физических и эксплуатационных свойств СПЭ изоляции.

Факторы и механизмы старения изоляции. Мультифизические процессы. В дополнение к данным табл. 1, 2 на рис. 6 приведены составляющие состояния СПЭ изоляции силовых кабелей и факторы, влияющие на ее старение.

В соответствии с [25, 30, 31, 35, 36, 37] к факторам старения СПЭ изоляции относятся:

- электрические – величина, максимальные значения, форма изменения, время нарастания, длительность тока и напряжения, полярность, частота, систематические и длительные токовые перегрузки, перенапряжения;
- термические – температурные градиенты, цикличность изменения температуры, рабочая температура, перегрев;
- физические – выступы, дефекты, пустоты, воздушные зазоры с прилегающими элементами;
- механические – растяжения, вибрации, изгибы, скручивание, сдвиги, остаточные напряжения, истирание;
- воздействие окружающей среды и химические факторы – в дополнение к термическим факторам со стороны окружающей среды, ультрафиолетовое излучение, влага, кислород, загрязнения, химикаты.

Результатом совместного влияния электрических, термических, физических и механических факторов в СПЭ изоляции являются возникновение ЧР, водные и электрические триинги, растрескивание изоляции, разрывы, видоизменение структуры, механические напряжения, изменение диэлектрической проницаемости, диэлектрических потерь, удельного сопротивления, механической прочности, джоулев нагрев, тепловое расширение, расслаивание границ, трекинг (повреждение поверхности пробоем), локальные утолщения, хрупкость, диэлектрофорез.

Синергетическое действие электрических, физических, термических и химических факторов приводит к таким механизмам старения: ЧР, триинги, изменение удельного сопротивления и теплопроводности, деполимеризация, гидратация, кристаллизация, химические реакции, окисление, образование продуктов окисления (воды, полярных соединений, газов, кислот).

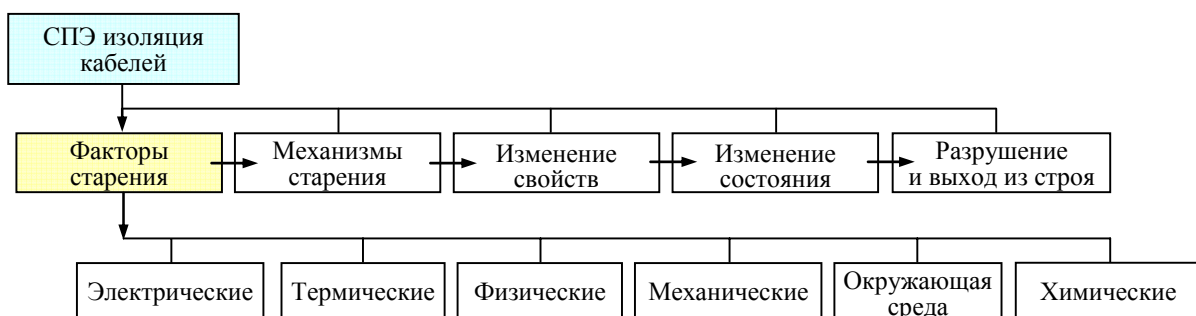


Рис. 6

Проявление факторов старения СПЭ изоляции возможно как на микро-, так и макрокопическом уровнях. К примеру, микроуровневые дефекты СПЭ изоляции показаны на рис. 5 а, в, г. Макроуровневые изменения и разрушения изоляции представлены на рис. 3 б, 4, 5 б, а также на рис. 7 вследствие водных триингов (рис. 7 а [27]) и частичных разрядов (рис. 7 б [7]). Фактическое состояние СПЭ изоляции определяется согласно размеру в ней пустот, содержанию влаги, морфологии материала, наличию газовых включений, окислительному состоянию, длине триингов. Кроме того, оценка состояния изоляции может производиться по величине угла диэлектрических потерь, теплоемкости, уровню ЧР, что используется в методах диагностики кабелей.

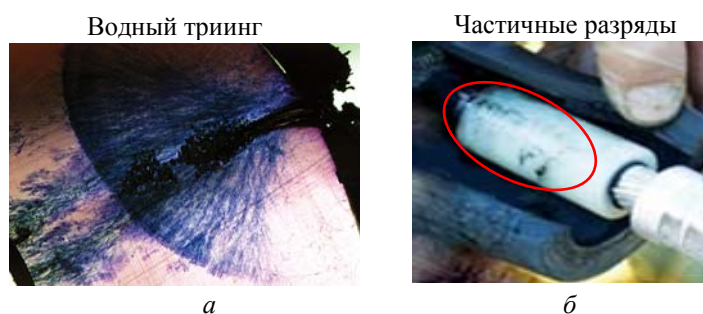


Рис. 7

В соответствии с описанными факторами и механизмами старения различной физической природы при эксплуатации кабелей в СПЭ изоляции проходят мультифизические процессы [19], в том числе электромагнитные, тепловые, механические процессы, связанные между собой. Для случая водных триингов в СПЭ изоляции такие процессы исследованы с использованием метода компьютерного моделирования, например, в работах [19, 40].

Электрические режимы работы. Испытания кабелей. В работах [1, 5, 11] детально описано влияние электрических переходных процессов, перенапряжений, токовых перегрузок, коротких замыканий, количества коммутаций на ресурс СПЭ изоляции и безаварийную работу кабельных линий. Для смешанных линий с кабельными и воздушными участками отмечено влияние грозовых перенапряжений на участке с воздушной линией электропередачи и их переход на кабельный участок [5, 11, 17]. В частности, в статье [17] разработана электрическая модель разрядного тока молнии, которая может быть использована для расчета грозовых перенапряжений в подземных кабельных линиях.

Эффективная эксплуатация кабелей с СПЭ изоляцией предполагает снижение высокочастотных перенапряжений и ограничение времени воздействия на изоляцию перенапряжений промышленной частоты в переходных и установившихся режимах.

Значительное внимание исследователей и специалистов в области кабельной техники уделяется вопросам испытания и диагностики состояния кабелей с СПЭ изоляцией как при эксплуатации, так и после строительно-монтажных и ремонтных работ. Диагностические испытания проводятся с целью определения дефектов, которые могут привести к отказу кабелей, а также прогнозирования времени, по истечении которого дефекты приведут к повреждению кабеля и всей кабельной линии. При испытаниях выявляются механические повреждения изоляции, отклонения в размерах, локальные неоднородности и включения в изоляции кабеля, измеряются сопротивление, емкость и диэлектрические потери материала, а также характеристики ЧР.

Большое преимущество для продолжительного использования изоляции и кабелей имеют неразрушающие методы испытаний кабельных линий, среди которых метод измерения и локализации частичных разрядов, метод измерения возвратного напряжения и тока релаксации в СПЭ изоляции, метод измерения диэлектрических характеристик изоляции.

Использование разрушающих методов контроля, например, испытание изоляции повышенным напряжением, может приводить к ионизационным процессам (частичным разрядам), возникновению и развитию триингов, ускоренному старению изоляции, сокращению ее ресурса.

В мировой практике испытания кабелей с СПЭ изоляцией согласно стандартам МЭК установленная программа тестирования включает [2]:

- измерение уровня ЧР для обнаружения полостей в изоляции, в том числе на границе раздела между изоляцией и полупроводящими слоями;

- измерение тангенса угла диэлектрических потерь для проверки качества и степени дегазации изоляции;
- испытание коммутационными импульсами для кабелей напряжением свыше 300 кВ с целью оценки стойкости к действию положительных и отрицательных коммутационных импульсов;
- испытание грозowymi импульсами для определения стойкости к действию положительных и отрицательных грозowych импульсов;
- испытание переменным напряжением для оценки стойкости к действию переменного напряжения большой амплитуды.

Заключение. Проблема достижения высокого качества, надежности и длительного срока использования СПЭ изоляции силовых кабелей является комплексной. Решение ее возможно при учете всесторонних условий:

- со стороны производителей и разработчиков – использование современных технологий, качественных материалов, усовершенствованных конструкций кабелей;
- со стороны строительно-монтажных и ремонтных организаций – осуществление квалифицированных прокладки и ремонтов кабельных линий;
- со стороны эксплуатирующих компаний – соблюдение приемлемых условий окружающей среды, недопустимости риска при электрических перегрузках, аварийных режимах и отказах, проведение контрольных испытаний, предусмотренных нормативными документами, обеспечение надлежащего технического обслуживания (диагностики) и своевременного ремонта кабелей и кабельных линий.

Изучение многофакторных причин и мультифизических процессов, сопровождающих старение и приводящих к пробое и выходу из строя СПЭ изоляции силовых кабелей, позволяет предусмотреть технологические и практические меры для сохранения ее качества и продления ресурса, а значит, для достижения высокой надежности функционирования кабелей.

1. Бурлаков Е., Евдокунин Г., Карнов А., Шатилов Д. Высоковольтные линии с однофазными кабелями. Переходные процессы и перенапряжения // Новости Электротехники. – 2016. – № 5(101). – <http://www.news.elteh.ru/arh/2016/101/07.php>
2. Верхувен Б. Международная практика испытаний кабелей // Кабели и провода. – 2006. – № 1 (296). – С. 10–14.
3. Гук Д.А., Каменский М.К., Макаров Л.Е., Образцов Ю.В., Овсиенко В.Л., Шувалов М.Ю. Новый высоковольтный испытательный центр ОАО "ВНИИКИП". Опыт испытаний и исследований силовых кабелей, арматуры и материалов для их производства // Кабели и провода. – 2014. – № 5(348). – С. 35–42.
4. Дмитриев М.В. Особенности применения кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена // Сети России. – 2015. – № 3 (30). – С. 62–65.
5. Дмитриев М.В. Проектирование и строительство кабельных линий 6–500 кВ. Актуальные проблемы // Новости Электротехники. – 2016. – № 4(100). – <http://www.news.elteh.ru/arh/2016/100/03.php>
6. Ковригин Л.А. Технологические и эксплуатационные дефекты в изоляции кабелей // Кабель-news. – 2008. – № 10. – С. 58–60.
7. Копченков Д. Диагностика высоковольтных кабельных линий. Опыт внедрения // Кабель-news. – 2012. – № 3. – http://www.ruscable.ru/article/Diagnostika_vysokovoltnyx_kabelnyx_linij_Opyt/
8. Королев А. Испытание и диагностика кабельных линий с изоляцией из сшитого полиэтилена // Кабель-news. – 2010. – № 11. – http://www.ruscable.ru/article/Ispytanie_i_diagnostika_kabelnyx_linij_s/
9. Кучерявая И.Н. Влияние микродефектов в полиэтиленовой изоляции силовых кабелей на распределение электрического поля // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України. Зб. наук. праць. – К.: ІЕД НАНУ, 2017. – Вип. 47. – С. 85–92.
10. Кучерявая И.Н. Исследование эксплуатационных дефектов силовых кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України. Зб. наук. праць. – К.: ІЕД НАНУ, 2017. – Вип. 46. – С. 107–112.
11. Кучерявая И.Н. Причины выхода из строя муфт кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на среднее и высокое напряжение // Гідроенергетика України. – 2017. – № 1–2. – С. 63–80.
12. Кучинский Г.С. Частичные разряды в высоковольтных конструкциях. – Л.: Энергия, 1979. – 224 с.
13. Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4–35 кВ и 110–1150 кВ / Под ред. И.Т. Горюнова, А.А. Любимова. – Т. 3. – М.: Папирус-Про, 2004. – 688 с.

14. Мещанов Г.И., Шувалов М.Ю., Каменский М.К., Образцов Ю.В., Овсиенко В.Л. Кабели на напряжение 10–500 кВ: состояние и перспективы развития (анализ, прогноз, исследования) // Кабели и провода. – 2008. – № 5 (312). – С. 32–38.
15. Образцов Ю.В. Отечественные кабели среднего и высокого напряжения с изоляцией из сшитого полиэтилена для линий электропередач // Кабель-news. – 2009–2010. – № 12–1. – С. 45–49.
16. Образцов Ю.В., Фрик А.А., Сливов А.А. Силовые кабели среднего напряжения с изоляцией из сшитого полиэтилена. Факторы качества // Кабели и провода. – 2005. – № 1 (290). – С. 9–13.
17. Подольцев А.Д. Компьютерное моделирование грозовых перенапряжений в высоковольтной воздушной линии электропередачи // Пр. Ин-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. праць. – К.: ІЕД НАНУ, 2017. – Вип. 46. – С. 94–106.
18. Подольцев А.Д., Кучерявая И.Н. Мультифизические процессы в области включения в полиэтиленовой изоляции силового кабеля (трехмерное моделирование и эксперимент) // Техн. електродинаміка. – 2015. – № 3. – С. 3–9.
19. Подольцев А.Д., Кучерявая И.Н. Мультифизическое моделирование в электротехнике. – К.: Ин-т електродинаміки НАН України, 2015. – 305 с.
20. Шидловский А.К., Щерба А.А., Золотарев В.М., Подольцев А.Д., Кучерявая И.Н. Кабели с полимерной изоляцией на сверхвысокие напряжения. – К.: Изд-во Ин-та електродинаміки НАН України, 2013. – 550 с.
21. Шувалов М.Ю., Ромашкин А.В., Овсиенко В.Л. Анализ дефектов в изоляции силовых высоковольтных кабелей методами видеомикроскопии и микроэксперимента // Электричество. – 2000. – № 5. – С. 49–57.
22. Щерба А.А., Гурин А.Г., Ольшевский А.М., Карпушенко В.П., Науменко А.А. Новая технология пероксидной сшивки полиэтиленовой изоляции – основа производства высоконадежных силовых кабелей на напряжение 6–500 кВ // Электропанорама. – 2012. – № 4. – С. 16–21.
23. Щерба А.А., Кучерявая И.Н., Золотарев В.М., Белянин Р.В. Особенности производства и эксплуатации сшитополетиленовой изоляции силовых кабелей разных классов напряжения // Гідроенергетика України. – 2016. – № 1–2. – С. 30–40.
24. Щерба А.А., Кучерявая И.Н., Кирик В.В., Цыганенко Б.В. Мировой опыт применения сшитой полиэтиленовой изоляции для производства силовых кабелей разных классов напряжения // Электрические сети и системы. – 2015. – № 5. – С. 11–20.
25. Bahadoorsingh S., Rowland S.M. A framework linking knowledge of insulation ageing to asset management // IEEE Electrical Insulation Magazine. – 2008. – Vol. 24, Is. 3. – P. 38–46.
26. Bernstein B.S. Recent progress in understanding water treeing phenomena // IEEE International Symposium on Electrical Insulation. – Montreal, June 11–13, 1984. – P. 11–21.
27. Buchholz V. Finding the root cause of power cable failures. – http://www.electricenergyonline.com/show_article.php?article=186
28. Crine J-P., Jow J. A water treeing model // IEEE Trans. on Dielectrics and Electrical Insulation. – 2005. – Vol. 12, № 4. – P. 801–808.
29. Densley J. Ageing and diagnostics in extruded insulations for power cables // IEEE 5th Internat. Conf. on Conduction and Breakdown in Solid Dielectrics. – 1995. – 15 p.
30. Densley J. Ageing mechanisms and diagnostics for power cables – an overview // IEEE Electrical Insulation Magazine. – 2001. – Vol. 17, No. 1. – P. 14–22.
31. Dissado L., Fothergill J. Electrical degradation and breakdown in polymers / IEE Materials and Devices. Series 9. – Peter Peregrinus Ltd., London, 1992. – 601 p.
32. Doedens E.H. Organic contaminants in crosslinked polyethylene for demanding high voltage applications // Diploma Work in the Master Programme of Electric Power Engineering. – 2012. – Chalmers University of Technology, Gothenburg, Sweden. – Report No. 83/2012. – 86 p.
33. *Electrical power cable engineering* / Third Edition. Ed. by W.A. Thue. – CRC Press, 2011. – 460 p.
34. Footitt E. Statistical, electrical and mathematical analysis of water treed cross-linked polyethylene cable insulation // Thesis for the degree of Doctor of Philosophy in the School of Engineering Systems Science and Engineering Faculty at the Queensland University of Technology. – Brisbane, Australia. – 2015. – 214 p.
35. Hampton N. HV and EHV cable system aging and testing issues. Chapter 3. – University System of Georgia, Institute of Technology NEETRAC – National Electric Energy Testing, Research and Application Center. – Georgia Tech Research Corporation, February 2016. – 19 p.
36. Hampton N. Medium voltage cable system issues. Chapter 2. – University System of Georgia, Institute of Technology NEETRAC – National Electric Energy Testing, Research and Application Center. – Georgia Tech Research Corporation, February 2016. – 29 p.
37. Hampton N., Hartlein R., Lennartsson H., Orton H., Ramachandran R. Long-life XLPE insulated power cable. – JiCable 2007. – http://www.neetrac.gatech.edu/publications/jicable07_C_5_1_5.pdf
38. Hughes M.P. Numerical simulation of dielectrophoretic ratchet structures // Journal of Physics D: Applied Physics – 2004. – Vol. 37. – P. 1275–1280.

39. Hvidsten S., Holmgren B., Adeen L., Wetterstrom J. Condition assessment of 12- and 24- kV XLPE cables installed during the 80s. Results from a joint Norwegian/Swedish research project. // IEEE Electrical Insulation Magazine. – 2005. – Vol. 21, No. 6. – P. 17–23.
40. Kucheriava I.M. Coupled electrical and mechanical processes in polyethylene insulation with water tree having branches of complex structure // Tekhnichna Elektrodynamika. – 2016. – № 5. – P. 5–10.
41. Kucheriava I.M. Power cable defects and their influence on electric field distribution in polyethylene insulation // Tekhnichna Elektrodynamika. – 2017. – № 2. – P. 19–24.
42. Marcolongo P. Modeling electromechanical phenomena contributing to cable deterioration // Thesis for the degree of Master of Science in Engineering – Materials Science and Engineering. – University of Puda, Italy, 2008. – 58 p.
43. Mashikian M. S., Szatkowski A. Medium voltage cable defects revealed by off-line partial discharge testing at power frequency // IEEE Electrical Insulation Magazine. – 2006. – Vol. 22, No. 4. – P. 24–32.
44. Nexans Technical Review – October 2004.– http://www.nexans.com/eservice/Corporate-en/fileLibrary/Download_540073071/eService/files/tech_review2d.pdf
45. Patsch R. The role of dielectrophoresis in the water treeing process // 1995 Annual Report. Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena. – 22–25 Oct. 1995. – P. 73–76.
46. Peshkov Iz. B., Shuvalov M. Yu., Ovsienko V.L. Water treeing in extruded cable insulation as Reh binder electrical effect // Journal of Information Technology and Applications (JITA). – 2015. – No. 5. – P. 55–60.
47. Steennis E.F., Kreuger F.H. Water treeing in polyethylene cables. Review // IEEE Trans. on Electrical Insulation. – 1990. – Vol. 25, No. 5. – Pp. 989–1028.
48. Teyssedre G., Laurent C. Advances in high-field insulating polymeric materials over the past 50 years // IEEE Electrical Insulation Magazine. – 2013. – Vol. 29, No. 5. – P. 26–36.
49. Williams F.D. Cable accessory failure analysis. – A Research Center in the School of Electrical and Computer Engineering at the Georgia Institute of Technology. – 2010. – 59 p.

УДК 621.315.2 : 004.94

І.М. Кучерява, докт. техн. наук

Інститут електродинаміки НАН України,

пр. Перемоги, 56, Київ-57, 03057, Україна

Фактори якості та надійності зшито-поліетиленової ізоляції силових кабелів

Наведено фактори та механізми старіння зшито-поліетиленової ізоляції силових кабелів, мультифізичні процеси та явища, що супроводжують деградацію і призводять до пробоя ізоляції. Представлено характерні дефекти ізоляції, які виникають при виробництві, проектуванні, прокладанні та експлуатації кабелів. Проаналізовано причини виникнення дефектів і ушкоджень ізоляції. Показано роль електричних режимів роботи кабелів і переваги використання неруйнуючих методів їх випробування для тривалого терміну служби ізоляції. Бібл. 49, рис. 7, табл. 3.

Ключові слова: зшито-поліетиленова ізоляція, силові кабелі, макро- та мікрорівневі дефекти, фактори і механізми старіння ізоляції, перехідні процеси, високочастотні перенапруги, методи випробування.

І.М. Kucheriava

Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,

Peremohy, 56, Kyiv-57, 03057, Ukraine

The factors affecting quality and reliability of XLPE insulation of power cables

The paper presents the factors and mechanisms influencing on the degradation of cross-linked polyethylene (XLPE) insulation of power cables, multiphysics processes and phenomena that take place at the aging of the insulation and lead to its breakdown. The typical defects of XLPE insulation which result from the production, design, laying and operation of the cables are shown and explained. The causes of damages and defects of the insulation are analyzed. The significance of electrical operating conditions of the cable and the need to use non-destructive testing methods for the long service life of XLPE insulation are revealed. References 49, figures 7, tables 3.

Key words: cross-linked polyethylene insulation, power cables, macro- and micro-sized defects, aging factors and mechanisms, transient processes, high-frequency overvoltages, testing methods.

Надійшла 14.07.2017

Received 14.07.2017

УДК 621.74

ВПЛИВ КОНСТРУКТИВНИХ ЕЛЕМЕНТІВ ПЛАВИЛЬНОЇ ПЕЧІ НА ЕФЕКТИВНІСТЬ УНІВЕРСАЛЬНОГО ЕЛЕКТРОМАГНІТНОГО ПЕРЕМІШУВАЧА РІДКОГО МЕТАЛУ

О.І. Бондар, асп., **О.І. Глухенький**, канд. техн. наук, **Ю.М. Гориславець**, докт. техн. наук
Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Перемоги, 56, Київ, 03057, Україна
e-mail: ugoris@ied.org.ua

За допомогою чисельного моделювання електромагнітних процесів у системі "універсальний індуктор – рідкий метал" визначено вплив конструктивних елементів відбивної печі для алюмінію на ефективність універсального електромагнітного перемішувача рідкого металу, що по чергово створює біжуче і пульсуюче магнітні поля. На прикладі універсального тристрижневого індуктора, прилаштованого до бокової стінки печі, досліджувався вплив на нього феромагнітного кожуха печі та металеві немагнітної ніші перемішувача. Оцінка впливу цих елементів здійснювалася шляхом визначення та співставлення інтегральних електромагнітних сил і потужності тепловиділення в рідкому металі. В результаті проведеного тривимірного моделювання встановлено, що вплив феромагнітного кожуха печі є незначним (не перевищує 10 %) і ним можна знехтувати. За наявності між індуктором та рідким металом металеві ніші ефективність перемішування може зменшуватися на 15 %. При цьому спостерігаються значні електричні втрати в ній, які можуть перевищувати тепловиділення в рідкому металі. Показано, що такі втрати, а також вплив ніші на ефективність перемішування можна суттєво зменшити за допомогою секціонування (виконання розрізів) металеві ніші, а також за рахунок зменшення частоти струму живлення універсального перемішувача. Бібл. 6, рис. 4.

Ключові слова: електромагнітне перемішування, рідкий метал, універсальний індуктор, конструктивні елементи печі, чисельне моделювання.

Перемішування рідкого металу в плавильних агрегатах – важлива технологічна операція, яка дає змогу покращити якість металу, що виплавляється, підвищити продуктивність плавильного обладнання, знизити втрати металу. Нині ця операція головним чином виконується за допомогою електромагнітних перемішувачів, побудованих на основі індукторів біжучого або обертового магнітних полів [3, 6]. Відома також пропозиція використати для цього пульсуюче магнітне поле [2]. Крім того, авторами свого часу був запропонований новий спосіб електромагнітного перемішування рідкого металу за рахунок по чергової силової дії біжучого і пульсуючого магнітних полів [4]. Для цього були запропоновані так звані універсальні індуктори, що реалізують зазначений спосіб перемішування. Найбільш ефективними серед них виявилися лінійні індуктори з двома та трьома стрижнями, на кожному з яких розміщена котушка. Прилаштування таких систем до бокової стінки ванни печі дає можливість залежно від типу живлення (одно- чи багатофазного) створювати в печі відповідно дво- або одноконтурний вихровий рух металу. Чергування за часом таких вихрових структур дає змогу більш ефективно перемішувати рідкий метал за рахунок того, що застійні зони, які виникають в одному режимі живлення, перемішуються в іншому. Проведені дослідження електромагнітних, гідродинамічних і теплових процесів у системі "універсальний індуктор – рідкий метал" для відбивної печі, що плавить алюміній, підтвердили високу ефективність такого способу перемішування [5].

Проте треба зазначити, що такі дослідження виконувалися без врахування конструктивних елементів печі, які тією або іншою мірою впливають на розподіл поля, створеного індуктором, що, зрештою, може позначитися на ефективності перемішування рідкого металу. Одним із таких елементів, зокрема, є металевий (феромагнітний) кожух печі. На сьогодні відомі два конструктивних варіанти (рішення) прилаштування електромагнітного перемішувача до бокової стінки ванни печі. Згідно з одним із них у стінці печі вирізається вікно, в яке вставляється перемішувач. Між ним і рідким металом встановлюється керамічна плита, виготовлена, наприклад, із карбіду кремнію товщиною приблизно 50 мм. За другим варіантом у зазначене вікно вставляється металева ніша з тонколистової нержавіючої (немагнітної) сталі,

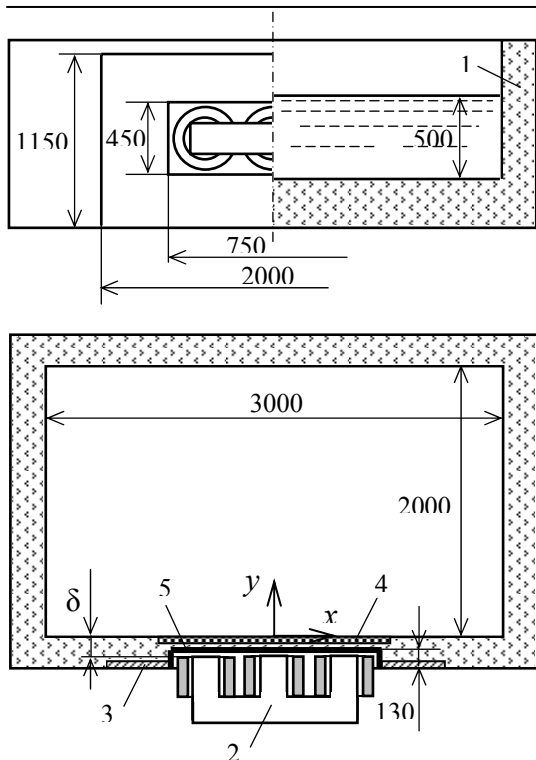


Рис. 1

На ньому позначено: 1 – ванна печі з рідким металом, 2 – універсальний індуктор, 3 – феромагнітний кожух печі, 4 – керамічна плита, 5 – металева ніша для перемішувача. За рахунок моделювання обох конструктивних рішень прилаштування перемішувача порізно досліджувалися впливи феромагнітного кожуха печі і металевої ніші перемішувача, тобто одна модель враховувала кожух печі, а інша – металеву нішу.

Обидві системи моделювалися у тривимірній постановці за безіндукційного наближення. Основні геометричні розміри їх наведено на рис. 1. У ванні печі знаходиться розплавлений алюміній об'ємом $(3 \times 2 \times 0,5) \text{ м}^3$. Розміри тристрижневого індуктора прийняті такими, як у роботі [1]. Відстань між ним і рідким металом (зазор δ) для всіх варіантів складала 0,1 м. Струмове навантаження (сумарні ампер-витки) індуктора прийнято рівним 60 кА (амплітудне значення), яке рівномірно розподілено по трьох котушках. Фазовий зсув струмів між сусідніми котушками при трифазному живленні універсального індуктора склав 120 ел. град., а при однофазному – 180 ел. град. Частота живлення в обох випадках приймалася рівною 50 Гц (за виключенням заключного розділу статті, де вона була змінною).

Вплив феромагнітного кожуха печі. В розрахунковій моделі враховувався кожух тільки однієї стінки печі, а саме стінки, до якої прилаштовано індуктор. З метою спрощення розрахунків реальний кожух печі, який насправді являє собою складний металевий каркас з обшивкою, було замінено еквівалентною металевою феромагнітною плитою. Габаритні лінійні розміри її були зменшені до такого рівня, при якому подальше їх збільшення практично не змінює вплив такої плити на електромагнітне поле системи. Еквівалентний реальному кожуху вплив зазначеної плити на поле системи можна отримати за рахунок підбору або визначення її товщини. Проте в цій роботі така задача не ставилася, її вплив тут оцінювався для різних значень товщини плити. В розрахунках враховувалася нелінійна залежність відносної магнітної провідності матеріалу кожуха, яким була сталь 1030, від напруженості магнітного поля.

У результаті проведеного таким чином моделювання отримано значення інтегральних електромагнітних сил F , що виникають у рідкому металі, а також потужностей тепловиділення в рідкому металі P_m і кожусі P_k печі залежно від товщини плити (умовного кожуха) Δ_k . На рис. 2 наведено зазначені залежності для двох режимів живлення перемішувача – однофазного (пунктирні криві) і трифазного (суцільні криві). Всі дані на

у яку в свою чергу поміщається перемішувач. Між нішею і рідким металом знаходиться тонкий шар теплоізоляції (футерування). За першим варіантом на електромагнітне поле перемішувача вплив здійснює тільки кожух печі, а за другим – і кожух, і металева ніша. Дослідженню впливу на ефективність універсального перемішувача саме таких двох елементів і присвячена ця стаття.

Мета роботи – на основі моделювання електромагнітних процесів у системі "універсальний індуктор – рідкий метал" визначити вплив конструктивних елементів відбивної печі для алюмінію на ефективність універсального електромагнітного перемішувача рідкого металу, який по чергово створює в печі біжуче і пульсуюче магнітні поля.

Дослідження проводилися на прикладі універсального тристрижневого індуктора, прилаштованого до бокової стінки печі симетрично як за довжиною, так і за висотою металу, що знаходиться у ванні печі (рис. 1). На цьому рисунку умовно показано обидва варіанти прилаштування індуктора, тобто з керамічною плитою і металевою нішею.

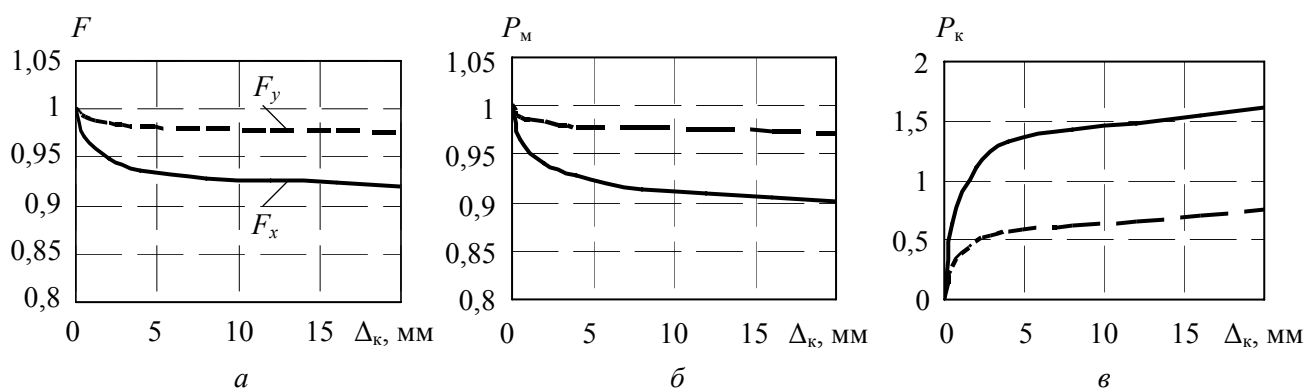


Рис. 2

цьому рисунку представлені у відносному вигляді. За базові значення прийнято значення відповідних величин у відсутності феромагнітного кожуха за виключенням потужності тепловиділення (втрат) у кожусі, яка була віднесена до потужності тепловиділення в рідкому металі у відсутності кожуха. З усіх трьох наявних компонент електромагнітних сил на рис. 2 а для кожного режиму представлена тільки одна (основна) компонента, а саме для трифазного режиму живлення, за яким у ванні печі створюється біжуче магнітне поле, що викликає одноконтурний рух рідкого металу. Такою є тангенціальна сила F_x , а у випадку однофазного режиму основною компонентою є нормальна сила F_y , яка за рахунок пульсуючого магнітного поля створює у ванні печі двоконтурний рух рідкого металу.

Аналіз даних, наведених на цьому рисунку, показує, що вплив феромагнітного кожуха печі на електромагнітне поле універсального перемішувача в цілому незначний. Так, у режимі однофазного живлення наявність кожуха печі зменшує силу F_y і потужність тепловиділення в рідкому металі P_m всього на декілька відсотків. Дещо більше зменшення цих величин спостерігається у випадку трифазного живлення. Проте і при такому живленні воно не перевищує 10 %. Що стосується залежностей цих величин від товщини плити Δ_k , то згідно з рис. 2, починаючи з товщини, яка є близькою до глибини проникнення електромагнітного поля у феромагнітну плиту, подальше збільшення Δ_k практично уже мало впливає на них, хоча втрати в плиті (кожусі) P_k зі збільшенням її товщини дещо зростають (див. рис. 2 в).

Вплив металевої ніші перемішувача. Як було зазначено вище, металеву нішу для перемішувача зазвичай виконують із нержавіючої немагнітної сталі. В розрахунках прийнято, що вона виконана із сталі 1X18N9T, лінійні розміри її позначені на рис. 1. Моделювання цієї системи проводилося для різної товщини Δ_n листової сталі, з якої виготовлено нішу.

По аналогії з кожухом печі оцінка впливу металевої ніші проводилася на основі визначення інтегральних електромагнітних сил F , що діють на рідкий метал, а також потужностей тепловиділення в рідкому металі P_m та в ніші перемішувача P_n . На рис. 3 наведено отримані в результаті моделювання залежності цих величин (у відносному вигляді) від товщини стінки ніші Δ_n (на рисунку вони позначені товстими лініями). По аналогії з рис. 2 суцільні криві тут відносяться до режиму трифазного живлення, а пунктирні – до однофазного. Порівнюючи ці дані з даними рис. 2, слід зазначити, що в цілому екрануючий вплив металевої ніші виявився більш суттєвим у порівнянні з кожухом печі. Так як і у випадку з кожухом, металева ніша дещо сильніше впливає на роботу перемішувача в режимі біжучого магнітного поля, тобто при трифазному живленні, ніж при однофазному. Слід також звернути увагу на більш суттєві втрати в ніші у порівнянні з кожухом печі. Починаючи приблизно з товщини $\Delta_n = 1$ мм, вони перевершують потужність тепловиділення в рідкому металі, яка у відсутності ніші за прийнятих вихідних даних приблизно складає 4,5 кВт у випадку трифазного живлення і 6,4 кВт в однофазному режимі. Зрозуміло, що з метою скорочення цих втрат, а також зменшення впливу ніші на роботу універсального перемішувача товщина її стінки Δ_n має бути якомога меншою.

Суттєвого зменшення зазначеного впливу, а також втрат у цьому конструктивному елементі печі можна досягти за рахунок виконання у ньому розрізів, які зменшують вихрові

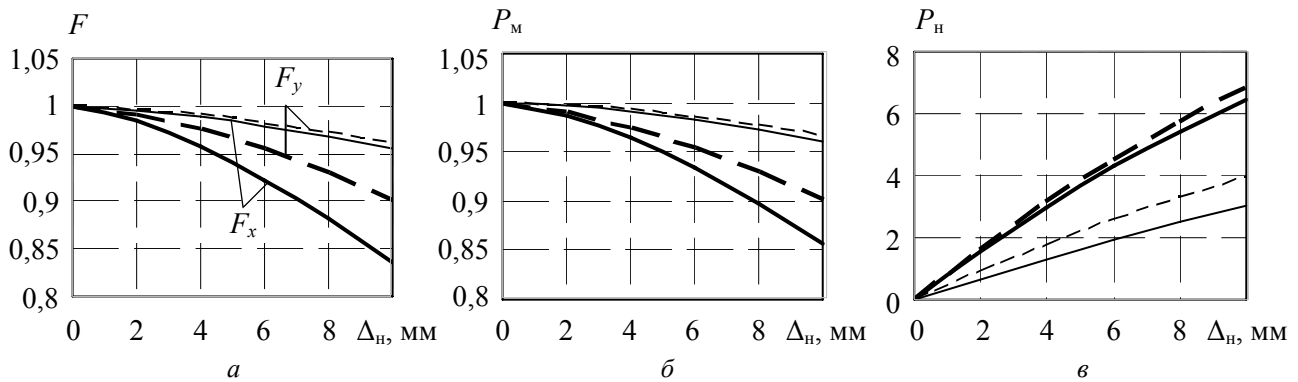


Рис. 3

струми, що в ньому наводяться. Цього можна досягти насамперед за рахунок розрізу, який знаходиться в перерізі, що проходить через осі всіх трьох котушок, тобто розділяє нішу за висотою на дві рівні половини. Саме для такого варіанту виконання ніші було проведено моделювання системи, результати якого представлені на тому ж рис. 3 більш тонкими (суцільними і пунктирними) кривими. Порівнюючи результати моделювання системи з нішею у відсутності розрізу і нішею з розрізом, слід зазначити, що втрати у ніші у другому випадку виявилися суттєво меншими (рис. 3 в). Наявність розрізу дала можливість зменшити втрати приблизно у два рази. Що стосується екрануючого впливу ніші на рідкий метал, який можна оцінити за рівнем електромагнітних сил, що розвиваються в металі, та потужності тепловиділення в ньому, то, як видно з рис. 3 а, б, використання металевої ніші з розрізом мало впливає на інтегральні показники універсального перемішувача. Інтегральні електромагнітні сили і потужність тепловиділення в рідкому металі за наявності такої ніші для обох режимів живлення зменшуються всього на декілька відсотків.

На завершення зупинимось на питанні впливу розглянутих конструктивних елементів відбивної плавильної печі на роботу універсального перемішувача рідкого металу залежно від частоти струму живлення. Це важливо знати з тієї точки зору, що у багатьох випадках електромагнітні перемішувачі рідкого металу живляться струмами низької частоти. Оскільки екрануючий вплив конструктивних елементів печі при зниженні частоти має зменшуватися, то розглядати вплив кожуха печі на електромагнітне поле перемішувача при низькій частоті недоцільно, адже навіть на частоті 50 Гц він виявився незначним. Що стосується металевої ніші, то важливим тут у першу чергу постає питання, яким чином частота живлення впливає на втрати в ній.

Для розгляду цього питання моделювалася система з металевою нішею без розрізу, товщина стінки Δ_n якої склала 4 мм. На рис. 4 представлені результати цього моделювання у вигляді залежностей від частоти живлення ν інтегральних електромагнітних сил F (рис. 4 а), потужності тепловиділення в рідкому металі P_m (рис. 4 б) та втрат у ніші перемішувача P_n (рис. 4 в). Як і раніше, ці результати представлені у відносному вигляді. З отриманих таким чином даних випливає, що зі зменшенням частоти вплив металевої ніші на основні інтегра-

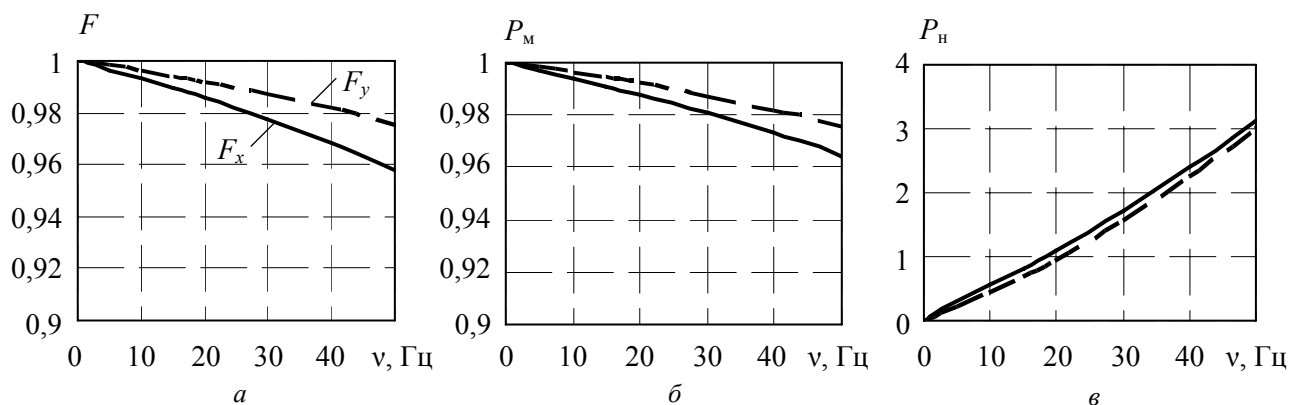


Рис. 4

льні параметри універсального перемішувача рідкого металу зменшується. На частотах $\nu \leq 10$ Гц впливом конструктивних елементів плавильної печі на ефективність електромагнітного перемішувача рідкого металу взагалі можна знехтувати. При низьких частотах суттєво також зменшуються електричні втрати, що виділяються у ніші перемішувача. При $\nu < 10$ Гц вони стають меншими потужності тепловиділення в об'ємі розплаву.

Висновки. 1. У практичному плані впливом металевого (ферромагнітного) кожуха плавильної печі на ефективність універсального електромагнітного перемішувача рідкого металу можна знехтувати.

2. Суттєвого зменшення впливу металевої ніші, в яку вставляється перемішувач, на його ефективність, а також зменшення втрат у ній можна досягти за рахунок секціонування її, тобто виконання розрізів стінок ніші, які зменшують вихрові струми в ній, а також за рахунок зменшення частоти живлення перемішувача.

1. Бондар О.І., Глухенький О.І., Гориславець Ю.М. Моделирование физических процессов у пічному агрегаті з електромагнітним перемішуванням рідкого металу // Техн. електродинаміка. – 2016. – № 4. – С. 92–94.
2. Дубоделов В.И., Фикссен В.Н., Глухенький А.И., Гориславец Ю.М. МГД перемешиватели алюминиевых сплавов с пульсирующим магнитным полем // Техн. електродинаміка. – 2009. – № 1. – С. 61–66.
3. Тур Л.Л., Столов М.Я. Электромагнитные устройства для управления циркуляцией расплава в электропечах. – М.: Металлургия, 1991. – 280 с.
4. Пат. 89970 Україна, МПК F27D 27/00. Спосіб електромагнітного перемішування рідкого металу / Ю.М. Гориславець, О.І. Глухенький, В.Ю. Максименко, А.В. Токаревський; Власник Інститут електродинаміки НАН України. – № u291313053; Заявл. 11.11.2013; Опубл. 12.05.2014. – Бюл. № 9.
5. Dubodelov V.I., Gorislavets Y.M., Glukhenkyi A.I., Fikssen V.M. Electromagnetic stirrer of liquid metal with alternate action of travelling and pulsating magnetic fields // Proceedings of the 8th International Conference on Electromagnetic Processing of Materials EPM2015. – October 12-16, 2015. – Cannes, France. – P. 605–608.
6. *Non ferrous casting: Equipment MHD Technology.* – Riga, Latvia: Krāsainie lējumi, 2004. – 22 p.

УДК 621.74

А.И. Бондар, асп., **А.И. Глухенький**, канд. техн. наук, **Ю.М. Гориславец**, докт. техн. наук

Институт электродинамики НАН Украины,
пр. Победы, 56, Киев, 03057, Украина

Влияние конструктивных элементов плавильной печи на эффективность универсального электромагнитного перемешивателя жидкого металла

С помощью численного моделирования электромагнитных процессов в системе "универсальный индуктор - жидкий металл" определено влияние конструктивных элементов отражательной печи для алюминия на эффективность универсального электромагнитного перемешивателя жидкого металла, поочередно создающего бегущее и пульсирующее магнитные поля. На примере универсального трехстержневого индуктора, пристыкованного к боковой стенке печи, исследовалось влияние на него ферромагнитного кожуха печи и металлической немагнитной ниши перемешивателя. Оценка влияния этих элементов осуществлялась путем определения и сопоставления интегральных электромагнитных сил и мощности тепловыделения в жидком металле. В результате проведенного трехмерного моделирования установлено, что влияние ферромагнитного кожуха печи незначительно (не более 10 %) и им можно пренебречь. При наличии между индуктором и жидким металлом металлической ниши эффективность перемешивания может уменьшаться на 15 %. При этом наблюдаются значительные электрические потери в ней, которые могут превышать тепловыделение в жидком металле. Показано, что такие потери, а также влияние ниши на эффективность перемешивания можно существенно уменьшить с помощью секционирования (выполнения разрезов) металлической ниши, а также за счет уменьшения частоты тока питания универсального перемешивателя. Библ. 6, рис. 4.

Ключевые слова: электромагнитное перемешивание, жидкий металл, универсальный индуктор, конструктивные элементы печи, численное моделирование.

O.I. Bondar, O.I. Glukhenkyi, Y.M. Goryslavets

Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,
Peremohy, 56, Kyiv, 03057, Ukraine

The influence of structural elements of melting furnace on efficiency of versatile electromagnetic stirrer of liquid metal

With the help of numerical modelling of electromagnetic processes in system "versatile inductor – liquid metal" the influence of structural elements of reflection furnace for aluminum on efficiency of versatile electromagnetic stirrer of liquid metal that alternatively creates travelling and pulsing magnetic fields have been determined. On the example of versatile three core inductor, attached to the side wall of furnace, the influence of ferromagnetic plating of furnace and metal nonmagnetic pocket of stirrer was investigated. Estimation of influence of such elements performed by the way of

determining and comparison integral electromagnetic forces and heat power in liquid metal. As a result of 3D modelling it was found that influence of ferromagnetic plating of furnace is insignificant (not exceed 10 %) and it can be neglected. In the presence of metal pocket between inductor and liquid metal the efficiency of stirring may be reduced to 15%. At the same time there are significant electrical losses in pocket which could exceed heat power in liquid metal. It is shown that such losses and also influence of pocket on efficiency of stirring can be significantly reduced with the help of sectioning (performing of cuts) of metal pocket, and also by reducing of frequency of power supply of versatile stirrer. References 6, figures 4.

Key words: electromagnetic stirring, liquid metal, versatile inductor, structural elements of furnace, numerical modelling.

Надійшла 07.09.2017

Received 07.09.2017

УДК 621.316

ОЦІНЮВАННЯ ПОМИЛОК ПЕРШОГО І ДРУГОГО РОДУ ПРИ ВИЗНАЧЕННІ ШВИДКОСТІ РУХУ КОНТАКТНОЇ СИСТЕМИ ЕЛЕГАЗОВОГО ВИМИКАЧА

В.М. Кутін, докт. техн. наук, **О.Є. Рубаненко**, канд. техн. наук, **С.В. Мисенко**, канд. техн. наук
Вінницький національний технічний університет,
вул. Хмельницьке шосе, 95, Вінниця, 21021, Україна
e-mail: rubanenkoAE@ukr.net

Проведено оцінку помилок першого та другого роду при визначенні швидкості руху рухомої контактної системи елегазового вимикача при використанні комбінованого методу діагностування високовольтних вимикачів та визначено ймовірність безпомилкової роботи системи діагностування. Бібл. 12, рис. 8, таблиця.

Ключові слова: відновлювані джерела енергії, локальні електричні системи, втрати активної потужності.

Вступ. Одними з найбільш важливих комутаційних апаратів, від надійності функціонування яких значною мірою залежить надійність роботи електроенергетичної системи, є високовольтні вимикачі. Під час виникнення аварійних ситуацій при пошкодженнях високовольтного обладнання завдання з їх локалізації в першу чергу виконують вимикачі. На сьогодні в Україні парк високовольтних вимикачів значно поповнився великою кількістю закордонних різних конструкцій і виробників, робота яких у більшості випадків залежить від технічного стану дугогасильної камери та приводу. Для визначення технічного стану вимикача використовують методи постійного та періодичного контролю [10, 12], найбільш інформативною формою представлення результатів яких є залежності швидкості руху рухомих контактів від часу. Проте їх отримання обмежено конструктивними особливостями, а саме місцями приєднання сенсорів кутового та лінійного переміщення [1, 2]. Запропоновано для визначення технічного стану дугогасильної камери і приводу використати метод накладання тестового високочастотного сигналу на коло, яке містить контакти камер елегазових вимикачів під час їх спрацювання.

Мета і задачі дослідження. При здійсненні контролю швидкості руху рухомої контактної системи відбуваються збір та обробка струму тестового високочастотного сигналу, який змінюється під час руху рухомої контактної системи. Вимірювання необхідної фізичної величини забезпечують відповідні вимірювальні канали, до складу яких входять первинні та нормуючі перетворювачі, засоби обробки та виведення вимірювальної інформації, тому отримане значення фізичної величини відрізнятиметься від дійсного за рахунок наявності похибок, які вносять елементи вимірювальних каналів [3, 9]. Найбільший вплив на результат контролю швидкості руху рухомої контактної системи мають похибки вимірювання струму тестового високочастотного сигналу, тому будемо вважати, що похибки визначення швидко-

сті руху рухомої контактної системи визначаються похибками вимірювання струму високо-частотного сигналу. Похибки вимірювального каналу струму можуть викликати помилкове спрацювання системи контролю швидкості руху рухомої контактної системи, імовірність виникнення такого помилкового спрацювання оцінюється помилками першого та другого роду.

Помилки першого і другого роду. Вимірне значення швидкості руху контактної системи (РКС) представимо у вигляді відхилення його дійсного значення [4]:

$$(v_D - k_a \Delta_v) \leq v \leq (v_D + \Delta_v), \quad (1)$$

де v – вимірюване значення швидкості РКС; v_D – дійсне значення швидкості РКС; Δ_v – допустиме відхилення від дійсного значення швидкості руху РКС; k_a – коефіцієнт асиметрії поля допуску.

Визначимо центрове значення швидкості РКС [5]

$$\bar{v} = v - v_D \quad (2)$$

та поле допуску за умови, що математичне сподівання закону розподілу ймовірностей вимірюваного значення швидкості РКС співпадає з дійсним значенням

$$-k_a \Delta_v \leq v \leq \Delta_v. \quad (3)$$

Нехай поле допуску є симетричним, тоді математичне сподівання похибки $m_{\Delta_v} = 0$, $k_a = 1$, а поле допуску швидкості РКС визначається як

$$-\Delta_v \leq \bar{v} \leq \Delta_v. \quad (4)$$

Якщо в результаті вимірювання значення швидкості РКС виходить за межі поля допуску, то система контролю не спрацює. При виході значення швидкості РКС за межі поля допуску система контролю формує сигнал невідповідності швидкості РКС нормованому значенню.

Результат вимірювання представляється сумою випадкових величин вимірюваного параметра і похибки вимірювання [6]:

$$I_B = \bar{I} + I + \Delta_I + m_{\Delta_I}. \quad (5)$$

Вимірні значення швидкості РКС елегазового вимикача типу ЗАР1FG 145 кВ характеризуються гістограмою, зображеною на рис. 1. Вимірювання швидкості РКС проводилось для першої контрольної точки ($t=10$ мс). Результати наведені в таблиці.

Для моменту часу $t=10$ мс визначимо максимальне та мінімальне значення швидкості РКС. Знайдемо розмах ряду $L=v_{\max}-v_{\min}=4,295-3,849=0,446$. Розділимо розмах ряду на $k=9$ рівних інтервалів $\Delta=L/k$. Підрахуємо кількість значень швидкості РКС, які попадають в кожний інтервал (рис. 1).

За формою гістограми прийемо нормальний закон розподілу як закон розподілу вимірюваного значення швидкості руху РКС, аналітичний запис якого

$$P(v) = \frac{1}{\sigma_v \cdot \sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{(v - m_x)^2}{2 \cdot \sigma_v^2}\right). \quad (6)$$

Математичне сподівання вимірної швидкості РКС визначимо за формулою

$$m_x = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n v_i = 4,1102, \quad (7)$$

де n – кількість вимірюваних значень швидкості РКС; v_i – значення швидкості РКС.

Для побудови закону розподілення вимірюваного значення швидкості РКС перенесемо початок координат у центр розподілення m_x і відкладемо по осі абсцис похибку вимірювань Δv для кожного значення швидкості РКС:

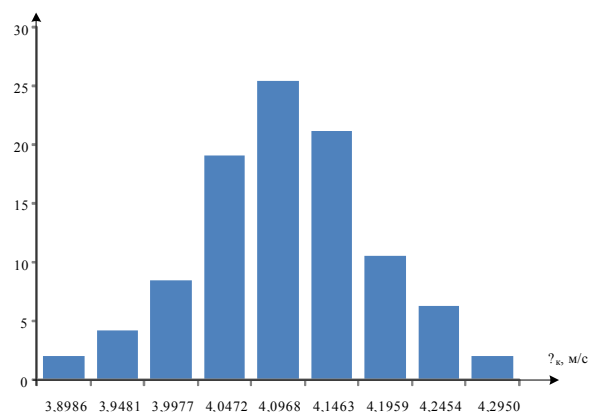


Рис. 1

$$\Delta v_i = v_{cp} - m_x \cdot \tag{8}$$

Знайдемо середнє квадратичне відхилення значення швидкості РКС:

$$\sigma_v = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (v_i - m_x)^2}{n-1}} = 0,1439 \cdot \tag{9}$$

Отриманий закон розподілу показано на рис. 2. Прийємо закон розподілу похибок методу визначення швидкості руху РКС нормальним (рис. 2). Отже, закон розподілу похибки для обраного ЦАП, задачею якого є формування синусоїдної напруги частотою 100 кГц, прийємо нормальним ($m_p=0$ та $\sigma_{cc}=0,217$ див. рис. 2) [7].

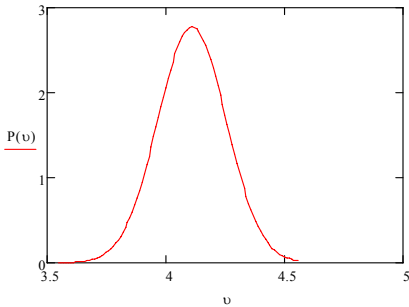


Рис. 2

$$P_{cc}(p) = \frac{1}{\sigma_{cc} \cdot \sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{(p - m_p)^2}{2 \cdot \sigma_{cc}^2}\right), \tag{10}$$

Закон розподілу похибки перетворювача струму прийємо рівномірним [7] та покажемо на рис. 4:

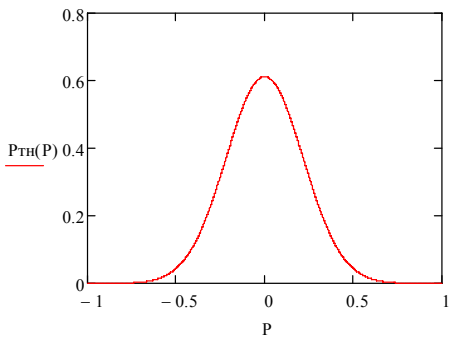


Рис. 3

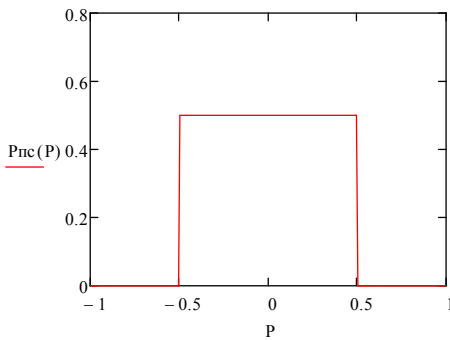


Рис. 4

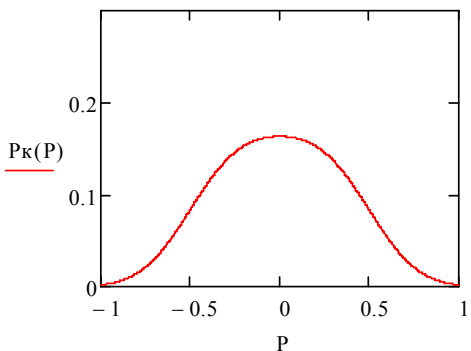


Рис. 5

№ з/п	1	2	3	4	5	6
t, мс.	0	5	8	10	12	17
vк1, м/с	0	2,5210	3,8870	4,2050	4,4520	7,3540
vк2, м/с	0	2,5400	3,8800	4,2000	4,4500	7,3500
vк3, м/с	0	2,5340	3,7960	4,1860	4,3950	7,2960
vк4, м/с	0	2,5420	3,8750	4,2950	4,5500	7,1580
vк5, м/с	0	2,4560	3,7590	4,2080	4,3590	7,2490
vк6, м/с	0	2,4890	3,7580	3,9048	4,5470	7,3480
vк7, м/с	0	2,4780	3,6890	3,9990	4,3280	7,3040
vк8, м/с	0	2,5380	3,6800	4,1050	4,2980	7,2680
vк9, м/с	0	2,4690	3,6570	4,1090	4,4860	7,1890
vк10, м/с	0	2,5410	3,7080	4,2670	4,3870	7,0940
vк11, м/с	0	2,5270	3,5860	4,1590	4,3160	7,3580
vк12, м/с	0	2,5680	3,7860	4,2570	4,2580	7,1480
vк13, м/с	0	2,4990	3,7240	4,1680	4,2790	7,2530
vк14, м/с	0	2,5040	3,8850	3,9510	4,4860	7,3540
vк15, м/с	0	2,5380	3,5840	3,8490	4,4570	7,3920
...
vк50, м/с	0	2,5540	3,5000	3,9000	4,2330	7,0500
vксерп, м/с	0	2,5186	3,7346	4,1102	4,3926	7,2603
vкmax, м/с	0	2,5680	3,8850	4,2670	4,4860	7,3920
vкmin, м/с	0	2,4990	3,5000	3,8490	4,2330	7,0500
№ з/п	7	8	9	10	11	
t, мс.	25	28	30	33	35	
vк1, м/с	9,9020	10,3150	9,4570	6,1080	0,0000	
vк2, м/с	9,9000	10,3000	9,4500	6,1000	0,4000	
vк3, м/с	9,8560	10,2950	9,4050	6,1040	0,1000	
vк4, м/с	9,6180	10,2680	9,3060	6,0480	0,0000	
vк5, м/с	9,7530	10,3060	9,4250	5,8460	0,2700	
vк6, м/с	9,8460	10,2580	9,3990	5,9870	0,0000	
vк7, м/с	9,5080	10,1870	9,3480	5,7150	0,6400	
vк8, м/с	9,5640	10,2680	9,4210	6,0990	0,0400	
vк9, м/с	9,6420	10,2370	9,4180	5,9240	0,0150	
vк10, м/с	9,5830	10,2990	9,3280	5,8430	0,4800	
vк11, м/с	9,8430	10,1830	9,3570	5,7190	0,2470	
vк12, м/с	9,7560	10,2070	9,3640	5,8420	0,0020	
vк13, м/с	9,6840	10,1990	9,3650	5,9990	0,0380	
vк14, м/с	9,8520	10,2460	9,4080	5,9240	0,1540	
vк15, м/с	9,7520	10,0650	9,2580	5,6570	0,4700	
...	
vк50, м/с	9,5000	10,1060	9,1500	5,6070	0,0030	
vксерп, м/с	9,7224	10,2337	9,3662	5,9076	0,1787	
vкmax, м/с	9,8520	10,2990	9,4080	5,9990	0,4800	
vкmin, м/с	9,5000	10,0650	9,1500	5,6070	0,0020	

$$P_{nc}(q) = \begin{cases} 0, & \text{якщо } Q < -\gamma_{nc}; \\ 0,5, & \text{якщо } -\gamma_{nc} \leq Q \leq \gamma_{nc}; \\ 0, & \text{якщо } Q > \gamma_{nc}. \end{cases} \quad (11)$$

Для знаходження похибки вимірювального каналу струму скомпонуємо закони розподілу сенсора та перетворювача струму, використовуючи інтеграл згортки [8]:

$$P_{\kappa}(p) = \int_{-1}^{+1} P_{nc}(q) \cdot P_{cc}(p - q) dq, \quad (12)$$

де $P_{\kappa}(p)$ – закон розподілу похибки вимірювального каналу струму. Закон розподілу похибки вимірювання струму представлено на рис. 5.

Враховуючи те, що похибки вимірювання струму мають найбільший вплив на результат вимірювання швидкості РКС, будемо вважати, що закон розподілу похибки вимірювання швидкості РКС співпадає з законом розподілу похибки струму, тоді сумісний закон розподілу визначення швидкості руху РКС та похибки його вимірювання матиме вигляд

$$P(\Omega, \Delta) = P(v)P_{\kappa}(p) = \frac{1}{\sigma_v \cdot \sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{(v - m_x)^2}{2 \cdot \sigma_v^2}\right) \cdot \left(\int_{-1}^{+1} P_{nc}(q) \cdot P_{cc}(p - q) dq\right). \quad (13)$$

Графічне представлення сумісного закону розподілу показано на рис. 6.

Помилка першого роду (випадок, коли приймається рішення, що значення швидкості РКС знаходиться за межами поля допуску, але насправді вона в заданих межах) визначається так:

$$\alpha(\sigma_1) = \int_{k \cdot \Delta}^{\Delta} \int_{-\infty}^{x_1 - U} \frac{1}{\sigma \cdot \sigma_1 \cdot 2 \cdot \pi} \cdot \exp\left(\frac{U^2}{-2 \cdot \sigma^2} - \frac{P^2}{2 \cdot \sigma_1^2}\right) dP dU + \int_{k \cdot \Delta}^{\Delta} \int_{x_1 - U}^{\infty} \frac{1}{\sigma \cdot \sigma_1 \cdot 2 \cdot \pi} \cdot \exp\left(\frac{U^2}{-2 \cdot \sigma^2} - \frac{P^2}{2 \cdot \sigma_1^2}\right) dP dU. \quad (14)$$

З рис. 7 визначено значення помилки першого роду $\alpha(\sigma_{\text{вим}}) = 0,072$. Помилка другого роду (випадок, коли приймається рішення, що значення швидкості РКС знаходиться в заданих межах поля допуску, але насправді вона за допустимими межами) визначається з рис. 8.

З номограми визначено значення помилки другого роду $\beta(\sigma_{\text{вим}}) = 5,4 \cdot 10^{-7}$.

У формулах (10), (12) вибрано такі межі інтегрування:

$$\begin{cases} X_1 = \Delta - m_{\Delta\omega}, \\ X_2 = -k_a \Delta - m_{\Delta\omega}. \end{cases} \quad (15)$$

Результуюча достовірність проведеного контролю $D = 1 - \alpha(\sigma_{\text{вим}}) - \beta(\sigma_{\text{вим}}) = 0,928$.

Висновки. Здійснено оцінку помилок першого та другого роду системи визначення технічного стану елегазових вимикачів комплексного методу діагностування та встановлено, що ймовірність безпомилкової роботи системи діагностування складає 92,8 %.

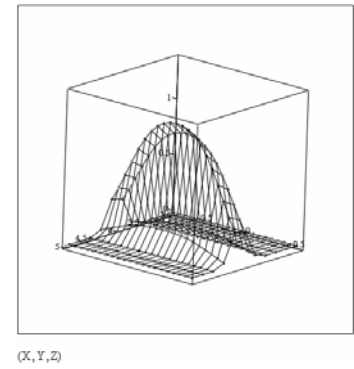


Рис. 6

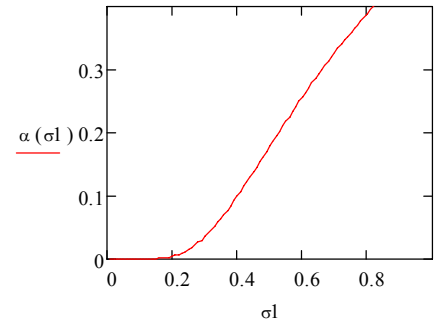


Рис. 7

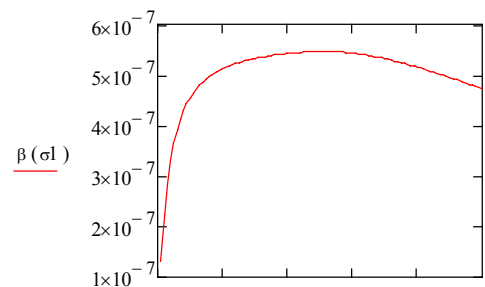


Рис. 8

1. ГОСТ 27.002-89. Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения. – М.: Изд-во стандартов, 1989. – 34 с.
2. Абдурахманов А.М., Мисриханов М.Ш., Неклепаев Б.Н., Шунтов А.В. Об особенностях структуры параметра потока отказов выключателей // Электрические сети и системы – 2005. – Вып. 5. – С. 54–57.
3. Михайлюк Р.І., Мисенко С.В., Кутін В.М., Рубаненко О.Є. Досвід та перспективи експлуатації елегазових вимикачів у Південно-Західній енергетичній системі // Енергетика та електрифікація. – 2014. – № 3. – С. 34–37.
4. Кутін В.М., Рубаненко О.Є., Мисенко С.В. Визначення технічного стану елегазових високовольтних вимикачів в умовах експлуатації // Вісн. НТУ «ХП». – 2014. – № 60 (1102). – С. 57–68.
5. Изоботенко Б.А., Ильинский Н.Ф., Копылов И.П. Планирование эксперимента в электротехнике. – М.: Энергия, 1975. – 202 с.
6. Новицкий П.В., Зограф И.А. Оценка погрешности результатов измерения, 2-е изд. – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1991. – 304 с.
7. Бешелев С.Д., Гурвич Ф.Г. Математико-статистические методы экспертных оценок. 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Статистика, 1980. – 263 с.
8. Коваленко Н.И., Филиппова А.А. Теория вероятностей и математическая статистика. – М.: Высш. шк., 1982. – 252 с.
9. Тартаковский Д.Ф., Ястребов А.С. Метрология, стандартизация и технические средства измерения. – М.: Высш. шк., 2001. – 205 с.
10. Рубаненко О.Є., Мисенко С.В., Рубаненко О.О. Вплив вібрації контактів на подальшу роботу високовольтних вимикачів // Вібрації в техніці та технологіях. – 2013. – № 1 (69). – С. 72–77.
11. Кутін В.М., Рубаненко О.Є., Мисенко С.В. Оптимізація параметрів пристрою контролю швидкісних характеристик високовольтних вимикачів // Наукові праці ДонНТУ. Серія: «Електротехніка і енергетика». – 2013. – № 2 (15). – С. 141–146.
12. Пат. № 93700 Україна, МПК H02J 3/24 (2006.01). Пристрій для визначення швидкісних характеристик високовольтних вимикачів / В.М. Кутін, О.Є. Рубаненко, С.В. Мисенко. – № u201405109; Заявл. 14.05.2014; Опубл. 10.10.2014, Бюл. №19.

УДК 621.316

В.М. Кутін, докт. техн. наук, **А.Е. Рубаненко**, канд. техн. наук, **С.В. Мисенко**, канд. техн. наук

Винницький національний технічний університет,
ул. Хмельницькое шоссе, 95, Винница, 21021, Украина

Оценивание ошибок первого и второго рода при определении скорости движения движимой контактной системы элегазового выключателя

Проведена оцінка помилок першого і другого роду при визначенні швидкості руху рухомих контактної системи елегазового вимикача при використанні комбінованого методу діагностування високовольтних вимикачів і визначено ймовірність безпомилкової роботи системи діагностування. Библ. 12, рис. 8, таблиця.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, локальные электрические системы, потери активной мощности.

V.M. Kutin, O.E. Rubanenko, S.V. Mysenko

Vinnitsia national technical university,
str. Khmelnytsky Highway, 95, Vinnitsia, 21021, Ukraine

Evaluation of errors of the first and second order determining the speed of a moving contact system gas insulated switch

The estimation errors of first and second order in determining the speed of a moving contact system ne hazovoho switch when using the combined method of diagnosing high-voltage switches and determines the probability of error-free operation of the system diagnostics. References 12, figures 8, table.

Key words: renewable energy, local electric system, active power losses.

Надійшла 07.09.2017

Received 07.09.2017

УДК 621.3.01:537.212

ВОЗМУЩЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ПОЛЯ РАЗНОРАЗМЕРНЫМИ БЛИЗКО РАСПОЛОЖЕННЫМИ ВОДНЫМИ МИКРОВКЛЮЧЕНИЯМИ В ТВЕРДОМ ДИЭЛЕКТРИКЕ

М.А. Щерба, канд. техн. наук

Институт электродинамики НАН Украины,
пр. Победы, 56, Киев-57, 03057, Украина
m.shcherba@gmail.com

Выполнены математическое моделирование и анализ распределения электрических поля, токов, сил и давлений в твердом диэлектрике (сшитой полиэтиленовой изоляции) при возникновении разноразмерных близко расположенных токопроводящих, в частности водных микровключений. Исследованы закономерности усиления поля, увеличения плотности токов и возникающих электромеханических сил и давлений, вызванных изменением поверхностных зарядов, на близко расположенных полюсах микровключений. Определены зависимости указанных величин от конфигурации микровключений, в частности, от их взаимных расстояний. Показано, что результирующие силы способствуют притягиванию мелких водных включений к крупным и создают условия для появления и развития водных триингов в твердой изоляции. Библ. 8, рис. 4.

Ключевые слова: электрическое поле, водные микровключения, диэлектрик, сшитый полиэтилен, математическое моделирование, силы, давления, токи.

В настоящее время в электроэнергетическом оборудовании на разные классы напряжений, в частности в кабелях энергетического назначения, преимущественно применяется сшитая полиэтиленовая (СПЭ) изоляция, являющаяся характерным примером твердого диэлектрика [3, 5, 7]. Несмотря на ее широкое применение, актуальной остается задача повышения ее ресурса и уровня рабочего напряжения. Одной из основных причин деградации СПЭ изоляции считается появление в ней проводящих (как правило, водных) микровключений и последующее образование на их поверхности водных триингов (тонких разветвленных структур) [3, 5, 8]. Известны работы, направленные на исследование усилений электрического поля (ЭП) в локальных микрообъемах СПЭ изоляции возле водных микродефектов (включений и триингов) и анализ зависимости таких усилений от размеров, формы и взаимного расположения этих микродефектов [3, 4, 8]. Показано, что ЭП в таких микрообластях может усиливаться в десятки раз, превышать электрическую прочность материала и способствовать его локальным пробоям [3, 7]. При этом важно учитывать, что наиболее интенсивная деградация СПЭ изоляции происходит при совместном воздействии электрических, термических и механических процессов, возникающих в ней при действии сильных ЭП [2–4]. В переменном поле в диэлектрике возле полюсов каждого водного микровключения и ветвей триингов возникают пульсирующие давления, которые с удвоенной частотой действуют на материал диэлектрика [3, 4, 7]. В изоляционном промежутке между близко расположенными полюсами включений и сужениях ветвей триингов возникают повышенные токи проводимости, которые, замыкаясь через токи смещения в близлежащих областях диэлектрика, вызывают неоднородный перегрев локальных микрообъемов СПЭ изоляции [3, 4, 8].

Конфигурация проводящих микровключений и триингов в диэлектрике может меняться в процессе эксплуатации кабелей. В работах [2, 3] показано, что в СПЭ изоляции высоковольтных кабелей в результате диэлектрофореза молекулы воды втягиваются в микрообласти повышенной напряженности ЭП возле полюсов проводящих микровключений, образуя "облако" близко расположенных капель воды. Между ними со временем начинают появляться тонкие каналы, которые, заполняясь водой, могут объединять включения в единую разветвленную проводящую структуру – водный триинг [7]. Причем такая структура дополнительно усиливает ЭП, интенсифицируя процессы диэлектрофореза и способствуя своему прорастанию в новые области СПЭ изоляции.

В публикации [8] обосновано, что проводимость полиэтилена можно представить как перемещение заряженных частиц в периодических потенциальных ямах. В такой модели при возникновении внешнего ЭП высота потенциального барьера в направлении его силовых линий уменьшается, и увеличивается вероятность прыжка носителя заряда. Таким образом, нелинейное увеличение тока проводимости $J_{пр}$ при линейном росте напряженности ЭП E , наблюдаемое в экспериментальной работе [7], можно описать увеличением удельной проводимости $\sigma(E)$ согласно закону Ома: $J_{пр} = \sigma(E) \cdot E$. Величина напряженности E , необходимая для проявления таких нелинейных свойств, должна составлять от 20 кВ/мм и выше. Подобные значения E могут возникать между близко расположенными водными микровключениями и у острий водных триингов [3, 4].

Поскольку СПЭ изоляция является твердым диэлектриком, то влага распространяется в ней в зависимости от конфигурации микропор и микротрещин. Этот процесс может длиться сотни часов и дней. То есть водные включения микронных и субмикронных размеров, попадая в поле микровключений обычных размеров (до 50 мкм), длительное время будут находиться в виде разрозненного облака. В работах [3, 4] показано, что накопление влаги в СПЭ изоляции в виде множества близко расположенных капель малого размера – "облака" может быть опаснее, чем концентрация всей жидкости в одном микровключении, поскольку с ростом количества дефектов увеличиваются максимальная напряженность ЭП и количество локальных областей повышенных плотностей токов и давлений. Поэтому важно исследовать не только возмущения ЭП после объединения капель в триинги, как, например, в работах [7, 8], но и неоднородное распределение поля вблизи полюсов разноразмерных близко расположенных микровключений. Актуальными являются также выявление наиболее опасных конфигураций водных микровключений и разработка рекомендаций по их минимизации для увеличения ресурса и уровней рабочих напряжений СПЭ изоляции. Решению указанных научных задач и посвящена данная работа.

Целью работы являются математическое моделирование и анализ распределения электрических поля, токов, сил и давлений в сшитой полиэтиленовой изоляции при возникновении в ней близко расположенных разноразмерных водных микровключений.

Физико-математическая постановка задачи. Рассчитывалось распределение ЭП в твердом диэлектрике (сшитой полиэтиленовой изоляции) сверхвысоковольтного кабеля на напряжение до 330 кВ. Напряженность ЭП в СПЭ изоляции вблизи токопроводящей жилы кабеля 330 кВ составляет 10–13 кВ/мм [3]. Моделирование поля проводилось в микрообласти диэлектрика цилиндрической формы высотой 200 мкм и диаметром 150 мкм, к которой приложено синусоидальное напряжение 2 кВ частотой 50 Гц (см. рис. 1), т.е. средняя напряженность поля равнялась $E_{ср} = 10$ кВ/мм. Моделировалось наличие в диэлектрике водного

микровключения сферической формы диаметром 50 мкм и пяти водных эллипсоидальных микровключений с полуосями 5; 2,5 и 2,5 мкм. Такая конфигурация является наиболее характерной согласно результатам экспериментальных работ [3, 5].

Среды считались однородными, изотропными и линейными при $E_{ср} < 20$ кВ/мм. При $E_{ср} \geq 20$ кВ/мм учитывалась зависимость удельной электропроводности СПЭ изоляции $\sigma(E)$ от напряженности ЭП E . Согласно модели, разработанной в [7], зависимость $\sigma(E)$ представлялась следующим выражением:

$$\sigma(E) = \sigma_{const} \left(\frac{2kT}{aeE(t)} \right) \text{sh} \left(\frac{aeE(t)}{2kT} \right), \tag{1}$$

где $\sigma_{const} = 10^{-14}$ См/м – постоянная проводимость СПЭ в слабом ЭП; e – заряд носителя; T – абсолютная температура; $k = 1,38 \cdot 10^{-23}$ Дж/К – постоянная Больц-

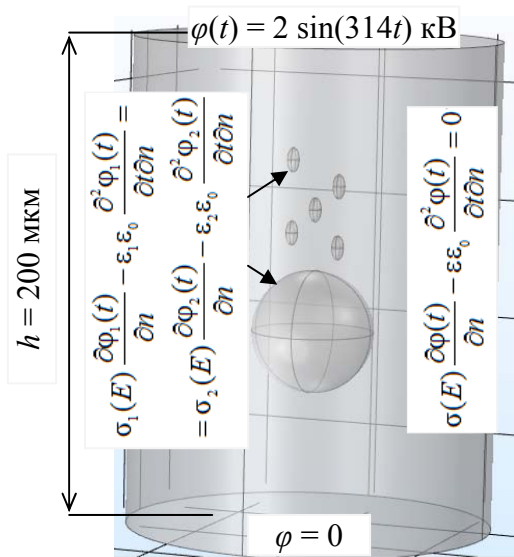


Рис. 1

мана; a – расстояние между потенциальными энергетическими барьерами, которое для полиэтилена порядка 2 нм.

В уравнении (1) мгновенное значение удельной проводимости $\sigma(E)$ в каждой точке СПЭ изоляции считалось скалярной величиной, как и в работе [4]. Учитывая, что частота поля 50 Гц, то задача формулировалась в квазистатическом приближении согласно системе уравнений Максвелла [1]. Расчетное уравнение для скалярного электрического потенциала $\varphi(t)$, как и в [2–4], записывалось в виде

$$\operatorname{div} \left[\sigma(E) \operatorname{grad} \varphi(t) - \varepsilon \varepsilon_0 \frac{\partial \operatorname{grad} \varphi(t)}{\partial t} \right] = 0, \quad (2)$$

где $\sigma(E)$, ε – электрическая проводимость и диэлектрическая проницаемость сред.

Уравнение (2) на верхней и нижней границах расчетной области, представленной на рис. 1, дополнялось условиями Дирихле (заданием значений потенциалов $\varphi(t)$, найденных из решения задачи на макроуровне, т.е. распределения ЭП по поперечному сечению кабеля). На боковых границах расчетной области оно дополнялось условиями Неймана (равенством нулю производных потенциалов $\varphi(t)$ по нормали \mathbf{n} к поверхности, что соответствует отсутствию токов в этих направлениях). На границе раздела вода–СПЭ изоляция задавались условия равенства производных потенциалов по нормали к поверхности:

$$\sigma_1(E) \frac{\partial \varphi_1(t)}{\partial n} - \varepsilon_1 \varepsilon_0 \frac{\partial^2 \varphi_1(t)}{\partial t \partial n} = \sigma_2(E) \frac{\partial \varphi_2(t)}{\partial n} - \varepsilon_2 \varepsilon_0 \frac{\partial^2 \varphi_2(t)}{\partial t \partial n}, \quad (3)$$

т.е. равенства нормальных компонент плотности полного тока $\mathbf{n} \cdot (\mathbf{J}_{\text{полн.1}}(t) - \mathbf{J}_{\text{полн.2}}(t)) = 0$.

Расчетный интервал времени Δt дискретизировался, и уравнение (2) решалось методом конечных элементов для всех моментов времени t_i с учетом нелинейной зависимости, определяемой согласно выражению (6).

Вектор плотности полного тока $\mathbf{J}_{\text{полн}}(t)$ рассчитывался как сумма векторов тока проводимости $\mathbf{J}_{\text{пр}}(t)$ в водных микродефектах и тока смещения $\mathbf{J}_{\text{см}}(t)$ в СПЭ изоляции:

$$\mathbf{J}_{\text{полн}}(t) = \mathbf{J}_{\text{пр}}(t) + \mathbf{J}_{\text{см}}(t) = \sigma(E) \mathbf{E}(t) + \varepsilon \varepsilon_0 \frac{\partial \mathbf{E}(t)}{\partial t}. \quad (4)$$

В каждой точке i расчетного объема СПЭ изоляции определялись значения $\varphi(t_i)$, $\mathbf{E}(t_i)$, $\mathbf{J}_{\text{пр}}(t_i)$, $\mathbf{J}_{\text{см}}(t_i)$ и $\mathbf{J}_{\text{полн}}(t_i)$. Расчет начинался с нулевых начальных условий, т.е. при $t = 0$, при котором к изоляции прикладывалось напряжение $U(t = 0) = \Delta \varphi(t = 0) = 0$ и величины $\varphi(t = 0) = 0$, $\mathbf{E}(t = 0) = 0$ и $\mathbf{J}_{\text{полн}}(t = 0) = 0$. С момента времени $t = 0$ начинался переходный процесс до достижения установившегося режима при $U(t) = U_m \sin(314t)$ кВ.

Для расчета электромеханических давлений $\mathbf{f}(t)$ на границе раздела проводник–диэлектрик и сил $\mathbf{F}(t)$, действующих на микровключения под действием внешнего ЭП, использовался тензор напряжений Максвелла $\mathbf{T}(t)$ [1]:

$$\mathbf{f}(t) = \mathbf{n} \cdot \mathbf{T}(t) = \mathbf{n} \cdot [\mathbf{E}(t) \cdot \mathbf{D}(t)] = \mathbf{n} \cdot [\varepsilon \varepsilon_0 (\operatorname{grad} \varphi(t)) \cdot (\operatorname{grad} \varphi(t))]; \quad (5)$$

$$\mathbf{F}(t) = \oint_s \mathbf{E}(t) \cdot \mathbf{D}(t) dS = \varepsilon \varepsilon_0 \oint_s (\operatorname{grad} \varphi(t)) \cdot (\operatorname{grad} \varphi(t)) dS. \quad (6)$$

Распределение скалярного потенциала $\varphi(t)$ в расчетной области находилось с помощью метода конечных элементов в программном пакете COMSOL Multiphysics [6]. Анализировались действующие значения рассчитанных временных функций, т.е. величины φ , \mathbf{E} , $\mathbf{J}_{\text{пр}}$, $\mathbf{J}_{\text{см}}$, $\mathbf{J}_{\text{полн}}$, \mathbf{f} и \mathbf{F} .

Результаты численного эксперимента. Результаты численного эксперимента по расчету распределения ЭП в расчетной области СПЭ изоляции представлены на рис. 2. Величина E показана в относительных единицах в виде коэффициента усиления электрического поля $k_E = E/E_{\text{ср}}$ [2–4], т.е. отнесенная к средней напряженности $E_{\text{ср}} = 10$ кВ/мм в объеме СПЭ изоляции без водных микровключений. Величина напряженности соответствует шкале на рис. 2 а справа, т.е. чем светлее тонирование, тем большее E наблюдается в изоляции.

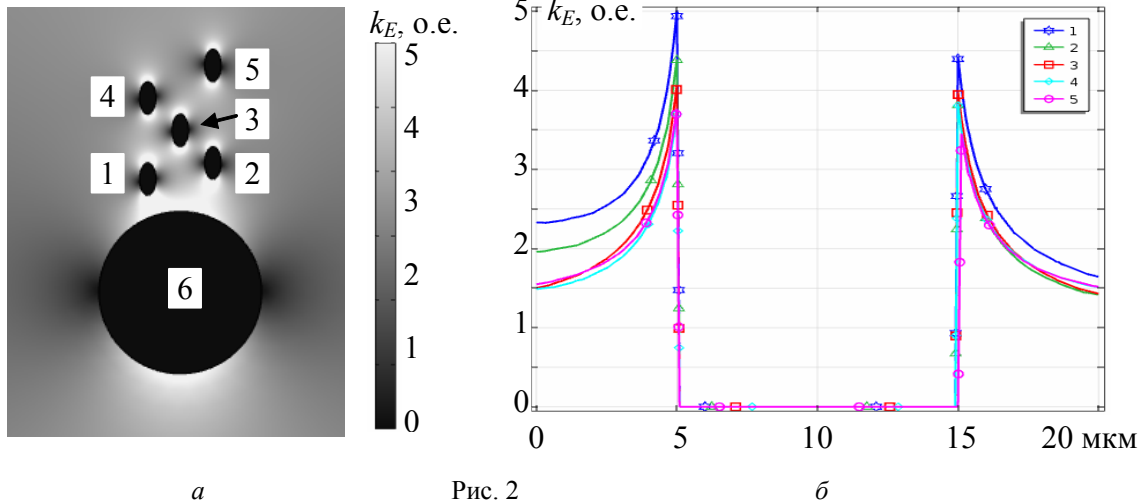


Рис. 2

Наибольшие значения $k_E \geq 4$ наблюдаются у полюсов эллипсоидальных включений (№1, 2, 3, 4, 5), а максимальное значение $k_{E \max} = 5$ наблюдается у полюса капли №1 как наиболее близкого к поверхности сферического микровключения. На графике рис. 2 б приведено распределение ЭП вблизи каждого из этих пяти водных микровключений (на расстоянии до 5 мкм от каждого из полюсов вдоль поля). Кривые 1...5 соответствуют значениям коэффициента усиления ЭП k_E для каждого из них. Значения $E \approx 0$ для диапазона координат 5–15 мкм соответствуют включениям, в которых как в проводниках ЭП практически отсутствует. Пики на рис. 2 б слева показывают усиление поля возле полюсов включений, расположенных ближе к поверхности большого микровключения № 6 диаметром 50 мкм. Так, например, для эллипсоида № 1 разница в величине k_E на разных полюсах составляет 14 % ($k_E = 5$ и $k_E = 4,4$). В то же время усиление ЭП вблизи одиночного водного эллипсоида с таким же соотношением полуосей составляет $k_E = 3,8$. Дополнительный рост величин k_E на 30 % наглядно демонстрирует влияние близко расположенного микровключения № 6.

Результаты по расчету распределения электромеханических давлений f со стороны воды в дефектах на поверхность СПЭ изоляции представлены на рис. 3. Стрелками на рис. 3 а показаны величина и направление давлений f .

Отметим, что максимальные давления у полюсов водных включений № 1...5 более чем в пять раз больше, чем максимальное давление у полюсов микровключения № 6 (26 и 5 кПа соответственно). На рис 3 б наблюдаются два пика давлений на полюсах микровключений 1–5 вдоль ЭП, причем левый пик больший, поскольку отражает давления у полюса, расположенного ближе к поверхности микровключения № 6. Наличие включения № 6 увеличивает локальные давления почти в два раза (до 26 кПа) по сравнению с одиночным эллипсоидом такой же конфигурации, для которого $f = 14$ кПа. Результирующая электрическая сила F , действующая на каждый из водных микродефектов, рассчитывается как интеграл от

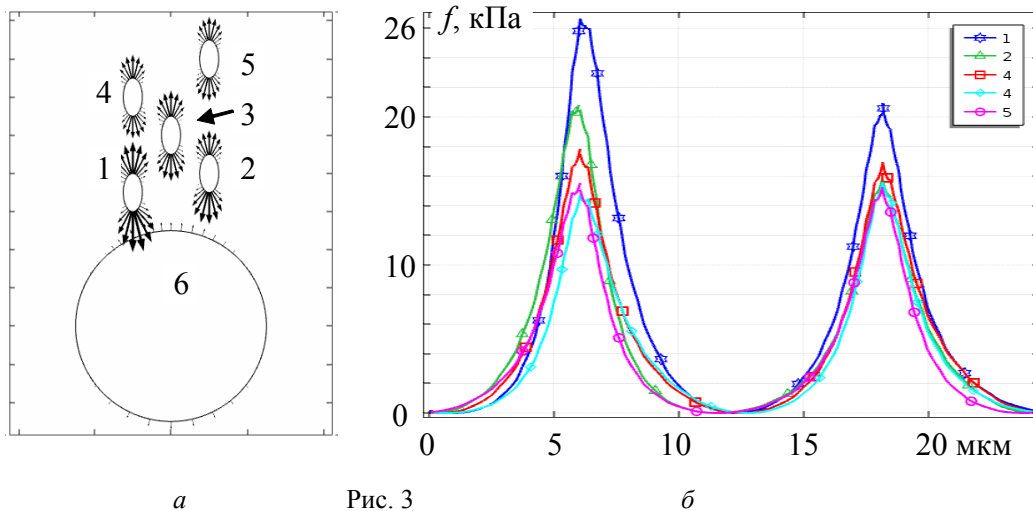


Рис. 3

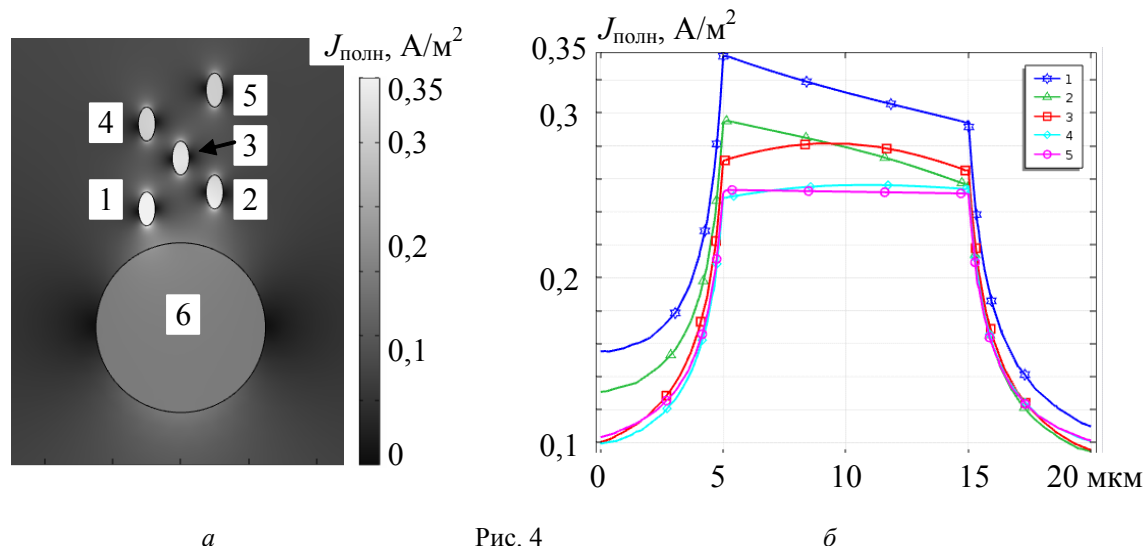


Рис. 4

возникающих давлений f по их поверхности. И если для микровключения №6 $F = 0$, то для эллипсоидов результирующая сила диэлектрофореза F отлична от нуля. Она направлена на притяжения эллипсоидов к поверхности сферического микровключения.

На рис. 4 показано распределение плотности полного тока $J_{\text{полн}}$ в расчетной области СПЭ изоляции с описанными водными микровключениями. Величина $J_{\text{полн}}$ соответствует шкале на рис. 4 а справа, т.е. чем светлее тонирование, тем большее $J_{\text{полн}}$.

На графике рис. 4 б показано распределение $J_{\text{полн}}$ вблизи каждого из пяти эллипсоидальных микровключений (на расстоянии до 5 мкм от каждого из полюсов вдоль поля). Кривые 1–5 соответствуют каждой из пяти капель воды. Наибольшие плотности тока (от 0,25 до 0,35 А/м²) наблюдаются внутри капель воды, что отражено горизонтальными или наклонными «полками» максимальных значений на графиках. Отметим, что внутри одиночной (удаленной от других) капли в диэлектрике распределение $J_{\text{полн}}$ однородное, что отражено горизонтальной «полкой» на кривой 5 рис. 4 б. В то же время близко расположенное большое микровключение № 6 влияет на распределение $J_{\text{полн}}$, делая его неоднородным и смещая точку максимальной плотности $J_{\text{полн max}}$ ближе к своей поверхности. Так, на кривой 3 максимум наблюдается примерно посередине кривой, т.е. в центре включения, а на кривых 4 и 5 – максимум возле начала «полочки», т.е. возле полюсов, ближних к микровключению № 6. Причем чем ближе эллипсоиды к поверхности сферического включения, тем сильнее растет в них $J_{\text{полн max}}$. По сравнению с одиночным эллипсоидом в СПЭ изоляции $J_{\text{полн max}}$ возрастает на 40 % (от 0,25 до 0,35 А/м²). Рост токов проводимости $J_{\text{пр}}$ в микровключениях приводит к увеличению плотности токов в СПЭ изоляции возле них и вызывает ее разогрев из-за выделения Джоулева тепла. Рост температуры СПЭ изоляции уменьшает ее электрическую и механическую прочности и способствует процессам ее деградации.

Расчет величин E , f , F и $J_{\text{полн}}$ при учете нелинейных свойств СПЭ изоляции в сильных электрических полях показал, что близко расположенное сферическое микровключение диаметром 50 мкм существенно усиливает напряженность ЭП, локальные давления и плотности токов в СПЭ изоляции вблизи микровключений меньших размеров. Следует также учитывать, что за счет диэлектрофореза малые включения будут притягиваться к поверхности больших, способствуя возникновению водных триингов, которые в свою очередь еще больше усиливают ЭП в объеме СПЭ изоляции, интенсифицируя процессы ее деградации.

Выводы. Выполнено математическое моделирование и проведен анализ распределения электрических поля, токов, сил и давлений возле капель воды в сшитой полиэтиленовой изоляции сверхвысоковольтных кабелей при наличии близко расположенных разноразмерных водных микровключений и учете нелинейных свойств диэлектрика в сильных электрических полях.

Анализ показал, что разноразмерные близко расположенные микровключения могут вызывать существенное (в 1,3 раза и более) усиление напряженности ЭП, увеличивая почти в

два раза локальне тисків водних мікрровключень на ізоляцію і підвищують щільності струмів в локальних областях діелектрика на 40 % і більше. Більше мікрровключення робить неоднорідним розподіл щільності повного струму в менших мікрровключеннях і зміщує точку максимальної щільності струму ближче до своєї поверхні. Поруч з більшими мікрровключеннями створюються області підвищеної напруженості поля, в які з часом втягуються мікрровключення меншого розміру. В сукупності з пульсуючими тисками на матеріал діелектрика, які максимальні поруч з мікрровключеннями, створюються умови для виникнення і проростання водних триєв, об'єднують включення в єдину провідну структуру. Така структура ще більше посилює зовнішнє електричне поле і викликає додаткову деградацію твердої СПЕ ізоляції.

1. Ландау Л.Д., Лифшиц Е.М. Електродинаміка сплошних серед. 4-е вид. – М.: Фізматліт. – 2003. – 560 с.
2. Подольцев А.Д., Кучерявая И.Н. Мультифізичне моделювання в електротехніці. – К.: Інститут електродинаміки НАН України, 2015. – 304 с.
3. Шидловський А.К., Щерба А.А., Золотарев В.М., Подольцев А.Д., Кучерявая И.Н. Кабелі з полімерною ізоляцією на сверхвисоких напругах. – К.: Інститут електродинаміки НАН України, 2013. – 550 с.
4. Щерба М.А. Особливості локального посилення електричного поля провідними включеннями в нелінійній полімерній ізоляції // Техн. електродинаміка. – 2015. – № 2. – С. 16–23.
5. Burkes K.W., Makram E.B., Hadidi R. Water Tree Detection in Underground Cables Using Time Domain Reflectometry // IEEE Power and Energy Technology Systems Journal. – 2015. – Vol. 2(2). – P. 53-62.
6. Comsol Inc. Burlington, MA. <https://www.comsol.com>, 2017.
7. Wang W., Tao W., Ma Z., Liu J. The mechanism of water tree growth in XLPE cables based on the finite element method // High Voltage Engineering and Application. – 2016. – P. 1-4.
8. Zhou K., Li K., Yang M., Huang M. Insight into the influence of mechanical orientation on water tree propagation according to abnormal water tree // IEEE Intern. Conf. In Dielectrics. – 2016. – Vol. 2. – P. 836–839.

УДК 621.3.01:537.212

М.А. Щерба, канд. техн. наук

Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Перемоги, 56, Київ-57, 03057, Україна

Збурення електричного поля різнорозмірними близько розташованими водними мікрровключеннями в твердому діелектрику

Виконано математичне моделювання та аналіз розподілу електричних полів, струмів, сил і тисків у твердому діелектрику (зшитій поліетиленовій ізоляції) при утворенні різнорозмірних близько розташованих струмопровідних, зокрема, водних мікрровключень. Досліджено закономірності посилення поля, збільшення густини струмів і виникаючих електромеханічних сил і тисків, обумовлених зміною поверхневих зарядів, на близько розташованих полюсах мікрровключень. Визначено залежності зазначених величин від конфігурації мікрровключень, зокрема, від їх взаємних відстаней. Показано, що результуючі сили сприяють притягуванню дрібних водних включень до великих, створюючи умови для появи і розвитку водних триєв у твердій ізоляції. Бібл. 8, рис. 4.

Ключові слова: електричне поле, водні мікрровключення, діелектрик, зшитий поліетилен, математичне моделювання, сили, тиски, струми.

M.A. Shcherba

Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,
Peremohy, 56, Kyiv-57, 03057, Ukraine

The electric field disturbances by different-size closely located water micro-inclusions in the solid dielectric

The mathematical modeling and the analysis of distribution of electric field, currents, forces and pressures in a solid dielectric (cross-linked polyethylene insulation) are performed for appearing of different-size closely located current-conducting (in particular water) micro-inclusions. The regularities of the field amplification, increasing of the current density and the resulting electromechanical forces and pressures, caused by changes in surface charges at closely located poles of micro-inclusions, have been studied. The dependences of these values on the configuration of micro-inclusions, in particular on their mutual distances, are determined. It is shown that the resultant forces contribute to attracting of small water inclusions to large ones and create conditions for the appearance and development of water trees in solid insulation. References 8, figures 4.

Key words: electric field, water micro-inclusions, dielectric, cross-linked polyethylene, mathematical modeling, forces, pressures, currents.

Надійшла 01.09.2017

Received 01.09.2017

МЕТРОЛОГІЯ ТА ВИМІРЮВАЛЬНА ТЕХНІКА

УДК 621.317

АНАЛІЗ ПРОЦЕСУ ФОРМУВАННЯ СИНУСОЇДИ ІЗ СИГНАЛІВ ПРЯМОКУТНОЇ ФОРМИ НА ОСНОВІ ПРИНЦИПУ СУПЕРПОЗИЦІЇ

Ю.Ф. Тесик, докт. техн. наук, **Р.М. Мороз**

Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Перемоги, 56, Київ-57, 03057, Україна
e-mail: luckyposhta@gmail.com

Досліджено метод формування синусоїди з групи сигналів прямокутної форми на основі принципу суперпозиції. Розкрито теоретичні питання формування синусоїдальної напруги і методику дослідження. Створено математичну модель сигналу. Здійснено порівняння результатів теоретичних досліджень з результатами комп'ютерного моделювання. За результатами досліджень надано рекомендації щодо формування синусоїдального сигналу і вибору оптимальної кількості сигналів прямокутної форми. Обґрунтовано використання зазначеного методу в метрології. Бібл. 5, рис. 8.

Ключові слова: відтворення, метрологічне забезпечення, електроенергія, моделювання, імпульсне перетворення енергії, синусоїдальні сигнали.

Вступ. Імпульсні перетворювачі напруги широко використовуються для побудови вторинних джерел та систем живлення в промисловості, транспортних засобах і побуті. Силові перетворювачі напруги – інвертори перетворюють постійний струм у змінний, але форма сигналу залишається далекою від синусоїдальної.

Силова схема інверторів виконана на ключах-транзисторах (S1...S4), які можуть знаходитися тільки в одному з двох станів: «ввімкнено»/«вимкнено» (ключ відкритий, ключ закритий) та створювати мостову перетворювальну комірку (рис. 1). Форма вихідної напруги – прямокутна.

Для багатьох видів навантаження така форма є допустимою, але не для всіх. Певна кількість споживачів потребує синусоїдальної форми напруги з чітко визначеними інформативними параметрами. Особливо гостро проблема створення синусоїдальних сигналів постає в метрології. Близьку до синусоїдальної напруги з малим значенням коефіцієнта гармонік може бути сформовано за допомогою різного виду імпульсної модуляції. В основі створення інверторів лежать процеси імпульсної модуляції напруги і подальшої її фільтрації.

У [1, 2] згадується метод отримання ступінчастої напруги від декількох послідовно з'єднаних інверторів [5], які мають на виході прямокутні напруги різних, але кратних частот. Якщо основний інвертор (I) дає прямокутну напругу амплітудою E з частотою f , а додаткові (II, n) – прямокутні напруги з амплітудами $E/3, E/5, \dots$, частотами $3f, 5f, \dots$, (рис. 2), то складанням цих напруг можливо досягти значного наближення форми сигналу напруги на навантаженні Z_L до синусоїдального з заданою точністю. Таке виконання інвертора дає змогу зменшити масу й габарити.

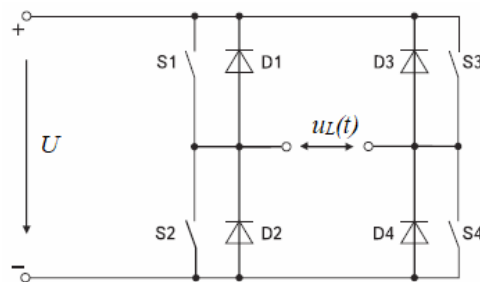


Рис. 1

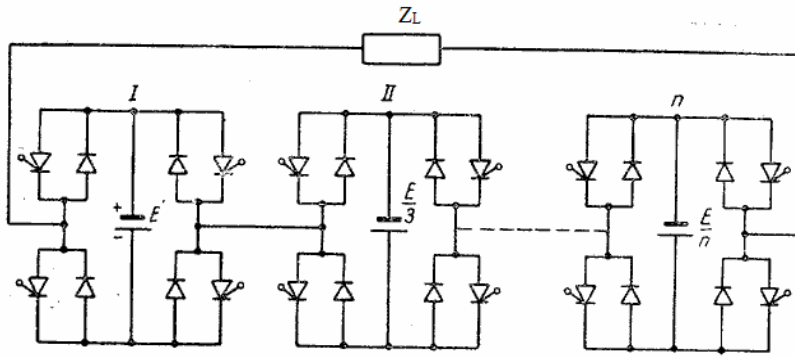


Рис. 2

Вважається [2], що застосування декількох інверторів значно ускладнює схему, потребує схем синхронізації управління окремими інверторами і, як наслідок, може призвести до збоїв у роботі та недоцільне для застосування в силовій техніці [1].

На сьогоднішній день інтенсивний розвиток цифро-

вої електроніки, схем управління та узгодження, що реалізовані в різноманітних інтегральних мікросхемах, широка номенклатура польових транзисторів, що є значимою альтернативою тиристорам, спрощує побудову силових вихідних каскадів. Це дає змогу створити перетворювач сигналів з цифровим управлінням та застосувати його не тільки в силовій техніці, а і в метрології, де потрібні точність, стабільність та синусоїдальність тестових сигналів.

Мета та завдання. За допомогою сучасних методів комп'ютерного моделювання довести теоретично, що запропонований метод складання сигналів прямокутної форми за своєю суттю спрямований на виключення вищих гармонік, починаючи з найближчої до основної, тобто націлений на відтворення синусоїдального сигналу і дає змогу отримати напругу з наперед заданими інформативними параметрами і точністю та показати його перспективність для застосування в метрології і на основі проведених теоретичних досліджень дати рекомендації щодо оптимального формування тестових сигналів.

Матеріали та результати дослідження. Дослідження синусоїдальних сигналів, одержаних на основі принципу суперпозиції з прямокутних сигналів, базується на методиці, в основі якої лежить розкладання складних періодичних сигналів $u_1(t), \dots, u_n(t)$ прямокутної форми (рис. 3) в ряд Фур'є [3], а також на застосуванні моделі, створеної на основі схемного симулятора NI Multisim.

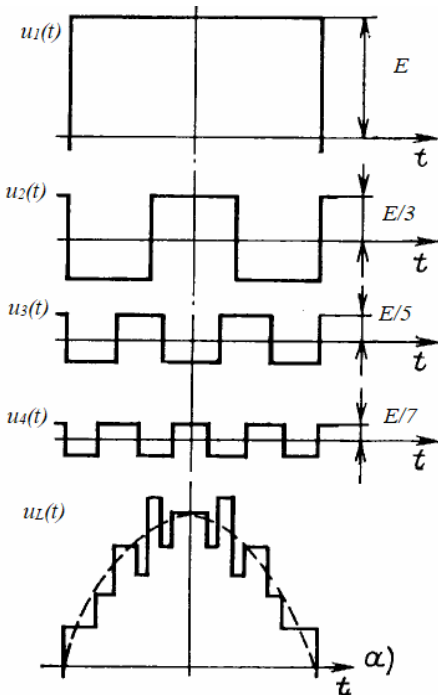


Рис. 3

Опустивши математичні перетворення, маємо розкладання в ряд для прямокутних періодичних сигналів $u_1(t), \dots, u_n(t)$ відповідних частот:

$$u_1(t) = \frac{4E}{\pi} \sum_{k=1}^{\infty} \frac{\sin k\omega t}{k}; \tag{1}$$

$$u_2(t) = \frac{4E}{3\pi} \sum_{k=1}^{\infty} \frac{\sin k3\omega t}{k}; \tag{2}$$

$$u_3(t) = \frac{4E}{5\pi} \sum_{k=1}^{\infty} \frac{\sin k5\omega t}{k}; \tag{3}$$

$$u_4(t) = \frac{4E}{7\pi} \sum_{k=1}^{\infty} \frac{\sin k7\omega t}{k} \dots, \tag{4}$$

де $k=1,3,5,\dots$, $\omega = 2\pi f$ – кутова частота.

Не важко помітити, що перші гармоніки додаткових прямокутних сигналів з кратними частотами до сигналу основної частоти співпадають за амплітудою, кутом зсуву фаз і частотою з гармоніками прямокутного сигналу основної частоти:

$$u_1(t) = \frac{4E}{\pi} \sin \omega t + \frac{4E}{3\pi} \sin 3\omega t + \frac{4E}{5\pi} \sin 5\omega t + \frac{4E}{7\pi} \sin 7\omega t + \frac{4E}{9\pi} \sin 9\omega t + \frac{4E}{11\pi} \sin 11\omega t \dots \tag{5}$$

Підсумовуючи розкладання сигналів у ряд зі зворотним знаком, з метою виключення зі спектра вищих гармонік (рис. 3), отримуємо математичну модель вихідного сигналу $u_L(t)$ на навантаженні:

$$u_L(t) = \frac{4E}{\pi} \sin \omega t + \frac{4E}{\pi} \sum_{k=3}^{\infty} \frac{\sin k\omega t}{k} - \frac{4E}{3\pi} \sum_{k=1}^{\infty} \frac{\sin k3\omega t}{k} - \frac{4E}{5\pi} \sum_{k=1}^{\infty} \frac{\sin k5\omega t}{k} - \frac{4E}{7\pi} \sum_{k=1}^{\infty} \frac{\sin k7\omega t}{k} \dots \quad (6)$$

Проаналізувавши кожну складову формули (6), можна побачити, що вводити прямокутні сигнали частотою, рівною квадрату попередньої складової (наприклад 9-ї), не потрібно, так як вона вже попередньо вирахована і є складовою меандра з частотою, кратною трьом до основної, а складові з частотами, рівними добутку попередніх (наприклад 15-ї), потрібно не віднімати, а додавати, оскільки ця гармоніка вже вирахована двічі меандрами з частотою кратних третій та п'ятій від основної.

Синусоїдальність вихідної напруги, тобто наближення її форми до синусоїдальної, прийнято характеризувати перш за все коефіцієнтом гармонік K_{gr} , що визначається як відношення діючого значення вищих гармонік до діючого значення першої (основної) гармоніки:

$$K_{gr} = \frac{\sqrt{\sum_{i=2}^n U_{iRMS}^2}}{U_{1RMS}} \cdot 100\%, \quad (7)$$

де U_{1RMS} – діюче (середньоквадратичне) значення (СКЗ) напруги першої гармоніки; U_{iRMS} – діюче значення напруги i -ї гармоніки; n – номер кінцевої гармоніки.

Згідно з ГОСТ 13109-97 можна не враховувати гармонічні складові, значення яких менше 0,1 %, та обмежитись $n = 40$.

Таким чином, необхідно розрахувати коефіцієнт гармонік K_{gr} для різної кількості меандрів у суперпозиції, щоб знайти оптимальну їх кількість при формуванні синусоїдального сигналу та оцінити рівень спотворень. Критерієм оптимальності буде слугувати найменше значення коефіцієнта гармонік з мінімальною кількістю N меандрів.

Спочатку потрібно порахувати СКЗ кожної гармонічної складової сигналу $u_L(t)$ з (6), що лишилися не компенсовані в кожному випадку, і підставити в формулу (7). Почнемо з випадку, коли використано три меандри. Для будь-якої неперервної функції $U(t)$ в інтервалі $T_1 \dots T_2$ середньоквадратичне значення можна розрахувати за формулою

$$U_{RMS} = \sqrt{\frac{1}{T_2 - T_1} \int_{T_1}^{T_2} (U(t))^2 dt}. \quad (8)$$

З використанням формули (7) запишемо вирази середньоквадратичного значення гармонік U_{1RMS} , U_{2RMS} , U_{3RMS} , ... та розрахуємо їх для функцій на періоді $0-2\pi$. Позначення гармонік у порядку підсумовування в формулі (6), оскільки парні гармоніки в сигналі відсутні.

Для випадку сигналу, отриманого за умови суперпозиції трьох меандрів $u_{L3}(t)$, форма сигналу матиме вигляд

$$u_{L3}(t) = \frac{4E}{\pi} \sin \omega t + \frac{4E}{7\pi} \sin 7\omega t + \frac{4E}{11\pi} \sin 11\omega t + \frac{4E}{13\pi} \sin 13\omega t + \frac{4E}{17\pi} \sin 17\omega t \dots \quad (9)$$

СКЗ для основної та наступних гармонік сигналу має вигляд

$$U_{1RMS} = \sqrt{\frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} \left(\frac{4E}{\pi} \sin(\omega t)\right)^2 dt} = \frac{2\sqrt{2}}{\pi} E; \quad (10)$$

$$U_{2RMS} = \sqrt{\frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} \left(\frac{4E}{7\pi} \sin(7\omega t)\right)^2 dt} = \frac{2\sqrt{2}}{7\pi} E; \quad (11)$$

$$U_{3RMS} = \sqrt{\frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} \left(\frac{4E}{11\pi} \sin(11\omega t)\right)^2 dt} = \frac{2\sqrt{2}}{11\pi} E; \quad (12)$$

$$U_{4RMS} = \frac{2\sqrt{2}}{13\pi} E; \quad (13)$$

$$U_{5RMS} = \frac{2\sqrt{2}}{15\pi} E \dots \quad (14)$$

За аналогією з (9)...(14) знаходимо СКЗ інших гармонік, що є складовими в (9). Обчислимо коефіцієнт гармонік K_{gr3} для сигналу за умови суперпозиції трьох меандрів. Підставивши в (7) отримані СКЗ, маємо

$$K_{gr3} = \frac{\pi \sqrt{8 \left(\frac{E}{7\pi} \right)^2 + 8 \left(\frac{E}{11\pi} \right)^2 + 8 \left(\frac{E}{13\pi} \right)^2 + 8 \left(\frac{E}{15\pi} \right)^2 + \dots}}{2\sqrt{2}E} \cdot 100\% = 22,98\%. \quad (15)$$

N	Меандри, кратні до основної частоти	K_{gr} , %	K_{grs} , %
3	1,3,5	22,98	22,16
4	1,3,5,7	18,9	18,58
5	1,3,5,7,11	16,57	15,98
6	1,3,5,7,11,13	17,43	16,4
7	1,3,5,7,11,13,15	15,33	14,7
8	1,3,5,7,11,13,15,17	14,9	17,6
9	1,3,5,7,11,13,15,17,19	12,4	19,3

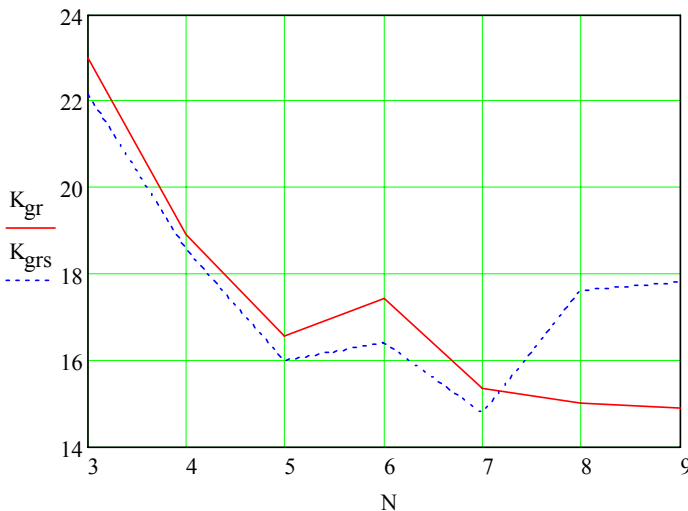


Рис. 4

ти – g_1 , джерел однополярних прямокутних сигналів з відповідними частотами, кратними основній – $g_3 \dots g_{15}$, для отримання двополярного сигналу введено відповідні джерела постійної напруги, рівень якої дорівнює половині амплітуди меандрів. Сигнал формується на навантажувальному резисторі Z_L , до якого підключено аналізатор гармонік та осцилограф. За допомогою аналізатора гармонік було отримано значення коефіцієнта гармонік K_{grs} для випадків ввімкнення від 3 до 9 джерел меандрів (рис. 4).

З рис. 4 видно, що результати теоретичних розрахунків майже повністю співпадають з результатами моделювання в схемному симуляторі, деяке відхилення обумовлено обмеженою кількістю складових у розкладанні та розрахунках.

Спираючись на отримані результати (табл. 1), сім є оптимальною кількістю меандрів для формування напруги, при цьому, як зазначалось, не використовується меандр з частотою дев'ятої гармоніки, а джерело з частотою коливань, кратною 15, додається до основного.

З використанням математичної моделі сигналу (6) розраховано вихідний сигнал інвертора за допомогою мате-матичного редактора MathCad (рис. 6) та змодельовано (рис. 7) в схемному симуляторі NI Multisim. Результати, показані на рисунках, підтверджують

Подібним чином розраховано коефіцієнт гармонік K_{gr} і отримано коефіцієнт гармонік K_{grs} у схемному симуляторі для випадків до дев'яти меандрів. Результати наведено в таблиці.

За результатами розрахунків побудовано графік залежності коефіцієнта гармонік K_{gr} вихідного сигналу (суцільна лінія на рис. 4) та відображено залежність коефіцієнта гармонік K_{grs} , отриманого в схемному симуляторі NI Multisim (перервна лінія) від кількості підсумованих сигналів прямокутної форми в суперпозиції N.

Для підтвердження теоретичних розрахунків та дослідження було змодельовано еквівалентну схему інвертора в NI Multisim (рис. 5), яка складається з однополярного джерела прямокутного сигналу основної частоти

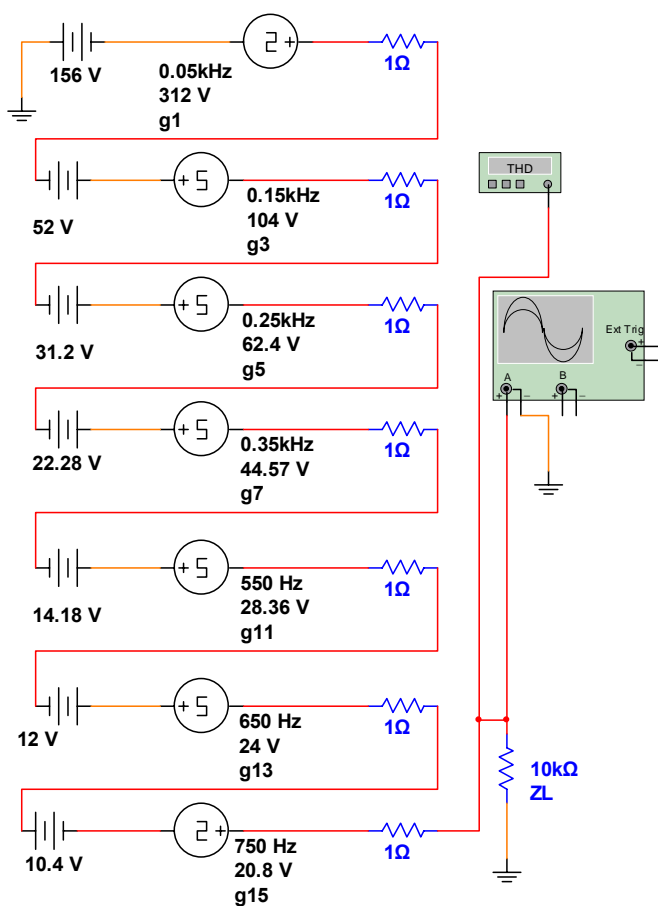


Рис. 5

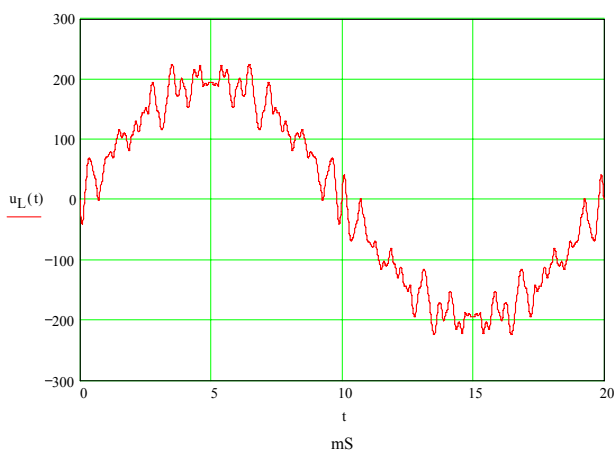


Рис. 6

Fourier Analysis

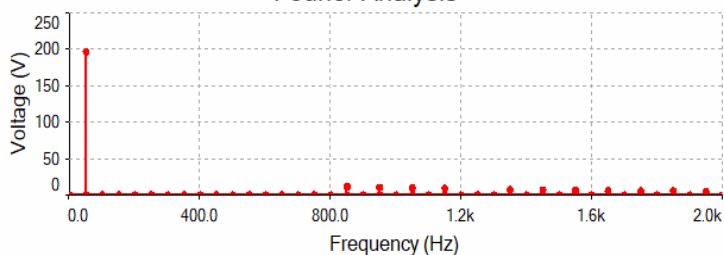


Рис. 8

правильність теоретичних викладок. Проте, як видно з рис. 4, 6, 7, отриманий сигнал має ще значний коефіцієнт спотворень.

З використанням математичної моделі сигналу (6) розраховано вихідний сигнал інвертора за допомогою математичного редактора MathCad (рис. 6) та змодельовано (рис. 7) в схемному симуляторі NI Multisim. Результати, показані на рисунках, підтверджують правильність теоретичних викладок. Проте, як видно з рис. 4, 6, 7, отриманий сигнал має ще значний коефіцієнт спотворень.

Для зниження рівня гармонік K_{gr} до потрібного значення необхідно застосувати фільтр, який, спираючись на наведені розрахунки, має подавити гармоніки, починаючи з 17-ї. Фур'є аналіз сигналу на виході схеми (рис. 5), проведений у симуляторі, це підтверджує (рис. 8).

Оскільки сигнал містить тільки гармоніки вищих порядків, достатньо буде застосувати нескладний LC фільтр. Наприклад, фільтр з частотою зрізу 500 Гц зменшує коефіцієнт гармонік з 15

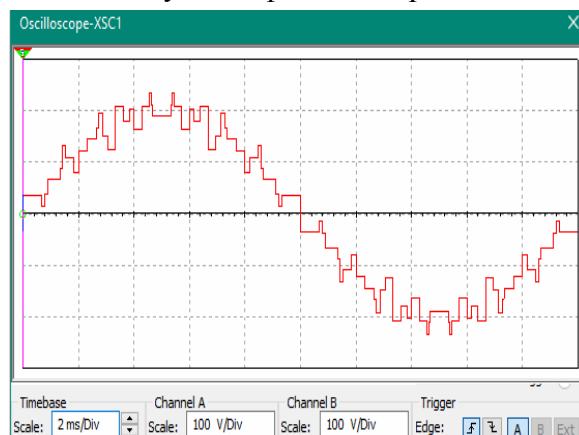


Рис. 7

до 0,6 %, що вже є прийнятним для формування тестових сигналів, призначених для перевірки засобів обліку електроенергії [4]. Для узгодження з різноманітними навантаженнями можливо підібрати та розрахувати інші фільтри, які достатньо докладно розглянуто в [1].

Висновки. Проведені дослідження математичної моделі, яка

описує синусоїдальний сигнал, сформований з групи меандрів на основі принципу суперпозиції, показали доцільність застосування вказаного методу для створення інвертора, який використовується для відтворення тестових сигналів. Запровадження такого методу для ство-

рення портативних метрологічних установок дасть змогу оснастити ними українські центри стандартизації й метрології за доступною ціною та зменшить їх дефіцит.

1. Моин В.С. Стабилизированные транзисторные преобразователи. – М.: Энергоатомиздат, 1986.
2. Тонкаль В.Е., Липковский К.А., Мельничук Л.П. Способы улучшения качества выходного напряжения автономных инверторов. – Киев, 1972. – 93 с. (Препринт-49/ИЭД АН УССР).
3. Осипов Ю.М. Частотный и временной анализ стационарных и переходных характеристик линейных электрических цепей / Уч. пособ. по курсам электротехники и ТОЭ. Ч. 2. – СПб: СПбГИТМО (ТУ), 2002 – 99 с.
4. ГОСТ 26035-83. Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия. – М.: Изд-во стандартов, – 1998.
5. А.с. 173306 СССР. Преобразователь постоянного тока в переменный / В.Е. Скороваров. – Опубл. 21.07.1965. Бюл. №15.

УДК 621.317

Ю.Ф. Тесик, докт. техн. наук, **Р.Н. Мороз**

Институт электродинамики НАН Украины,
пр. Победы, 56, Киев-57, 03057, Украина

Анализ процесса формирования синусоиды из сигналов прямоугольной формы на основе принципа суперпозиции

Исследован метод формирования синусоиды из группы сигналов прямоугольной формы на основе принципа суперпозиции. Раскрыты теоретические вопросы формирования синусоидального напряжения и методика исследования. Создана математическая модель сигнала. Проведено сравнение результатов теоретических исследований с результатами компьютерного моделирования. По результатам исследований даны рекомендации по формированию синусоидального сигнала и выбору оптимального количества сигналов прямоугольной формы. Обосновано использование указанного метода в метрологии. Библ. 5, рис. 8.

Ключевые слова: воспроизведение, метрологическое обеспечение, электроэнергия, моделирование, импульсное преобразование энергии, синусоидальные сигналы.

Yu.F. Tesyk, R.N. Moroz

Institute of Electrodynamics National Academy of Sciences of Ukraine,
Peremohy, 56, Kyiv-57, 03057, Ukraine

Sinewave signal formation process analysis based on superposition of rectangular signals

The method of forming a sinusoid from a group of signals of a rectangular shape on the basis of the superposition principle is investigated. Theoretical questions of sinusoidal voltage formation and research technique are revealed. A mathematical model of the signal was created. The results of theoretical studies and the results of computer simulation are compared. According to the results of the research, recommendations on the formation of a sinusoidal signal and the choice of the optimal number of signals of a rectangular shape are given. The use of this method in metrology is justified. References 5, figures 8.

Key words: reproduction, metrological equipment, electric power, simulation, impulse energy conversion, sinusoidal signals.

Надійшла 30.08.2017

Received 30.08.2017

УДК 621.317.39: 681.586.772

ЕМКОСТНЫЙ ДАТЧИК УСИЛИЙ В СТЯЖНЫХ ПРИЗМАХ СТАТОРА ТУРБОГЕНЕРАТОРА С КОМПЕНСАЦИЕЙ ПОГРЕШНОСТИ ОТ ПЕРЕКОСА ЭЛЕКТРОДОВ

А.С. Левицкий, докт. техн. наук, **А.И. Новик**, докт. техн. наук, **Е.А. Зайцев**, канд. техн. наук

Институт электродинамики НАН Украины,
пр. Победы, 56, Киев-57, 03057, Украина

e-mail: zaitsev@i.ua

Рассмотрен способ существенного уменьшения погрешности измерения усилий в стяжных призмах турбогенератора с использованием упругого элемента и емкостного датчика с переменным зазором. Проанализиро-

вана погрешность, возникающая из-за непараллельности (перекоса) плоских кольцевых электродов сенсора. Найдены соотношения размеров внешнего и внутреннего электродов, при которых основная составляющая погрешности преобразования «микроремещение – обратная величина емкости» превращается в бесконечно малую величину. Предложено использование понятия "коэффициент перекоса" для упрощения определения и оценки величины непараллельности электродов независимо от их геометрических размеров. Проанализирована эффективность предложенного способа коррекции в зависимости от коэффициента перекоса кольцевых электродов. Показано, что относительная погрешность измерения при больших углах перекоса уменьшается в несколько раз, а при малых – в несколько сотен раз. Библ. 7, рисунок, таблица.

Ключевые слова: турбогенератор, сердечник статора, стяжная призма, усилие, емкостный датчик, перекас электродов, погрешность.

Для больших электромашин (в частности, мощных турбогенераторов) плотность прессовки сердечника статора является одной из основных характеристик, которые определяют надежность машины. Снижение плотности прессовки приводит к относительному смещению листов активной стали и к другим дефектам, что в конечном итоге может вызвать тяжелую аварию [4]. При изготовлении необходимая плотность сердечника статора обеспечивается его прессованием. В спрессованном состоянии сердечник удерживается с помощью нажимных плит и стяжных призм. Измерение усилий в стяжных призмах позволяет контролировать состояние прессовки, а также дает возможность регулировать степень затяжки призм гайками для обеспечения равномерности распределения между призмами усилий отдачи активной стали сердечника, которая появляется после снятия усилий прессы [3, 5].

В отделе электрических и магнитных измерений (ЭМИ) Института электродинамики НАН Украины были предложены способ и устройство для измерения усилий в стяжных призмах с помощью кольцевых упругих элементов, устанавливаемых под гайки стяжных призм [2]. В сжатом состоянии происходит изменение высоты кольца, и эта деформация определяется по изменению емкости сенсора микроперемещений. Несмотря на малые размеры деформаций (единицы-десятки микрон), методы измерения емкости, разработанные в отделе ЭМИ, позволяют определять усилия в призмах с достаточной для практики точностью (погрешность менее одного процента).

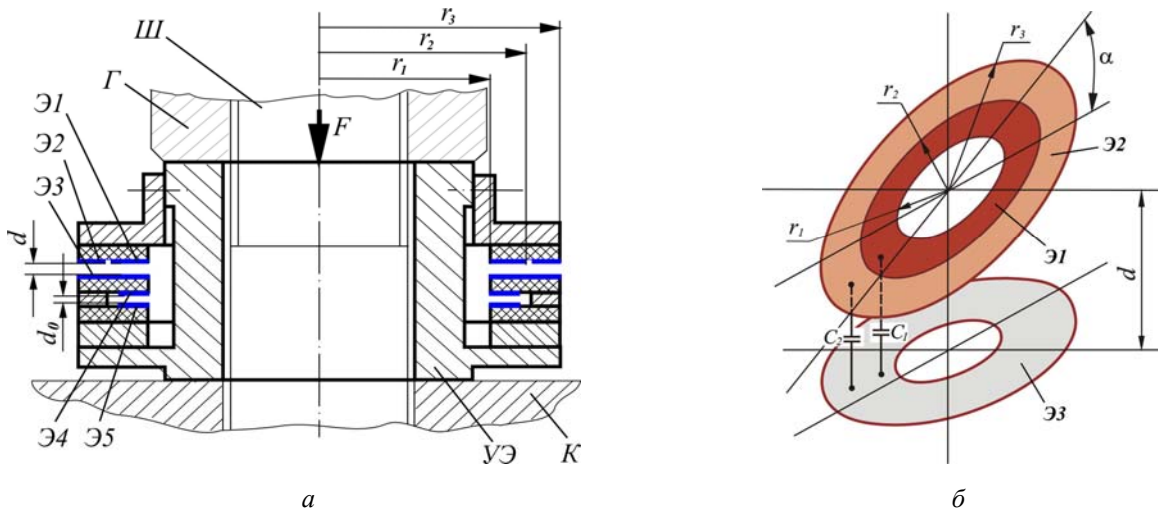
В процессе эксплуатации опытных образцов подобных устройств, условно названных "датчик под гайку", обнаружилось появление специфической погрешности измерения, обусловленной тем, что плоские кольцевые электроды измерительного конденсатора сенсора, которые в идеальном случае должны быть размещены в параллельных плоскостях, в действительности часто оказываются не совсем параллельными друг другу. Между плоскостями электродов появляется некоторый относительно небольшой угол перекоса α . Причины возникновения этого перекоса – технологические погрешности изготовления элементов стягивающих конструкций (концевых частей призм с резьбой, торцов гаек), попадание под гайки частиц окалины, другого мусора и т.п., а также возможные неточности юстировки в процессе монтажа электродов емкостного сенсора.

Авторами предлагается конструкция емкостного сенсора усилия, в котором значительно уменьшена погрешность от перекоса электродов. Использован способ компенсации, описанный в [1, 6], где показано, что если при круглых электродах конденсатора один из этих электродов разделен на два – внутренний круг и окружающее его концентрическое кольцо, и при этом отдельно измеряется емкость каждого из двух образовавшихся плоскопараллельных конденсаторов, то по результатам измерений можно определить значение среднего зазора, практически не зависящее от перекоса, т.е. от непараллельности плоскостей электродов.

Поскольку в "датчике под гайку" центральный участок поперечного сечения занят шпилькой (резьбовой частью стягивающей призмы), электроды конденсатора датчика выполняются в виде двух колец, лежащих в параллельных плоскостях [2]. Для использования упомянутого способа борьбы с погрешностью перекоса один из кольцевых электродов необходимо разделить на две части – на два концентрических кольца, образующих с противоположащим (сплошным кольцом) два конденсатора – основной (емкостью C_1) и корректирующий (емкостью C_2).

Покажем, что в этом случае также возможна компенсация погрешности от влияния перекоса электродов емкостного сенсора, и найдем условия для минимизации этой погрешности.

На рисунке *а* показан разрез "датчика под гайку" с разделенными электродами (полудифференциальный емкостный датчик с переменным зазором [2]), на рисунке *б* схематически изображены электроды рабочего конденсатора датчика. Соотношения между величиной зазора, поперечными размерами электродов и угол перекоса α показаны в условном масштабе. В действительности в реальных конструкциях угол α составляет доли или единицы угловых градусов. Охранные электроды не показаны. Обозначено: *Г* – гайка; *Ш* – шпилька (резьбовая часть стягивающей призмы); *К* – корпус машины; *УЭ* – упругий элемент датчика; *Э1*, *Э2* – секции верхнего электрода рабочего конденсатора; *Э3* – его общий электрод; *Э4*, *Э5* – электроды образцового конденсатора; *d* и *d*₀ – зазоры рабочего и образцового конденсаторов соответственно; α – угол перекоса (отклонение от параллельности плоскостей электродов рабочего конденсатора).



Площади колец основного *Э1* и корректирующего *Э2* электродов соответственно равны

$$S_1 = \pi(r_2^2 - r_1^2); S_2 = \pi(r_3^2 - r_2^2). \quad (1)$$

В дальнейшем изложении для компактности записи заменим обозначения радиусов r_1 , r_2 , r_3 соответственно на a , b , c :

$$S_1 = \pi(b^2 - a^2); S_2 = \pi(c^2 - b^2). \quad (2)$$

При отсутствии перекоса ($\alpha = 0$) и при условии пренебрежимо малого влияния краевых эффектов емкости C_1 и C_2 определяются как

$$C_1 = \frac{\varepsilon S_1}{d} = \frac{\varepsilon \pi (b^2 - a^2)}{d}; C_2 = \frac{\varepsilon S_2}{d} = \frac{\varepsilon \pi (c^2 - b^2)}{d}, \quad (3)$$

т.е. имеет место строгая обратная пропорциональность между величинами емкости и зазора.

Для образцового конденсатора

$$C_0 = \frac{\varepsilon S_0}{d_0}. \quad (4)$$

В качестве информативного параметра рабочего конденсатора будем использовать разность емкостей его основной C_1 и корректирующей C_2 секций

$$C_1 - C_2 = \frac{\varepsilon \pi}{d} (2b^2 - a^2 - c^2). \quad (5)$$

Взяв отношение (4) и (5), получим

$$\frac{C_0}{C_1 - C_2} = \frac{d}{d_0} \frac{S_0}{\pi (2b^2 - a^2 - c^2)}, \quad (6)$$

т.е., вычислив отношение емкостей C_0 и $C_1 - C_2$, легко получить измеряемую величину d , причем в коэффициент пропорциональности входят только постоянные геометрические размеры d_0, S_0, a, b, c .

При возникновении перекося ($\alpha \neq 0$) выражение (5) усложняется и при разложении в ряд выглядит следующим образом (показаны только первые три члена ряда):

$$C_1 - C_2 = \frac{\varepsilon\pi \sin\alpha}{d} \frac{\sin\alpha}{\alpha} \left[(2b^2 - a^2 - c^2) + \frac{\sin^2\alpha}{4d^2} (2b^4 - a^4 - c^4) + \frac{\sin^4\alpha}{8d^4} (2b^6 - a^6 - c^6) + \dots \right] =$$

$$= \frac{\varepsilon\pi \sin\alpha}{d} \frac{\sin\alpha}{\alpha} [A + B + D + \dots]. \quad (7)$$

Заметим, что влияние множителя $\sin\alpha/\alpha$ в выражении (7) и в последующих можно не учитывать, поскольку в реальных конструкциях при отношении зазора к внешнему диаметру большего электрода 1:20 – 1:50 угол α не превышает 3° , при этом значение $\sin\alpha/\alpha$ отличается от единицы не более чем на $4 \cdot 10^{-4}$ [7].

Наибольшую составляющую погрешности от перекося вносит второй член многочлена в квадратных скобках. Найдем условия, при которых этот член обращается в нуль:

$$B = 2b^4 - a^4 - c^4 = 0. \quad (8)$$

Выразим величины b, c через a и определенные коэффициенты p и m

$$b = pa, \quad c = ma. \quad (9)$$

Обычно коэффициент m (отношение внешнего радиуса активного электрода рабочего конденсатора к его внутреннему радиусу) задается конструктивными соображениями, а коэффициентом p можно варьировать. Подставив (9) в (8), получим уравнение

$$2p^4 - 1 - m^4 = 0, \quad (10)$$

решение которого

$$p = \left(\frac{1 + m^4}{2} \right)^{0,25} \quad (11)$$

дает условие обращения в нуль второго слагаемого в выражении (7). Для конкретной конструкции, например, при $m = 2$ имеем $p = \sqrt[4]{8,5} \approx 1,71$. При этом коэффициент уменьшения эффективной емкости рабочего конденсатора (по сравнению со случаем, когда электроды Э1 и Э2 объединены в один) составит

$$\frac{C_1 - C_2}{C_1 + C_2} = \frac{\sqrt{2(m^4 + 1)} - m^2 - 1}{m^2 - 1}, \quad (12)$$

и при $m = 2$ эта величина составит 0,277, т.е. чуть менее 30 %.

Определим, какова при выбранной величине p погрешность измерения от влияния третьего члена разложения D (влиянием четвертого и последующих пренебрегаем в связи с их малостью):

$$D = \frac{\sin^4\alpha}{8d_x^4} (2b^6 - a^6 - c^6) = \frac{\sin^4\alpha \cdot a^6}{8d_x^4} (2p^6 - 1 - m^6). \quad (13)$$

Для оценки влияния этого члена на погрешность устройства умножим и разделим выражение (7) на A (учитывая, что $B = 0$) и вынесем A за скобки:

$$C_1 - C_2 = \frac{\varepsilon\pi \sin\alpha}{d} \frac{\sin\alpha}{\alpha} a^2 (2p^2 - m^2 - 1) \left[1 + \frac{a^4 \sin^4\alpha}{8d^4} \cdot \frac{2p^6 - m^6 - 1}{2p^2 - m^2 - 1} \right]. \quad (14)$$

Очевидно, что второе слагаемое в квадратных скобках выражения (14) представляет собой относительную погрешность измерения δ_3 разности емкостей $C_1 - C_2$:

$$\delta_3 = \frac{a^4 \sin^4\alpha}{8d^4} \cdot \frac{2p^6 - m^6 - 1}{2p^2 - m^2 - 1}. \quad (15)$$

Оценим значение δ_3 . Если p отвечает условию (11), а $m = 2$, то из (15) имеем

$$\delta_3 = -2,34 \frac{a^4 \sin^4 \alpha}{d^4}. \quad (16)$$

Заметим, что угол α физически не может превышать некоторое критическое значение $\alpha_{кр}$, поскольку иначе края противоположащих электродов конденсатора соприкоснутся, и датчик потеряет работоспособность. Таким образом, условием нормальной работы является $\alpha < \alpha_{кр}$. Введем понятие "коэффициент перекося" k_{Π} :

$$k_{\Pi} = \frac{\alpha}{\alpha_{кр}}. \quad (17)$$

Касание электродов наступает при $k_{\Pi} = 1$. Для критического угла перекося с учетом малости углов перекося [7] получим

$$\sin \alpha_{кр} \approx \alpha_{кр} = \frac{d}{ma}. \quad (18)$$

Выразив из (18) величину a и подставив ее в (16), получаем

$$|\delta_3| = 2,34 \left(\frac{k_{\Pi}}{m} \right)^4. \quad (19)$$

Для $m = 2$ имеем $|\delta_3| = 0,146 k_{\Pi}^4$, что при $k_{\Pi} = 0,5$ дает значение $|\delta_3| \approx 0,009$.

Оценим эффективность описанного способа компенсации. Сравним полученное значение погрешности с ее значением в некомпенсированном датчике. Пусть в аналогичном по конструкции и размерам датчике электроды $\mathcal{E}1$ и $\mathcal{E}2$ объединены в один кольцевой электрод с внешним диаметром $r_3 = c$ и внутренним $r_1 = a$. Информативным параметром здесь является емкость конденсатора $C = C_1 + C_2$. По аналогии с (1)...(3) имеем

$$C = \frac{\varepsilon\pi}{d} (c^2 - a^2). \quad (20)$$

При наличии перекося выражение (20) с учетом (7) преобразуется к виду

$$C = \frac{\varepsilon\pi}{d} \frac{\sin \alpha}{\alpha} (c^2 - a^2) \left[1 + \frac{\sin^2 \alpha}{4d^2} \left(\frac{c^4 - a^4}{c^2 - a^2} \right) + \frac{\sin^4 \alpha}{8d^4} \left(\frac{c^6 - a^6}{c^2 - a^2} \right) \right]. \quad (21)$$

Поскольку, как и ранее, $c = ma$,

$$C = \frac{\varepsilon\pi}{d} \frac{\sin \alpha}{\alpha} (c^2 - a^2) \left[1 + \frac{a^2 \sin^2 \alpha}{4d^2} (m^2 - 1) + \frac{a^4 \sin^4 \alpha}{8d^4} (m^4 + m^2 + 1) \right]. \quad (22)$$

Сумма второго и третьего слагаемых многочлена в квадратных скобках (22) представляет собой относительную погрешность $\delta_{нк}$ некомпенсированного датчика, т.е. отклонение его емкости от идеального случая, описываемого выражением (20). Подставив (18) в (20), при $m = 2$ получаем $\delta_{нк} = 1,25 k_{\Pi}^2 + 2,63 k_{\Pi}^4$.

Для сравнения в таблице приведены округленные значения погрешностей компенсированного $\delta_{к}$ и некомпенсированного $\delta_{нк}$ датчиков для нескольких значений коэффициента перекося k_{Π} , а также эффективность компенсации как отношение величин $\delta_{нк}$ и $\delta_{к}$.

Коэффициент перекося k_{Π}	Погрешность некомпенсированного датчика $ \delta_{нк} $, %	Погрешность компенсированного датчика $ \delta_{к} $, %	Эффективность $\left \frac{\delta_{нк}}{\delta_{к}} \right $
0,9	36	9,6	3,75
0,5	8,8	0,9	9,8
0,3	2,9	0,11	26,4
0,1	0,31	0,0015	209,3
0	0	0	—

Выводы. 1. Рассмотрен способ существенного снижения погрешности от перекоса при измерении взаимного смещения электродов плоскопараллельного емкостного сенсора с переменным зазором, образованного кольцевыми электродами. Способ основан на разделении одного из кольцевых электродов конденсатора на два отдельных концентрических электрода, лежащих в одной плоскости, при этом в качестве информативного параметра сенсора используется разность емкостей образующихся двух секций измерительного конденсатора.

2. Определена относительная погрешность компенсированного сенсора, обусловленная остаточными членами ряда разложения выражения для емкости.

3. Введено понятие «коэффициент перекоса» – отношение угла перекоса к его критическому, т.е. предельно допустимому значению.

4. Оценена эффективность компенсации путем сравнения погрешностей компенсированного и некомпенсированного емкостных сенсоров. Показано, что при больших углах перекоса, близких к критическим, погрешность уменьшается в несколько раз, а при малых углах – в несколько сотен раз.

5. Полученные результаты могут быть использованы при разработке конструкций емкостных сенсоров микроперемещений с переменным зазором и кольцевыми электродами, в том числе сенсоров для измерения продольных усилий в элементах конструкций в виде стержней либо деформаций этих элементов.

1. *Гриневич Ф.Б., Лежоев Р.С.* Компенсация погрешности, вызываемой непараллельностью электродов емкостного датчика // Техн. электродинамика.– 1988. – № 5.– С. 68–71.
2. *Левицький А.С., Федоренко Г.М., Грубой О.П.* Контроль стану потужних гідро- та турбогенераторів за допомогою ємнісних вимірювачів параметрів механічних дефектів. – Київ: Ін-т електродинаміки НАН України, 2011. – 242 с.
3. *Титко О.І., Мистецький В.А.* Математична модель, методика та результати розрахунку зусиль у стяжних призмах осердя статора турбогенератора за наявності дефектів на основі методу трьох моментів // Пр. Ін-ту електродинаміки НАНУ: Зб. наук. пр. – К.: ІЕД НАНУ, 2014. – Вип. 39. – С. 38–44.
4. *Фомин Б.П., Циханович Б.Г., Виро Г.М.* Технология крупного электромашиностроения. Т.1: Турбогенераторы. – Л.: Энергоиздат, 1981. – 392 с.
5. *Шторгин А.В.* Научно-технические мероприятия по уменьшению повреждаемости статоров мощных турбогенераторов, вызванной вибрацией в торцевых зонах: Дис. ... канд. техн. наук: 05.11.05 «Электрические машины и аппараты». – К., 2015. – 161 с.
6. *Heerens W.C.* Multi-terminal capacitor sensors // Journal of Physics E. Scientific Instruments. – Vol. 15. – 1982. – P. 137-141.
7. *Polyanin A.D., Manzhurov A.V.* Handbook of mathematics for engineers and scientists // Boca Raton, FL: Taylor & Francis Group, LLC. – 2007. – 1543. – Available at: http://izt.ciens.ucv.ve/ecologia/Archivos/Referencias-I-math/books-math/Math/Polyanin_Manzhurov-Handbook_of_Mathematics_for_Engineers_and_Scientists.pdf (accessed 24.05.2017).

УДК 621.317.39: 681.586.772

А.С. Левицький, докт. техн. наук, **А.І. Новік**, докт. техн. наук, **Є.О. Зайцев**, канд. техн. наук

Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Перемоги, 56, Київ-57, 03057, Україна

Ємнісний перетворювач зусиль у стяжних призмах осердя статора турбогенератора з компенсацією похибки від перекосу

Розглянуто спосіб зменшення похибки вимірювання зусилля в стяжних призмах осердя статора турбогенератора ємнісним сенсором зі змінним зазором та пружним елементом. Проаналізовано похибку, яка виникає внаслідок непаралельності (перекосу) плоских кільцевих електродів сенсора. Знайдено співвідношення розмірів зовнішнього та внутрішнього електродів сенсора, при яких основна складова похибки перетворення «мікропереміщення – зворотна величина ємності» перетворюється в нескінченно малу величину. Запропоновано використання поняття «коefficient перекосу» для спрощення визначення і оцінки величини непаралельності електродів незалежно від їх геометричних розмірів. Проаналізовано ефективності запропонованого способу корекції залежно від coefficient перекосу кільцевих електродів. Показано, що відносна похибка вимірювання при великих кутах перекосу зменшується в декілька разів, а при малих – у декілька сотень разів. Бібл. 7, рисунок, таблиця.

Ключові слова: турбогенератор, осердя статора, стяжна призма, зусилля, ємнісний перетворювач, перекося електродів, похибка.

A.S. Levytskyi, A.I. Novik, Ye.O. Zaitsev

Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,

Peremohy, 56, Kyiv-57, 03057, Ukraine

Capacity transducer of efforts in turbogenerator stator tightening prisms core with compensation of influence of out-of-parallelism electrodes

This paper present the method of considerable reduction of measuring error of efforts in the turbogenerator tightening prisms with the use of resilient element and capacity sensor with variable gap is considered. The error, which was as result of arising up from out-of-parallelism of flat sensor circular electrodes, is analyzed. Correlations of sizes external and internal electrodes at that basic constituent of error of transformation "microdisplacement – reciprocal of electric capacity" transforms into an infinitesimal are found. The ratio of size of the external and internal ring electrodes at that basic constituent of error of transformation "microdisplacement – reciprocal of electric capacity" transforms into an infinitesimal are found. The use of concept "Coefficient of defect" for simplification of determination and size estimation out-of-parallelism of electrodes regardless of their geometrical sizes is proposed. Efficiency of the proposed method of correction depending on the coefficient of circular electrodes defect is analysed. It is shown that the relative error of measuring at the large angles of defect diminishes in several times, and at small - in several hundred one times. Refences 7, figure, table.

Key words: turbogenerator, stator core, tightening prism, effort, capacity sensor, out-of-parallelism of electrodes, error.

Надійшла 17.07.2017

Received 17.07.2017