

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ И КОНТРОЛЬ ПАРАМЕТРОВ СИСТЕМЫ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ ПОДДЕРЖКИ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ

А. А. Жиленков, С. Г. Черный

Керченский государственный морской технологический университет
ул. Орджоникидзе, 82, г. Керчь, 98309, Украина. E-mail: sergiiblack@gmail.com

Рассмотрен вопрос, когда при определении установленной мощности фильтро-компенсирующего устройства необходимо учитывать неактивную мощность, потребляемую нагрузкой от источника питания, а в процессе работы устройство компенсации может поддерживать заданный показатель качества электроэнергии, регулируя различные показатели качества в нормируемых пределах. Наилучший показатель относительно мощности устройства и обеспечиваемого им качества регулирования может быть достигнут при оптимальном управлении с применением системы интеллектуальной поддержки принятия решений по регулированию параметров электроэнергии. Однако при этом необходимо идентифицировать и контролировать показатели качества и параметры электроэнергии в режиме реального времени, что является для применения в автономной ЭЭС нетривиальной задачей. Рассматривается способ идентификации векторов гармоник тока и напряжения сети в реальном времени для использования в системе интеллектуальной поддержки принятия решений при оптимальном управлении фильтро-компенсирующим устройством.

Ключевые слова: мощность, нагрузка, интеллектуальные системы, идентификация, оптимальное управление.

МОДЕЛЮВАННЯ ПРОЦЕСІВ І КОНТРОЛЬ ПАРАМЕТРІВ СИСТЕМИ ІНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЇ ПІДТРИМКИ ПРИНЯТТЯ РІШЕНЬ

А. О. Жиленков, С. Г. Чорний

Керченський державний морський технологічний університет
вул. Орджонікідзе, 82, м. Керч, 98309, Україна. E-mail: sergiiblack@gmail.com

Розглянуто питання, коли при визначенні встановленої потужності фільтро-компенсуючого пристрою необхідно враховувати неактивну потужність споживану навантаженням від джерела живлення, за умови, що в процесі роботи пристрій компенсації може підтримувати заданий показник якості електроенергії, регулюючи різні показники якості в нормованих межах. Найкращий показник щодо потужності пристрою і забезпечуваного їм якості регулювання може бути досягнутий за напрямом оптимального управління із застосуванням системи інтелектуальної підтримки прийняття рішень щодо регулювання параметрів електроенергії. Зазначена необхідність ідентифікувати і контролювати показники якості та параметри електроенергії в режимі реального часу, що є для застосування в автономній ЕЕС нетривіальним завданням. Розглядається засіб ідентифікації векторів гармонік струму і напруги мережі в реальному часі для використання в системі інтелектуальної підтримки прийняття рішень при оптимальному управлінні фільтро-компенсуючим пристроєм.

Ключові слова: потужність, навантаження, інтелектуальні системи, ідентифікація, оптимальне управління.

АКТУАЛЬНОСТЬ РАБОТЫ. Рассмотрим известное выражение коэффициента мощности (1), которое учитывает показатели мощностей в виде произведения относительной мощности искажения χ и показателя реактивной мощности по первой гармонике $\cos \varphi$:

$$X = \chi \cos \varphi, \tag{1}$$

обобщенный показатель качества электроэнергии может быть представлен выражением:

$$X = \chi \cos \varphi = \frac{U_1 I_1 \cos \varphi}{U_{rms} I_{rms}}. \tag{2}$$

Имеем следующие зависимости:

$$\frac{U_1}{U_{rms}} = \frac{1}{\sqrt{1 + CGI_u^2}}, \tag{3}$$

$$\frac{I_1}{I_{rms}} = \frac{1}{\sqrt{1 + CGI_i^2}}. \tag{4}$$

Тогда

$$\chi = \frac{1}{\sqrt{1 + CGI_u^2}} \frac{1}{\sqrt{1 + CGI_i^2}}. \tag{5}$$

Предполагая, что существует алгоритм управления фильтро-компенсирующим устройством (ФКУ), при котором достигаются заданные параметры обобщенного показателя качества при наименьшей

(или оптимальной) установленной мощности ФКУ, произведем формализацию задачи оптимального управления.

Цель работы – моделирование процессов и контроль параметров системы интеллектуальной поддержки принятия решений.

МАТЕРИАЛ И РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ. Введем вектор гармоник тока преобразователя в сети:

$$\mathbf{I} = [i_1, \dots, i_i, \dots, i_N]^T, \tag{6}$$

где i_i – i -я гармоника тока; N – количество учитываемых гармоник.

Аналогично введем вектор гармоник напряжения:

$$\mathbf{U} = [u_1, \dots, u_i, \dots, u_N]^T. \tag{7}$$

Введем вектор неактивной мощности ФКУ:

$$\mathbf{X} = [x_1, \dots, x_i, \dots, x_N]^T. \tag{8}$$

Пусть полная установочная мощность ФКУ будет задана параметром S_{opt} , а текущая мощность, генерируемая ФКУ, выражается параметром S_Σ .

Вектора \mathbf{I} и \mathbf{U} – внешние параметры задачи управления, а S_{opt} – прямое ограничение. Тогда, обобщенный показатель качества X и мощность S_Σ – выходные параметры задачи оптимального управления. Введем также вектора \mathbf{H} – верхних и \mathbf{L} – нижних

границ вектора \mathbf{X} , так что для i -го элемента векторов справедливо:

$$l_i \leq x_i \leq h_i. \quad (9)$$

Будем считать, что известны зависимости

$$X = f(\mathbf{X}), \quad (10)$$

$$S_\Sigma = f_1(\mathbf{X}) = \sum_{i=1}^N x_i \quad (11)$$

Требуется обеспечить максимизацию X и оптимизацию S_Σ при ограничениях:

$$X_{\min} \leq f(\mathbf{X}) \leq X_{\max}, \quad (12)$$

$$\mathbf{L} \leq \mathbf{X} \leq \mathbf{H}, \quad (13)$$

$$f_1(\mathbf{X}) = S_{opt} \quad (14)$$

где X_{min} , X_{max} – соответственно, минимальное и максимальное значение обобщенного показателя качества, т.е. (12) – функциональное ограничение на выходные параметры задачи управления, а выражение (14) – функциональное ограничение на внутренние управляемые параметры.

Физический смысл ограничения (14) состоит в том, что независимо от текущего распределения мощности ФКУ затрачиваемой на компенсацию уровня той или иной гармоники и реактивной мощности, текущая суммарная мощность S_Σ ФКУ должна оставаться равной установленной мощности S_{opt} ФКУ. Система параметров, уравнений и неравенств (6)–(14) образует формальную математическую постановку задачи оптимального управления ФКУ. Вектор \mathbf{X}^* , удовлетворяющий условиям (12)–(14), называется оптимальной точкой, а соответствующие значения $X^* = f(\mathbf{X}^*)$ и $S_\Sigma^* = f_1(\mathbf{X}^*)$ – оптимальными значениями целевых функций.

Оптимальная точка \mathbf{X}^* , оптимальное значение целевой функции X^* и оптимальное значение целевой функции $S_\Sigma^* = f_1(\mathbf{X}^*)$ образуют оптимальное решение задачи, которое может быть локальным и глобальным. Локальное решение представляет собой наименьшее значение целевой функции в ограниченной окрестности точки X , в то время как глобальное решение даёт наименьшее значение целевой функции.

Алгоритм решения задачи оптимального управления ФКУ показана на рис. 1. Операции алгоритма решения выполняются в следующей последовательности:

1) определяются внешние параметры; вводятся значения всех постоянных параметров и ограничений (блоки 1, 5, 6);

2) с учётом прямых ограничений вычисляется вектор \mathbf{X} (блок 2). Здесь же производится вычисление значения целевой функции S_Σ и её оценка на оптимальность: если $S_\Sigma \neq S_{opt}$, то проводится корректировка вычисления внутренних управляемых параметров;

3) вычисляется значение обобщенного показателя качества X и сравнивается с величинами функционального ограничения X_{min} , X_{max} (блок 3); если условия функционального ограничения на выходные параметры не соблюдаются, то проводится кор-

ректировка вычисления внутренних управляемых параметров;

4) производится вывод координат выходного параметра \mathbf{X}^* (блок 4).

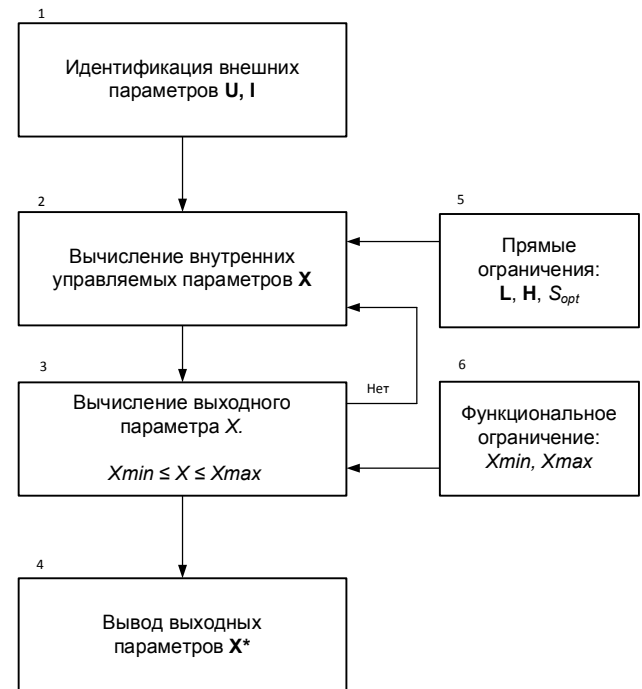


Рисунок 1 – Алгоритм решения задачи оптимального управления ФКУ

В рассматриваемом алгоритме оптимального управления ФКУ (рис. 1) граничные значения (13) заданы для элементов вектора \mathbf{X} , равно как и функциональное ограничение на выходные параметры задачи управления задано для целевой функции X . Но нормативной документацией в явном виде нормируются параметры суммарных гармонических искажений (СГИ) напряжения, допустимых уровней отдельных гармоник напряжения и $\cos \varphi$, т.е. граничные значения заданы для элементов векторов \mathbf{I} , \mathbf{U} и функций от них (СГИ, $\cos \varphi$).

Таким образом, работа системы управления ФКУ по алгоритму оптимального управления требует наличия информации о гармоническом составе токов и напряжений сети, которая заносится в вектора \mathbf{I} и \mathbf{U} . В качестве входных сигналов система управления имеет мгновенные значения фазных токов и линейных напряжений сети, т.е. в блоке внешних параметров необходимо решить задачу идентификации векторов \mathbf{I} и \mathbf{U} по измеренным токам и напряжениям сети (рис. 2).

Векторы внешних параметров \mathbf{I} и \mathbf{U} представляют собой информацию о гармоническом составе сетевых токов и напряжений. Точность определения этой информации напрямую влияет на качество выходных параметров системы ФКУ, так как качество подавления той или иной гармонической составляющей при помощи ФКУ зависит от точности определения её частоты, амплитуды и фазы.

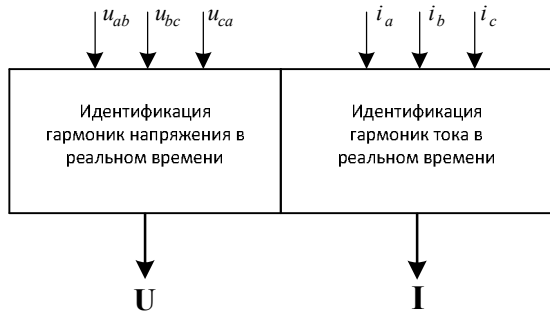


Рисунок 2 – К пояснению функционального назначения блока внешних параметров системы оптимального управления ФКУ

Решение. В литературе описаны различные способы определения гармонического состава сигнала [1–18], среди которых наиболее популярны дискретное преобразование Фурье (ДПФ), фильтр Кальмана (ФК) и искусственные нейронные сети (ИНС). Недостатки данных систем обуславливаются по большей части характерными особенностями применения в автономной электроэнергетической системе (ЭЭС), например, нестабильной частотой напряжения сети, что также не позволяет использовать метод мгновенной мощности для определения реактивной составляющей тока в устройствах КРМ и требует поиска новых подходов к решению задачи гармонического анализа контролируемого сигнала в реальном времени.

В общей форме входной сигнал $y(t)$ системы может быть аппроксимирован функцией – рядом Фурье:

$$\hat{y}(t) = \sum_{k=1}^N Z_k(t) \sin(k\omega_k(t)t + \varphi_k(t)), \quad (15)$$

$$\hat{y}(t) = \sum_{k=1}^N [A_k(t) \sin(k\omega_k(t)t) + B_k(t) \cos(k\omega_k(t)t)] \quad (16)$$

$$Z(t) = \sqrt{A^2(t) + B^2(t)} ;$$

$$\varphi(t) = \text{ctg} \left(\frac{A(t)}{B(t)} \right), \quad (17)$$

где $Z_k(t)$ – амплитуда и $\varphi_k(t)$ – фазовый угол k -й гармоники, N – количество гармоник.

Дискретное во времени представление функции $\hat{f}(t)$ будет иметь следующий вид:

$$\hat{y}(t_n) = \sum_{k=1}^N [A_k(t_n) \sin(k\omega_k(t_n)) + B_k(t_n) \cos(k\omega_k(t_n))], \quad (18)$$

$$\text{где } A_k(t_n) = Z_k(t_n) \cos(\varphi_k(t_n)),$$

$$B_k(t_n) = Z_k(t_n) \sin(\varphi_k(t_n)).$$

Таким образом, для описания каждой частотной компоненты необходимы две переменных состояния – синфазной и квадратурной компоненты каждой из гармоник. Для решения задачи аппроксимации введем входной вектор

$$\mathbf{X}_n = \begin{bmatrix} \sin \alpha(t_n), & \cos \alpha(t_n), & \sin 2\alpha(t_n), \\ \cos 2\alpha(t_n), & \dots, & \sin N\alpha(t_n), & \cos N\alpha(t_n) \end{bmatrix}^T \quad (19)$$

и матрицу переменных состояния

$$\mathbf{C}_n = [A_1(t_n) \ B_1(t_n) \ \dots \ A_N(t_n) \ B_N(t_n)], \quad (20)$$

тогда

$$\hat{y}_n = \mathbf{X}_n \mathbf{C}_n. \quad (21)$$

Погрешность аппроксимации характеризуется выражением

$$\varepsilon_n = y_n - \hat{y}_n. \quad (22)$$

Энергетическая функция ошибки, выражаемая среднеквадратичной погрешностью

$$E_n = \frac{1}{2} \varepsilon_n^2 \quad (23)$$

Функция (23) является функцией m переменных $E(c_1, c_2, \dots, c_m)$, дифференцируемой по всем аргументам. Рассмотрим метод поиска такого значения $\bar{\mathbf{C}}$ вектора \mathbf{C} , которому соответствует экстремальное значение функции E , т.е. в нашем случае, минимуму, когда будет выполняться условие

$$E(\mathbf{C}) \geq E(\bar{\mathbf{C}}), \quad \forall E \in Z_m, \quad (24)$$

где Z_m – область возможных значений вектора \mathbf{C} (допустимая область).

Поскольку функция (23) является дифференцируемой по всем элементам, а выражение (21) предполагает только линейное преобразование элементов входного вектора (19), то для поиска значений матрицы (20) можно применить градиентные алгоритмы. Задачей аппроксимации является такое изменение элементов вектора \mathbf{C} , при котором происходит минимизация функции (23), т.е. мы подошли к задаче поиска экстремума энергетической функции (23). Воспользуемся методом градиента, при котором вектор (20) изменяют так, что скорость его изменения оказывается пропорциональной градиенту по правилу

$$\frac{dc_i}{dt} = \mu \underset{c_i}{\text{grad}} E(\mathbf{C}), \quad (25)$$

где $\underset{c_i}{\text{grad}} E(\mathbf{C}) = \frac{\partial E(\mathbf{C})}{\partial c_i}$ – частная производная функции E по одному из её аргументов, при $i = 1, \dots, N$; μ – постоянный коэффициент скорости аппроксимации, который при поиске минимума должен удовлетворять условию $\mu > 0$.

Задаваясь некоторым \mathbf{C} , вычисляют для этой точки градиент энергетической функции (23), затем каждый компонент вектора \mathbf{C} изменяют со скоростью, пропорциональной составляющей градиента (25) по этому компоненту. Градиент измеряется непрерывно в процессе изменения \mathbf{C} , так что в каждый момент скорость изменения вектора \mathbf{C} пропорциональна градиенту в этот момент.

Условием экстремума в экстремальной точке $\bar{\mathbf{C}}$ является

$$\underset{\mathbf{C}}{\text{grad}} E(\bar{\mathbf{C}}) = \left[\frac{\partial E}{\partial c_1}, \frac{\partial E}{\partial c_2}, \dots, \frac{\partial E}{\partial c_N} \right]^T = 0 \quad (26)$$

т.е. в экстремальной точке $\bar{\mathbf{C}}$ все компоненты вектора градиента обращаются в нуль. Последовательное приближение к экстремуму задаётся правилом

$$C_{n+1} = C_n + \mu \frac{\text{grad } E(C_n)}{c} \quad (27)$$

или

$$c_{i(n+1)} = c_{i(n)} + \mu \frac{\partial E}{\partial c_i} \quad (28)$$

Вычисления по принципу (27) продолжаютя до тех пор, пока при некотором n не будет выполнено условие при поиске минимума $E(C_{n+1}) > E(C_n)$. Если присутствует дрейф частоты ω основной гармоники (а значит, пропорционально изменяются частоты всех высших гармоник), то будет происходить смещение экстремума и увеличение ошибки аппроксиматора, которую при постоянной частоте функций элементов входного вектора (19) компенсировать будет невозможно. Для обеспечения точности аппроксимации необходимо изменять и частоту в функциях элементов входного вектора (19), так, чтобы она была равна значению угловой частоты ω , т.е. необходимо производить слежение и за частотой аппроксимируемого сигнала.

Если известно значение (22), учитывая выражение (18), частная производная по частоте ω от среднеквадратичной ошибки (23) даст

$$\begin{aligned} \partial \omega = & -\mu_\omega \cdot E_n \sum_{k=1}^N [k \cdot t_n \cdot A_k \cos k\omega(t_n) - \\ & - k \cdot t_n \cdot B_k \sin k\omega(t_n)] \end{aligned} \quad (29)$$

где μ_ω – коэффициент скорости аппроксимации по частоте.

Значение, полученное по (29), необходимо суммировать с аргументами функций элементов входного вектора (19):

$$\omega(t_{n+1}) = \omega(t_n) + \partial \omega \quad (30)$$

Заметим, что в общем случае функция (23) в области Z_m может иметь несколько экстремумов: один глобальный и остальные – локальные (рис. 3). И во всех этих точках выполняется условие (26). Но при глобальном экстремуме неравенство (24) выполняется во всей области Z_m , а при локальном – лишь в некоторой малой области, включающую точку \bar{C} , т.е. глобальный минимум является наименьшим из локальных минимумов.

Описанный выше алгоритм завершается, приводя к локальному экстремуму, определенному начальным значением C . Однако, экстремумы в нашем случае определяются частотами гармоники и их фазовыми углами, т.е., ограничивая область возможных значений для частоты ω , значение которой, равно как и допустимые отклонения, определяются нормативной документацией (ГОСТом или Регистром), мы с достаточной точностью можем задать координаты глобального экстремума \bar{C} , гарантируя нахождение функции в области именно глобального экстремума. Кроме того, принимая коэффициент скорости аппроксимации по частоте в несколько раз меньше коэффициента скорости по изменению элементов вектора C ($\mu_\omega = 0,01\mu$), мы обеспечиваем сходимость к экстремуму.

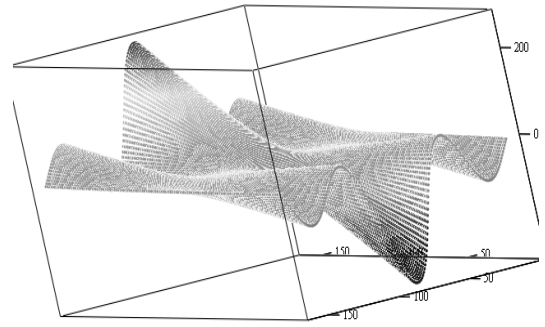


Рисунок 3 – Наличие глобального и локальных экстремумов многомерной функции в области её определения

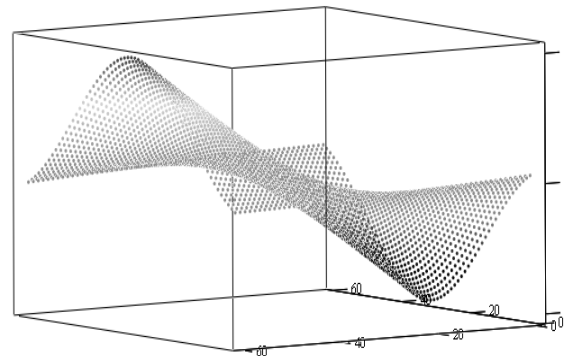


Рисунок 4 – Локализация области определения многомерной функции в окрестности глобального экстремума

На рис. 5 представлена структурная схема аппроксиматора, выполняющего слежение за частотой ω и компонентами A_k, B_k гармоник.

Перейдем непосредственно к входным физическим сигналам системы управления ФКУ. В автономной ЭЭС для измерения доступны линейные напряжения и фазные токи сети. Для оценки не только гармонического состава, но и степени возможной асимметрии (небаланса) и прочих негативных характеристик, рациональным является определение или восстановление напряжений СГ относительно недоступного нулевого провода, то есть фазных напряжений СГ. Для этого схему рис. 5 необходимо привести к виду, представленному на рис. 6.

Таким образом, восстановление фазных напряжений СГ, недоступных для физического измерения, осуществляется через измеряемые линейные напряжения сети.

Гармонический анализ токов осуществляется с помощью схемы рис. 5 с тем отличием, что частота ω определяется единожды для одного из фазных напряжений и используется при анализе всех остальных компонент токов и напряжений сети.

Очевидно, что, при условии окончания идентификации целевых гармоник сигнала, ошибка \mathcal{E} – не что иное, как выделенная из аппроксимируемого оригинала помеха. Подавая этот сигнал в СУ ФКУ можно достаточно эффективно подавлять не идентифицированные высшие гармоники и случайные помехи в сети.

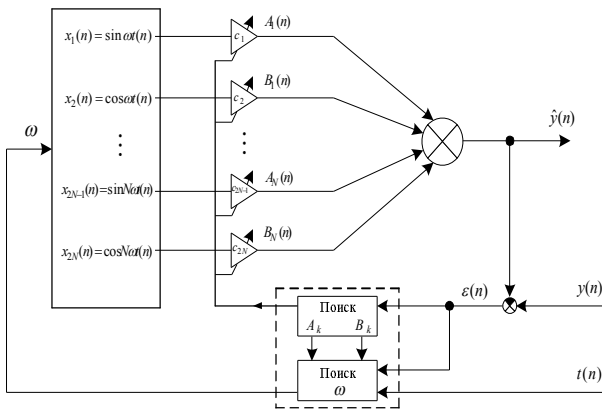


Рисунок 5 – Структурная схема аппроксиматора, выполняющего слежение за частотой ω и компонентами A_k, B_k гармоник сигнала y

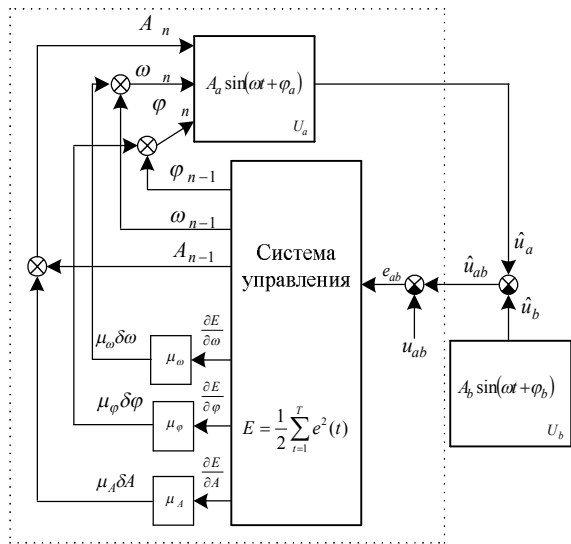


Рисунок 6 – Структурная схема аппроксиматора фазных напряжений сети

Результат моделирования процесса аппроксимации синусоидального сигнала приведен на рис. 7.

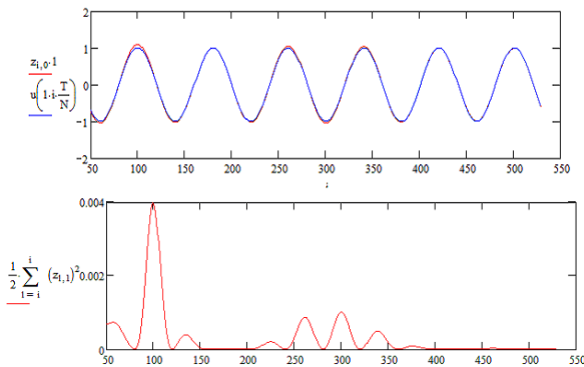


Рисунок 7 – Результат обучения фильтра аппроксимации синусоидального сигнала

ВЫВОДЫ. Определен обобщенный показатель качества электроэнергии в автономной ЭЭС, вводимый как критерий оценки качества функционирования ФКУ

Произведена формализация задачи оптимального управления ФКУ (обобщенным показателем качества электроэнергии) в автономной ЭЭС.

Решена задача идентификации и контроля внешних параметров системы оптимального управления ФКУ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Cooley, J.W., and Tukey J.W. (1965), "An algorithm for machine calculation of complex Fourier series", Journal Math. Comput., vol. 19, pp. 297–301.
2. Harris, J. (1978), "On the use of window for harmonic analysis with DFT," Proc. IEEE, vol. 66, pp. 51–83.
3. E. Oran Brigham (1988), "The fast Fourier transformer and its applications," Prentice Hall International.
4. Girgis, A.A. and Ham, F. (1980), "A quantitative study of pitfalls in FFT" IEEE Trans. Aerosp. Electron. Syst., vol. 16, no. 4, pp. 434–439.
5. Grady W.M. and Heydt, G.T., (1985), "Prediction of power system harmonics due to gaseous discharge lighting," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 104, pp. 554–561.
6. Sharaf, M. and Dash, P.K. (1989), "A Kalman filtering approach for estimating power system harmonics," Proceeding of the Third International Conference on Power System Harmonics, pp. 34–40.
7. Girgis, A.A., Chang, W.B., and Makram, E.B. (1991), "A digital recursive measurement scheme for on-line tracking of power system harmonics", IEEE Trans. Power Delivery, vol. 6, no. 3, pp. 1153–1160.
8. Haili M, and Girgis, A.A. (1996), "Identification and tracking of harmonic sources in a power system using a Kalman filter," IEEE Trans. Power Delivery, vol. 11, no. 3, pp. 1659–1665.
9. Moreno Saiz, V., and Barros Guadalupe, J. (1997), "Application of Kalman filtering for continuous real time tracking of power system harmonics," IEEE Proc. Gener. Transm. Distrib., vol. 144, no. 1, pp. 13–20.
10. Pileggi, D.J., Chandra, N.H., and Emanuel, A.E. (1981), "Prediction of harmonic voltages in distribution systems," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 100, no. 3, pp. 1307–1315.
11. Soliman, S.A., Christensen, G.S., Kelly D.H., and El-Naggar, K.M. (1990), "A state estimation algorithm for identification and measurements of power system harmonics", Electric Power System Research Journal, vol. 19, pp. 195–206.
12. Hartana, R.K. and Richards, G.G. (1990), "Harmonic source monitoring and identification using neural networks", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 5, no. 4, pp. 1098–1104.
13. Mori, H. (1992), "An artificial neural network based method for power system voltage harmonics", IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 7, no. 1, pp. 402–409.
14. Osowski, S. (1992), "Neural network for estimation of harmonic components in a power system", IEE Proceedings C, vol. 139, no. 2, pp. 129–135.
15. Pecharanin, N., Mitsui H. and Sone, M., (1995), "Harmonic Detection by Using Neural Network" In IEEE Conf. Proceedings, Industry Applications Society Annual Meeting, pp. 923–926.

16. Dash, P.K., Swain, D.P., Liew, A.C., and Rahman, S. (1996), "An adaptive linear combiner for on-line tracking of power system harmonics", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, no. 4, pp. 1730–1735.

17. Dash, P.K., Panda, S.K., Mishra, B., and Swain, D.P. (1997), "Fast estimation of voltage and current phasors in power networks using an adaptive neural

network", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, no. 4, pp. 1494–1499.

18. Zhilenkov, A.A., Cherney, S.G., (2013), "Adaptive control in complex distributed systems with the identification of parameters that can't be measured", *Pressing issues and priorities in development of the scientific and technological complex: research articles*, B&M Publishing, San Francisco, California. pp. 17–20.

MODELLING OF THE ELEMENTS FOR IDENTIFICATION AND CONTROL OVER THE SYSTEM PARAMETERS FOR DECISION-MAKING INTELLECTUAL SUPPORT

A. Zhilenkov, S. Cherney

Kerch State Marine Technological University

vul. Ordjonikidze 82, Kerch, 98309, Ukraine. E-mail: sergiiblack@gmail.com

The problem has been reviewed when calculating the nominal power capacity of the filter-compensating device the non-active power being consumed by the load from the power supply should be taken into account; in the process of operation the compensating device may maintain the required parameter of the electric energy quality regulating the various parameters of quality within the nominal range. The best setting as for the power capacity of the device and provided by it the regulation quality may be obtained with optimum control applying the system of the decision-making intellectual support in governing the electric energy parameters. However, it is required to identify and control the quality indices and electric energy parameters in the real-time mode that is a non-trivial objective for application in an autonomous EES. There has been reviewed a way to identify the circuit current and voltage harmonics in the real time in order to apply in the system of the decision-making intellectual support for optimal governing of the filter-compensating device.

Keywords: power, load, intellectual systems, identification, optimal control.

REFERENCES

1. Cooley, J.W., and Tukey J.W. (1965), "An algorithm for machine calculation of complex Fourier series", *Journal Math. Comput.*, vol. 19, pp. 297–301.

2. Harris, J. (1978), "On the use of window for harmonic analysis with DFT," *Proc. IEEE*, vol. 66, pp. 51–83.

3. E. Oran Brigham (1988), "The fast Fourier transformer and its applications," *Prentice Hall International*.

4. Girgis, A.A. and Ham, F. (1980), "A quantitative study of pitfalls in FFT" *IEEE Trans. Aerosp. Electron. Syst.*, vol. 16, no. 4, pp. 434–439.

5. Grady W.M. and Heydt, G.T., (1985), "Prediction of power system harmonics due to gaseous discharge lighting," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 104, pp. 554–561.

6. Sharaf, M. and Dash, P.K. (1989), "A Kalman filtering approach for estimating power system harmonics," *Proceeding of the Third International Conference on Power System Harmonics*, pp. 34–40.

7. Girgis, A.A., Chang, W.B., and Makram, E.B. (1991), "A digital recursive measurement scheme for on-line tracking of power system harmonics", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 6, no. 3, pp. 1153–1160.

8. Haili M, and Girgis, A.A. (1996), "Identification and tracking of harmonic sources in a power system using a Kalman filter," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 11, no. 3, pp. 1659–1665.

9. Moreno Saiz, V., and Barros Guadalupe, J. (1997), "Application of Kalman filtering for continuous real time tracking of power system harmonics," *IEEE Proc. Gener. Transm. Distrib.*, vol. 144, no. 1, pp. 13–20.

10. Pileggi, D.J., Chandra, N.H., and Emanuel, A.E. (1981), "Prediction of harmonic voltages in distribution systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 100, no. 3, pp. 1307–1315.

11. Soliman, S.A., Christensen, G.S., Kelly D.H., and El-Naggar, K.M. (1990), "A state estimation algorithm for identification and measurements of power system harmonics", *Electric Power System Research Journal*, vol. 19, pp. 195–206.

12. Hartana, R.K. and Richards, G.G. (1990), "Harmonic source monitoring and identification using neural networks", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 5, no. 4, pp. 1098–1104.

13. Mori, H. (1992), "An artificial neural network based method for power system voltage harmonics", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 7, no. 1, pp. 402–409.

14. Oowski, S. (1992), "Neural network for estimation of harmonic components in a power system", *IEE Proceedings C*, vol. 139, no. 2, pp. 129–135.

15. Pecharanin, N., Mitsui H. and Sone, M., (1995), "Harmonic Detection by Using Neural Network" *In IEEE Conf. Proceedings, Industry Applications Society Annual Meeting*, pp. 923–926

16. Dash, P.K., Swain, D.P., Liew, A.C., and Rahman, S. (1996), "An adaptive linear combiner for on-line tracking of power system harmonics", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, no. 4, pp. 1730–1735.

17. Dash, P.K., Panda, S.K., Mishra, B., and Swain, D.P. (1997), "Fast estimation of voltage and current phasors in power networks using an adaptive neural network", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, no. 4, pp. 1494–1499.

18. Zhilenkov, A.A., Cherney, S.G., (2013), "Adaptive control in complex distributed systems with the identification of parameters that can't be measured", *Pressing issues and priorities in development of the scientific and technological complex: research articles*, B&M Publishing, San Francisco, California. pp. 17–20.

Стаття надійшла 17.01.2014.