



С.5.2-1. Методы анализа функционирования УСВИ при электромагнитных и электромеханических переходных процессах

Мокеев А.В., доктор техн. наук
Северный (Арктический) федеральный университет,
ЗАО "Инженерный центр "Энергосервис",
Россия
a.mokeev@ens.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Устройства синхронизированных векторных измерений, интеллектуальные электронные устройства, алгоритмы обработки сигналов, цифровые фильтры

1 ВВЕДЕНИЕ

Интеллектуальные электронные устройства (ИЭУ) с поддержкой технологии векторных измерений наряду с системами мониторинга переходных процессов всё активнее стали применяться в автоматизированных системах технологического управления, для реализации устройств релейной защиты и автоматики нового поколения [1-3].

Согласно стандарта IEEE C37.118.1 для устройств синхронизированных векторных измерений (УСВИ) предусматриваются тестовые испытания, соответствующие стационарным и переходным режимам энергосистемы [4]. При расширении сферы применения УСВИ необходимо увеличивать количество тестовых испытаний, соответствующих сложным электромеханическим и электромагнитным переходным процессам. Наряду с испытаниями следует активнее использовать математическое моделирование как более доступный способ анализа функционирования ИЭУ в различных режимах работы энергосистем.

Анализ функционирования ИЭУ в условиях электромагнитных и особенно электромеханических переходных процессов связан с проведением большого объема вычислений. В докладе рассматриваются вопросы применения эффективных методов анализа функционирования УСВИ при электромагнитных и электромеханических переходных процессах, а также методов экспресс-анализа.

Предварительно рассмотрим математические модели УСВИ и входных сигналов.

2 МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ УСВИ

Анализ функционирования УСВИ рассмотрим на примере классического базового алгоритма УСВИ [1,4].

Оценка синхрофазора для аналоговой системы-прототипа УСВИ производится согласно выражения для оконного преобразования Фурье на номинальной частоте энергосистемы

$$\hat{X}(t) = 2 \int_{t-T}^t x(\tau) e^{-j\omega_0 \tau} g(t-\tau) d\tau, \quad (1)$$

где $g(t)$ – импульсная функция усредняющего КИХ-фильтра, T – длительность импульсной функции, $\omega_0 = 2\pi 50$ рад/с.

Процессы обработки сигнала (1) в УСВИ можно условно отобразить с помощью структурной схемы, представленной на рис.1.

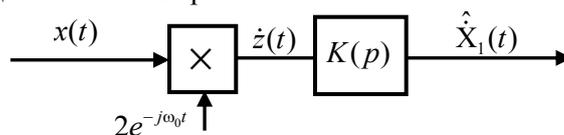


Рис. 1: структурная схема алгоритма УСВИ

Алгоритм УСВИ можно разбить на две операции: перемножение входного сигнала на комплексную экспоненциальную функцию с последующей обработкой сигнала усредняющим КИХ-фильтром с передаточной функцией $K(p)$. Именно фильтры определяют динамические свойства УСВИ и анализ функционирования устройств синхронизированных векторных измерений сводится таким образом к анализу фильтров.

Для обеспечения наилучшего качества функционирования УСВИ требуется выполнить синтез фильтра. Для этой цели могут быть использованы методы оптимального многокритериального синтеза [5-7], в которых анализ фильтров рассматривается как неотъемлемая часть синтеза фильтров. Более совершенные УСВИ предполагают использование адаптивных алгоритмов [7], но и в этом случае важное значение имеет использование эффективных методов анализа и синтеза частотных фильтров.

3 МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ СИГНАЛОВ

3.1 Однокомпонентная модель

Однокомпонентную модель входного сигнала УСВИ, соответствующей электромеханическим переходным процессам в энергосистеме, представим в двух версиях. Первая основана на расширении традиционного представления о комплексной амплитуде (п.1, табл.1), а вторая основана на использовании представлений модулированных сигналов в радиотехнике (п.2 табл.1).

№	Наименование	Выражение
1	Комплексная амплитуда	$x(t) = X_{m1}(t) \cos(\omega_1(t)t + \phi_1(t)),$ $x(t) = \operatorname{Re}(\dot{X}_1(t)e^{j\omega_1(t)t}) = 0,5\dot{X}_1(t)e^{j\omega_1(t)t} + 0,5\bar{\dot{X}}_1(t)e^{-j\omega_1(t)t},$ <p>где $\dot{X}_1(t) = X_{m1}(t)e^{j\phi_1(t)}$, $\bar{\dot{X}}_1(t)$ комплексно-сопряженная амплитуда</p>
2	Синхрофазор	$x(t) = X_{m1}(t) \cos(\omega_0 t + \phi_1(t)),$ $x(t) = \operatorname{Re}(k_1 \dot{X}_1(t)e^{j\omega_0 t}) = 0,5k_1 \dot{X}_1(t)e^{j\omega_0 t} + 0,5k_1 \bar{\dot{X}}_1(t)e^{j\omega_0 t}, \quad k_1 = \sqrt{2}$ $\dot{X}_1(t) = k_1 X_{m1}(t)e^{j\phi_1(t)}, \quad \dot{X}_1(t) = \frac{1}{\sqrt{2}} \dot{X}_1(t)e^{j(\omega_1(t)-\omega_0)t}$ $f_1(t) = \frac{1}{2\pi} \left(\omega_0 + \frac{d\phi_1(t)}{dt} \right), \quad \omega_1(t) = 2\pi f_1(t)$
3	Сигнал на входе фильтра	$\dot{z}(t) = x(t)2e^{-j\omega_0 t} = \dot{X}_1(t)e^{j(\omega_1(t)-\omega_0)t} + \bar{\dot{X}}_1(t)e^{-j(\omega_1(t)+\omega_0)t}$
4	Сигнал на входе фильтра	$\dot{z}(t) = x(t)2e^{-j\omega_0 t} = k_1 \dot{X}_1(t) + k_1 \bar{\dot{X}}_1(t)e^{j2\omega_0 t}$

Табл. 1: однокомпонентная модель сигнала УСВИ

Из обычного расширения традиционного представления синусоидального сигнала на случай электромеханических процессов следует, что в общем случае комплексная амплитуда входного сигнала $\dot{X}_1(t)$, обычная амплитуда $X_{m1}(t)$, начальная фаза $\phi(t)$ и частота входного сигнала $\omega_1(t)$ в общем случае являются функциями времени (п.1, табл.1). Это значительно усложняет анализ фильтров.

В этом отношении очень полезна модель сигнала при использовании синхрофазора (п.2, табл.1). В этом случае, как и для узкополосных сигналов в радиотехнике, изменение частоты

”спрятано” в изменении аргумента синхрофазора $\dot{X}_1(t)$. Частота же определяется как производная от полной фазы или представляется в виде двух слагаемых: постоянной составляющей ω_0 (номинальная частота) и переменной составляющей, являющейся производной от начальной фазы $\varphi(t)$. В этом случае говорят о т.н. мгновенной частоте [8]. Для электромеханических переходных процессов, как и для узкополосных процессов в радиотехнике, мгновенная частота имеет строгий физический смысл.

Синхрофазор $\dot{X}_1(t)$ при номинальном значении частоты совпадает с точностью до 0,7071 с комплексной амплитудой $\dot{X}_1(t)$. Но при частоте сети отличной от номинальной, в синхрофазоре $\dot{X}(t)$ появляется дополнительная компонента, зависящая от разности частот. Поэтому даже при постоянной начальной фазе сигнала и постоянной частоте сети, отличной от номинальной, оценка начальной фазы в УСВИ, будет зависеть от времени.

Зависимость между синхрофазором $\dot{X}_1(t)$ и комплексной амплитудой $\dot{X}_1(t)$ простая (п.2, табл.1) и достаточно просто может быть произведен переход между ними. Какую модель сигнала выбрать зависит от типа решаемой задачи, например, при постоянной частоте сети удобнее пользоваться первой моделью сигнала, а при сложных сигналах – второй моделью. Но в общем случае, модель синхрофазора предпочтительней. Это наглядно иллюстрируют зависимости для входного сигнала усредняющего КИХ-фильтра, представленные в табл.1 (п.3 и п.4). Фильтр должен выделять первую низкочастотную составляющую $k_1\dot{X}_1(t)$ сигнала $\dot{z}(t)$ и подавить высокочастотную $k_1\bar{X}_1(t)e^{j2\omega_0 t}$.

Входной сигнал УСВИ согласно стандарта IEEE C27.118.1 представляет модулированный по амплитуде или по фазе синусоидальный сигнал. Для таких сигналов при обеспечении линейности ФЧХ фильтра в полосе пропускания и при учете группового времени задержки огибающая, фаза и частота сигнала определяются без погрешностей, но присвоение меток времени измеряемых параметров в УСВИ необходимо производить с учетом указанного времени задержки. При таком подходе в случае электромеханических переходных процессов собственные переходные процессы в фильтре УСВИ отсутствуют, но имеет место запаздывание в оценке синхрофазора.

3.2 Многокомпонентная модель

Входной сигнал представим как совокупность затухающих колебательных составляющих с комплексными амплитудами, зависящими от времени

$$x(t) = \text{Re}\left(k_1\dot{X}(t)^T e^{pt}\right) = 0,5k_1\dot{X}(t)^T e^{pt} + 0,5k_1\bar{X}(t)^T e^{\bar{p}t}, \quad (2)$$

где $\dot{X}(t) = \left[\dot{X}_n(t)\right]_N = \left[k_1 X_{m_n}(t)e^{-j\varphi_n(t)}\right]_N$ – вектор синхрофазоров входного сигнала и вектор комплексных частот $\mathbf{p} = \left[p_n\right]_N = \left[-\beta_n + j\omega_n\right]_N$, $\dot{X}_1(t) = k_1 X_{m1}(t)e^{j\varphi_1(t)}$, $p_1 = j\omega_0$.

В случае, когда вещественная часть комплексных корней равна нулю, сигнал (2) представляет собой рассмотренный ранее набор сигналов (табл.1). При этом первая компонента “закреплена” за полезным сигналом. Модель сигнала (2) представлена относительно синхрофазоров, но достаточно просто привести аналогичную зависимость для первой версии однокомпонентной модели входного сигнала УСВИ (п.1, табл.1).

Использование комплексных частот существенно расширяет перечень описываемых с помощью выражения (2) сигналов и дает возможность использовать эффективные методы анализа, основанные на спектральных представлениях преобразования Лапласа [5,9-11].

Сигнал на входе фильтра

$$\dot{z}(t) = k_1\dot{X}(t)^T e^{(p-Cj\omega_0)t} + k_1\bar{X}(t)^T e^{(\bar{p}-Cj\omega_0)t}. \quad (3)$$

С помощью выражения (3) могут быть описаны сигналы УСВИ, соответствующим сложным электромагнитным и электромеханическим переходным процессам.

3.3 Модель в виде совокупности финитных составляющих

Входной сигнал представим как совокупность затухающих колебательных составляющих конечной длительности

$$x(t) = \text{Re}\left(k_1 \dot{X}_1^T e^{P(Ct-t)} - k_1 \dot{X}_2^T e^{P(Ct-t_2)}\right), \quad (4)$$

где $\dot{X}_2 = \dot{X}_1 \circ e^{P \circ (t-t_2)}$, $t = [t_n]_N$, $t_2 = [t_2]_N$, $C = [1]_N$, \circ – операция умножения векторов.

Нетрудно заметить, что сигнал (2) является частным случаем сигнала (3) при $\dot{X}_2 = 0$ и $t = 0$. С помощью выражения (4) могут быть описаны сигналы устройств релейной защиты и автоматики в виде последовательности примыкающих друг к другу наборов финитных сигналов, каждый из которых соответствует конкретному режиму объекта управления.

4 АНАЛИЗ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ УСВИ ПРИ СИГНАЛАХ С ПОСТОЯННЫМИ ПАРАМЕТРАМИ

4.1 Метод анализа

Для однокомпонентной модели сигнала при условии $\dot{X}_1(t) = \text{const}$ выражения для определения комплексных амплитуд выходного сигнала УСВИ могут быть определены на основе метода, основанного на распространении частотно-временных представлений на передаточную функцию фильтра [5,11]. На рис.3 приведены зависимости оценки синхрофазора $\hat{X}_1(t)$ для однокомпонентной модели входного сигнала через комплексные амплитуды выходного сигнала а на рис.4 – аналогичные зависимости через компоненты самого синхрофазора.

$$\frac{\dot{X}_1, \omega_1}{\dot{z}(t) = \dot{X}_1 e^{j(\omega_1 - \omega_0)t} + 0,5 \bar{X}_1 e^{-j(\omega_1 + \omega_0)t}} \quad K(p, t) \quad \frac{\hat{X}_{10}(t) = \dot{X}_1 K(j(\omega_1 - \omega_0), t), \hat{X}_{11}(t) = \bar{X}_1 K(-j(\omega_1 + \omega_0), t)}{\hat{X}_1(t) = k \hat{X}_{10}(t) e^{j(\omega_1 - \omega_0)t} + k \hat{X}_{11}(t) e^{-j(\omega_1 + \omega_0)t}}$$

Рис. 3: анализ при однокомпонентном сигнале с постоянными параметрами

$$\frac{\dot{X}_1, \omega_0}{\dot{z}(t) = k_1 \dot{X}_1(t) + k_1 \bar{X}_1(t) e^{j2\omega_0 t}} \quad K(p, t) \quad \frac{\hat{X}_{10}(t) = k_1 \dot{X}_1 K(j0, t), \hat{X}_{11}(t) = k_1 \bar{X}_1 K(-j2\omega_0, t)}{\hat{X}_1(t) = \hat{X}_{10}(t) + \hat{X}_{11}(t) e^{-j2\omega_0 t}}$$

Рис. 4: анализ при однокомпонентном сигнале с постоянными параметрами

Предлагаемый метод анализа основан на использовании обобщенной (зависимой от времени) передаточной функции

$$K(p, t) = \int_0^t g(\tau) e^{-p\tau} d\tau, \quad (5)$$

где $g(t)$ – импульсная функция фильтра.

В комплексной амплитуде $\hat{X}_{10}(t)$ (или $\hat{X}_{11}(t)$) заключена информация о принужденной и свободных составляющих собственного переходного процесса в фильтре. При $t \rightarrow \infty$ функция $\hat{X}_{10}(t)$ соответствует обычной комплексной амплитуде принужденной составляющей $\hat{X}_{10} = \dot{X}_1 K(j(\omega_1 - \omega_0))$.

На рис.5 приведены зависимости вход-выход для многокомпонентной модели сигнала

$$\frac{\dot{X}(t), p}{\dot{z}(t) = k_1 \dot{X}^T e^{(p-Cj\omega_0)t} + k_1 \bar{X}^T e^{(p-Cj\omega_0)t}} \quad K(p, t) \quad \frac{\hat{X}_0(t) = k_1 \dot{X} \circ K(p-Cj\omega_0, t), \hat{X}_1(t) = k_1 \bar{X} \circ K(p-Cj\omega_0, t)}{\hat{X}_1(t) = \hat{X}_0(t)^T e^{(p-Cj\omega_0)t} + \hat{X}_1(t)^T e^{(p-Cj\omega_0)t}}$$

Рис. 5: анализ при многокомпонентном сигнале с постоянными параметрами

В ряде случаев приведенные зависимости могут быть использованы для анализа фильтров при сигналах с переменными параметрами, в том числе для большинства тестов УСВИ согласно IEEE C37.118.1.

4.2 Примеры анализа УСВИ

В таблице 2 приведено описание сигналов для динамических тестов УСВИ согласно IEEE C37.118.1, а также два дополнительных примера, один из которых связан с электромеханическим, а второй – с электромагнитным переходным процессом.

№	Наименование	Выражение
1	Тест 1. Амплитудная модуляция	$x(t) = (1 + m_x \cos \omega_x t) X_m \cos \omega_0 t$ или $x(t) = 0,5 \dot{\mathbf{X}}^T e^{p t} + 0,5 \bar{\mathbf{X}}^T e^{\bar{p} t}$, $\dot{\mathbf{X}} = [X_m \quad m_x X_m \quad m_x X_m]^T$, $\mathbf{p} = [j\omega_0 \quad j(\omega_0 + \omega_x) \quad j(\omega_0 - \omega_x)]^T$
2	Тест 2. Фазовая модуляция (погрешность менее 0,02 %)	$x(t) = (1 + m_x \cos \omega_x t) X_m \cos \omega_0 t$ или $x(t) \approx 0,5 \dot{\mathbf{X}}^T e^{p t} + 0,5 \bar{\mathbf{X}}^T e^{\bar{p} t}$ $\dot{\mathbf{X}} = X_m [-0,1249 \cdot 10^{-2} \quad 0,05 e^{j0,5\pi} \quad 0,49875 \quad -0,05 e^{j0,5\pi} \quad -0,1249 \cdot 10^{-2}]^T$, $\mathbf{p} = [j(\omega_0 - 2\omega_x) \quad j(\omega_0 - \omega_x) \quad j\omega_0 \quad j(\omega_0 + \omega_x) \quad j(\omega_0 + 2\omega_x)]^T$
3	Тест 3. Изменение частоты	$x(t) = X_m \cos(\omega_0 t + \pi R_f t^2)$ -
4	Тест 4. Скачкообразное изменение амплитуды	$x(t) = (1(t) + k_x 1(t - t_1)) X_m \cos \omega_0 t$ или $x(t) = 0,5 \dot{\mathbf{X}}^T e^{p(Ct-t)} + 0,5 \bar{\mathbf{X}}^T e^{\bar{p}(Ct-t)}$, $\dot{\mathbf{X}} = [X_m \quad k_x X_m]^T$, $\mathbf{p} = [j\omega_0 \quad j\omega_0]^T$, $\mathbf{t} = [0 \quad t_1]^T$, $\mathbf{C} = [1 \quad 1]^T$
5	Тест 5. Скачкообразное изменение фазы	$x(t) = X_m \cos(\omega_0 t + k_a 1(t - t_1))$ или $x(t) = 0,5 \dot{\mathbf{X}}^T e^{p(Ct-t)} + 0,5 \bar{\mathbf{X}}^T e^{\bar{p}(Ct-t)}$, $\dot{\mathbf{X}} = [X_m \quad X_m e^{jk_a}]^T$, $\mathbf{p} = [j\omega_0 \quad j\omega_0]^T$, $\mathbf{t} = [0 \quad t_1]^T$
6	Электромеханический переходный процесс	$x(t) = X_m (1 - 0,9 e^{-\beta t}) \cos \omega_0 t$, $\dot{\mathbf{X}} = X_m [1 \quad -0,9]^T$, $\mathbf{p} = [j\omega_0 \quad -\beta_1 + j\omega_0]^T$
7	Электромагнитный переходный процесс	$x(t) = X_m \cos(\omega_1 t - \varphi_1) - X_0 e^{-\beta t}$, $\dot{\mathbf{X}} = [X_m \quad -X_0]^T$, $\mathbf{p} = [j\omega_0 \quad -\beta_1]^T$

Табл. 2: примеры сигналов

Когда все параметры сигнала постоянны, проще использовать модель сигнала на основе обычных комплексных амплитуд. Как следует из табл. 2 (пп. 1-5) для динамических тестов, предусмотренных стандартом IEEE C37.118.1, только в одном случае при тесте 5 невозможно описать сигнал с помощью моделей сигналов с постоянными параметрами (2) или (4).

Рассмотренный выше метод анализа может быть использован и для сложных входных сигналов УСВИ в том случае, если используются методы разложения сигнала на составляющие в виде полубесконечных или финитных затухающих колебаний [5,12].

5 АНАЛИЗ УСВИ ПРИ СИГНАЛАХ С ПЕРЕМЕННЫМИ ПАРАМЕТРАМИ

5.1 Метод анализа

Предлагаемый метод анализа следует рассматривать как дальнейшее развитие рассмотренного выше метода анализа [5,11]. При этом для сигналов с переменными параметрами имеют место такие же зависимости вход-выход, как для сигналов с постоянными параметрами (рис.4 и рис.5), за исключением выражений для определения комплексных амплитуд выходных сигналов.

Для однокомпонентной модели сигнала (рис.4) для определения двух составляющих синхрофазора получена следующая зависимость

$$\hat{X}_{10}(t) = \int_0^t \dot{X}_1(\tau) K'(j\omega, t - \tau) d\tau, \quad \hat{X}_{11}(t) = \int_0^t \dot{X}_1(\tau) K'(j2\omega_0, t - \tau) d\tau, \quad (6)$$

где $K'(p, t) = \frac{d}{dt} K(p, t)$.

В отличие от сигналов с постоянными параметрами (рис.3), оценка составляющих синхрофазора определяется как свертка синхрофазора входного сигнала и производной от обобщенной передаточной функции фильтра $K(p, t)$ на частоте входного сигнала. Для КИХ-фильтров в выражении (6) нижний предел интегрирования может быть заменен на $t - T_1$, где T_1 – длина фильтра.

Для многокомпонентной модели (3) выражение определения составляющих синхрофазора

$$\hat{\dot{X}}_0(t) = k_1 \int_0^t \dot{X}(\tau) \circ K'(\mathbf{p} - \mathbf{C}j\omega_0, t - \tau) d\tau, \quad \hat{X}_0(t) = k_1 \int_0^t \dot{X}(\tau) \circ K'(\mathbf{p} - \mathbf{C}j\omega_0, t - \tau) d\tau. \quad (7)$$

Достоинство предлагаемого метода связано с возможностью определения составляющих синхрофазора или комплексных амплитуд выходного сигнала. Вместе с тем для упрощения задачи анализа фильтров и для оптимального синтеза фильтров [4,5] следует искать пути упрощения зависимостей (6) и (7).

Рассмотрим решение данной задачи для ряда распространенных входных сигналов УСВИ. Ограничимся рассмотрением только первой модели сигнала (табл. 1). Полученные результаты могут легко распространены и на более сложные модели сигналов (2) и (4).

5.2 Модулированные сигналы

Для модулированных сигналов вместо выражения (6) предлагается использовать следующую приближительную зависимость для определения составляющих оценки синхрофазора

$$\hat{X}_{10}(t) \approx \dot{X}_1(t)K(j(\omega_1(t) - \omega_0), t), \quad \hat{X}_{11}(t) \approx \bar{X}_1(t)K(-j(j\omega_1(t) + \omega_0), t). \quad (8)$$

где $\omega_1(t) = \omega_1 + \frac{d \arg(\dot{X}_1(t))}{dt}$ – мгновенная частота входного сигнала.

В случае, когда интерес представляют только принужденные составляющие синхрофазора, что чаще всего и требуется, в выражения (8) вместо обобщенной $K(p, t)$ необходимо использовать обычную передаточную функцию фильтра

$$\hat{X}_{10}(t) \approx \dot{X}_1(t)K(j(\omega_1(t) - \omega_0)), \quad \hat{X}_{11}(t) \approx \bar{X}_1(t)K(-j(j\omega_1(t) + \omega_0)). \quad (9)$$

Выражение для оценки синхрофазора

$$\hat{X}_1(t) \approx \hat{X}_{10}(t) + \hat{X}_{11}(t)e^{-j2\omega_0 t}. \quad (10)$$

Приведем анализ погрешностей при использовании упрощенных выражений для оценки синхрофазора на примере однотоновой амплитудной и фазовой модуляции (тест 1 и тест 2., табл.2). Для анализа используем самый примитивный усредняющий КИХ-фильтр с прямоугольным окном наблюдения. Передаточная функция фильтра

$$K(p) = \frac{50}{p} (1 - e^{-0,02p}).$$

На рис.6 представлены графики уровней максимальной суммарной погрешности оценки синхрофазора TVE_{\max} в координатах частоты модуляции f_m и степени модуляции m при амплитудной и фазовой модуляции сигнала.

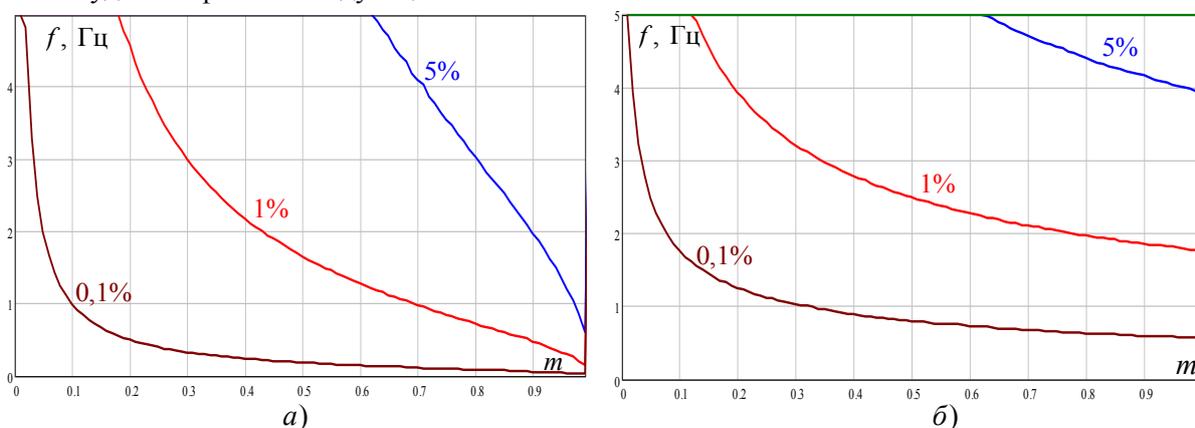


Рис. 6: суммарная погрешность при амплитудной (а) и фазовой (б) модуляции сигнала

Как следует из приведенных графиков, использование упрощенных зависимостей (9)-(10) для определения комплексных амплитуд выходного сигнала и синхрофазоров обеспечивают необходимую точность для динамических тестов IEEE C37.118.1. Это позволяет значительно упростить анализ фильтров при сигналах с амплитудной и фазовой модуляцией и облегчить формирование требований к частотным характеристикам фильтров при их синтезе. При анализе фильтров УСВИ при высоком уровне модуляции и/или при больших значениях частоты модуляции упрощенные выражения могут быть использованы для грубой оценки синхрофазора. Для точного определения синхрофазора в таких случаях необходимо использовать выражение (6).

Последний пример связан с анализом работы УСВИ при линейном законе изменения частоты входного сигнала (тест 3, табл.2). На рис.7 представлены графики мгновенных значений TVE (в процентах) при различных значениях скорости изменения частоты.

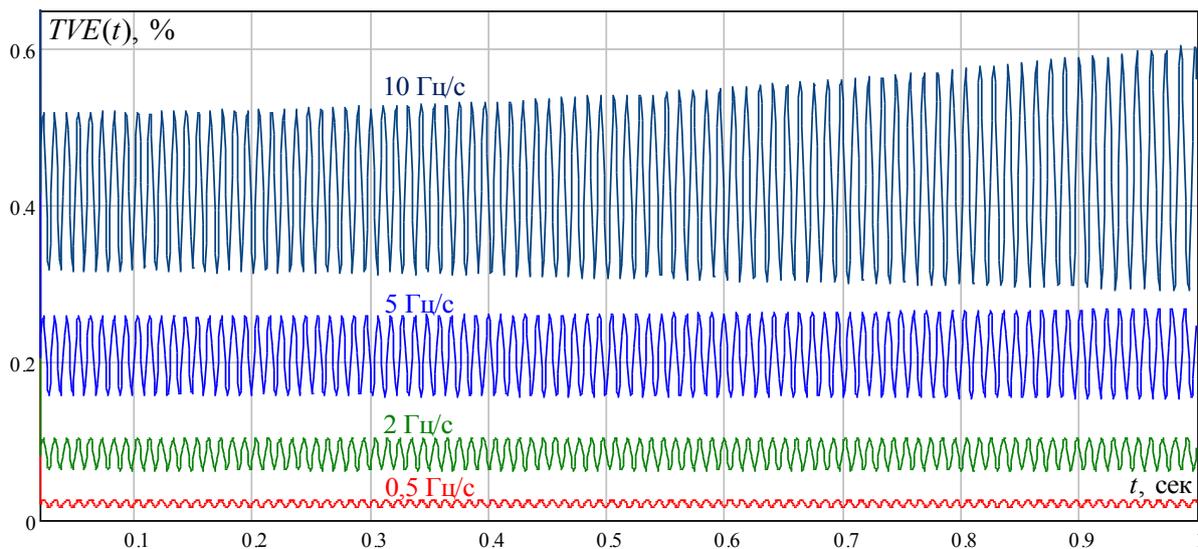


Рис. 7: суммарная погрешность определения синхрофазора

Как следует из графиков рис.7, использование упрощенных зависимостей для оценки синхрофазора оправданно не только при динамическом тесте IEEE C37.118.1, связанном с линейным законом изменения частоты со скоростью 1 Гц/с, но и при значительно более высоких скоростях (10 Гц/с и более).

5.3 Экспресс-анализ

При использовании упрощенных зависимостей для определения комплексных амплитуд выходного сигнала фильтра становится возможным использование экспресс-анализа на основе частотных характеристик $K(p,t)$ в координатах комплексной частоты и времени [5,13]. Сечения указанных частотных характеристик представляют собой реакцию фильтров на заданной комплексной частоте. Поэтому по АЧХ в координатах комплексной частоты и времени можно судить об изменении огибающей синхрофазора, а при ФЧХ – его аргумента.

5.4 Анализ при сложных сигналах

Для анализа функционирования УСВИ при сложных сигналах, соответствующим нескольким последовательным нормальным и аварийным режимов работы энергосистемы, могут быть использованы 2 подхода. Первый из них связан с использованием модели сигналов с полубесконечными компонентами (2). В этом случае изменение параметров составляющих входного сигнала заключено в комплексной амплитуде указанной составляющей. В этом случае для анализа частотных фильтров УСВИ нельзя использовать упрощенные зависимости (8)-(10).

Второй подход связан с использованием модели сигналов УСВИ из набора финитных сигналов. Данная модель сигнала позволяет использовать упрощенные зависимости, но при этом необходимо учитывать ненулевые начальные условия для анализа частотных фильтров.

5.5 Анализ цифровых УСВИ

Рассмотренные методы анализа фильтров УСВИ при сигналах с постоянными и переменными параметрами могут быть распространены и на цифровые фильтры. С учетом того обстоятельства, что в УСВИ чаще всего используются специализированные АЦП и микропроцессоры со встроенным математическим сопроцессором, допустимо при анализе и синтезе цифровых фильтров не учитывать погрешности аналого-цифрового преобразования сигналов и конечную разрядность микропроцессора. Поэтому для анализа цифровых фильтров часто применяют модели дискретных сигналов и дискретных фильтров.

В этом случае для перехода от аналоговой системы к цифровой системе необходимо выполнить дискретизацию входных сигналов и получить одним из известных методов импульсную функцию цифрового фильтра [5,10].

6 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предложенный метод анализа частотных фильтров при сигналах с переменными параметрами позволяет оперировать при анализе фильтров комплексными амплитудами входных и выходных сигналов, зависящими от времени. Предложены упрощенные выражение для определения комплексной амплитуды выходного сигнала при различных видах модуляции, максимально близкие к символическому методу. Использование упрощенных выражений значительно упрощает анализ УСВИ и упрощает формирование требований к частотным характеристикам фильтров при их синтезе.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Phadke A.G., Thorp J.S. Synchronized Phasor Measurements and Their Applications. NY.: Springer Science & Business Media, 2008. 257 p.
- [2] Héctor J. Altuve Ferrer, Edmund O. Schweitzer, III et al. Modern Solutions for Protection, Control, and Monitoring of Electric Power Systems / SEL, 2010. P. 361.
- [3] Жуков А.В., Сацук Е.И., Дубинин Д.М. Развитие технологий мониторинга и управления в ЕЭС России на базе системы мониторинга переходных режимов // Сб. межд. научно-техн. конф. “Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем”. Екатеринбург, 2013.
- [4] IEEE C37.118.1-2011 // Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems.
- [5] Digital Filters and Signal Processing/ A.V. Mokeev and etc., Ed. F.P.G. Márquez and N. Zaman. Rijeka, InTech, 2013. 307 p.
- [6] Mokeev A.V. Optimal filter synthesis / A.V. Mokeev in Proc. IEEE International Siberian Conference on Control and Communications. Krasnoyarsk, 2013. Pp.1-4.
- [7] Мокеев А.В. Алгоритмы обработки сигналов ИЭУ на основе технологии векторных измерений // Тез. докл. междунар. науч.-техн. конф. “Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем.”. СПб, 2013.
- [8] Баскаков С.И. Радиотехнические цепи и сигналы. М.: Высш. школа, 2005. 462 с.
- [9] Ванин В. К., Мокеев А.В., Попов М.Г. Аналоговые и цифровые фильтры в измерительных устройствах и устройствах автоматики энергосистем. СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2008. 196 с.
- [10] Digital Filters / A.V. Mokeev and etc., Ed. F.P.G. Márquez. Rijeka, InTech, 2011. 290 с.
- [11] Мокеев А.В. Методы анализа частотных фильтров интеллектуальных электронных устройств энергосистем // Изв. Вузов. Электромеханика. 2013. № 1. С. 92-94.
- [12] Бердин А.С., Коваленко П.Ю., Герасимов А.С., Захаров Ю.П., Шубин Н.Г. Методы исследования нелинейных и нестационарных свойств низкочастотных колебаний в энергосистеме // Сб. межд. научно-техн. конф. “Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем”. Екатеринбург, 2013.
- [13] Mokeev A.V. Quality analysis of signal processing using digital filters // IEEE International Siberian Conference on Control and Communications. Krasnoyarsk: 2011. Pp. 106-109.



**С.5.2-2. Аттестация устройств системы мониторинга переходных режимов.
Практические исследования и вопросы усовершенствования
процедуры испытаний**

Т.Г.КЛИМОВА, Д.М.ДУБИНИН, А.И.РАСЩЕПЛЯЕВ, Ю.В.ИВАНОВ, А.С.ЧЕРЕПОВ
НИУ «МЭИ», ОАО «СО ЕЭС», ООО «ПРОСОФТ-СИСТЕМЫ»
РОССИЯ
tgklim@mail.ru

Ключевые слова:

Система мониторинга переходных режимов (СМПР), устройства синхронизированных векторных измерений (УСВИ), методика испытаний устройств синхронизированных векторных измерений, стандарт IEEE C37.118, TVE, анализатор векторных измерений (АВИ).

ВВЕДЕНИЕ

Современное развитие технологий диспетчерского и автоматического управления режимом работы электроэнергетических систем требует постоянного повышения уровня технического совершенства и функциональности технических средств, в том числе устройств синхронизированных векторных измерений (УСВИ) параметров электроэнергетического режима.

Роль синхронизированных векторных измерений в мире, в частности и в России, при оценивании и управлении режимом работы энергосистемы постоянно увеличивается. При этом основным потребителем данных УСВИ на сегодняшний день является технологический и диспетчерский персонал диспетчерских центров. Системные операторы более чем 30 стран разрабатывают идеологию применения синхронизированных векторных измерений в задачах диспетчерского и автоматического управления. Основным преимуществом синхронизированных векторных измерений, в сравнении с телеизмерениями, является высокая скорость обновления информации (от 1 до 4 измерений на период промышленной частоты), точность измерения параметров электроэнергетического режима (0,1 – 0,2%), а также высокая точность синхронизации времени с глобальными навигационными спутниковыми системами (не хуже 1 мкс). Точность синхронизации времени УСВИ является очень важным параметром в связи с тем, что, во-первых, от нее непосредственно зависит точность фиксации абсолютного угла, а, во-вторых, она обеспечивает корректность работы алгоритмов приложений, применяющих данные УСВИ, и построенных на применении измерений, сделанных в разных частях энергосистемы.

Применяемые в настоящее время УСВИ изначально создавались для реализации функции мониторинга стационарных режимов энергосистем (WAMS). Для применения данных устройств в перспективных системах управления и защиты (WACS и WAPS) в качестве измерительного органа они должны обеспечивать необходимую точность измерений в ходе аварийных и переходных процессов. В связи с этим актуальным становится решение задачи совершенствования аппаратной базы и разработки алгоритмов цифровой обработки сигналов УСВИ, обеспечивающих необходимую точность оценки параметров в аварийных и переходных режимах. Данные синхронизированных векторных измерений применяются в таких приложениях, как верификация расчетных моделей, анализ технологических нарушений в ЕЭС, идентификация низкочастотных колебаний, мониторинг корректности работы системных регуляторов, визуализация глобального поведения энергосистемы в режиме реального времени и т.д. Развитие коммуникационной инфраструктуры и программного обеспечения также позволяют решать на базе УСВИ задачи обеспечения входной информацией различных комплексов противоаварийной и режимной автоматики. Это предъявляет повышенные требования к основным показателям качества обработки сигналов (быстродействие, точность обработки сигналов, синхронность измерений и т.д.) в условиях электромеханических переходных процессов.

В связи с вышеизложенным, а также в связи с увеличением количества приложений, применяющих синхронизированные векторные измерения, актуальными становятся вопросы о соответствии УСВИ предъявляемым к ним требованиям и методиках, с помощью которых УСВИ проверяются на соответствие этим требованиям. Документом, регламентирующим требования к характеристикам УСВИ в части точности измерения параметров электроэнергетического режима в стационарных и переходных режимах, а также требования к тестированию УСВИ, является стандарт IEEE C37.118.1 [1]. В данном стандарте определены требования для двух классов УСВИ: класс «М» (measurement) – для измерений в стационарном режиме; класс «Р» (protection) – для быстрых измерений в переходных режимах.

Серьезный прогресс в развитии технологий тестирования и определения характеристик УСВИ в соответствии с требованиями стандарта IEEE C37.118.1 достигнут метрологическими лабораториями США и Бразилии. Обзор подобных работ приведен в [2 - 7].

В ОАО «СО ЕЭС» функционирует система добровольной сертификации, обеспечивающая решение вопросов сертификации устройств релейной защиты и автоматики. С целью организации процесса сертификации УСВИ ОАО «СО ЕЭС», в 2013 году, инициировал разработку методики сертификационных испытаний УСВИ на соответствие требованиям стандарта IEEE C37.118.1 и проведение тестовых испытаний. Основной особенностью испытаний УСВИ являются требования к испытательному оборудованию, обеспечивающему подачу синхронизированных токов и напряжений (в аналоговой или в цифровой форме). В России уже проводились стендовые испытания отечественных УСВИ, результаты данной работы приведены в [8].

МЕТОДИКА СЕРТИФИКАЦИОННЫХ ИСПЫТАНИЙ УСВИ

Методика сертификационных испытаний УСВИ была разработана в Научно-образовательном центре «Надежность и эффективность РЗА, ПА и телекоммуникаций в интеллектуальной электроэнергетической системе с активно-адаптивными сетями» ФГБОУ ВПО «НИУ МЭИ», имеющему значительный опыт испытаний различных устройств релейной защиты и автоматики.

Основной целью разработанной методики сертификационных испытаний является формализация процесса тестирования УСВИ и определения их характеристик в соответствии с требованиями стандарта IEEE C37.118.1.

Согласно разработанной методике проверяемое УСВИ должно пройти испытания двух видов – в стационарных и в динамических условиях. В рамках испытания каждого вида предусмотрено проведение серии тестов, регламентированных стандартом IEEE C37.118.1. В процессе проведения каждого теста на входы проверяемого устройства подаются испытательные сигналы, соответствующие некоторому режиму, а результатами теста являются целевые характеристики устройства, определенные в процессе тестирования.

Испытание в стационарных условиях представляет собой серию тестов, в процессе которых на входы устройства подаются сигналы, соответствующие заданному стационарному режиму, и определяются целевые характеристики устройства, полученные в этом режиме. Длительность каждого теста в стационарных условиях составляет не менее 5 секунд.

Стационарным режимом считается режим, при котором значения U_m (и/или I_m), f и φ тестового сигнала, а также все другие влияющие значения являются фиксированными и неизменяемыми в течение всего теста в пределах точности измерений. Важно, что для значений частоты, отличных от номинальных, измеренный фазовый угол будет меняться даже при условии, что фаза тестового сигнала остается постоянной. Для проведения испытаний в стационарном режиме, сигналы (напряжение и ток) имеют постоянную амплитуду и частоту.

В процессе каждого теста в стационарных условиях измеряются такие целевые характеристики устройства как TVE – интегральная векторная погрешность (total vector error) и FE – погрешность измерения частоты (frequency error), а также рассчитываются их средние и максимальные значения.

Испытание в динамических условиях представляет собой серию тестов, в процессе которых на входы устройства подаются сигналы, соответствующие заданным динамическим режимам, и определяются целевые характеристики устройства, полученные в этих режимах. Длительность и количество повторов каждого теста в динамических условиях зависит от задаваемого динамического режима.

Динамическим режимом считается режим, при котором, в течение теста, один или несколько параметров тестового сигнала изменяются по заранее известному смоделированному закону. Для определения целевых характеристик устройства методикой предусмотрены следующие динамические режимы:

- отклонение параметров сигналов от номинальных значений;
- линейное изменение частоты входных сигналов;

- ступенчатое изменение параметров сигналов (амплитуды и фазы);
- присутствие в сигнале аperiodической составляющей;
- гармонические и интергармонические искажения формы сигналов;
- модуляция параметров сигналов (амплитуды и фазы);
- одновременная модуляция всех параметров входных сигналов – амплитуды, фазы и частоты.

В процессе каждого теста, для указанных динамических режимов, определяются следующие целевые характеристики устройства:

- TVE, суммарная векторная погрешность (total vector error);
- FE, погрешность измерения частоты (frequency error);
- RFE, погрешность измерения скорости изменения частоты (rate of frequency error);
- время отклика (response time);
- время задержки (delay time);
- перерегулирование (overshoot);
- недорегулирование (undershoot).

Методика расчета всех вышеперечисленных целевых характеристик устройства регламентирована стандартом и основана на сравнении параметров входного (эталонного) сигнала и оценки параметров этого сигнала, полученных от устройства. Например, формула расчета TVE представляет собой:

$$TVE = \sqrt{\frac{(X_r(n) - X_r)^2 + (X_i(n) - X_i)^2}{X_r^2 + X_i^2}} \quad (1)$$

где

n – текущий момент времени

$X_r(n)$ и $X_i(n)$ – измеренные значения, полученные от УСВИ,

X_r и X_i – соответствующие значения эталонного сигнала.

Если частота входного сигнала в точности соответствует номинальной, вектор не будет зависеть от времени и его координаты будут зафиксированы и определены фазой сигнала. Если частота входного сигнала не равна номинальной, вектор будет вращаться в комплексной плоскости. Интегральная векторная погрешность (TVE) является модулем разности между эталонным значением вектора и его оценкой, полученной от УСВИ, представленный в процентах от длины (нормы) эталонного вектора.

Определение таких целевых характеристик УСВИ как время отклика (response time), время задержки (delay time) и перерегулирование (overshoot) делается в соответствии со стандартом и его описании ступенчатого переходного процесса, представленном на Рисунке 1.

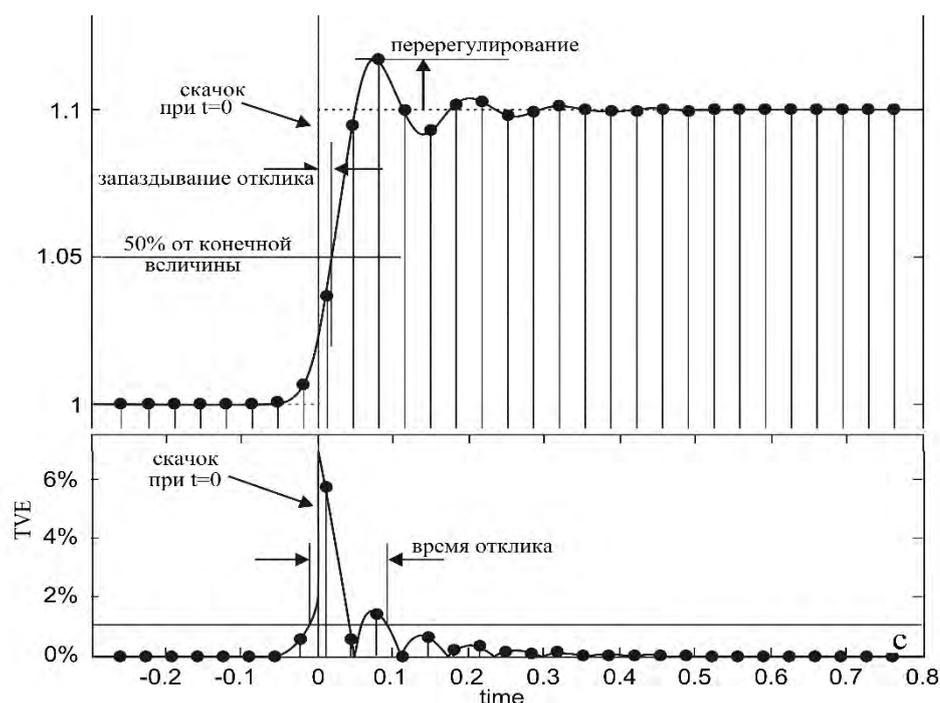


Рис.1. Определение характеристик переходного процесса при ступенчатом изменении одного из параметров входного сигнала согласно стандарту IEEE C37.118.1

Для определения таких характеристик как время отклика (response time) и время задержки (delay time), в соответствии со стандартом, методикой предусматривается проведение нескольких тестов с одним и тем же испытательным режимом ступенчатого изменения параметра. С каждым тестом ступенчатое изменение параметра сдвигается по шкале времени UTC относительно начала секунды (1 PPS) на определенную величину. Количество тестов и величина сдвига по шкале времени определяются требуемой точностью оценки этих целевых характеристик УСВИ.

В результате испытаний, для каждого теста, кроме вышеуказанных целевых характеристик, регламентируемых стандартом, дополнительно определяются погрешности измерения величин напряжения, тока и фазового угла. Точность измерения данных величин отдельно не регламентируется, однако данная информация может быть полезна для эксплуатирующих организаций при организации обмена технологической информацией между субъектами электроэнергетики с диспетчерскими центрами, а также при уточнении и формировании требований к УСВИ со стороны приложений-потребителей (например, верификации расчетных моделей, оценивании состояния и т.д.), так как, как правило, в данных приложениях применяются именно эти данные.

Результаты измерения амплитуды входного сигнала (тока и напряжения) и вычисления TVE, FE, RFE и т.д. по итогам тестов сводятся в таблицы и отображаются графически.

Испытательное оборудование

Поскольку методика разрабатывалась именно с целью проведения стендовых испытаний УСВИ, то одним из вопросов, решаемых в процессе разработки методики, являлся вопрос выбора испытательного оборудования, с помощью которого можно было бы реализовать в полном объеме все испытательные режимы, предусмотренные методикой. Требования стандарта, предъявляемые к УСВИ, в свою очередь определили и требования к испытательному оборудованию.

Одним из требований стандарта является необходимость точной привязки результатов векторных измерений к астрономическому времени. Точность измерения абсолютного угла (положения векторов напряжений и токов) обеспечивается точной синхронизацией внутренних часов УСВИ с ГЛОНАСС (GPS)-приемниками. Стандарт предъявляет достаточно жесткие требования к точности синхронизации. Так, погрешность при синхронизации величиной в 1 мкс приведет к ошибке регистрации угла на $0,018^{\circ}$, погрешность при синхронизации величиной в 31 мкс - к ошибке регистрации угла на $0,57^{\circ}$, что приведет к превышению TVE установленного предела в 1 %. Как уже было сказано выше, TVE вычисляется, как на основе значений, полученных от устройства, так и на основе значений эталонного сигнала, который, в свою очередь, формируется испытательным оборудованием. Следовательно, испытательное оборудование должно формировать сигнал с точной привязкой по фазе к времени UTC. (< 1 мкс).

Другим требованием стандарта является испытание УСВИ в различных режимах, как в стационарных, так и в динамических условиях, что в свою очередь подразумевает формирование на входах испытываемого устройства сигналов различной формы.

При тестировании УСВИ в стационарных условиях используются сигналы, приведенные в Таблице 1.

Таблица 1. Модели тестовых сигналов для тестирования УСВИ в стационарных условиях.

Тип испытаний	Модель сигнала	Примечание
Стационарный режим	$U(t) = U_m \cos(2\pi f t + \varphi)$ $I(t) = I_m \cos(2\pi f t + \varphi)$	U_m, I_m – амплитуда напряжения и тока φ – фазовый угол f – частота

При тестировании УСВИ в стационарных условиях, методикой предусмотрено проведение серии тестов с сигналами из Таблицы 1, и с разными значениями U_m, I_m и f .

При тестировании УСВИ в динамических условиях используются сигналы, приведенные в Таблице 2.

Таблица 2. Модели тестовых сигналов для тестирования УСВИ в динамических условиях.

**Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем
01 – 05 июня 2015 г., Сочи**

Тип испытаний		Модель сигнала	Примечание
Переходный режим	Модуляция сигнала	$x(t) = X_m [1 + k_x \cos(2\pi f_m t)] \cdot \cos [2\pi f_0 t + k_a \cos(2\pi f_m t - \pi)]$	k_x, k_a : коэффициенты модуляции амплитуды, фазы f_m : частота модуляции
	Скачкообразное изменение параметров	$x(t) = X_m [1 + k_x \mathbf{1}(t)] \cdot \cos [2\pi f_0 t + k_a \mathbf{1}(t)]$	$\mathbf{1}(t)$: функция единичного скачка k_x, k_a : коэффициент шага амплитуды и фазы
	Линейное изменение частоты	$x(t) = X_m \cos(2\pi f_0 t + \pi d t^2 + \varphi)$	f_0 : номинальная частота df : скорость изменения частоты

Диапазоны изменения параметров, в которых производится оценка целевых характеристик УСВИ, а также шаг изменения параметров, определены в сценариях для каждого теста.

В результате проведенного анализа технических характеристик различного испытательного оборудования, представленного на рынке и удовлетворяющего данным требованиям, был выбран программно-аппаратный комплекс RTDS (Real Time Digital Simulator) [9].

Преимуществом проведения испытаний именно на модели RTDS заключается в возможности повторять тесты с одинаковыми исходными параметрами неограниченное количество раз, фиксировать и (или) задавать параметры тестовых сигналов. RTDS – это полностью цифровой симулятор энергосистемы, способный работать в режиме реального времени. Он выполняет моделирование электромагнитных и электромеханических переходных процессов (обычный временной шаг при моделировании – 50 мкс), используя сочетание специального аппаратного и программного обеспечения. Специализированная операционная система и аппаратная база симулятора RTDS гарантирует режим жесткого реального времени при моделировании. Симулятор предназначен для изучения стационарных режимов, электромагнитных и электромеханических переходных процессов в электроэнергетической системе (ЭС) в реальном масштабе времени. Через устройства ввода-вывода к RTDS подключается различное внешнее оборудование.

Дополнительно были проведены исследования статистических характеристик выходных усилителей RTDS, в результате которых выяснено, что после прогрева отсутствует тренд усилителей напряжения, среднеквадратическое отклонение установленного значения меньше 0.01 %. Измерения проводились цифровым мультиметром Tektronix DMM 4050, имеющим базовую погрешность 0,0024%.

Результаты последующих тестовых испытаний УСВИ на основе методики подтвердили обоснованность решения о выборе ПАК RTDS в качестве испытательного оборудования.

ПРОВЕДЕНИЕ ИСПЫТАНИЙ

Порядок проведения испытаний

Для проведения испытаний, согласно разработанной методики, собирается стенд по схеме, изображенной на Рисунке 2.

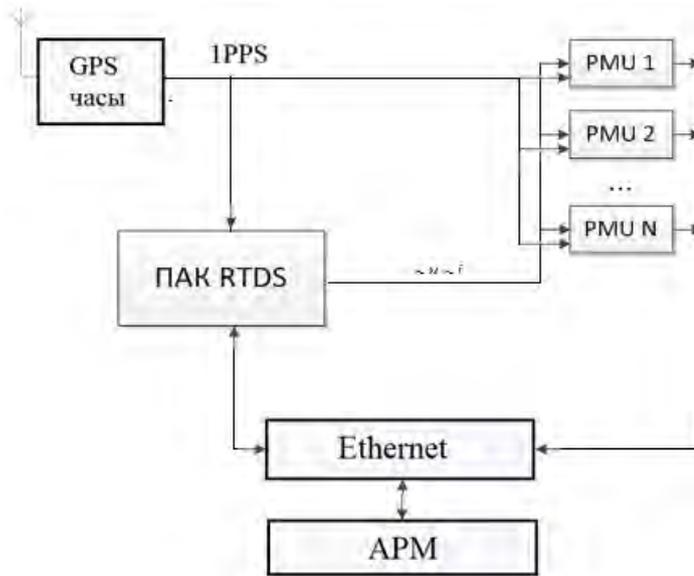


Рис.2. Схема стенда для проведения испытаний УСВИ

Тестовая схема для проведения испытаний УСВИ должна соответствовать схеме, изображенной на Рисунке 2, и включать в себя:

- ПАК RTDS (формирователь эталонных сигналов) ;
- источник (и) единого времени;
- автоматизированное рабочее место (АРМ) технолога;
- тестируемые векторные измерительные преобразователи.

В процессе проведения тестов параметры входных сигналов варьируются в каждом тесте, в соответствии с описанными сценариями.

Описание тестов и параметры сигналов приведены в разделе 1.6 [1]. Критерием удовлетворения характеристик УСВИ требованиям методики является вхождение значений TVE, FE, RFE в указанные диапазоны во всех соответствующих тестах.

После проведения тестов данные со всех устройств собираются, обрабатываются и представляются в графическом виде.

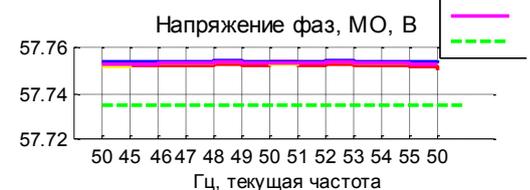
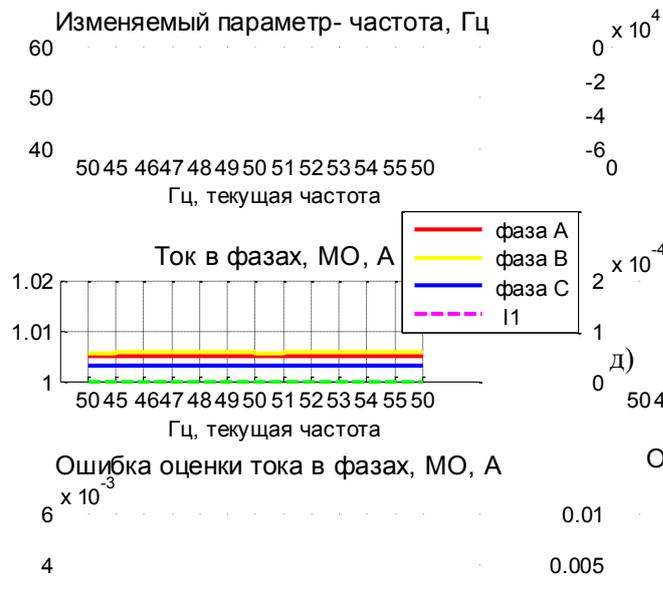
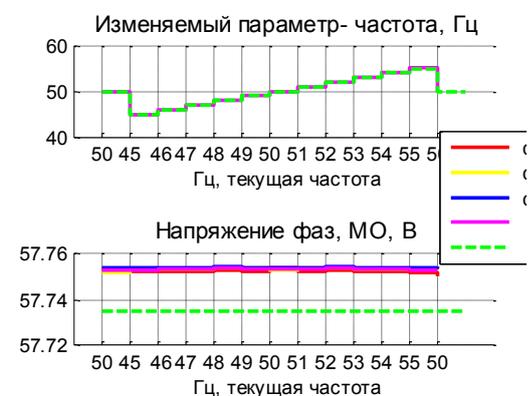
Обработка данных

Для иллюстрации обработки данных тестирования и представления результатов рассматривается опыт изменения частоты входного сигнала, как наиболее сложного для оценивания параметра. В Таблице 3 дан перечень основных числовых показателей, характеризующих точность измерения параметров вектора.

Таблица 3. Результаты тестирования УСВИ при изменении частоты входного сигнала

Вариация, Гц (для классов М и Р)	Прямая		
	TVE (%)		погреш U (%)
	макс.	сред.	макс.

Таблица 3 заполняется при статическом изменении частоты эталонного сигнала. Полностью заполненная таблица передается разработчикам аппаратуры для обработки данных.



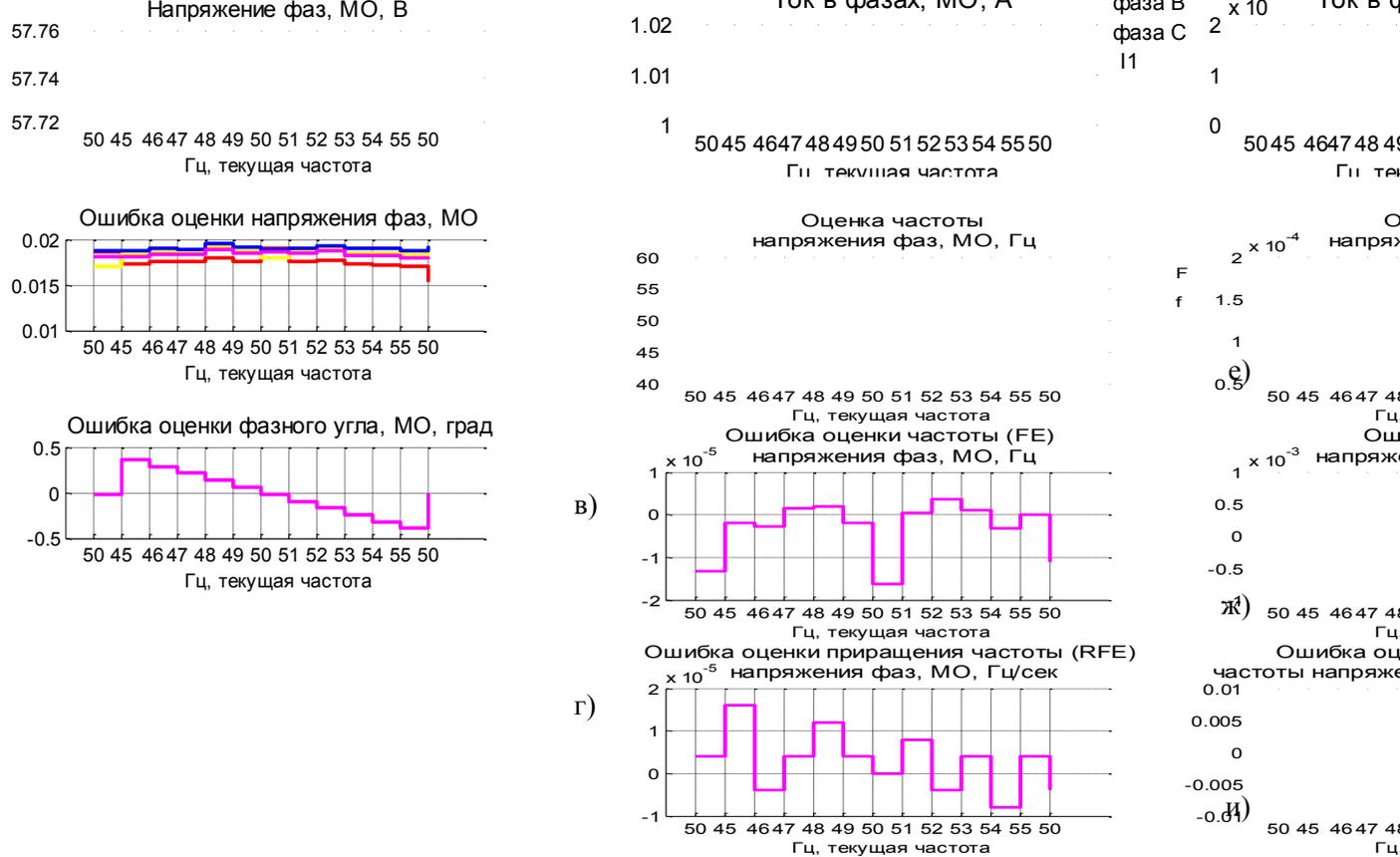


Рис.3. Представление результатов статистической обработки оценок параметров векторов

Рисунки 3,а) – 3,е) отражают точность оценивания отдельных составляющих вектора. МО – математическое ожидание случайного процесса.

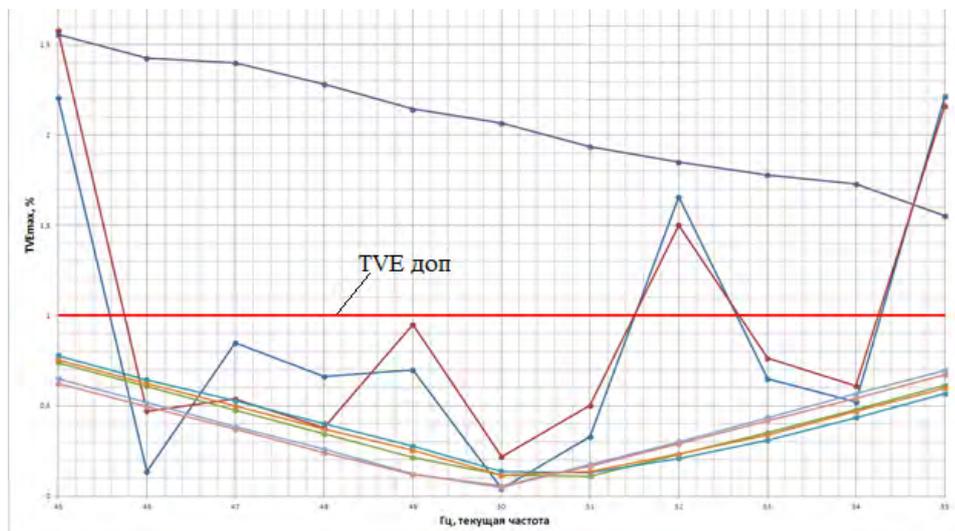


Рис.4. Сопоставление результатов тестирования разных УСВИ

На Рисунке 4 показаны рассчитанные значения интегральной векторной погрешности в опыте изменения частоты, полученные в ходе проведения тестовых испытаний 8-ми УСВИ. Видно, что один УСВИ ни при каком значении частоты не удовлетворяет по точности требованиям стандарта. Еще два УСВИ обеспечивают нужную точность не во всем диапазоне заданных частот. Остальные пять устройств полностью удовлетворяют в данном опыте требованиям стандарта. Алгоритмы трех УСВИ требуют доработки.

Все погрешности вычисляются в соответствии с рекомендациями стандарта, в котором отмечается необходимость вычисления погрешностей УСВИ после окончания переходных процессов во входных измерительных преобразователях самих устройств, даже при тестировании УСВИ в опытах переходных режимов, определенных в стандарте.

На Рисунке 5 представлены варианты полученных оценок временных характеристик УСВИ в серии тестов со ступенчатым изменением одного из параметров.

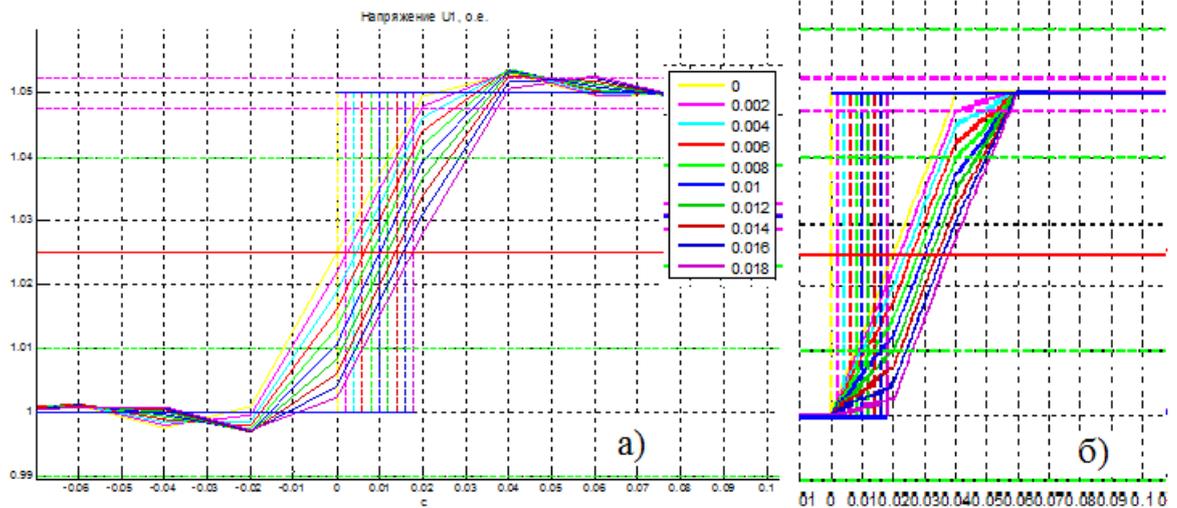


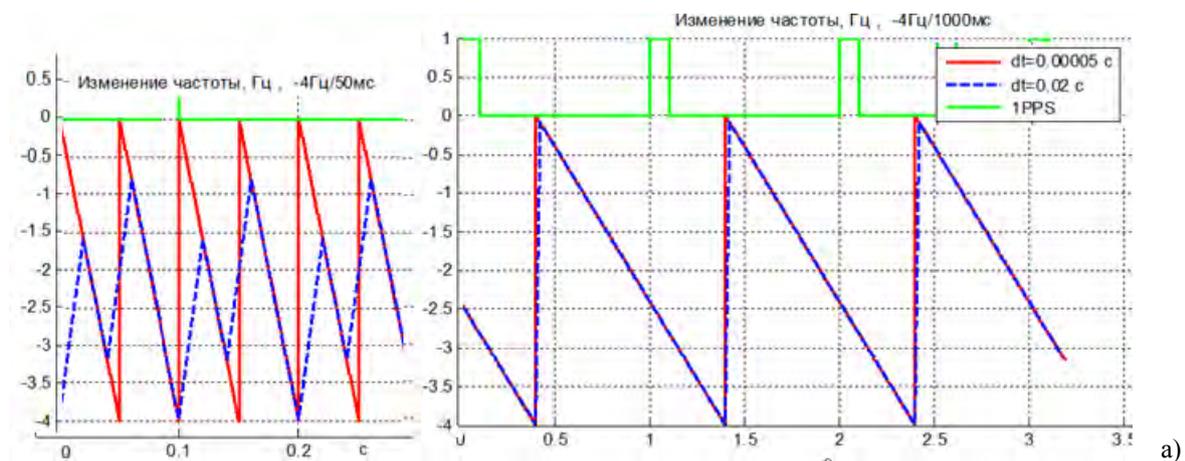
Рис.5. Оценка временных характеристик УСВИ по результатам серии тестов со ступенчатым изменением параметров, сдвинутым на 0.002 с

На Рисунке 5 а) наблюдается чрезмерное перерегулирование (больше 5% от скачка) и появление отклика существенно раньше момента, определенного на Рис. 1. В оценках на Рис.5 б) отсутствует перерегулирование, но заметно большое запаздывание отклика, что может быть связано с синхронизацией окна обработки.

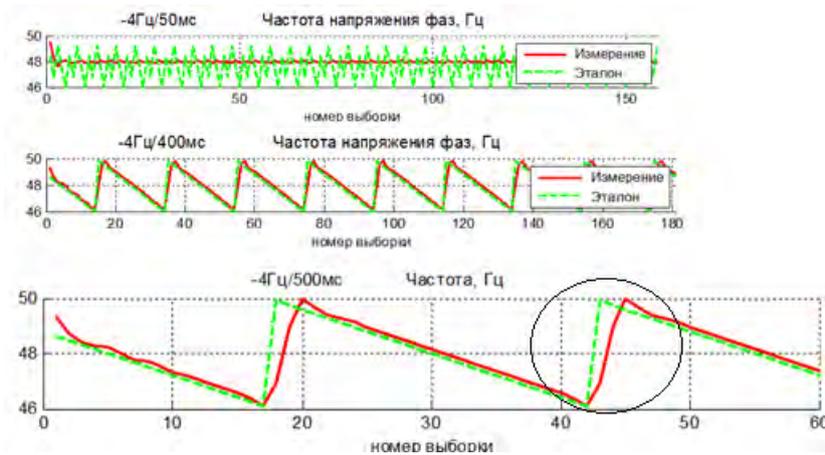
Дополнительные опыты

Использование ПАК RTDS в качестве испытательного оборудования, позволило провести ряд дополнительных тестов, которые позволили оценить целевые характеристики испытуемых УСВИ в режимах, не регламентированных стандартом.

Для применения УСВИ в перспективных системах управления и защиты (WACS и WAPS) в качестве измерительного органа, они должны обеспечивать точность измерений в ходе переходных процессов, соответствующих процессам в электроэнергетических системах. Проведены опыты, имитирующие лавину частоты и короткое замыкание.



Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем
01 – 05 июня 2015 г., Сочи



б)

Рис.6. Моделирование лавины частоты и ее оценка.

RTDS формирует пилообразное изменение частоты в диапазоне от 50 до 46 Гц с разной скоростью изменения (рис.6.а – красные линии), синей пунктирной линией показано эталонное значение этого изменения при интервале 0.02 с. В опыте рассматривается диапазон скорости изменения частоты от $-4\text{Гц}/50\text{мс}$ до $-4\text{Гц}/1000\text{мс}$.

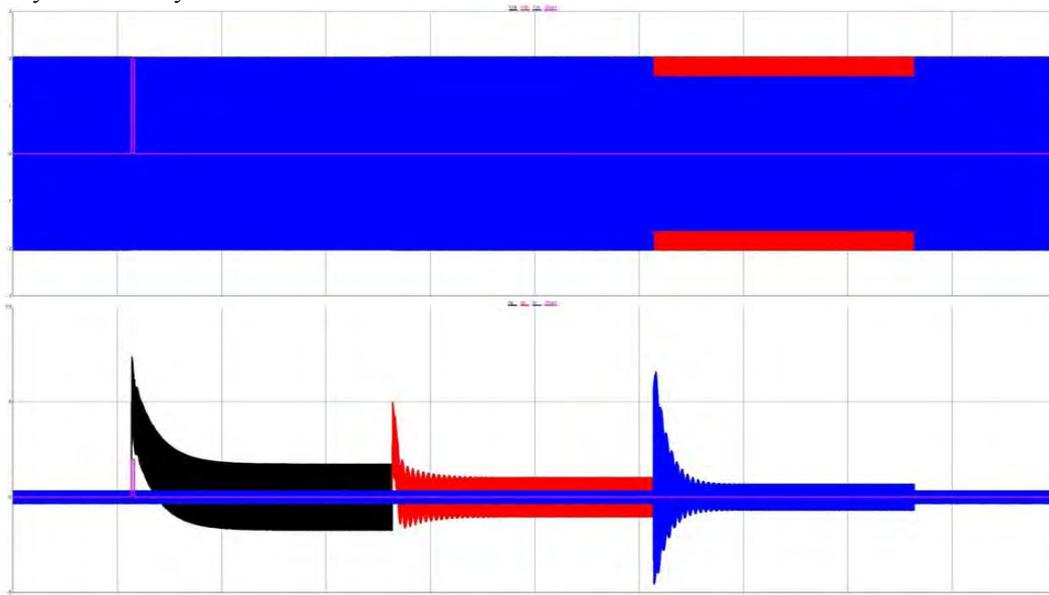
Достаточно точная оценка частоты (т.е. повторяемость пилообразного изменения) видна уже к скорости изменения частоты $-4\text{Гц}/400\text{мс}$ (рис.6.б). В этом опыте все тестируемые УСВИ имеют близкие характеристики. Основная погрешность наблюдается в начальный момент изменения, что важно для использования в РЗ. Следовательно, для применения УСВИ в системах управления и защиты погрешность должна вычисляться с момента возникновения возмущения.

Еще одним дополнительным опытом было изучение целевых характеристик УСВИ в режиме короткого замыкания (КЗ). При коротком замыкании, кроме сигнала промышленной частоты, наблюдается аperiodическая составляющая и затухающая синусоидальная составляющая с частотой, зависящей от сети.

Поэтому простейшая модель КЗ задается в виде однофазного КЗ, поочередно в течение 10 с. появляющегося в разных фазах, для этого:

- в выбранной фазе увеличивается ток промышленной частоты;
- в этой фазе напряжение уменьшается скачком;
- добавляется аperiodическая составляющая;
- добавляется затухающая синусоидальная составляющая с частотой, близкой к 100 Гц;
- постоянная времени затухающих процессов 0.02 – 1 с.

Примерный вид сигналов на выходе усилителей RTDS в опыте на КЗ показан на Рисунке 7, а соответствующие им оценки действующих значений напряжений и токов фаз, полученные от устройств, на Рисунке 8 и Рисунке 9.



а)

б)

Рис.7. Модель короткого замыкания, а) – сигналы на выходе трансформаторов напряжения, б) сигналы на выходе трансформаторов тока

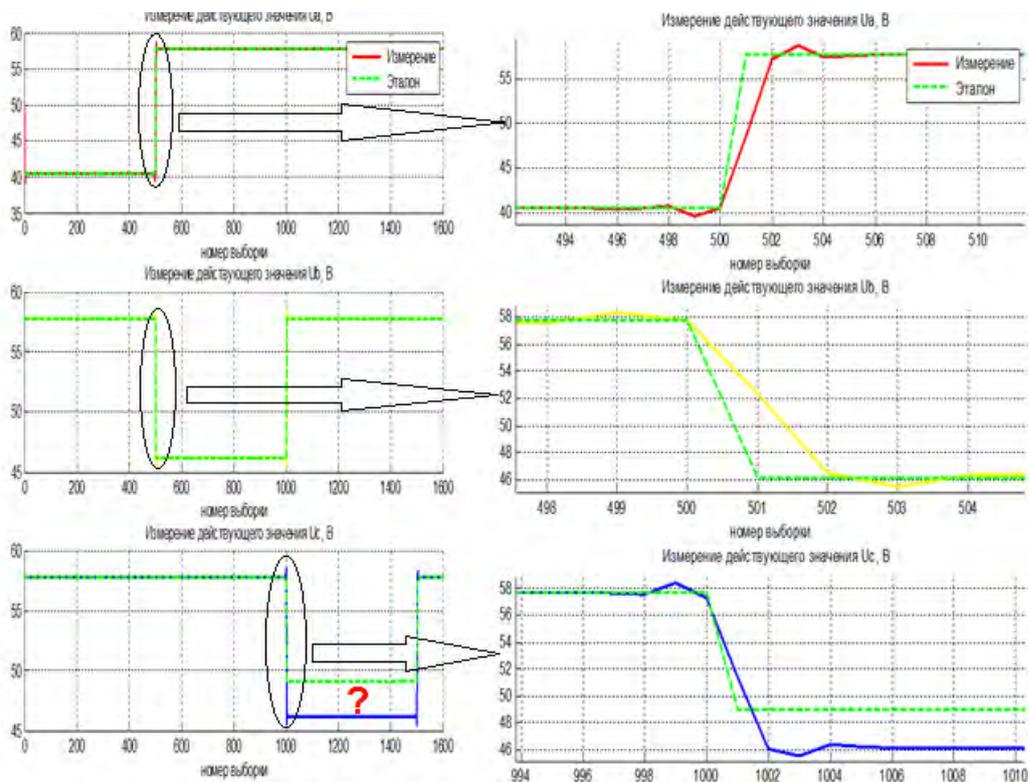


Рис.8. Оценка действующих значений напряжений фаз

В оценках действующих значений напряжений фаз А и В наблюдаются: задержка оценок и перерегулирование в пределах допустимых значений, а фаза С имеет к тому же недопустимую ошибку установившегося значения.

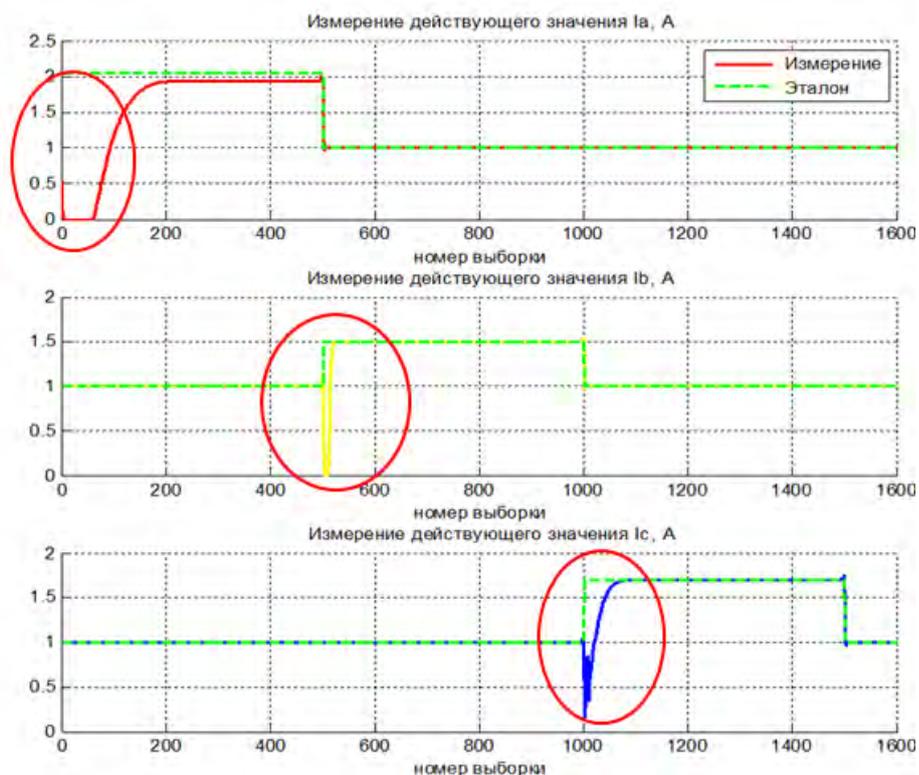


Рис.9. Оценка действующих значений токов фаз

Во всех фазах тока наблюдаются провалы в вычислениях. При сопоставлении с видом входных сигналов можно определить, что длительность и глубина провалов зависит от соотношения апериодической составляющей и синусоидального сигнала промышленной частоты.

Как показали проведенные испытания, ни один из испытуемых УСВИ не прошел данный тест.

АНАЛИЗ ПРОЦЕССА И РЕЗУЛЬТАТОВ ИСПЫТАНИЙ

В процессе проведения испытаний вскрылись некоторые недоработки как технического, так и организационного характера, которые необходимо устранить в процессе усовершенствования методики. К числу таких недоработок можно отнести:

1. Отсутствие единого источника точного времени. В процессе испытаний выяснилось, что у каждого производителя УСВИ свой источник синхронизации точного времени, своя антенна и ее тип, разная длина кабеля для подключения к антенне. Все это в комплексе вносит разную погрешность измерения синхрофазоров, но не является основной характеристикой тестируемого УСВИ.

2. Разное расположение испытуемых приборов, расстояние, наведенные помехи, что также не является основной характеристикой тестируемого УСВИ.

3. Способ предоставления информации на обработку. Согласно методике, в процессе испытаний устройства сохраняли данные у себя, а затем по окончании всех тестов передавали данные на обработку в Excel-файлах. Ошибки записи в массивы вызывают неточность синхронизации эталонных сигналов с оценками параметров вектора.

4. Длительность обработки, ожидания результатов испытаний. Статистическая обработка результатов испытаний заняла очень много времени (около двух месяцев) в связи с огромным объемом обрабатываемой информацией и отсутствием автоматизации этого процесса.

Последующий анализ показал, что недоработки п.п.1,2 устраняются при организации испытаний, а устранение недоработок п.п.3,4 вызывают необходимость разработки анализатора векторных измерений (АВИ) и включение его в состав испытательного оборудования. Требования к функциям АВИ сформировались в результате анализа проведенных испытаний и с учетом перспективы усовершенствования методики.

Функции АВИ:

1. Автоматический сбор синхронизированных векторных измерений с УСВИ, RTDS и MU (Merging Unit) в режиме реального времени (on-line) (в аналоговом и цифровом виде);
2. Обработка и архивирование значений синхронизированных векторных измерений;
3. Расчет целевых характеристик УСВИ в соответствии со стандартом IEEE C37.118.1;
4. Хранение собранной информации в базе данных в виде циклического (кольцевого) и аварийного (по заданным критериям) архивов;
5. Визуализация данных;
6. Измерение дополнительных целевых характеристик УСВИ (например, время задержки отправки данных).

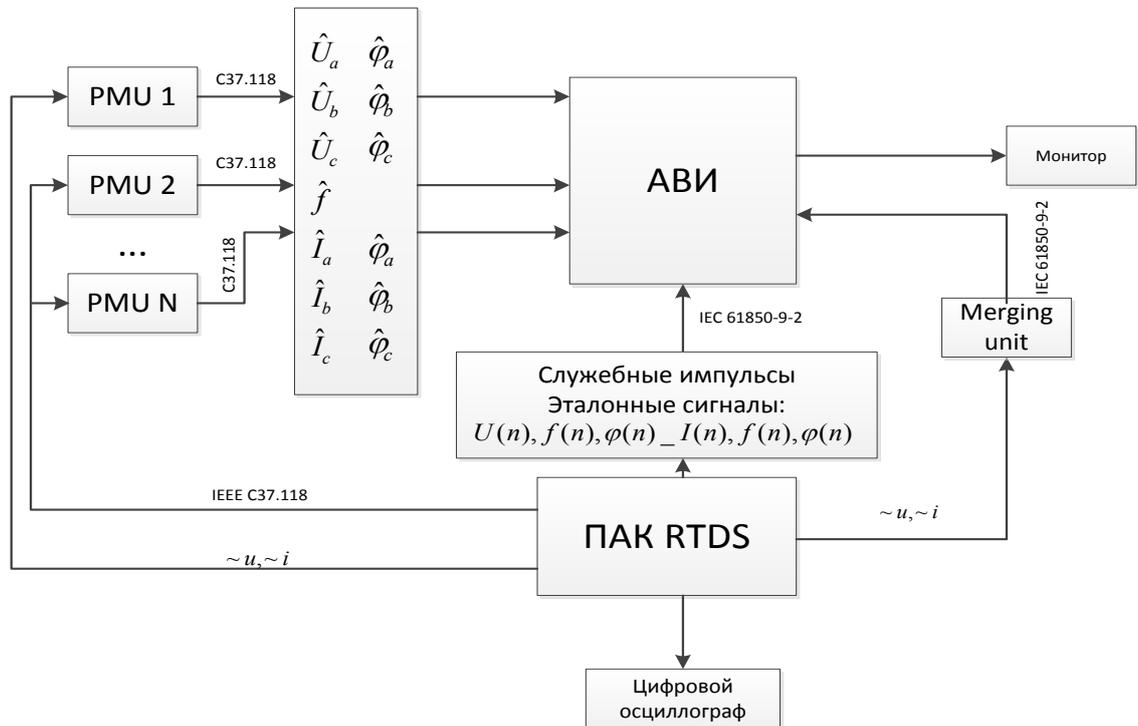


Рис.10. АВИ в составе испытательного стенда

В настоящее время АВИ разрабатывается силами ФГБОУ ВПО «НИУ МЭИ» и ООО «Прософт-Системы», а существующая методика дорабатывается с учетом возможностей АВИ. На Рисунке 10 приведена схема усовершенствованного испытательного стенда, содержащего в своем составе АВИ.

Дальнейшее развитие и совершенствование методики сертификации УСВИ видится в приближении тестов к реальным условиям работы:

- Ко всем сигналам основной части методики добавляется шум, параметры которого подобны параметрам шума в реальном напряжении.
- Имитация сигналов КЗ, сумма сигнала промышленной частоты, аperiodической составляющей и затухающей синусоиды с частотой 150 Гц, с добавлением шума п.1.
- В дальнейшем предполагается использовать экспоненциальное изменение частоты.
- То же, но использование моделей ЭЭС, КЗ в разных точках, подключение разных УСВИ в одну точку, сравнение.
- Определение синхронизированного вектора на реальных энергетических объектах.

ВЫВОДЫ

Методика сертификационных испытаний устройств синхронизированных векторных измерений разработана и апробирована в тесном контакте с производителями УСВИ и соответствует требованиям стандарта IEEE C37.118.1.

Проведение тестовых испытаний на основе Методики позволили определить характеристики УСВИ в стационарных режимах и при динамических изменениях различных параметров входных сигналов. Отработана технология испытания в самых разных режимах, в том числе и реальных.

Методика позволяет производить проверку УСВИ нового поколения для их использования при выполнении специализированных задач мониторинга и управления.

Выявлена необходимость доработки методики в части уточнения требований к точности УСВИ в переходных режимах, а также целесообразность введение различных видов сертификационных результатов.

Результаты испытаний УСВИ различных производителей и выводы о соответствии характеристик УСВИ требованиям методики должны способствовать:

-уточнению требований к точности измерения параметров электроэнергетического режима УСВИ со стороны эксплуатирующих организаций (ОАО «СО ЭЭС», ОАО «ФСК ЭЭС», генерирующих организаций и др.) в зависимости от приложений, применяющих данные синхронизированных векторных измерений;

**Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем
01 – 05 июня 2015 г., Сочи**

-дальнейшему техническому совершенствованию программно-аппаратной базы УСВИ производителями устройств и обеспечению их применения в качестве технических средств для WAMPACS.

-данная методика должна стать приложением разрабатываемого ОАО «СО ЕЭС» стандарта «Требования к системе векторной регистрации в ЕЭС».

ЛИТЕРАТУРА

- [1] IEEE Std C37.118.1-2011. IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems.
- [2] Evaluation of PMU Performance During Transients M. Balabin, K. Görner, Y. Li, Student Member, IEEE, I. Naumkin and C. Rehtanz Senior Member, IEEE
- [3] Yi Hu; Novosel, D., "Progresses in PMU testing and calibration," Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2008. DRPT 2008. Third International Conference on , vol., no., pp.150-155, 6-9 April 2008
- [4] Phadke, A. G.; Kasztenny, B. "Synchronized Phasor and Frequency Measurement Under Transient Conditions". IEEE Transactions on Power Delivery. 2009.
- [5] "PMU System Testing and Calibration Guide". North American Synchrophasor Initiative (NASPI), Performance and Standart Task team. 2007.
- [6] Y. Hu and D. Novosel, "Progresses in PMU testing and calibration," 2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, Vols 1-6, pp. 150-155, 2008.
- [7] A. G. Phadke and B. Kasztenny, "Synchronized Phasor and Frequency Measurement Under Transient Conditions," IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 24, pp. 89-95, Jan 2009.
- [8] А.В.Мокеев, В.Н.Бовыкин, А.В.Миклашевич, Д.Н.Ульянов «Устройства синхронизированных векторных измерений с поддержкой стандартов IEEE C37.118 и IEC 61850» / Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем - 2013 // Сб. мат. межд. науч.-техн. конф. Екатеринбург, 2013.
- [9] Real Time Digital Simulation for the Power Industry. RTDS Technologies Inc. Winnipeg, Manitoba, Canada. Available: http://www.rtds.com/RTDS_Corporate_Profile.pdf



С.5.2-3. Расширение функциональных возможностей УСВИ

Мокеев А.В.*, Бовыкин В.Н., Миклашевич А.В., Ульянов Д.А.

*Северный (Арктический) федеральный университет,

ЗАО "Инженерный центр "Энергосервис",

Россия

v.bovykin@ens.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

устройства синхронизированных векторных измерений, интеллектуальные электронные устройства, системы мониторинга переходных процессов

1 ВВЕДЕНИЕ

Применение технологии синхронизированных векторных измерений в последние годы стало популярным не только в системах мониторинга переходных режимов, но и в автоматизированных системах технологического управления, в устройствах релейной защиты и автоматики [1-4].

Преимущества устройств синхронизированных векторных измерений (УСВИ) связаны с измерением синхрофазоров тока и напряжения, на основе которых может быть произведен расчет параметров режима энергосистемы по основной гармонике, а также восстановление мгновенных значений составляющих токов и напряжений промышленной частоты. Для расширения функциональных возможностей УСВИ наряду с синхрофазорами предлагается измерять псевдосинхрофазоры для расчета параметров режима энергосистемы с учетом высших гармоник [5].

При использовании технологии векторных измерений в устройствах релейной защиты и автоматики требуется существенная переработка требований по качеству обработки сигналов, прежде всего связанных с ужесточением требований по быстродействию с одновременным снижением требований по точности измерений, обеспечению достоверности измерений синхрофазоров в условиях интенсивных электромагнитных и электромеханических переходных процессов, существенное расширения диапазонов измерений по току и напряжению.

Для современных интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ) важно обеспечить не только быстрые синхронизированные измерения, но и быстрые коммуникации. Поэтому в настоящее время представляют повышенный интерес ИЭУ, сочетающие преимущества технологий цифровой подстанции на базе стандартов МЭК 61850 и технологии векторных измерений.

В докладе рассматриваются вопросы совершенствования различных автоматизированных систем (СМРР, АСУ ТП, АСДУ), систем релейной защиты и автоматики за счет применения ИЭУ с расширенными функциональными возможностями, в том числе интеллектуальных электронных устройств с поддержкой технологий векторных измерений и цифровой подстанции.

2 СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ

2.1 Основные тенденции

Совершенствование автоматизированных технологического управления (СМПР, АСУ ТП, АСДУ) связано не только с массовым внедрением УСВИ, но и с расширением функциональных возможностей устройств синхронизированных векторных измерений.

С другой стороны, наряду с УСВИ векторные измерения стали широко применяться и в других интеллектуальных электронных устройствах, прежде всего в устройствах РЗА. Например, в новом поколении защит Siprotec 5 фирмы Siemens реализован отдельный модуль PMU (Phasor Measurement Unit). А у одного из мировых лидеров по продвижению устройств векторных измерений американской фирмы SEL измерения синхрофазоров производятся не только в УСВИ, но и в многофункциональных измерительных преобразователях телемеханики, устройствах РЗА и даже в измерительных устройствах (счетчики электроэнергии, приборы измерения качества электроэнергии) [2].

В связи с расширением областей применения ИЭУ с поддержкой синхронизированных векторных измерений в ряде случаев необходимо повышение достоверности измерений в условиях не только электромеханических, но и электромагнитных переходных процессов. При электромагнитных переходных процессах многие обычные УСВИ обладают большими погрешностями измерений, особенно при измерении мгновенной частоты в начальной стадии развития электромагнитного переходного процесса. Поэтому в ИЭУ необходимо предпринимать меры по повышению достоверности измерений. Один из возможных способов – использование в устройстве частотных фильтров с зеркально противоположными асимметричными импульсными характеристиками [5].

Расширение возможностей ИЭУ может быть осуществлено благодаря дополнительным измерениям, поддержке различных протоколов обмена и увеличению скорости передачи данных, реализации более эффективных алгоритмов обработки сигналов.

Наряду с синхрофазорами фазных токов и напряжений, которые позволяют вычислять в концентраторе векторных измерений PDC параметры режима электрической сети по основной гармонике, предлагается в УСВИ выполнять измерения псевдо-синхрофазоров (эквивалентных комплексных амплитуд), обеспечивающих вычисление в PDC параметров режима электрической сети с учетом влияния высших гармоник. Дополнительно в ряде случаев в УСВИ целесообразно выполнять измерения синхрофазоров некоторых гармоник.

Для современных УСВИ важна поддержка не только специализированного протокола обмена согласно IEEE C37.118.2, но и протоколов обмена, позволяющих выполнить интеграцию УСВИ в автоматизированные системы технологического управления, в частности протоколов МЭК 60870-5-101/104 и МЭК 61850.

Повышение скорости передачи данных от УСВИ к PDC позволит повысить достоверность измерений, эффективнее использовать данные векторных измерений в АСУ ТП подстанций, в устройствах централизованного регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности, для целей противоаварийной автоматики.

Следует однако отметить, что не следует при этом стремиться к передаче всех измеренных значений параметров. Часть измеряемых параметров должно обрабатываться непосредственно в самом УСВИ для повышения достоверности измерений, формирования архивов и отчетов по контролируемым параметрам. В устройстве синхронизированных векторных измерений ЭНИП-2-PMU передает в PDC в лучшем случае только 1/20 измерений синхрофазоров (при максимальной скорости передачи данных 100 раз/сек) [6]. Безусловно, что для совершенствования СМПР целесообразно использовать оставшиеся 19/20 измерений.

2.2 Дополнительные измерения

Одно из преимуществ синхронизированных векторных измерений связано с тем, что на основе использования комплексных амплитуд (или синхрофазоров) напряжения и тока в PDC различного уровня могут быть вычислены параметры режима для контролируемого присоединения (п.1, табл.1). Другим преимуществом векторных измерений является определение параметров режима сети или параметров самой сети по результатам векторных измерений нескольких устройств [3,4].

№	Наименование	Параметры УСВИ	Дорасчет в PDC
1	Комплексные амплитуды (или синхрофазоры) напряжения и тока, мгновенная частота и скорость ее изменения	$\dot{U}_a, \dot{U}_b, \dot{U}_c,$ $\dot{I}_a, \dot{I}_b, \dot{I}_c,$ $f_a, df_a / dt$	$\dot{U}_1, \dot{U}_2, \dot{U}_0, \dot{I}_1, \dot{I}_2, \dot{I}_0,$ $P_a, P_b, P_c, P, P_1, P_2, P_0,$ $Q_a, Q_b, Q_c, Q, Q_1, Q_2, Q_0,$ $S_a, S_b, S_c, S, S_1, S_2, S_0$ Дополнительно: коэффициенты несимметрии токов, напряжений, мощности и т.д.
2	Эквивалентные комплексные амплитуды (или псевдосинхрофазоры)	$\dot{U}_{ar}, \dot{U}_{br}, \dot{U}_{cr},$ $\dot{I}_{ar}, \dot{I}_{br}, \dot{I}_{cr}$	$P_{ar}, P_{br}, P_{cr}, P_r,$ $Q_{ar}, Q_{br}, Q_{cr}, Q_r,$ $S_{ar}, S_{br}, S_{cr}, S_r, S_{ar}, S_{br}, S_{cr}, S_r$
3	Дополнительные параметры	-	Коэффициенты искажения синусоидальности кривой напряжения и тока, коэффициент гармонических искажений, мощность искажения и т.д.

Табл. 1: параметры, рассчитываемые на основе комплексных амплитуд (или синхрофазоров)

С целью расширения функциональных возможностей ИЭУ предлагается выполнять измерения псевдо-синхрофазоров (или эквивалентных комплексных амплитуд с учетом влияния высших гармоник). В ряде случаев в УСВИ целесообразно выполнять измерения синхрофазоров для нулевой и ряда высших гармоник с формированием специальных отчетов и/или выполнять спорадическую передачу синхрофазоров гармоник.

Перед тем, как перейти к дополнительным измерениям, рассмотрим основные определения, связанные с синхрофазором. Модель входного сигнала, соответствующего напряжению фазы a согласно IEEE C37.118.1

$$u_a(t) = U_{ma}(t) \cos(\omega_0 t + \varphi_a(t)) = \operatorname{Re}(\dot{U}_a(t) e^{j\omega_0 t}).$$

Амплитуда $U_{ma}(t)$ и начальная фаза $\varphi_a(t)$ входного сигнала в общем случае являются функциями времени.

Мгновенная частота определяется как производная от полной фазы или представляется в виде двух слагаемых: постоянной составляющей ω_0 (номинальная частота) и переменной составляющей, являющейся производной от начальной фазы $\varphi(t)$

$$\omega_1(t) = \omega_0 + \frac{d\varphi_a(t)}{dt}.$$

Синхрофазор $\dot{U}_a(t)$ связан с комплексной амплитудой $\dot{U}_a(t) = U_{ma}(t) e^{-j\varphi_a(t)}$ напряжения следующим образом

$$\dot{U}_a(t) = \frac{1}{\sqrt{2}} \dot{U}_a(t) e^{j(\omega_1(t) - \omega_0)t}.$$

Синхрофазор $\dot{U}_a(t)$ при номинальном значении частоты совпадает с точностью до 0,7071 с комплексной амплитудой $\dot{U}_a(t)$ входного сигнала. При частоте сети отличной от номинальной, в синхрофазоре $\dot{U}_a(t)$ появляется дополнительная компонента, зависящая от разности частот. Это приводит к тому, что даже при постоянной начальной фазы сигнала и при постоянной частоте сети, отличной от номинальной, оценка (измерение) начальной фазы в УСВИ, будет зависеть от времени. При переходе от синхрофазора к комплексной амплитуде этот недостаток устраняется. Такая возможность опционально реализована в ЭНИП-2-PMU и концентраторе векторных измерений ES-PDC [6].

Эквивалентную комплексную амплитуду напряжения фазы a “привязываем” по фазе к комплексной амплитуде напряжения фазы a

$$\dot{U}_{ar}(t) = \sqrt{2} U_a(t) e^{j\varphi_a(t)},$$

где $U_a(t)$ - действующее значение напряжения фазы a .

Эквивалентная комплексная амплитуда тока фазы a

$$\dot{I}_{ar}(t) = \sqrt{2}I_a(t)e^{j(\varphi_a(t) - \phi_{ar}(t))},$$

где $I_a(t)$ - действующее тока фазы a , $\phi_{ar}(t) = \arg(P_{ar} + jQ_{ar})$.

Измерение действующих значений напряжения и тока с требуемой точностью с учетом влияния высших гармоник не вызывает сложностей. Для точного же вычисления эквивалентного угла $\varphi_{ar}(t)$ важно как можно точно определить реактивную мощность для несинусоидального тока Q_{ar} .

В работе [7] предложено использование цифровых преобразователей Гильберта для определения реактивной мощности. В связи с этим следует отметить, что на основе составляющих аналитического сигнала, основанного на преобразовании Гильберта, определение реактивной мощности корректно только для узкополосных процессов, к которым несинусоидальные токи и напряжения отнесены быть не могут. Применение указанного преобразования для периодических сигналов допустимо лишь при очень малом уровне высших гармоник. В ЭНИП-2 используется дополнительная обработка сигнала, обеспечивающая требуемую точность обработки сигналов при любом реально встречающемся на практике уровне высших гармоник [6]. Использование аналогичных алгоритмов сигналов в УСВИ позволит реализовать измерение эквивалентных комплексных амплитуд, что существенно расширяет функциональные возможности устройств синхронизированных векторных измерений.

Эквивалентные комплексные амплитуды напряжений и токов фаз b и c

$$\begin{aligned}\dot{U}_{br}(t) &= \sqrt{2}U_b(t)e^{j(\varphi_a(t) - \vartheta_b(t))}, \quad \dot{U}_{cr}(t) = \sqrt{2}U_c(t)e^{j(\varphi_a(t) - \vartheta_c(t))}, \\ \dot{I}_{br}(t) &= \sqrt{2}I_b(t)e^{j(\varphi_a(t) - \phi_{ar}(t) - \vartheta_b(t))}, \quad \dot{I}_{cr}(t) = \sqrt{2}I_c(t)e^{j(\varphi_a(t) - \phi_{ar}(t) - \vartheta_c(t))}.\end{aligned}$$

Углы $\vartheta_b(t)$ и $\vartheta_c(t)$ вычисляются с помощью алгоритмов, аналогичных алгоритмам вычисления углов $\phi_{br}(t)$ и $\phi_{cr}(t)$, только вместо мгновенных значений токов $i_b(t)$ и $i_c(t)$ используются мгновенные значения напряжений $u_b(t)$ и $u_c(t)$.

Измерения в ИЭУ эквивалентных комплексных амплитуд (или псевдо-синхрофазоров) обеспечит вычисление в PDC или в любом другом устройстве параметров режима электрической сети с учетом влияния высших гармоник (п.2 и п.3 табл.1).

2.3 Совершенствование автоматизированных систем

Совершенствование систем мониторинга переходных режимов напрямую связано с расширением функциональных возможностей УСВИ и улучшением их метрологических и динамических характеристик. За счет реализации более эффективных алгоритмов обработки сигнала можно обеспечить повышение точности и быстродействия УСВИ, повысить достоверность измерений синхрофазоров.

Одной из наиболее привлекательных областей применения УСВИ являются автоматизированные системы технологического управления [1,2,8]. УСВИ при расширении их функциональных возможностей способны значительно "потеснить" многофункциональные измерительные преобразователи телемеханики. Ряд российских компаний готовы к массовому серийному производству УСВИ при условии снижения требований по точности измерений в нижних диапазонах измерений тока и напряжения. Метрологические характеристики таких устройств должны соответствовать характеристикам измерительных трансформаторов тока класса точности 0,2S или 0,5S и трансформаторов напряжения классов точности 0,2 или 0,5 [9]. При условии снижения требований к точности измерений синхрофазоров при малых токах и напряжениях создадутся условия для массового замещения многофункциональных измерительных преобразователей телемеханики устройствами синхронизированных векторных измерений.

Следует отметить, что даже очень ограниченное применение УСВИ позволяет значительно улучшить оценивание состояния энергосистемы [2,8]. Одновременное использование синхрофазоров и псевдо-синхрофазоров позволит контролировать несинусоидальность токов и напряжений и повысить эффективность функционирования автоматизированных систем диспетчерского управления. При этом при передаче меньшего объема измерений обеспечивается возможность вычисления большего количества как

параметров режима энергосистемы для конкретного присоединения (табл.1), как и параметров самой энергосистемы [3,4].

Дополнительные возможности повышения эффективности АСТУ связаны с измерением в УСВИ синхрофазоров отдельных высших гармоник. Известно, что при наличии высших гармоник могут возникать резонансные явления, приводящие к аварийным ситуациям в электрической сети [10]. При этом измерения синхрофазоров отдельных высших гармоник могут передаваться только в спорадическом режиме при превышении заданных значений или храниться в специальных архивах.

Автоматизированные системы технологического управления нового поколения относят к отдельному виду указанных систем WACS (Wide Area Control Systems).

Перспективными областями применения ИЭУ с поддержкой технологии векторных измерений являются АСУ ТП подстанций, распределенные системы релейной защиты и автоматики WAPS (Wide Area Protection System), а также системы управления и регулирования активно-адаптивных сетей. Необходимость в быстрых синхронных измерениях параметров режима энергосистемы связана с широким применением в активно-адаптивных сетях систем автоматического управления и регулирования сетями и подстанциями с использованием различных регуляторов, в том числе статических и электромашинных устройств для компенсации реактивной мощности, устройств для регулирования параметров сети, устройств продольно-поперечного включения, преобразователей вида тока и т.д. [11].

При массовом внедрении ИЭУ с поддержкой технологии векторных измерений целесообразно объединение WAMS, WACS и WAPS в единую автоматизированную систему векторных измерений WAMPAC (Wide Area Monitoring, Protection And Control System).

При расширении области применения технологии векторных измерений, прежде всего связанных с устройствами релейной защиты и противоаварийной автоматики, к ИЭУ предъявляются дополнительные требования по качеству обработки сигналов, прежде всего связанных с ужесточением требований по быстродействию с одновременным снижением требований по точности измерений, обеспечению достоверности измерений синхрофазоров в условиях интенсивных электромагнитных переходных процессов [9].

Следует отметить, что во многих микропроцессорных устройствах релейной защиты и автоматики реализованы алгоритмы обработки сигналов, аналогичные УСВИ – так называемый алгоритм Фурье и его модификации [1]. Различия связаны только с отсутствием точной синхронизации времени. Это в определенной степени упрощает переход устройств РЗА на использование технологии векторных измерений. Для обеспечения наилучших технических характеристик устройств РЗА необходимо использовать методы многокритериального синтеза частотных фильтров [5].

Применение в энергосистемах устройств релейной защиты с поддержкой технологии векторных измерений позволяет повысить эффективность как устройств защиты на известных принципах, например, дифференциальные защиты линий, дифференциальные защиты шин, так и реализовать защиты на новых принципах [2].

Дополнительные преимущества при построении автоматизированных систем технологического управления могут быть получены при использовании ИЭУ с одновременной поддержкой технологий векторных измерений и цифровой подстанции.

3 СОЧЕТАНИЕ ПРЕИМУЩЕСТВ ТЕХНОЛОГИЙ ВЕКТОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ И ЦИФРОВОЙ ПОДСТАНЦИИ

3.1 Общие сведения

Повышение эффективности управления энергосистемами напрямую связано с повышением темпов сбора и качества технологической информации для автоматизированных систем технологического управления, широким применением интеллектуальных электронных устройств нового поколения, к которым предъявляются повышенные требования по основным показателям качества обработки сигналов.

Современные ИЭУ должны обеспечивать быстрые и точные синхронные измерения, обладать высокой степенью достоверности контроля параметров режима энергосистемы в условиях интенсивных электромагнитных и электромеханических переходных процессов. При

этом ИЭУ должны содержать интерфейсы для скоростных коммуникаций на основе промышленного Ethernet с поддержкой технологий резервирования и безопасности и обеспечивать поддержку унифицированных протоколов обмена для интеграции в АСУ ТП и другие автоматизированные системы технологического управления, должны обеспечивать реализацию так называемых горизонтальных связей между ИЭУ для обмена дискретной и аналоговой информацией. Организация горизонтальных связей между ИЭУ позволяет реализовать надежную систему оперативных блокировок на подстанции, обеспечить реализацию более эффективных алгоритмов устройств защиты и автоматики, систем регулирования напряжения на подстанции и т.д.

В максимальной степени соответствуют перечисленным требованиям интеллектуальные устройства с поддержкой технологий векторных измерений и цифровой подстанции.

В качестве примеров таких устройств рассмотрим интеллектуальные электронные устройства, разработанные специалистами ЗАО "Инженерный центр "Энергосервис".

3.2 Реализация ИЭУ с поддержкой МЭК 61850-9-2LE и IEEE C37.118.2

Устройства синхронизированных векторных измерений ЭНИП-2-PMU выполняют дополнительно функции измерительных преобразователей телемеханики и благодаря поддержке протоколов МЭК 60870-5-104 и IEEE C37.118.2 могут интегрироваться как в СМНР, так и в АСТУ. Стоимость базовых модификаций ЭНИП-2-PMU сопоставима со стоимостью многофункциональных измерительных преобразователей телемеханики. Модификация ЭНИП-2-PMU с цифровым входом являлась первым УСВИ с поддержкой шины процесса согласно МЭК 61850-9-2LE [6].

В 2015 году запланировано серийное производство многофункционального интеллектуального устройства ESM (рис.1), выполняющее функции телеизмерений, счетчика коммерческого учета электроэнергии, прибора измерения показателей качества электроэнергии, мониторинга электрооборудования.



Рис. 1: многофункциональное интеллектуальное устройство ESM

Интеллектуальное электронное устройство ESM имеет 3 модификации: с аналоговыми входами для подключения к традиционным измерительным трансформаторам тока и напряжения, с аналоговыми низкоуровневыми входами для подключения к датчикам тока и напряжения, с цифровыми входами согласно МЭК 61850-9-2LE. Третья модификация ESM выгодно отличается от первых двух следующими особенностями: измерения параметров режима энергосистемы в полном диапазоне токов и напряжений, выполнение функций устройства синхронизированных векторных измерений.

Устройства ESM содержат встроенный сетевой коммутатор и 2 или 4 порта Ethernet для подключения к шине подстанции согласно МЭК 61850-8-1. Дополнительно реализованы протоколы IEEE C37.118.2, МЭК 608670-5-104, Modbus TCP. Для индикации показаний ESM разрабатывается специальный модуль индикации ЭНМИ-6 с цветным сенсорным дисплеем.

3.3 Устройства сопряжения с шиной процесса с поддержкой векторных измерений

Устройства сопряжения с шиной процесса ENMU разрабатывались для применения совместно с ИЭУ различного функционального назначения, в том числе с устройствами

релейной защиты и автоматики, устройствами синхронизированных векторных измерений, измерительными преобразователями телемеханики, измерительными устройствами.

Устройство ENMU (рис.2 а) состоит из модуля тока для подключения к измерительной и релейной обмоткам трансформатора тока, модуля напряжения, процессорного модуля, модуля питания. Предусмотрена возможность реализации устройств ENMU только с модулями тока или только с модулями напряжения.

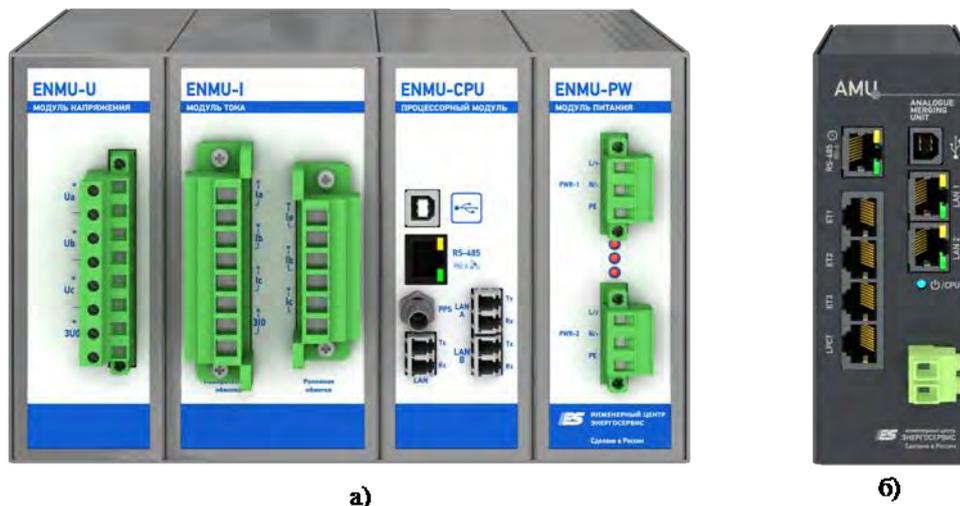


Рис. 2: устройство сопряжения с шиной процесса ENMU

В ENMU дополнительно реализован функционал PCMU (Phasor Control and Measurement Unit) и реализована передача данных в дополнение к IEC 61850-9-2LE использование протокола IEEE C37.118.2. Это дает возможность использования ENMU в территориально-распределенных системах управления и измерений WAMPAC.

Использование векторных измерений можно рассматривать как альтернативу sampled values (IEC 61850-9-2LE), так как для многих ИЭУ для вычисления параметров режима энергосистемы достаточно использование синхрофазоров токов и напряжений основной гармоники, а также их эквивалентных значений на основе среднеквадратических значений токов и напряжений. Действительно, для большинства ИЭУ различного функционального назначения на основании значений синхрофазоров и псевдо-синхрофазоров могут быть вычислены другие параметры режима электрической сети, а также параметры самой сети. В этом случае существенно снизятся требования к производительности микроконтроллеров и сигнальных процессоров ИЭУ различного функционального назначения, что приведет в итоге к снижению их стоимости и массогабаритных показателей.

При конфигурировании ENMU задаются следующие возможные режимы работы: формирование отдельных или совмещенного потоков данных (от релейной и измерительной обмоток трансформатора тока) для sampled values и для векторных измерений. Возможна одновременная передача 3 потоков sampled values (sv256, sv80m, sv80r) и потока векторных измерений.

ENMU содержит 2 порта 100BASE-TX или 2 порта 100BASE-FX с поддержкой протокола резервирования PRP (IEC 62439-3), дополнительно предусмотрен дополнительный сервисный порт Ethernet. Синхронизации часов реального времени производится разными способами: через оптический порт сигналом PPS, через порт RS-485 IRIG-A или с помощью встроенного GPS-приемника (опционально).

3.4 Цифровая ячейка

Для цифровых ячеек 6-20 кВ специалистами ЗАО "Инженерный центр "Энергосервис" разработана специальная модификация устройства сопряжения с шиной процесса ENMU (Analog Merging Unit), предназначенная для подключения к комбинированным преобразователям тока и напряжения с низкоуровневыми выходными сигналами (рис.2 б). Это позволяет резко уменьшить габариты и устройства сопряжения ENMU (54x136x121 мм) по сравнению с модификацией данного устройства для традиционных трансформаторов тока и

напряжения. Устройство сопряжения ENMU устанавливается непосредственно в месте установки 3-х комбинированных датчиков, образуя с ними трехфазный цифровой первичный измерительный преобразователь тока и напряжения. В перспективе планируется разработка встраиваемого в комбинированные датчики устройства сопряжения.

Устройство сопряжения ENMU содержит 2 или 4 порта Ethernet (витая пара 2x100BASE-TX) и обеспечивает передачу выборок тока и напряжения (sampled values) в соответствии с МЭК 61850-9-2LE. Дополнительно устройств реализует функции устройства синхронизированных векторных измерений PCMU (Phasor Control and Measurement Unit).

4 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Расширение функциональных возможностей УСВИ и других ИЭУ с поддержкой технологии векторных измерений позволит повысить эффективность различных автоматизированных систем технологического управления. Внедрение ИЭУ с одновременной поддержкой технологий векторных измерений и цифровой подстанции в максимальной степени обеспечит реализацию основных требований к современным интеллектуальным устройствам различного функционального назначения.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Phadke A.G., Thorp J.S. Synchronized Phasor Measurements and Their Applications. NY.: Springer Science & Business Media, 2008. 257 p.
- [2] Héctor J. Altuve Ferrer, Edmund O. Schweitzer, III et al. Modern Solutions for Protection, Control, and Monitoring of Electric Power Systems / SEL, 2010. 361 p.
- [3] А.В. Жуков, А.Т. Демчук, Д.М. Дубинин. Развитие технологий векторной регистрации параметров для противоаварийного и режимного управления электрическими режимами энергосистем // Тез. докл. XXI междунар. науч.-техн. конф. РЗА 2012. М., ВВЦ, 2012. С. 232-245.
- [4] Небера А.А. Прикладные вопросы применения векторных измерений параметров электрического режима / Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем - 2011 // Сб. мат. межд. науч.-техн. конф., СПб, 2011.
- [5] Мокеев А.В. Повышение достоверности измерений PMU для улучшения оценки состояния энергосистем // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 64. Надежность систем энергетики: достижения, проблемы, перспективы. – ИСЭМ СО РАН, 2014. С.203-212.
- [6] Бовыкин В.Н., Миклашевич А.В., Мокеев А.В., Ульянов Д.Н. Устройства синхронизированных векторных измерений с поддержкой стандартов IEEE C37.118 и IEC 61850 // Сб. межд. научно-техн. конф. “Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем”. Екатеринбург, 2013.
- [7] Akke, M. Some Control Applications in Electric Power Systems / M. Akke. – Doctoral Dissertation. Department of Industrial Electrical Engineering and Automation, Lund University, Sweden, April 11, 1997. 69 p.
- [8] Гамм А.З., Глазунова А.М., Гришин Ю.А., Колосок И.Н., Коркина Е.С. Развитие алгоритмов оценивания состояния электроэнергетической системы на основе интеграции данных SCADA и PMU. Электричество. 2009. № 6. С. 2-9.
- [9] Мокеев А.В. Требования по качеству обработки сигналов для PMU различных областей применения // Сб. XXII конф. “Релейная защита и автоматика энергосистем”. - Москва, 2014. С. 469–474.
- [10] Смирнов С.С. Высшие гармоники в сетях высокого напряжения. – Новосибирск, Наука, 2010.
- [11] Дорофеев В.В., Макаров А.А. Активно-адаптивная сеть – новое качество ЕЭС России // Энергоэксперт. 2009. №5. С. 28-34.



С.5.2-4. Анализ требований стандарта IEEE C37.118.1

А.Н. ПОКИДЫШЕВ
ООО «ПАРМА»
Россия
pan@parma.spb.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Устройства синхронных векторных измерений, требования стандарта, частота, скорость изменения частоты, негауссова статистика, помехоустойчивость, достаточное время тестирования.

1 ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в мире продолжается отработка требований к устройствам синхронных векторных измерений (УСВИ). В марте 2014 года вышла очередная версия стандарта C37.118.1 в виде поправок [1]. В этом докладе обсуждаются новые метрологические требования к устройствам синхронных векторных измерений.

Требования к УСВИ в стандарте сформулированы в виде серии тестов с различными типами «полезных» сигналов (стационарных и нестационарных), помех и величин допустимых для этого теста погрешностей. В данном докладе они анализируются по порядку их следования в стандарте. При изложении материала предпочтение отдано наглядности: соотношения между погрешностями и самими измеряемыми величинами иллюстрируются.

2 ТЕСТЫ СТАЦИОНАРНЫМИ СИГНАЛАМИ

2.1 Тест чистым синусоидальным сигналом

В новом стандарте, более чем на порядок снижено требование к максимальной погрешности частоты для класса Р (с 0.01 до 0.4Гц/с) и на порядок – для класса М (с 0.01 до 0.1Гц/с), для теста с «чистым синусоидальным сигналом». В данном тесте основным фактором, ограничивающим точность измерения, является внутренний шум прибора. Ниже рассмотрен пример - влияние шума на измерения частоты и скорости изменения частоты.

Внутренний шум измерительного прибора, показанный на рис.1, но не приводит к превышению границы погрешности измерений фазора (рис.2), влечёт превышение границ погрешности частоты (рис.3) и существенное превышение границ погрешности скорости изменения частоты (рис.4).

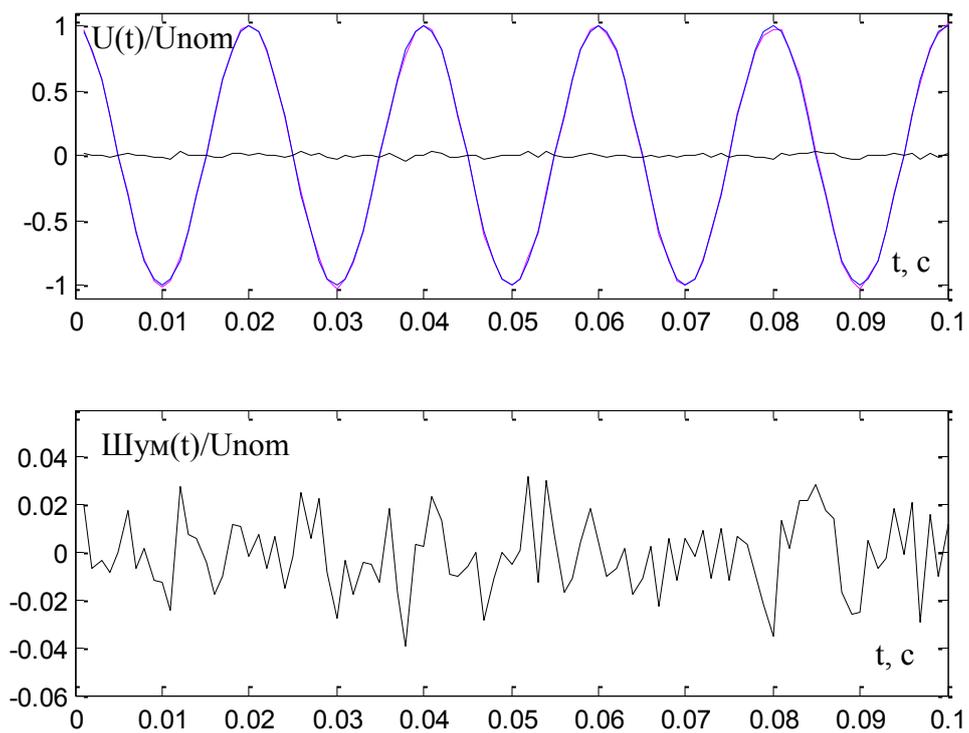


Рис. 1: Измеряемое напряжение прямой последовательности: синусоида с измерительным шумом и отдельно – измерительный шум

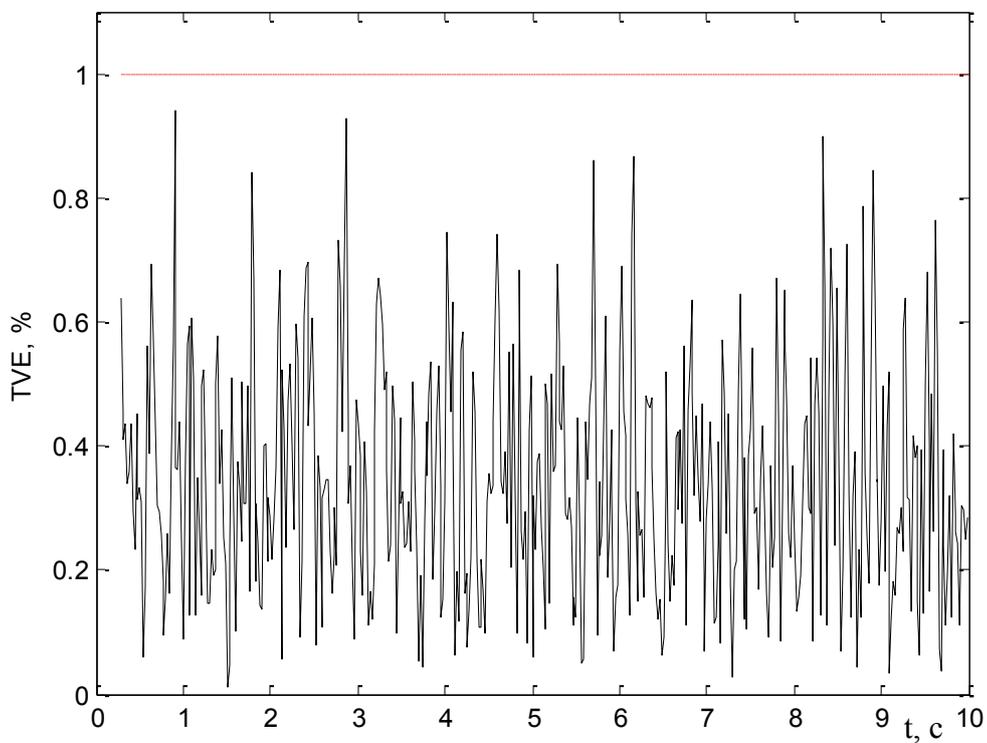


Рис. 2: Общая векторная ошибка, вызванная шумом

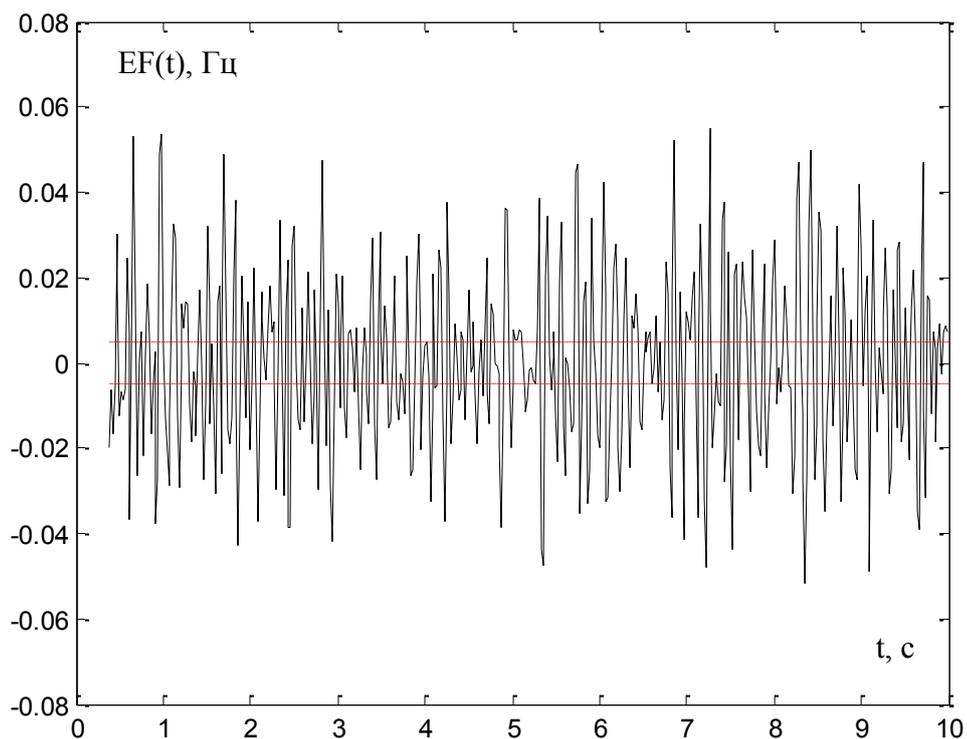


Рис. 3: Ошибка измерения частоты, вызванная шумом, и её пределы по стандарту

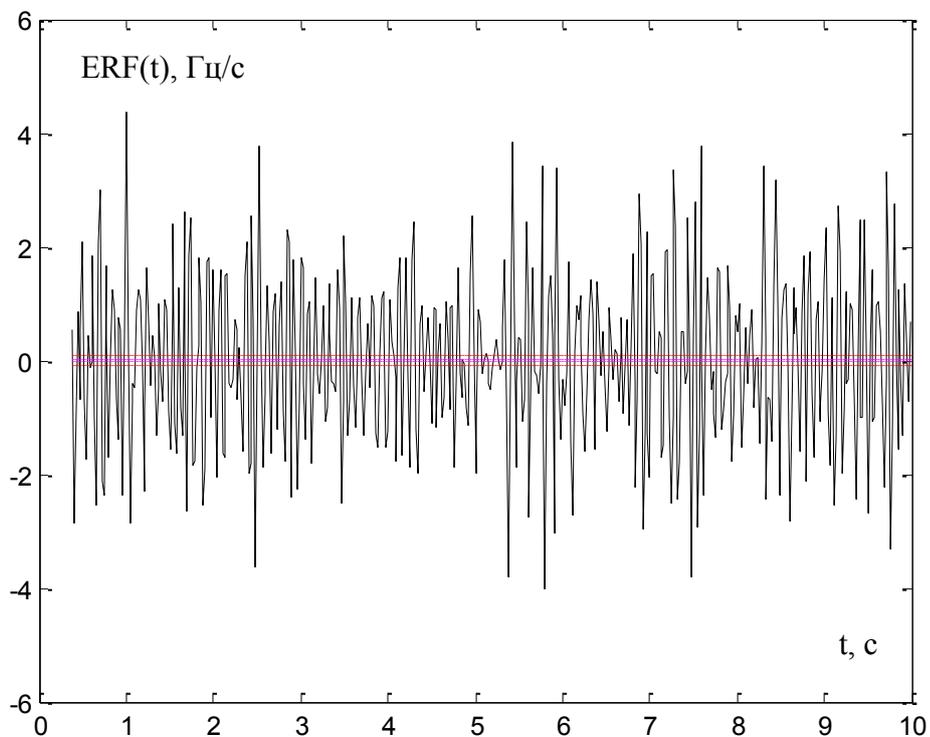


Рис. 4: Ошибка измерения скорости изменения частоты, вызванная шумом, и её пределы по стандарту

Таким образом, измерения мгновенной частоты и мгновенной скорости изменения частоты очень чувствительны к воздействию шума на сигнал.

Для получения фазов, следующих с темпом передачи $F_s=50\text{Гц}$, измерительный прибор тем или иным способом обеспечивает частотную избирательность (рис.5).

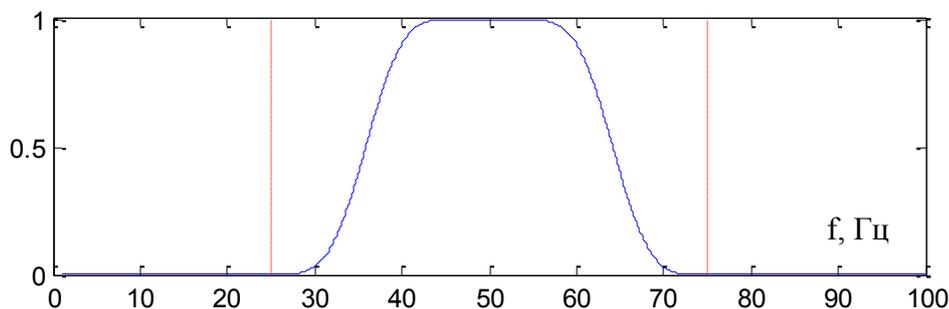


Рис. 5: Амплитудно-частотная характеристика измерительного тракта

Тогда шум (рис.1) уменьшается по интенсивности и становится узкополосным процессом (рис.6). Влияние этого узкополосного шума и приводит к погрешностям (рис.2-4).

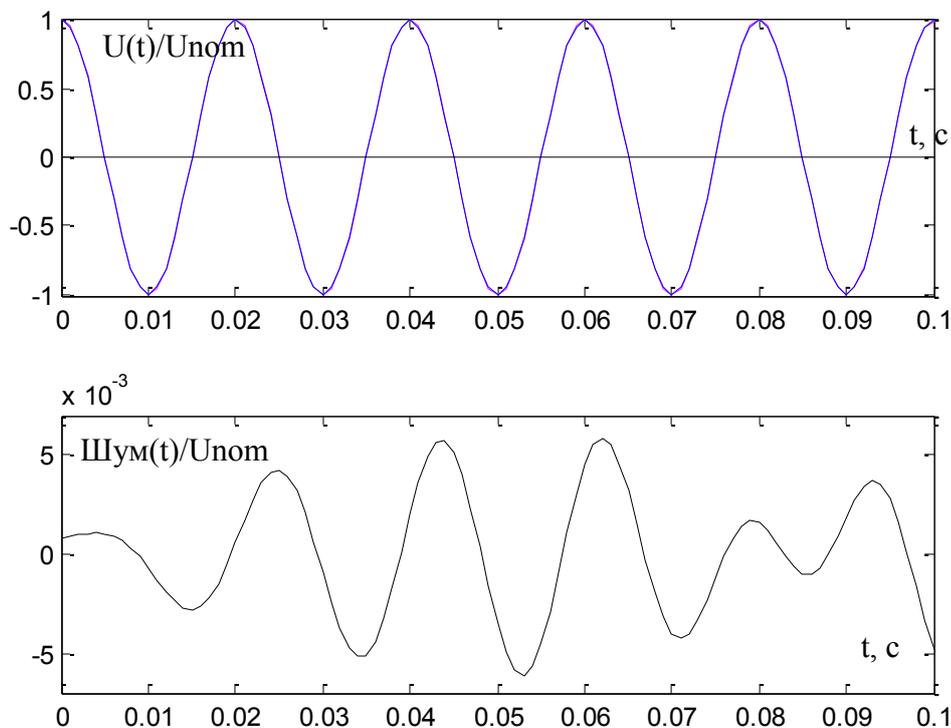


Рис. 6: Подготовленное для получения фазора напряжение прямой последовательности, и отдельно – ослабленный фильтрацией измерительный шум

В стандарте (во всех версиях) ограничиваются максимальные ошибки измеряемых величин, но нигде не указана величина интервала времени наблюдения (времени проведения теста) или число тестов (где что применимо). В условиях воздействия шума и помех эти экстремальные статистические величины малоинформативны. Неопределённость измерений необходимо характеризовать точнее, тем более, что мгновенная частота и мгновенная скорость изменения частоты узкополосных гауссовских процессов являются негауссовскими [2], и привычные представления о характере неопределённости, например, известная связь между среднеквадратическим значением и максимальным уклоном (так называемый «закон трех сигм»), здесь не применимы.

2.2 Тесты с гармониками и внеполосными помехами

Для УСВИ класса М в современной версии стандарта сняты ограничения на максимальную ошибку по скорости изменения частоты в тестах с помехами: в виде гармоник и в виде внеполосной помехи. Другими словами, измерения прибора по классу М становятся беззащитными перед этими перманентными возмущениями в сети. Влияние гармонического засорения на погрешность измерения рассмотрено в следующем примере.

Пусть основная частота напряжения равна номинальной частоте, и напряжение содержит пятую гармонику (рис.7).

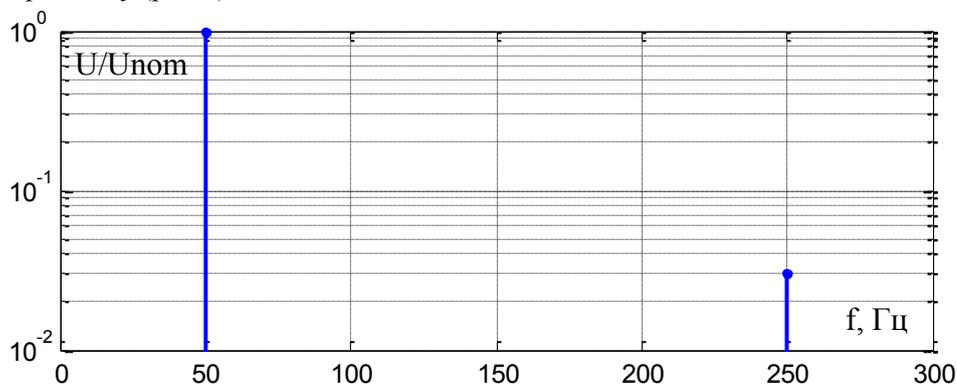


Рис. 7: Спектр входного сигнала с гармоникой

Если не предпринято мер для подавления её влияния, измерения частоты и скорости изменения частоты в этих условиях приобретают смещение (рис. 8).

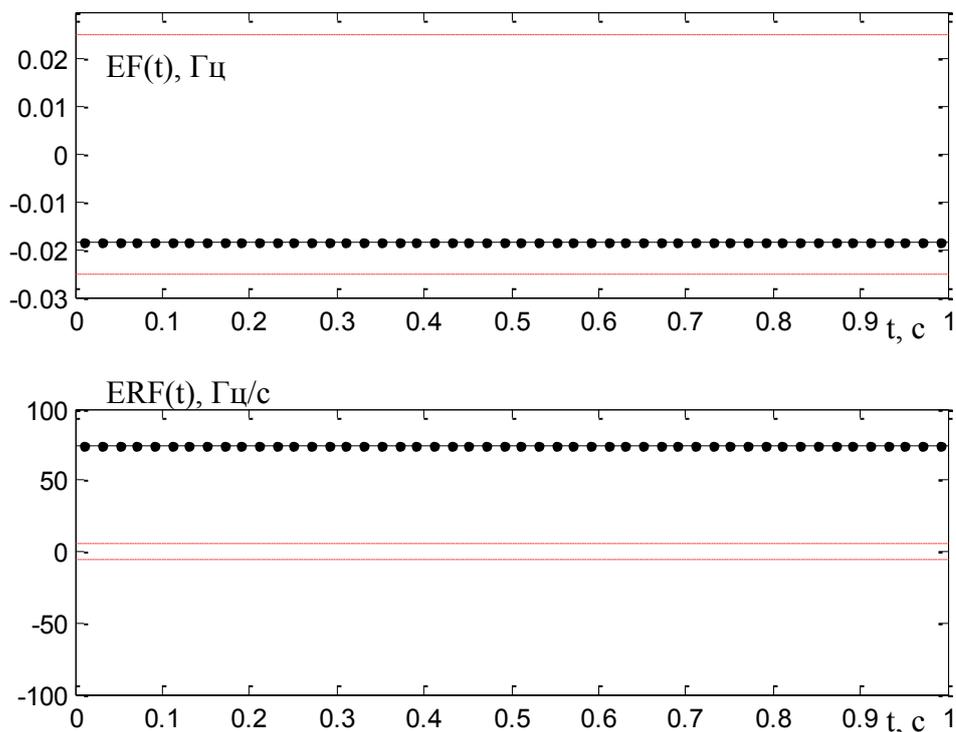


Рис. 8: Систематические ошибки от гармоники для частоты и скорости и их пределы, установленные стандартом

Таким образом, очевидно, что действие гармоники на измерения параметров необходимо устранять и обязательно при испытаниях УСВИ контролировать эту функцию.

3 ТЕСТЫ МОДУЛИРОВАННЫМИ СИГНАЛАМИ

3.1 Тесты с сигналами, модулированными по амплитуде или углу

В тестах с модулированными сигналами само изменение фазора (т.е. интересная величина) лишь в три раза больше допускаемой стандартом ошибки её измерения (рис.9).

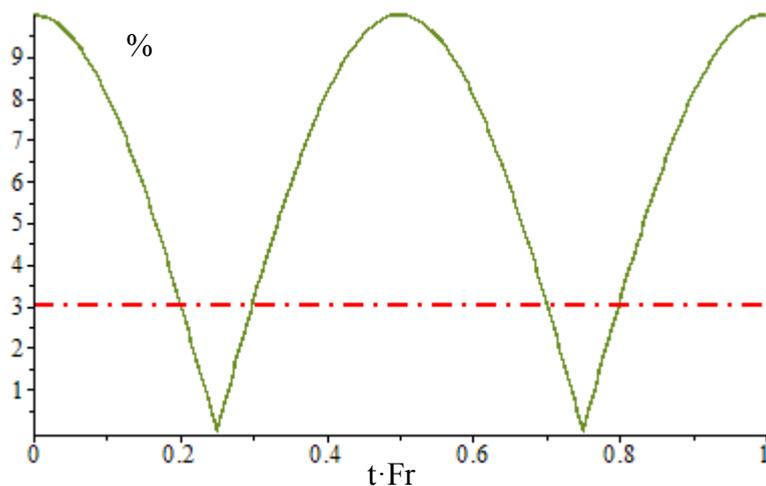


Рис. 9: Отклонение вектора фазора от постоянного вектора в опыте с модулированным по углу сигналом (за один период частоты модуляции Fr) и предел допустимой максимальной общей векторной ошибки из стандарта

Погрешность частоты для класса Р допускается стандартом до 30% от максимума самой величины частоты, для класса М – до 60% от максимума самой величины частоты. А погрешность скорости изменения частоты для обоих классов допускается вплоть до 90% (рис.10-11).

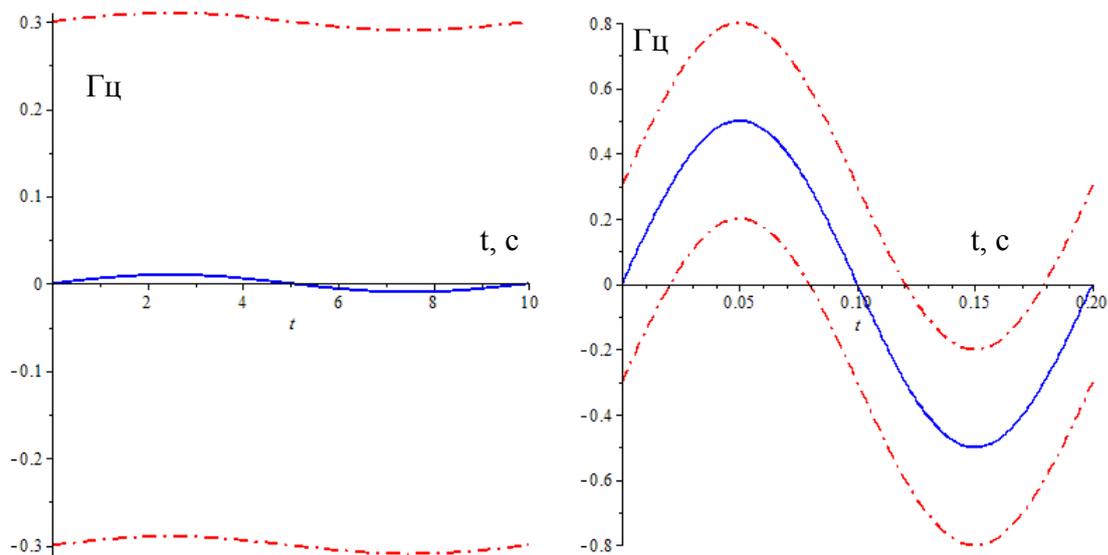


Рис. 10: Графики истинной частоты (синяя сплошная) и границы её погрешности по стандарту (красная штрихпунктирная) для теста с модулированным сигналом: а) при минимальной частоте угловой модуляции – 0,1Гц , б) при максимальной частоте угловой модуляции - 5Гц

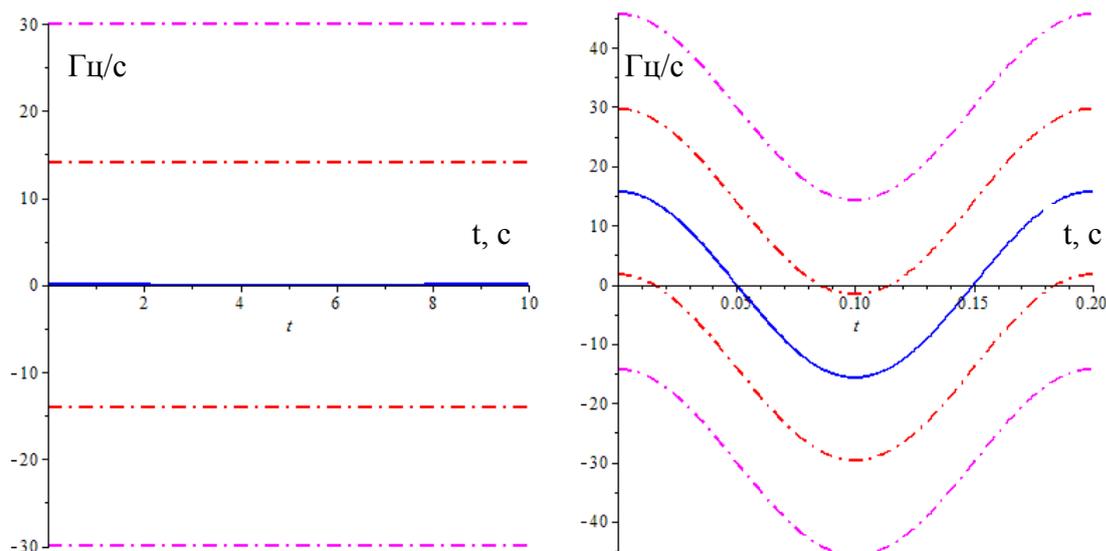


Рис. 11: Графики истинной скорости изменения частоты (синяя сплошная) и границы её погрешности (красная штрихпунктирная – современная версия, малиновая штрихпунктирная – предыдущая версия стандарта) для теста с модулированным сигналом: а) при минимальной частоте угловой модуляции – 0,1Гц, б) при максимальной частоте угловой модуляции – 5Гц

3.2 Тесты с линейно частотно-модулированными сигналами

Для тестов с линейно частотно-модулированным сигналом допустимая максимальная погрешность увеличилась вдвое для класса М и вчетверо для класса Р (рис. 12).

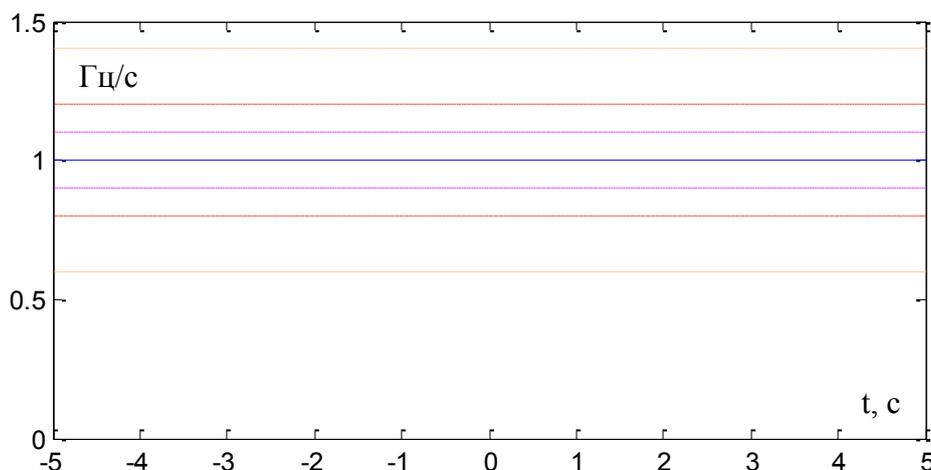


Рис. 12: График истинной скорости изменения частоты (синяя сплошная) и границы её погрешности (малиновая штрихпунктирная линия – для стандарта предыдущей версии для обоих классов (М и Р), красная и жёлтая штрихпунктирные линии – для современной версии стандарта для классов М и Р соответственно) для теста с модулированным сигналом

4 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящем докладе показано, что современная версия стандарта С37.118 предъявляет слишком слабые требования для УСВИ. Авторы стандарта посчитали [1], что производителям затруднительно выпускать УСВИ, совместимые с более строгими требованиями предыдущей версии. Однако практика доказала возможность изготовления прибора, вполне удовлетворяющего метрологическим требованиям предыдущей версией стандарта (табл.1).

Режим	Тест	Контролируемый параметр	Результат
Стационарный	Изменение амплитуды	TVE	+
		FE	+
		RFE	+
	Изменение фазового угла	TVE	+
		FE	+
		RFE	+
	Изменение частоты	TVE	+
		FE	+
		RFE	+
	Гармонические искажения	TVE	+
		FE	+
		RFE	+
Интергармонические помехи	TVE	+	
	FE	+	
	RFE	+	
Переходный	Модуляция по амплитуде	TVE	+
		FE	+
		RFE	+
	Модуляция по углу	TVE	+
		FE	+
		RFE	+
	Модуляция по амплитуде и углу	TVE	+
		FE	+
		RFE	+
	Линейное изменение частоты	TVE	+
		FE	+
		RFE	+
	Ступенчатое изменение амплитуды напряжения и тока	TVE	+
		FE	+
		RFE	+
		delay	+
		$\sigma+$	+
		$\sigma-$	+
Ступенчатое изменение амплитуды напряжения и тока	TVE	+	
	FE	+	
	RFE	-	
	delay	+	
	$\sigma+$	+	
	$\sigma-$	+	

Табл. 1: Результаты тестирования УСВИ ПАРМА РП 4.11 на соответствие стандарту С37.118.1-2011

ЛИТЕРАТУРА

- [1] IEEE Std C37.118.1a™-2014. Amendment to IEEE Std C37.118.1™-2011.
[2] В.П. Жуков. Плотность вероятности производной фазы суммы синусоидального сигнала и гауссова шума // Радиотехника и электроника. 1962. №7. С. 1244-1246.



С.5.2-5. Особенности технической и программной реализации функции УВИ/PMU в регистраторе аварийных процессов «ПАРМА РП4.11»

А.И. БАШЛЯЕВ
ООО «ПАРМА»
Россия
andy@parma.spb.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Устройства векторных измерений (УВИ/PMU), PAC, PDC, WAMS, многоканальность, частота дискретизации, системы возбуждения.

1 ВВЕДЕНИЕ

В докладе приводится описание реализации функции УВИ/PMU в регистраторе аварийных событий «ПАРМА РП4.11». Приведена структурная схема регистратора и ее описание работы. Описаны особенности синхронизации времени во всех компонентах регистратора. Дается обоснование использования дуплексного канала связи для передачи данных и синхронизации с системами единого времени.

Рассматриваются особенности распределенной многоканальной реализации функционала УВИ/PMU с использованием волоконно-оптического канала связи для синхронизации и передачи данных.

Описываются основные возможности реализованного функционала PDC. Приводится обоснование выбора частоты дискретизации. Рассмотрены вопросы измерения тока и напряжения системы возбуждения генератора.

Изложены принципы работы, измерения и вычисления основных параметров. Приводятся результаты сравнительных испытаний в НИИПТ, МЭИ и СибНИИЭ. Доказывается возможность использования регистратора аварийных событий «ПАРМА РП4.11» в качестве PMU для создания полноценной системы сбора измерений СМРР/WAMS.

2 ИНТЕГРАЦИЯ ФУНКЦИИ УВИ/PMU В «ПАРМА РП4.11»

Реализация измерений путем оснащения цифровых регистраторов аварийных процессов «ПАРМА РП4.11» функционалом УВИ/PMU, обеспечивающим синхронизированные измерения параметров электроэнергетического режима объектов и выдачу данных в соответствии с требованиями стандарта IEEE C37.118 позволяет решить следующие задачи:

- обеспечить измерения параметров переходных процессов в интересах систем WAMS/СМРР
- обеспечить привязку осциллограмм PAC с точностью в одну микросекунду
- возможность определения места повреждения (ОМП) с помощью метода двух стороннего синхронизированного замера
- измерение параметров качества электроэнергии
- мониторинг и диагностику высоковольтного трансформаторного оборудования (на основе высоких точностей измерения углов)

Для выполнения синхронизированных векторных измерений на объектах энергетики (подстанции, электростанции) устанавливаются регистраторы «ПАРМА РП4.11» с

подключением аналоговых цепей блоков ПУ16/32М4 к существующим измерительным цепям объектов (блоки, генераторы и их системы возбуждения, высоковольтные линии, трансформаторы).

2.1 Конструкция регистратора

Регистратор представляет собой комплекс устройств, объединенных в единую систему. Прибор состоит из блока регистрации (БР) и преобразующих устройств (ПУ16/32М4 или БПД128). Связь между БР и преобразующими устройствами, удаленных от блока регистрации на расстояние до 1 км, осуществляется по выделенному оптоволоконному каналу, который позволяет обеспечивать высокую надежность и помехоустойчивость передаваемых данных. Всего может использоваться до 9 преобразующих устройств. Модули для измерения тока и напряжения, установленные в преобразующих устройствах, одновременно используются для функционала УВИ/PMU и РАС. Для регистрации аварийных токов РАС используются дополнительные модули, рассчитанные на измерение токов короткого замыкания и подключаемые к релейным кернам трансформаторов тока.

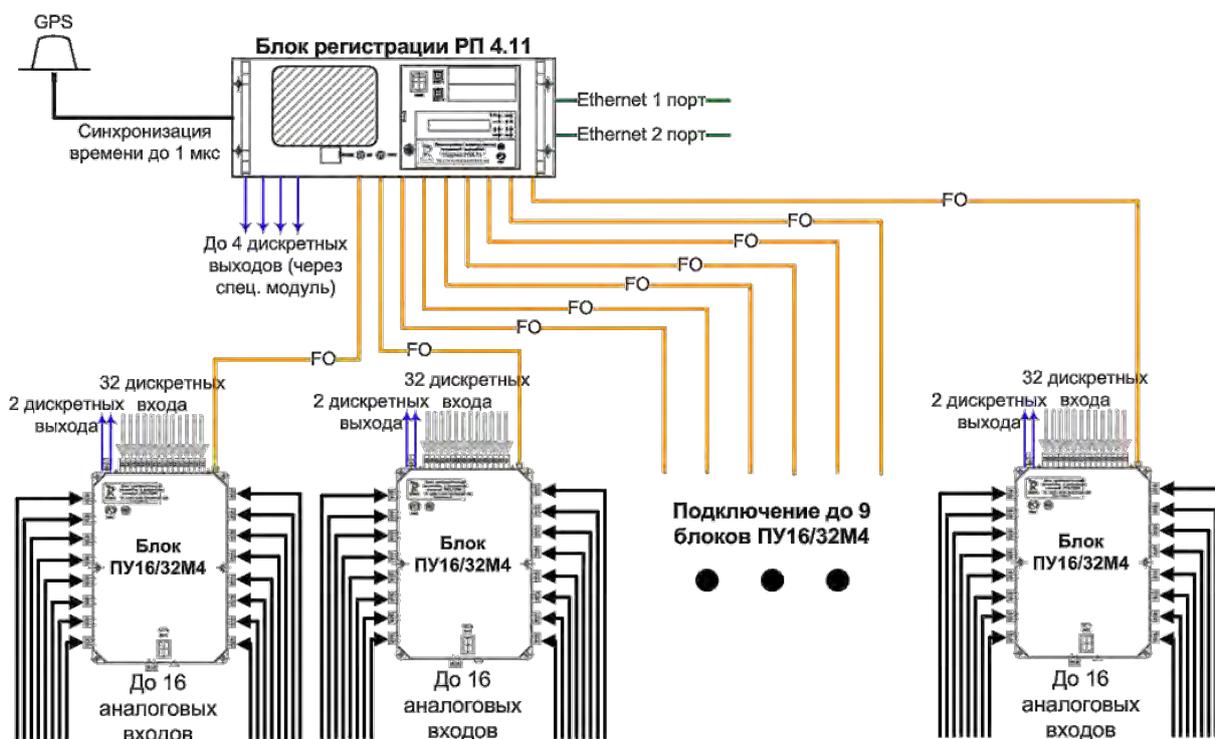


Рис.1: Распределенная структура «ПАРМА РП4.11»

2.2 Синхронизация времени в «ПАРМА РП4.11»

Сигналы синхронизации в регистраторе «Парма РП4.11» кроме непосредственно с антенны могут приниматься в различных форматах по проводным линиям, волоконно-оптической линии связи или с использованием локальной сети Ethernet. Источниками времени для синхронизации могут быть РТР, IRIG-B, Fiber IRIG-B и «ПАРМА РВ9.01» (NMEA 104)

Представленная архитектура позволяет надежно реализовать передачу сигнала синхронизации. В блоке регистрации и преобразующих устройствах установлены высокостабильные управляемые генераторы, синхронизация которых осуществляется следующим образом. Принятый сигнал PPS от источника времени синхронизирует генератор блока регистрации, который, в свою очередь, через дуплексный оптический канал связи PLD-ALU синхронизирует генератор преобразующего устройства. При передаче сигнала

синхронизации PPS производится вычисление и автоматическая корректировка задержек по оптическим каналам с учетом длины линии. Запуск всех шестнадцати аналоговых преобразователей ADC осуществляется одновременно с привязкой к источнику синхронизации, что обеспечивает выполнение функционала УВИ/PMU с необходимой точностью. К оцифрованным данным (отсчетам) привязывается метка времени и через схему арифметического логического устройства (ALU) они транслируются в цифровой сигнальный процессор (DSP) для вычисления «синхрофазоров», которые затем вместе с данными РАС и ПКЭ (опция) передаются в блок регистрации.

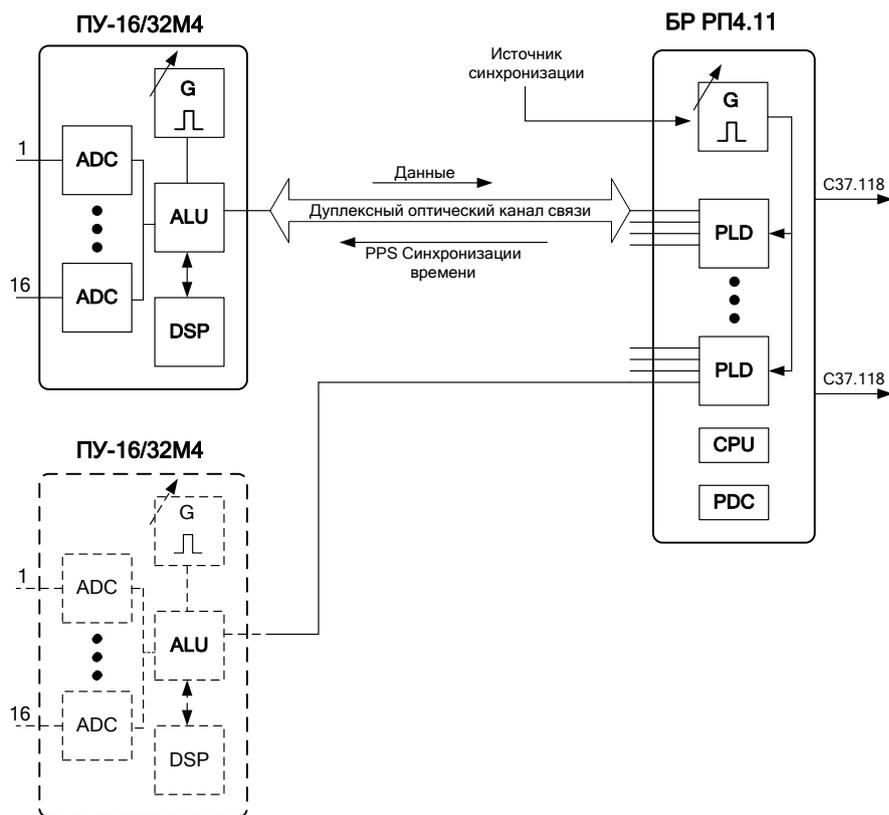


Рис. 2: Обобщенная схема синхронизации

2.3 Обоснование выбора частоты дискретизации

Выбор частоты дискретизации 19200 Гц в УВИ/PMU ПАРМА РП4.11 был обусловлен тремя причинами:

- Техническая платформа, которая легла в основу ПАРМА РП4.11, является многофункциональной. Одним из назначений этой платформы является готовность к регистрации показателей качества электрической энергии. Стандарт ГОСТ 30804.4.7-2013 (IEC 61000-4-7:2009) [1] определяет требования к измерению гармоник и интергармоник в полосе частот до 9 кГц. Следовательно, частота дискретизации для реализации этой функции не должна быть ниже 18кГц.
- Формат хранения и передачи данных COMTRADE [2] рекомендует выбирать частоты дискретизации из определенного ряда, в котором есть частота 19200 Гц.
- УВИ/PMU/РАС должен работать в электроэнергосистемах с номинальной частотой как 50, так и 60 Герц. Тогда, для удобства обработки сигналов, частота дискретизации должна быть общим кратным 50 и 60 Гц, т.е. быть $N \cdot 300$ Гц, где N – целое положительное число.

2.4 Особенности измерения тока и напряжения системы возбуждения генератора

Сигналы с датчиков систем возбуждения генераторов представляют быстропеременный сигнал, На рис.3 показана типичная осциллограмма напряжения системы возбуждения генератора (синяя линия).

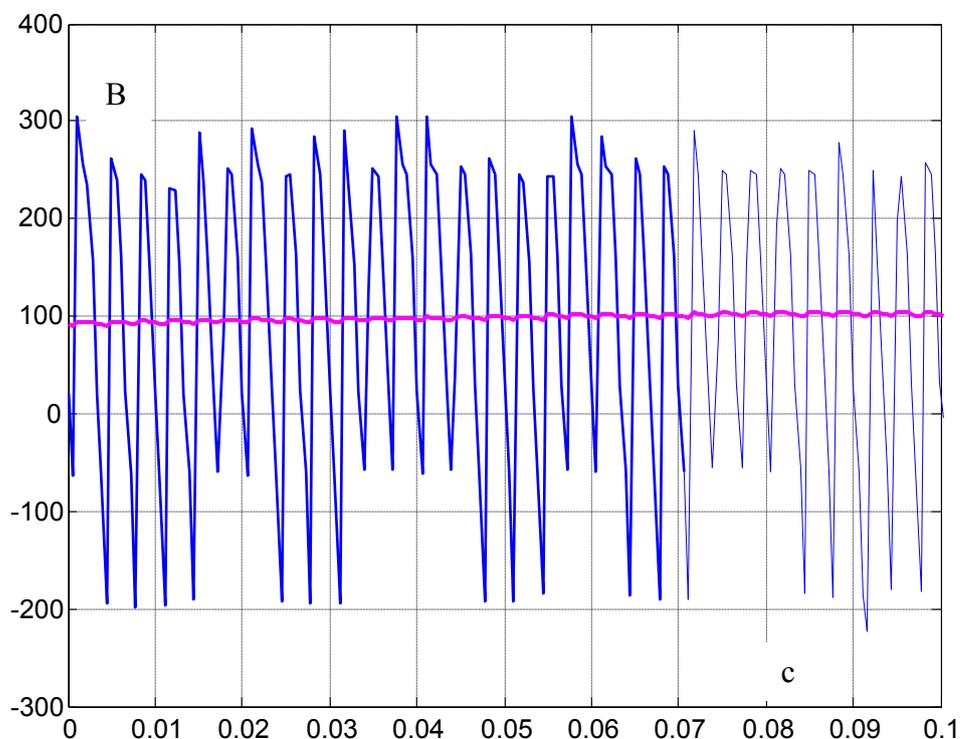


Рис. 3: Типичная осциллограмма напряжения с датчика напряжения системы возбуждения генератора (синяя линия), и постоянная составляющая этого напряжения

Поскольку при работе системы возбуждения интересуют измерения постоянного напряжения/тока, тракт измерения тока и напряжения системы возбуждения генератора в регистраторе «ПАРМА РП4.11» обеспечивает выделение постоянной составляющей сигнала фильтром с характеристикой, приведенной на рис.4. График результирующего выходного сигнала после фильтра, представляющий собой практически постоянное напряжение, выделен фиолетовым цветом на рис.3 .

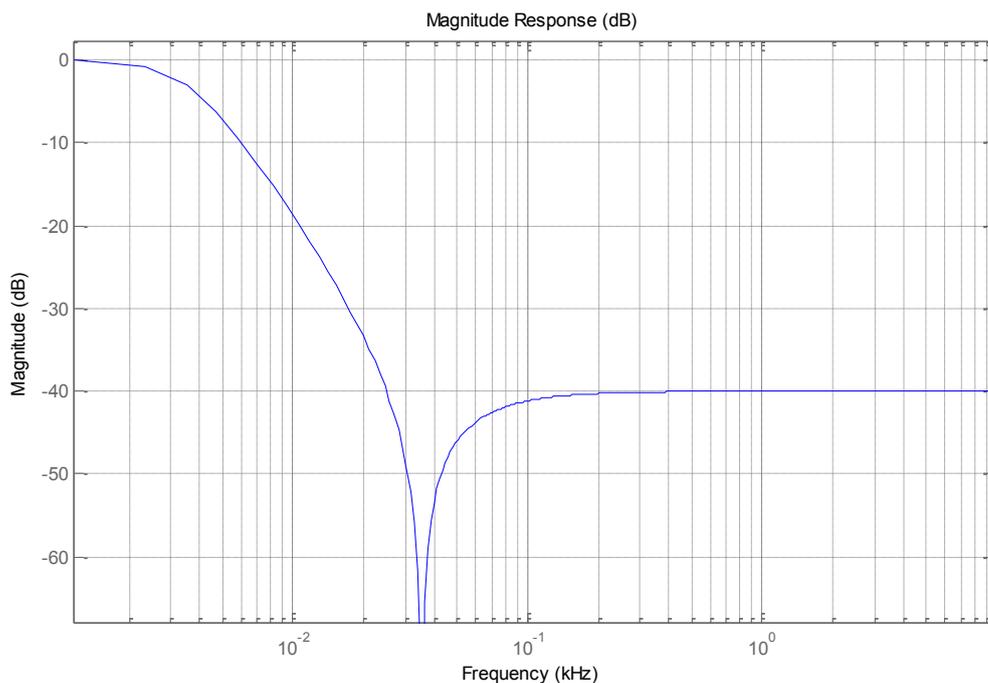


Рис. 4: Амплитудно-частотная характеристика каналов измерения напряжения системы возбуждения генератора

2.5 Функция local PDC (phasor data concentrator)

PDC это программно-аппаратный комплекс, который получает данные синхрофазоров от нескольких УВИ/PMU, обрабатывает их и передает в PDC более высокого уровня и/или другим приложениям. PDC обрабатывает данные с учетом меток времени. Функции УВИ/PMU выполняют преобразующие устройства ПУ16/32М4, а в блоке регистрации реализован функционал PDC рис.5.

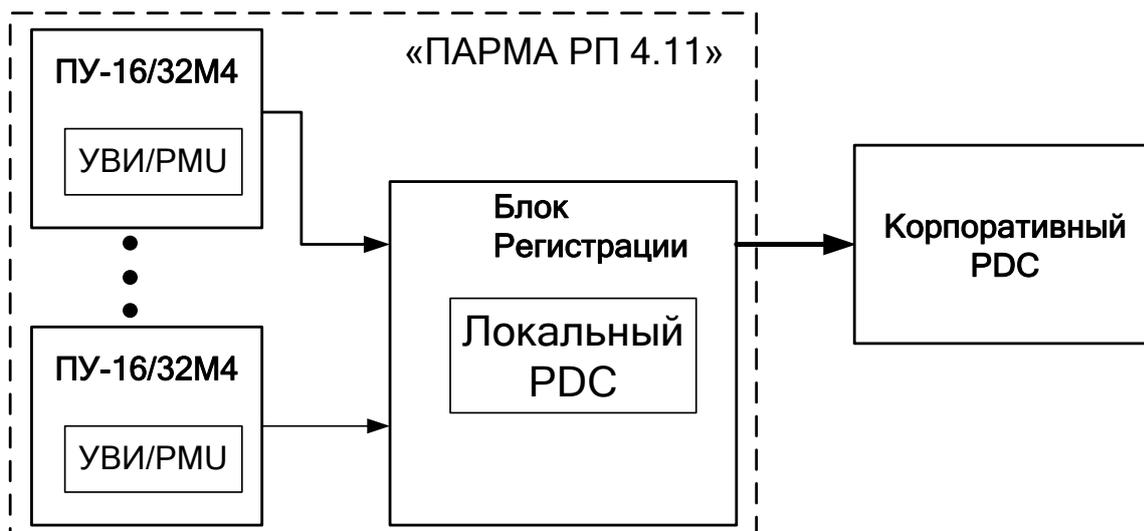


Рис.5: Организация PDC

Локальный PDC, реализованный в регистраторе, позволяет осуществлять следующие функции:
а) Объединение (агрегацию) данных с выравниванием времени или без него. Сохраняются и передаются далее флаги качества данных, качества времени и синхронизации времени.

б) Пересылку данных без агрегации

- без модификации

- с модификацией (преобразование форматов и координат, коррекция фазы и амплитуды, прореживание, интерполяция и т.д.)

- выборочная (передача выбранных сигналов)

с) Проверку достоверности в принимаемых данных:

- флаги состояния данных

- качество времени

- контрольную сумму CRC

Любая обнаруженная во входных данных ошибка отражается в выходном потоке (потоках).

д) Регистрацию и хранение данных в режиме «off-line» с доступом к ним по FTP непосредственно на встроенный накопитель данных:

- Автоматически формируемый линейный (циклический) архив - непрерывно обновляемые массивы данных о параметрах электроэнергетического режима с настраиваемой глубиной хранения не менее 14 суток;

- Автоматически формируемый аварийный архив - массив данных о параметрах электроэнергетического режима, записываемых в соответствии с заданными конфигурационными настройками (длительность записи аварийного события - не менее 1200 секунд, включая запись предшествующего режима в течение 120 секунд; количество записанных событий для каждого РМУ — не менее 50).

Для аварийного архива предусмотрены критерии запуска записи:

- превышение скорости изменения частоты (уменьшение или увеличение частоты) величины;

- отклонение действующего значения любого из фазных напряжений от номинального ниже (выше).

3 РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ

При разработке и сопровождении регистратора большое значение уделялось его всесторонней проверке на соответствие текущим требованиям стандарта С37.118. За последние несколько лет регистратор «ПАРМА РП4.11» участвовал во всех испытаниях УВИ/РМУ, проводимым в России.

3.1 Сравнительные испытания УВИ/РМУ различных производителей на цифро-аналогово-физическом комплексе НТЦ СО ЕЭС (Санкт-Петербург) 2012г.

Испытательная база НТЦ СО ЕЭС (бывший НИИПТ) – это уникальный комплекс, состоящий из электродинамической модели (ЭДМ) и системы управления. ЭДМ представляет собой физические образцы электротехнических элементов:

- Модельные синхронные машины,
- Модели первичных двигателей,
- Модели силовых трансформаторов,
- Модели линий электропередачи переменного тока,
- Модели узлов электрической нагрузки, и пр.

которые можно коммутировать, чтобы собрать нужную модель электроэнергосистемы, и далее моделировать режимы и соответствующие этим режимам динамические сигналы напряжений и токов. Достоинство таких сигналов – натуральность, «физичность», недостатки – невозможность повторения эксперимента в точности.

Для проведения испытаний была подготовлена физическая модель энергосистемы, в 2-х точках которой были установлены регистраторы.

Испытания обеспечили комплексную проверку функционирования векторных измерителей в широком диапазоне схемно-режимных и аварийных ситуаций, характерных или возможных в сложном энергообъединении, а именно:

- в предельных электрических режимах при различном составе сети, вплоть до достижения границы аperiodической или колебательной устойчивости с ее последующим нарушением;
- при расчетных и тяжелых нерасчетных возмущениях в энергосистеме, вызывающих отключение сетевых элементов, возникновение небалансов активной и реактивной мощности;
- при значительных искажениях формы напряжения электрической сети;
- в послеаварийных режимах при работе энергосистемы с пониженной (повышенной) частотой.

Сравнительный анализ результатов [3] позволил сделать следующие выводы:

1. При всех рассмотренных в процессе реализации программы испытаний схемно-режимных и аварийных условиях показания регистраторов аварийных процессов ПАРМА РП4.11 и ещё двух приборов, участвующих в испытаниях, практически не отличаются и корректно отражают переходные процессы.

2. С учетом задач, возлагаемых на систему мониторинга переходных режимов, прошедшие испытания регистраторы могут использоваться в качестве векторных измерителей (PMU) в РФ.

3.2 Испытания на соответствие стандарту С37.118

ООО «ПАРМА» сотрудничала с двумя электрическими лабораториями, оснащенными оборудованием, позволяющим проводить испытания УВИ/PMU на соответствие стандартам С37.118.1(2)-2011[4], С37.118-1а-2014 [5]: комплекс RTDS, находящийся на кафедре РЗиА в МЭИ г. Москва и тестово-моделирующий комплекс для тестирования УСВИ в НТЦ ФСК ЕЭС (СибНИИЭ, Новосибирск).

Испытания на соответствие стандарту С37.118 на кафедре РЗиА в МЭИ проводились 2013 и 2014 годах, в НТЦ ФСК ЕЭС – в 2012-3 годах. В итоге, по результатам всех испытаний регистратор «ПАРМА РП4.11» полностью удовлетворяет требованиям к точностям измерения параметров (см. табл. 1), изложенным в современной версии этого стандарта.

Параметр	Тип теста								
	Std	CurDev	VoltDev	FreqDev	Harmonics	OOB	BandWidth	FreqRamp	Step
TVE	+	+	+	+	+	+	+	+	
FE	+	+	+	+	+	+	+	+	
RFE	+	+	+	+	+	+	+	+	
ResponseTime									+
DelayTime									+
Max overshoot									+
Frequency response time									+
ROCOF response time									+

Табл. 1: Результаты испытаний на соответствие стандарту С37.118.1а-2014

4 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Проведенные всесторонние испытания на подтвердили легитимность создания на базе регистратора «ПАРМА РП4.11» систем СМПР/WAMS.
2. Совмещение функционала РАС и УВИ/PMU на базе одного устройства позволяет существенно снизить затраты на оборудование и последующее обслуживание при создании комплексных систем СМПР/WAMS/РАС. ПАРМА РП4.11 аттестован в 2015 г. ОАО «Россети» в качестве многофункционального устройства для применения в качестве РАС, УВИ/PMU, ОМП, МИП на объектах 6-750 кВ.

3. Технические решения, полученные в результате разработки, позволяют реализовать дополнительные возможности в регистраторе «ПАРМА РП4.11».

ЛИТЕРАТУРА

- [1] ГОСТ 30804.4.7-2013. Совместимость технических средств электромагнитная. Общее руководство по средствам измерений и измерениям гармоник и интергармоник для систем электроснабжения и подключаемых к ним технических средств
- [2] IEEE Std C37.111-199. Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power Systems
- [3] Проведение сравнительных испытаний образцов векторных измерителей на цифро-аналого-физическом комплексе ОАО «НТЦ ЕЭС». Отчёт о работе на оказание научно-технических услуг. СПб: НТЦ ЕЭС, 2012
- [4] IEEE Std C37.244™-2013 Guide for Phasor Data Concentrator Requirements for Power System Protection, Control, and Monitoring
- [5] IEEE Std C37.118.1a™-2014. Amendment to IEEE Std C37.118.1™-2011.



С.5.2-6. Обработка данных СМНР для решения задач автоматического управления режимом энергосистемы

И.Н.КОЛОСОК, Е.С. КОРКИНА, Е.А. БУЧИНСКИЙ

**Институт Систем Энергетики им.Л.А.Мелентьева
Россия**

korkina@isem.sei.irk.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Синхронизированные векторные измерения, оценивание состояния электроэнергетической системы, достоверизация информации, контрольные уравнения.

1 ВВЕДЕНИЕ

Современный уровень оперативно-диспетчерского и автоматического управления режимом ЭЭС повышается благодаря развитию систем WAMS/СМНР и технологий обработки синхронизированных векторных измерений (СВИ). Это даёт большие преимущества при разработке новых и совершенствовании имеющихся методов и алгоритмов управления ЭЭС. При решении задач оперативно-диспетчерского управления актуальной является задача внедрения автоматизированной системы сбора данных векторных измерений с объектов ЭЭС в диспетчерские центры [1]. По сравнению с системой телеметрии эта технология предоставляет более точные и синхронизированные по времени измерения. На сегодняшний день теоретически и экспериментально подтверждено повышение качества информации о текущем режиме на основе СВИ.

Актуальной задачей является разработка новых и совершенствование имеющихся алгоритмов и программного обеспечения обработки технологической информации ЭЭС, в том числе, и задачи Оценивания Состояния (ОС) на всех уровнях иерархии ЭЭС. В настоящее время в ЭЭС России уже существуют объекты (подстанции, высоковольтные линии), оценивание состояния которых может быть проведено по СВИ. Информация, полученная в ходе достоверизации и оценивания состояния энергообъектов по данным СВИ на уровне подстанции (ПС), предназначена не только для передачи в центр диспетчерского управления, но и для решения важных прикладных задач подстанционного значения. При достаточном уровне оснащённости объектов ЭЭС устройствами РМУ предпочтительнее применять алгоритмы линейного однофазного или трехфазного оценивания состояния, так как они являются безытеративными, а, следовательно, быстродействующими. Для обработки данных СМНР нами используется метод

контрольных уравнений¹ (КУ), ранее хорошо зарекомендовавший себя для достоверизации телеизмерений [2, 3].

2 МЕТОДИКА ОБРАБОТКИ ДАННЫХ СМНР

2.1 Алгоритм Оценивания Состояния на подстанции.

Экономически и технически нецелесообразно выполнять передачу всех СВИ в центр диспетчерского управления. Вместо этого предлагается методика двухуровневого ОС, в которой в ЭЭС выделяются энергообъекты, наблюдаемые по СВИ (например, ПС), и для них выполняется локальная обработка измерений с помощью линейных алгоритмов оценивания состояния. Затем полученные оценки передаются в центр диспетчерского управления ЭЭС, где выполняется ОС полной схемы. При этом, оцененные СВИ используются на уровне ПС для решения важных прикладных задач, входящих в комплекс АСУ подстанции.

На основе наших предыдущих исследований [2-6] предлагается следующий алгоритм обработки СВИ для последующего их использования в задачах автоматического управления режимом энергосистемы:

1. Выделение локальной области электрической сети, наблюдаемой по СВИ от РМУ.
2. Анализ каналов связи между подстанциями и путей доставки телеинформации из локальной области в центр диспетчерского управления. Подстанция, через которую проходит наибольший поток телеинформации, будет являться опорной для рассматриваемой локальной области. На данной ПС будет выполняться сбор СВИ локальной области, их обработка, архивирование и передача данных в центр диспетчерского управления. Сервер, установленный на ПС для размещения информации, выполняет функции РДС.
3. Формирование вектора измерений расчетной модели локальной области электрической сети и составление системы контрольных уравнений для проверки достоверности СВИ.
4. Считывание измерений параметров режима устройствами РМУ с высокой частотой дискретизации на всех отходящих присоединениях распределительного устройства высокого напряжения (РУ ВН) опорной ПС.
5. Сбор на опорной ПС измерений от устройств РМУ, размещенных на смежных подстанциях рассматриваемой области.
6. Выполнение достоверизации СВИ на основе заранее подготовленных контрольных уравнений, исключение грубых ошибок, замена ошибочных измерений псевдоизмерениями.
7. Выявление систематических ошибок в СВИ для идентификации погрешностей измерительных трансформаторов тока и напряжения на всех присоединениях РУ ВН.
8. Выдача рекомендаций о компенсации систематических погрешностей в СВИ тока/напряжения/мощности для дальнейшего использования на уровне ПС и передачи в центр диспетчерского управления; о компенсации погрешностей в современных цифровых щитовых приборах на щите управления подстанции; в системе технического (интегрального) учета подстанции.
9. Выполнение локального линейного ОС. Прореживание оценок СВИ для передачи в центр диспетчерского управления для выполнения ОС полной схемы с использованием ТИ SCADA оставшейся части схемы.

Поясним некоторые пункты приведенного выше алгоритма.

2.2 Выделение локальной области ЭЭС, наблюдаемой по СВИ

1. В схеме сети выделяются локальные области, содержащие хотя бы один узел, в котором установлено РМУ. В эту область включаются все отходящие от этого узла связи, на противоположных концах которых могут быть получены «расчетные» РМУ², а также связи между этими узлами. Если в схеме есть районы, в которых есть несколько связанных между собой узлов с РМУ, то область локального ОС охватывает все узлы с РМУ и формируется по тем же принципам. Важным частным случаем такой области является межсистемная связь, по концам которой

¹ КУ - уравнение электрической цепи, в которое входят только измеренные параметры режима.

² Псевдоизмерения δ и U в узлах, смежных с узлами установки РМУ, вычисленные по РМУ-измерениям комплексов токов и напряжений

установлены РМУ. Сформированные таким образом области полностью наблюдаемы по измерениям от РМУ.

2. Затем проводится анализ связности этих областей между собой – такая необходимость возникает из-за того, что в ряде случаев существует вероятность “выпадения” единичных измерений РМУ из общего числа рассматриваемых СВИ [7], а, значит, надо предусмотреть резервирование исходных СВИ. Интересно, что архитектура АССИ является формально иерархической, но, в то же время, облачной [8], – это значит, что места хранения данных и маршруты их передачи не закреплены жёстко, взаимодействие РМУ и потребителей СВИ может происходить в режиме “публикация-подписка”, и это следует принимать во внимание при формировании схемы.

3. Также, необходима достоверизация исходной информации на предмет деления схемы на части при авариях, поскольку при этом возникает временная рассинхронизация данных. В [9] говорится о возможности обнаружении “острова” на схеме по признакам разности частот, изменений показаний телесигналов, вращения относительных углов между СВИ в точках размещения РМУ, для чего предлагается детекция изолированных фрагментов энергосистемы, контроль достоверности ТС и мониторинг допустимых условий синхронизации изолированных островов. В [10] отмечается, что в ПТК верхнего уровня системы СВИ энергокластера реализована функция обнаружения возможного разделения системы с последующей ресинхронизацией её отдельных участков.

2.3 Формирование вектора измерений для расчётной схемы, наблюдаемой по СВИ.

1. Перед решением задачи локального ОС по СВИ необходимо убедиться в наличии на данной локальной области связного графа, обеспеченного *достоверными* и *синхронными* СВИ.

2. Для задачи ОС от любого *i-того* РМУ при отсутствии “выпадения” единичных измерений доступны:

- измерения по 3 фазам модуля и фазы напряжения $U_{iPMU_фазн}, \delta_{iPMU_фазн}$,
- измерения по 3 фазам модуля и фазы тока $I_{ijPMU_фазн}, \psi_{ijPMU_фазн}$ (или угла между током и напряжением $\varphi_{ijPMU_фазн}$),
- суммарные активные и реактивные мощности в линии $\bar{P}_{\Sigma PMU}, \bar{Q}_{\Sigma PMU}$.

3. Для повышения избыточности измерений можно использовать и “расчётные” РМУ, полученные по расчётам на основе измерений реальных РМУ [4], однако, это можно делать, только убедившись в достоверности последних. В противном случае, ошибки, находящиеся в исходной информации, перейдут в ходе расчётов и в измерения “расчётных” РМУ [11].

2.4 Методика достоверизации измерений РМУ.

Набор вышеперечисленных данных позволяет составить контрольные уравнения, по которым далее проводится достоверизация измерений и решается задача ОС. Для проверки достоверности измерений проверяется условие

$$|w_k| < d_k,$$

где w_k - невязка *k-того* КУ, полученная после подстановки в него измерений, d_k - порог невязки *k-того* КУ, определяемый точностью (дисперсиями) измерений, входящих в КУ.

На примере векторов напряжений и токов по концам линии (табл. 1), полученных при расчёте УР для схемы (Рис.1) из [12], продемонстрируем методику априорного анализа достоверности СВИ: для двух режимов одной ВЛ в [12] даны значения модулей и углов напряжения и тока для всех 3-х фаз, а также значения суммарной мощности в узле *j* линии *i-j*.

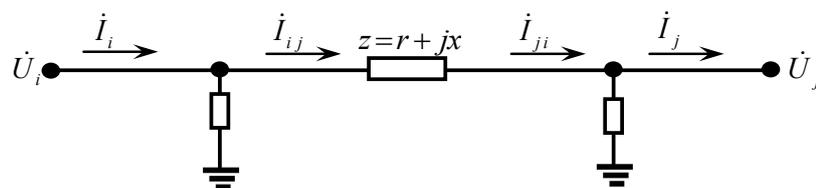


Рис. 1: П-образная схема ЛЭП

№1, нагрузка в конце линии $S=6 \cdot 10^7 + j5 \cdot 10^8$ МВА			
	A	B	C
Напряжение (фазное), В			
Н	293876.14∠0.06°	293876.14∠-119.94°	293876.14∠120.06°
К	268538.90∠-0.29°	268538.90∠-120.29°	268538.90∠119.71°
Ток, А			
Н	296.75∠-77.79°	296.75∠162.21°	296.75∠42.21°
К	540.93∠-83.45°	540.93∠156.55°	540.93∠36.55°
№2, нагрузка в конце линии $S=5 \cdot 10^8 + j10^8$ МВА			
	A	B	C
Напряжение (фазное), В			
Н	293362.63∠-0.01°	293362.63∠-120.01°	293362.63∠119.99°
К	289111.05∠-6.79°	289111.05∠-126.79°	289111.05∠113.21°
Ток, А			
Н	580.64∠7.13°	580.64∠-112.87°	580.64∠127.13°
К	589.67∠-18.10°	589.67∠-138.10°	589.67∠101.90°

Табл.1: Вектора напряжений и токов, полученных при расчёте УР [12].

Нами проведены:

1. Вычисление активной и реактивной мощности на конце линии по каждой фазе по формулам:

$$P_{ji_фазн} = I_{jiPMU_фазн} U_{jPMU_фазн} \cos(\varphi_{jiPMU_фазн}), \quad (1)$$

$$Q_{ji_фазн} = I_{jiPMU_фазн} U_{jPMU_фазн} \sin(\varphi_{jiPMU_фазн}), \quad (2)$$

Их последующее суммирование $P_{\Sigma PMU} = \sum P_{ji_фазн}$ и $Q_{\Sigma PMU} = \sum Q_{ji_фазн}$ совпадает со значениями суммарной мощности в узле. Этот факт говорит только о том, что измерения PMU на конце j линии $i-j$

$$\left\{ \bar{I}_{jiPMU_фазн}, \bar{U}_{jPMU_фазн}, \cos(\bar{\varphi}_{jiPMU_фазн}), \bar{P}_{\Sigma PMU}, \bar{Q}_{\Sigma PMU} \right\} \quad (3)$$

согласованы между собой.

2. Проверка согласованности измерений PMU 2-х соседних узлов рассматриваемой ВЛ проводится по формулам:

- равенства токов на продольном сопротивлении [12],

$$\dot{I}_{ij} = \dot{I}_i - \dot{U}_i * Y = \dot{I}_j + \dot{U}_j * Y \quad (4)$$

- равенства между собой измерений токов по концам линии и рассчитанных по формулам:

$$\bar{I}_{ija} - (U_{ai} - U_{aj})y_{aij} + (U_{ri} - U_{rj})y_{rij} - U_{ai}y_{aiij} + U_{ri}y_{riij} = 0, \quad (5)$$

$$\bar{I}_{ijr} - (U_{ai} - U_{aj})y_{rij} - (U_{ri} - U_{rj})y_{aij} - U_{ai}y_{riij} - U_{ri}y_{aiij} = 0, \quad (6)$$

при этом каждому измерению комплекса тока в ветви будут соответствовать два уравнения через измерения напряжения.

- равенства между собой измерений модулей напряжений в узлах на концах линии и рассчитанных по формулам:

$$U_j - \sqrt{U_i^2 - 2U_i I'_{ij} (r \cos \varphi_{ij} + x_{ij} \sin \varphi_{ij}) + I'_{ij}{}^2 (r^2 + x^2)} = 0 \quad (7)$$

- равенства между собой измерений углов напряжений в узлах на концах линии и рассчитанных по формулам:

$$\delta_j - \delta_i - \arctg \frac{I_{ji}(x \cos \varphi_{ji} - r \sin \varphi_{ji})}{U_j - I_{ji}(r \cos \varphi_{ji} + x \sin \varphi_{ji})} = 0 \quad (8)$$

- также, для согласования работы 2-х PMU могут быть применены формулы баланса мощности в линии с учетом потерь:

$$\sqrt{3} I_{ijPMU} U_{iPMU} \cos \varphi_{ijPMU} - P_{ji} - 3 I_{ijPMU}^2 r = 0, \quad (9)$$

$$\text{и} \quad \sqrt{3} I_{ijPMU} U_{iPMU} \sin \varphi_{ijPMU} - Q_{ji} - 3 I_{ijPMU}^2 x + U_{iPMU}^2 b = 0 \quad (10)$$

где $I'_{ij} = I_{(a)ij} + j(I_{(p)ij} + I_{(c)ij})$

В результате применения этих уравнений получены одинаковые значения измеренных и рассчитанных величин, что подтверждает тот факт, что уравнения (1)-(10) могут использоваться в качестве КУ для проверки измерений PMU. Такой результат послужил основанием для проверки «сырых» СВИ с помощью вышеперечисленных КУ.

3 СОБСТВЕННЫЙ ОПЫТ АНАЛИЗА ДАННЫХ СМНР

3.1 Априорная достоверизация «сырых» (необработанных) срезов СВИ.

По предложенной и проверенной выше методике нами проведена обработка «сырых» срезов СВИ. В работе рассмотрены измерения в 2-х ВЛ 750кВ, имеющих общий узел. (см. Рис.2 и далее табл.2).

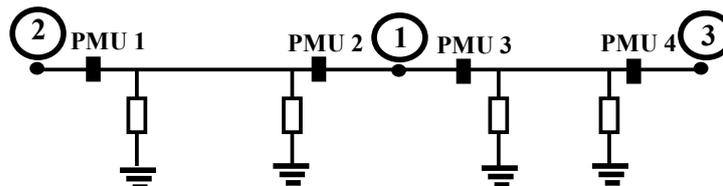


Рис.2: 3х-узловая схема из 2-х ВЛ-750

Даны 3 среза разных режимов по 30 тыс.точек каждый, в пределах набора каждого режима все измерения соответственно промаркированы одним и тем же временем. СВИ характеризуются высокой частотой дискретизации. Десятиминутный срез СВИ – это довольно представительная выборка, на которой можно провести статистические наблюдения и сделать определённые выводы относительно качества измерений. В [6] по величине математического ожидания невязки КУ, превышающий порог, делается вывод о присутствии в СВИ систематической ошибки. В [5,6,13] показано, что, если причиной систематической ошибки является ошибочная работа измерительных трансформаторов, то применяется специальный алгоритм, позволяющий определить величину искажения, внесённого в измерение PMU, трансформатором тока и (или) напряжения.

Обработка «сырых» срезов СВИ дала следующие результаты:

1. Суммирование рассчитанных по (1) и (2) мощностей для каждой фазы дало величины, равные соответствующим измеренным мощностям: равенства выполняются, и это говорит о согласованности между собой измерений, полученных от каждого PMU отдельно, но не между измерениями от 2-х PMU, расположенных на концах ВЛ. Кроме того, в этой согласованности может быть спрятана одна или более ошибок в измерениях U, I или $\varphi = f(\delta, \Psi)$ или одновременно в $U \& I$, $U \& \delta$, $I \& \Psi$ или $\delta \& \Psi$, где Ψ - измерения угла тока.

2. При этом, знаки вычисленных реактивных мощностей противоположны знакам измерений мощностей, пришедших от СМНР. Поскольку применяется формула (2), это значит, что в PMU и в (2) угол нагрузки определяется по-разному. Тем не менее, судя по величинам активной мощности (1), значения модулей напряжений и токов измерены верно.

3. Не достигнуто равенство (4) между собой токов на сопротивлениях – очевидно, что грубая ошибка находится в одном из измерений $\bar{U}_{iPMU_фазн}$,

$\bar{I}_{jiPMU_фазн}$, $\bar{U}_{jPMU_фазн}$, $\bar{I}_{jiPMU_фазн}$ (тогда следует принять меры к установлению причины возникновения этой ошибки, в том числе, и человеческий фактор), или PMU рассогласованы между собой по времени. Точно такой же вывод можно сделать при проверке формул (5)-(6).

4. Для определения модулей и углов напряжений по (7)-(8) необходимы не только исходные измерения (3), но и промежуточные данные, вычисленные по (4), а также углы нагрузки, вычисленные как $\varphi_{ij_расч} = \delta_{i_PMU} - \psi_{ij_PMU}$. Эти измерения ещё более тесно связаны друг с другом:

$$U_j - f_1(U_i, I_{ij}) = f_2(\dot{U}_i, \dot{U}_j, \dot{I}_i, \dot{I}_j), \varphi_{ij} = f_3(\delta_i, \varphi_{ij}) = 0$$

$$\delta_j - f_1(\delta_i, U_i, I_{ij} = f_2(\dot{U}_i, \dot{U}_j, \dot{I}_i, \dot{I}_j), \varphi_{ij} = f_3(\delta_i, \Psi_{ij})) = 0.$$

Невязки этой группы КУ также больше порога. При этом не подвергаются сомнению величины $Z = R + jX$ и $Y = G + jB$.

Итак, для СВИ 2-х отдельно взятых ВЛ-750 КУ (4)-(8) дали большие невязки. Рекомендуемый в [6] прием достоверизации – это вычисление ошибочного измерения через другие, входящие в это же КУ, например, в (4). Возможны разные варианты замены:

$$1. \dot{U}_i = \frac{\dot{I}_i - \dot{I}_j}{Y} - \dot{U}_j; \quad 2. \dot{I}_i = \dot{I}_j + (\dot{U}_i + \dot{U}_j) Y; \quad 3. \dot{I}_j = \dot{I}_i - (\dot{U}_i + \dot{U}_j) Y; \quad 4. \dot{U}_j = \frac{\dot{I}_i - \dot{I}_j}{Y} - \dot{U}_i$$

Последующая их подстановка поочередно в КУ (5)-(9) величину невязки не уменьшила. Это говорит о том, что, вероятнее всего, имеется сразу пара или более ошибочных измерений одновременно.

Первые выводы, вытекающие из анализа всех групп КУ:

1. Узел 1 имеет 2 пары измерений $U_1^I, \delta_1^I, U_1^{II}, \delta_1^{II}$, равных между собой (см. далее табл.2). На первый взгляд, это говорит о надежности измерений от двух РМУ в узле 1.

2. Измерения суммарных мощностей наборов-дублей $P_{ij\Sigma}^I, Q_{ij\Sigma}^I$ и $P_{ij\Sigma}^{II}, Q_{ij\Sigma}^{II}$ совпадают соответственно с рассчитанными по формулам $\sum P_{\phi}^I, \sum Q_{\phi}^I$ и $\sum P_{\phi}^{II}, \sum Q_{\phi}^{II}$. Это говорит о согласованности измерений мощностей с измерениями $\{U_i, I_{ij}, \cos\varphi_{nij}\}$ и $\{U_i, I_{ij}, \cos\varphi_{nij}\}^{II}$, но если в одном из них есть ошибка, то и мощности – ошибочные.

3. При проверке условия (4) из [12] $\dot{I}_{ij} = \dot{I}_{ji}$, где $\dot{I}_{ij} = \dot{I}_i - U_i Y$ и $\dot{I}_{ji} = \dot{I}_j + U_j Y$ получена невязка, превышающая порог. При допущении, что \dot{I}_i, \dot{U}_i и Y достоверны, под подозрение попадают \dot{I}_j, \dot{U}_j . Такой же вывод заключается по второй линии.

4. Из предыдущего вывода следует, что на концах обеих линий (Узел 2, Узел 3) одновременно вышли из строя оба РМУ.

5. В ходе расчетов по «сырых» измерениям СМРП и при условии полного доверия к работе РМУ может быть выдвинута версия об изменении величины $Y = G + jB$, но этот параметр периодически контролируется техническими службами энергообъектов.

3.2 Применение задачи ОС для обнаружения грубых ошибок в СВИ

Чтобы разобраться в этом «клубке» ошибок в 2-х ВЛ, проведём оценивание состояния для 3х-узловой схемы, составленной из этих ВЛ (Рис.2). Неоднозначность выводов относительно достоверности конкретных измерений приводит к необходимости решения задачи ОС по исходным данным: $U_1, \delta_1, U_2, \delta_2, U_3, \delta_3$ и фазным мощностям.

Задача ОС позволяет жестко закрепить комплексное напряжение в узле, доверяя этому измерению, тогда остальные будут вычислены, исходя из схемных параметров. Основываясь на том, что для узла 1 есть дублирующие измерения (см. табл.2), практически равные между собой, примем Узел 1 за *базисный* (см. п.2 приведенного выше алгоритма). Допускаем, что токи в линиях на концах, инцидентных узлу 1, тоже достоверны.

Анализ результатов ОС и логические выводы о том, какие измерения считать ошибочными (точнее, ошибки каких измерений считать первичными), привели к следующим выводам (табл.2):

Режим 1. Узел 1 – в ОС и СМРП по-разному определяется угол тока ψ_{12} (и ψ_{13}), что влияет на величину угла нагрузки $\varphi_{12} = \delta_1 - \psi_{12}$ и на знаки Q_{12} . В узле 2 – грубая ошибка в угле напряжения δ_2 , а также - в угле тока ψ_{21} . В результате, неправильно определяются φ_{21} , знак и величина Q_{21} . В узле 3 грубые ошибки в U_3 и δ_3 , а также- в модуле и угле тока I_3 и ψ_3 , что изменило φ_{31} , затем измерения P_{31} на 5% и Q_{31} на 30% (см. формулы (1) и (2)).

**Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем
01 – 05 июня 2015 г., Сочи**

		Узел 2		Узел 1 (базисный)				Узел 3	
		PMU 1		PMU 2		PMU3		PMU 4	
				дубль1	дубль1	дубль2	дубль2		
режим 1	НАПРЯЖЕНИЕ	U, кВ	δ°	U, кВ	δ°	U, кВ	δ°	U, кВ	δ°
	Измерение СМПР	448,4	55,6	436,7	68,4	436,0	68,4	445	73,3
	расчет задачи ОС	446,7	79,2	436,7	68,4	436,7	68,4	433	61,9
	отклонение	1,7	-23,6	0	0	0,7	0	11,9	11,4
режим 2	Измерение СМПР	445,4	60,6	435,2	78,37	434,9	78,43	444	83,8
	расчет задачи ОС	435,2	94,9	435,2	78,37	435,2	78,37	431	71,4
	отклонение	10,2	-34,4	0	0	0,3	0,06	13,2	12,4
режим 3	Измерение СМПР	454,9	78,9	440,26	91,72	439,9	91,76	449	96,5
	расчет задачи ОС	454,8	102,5	440,26	91,72	440,26	91,72	448	85,2
	отклонение	0,1	-23,6	0	0	0,34	0,04	1,3	11,3
	ТОК	I_2, A	ψ_{21}°	I_{12}, A	ψ_{12}°	I_{13}, A	ψ_{13}°	I_3, A	ψ_{31}°
режим 1	Измерение СМПР	772	70,8	793	-91,2	1414,7	-290,5	1445,5	-109,7
	расчет задачи ОС	776	96,98	793	228	1413,8	69,7	1412,8	241,1
	отклонение	-4	-26,2	0	-319,2	0,9	360	33	-351
режим 2	Измерение СМПР	1074	66,1	1100	-112,8	1496	-281	1514,6	-97,8
	расчет задачи ОС	1137	108	1079,8	254,8	1495	78,9	1495	250,8
	отклонение	-63	-49,1	20,2	-367,6	1,0	-359,9	19,5	-348,6
режим 3	Измерение СМПР	773,8	65,6	817,1	-66,1	13,91	92,0	1418	-81,21
	расчет задачи ОС	774	117,4	825,7	248,9	1470,6	105,9	1421	-82,54
	отклонение	-0,2	-51,8	-8,6	-315	-79,4	-13,9	-2	1,3

Табл.2: Результаты традиционного нелинейного ОС с обнаруженными грубыми ошибками.

Режим 2. В узле 1 по-разному определяется ψ_{12} (и ψ_{13}) в ОС и СМПР, что влияет на φ_{12} (φ_{13}) и на знак Q_{12} , появилась ошибка в I_{12} . В узле 2 грубые ошибки в U_2 и δ_2 , а также- в I_2 и ψ_{21} . В результате, неправильно определяются φ_{21} , знак и величина Q_{21} . В узле 3 грубые ошибки в U_3 и δ_3 , а также в I_3 и ψ_3 , что изменило φ_{31} , затем P_{31} на 4% и знак Q_{31} .

Режим 3. В узле 1 появились грубые ошибки в I_{12} и I_{13} , ψ_{13} по-разному определяется ψ_{12} в ОС и СМПР, что влияет на φ_{12} , а также на знак и значение Q_{12} . В узле 2 грубые ошибки в U_2 и δ_2 , а также- в угле тока ψ_{21} . В результате, неправильно определяются φ_{21} , знак и величина Q_{21} . В узле 3 грубая ошибка в δ_3 повлияла на φ_{31} , что изменило P_{31} на 2,5% и увеличило Q_{31} в 4 раза.

Результат вычислений задачи традиционного нелинейного оценивания состояния показал, значения каких измерений нужно исправить. После устранения источников грубых ошибок далее скорректированные данные проверяются с помощью задачи *линейного оценивания состояния*, в итоге - значения измерений и оценки практически неразличимы.

4 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. На этапе отладки автоматизированной системы сбора данных векторных измерений необходимо принимать во внимание и техническую сторону проблемы, и организационную.

Несмотря на совпадение меток времени синхронного времени, полученных от GPS/ГЛОНАСС, присвоенных векторным измерениям, данные могут быть искажены наземным измерительным оборудованием.

2. Искажение хотя бы одного измерения, зарегистрированного устройством PMU, ведёт к получению целого ряда других ненадёжных измерений: от некорректного измерения модуля и/или угла напряжения ошибочными становятся угол нагрузки, величины фазных мощностей, а, значит, и суммарных мощностей тоже.

3. Разнообразие видов СВИ позволяет использовать различные контрольные уравнения, а представительная выборка СВИ (десятки тысяч точек за несколько минут регистрации измерений) предоставляет возможность статистического анализа этой информации - так, по математическому ожиданию невязки КУ можно сделать заключение о наличии в СВИ систематической ошибки [6].

4. Применение новых алгоритмов обработки СВИ даже для недостоверной информации позволяет сделать заключение об исправной или неисправной работе собственно PMU и, в частности, измерительных трансформаторов, с помощью которых фиксируются значения СВИ.

5. В условиях отладки автоматизированной системы сбора данных векторных измерений задача ОС приобретает ещё большую значимость, поскольку её математический аппарат позволяет разобраться в путанице достоверных и недостоверных измерений, выявленных на основе априорного статистического и логического анализа достоверности измерений. На этом этапе применяется традиционное нелинейное оценивание состояния. ОС проводится путём последовательного назначения базисными одним за другим узлов схемы с целью выдачи рекомендаций о компенсации систематических погрешностей в СВИ тока/напряжения/мощности для дальнейшего использования на уровне ПС и передачи в центр диспетчерского управления и о компенсации погрешностей в современных цифровых приборах на щите управления подстанции.

6. После устранения технических причин систематических ошибок в СВИ на локальной области (ПС, группа ПС) закономерно применение локального линейного ОС, обеспечивающего результат за одну итерацию.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Жуков А., Дубинин Д., Опалев О. Развитие систем мониторинга и управления в ЕЭС России на платформе векторных измерений параметров // ЭлектроЭнергия, 2014. №2(23) март-апрель. С. 52-65.
- [2] Гамм А.З., Колосок И.Н. Обнаружение грубых ошибок телеизмерений в электроэнергетических системах. – Новосибирск: Наука. – 2000. –152с.
- [3] Колосок И.Н., Коркина Е.С., Бучинский Е.А. Линейное оценивание состояния методом контрольных уравнений для локальных СМПР // Электричество. 2014. №3. С.4-10.
- [4] Колосок И.Н., Коркина Е.С., Пальцев А.С. Распределённая обработка данных методами ОС для мониторинга текущего режима ЭЭС / «Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики» // Тр. Межд.науч.семинара. (Решма, 2011, вып.62. Изд. Иркутск, 2012.) С. 325-335.
- [5] Колосок И.Н., Коркина Е.С., Бучинский Е.А. Оценка погрешности измерительных трансформаторов на основе алгоритмов обработки синхронизированных векторных измерений // Релейщик. 2013. №3. С. 24-29.
- [6] Колосок И.Н., Коркина Е.С. Обнаружение систематической ошибки в измерительных трансформаторах методами оценивания состояния по данным PMU / Релейная защита и автоматика энергосистем // Тр. XXII Конференции (Москва, 27-29 мая 2014). С. 526-530.
- [7] Хохлов М.В., Голуб И.И. Унифицированный подход к оптимизации размещения PMU в сети для обеспечения надёжности наблюдаемости ЭЭС / «Надёжность либерализованных систем энергетики» // Тр. Межд. научн. семинара им. Ю.Н.Руденко С-Пб. (30 июня – 4 июля 2014). С. 591-601.
- [8] Гайдамакин Ф.Н., Кисловский А.А. Технические решения по визуализации поведения энергосистемы по данным СМПР / Релейная защита и автоматика энергосистем // Тр. XXII Конференции (Москва, 27-29 мая 2014). С. 486-493.
- [9] Небера А.А., Шубин Н.Г. Анализ перспектив применения технологий СМПР в распределительных сетях. / Релейная защита и автоматика энергосистем // Тр. XXII Конференции (Москва, 27-29 мая 2014). С. 475-480.
- [10] Тельгаев И.А. Принципы и особенности организации систем WAMPAC интеллектуальных кластеров ОЭС Востока / Релейная защита и автоматика энергосистем // Тр. XXII Конференции (Москва, 27-29 мая 2014). С. 510-513.
- [11] Kamwa I., Grondin R. PMU Configuration for System Dynamic Performance Measurement in Large Multiarea Power Systems // IEEE Transactions on Power Systems. May 2002. – Vol.17, № 2 – P.385-394.
- [12] Бердин А.С., Коваленко П.Ю. Определение параметров схемы замещения ЛЭП по векторным измерениям. // Тр. Конф. (Екатеринбург, 2012г.) С. 29-32.
- [13] Ming Zhou. Advanced System Monitoring with Phasor Measurements. http://scholar.lib.vt.edu/theses/available/etd-05202008-105242/unrestricted/Advanced_System_Monitoring_with_Phasor_Measurements.pdf



С.5.2-7. Повышение качества измерений параметров электрического режима в ходе электромеханических переходных процессов

А.С. БЕРДИН¹, Д.И. БЛИЗНЮК¹, П.Ю. КОВАЛЕНКО¹, А.С. ЧЕРЕПОВ²

¹ФГАОУ ВПО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»,

²ООО «Прософт-Системы»

Россия

d-i-b@inbox.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Классическое преобразование Гильберта, Модифицированное преобразование Гильберта, мгновенные параметры режима, параметры электрического режима, переходные процессы

1 ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день для исследования динамических процессов в нелинейных системах (как в энергосистеме в целом, так и в генераторах, в частности) актуальной является задача определения значений амплитуды, частоты и фазы таких параметров электрического режима, как токи и напряжения с высокой плотностью данных. Современное оборудование систем регистрации синхронизированных векторных измерений обеспечивает дискретность выходных данных 20 мс в соответствии со стандартом IEEE C37.118-2005 [1].

Однако для более точного изучения явлений, происходящих при динамических переходных процессах, такая дискретность недостаточна [2]. Необходимо обеспечить выполнение измерений параметров электрического режима «внутри» периода промышленной частоты с плотностью первичного сигнала (далее – мгновенных значений). Существующие методики определения параметров режима по исходным мгновенным значениям, обеспечивающие дискретность параметров режима, соответствующую периоду промышленной частоты, не позволяют оценивать значения параметров в произвольный момент времени с достаточной инженерной точностью в ходе переходного процесса. Целью данной работы является выполнение исследований, разработка и апробация методики определения мгновенных значений электрических параметров во время электромеханических переходных процессов.

Оценка мгновенных значений амплитуды, частоты и фазы токов и напряжений обладает широкой перспективой применения. В частности, появляются средства реализации пусковых органов противоаварийной автоматики улучшенного быстродействия на базе оценённых мгновенных амплитуд и частот режимных параметров. Благодаря применению предлагаемых алгоритмов становится возможной разработка адаптивной модели синхронной машины, служащей для идентификации её параметров. Разработанные ООО «Прософт-Системы» регистраторы, кроме того, обладают возможностью определения угловой скорости ротора и внутреннего угла синхронной машины.

2 СУЩЕСТВУЮЩИЕ МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ СИГНАЛА

В настоящее время широко применяется ряд методов определения параметров электрического режима. Наиболее простым подходом к определению параметров сигнала

представляется определение на периоде гармоники промышленной частоты её параметров по формулам, известным из общей электротехники [3]. Экстремум гармоники при этом принимается за её амплитуду, по интервалу времени между соседними экстремумами и/или переходами через нуль определяется её частота – фактически определяются некоторые усредненные (постоянные) значения на этих интервалах времени.

Существует также семейство алгоритмов, основанных на идее определения амплитуды и фазы сигнала по значению мгновенной величины и её производной в произвольный момент времени [4]. Реализация данных алгоритмов связана с рядом допущений о характере поведения определяемых величин: полагают, что они являются неизменными. Благодаря своей простоте, алгоритмы данного семейства имеют высокое быстродействие, однако их точность весьма низкая из-за априорного задания частоты сигнала, учёта только основной гармоники сигнала и низкой помехоустойчивости. При протекании электромеханических переходных процессов частота в пределах одного периода тока промышленной частоты может изменяться значительно.

В измерительных органах микропроцессорной релейной защиты широко применяется алгоритм определения параметров сигналов на основе выделения тригонометрических функций с разложением в ряд Фурье [4]. Данный подход получил широкое распространение благодаря фильтрующим свойствам, что позволило получить более высокую точность оценки параметров сигнала. Однако в условиях переходных режимов для такого алгоритма также свойственна существенная погрешность из-за переменных амплитуды и частоты сигнала, которые характерны для таких режимов. Такой алгоритм обладает и высокой инерционностью: достоверные результаты вычислений появляются не ранее чем через период основной частоты после перехода энергосистемы в новый режим.

На предположении о возможности изменения амплитуды и частоты сигнала во времени основано классическое преобразование Гильберта [5], где исходный сигнал представляется в виде двух составляющих: амплитудной и фазовой. К его недостаткам относится, во-первых, необходимость наличия сигнала на всём интервале его реализации, т.е. он возможен только в режиме ретроспективного анализа. Для работы в режиме реального времени требуется выполнение его на окнах с появлением соответствующих концевых эффектов. Во-вторых, для реализации классического метода необходимо обеспечить центрирование циклического сигнала.

С целью преодоления недостатков описанных методов на основании углубленных исследований применимости их к реальным данным, получаемым с объектов энергетики, предлагается к рассмотрению модифицированное ПГ, с помощью которого задача определения параметров решается в последовательности, отличной от таковой для классического ПГ [6, 7]:

- 1) вычисляется амплитуда сигнала, за которую принимается огибающая локальных максимумов абсолютных значений сигнала;
- 2) вычисляется мнимая составляющая аналитического сигнала по известным амплитуде и действительной части;
- 3) вычисляются мгновенная фаза сигнала и его мгновенная частота как производная фазы.

Таким образом, данный подход отвечает требованиям работы в режиме реального времени, позволяя вычислять мгновенные значения с дискретностью, соответствующей таковой для исходных мгновенных значений, при фиксации каждого локального экстремума (полупериод промышленной частоты).

3 АЛГОРИТМ ОЦЕНКИ МГНОВЕННЫХ ЗНАЧЕНИЙ ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО РЕЖИМА

В качестве исходных данных для алгоритма вычисления мгновенных значений параметров электрического режима (ПЭР) используются измерения тока и напряжения с дискретизацией выше промышленной частоты электрического тока. Для иллюстрации алгоритма приведён пример расчёта параметров для тока повреждённой фазы во время двухфазного внезапного короткого замыкания на выводах генератора (рисунок 1).

Оценка мгновенных значений параметров электрического режима выполняется в соответствии со следующим алгоритмом.

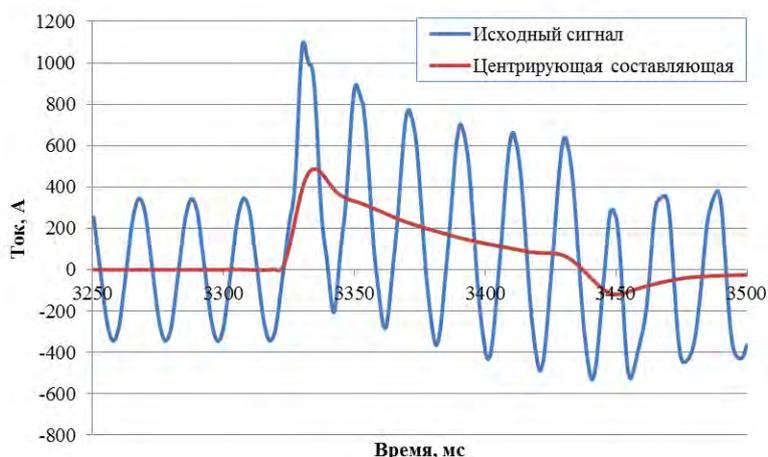


Рис. 1: Исходный сигнал и его несимметричная составляющая

1. Вычисление мгновенных амплитуд исходного сигнала. Для корректного расчёта параметров выделяется центрирующая составляющая сигнала (рисунок 1) и выполняется центрирование сигнала относительно оси абсцисс (рисунок 2). За мгновенные амплитуды принимается огибающая сигнала. Вычисление происходит путём интерполяции кубическими сплайнами опорных точек вблизи локальных экстремумов исходного сигнала. Использование в качестве опорных точек локальных экстремумов может приводить к тому, что при резком изменении амплитуды (начало переходного процесса) огибающая на некоторых участках может оказаться ниже самого сигнала, что приводит к искажению результатов расчёта параметров сигнала.

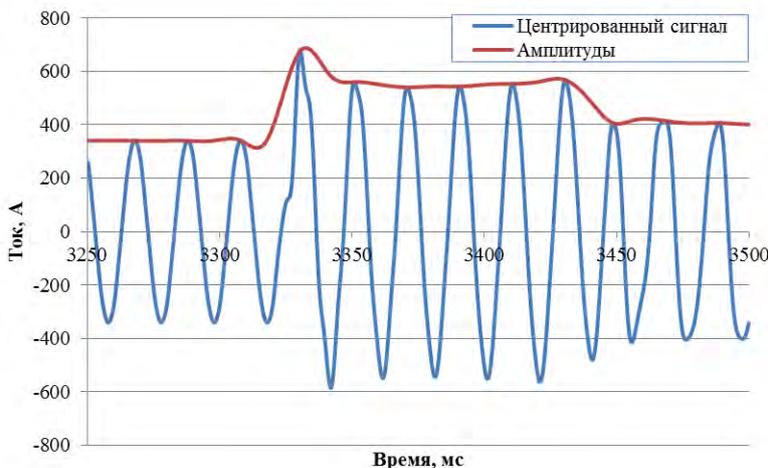


Рис. 2: Центрированный сигнал и его амплитуда

2. Вычисление мнимой составляющей аналитического сигнала по следующей формуле:

$$\bar{x}(t) = \sqrt{a^2(t) - x^2(t)},$$

где $x(t)$ – исходный сигнал, $\bar{x}(t)$ – мнимая часть аналитического сигнала, $a(t)$ – мгновенная амплитуда исходного сигнала. Вычисленная мнимая составляющая показана на рисунке 3.

3. Вычисление мгновенной фазы сигнала (рисунок 4 (б)) по формуле

$$\varphi(t) = \arccos \frac{x(t)}{a(t)}.$$

4. Мгновенная частота сигнала определяется по формуле

$$\omega(t) = \frac{\overline{x'(t)x(t)} - x'(t)\overline{x(t)}}{a^2(t)},$$

где $x'(t)$ и $\overline{x'(t)}$ – производные, соответственно, действительной и мнимой частей аналитического сигнала. Для нахождения производных соответствующие сигналы аппроксимируются полиномами второго порядка скользящим образом с серединой в точке, для которой рассчитывается производная, и производные получившихся полиномов в средней точке и будут являться производными сигнала в ней. Результаты вычисления мгновенной частоты показаны на рисунке 4 (в) (синяя кривая).

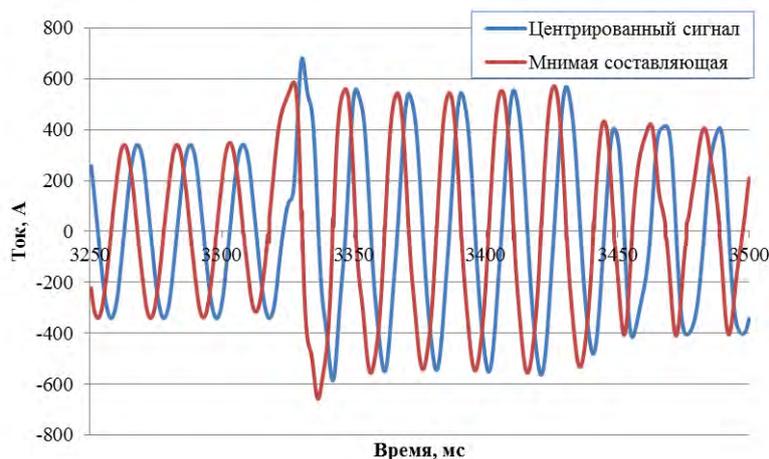


Рис. 3: Центрированный сигнал и мнимая составляющая соответствующего аналитического сигнала

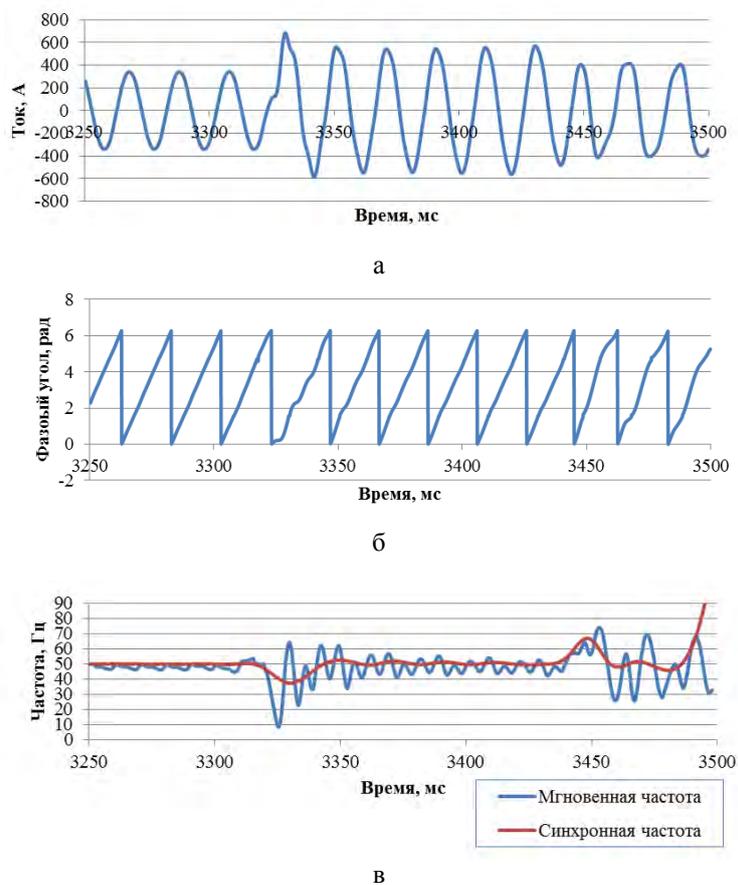


Рис. 4: Центрированный сигнал (а), его мгновенная фаза (б) и частота (в)

5. Вычисление синхронной частоты сигнала, которая является частотой основной гармоники тока и характеризует частоту вращения электрических машин в системе, в то время как мгновенная частота показывает частоту самого сигнала с учётом его реальной формы. Синхронная частота вычисляется путём аппроксимации сплайнами значений частоты, определяемых временными промежутками между переходами сигнала через нуль. Переходы через нуль определяются путём линейной аппроксимации сигнала вблизи смены его знака и поиска пересечения аппроксимирующей функции с нулём. Результаты вычисления синхронной частоты показаны на рисунке 4 (в) (красная кривая).

В данном случае определение синхронной и мгновенной частот важно для учета нелинейности синхронной машины. Они совпадают в установившемся режиме, но в ходе переходных процессов отличаются, так как синхронная частота соответствует скорости вращения поля статора, а мгновенная частота характеризует еще и искажение синусоидальной формы кривой напряжения обмоток статора. Границы применимости каждого из понятий в настоящий момент являются предметом углубленного исследования.

Аналогичные расчёты могут быть выполнены и для сигнала напряжения.

4 СОПОСТАВЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ВЫЧИСЛЕНИЙ РАЗЛИЧНЫМИ МЕТОДАМИ

Для сравнения модифицированного ПГ с другими методами был выполнен расчёт мгновенных параметров тока повреждённой фазы альтернативными методами: с помощью классического ПГ и с помощью интерполяции параметров, вычисленных на периодах. На рисунке 5 представлены результаты вычисления мгновенной амплитуды сигнала различными методами, а на рисунке 6 – результаты вычисления мгновенной частоты сигнала.

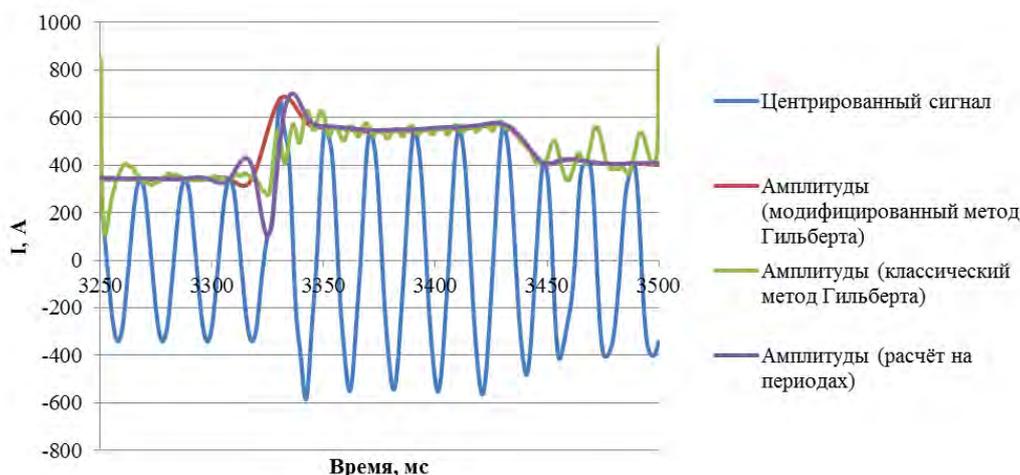


Рис. 5: Результаты вычисления мгновенной амплитуды сигнала различными способами

Как видно, результат расчёта амплитуды с помощью классического ПГ содержит некоторые колебания, что характерно для исходных данных с небольшим уровнем помех. Вычисление амплитуды на периодах с последующей интерполяцией кубическими сплайнами даёт удовлетворительный результат только во время установившихся режимов. Полученная с помощью модифицированного ПГ амплитуда наиболее точно описывает процесс, в том числе и переходный, полностью отстраиваясь от помех.

Расчёт частоты на периодах достаточно точно отражает изменение синхронной частоты (частоты основной гармоники) сигнала. Вычислить мгновенную частоту можно только с помощью классического и модифицированного ПГ. Однако на вычисление частоты влияет значение мгновенной амплитуды сигнала, вследствие чего можно утверждать, что мгновенная частота, вычисленная с использованием модифицированного ПГ, точнее описывает процесс.

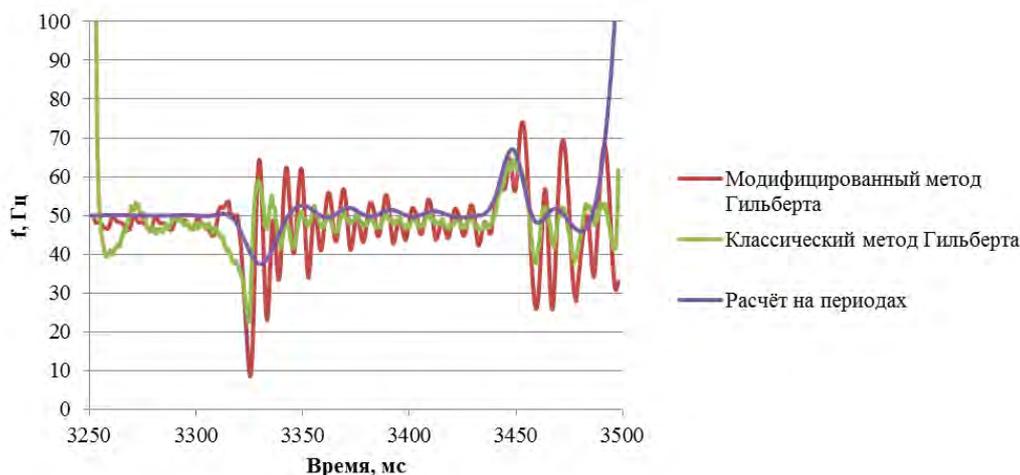


Рис. 6: Результаты вычисления мгновенной частоты сигнала различными способами

5 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ АПРОБАЦИЯ

Апробация разработанного алгоритма была проведена на электродинамической модели ОАО «НТЦ ЕЭС» с помощью регистратора электрических событий РЭС-3 СМПР производства ООО «Прософт-Системы». Данный регистратор обладает частотой дискретизации 10 кГц (200 точек на период сигнала с частотой 50 Гц) и имеет привязку к астрономическому времени, что позволяет максимально точно оценивать параметры электрического режима.

Испытания были проведены для различных переходных режимов: одно-, двух- и трёхфазные внезапные короткие замыкания на зажимах генератора, включение трансформаторов на нагрузку и на холостой ход, пуск асинхронных двигателей, синхронные качания в энергосистеме и др. Проверка алгоритма для оценки мгновенных параметров в ходе разных переходных процессов доказала применимость подхода к анализу как установившихся, так и разнообразных переходных процессов.

6 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе показано, что применение существующих методик определения мгновенных параметров электрического режима в периоды электромеханических переходных процессов не позволяет получить мгновенные параметры, а именно, амплитуду, частоту и фазу сигнала в произвольный момент времени, с достаточной точностью. Разработанный алгоритм, основанный на модифицированном преобразовании Гильберта, позволяет решить эту задачу. Ряд испытаний, проведённых на электродинамической модели, показал корректность и эффективность предлагаемого алгоритма.

Разработанный подход открывает новые перспективы в области исследования динамических характеристик электроэнергетических систем и её отдельных элементов, позволяет разработать адаптивную модель синхронной машины и новые средства противоаварийной автоматики. Сам принцип постановки измерений внутри периода позволит по-новому взглянуть на физические явления, происходящие в энергосистемах, и даст возможность их более глубокой интерпретации как с научной и физической, так и инженерно-технической позиции.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] IEEE Std C37.118™-2005. IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems.
- [2] California Institute for Energy and Environment (CIEE)/Kema: Phasor Measurement Application Study, October 2006.
- [3] Бессонов Л.А. Теоретические основы электротехники. Электрические цепи. Издание девятое переработанное и дополненное. Москва: "Высшая школа", 1996.
- [4] Шнеерсон Э.М. Цифровая релейная защита. Москва: Энергоатомиздат, 2007.

- [5] Norden, E. Huang, Samuel S.P. Shen. The Hilbert-Huang transform and its applications / World Scientific Publishing Co. Pte. Ltd., 2005.
- [6] Бердин А.С., Герасимов А.С., Захаров Ю.П., Коваленко П.Ю., Шубин Н.Г. Методы исследования нелинейных и нестационарных свойств низкочастотных колебаний в энергосистеме. // Сборник докладов 4-ой Международной научно-технической конференции «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем». Екатеринбург: издание на CD-диске, CIGRE, 2013. С.2.2-8.
- [7] Близнюк Д.И., Коваленко П.Ю., Егоров А.О., Черепов А.С. Оценка мгновенных значений параметров электрического режима в сети переменного тока. // Электроэнергетика глазами молодежи: научные труды V международной научно-технической конференции. Т. 1. Томск, 2014. С. 389-394.



С.5.2-8. Экспериментальное исследование на физической модели макета системы мониторинга запасов устойчивости режима энергосистемы по данным синхронизированных измерений в узлах генерации

**В.В. ДЕНИСОВ¹, А.Г. ФИШОВ¹, А.Л. НАГАЙЦЕВ¹
В.А. ФИШОВ², М.А. ШИЛЛЕР²**

¹ – ФГБОУ ВПО Новосибирский государственный технический университет (НГТУ),

² – Филиал ОАО «СО ЕЭС» Новосибирское РДУ
Россия

fishov@ngs.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

мониторинг запасов устойчивости режима энергосистемы, актуальная обобщенная модель электроэнергетической системы, синхронизированные векторные измерения, физическая модель энергосистемы, экспериментальные исследования

1 ВВЕДЕНИЕ

На кафедре Автоматизированных электроэнергетических систем (АЭЭС) НГТУ была разработана и запатентована технология контроля устойчивости включенных в электрическую сеть синхронных машин по данным синхронизированных векторных измерений [1]. В ее основе – определяемая по регистрограммам параметров текущего режима в узлах генерации актуальная обобщенная модель энергосистемы, характеризующая связь между ЭДС наблюдаемых генераторов или их эквивалентных групп. Многостадийное представление послеаварийного режима (ПАР) энергосистемы с выделением приоритетных задач управления на каждом из этапов является одной из особенностей технологии. С применением данной технологии контроль устойчивости режима ЭЭС можно осуществлять на различных иерархических уровнях управления ЭЭС [2].

Создание и испытания макета системы мониторинга запасов устойчивости режима энергосистемы по данным синхронизированных измерений в узлах генерации было необходимо для подтверждения работоспособности разработанной технологии и возможности ее реализации в режиме реального времени, а также исследования ее особенностей.

2 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ЗАПАСОВ УСТОЙЧИВОСТИ РЕЖИМА ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ПО ДАННЫМ СИНХРОНИЗИРОВАННЫХ ИЗМЕРЕНИЙ

Система контроля статической устойчивости режима электроэнергетической системы использует актуальную обобщенную модель ЭЭС, содержащую комплексные коэффициенты связи между узлами приложения ЭДС генераторов и/или их синфазных групп. Кроме узлов

приложения ЭДС генераторов или их эквивалентных групп, обобщенная модель не содержит в себе других узлов привычной схемы замещения, нагрузки в модели представлены линейными шунтами (Рис. 1).

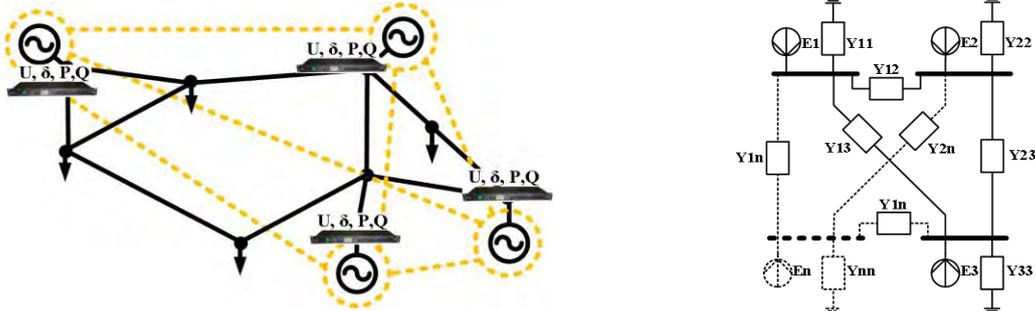


Рис. 1: Обобщенная модель энергосистемы для мониторинга статической устойчивости режима ЭЭС по данным синхронизированных векторных измерений

По существу модель ЭЭС представляет собой матрицу собственных и взаимных проводимостей ЭДС генераторов или их эквивалентных групп \underline{Y} (матрица СВП ЭДС генераторов), определяющую угловых характеристики мощностей генераторов [3-5]:

$$\begin{cases} P_i = E_i^2 y_{ii} \sin a_{ii} + \sum_{j=1, j \neq i}^n E_i E_j y_{ij} \sin(\delta_{ij} - a_{ij}) \\ Q_i = E_i^2 y_{ii} \cos a_{ii} + \sum_{j=1, j \neq i}^n E_i E_j y_{ij} \cos(\delta_{ij} - a_{ij}) \end{cases}, \quad (1)$$

$$\text{где } \underline{Y} = \begin{pmatrix} y_{11} e^{-j(90^\circ - a_{11})} & \dots & -y_{1n} e^{-j(90^\circ - a_{1n})} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ -y_{n1} e^{-j(90^\circ - a_{n1})} & \dots & y_{nn} e^{-j(90^\circ - a_{nn})} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \underline{Y}_{11} & \dots & -\underline{Y}_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ -\underline{Y}_{n1} & \dots & \underline{Y}_{nn} \end{pmatrix}$$

- матрица собственных и взаимных проводимостей генераторов;

P_i, Q_i - внутренние активная и реактивная мощности i -го генератора;

E_i, E_j - ЭДС генераторов в некоторой схеме.

В указанной модели генераторы представлены ЭДС за сопротивлением, нагрузки - линейными шунтами.

В общем виде уравнения (1) для режима n генераторов могут быть записаны:

$$\underline{S} = \text{diag}\{\underline{E}\} \cdot \underline{Y}^* \cdot \underline{E}^*, \quad (2)$$

где \underline{S} - вектор-столбец активных и реактивных мощностей генераторов в точках приложения ЭДС; \underline{Y} - квадратная матрица СВП ЭДС генераторов; \underline{E} - вектор-столбец ЭДС генераторов.

Режим каждого из генераторов определяется выражением:

$$\underline{S}_i = \underline{E}_i \cdot (\underline{E}^*)^T \cdot \underline{y}^{(i)*}, \quad (3)$$

где $\underline{y}^{(i)}$ - вектор-столбец СВП i -го генератора, соответствующая i -й строке матрицы \underline{Y} ; $\underline{S}_i, \underline{E}_i$ - внутренняя мощность и ЭДС i -го генератора.

Синхронизированные измерения активной и реактивной мощностей, векторные измерения напряжений в узлах подключения генерации позволяют для каждого момента времени (электрического режима) рассчитать элементы матриц \underline{S} и \underline{E} .

Записав уравнения (3) для $n-1$ генератора для одного режима, получим в общем случае недоопределенную систему линейно независимых уравнений относительно вектора СВП генераторов \underline{y} , объединяющего вектора $\underline{y}^{(i)}$:

$$\underline{S} = \underline{A} \cdot \underline{y}^* \quad (4)$$

где \underline{A} – прямоугольная матрица, коэффициентами которой являются произведения ЭДС с индексами, совпадающими с индексами проводимостей.

Для того чтобы система уравнений (4) стала определенной (с квадратной матрицей \underline{A}) или переопределенной ее следует дополнить, используя измерения для разных моментов времени переходного режима с перераспределением мощностей между генераторами.

В результате решения определенной или переопределенной системы уравнений (4) методом наименьших квадратов определяются параметры многополюсника (значения собственных и взаимных проводимостей ЭДС генераторов).

При необходимости контроля внутренних параметров сети (напряжений в некоторых узлах, потоков мощности по выделенным сечениям сети) необходимо размещение дополнительных синхронизированных измерителей в соответствующих узлах сети. По результатам измерений возможна идентификация комплексных коэффициентов связи контролируемых параметров с ЭДС генераторов и последующее определение необходимых контролируемых параметров в квазиустановившихся и послеаварийных режимах [4,5].

Необходимым условием идентификации актуальной матрицы СВП (не вырожденности системы уравнений (4)) является наличие изменений установившегося режима (перераспределения мощности между генераторами). Его выполнение возможно двумя способами:

- Первый заключается в использовании спорадических возмущений нормального режима ЭЭС в результате воздействия аварийных возмущений. В этом случае матрица СВП идентифицируется во временном окне переходного режима, связанного с затуханием электромеханических колебаний, а область применения модели – контроль допустимости квазиустановившихся и установившихся послеаварийных режимов (ПАР) (Рис. 2а).

- Второй заключается в использовании искусственных изменений режима, например, путем кратковременной разгрузки генераторов по активной мощности. В этом случае может быть обеспечен контроль границ допустимости по устойчивости нормальных режимов (предельных выдаваемых генераторами мощностей) (Рис. 2б).

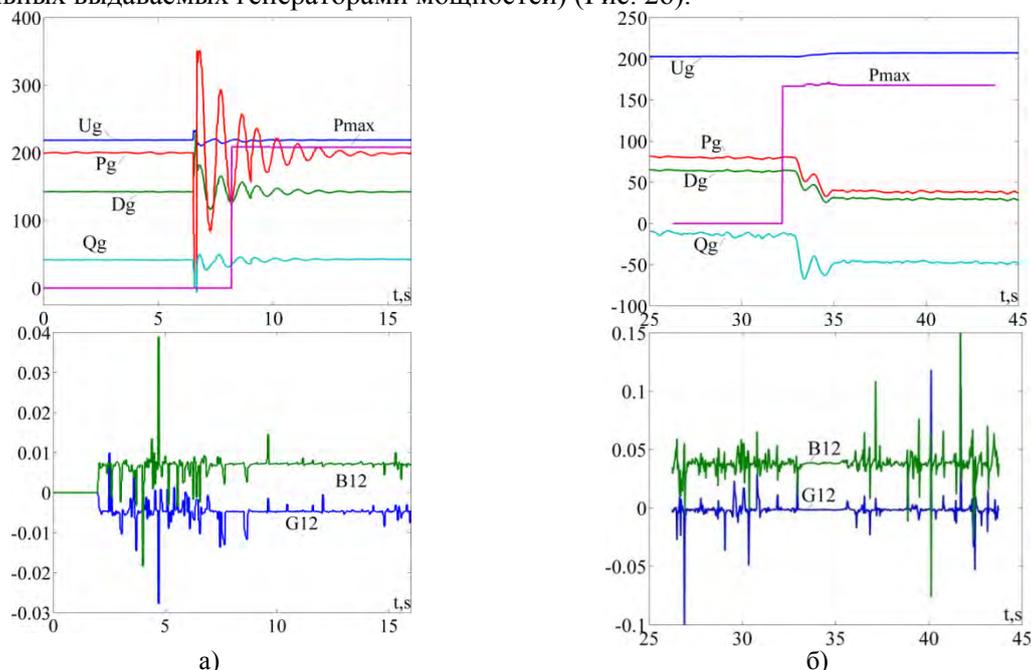


Рис. 2: Определение ограничений на выдачу активной мощности генератора по условию статической устойчивости после спорадического возмущения (а) и предварительной разгрузки генератора (б)
 P_g (Q_g) – измеренная величина активной (реактивной) мощности генератора, $\times 10$ Вт(ВАр); U_g – измеренное напряжение на шинах генератора, В; D_g – относительный угол напряжения на шинах генератора, $\div 200$ рад ; P_{max} – рассчитанный предел мощности по условию статической устойчивости, $\times 10$ Вт; G_{12} , B_{12} – рассчитанные взаимная активная и реактивная проводимости между ЭДС генератора и У ШБМ, См

Поскольку в многомашинной системе перераспределение мощности при возмущении или оперативных действиях происходит, как правило, только между частью генераторов, идентификация матрицы СВП происходит с учетом синфазного движения генераторов и представлением таких генераторов эквивалентным. Отсутствие изменений режима остальных генераторов не позволяет идентифицировать взаимные проводимости между ними в силу вырожденности системы уравнений. Получаемая при этом модель отражает структуру взаимного движения генераторов при перераспределении мощности между ними [2-4].

Переопределённость системы уравнений (4) необходима для стабильности результатов в условиях наличия как методической погрешности, обусловленной замещением режима реального объекта его моделью определенного вида, так и измерительной погрешности. Кроме переопределенности системы уравнений для улучшения обусловленности информационной матрицы, которая для каждой i -й строки матрицы СВП имеет вид [6,7]:

$$\mathbf{G}_i = (\mathbf{A}_i^T \mathbf{A}_i) \quad (5)$$

а значит для стабильности получаемого результата, используются «планирование эксперимента» (критерий D -оптимальности), центрирование независимых и зависимых переменных, взвешенный метод наименьших квадратов.

3 ФИЗИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И МАКЕТ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ЗАПАСОВ УСТОЙЧИВОСТИ РЕЖИМА ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

В ходе работ по модернизации и развитию электродинамическая модель (ЭДМ) НГТУ была оснащена современной системой синхронизированных векторных измерений SMART-WAMS производства ЗАО «РТСофт» (Рис. 3а). Как известно, система SMART-WAMS представляет собой программно-аппаратный комплекс на базе многофункциональных измерительных преобразователей (МИП-02) и коммуникационного сервера, предназначенного для измерения, регистрации и архивирования параметров электромеханических переходных режимов. Система SMART-WAMS является ключевым компонентом и источником данных при создании макета системы контроля устойчивости, обеспечивающим расчет векторных величин параметров переходных режимов в различных точках измерения. Измерители подключены к вторичным токовым цепям и цепям напряжения выключателей, что позволяет переносить точки синхронизированных векторных измерений в различные части схемы сети.

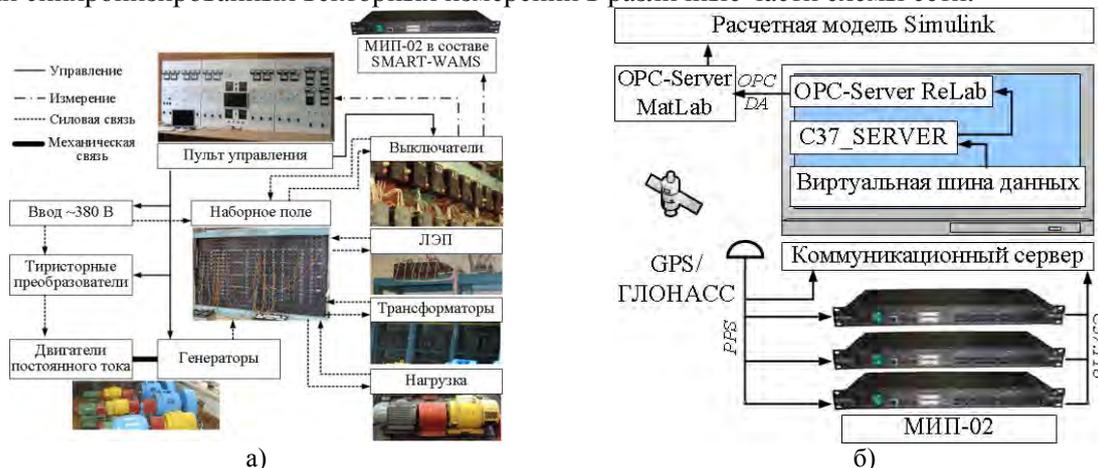


Рис. 4: Основное оборудования ЭДМ Испытательного центра (а) и схема передачи данных в макете системы мониторинга запасов устойчивости режима энергосистемы (б)

Упрощенная функциональная схема SMART-WAMS с передачей данных в расчетную модель, представлена на рисунке 4б. Синхронизированные данные с МИП поступают через виртуальную шину данных на сервер C37, где на интервале 20 мс, формируются действующие значения, а также абсолютные углы (фазы) напряжений и токов прямой, обратной и нулевой последовательности. Получаемые данные в режиме реального времени по специализированному протоколу передачи данных C37.118 поступают на OPC-сервер, где доступны клиентам сервера для дальнейшей обработки, отображения и записи. Анализ данных

для выделения представительных режимов, идентификация матрицы СВП и расчет пределов по устойчивости осуществляется в разработанной динамической расчетной модели MATLAB/Simulink.

Блок-схема основного алгоритма макета системы мониторинга запасов устойчивости режима энергосистемы представлена на рисунке 5.

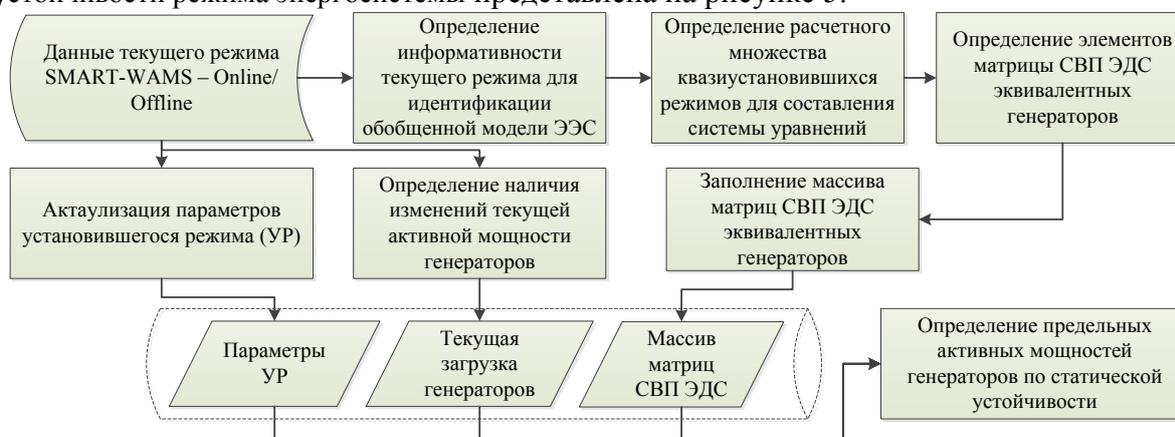


Рис. 5: Блок-схема основного алгоритма макета системы мониторинга запасов устойчивости режима энергосистемы

4 РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ МАКЕТА СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ЗАПАСОВ УСТОЙЧИВОСТИ РЕЖИМА ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Испытания макета системы мониторинга запасов устойчивости режима энергосистемы проводились в соответствии с утвержденной Программой и методикой испытаний от 04.02.2015 при участии представителей компаний ЗАО «ИАЭС», ЗАО «Модульные Системы Торнадо», ЗАО «Лаборатория противоаварийного управления в энергосистемах», ООО «ИтелЭнергия» и мэрии г. Новосибирска.

В ходе испытаний выполнялась:

1. проверка правильности распознавания вида режима по интенсивности изменения параметров (установившегося, колебания при малых возмущениях, затухающего переходного, момент коммутации, сопровождающийся скачкообразным изменением режимных параметров (U, P, Q)) с фиксацией условий для определения взаимных проводимостей между ЭДС генераторов или их синфазных групп;

2. проверка согласованности элементов матрицы СВП, определяемых по данным переходных процессов (при электромеханических колебаниях, при оперативных изменениях режима, при стохастических колебаниях установившихся режимов), с предварительно рассчитанными путем эквивалентирования схемы замещения для ЭЭС различной структуры (Рис.5);

3. проверка адекватности определения предельных активных мощностей генераторов по условию статической аperiodической устойчивости:

- при спорадическом возмущении по данным затухающего электромеханического переходного процесса;
- при оперативном управлении мощностью генераторов

путем проведения опытов последовательного нагружения включенных в схему генераторов до выхода из синхронизма;

В качестве испытательной схемы была принята коммутируемая замкнутая схема с двумя генераторами и ШБМ. Вариации испытательной схемы, отражающие различную структуру электрической сети, представлены на рисунке 6. Выбор испытательной схемы определен достаточностью и наглядностью демонстрации результатов работы системы мониторинга запасов устойчивости режима энергосистемы. Синхронные машины, включенные в сеть через свой выключатель, разного типа. Паспортные данных явнополюсного модельного генератора Г2 и неявнополюсного модельного генератора Г3 приведены в таблице 1.

**Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем
01 – 05 июня 2015 г., Сочи**

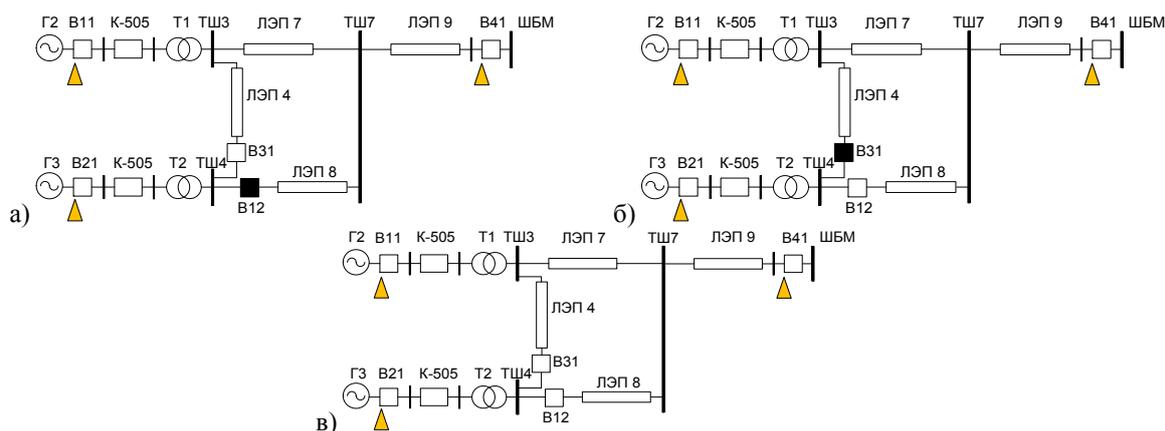


Рис. 6: Вариации испытательной схемы (а – цепочечная структура сети; б – радиальная структура сети, в – замкнутая структура сети)

Паспортные параметры	Генератор Г2	Генератор Г3
		МК-3
Полная мощность S_n , ВА	3000	5000
Активная мощность P_n , Вт	-	4000
Номинальное напряжение, U_n , В	230	230
Номинальный ток I_n , А	7,52	12,55
Номинальный $\cos\phi$, о.е.	-	0,8
Синхронное реактивное сопротивление по оси «d», о.е.	1,242	1,17
Синхронное реактивное сопротивление по оси «q», о.е.	0,662	1,04
Постоянная времени агрегата без дисков T_i мин, с	5,0	10,92

Табл. 1: Паспортные данные синхронных машин в испытательной схеме

В ходе проведения экспериментальных исследований для двухмашинной схемы было отмечено наличие повышенного уровня нерегулярных колебаний установившегося режима. При увеличении степени переопределения решаемой системы уравнений (4) такие режимные условия становятся информативными для идентификации обобщенной модели ЭЭС. В таблице 2 приведены результаты идентификации элементов матрицы СВП при вариации режимных условий.

Элементы матрицы СВП	Значения при эквивалентировании	Значения по данным текущего процесса					
		при электромеханических колебаниях		при оперативных изменениях режима		при стохастических колебаниях установившегося режима	
		σ_m	$\sigma_B, \%$	σ_m	$\sigma_B, \%$	σ_m	$\sigma_B, \%$
замкнутая электрическая сеть							
V_{21}	0.0123	0.012423	-1	0.012326	-0.2	0.012349	-0.4
V_{31}	0.0157	0.015797	-0.6	0.015285	2.6	0.015297	2.6
V_{23}	0.00757	0.007530	0.5	0.007573	0.1	0.007724	-2.0
радиальная электрическая сеть							
V_{21}	0.0123	0.012605	-2.5	0.012439	-1.1	0.012530	-1.9
V_{31}	0.0157	0.015368	2.1	0.015003	4.4	0.015750	-0.3
V_{23}	0.00473	0.004682	1.0	0.004830	-2.1	0.004846	-2.5
цепочечная электрическая сеть							
V_{21}	0.0118	0.012151	-2.9	0.012031	-2.0	0.011816	-0.1
V_{31}	0.011	0.00965	12.2	0.010342	6.0	0.010499	4.6
V_{23}	0.0082	0.008049	1.8	0.008051	1.8	0.008120	1.0

σ_B – рассогласование с полученными значениями элементов матрицы СВП при эквивалентировании.

Табл. 2: Сводные результаты идентификации элементов матрицы СВП

В таблице 3 представлены некоторые результаты определения предельных активных мощностей генераторов и синфазной группы из генераторов Г2+Г3. При проверке расчетных пределов опытом последовательного нагружения, погрешность составляет не более 3%.

**Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем
01 – 05 июня 2015 г., Сочи**

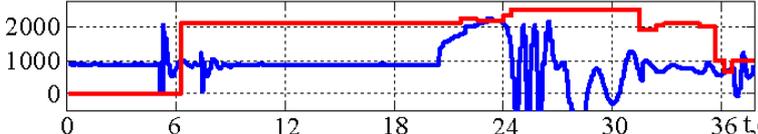
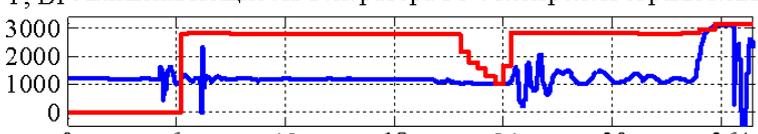
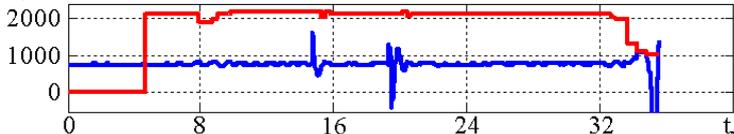
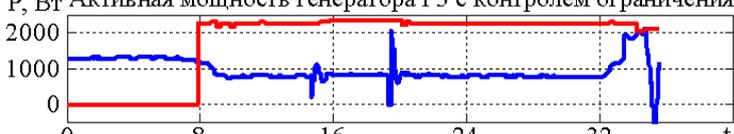
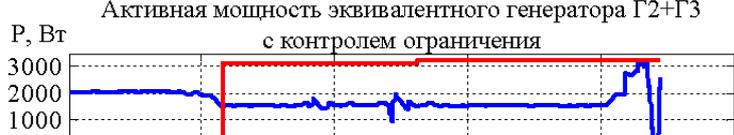
Предельная активная мощность генератора/синфазной группы	Pr2	Pr3	Pr2+Pr3
	Вт		
Опыт№1. Полная схема на рисунке 4, все выключатели включены Возмущение режима: АПВ на выключателе В11, АПВ на выключателе В21			
По результатам эксперимента при нагружении генератора до выхода из синхронизма	2220	3080	-
Расчетная величина по актуальной матрицы СВП, полученной по данным переходного процесса	22340	3114	3247
Рассогласование, %	-0.6	-1.1	-
Осциллограммы мощностей генераторов и ограничений по устойчивости	<p align="center">Р, Вт Активная мощность генератора Г2 с контролем ограничения</p>  <p align="center">Р, Вт Активная мощность генератора Г3 с контролем ограничения</p> 		
	<p><i>Примечание:</i> знаком «-» отмечено отсутствие измеренного значения предельной мощности для синфазной группы Г2+Г3, потому как проверка предела производилась для каждого генератора</p>		
Опыт№2. Полная схема на рисунке 4, все выключатели включены Возмущение режима: отключение выключателя В12, переход к цепочечной структуре			
По результатам эксперимента при нагружении генератора до выхода из синхронизма	1904	1475	-
Расчетная величина по актуальной матрицы СВП, полученной по данным переходного процесса	1900	1509	-
Рассогласование, %	0.2	-2.3	-
Опыт№3. В схеме на рисунке 4, В12 отключен, цепочечная структура сети Возмущение режима: разгрузка Г3, АПВ на выключателе В11, АПВ на выключателе В21			
По результатам эксперимента при нагружении генератора до выхода из синхронизма	1116	2049	3207
Расчетная величина по актуальной матрицы СВП, полученной по данным переходного процесса	1142	2066	3271
Рассогласование, %	-2.3	-0.9	-2.0
Осциллограммы мощностей генераторов и ограничений по устойчивости	<p align="center">Р, Вт Активная мощность генератора Г2 с контролем ограничения</p>  <p align="center">Р, Вт Активная мощность генератора Г3 с контролем ограничения</p>  <p align="center">Активная мощность эквивалентного генератора Г2+Г3 с контролем ограничения</p> 		

Табл. 3: Некоторые результаты работы макета для двухмашинной системы

Итоги испытаний отражены в Протоколе №1 от 09.02.2015, где сделано заключение о работоспособности представленного макета и технологии контроля статической апериодической устойчивости режима электроэнергетической системы и возможности ее реализации в режиме реального времени.

5 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе экспериментальных исследований были расширены условия идентификации обобщенной модели ЭЭС, а значит и запасов по статической устойчивости режима ЭЭС. Нерегулярные колебания установившегося режима при увеличении интервала, по данным которого составляется система уравнений, также информативны для определения параметров обобщенной модели ЭЭС.

Результаты проведенных испытаний на физической модели энергосистемы свидетельствуют о высокой точности определения предельных по статической устойчивости мощностей генераторов, обеспечиваемой непрерывной актуализацией расчетных пределов, в том числе и в ходе нагружения генераторов.

Результаты испытаний подтверждают работоспособность способа и его перспективность для применения в технологической и противоаварийной автоматиках как в электрических сетях с распределенной генерацией, так и в традиционных энергосистемах.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Патент РФ МПК H02H7/07,7/06/,9/00,11/00 № 2500061. Способ контроля запасов устойчивости режима синхронных электрических машин, включенных в электрическую сеть / А. Г. Фишов. Опубл в Б.И. 2013 № 33 (приоритет от 02.12.2011)
- [2] Stability monitoring and control of generation based on the synchronized measurements in nodes of its connection/ A. Fishov, M. Shiller, A. Dekhterev, V.Fishov// Journal of Energy and Power Engineering, NY, USA, 2015. – 9(2015) – p.59-67. ISSN 1934-8975
- [3] Дехтерев А.И. Мониторинг запасов устойчивости на основе системы мониторинга переходных процессов / А. Г. Фишов, А. И. Дехтерев // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – Новосибирск: Изд-во НГАСУ, 2009. – №1 – С. 102-106.
- [4] Тутундаева Д.В. Развитие технологии контроля и нормирования запасов устойчивости энергосистем / Д. В. Тутундаева, А. Г. Фишов // Научный вестник НГТУ. – 2011. – №2(43). – С. 147-160. – ISSN 1814-1196.
- [5] Соболева М. А. Определение предельных режимов электроэнергетической системы на основе матрицы собственных и взаимных проводимостей ЭДС эквивалентных генераторов / М.А.Соболева, А. Г. Фишов // Электричество. - 2013. -№ 8.-С.9-14.
- [6] Гроп, Д. Методы идентификации систем : [практическое руководство] / Д. Гроп; пер. с англ. В.А. Васильева, В. И. Лопатина ; под ред. Е.И. Кринецкого. М.: Мир, 1979 – 302 с.
- [7] Вучков И. и др. Прикладной линейный регрессионный анализ / И. Вучков, Л. Бояджиева, Е. Солаков / Пер. с болг. и предисл. Ю.П. Адлера. – М.: Финансы и статистика, 1987. – 239 с.: ил.



С.5.2-9. Расстановка PMU для ускорения расчета режимов ЭЭС в задачах противоаварийного управления в среде WAMS

П. И. БАРТОЛОМЕЙ, С.И. СЕМЕНЕНКО
ФГАОУ ВПО «УрФУ имени первого Президента России Б.Н.Ельцина»
Россия
sergey.semenenko@urfu.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Ускоренные расчеты установившегося режима ЭЭС, размещение PMU, телеметрия, противоаварийная автоматика ДО.

1 ВВЕДЕНИЕ

Уровень и качество информационного обеспечения задач управления режимами энергосистем могут быть существенно повышены за счет использования современных распределённых информационно-измерительных систем на базе технологии векторных измерений параметров электрического режима, реализуемой посредством Wide Area Measurement Systems (WAMS), а также систем управления и защиты типа Wide Area Control Systems и Wide Area Protection Systems. В настоящее время на практике функциональные возможности WAMS являются недоиспользованными.

Рассматриваются новые альтернативы повышения качества управления установившимися режимами ЭЭС на основе синхронизированных векторных измерений параметров режима электрической системы при помощи Phasor Measurement Units (PMU).

Полноценное использование информации, получаемой при помощи PMU, позволяет не только определять достоверные значения параметров сетевых элементов, но и на новом качественном уровне решить различные задачи, в том числе способно обеспечить существенное снижение времени расчёта режимов, что особенно актуально в оперативных расчётах on-line и в системах противоаварийной автоматики, работающих в режиме ДО. Как известно, в этих системах за короткое время цикла опроса источников телеметрии необходимо по текущим данным телеметрии определить дозировки управляющих воздействий, гарантирующих сохранение устойчивости ЭЭС в случае возникновения любой из множества запрограммированных аварийных ситуаций.

Существующая до сих пор проблема высокой стоимости PMU привела к необходимости решения задачи оптимальной расстановки этих устройств в ЭЭС. Ранее в литературе рассматривались различные алгоритмы поиска мест размещения средств PMU, в том числе, предназначенные для решения проблемы по критерию минимального количества устройств, то есть с минимизацией затрат на их приобретение и установку, но с обеспечением полной наблюдаемости ЭЭС [1-4].

В отличие от этих алгоритмов, ниже рассматривается расстановка PMU, обеспечивающая не только наблюдаемость ЭЭС, но и минимальное время расчета установившегося режима по данным телеметрии, хотя при этом частично используются и традиционные телеизмерения

узловых инъекции [5-7]. Поэтому, требуется учесть существенную разницу погрешностей PMU и традиционных измерительных комплексов, что обычно входит в задачу оценивания состояния. При этом измерения напряжений PMU можно предполагать абсолютно точными по сравнению с остальными измерениями. Однако, следует учесть, что это справедливо только при использовании оптоэлектронных трансформаторов тока и напряжения, погрешность которых, как известно, на два порядка ниже, чем погрешность классических электромагнитных измерительных трансформаторов.

При условии совместного использования как классических, так и оптоэлектронных измерительных комплексов, измерения PMU в оценивании состояния должны быть учтены с повышенными весовыми коэффициентами. Определение этих коэффициентов является предметом отдельного исследования и выходит за рамки обсуждаемой проблемы.

2 ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ

Как известно, установившийся режим электроэнергетической системы, нелинейный по своей природе и, чаще всего, моделируемый системой уравнений узловых напряжений в форме баланса мощности. Для разработки алгоритма размещения PMU необходимо перейти к линеаризованной системе уравнений узловых напряжений в форме баланса токов, которая записывается в виде:

$$Y \cdot \bar{U} = \bar{I}, \quad (1)$$

где Y – матрица проводимостей ЭЭС ($\dim(Y) = n \times n$, где n – число узлов в электрической сети), \bar{U} – вектор напряжений узлов и \bar{I} – вектор токов инцидентий узлов. Все величины для модели сети переменного тока являются комплексными. В [7] было показано, что данный алгоритм применим и для расстановки PMU с целью ускорения расчета установившегося режима по нелинейной модели.

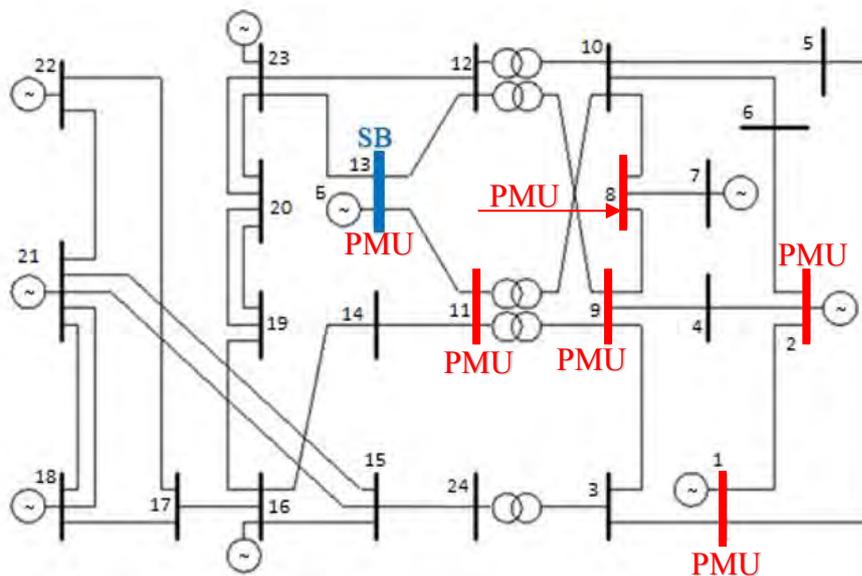


Рис. 1: Электрическая сеть IEEE RTS-96

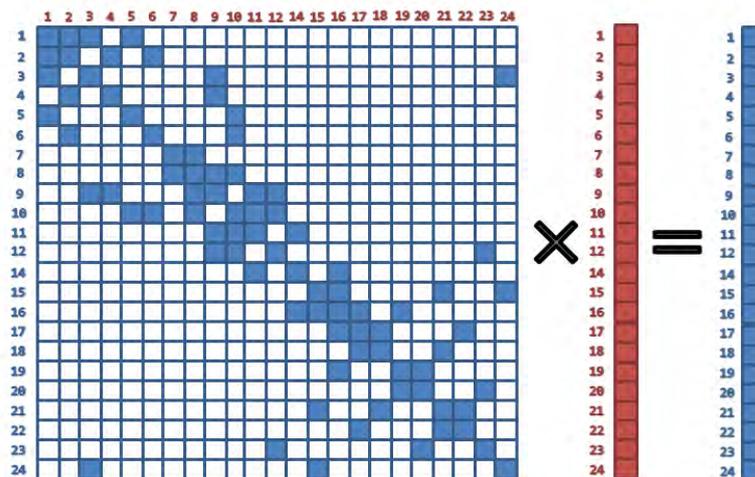


Рис. 2: Исходная линейная модель сети IEEE RTS-96

Система уравнений (1) проиллюстрирована на примере электрической сети IEEE RTS-96. Топология данной сети и результат работы алгоритма по размещению РМУ, описанного ниже, отображены на рисунке 1. Линейная модель сети представлена на рисунке 2, на котором показана матрица проводимости Y и два столбца \bar{U} и \bar{I} в соответствии с записью (1).

Данную систему (1) линеаризованных уравнений установившегося режима ЭЭС можно эквивалентно преобразовать, поменяв местами строки и столбцы, следующим образом:

$$\begin{aligned} \{Y \cdot \bar{U} = \bar{I}\} &\Leftrightarrow \{(M_1 \cdot Y \cdot M_2) \cdot (M_2^{-1} \cdot \bar{U}) = (M_1 \cdot \bar{I})\} \Leftrightarrow \\ &\Leftrightarrow \{(M_1 \cdot Y \cdot M_2) \cdot (M_2^{-1} \cdot \bar{U}) = (M_1 \cdot \bar{I})\} \Leftrightarrow \{Y_0 \cdot \bar{U}_0 = \bar{I}_0\}, \end{aligned} \quad (2)$$

где M_1 и M_2 – матрицы перестановок строк (M_1) и столбцов (M_2) исходной матрицы Y , Y_0 – новая матрица проводимостей, которая была получена после перестановок строк и столбцов, \bar{U}_0 – новый вектор напряжений, получившийся после перестановок столбцов матрицы Y , \bar{I}_0 – новый вектор токов, полученный в результате перестановки строк матрицы Y . Например, для сети IEEE RTS-96 данное преобразование приводит линейную модель к виду, показанному на рисунке 3. Из рисунка следует, что вектор напряжений можно разбить на два подвектора, \bar{U}_p и \bar{U}_q . Первый из них отражает множество P напряжений узлов, содержащих РМУ, второй – множество Q узлов, не содержащих РМУ. Искомыми переменными являются напряжения \bar{U}_q , расположенные в диагонали нижней треугольной подматрицы. В данном примере, таких искомых переменных 19.

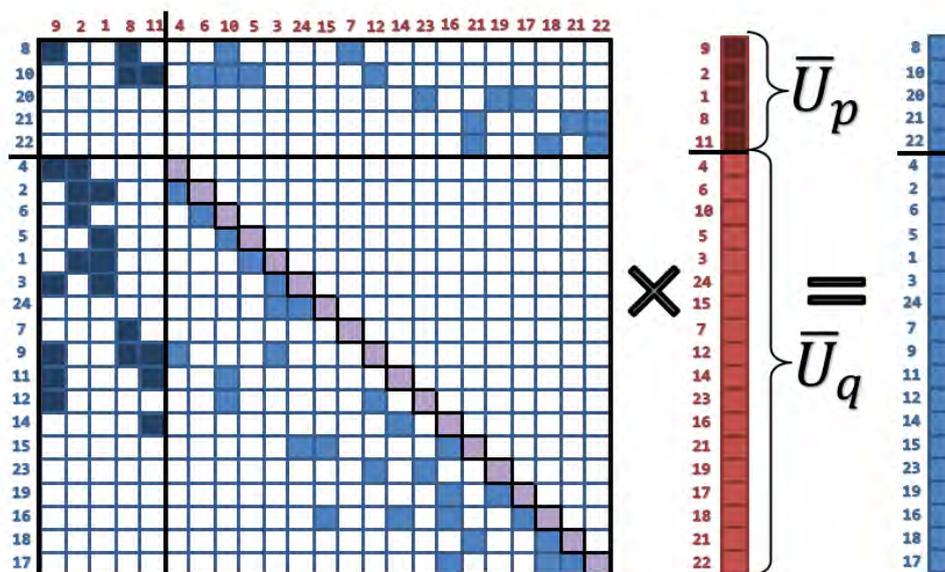


Рис. 3: Новая линейная модель сети IEEE RTS-96

Как видно из рисунка, алгоритм позволяет выполнить такую перестановку строк и столбцов, благодаря которой система уравнений (1) преобразуется к блочному виду:

$$\{Y_0 \cdot \bar{U}_0 = \bar{I}_0\} \Leftrightarrow \left\{ \begin{bmatrix} Y_A & Y_B \\ Y_C & Y_\Delta \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{U}_p \\ \bar{U}_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{I}_a \\ \bar{I}_b \end{bmatrix} \right\}, \quad (3)$$

где Y_A – левая верхняя квадратная подматрица матрицы Y_0 ($\dim(Y_A) = m \times m$, при этом m – число установленных РМУ), Y_B – правая верхняя прямоугольная подматрица матрицы Y_0 ($\dim(Y_B) = (n - m) \times m$), Y_C – левая нижняя прямоугольная подматрица матрицы Y_0 ($\dim(Y_C) = m \times (n - m)$), Y_Δ – нижняя треугольная подматрица матрицы Y_0 ($\dim(Y_\Delta) = (n - m) \times (n - m)$), здесь p – индекс, относящийся к совокупности узлов, которые имеют РМУ, а индекс q – к оставшимся узлам, не имеющим РМУ.

В результате решать приходится новую систему уравнений

$$Y_\Delta \cdot \bar{U}_q = \bar{I}_b - Y_C \cdot \bar{U}_p. \quad (4)$$

Как было отмечено выше, данная система является треугольной и решение ее связано с существенно меньшей трудоемкостью, чем при решении исходной системы (1). Выделение в матрице Y_0 треугольной подматрицы Y_Δ позволяет перейти к последовательному решению отдельных уравнений с одной неизвестной переменной. Это справедливо, если кроме балансирующего узла известны (в нашем случае – измерены) напряжения в ряде узлов, которые маркируются в соответствии с разработанным алгоритмом. В рассматриваемом примере, такими являются узлы 9, 2, 1, 8, 11, именно, они были показаны на рисунке 1. Установка в указанных узлах, включая балансирующий, телеизмерительных комплексов РМУ, обеспечивающих векторные измерения \dot{U}_{p_i} и использование дополнительно некоторых традиционных ТИ узловых мощностей, позволяет выполнить это условие.

3 ОПИСАНИЕ АЛГОРИТМА

Для преобразования (2), при условии добавления, по возможности, наименьшего количества РМУ, предлагается алгоритм:

1. Если балансирующий (базисный) узел с РМУ заранее известен, то алгоритмическая процедура начинается с присвоения этому узлу номера {1} и вычеркивания соответствующего

столбца в матрице Y . Аналогично следует поступить и с другими узлами, если в них уже установлены фазоры.

2. Поиск узла максимального ранга. Необходимо отыскать в диаграмме (рисунок 2а) столбец с наибольшим числом ненулевых элементов. В случае если узлов одинакового ранга несколько, то выбирается первый при просмотре диаграммы слева направо. Напряжение этого узла считается определяющим и принимается, что известным становится весь столбец матрицы Y .

3. Поиск уравнения с одним неизвестным. Среди всех уравнений отыскивается строка с одним неизвестным напряжением. Такое уравнение i с одной неизвестной величиной позволяет найти напряжение узла j , если считать известным значение тока узла i . Если такая строка есть, то необходимо приступить к выполнению пункта 4. Если же такой строки нет, то следует определить уравнение с наименьшим числом неизвестных напряжений и определить в нем узел максимального ранга, просматривая слева направо, т.е. выполнить пункт 2.

4. Обнаруженной строке присваивается номер [1], и этот же номер присваивается напряжению (столбцу), вычисляемому из этой строки, столбец выделяется цветом. При последующем выполнении данного пункта строкам и соответствующим столбцам диаграммы будут присваиваться номера [2], [3] и т.д. Переход к пункту 2 осуществляется до полного исчерпания столбцов. Последующие действия выполняются в соответствии с вышеописанными пунктами.

5. Анализ нумерации строк и столбцов. В результате полученной нумерации и числу определяющих напряжений новая диаграмма делится на подматрицы. Верхние строки полученной матрицы занимают строки исходной матрицы, не получившие никакой индексации. Последующие строки занимают старые строки в порядке новой нумерации [1], [2] и т.д. Столбцы представляются в порядке новой нумерации: вначале опорные узлы $\{i\}$, затем остальные $\{j\}$.

4 ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЙ ЭКСПЕРИМЕНТ И ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ АЛГОРИТМА ДЛЯ УСКОРЕНИЯ РАСЧЕТА РЕЖИМА ЭЭС

Таким образом, вместо традиционного решения n уравнений (1) с n неизвестными величинами, приходится последовательно решать $(n - m)$ уравнений, каждое из которых имеет одну неизвестную комплексную переменную \dot{U}_j , где $j \in Q$. Здесь Q – множество узлов, не имеющих PMU.

Важно отметить, что количество PMU для обеспечения ускоренных расчетов оказывается мало отличающимся от результатов [1-4], основанных на минимизации затрат. В таблице 1 приведены для ряда тестовых задач IEEE сопоставления количества PMU по алгоритму (2)-(3) с лучшими результатами, приведенными в литературе [1-4].

Электрическая сеть	Количество узлов	Количество PMU	
		по преобразованию (2) - (3)	лучшее из результатов [1-4]
<i>IEEE – 14</i>	14	4	4
<i>IEEE RTS-96</i>	24	5	10
<i>New England 39</i>	39	8	8
<i>IEEE – 57</i>	57	9	12
<i>IEEE –118</i>	118	28	32

Табл.1: Сопоставление результатов алгоритмов размещения PMU для тестовых задач IEEE

Данный алгоритм был также протестирован на находящихся в открытом доступе схемах польской энергосистемы: CASE2383WP (2000г., зимний пик, 2383 узла, получено 352 PMU), CASE2736SP (2004г., летний пик, 2736 узлов, получено 389 PMU), CASE3120SP (2008г., летний пик, 3120 узлов, получено 436 PMU).

Отметим, как это было заявлено в разделе 2, что алгоритм приводит не только к наблюдаемости сети и ускоренным расчетам электрического режима, но и выполняет функцию минимизации количества устанавливаемых устройств PMU. Действительно, на примере сети IEEE-118, видно, что выявляется 28 узлов, в которых необходимо поставить PMU.

Еще больший эффект ускорения расчета режима достигается, если использовать токовые измерения в линиях, инцидентных узлу с PMU. Поскольку устройства PMU позволяют получать информацию не только о напряжениях тех узлов, где они установлены, но и о комплексных значениях токов по линиям, инцидентным рассматриваемым узлам, то использование такой информации позволяет сократить число PMU по сравнению с предыдущим случаем, когда использовались данные только модулей напряжений узлов и их фаз. В рассматриваемом примере напряжения узлов 3,4,5,6,7,10,12,14,23 (на рисунке 4 они отмечены знаком ▼) вычисляются через падения напряжения в линиях, связывающих эти узлы с узлами множества P , имеющих измеренную телеинформацию о векторных параметрах токов линий \dot{I}_l и напряжений узлов \dot{U}_{p_i} . Из рисунка 5 видно, что количество искомых переменных резко сократилось.

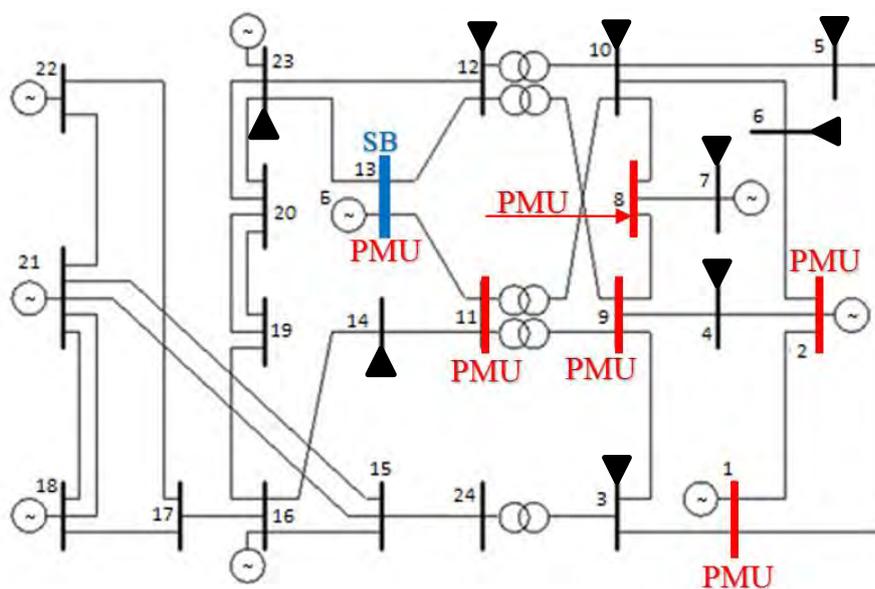


Рис. 4: Электрическая сеть IEEE RTS-96 с использованием токовых измерений PMU

Если ставится задача минимизации количества PMU, то имеет смысл учесть токовые измерения PMU и вычисления соответствующих падений напряжения в алгоритме поиска места размещения PMU для ускоренных расчетов. Такой вариант алгоритма был рассмотрен в работах [5-7].

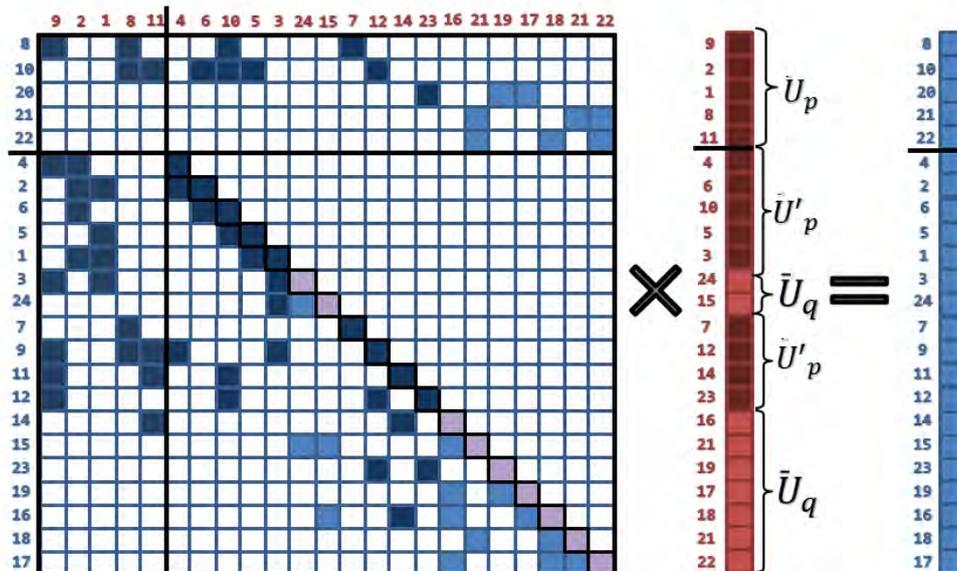


Рис. 5: Линейная модель сети IEEE RTS-96 с использованием токовых измерений PMU

5 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В задачах противоаварийной автоматики больших энергосистем существенным фактором является увеличение скорости принятия решения по определению управляющих воздействий в режиме on-line. Векторные измерения дают новые возможности для векторного управления. Специальное размещение устройств PMU обеспечивает супер-ускоренные расчеты режима ЭЭС.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] T.L.Baldwin, L.Mili, M.B.Boisen, R.Adapa, "Power System Observability With Minimal Phasor Measurement Placement", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 8, No. 2, May 1993. P.707-715.
- [2] Y.J.Yoon. Phasor Measurement Units for Large Scale Power System State Estimation// A Thesis for the degree of Master of Science. Texas A&M University. December 2005.
- [3] Devesh Dua, Sanjay Dambhare, Rajeev Kumar Gajbhiye and S. A.Soman, "Optimal Multistage Scheduling of PMU Placement: An ILP Approach", IEEE Transactions on Power Delivery, vol.23, NO 4, October,2008, pp.1812-1820
- [4] Nikolaos M.Manousakis and George N. Korres, "A Weighted Least Squares Algorithm for Optimal PMU Placement." Transactions on Power Systems, vol. 28, No. 3, August 2013, pp. 3499-3500.
- [5] P. I. Bartolomey, S. A. Eroshenko, S. I. Semenenko & A. A. Suvorov. PMU-based Informational Support Of Power System Control Tasks// Energy Production and Management in the 21st Century: The Quest for Sustainable Energy (2 Volume Set). 2014. Vol. 1. Pp. 190-206.
- [6] П.И. Бартоломей, Л.В. Плетнёва. Оптимизация расстановки устройств PMU для ускоренных расчетов режимов ЭЭС //Электроэнергетика глазами молодежи: научные труды IV международной НТК: сборник статей в 2 т. Новочеркасск, 2013. Т.2, с. 128 – 132.
- [7] П.И. Бартоломей, С.И. Семененко. Расстановка PMU для ускоренных расчетов режима ЭЭС по критерию минимизации затрат //Электроэнергетика глазами молодежи: научные труды V международной НТК: сборник статей в 2 т. Томск, 2014. Т.1, с. 295 – 298.



С.5.2-10. Настройка регулятора возбуждения синхронной машины в реальном времени по синхронизированным векторным измерениям

В.А. ТАЩИЛИН, П.В. ЧУСОВИТИН, А.В. ПАЗДЕРИН
Уральский Федеральный университет
имени первого Президента России Б.Н. Ельцина
Россия
tashchilin@gmail.com

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Синхронизированные векторные измерения, устойчивость энергосистем, идентификация, АРВ

1 ВВЕДЕНИЕ

Появление технологии синхронизированных векторных измерений открывает новые возможности для контроля и управления режимами работы энергосистемы. С одной стороны, наличие дополнительных данных об текущем состоянии энергосистемы позволяет улучшить существующие традиционные подходы, с другой, приводит к появлению новых способов решения традиционных задач. Так синхронизированные векторные измерения могут использоваться для решения классической задачи оценки состояния [1], [2] или оценки устойчивости по напряжению в режиме реального времени [3]. Наибольшей практической ценностью синхронизированные векторные измерения обладают с точки зрения решения задач управления энергосистемой. С их помощью можно добиться повышения статической и динамической устойчивости. Регулятор возбуждения, в свою очередь, является основным средством по обеспечению устойчивой синхронной работы и поддержанию необходимых уровней напряжения в энергосистеме.

Существует несколько различных подходов по применению синхронизированных векторных измерений для улучшения эффективности работы автоматических регуляторов возбуждения. С одной стороны, получаемые данные могут использоваться для оценки и актуализации параметров модели энергосистемы с целью дальнейшего применения традиционных методов [4]-[6]. С другой стороны, возможность быстрого получения актуальной информации позволяет создавать дополнительные регулирующие каналы в дополнение к стандартным, например, канал по отклонению частоты генератора в соседнем узле [7]-[10]. Кроме этого, данные синхронизированных векторных измерений могут быть использованы для выделения доминантных частот электромеханических колебаний и вычисления передаточной функции, описывающей поведение энергосистемы. Так, в [11] используется метод Прони для идентификации передаточной функции энергосистемы, затем данная модель используется для корректировки параметров АРВ с помощью стандартных методов. Во многих исследованиях отмечается, что для обеспечения более эффективной работы регулятора возбуждения и достижения лучшего демпфирования колебаний, параметры

регулятора возбуждения следует корректировать в режиме реального времени для адаптации настроек под текущий режим работы.

Данная статья посвящена применению идентифицированной модели энергосистемы для решения задачи определения параметров регулятора возбуждения. Описываемый подход имеет несколько особенностей. Для применения описываемого подхода не требуется заранее заданная и детально описанная модель энергосистемы, вместо нее используется идентифицированная модель в пространстве состояний на основе собранных данных. Данная форма представления эквивалентной модели может использоваться для анализа устойчивости, поскольку собственные числа матрицы состояния показывают характер колебательных мод, соответствующих электромеханическим колебаниям.

Для идентификации эквивалентной модели используется подпространственный множественный метод идентификации на основе выходной ошибки (Multivariable Output Error State Space – MOESP). Данный метод позволяет изменять размерность идентифицируемой модели в процессе идентификации, что положительно влияет на точность получаемой модели. Получаемая модель может быть использована для создания робастных регуляторов с помощью современных методов синтеза. В рамках данной статьи для этих целей использовался μ -синтез, который позволяет получить модель регулятора большой размерности. Однако техническая реализация звена с передаточной функцией высокого порядка сопряжена с большими сложностями. Кроме того, определение параметров существующих регуляторов с известной структурой имеет большую практическую значимость. Поэтому модель синтезированного регулятора использовалась для определения параметров регулятора с фиксированной структурой путем аппроксимации амплитудно- и фазо-частотных характеристик методом наименьших квадратов.

Описываемый метод был опробован на трехузловой схеме, содержащей два генератора и шины бесконечной мощности.

2 ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

2.1 Формирование модели

В рамках настоящего подхода модель энергосистемы представлена в виде модели в пространстве состояний, которая может быть определена на основе обработки синхронизированных векторных измерений. Данная модель имеет вид:

$$\begin{bmatrix} X_{k+1} \\ Y_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} X_k \\ U_k \end{bmatrix} \quad (1)$$

где X_k – вектор переменных состояния в момент времени k ; Y_k – вектор выходных переменных в момент времени k ; U_k – вектор переменных управления в момент времени k ; A – матрица состояния; B – матрица управления; C – матрица наблюдения; D – матрица прямой связи.

Запишем второе уравнение системы (1) для нескольких моментов времени, с учетом первого уравнения системы:

$$\begin{aligned} Y_k &= CX_k + DU_k \\ Y_{k+1} &= CX_{k+1} + DU_{k+1} = CA X_k + CB U_k + DU_{k+1} \\ &\dots \\ Y_{k+i-1} &= CA^{i-1} X_k + CA^{i-2} B U_k + \dots + CB U_{k+i-2} + DU_{k+i-1} \end{aligned} \quad (2)$$

или то же самое в матричном виде:

$$\begin{bmatrix} Y_k \\ Y_{k+1} \\ \dots \\ Y_{k+i-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} C \\ CA \\ \dots \\ CA^{i-1} \end{bmatrix} X_k + \begin{bmatrix} D & 0 & \dots & 0 \\ CB & D & \dots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \ddots & 0 \\ CA^{i-2} B & CA^{i-3} B & \dots & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_k \\ U_{k+1} \\ \vdots \\ U_{k+i-1} \end{bmatrix} \quad (3)$$

Дальнейшее преобразование приводит к следующей записи:

$$Y_{k,i,N} = O_k X_{k,N} + \Psi_k U_{k,i,N}, \quad (4)$$

где $O_k = \begin{bmatrix} C \\ CA \\ \dots \\ CA^{i-1} \end{bmatrix}$ – расширенная матрица наблюдения;

$\Psi_k = \begin{bmatrix} D & 0 & \dots & 0 \\ CB & D & \dots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \ddots & 0 \\ CA^{i-2}B & CA^{i-3}B & \dots & D \end{bmatrix}$ – матрица Тёплица;

$Y_{k,i,N} = \begin{bmatrix} Y_k & Y_{k+1} & \dots & Y_{k+N-1} \\ Y_{k+1} & Y_{k+2} & \dots & Y_{k+N} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ Y_{k+i-1} & Y_{k+i} & \dots & Y_{k+i+N-2} \end{bmatrix}$ – Ганкелева матрица выходных переменных;

$U_{k,i,N} = \begin{bmatrix} U_k & U_{k+1} & \dots & U_{k+N-1} \\ U_{k+1} & U_{k+2} & \dots & U_{k+N} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ U_{k+i-1} & U_{k+i} & \dots & U_{k+i+N-2} \end{bmatrix}$ – Ганкелева матрица входных переменных;

$X_{k,i,N} = [X_k \ X_{k+1} \ \dots \ X_{k+N-1}]$ – матрица, составленная из векторов переменных состояния.

Ганкелевы матрицы входных и выходных переменных формируются из измеренных данных. Для матрицы, составленной из полученных Ганкелевых матриц выполняется процедура триангуляции:

$$\begin{bmatrix} U_{k,i,N} \\ Y_{k,i,N} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{11} & 0 \\ L_{21} & L_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Q_1^T \\ Q_2^T \end{bmatrix} \quad (5)$$

Другими словами,

$$U_{k,i,N} = L_{11}Q_1^T \quad (6a)$$

$$Y_{k,i,N} = L_{21}Q_1^T + L_{22}Q_2^T \quad (6b)$$

Из уравнений (4) и (6) следует, что

$$O_k X_0 + \Psi_k L_{11} Q_1^T = L_{21} Q_1^T + L_{22} Q_2^T \quad (7)$$

Умножив уравнения (7) на Q_2 справа получим:

$$O_k X_0 Q_2 = L_{22} \quad (8)$$

Выполним сингулярное разложение матрица L_{22} :

$$L_{22} = [U_1 \ U_2] \begin{bmatrix} \Sigma_1 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1^T \\ V_2^T \end{bmatrix} = U_1 \Sigma_1 V_1^T \quad (9)$$

Расширенная матрица наблюдения O_k может быть получена из (9) как:

$$O_k = U_1 \Sigma_1^{1/2} \quad (10)$$

Размерность идентифицированной модели может быть записана как $n = \dim \Sigma_1$. Основываясь на анализе сингулярных чисел Σ_1 , можно определить достаточную размерность идентифицируемой модели n для воспроизведения основных динамических свойств. Размерность определяется из условия, что n первых сингулярных чисел значительно больше остальных.

Затем матрица наблюдения C может просто записана как:

$$C = O_k(1:p, 1:n) \quad (11)$$

матрица состояния A является решением линейного уравнения:

$$O_k(1:p(k-1), 1:n)A = O_k(p+1:kp, 1:n) \quad (12)$$

где p – количество выходных переменных.

Таким образом, матрица состояния A и матрица наблюдения C вычисляются на основе только преобразований матрицы, составленной из собранных векторных измерений. Матрица управления B и матрица прямой связи D определяются в результате решения уравнения (4) методом наименьших квадратов.

Полученные матрицы A , B , C и D формируют модель в пространстве состояний, которая воспроизводит динамические свойства по отношению к сигналам, которые использовались в качестве входных и выходных.

Предполагается, что идентификация модели производится на основе синхронизированных векторных измерений, соответственно интервал семплирования сигналов составляет 0,02 с. Для успешной идентификации достоверной динамической модели необходимо, чтобы в окно наблюдения попало несколько периодов низкочастотных колебаний. Поскольку частоты низкочастотных электромеханических колебаний лежат в диапазоне от 0,2 до 2 Гц, то размер окна наблюдения была принят равным 5 с.

Для идентификации эквивалентной модели в общем случае необходимо пользоваться результатами измерений, соответствующих определенному переходному процессу. В описываемом подходе для идентификации эквивалентной модели использовался определенный переходный процесс, который провоцировался ступенчатым изменением уставки регулятора возбуждения по напряжению. Затем данное значение уставки использовалось в качестве входного сигнала. В качестве выходного сигнала использовалось значение отклонения частоты напряжения на зажимах того генератора, для которого будет выполняться настройка, чье изменение уставки вызвало переходный процесс.

Размерность получаемой модели заранее неизвестна, а определяется в процессе идентификации. В дальнейшем, идентифицированная модель используется для синтеза регулятора. Чем больше размерность модели, которой нужно управлять, тем выше будет размерность синтезированного регулятора. Поскольку в дальнейшем синтезированная модель регулятора будет использоваться в качестве ориентира, к которому необходимо приблизить влияние реального регулятора с жесткой и ограниченной структурой, то высокая размерность может усложнить процесс выбора параметров. Для решения данной проблемы, прежде чем применять μ -синтез, размерность идентифицированной модели уменьшается с помощью сингулярного разложения и анализа сингулярных чисел. Полученная модель регулятора также уменьшалась с помощью сингулярного разложения.

Необходимо отметить, что метод μ -синтеза, используемый для получения модели регулятора, предназначен для синтеза робастного регулятора для управления динамической системой с учетом неопределенностей исходной модели. Данный факт снижает требования к точности идентифицированной модели и позволяет проводить изменения моделей системы и регулятора.

После того, как получена уменьшенная модель синтезированного регулятора, выполняется выбор параметров реального регулятора таким образом, чтобы управляющие воздействия реального регулятора были максимально близки к управляющим воздействиям синтезированного регулятора. Данный анализ выполнялся путем сопоставления амплитудно- и фазо-частотных характеристик. Таким образом, задача настройки регулятора сводится к выбору таких параметров, которые бы обеспечивали наименьшую разницу АЧХ и ФЧХ реального регулятора и синтезированного регулятора, с учетом ограничений, накладываемых на значения настраиваемых параметров. Параметры регулятора определялись в результате поиска минимума функции, равной сумме квадратов отклонений характеристик.

2.2 Описание тестовой схемы

Описанный подход был опробован на трехузловой модели энергосистемы, представленной на рисунке 2.

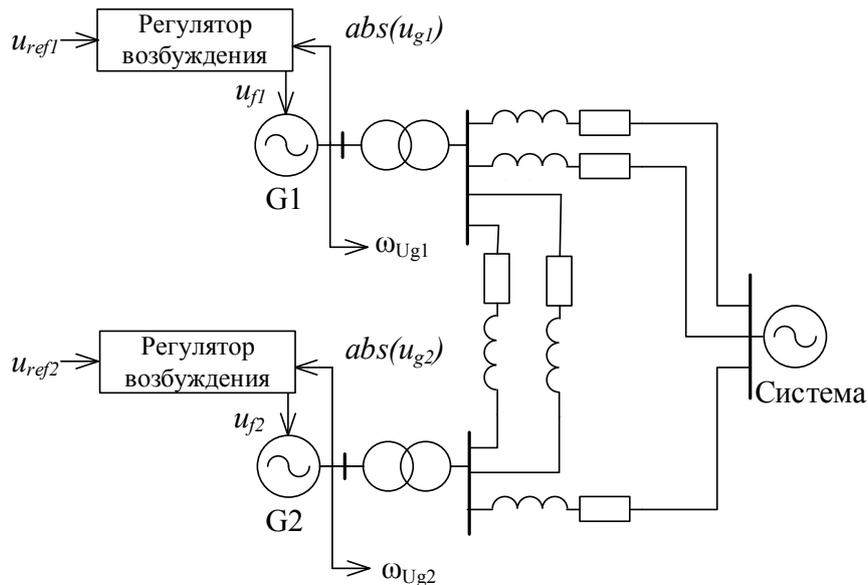


Рисунок 2. Схема тестовой сети

В качестве регулятора возбуждения был выбран стабилизатор энергосистемы (Power System Stabilizer – PSS) типа PSS1A, соответствующий стандарту IEEE 421.5-2005. Структурная схема данного регулятора приведена на рисунке 3.

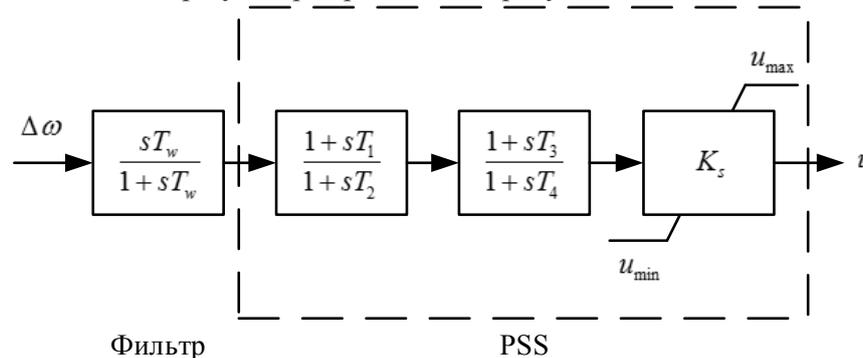


Рисунок 3. Структурная схема стабилизатора энергосистемы PSS1A

Настройка выполнялась для регулятора генератора G1, поэтому значение его уставки регулятора возбуждения по напряжению использовалось в качестве входного сигнала, и изменение этой уставки служило источником переходного процесса. Отклонение частоты напряжения на зажимах генератора G1 использовалось в качестве выходного сигнала.

Поскольку настраивался только регулятора генератора G1, сигнал отклонения частоты напряжения на зажимах генератора G2 отбрасывался. Несмотря на это, генератор G2 оказывал влияние на характер переходного процесса генератора G1. Данное влияние также учитывалось в идентифицированной модели.

2.3 Верификация идентифицированной модели

Прежде чем пользоваться полученной моделью для синтеза регулятора, необходимо убедиться в ее достоверности. Для этого ко входу полученной модели было приложено аналогичное возмущение, а именно ступенчатое увеличение входного сигнала. Результаты сравнения переходного процесса в полной и идентифицированной моделях представлены на рисунке 5.

Как видно из приведенных кривых, переходные процессы полностью совпадают друг с другом. Кроме того, верификация идентифицированной модели проводилась на основе сравнения амплитудно- и фазо-частотных характеристик, которые представлены на рисунке 6.

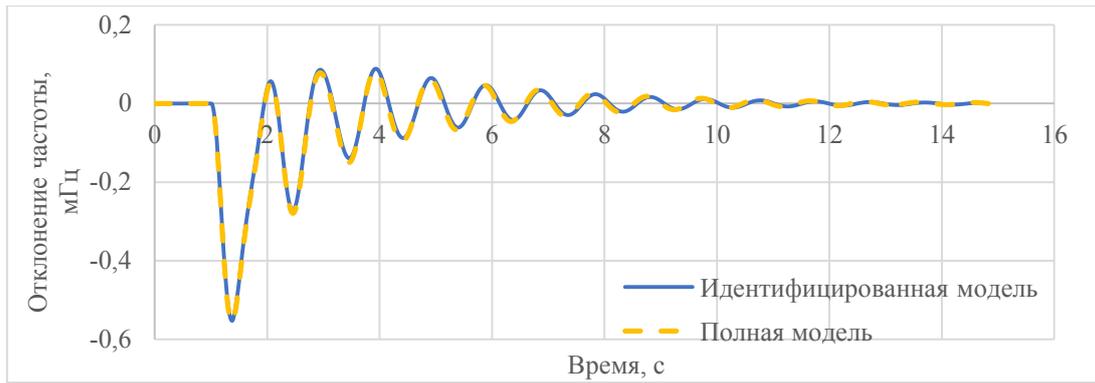


Рисунок 5. Сравнение переходных процессов для полной и идентифицированной моделей.

Соответствие АЧХ и ФЧХ говорит о том, что полученная в процессе идентификации модель достаточно точно описывает динамические свойства системы. Амплитудно- и фазочастотные характеристики для полной модели определялись с помощью процедуры линеаризации полной модели.

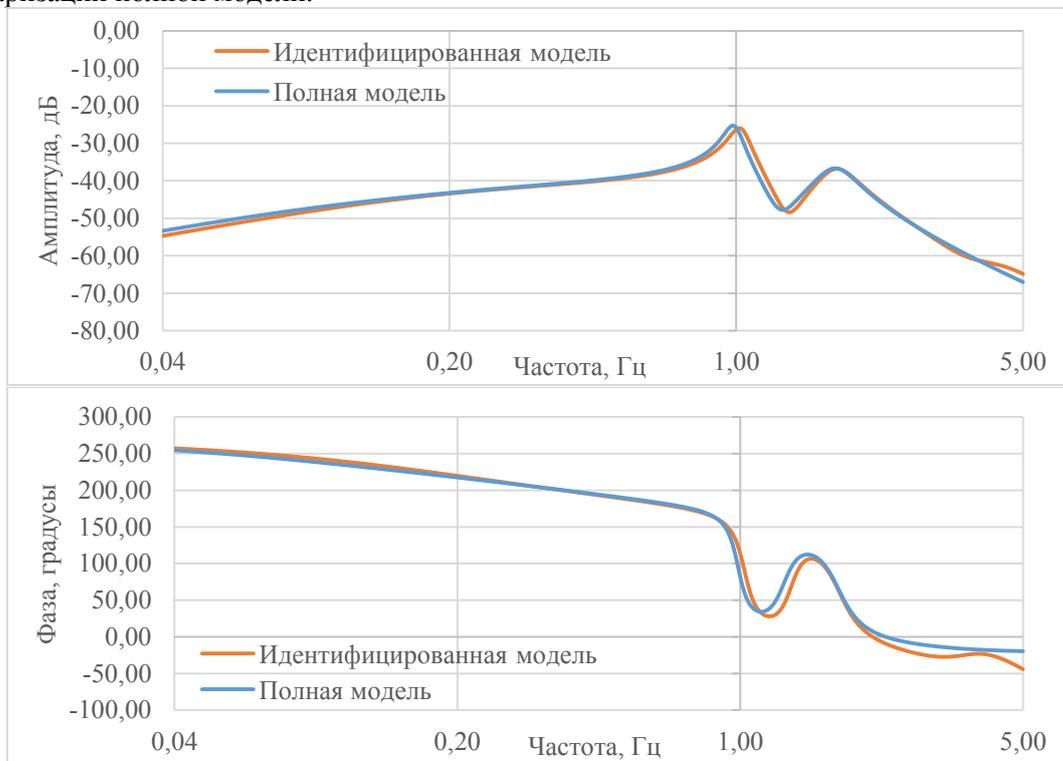


Рисунок 6. Амплитудно- и фазочастотные характеристики

2.4 Выбор параметров PSS

В соответствии с представленным алгоритмом, на первом шаге выполнялось уменьшение размерности идентифицированной модели. На рисунке 7 представлены результаты ее сингулярного разложения. Размерность полной идентифицированной модели равна 13. На основании анализа, размерность модели была уменьшена до 6.

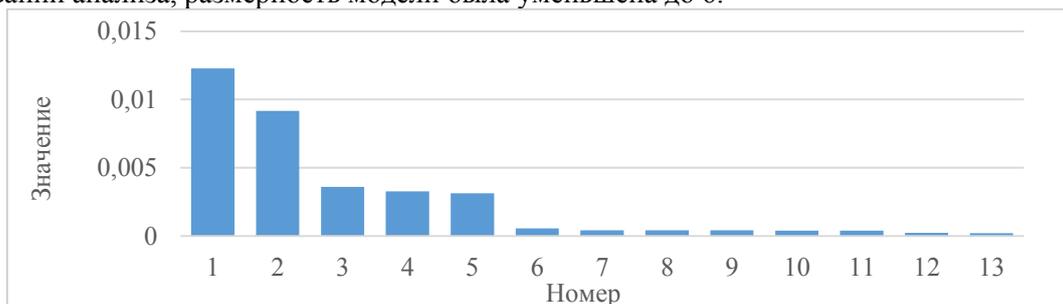


Рисунок 7. Результат сингулярного разложения идентифицированной модели

Полученная модель 6-ого порядка использовалась для синтеза регулятора. Затем модель полученного регулятора аналогичным образом была уменьшена. На рисунке 8 представлено сравнение переходных процессов, вызванных ступенчатым изменением уставки по напряжению генератора G1, для исходной модели, модели с синтезированным регулятором и модели с уменьшенной моделью синтезированного регулятора.

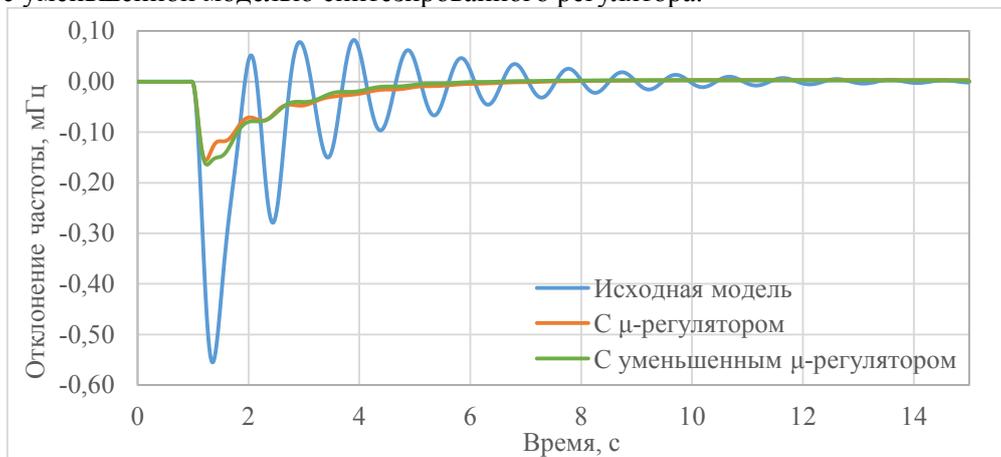


Рисунок 8. Переходные процессы с учетом синтезированного регулятора

Как видно из приведенного рисунка, уменьшение размерности регулятора не оказало заметного влияния на демпфирующие свойства.

На следующем шаге необходимо найти такие параметры реального регулятора, при которых достигается наилучшее совпадение их АЧХ и ФЧХ. Для этого использовался метод наименьших квадратов. На рисунке 9 представлено сравнение АЧХ и ФЧХ уменьшенной модели синтезированного регулятора и полученных параметров реального регулятора.

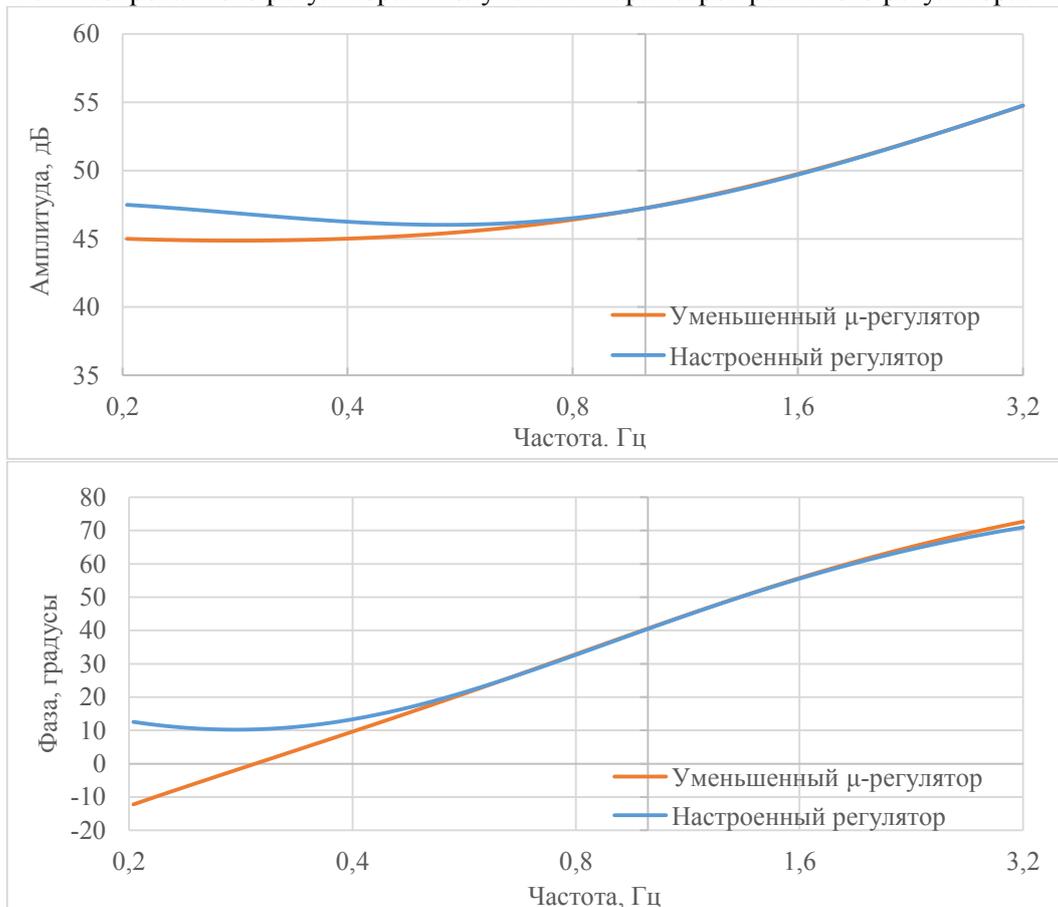


Рисунок 9. АЧХ и ФЧХ уменьшенного μ-регулятора и настроенного реального регулятора

Аппроксимация частотных характеристик выполнялась только для диапазона частот, соответствующих частотам электромеханических колебаний от 0,2 до 2 Гц.

На рисунке 10 представлено сравнение переходного процесса при изменении уставки регулятора возбуждения по напряжению для исходных и полученных настроек регулятора.

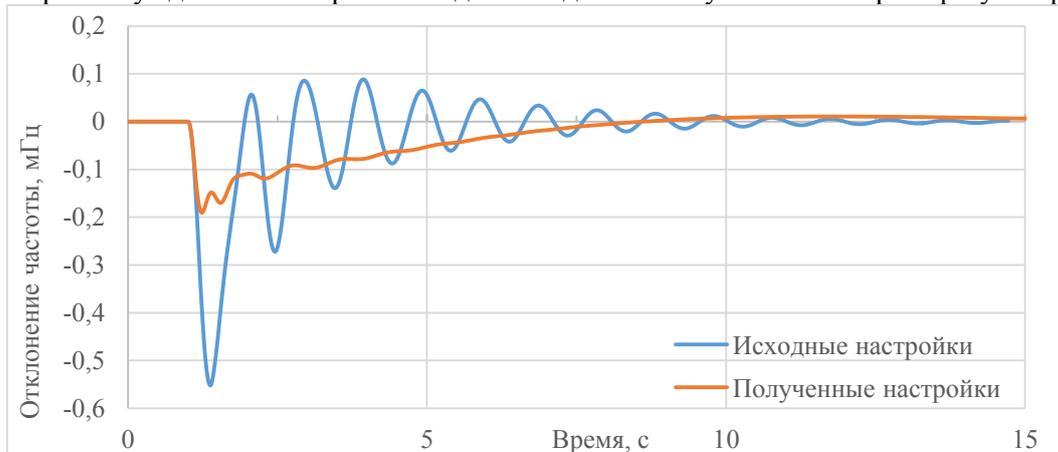


Рисунок 10. Переходный процесс при изменении уставки по напряжению при разных настройках

На рисунке 11 представлено сравнение переходных процессов при коротком замыкании и последующем отключении одной из линий, соединяющей узлы подключения генераторов G1 и G2 для исходных и полученных настроек.

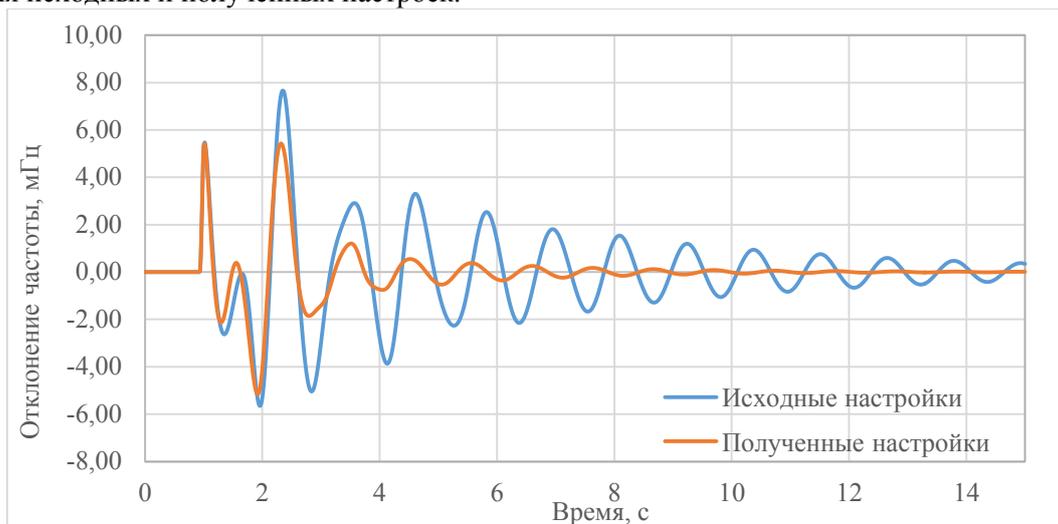


Рисунок 10. Переходный процесс при КЗ на линии при разных настройках

3 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Описанный метод позволяет проводить настройку регулятора возбуждения в режиме реального времени, то есть не выводя генератор из работы. Особенностью метода является использование робастного метода синтеза регулятора, примененного к сформированной на основании измерений идентифицированной модели. Используемый в работе алгоритм μ -синтеза позволяет получить регулятор с учетом неопределенности модели объекта управления, что, в свою очередь, позволяет успешно использовать его вместе с идентифицированной моделью.

Перспективным направлением развития данной работы является разработка такого алгоритма идентификации, который позволит вычислять модель энергосистемы, пригодную для настройки регуляторов на основе данных случайного переходного процесса, как это показано в [14]. Кроме того, развитие методов идентификации позволит идентифицировать модель с несколькими входами и несколькими выходами, соответствующими каналам регуляторов возбуждения и осуществлять координированную настройку нескольких регуляторов возбуждения в рамках одной процедуры.

Задача определения параметров регулятора возбуждения в рамках данного подхода сводится к приближению АЧХ и ФЧХ реального и синтезированного регуляторов. Можно ожидать, что с помощью описываемого подхода возможно выполнять настройку регуляторов с различной внутренней структурой. Однако данный аспект требует отдельного исследования.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Qing Zhang; Chakhchoukh, Y.; Vittal, V.; Heydt, G.T.; Logic, N.; Sturgill, S., Impact of PMU Measurement Buffer Length on State Estimation and its Optimization // Power Systems, IEEE Transactions on , vol.28, no.2, pp.1657,1665, May 2013
- [2] Gol, M.; Abur, A., "A Robust PMU Based Three-Phase State Estimator Using Modal Decoupling // Power Systems, IEEE Transactions on , vol.29, no.5, pp.2292,2299, Sept. 2014
- [3] Makasa, K.J.; Venayagamoorthy, G.K., On-line voltage stability load index estimation based on PMU measurements // Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE , vol., no., pp.1,6, 24-29 July 2011
- [4] Ancheng Xue; Junli Zhang; Tianshu Bi; Shi Chen; Wei Tang; Shijun Hu, A new robust identification method for Xq of synchronous generator with steady-state PMU data // Power and Energy Society General Meeting (PES), 2013 IEEE , vol., no., pp.1,5, 21-25 July 2013
- [5] Jie Yan; Chen-Ching Liu; Vaidya, U., A PMU-based monitoring scheme for rotor angle stability // Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE , vol., no., pp.1,5, 22-26 July 2012
- [6] Yang Zhang; Bose, A., PMU-based wide-area damping control system design, // Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE , vol., no., pp.1,7, 22-26 July 2012
- [7] Jawad Talaq, Optimal power system stabilizers for multi machine systems // Electrical Power and Energy Systems, no. 43, pp. 893-803, 2012.
- [8] Huaren Wu; Qi Wang; Xiaohui Li, PMU-Based Wide Area Damping Control of Power Systems // Power System Technology and IEEE Power India Conference, 2008. POWERCON 2008. Joint International Conference on , vol., no., pp.1,4, 12-15 Oct. 2008
- [9] Erlich, I.; Hashmani, A.; Shewarega, F., Selective damping of inter area oscillations using phasor measurement unit (PMU) signals // PowerTech, 2011 IEEE Trondheim , vol., no., pp.1,6, 19-23 June 2011
- [10] Stativa, A.; Gavrilas, M.; Ivanov, O., Optimal Power System Stabilizer design using multiple wide-area input signals // Environment and Electrical Engineering (EEEIC), 2014 14th International Conference on , vol., no., pp.34,39, 10-12 May 2014
- [11] Cai, H.; Du, W.; Wang, H.F., Online self-design and adjustment of power system stabilizers // Sustainable Power Generation and Supply (SUPERGEN 2012), International Conference on , vol., no., pp.1,6, 8-9 Sept. 2012
- [12] Chusovitin P. Transient prediction and small-signal stability analysis using PMU-based power system identification // Proceedings of the IASTED Asian Conference on Power and Energy Systems, AsiaPES 2012, Pages 114-120, April 2012
- [13] Tohru Katayama, Subspace methods for system identification: A Realization Approach, London: Springer, 2005
- [14] Gerasimov, K., Y. Kamenov, Kr. Gerasimov. Application of μ -synthesis for tuning single channel PSS with input from synchronous generator rotor speed. // Proc. of SIELA 2012, 28-30 May, Bourgas, Bulgaria, Volume 1, pp.127 ÷ 138.
- [15] Tashchilin V., Chusovitin P., Pazderin A., Shabalin G. PSS tuning method based on power system identification using PMU // IEEE PES Innovative Smart Grid Technology Conference Europe (ISGT Europe) 2014



С.5.2-11. Идентификация параметров одноцепной линии электропередачи на основе синхронизированных векторных измерений

И.Е. ИВАНОВ, А.Ю. МУРЗИН

**Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина
Россия**

iivanov@mtu.edu

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Идентификация параметров линии электропередачи, синхронизированные векторные измерения, систематическая ошибка, случайная ошибка

1 ВВЕДЕНИЕ

Параметры воздушных линий электропередачи (ВЛЭП) традиционно рассчитываются на основании данных о геометрии ВЛЭП и физических свойствах проводников, в т.ч. грунта [1]. Помимо того, что эти данные усредняются по всей длине ВЛЭП, они принимаются неизменными для всех атмосферных условий и перетоков мощности по ВЛЭП. Рассчитанные сопротивления и проводимости ВЛЭП могут существенно отличаться от их фактических значений, что отмечено во множестве работ, посвящённых данной тематике [2]–[4]. Следовательно, алгоритмы устройств автоматики, использующие информацию о параметрах ВЛЭП (например, "классическое" определение места повреждения), могут иметь входные данные, не отражающие фактический режим.

В последние годы появилось достаточно большое количество публикаций, посвящённых проблеме определения актуальных параметров ВЛЭП [5]–[7]. Причиной возросшего интереса к данной тематике является развитие технологии синхронизированных векторных измерений (СВИ) и внедрение устройств СВИ (УСВИ) в электроэнергетических системах (ЭЭС) по всему миру [8], [9]. Наличие синхронизированных измерений комплексов напряжений и токов, полученных с двух сторон ВЛЭП, потенциально позволяет вычислять актуальные, или фактические параметры линии.

На практике возникает множество трудностей, связанных с присутствием в измерениях систематических и случайных ошибок. Особенно велико деструктивное влияние данных ошибок на результаты определения параметров нулевой последовательности ВЛЭП. Это связано с тем, что компоненты нулевой последовательности токов и напряжений крайне невелики в нормальном режиме ЭЭС, хотя всегда присутствуют в фазных измерениях.

Авторам не известны исследования, посвящённые определению параметров прямой и нулевой последовательностей ВЛЭП на основе СВИ в нормальном режиме ЭЭС, в которых в качестве исходных данных были бы взяты реальные перетоки по ВЛЭП, а также учтены ошибки измерений. Подобный подход рассматривается в настоящей работе, в которой моделируется реальная трёхфазная одноцепная ВЛЭП напряжением 345 кВ с неполной транспозицией фаз. Исходными данными являются параметры типовой опоры

рассматриваемой ВЛЭП, марки проводников, а также массивы комплексных значений токов и напряжений, полученных с УСВИ. Все этапы математического моделирования реализованы в программном обеспечении MATLAB.

2 АЛГОРИТМ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ВЛЭП С УЧЁТОМ ОШИБОК ИЗМЕРЕНИЙ

Уравнения, описывающие изменения токов и напряжений ВЛЭП в установившемся режиме ЭЭС с учётом распределённого характера параметров ВЛЭП, хорошо известны [1]. Интегрируя систематические ошибки измерений в данные уравнения для произвольной трёхфазной одноцепной ВЛЭП, получим следующее:

$$-\frac{d}{dx} \begin{bmatrix} \dot{U}_A \cdot \dot{K}_{UA} \\ \dot{U}_B \cdot \dot{K}_{UB} \\ \dot{U}_C \cdot \dot{K}_{UC} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{z}_{s1} & \underline{z}_{m12} & \underline{z}_{m13} \\ \underline{z}_{m12} & \underline{z}_{s2} & \underline{z}_{m23} \\ \underline{z}_{m13} & \underline{z}_{m23} & \underline{z}_{s3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{I}_A \cdot \dot{K}_{IA} \\ \dot{I}_B \cdot \dot{K}_{IB} \\ \dot{I}_C \cdot \dot{K}_{IC} \end{bmatrix};$$

$$-\frac{d}{dx} \begin{bmatrix} \dot{I}_A \cdot \dot{K}_{IA} \\ \dot{I}_B \cdot \dot{K}_{IB} \\ \dot{I}_C \cdot \dot{K}_{IC} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{y}_{s1} & \underline{y}_{m12} & \underline{y}_{m13} \\ \underline{y}_{m12} & \underline{y}_{s2} & \underline{y}_{m23} \\ \underline{y}_{m13} & \underline{y}_{m23} & \underline{y}_{s3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{U}_A \cdot \dot{K}_{UA} \\ \dot{U}_B \cdot \dot{K}_{UB} \\ \dot{U}_C \cdot \dot{K}_{UC} \end{bmatrix}. \quad (1)$$

В системе уравнений (1) приняты следующие обозначения: \dot{U} и \dot{I} – комплексные значения напряжений и токов, содержащие систематические ошибки измерений (подстрочный индекс обозначает одну из трёх фаз); \dot{K}_U и \dot{K}_I – коэффициенты коррекции, учитывающие систематические ошибки измерений; элементы матриц $[\underline{Z}]$ и $[\underline{Y}]$, расположенные на главной диагонали, – собственные сопротивления (проводимости) фаз; недиагональные элементы матриц $[\underline{Z}]$ и $[\underline{Y}]$ – взаимные сопротивления (проводимости).

Система (1) содержит множество комплексных неизвестных; известными являются лишь измеренные комплексные значения напряжений и токов на обоих концах ВЛЭП. Поскольку конечной целью является определение параметров ВЛЭП – элементов матриц $[\underline{Z}]$ и $[\underline{Y}]$, а не коэффициентов коррекции, можно избавиться от одного из этих коэффициентов (например, от \dot{K}_{UA}), разделив на него все остальные. Выполнив данные преобразования и представив коэффициенты коррекции в виде матриц, получаем следующие уравнения:

$$-\frac{d}{dx} \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & \dot{K}'_{UB} & 0 \\ 0 & 0 & \dot{K}'_{UC} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{U}_A \\ \dot{U}_B \\ \dot{U}_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{z}_{s1} & \underline{z}_{m12} & \underline{z}_{m13} \\ \underline{z}_{m12} & \underline{z}_{s2} & \underline{z}_{m23} \\ \underline{z}_{m13} & \underline{z}_{m23} & \underline{z}_{s3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{K}'_{IA} & 0 & 0 \\ 0 & \dot{K}'_{IB} & 0 \\ 0 & 0 & \dot{K}'_{IC} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{I}_A \\ \dot{I}_B \\ \dot{I}_C \end{bmatrix};$$

$$-\frac{d}{dx} \begin{bmatrix} \dot{K}'_{IA} & 0 & 0 \\ 0 & \dot{K}'_{IB} & 0 \\ 0 & 0 & \dot{K}'_{IC} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{I}_A \\ \dot{I}_B \\ \dot{I}_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{y}_{s1} & \underline{y}_{m12} & \underline{y}_{m13} \\ \underline{y}_{m12} & \underline{y}_{s2} & \underline{y}_{m23} \\ \underline{y}_{m13} & \underline{y}_{m23} & \underline{y}_{s3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & \dot{K}'_{UB} & 0 \\ 0 & 0 & \dot{K}'_{UC} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{U}_A \\ \dot{U}_B \\ \dot{U}_C \end{bmatrix}. \quad (2)$$

При известных значениях элементов матриц $[\underline{Z}]$ и $[\underline{Y}]$ вычисление напряжений и токов в конце однородной одноцепной ВЛЭП на основе измеренных величин в начале ВЛЭП возможно посредством теории фазо-модальных преобразований [1]. Решение для каждой из трёх модальных составляющих аналогично решению для однофазной линии:

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_1 \cdot \text{ch}(\gamma \cdot l) - \dot{I}_1 \cdot Z \cdot \text{sh}(\gamma \cdot l);$$

$$\dot{I}_2 = \dot{I}_1 \cdot \text{ch}(\gamma \cdot l) - \frac{\dot{U}_1}{Z} \cdot \text{sh}(\gamma \cdot l), \quad (3)$$

где \dot{U}_1 и \dot{I}_1 – напряжение и ток в начале линии; \dot{U}_2 и \dot{I}_2 – соответствующие величины в конце линии; γ – постоянная распространения; Z – характеристическое сопротивление; l – длина линии.

Используя систему уравнений (3) и матрицы коэффициентов коррекции из (2), а также применяя теорию фазо-модальных преобразований, все "истинные" (не содержащие ошибок) значения напряжений и токов в конце трёхфазной одноцепной ВЛЭП можно выразить в матричном виде следующим образом:

$$\begin{bmatrix} \dot{K}'_{UA2} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \dot{K}'_{UB2} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \dot{K}'_{UC2} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \dot{K}'_{IA2} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \dot{K}'_{IB2} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \dot{K}'_{IC2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{U}_{A2} \\ \dot{U}_{B2} \\ \dot{U}_{C2} \\ \dot{I}_{A2} \\ \dot{I}_{B2} \\ \dot{I}_{C2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [\dot{\mathbf{K}}] & [\dot{\mathbf{L}}] \\ [\dot{\mathbf{M}}] & [\dot{\mathbf{N}}] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \dot{K}'_{UB1} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \dot{K}'_{UC1} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \dot{K}'_{IA1} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \dot{K}'_{IB1} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \dot{K}'_{IC1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{U}_{A1} \\ \dot{U}_{B1} \\ \dot{U}_{C1} \\ \dot{I}_{A1} \\ \dot{I}_{B1} \\ \dot{I}_{C1} \end{bmatrix}. \quad (4)$$

Каждая из подматриц $[\dot{\mathbf{K}}]$, $[\dot{\mathbf{L}}]$, $[\dot{\mathbf{M}}]$ и $[\dot{\mathbf{N}}]$ является квадратной матрицей 3×3 с элементами, вычисляемыми посредством следующих выражений:

$$[\dot{\mathbf{K}}] = [\dot{\mathbf{T}}_v] \begin{bmatrix} \text{ch}(\gamma_{m1} \cdot l) & 0 & 0 \\ 0 & \text{ch}(\gamma_{m2} \cdot l) & 0 \\ 0 & 0 & \text{ch}(\gamma_{m3} \cdot l) \end{bmatrix} [\dot{\mathbf{T}}_v]^{-1}; \quad (5)$$

$$[\dot{\mathbf{L}}] = -[\dot{\mathbf{T}}_v] \begin{bmatrix} Z_{m1} \cdot \text{sh}(\gamma_{m1} \cdot l) & 0 & 0 \\ 0 & Z_{m2} \cdot \text{sh}(\gamma_{m2} \cdot l) & 0 \\ 0 & 0 & Z_{m3} \cdot \text{sh}(\gamma_{m3} \cdot l) \end{bmatrix} [\dot{\mathbf{T}}_i]^{-1}; \quad (6)$$

$$[\dot{\mathbf{M}}] = -[\dot{\mathbf{T}}_i] \begin{bmatrix} \frac{1}{Z_{m1}} \cdot \text{sh}(\gamma_{m1} \cdot l) & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{Z_{m2}} \cdot \text{sh}(\gamma_{m2} \cdot l) & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{Z_{m3}} \cdot \text{sh}(\gamma_{m3} \cdot l) \end{bmatrix} [\dot{\mathbf{T}}_v]^{-1}; \quad (7)$$

$$[\dot{\mathbf{N}}] = [\dot{\mathbf{T}}_i] \begin{bmatrix} \text{ch}(\gamma_{m1} \cdot l) & 0 & 0 \\ 0 & \text{ch}(\gamma_{m2} \cdot l) & 0 \\ 0 & 0 & \text{ch}(\gamma_{m3} \cdot l) \end{bmatrix} [\dot{\mathbf{T}}_i]^{-1}. \quad (8)$$

В уравнениях (4)–(8) индексы "1" и "2" обозначают начало и конец линии соответственно (для напряжений, токов и коэффициентов коррекции), а индексы "m1", "m2" и "m3" обозначают одну из трёх модальных составляющих (для постоянных распространения и характеристических сопротивлений). Матрицы фазо-модальных преобразований для напряжений $[\dot{\mathbf{T}}_v]$ и токов $[\dot{\mathbf{T}}_i]$ вычисляются путём определения собственных векторов матричного произведения $[\mathbf{Y}][\mathbf{Z}]$.

В системе уравнений (4) нам известны лишь рассчитанные значения комплексов напряжений и токов, полученные от УСВИ. Коэффициенты коррекции представляют собой 11 неизвестных комплексных величин, в общем случае не зависящих друг от друга. Единственным способом определить неизвестные элементы матриц $[\mathbf{Z}]$ и $[\mathbf{Y}]$ в данной ситуации является нелинейная оптимизация. Для осуществления подобной процедуры количество неизвестных в системе (4) не должно превышать число уравнений. На практике же система должна быть переопределена, и число уравнений должно существенно превышать число неизвестных. Этого можно добиться, вовлекая в анализ большой массив комплексов СВИ. Систему (4) можно легко расширить, если вектора-столбцы напряжений и токов в левой и правой частях заменить на матрицы посредством добавления аналогичных векторов-столбцов,

соответствующих другим комплектам СВИ. При наличии N комплектов измерений целевую функцию можно выразить следующим образом:

$$\begin{aligned}
 & \left(\operatorname{Re}(\dot{U}_{A2}^{m(1)} - \dot{U}_{A2}^{c(1)}) \right)^2 + \left(\operatorname{Re}(\dot{U}_{B2}^{m(1)} - \dot{U}_{B2}^{c(1)}) \right)^2 + \left(\operatorname{Re}(\dot{U}_{C2}^{m(1)} - \dot{U}_{C2}^{c(1)}) \right)^2 \\
 & + \left(\operatorname{Re}(i_{A2}^{m(1)} - i_{A2}^{c(1)}) \right)^2 + \left(\operatorname{Re}(i_{B2}^{m(1)} - i_{B2}^{c(1)}) \right)^2 + \left(\operatorname{Re}(i_{C2}^{m(1)} - i_{C2}^{c(1)}) \right)^2 \\
 & + \left(\operatorname{Im}(\dot{U}_{A2}^{m(1)} - \dot{U}_{A2}^{c(1)}) \right)^2 + \left(\operatorname{Im}(\dot{U}_{B2}^{m(1)} - \dot{U}_{B2}^{c(1)}) \right)^2 + \left(\operatorname{Im}(\dot{U}_{C2}^{m(1)} - \dot{U}_{C2}^{c(1)}) \right)^2 \\
 & + \left(\operatorname{Im}(i_{A2}^{m(1)} - i_{A2}^{c(1)}) \right)^2 + \left(\operatorname{Im}(i_{B2}^{m(1)} - i_{B2}^{c(1)}) \right)^2 + \left(\operatorname{Im}(i_{C2}^{m(1)} - i_{C2}^{c(1)}) \right)^2 \\
 & + \dots \\
 & + \left(\operatorname{Re}(\dot{U}_{A2}^{m(N)} - \dot{U}_{A2}^{c(N)}) \right)^2 + \left(\operatorname{Re}(\dot{U}_{B2}^{m(N)} - \dot{U}_{B2}^{c(N)}) \right)^2 + \left(\operatorname{Re}(\dot{U}_{C2}^{m(N)} - \dot{U}_{C2}^{c(N)}) \right)^2 \\
 & + \left(\operatorname{Re}(i_{A2}^{m(N)} - i_{A2}^{c(N)}) \right)^2 + \left(\operatorname{Re}(i_{B2}^{m(N)} - i_{B2}^{c(N)}) \right)^2 + \left(\operatorname{Re}(i_{C2}^{m(N)} - i_{C2}^{c(N)}) \right)^2 \\
 & + \left(\operatorname{Im}(\dot{U}_{A2}^{m(N)} - \dot{U}_{A2}^{c(N)}) \right)^2 + \left(\operatorname{Im}(\dot{U}_{B2}^{m(N)} - \dot{U}_{B2}^{c(N)}) \right)^2 + \left(\operatorname{Im}(\dot{U}_{C2}^{m(N)} - \dot{U}_{C2}^{c(N)}) \right)^2 \\
 & + \left(\operatorname{Im}(i_{A2}^{m(N)} - i_{A2}^{c(N)}) \right)^2 + \left(\operatorname{Im}(i_{B2}^{m(N)} - i_{B2}^{c(N)}) \right)^2 + \left(\operatorname{Im}(i_{C2}^{m(N)} - i_{C2}^{c(N)}) \right)^2.
 \end{aligned} \tag{9}$$

В выражении (9) верхний индекс "m" ("measured") означает измеренное значение величины на конце ВЛЭП, умноженное на коэффициент коррекции, что соответствует левой части системы (4); верхний индекс "c" ("computed") означает вычисленное значение соответствующей величины, что соответствует правой части системы (4). Номер в скобках – от 1 до N – отражает номер соответствующего комплекта СВИ. Все разности комплексных значений разделены на действительную и мнимую части.

Таким образом, задача сводится к минимизации целевой функции в форме (9) с использованием массива СВИ напряжений и токов на обеих сторонах ВЛЭП, а также прогноза относительно значений как элементов матриц $[Z]$ и $[Y]$, так и коэффициентов коррекции на каждой итерации.

Решение проблемы в предложенном виде не является максимально рациональным. Во-первых, существует слишком много неизвестных переменных (порядка сорока при разделении на действительную и мнимую части). Во-вторых, можно показать, что решение в целом не является уникальным. Домножив правильные значения элементов матрицы $[Y]$, а также коэффициентов коррекции для токов на некоторое число, можно подобрать другой множитель для элементов матрицы $[Z]$ так, что система уравнений (2) будет удовлетворена. Преодолеть данную проблему можно, несколько "связав" между собой элементы матриц сопротивлений и проводимостей. Очевидно, элементы этих матриц не являются полностью независимыми. Так, сопротивления и проводимости являются функциями расстояний между проводниками фаз, а также расстояния до земли. Активное и индуктивное сопротивления также имеют общие параметры, определяющие их значения, например, сопротивление грунта.

Существуют различные методики вычисления элементов матриц $[Z]$ и $[Y]$. Различия главным образом вызваны подходами к учёту влияния земли как проводника при определении элементов матрицы сопротивлений [1], [10]. Авторами реализованы два различных алгоритма: первый основан на аппроксимации интеграла Карсона, а второй – на методике, базирующейся на вычислении эквивалентной глубины расположения обратного провода в земле. В целом же для одноцепной линии можно выделить несколько параметров, вариации которых (точнее – их усреднённых значений по длине ВЛЭП) могут приводить к существенным изменениям значений сопротивлений и проводимостей:

- средняя высота фазного провода;
- средняя высота грозозащитного троса;

- проводимость грунта;
- удельное сопротивление материала фазного провода;
- удельное сопротивление материала грозозащитного троса.

Если на ВЛЭП присутствуют два различных по своему материалу грозозащитных троса, то средние высоты и удельные сопротивления тросов в общем случае являются не зависимыми друг от друга; в подобном случае появляются две дополнительные неизвестные, описывающие второй трос.

Следует подчеркнуть, что средние высоты проводников различных фаз могут быть различными; это в основном определяется геометрией типовой опоры, используемой на ВЛЭП. Однако мы предполагаем, что при одинаковом материале проводников, а также приблизительно одинаковом характере загрузки по фазам (что обычно имеет место в нормальном режиме ЭЭС) можно считать, что средняя высота изменяется синхронно для всех трёх фаз, поэтому достаточно знать значение данного параметра лишь для одной фазы.

Остальные параметры, определяющие значения элементов матриц $[Z]$ и $[Y]$, такие как горизонтальные расстояния между проводами, радиусы проводов, частота, а также диэлектрическая и магнитная проницаемости, можно считать постоянными и известными. Таким образом, при минимизации целевой функции (9) на каждой итерации сначала подбираются значения, определяющие геометрические и физические свойства системы проводников; на основании принятых значений затем рассчитываются элементы матриц $[Z]$ и $[Y]$. Подобный подход существенно уменьшает количество неизвестных и, кроме того, позволяет найти однозначное решение переопределённой системы уравнений.

Количество неизвестных можно сократить в ещё большей степени, исключив необходимость подбора некоторых коэффициентов коррекции. Достаточно заметить, что система уравнений (4) является линейной в параметрах \dot{K}'_{UB1} , \dot{K}'_{UC1} , \dot{K}'_{LA1} , \dot{K}'_{IB1} , \dot{K}'_{IC1} , \dot{K}'_{UA2} , \dot{K}'_{UB2} , \dot{K}'_{UC2} , \dot{K}'_{LA2} , \dot{K}'_{IB2} и \dot{K}'_{IC2} . Это означает, что теоретически оптимизационная процедура должна лишь подбирать значения рассмотренных выше параметров, описывающих геометрические и физические свойства системы проводников. При подобранных значениях этих параметров затем должны вычисляться все 11 неизвестных коэффициентов коррекции посредством решения переопределённой задачи по методу наименьших квадратов. На практике подобная задача является очень плохо обусловленной. Тем не менее, можно ограничиться подбором пяти комплексных коэффициентов коррекции и затем решить переопределённую систему линейных уравнений для вычисления остальных шести.

Таким образом, на каждом шаге оптимизационного алгоритма с целью минимизации целевой функции (9) выполняется следующее:

- 1) подбор значений пяти комплексных коэффициентов коррекции, а также указанных выше параметров, описывающих геометрию и физические свойства проводников ВЛЭП;
- 2) вычисление элементов матриц $[Z]$ и $[Y]$;
- 3) определение остальных шести коэффициентов коррекции посредством решения линейной задачи;
- 4) вычисление целевой функции в форме (9) и, возможно, её первых производных (в зависимости от используемого оптимизационного алгоритма).

Помимо систематических ошибок, учитываемых нами в уравнениях, существуют также случайные ошибки, или "шум" измерений. Значение комплекса тока или напряжения на выходе УСВИ можно описать следующим выражением [11]:

$$\dot{A}_m = \dot{A}_t \cdot \dot{K} + \dot{e}, \quad (10)$$

где \dot{A}_t – "истинное" значение вектора тока или напряжения (всегда неизвестная величина); \dot{A}_m – значение, рассчитанное УСВИ; \dot{K} – комплексный коэффициент коррекции, учитывающий систематическую ошибку; \dot{e} – "шум" измерений.

В [11] показано, что случайные ошибки СВИ имеют статистическое распределение, близкое к нормальному. Учесть данные ошибки как дополнительные неизвестные не

представляется возможным. В то же время они оказывают заметное деструктивное влияние на процедуру оптимизации. Одним из вариантов уменьшения негативного влияния "шума" измерений, применённого авторами, является усреднение множества измерений. Действительно, система (4) будет по-прежнему справедлива, если каждый из векторов тока и напряжения будет заменён на сумму определённого количества векторов. Другим вариантом является использование скользящего среднего для большого массива измерений.

Следует отметить, что СВИ, полученные от цифрового регистратора аварийных повреждений (ЦРАП), обычно существенно более "шумные" по сравнению с измерениями, выполненными устройством релейной защиты и автоматики (УРЗА) с функцией СВИ [11]. В этом случае часть "шума" может быть эффективно отфильтрована ещё до суммирования множества отдельных измерений или применения скользящего среднего.

3 МЕТОДИКА И РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ

Верификация разработанного алгоритма определения актуальных параметров ВЛЭП выполнялась на основе модели реальной линии напряжением 345 кВ с геометрией проводников и транспозицией фаз согласно рис. 1. Векторные измерения с одной стороны линии осуществляются УРЗА с функцией СВИ, а с другой – ЦРАП с той же функцией.

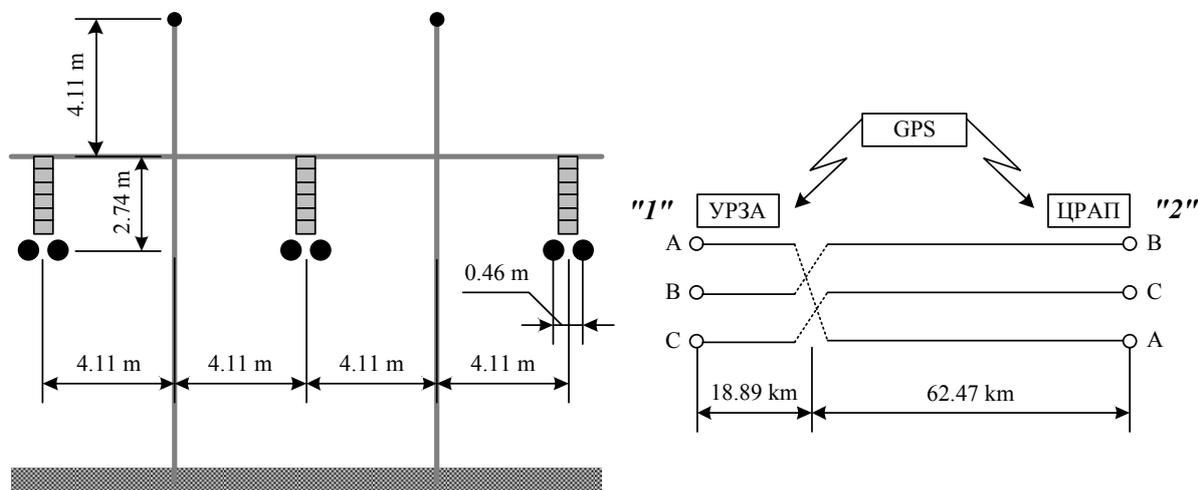


Рис. 1: Геометрические параметры типовой опоры моделируемой ВЛЭП и схема ВЛЭП, отражающая транспозицию фаз и расстановку устройств с функцией СВИ

Моделирование осуществлялось следующим образом.

1. Большой массив реальных данных (десятки тысяч измерений), полученных с УРЗА на подстанции "1" (рис. 1), принимается за массив эталонных (не содержащих ошибок) измерений на данном конце ВЛЭП. Дело в том, что адекватно смоделировать характер изменения токов и напряжений на ВЛЭП с течением времени крайне сложно, поэтому использование реальных данных представляется наиболее эффективным вариантом.
2. Задаются усреднённые высоты проводников ВЛЭП, а также усреднённые значения физических свойств проводников, т.е. значения всех параметров, которые могут варьироваться, как обсуждалось выше. На основании этих величин, принимаемых неизменными на интервале моделирования, а также известных постоянных параметров рассчитываются эталонные матрицы $[Z]$ и $[Y]$.
3. Рассчитывается массив эталонных значений токов и напряжений для подстанции "2" (рис. 1). Число элементов массива соответствует таковому для подстанции "1".
4. Для всех эталонных токов и напряжений принимаются некоторые коэффициенты коррекции, отражающие систематические ошибки, в общем случае различные для всех фаз токов и напряжений. Амплитудные погрешности случайным образом выбираются из диапазона $(-5..5)\%$, а угловые – из диапазона $(-5..5)^\circ$. В результате получаем 12

- комплексных коэффициентов коррекции, не известных алгоритму идентификации актуальных параметров ВЛЭП.
5. На основании принятых коэффициентов коррекции и эталонных массивов измерений вычисляются массивы токов и напряжений, искажённые систематическими ошибками.
 6. Ко всем сигналам токов и напряжений добавляются случайные ошибки, или "шум" измерений. Среднеквадратические отклонения случайных ошибок принимаются на основании анализа большого массива данных, полученных с УРЗА и ЦРАП, установленных на моделируемой ВЛЭП (рис. 1). Результаты выполненного анализа частично приведены в [11].
 7. Наиболее "шумные" сигналы – все токи на подстанции "2" (рис. 1) – пропускаются через фильтр для уменьшения среднеквадратического отклонения "шума". Выбор оптимального фильтра являлся темой отдельного исследования, выполненного авторами.
 8. Все массивы токов и напряжений, подготовленные в результате описанных выше действий, а также остальные исходные данные, описывающие моделируемую линию, используются алгоритмом идентификации актуальных параметров ВЛЭП. Работа алгоритма основана на решении оптимизационной задачи, как описано в предыдущем разделе.
 9. В результате работы алгоритма определяются параметры ВЛЭП, максимально соответствующие входным данным. Вычисленные элементы матриц $[Z]$ и $[Y]$ могут напрямую сравниваться с рассчитанными выше эталонными значениями. Наибольший практический интерес представляет сопоставление параметров прямой и нулевой последовательностей: R_1, X_1, Y_1, R_0, X_0 и Y_0 .

Следует отметить, что наличие частичной транспозиции фаз (рис. 1) не создаёт проблем с точки зрения математической реализации алгоритма. ВЛЭП разбивается на два участка, а граничными условиями являются равенства соответствующих величин фазных токов и напряжений. Чтобы учесть порядок следования фаз $B-C-A$ на более длинном отрезке ВЛЭП (рис. 1), используется специальная матрица поворота [12].

Авторами были испытаны различные эталонные значения параметров ВЛЭП, различные варианты подготовки исходных данных для оптимизационной задачи, множество алгоритмов оптимизации, а также различные весовые коэффициенты слагаемых целевой функции (9). Одни из наилучших результатов, которых удалось достичь в результате моделирования, приведены в табл. 1, отражающей погрешности в процентах при идентификации параметров прямой и нулевой последовательностей ВЛЭП в трёх различных случаях.

№	$\delta R_1, \%$	$\delta X_1, \%$	$\delta R_0, \%$	$\delta X_0, \%$	$\delta Y_1, \%$	$\delta Y_0, \%$
1	5.64	-0.03	7.92	-3.26	0.23	0.82
2	9.28	-0.002	4.65	0.44	0.1	1.71
3	4.63	-0.008	10.18	1.25	0.12	1.52

Табл. 1: Результаты идентификации актуальных параметров ВЛЭП

Как видно из табл. 1, наиболее точные результаты достигаются для проводимостей прямой и нулевой последовательностей, а также индуктивного сопротивления прямой последовательности. Последний из указанных параметров изменяется слабо, поэтому достигнутая точность являлась достаточно предсказуемой. Активное сопротивление прямой последовательности для рассматриваемой линии очень мало в сравнении с параметрами X_1, R_0 и X_0 , поэтому даже относительно большая погрешность в случае №2 (табл. 1) не вызывает удивления.

Диапазон потенциального изменения активного и индуктивного сопротивлений нулевой последовательности достаточно широк [3], поэтому хорошим результатом можно считать определение этих величин с точностью $\pm 5\%$. Однако даже такая точность не является легко и стабильно достижимой. Причиной является то, что токи и напряжения нулевой

последовательности в нормальном режиме ЭЭС малы, а задача идентификации актуальных параметров ВЛЭП на основе СВИ в нормальном режиме является плохо обусловленной. В этих условиях любой "шум", не учитываемый в модели, оказывает существенное негативное влияние. Отметим, что при наличии лишь систематических ошибок и отсутствии "шума" получаются идеальные результаты для всех шести параметров, рассматриваемых в табл. 1.

4 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Развитие технологии СВИ открывает перспективы определения фактических параметров ВЛЭП. В данной работе представлен оригинальный алгоритм идентификации параметров, учитывающий систематические ошибки измерений и в то же время сводящий число неизвестных к минимуму. Верификация алгоритма осуществлена на модели реальной ВЛЭП с применением большого массива токов и напряжений, полученных от УСВИ.

Идентификация сопротивления нулевой последовательности ВЛЭП вызывает проблемы. Возможными решениями могут быть использование более прецизионных СВИ, задействование измерений, полученных в динамических режимах ЭЭС, а также уточнение модели ВЛЭП.

Авторы выражают благодарность специалистам American Transmission Company (США) за предоставленный массив СВИ, использованный для анализа и верификации разработанного алгоритма.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] H.W. Dommel, Electromagnetic Transients Program (EMTP) Theory Book. Bonneville Power Administration, 1986.
- [2] Y. Liao and M. Kezunovic, "Online optimal transmission line parameter estimation for relaying applications," IEEE Trans. Power Del., vol. 24, no. 1, pp. 96-102, January 2009.
- [3] Иванов И.Е. К проблеме определения актуальных параметров высоковольтных воздушных линий электропередачи // <http://research-journal.org/>: Международный научно-исследовательский журнал. – 2012. – № 4.
- [4] U. Klapper, M. Kruger, and S. Kaiser, "Reliability of transmission by means of line impedance and K-Factor measurement," in Proc. 18th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, Turin, Italy, June 6-9, 2005.
- [5] Il-D. Kim and R.K. Aggarwal, "A study on the on-line measurement of transmission line impedances for improved relaying protection," Electrical Power and Energy Systems, vol. 28, no. 6, pp. 359-366, July 2006.
- [6] D. Shi, D.J. Tylavsky, N. Logic, and K.M. Koellner, "Identification of short transmission-line parameters from synchrophasor measurements," in Proc. 40th North American Power Symposium, Calgary, AB, Canada, September 28-30, 2008.
- [7] R.E. Wilson, G.A. Zevenbergen, D.L. Mah, and A.J. Murphy, "Calculation of transmission line parameters from synchronized measurements," Electric Machines & Power Systems, vol. 27, no. 12, pp. 1269-1278, 1999.
- [8] A.G. Phadke and J.S. Thorp, Synchronized Phasor Measurements and Their Applications. Springer, 2008.
- [9] S. Chakrabarti, E. Kyriakides, T. Bi, D. Cai, and V. Terzija, "Measurements get together," IEEE Power and Energy Magazine, Jan.-Feb. 2009. Reprinted in Special Issue: Smart Grid-Putting it All Together, a 2010 reprint journal from PES, pp. 15-23.
- [10] Power System Transients: Parameter Determination / editor, Juan A. Martinez-Velasco. CRC Press, 2009.
- [11] Иванов И.Е., Мурзин А.Ю. Определение статистических свойств случайной ошибки, сопровождающей синхронизированные векторные измерения токов и напряжений в установившемся режиме // Вестник ИГЭУ. – 2014. – № 3. – С. 29-38.
- [12] P.M. Anderson, Analysis of Faulted Power Systems. Wiley-IEEE Press; 1 edition, 1995.