



ERASMUS

UTILIZACION DE SINCROFASORES PARA INCREMENTAR LA CAPACIDAD DEL SISTEMA SIN ADICIONAR INFRAESTRUCTURA ADICIONAL

Juan Jované
Arbiter

II CONGRESO VENEZOLANO
DE REDES Y ENERGÍA ELÉCTRICA



Sincrofasores para Incrementar la Capacidad

UTILIZACION DE SINCRÓFASORES PARA INCREMENTAR LA CAPACIDAD DEL SISTEMA SIN ADICIONAR INFRAESTRUCTURA ADICIONAL

Juan Jované
Arbiter

RESUMEN

La fase en un sistema de potencia está definida típicamente a la posición de las formas de onda de voltaje y corriente y ambas son referenciadas a la fase "A" de voltaje. Con la tecnología actual ya no es necesario usar la fase "A" como referencia; "el tiempo UTC" puede ahora ser usado como referencia. Este "tiempo UTC" puede ser obtenido del sistema GPS el cual tiene la ventaja de ser una referencia universal y la cualidad se encuentra en cualquier parte de la tierra. Utilizar el sistema GPS como referencia para mediciones de fase provee fasores sincronizados, por ende el término "sincrofasores".

Usar las mediciones de sincrofasores hace posible comparar las mediciones del voltaje y corriente de un solo equipo. Por ejemplo, es conocido que el desplazamiento de la fase entre dos equipos es una medida de la energía que pasa por dicha línea, o dicho en otras palabras el estrés de la misma. Las variaciones periódicas en este ángulo de fase, el resultado de las variaciones de periódicas del flujo de energía, son indicadores sensitivos a la inestabilidad del sistema. Simplemente medir el flujo de energía provee un punto de datos, el que es un indicador de inestabilidad; el conocer la variación de la fase puede apuntar la fuente actual del problema.

En el sistema más simple uno puede monitorear ambos extremos de una línea de transmisión y usar una básica comparación de algoritmos para determinar el estrés de la línea en tiempo real. Esta información puede ser enviada directamente a un centro de control donde se puede realizar verificaciones de las cargas del sistema. Pero las redes eléctricas son mucho más complejas; sin embargo, cuando se usan múltiples nodos a través del sistema y la aplicación de un software de control, es posible determinar los diferentes problemas del estado de la red antes de que ocurra una falla en el sistema.

Cuando se diseña una línea de transmisión, se debe diseñar para que opere confiablemente bajo su "peor escenario". Estas condiciones incluyen condiciones ambientales e igualmente condiciones de carga. Una vez combinado el efecto de ambos efectos con un margen prudente (como lo hacen los sistemas SCADA) se toma en cuenta la capacidad muy por debajo de la capacidad de real transmisión.

El uso de sincrofasores para monitorear el estrés de las líneas de transmisión permite controlar las cargas a su máxima capacidad en tiempo real. Realizando un proceso automático es posible incrementar la capacidad del sistema sin la construcción o adición de nuevas infraestructuras.

PALABRAS CLAVE

Sincrofasores, Ondas, Monitoreo, Fases, Tiempo UTC.

Sincrofasores para Incrementar la Capacidad

Donde cualquier medición (de cualquier clase) se hace con referencia a un estándar consistente, ya sea UTC o las definiciones internacionales de voltaje, resistencia, o energía mantenidas por laboratorios nacionales, es posible comparar medidas en tiempos y lugares diferentes con certeza de esta comparación. Las mediciones del ángulo relativo de fase (que se realizan por equipos no sincronizados) tienen muy poco valor en comparación, un ejemplo muy claro es la comparación de la medición de los ángulos de fase de una subestación. Aquí es donde entra en juego lo que la sincronización vía GPS permite hacer. Los fasores, o mejor dicho sincrofasores definidos por el Estándar IEEE C37.188 (anteriormente Estándar IEEE 1344-1995), son métodos para expresar las tres entradas de voltaje y las tres líneas de corriente referenciadas como un número complejo al sistema GPS.

La meta del análisis de los fasores es la predicción y control de comportamientos transcientes, perturbaciones oscilatorias en la red eléctrica, con el resultado de mejorar toda la capacidad y confiabilidad del sistema eléctrico.

Las medidas de ángulos absolutos proveen a los ingenieros un nuevo y poderoso instrumento para comparar mediciones entre múltiples tiempos y localidades. Previo a la sincronización vía GPS, instrumentos con muchas funciones de bajo costo, era solo posible con alta dificultad y altamente costoso. Utilizando simples métodos de cálculo, cualquier medida ahora puede ser comparada, y su fase relativa fácilmente determinada. Los resultados son disponibles en varios formatos, incluyendo el Estándar IEEE C37.118 (anteriormente Estándar IEEE 1344-1995), estándares de IEEE para sincrofasores para Sistemas de Potencia.

Arbiter Systems Inc., ha implementado mediciones de ángulo absoluto en su nuevo equipo Power Sentinel 1133A. La siguiente discusión se basará en como esta información es generada, y como puede ser aplicada para analizar y controlar la red eléctrica.

A. ¿Que es ángulo de fase?

Hemos recibido muchas llamadas de clientes confundidos de cómo las mediciones del Modelo Power Sentinel 1133A son hechas. Básicamente, estas preguntas son ¿Por qué las mediciones de ángulo de fase hechas por el 1133A cambian, o rotan? “yo se que las fases de mi sistema no cambia tanto”.

Esto es por el hecho de que las mediciones de ángulo de fase hechas por el 1133A son mediciones absolutas. Esto significa que, las mediciones de ángulo son medidas con respecto a UTC (Coordinated Universal Time) el cual es mantenido por el BIH en París y el Observatorio Naval de los Estados Unidos ubicado en Washington, DC, y luego transmitido al 1133A a través del Sistema GPS. Las mediciones de ángulo de fase de las tres señales de voltaje y corriente (incluyendo todas las armónicas) realizadas por el 1133A están relacionadas a la señal de 1PPS en-tiempo sincronizado a un microsegundo del tiempo UTC en cualquier parte del mundo.

La fase absoluta en el 1133A está definida a cero grados correspondiente al máximo coseno de una forma de onda que coincide con la referencia “en-tiempo”. Si la frecuencia está por encima de la nominal, el ángulo de fase incrementará al aumentar el tiempo; si está por debajo la misma estará decreciendo. Esta estará rotando a ± 180 grados. Por ende, ya que la señal de entrada de la frecuencia nominal de 50 o 60 Hz tiene un pequeño error, la medición de ángulo de fase siempre estará rotando.

B. Convertir a Angulo de Fase Relativo

La mayoría de los “medidores” de fases tradicionales carecen de una referencia como el UTC, usan la fase de voltaje A como referencia. Es ta es una relación seleccionada y arbitraria; pero esta selección se ha hecho tan común que los usuarios concluyen que esta indicación de fase es

“correcta”. De hecho, por el propio hecho una medida de medición ángulo de fase va más allá de una simple curiosidad de laboratorio. Estamos interesados en la fase entre dos cosas, la fase de voltaje y corriente de una línea de transmisión; entre dos lugares diferentes (como el flujo de energía descrito anteriormente) o a diferentes tiempos (una medida de tiempo relacionada a la estabilidad de frecuencia)- Esto y mucho y más puede ser obtenido de las mediciones de ángulo absoluto sincronizadas a una referencia común.

Para comparar mediciones de las señales a la misma frecuencia de un sistema cuando todas son las mismas (ya sea 50 y 60Hz de un sistema de potencia), es solo sustraer la referencia de la medición de fase interesada y normalizada si es requerido. Por ejemplo, si se está interesado en las fases relativas de voltaje entre A y B, solo hay que sustraer la medición de fase de la fase A de la fase B. Si el ángulo de fase de la fase A es -160 grados y el ángulo de fase de la fase B es 79, entonces la diferencia es $79 - (-160) = 239$ grados-. Si se requiere la respuesta normalizada entre más o menos 180 grados, ajustando añadiendo o sustrayendo 360: $239 - 360 = -121$.

C. Armónicas

La otra situación que se presenta es la indicación relativa de la fase de las armónicas. Aunque esto es un poco más complicado, no es difícil de realizar. Lo importante es que el 1133A realiza las mediciones del ángulo de fase, para la fundamental y todas las armónicas, para obtener un tiempo arbitrario (relativa a la señal de fase) relativa. Lo que queremos conocer es el ángulo de fase de las armónicas en un punto de tiempo que corresponda los cero grados de la señal de fase. Fase es proporcional a la frecuencia y tiempo: $\theta = \omega t$. Para las armónicas, $\theta = n \omega t$, donde n es el número de las armónicas y ω la fundamental de la frecuencia. Un pequeño trabajo con esta relación muestra que la relación de fase de la armónica es necesaria solo multiplicando el ángulo de fase de referencia antes de la sustracción del número de la armónica. La normalización requiere múltiples adiciones o sustracciones de 360 para obtener la respuesta de armónicas altas; pero hay métodos “inteligentes” (computacionales – eficientes) para implementar este tipo de cálculo de programa computacional.

Por ejemplo, hemos encontrado en la implementación del 1133A que la mejor manera de manejar la fase es bajo métodos matemáticos complejos. Todos los cálculos hechos en el DSP del 1133A son hechas con cantidades $(a + bi)$, los ángulos de fase no son claros en ninguna parte del cálculo, excepto al mismo inicio y al final del proceso. Esto elimina la normalización de las fases, que de otra forma serían requeridas. Al final del proceso se obtienen un número complejo representando (por ejemplo) voltaje. Esto puede ser convertido en radianes de ángulos de fase, usando los dos argumentos arco- tangente de la función, y la magnitud en voltios, usando la suma al cuadrado de las dos partes del número complejo. No es necesaria la normalización. Este proceso es mucho más eficiente para cómputos y en términos de longitud de programas que otros largos programas de normalización. Adicionalmente los errores producidos por estos procesos “roundoff/truncation” tienen prácticamente un insignificante efecto en los cálculos hechos, resultando en mejor una mejor precisión y bajo ruido.

La corrección del ángulo de fase en esta nomenclatura está representada por un vector (número-complejo) teniendo una magnitud de 1 y el ángulo de fase deseado; en otras palabras es:

$$\cos(\theta) + 1 \times \sin(\theta)$$

Este número es llevado a su potencia deseada (equivalente al número de la armónica) para obtener la corrección de cada armónica. Y ya que las armónicas están formadas en secuencia, es mucho más fácil realizar esto con una implementación regresiva: siguiendo la secuencia, el valor de la siguiente armónica, se obtiene la corrección del siguiente número complejo multiplicado por $(\cos(\theta) + 1 \times \sin(\theta))$, luego se obtiene un nuevo número complejo 1,2,3...El resultado de esta multiplicación (compleja) da la variación del ángulo de fase. Se puede ver con un simple vistazo

que esa misma operación se que se llegan a convertir las magnitudes de las armónicas de voltios o amperios, a un porcentaje P/U, simplemente empezando con los valores de la operación correcta, por ejemplo 100(rms de la fundamental). Esto puede ser hecho con mínimas relaciones de cálculos adicionales, particularmente eliminando múltiples divisiones computacionales.

D. Variaciones de fase en el tiempo

Desde la relación $\theta = \omega t$, se puede observar que el cambio de la fase de un punto a otro es el resultado de la diferencia de la frecuencia. Para ser más precisos, el ángulo de fase rota continuamente en el tiempo completando ciclos de 50 o 60 grados “completos” en el tiempo en un sistema eléctrico. Sin embargo; midiendo el ángulo de fase a una simple razón, la cual es mucho menor que la razón de Nyquist, e integrando los números de tiempo por debajo de la frecuencia nominal, podemos en efecto “obtener” las mediciones del ángulos de fase. El resultado de esto, (por ejemplo) de una razón de 1 segundo ó 10 segundos la fase no cambia solo si hay un error en la frecuencia. Se está muestreando la función de la fase (nominal) al mismo punto a cada momento; cada variación de la fase se debe a un error de la frecuencia.

Si se debe muy cauteloso con cualquier técnica de sub – muestreo (sub-sampling), por que mucha información de la señal está descartada. Normalmente se hace la asunción de que la frecuencia está muy cercana a la nominal. Si este no es el caso, se puede tener una respuesta altamente incorrecta, y el mayor tiempo que pase el intervalo de las mediciones de ángulo de fase, el error de estas mediciones es mucho mayor. Ya que en los sistemas de potencia la frecuencia no varía tanto, y se toma un buen cuidado de estas variaciones, estos cálculos pueden ser hechos externamente al 1133A.

En el 1133A, todas las mediciones de desviación de frecuencia y tiempo se realizan usando las mediciones de fase. Estos cálculos se realizan internamente a una razón de 20/segundo, permitiendo un desplazamiento de ± 10 Hz antes de que ocurra algún problema. Este problema se manifiesta por si solo si se tienen una inhabilidad de diferenciar el error de frecuencia de +11 Hz y – 9Hz, al menos que se tenga información cualquier referencia adicional. Esto es adecuado para todas las condiciones de un sistema de potencia.

También posible realizar estos cálculos externamente utilizando los números de fase, si se toma en cuenta los datos provistos por la data de muestreo vs. frecuencia descritos anteriormente. Esto es normalmente utilizado para la reconstrucción de datos considerando el hecho de salvar espacio o ancho de banda. Hay que destacar que el 1133A puede igualmente hacer este trabajo. Con límites de estado, este concepto suena muy interesante.

Otra información de la variación de la fase en el tiempo es el poder observar las variaciones de tiempo de los números de fase relativos. Como fue mencionado en [1], esta es un arma para investigar cargas y estabilidad en el sistema.

E. Fasores

Los fasores definidos bajo el Estándar IEEE C37.118 (previo Estándar 144-1995 [2], donde son mejor conocidos como sincrofasores. Igualmente se ha discutido de ellos en [1] y en otros muchos artículos de revistas. Los fasores son la representación las tres buses de voltaje y las tres líneas de corrientes en forma de números complejos. En el Estándar IEEE C37.118, los números son pasados a un formato de 16-bit para cada componente con el fin una transmisión de datos, de los cuales se reducen en su resolución mantenidos en el 1133A, el que usa valores de 32-bits de punto flotante para todo lo que sea deseado. Sin embargo; esta resolución es adecuada para propósitos específicos, la recolección en tiempo real para análisis de de numerosas, y largas localidades, con un mínimo ancho de banda. La meta de los fasores es la predicción y control de transcientes, perturbaciones y comportamientos oscilatorios en las redes de transmisión, con la finalidad de mejorar al máximo la capacidad del sistema y su confiabilidad. Los fasores pueden ser igualmente utilizados para protección y retransmisión de

Sincrofasores para Incrementar la Capacidad

datos. Un ejemplo de la utilización de este sistema es su implementación en China y otro en la empresa Entergy de Louisiana.

Para los fasores den una función importante, el instrumento que realiza las mediciones debe tener una referencia absoluta de tiempo para que pueda comparar las mediciones a diferentes distancias. Una gran parte del Estándar IEEE C37.118 es la devoción a la sincronización en tiempo para conseguir lo deseado. Los relojes GPS Controlados por Satélites de Arbiter Systems fueron los primeros productos de tiempo en la industria que cumplen completamente con los requerimientos del Estándar IEEE C37.118 (previo IEEE Estándar 1344-1995), Estándar de IEEE para sincrofasores.

El Modelo Sentinel 1133A, que viene con un GPS integrado para sincronización (sincronización y estampado de tiempo son dos cosas diferentes) es ideal para la medición fasorial. La salida de los fasores es una simple operación en el 1133A, ya que la representación de compleja – vectorial de los voltajes y corrientes ya está sincronizada vía GPS. Las mediciones de fasores y los resultados de los formatos (C37.118) son medidos en el 1133A sin la necesidad de hardware adicional, lo que hace una solución sumamente costo-efectiva. La razón de actualización del 1133A es de 20 veces por segundo.

IV. North American SynchroPhasor Initiative (NASPI), Previamente conocido como “Preminilari North American Interconnectron Phasor Plant”

Con la competitividad de la reestructuración de las industrias de energía y la división de responsabilidades operacionales entre largas plantas de energía, hay una creciente necesidad para visualizar y controlar las redes de área amplia (Wide Area) con el fin de mantener su confiabilidad. La necesidad fue claramente identificada claramente y haciendo un reporte posterior al incidente del apagón del 14 de agosto del 2003 en el Noreste de los Estados Unidos, en el que se concluyó que afortunadamente, tecnologías emergentes como Medición de Fasores ofrecen nuevas oportunidades con la tendencia a llenar estos los siguientes objetivos:

- Datos con alta precisión de tiempo real da la función a las áreas amplias vistazos de la dinámica del sistema, y si son extremadamente bien realizados dan un gran análisis de la tendencia del sistema.
- La alta velocidad de razón de muestreo (sub-second-rate) es una excelente arma para localizar puntos de oscilación dinámica bajo condiciones de transcientes para una rápida (potencialmente en tiempo real) de regular las condiciones del sistema.
- Los amplios ángulos de fase entre regiones son indicativos del estrés del sistema y proximidad a la inestabilidad.
- Los datos precisos sincronizados en tiempo y los altos muestreos son muy buenos contribuyentes para el análisis de disturbios post-mortem.
- La tecnología de fasores mide valores de fase de (voltaje, corriente, por ejemplo) con alta precisión. Estas cantidades son posteriormente derivados a algoritmos de estado estimado y por ende carentes de error debidas a las imprecisiones en modelo del sistema.

CONCLUSION

Si uno mira los métodos tradicionales de medición de potencia y energía y calcula las mediciones en los peores escenarios en las peores condiciones de operación, uno puede encontrar fácilmente un error que excede el dos por ciento de precisión. Este es un exagerado número, especialmente si puede estar en cualquier parte de la transferencia de energía. Por otro lado utilizando métodos dinámicos de corrección y la última tecnología los errores pueden ser reducidos en un su peor caso de 0.2%, un mejor mejoramiento de 10 a 1.

ediciones del ángulo de fase absoluto proveen a los ingenieros una nueva herramienta para comparar las mediciones en diferentes localidades y tiempos. Antes de que existiera la tecnología de sincronización vía GPS esto era costoso y difícil de realizar. Usando simples cálculos, ahora dos o más fases pueden hacerse con el Power Sentinel 1133A de Arbiter Systems, ser comparada, fácilmente comparadas con una relación universal. Estos resultados están disponibles, incluyendo el IEEE Estándar C37.118 (previo IEEE Estándar 1344-1995) Estándar de Sincrofasores para Sistemas de Potencia.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Richard P. Schultz y Beverly B. Laios "Triggering Tradiffs for Recording Dynamics" *IEEE Computer Applications in Power*, Abril 1997, p 44.
- [2] IEEE Estándar C37.118 (previo IEEE Estándar 1344-1995) Estándar de Sincrofasores para Sistemas de Potencia. The institute of Electrical and Electronic Engineers, Inc. Piscataway, New Jersey, 1995.
- [3] V. Ajarapu, C. Christy, "The Continuation Power Flow: A tool for Steady-State Voltage Stability Analysis", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 7, February 1992, pp. 416-423.