IV SBQEE

Porto Alegre/RS, 12 a-17 de agosto de 2001

Homepage: http://www.ee.pucrs.br/~sbqee

DEFINICIONES DEL FACTOR DE POTENCIA Y POTENCIA REACTIVA EN SISTEMAS TRIFÁSICOS DESEQUILIBRADOS

Daniel Slomovitz
d.slomovitz@ieee.org
Universidad de la República, Facultad de Ingeniería
Montevideo, Uruguay

Resumen:
Bajo ondas distorsionadas o sistemas desequilibrados aparecen múltiples problemas vinculados con las definiciones e implementación de la medida de la energía aparente, reactiva y el factor de potencia. En este trabajo se analizan las diferentes definiciones que actualmente coexisten, y su influencia en los sistemas industriales de facturación entre empresas eléctricas y consumidores. Múltiples definiciones han sido propuestas desde las primeras décadas del siglo XX, atendiendo a diferentes propósitos. En este trabajo, ellas son analizadas bajo el punto de vista de su implementación en la medida de energía. Se discute el comportamiento de medidores de energía reactiva con diferentes principios de funcionamiento. Los actuales medidores digitales son capaces de implementar cualquiera de las definiciones propuestas hasta el momento, pero este trabajo muestra las incompatibilidades y el desconcierto que existe entre sus fabricantes, al no haber acuerdo internacional sobre las definiciones de dichas magnitudes.

Palabras clave: energía reactiva, factor de potencia, distorsión, desbalance.

1.0- INTRODUCCIÓN

En las transacciones entre empresas eléctricas y consumidores, ya desde inicios del siglo XX, se vio la necesidad de contabilizar no sólo la energía activa *P* consumida sino también la energía reactiva *Q*. Esta última estaba asociada a cargas inductivas o capacitivas, las que ocasionan flujos de potencia reciprocantes con promedio de potencia nulo en un ciclo. Estas cargas reactivas almacenan energía en forma de campos eléctricos y magnéticos durante parte del ciclo, y devuelven dicha energía a la fuente en otra parte del ciclo. Entre otros efectos, estos flujos de potencia producen mayores corrientes por el sistema que las mínimas necesarias para suministrar la potencia activa demandada. Una parte de las líneas de transmisión y distribución deben dedicarse al transporte de la corriente reactiva y parte del sistema de generación debe dedicarse a la compensación de dicha energía.

La política general de empresas eléctricas es tratar que el consumidor solucione este problema dentro de su propio sistema, facturando a esos efectos un adicional asociado al consumo de la energía reactiva. El parámetro eléctrico que cuantifica directamente el aumento de las pérdidas y el desaprovechamiento de la red es el factor de potencia *PF* (definido como la razón entre la potencia activa y la aparente). Efectivamente, las empresas eléctricas limitan en sus reglamentos, no la energía reactiva sino el factor de potencia el cual debe ser mayor a cierto valor para evitar penalización con facturación adicional [1].

Actualmente existen varios sistemas de medida electrónicos para computar el *PF*, sin embargo históricamente sólo era posible calcularlo a partir de la medida de la energía activa y reactiva mediante dos medidores separados. Aún en el presente, una gran parte de los instrumentos de medida usados en sistemas de facturación son medidores electromecánicos de energía activa y reactiva. El cálculo del factor de potencia está basado en el cómputo de esos dos valores, y existe toda una cultura institucional en las empresas eléctricas sobre la relación entre la energía activa, reactiva y el factor de potencia, dada por la simple ecuación

$$PF = \frac{1}{\sqrt{1+Q^2/P^2}} \qquad (1)$$

Los parámetros de esta ecuación están plenamente definidos para régimen sinusoidal en circuitos monofásicos, donde el factor de potencia coincide con el coseno del ángulo entre la corriente y la tensión. Sin embargo, ya desde la década del 1920, se vio que con formas de onda de corriente o de tensión distorsionadas, esta ecuación conduce a conceptos diferentes a los de potencias reciprocantes [2]. Otro tanto ocurre en sistemas polifásicos no equilibrados, aun trabajando en régimen sinusoidal.

Un simple ejemplo muestra estas derivaciones. En la Fig. 1 un resistor es alimentado a través de un rectificador de media onda, por una fuente de tensión sinusoidal ideal de tensión eficaz (rms) de valor *V*. La corriente eficaz vale $I_{rms} = V/\left(R\sqrt{2}\right)$, la potencia activa $P=V^2/(2R)$ y la

potencia aparente entregada por la fuente $S = V^2/\left(R\sqrt{2}\right)$. De aquí se concluye el valor del factor de potencia $PF = 1/\sqrt{2}$ y de usarse (1) para el cálculo de la potencia reactiva, su valor sería $|Q| = P$. Un método equivalente de calcular Q está dado por la siguiente ecuación

$$|Q| = \sqrt{S^2 - P^2} \qquad (2)$$

Obviamente, en este circuito no hay potencias reciprocantes ni almacenamiento de energía por la carga, ya que ésta no está relacionada ni con campos eléctricos ni magnéticos que puedan reflejar una potencia reactiva hacia la fuente.

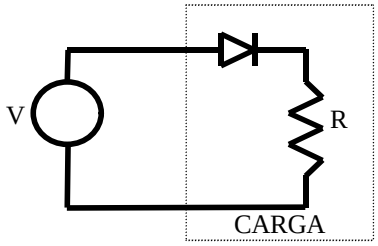

Fig. 1. Sistema formado por fuente sinusoidal y carga no lineal compuesta por resistor alimentado por un rectificador de media onda.

Tampoco son aplicables a este circuito los métodos convencionales de compensación de energía reactiva. El desempeño no mejora incluyendo un capacitor en paralelo con la carga. En razón de estos resultados y para no confundir conceptos, ha sido propuesto denominar con la letra *N* al resultado de (2) cuando el régimen es no sinusoidal, o no equilibrado; denominando a esta variable potencia no activa [3].

Este ejemplo muestra que un único parámetro no es suficiente para determinar la causa de la existencia de factores de potencia menores a la unidad, ni los procedimientos para su corrección. Sin embargo, el resultado anterior donde el valor de la potencia no activa iguala al de la potencia activa, muestra que sí existe un problema y un perjuicio para las redes eléctricas. Efectivamente, la mínima corriente rms (I_{min}), que con igual tensión es capaz de entregar la misma potencia, es de forma sinusoidal y vale $I_{min}=V/(2R)$ lo cual es $\sqrt{2}$ veces menor a la del circuito analizado. De aquí se concluye que las redes del sistema soportan una corriente un 40% mayor, generando el doble de pérdidas de energía y desaprovechando en un 40% la capacidad instalada. Adicionalmente, las corrientes no sinusoidales causan otros problemas relacionados con la polución de armónicos en la red.

Ha habido muchos intentos de descomponer la potencia no activa en varios componentes, tratando de lograr que cada uno de ellos sea responsable de cada uno de los efectos. En la próxima sección se discuten las principales propuestas.

2.0- DESCOMPOSICIÓN DE LA POTENCIA

En [4] se discuten diferentes propuestas de descomposición de la potencia en múltiples componentes. El objetivo, en general, es distinguir las diferentes causas que disminuyen el factor de potencia de forma de poder diseñar soluciones para cada una de ellas. Budeanu propuso en 1927 separar la potencia no activa en dos componentes

$$N^2 = Q_B{}^2 + D_B{}^2 \qquad (3)$$

proponiendo la definición de Q_B como la sumatoria de las potencias reactivas de cada una de las componentes armónicas. Esto es

$$Q_B = \sum_{n=1}^{m} V_n I_n \operatorname{sen} j_n \qquad (4)$$

siendo m el índice del mayor orden de las componentes armónicas de la corriente (I_n). Por otro lado, la potencia por distorsión D_B queda definida por la propia ecuación (3). La idea original era que la suma de potencias reactivas en cada una de las componentes armónicas representaba flujo de energía debido a componentes reactivas; mientras que la potencia D_B estaba relacionada con distorsión en la forma de onda. Sin embargo, ha sido mostrado que ese concepto no es cierto para todos los casos.

Por esto, sistemas que compensen Q_B no siempre logran mejorar el factor de potencia y tampoco esta descomposición de *N* ayuda al diseño de una compensación de la potencia por distorsión.

Fryze propuso, en el dominio del tiempo, separar la corriente no sinusoidal en dos componentes i_a e i_b. La primera, proporcional a la tensión *v* (igual forma de onda) y la segunda igual a la diferencia restante.

$$i_a = P\, v/V_{rms}{}^2 \qquad (5)$$

$$i_b = i - i_a \qquad (6)$$

Estas dos corrientes están en cuadratura bajo la norma usual de promedio del producto. Se demuestra que i_a es la corriente de menor valor rms que puede suministrar la potencia con la tensión dada. Se llega a una ecuación del tipo $S^2=P^2+Q_F{}^2$, similar a la (2), donde Q_F es la potencia reactiva propuesta. No se propone subdividir Q_F en otros componentes. No es posible, por tanto, el diseño de sistemas de compensación ni la determinación del tipo de problema (potencia reciprocante o distorsión). Pese a estas carencias, es la definición más simple que detecta factores de potencia menores a la unidad, lo cual es el elemento más relevante para los sistemas de facturación.

Kimbark propuso dividir la potencia no activa *N* en dos componentes. El primero es Q_1 (potencia reactiva asociada sólo a los componentes armónicos fundamentales de la tensión y la corriente) y un segundo componente con lo restante (D_K)

$$S^2 = P^2 + (V_1 I_1 \operatorname{sen} j_1)^2 + D_K{}^2 \qquad (7)$$

La idea inicial era separar causas de bajo factor de potencia debidas a potencias reciprocantes a la frecuencia fundamental y por otra parte, problemas causados por armónicos. La primera sería compensable mediante un capacitor (en caso de potencia reactiva inductiva, como es lo más común en sistemas de baja y media tensión). Sin embargo, posee similares problemas que la propuesta de Budeanu.

Otras descomposiciones han sido propuestas, tales como la de Depenbrock, Kuster y Moore, Elsin y Van Wyk. Desafortunadamente, se han encontrado ejemplos en los cuales la separación en diferentes causas del fenómeno, no está de acuerdo a lo propuesto por sus autores.

Sharon [5] discute la propia definición del factor de potencia (definido como relación entre potencia activa y aparente) en circuitos monofásicos. También se cuestiona su aplicación como parámetro evaluador del aprovechamiento de las redes. Sin embargo, entendemos que ninguno de dichos argumentos disminuye la utilidad de este parámetro como evaluador de la mala utilización de la red.

En [6] Watanabe y otros, analizan una definición de potencia activa y reactiva basada en valores instantáneos, inicialmente propuesta por Akagi y otros. La potencia activa se define en su forma usual

$$p = v_a\, i_a + v_b\, i_b + v_c\, i_c \qquad (8)$$

refiriendo *a*, *b* y *c* a cada una de las fases. La potencia reactiva se define como

$$q = -\left[(va - vb)ic + (vb - vc)ia + (vc - va)ib\right]/\sqrt{3} \qquad (9)$$

Cuando el sistema es equilibrado y sinusoidal, es fácil ver que *q* coincide con la definición usual de potencia reactiva ($3VI$ sen j).

En condiciones de tensión sinusoidal y corriente distorsionada, se muestra en el referido trabajo que la potencia reactiva media vale $Q=3VI_1$ sen j_1. En estas condiciones, la definición de potencia reactiva propuesta (en valores medios) sólo responde a la componente fundamental de la corriente. No es sensible a los componentes armónicos pues el promedio en un período del producto de una onda de tensión sinusoidal por una corriente distorsionada sólo es afectado por la componente fundamental de la corriente. El producto de las restantes componentes da promedio nulo.

En casos de sistemas con tensión sinusoidal y equilibrada, pero corrientes desbalanceadas, tampoco es sensible a los desequilibrios de la carga pues *q* está definida como la suma de 3 productos independientes. Cada sumando sólo ve una fase de tensión y una de corriente, y no es afectado por las restantes, tal como se discute en el próximo capítulo.

3.0- SISTEMAS TRIFÁSICOS

En sistemas trifásicos aparece otro elemento que influye sobre las pérdidas y el aprovechamiento de la red. Éste es el desequilibrio del sistema. Aún con ondas sinusoidales, los sistemas desequilibrados afectan el rendimiento de las redes de distribución y transmisión. También los generadores se ven afectados por este problema, pero al llegar a ese nivel los desequilibrios suelen ser despreciables.

Una carga asimétrica sobrecarga algunas fases y desaprovecha capacidad instalada en otras. En el ejemplo mostrado en la Fig. 2, la red trifásica es cargada por un único resistor. Por las fases *a* y *b* circula una corriente cuyo valor rms (I_d) es $\sqrt{3}$ veces mayor al correspondiente a igual potencia con carga simétrica; y por otro lado la fase *c* está totalmente descargada. Efectivamente, con carga simétrica resistiva la potencia activa vale $P_s=3VI_s$, siendo I_s la corriente correspondiente a carga simétrica y V la tensión rms entre fase y neutro. En el ejemplo

$$I_d = \sqrt{3}V/R \qquad (10)$$

$$P_d = \sqrt{3}VI_d \qquad (11)$$

De donde

$$I_d = \sqrt{3}I_s \qquad (12)$$

La potencia de pérdidas en la red en el caso simétrico vale $P_{er\text{-}s}=3R_c\, I_s^2$, siendo R_c la resistencia de cada fase de la red. En el caso asimétrico las pérdidas ($P_{er\text{-}d}$) vale

$$P_{er\text{-}d} = 6\, R_c\, I_s^2 \qquad (13)$$

La potencia de pérdidas en la red, asumiendo igual resistencia para cada conductor de fase, es el doble que si la carga fuera simétrica, para la misma potencia activa consumida. Visto de otro modo, con las mismas pérdidas podría alimentarse una carga simétrica resistiva con una potencia $\sqrt{2}$ veces mayor a la correspondiente al ejemplo asimétrico. Para penalizar adecuadamente a este consumidor, según este criterio, debería asociársele un factor de potencia $1/\sqrt{2}$. Esto puede ser contemplado definiendo adecuadamente la potencia aparente y la potencia reactiva, a partir de las cuales se obtiene el factor de potencia.

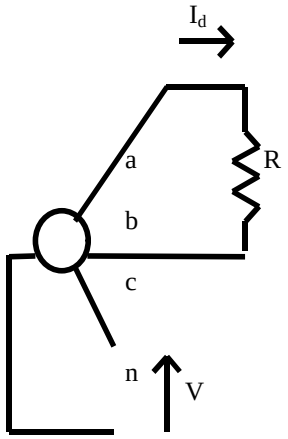

Fig. 2. Red trifásica cargada en forma asimétrica por un único resistor.

En este ejemplo, las distintas definiciones conducen a resultados muy diferentes. Usando (1) para la definición del factor de potencia y el valor medio de (11) para la definición de la potencia reactiva, se obtiene

$$Q = \frac{-1}{\sqrt{3}T}\int_0^T \left[(v_a - v_b)i_c + (v_b - v_c)i_a + (v_c - v_a)i_b\right]dt \qquad (14)$$

En este caso las tensiones y corrientes son sinusoidales, por lo cual usando fasores queda

$$Q = -VI_d\left(\cos 120 + \cos 60\right) \qquad (15)$$

En conclusión, *Q*=0 y *PF*=1. Esto muestra que esta definición de potencia reactiva, conjuntamente con la definición de factor de potencia usado por muchas empresas eléctricas en sus sistemas de facturación, es insensible frente a asimetrías en la carga.

Una de las definiciones más simple de potencia aparente, que sólo suma las potencias aparentes de cada fase, mostrada en la siguiente ecuación, tampoco contempla totalmente el problema descripto.

$$S_{su} = \sum_{i=1}^{3} V_i I_i \qquad (16)$$

Efectivamente, aplicada al caso del ejemplo

$$S_{su} = 2\sqrt{3} V I_s \qquad (17)$$

De (11) y (12) se concluye que el valor de potencia activa es

$$P_d = 3\, V I_s \qquad (18)$$

Por tanto, el factor de potencia calculado a partir de (17) y (18) vale $\sqrt{3/2}$ (aproximadamente 0.87), y no $1/\sqrt{2}$ (aproximadamente 0.71) como se esperaría.

La siguiente definición de potencia aparente, mostrada por Emanuel [7], es correcta desde este punto de vista

$$S_e = 3\sqrt{\frac{V_a^{\,2} + V_b^{\,2} + V_c^{\,2}}{3}}\sqrt{\frac{I_a^{\,2} + I_b^{\,2} + I_c^{\,2}}{3}} \qquad (19)$$

En el ejemplo, $S_e = 3VI_s\sqrt{2}$, por lo cual el factor de potencia vale $1/\sqrt{2}$. Esta definición contempla las pérdidas en la red para cualquier desequilibrio, dado que dichas pérdidas dependen de la suma cuadrática de las corrientes por cada fase. Aún así, (19) no tiene en cuenta totalmente el desaprovechamiento de la red. La capacidad de las líneas está limitada por la fase que transporta mayor corriente; lo cual conduce a que en sistemas no equilibrados las redes estén sometidas a un desaprovechamiento de su capacidad de transporte de potencia. Esto debería ser contemplado en la definición de factor de potencia. En el ejemplo mostrado, la máxima potencia utilizable con esa carga asimétrica es $1/\sqrt{3}$ del valor correspondiente a carga simétrica, suponiendo que la máxima corriente es la misma en ambos casos.

Una definición de potencia aparente [8] que contemple este hecho (S_p), se propone en este trabajo sustituyendo en (19) el último factor (relacionado con la corriente) por la corriente máxima entre todas las fases (I_{max}). Esa corriente es la que limita la capacidad del sistema

$$S_p = 3\sqrt{\frac{V_a^{\,2} + V_b^{\,2} + V_c^{\,2}}{3}} I_{max} \qquad (20)$$

Para el caso analizado, S_p valdría $3V\sqrt{3}I_s$ y el factor de potencia $1/\sqrt{3}$ coincidiendo con la reducción de la capacidad de la red.

En este ejemplo, las distintas definiciones conducen a resultados muy diferentes. Usando (1) para la definición del factor de potencia y el valor medio de (11) para la definición de la potencia reactiva, se obtiene

$$Q = \frac{-1}{\sqrt{3}T}\int_0^T [(v_a - v_b)i_c + (v_b - v_c)i_a + (v_c - v_a)i_b]dt \qquad (14)$$

En este caso las tensiones y corrientes son sinusoidales, por lo cual usando fasores queda

$$Q = -VI_d\left(\cos 120 + \cos 60\right) \qquad (15)$$

En conclusión, *Q*=0 y *PF*=1. Esto muestra que esta definición de potencia reactiva, conjuntamente con la definición de factor de potencia usado por muchas empresas eléctricas en sus sistemas de facturación, es insensible frente a asimetrías en la carga.

Una de las definiciones más simple de potencia aparente, que sólo suma las potencias aparentes de cada fase, mostrada en la siguiente ecuación, tampoco contempla totalmente el problema descripto.

$$S_{su} = \sum_{i=1}^{3} V_i I_i \qquad (16)$$

Efectivamente, aplicada al caso del ejemplo

$$S_{su} = 2\sqrt{3} V I_s \qquad (17)$$

De (11) y (12) se concluye que el valor de potencia activa es

$$P_d = 3\, V I_s \qquad (18)$$

Por tanto, el factor de potencia calculado a partir de (17) y (18) vale $\sqrt{3/2}$ (aproximadamente 0.87), y no $1/\sqrt{2}$ (aproximadamente 0.71) como se esperaría.

La siguiente definición de potencia aparente, mostrada por Emanuel [7], es correcta desde este punto de vista

$$S_e = 3\sqrt{\frac{V_a^{\,2} + V_b^{\,2} + V_c^{\,2}}{3}}\sqrt{\frac{I_a^{\,2} + I_b^{\,2} + I_c^{\,2}}{3}} \qquad (19)$$

En el ejemplo, $S_e = 3VI_s\sqrt{2}$, por lo cual el factor de potencia vale $1/\sqrt{2}$. Esta definición contempla las pérdidas en la red para cualquier desequilibrio, dado que dichas pérdidas dependen de la suma cuadrática de las corrientes por cada fase. Aún así, (19) no tiene en cuenta totalmente el desaprovechamiento de la red. La capacidad de las líneas está limitada por la fase que transporta mayor corriente; lo cual conduce a que en sistemas no equilibrados las redes estén sometidas a un desaprovechamiento de su capacidad de transporte de potencia. Esto debería ser contemplado en la

definición de factor de potencia. En el ejemplo mostrado, la máxima potencia utilizable con esa carga asimétrica es $1/\sqrt{3}$ del valor correspondiente a carga simétrica, suponiendo que la máxima corriente es la misma en ambos casos.

Una definición de potencia aparente [8] que contemple este hecho (S_p), se propone en este trabajo sustituyendo en (19) el último factor (relacionado con la corriente) por la corriente máxima entre todas las fases (I_{max}). Esa corriente es la que limita la capacidad del sistema

$$S_p = 3\sqrt{\frac{V_a^{\,2} + V_b^{\,2} + V_c^{\,2}}{3}}\, I_{max} \qquad (20)$$

Para el caso analizado, S_p valdría $3V\sqrt{3}I_s$ y el factor de potencia $1/\sqrt{3}$ coincidiendo con la reducción de la capacidad de la red.

4.0- MEDIDORES DE ENERGIA REACTIVA

Generalmente, los medidores tradicionales de energía reactiva electromecánicos están basados en el mismo principio que el medidor de activa, pero transponiendo las fases correspondientes a las tensiones y las corrientes. De esta forma se logra un desfasaje de 90° adicional. En un medidor trifásico de 3 motores la corriente de la fase *a* se multiplica por la tensión entre *b* y *c*, y las restantes se permutan cíclicamente. El sistema integra el valor medio, acumulando la energía reactiva. Por tanto, la ecuación base de su funcionamiento es (14).

En redes de potencia la distorsión en la tensión es baja, estando limitada por reglamentos nacionales [1] a valores del orden del 5%. Es responsabilidad de las empresas eléctricas mantenerla dentro de estos límites hasta la conexión con el consumidor; lugar donde se instala el puesto de medida. Por tanto, es razonable aceptar, en la mayoría de los casos, la hipótesis de sistemas de tensión equilibrados con onda sinusoidal. La corriente, en cambio, puede ser distorsionada. En estas condiciones, el valor medido por estos instrumentos es Q_1 (potencia reactiva correspondiente a las componentes fundamentales de las ondas de tensión y corriente), siendo insensibles al contenido armónico. Tampoco responden a desequilibrios del sistema, dado que cada motor es independiente de los restantes. El par total es simplemente la suma de los pares de cada motor. Frente a una carga monofásica resistiva, el valor medido vale cero, tal como se muestra en [8].

En caso de medidores electrónicos, los fabricantes generalmente no detallan, en la información técnica que acompaña a los medidores, los algoritmos de cálculo que utilizan. En [9] se muestran resultados de ensayos con carga monofásica resistiva, y carga no lineal monofásica. Bajo carga resistiva asimétrica, ciertos modelos muestran valores de Q=0, PF=1 y potencia aparente igual a la potencia activa. Esto coincide con algoritmos que implementan el comportamiento de medidores electromecánicos. Es interesante destacar que los equipos tienen la posibilidad de computar otros algoritmos de potencia aparente, dado que computan el valor rms de cada una de las corrientes y tensiones. Pero estos fabricantes optaron por implementar el mismo algoritmo que se utiliza con los tradicionales conjuntos de medidores de activa y reactiva electromecánicos.

A diferencia de los anteriores, otros modelos calculan el factor de potencia trifásico mediante un algoritmo que promedia el factor de potencia de cada fase, ponderado por la corriente de esa fase. Este algoritmo coincide con el cómputo de la potencia aparente según [3]. En el caso de carga monofásica resistiva, despliegan el valor de 0.87. Sin embargo, en el mismo medidor y bajo la misma carga, el valor de potencia reactiva registrado es nulo. Por tanto, para la potencia reactiva utiliza otro algoritmo, en este caso evaluando sólo Q_1. Esta dualidad de criterios causa una gran confusión en la evaluación del factor de potencia. Por una parte se concluye que el factor de potencia vale 0.87 y por otra que vale 1. La inconsistencia aparece en un mismo equipo al haberse implementado diferentes definiciones.

5.0- CONCLUSIONES

Distintas definiciones propuestas para evaluar sistemas de potencia con ondas distorsionadas, han sido analizadas desde el punto de vista de los sistemas de facturación. Los sistemas de medida necesarios para implementar estas definiciones existen ya comercialmente; pero aún persiste el problema de acordar internacionalmente una definición. En los comienzos del tratamiento de este tema, en una discusión a las propuestas de Budeanu [10], A. Iliovici ponía en duda la relevancia de los nuevos conceptos de potencia distorsionada, argumentando "el valor definido por el Sr. Budeanu nunca podrá ser medido directamente". Después de 70 años hemos llegado a la situación opuesta. Podemos medir prácticamente lo que queramos, con instrumentos de bajo costo, pero no hemos sido capaces de llegar a un acuerdo sobre qué medir. Ante esta disyuntiva, los fabricantes de modernos medidores digitales siguen implementando algoritmos para la potencia reactiva, que emulan a los viejos medidores de energía reactiva de disco giratorio. Y peor aún, la confusión aumenta al desplegar en pantalla nuevos parámetros tales como factor de potencia, corriente rms, potencia aparente, para los cuales se usan definiciones conflictivas con la de la potencia reactiva.

Es urgente, arribar a un acuerdo internacional entre las distintas partes vinculadas a esta problemática, que permita avanzar en la definición de parámetros en redes con distorsión y asimetrías. Siete décadas de infructuosas propuestas son evidencia de la imposibilidad de arribar a una única definición, apta para todos los campos de aplicación. Pero sí debemos ser capaces de implementar rápidamente una definición para el campo de la facturación.

Adicionalmente, deberá acordarse qué posición tomar con respecto a la gran cantidad de puestos de medida que las empresas poseen, sólo basados en medidores clásicos. Estos no podrán usarse para implementar ninguna nueva definición. Será necesario un cambio de los instrumentos. Dado el alto número de medidores existentes, el cambio de los mismos implica una gran inversión. Sin embargo, ha sido mostrado que la potencia aparente calculada de esta forma es menor a cualquiera de las propuestas. Esto conduce a un factor de potencia más alto, lo cual redunda en un beneficio para el consumidor y un perjuicio para la empresa eléctrica. Bajo este punto de vista, es natural proponer que sea la empresa eléctrica quien decida sobre la conveniencia o no del cambio de instrumentos en cada puesto de medida.

6.0- REFERENCIAS

[1] Reglamento de Baja Tensión de UTE, Montevideo, Uruguay, Capitulo XX, Jun. 1998.

[2] A. E. Knowlton, "Reactive power concepts in need of clarification," Trans. AIEE, pp. 744-747, Sep. 1933.

[3] IEEE Working Group on Nonsinusoidal situations, "Practical definitions for powers in systems with nonsinusoidal waveforms and unbalanced loads: a discussion," 95 WM 040-6 PWRD, 1995.

[4] L.S. Czarnecki, "Comparison of power definitions for circuits with nonsinusoidal waveforms," IEEE 90EH0327, pp. 43-49, 1990.

[5] D. Sharon, "Power factor definitions and power transfer quality in nonsinusoidal situations," IEEE Trans.Instrum. Meas., vol. IM-45, pp. 728-733, 1996.

[6] E. H. Watanabe, R. M. Stephan, M. Aredes, "New concepts of instantaneous active and reactive powers in electrical systems with generic loads," IEEE Trans.Pow.Del., vol. 8, pp. 697-703, 1993.

[7] A. E. Emanuel, “On the definition of power factor and apparent power in unbalanced polyphase circuits with sinusoidal voltage and current,” IEEE Trans.Pow.Del., vol. 8, pp. 841-852, 1993.

[8] Daniel Slomovitz, “¿Están las empresas eléctricas computando correctamente el factor de potencia a sus usuarios?,” IEEE 5to Encuentro de Potencia, I&M, Montevideo, Uruguay, 1999.

[9] Gerardo Carbia, Daniel Slomovitz, “Medición de energía y otros parámetros eléctricos basada en sistemas electrónicos,” IEEE 5to Encuentro de Potencia, I&M, Montevideo, Uruguay, 1999.

[10] A. E. Emanuel, Proceedings of IEEE ICHPS VI, pp. 1-2, Bologna, Sep., 1994.

Daniel Slomovitz nació en Montevideo, Uruguay en 1952. Recibió los títulos de Ingeniero Eléctrico y Doctor en Ingeniería, de la Universidad de la República del Uruguay.

En el área de educación, posee el cargo de Profesor Catedrático en la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República del Uruguay.

Está vinculado al LABORATORIO de UTE (Usinas y Trasmisiones Eléctricas, Uruguay) desde 1977, desempeñando actualmente el cargo de Jefe del Laboratorio.

Integra varias asociaciones profesionales, siendo Senior Member del IEEE, habiendo ocupado el cargo de Presidente del Capítulo Potencia, Instrumentación y Mediciones de la sección IEEE del Uruguay.

Ha llevado a cabo investigaciones sobre temas de Medidas Eléctricas y Ensayos en Alta Tensión, habiendo publicando más de 70 artículos.