



AHORRO DE PÉRDIDAS Y EMISIONES DE GEI (GASES DE EFECTO INVERNADERO) O CO₂ EQUIVALENTE MEDIANTE LA COMPENSACIÓN DE ENERGÍA REACTIVA

El presente artículo analiza las pérdidas de la red eléctrica principalmente de aquella parte más próxima al usuario que es la que éste puede actuar de forma directa mediante la compensación de energía reactiva y por tanto beneficiarse directamente de la consiguiente reducción de pérdidas. Naturalmente esta compensación afectará al resto de la red, pero en ella actúan otros responsables que pueden optar a su vez por compensar bajo criterios de ahorro de pérdidas o de regulación de tensión.

1.- Cálculo de pérdidas de distribución eléctrica

Las pérdidas en la red eléctrica comprenden diversos tramos desde la generación al consumo. Principalmente se clasifican en pérdidas de transporte y distribución. Estas últimas incluyen o no el tramo de B.T. según el suministro por parte del distribuidor se efectúe en baja o media tensión. Esta clasificación de pérdidas es la que contempla el distribuidor y es la que se incluye en los coeficientes de pérdidas publicados periódicamente (ver por ejemplo el decreto de tarifas eléctricas R.D. 1634/2006).

En cuanto al usuario, las pérdidas que le afectan directamente dependerán de donde se sitúen los equipos de medida. Si es en media tensión las pérdidas incluirán tanto el transformador como la línea de acometida en M.T. y la de enlace en B.T.

En este estudio vamos a considerar el caso más habitual de suministro en M.T. y por tanto incluiremos las pérdidas del transformador y de la línea de baja tensión a cuadro de distribución (1). En caso de suministros de B.T. debería considerarse sólo las pérdidas de la línea de baja como coste directo. Sin embargo a efectos de reducción de emisiones de CO₂ deberían contemplarse también las pérdidas proporcionales del transformador, así como todas las del resto de la red tanto en suministros de B.T. como de M.T.

1.1 Pérdidas del trafo

$P_{V,T} = \frac{P_K}{100 \cos \varphi_1} P$ (2) que expresadas en % de P y con los valores de P_K y α indicados más

abajo por defecto se transforma en:

$$P_{V,T}(\%) = \frac{1,2}{\cos \varphi_1}$$

siendo:

(1) No se incluyen ni las de la línea de M.T. por su indefinición y escaso valor ni las del cuadro de distribución a receptores ya que como las baterías de condensadores para compensación de energía reactiva se conectan habitualmente en o junto al cuadro de distribución su efecto y por tanto el ahorro de pérdidas sólo se aprecia aguas arriba de este punto.



P_K = Pérdidas en el cobre en %, cuyo valor puede estimarse en el 1,2% de la potencia del trafo para potencias entre 200 y 630 kVA.

$\text{Cos}\phi_1$ = Factor de potencia sin batería de condensadores, cuyo valor por defecto puede estimarse en 0,8

P = Potencia activa media de la instalación que puede tomarse igual a la potencia contratada a falta de un valor más preciso.

1.2 Pérdidas en la línea de B.T.

$P_{V,L} = \frac{\sqrt{3}\rho\alpha L}{\cos\phi_1 U} P$ (3) que expresada en % de P y con los valores de ρ y α indicados más abajo

por defecto se transforma en :

$$P_{V,L}(\%) = 9,1 \frac{L}{U \cos\phi_1} \quad (3)$$

Siendo:

$\rho = 0,021$, resistividad del cobre a 60°C

α = densidad de corriente admisible del cable tipo XLPE en modo de instalación B2 o F dependiendo de la sección (4). Se adopta $\alpha = 2,5 \text{ A/mm}^2$.

$\text{Cos}\phi_1$ = factor de potencia de la instalación antes de compensar, por defecto 0,8.

P = Potencia activa media de la instalación que puede aproximarse con la potencia contratada.

L = Longitud de la línea de trafo a cuadro de distribución, por defecto se tomará de 20 m.

V = tensión de red, por defecto 400V.

- (2) Las pérdidas en caso de varios usuarios o líneas conectadas a un mismo transformador se repartirán en proporción a la potencia aparente de cada una de ellas, por tanto proporcionales a $P_K/\text{cos}\phi_1$ siendo P_K las pérdidas en el cobre del transformador a plena carga. Si el transformador no trabajara a plena carga se debería aplicar un factor de corrección:

$$\delta^2 = \left(\frac{S}{S_N} \right)^2 \text{ asi si trabaja al 80\% de P.C se aplicaría un } \delta^2 = 0,64$$



3.- Pérdidas totales

$$P_V (\%) = P_{V,T} (\%) + P_{V,L} (\%)$$

$$P_V (\%) = \frac{1,2}{\cos \varphi_1} + 9,1 \frac{L}{U \cos \varphi_1}$$

En caso de una tensión de red de 400V y una longitud de línea de 20m., se obtendría:

$$P_V (\%) = \frac{1,66}{\cos \varphi_1}$$

La simplicidad de la expresión permite comprobar que para una misma potencia activa P, las pérdidas son inversamente proporcionales al $\cos \varphi_1$.

2.- Ahorro de pérdidas

Al ser las pérdidas dependientes de I^2 lo serán inversamente del $\cos^2 \varphi$ y por tanto al compensar de $\cos \varphi_1$ a $\cos \varphi_2$ el ahorro de pérdidas será:

$$A_V (\%) = P_V \left(1 - \frac{\cos^2 \varphi_1}{\cos^2 \varphi_2} \right)$$

Y adoptando $\cos \varphi_1 = 0,8$ y $\cos \varphi_2 = 0,95$ resultaría:

$$A_V (\%) = 0,6\% \text{ de la potencia } P$$

3.- Potencia necesaria de la batería y pérdidas causadas por la misma

La potencia de la batería para compensar de $\cos \varphi_1$ a $\cos \varphi_2$ será:

$$Q_C = P \cdot (\tan \varphi_1 - \tan \varphi_2) = P \cdot f$$

y la potencia en % referida a P

$$Q_C (\%) = 100 \cdot f$$

Por otra parte la batería provoca unas pérdidas debido a los condensadores y demás componentes del equipo, equivalentes en el caso de las baterías CYDESA a 1,2W/ kvar a 400V, que expresadas en % de P valdrán:

$$P_{V,B} = 0,12 \cdot f$$

Por otra parte deberán incluirse las pérdidas de la línea de la batería:

$$P_{V,LB} = \sqrt{3} \rho \alpha \frac{L}{V} Q = \sqrt{3} \rho \alpha \frac{L}{V} P \cdot f$$

Y en % de P y con $\rho = 0,021$, $\alpha = 2,5$ y $L = 5m$, resulta:

$$P_{V,LB} = 0,11 \cdot f$$



4.- Ahorro neto de pérdidas

Se calcula deduciendo al valor de ahorro anterior A_V las pérdidas imputables a la batería, es decir:

$$A_{V,N}(\%) = \frac{1,66}{\cos \varphi_1} \left(1 - \frac{\cos^2 \varphi_1}{\cos^2 \varphi} \right) - 0,23 \cdot f$$

Si consideramos los valores usuales de $\cos \varphi_1$ es decir, $\cos \varphi_1 = 0,8$ y $\cos \varphi_2 = 0,95$, se obtendría:

$$A_{V,N}(\%) = 0,52 \% \text{ de la potencia activa } P.$$

Es decir 5,2W por kW o bien 12,4W por kvar de batería de condensadores. (5)

5.- Ahorro de emisiones de CO₂ equivalente:

Considerando que por término medio cada kWh producido en España supone la emisión de 429 gr. de CO₂ o 498 gr. por kWh consumido (6), el ahorro de emisiones por kWh sería en gramos de CO₂ :

$$A_{CO_2}(\%) = A_{V,N} \times 498$$

En el supuesto de adoptar los $\cos \varphi$ usuales

$$A_{CO_2}(\%) = 2,6 \text{ gr. de CO}_2/\text{kWh o bien } 6,15 \text{ gr. de CO}_2/\text{kvarh}$$

El ahorro anual dependerá del número de horas de servicio, así para un servicio permanente de 8 760 h/año el ahorro sería de 23 kg de CO₂ equivalente por kW o 54 kg por kvar.

6.- Conclusión

El presente artículo sólo pretende orientar sobre la incidencia de ahorro de pérdidas, conseguido por la compensación de energía reactiva, que se suma a otras ventajas, como son la reducción del importe de la factura eléctrica y el aumento de la capacidad de red o instalación.

Como efecto colateral, en este caso positivo, está la reducción de emisiones de CO₂ que si bien modesta constituye un acicate más, para la compensación de la energía reactiva.

Si se incluyera el resto de la red eléctrica en el estudio del ahorro de pérdidas, éstas posiblemente se doblarían igual que la reducción de emisiones. Sin embargo se ha renunciado en este estudio a falta de suficientes datos del conjunto de la red de transporte y distribución

(3) Línea trifásica se expresa por $P_{V,L} = 3I^2R$ siendo $R = \rho(L/S)$ y $S = I/\alpha$,

$$P_{V,L} = 3\rho\alpha L \text{ por otra parte } I = \frac{P}{\sqrt{3}U \cos \varphi_1} \text{ con Las pérdidas en una lo que } P_{V,L} = \frac{\sqrt{3}\rho\alpha PL}{\cos \varphi_1 U} \text{ y en \% de}$$

$$P: P_{V,L}(\%) = 100 \frac{\sqrt{3}\rho\alpha L}{\cos \alpha_1 U} . \text{ Para } \rho = 0,021 \text{ y } \alpha = 2,5 \text{ sería } P_{V,L}(\%) = 9,1 \frac{L}{U \cos \alpha_1}$$

(4) De 25 a 70 mm² en B2 (tripular bajo tubo) y de 95 a 240 en F (unipolar en bandeja perforada)

(5) como por cada kW a compensar hacen falta f kvar el ahorro por kvar será en % de Q será: $\frac{A_{V,N}(\%)}{f}$



(6) La diferencia entre generación y consumo supone incluir un valor publicado de pérdidas del 18,81%.

EJEMPLO:

Potencia contratada 100 kW

$$\cos\varphi_1 = 0,8$$

$$\cos\varphi_2 = 0,95$$

Pérdidas del trafo:

$$P_{V,T} = \frac{1,2}{100 \cdot 0,8} \cdot 100 = 1,5 kW$$

Pérdidas de la línea, considerando, 20m, U=400V, $\rho=0,021$ y $\alpha=2,5$

$$P_{V,L} = \frac{\sqrt{3}\rho\alpha}{\cos\varphi_1} \frac{L}{U} P = 0,57 kW$$

$$P_V = 1,5 + 0,57 = 2,07$$

Ahorro de pérdidas:

$$A_V = 2,07 \left(1 - \frac{0,8^2}{0,95^2} \right) = 0,6 kW$$

Potencia de la batería

$$Q = 100 \cdot 0,421 = 42,1 \text{ kvar}$$

Pérdidas de la batería

$$P_{V,B} = 1,2 \cdot 42,1 = 50,5 \text{ W}$$

Pérdidas de la línea y la batería

$$P_{V,B} = \sqrt{3} \cdot 0,021 \cdot 2,5 \cdot \frac{5}{400} \cdot 42,1 = 0,048 kW$$

Ahorro neto de pérdidas:

$$A_{V,N} = 0,6 - 0,05 - 0,05 = 0,5 \text{ kW}$$

Para compensar 100kW de $\cos\varphi_1 = 0,8$ a $\cos\varphi_2 = 0,95$ hacen falta 42,1 kvar y se ahorran pérdidas de 0,52 kW, con lo que se reducen emisiones de $0,52 \text{ kW} \cdot 498 \text{ gr/kW} = 259 \text{ gr}$. o bien 22,7 kg en 8760 horas.

El ahorro por kW (ó kW·h) será: 2,59 gr utilizando 0,421 kvar o lo que es lo mismo:

$$2,59 \frac{\text{gr}}{\text{kW}\cdot\text{h}} \frac{1 \text{ kW}\cdot\text{h}}{0,421 \text{ k var}\cdot\text{h}} = 6,15 \text{ gr. / k var}\cdot\text{h}$$



Conclusión:

Por término medio cada kvar instalado permite al usuario un ahorro anual de hasta 109 kW·h equivalentes a una reducción de 54 Kg. de CO₂ emitidos a la atmósfera.

Las cifras se basan en un suministro en M.T. incluyendo las pérdidas del trafo y las líneas principales con valores usuales del $\cos\phi$ antes y después de compensar la energía reactiva y con un servicio permanente de 24h diarias.