

**FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE COMPENSAR EL
FACTOR DE POTENCIA EN MOTORES SUMERGIBLES *IN SITUM*,
O DE AUMENTAR EL VOLTAJE DE OPERACIÓN NOMINAL.**

ING. JUAN J. DEL CASTILLO
DEPTO. DE DISEÑO ELÉCTRICO - ELECTRONICO

STEM DAKTALAKTOR ^{MR}
ELECTRONICA DE POTENCIA.

IBEE

Ingeniería de Bombeo, Electricidad Y Electrónica.

SOLEDAD DE GRACIANO SANCHEZ, SAN LUIS POTOSI, S.L.P. MEXICO
MARZO 2017

RESUMEN.

En la búsqueda de métodos de optimizar el consumo y la eficiencia eléctrica en los motores sumergibles para reducir los costos de producción de agua; sobre todo, en los de alta potencia (75 kW o 100 HP) en adelante, donde los costes de inversión inicial en equipos de control, protección y arranque sumados a los del cableado de transmisión (que ya llegan a 300 metros), superan el costo de la moto-bomba sumergible misma; podemos verificar las siguientes opciones.

Análizamos desde el punto de vista técnico y económico tres posibilidades:

- 1.- Compensar el factor de potencia hasta bornes del motor mismo con capacitores estandar “sumergibles” (que si bien no existen comercialmente podrían ser una propuesta factible para las fábricas).
- 2.- Aumentar el voltaje nominal de operación hasta $700V_{RMS}$ (valor límite de construcción de los aislantes) con auto-transformadores elevadores a la salida del equipo de control.
- 3.- Aumentar el voltaje nominal a $700 V_{RMS}$ en todo el equipo eléctrico incluido el motor.

Lo anterior para reducir las pérdidas por transmisión, aumentar la eficiencia eléctrica y reducir los costos de producción de agua.

INTRODUCCION.

Los costes de las pérdidas por transmisión, los de inversión inicial en equipo como los transformadores de alimentación, arrancadores, protecciones y cableado son altos debido a las bajas eficiencias de la bomba y los motores sumergibles de dos polos (3600 rpm).

En equipos de alta potencia (75kW, 100 HP) en adelante, se hace necesaria la búsqueda de opciones para ahorrar ya sea en costos económicos de inversión inicial en el equipo o de consumo y eficiencia del uso de la energía eléctrica; compensando el factor de potencia ($FP \geq 95\%$) hasta el motor mismo; llevar al límite las tensiones de operación de los cables de transmisión (1000V o 600

V_{RMS}) y rebobinando el motor a esa tensión con o sin transformadores elevadores; todo, para reducir las corrientes y las consecuentes pérdidas de Joule por transmisión, mejorar la regulación de tensión y el rendimiento del motor consecuentemente, podrían ser factibles si se analizan individualmente.

DESARROLLO.

Tomemos como base un motor para fines de comparación entre métodos con datos fidedignos de eficiencia en motor (η), del Factor de Potencia (FP) y a diferentes índices de carga (50%, 75% y 100%) de la marca GRUNDFOS de 125 HP (92 kW) a 460 V; se ordenan los datos en la siguiente tabla.

Tipo	Tamaño	Potencia (HP/kW)	Corriente Plena carga I_{NOM} (A)	Eficiencia (η) y Factor de Potencia (FP) al 50% de carga:	Eficiencia (η) y Factor de Potencia (FP) al 75% de carga:	Eficiencia (η) y Factor de Potencia (FP) al 100% de carga:	Corriente de arranque (I_{ST}) entre corriente nominal (I_{NOM}):
MMS 8000 (N)	10"	125HP/92 kW	184	$\eta = 0.85$ FP= 0.74	$\eta = 0.87$ FP= 0.83	$\eta = 0.87$ FP= 0.86	6.0

TABLA 1.- Datos técnicos de motor GRUNDFOS 125 HP @ 460 V, 60 Hz.

Esta motobomba estará operando a 250 metros de profundidad; la distancia del equipo de arranque al pozo es despreciable; según tablas de BAMSA, el conductor necesario para este equipo deberá ser de un solo cable trifásico del tipo sumergible 1000 V, 60°C, calibre 3/0, para una caída de tensión alrededor del 3% a una temperatura ambiente (del agua específicamente) no mayor a 30°C.

A la fecha; no hay tablas (o no son libres al público) para cables sumergibles en cuanto a datos de resistencia óhmica por kilómetro (Ω/km) y de reactancia por unidad de longitud (Ω/km), como lo hay para cableados THW en conduit ya sea de PVC, aluminio o acero; por esto, no nos queda de otra mas que tratar al cable sumergible como si fueran THW en conduit de PVC operando a 75°C como primera aproximación.

Tómese el valor de $R= 0.253 \Omega/\text{km}$ y de $X_L= 0.138 \Omega/\text{km}$ como valores ciertos de resistencia y reactancia inductiva respectivamente para este cableado calibre 3/0 para los cálculos que ameriten su uso, a expensas de conseguir en la brevedad valores más reales.

1.- COMPENSAR EL FACTOR DE POTENCIA HASTA BORNES DEL MOTOR MISMO, *IN SITUM*.

Esta propuesta es tan descabellada como el motor sumergible en sí mismo lo es; es decir, se propone conectar capacitores en bornes del motor mismo, en el interior del pozo; los capacitores aunque de voltaje estandar (en configuración delta a 480 V) serían sumergibles, fijos en potencia (kVar) y ya conectados al motor internamente (extensión mecánica encapsulada del motor); esta acción, permite reducir las pérdidas por transmisión en los cables, mejorar la regulación de tensión y el desempeño del motor.

1.1.- Procedimiento:

- Entiendase que el motor entrega 125 HP o 92 kW nominales en la flecha; es decir, no refiere a la potencia eléctrica transformada a energía mecánica; para esto se proporcionan datos de eficiencia del motor (η) y del Factor de Potencia (FP) que dependen a su vez del porcentaje de carga al que esté sometido el motor mismo (ver TABLA 1).
- El Factor de Potencia como sabemos, se puede corregir valores superiores al 90% ($FP \geq 0.9$) y no necesariamente al 100% ($F.P.= 1.00$) para que haya una conveniencia económica respecto a la compañía de suministro (CFE); sin embargo, cuando se trata de reducir pérdidas al máximo, se requiere compensar el Factor de Potencia al 100% ($FP = 1.00$).
- Evaluaremos los capacitores necesarios (Q_{FIN}) para compensar el Factor de Potencia al 100% ($FP = 1.00$) a partir de los datos de carga mecánica al 100%, 75% y 50%.
- Aplicaremos el criterio de promediación en la selección de los capacitores y se evaluará el impacto de valores comerciales en los cálculos.
- Se estimarán las pérdidas eléctricas de transmisión por hora, mes y año con o sin capacitores; determinaremos el costo del kWhr a la fecha transformandolo a pesos.

1.2.- CÁLCULO DE CAPACITORES:

- Potencia Eléctrica al 100% de carga (125 HP) y cálculo de capacitores necesarios (Q_{FIN}):

$$P = \frac{746 * HP}{\eta} (W) \quad (1)$$

$$P (kW) = \frac{746 * 125 HP}{0.87} = 107,183.91 W = 107.184 kW$$

$$Q_{REQ} = \sqrt{\left(\left(\frac{P}{FP}\right)^2 - P^2\right)} \text{ Var} \quad (2)$$

$$Q_{REQ} = \sqrt{\left(\left(\frac{107.184 kW}{0.86}\right)^2 - 107.184 kW^2\right)} = 63.59 kVar$$

Esta unidad capacitiva “sumergible” deberá trabajar, y ser derrateada (Q_{FIN}), al voltaje del motor ($V_M = V_{L-L} * (1 - \delta\%)$) a partir de la tensión entre fases (V_{L-L}) y considerando la caída de tensión ($\delta\%$) en los cables de transmisión como se indica a continuación:

$$Q_{FIN} = \frac{Q_{REQ}}{\left(\frac{V_{L-L} * (1 - \delta\%)}{V_F}\right)^2} (Var) \quad (3)$$

Así entonces, la potencia reactiva final (Q_{FIN}) será acorde al voltaje nominal de operación ($V_{L-L} = 440 \text{ Vca}$), a una caída estimada en 3% ($\delta\% = 0.03$) y un voltaje estandar de fábrica de los capacitores ($V_F = 480 \text{ Vca}$) como sigue:

$$Q_{FIN} = \frac{63.59 kVar}{\left(\frac{440 Vca * (1 - 0.03)}{480 Vca}\right)^2} = 80.43 kVar$$

- Potencia Eléctrica al 75% de carga (125 HP*0.75 = 93.75 HP) y cálculo de capacitores necesarios (Q_{FIN}); de ecuaciones (1) y (2) y tomando (η) y (FP) de TABLA 1, se obtiene:

$$P (kW) = \frac{746 * 93.75 HP}{0.87} = 80,387.93 W = 80.388 kW$$

$$Q_{REQ} = \sqrt{\left(\left(\frac{80.388 kW}{0.83}\right)^2 - 80.388 kW^2\right)} = 45.56 kVar$$

Así entonces, de la ecuación (3), la potencia reactiva final (Q_{FIN}) será acorde al voltaje nominal de operación ($V_{L-L} = 440 \text{ Vca}$), a una caída estimada en 3% ($\delta\% = 0.03$) y un voltaje estandar de fábrica de los capacitores ($V_F = 480 \text{ Vca}$) como sigue:

$$Q_{FIN} = \frac{45.56 \text{ kVar}}{\left(\frac{440 \text{ Vca} * (1 - 0.03)}{480 \text{ Vca}}\right)^2} = 57.63 \text{ kVar}$$

- Potencia Eléctrica al 50% de carga (125 HP*0.5 = 62.5 HP) y cálculo de capacitores necesarios (Q_{FIN}); de ecuaciones (1) y (2) y tomando (η) y (FP) de TABLA 1, se obtiene:

$$P \text{ (kW)} = \frac{746 * 62.5 \text{ HP}}{0.85} = 54,853.94 \text{ W} = 54.85 \text{ kW}$$

$$Q_{REQ} = \sqrt{\left(\left(\frac{54.85 \text{ kW}}{0.74}\right)^2 - 54.85 \text{ kW}^2\right)} = 49.85 \text{ kVar}$$

Así entonces, de la ecuación (3), la potencia reactiva final (Q_{FIN}) será acorde al voltaje nominal de operación ($V_{L-L} = 440 \text{ Vca}$), a una caída estimada en 3% ($\delta\% = 0.03$) y un voltaje estandar de fábrica de los capacitores ($V_F = 480 \text{ Vca}$) como sigue:

$$Q_{FIN} = \frac{49.85 \text{ kVar}}{\left(\frac{440 \text{ Vca} * (1 - 0.03)}{480 \text{ Vca}}\right)^2} = 63 \text{ kVar}$$

- **Recapitulando;** este motor de 125 HP operando a un voltaje nominal ($V_{L-L} = 440 \text{ Vca}$) con Factor de Potencia compensado a unitario (FP = 1.00) y con una caída de tensión estimada en 3% ($\delta\% = 0.03$); requiere de 80.43 kVar ($V_F = 480\text{V}$) cuando trabaja con potencia mecánica del 100% (92 kW); requiere de 57.63 kVar ($V_F = 480\text{V}$) cuando trabaja al 75% de su carga y de 63 kVar cuando solo se le exige el 50% de su potencia nominal.
- *Observe que no se considera el Factor de Servicio del motor (F.S.= 1.15) sobre la potencia nominal (105.8 kW mecánicos en la flecha).*

1.3.- PROMEDIACIÓN Y EVALUACIÓN DE VALORES COMERCIALES:

- Tenemos la consigna (por no decir inconveniente) de que la potencia reactiva (Q_{FIN}) deberá ser fija y de un solo valor; esto implica, que sea cual sea el valor de potencia elegido, no podrá mantener el valor de compensación unitaria en el motor en todos los casos de porcentaje de carga, puesto que sub-compensará o sobre-compensará quedando el Factor de Potencia menor a la unidad, en atraso con cargas cercanas al 100% y en adelanto cuando se le exija al motor solo un 75% de su capacidad; escójase entonces, un valor promedio de potencia reactiva; a saber, 67 kVar (promedio de los valores obtenidos anteriormente), pero real y comercialmente 65 kVar @ 480V disponibles en el mercado.
- Analicemos el impacto de esta unidad capacitiva de potencia fija 65 kVar @ 480V, sobre los alcances de corrección del Factor de Potencia Final (FP_{FIN}) del circuito:

$$FP_{FIN} = \cos \left[\tan^{-1} \left[\tan(\cos^{-1}(FP_{INIC})) - \frac{Q_{FIN}}{P} \left(\frac{V_{L-L} * (1 - \delta\%)}{V_F} \right)^2 \right] \right] \quad (4)$$

Con la ecuación (4), podremos determinar el Factor de Potencia final (FP_{FIN}) de un circuito con potencia activa P (W o kW), a partir de un banco capacitivo de potencia reactiva definida Q_{FIN} (en Var o KVar) con tensión o voltaje de fábrica conocido (V_F), de una tensión entre líneas V_{L-L} (Vca; donde $V_F > V_{L-L}$) y de una caída en tensión estimada ($\delta\%$).

Luego entonces, para el caso de usar al 100% de capacidad el motor, tenemos:

$$FP_{FIN} = \cos \left[\tan^{-1} \left[\tan(\cos^{-1}(0.86)) - \frac{65 \text{ kVar}}{107.184 \text{ kW}} \left(\frac{440Vca * (1 - 0.03)}{480Vca} \right)^2 \right] \right] = 0.9935$$

La corrección del Factor de Potencia Final (FP_{FIN}) es prácticamente unitaria (99.36%).

Para el caso de usar el motor al 75%, se obtiene:

$$FP_{FIN} = \cos \left[\tan^{-1} \left[\tan(\cos^{-1}(0.83)) - \frac{65 \text{ kVar}}{80.388 \text{ kW}} \left(\frac{440Vca * (1 - 0.03)}{480Vca} \right)^2 \right] \right] = 0.9995$$

Sucede lo mismo; muy cercano a la unidad (Factor todavía en atraso).

Por último; para el caso de usar el motor al 50% de su capacidad:

$$FP_{FIN} = \cos \left[\tan^{-1} \left[\tan(\cos^{-1}(0.74)) - \frac{65 \text{ kVar}}{54.85 \text{ kW}} \left(\frac{440 \text{ Vca} * (1 - 0.03)}{480 \text{ Vca}} \right)^2 \right] \right] = -0.9996$$

Prácticamente unitario; el signo es deliberadamente puesto para indicar que es en adelante.

- Concluimos hasta este punto que la elección de un banco de capacitores de 65 kVar @ 480 Vca, resultado del promedio de los tres puntos de operación del motor, dará buen resultado puesto que en el valor más crítico (carga al 100%), solo se aleja un 0.7% del Factor de Potencia unitario.
- Cabe decir; que es válida la medición de corriente del motor con relevadores de sobrecarga bimetalicos clase 10, 10 A o electrónicos clase 2, 5 o 10 como protección por sobrecarga térmica; demostrémoslo comenzando por exprer la potencia activa consumida en el motor (P_M) en función de la tensión entre líneas (V_{L-L}), del Factor de Potencia (FP) que si lo observamos son prácticamente constantes ($V_{L-L} = 440 \text{ Vca}$ y $-0.996 \leq FP \leq 0.9935$ entonces $FP \approx 1$) y de la corriente al motor como incognita (I_L) en la siguiente ecuación:

$$P_M = \sqrt{3} * V_{L-L} * I_L * FP \quad (5)$$

Como dijimos que la tensión entre líneas (V_{L-L}), el Factor de Potencia tiende a 1 ($FP \approx 1$) y el radical son constantes; entonces la corriente (I_L) es proporcional y lineal a la potencia de consumo del motor (P_M) entre cargas del motor mismo comprendidas entre el 50% y 100%; para este caso de tensiones entre líneas de 440Vca como nominal, la corriente (I_L) se expresa como sigue:

$$I_L = \frac{P_M}{762.1} \quad (6)$$

Para este caso en particular; puesto que la potencia activa de consumo del motor varía entre 107.84 kW y 54.85 kW (80.4 kW al 75% de carga), podemos decir que el rango de variación de la corriente al motor (I_L) está entre 72 Aca y 140 Aca; aunque más práctico sería un relevador bimetalico con rango de 100 Aca a 140 Aca (75% al 100% de carga en el motor).

1.4.- EVALUACIÓN DE LA REGULACIÓN (%R); PÉRDIDAS POR TRANSMISIÓN ($P_{3\phi}$) Y RELACIÓN DE PÉRDIDAS (%P) CON Y SIN CAPACITORES.

Recordando, se había ya determinado para este motor, que el conductor necesario, deberá ser de un solo cable trifásico (esto, porque se pueden poner 2 cables en paralelo) de 250 metros de longitud, del tipo sumergible 1000 V, 60°C, calibre 3/0, para una caída de tensión alrededor del 3% a una temperatura ambiente (del agua específicamente) no mayor a 30°C; los valores de resistencia óhmica y de reactancia inductiva son $R= 0.253 \Omega/\text{km}$ y de $X_L= 0.138 \Omega/\text{km}$ respectivamente para este cableado.

1.5.- REGULACIÓN CON Y SIN CAPACITORES.

- Para estimar la regulación (%R) utilice la siguiente ecuación:

$$\%R = \frac{100 * l * P_M}{V_{L-L}^2 * FP} (R * FP + X_L \sin(\cos^{-1} FP)) \quad (5)$$

Donde:

%R: regulación de tensión (porcentaje).

l: longitud del cableado de transmisión (m).

P_M : potencia eléctrica activa (kW) del motor.

FP: factor de potencia del motor.

V_{L-L} : voltaje de línea a línea.

R: resistencia óhmica del cable (Ω/km).

X_L : reactancia inductiva del cable (Ω/km).

Luego entonces; para el 100% de la carga en el motor con capacitores se deduce:

$$\%R = \frac{100 * 250\text{m} * 107.184 \text{ kW}}{440\text{Vca}^2 * 0.9935} \left(0.253 \frac{\Omega}{\text{km}} * 0.9935 + 0.138 \frac{\Omega}{\text{km}} \sin(\cos^{-1} 0.9935) \right) = 3.7\%$$

Observe que por cálculo, la regulación, o caída de tensión, se excede del 3% prometido por tablas aún con el Factor de Potencia prácticamente a la unidad.

La regulación (%R) sin capacitores es:

$$\%R = \frac{100 * 250m * 107.184 kW}{440Vca^2 * 0.86} \left(0.253 \frac{\Omega}{km} * 0.86 + 0.138 \frac{\Omega}{km} \sin(\cos^{-1} 0.86) \right) = 4.635\%$$

➤ Para carga al 75% tenemos con capacitores:

$$\%R = \frac{100 * 250m * 80.388 kW}{440Vca^2 * 0.9995} \left(0.253 \frac{\Omega}{km} * 0.9995 + 0.138 \frac{\Omega}{km} \sin(\cos^{-1} 0.9995) \right) = 2.67\%$$

Sin capacitores:

$$\%R = \frac{100 * 250m * 80.388 kW}{440Vca^2 * 0.83} \left(0.253 \frac{\Omega}{km} * 0.83 + 0.138 \frac{\Omega}{km} \sin(\cos^{-1} 0.83) \right) = 3.58\%$$

➤ Y por último para carga al 50% con capacitores tenemos:

$$\%R = \frac{100 * 250m * 54.85 kW}{440Vca^2 * -0.9996} \left(0.253 \frac{\Omega}{km} * -0.9996 + 0.138 \frac{\Omega}{km} \sin(\cos^{-1} -0.9996) \right) = 1.76\%$$

Sin capacitores:

$$\%R = \frac{100 * 250m * 54.85 kW}{440Vca^2 * 0.74} \left(0.253 \frac{\Omega}{km} * 0.74 + 0.138 \frac{\Omega}{km} \sin(\cos^{-1} 0.74) \right) = 3.93\%$$

1.6.- PÉRDIDAS ACTIVAS ($P_{3\phi}$) Y RELACIÓN DE PÉRDIDAS (%P) CON Y SIN CAPACITORES:

➤ Para determinar las pérdidas activas totales por transmisión o pérdida de energía en el cableado trifásico al motor ($P_{3\phi}$); use la ecuación (6) como sigue:

$$P_{3\phi} = R * l * \left(\frac{P_M}{V_{L-L} * FP} \right)^2 (kWh) \quad (6)$$

Donde:

$P_{3\phi}$: pérdidas activas (kWh) totales trifásicas (Energía).

P_M : Potencia activa instantánea de consumo del motor (kW).

R: resistencia óhmica (Ω/km) del conductor.

l: longitud del conductor trifásico (m).

V_{L-L} : voltaje entre líneas (Vca).

FP: factor de potencia del motor.

- La relación de pérdidas (%P); se define como el cociente de la potencia activa perdida en transmisión ($P_{3\phi}$) y la potencia activa transferida al motor (P_M); se expresa con la siguiente ecuación:

$$\%P = \frac{100 * P_{3\phi}}{P_M} \quad (7)$$

- Así para cuando se opera el motor al 100% de su capacidad; las pérdidas activas ($P_{3\phi}$) y la relación de pérdidas (%P) con capacitores se determinan como sigue:

$$P_{3\phi} = \frac{107.184kW^2 * 0.253\Omega/km * 250m}{440Vca^2 * 0.9935^2} = 3.8 kWh$$

$$\%P = \frac{100 * 3.8}{107.184} = 3.545 \%$$

Sin capacitores:

$$P_{3\phi} = \frac{107.184kW^2 * 0.253\Omega/km * 250m}{440Vca^2 * 0.86^2} = 5.075 kWh$$

$$\%P = \frac{100 * 5.075}{107.184} = 4.735 \%$$

- Para cuando se opera el motor al 75% de su capacidad; las pérdidas activas ($P_{3\phi}$) y la relación de pérdidas (%P) con capacitores:

$$P_{3\phi} = \frac{80.388 kW^2 * 0.253\Omega/km * 250m}{440Vca^2 * 0.9995^2} = 2.11 kWh$$

$$\%P = \frac{100 * 2.11}{80.388} = 2.62 \%$$

Sin capacitores:

$$P_{3\phi} = \frac{80.388 kW^2 * 0.253\Omega/km * 250m}{440Vca^2 * 0.83^2} = 3.065 kWh$$

$$\%P = \frac{100 * 3.065}{80.388} = 3.81 \%$$

- Y por último; para cuando se opera el motor al 50% de su capacidad; las pérdidas activas ($P_{3\phi}$) y la relación de pérdidas (%P) con capacitores se determina:

$$P_{3\phi} = \frac{54.85 kW^2 * 0.253\Omega/km * 250m}{440Vca^2 * 0.9996^2} = 0.984 kWh$$

$$\%P = \frac{100 * 0.984}{54.85} = 1.79 \%$$

Sin capacitores queda:

$$P_{3\phi} = \frac{54.85 \text{ kW}^2 * 0.253 \Omega/\text{km} * 250\text{m}}{440\text{Vca}^2 * 0.74^2} = 1.67 \text{ kWh}$$

$$\%P = \frac{100 * 1.67}{54.85} = 3.04 \%$$

1.7.- PÉRDIDAS ECONÓMICAS CON Y SIN CAPACITORES:

Dada la potencia de la bomba prácticamente de 100 kW; queda asignada a la tarifa HM con costos variables del kilovatio por hora (kWh) según sea el horario en que se usa el equipo (base, intermedia y punta) que es diferente de lunes a viernes, en sábado y hasta en domingo; y por si fuera poco, también varían los costos de Octubre a Abril y de Abril a Octubre.

Estimemos las pérdidas económicas por transmisión de los cables, por operar esta motobomba sumergible un año completo ininterrumpidamente desde el primer día de Enero del 2016, hasta el primer último día de Diciembre del mismo año; definamos primero, un diferencial de potencia activa ($\Delta P_{3\phi}$) como precisamente la diferencia de pérdidas activas (kWh) en el cableado, por no implementar capacitores, versus de implementarlos; esto es, las pérdidas por transmisión a cada hora de operación por no instalar capacitores; a saber:

$$\Delta P_{3\phi} = P_{3\phi}(\text{sin capacitores}) - P_{3\phi}(\text{con capacitores}) \quad (8)$$

Así entonces; la TABLA 2, muestra estos diferenciales en función del porcentaje de carga:

Porcentaje de Carga en Motor	$\Delta P_{3\phi}$
100%	1.275 kWh
75%	0.955 kWh
50%	0.686 kWh

TABLA 2; valores de $\Delta P_{3\phi}$ en función del porcentaje de carga del motor.

Exponemos en la TABLA 3, la forma de aplicación de las horas (base, intermedia y punta) según el día de la semana y mes del año para la Zona Sur que es en la que estamos comprendidos:

Periodo de Octubre a Abril		
Días de la semana	Tipo de cobro	Horario
Lunes a Viernes	Base	00 a 06
	Intermedia	06 a 20 y de 22 a 24
	Punta	20 a 22
Sábado	Base	00 a 08
	Intermedia	08 a 19 y de 21 a 24

	Punta	19 a 21
Domingo	Base	00 a 18
	Intermedia	18 a 24
Periodo de Abril a Octubre		
Lunes a Viernes	Base	00 a 06
	Intermedia	06 a 18 y de 22 a 24
Sábado	Punta	18 a 22
	Base	00 a 08
	Intermedia	08 a 19 y de 21 a 24
Domingo	Punta	19 a 21
	Base	00 a 18
	Intermedia	18 a 24

TABLA 3.- Aplicación de horario y periodo de Tarifa HM en Zona Sur.

En la TABLA 4; se tabulan los costos de energía (kWh) desde Enero del 2016 hasta la fecha:

Año	Mes	Facturable (\$)	Punta (\$)	Intermedia (\$)	Base (\$)
2016	Enero	194.35	1.7166	0.7232	0.6017
	Febrero	195.38	1.7932	0.7887	0.6562
	Marzo	198.58	1.7491	0.7314	0.6086
	Abril	201.28	1.8441	0.8060	0.6707
	Mayo	200.19	1.7242	0.6971	0.5801
	Junio	200.31	1.7654	0.7328	0.6098
	Julio	203.19	1.8899	0.8328	0.6930
	Agosto	206.99	1.9426	0.8650	0.7198
	Septiembre	208.52	2.0461	0.9577	0.7970
	Octubre	209.44	2.0463	0.9530	0.7931
	Noviembre	211.93	2.1275	1.0219	0.8504
	Diciembre	212.38	2.1649	1.0586	0.8809
2017	Enero	215.76	2.2285	1.1066	0.9208
	Febrero	218.78	2.3310	1.1991	0.9978
	Marzo	225.41	2.5536	1.4055	1.1695

TABLA 4.- Costos de Demanda Facturable, kWh en Punta, Intermedia y Base en el año 2016 y a la fecha.

No consideraremos costos de Demanda Facturable puesto que es de nuestro interés solo las pérdidas por transmisión en operación (régimen continuo).

En la TABLA 5; determinamos las horas de operación así como las pérdidas económicas en el año 2016 detalladas por mes y en función del porcentaje de carga a 100%, 75% y 50%:

<i>Mes</i>	<i>Punta</i>	<i>Intermedia</i>	<i>Base</i>	<i>Sub-total</i>
Enero	52 Horas	436 Horas	256 Horas	
100% de carga:	66.30 kWh/mes-punta \$ 113.81	555.9 kWh/mes- intermedia \$ 402.03	326.40 kWh/mes-base \$ 196.39	\$ 712.23
75% de carga:	49.66 kWh/mes-punta \$ 85.25	416.38 kWh/mes- intermedia \$ 301.12	244.48 kWh/mes-base \$ 147.10	\$ 533.47
50% de carga:	35.67 kWh/mes-punta \$ 61.23	299.09 kWh/mes- intermedia \$ 216.31	175.62 kWh/mes-base \$ 105.67	\$ 383.21
Febrero	50 Horas	416 Horas	230 Horas	
100% de carga:	63.75 kWh/mes-punta \$ 114.32	530.40 kWh/mes- intermedia \$ 418.33	293.25 kWh/mes-base \$ 192.43	\$ 725.08
75% de carga:	47.75 kWh/mes-punta \$ 85.62	397.28 kWh/mes- intermedia \$ 313.33	219.65 kWh/mes-base \$ 144.13	\$ 543.08
50% de carga:	34.30 kWh/mes-punta \$ 61.51	285.38 kWh/mes- intermedia \$ 225.08	157.78 kWh/mes-base \$ 103.53	\$ 390.12
Marzo	54 Horas	448 Horas	242 Horas	
100% de carga:	68.85 kWh/mes-punta \$ 120.42	571.20 kWh/mes- intermedia \$ 417.77	308.55 kWh/mes- base \$ 187.78	\$ 725.97
75% de carga:	51.57 kWh/mes-punta \$ 90.20	427.84 kWh/mes- intermedia \$ 312.92	231.11 kWh/mes-base \$ 140.65	\$ 543.77
50% de carga:	37.04 kWh/mes-punta \$ 64.79	307.33 kWh/mes- intermedia \$ 224.78	166.01 kWh/mes-base \$ 101.03	\$ 390.60
Abril	50 Horas	420 Horas	250 Horas	Nota: se omiten detalles de costos en tarifas por cambio de horario.
100% de carga:	63.75 kWh/mes-punta \$ 117.56	535.50 kWh/mes- intermedia \$ 431.61	318.75 kWh/mes-base \$ 213.78	\$ 762.95
75% de carga:	47.75 kWh/mes-punta \$ 88.05	401.10 kWh/mes- intermedia \$ 323.29	238.75 kWh/mes-base \$ 160.13	\$ 571.46
50% de carga:	34.30 kWh/mes-punta \$ 63.25	288.12 kWh/mes- intermedia \$ 232.22	171.50 kWh/mes-base \$ 115.02	\$ 410.49
Mayo	100 Horas	402 Horas	242 Horas	
100% de carga:	127.5 kWh/mes-punta \$ 219.83	512.55 kWh/mes- intermedia \$ 357.30	308.55 kWh/mes-base \$ 178.99	\$ 756.12

75% de carga:	95.50 kWh/mes-punta \$ 164.66	383.91 kWh/mes- intermedia \$ 267.62	231.11 kWh/mes-base \$ 134.07	\$ 566.35
50% de carga:	68.6 kWh/mes-punta \$ 118.28	275.77 kWh/mes- intermedia \$ 192.24	166.01 kWh/mes-base \$ 96.30	\$ 406.82
Junio	96 Horas	388 Horas	236 Horas	
100% de carga:	122.4 kWh/mes-punta \$ 216.08	494.70 kWh/mes- intermedia \$ 362.52	300.90 kWh/mes-base \$ 183.49	\$ 762.09
75% de carga:	91.68 kWh/mes-punta \$ 161.85	370.54 kWh/mes- intermedia \$ 271.53	225.38 kWh/mes- base \$ 137.44	\$ 570.82
50% de carga:	65.86 kWh/mes-punta \$ 116.27	266.17 kWh/mes- intermedia \$ 195.05	161.90 kWh/mes-base \$ 98.73	\$ 410.05
Julio	94 Horas	394 Horas	256 Horas	
100% de carga:	119.85 kWh/mes- punta \$ 226.19	502.35 kWh/mes- intermedia \$ 418.36	326.40 kWh/mes-base \$ 226.20	\$ 871.06
75% de carga:	89.77 kWh/mes-punta \$ 169.66	376.27 kWh/mes- intermedia \$ 313.36	244.48 kWh/mes-base \$ 169.42	\$ 652.44
50% de carga:	64.46 kWh/mes-punta \$ 121.86	270.28 kWh/mes- intermedia \$ 225.10	175.62 kWh/mes-base \$ 121.70	\$ 468.66
Agosto	100 Horas	402 Horas	242 Horas	
100% de carga:	127.50 kWh/mes- punta \$ 247.68	512.55 kWh/mes- intermedia \$ 443.35	308.55 kWh/mes-base \$ 222.09	\$ 913.12
75% de carga:	95.50 kWh/mes-punta \$ 185.52	383.91 kWh/mes- intermedia \$ 332.08	231.11 kWh/mes-base \$ 166.35	\$ 683.95
50% de carga:	68.60 kWh/mes-punta \$ 133.26	275.77 kWh/mes- intermedia \$ 238.54	166.01 kWh/mes-base \$ 119.49	\$ 491.29
Septiembre	96 Horas	388 Horas	236 Horas	
100% de carga:	122.4 kWh/mes-punta \$ 250.44	494.70 kWh/mes- intermedia \$ 473.77	300.90 kWh/mes-base \$ 239.82	\$ 964.03
75% de carga:	91.68 kWh/mes-punta \$ 187.58	370.54 kWh/mes- intermedia \$ 354.87	225.38 kWh/mes-base \$ 179.63	\$ 722.08
50% de carga:	65.86 kWh/mes-punta \$ 134.76	266.17 kWh/mes- intermedia \$ 254.91	161.90 kWh/mes-base \$ 129.03	\$ 518.70
Octubre	94 Horas	394 Horas	256 Horas	Nota: se omiten detalles de costos en tarifas por cambio de horario.

100% de carga:	119.85 kWh/mes-punta \$ 245.25	502.35 kWh/mes-intermedia \$ 478.74	326.40 kWh/mes-base \$ 258.87	\$ 982.86
75% de carga:	89.77 kWh/mes-punta \$ 183.70	376.27 kWh/mes-intermedia \$ 358.59	244.48 kWh/mes-base \$ 193.90	\$ 736.19
50% de carga:	64.48 kWh/mes-punta \$ 131.95	267.92 kWh/mes-intermedia \$ 212.49	175.62 kWh/mes-base \$ 139.28	\$ 483.72
Noviembre	96 Horas	388 Horas	236 Horas	
100% de carga:	122.40 kWh/mes-punta \$ 260.41	494.70 kWh/mes-intermedia \$ 505.53	300.90 kWh/mes-base \$ 255.88	\$ 1,021.82
75% de carga:	91.68 kWh/mes-punta \$ 195.05	370.54 kWh/mes-intermedia \$ 378.65	225.38 kWh/mes-base \$ 191.66	\$ 765.36
50% de carga:	65.85 kWh/mes-punta \$ 140.11	266.17 kWh/mes-intermedia \$ 272.00	161.90 kWh/mes-base \$ 137.68	\$ 549.79
Diciembre	98 Horas	402 Horas	244 Horas	
100% de carga:	124.95 kWh/mes-punta \$ 270.50	512.55 kWh/mes-intermedia \$ 542.58	311.10 kWh/mes-base \$ 274.05	\$ 1,087.13
75% de carga:	93.59 kWh/mes-punta \$ 202.61	383.91 kWh/mes-intermedia \$ 406.41	233.02 kWh/mes-base \$ 205.27	\$ 814.29
50% de carga:	67.23 kWh/mes-punta \$ 145.54	275.77 kWh/mes-intermedia \$ 291.93	167.38 kWh/mes-base \$ 147.45	\$ 584.92

TABLA 5.- Pérdidas de Energía (kWh) y económicas por transmisión sin compensación del Factor de Potencia en el año 2016; con los costos de tarifa y periodo correspondientes a cada mes y según la carga del motor 100%, 75% y 50%; 125 HP @ 440V; 250 metros; cable cal. 3/0.

En la TABLA 6, presentamos el monto promedio de pérdida mensual en 2016 así como la sumatoria de pérdida económica anual (2016) según el porcentaje de carga en el motor.

Porcentaje de Carga:	Promedio de pérdida económica mensual en 2016:	Sumatoria anual de pérdida económica:
100% de carga:	\$ 857.04	\$ 10,284.46
75% de carga:	\$ 642.27	\$ 7,707.26
50% de carga:	\$ 457.36	\$ 5,488.37

TABLA 6.- Promedio de pérdida económica mensual y sumatoria total anual (2016) por transmisión al no compensar el Factor de Potencia en bornes del motor (In Situ), según la carga del motor.

Las pérdidas económicas anuales por transmisión andan entre los \$10,000 y los \$7,000.00 pesos con cargas del 100% y 75% que es lo más común (descartamos 50% por no ser viable), escogamos un promedio de estos dos costos en la TABLA 6; a saber \$8,895.86 como promedio anual; un capacitor comercial de 65 kVar @ 480Vca al mes de Marzo de 2017 ronda los \$6,000 y con el diseño

especial de encapsulado, herrajes y conexión llevarían su valor comercial por lo menos al doble de precio o más (suponga por diseño especial \$ 15, 000.00 pesos); esto significa entonces, que la recuperación de la inversión de estos capacitores especiales es de 1 año 8 meses (20 meses).

CONCLUSIÓN DE COMPENSACIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA *IN SITUM*:

- La implementación de capacitores *in situm* (en bornes del motor sumergible) en sí misma, podría no representar una inversión factible desde el punto económico debido al tiempo de recuperación tan largo (posiblemente mayor a 36 meses) versus solo las pérdidas activas por transmisión y a la complejidad técnica de “construir capacitores sumergibles” que no existen en el mercado todavía; sin embargo, desde el punto moral y ético de proveedores y usuarios comprometidos con el uso eficiente de la energía eléctrica existe esta oportunidad de ahorro y mejora a los motores de 2 polos con su inherente baja eficiencia por construcción.
- Es posible no compensar al 100% (FP=1.00) sino a valores menores; podría reducir el costo de los capacitores un poco como inversión inicial, pero incrementaría el tiempo de recuperación aún más.
- El cálculo se efectuó considerando todo un año de operación ininterrumpido; naturalmente, menores Factores de Carga (F.C.; diferencia del valor máximo de demanda en kW versus el promedio mensual según CFE), incrementan el tiempo de recuperación en proporción lineal.
- El motor GRUNDFOS de 125HP/92 kW @ 460Vca/184 Aca; modelo MMS 8000 (N); 10”; instalado a 250 metros con cable cal 3/0; usado como ejemplo, requiere de 65 kVar @ 480 V conectados en bornes del motor.
- Regulación de tensión con capacitores 3.7%, regulación de tensión sin capacitores 4.63% al 100% de carga.
- Pérdidas activas por transmisión con capacitores 3.8 kWh; sin capacitores 5.075 kWh al 100% de carga.
- Ahorro Activo por transmisión al implementar capacitores, 1.275 kWh a cada hora.
- Pérdidas económicas máximas por transmisión: \$10, 284.46 + impuestos; operación todo el año de 2016 al 100% de carga.
- Recuperación de la inversión: 20 meses a régimen de operación continuo; Factor de Carga cercano a la unidad (F.C. \approx 100).

2.- AUMENTAR EL VOLTAJE NOMINAL DE OPERACIÓN AL LIMITE DE LOS AISLAMIENTOS, USANDO UN AUTO-TRANSFORMADOR TRIFASICO.

Se trata de aumentar el voltaje nominal (440 Vca) de operación hasta un valor de tensión muy próximo al límite de aislamiento del cableado de transmisión y del alambre magnetoplástico de los devanados del motor.

- La tensión especificada del cable sumergible comercial usado en la transmisión es 600V y 1000V y 60°C o 75°C; entiéndase voltaje o tensión pico máximo a temperatura máxima en conductores.
- Para el alambre magnetoplástico usado en los devanados la especificación estandar es de 1000 V a 75°C o 90°C.
- La relación de la tensión pico (V_{pk}) a la tensión eficaz (V_{RMS}) es bien sabida y se expresa por la ecuación (9) como sigue:

$$V_{RMS} = \frac{V_{pk}}{\sqrt{2}} \quad (9)$$

- La ecuación anterior nos sugiere tensiones eficaces operativas del orden de 700 Vca considerando los 1000 Vca pico máximos de los aislamientos; esto es un 159% más tensión tomando como base 440 Vca nominales; observe que descartamos el uso de cable sumergible de 600V; es decir, solo consideramos el uso de cables trifásicos sumergibles de transmisión y en devanados a 1000V con la mayor temperatura posible (75°C o 90°C).
- El aumento en la tensión origina una reducción en la intensidad inversamente proporcional; es decir, del orden de 62.857%; esto es, que en nuestro ejemplo el motor demanda 156 Aca por fase (sin compensar el Factor de Potencia y sin considerar el Factor de servicio de 1.15); se reduciría a 98.33 Aca (≈ 100 Aca por fase).
- Esto reduce el calibre según BAMSA de cable calibre 3/0 a cable calibre 1/0; en 250 metros.
- El monto inicial de la inversión a la fecha en el cable calibre 3/0 es de \$ 41, 260.00 antes de impuestos y el de cal 1/0 en la misma longitud es de \$ 31, 667.50; hay un ahorro inmediato de \$ 9, 592.50.

- Si aplicamos la ecuación (6) de pérdidas en el cableado de transmisión para cal 1/0 a 700 Vca ($R = 0.394\Omega/km$ y $X_L = 0.144 \Omega/km$) al 100% de carga con su Factor de Potencia correspondiente ($FP = 0.86$) se obtiene:

$$P_{3\phi} = \frac{107.184kW^2 * 0.394\Omega/km * 250m}{700Vca^2 * 0.86^2} = 3.122 kWh$$

- El diferencial de potencia activa ($\Delta P_{3\phi}$) de permanecer con el calibre 3/0 a 440Vca y de reducir el calibre a 1/0 aumentando la tensión a 700 Vca es ahora:

$$\Delta P_{3\phi} = 5.075 kWh - 3.122 kWh = 1.9525 kWh$$

- Esto es, un 53.14% mayor que el obtenido al compensar el Factor de Potencia con capacitores sumergibles ($\Delta P_{3\phi} = 1.275 kWh$); si lo aplicamos como en la TABLA 5, aumentarían las pérdidas activas y económicas por no realizar esta acción; a saber en la TABLA 7:

Porcentaje de Carga:	Promedio de pérdida económica mensual en 2016:	Sumatoria anual de pérdida económica:
100% de carga:	\$ 1, 312.44	\$ 15, 749.30
75% de carga:	\$ 983.55	\$ 11, 802.65
50% de carga:	\$ 700.38	\$ 8, 404.72

TABLA 7.- Promedio de pérdida económica mensual y sumatoria total anual (2016) por transmisión al no AUMENTAR LA TENSIÓN A 700 Vca y reducir el cable de calibre 3/0 a 1/0, según la carga del motor.

- Las pérdidas promedio de carga al 75% y 100% se incrementan de igual manera de \$ 8, 895.86 a \$ 13, 622.84 anualmente.
- Sin embargo, tenemos que aumentar el voltaje con un auto-transformador trifásico 440Vca/700Vca no menor a 60 kVA de potencia construida, con un costo comercial a la fecha del orden de los \$ 50, 000.00 antes de impuestos; debemos considerar aumentadas las pérdidas activas de este aparato (5% normalmente) que lo podremos derratear en las pérdidas promedio anuales.
- Entonces; se ahorra inmediatamente \$ 9, 592.50 en cable por usar calibre 1/0 en lugar de 3/0 (estamos suponiendo que se compra cableado para obra nueva); se invierten \$ 50, 000.00 en auto-transformador elevador trifásico lo que deja una diferencia en contra de \$ 40, 407.50; el ahorro anual sería \$ 13, 622.84 menos un 5% por pérdidas activas en el auto transformador, lo que resulta en \$ 12, 941.70.
- El tiempo de recuperación de esta inversión sería entonces de 3 años y 1 mes.

CONCLUSIÓN DE AUMENTAR LA TENSIÓN ESTANDAR AL MÁXIMO DE LOS AISLAMIENTOS USANDO UN AUTO-TRANSFORMADOR TRIFÁSICO:

- De igual manera que con los capacitores *In Situ*; el aumento de la tensión al límite de los aislamientos, a saber, de 440Vca a 700Vca mediante el uso de un auto-transformador trifásico, podría no representar una inversión factible desde el punto económico, debido al tiempo de recuperación tan largo versus solo las pérdidas activas por transmisión en el cableado del equipo de arranque y protección hasta el motor sumergible.
- Debemos tener en cuenta que se requiere de que el motor sumergible esté devanado a los 700 Vca.
- El cálculo se efectuó considerando todo un año de operación ininterrumpido; naturalmente, menores Factores de Carga (F.C.; diferencia del valor máximo de demanda en kW versus el promedio mensual según CFE), incrementan el tiempo de recuperación en proporción lineal.
- El motor GRUNDFOS de 125HP/92 kW @ 460Vca/184 Aca; modelo MMS 8000 (N); 10"; instalado a 250 metros con cable cal 3/0; usado como ejemplo, requiere según este método, de un auto-transformador trifásico de 60 kVA construidos 440Vca/ 700Vca y de cable calibre 1/0 (1000V @ 75°C).
- Regulación de tensión con calibre 1/0; 3.7% al 100% de carga.
- Pérdidas activas por transmisión con 700 Vca y calibre 1/0, 3.122 kWh; a 440 Vca y calibre 3/0, 5.075 kWh al 100% de carga.
- Ahorro Activo por transmisión al incrementar la tensión a 700 Vca y reducir calibre a 1/0, 1.9525 kWh a cada hora.
- Pérdidas económicas máximas por transmisión: \$ 15, 749.30 + impuestos; operación todo el año de 2016 al 100% de carga.
- Recuperación de la inversión: 37 meses a régimen de operación continuo; Factor de Carga cercano a la unidad (F.C. \approx 100).

3.- AUMENTAR LA TENSIÓN NOMINAL DE OPERACIÓN AL LIMITE DE LOS AISLAMIENTOS EN TODA LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA.

Este apartado es prácticamente una extensión del número 2; es decir, se pretende aumentar la tensión nominal de 440 Vca a 700 Vca como límite máximo en los aislamientos de los conductores, en toda la instalación eléctrica; involucra al transformador en media tensión 34.5kV o 13.2 kV a 700Vca trifásico (especial, no estandar), tipo OA; medición por parte de CFE (he aquí un detalle que podría llegar a ser práctica y burocráticamente imposible); equipo de protección y control al cual nosotros como diseñadores de tableros en baja y media tensión no le vemos ningún inconveniente sea ATR o Softstarter; cableado sumergible 1000 V, 75°C y motor sumergible con tensión de operación a 700 Vca.

- Como en el apartado anterior; el aumento en la tensión origina una reducción en la intensidad inversamente proporcional; es decir, del orden de 62.857%; esto es, que en nuestro ejemplo el motor demanda 156 Aca por fase (sin compensar el Factor de Potencia y sin considerar el Factor de servicio de 1.15); se reduciría a 98.33 Aca (≈ 100 Aca por fase); esto incluye el cableado desde el transformador y no solo del arrancador al motor.
- Esto reduce el calibre según BAMSA de cable calibre 3/0 a cable calibre 1/0; en 250 metros.
- De igual manera, el monto inicial de la inversión en el cable calibre 3/0 es de \$ 41, 260.00 antes de impuestos y el de cal 1/0 en la misma longitud es de \$ 31, 667.50; hay un ahorro inmediato de \$ 9, 592.50.
- Si aplicamos la ecuación (6) de pérdidas en el cableado de transmisión para cal 1/0 a 700 Vca ($R = 0.394\Omega/km$ y $X_L = 0.144 \Omega/km$) al 100% de carga con su Factor de Potencia correspondiente ($FP = 0.86$) se obtiene:

$$P_{3\phi} = \frac{107.184kW^2 * 0.394\Omega/km * 250m}{700Vca^2 * 0.86^2} = 3.122 kWh$$

- El diferencial de potencia activa ($\Delta P_{3\phi}$) de permanecer con el calibre 3/0 a 440Vca y de reducir el calibre a 1/0 aumentando la tensión a 700 Vca es ahora:

$$\Delta P_{3\phi} = 5.075 kWh - 3.122 kWh = 1.9525 kWh$$

- Esto es, un 53.14% mayor que el obtenido al compensar el Factor de Potencia con capacitores sumergibles ($\Delta P_{3\phi} = 1.275 \text{ kWh}$); si lo aplicamos como en la TABLA 5, aumentarían las pérdidas activas y económicas por no realizar esta acción; a saber en la TABLA 7:

Porcentaje de Carga:	Promedio de pérdida económica mensual en 2016:	Sumatoria anual de pérdida económica:
100% de carga:	\$ 1, 312.44	\$ 15, 749.30
75% de carga:	\$ 983.55	\$ 11, 802.65
50% de carga:	\$ 700.38	\$ 8, 404.72

TABLA 7.- Promedio de pérdida económica mensual y sumatoria total anual (2016) por transmisión al no AUMENTAR LA TENSIÓN A 700 Vca y reducir el cable de calibre 3/0 a 1/0, según la carga del motor.

- Las pérdidas promedio de carga al 75% y 100% se incrementan de igual manera de \$ 8, 895.86 a \$ 13, 622.84 anualmente.
- Uno de los problemas a primera vista, sería obviamente, el cambio de tensión de 440Vca a 700 Vca en el servicio por parte de CFE; esto, tal vez si se solicita medición en media tensión, o un estudio de factibilidad lo queda abierta la posibilidad de implementar los 700Vca.
- Un equipo de control y protecciones de nuestra marca para 125 HP @ 440Vca (186 Aca); modelo SAT-125H, tiene un costo de \$ 75, 650.00; un equipo de 125 HP @ 700 Vca (120 Aca) cuesta \$ 66, 500.00; esto representa un ahorro inicial en equipo de \$ 9, 150.00; todo antes de impuestos.
- Entonces; analizando y repitiendo lo del apartado 2, se ahorran inmediatamente \$ 9, 592.50 en la compra de cable por usar calibre 1/0 en lugar de 3/0; el ahorro anual por transmisión en el cable sería de \$ 13, 622.84 con Factor de Carga continuo (F.C.=100 derrateo lineal a menores valores); en el equipo de control y protección se ahorran adicionalmente \$ 9, 150.00; el cableado del transformador al equipo de arranque es igual de 1/0 (1000V@ 75°C); el transformador de 150 kVA es con medición en primario según tensión de alimentación; devanados secundarios en estrella y 700 Vca entre fases (suponemos que el costo es el mismo que una unidad a 440 Vca por ser de la misma potencia); el motor deberá ser devanado a 700 Vca.
- En este apartado es más complicado estimar el tiempo de recuperación puesto que los ahorros serían aplicados a una obra nueva; solo podemos decir sin lugar a dudas, que se ahorran casi \$ 18, 724.50 iniciales en la obra por cableado y equipo de control y protección; por transmisión \$ 13, 622.84 a Factor de Carga del 100% (en proporción se derratean a lo largo del año).

CONCLUSIÓN DE AUMENTAR LA TENSIÓN ESTANDAR AL MÁXIMO DE LOS AISLAMIENTOS EN TODA LA INSTALACIÓN:

- El aumento de la tensión al límite de los aislamientos, de 440Vca a 700Vca en toda la instalación; deja indeterminado el tiempo de recuperación y la factibilidad de llevarla a cabo; solo se pueden calcular ahorros iniciales dentro de un proyecto de obra nueva.
- El motor GRUNDFOS de 125HP/92 kW @ 460Vca/184 Aca; modelo MMS 8000 (N); 10"; instalado a 250 metros con cable cal 3/0; usado como ejemplo, requiere según este método, de un transformador trifásico de 150 kVA, tipo OA, 13.2 kV o 34.5 kV/ 700Vca en delta-estrella con medición en primario; un equipo de control y protección para 125 HP @ 700 Vca; motor sumergible devanado a 700 Vca y todo el cableado calibre 1/0 (1000V @ 75°C).
- Regulación de tensión con calibre 1/0; 3.7% al 100% de carga.
- Pérdidas activas por transmisión con 700 Vca y calibre 1/0, 3.122 kWh; a 440 Vca y calibre 3/0, 5.075 kWh al 100% de carga.
- Ahorro Activo por transmisión al incrementar la tensión a 700 Vca y reducir calibre a 1/0, 1.9525 kWh a cada hora.
- Pérdidas económicas máximas por transmisión: \$ 15, 749.30 + impuestos; operación todo el año de 2016 al 100% de carga.
- Recuperación de la inversión: indeterminado por ser aplicable a una obra de electrificación completa.