



**ESCUELA UNIVERSITARIA
DE INGENIERÍA TÉCNICA
INDUSTRIAL
DE ZARAGOZA**



OPTIMIZACIÓN DE UN BANCO DE CONDENSADORES Y REACTANCIAS EN LA SUBESTACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO

Memoria



AUTOR: Raúl Vicastillo Golvano

ESPECIALIDAD: Electrónica Industrial

DIRECTOR: Joaquín Mur Amada

CONVOCATORIA: Junio 2009

INDICE

1. OBJETO Y ALCANCE DEL PROYECTO.....	1
2. INTRODUCCIÓN.....	1
2.1.Sistemas de compensación de energía reactiva.....	1
2.1.1.Dispositivos estáticos de compensación fija.....	1
2.1.2.Dispositivos estáticos de compensación escalonada.....	2
2.1.3.Dispositivos estáticos de compensación continua.....	3
2.1.4.Dispositivos convertidores de compensación.....	4
2.2. Localización de los compensadores de potencia reactiva.....	5
2.3. Opciones de tarificación en España.....	5
2.3.1. Remuneración según el R.D. 2818/1998.....	6
2.3.2. Remuneración según el R.D. 436/2004.....	6
2.3.3. Remuneración según el R.D. 661/2007.....	8
3. DESCRIPCIÓN DE LA REGULACIÓN.....	8
3.1. Consigna de la regulación.....	12
3.2. Características especiales del sistema de bonificación.....	18
3.3. No aplicabilidad de la teoría clásica de regulación de sistemas lineales continuos invariables en el tiempo.....	21
4. OBTENCIÓN DE LA BONIFICACIÓN.....	24
4.1. Bonificación previa a la regulación.....	25
4.2. Bonificación solo con condensadores.....	29
4.3. Bonificación solo con inductancias.....	30
4.4. Bonificación con condensadores e inductancias.....	31
5. DISEÑO DE LA REGULACIÓN.....	33
5.1. Regulación solo con condensadores.....	37
5.1.1. Regulación periodos valle con condensadores.....	43

PROYECTO FINAL DE CARRERA INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL
ESPECIALIDAD ELECTRÓNICA INDUSTRIAL

5.1.2. Regulación periodos pico con condensadores.....	47
5.1.3. Regulación periodos llano con condensadores.....	50
5.2. Regulación solo con inductancias.....	53
5.2.1. Regulación periodos valle con inductancias.....	57
5.2.2. Regulación periodos pico con inductancias.....	60
5.2.3. Regulación periodos llano con inductancias.....	63
5.3. Regulación con condensadores e inductancias.....	67
5.3.1. Regulación periodos valle con condensadores e inductancias.....	70
5.3.2. Regulación periodos pico con condensadores e inductancias.....	74
5.3.3. Regulación periodos llano con condensadores e inductancias.....	77
5.4. Aspectos generales de la regulación vectorial.....	81
6. OPTIMIZACIÓN DE LOS BANCOS DE CONDENSADORES E INDUCTANCIAS.....	85
6.1. Selección de sistemas de compensación más razonables.....	85
6.2. Selección del dimensionamiento optimo.....	89
6.2.1. Parque de 25 MW.....	91
6.2.2. Parque de 200 MW.....	93
6.3. Cálculos con el dimensionamiento óptimo.....	94
7. MEJORAS EN LA PROGRAMACIÓN.....	99
8. ESTUDIO DE PARQUES.....	103
8.1. Estudio del Parque 1.....	103
8.2. Estudio del Parque 2.....	109
8.3. Estudio del Parque 3.....	115
9. BIBLIOGRAFIA.....	122
10. ANEXO.....	123

1. OBJETO Y ALCANCE DEL PROYECTO

El objeto del presente proyecto es el diseño de un sistema de control, discreto, de la energía reactiva que es necesaria aplicar en las turbinas de los aerogeneradores, de tal manera que consigamos un buen complemento por energía reactiva, que nos permita obtener una buena retribución en el régimen económico y al mismo tiempo optimizar los bancos de condensadores y reactancias en la subestación de un parque eólico, en cuanto al tamaño de los escalones y el número de conmutaciones.

2. INTRODUCCIÓN

En este apartado explicaremos los diferentes sistemas de compensación de energía reactiva, así como su adecuada localización y los tipos de tarificación, para la energía reactiva, que han sido aplicados en España en los últimos años.

2.1. Sistemas de compensación de Energía Reactiva

Desde el propio surgimiento de los sistemas eléctricos de corriente alterna durante la segunda mitad del siglo XIX, numerosos científicos advirtieron de los efectos nocivos del desfase de corriente y tensión producidos por la presencia de bobinas y capacitores en el sistema y caracterizados por la potencia reactiva. Esto motivó la introducción de dispositivos compensadores al efecto.

2.1.1. Dispositivos estáticos de compensación fija

Los dispositivos de compensación estáticos son aquellos formados por capacitores y/o bobinas estacionarias. El empleo de la compensación fija a través de capacitores en la industria y en los sistemas de potencia data de principios del siglo XX.

Como en los sistemas eléctricos predomina la carga inductiva por la propia composición de las instalaciones (líneas, máquinas eléctricas, etc.), la compensación de reactivo se realiza por la asociación de un banco de condensadores de compensación,

generalmente en paralelo con el receptor, de forma tal, que el conjunto se aproxime lo más posible al comportamiento resistivo puro.

El fundamento de los dispositivos de compensación se encuentra en los efectos opuestos de las bobinas y capacitores.

Actualmente, en la industria, está muy difundido el empleo de los dispositivos estáticos de compensación fija. Sin embargo, como lo indica su nombre, solo pueden entregar una potencia reactiva de compensación única, por lo que su empleo en cargas variables no es totalmente eficiente. Su aplicación actual está más relacionada con la compensación de receptores individuales de carga constante.

2.1.2. Dispositivos estáticos de compensación escalonada

Los dispositivos estáticos de compensación variable escalonada son los más difundidos en aplicaciones industriales, debido a que posibilitan el mejoramiento del factor de potencia al valor deseado con poca variación en el comportamiento de este, a pesar de la variabilidad del comportamiento de la carga.

En este caso, la compensación del factor de potencia se realiza por medio de baterías individuales de condensadores, no necesariamente todas ellas de la misma potencia, que son conectadas y desconectadas automáticamente mediante dispositivos de conmutación (contactores, tiristores, IGBT, entre otros) gobernados por un transductor llamado regulador varométrico. Diferentes estrategias se utilizan para el control del dispositivo en el regulador.

Estos dispositivos reciben el nombre de equipos de compensación escalonada, aunque en la industria es más utilizada la denominación de baterías de compensación automática.

El regulador varmétrico detecta en cada instante el factor de potencia de la red eléctrica y lo compara con el valor deseado. Si este varía, actúa adecuadamente sobre los dispositivos de conmutación, quienes a su vez conectan o desconectan las unidades (capacitores independientes) de forma tal que el factor de potencia vuelva a alcanzar el valor más cercano al prefijado.

Conforme se incrementa a la demanda de la potencia reactiva del receptor, el factor de potencia va disminuyendo, pero el regulador no actúa hasta que se vuelve a alcanzar el valor prefijado. Por esta razón, este tipo de compensación es discreta, ya que el factor de potencia no se mantiene absolutamente constante, sino que varía en determinados límites.

Esta es la mayor desventaja de este tipo de dispositivos, ya que para gran variabilidad de la carga, con pequeños saltos de potencia, el diseño del dispositivo se encarece, debido a la necesidad de incremento de unidades de compensación.

Por otra parte, la selección de este tipo de dispositivos responde a una aplicación concreta, por lo que deben ser fabricados con carácter exclusivo.

2.1.3. Dispositivos estáticos de compensación continua

Los dispositivos estáticos con regulación continua de la potencia reactiva (SVC) son de más reciente incorporación al mercado. En ellos la regulación se logra de las más disímiles formas empleando bobinas y/o condensadores estacionarios, combinados con convertidores electrónicos de potencia, que regulan la potencia reactiva en las ramas del circuito de compensación.

En el sistema de control (regulador varmétrico) se utilizan circuitos de disparo para los elementos de potencia. Diversos algoritmos de control se implementan para garantizar la variación de la potencia reactiva del dispositivo.

Novedosas aplicaciones han sido controladas por microprocesadores, e incluso, computadoras personales. En este último caso se emplean algoritmos computacionales para la medición de la potencia reactiva, tales como la transformada de Walsch.

Este tipo de compensación tiene como objetivo suministrar la potencia reactiva que necesita en cada instante el receptor, de tal forma que el factor de potencia del conjunto tenga siempre el mismo valor prefijado.

Estos dispositivos son idóneos para una gran variabilidad de la carga. Son equipos robustos y de bajo nivel de mantenimiento. Adicionalmente a su aplicación en los sistemas eléctricos industriales, se ha difundido su empleo a sistemas de distribución, y transmisión de potencias. Han encontrado aplicación en sistemas de generación no convencionales, tales como parques eólicos, donde la compensación del reactivo por métodos tradicionales resulta lenta. Sin embargo, su utilización aún es restringida debido a su elevado costo en el mercado.

Su principal inconveniente consiste en que el empleo de la electrónica introduce no linealidades al sistema y, por ende, incrementa los efectos nocivos de la presencia de armónicos en este, a la vez que afecta el propio funcionamiento del equipo. Actualmente se diseñan teniendo en cuenta este inconveniente, incorporándoles filtros de armónicos, lo que encarece aún más su valor comercial.

2.1.4. Dispositivos convertidores de compensación

En las últimas décadas, el vertiginoso desarrollo alcanzado por la electrónica de potencia, ha posibilitado el diseño de convertidores de potencia que, sin la presencia de bobinas y/o condensadores estacionarios, logran a través de una estrategia de control censar la demanda de potencia reactiva en la carga y proporcionarle a la misma una corriente reactiva equivalente.

En calidad de convertidores de potencia se han empleado inversores de fuente de tensión VSI's, restauradores de tensión dinámica DVR, convertidores AC-DC o AC-AC, filtros de corriente, inversores PMW, convertidores PMW como fuentes de potencia reactiva, convertidores AC-fed PMW, entre otros.

Tales dispositivos posibilitan una compensación continua de la potencia reactiva, pero introducen armónicos en la red. Su costo de inversión es aún elevado, en versiones comerciales.

2.2. Localización de los compensadores de potencia reactiva

La compensación de una instalación puede presentarse en diferentes puntos:

- **Subestación**: La inyección de energía reactiva puede ser discreta, mediante una batería conectada en cabecera de la instalación, o continua mediante convertidores electrónicos. Nos proporcionan una compensación global de la instalación, para este caso se suele aplicar una regulación discreta, mediante escalones, que suelen ser conectados y desconectados utilizando contactores.
- **Aerogeneradores**: La regulación aplicada suele ser de tipo continuo, utilizando convertidores electrónicos, siempre y cuando estos nos puedan aportar la potencia necesaria. Si no fuera así, se conectaría una batería a los bornes del aerogenerador, y en dicho caso el coste de la instalación sería mucho más elevado.
- **Mixta**: Aplica ambas soluciones a una misma instalación, por lo que resulta el tipo de compensación que aporta más ventajas.

2.3. Opciones de tarificación en España

Explicaremos las 3 últimas tarificaciones llevadas a cabo en España en los últimos años.

2.3.1. Remuneración según el R.D. 2818/1998

El factor de potencia se computaba mensualmente. Era fácil obtener la máxima bonificación (4%) puesto que se podía ajustar manualmente los últimos días del mes hasta conseguir el factor de potencia deseado (F.P. >0.95).

Aunque esta opción era muy conveniente, ya que permitía obtener fácilmente una bonificación del 4 % sobre la potencia facturada, y no requeriría ningún tipo de inversión en el parque, este régimen terminó, con la corrección de errores del Real Decreto 436/2004, en BOE del 8 abril 2004.

2.3.2. Remuneración según el R.D. 436/2004

Las instalaciones que estaban acogidas a la remuneración general tarifaria, pasaron a este formato.

	Factor de Potencia	Retribución (%)		
		Pico	Llano	Valle
Inductivo	FP<0.95	-4	-4	8
	$0.95 \leq FP < 0.96$	-3	0	6
	$0.96 \leq FP < 0.97$	-2	0	4
	$0.97 \leq FP < 0.98$	-1	0	2
	$0.98 \leq FP < 1.00$	0	2	0
	1.00	0	4	0
Capacitivo	$0.98 \leq FP < 1.00$	0	2	0
	$0.97 \leq FP < 0.98$	2	0	-1
	$0.96 \leq FP < 0.97$	4	0	-2
	$0.95 \leq FP < 0.96$	6	0	-3
	FP<0.95	8	-4	-4

PROYECTO FINAL DE CARRERA INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL
ESPECIALIDAD ELECTRÓNICA INDUSTRIAL

Permite hasta un 8 % de bonificación en periodos punta y valle y un 4 % durante periodos llano.

Se puede obtener una bonificación mejor que la del complemento general de tarifas (4%). Sin embargo, conseguir una remuneración por encima del 4 % requiere invertir en un sistema de compensación de energía reactiva, ya que el factor de potencia se mide 15 minutos y el sistema debe tener en cuenta el periodo valle, llano o punta en el que se encuentra.

Si se descuenta la amortización del sistema de compensación, el R.D. 436/2004 supondrá, en bastantes casos, menores ingresos por energía reactiva que el R.D. 2818/1998. No obstante, si se instala un sistema adecuado, se puede aumentar los ingresos respecto la regulación anterior. Cuanto mayor factor de utilización tenga el parque, más ventajoso será el R.D. 436/2004.

La máxima rentabilidad se obtiene con sistemas de menor coste de instalación que los necesarios para obtener la máxima bonificación posible.

La clasificación de horas punta, valle, o llano, depende de las zonas en las que se divide el mercado eléctrico nacional y varían en función sea invierno o verano, según la Orden de 12 de enero de 1995 del Ministerio de Industria y Energía, esta sería la franja horaria a utilizar en el complemento de reactiva en Aragón:

INVIERNO			VERANO		
Punta	Llano	Valle	Punta	Llano	Valle
18-22	8-18 22-24	0-8	9-13	8-9 13-24	0-8

Con lo que tendremos 4 horas en periodo punta (16%), 8 horas, en periodo valle (33%), en los cuales podremos alcanzar una retribución del 8%, lo que supone que durante el 50% del día podemos alcanzar el 8% de bonificación y durante las restantes 12 horas estaremos en periodo llano, y podremos llegar como máximo a obtener el 4% de bonificación.

2.3.3. Remuneración según el R.D. 661/2007

Esta es la remuneración aplicada actualmente. A partir del 1/1/2007, las instalaciones que estaban acogidas a la remuneración general tarifaria, pasaron a este formato.

Según el artículo 29, referido al complemento por energía reactiva, toda instalación acogida al régimen especial, en virtud de la aplicación de este real decreto, independientemente de la opción de venta elegida en el artículo 24.1, recibirá un complemento por energía reactiva por el mantenimiento de unos determinados valores de factor de potencia. Este complemento se fija como un porcentaje, en función del factor de potencia con el que se entregue la energía del valor de 7,8441 c€/kWh, que será revisado anualmente. Dicho porcentaje, es el mismo aplicado en el R.D. 436/2004, cuya tabla ya reflejamos anteriormente.

La disposición adicional cuarta de la Orden del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio ITC/1857/2008, de 26 de junio, por la que se revisan las tarifas a partir del 1 julio de 2008, indica que la facturación del complemento de energía reactiva se calculara en cada periodo horario, y no cada cuarto de hora como se calculaba en el R.D.436/2004, considerando la energía activa a la que se aplique la tarifa, o en su caso, primas reguladas en el R.D.661/2007 o el R.D.436/2004.

3. DESCRIPCIÓN DE LA REGULACIÓN

En nuestro estudio, vamos a partir de unos datos de potencia activa y de potencia reactiva, obtenidos en un aerogenerador de un parque eólico, estos datos son tomados cada minuto, vamos a tomar datos durante una semana.

Estos datos, los cargaremos en el programa informático, Mathematica, donde los trataremos con el fin de llegar a conseguir dimensionamiento óptimo del sistema de compensación.

PROYECTO FINAL DE CARRERA INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL ESPECIALIDAD ELECTRÓNICA INDUSTRIAL

El proceso a seguir para llegar a conseguir ese dimensionamiento óptimo, comenzara por hacer una estimación de la capacidad de los bancos de condensadores e inductancias para un parque.

A continuación dimensionaremos el sistema de compensación, formado por un número de pasos en los condensadores y en las inductancias, de un tamaño determinado.

Una vez supuesto un número de escalones determinado y su tamaño correspondiente, para el caso de condensadores y de inductancias, simularemos la regulación en un periodo largo.

Y a partir de dicha simulación, obtendremos como figuras de merito la remuneración anual, el VAN, el TIR, el tiempo de retorno de la inversión y el numero de conmutaciones anuales, mediante las cuales podremos tomar la decisión de si el dimensionamiento óptimo, y si no lo es redimensionaremos el sistema y repetiremos el proceso.

En la práctica, para seleccionar el dimensionamiento optimo, realizaremos un barrido de los sistemas de compensación más razonables, y en función de los datos obtenidos con las figuras de merito, tomaremos la decisión de cuál es el sistema de compensación más adecuado.

A continuación, representaremos estos pasos a seguir en la regulación global, mediante un flujograma:

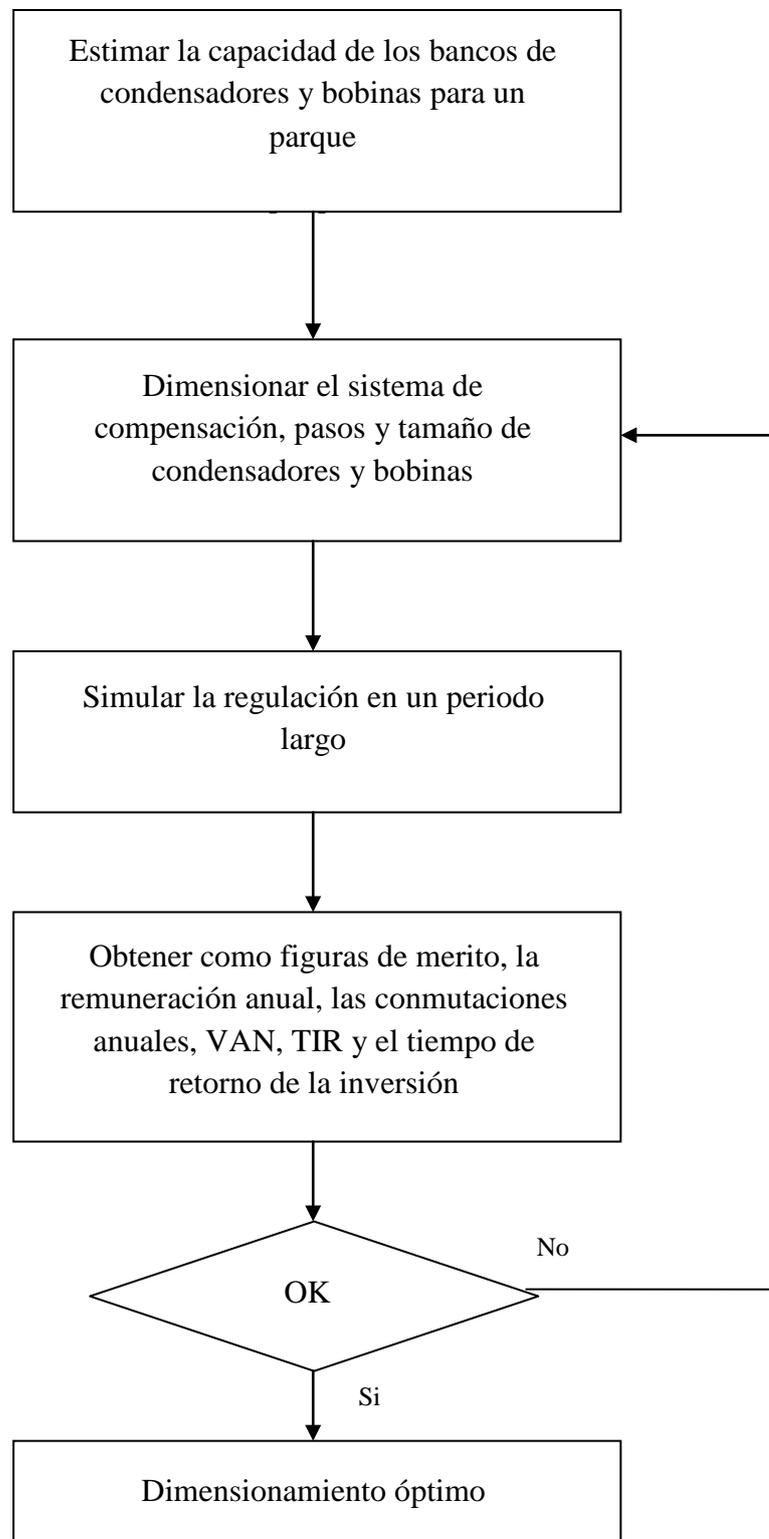


Figura 1: Flujograma de la regulación global

Estos son los datos de potencia activa, en por unidad, con los que vamos a trabajar en nuestro estudio:

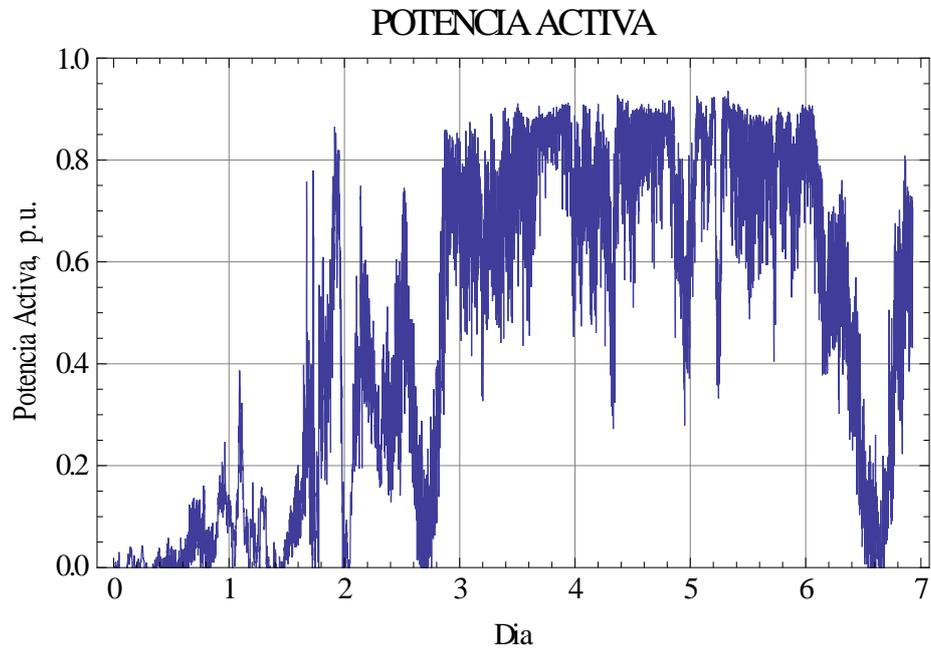


Figura 2: Datos de la potencia activa, en por unidad

Estos son los datos de potencia reactiva, en por unidad, con los que vamos a trabajar en nuestro estudio:

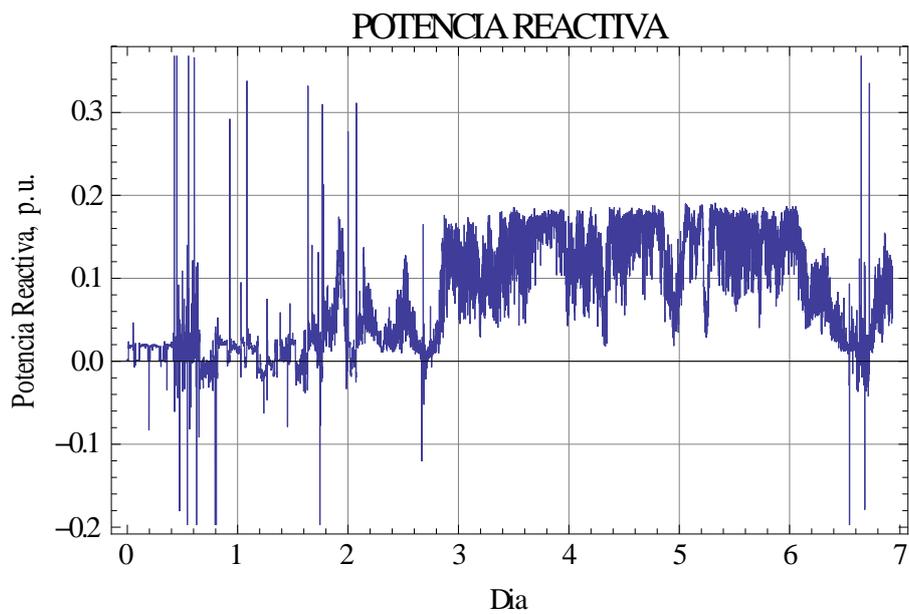


Figura 3: Datos de la potencia reactiva, en por unidad

Obtendremos la grafica de la característica PQ del aerogenerador:

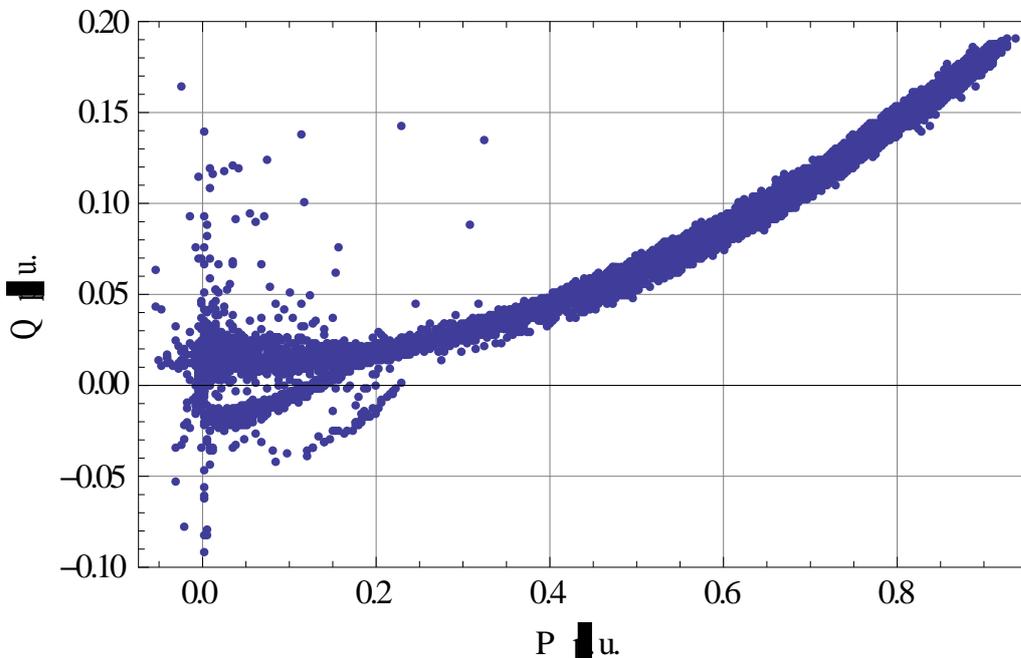
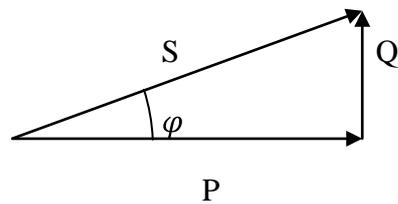


Figura 4: Característica PQ

Podemos observar en esta grafica, la tendencia inductiva del aerogenerador salvo en los primeros datos, donde la baja potencia activa, hace que haya tramos capacitivos.

3.1. Consigna de la regulación

Nuestro objetivo consiste en conseguir la máxima bonificación posible en cada hora, según estemos en periodo de pico, valle o llano, para ello, basándonos en la tabla, observamos para el periodo llano la máxima bonificación la obtenemos con un factor de potencia 1, y para los periodos pico y valle, tomando como criterio de signos, un desfase positivo cuando tenemos un comportamiento inductivo, y un desfase negativo cuando tenemos un comportamiento capacitivo, entonces tendremos que la máxima bonificación para periodos pico la tendremos con factores de potencia menores de 0.95 capacitivos, y para el caso de periodos valle, tendremos la máxima bonificación para factores de potencia inferiores a 0.95 inductivos.



Para ajustar el ángulo φ , cuyo coseno nos indica el factor de potencia, a partir de los datos de P y Q, con los que trabajaremos, desarrollaremos un control para conectar y desconectar bancos de condensadores o bobinas, según nos interese más o menos potencia reactiva, para que el $\cos\varphi$ sea el más adecuado según el periodo pico, valle o llano en el que nos encontremos y la bonificación obtenida sea la más deseable.

Según este triángulo de potencias, para obtener la energía reactiva, adecuada a los datos de potencia activa que disponemos, de tal forma que el factor de potencia resultante, nos permita obtener la máxima bonificación posible en cada tipo de periodo, utilizaremos la siguiente fórmula:

$$Q_{optimo} = P * tg\varphi$$

El ángulo φ lo obtendremos de la siguiente forma:

- Periodo pico: al ser la máxima bonificación con comportamiento capacitivo, aplicaremos el arco coseno a 0.95 y al resultado le pondremos signo negativo indicando su carácter capacitivo.

$$-\text{ArcCos}[0.95] = -0.31756 \text{ radianes}$$

$$Q_{optimo} = -0.3287 * P$$

- Periodo llano: aplicaremos el arco coseno de 1.

$$\text{ArcCos}[1] = 0 \text{ radianes}$$

$$Q_{\text{optimo}} = 0$$

- Periodo valle: al ser la bonificación máxima con comportamiento inductivo, aplicaremos el arco coseno de 0.95.

$$\text{ArcCos}[0.95] = 0.31756 \text{ radianes}$$

$$Q_{\text{optimo}} = 0.3287 * P$$

Así bien, deberemos obtener mediante un programa la potencia reactiva óptima correspondiente a cada dato de potencia activa.

Comenzaremos introduciendo los vectores correspondientes a los desfases óptimos, correspondientes a los periodos pico, valle o llano, y el vector correspondiente al tipo de periodo al que pertenece cada hora, según sea invierno o verano.

TablaDesfases = {(* pico → 1 *) - ArcCos[0.95], (* llano → 2 *)ArcCos[1],
(* valle → 3 *)ArcCos[0.95]};

TablaRatioQoptimo = {(* pico → 1 *) - 0.3287, (* llano → 2 *)0,
(* valle → 3 *)0.3287};

PROYECTO FINAL DE CARRERA INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL
ESPECIALIDAD ELECTRÓNICA INDUSTRIAL

```
ClasificaPicoLlanoValle = {(* invierno *)}{(* 0 – 8h → valle → 3 *)}3,3,3,3,3,3,3,3,  
(* 8 – 18h → llano → 2 *)}2,2,2,2,2,2,2,2,2,  
(* 18 – 22h → punta → 1 *)}1,1,1,1,  
(* 22 – 24h → llano → 2 *)}2,2},  
(* verano *)}{(* 0 – 8h → valle → 3 *)}3,3,3,3,3,3,3,3,  
(* 8 – 9h → llano → 2 *)}2,  
(* 9 – 13h → punta → 1 *)}1,1,1,1,  
(* 13 – 24h → llano → 2 *)}2,2,2,2,2,2,2,2,2,2}};
```

A continuación, crearemos una función, la cual, dependiendo del dato que queramos obtener su potencia reactiva óptima, nos calcule la hora del día en la que nos encontremos, e introduciendo la estación en la que nos encontramos nos facilite cual es el desfase óptimo para cada uno de los datos de potencia activa de los que disponíamos al principio de nuestro estudio.

```
hora = Mod[horainicio+i t/60 (*t medido en minutos*), 24];  
clasificacion=ClasificaPicoLlanoValle[[estacion, Floor[ hora]+1  
(* los índices de vectores empiezan en 1 y las horas en 0 *)]];
```

Ahora ya podemos calcular la función *Qoptimo*, multiplicando cada dato de potencia activa por la tangente del desfase óptimo en cada caso.

```
Qoptimo = P * TablaRatioQoptimo[[clasificacion]]
```

Esta es la representación grafica, donde podemos ver claramente diferenciados los periodos pico, donde se ve que la potencia reactiva optima sería negativa, los periodos llano, donde la potencia reactiva optima sería positiva, y los periodos llano donde sería cero.

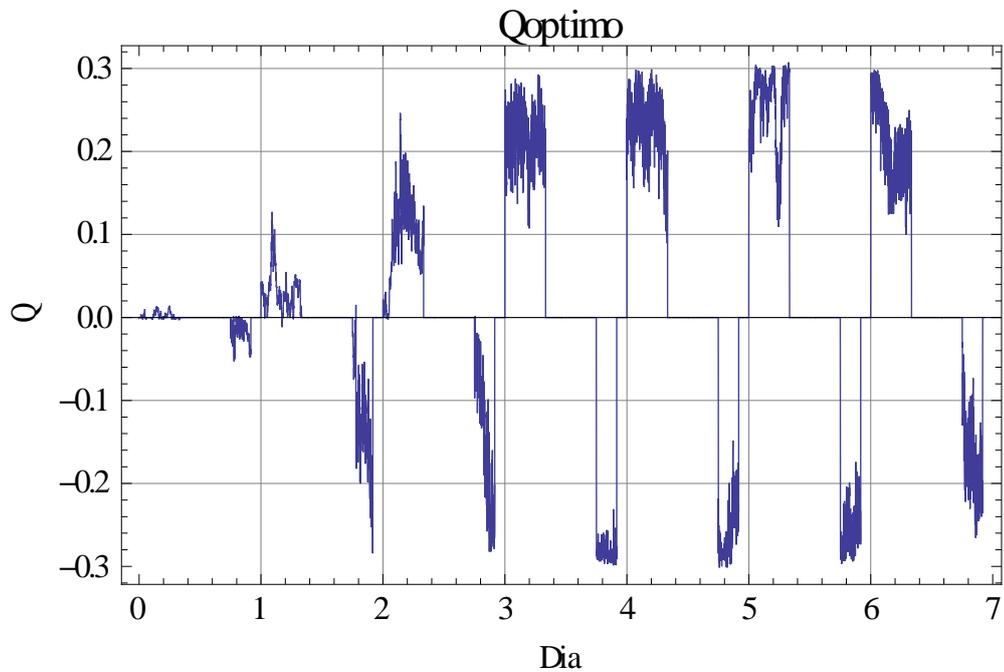


Figura 5: Grafica de Q_{optimo}

Estos son los datos de potencia reactiva, que intentaremos llegar a aproximarnos lo máximo posible mediante nuestra regulación, para llegar a conseguir la mejor bonificación posible, que como hemos visto son obtenidos a partir del ángulo de desfase óptimo.

Aquí podemos ver gráficamente, la correspondencia entre la tangente del desfase óptimo y la potencia reactiva optima, para el caso de un día de verano, y para el caso de un día de invierno.

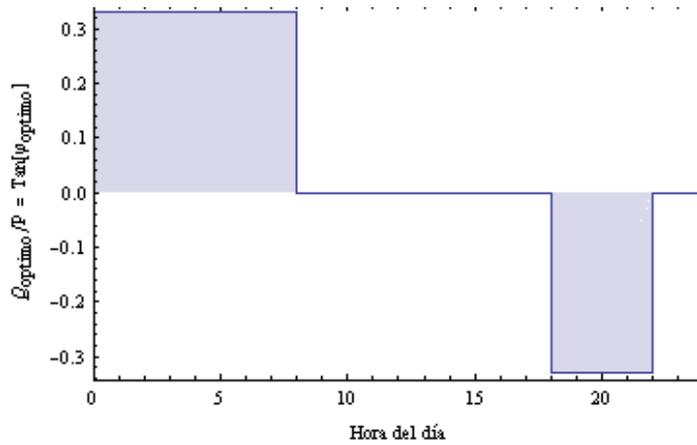


Figura 6: Tangente de φ_{optimo} , en un día de invierno

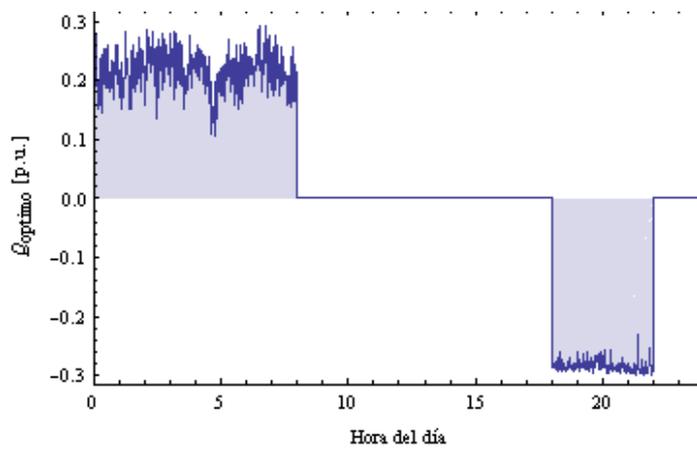


Figura7 : Qoptimo, en un día de invierno

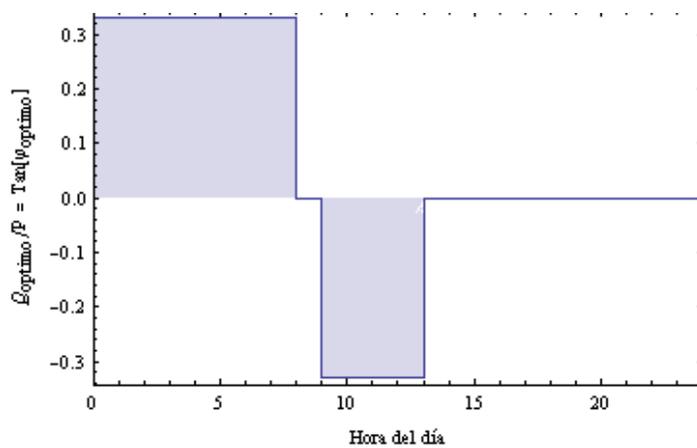


Figura 8: Tangente de φ_{optimo} , en un día de verano

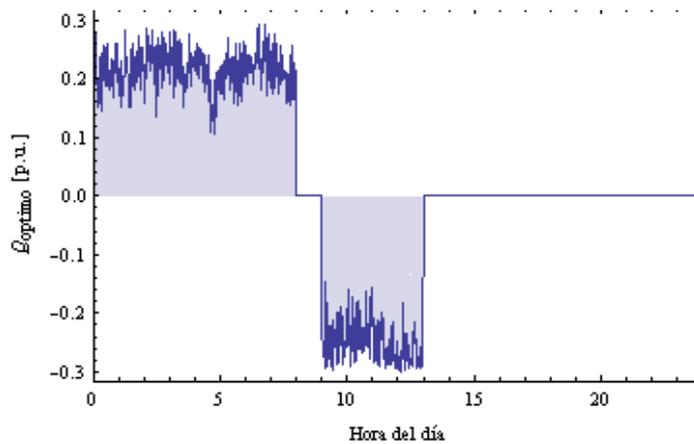


Figura9 : Qoptimo, en un día de verano

Se puede ver en las graficas, la diferenciación entre los periodos pico, valle llano, para invierno y para verano, según estipula la Orden del Ministerio de Industria y Energía, en Aragón.

Que para invierno, son de 8 horas de valle, 10 de llano, 4 de punta y otras 2 de llano, diariamente.

Mientras que para verano, son de 8 horas de valle, 1 hora de llano, 4 horas de periodo punta, y para terminar 11 horas de periodo llano.

3.2. Características especiales del sistema de bonificación

En la mayoría de los sistemas regulados automáticamente, se regula una variable que varía de forma continua, y ajustamos la acción del regulador para alcanzar una consigna.

La variable, cuyo valor se desea que sea lo más próximo posible a la consigna, se le denomina salida del sistema.

El parámetro controlado por el sistema de regulación, se le denomina entrada del sistema.

Un sistema complejo, puede que conste de varias entradas, es decir, que se disponga de varios actuadores, y también puede constar de más de una salida, o lo que es lo mismo que se deseen controlar varios parámetros del sistema.

El problema general consiste en asignar un costo a cada acción que toma el control y asignar una recompensa, o una penalización, al valor alcanzado por las salidas del sistema. La regulación óptima es aquella que produce un mayor beneficio, o lo que es lo mismo, un menor costo. Por tanto, el proceso de regulación consiste en resolver un problema de maximización del beneficio.

El sistema a regular tiene las siguientes características especiales:

- La bonificación del control se percibe al final de la hora. La consigna debe alcanzarse en dicho momento, ya que en el resto del tiempo no se percibe bonificación ni penalización.
- Los actuadores son discretos. Se trata de interruptores controlados para que al final de la hora se alcance la consigna.
- El coste de la regulación se debe a las horas que permanecen conectadas las bobinas y condensadores y al número de maniobras de los interruptores. Tanto las bobinas como los condensadores tienen un tiempo medio de funcionamiento antes de fallar (en terminología anglosajona, “Mean Time Before Failure” o MTBF). Por su parte los interruptores tienen una vida media contando el número de conmutaciones (que suele estar entre las 10000 o 20000 conmutaciones, para interruptores de alta tensión). Además al conmutar un elemento se produce un transitorio en la red que no es beneficioso y al que se le puede asignar una penalización.

- Existen limitaciones en el sistema: el número de bobinas y condensadores, su potencia nominal y donde se colocan son elecciones de diseño. El diseño del sistema de compensación de energía reactiva afectará a las pérdidas de potencia activa y reactiva dentro del parque. Si se hace funcionar al sistema con factores de potencia menores a la unidad, se incrementa la corriente en los elementos entre el sistema de compensación y la red eléctrica. Esto tiene que estar previsto en el dimensionado del sistema.
- La potencia reactiva, dentro de cada hora, es, en primera aproximación, proporcional al número de elementos conectados. Como los elementos (condensadores e inductancias) se pueden conectar y desconectar a lo largo de la hora, diremos que la energía reactiva es proporcional al tiempo de funcionamiento, dentro de la hora, de los elementos. Un análisis más detallado del circuito del parque eólico indica que se producen pérdidas de potencia, tanto activa como reactiva, dentro del parque que dependen de los elementos conectados.

Además, la potencia activa o reactiva generada por condensadores o inductancias depende cuadráticamente de la tensión. Y la tensión en los elementos depende, a su vez, de los elementos conectados.

En resumen, la energía reactiva horaria no es exactamente proporcional al tiempo de funcionamiento de los elementos.

- Por otra parte, el factor de potencia horario depende de la energía activa generada en la hora. La energía activa horaria es una variable aleatoria. Conforme avanza la hora, su valor se puede estimar, a partir de la potencia activa, con una mayor precisión que va aumentando conforme nos acercamos al final de la hora. La energía reactiva horaria de las turbinas depende básicamente de la potencia activa. Por tanto, su valor se puede estimar de forma análoga a la energía reactiva.

- La consigna (banda óptima de factor de potencia horario) varía de una hora a otra. Esto afecta a la regulación óptima, ya que podemos tener estrategias especiales de conmutación para la hora anterior a un cambio de clasificación horaria.
- Las potencias activas y reactivas modifican la tensión en los elementos. La tensión en los aerogeneradores debe estar en un entorno del +10% y el -15% respecto a la nominal o las maquinas pueden desconectarse.

La tensión en un nodo varía de forma aproximada según la ecuación:

$$\Delta V = \frac{P * R_{eff} - Q * X_{eff}}{u}$$

Donde R_{eff} y X_{eff} corresponden a la impedancia del equivalente Thevenin del nodo considerado, P es la potencia activa inyectada (positiva durante la generación) y Q es la potencia reactiva consumida (positiva para comportamiento inductivo).

3.3. No aplicabilidad de la teoría clásica de regulación de sistemas lineales continuos invariables en el tiempo

En principio, la teoría clásica de regulación automática de sistemas lineales continuos invariables en el tiempo (LTI) considera que las entradas y salidas del sistema varían linealmente. Sin embargo, la regulación basada en bancos de condensadores y reactancias son netamente discretos.

Existen técnicas de conmutación de dispositivos, como son las modulaciones PWM (modulación de ancho de pulso o “*pulse width modulation*”) para obtener un valor promedio de una variable que se va conmutando. Estas técnicas son adecuadas para elementos estáticos como transistores, en los cuales el número de las

conmutaciones a los que se ven sometidos no tiene demasiada importancia. Sin embargo, la duración de un interruptor mecánico depende principalmente del número de conmutaciones que sufre. Un interruptor de tiene una vida media de unas 20000 maniobras (una maniobra es una conexión o desconexión del mismo).

Al conectar un condensador, el condensador se carga en muy breve tiempo. Esta corriente de conexión tan grande produce un calentamiento de los electrodos del interruptor y la vaporización de pequeñas porciones del mismo (antes de cerrarse el contacto mecánicamente, se produce un pequeño arco entre los electrodos cuando están muy próximos). Al desconectar una bobina se produce un arco en los electrodos del interruptor, que tiende a vaporizar parte de los mismos. Estos transitorios generan perturbaciones en la red y pueden dar lugar a sobretensiones o sobrecorrientes.

Otra diferencia importante es que la regulación clásica intenta alcanzar la consigna en todo momento, mientras que en un parque eólico sólo importa alcanzar la consigna a final de cada hora. Para obtener un factor de potencia promedio en todo momento con elementos de conmutación, se debería utilizar técnicas similares a PWM, asociadas a altas frecuencias de conmutación y elementos estáticos. Pero se necesitan muchas menos conmutaciones para obtener un determinado factor de potencia horario al final de la misma. En este caso es posible utilizar interruptores mecánicos para conmutar las bobinas y condensadores.

Las características que impiden aplicar las técnicas habituales para el ajuste de la regulación automática son:

- Las variables a controlar son discretas, tipo ON/OFF. Este tipo de sistemas se suelen controlar mediante técnicas de modulación como son el PWM que generan un número de conmutaciones inaceptable para interruptores mecánicos.
- La consigna debe alcanzarse al final de cada hora. El factor de potencia en el resto de hora es irrelevante y este hecho se puede utilizar para minimizar el número de conmutaciones y la precisión de la regulación para dicho instante.

- El factor de potencia horario se obtiene generando o consumiendo energía reactiva. Pero la energía reactiva que se debe generar a lo largo de la hora depende de la potencia activa, que depende del viento, que es un proceso estocástico.

Además, la energía reactiva que proporciona un banco de condensadores o reactancias depende de varios factores:

- La energía reactiva que genera una bobina o condensador depende cuadráticamente de la tensión. Pero la tensión en el punto de conexión del parque no es fija y además depende de la potencia activa y reactiva generada en el parque. Si el transformador del parque tiene regulación en carga, la posición de las tomas afectará a la energía reactiva generada.
- El consumo de energía reactiva en los transformadores del parque eólico entre el punto de inyección de potencia reactiva hasta el punto de tarificación es, en gran medida, proporcional al cuadrado de la corriente que circula por ellos.
- Si se disminuye el factor de potencia, aumenta la corriente. Esto afecta al dimensionamiento de elementos y aumenta su temperatura y sus pérdidas de potencia. La pequeña merma en la facturación por energía activa del parque suele ser despreciable respecto al aumento de la facturación por el complemento de energía reactiva. Por tanto, es conveniente elegir aquellas regulaciones que tengan una menor potencia reactiva cuadrática media.
- La inyección de potencia puede venir impuesta por las tensiones que se alcanzan en el parque. El aerogenerador que se encuentra eléctricamente más alejado de la subestación puede alcanzar tensiones inaceptables (puede ser muy alta al conectar todos los condensadores a plena carga).

La regulación del sistema se puede realizar utilizando la teoría del control estocástico de sistemas. Dicha teoría permite obtener la regulación óptima asignando costes a cada acción del sistema para horizontes temporales (por ejemplo, una hora).

4. OBTENCIÓN DE LA BONIFICACIÓN

El objetivo de la regulación que vamos a llevar a cabo, es obtener un determinado desfase entre tensión e intensidad, dependiendo de nos encontremos en periodos punta, valle o llano.

A partir de dicho desfase, se obtiene el factor de potencia:

$$\text{desfaseVIhorario} \equiv \varphi_{\text{horario}} = \text{Arc Tan} \left[\frac{E_{\text{reactiva horaria}}}{E_{\text{activa horaria}}} \right]$$

$$\text{Factor de Potencia} \equiv \cos\varphi = \frac{E_{\text{activa horaria}}}{\sqrt{E_{\text{activa horaria}}^2 + E_{\text{reactiva horaria}}^2}}$$

Según el criterio adoptado, en cuanto a comportamiento inductivo o capacitivo es el siguiente:

$$E_{\text{reactiva horaria}} > 0, \text{ comportamiento inductivo}$$

$$E_{\text{reactiva horaria}} < 0, \text{ comportamiento capacitivo}$$

Así pues, obtendremos un factor de potencia al final de cada hora, en función de la energía activa y reactiva durante dicha hora, y teniendo en cuenta el comportamiento capacitivo o inductivo. A continuación tendremos en cuenta el tipo de periodo en el que nos encontramos, para conocer cuál es el porcentaje de bonificación que nos será aplicado al final de cada hora.

Como ya vimos, en los casos de los periodos pico y valle, la bonificación aplicada podía ser de hasta un 8%, y en el caso de los periodos llano, de hasta un 4%.

Para obtener cual es el dinero que obtendremos de la bonificación, deberemos conocer, la potencia activa horaria, el precio de la energía, llamado TMR (Tarifa Media de Referencia), y el porcentaje de bonificación, que mediante la regulación que aplicaremos, buscaremos obtener la máxima rentabilidad económica posible.

$$\text{Bonificacion Real} = \text{Potencia Activa} * \text{TMR} * \text{Porcentaje Bonificación}$$

Así pues, para obtener cual es la bonificación real que obtendremos, tendremos que conocer, cual es el precio de la energía, llamado TMR, tomaremos el publicado en Real Decreto 661/2007, que será de 7.8441 c€/kWh, ya que este TMR, será revisado anualmente.

4.1. Bonificación previa a la regulación

Como ya hemos visto, según el triangulo de potencias, el factor de potencia, $\cos\varphi$, lo obtendremos haciendo el cociente entre la potencia activa y la potencia aparente, por lo que, deberemos de calcular cual es la potencia activa y aparente, durante la última hora.

Para calcular la potencia activa durante la última hora, simplemente haremos un sumatorio de los últimos 60 datos de potencia activa:

$$\text{Eactiva1H}[i_]: = \text{Total}[P[[i - 59; ; i]]];$$

Para calcular la potencia aparente, utilizaremos la formula siguiente:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

Por lo que como ya tenemos calculada la potencia activa en la última hora, solo nos quedara por calcular la potencia reactiva en la última hora:

$$E_{\text{reactiva1H}[i]} := \text{Total} \left[Q[[i - 59; ; i]] \right]$$

Así que, una vez conocidas los datos de la potencia activa y reactiva, durante la última hora, ya podemos calcular cual es el factor de potencia.

Así lo calculamos mediante Mathematica:

$$\text{FactorPotencia}[i_]:= \text{Eactiva1H}[i]/(\sqrt{(\text{Eactiva1H}[i]^2 + \text{Ereactiva1H}[i]^2)});$$

Una vez ya conocemos cual es el factor de potencia horario, tenemos que comprobar a que rango corresponde, según la tabla de bonificaciones, y así dependiendo en qué tipo de periodo, pico, valle o llano nos encontremos, obtendremos cual es la bonificación obtenida.

Para empezar, lo que haremos será introducir la matriz de las bonificaciones correspondientes a cada tipo de periodo y a cada rango de factor de potencia:

```

TablaBonifCompleta(* pico → 1, llano → 2, valle → 3 *) =
{(* pico *){(* inductivos cosφ < 0.95 *) - 0.04, -0.03, -0.02, -0.01, 0,
(* cosφ = 1 *) 0, 0, 0.02, 0.04, 0.06,
(* capacitivos cosφ < 0.95 *) 0.08},
(* llano *){(* inductivos cosφ < 0.95 *) - 0.04, 0, 0, 0, 0.02,
(* cosφ = 1 *) 0.04, 0.02, 0, 0, 0,
(* capacitivos cosφ < 0.95 *) - 0.04},
(* valle *){(* inductivos cosφ < 0.95 *) 0.08, 0.06, 0.04, 0.02, 0,
(* cosφ = 1 *) 0, 0, -0.01, -0.02, -0.03,
(* capacitivos cosφ < 0.95 *) - 0.04}
    
```

PROYECTO FINAL DE CARRERA INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL
ESPECIALIDAD ELECTRÓNICA INDUSTRIAL

A continuación crearemos una función, que en función de cual sea el factor de potencia, nos indique la fila a la que corresponde dentro de la matriz de los porcentajes de las bonificaciones, en dicha función atenderemos al signo de la energía reactiva para saber si estamos ante un factor de potencia capacitivo o inductivo:

```
FilaTablaBonif[i_]:= Module[{fp = FactorPotencia[i]},
If[Ereactiva1H[i] ≥ 0, (* inductivo o resistivo *)
Which[fp < 0.95,1,0.95 ≤ fp < 0.96,2,0.96 ≤ fp < 0.97,3,
0.97 ≤ fp < 0.98,4,0.98 ≤ fp < 1,5, fp = 1,6],
(* capacitivo *)Which[fp < 0.95,11,0.95 ≤ fp < 0.96,10,0.96 ≤ fp < 0.97,9,
0.97 ≤ fp < 0.98,8,0.98 ≤ fp < 1,7]]];
```

Ya solo nos resta por seleccionar la columna de la matriz, lo que se corresponde a si pertenece a un periodo pico, valle o llano, estos periodos se corresponden con unas determinadas horas de cada día, según sean en invierno o verano:

```
ClasificaPicoLlanoValle =
{(* invierno *){(* 0 – 8h → valle → 3 *)3,3,3,3,3,3,3,3,
(* 8 – 18h → llano → 2 *)2,2,2,2,2,2,2,2,2,
(* 18 – 22h → punta → 1 *)1,1,1,1,
(* 22 – 24h → llano → 2 *)2,2},
(* verano *){(* 0 – 8h → valle → 3 *)3,3,3,3,3,3,3,3,
(* 8 – 9h → llano → 2 *)2,
(* 9 – 13h → punta → 1 *)1,1,1,1,
(* 13 – 24h → llano → 2 *)2,2,2,2,2,2,2,2,2,2}};
```

Así pues deberemos crear una función, que nos permita conocer a qué hora del día pertenece el instante en el que nos encontremos y así conoceremos los dos parámetros necesarios, la fila y la columna para seleccionar en la matriz de bonificaciones cual es el porcentaje de bonificación que obtendremos en dicho hora:

```

BonificacionfRegulacion [i,horainicio,estacion ] :=
Module[{hora, clasificacion},
hora = Mod [horainicio +  $\frac{i\Delta t}{60}$ , 24];
clasificacion = ClasificaPicoLlanoValle[[estacion, Floor[hora] + 1]];
TablaBonifCompleta[[clasificacion, FilaTablaBonif[i]]];

```

Una vez conocemos el porcentaje de bonificación que nos será aplicada en cada hora podremos pasar a obtener la bonificación económica real que obtendremos en cada hora, para ello aplicaremos el producto entre la potencia activa durante dicha hora, el precio de la energía o TMR, y el porcentaje de bonificación, recientemente obtenido.

Calcularemos la bonificación real obtenida en euros, por lo que tendremos que ajustar las unidades, ya que el TRM nos viene dado en $c€/kWh$.

$$\text{Bonificacion Real}[\text{€}] = P_{max} * \frac{\text{Potencia en 1 hora}}{60} [\text{kWh}] * \frac{7.8441}{100} \left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right] * \text{Porcentaje Bonific}$$

Así obtendremos cual es la bonificación real, en euros, que obtenemos en una hora determinada.

A continuación, nos interesa calcular, usando todos los datos de los que disponíamos al principio, que eran correspondientes a una semana, cual es la bonificación que obtendríamos al finalizar esa semana, es decir sumar todas las bonificaciones que obtendríamos en cada una de las horas.

Para ello, en mathematica, realizamos una tabla, con todas las bonificaciones obtenidas, en cada hora durante 1 semana, que es el tiempo que abarca los datos con los que estamos trabajando, y al final sumaremos todas las bonificaciones pertenecientes a cada una de las horas para obtener cual es la bonificación real que obtendremos en una semana.

$$\text{BonifReal} = \text{Table}[\text{Pmax} * \Delta t * (1/60) * \text{Eactiva1H}[i] * \frac{7.8441 \left(* \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} * \right)}{100 \left(* \frac{\text{€}}{\text{c€}} * \right)}$$

* BonificacionfRegulacion[i, h0, 1(* estacion *)], {i, 60, ndatos, 60}];

Total[BonifReal]

De esta forma, el resultado obtenido será la bonificación real, obtenida a lo largo del periodo de tiempo que hayamos aplicado.

4.2. Bonificación solo con condensadores

Para mejorar esa bonificación, aplicaremos diversas regulaciones, en este caso veremos cómo afectará a la hora de calcular la bonificación, la regulación con solo condensadores que aplicaremos.

La inclusión de condensadores, no afecta a la energía activa, salvo por las pérdidas en transformadores y líneas, que no tendremos en cuenta.

Así pues, ya tenemos calculada la potencia activa en la última hora, solo nos quedará por calcular la potencia reactiva en la última hora. En este caso, tendremos que contar también con la potencia reactiva que hemos aportado mediante nuestra regulación, en este caso solo hemos utilizado condensadores, por lo que la potencia reactiva que aplicaremos adicionalmente será negativa, así que el resultado de esta será los datos iniciales que teníamos de potencia reactiva, más toda la energía reactiva aportada por los condensadores:

$$\begin{aligned} E_{\text{reactiva1Hc}}[i] &:= \text{Total} \left[Q[[i - 59; ; i]] \right] \\ &- Q_{\text{condTotal}}[\text{condConectados}[[i - 59; ; i - 0]]]; \end{aligned}$$

Así que, una vez conocidas los datos de la potencia activa y reactiva, durante la última hora, ya podemos calcular cuál es el factor de potencia, de la misma manera que lo hacíamos anteriormente, pero con la nueva potencia reactiva horaria:

$$\text{FactorPotencia}[i] := E_{\text{activa1H}}[i] / (\sqrt{(E_{\text{activa1H}}[i]^2 + E_{\text{reactiva1Hc}}[i]^2)});$$

Una vez ya conocemos cuál es el factor de potencia de dicha hora, el proceso a seguir es el explicado anteriormente, seleccionar a qué fila de la matriz de bonificaciones pertenece el nuevo factor de potencia, ya regulado mediante condensadores, en función del tipo de periodo en el que nos encontremos, comprobar cuál es la bonificación que nos es aplicada.

4.3. Bonificación solo con inductancias

En este caso veremos cómo afectará a la hora de calcular la bonificación, la regulación con solo inductancias que aplicaremos.

La inclusión de inductancias, no afecta a la energía activa, salvo por las pérdidas en transformadores y líneas, que no tendremos en cuenta.

Como ya tenemos calculada la potencia activa en la última hora, solo nos quedará por calcular la potencia reactiva en la última hora, pero en este caso, tendremos que contar ya también con la potencia reactiva que hemos aportado mediante nuestra regulación, en este caso solo hemos utilizado inductancias, por lo que la potencia reactiva que aplicaremos adicionalmente será positiva, así que el resultado de esta será los datos iniciales que teníamos de potencia reactiva, más toda la energía reactiva aportada por las inductancias:

$$\begin{aligned} \text{Ereactiva1H}[i] &:= \text{Total} \left[Q[[i - 59; ; i]] \right] \\ &+ \text{QbobTotal}[\text{bobConectados}[[i - 59; ; i - 0]]]; \end{aligned}$$

Así que, una vez conocidas los datos de la potencia activa y reactiva, durante la última hora, ya podemos calcular cuál es el factor de potencia, de la misma manera que lo hacíamos anteriormente, pero con la nueva potencia reactiva horaria:

$$\text{FactorPotencia}[i] := \text{Eactiva1H}[i] / (\sqrt{(\text{Eactiva1H}[i]^2 + \text{Ereactiva1H}[i]^2)});$$

Una vez ya conocemos cuál es el factor de potencia de dicha hora, el proceso a seguir es el explicado anteriormente, seleccionar a qué fila de la matriz de bonificaciones pertenece el nuevo factor de potencia, ya regulado mediante condensadores, en función del tipo de periodo en el que nos encontremos, comprobar cuál es la bonificación que nos es aplicada.

4.4. Bonificación con condensadores e inductancias

En este caso veremos cómo afectará, a la hora de calcular la bonificación, la regulación con condensadores e inductancias que aplicaremos.

La inclusión tanto de inductancias como de condensadores, no afecta a la energía activa, salvo por las pérdidas en transformadores y líneas, que no tendremos en cuenta.

Así, que como ya tenemos calculada la potencia activa en la última hora, solo nos quedara por calcular la potencia reactiva en la última hora, pero en este caso, tendremos que contar ya también con la potencia reactiva que hemos aportado mediante nuestra regulación, en este caso hemos utilizado inductancias y condensadores, por lo que la potencia reactiva que aplicaremos adicionalmente será positiva o negativa, respectivamente, así que el resultado de esta será los datos iniciales que teníamos de potencia reactiva, mas la energía reactiva aportada por las inductancias o los condensadores:

$$\begin{aligned} \text{Ereactiva1Hbc}[i] &:= \text{Total}[\text{Q}[[i-59;;i]]] - \\ &\text{Qcond Total}[\text{condConectados2}[[i-59;;i]]] \\ &+ \text{Qbob Total}[\text{bobConectados2}[[i-59;;i]]]; \end{aligned}$$

Así que, una vez conocidas los datos de la potencia activa y reactiva, durante la última hora, ya podemos calcular cual es el factor de potencia, de la misma manera que lo hacíamos anteriormente, pero con la nueva potencia reactiva horaria:

$$\text{FactorPotencia}[i] := \text{Eactiva1H}[i] / (\sqrt{(\text{Eactiva1H}[i]^2 + \text{Ereactiva1Hbc}[i]^2)});$$

Una vez ya conocemos cual es el factor de potencia de dicha hora, el proceso a seguir es el explicado anteriormente, seleccionar a que fila de la matriz de bonificaciones pertenece el nuevo factor de potencia, ya regulado mediante condensadores, en función del tipo de periodo en el que nos encontremos, comprobar cuál es la bonificación que nos es aplicada.

5. DISEÑO DE LA REGULACIÓN

La consigna de la regulación que vamos a llevar a cabo, es que el desfase horario, φ , este en un determinado.

Este desfase depende de la siguiente forma de la energía reactiva horaria, que será la que modificaremos mediante nuestra regulación, para que el desfase este en el rango deseado:

$$\varphi_{horario} = Arc\ Tan\left[\frac{E_{reactiva\ horaria}}{E_{activa\ horaria}}\right]$$

Como según nuestra tabla de bonificaciones, la bonificación que obtenemos en cada hora depende de en que rango de factor de potencia se encuentre, podemos obtener cuales son los limites de desfase en que nos movemos en cada intervalo, correspondiente a una determinada bonificación.

Así calcularemos los ángulos de desfase límites, en función de los factores de potencia correspondientes a cada rango:

$$\varphi_{horario_{min}} = \pm Arc\ Cos[FP_{horario_{min}}]$$

$$\varphi_{horario_{max}} = \pm Arc\ Cos[FP_{horario_{max}}]$$

Los signos positivo o negativo, dependen de si estamos refiriéndonos a desfases de carácter capacitivo o inductivo, que como ya vimos, dependen del signo de la $E_{activa\ horaria}$, si esta fuera positiva, sería carácter inductivo, por lo que el signo φ , sería positivo, y si la $E_{activa\ horaria}$ fuera negativa, sería carácter capacitivo, por lo que el signo φ , sería negativo.

Así pues, nuestra regulación consistirá, en que a partir de unos datos de potencia activa horaria, conocida por los datos que disponemos, y una potencia reactiva horaria, predicha, según el método de la predicción, que mas adelante veremos cómo calculamos dicha potencia reactiva horaria predicha, cumplamos la siguiente condición:

$$\tan[\varphi_{\text{horario}_{\min}}] < \frac{E_{\text{reactiva horaria}}}{E_{\text{activa horaria}}} < \tan[\varphi_{\text{horario}_{\max}}]$$

De tal forma, que nuestra regulación, controlará los interruptores, para conectar o desconectar, condensadores o inductancias, para que se cumpla dicha condición.

Para evitar divisiones por cero, tendremos en cuenta que los condensadores y las bobinas no alteran la energía reactiva.

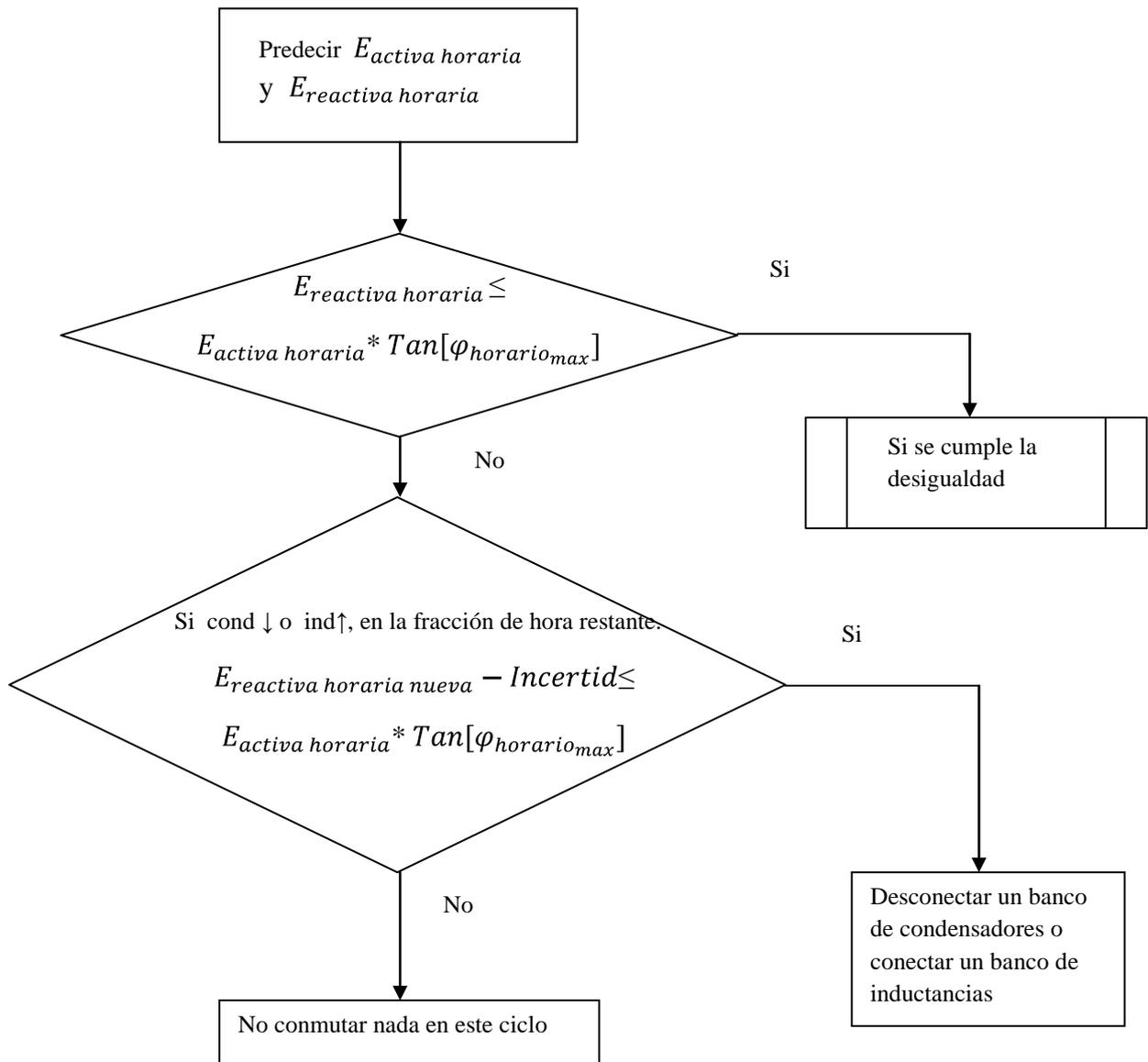
Por lo tanto, la regulación es equivalente a:

$$E_{\text{activa horaria}} * \tan[\varphi_{\text{horario}_{\min}}] < E_{\text{reactiva horaria}} \\ < E_{\text{activa horaria}} * \tan[\varphi_{\text{horario}_{\max}}]$$

Si se intentase llegar a dicha banda en todo momento, en periodos de baja generación, produciría excesivas conmutaciones, para la remuneración obtenida. En el caso critico de que el parque no estuviera generando, $E_{\text{activa horaria}} = 0$, los márgenes de regulación desaparecerían, y el sistema empezaría a conmutar continuamente.

Para evitar este comportamiento, es conveniente definir una banda de energía reactiva mayor, que solo se exceda cuando podamos mantener conectado o desconectado el siguiente.

Así bien, este será el flujograma de la regulación, atendiendo a la energía reactiva horaria:



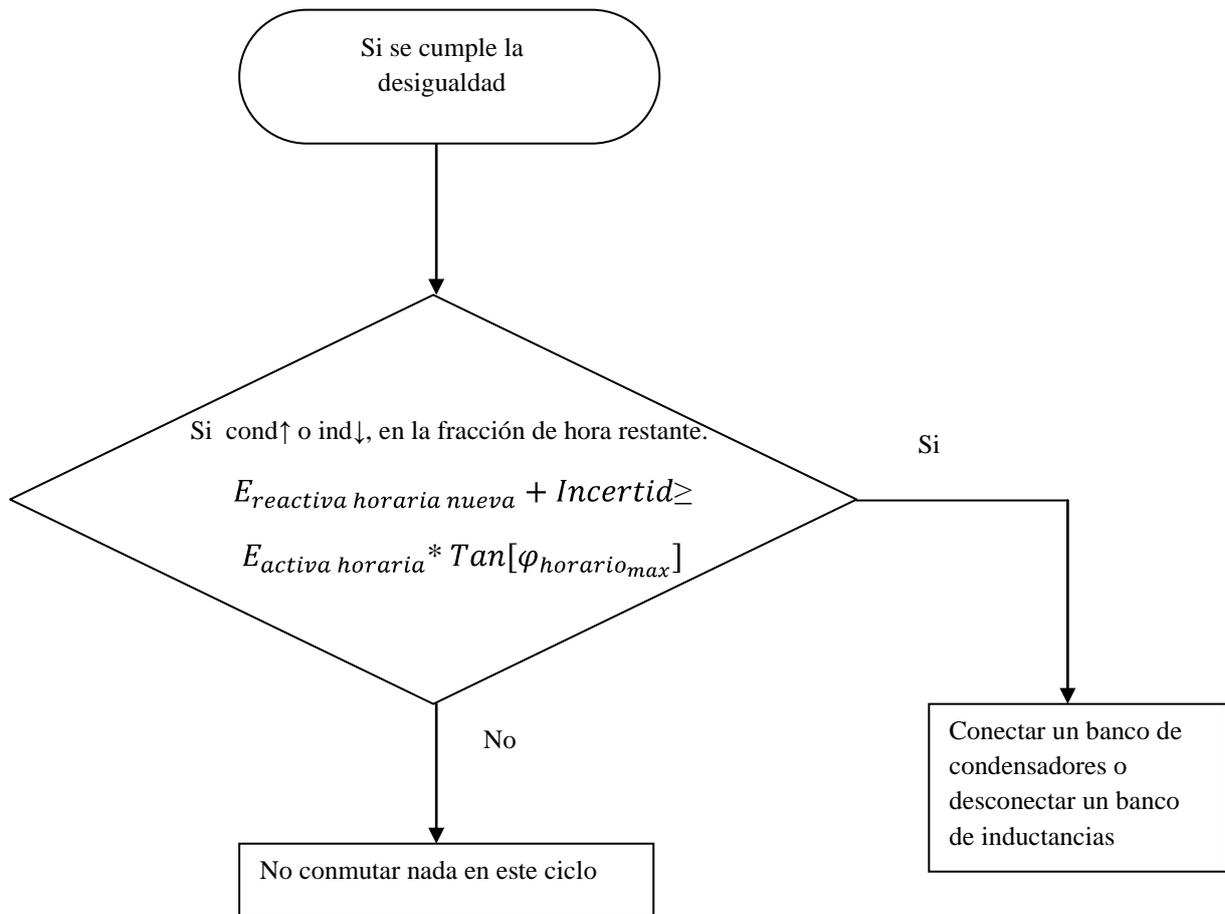


Figura 10: Flujograma en base a la energía reactiva

En este flujograma podemos ver las acciones que tomaremos con la regulación que vamos a realizar, en base a la energía reactiva horaria.

El parámetro *Incertidumbre*, lo hemos utilizado para limitar o aumentar la banda, según nos sea conveniente, para evitar el problema citado anteriormente de que nos produzca un excesivo número de conmutaciones.

Pero a la hora de implementar la regulación en mathematica nos basaremos en la función *Qoptimo*, que nos ayudara a simplificar la regulación.

A continuación, vamos a realizar 3 tipos de regulaciones, una solo con condensadores, otra con solo inductancias, y otra utilizando tanto condensadores como inductancias

5.1. Regulación solo con condensadores

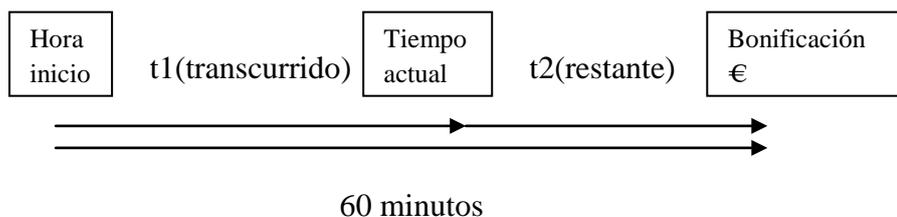
En esta regulación únicamente vamos a usar condensadores, por lo que, solo vamos a poder aportar energía reactiva negativa, así que los periodos en los cuales mejor podremos ajustar nuestro factor de potencia, será en los periodos punta, que únicamente son de 4 horas al día, tanto en invierno como en verano, que son en los periodos donde la potencia reactiva optima es negativa.

Antes de comenzar nuestra regulación, necesitaremos calcular algunas funciones necesarias para llevarla a cabo.

Vamos a basar nuestra regulación comparando, una predicción de la potencia reactiva, que calcularemos a continuación, con la potencia reactiva óptima en cada periodo, dicha predicción la calcularemos de la siguiente manera:

$$\text{prediccion} = [(Q_{media_{anterior}} * t1) + E_{generada anterior}] \\ + [(Q_{media_{resto hora}} * t2) + E_{generada resto hora}]$$

Donde $t1$ es, en cada instante en el que tomemos una medida, la fracción de hora que haya transcurrido ya, y siendo $t2$, la fracción de hora que falte por transcurrir.



Los minutos transcurridos de la hora actual lo calcularemos de la siguiente forma:

$$t1[i_] := \text{Mod}[i - 1, 60] + 1;$$

Los minutos restantes de la hora actual lo calcularemos de la siguiente forma:

$$t2[i_] := 60 - t1[i];$$

Donde Mod es la función que devuelve el módulo de la división entera, e i , es el número de minutos transcurridos desde el inicio.

La función $Qmedia_{\text{anterior}}$, corresponderá a la media de la potencia reactiva, durante el periodo $t1$, es decir, sumaremos la potencia reactiva de cada minuto anterior al cálculo de esta perteneciente a dicha hora, y lo dividiremos por $t1$, así lo calculamos en Mathematica:

$$QmediaAnt[i_] := \text{Total}[Q[[i - t1[i] + 1;; i]]] / \text{Max}[t1[i], 1];$$

La función $Qmedia_{\text{resto hora}}$, es un cálculo basado en el método de la persistencia. Es decir, calcularemos la potencia reactiva media de los 60 minutos anteriores al momento el cálculo, mediante una ventana deslizante de 60 minutos, y supondremos que en el momento de finalizar la hora en la que nos encontramos, esa será la potencia reactiva, es decir, supondremos, que durante el intervalo $t2$, la potencia reactiva, será $Qmedia$. Utilizamos este método basándonos en la variabilidad del viento, como el viento no puede cambiar de forma muy brusca, supondremos que en periodos cortos de tiempo, la potencia que obtendremos será similar a la que se haya dado en los minutos anteriores.

Así la calcularemos:

$$Q_{media}[i_]:= Total[Q[[i - 59; ; i]]]/60;$$

Y por último, $E_{generada anterior}$ es el total de energía reactiva aportada por los condensadores, durante el intervalo $t1$, y $E_{generada resto hora}$ el total de energía reactiva aportada por los condensadores en el intervalo $t2$.

Una vez tengamos todas estas funciones, ya podremos implementar nuestra función *prediccion*, la cual será esencial en el cálculo de nuestra regulación:

$$\begin{aligned} prediccion[i] := & (((Q_{mediaAnt}[i] * t1[i] - \\ & Q_{cond} * Total[condConectados[[i - t1[i]; ; i - 1]]])) \\ & + ((Q_{media}[i] - Q_{cond} * condConectados[[i - 1]]) * t2[i])); \end{aligned}$$

El vector *condConectados*, será un vector de longitud igual al número de datos de potencia activa y potencia reactiva con los que contábamos al principio del estudio. Aquí almacenaremos el número de bancos de condensadores que están conectados en cada minuto, siendo actualizado minutalmente mediante nuestra regulación, según necesitemos conectar condensadores, desconectarlos, o permanecer con el mismo número de condensadores.

Lo inicializaremos de la siguiente forma, de tal manera, que sea un vector de todo ceros:

$$condConectados = Table[0, {ndatos}];$$

Una vez tenemos ya una predicción de cuál es la energía reactiva, que tenemos al final de la hora, y sabiendo, cual es la potencia reactiva óptima que deseamos tener, de tal forma que podamos obtener una buena retribución económica, pasamos a implementar una regulación adecuada, para en función del déficit o exceso de energía reactiva, conectemos o desconectemos, automáticamente, las baterías de condensadores.

En primer lugar, vamos a dividir nuestra regulación en 3, correspondientes a los periodos de punta valle o llano, ya que para cada uno de los periodos en el que nos encontremos la potencia reactiva óptima que buscaremos será muy distinta, y esto facilitara nuestra regulación.

Aquí, haciendo un zoom de un tramo del vector Q_{optimo} , podemos ver a que potencia reactiva óptima se corresponde cada periodo:

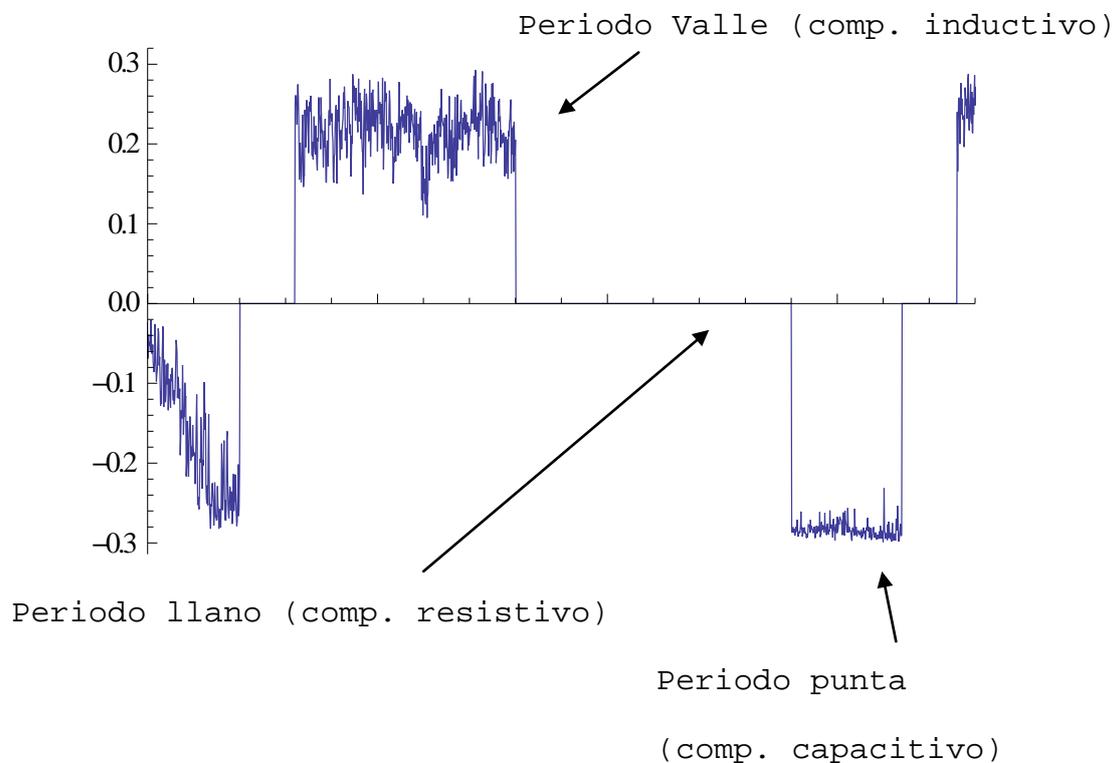


Figura 11: Periodos punta, valle y llano

Podemos observar, que mediante la función *Qoptimo*, podemos definir claramente en qué tipo de periodo nos encontramos, y de forma mucho más fácil y cómoda a la hora de trabajar con mathematica, que si tuviéramos que trabajar, teniendo en cuenta a qué tipo de periodo pertenece cada hora.

Por eso, vamos a dividir nuestra regulación en 3, en base a cual es el valor de *Qoptimo* en cada instante, así pues tendremos 3 regulaciones diferentes, pero nos facilitara el trabajo a la hora de realizar cada una por separado.

Estas serán nuestras 3 regulaciones:

- *RegValle1*: corresponderá a los datos con $Qoptimo > 0$, que atendiendo a la grafica anterior, veremos que los datos en los que se da *Qoptimo* positivo, corresponden a los periodos valle.
- *RegPico1*: corresponderá a los datos con $Qoptimo < 0$, que atendiendo a la grafica anterior, veremos que dichos datos con *Qoptimo* negativo se corresponden a los periodos pico.
- *RegLlano1*: corresponderá a los datos con $Qoptimo = 0$, que según la grafica anterior, esta regulación corresponderá a los periodos llano.

Crearemos una función, *regTotal*, cuyo resultado nos indicara, que tipo de regulación debemos aplicar en cada instante, el flujograma de dicha función será:

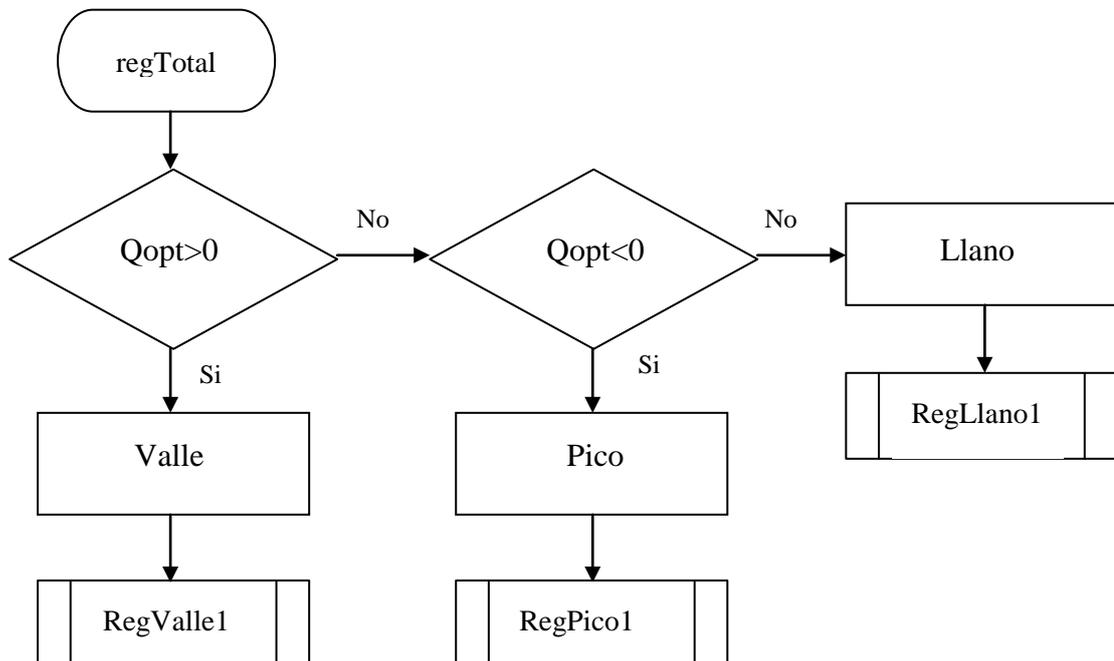


Figura 12: Flujoograma de la regulación con condensadores

Así, seleccionaremos mediante mathematica, que tipo de regulación queremos ejecutar en cada momento:

```
regTotal[i_]:=If[Qoptimo[[i]]>0, regValle1[i],  
If[Qoptimo[[i]]<0, regPico1[i], regLlano1[i]]];
```

Antes de desarrollar la regulación que hemos aplicado, pasaremos a explicar, algunas variables que hemos utilizado, para llevar a cabo la regulación:

- *Qcond*: esta variable corresponde al tamaño de cada uno de los escalones de las baterías de condensadores utilizados. Es un parámetro de diseño cuyo valor se quiere optimizar.

- *ncondmax*: será el número máximo de escalones que permitimos en la regulación. Este también es un parámetro de diseño cuyo valor se quiere optimizar.
- *estación*: como ya vimos anteriormente, la clasificación de horas punta, valle, o llano, varían en función sea invierno o verano, así que mediante esta variable, indicaremos en cuál de ellas nos encontramos, esta variable, no afectara a nuestra regulación, por lo que tomaremos una estación, para hacer el estudio, y dichos resultados, serán validos para ambos casos.
- *pconmitacionesValle, pconmutacionesPico y pconmutacionesLlano*: es un contador de conmutaciones correspondientes a las diferentes regulaciones, *regulacionValle, regulacionPico y regulacionLlano*, respectivamente, estos contadores se incrementan en 1 conmutación cada vez que conectamos o desconectamos un banco de condensadores, sino es necesario, que el número de escalones varíe, no se incrementara el número de conmutaciones.
- *Δregulacion1, Δregulacion1exceso, Δregulacion2, Δregulacion2exceso, Δregulacion3, ErrorReg3min*: son parámetros que hemos introducido en cada una de las tres regulaciones, según estemos en el caso, que tengamos exceso o defecto de energía reactiva, que nos ayuda a regular el error que permitimos en cada uno de los casos que veremos a continuación.

5.1.1. Regulación periodos valle con condensadores

Comenzaremos explicando la *regValle1*, esta regulación es la correspondiente a los periodos valle. La potencia reactiva optima es positiva, para que la regulación sea efectiva, la potencia reactiva, que debemos tener en 1 hora debe ser, como mínimo, igual a la optima, es decir, en este tipo de periodos, podemos estar por encima del nivel de la potencia reactiva optima, y no seremos penalizados, pero, en caso de estar por debajo de dicho nivel optimo, si que seremos penalizados. Por ello, nuestro objetivo será estar como mínimo, por encima de dicho nivel, pero procurando pasarnos lo menos posible, ya que, así la regulación será lo más precisa posible.

Para ello, definiremos el error al final de la hora como:

$$error = Q_{optimo} - prediccion$$

El flujograma de nuestra *regValle1* será el siguiente:

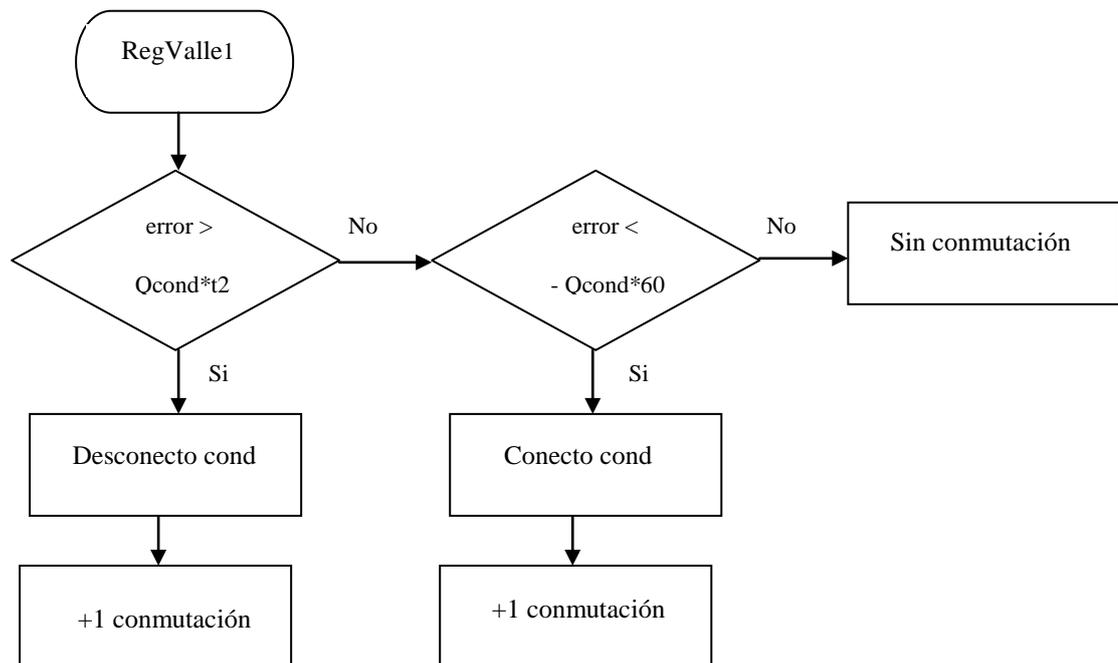


Figura 13: Flujograma de la regulación de periodos valle, con condensadores

Nuestro primer supuesto en la regulación para periodos valle, consiste en comprobar si estamos por debajo del valor de la potencia reactiva optima en dicha hora. Para que no seamos penalizados debemos estar al menos al nivel de la potencia reactiva optima, en tal caso, lo que haríamos mediante nuestra regulación, seria desconectar 1 banco de condensadores, ya que estos nos aportan energía reactiva negativa, y al eliminar ese banco, la energía reactiva durante dicha hora aumentaría, por lo que así, estemos más cerca de cumplir nuestro objetivo.

La manera de comprobar si estamos en dicha situación, que aplicaremos a nuestra regulación, será haciendo la diferencia entre la potencia reactiva optima en 1 hora, y la *predicción* calculada anteriormente en dicha hora. Si esa diferencia, fuera

mayor que la potencia reactiva de un banco de condensadores, durante el intervalo t_2 , es decir, la fracción de hora restante, entonces, indicaría que estaríamos por debajo del nivel de energía reactiva deseada al final de dicha hora. Por lo que la salida que daría nuestra regulación, sería la de desconectar un banco de condensadores. Para ello, en nuestra regulación, también introduciremos una sencilla condición, correspondiente al número de bancos de condensadores conectados en dicho instante, la cual consiste en que haya al menos conectado un banco de condensadores en dicho instante, para que se pueda realizar dicha desconexión.

Aquí podemos ver como aplicamos dichas condiciones en Mathematica mediante un and:

$$\begin{aligned} & (Q_{\text{optimo}}[[i]] * 60 - \text{prediccion}[[i]]) > \Delta_{\text{regulacion1}} Q_{\text{condt2}}[[i]] \\ & \&\&(0 < \text{condConectados}[[i - 1]] \leq n_{\text{condmax}}) \end{aligned}$$

Y la salida si dicha condición se cumple será, la ya comentada desconexión de un banco de condensadores, e indicar que se ha producido una conmutación, añadiendo uno al contador *pconmutacionesValle*:

$$\begin{aligned} & \text{pconmutacionesValle} += 1; \\ & \text{condConectados}[[i]] = \text{condConectados}[[i - 1]] - 1 \end{aligned}$$

El segundo supuesto en la regulación para periodos valle, consiste en comprobar si estamos por encima del valor de la potencia reactiva optima en dicha hora. Tener un carácter muy inductivo no nos produce penalización, pero tampoco es necesario exceder demasiado la potencia reactiva optima en dicha hora, porque aumentan las perdidas y disminuye la tensión. Mediante esta regulación vamos a comprobar si excedemos demasiado, de modo que aun con un banco mas de condensadores conectado, estaríamos por encima del nivel de energía reactiva deseado, en tal caso, lo que haríamos mediante nuestra regulación, seria conectar un banco de condensadores, ya que estos nos aportan energía reactiva negativa, y al conectar ese banco, la energía reactiva durante dicha hora disminuiría, por lo que así, estemos más cerca de la potencia reactiva optima, sin tener un exceso innecesario.

La manera de comprobar si estamos en dicha situación, que aplicaremos a nuestra regulación, será haciendo la diferencia entre la potencia reactiva optima en 1 hora, y la predicción calculada anteriormente en dicha hora. Si dicha diferencia, con signo negativo, ya que en este caso el valor de la predicción será mayor que el valor de la potencia reactiva optima, es menor que el valor de la potencia reactiva de un banco de condensadores, durante una hora, indicaría que estaríamos por encima del nivel de energía reactiva deseada al final de dicha hora, con un exceso de más de un banco de condensadores durante una hora. Así que, la salida que daría nuestra regulación, sería la de conectar un banco de condensadores, ya que aun con la conexión de este banco, cumpliríamos la condición de estar por encima del valor de la energía reactiva optima y por tanto evitaríamos la penalización, pero sin excedernos innecesariamente. Para ello, en nuestra regulación, también introduciremos una sencilla condición, correspondiente al número de bancos de condensadores conectados en dicho instante, la cual consiste en que haya al menos un banco de condensadores sin conectar, en dicho instante, para que se pueda realizar dicha conexión.

Así aplicaremos ambas condiciones en Mathematica:

$$(Q_{\text{optimo}}[[i]] * 60 - \text{prediccion}[[i]]) < -Q_{\text{cond60}} \Delta \text{regulacion} 1 \text{exceso}$$
$$\&\&(0 \leq \text{condConectados}[[i - 1]] < n_{\text{condmax}})$$

Y la salida si dicha condición se cumple será la conexión de un banco de condensadores, e indicar que se ha producido una conmutación, añadiendo uno al contador *pconmutacionesValle*:

```
pconmutacionesValle+= 1;
```

```
condConectados[[i]] = condConectados[[i - 1]] + 1
```

Por último, si ninguna de estas 2 condiciones se cumplieran, indicaría que estamos en unos valores de energía reactiva adecuados, por lo que no realizaríamos la conexión o desconexión de ningún banco de condensadores.

5.1.2. Regulación periodos punta con condensadores

La regulación correspondiente a los periodos punta, será nuestra *regPico1*, donde la potencia reactiva optima es negativa, para que la regulación sea efectiva, la potencia reactiva, que debemos tener en 1 hora debe ser igual o menor que la optima. En este tipo de periodos, podemos estar por debajo del nivel de la potencia reactiva optima, y no seremos penalizados, pero, en caso de estar por encima de dicho nivel optimo, si que seremos penalizados, por ello, nuestro objetivo será estar como máximo, al nivel de energía reactiva optima.

El flujograma que aplicaremos a la *regPico1*, correspondiente a los periodos punta, será el siguiente:

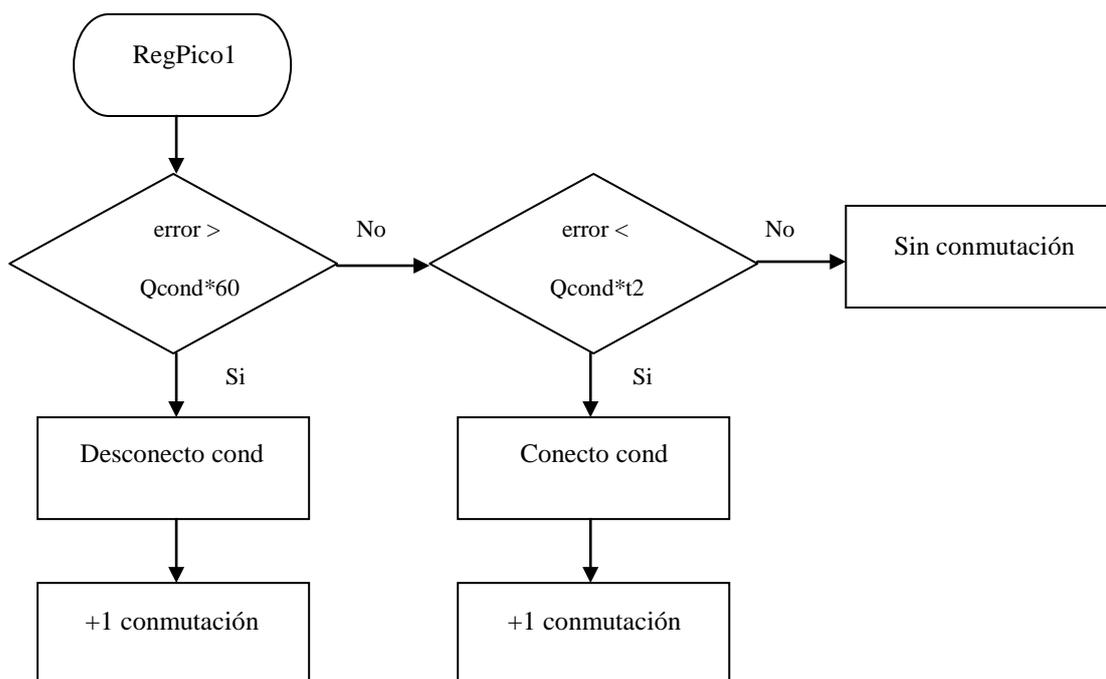


Figura 14: Flujograma de la regulación de periodos pico, con condensadores

El primer supuesto en la regulación para periodos punta, consiste en comprobar si estamos por debajo del valor de la potencia reactiva optima en dicha hora, que como ya sabemos, no nos produce penalización, pero tampoco es necesario tener una potencia reactiva demasiado negativa, simplemente nos vale con estar, al nivel o algo por debajo

de la potencia reactiva optima en dicha hora. Mediante esta regulación vamos a comprobar si excedemos demasiado, de modo que aun desconectando un banco mas de condensadores, si estamos por debajo del nivel de energía reactiva deseado, lo que haríamos mediante nuestra regulación, seria desconectar un banco de condensadores, ya que estos nos aportan energía reactiva negativa, y al desconectar ese banco, la energía reactiva durante dicha hora aumentaría, por lo que así, estemos más cerca de la potencia reactiva optima, sin tener un exceso innecesario.

La manera de comprobar si estamos en dicha situación, será haciendo la diferencia entre la potencia reactiva optima en 1 hora, y la predicción calculada anteriormente en dicha hora. Si dicha diferencia, es mayor que el valor de la potencia reactiva aportada por un banco de condensadores, conectado durante una hora, indicaría que estaríamos por debajo del nivel de energía reactiva deseada al final de dicha hora, con un exceso negativo de más de un banco de condensadores durante una hora. Así que, la salida de la regulación, sería la de desconectar un banco de condensadores, ya que aun con la desconexión de este banco, cumpliríamos la condición de estar por debajo del valor de la energía reactiva optima y por tanto evitaríamos la penalización, pero sin excedernos innecesariamente. En nuestra regulación, también introduciremos una condición, correspondiente al número de bancos de condensadores conectados en dicho instante, la cual consiste en que haya al menos un banco de condensadores conectado, en dicho instante, para que se pueda realizar dicha desconexión.

Así aplicaremos ambas condiciones en Mathematica:

$$(Q_{optimo}[[i]] * 60 - predicción[i]) > Q_{cond60} \Delta_{regulación} 2_{exceso}$$

$$\&\&(0 < condConectados[[i - 1]] \leq n_{condmax})$$

Y la salida si dicha condición se cumple será la desconexión de un banco de condensadores, e indicar que se ha producido una conmutación, añadiendo uno al contador *pconmutacionesPico*:

$$pconmutacionesPico += 1;$$

$$condConectados[[i]] = condConectados[[i - 1]] - 1$$

Nuestro segundo supuesto en la regulación para periodos punta, consiste en comprobar si estamos por encima del valor de la potencia reactiva óptima en dicha hora, que para los periodos punta es negativa. Para que no seamos penalizados debemos estar como máximo al nivel de la potencia reactiva optima, en tal caso, lo que haríamos mediante nuestra regulación, sería conectar 1 banco de condensadores, ya que estos nos aportan energía reactiva negativa, y al conectar ese banco, la energía reactiva total sería más negativa, por lo que nos ayudaría a no ser penalizados.

Comprobaremos si estamos en dicha situación, será de la siguiente manera, haremos la diferencia entre la potencia reactiva óptima en 1 hora, y la predicción calculada anteriormente en dicha hora. Si esa diferencia, fuera menor que la potencia reactiva de un banco de condensadores, durante el intervalo $t2$, entonces, indicaría que estaríamos por encima del nivel de energía reactiva deseada al final de dicha hora, por lo que la salida que daría nuestra regulación, sería la de conectar un banco de condensadores. Para ello, en nuestra regulación, también introduciremos la condición, correspondiente al número de bancos de condensadores conectados en dicho instante, la cual consiste en que haya al menos un banco de condensadores sin conectar en dicho instante, para que se pueda realizar dicha conexión.

Aquí podemos ver como aplicamos dichas condiciones en mathematica mediante un and:

$$(Q_{\text{optimo}}[[i]] * 60 - \text{prediccion}[[i]]) < \Delta_{\text{regulacion}} 2 Q_{\text{cond}} t 2 [[i]]$$
$$\&\&(0 \leq \text{condConectados}[[i - 1]] < n_{\text{condmax}})$$

La salida, si dicha condición se diera, será la ya comentada conexión de un banco de condensadores, e indicar que se ha producido una conmutación, añadiendo uno al contador *pconmutacionesPico*:

$$\text{pconmutacionesPico} += 1;$$
$$\text{condConectados}[[i]] = \text{condConectados}[[i - 1]] + 1$$

Si ninguna de las 2 condiciones explicadas anteriormente, se cumplieran, indicaría que estamos en unos valores de energía reactiva adecuados, por lo que no realizaríamos la conexión o desconexión de ningún banco de condensadores.

5.1.3. Regulación periodos llano con condensadores

Terminaremos explicando la *regLlano1*, la correspondiente a los periodos llano, donde la potencia reactiva optima es cero, para que la regulación sea efectiva, la potencia reactiva, que debemos tener en 1 hora, debe ser lo más cercana a 0.

Como conseguir un factor de potencia, exactamente igual a 1, no es posible mediante escalones, pues intentaremos regular de tal forma que estemos por encima del nivel 0 de potencia reactiva optima, pero pasándonos lo menos posible, para tener en todo momento el mejor factor de potencia posible.

A continuación tenemos el flujograma de la *regLlano1*:

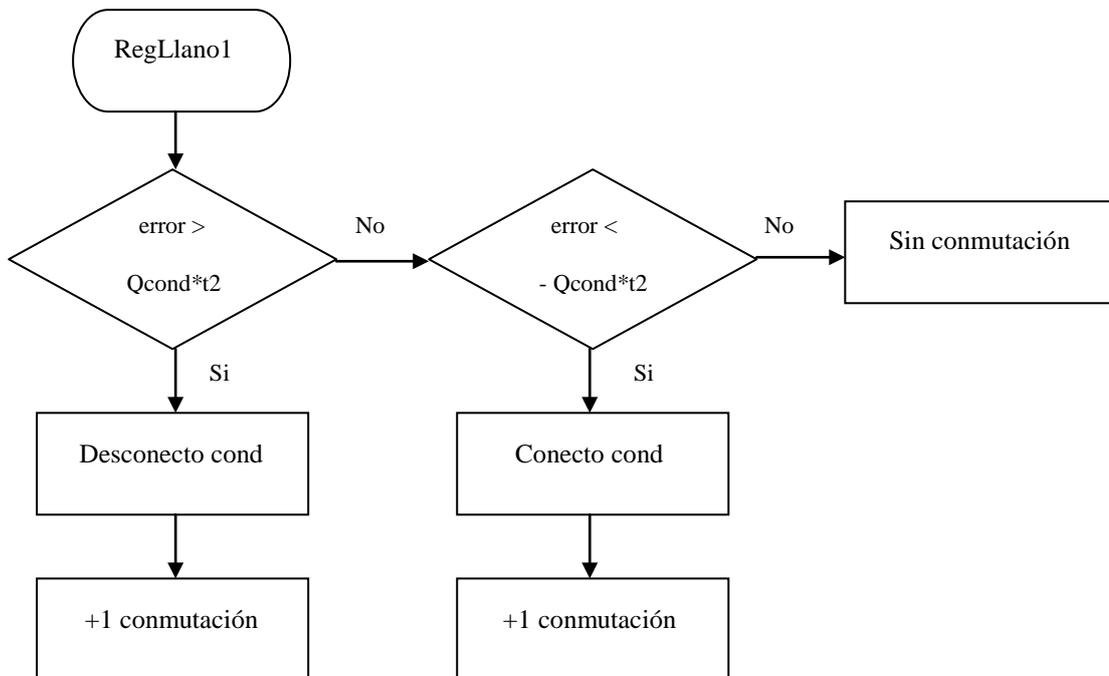


Figura 15: Flujograma de la regulación de periodos llano, con condensadores

Nuestro primer supuesto en la regulación para periodos llano, consiste en comprobar si estamos por debajo del valor de la potencia reactiva óptima en dicha hora, que, tal como hemos visto anteriormente, en los periodos valle, debería ser 0. Lo haríamos mediante nuestra regulación, sería desconectar 1 banco de condensadores, ya que estos nos aportan energía reactiva negativa, y al eliminar ese banco, la energía reactiva durante dicha hora aumentaría, por lo que así, estemos por encima del nivel que nos hemos marcado.

La manera de comprobar si estamos en dicha situación, que aplicaremos a nuestra regulación, será haciendo la diferencia entre la potencia reactiva optima en 1 hora, y la predicción calculada anteriormente en dicha hora, si esa diferencia, fuera mayor que la potencia reactiva de un banco de condensadores, durante el intervalo t_2 , es decir, la fracción de hora restante, entonces, indicaría que estaríamos por debajo del nivel de energía reactiva deseada al final de dicha hora. La salida que daría nuestra regulación, sería la de desconectar un banco de condensadores. Para ello, en nuestra regulación, también introduciremos una sencilla condición, correspondiente al número de bancos de condensadores conectados en dicho instante, la cual consiste en que haya al menos conectado un banco de condensadores en dicho instante, para que se pueda realizar dicha desconexión.

Aquí podemos ver como aplicamos dichas condiciones en Mathematica mediante un and:

```
(Qoptimo[[i]] * 60 - prediccion[i]  
> Max[Δregulacion3Qcondt2[i], ErrorReg3min]  
&&(0 < condConectados[[i - 1]] <= ncondmax)
```

Y la salida si dicha condición se cumple será, la ya comentada desconexión de un banco de condensadores, e indicar que se ha producido una conmutación, añadiendo uno al contador *pconmutacionesLlano*:

```
pconmutacionesLlano += 1;
```

$$\text{condConectados}[[i]] = \text{condConectados}[[i - 1]] - 1$$

El segundo supuesto en la regulación para periodos valle, consiste en comprobar si estamos por encima del valor de la potencia reactiva optima en dicha hora, pero no excedemos demasiado la potencia reactiva optima en dicha hora. Mediante esta regulación vamos a comprobar si excedemos demasiado, de modo que aun con un banco mas de condensadores conectados, estaríamos por encima del nivel de energía reactiva deseado. En tal caso, lo que haríamos mediante nuestra regulación, seria conectar un banco de condensadores, ya que estos nos aportan energía reactiva negativa, y al conectar ese banco, la energía reactiva durante dicha hora disminuiría, por lo que así, estemos más cerca de la potencia reactiva optima, sin tener un exceso innecesario y obtengamos un mejor factor de potencia.

La manera de comprobar si estamos en dicha situación, que aplicaremos a nuestra regulación, será haciendo la diferencia entre la potencia reactiva optima en 1 hora, y la predicción calculada anteriormente en dicha hora. Si dicha diferencia, con signo negativo, ya que en este caso el valor de la predicción será mayor que el valor de la potencia reactiva optima, es menor que el valor de la potencia reactiva de un banco de condensadores, durante el intervalo $t2$, indicaría que estaríamos por encima del nivel de energía reactiva deseada al final de dicha hora, con un exceso de más de un banco de condensadores. Así que, la salida que daría nuestra regulación, sería la de conectar un banco de condensadores, ya que aun con la conexión de este banco, cumpliríamos la condición de estar por encima del valor de la energía reactiva optima y por tanto estaríamos más cerca del 0, y obtendríamos un mejor factor de potencia. Para ello, en nuestra regulación, también introduciremos una sencilla condición, correspondiente al número de bancos de condensadores conectados en dicho instante, la cual consiste en que haya al menos un banco de condensadores sin conectar, en dicho instante, para que se pueda realizar dicha conexión.

Así aplicaremos ambas condiciones en mathematica:

$$\begin{aligned} & (\text{Qoptimo}[[i]] * 60 - \text{prediccion}[i]) \\ & < -\text{Max}[\Delta\text{regulacion3Qcondt2}[i], \text{ErrorReg3min}] \\ & \&\&(0 \leq \text{condConectados}[[i - 1]] < \text{ncondmax}) \end{aligned}$$

Y la salida si dicha condición se cumple será la conexión de un banco de condensadores, e indicar que se ha producido una conmutación, añadiendo uno al contador *pconmutacionesLlano*:

$pconmutacionesLlano += 1;$

$condConectados[[i]] = condConectados[[i - 1]] + 1$

Por último, si ninguna de estas 2 condiciones se cumplieran, indicaría que estamos en unos valores de energía reactiva adecuados, por lo que no realizaríamos la conexión o desconexión de ningún banco de condensadores.

5.2. Regulación solo con inductancias

En esta regulación únicamente vamos a usar solo inductancias, por lo que, solo vamos a poder aportar energía reactiva positiva. Los periodos en los cuales mejor podremos ajustar nuestro factor de potencia, será en los periodos valle, que son de 8 horas al día, tanto en invierno como en verano, que son en los periodos donde la potencia reactiva optima es positiva, por lo que la ventaja de esta regulación, es que a diferencia de que en los periodos punta, solo son 4 horas al día, que son las horas que mejor se comportaba la regulación mediante condensadores, en este caso, la regulación se comportara de manera más ajustada, durante 8 horas al día, el doble del tiempo.

Antes de comenzar nuestra regulación, al igual que el caso de la regulación mediante condensadores, necesitaremos calcular algunas funciones necesarias para llevarla a cabo.

Como hicimos en la anterior regulación, vamos a basar nuestra regulación comparando, una predicción de la potencia reactiva, que calcularemos a continuación, con la potencia reactiva óptima en cada periodo, dicha predicción la calcularemos de la siguiente manera, teniendo en cuenta que ahora la potencia reactiva que aportamos, no es negativa, sino positiva.

Donde $t1$ y $t2$, ya los calculamos anteriormente, así como las funciones $QmediaAnt$ y $Qmedia$, que también calculamos para la anterior regulación, y que nos servirán para esta y posteriores regulaciones.

Y por último, $E_{generada anterior}$ es el total de energía reactiva aportada por las inductancias, durante el intervalo $t1$, y $E_{generada resto hora}$, el total de energía reactiva aportada por las inductancias en el intervalo $t2$.

Una vez tengamos todas estas funciones, ya podremos implementar nuestra función *predicción2*, la cual será esencial en el cálculo de nuestra regulación:

```
prediccion2[i_] := (((QmediaAnt[i] * t1[i] +  
QbobTotal[bobConectados[[i - t1[i]; ; i - 1]]]))  
+((Qmedia[i] + QbobbobConectados[[i - 1]]) * t2[i]));
```

El vector *bobConectados*, será un vector de longitud igual al número de datos de potencia activa y potencia reactiva con los que contábamos al principio del estudio. Aquí almacenamos el número de inductancias conectadas en cada minuto, que iremos actualizando minutalmente mediante nuestra regulación, según necesitemos conectar inductancias, desconectarlas, o permanecer con el mismo número de inductancias.

Lo inicializaremos de la siguiente forma, de tal manera, que sea un vector de todo ceros:

```
bobConectados = Table[0, {ndatos}];
```

Una vez tenemos ya una predicción de cuál es la energía reactiva, que tenemos al final de la hora, y sabiendo, cual es la potencia reactiva optima que deseamos tener. Para que podamos obtener una buena retribución económica, pasamos a implementar una regulación adecuada, para en función del déficit o exceso de energía reactiva, conectemos o desconectemos, automáticamente, las inductancias.

Dividiremos nuestra regulación en 3, al igual que en la regulación mediante condensadores, correspondientes a los periodos de punta valle o llano, ya que para cada uno de los periodos en el que nos encontremos la potencia reactiva optima que buscaremos será muy distinta, y esto facilitara nuestra regulación.

Como ya explicamos, mediante la función Q_{optimo} , podemos definir claramente en qué tipo de periodo nos encontramos, y de forma mucho más fácil y cómoda a la hora de trabajar con mathematica, así que, de nuevo, vamos a dividir nuestra regulación en 3, en base a cual es el valor de Q_{optimo} en cada instante, así pues tendremos 3 regulaciones diferentes, pero nos facilitara el trabajo a la hora de realizar cada una por separado.

Estas serán nuestras 3 regulaciones:

- *RegValle2*: corresponderá a los datos con $Q_{optimo} > 0$, que corresponden a los periodos valle.
- *RegPico2*: corresponderá a los datos con $Q_{optimo} < 0$, que corresponden a los periodos pico.
- *RegLlano2*: corresponderá a los datos con $Q_{optimo} = 0$, y corresponderá a los periodos llano.

Crearemos una función, *regtotal2*, cuyo resultado nos indicara, que tipo de regulación debemos aplicar en cada instante.

Este será el flujograma de la función, *regTotal2*:

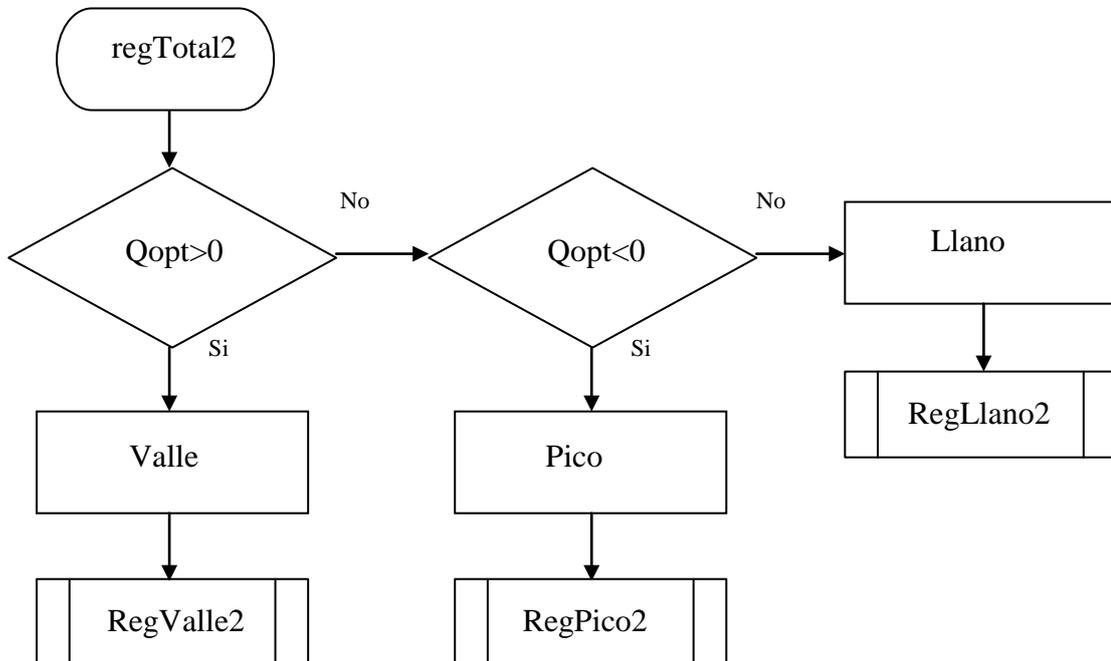


Figura 16: Flujograma de la regulación con inductancias

Así, seleccionaremos mediante Mathematica, que tipo de regulación queremos ejecutar en cada momento:

$$\text{regTotal2}[i_] := \text{If}[\text{Qoptimo}[[i]] > 0, \text{regValle2}[i], \\ \text{If}[\text{Qoptimo}[[i]] < 0, \text{regPico2}[i], \text{regLlano2}[i]]];$$

Antes de desarrollar la regulación que hemos aplicado, pasaremos a explicar, algunas variables nuevas, que hemos utilizado, para llevar a cabo la regulación:

- *Qbob*: esta variable corresponde al tamaño de cada uno de los escalones de las inductancias utilizadas. Es un parámetro de diseño cuyo valor se quiere optimizar.

- *nbobmax*: será el número máximo de escalones de inductancias que permitimos en la regulación. Este parámetro de diseño, también se quiere optimizar.

5.2.1. Regulación periodos valle con inductancias

Comenzaremos explicando la *regValle2*, esta regulación es la correspondiente a los periodos valle, donde la potencia reactiva optima es positiva. Para que la regulación sea efectiva, la potencia reactiva, que debemos tener en 1 hora debe ser, como mínimo, igual a la optima, es decir, en este tipo de periodos, podemos estar por encima del nivel de la potencia reactiva optima, y no seremos penalizados, pero, en caso de estar por debajo de dicho nivel optimo, si que seremos penalizados, por ello, nuestro objetivo será estar como mínimo, por encima de dicho nivel, pero procurando pasarnos lo menos posible, ya que, así la regulación será lo más precisa posible.

El flujograma de nuestra *regValle2* será el siguiente:

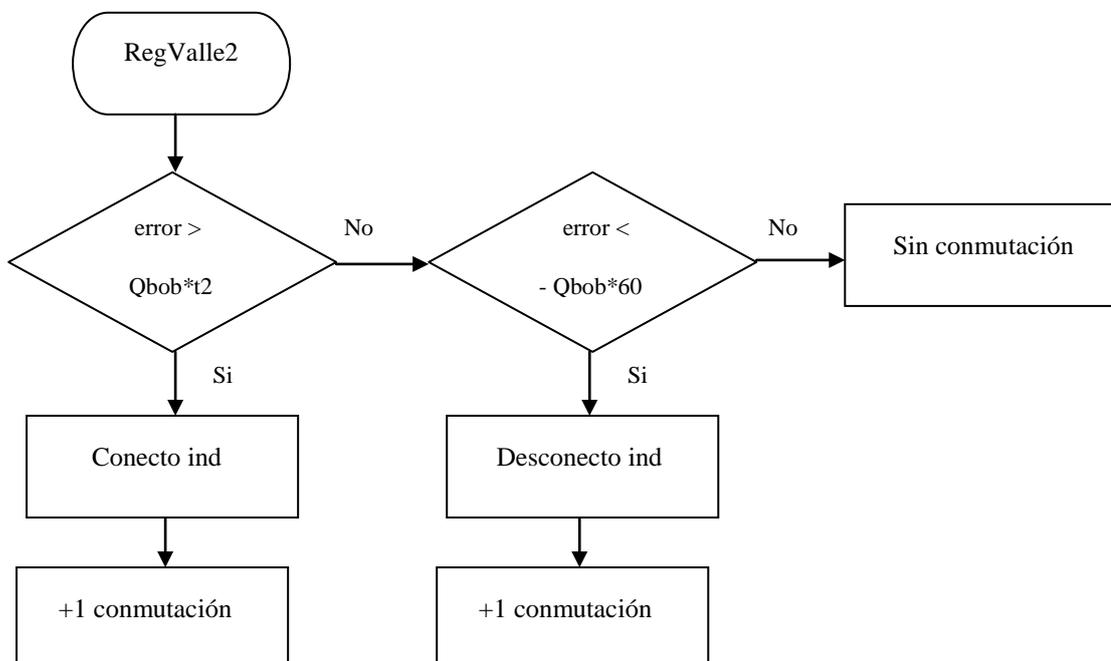


Figura 17: Flujograma de la regulación de periodos valle, con inductancias

Nuestro primer supuesto en la regulación para periodos valle, consiste en comprobar si estamos por debajo del valor de la potencia reactiva optima en dicha hora. Para que no seamos penalizados debemos estar al menos al nivel de la potencia reactiva optima, en tal caso, lo que haríamos mediante nuestra regulación, sería conectar 1 banco de inductancias, ya que estos nos aportan energía reactiva positiva, y al conectar ese banco, la energía reactiva durante dicha hora aumentaría, por lo que así, estemos más cerca de cumplir nuestro objetivo.

La manera de comprobar si estamos en dicha situación, que aplicaremos a nuestra regulación, será haciendo la diferencia entre la potencia reactiva optima en 1 hora, y la *predicción2* calculada anteriormente en dicha hora, si esa diferencia, fuera mayor que la potencia reactiva de un banco de inductancias, durante el intervalo $t2$, es decir, la fracción de hora restante, entonces, indicaría que estaríamos por debajo del nivel de energía reactiva deseada al final de dicha hora. Así que, la salida que daría nuestra regulación, sería la de conectar un banco de inductancias. Para ello, en nuestra regulación, también introduciremos una sencilla condición, correspondiente al número de bancos de inductancias conectados en dicho instante, la cual consiste en que haya al menos sin conectar un banco de inductancias en dicho instante, para que se pueda realizar dicha conexión.

Aquí podemos ver como aplicamos dichas condiciones en Mathematica mediante un and:

$$(Q_{optimo}[[i]] * 60 - prediccion2[i]) > \Delta regulacion1Q_{bob}t2[i]$$
$$\&\&(0 \leq bobConectados[[i - 1]] < nbobmax)$$

Y la salida si dicha condición se cumple será, la ya comentada conexión de un banco de inductancias, e indicar que se ha producido una conmutación, añadiendo uno al contador *pconmutacionesValle*:

$$PconmutacionesValle += 1;$$

$$bobConectados[[i]] = bobConectados[[i - 1]] + 1$$

El segundo supuesto en la regulación para periodos valle, consiste en comprobar si estamos por encima del valor de la potencia reactiva optima en dicha hora, que como ya sabemos, no nos produce penalización. Pero tampoco es necesario exceder demasiado la potencia reactiva óptima en dicha hora, por lo que mediante esta regulación vamos a comprobar si excedemos demasiado, de modo que aun con un banco de inductancias menos, conectado, estaríamos por encima del nivel de energía reactiva deseado. En tal caso, lo que haríamos mediante nuestra regulación, sería desconectar un banco de inductancias, ya que estos nos aportan energía reactiva positiva, y al desconectar ese banco, la energía reactiva durante dicha hora disminuiría, por lo que así, estemos más cerca de la potencia reactiva optima, sin tener un exceso innecesario.

La manera de comprobar si estamos en dicha situación, que aplicaremos a nuestra regulación, será haciendo la diferencia entre la potencia reactiva optima en 1 hora, y la *predicción2* calculada anteriormente en dicha hora. Si dicha diferencia, con signo negativo, ya que en este caso el valor de la predicción será mayor que el valor de la potencia reactiva optima, es menor que el valor de la potencia reactiva de un banco de inductancias, durante una hora, indicaría que estaríamos por encima del nivel de energía reactiva deseada al final de dicha hora, con un exceso de más de un banco de inductancias durante una hora. Así que, la salida que daría nuestra regulación, sería la de desconectar un banco de inductancias, ya que aun con la desconexión de este banco, cumpliríamos la condición de estar por encima del valor de la energía reactiva optima y por tanto evitaríamos la penalización, pero sin excedernos innecesariamente. Para ello, en nuestra regulación, también introduciremos una sencilla condición, correspondiente al número de bancos de inductancias conectados en dicho instante, la cual consiste en que haya al menos un banco de inductancias conectado, en dicho instante, para que se pueda realizar dicha desconexión.

Así aplicaremos ambas condiciones en Mathematica:

$$(Q_{optimo}[[i]] * 60 - prediccion2[i]) < -Q_{bob60} \Delta regulacion1 exceso$$

$$\&\&(0 < bobConectados[[i - 1]] <= nbobmax)$$

Y la salida si dicha condición se cumple será la desconexión de un banco de inductancias, e indicar que se ha producido una conmutación, añadiendo uno al contador *pconmutacionesValle*:

$pconmutacionesValle += 1;$

$bobConectados[[i]] = bobConectados[[i - 1]] - 1$

Por último, si ninguna de estas 2 condiciones se cumplieran, indicaría que estamos en unos valores de energía reactiva adecuados, por lo que no realizaríamos la conexión o desconexión de ningún banco de inductancias.

5.2.2. Regulación periodos punta con inductancias

La regulación correspondiente a los periodos punta, será nuestra *regPico2*, donde la potencia reactiva optima es negativa, para que la regulación sea efectiva, la potencia reactiva, que debemos tener en 1 hora debe ser igual o menor que la optima. En este tipo de periodos, podemos estar por debajo del nivel de la potencia reactiva optima, y no seremos penalizados, pero, en caso de estar por encima de dicho nivel optimo, si que seremos penalizados, por ello, nuestro objetivo será estar como máximo, al nivel de energía reactiva optima.

El flujograma que aplicaremos a la *regPico2*, correspondiente a los periodos pico, será el siguiente:

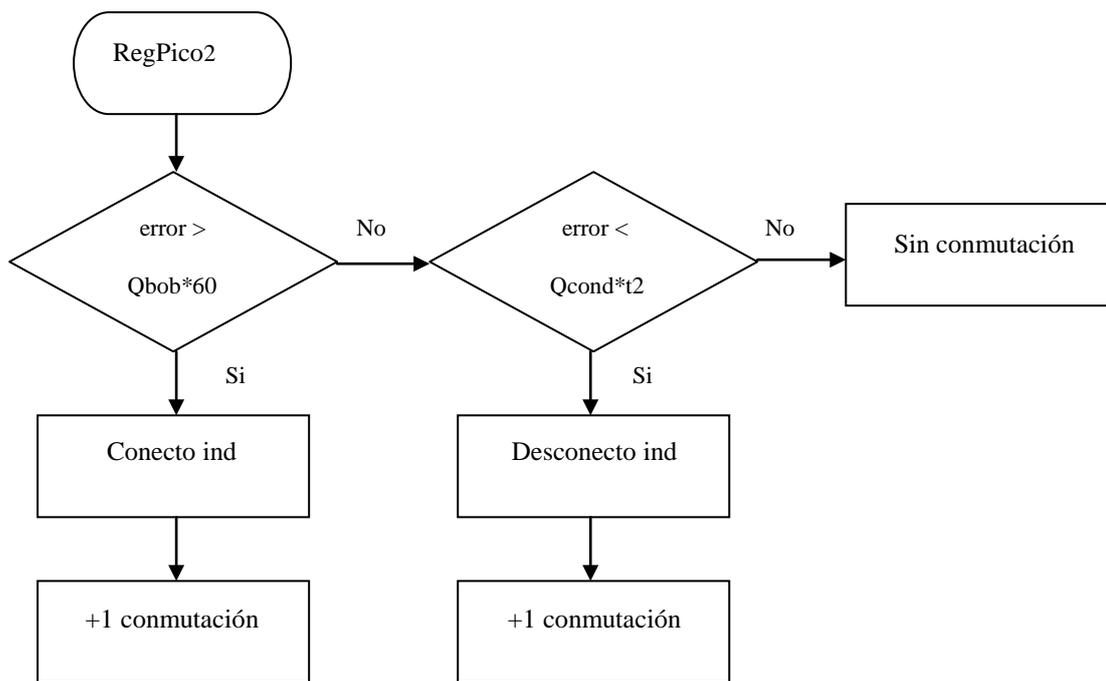


Figura 18: Flujograma de la regulación de periodos pico, con inductancias

El primer supuesto en la regulación para periodos punta, consiste en comprobar si estamos por debajo del valor de la potencia reactiva óptima en dicha hora. Pero tampoco es necesario tener una potencia reactiva demasiado negativa, simplemente nos vale con estar, al nivel o algo por debajo de la potencia reactiva óptima en dicha hora. Por lo que mediante esta regulación vamos a comprobar si excedemos demasiado, de modo que aun conectando un banco mas de inductancias, si estamos por debajo del nivel de energía reactiva deseado, lo que haríamos mediante nuestra regulación, seria conectar un banco de inductancias, ya que estos nos aportan energía reactiva positiva, y al conectar ese banco, la energía reactiva durante dicha hora aumentaría, por lo que así, estemos más cerca de la potencia reactiva óptima, sin tener un exceso innecesario.

La manera de comprobar si estamos en dicha situación, será haciendo la diferencia entre la potencia reactiva óptima en 1 hora, y la *predicción2* calculada anteriormente en dicha hora. Si dicha diferencia, es mayor que el valor de la potencia reactiva aportada por un banco de inductancias, conectado durante una hora, indicaría que estaríamos por debajo del nivel de energía reactiva deseada al final de dicha hora, con un exceso negativo de más de un banco de inductancias durante una hora. Por lo que la salida que daría nuestra regulación, sería la de conectar un banco de inductancias, ya que aun con la conexión de este banco, cumpliríamos la condición de estar por

debajo del valor de la energía reactiva optima y por tanto evitaríamos la penalización, pero sin excedernos innecesariamente. Para ello, en nuestra regulación, también introduciremos una condición, correspondiente al número de bancos de inductancias conectados en dicho instante, la cual consiste en que haya al menos un banco de inductancias sin conectar, en dicho instante, para que se pueda realizar dicha conexión.

Así aplicaremos ambas condiciones en Mathematica:

$$(Q_{\text{optimo}}[[i]] * 60 - \text{prediccion2}[[i]]) > Q_{\text{bob60}} \Delta \text{regulacion2exceso} \&\&$$
$$(0 \leq \text{bobConectados}[[i - 1]] < \text{nbobmax})$$

Y la salida si dicha condición se cumple será la conexión de un banco de inductancias, e indicar que se ha producido una conmutación, añadiendo uno al contador *pconmutacionesPico*:

$$\text{pconmutacionesPico} += 1;$$

$$\text{bobConectados}[[i]] = \text{bobConectados}[[i - 1]] + 1$$

Nuestro segundo supuesto en la regulación para periodos punta, consiste en comprobar si estamos por encima del valor de la potencia reactiva optima en dicha hora, que para los periodos punta es negativa, que, tal como hemos explicado anteriormente, deberíamos evitar, ya que para que no seamos penalizados debemos estar como máximo al nivel de la potencia reactiva optima. En tal caso, lo que haríamos mediante nuestra regulación, sería desconectar un banco de inductancias, ya que estos nos aportan energía reactiva positiva, y al desconectar ese banco, la energía reactiva total sería más negativa, por lo que nos ayudaría a no ser penalizados.

Comprobaremos si estamos en dicha situación, será de la siguiente manera, haremos la diferencia entre la potencia reactiva optima en 1 hora, y la predicción2 calculada anteriormente en dicha hora, si esa diferencia, fuera menor que la potencia reactiva de un banco de inductancias, durante el intervalo $t2$, entonces, indicaría que estaríamos por encima del nivel de energía reactiva deseada al final de dicha hora. Por

lo que la salida que daría nuestra regulación, sería la de desconectar un banco de inductancias. Para ello, en nuestra regulación, también introduciremos la condición, correspondiente al número de bancos de inductancias conectados en dicho instante, la cual consiste en que haya al menos un banco de condensadores conectado en dicho instante, para que se pueda realizar dicha desconexión.

Aquí podemos ver como aplicamos dichas condiciones en Mathematica mediante un and:

$$\begin{aligned} & (Q_{\text{optimo}}[[i]] * 60 - \text{prediccion2}[[i]] < \Delta \text{regulacion2} Q_{\text{bobt2}}[[i]] \\ & \&\&(0 < \text{bobConectados}[[i - 1]] <= n_{\text{condmax}}) \end{aligned}$$

La salida, si dicha condición se diera, será la ya comentada desconexión de un banco de inductancias, e indicar que se ha producido una conmutación, añadiendo uno al contador `pconmutacionesPico`:

$$\begin{aligned} & \text{pconmutacionesPico} += 1; \\ & \text{bobConectados}[[i]] = \text{bobConectados}[[i - 1]] - 1 \end{aligned}$$

Si ninguna de las 2 condiciones explicadas anteriormente, se cumplieran, indicaría que estamos en unos valores de energía reactiva adecuados, por lo que no realizaríamos la conexión o desconexión de ningún banco de inductancias.

5.2.3. Regulación periodos llano con inductancias

Terminaremos explicando la *regLlano2*, la correspondiente a los periodos llano, donde la potencia reactiva optima es cero, para que la regulación sea efectiva, la potencia reactiva, que debemos tener en 1 hora, debe ser lo más cercana a 0.

Como conseguir un factor de potencia, exactamente igual a 1, no es posible mediante escalones, pues intentaremos regular de tal forma que estemos por encima del nivel 0 de potencia reactiva óptima, pero pasándonos lo menos posible, para tener en todo momento el mejor factor de potencia posible.

A continuación tenemos el flujograma de la *regLlano2*:

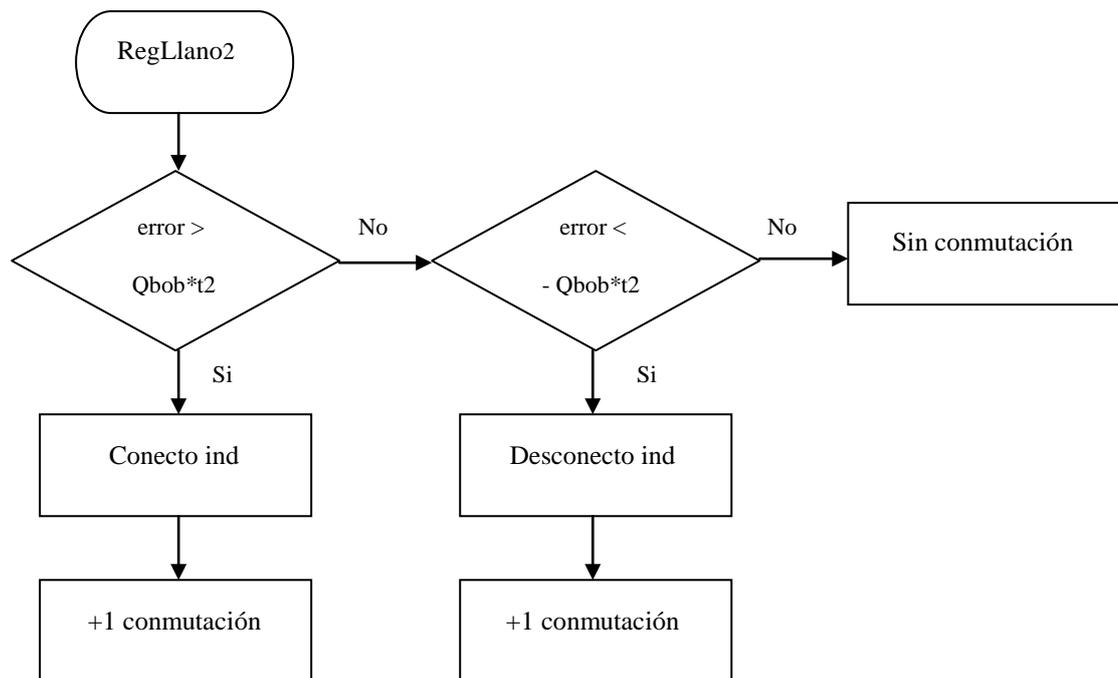


Figura 19: Flujograma de la regulación de periodos llano, con inductancias

Nuestro primer supuesto en la regulación para periodos llano, consiste en comprobar si estamos por debajo del valor de la potencia reactiva óptima en dicha hora, que, tal como hemos visto anteriormente, en los periodos valle, debería ser 0. En tal caso, lo que haríamos mediante nuestra regulación, sería conectar 1 banco de inductancias, ya que estos nos aportan energía reactiva positiva, y al eliminar ese banco, la energía reactiva durante dicha hora aumentaría, por lo que así, estemos por encima del nivel que nos hemos marcado.

La manera de comprobar si estamos en dicha situación, que aplicaremos a nuestra regulación, será haciendo la diferencia entre la potencia reactiva optima en 1 hora, y la *predicción2* calculada anteriormente en dicha hora. Si esa diferencia, fuera mayor que la potencia reactiva de un banco de inductancias, durante el intervalo t_2 , entonces, indicaría que estaríamos por debajo del nivel de energía reactiva deseada al final de dicha hora, por lo que la salida que daría nuestra regulación, sería la de conectar un banco de inductancias. Para ello, en nuestra regulación, también introduciremos una sencilla condición, correspondiente al número de bancos de inductancias conectados en dicho instante, la cual consiste en que haya al menos un banco sin conectar en dicho instante, para que se pueda realizar dicha conexión.

Aquí podemos ver como aplicamos dichas condiciones en mathematica mediante un and:

$$\begin{aligned} & (Q_{optimo}[[i]] * 60 - prediccion2[i]) \\ & > Max[\Delta regulacion3Qbobt2[i], ErrorReg3min] \\ & \&\&(0 \leq bobConectados[[i - 1]] < nbobmax) \end{aligned}$$

Y la salida si dicha condición se cumple será, la ya comentada conexión de un banco de inductancias, e indicar que se ha producido una conmutación, añadiendo uno al contador *pconmutacionesLlano*:

$$\begin{aligned} pconmutacionesLlano & += 1; \\ bobConectados[[i]] & = bobConectados[[i - 1]] + 1 \end{aligned}$$

El segundo supuesto en la regulación para periodos valle, consiste en comprobar si estamos por encima del valor de la potencia reactiva optima en dicha hora, pero no excedemos demasiado la potencia reactiva optima en dicha hora. Mediante esta regulación vamos a comprobar si excedemos demasiado, de modo que aun con un banco menos de inductancias conectado, estaríamos por encima del nivel de energía reactiva deseado. En tal caso, lo que haríamos mediante nuestra regulación, sería desconectar un banco de inductancias, ya que estos nos aportan energía reactiva positiva, y al

desconectar ese banco, la energía reactiva durante dicha hora disminuiría, por lo que así, estemos más cerca de la potencia reactiva óptima, sin tener un exceso innecesario y obtengamos un mejor factor de potencia.

La manera de comprobar si estamos en dicha situación, que aplicaremos a nuestra regulación, será haciendo la diferencia entre la potencia reactiva óptima en 1 hora, y la predicción² calculada anteriormente en dicha hora. Si dicha diferencia, con signo negativo, ya que en este caso el valor de la predicción será mayor que el valor de la potencia reactiva óptima, es menor que el valor de la potencia reactiva de un banco de inductancias, durante el intervalo t_2 , indicaría que estaríamos por encima del nivel de energía reactiva deseada al final de dicha hora, con un exceso de más de un banco de inductancias. Así que, la salida que daría nuestra regulación, sería la de desconectar un banco de inductancias, ya que aun con la desconexión de este banco, cumpliríamos la condición de estar por encima del valor de la energía reactiva óptima y por tanto estaríamos más cerca del 0, y obtendríamos un mejor factor de potencia. Para ello, en nuestra regulación, también introduciremos una sencilla condición, correspondiente al número de bancos de inductancias conectados en dicho instante, la cual consiste en que haya al menos un banco conectado, en dicho instante, para que se pueda realizar dicha conexión.

Así aplicaremos ambas condiciones en Mathematica:

```
(Qoptimo[[i]] * 60 - prediccion2[i])  
< -Max[Δregulacion3Qbobt2[i], ErrorReg3min]  
&&(0 < bobConectados[[i - 1]] <= nbobmax)
```

Y la salida si dicha condición se cumple será la desconexión de un banco de inductancias, e indicar que se ha producido una conmutación, añadiendo uno al contador *pconmutacionesLlano*:

```
pconmutacionesLlano += 1;  
bobConectados[[i]] = bobConectados[[i - 1]] - 1
```

Por último, si ninguna de estas 2 condiciones se cumplieran, indicaría que estamos en unos valores de energía reactiva adecuados, por lo que no realizaríamos la conexión o desconexión de ningún banco de inductancias.

5.3. Regulación con condensadores e inductancias

En esta regulación, no solo vamos a utilizar únicamente condensadores o inductancias, sino que vamos a utilizar ambos, por lo que no solo vamos a poder aportar energía reactiva positiva o negativa, sino que podremos aportar la que más conveniente nos sea en cada caso. Así, los periodos en los cuales deseemos tener una potencia reactiva optima positiva, los periodos valle, que son de 8 horas al día, utilizaremos inductancias, y en los periodos donde la potencia reactiva optima sea negativa, en los periodos pico, utilizaremos los condensadores, y en los periodos llano podremos utilizar cualquiera de las 2 opciones, en nuestro caso, debido al carácter inductivo, nos decidiremos por usar condensadores. La ventaja de esta regulación, es que a diferencia de en las anteriores que el mayor rendimiento lo obteníamos en los periodos punta o en las valle, ahora tendremos una excelente regulación en ambos periodos, lo que nos permite tener esa buena bonificación durante 12 horas al día, que supone la mitad de horas al día.

Como hicimos en las anteriores regulaciones, vamos a basar nuestra regulación comparando, una predicción de la potencia reactiva, que calcularemos a continuación, con la potencia reactiva óptima en cada periodo, dicha predicción la calcularemos teniendo en cuenta que ahora la potencia reactiva que aportamos puede ser tanto negativa, como positiva.

Como ya tenemos las funciones necesarias, de anteriores regulaciones, podremos implementar nuestra función predicción³, la cual será esencial en el cálculo de nuestra regulación:

```
prediccion3[i_] := (((QmediaAnt[i]*t1[i]
- Qcond Total[condConectados2[[i-t1[i];;i-1]] ]
+ Qbob Total[bobConectados2[[i-t1[i];;i-1]] ]))
+ ((Qmedia[i]- Qcond condConectados2[[i-1]]
+ Qbob bobConectados2[[i-1]])*t2[i]));
```

Los vectores `condConectados2` y `bobConectados2`, serán unos vectores de longitud igual al número de datos de potencia activa y potencia reactiva con los que contábamos al principio del estudio, y el cual nos indicara el numero de condensadores e inductancias conectadas en cada minuto, que iremos actualizando minutalmente mediante nuestra regulación, exactamente igual que los vectores que ya utilizamos en anteriores regulaciones, `condConectados` y `bobConectados`.

Los inicializaremos de la siguiente forma, de tal manera, que sea un vector de todo ceros:

```
condConectados2 = Table[0, {ndatos}];
bobConectados2 = Table[0, {ndatos}];
```

Una vez tenemos ya una predicción de cuál es la energía reactiva, que tenemos en una hora, y sabiendo, cual es la potencia reactiva optima que deseamos tener, pasamos a implementar una regulación adecuada, para en función del déficit o exceso de energía reactiva, conectemos o desconectemos, automáticamente, las inductancias o los condensadores.

Dividiremos nuestra regulación en 3, al igual que en las regulaciones anteriores, correspondientes a los periodos de punta valle o llano, ya que para cada uno de los periodos en el que nos encontremos la potencia reactiva optima que buscaremos será muy distinta, y utilizaremos para cada una de las diferentes regulación condensadores o inductancias, según sea más conveniente.

Como ya explicamos, mediante la función *Qoptimo*, podemos definir claramente en qué tipo de periodo nos encontramos, y de forma mucho más fácil y cómoda a la hora de trabajar con mathematica, así que, de nuevo, vamos a dividir nuestra regulación en 3, en base a cual es el valor de *Qoptimo* en cada instante, así pues tendremos 3 regulaciones diferentes, pero nos facilitara el trabajo a la hora de realizar cada una por separado.

Estas serán nuestras 3 regulaciones:

- *RegValle3*: corresponderá a los datos con $Qoptimo > 0$, que corresponden a los periodos valle y utilizaremos inductancias para la regulación en estos periodos.
- *RegPico3*: corresponderá a los datos con $Qoptimo < 0$, que corresponden a los periodos pico y utilizaremos condensadores para la regulación en estos periodos.
- *RegLlano3*: corresponderá a los datos con $Qoptimo = 0$, y corresponderá a los periodos llano y utilizaremos condensadores para la regulación en estos periodos.

Crearemos una función *regTotal3*, cuyo resultado nos indicara que regulación aplicamos en cada instante.

El flujograma de dicha función será:

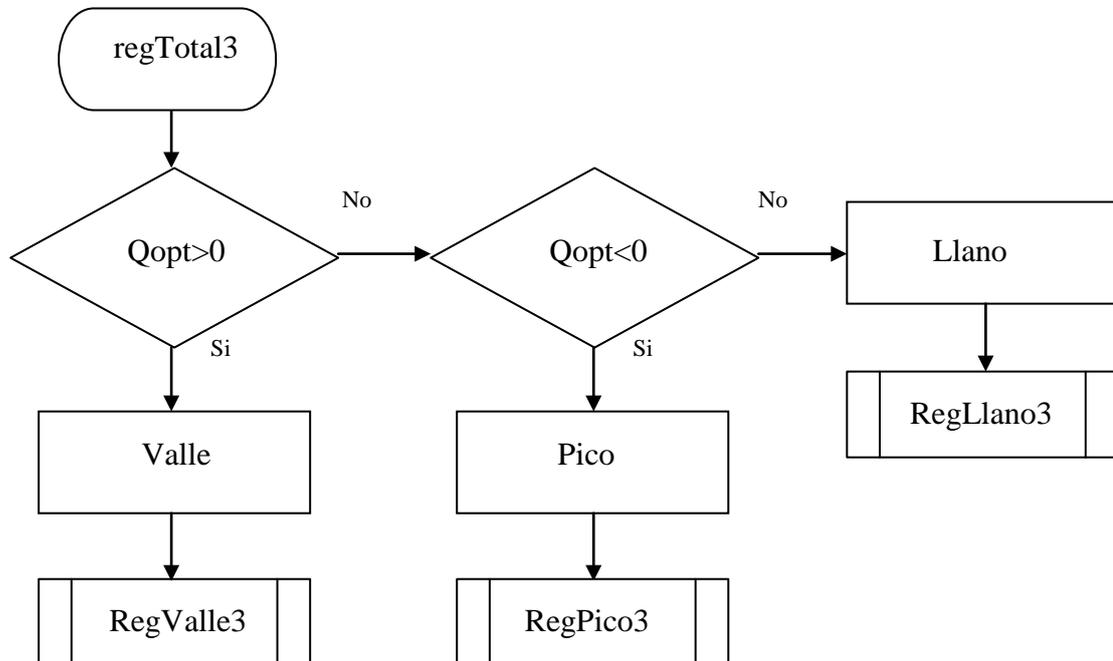


Figura 20: Flujograma de la regulación con condensadores e inductancias

Así, seleccionaremos mediante Mathematica, que tipo de regulación queremos ejecutar en cada momento:

$$\text{regTotal3}[i] := \text{If}[\text{Qoptimo}[[i]] > 0, \text{regValle3}[i], \\ \text{If}[\text{Qoptimo}[[i]] < 0, \text{regPico3}[i], \text{regLlano3}[i]]];$$

5.3.1. Regulación periodos valle con condensadores e inductancias

Comenzaremos explicando la *regValle3*, esta regulación es la correspondiente a los periodos valle, donde la potencia reactiva optima es positiva. Para que la regulación sea efectiva, la potencia reactiva, que debemos tener en 1 hora debe ser, como mínimo, igual a la optima, es decir, en este tipo de periodos, podemos estar por encima del nivel de la potencia reactiva optima, y no seremos penalizados, pero, en caso de estar por debajo de dicho nivel óptimo, si que seremos penalizados, por ello, nuestro objetivo

será estar como mínimo, por encima de dicho nivel, pero procurando pasarnos lo menos posible, ya que, así la regulación será lo más precisa posible.

El flujograma de nuestra *regValle3* será el siguiente:

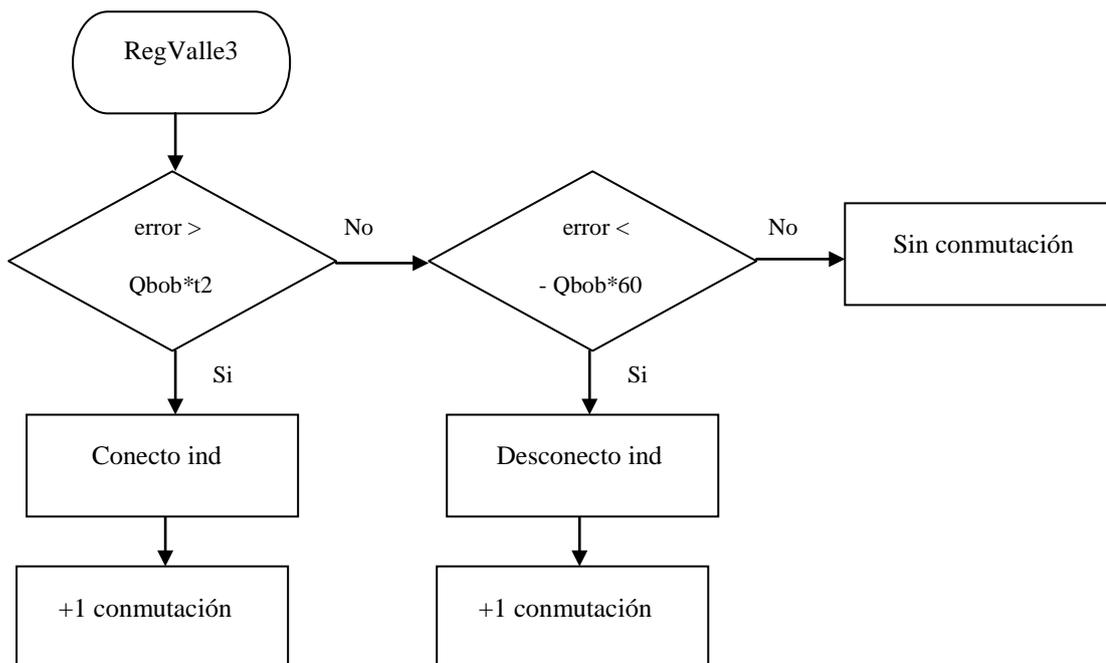


Figura 21: Flujograma de la regulación de periodos valle, con condensadores e inductancias

Nuestro primer supuesto en la regulación para periodos valle, consiste en comprobar si estamos por debajo del valor de la potencia reactiva optima en dicha hora. Para que no seamos penalizados debemos estar al menos al nivel de la potencia reactiva optima, en tal caso, lo que haríamos mediante nuestra regulación, seria conectar 1 banco de inductancias, ya que estos nos aportan energía reactiva positiva, y al conectar ese banco, la energía reactiva durante dicha hora aumentaría, por lo que así, estemos más cerca de cumplir nuestro objetivo.

La manera de comprobar si estamos en dicha situación, que aplicaremos a nuestra regulación, será haciendo la diferencia entre la potencia reactiva optima en 1 hora, y la *predicción3* calculada anteriormente en dicha hora. Si esa diferencia, fuera mayor que la potencia reactiva de un banco de inductancias, durante el intervalo *t2*, es decir, la fracción de hora restante, entonces, indicaría que estaríamos por debajo del

nivel de energía reactiva deseada al final de dicha hora, en el instante de la toma de medidas, por lo que la salida que daría nuestra regulación, sería la de conectar un banco de inductancias. Para ello, en nuestra regulación, también introduciremos una sencilla condición, correspondiente al número de bancos de inductancias conectados en dicho instante, la cual consiste en que haya al menos sin conectar un banco de inductancias en dicho instante, para que se pueda realizar dicha conexión.

Aquí podemos ver como aplicamos dichas condiciones en Mathematica mediante un and:

$$\begin{aligned} & (Q_{\text{optimo}}[[i]] * 60 - \text{prediccion3}[[i]]) > \Delta \text{regulacion1} Q_{\text{bobt2}}[[i]] \\ & \&\&(0 \leq \text{bobConectados2}[[i - 1]] < \text{nbobmax}) \end{aligned}$$

Y la salida si dicha condición se cumple será conectar de un banco de inductancias, e indicar que se ha producido una conmutación, además de indicar que los bancos de condensadores conectados sean cero:

$$\begin{aligned} & \text{PconmutacionesValle} += 1; \\ & \text{bobConectados2}[[i]] = \text{bobConectados2}[[i - 1]] + 1, \\ & \text{condConectados2}[[i]] = 0 \end{aligned}$$

El segundo supuesto en la regulación para periodos valle, consiste en comprobar si estamos por encima del valor de la potencia reactiva optima en dicha hora. Pero tampoco es necesario exceder demasiado la potencia reactiva óptima en dicha hora, por lo que mediante esta regulación vamos a comprobar si excedemos demasiado, de modo que aun con un banco de inductancias menos, conectado, estaríamos por encima del nivel de energía reactiva deseado. En tal caso, lo que haríamos mediante nuestra regulación, seria desconectar un banco de inductancias, ya que estos nos aportan energía reactiva positiva, y al desconectar ese banco, la energía reactiva durante dicha hora disminuiría, por lo que así, estemos más cerca de la potencia reactiva optima, sin tener un exceso innecesario.

La manera de comprobar si estamos en dicha situación, que aplicaremos a nuestra regulación, será haciendo la diferencia entre la potencia reactiva optima en 1 hora, y la *predicción3* calculada anteriormente en dicha hora. Si dicha diferencia, con signo negativo, ya que en este caso el valor de la predicción será mayor que el valor de la potencia reactiva optima, es menor que el valor de la potencia reactiva de un banco de inductancias, durante una hora, indicaría que estaríamos por encima del nivel de energía reactiva deseada al final de dicha hora, con un exceso de más de un banco de inductancias durante una hora. Por lo que la salida que daría nuestra regulación, sería la de desconectar un banco de inductancias, ya que aun con la desconexión de este banco, cumpliríamos la condición de estar por encima del valor de la energía reactiva optima y por tanto evitaríamos la penalización, pero sin excedernos innecesariamente. Para ello, en nuestra regulación, también introduciremos una sencilla condición, correspondiente al número de bancos de inductancias conectados en dicho instante, la cual consiste en que haya al menos un banco de inductancias conectado, en dicho instante, para que se pueda realizar dicha desconexión.

Así aplicaremos ambas condiciones en Mathematica:

$$(Q_{\text{optimo}}[[i]] * 60 - \text{prediccion3}[[i]]) < -Q_{\text{bob60}} \Delta \text{regulacion1exceso}$$
$$\&\&(0 < \text{bobConectados2}[[i - 1]] \leq \text{nbobmax})$$

Y la salida si dicha condición se cumple será la desconexión de un banco de inductancias, e indicar que se ha producido una conmutación, añadiendo uno al contador *pconmutacionesValle*, e indicar que el número de bancos de condensadores conectados sea cero:

$$\text{pconmutacionesValle} += 1;$$

$$\text{bobConectados2}[[i]] = \text{bobConectados2}[[i - 1]] - 1,$$

$$\text{condConectados2}[[i]] = 0$$

Por último, si ninguna de estas 2 condiciones se cumplieran, indicaría que estamos en unos valores de energía reactiva adecuados, por lo que no realizaríamos la conexión o desconexión de ningún banco de inductancias y mantendríamos a cero los bancos de condensadores conectados.

5.3.2. Regulación periodos punta con condensadores e inductancias

La regulación correspondiente a los periodos punta, será nuestra *regPico1*, donde la potencia reactiva óptima es negativa, para que la regulación sea efectiva. La potencia reactiva, que debemos tener en 1 hora debe ser igual o menor que la óptima, es decir, podemos estar por debajo del nivel de la potencia reactiva óptima, y no seremos penalizados, pero, en caso de estar por encima de dicho nivel óptimo, si que seremos penalizados, por ello, nuestro objetivo será estar como máximo, al nivel de energía reactiva óptima.

El flujograma que aplicaremos a la *regPico3*, será el siguiente:

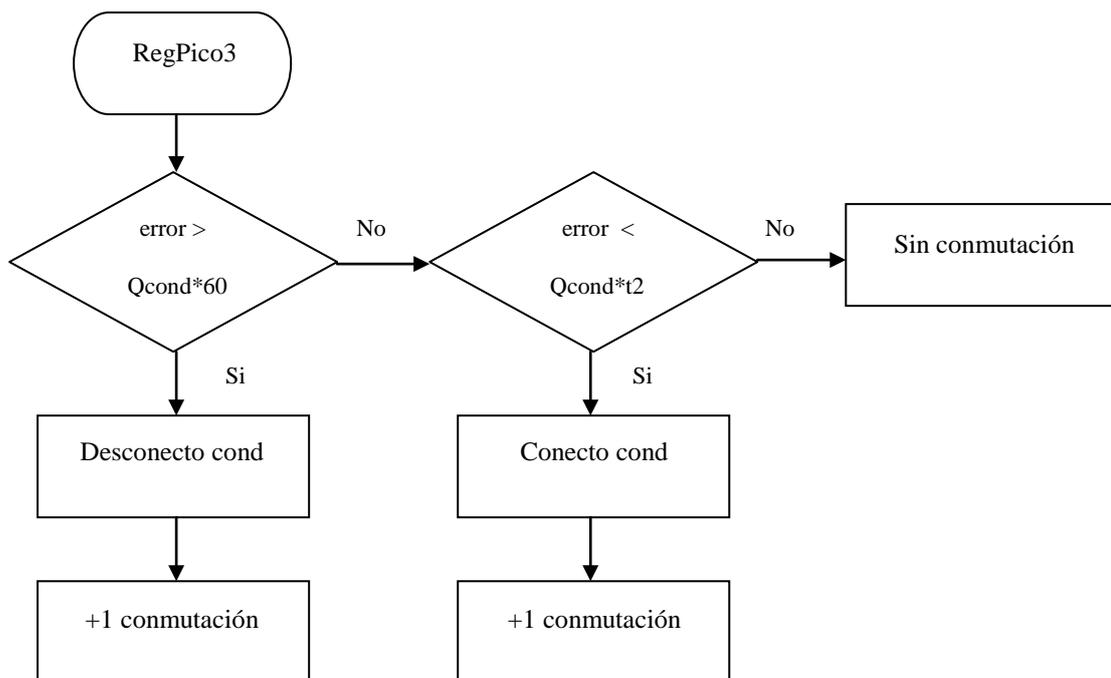


Figura 22: Flujograma de la regulación de periodos pico, con condensadores e inductancias

El primer supuesto en la regulación para periodos punta, consiste en comprobar si estamos por debajo del valor de la potencia reactiva óptima en dicha hora. Pero tampoco es necesario tener una potencia reactiva demasiado negativa, simplemente nos vale con estar, al nivel o algo por debajo de la potencia reactiva óptima en dicha hora, por lo que mediante esta regulación vamos a comprobar si excedemos demasiado, de

modo que aun desconectando un banco más de condensadores, si estamos por debajo del nivel de energía reactiva deseado. Lo que haríamos mediante nuestra regulación, sería desconectar un banco de condensadores, ya que estos nos aportan energía reactiva negativa, y al desconectar ese banco, la energía reactiva durante dicha hora aumentaría, por lo que así, estemos más cerca de la potencia reactiva optima, sin tener un exceso innecesario.

La manera de comprobar si estamos en dicha situación, será haciendo la diferencia entre la potencia reactiva optima en 1 hora, y la *predicción3* calculada anteriormente en dicha hora, si dicha diferencia, es mayor que el valor de la potencia reactiva aportada por un banco de condensadores, conectado durante una hora, indicaría que estaríamos por debajo del nivel de energía reactiva deseada al final de dicha hora, con un exceso negativo de más de un banco de condensadores durante una hora. Así pues, la salida que daría nuestra regulación, sería la de desconectar un banco de condensadores, ya que aun con la desconexión de este banco, cumpliríamos la condición de estar por debajo del valor de la energía reactiva optima y por tanto evitaríamos la penalización, pero sin excedernos innecesariamente. Para ello, en nuestra regulación, también introduciremos una condición, correspondiente al número de bancos de condensadores conectados en dicho instante, la cual consiste en que haya al menos un banco de condensadores conectado, en dicho instante, para que se pueda realizar dicha desconexión, además deberemos indicar que el número de bancos de inductancias conectados sea cero.

Así aplicaremos ambas condiciones en Mathematica:

$$(Q_{optimo}[[i]] * 60 - prediccion3[i]) > Q_{cond60\Delta regulacion2exceso}$$

$$\&\&(0 < condConectados2[[i - 1]] <= ncondmax)$$

Y la salida si dicha condición se cumple será la desconexión de un banco de condensadores, e indicar que se ha producido una conmutación, añadiendo uno al contador *pconmutacionesPico*, además de indicar que no haya ningún banco de inductancias conectado:

$p_{conmutacionesPico} += 1;$

$condConectados2[[i]] = condConectados2[[i - 1]] - 1$

$bobConectados2[[i]] = 0$

Nuestro segundo supuesto en la regulación para periodos punta, consiste en comprobar si estamos por encima del valor de la potencia reactiva óptima en dicha hora, que para los periodos punta es negativa. Para que no seamos penalizados debemos estar como máximo al nivel de la potencia reactiva optima, en tal caso, lo que haríamos mediante nuestra regulación, sería conectar 1 banco de condensadores, ya que estos nos aportan energía reactiva negativa, y al conectar ese banco, la energía reactiva total sería más negativa, por lo que nos ayudaría a no ser penalizados.

Comprobaremos si estamos en dicha situación, será de la siguiente manera, haremos la diferencia entre la potencia reactiva optima en 1 hora, y la *predicción3* calculada anteriormente en dicha hora, si esa diferencia, fuera menor que la potencia reactiva de un banco de condensadores, durante el intervalo $t2$, siendo $t2$, como ya hemos explicado, la fracción de hora restante, entonces, indicaría que estaríamos por encima del nivel de energía reactiva deseada al final de dicha hora. Por lo que la salida que daría nuestra regulación, sería la de conectar un banco de condensadores. Para ello, en nuestra regulación, también introduciremos la condición, correspondiente al número de bancos de condensadores conectados en dicho instante, la cual consiste en que haya al menos un banco de condensadores sin conectar en dicho instante, para que se pueda realizar dicha conexión, además indicaremos que no debe haber ningún banco de inductancias conectado.

Aquí podemos ver como aplicamos dichas condiciones en Mathematica mediante un and:

$$(Q_{optimo}[[i]] * 60 - prediccion3[i]) < \Delta_{regulacion2} Q_{condt2}[i]$$

$$\&\&(0 \leq condConectados2[[i - 1]] < n_{condmax})$$

La salida, si dicha condición se diera, será la ya comentada conexión de un banco de condensadores, e indicar que se ha producido una conmutación, añadiendo uno al contador `pconmutacionesPico`, además de actualizar nuestro vector de bancos de inductancias a cero:

```
pconmutacionesPico+= 1;
```

```
condConectados2[[i]] = condConectados2[[i - 1]] + 1
```

```
bobConectados2[[i]] = 0
```

Si ninguna de las 2 condiciones explicadas anteriormente, se cumplieran, indicaría que estamos en unos valores de energía reactiva adecuados, por lo que no realizaríamos la conexión o desconexión de ningún banco de condensadores y los bancos de inductancias conectados seguirían siendo cero.

5.3.3. Regulación periodos llano con condensadores e inductancias

Terminaremos explicando la *regLlano3*, la correspondiente a los periodos llano, donde la potencia reactiva optima es cero, para que la regulación sea efectiva, la potencia reactiva, que debemos tener en 1 hora, debe ser lo más cercana a 0.

Como conseguir un factor de potencia, exactamente igual a 1, no es posible mediante escalones, pues intentaremos regular de tal forma que estemos por encima del nivel 0 de potencia reactiva optima, pero pasándonos lo menos posible, para tener en todo momento el mejor factor de potencia posible, y utilizaremos los condensadores para esta regulación.

A continuación tenemos el flujograma de la *regLlano3*:

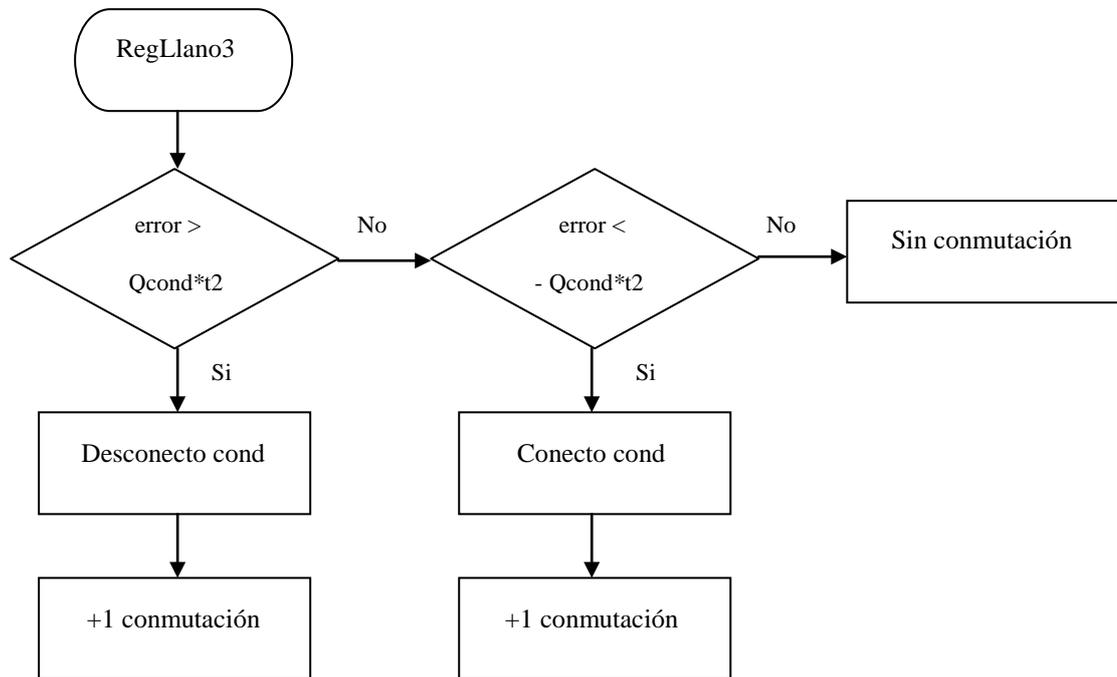


Figura 23: Flujograma de la regulación de periodos llano, con condensadores e inductancias

Nuestro primer supuesto en la regulación para periodos llano, consiste en comprobar si estamos por debajo del valor de la potencia reactiva óptima en dicha hora, que, tal como hemos visto anteriormente, en los periodos valle, debería ser 0. En tal caso, lo que haríamos mediante nuestra regulación, sería desconectar 1 banco de condensadores, ya que estos nos aportan energía reactiva negativa, y al eliminar ese banco, la energía reactiva durante dicha hora aumentaría, por lo que así, estemos por encima del nivel que nos hemos marcado.

La manera de comprobar si estamos en dicha situación, que aplicaremos a nuestra regulación, será haciendo la diferencia entre la potencia reactiva optima en 1 hora, y la predicción calculada anteriormente en dicha hora, si esa diferencia, fuera mayor que la potencia reactiva de un banco de condensadores, durante el intervalo $t2$, es decir, la fracción de hora restante, entonces, indicaría que estaríamos por debajo del nivel de energía reactiva deseada al final de dicha hora. Por lo que la salida que daría nuestra regulación, sería la de desconectar un banco de condensadores. Para ello, en nuestra regulación, también introduciremos una sencilla condición, correspondiente al número de bancos de condensadores conectados en dicho instante, la cual consiste en que haya al menos conectado un banco de condensadores en dicho instante, para que se

pueda realizar dicha desconexión, además de asegurarnos que no haya ningún banco de inductancias conectado.

Aquí podemos ver como aplicamos dichas condiciones en Mathematica mediante un and:

```
(Qoptimo[[i]] * 60 - prediccion3[i]  
> Max[Δregulacion3Qcondt2[i], ErrorReg3min]  
&&(0 < condConectados2[[i - 1]] <= ncondmax)
```

Y la salida si dicha condición se cumple será, la ya comentada desconexión de un banco de condensadores, e indicar que se ha producido una conmutación, añadiendo uno al contador pconmutacionesLlano, además de indicar que el vector bobConectados2 este a cero:

```
pconmutacionesLlano += 1;  
condConectados2[[i]] = condConectados2[[i - 1]] - 1  
bobConectados2[[i]] = 0
```

El segundo supuesto en la regulación para periodos valle, consiste en comprobar si estamos por encima del valor de la potencia reactiva optima en dicha hora, pero no excedemos demasiado la potencia reactiva optima en dicha hora. Por lo que mediante esta regulación vamos a comprobar si excedemos demasiado, de modo que aun con un banco mas de condensadores conectado, estaríamos por encima del nivel de energía reactiva deseado, en tal caso, lo que haríamos mediante nuestra regulación, seria conectar un banco de condensadores, ya que estos nos aportan energía reactiva negativa, y al conectar ese banco, la energía reactiva durante dicha hora disminuiría, por lo que así, estemos más cerca de la potencia reactiva optima, sin tener un exceso innecesario y obtengamos un mejor factor de potencia.

La manera de comprobar si estamos en dicha situación, que aplicaremos a nuestra regulación, será haciendo la diferencia entre la potencia reactiva optima en 1 hora, y la predicción calculada anteriormente en dicha hora, si dicha diferencia, con signo negativo, ya que en este caso el valor de la predicción será mayor que el valor de la potencia reactiva optima, es menor que el valor de la potencia reactiva de un banco de condensadores, durante el intervalo t_2 , indicaría que estaríamos por encima del nivel de energía reactiva deseada al final de dicha hora con un exceso de más de un banco de condensadores. Por lo que la salida que daría nuestra regulación, sería la de conectar un banco de condensadores, ya que aun con la conexión de este banco, cumpliríamos la condición de estar por encima del valor de la energía reactiva optima y por tanto estaríamos más cerca del 0, y obtendríamos un mejor factor de potencia. Para ello, en nuestra regulación, también introduciremos una sencilla condición, correspondiente al número de bancos de condensadores conectados en dicho instante, la cual consiste en que haya al menos un banco de condensadores sin conectar, en dicho instante, para que se pueda realizar dicha conexión, además de que no estén conectado ninguno de los bancos de inductancias.

Así aplicaremos ambas condiciones en Mathematica:

$$\begin{aligned} & (Q_{\text{optimo}}[[i]] * 60 - \text{prediccion3}[[i]]) \\ & < -\text{Max}[\Delta_{\text{regulacion3Qcondt2}}[[i]], \text{ErrorReg3min}] \\ & \&\&(0 \leq \text{condConectados2}[[i - 1]] < n_{\text{condmax}}) \end{aligned}$$

Y la salida si dicha condición se cumple será la conexión de un banco de condensadores, e indicar que se ha producido una conmutación, añadiendo uno al contador `pconmutacionesLlano`, además de indicar la desconexión de todos los bancos de inductancias:

$$\begin{aligned} \text{pconmutacionesLlano} & += 1; \\ \text{condConectados}[[i]] & = \text{condConectados}[[i - 1]] + 1 \\ \text{bobConectados2}[[i]] & = 0 \end{aligned}$$

Por último, si ninguna de estas 2 condiciones se cumplieran, indicaría que estamos en unos valores de energía reactiva adecuados, por lo que no realizaríamos la conexión o desconexión de ningún banco de condensadores, y los bancos de inductancias, permanecerían desconectados.

5.4. Aspectos generales de la regulación vectorial

Una vez aplicada la regulación anterior, nos encontramos con un problema, ya que la bonificación que obtendremos depende directamente de la potencia activa. Cuando estemos trabajando a plena potencia, la bonificación obtenida será adecuada, pero tendremos problema en tramos donde estemos trabajando con baja potencia, ya que la bonificación real obtenida sería pequeña, por lo que en nuestra regulaciones anteriores, y pensando en la bonificación que obtendremos introduciremos una mejora.

Nuestra regulación está basada en un ciclo de histéresis, que conmuta un banco de condensadores o inductancias según se supere un valor fijo, lo que vamos a hacer es crear una banda de histéresis, que sea inversamente proporcional a la potencia activa, para lograr que la actividad del regulador, sea aproximadamente proporcional al beneficio económico.

Es decir estamos modificando una regulación de histéresis con coste fijo por conmutación, por una regulación de histéresis con coste variable, en el error de energía reactiva, consiguiendo así una banda de regulación variable, con el objetivo de obtener una optimización económica de nuestro sistema.

La modificación que introduciremos en cada una de las comparaciones llevada a cabo en las regulaciones, es como veremos en un caso genérico, la siguiente:

$$\text{error en } Q < \frac{\text{valor del escalon}}{\frac{\text{bonificacion esperada}}{\text{bonificacion plena potencia}}}$$

$$\text{error en } Q < \frac{\text{valor del escalon}}{\frac{P_{\max} * P_{\text{media p.u.}} * \text{Porcentaje bonificacion}}{P_{\max} * 1 * \text{Porcentaje bonificacion}}}$$

$$\text{error en } Q < \frac{\text{valor del escalon}}{P_{\text{media p.u.}}}$$

Al dividir el valor del escalón que corresponda a cada regulación, por la bonificación esperada, entre la bonificación en el caso de plena potencia, y simplificando, obtenemos que, simplemente dividiendo el valor de el escalón correspondiente, por la potencia reactiva media de la ultima hora, obtenemos una banda de histéresis inversamente proporcional a la potencia activa media.

Así bien, una vez solucionado este problema en todas nuestras regulaciones, vamos a ver en rasgos generales cuales son los resultados que obtendremos, en el caso de una regulación con condensadores y en el caso de una regulación con inductancias, de forma genérica. Más adelante, y atendiendo a la bonificación obtenida, ajustaremos dichas regulaciones, ajustando el numero de escalones y el tamaño de estos mismos, con el fin de, comparando cual sería el gasto inicial de instalación y las bonificaciones obtenidas cual serian los casos más beneficiosos.

En primer lugar, representaremos gráficamente, cual sería un resultado genérico de los bancos de condensadores conectados, obtenido por nuestra regulación en función de la potencia reactiva optima, a lo largo de una semana.

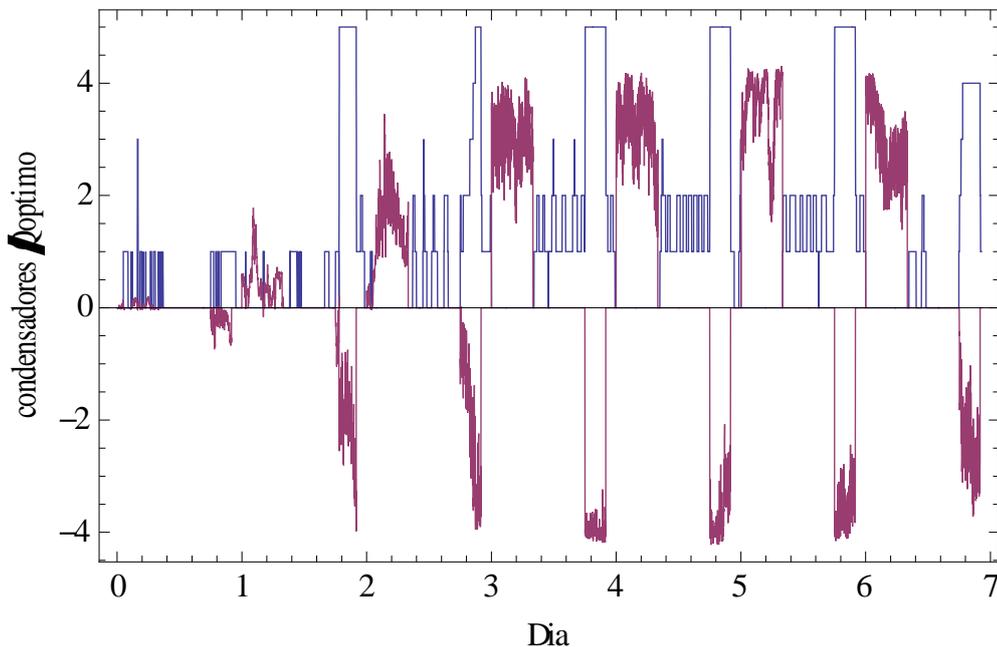


Figura 24: Condensadores conectados, en función de Q_{optimo}

En la grafica anterior, en color rojo tendremos la potencia reactiva óptima en cada instante, a lo que hemos denominado Q_{optimo} , y en azul tenemos representado el número de escalones de bancos de condensadores que nos ha dado nuestra regulación. A grandes rasgos, podemos observar cómo, para los casos en los que la potencia reactiva óptima es positiva, los bancos de condensadores, están todos desconectados, ya que estos nos aportan energía reactiva negativa, y la conexión de estos, haría que disminuyera la energía reactiva, y conllevaría una penalización. Sin embargo, para los casos de potencia reactiva optima negativa, tenemos prácticamente todos los bancos de condensadores conectados, ya que la energía reactiva que nos aportan, nos ayudan a evitar la penalización por no sobrepasar la energía reactiva optima en dicha hora. Y por último, para el caso de los periodos llano, en los que la energía reactiva optima es cero, podemos observar como es la parte más complicada de la regulación donde más conmutaciones se dan, y la cantidad de escalones conectados esta en torno a la mitad de escalones.

Ahora representaremos gráficamente, cual sería un resultado genérico de los bancos de inductancias conectados, obtenido por nuestra regulación en función de la potencia reactiva optima, a lo largo de una semana.

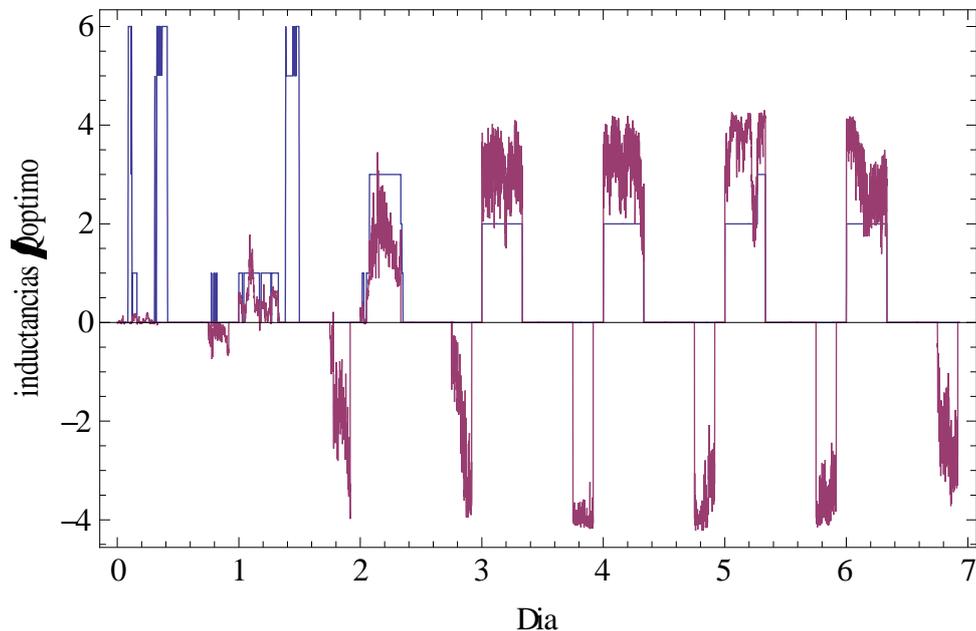


Figura 25: Inductancias conectadas, en función de Q_{optimo}

En esta grafica, tendremos, en color rojo, la potencia reactiva óptima en cada instante, a lo que hemos denominado Q_{optimo} , y en azul tenemos representado el número de escalones de bancos de inductancias que nos ha dado nuestra regulación. A grandes rasgos, podemos observar cómo, para los casos en los que la potencia reactiva óptima es positiva, los bancos de inductancias, se conectan, ya que estos nos aportan energía reactiva positiva, y la conexión de estos, hace que superemos la energía reactiva, y así evitamos una penalización. Para los casos de potencia reactiva optima negativa, no se conecta ninguno de los bancos de inductancias, ya que la energía reactiva que nos aportan, es positiva, y por lo tanto no nos ayuda. Finalmente, para el caso de los periodos llano, en los que la energía reactiva optima es cero, podemos observar como permanecen desconectados los bancos de inductancias, ya que nuestros datos iniciales de potencia reactiva, son ligeramente inductivos, de aquí, que en nuestra regulación con condensadores e inductancias, para ajustar el factor de potencia en los periodos llano, usemos los bancos de condensadores y no los de inductancias, porque con estos ajustamos mejor el factor de potencia en dichos periodos debido al carácter inductivo del aerogenerador.

6. OPTIMIZACIÓN DE LOS BANCOS DE CONDENSADORES E INDUCTANCIAS

Una vez, que como hemos descrito anteriormente, hemos simulado la regulación en un periodo largo, ya podemos obtener, mediante la regulación aplicada, nuestro siguiente objetivo, que será dimensionar los bancos de condensadores e inductancias. Para ello deberemos tener en cuenta varios aspectos, la bonificación que obtendremos, que buscaremos obtener la máxima posible, el numero de conmutaciones, que buscaremos que sea lo más reducido posible, para que el desgaste de los dispositivos sea el menor posible y así alargar lo máximo posible su vida útil, así como también deberemos tener en cuenta otros aspectos económicos como son el VAN (valor actual neto), el TIR (tasa interna de retorno), o el tiempo de retorno de la inversión.

6.1. Selección sistemas de compensación más razonables

Para llevar a cabo esta optimización, con los datos que hemos estado trabajando a lo largo del estudio, correspondientes a una semana de duración, vamos a pasar estos datos a valores anuales, multiplicando los datos semanales por las 52 semanas que tiene el año. A continuación, vamos a realizar una tabla, en la que manejaremos dos variables, la primera será el tamaño de los escalones, tomaremos los valores en por unidad, de la potencia máxima, así pues manejaremos un rango desde 0.05, hasta 0.3, con un paso de 0.05. La segunda variable que aplicaremos, será el numero de escalones, que llegaremos hasta el numero de escalones necesarios para que en el caso de menor tamaño por escalón, que es de 0.05 apliquemos a nuestro sistema toda la potencia reactiva necesaria para obtener una buena regulación, así pues conforme vayamos aumentando el tamaño de los escalones, iremos reduciendo el número máximo de escalones, ya que necesitaremos menos escalones para aplicar la energía reactiva demandada. Por lo general la demanda de energía reactiva negativa, que aplicamos mediante bancos de condensadores, y la demanda de energía reactiva positiva, que aplicamos mediante inductancias, suele ser diferente, por lo que en nuestro estudio, mantendremos al realizar la tabla, el tamaño de los escalones, pero ajustaremos el número máximo de escalones según sea la demanda de energía reactiva en cada uno de los casos.

Vamos a realizar dos tablas, una para el caso de la aplicación de condensadores, y otra tabla para el caso de la aplicación de inductancias, ya que para cada caso hallaremos cuales son las mejores combinaciones entre el numero de escalones y el tamaño de estos, y esta información la aplicaremos en la regulación que utilizaremos tanto bancos de condensadores como de inductancias, de tal forma que así podamos valorar cuales son las combinaciones más convenientes, de los bancos de condensadores e inductancias, que más adelante, teniendo en cuenta la bonificación anual y el numero de conmutaciones anuales, así como cálculos económicos, como el VAN, la TIR, o el tiempo de retorno de la inversión, comprobaremos cual es la combinación que nos resulta más rentable.

Para el caso de condensadores y en el caso de inductancias, y en función del número de escalones y tamaño de estos, en cada tabla representaremos cual es la bonificación, en euros, que obtendremos en un año, que son los datos con los que estamos realizando el estudio aplicados durante las 52 semanas del año, y también representaremos el numero de conmutaciones totales de todos los bancos de condensadores, durante dicho año, con el objetivo de encontrar una buena combinación, del tamaño de los bancos de condensadores y numero de escalones necesarios, de tal forma que nos proporcione una buena retribución económica, acorde como ya hemos explicado anteriormente con el gasto inicial de la instalación, además de que el numero de conmutaciones, sea lo más reducido posible, lo cual nos garantiza una mayor vida útil de los componentes utilizados.

A continuación, mediante los cálculos obtenidos en Mathematica, representaremos una tabla con la bonificación y el número de conmutaciones durante un año, en función del tamaño de los bancos de condensadores y del número de escalones:

PROYECTO FINAL DE CARRERA INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL
ESPECIALIDAD ELECTRÓNICA INDUSTRIAL

Escalones\Qcond	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
1	2295.8 € 6812con	2336.8 € 6968con	2436.7 € 7748con	2622.8 € 9204con	3076.8 € 8788con	3599.9 € 8788con
2	2338.4 € 8736con	2706.6 € 10972con	3299.9 € 9984con	5074.6 € 10244con	5892.6 € 9720con	5863 € 9516con
3	2535.5 € 11804con	3679 € 12116con	5713.7 € 10608con	6378.3 € 10660con		
4	2736.2 € 14612con	5157.8 € 12740con	6393.4 € 10920con			
5	3157.9 € 15496con	5941.5 € 13260con				
6	3711.2 € 16276con					
7	4492.8 € 17056con					
8	5189.6 € 17992con					
9	5710.1 € 19240con					
10	5973.2 € 19760con					

Figura 26: Bonificación y número de conmutaciones anuales con condensadores

En la anterior tabla podemos observar como la energía reactiva negativa que demandamos es de unos 0.5, en total, de ahí que para el caso de escalones de 0.05, lleguemos hasta 10 escalones, para el caso de escalones de 0.1, hasta 5, y así sucesivamente.

PROYECTO FINAL DE CARRERA INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL
ESPECIALIDAD ELECTRÓNICA INDUSTRIAL

En cuanto a cual es la mejor combinación para aplicar esos 0.5 de potencia reactiva, observamos como la mayor bonificación que podemos obtener esta alrededor de unos 6000 euros anuales, ahora bien, no sabemos cuál será la mejor opción hasta que no realicemos una serie de cálculos económicos, que nos digan cual es la opción que resultaría más rentable.

Una vez, ya hemos calculado la tabla en cuanto a los condensadores, repetiremos el proceso con las inductancias, a continuación, realizaremos una tabla similar, con la bonificación anual y el número de conmutaciones anuales, en función del tamaño de los bancos de inductancias y del número de escalones:

Escalones\Qbob	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
1	4153.7 € 884con	7126 € 832con	8456.2 € 832con	8456.2 € 780con	8456.2 € 780con	8456.2 € 780con
2	7128.1 € 1300con	8456.2 € 1092con				
3	8458.3 € 1872con					

Figura 27: Bonificación y número de conmutaciones anuales con inductancias

En la anterior tabla podemos observar como la energía reactiva negativa que demandamos es de unos 0.15, en total, de ahí que para el caso de escalones de 0.05, llegemos hasta 3 escalones, para el caso de escalones de 0.1, hasta 2, y en los sucesivos casos, solo necesitemos de 1 escalón ya que con uno cumplimos la demanda de energía reactiva.

En cuanto a cual es la mejor combinación para aplicar esos 0.15 de potencia reactiva, observamos como la mayor bonificación que podemos obtener es de unos 8450euros, para cualquiera de las combinaciones de tamaños de escalones, y numero de estos, así que nos basaremos en los datos de los condensadores, y seremos consecuentes con el tamaño de los escalones, para el caso de las inductancias.

Así que las combinaciones de bancos de condensadores e inductancias, en los que profundizaremos en su estudio, por ser los más razonables a priori son los siguientes:

- Escalones de 0.10: $n_{cond}=5$ y $n_{bob}=2$
- Escalones de 0.15: $n_{cond}=4$ y $n_{bob}=1$
- Escalones de 0.15: $n_{cond}=3$ y $n_{bob}=1$
- Escalones de 0.20: $n_{cond}=3$ y $n_{bob}=1$

6.2. Selección del dimensionamiento óptimo

Como el dimensionamiento de los bancos de condensadores e inductancias, depende de varios aspectos, para llegar a conocer cuál es la combinación óptima, vamos a coger los casos más razonables vistos anteriormente y obtendremos diferentes figuras de mérito para dichos casos, como el VAN, la TIR o el tiempo de retorno de la inversión, para así comprobar cuál es el dimensionamiento óptimo.

Antes de realizar esos cálculos, vamos a definir lo que será la bonificación adicional, ya que, en el caso de que no instaláramos ningún sistema de regulación, también obtendríamos una bonificación. A esta bonificación la denominaremos *Bonif0*. Por lo que a partir de ahora, trabajaremos con la bonificación adicional, ya que esta será la que nos indicara cuál es el beneficio real de nuestra regulación.

$$Bonif\ adicional = Bonif\ anual - Bonif0$$

Antes de representar los resultados obtenidos, vamos a ver que son y cómo se calculan dichos datos económicos.

El valor actual neto, VAN, es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual todos los flujos de caja futuros del proyecto. A este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto.

Así que, para calcularlo, tendremos que saber cuál es el horizonte de nuestra inversión, que nosotros tomaremos unos 20, ya que se corresponde con la vida media útil de los bancos de condensadores e inductancias. Debemos conocer cuál va ser la bonificación adicional obtenida, ya que así al multiplicarlo por el horizonte de la inversión, veremos los beneficios totales obtenidos, gracias a nuestra regulación.

Pero a esos beneficios totales obtenido tendremos que restarle los costes de la inversión inicial, así como unos costes de mantenimiento anuales, que en nuestro estudio serán debidos a los interruptores, los cuales tienen una vida de unas 20 000 conmutaciones.

Así pues la fórmula genérica del VAN será:

$$VAN = -\text{Coste total instalacion} + \sum_{i=1}^{i=\text{Horizonte inv}} \frac{(\text{Bonif adic} - \text{Coste mant})}{(1 + \text{tipo interes})^i}$$

Donde el tipo de interés, es el interés que nos impone el banco al pedir el préstamo, sino disponemos del dinero para la inversión inicial, que suele ser lo más habitual.

La tasa interna de retorno de una inversión, TIR, está definida como la tasa de interés con la cual el valor actual neto es igual a cero. El VAN es calculado a partir del flujo de caja anual, trasladando todas las cantidades futuras al presente. Es un indicador de la rentabilidad de un proyecto, a mayor TIR, mayor rentabilidad.

Se utiliza para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. Para ello, la TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte, el coste de oportunidad de la inversión. Si la tasa de rendimiento del proyecto, expresada por la TIR, supera la tasa de corte, se acepta la inversión; en caso contrario, se rechaza.

La TIR se calcula de la siguiente forma:

$$TIR = \frac{-\text{Coste total instalacion} + \text{Horizonte inv} * (\text{Bonif adic} - \text{Coste mant})}{\sum_{i=1}^{\text{Horizonte inv}} i * (\text{Bonif anual} - \text{Coste mant})}$$

Y por último, el tiempo de retorno de la inversión, que simplemente es el tiempo que nos cuesta recuperar el dinero invertido en la inversión inicial.

El tiempo de retorno de la inversión vendrá dado en años, y lo calculamos de la siguiente manera:

$$\text{Tiempo de retorno de la inv} = \frac{\text{Coste total instalacion}}{\text{Bonif adic}}$$

Una vez ya conocidos estos términos, vamos a realizar todos los cálculos para cada una de las soluciones de tamaño y número de los bancos de condensadores e inductancias, preseleccionadas anteriormente.

Realizaremos los cálculos para 2 tipos de parques, uno de 25MW, y otro de 200MW.

Representaremos, en una tabla, las 4 combinaciones de bancos de condensadores e inductancias, con las diferentes figuras de mérito, y de ahí sacaremos las conclusiones necesarias para conocer, cual es el dimensionamiento óptimo.

6.2.1. Parque de 25MW

En primer lugar calcularemos la tabla para un parque de 25MW:

	VAN	TIR	Tiempo retorno	Conm. anuales	Bonif adic
Qcond=Qbob=0.2 Ncond=2 Nbob=1	3.75 mill	7.4%	0.38 años	13 000	299 665
Qcond=Qbob=0.15 Ncond=3 Nbob=1	3.94 mill	7.47%	0.36 años	13 520	320 652
Qcond=Qbob=0.15 Ncond=4 Nbob=1	3.91 mill	7.44%	0.46 años	13 988	352 920
Qcond=Qbob=0.1 Ncond=5 Nbob=2	3.65 mill	7.31%	0.53 años	16 744	326 503

Figura 28: Figuras de merito del parque de 25MW

En la tabla anterior, podemos comprobar, que los casos que más rentabilidad nos aportan, son el segundo y el tercero, pero las conmutaciones anuales son las más bajas en el segundo caso. Sin embargo el tiempo de retorno de la inversión es mejor tanto en el primer, como en el segundo caso.

PROYECTO FINAL DE CARRERA INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL
ESPECIALIDAD ELECTRÓNICA INDUSTRIAL

Además, la TIR del segundo caso es la más alta de los 4 casos, al igual que el VAN, por lo que la elección final será quedarnos con el 2º caso, ya reúne todas las condiciones, para ser el dimensionamiento óptimo.

Concluyendo, según los resultados obtenidos, para un parque de 25MW, el dimensionamiento óptimo de los bancos de condensadores e inductancias, es de 3 escalones de condensadores y 1 de inductancias, de un tamaño por escalón de 0.15, en por unidad, del total de la instalación.

6.2.2. Parque de 200MW

A continuación calcularemos la tabla para un parque de 200MW:

	VAN	TIR	Tiempo retorno	Conm. anuales	Bonif adic
Qcond=Qbob=0.2 Ncond=2 Nbob=1	32.16 mill	7.54%	0.187 años	13 000	2.4 mill
Qcond=Qbob=0.15 Ncond=3 Nbob=1	34.37 mill	7.64%	0.178 años	13 520	2.58 mill
Qcond=Qbob=0.15 Ncond=4 Nbob=1	34.75 mill	7.65%	0.21 años	13 988	2.62 mill
Qcond=Qbob=0.1 Ncond=5 Nbob=2	34.58 mill	7.64%	0.21 años	16 744	2.63 mill

Figura 29: Figuras de merito del parque de 200MW

Podemos comprobar que, bonificación adicional gracias a nuestra regulación, así como el VAN, son bastante grandes, debido a que este parque cuenta con muchos más aerogeneradores, pero hemos mantenido, el precio de la instalación inicial para hacer esta comparativa.

Podemos observar, que el VAN y la TIR, son ligeramente inferiores en el primer caso, pero de los 3 restantes, en el segundo, nos encontramos con el mejor tiempo de retorno de la inversión, así como de un menor número de conmutaciones anuales, por lo que nos decantaremos por el segundo caso.

Concluyendo, según los resultados obtenidos, para un parque de 200MW, el dimensionamiento óptimo de los bancos de condensadores e inductancias, es de 3 escalones de condensadores y 1 de inductancias, de un tamaño por escalón de 0.15, en por unidad, del total de la instalación.

6.3. Cálculos con el dimensionamiento óptimo

Una vez que ya hemos, decidido cuál es el dimensionamiento adecuado de los bancos de condensadores e inductancias, vamos a mostrar los cálculos realizados para calcular las figuras de merito utilizadas anteriormente.

Realizaremos los cálculos para el caso del parque de 25MW, con 3 bancos de condensadores de 0.15, y 1 banco de inductancias de 0.15.

En primer lugar debemos contrastar los precios de los bancos de condensadores. Mediante una estimación del mercado, tenemos que el precio de un banco de condensadores de 4MVAR es de 13000 €, donde no se incluye el interruptor.

Así pues, al dividirlo por 4 obtendremos un precio, correspondiente a 1MVAR:

$$\text{Coste por MVAR} = \frac{13000 \text{ €}}{4 \text{ MVAR}} = 3250 \text{ €/MVAR}$$

La vida útil de los condensadores es de unos 20, por lo que el horizonte de la inversión lo pondremos en esos 20 años, ya que a partir de ese tiempo es muy usual que se lleve a cabo un cambio de tecnología en el parque.

En el caso de las inductancias, se mantienen los precios, así que los cálculos realizados con los bancos de condensadores, los mantendremos, para las inductancias, así como los precios por escalón, que calculamos a continuación.

Otro dato necesario obtener, es el precio por escalón, correspondiente al interruptor. Mediante una estimación del mercado, tenemos que el precio de un banco de condensadores de 6MVar, donde se incluye el interruptor es de 27500 €

Así que, descontando el precio de los propios condensadores, obtenemos el precio por escalón:

$$\text{Coste escalon} = 27500 \text{ €} - 3250 \frac{\text{€}}{\text{MVar}} * 6 \text{ MVar} = 8000 \text{ €}$$

También tenemos que tener en cuenta el coste inicial de la instalación. Para poder conectar y desconectar los bancos, sería habitual poner una celda de seccionadores, que según una estimación del mercado es de unos 30000 €. También tendremos en cuenta el coste del montaje, puede ser pequeño si no hay que hacer ninguna obra en la subestación. En principio, consideramos que hay espacio suficiente en la subestación y el montaje lo valoramos en 6000 €

Por lo que el coste fijo de la instalación es el siguiente:

$$\text{Coste fijo} = 30000 \text{ €} + 6000 \text{ €} = 36000 \text{ €}$$

Ahora pasaremos a calcular los costes de los bancos de condensadores e inductancias utilizados.

En el caso de los condensadores, de un parque de 25MW, tenemos 3 escalones de 0.15, por lo que el precio de los condensadores es:

$$\text{Coste condensadores} = 25MW * 0.15 * 3 \text{ escalones} * 3250€ = 36562,5 €$$

En el caso de las inductancias, de un parque de 25MW, tenemos escalón de 0.15, por lo que el precio de las inductancias es:

$$\text{Coste inductancias} = 25MW * 0.15 * 1 \text{ escalon} * 3250€ = 12187,5 €$$

Y en cuanto al coste de los escalones, dado que el precio por escalón tomamos el mismo tanto para condensadores como para inductancias, y siendo que tenemos 3 escalones de condensadores y 1 de inductancias, los multiplicaremos por el precio por escalón:

$$\text{Coste total escalones} = (1 + 3)\text{escalones} * 8000€ = 32000 €$$

Así que, el coste total de la instalación inicial será el siguiente:

$$\begin{aligned} \text{Coste total instalación} &= \text{Coste fijo} + \text{Coste condensadores} \\ &+ \text{Coste inductancias} + \text{Coste total escalones} = \\ &= 36000€ + 36562,5€ + 12187,5€ + 32000€ = 116750€ \end{aligned}$$

Para realizar los cálculos, previamente, también debemos obtener cuales son las ganancias previstas anualmente, así como los costes de mantenimiento anuales.

En la regulación que hemos llevado a cabo, hemos obtenido la bonificación anual, para un aerogenerador de 750 KW, por lo que si ahora vamos a obtener la bonificación para un parque de 25MW, tendremos que multiplicar la bonificación anual de un aerogenerador por el número de estos instalados en nuestro parque de 25MW.

$$\text{numero aerogeneradores} = \frac{25MW}{750kW} = 33\text{aerogeneradores}$$

La bonificación total anual obtenida una vez aplicada la regulación será la siguiente:

$$\text{Bonificación total anual} = 11976,12 \text{ €} * 33\text{aerogeneradores} = 395211,96 \text{ €}$$

Y la bonificación que ya obteníamos sin la instalación de ningún sistema de regulación es:

$$\text{Bonif}_0 = 2259,4 \text{ €} * 33\text{aerogeneradores} = 74560,2 \text{ €}$$

Por lo tanto, la bonificación adicional que obtenemos gracias a nuestra regulación, a lo largo de un año, es la siguiente:

$$\begin{aligned} \text{Bonificación adicional} &= \text{Bonif total} - \text{Bonif}_0 = 395211,96 \text{ €} - 74560,2 \text{ €} \\ &= 320651,76 \text{ €} \end{aligned}$$

Aun nos faltan por calcular, los costes del mantenimiento, debido a las conmutaciones, para lo que dividiremos las conmutaciones anuales, por 20000, que el número de conmutaciones que suelen soportar los interruptores, y multiplicaremos por el valor de dichos interruptores:

$$\begin{aligned} \text{Coste mantenimiento} &= \left(\frac{\text{conmutaciones anuales}}{20000} \right) * \text{Coste total escalones} = \\ &= \left(\frac{13520}{20000} \right) * 32000\text{€} = 21632\text{€} \end{aligned}$$

Así pues, ya podemos calcular el VAN, mediante la fórmula siguiente, donde el horizonte de la inversión son 20 años, y el tipo de interés del banco de un 4%:

$$\begin{aligned} \text{VAN} &= -\text{Coste total instalacion} + \sum_{i=1}^{i=\text{Horizonte inv}} \frac{(\text{Bonif adic} - \text{Coste mant})}{(1 + \text{tipo interes})^i} \\ \text{VAN} &= -116750 + \sum_{i=1}^{i=20} \frac{(320651,76 - 21632)}{(1 + 0,04)^i} = 3\,940\,000 \text{ €} \end{aligned}$$

También podemos calcular la TIR, mediante la fórmula siguiente, donde el horizonte de la inversión son 20 años:

$$\begin{aligned} \text{TIR} &= \frac{-\text{Coste total instalacion} + \text{Horizonte inv} * (\text{Bonif adic} - \text{Coste mant})}{\sum_{i=1}^{i=\text{Horizonte inv}} i * (\text{Bonif anual} - \text{Coste mant})} \\ \text{TIR} &= \left(\frac{-116750 + 20 * (320651,76 - 21632)}{\sum_{i=1}^{i=20} i * (395211,96 - 21632)} \right) = 7,47\% \end{aligned}$$

Y por último, calcularemos el tiempo de retorno de la inversión, mediante la siguiente fórmula:

$$\text{Tiempo de retorno de la inv} = \frac{\text{Coste total instalacion}}{\text{Bonif adic}}$$

$$\text{Tiempo de retorno de la inv} = \frac{116750}{320651,76} = 0,36 \text{ años}$$

Así pues, queda concluido nuestro estudio sobre la optimización de los bancos de condensadores e inductancias, habiendo obtenido cual es el dimensionamiento óptimo para el caso que estábamos estudiando.

A continuación, aplicaremos este método, en otros casos, con datos de parques reales, pero con una mayor duración, por lo que llevaremos a cabo algunas mejoras en la programación en Mathematica. Ya que, hemos usado una programación vectorial, que para nuestro estudio, con datos durante una semana, no había problema alguno, pero si vamos a estudiar casos, con datos durante un año, nos será, más conveniente aplicar una programación secuencial.

7. MEJORAS EN LA PROGRAMACIÓN

Como hemos comentando, vamos a aplicar la regulación descrita anteriormente a diversos parques eólicos. El problema de la regulación anterior, es que al ser vectorial, cuando estamos trabajando con listas de datos muy extensas, se ralentiza mucho el programa, debido a que estamos trabajando con numerosos vectores de miles de datos.

Mediante este cambio, dejamos de utilizar en todos los vectores el puntero i , mediante el cual nos situábamos en cada uno de los vectores. Pasamos a realizar todos los cálculos de forma secuencial, realizando unas acciones u otras según los resultados previos.

Este cambio en el tipo de programación, hace que nuestro sistema de regulación sea más rápido, eficiente, y nos permitiría una posible conexión a un autómata o a un controlador centralizado.

A parte de este cambio de tipo global en la regulación, hemos introducido una serie de cambios puntuales que nos permitirán tener una regulación más precisa.

Uno de los cambios introducidos, es una posible interpolación del registro de datos, ya que los datos de algunos parques son cada 10 o 15 minutos, por lo que las muestras durante la hora, son muy reducidas y es más complicado la regulación, para obtener un adecuado factor de potencia al final de la hora. Así que mediante los datos de los extremos de la banda, y mediante una variable, que nos indique el número de pasos por hora que deseamos, podemos obtener datos con la frecuencia deseada mediante esta interpolación de datos.

Otro de los grandes cambios introducidos, es en cuanto a la forma de predecir la energía generada al final de la hora. En la regulación vectorial utilizábamos el método de la persistencia, ahora vamos a mejorar el cálculo de esta persistencia, además de realizar otro modo de predecir la energía generada al final de la hora basado en el modelo de tendencia.

En la regulación vectorial, para predecir cuál sería la energía en el periodo restante de la hora en la que nos encontrábamos, nuestra función $t2$, hacíamos una media de los 60 últimos minutos, previos al momento actual, y el valor medio de ese intervalo, es el que suponíamos para todo el periodo $t2$.

En esta nueva regulación secuencial, no utilizaremos los datos de toda la hora previa al momento en el que nos encontramos, sino que, con el fin de tener en cuenta, si nos encontramos al principio, o fin de la hora, tomaremos los datos situados entre los valores $t1-t2$, y $t1$, donde $t1$ es la fracción de hora ya transcurrida, y $t2$, la fracción de hora restante.

Aquí podemos ver gráficamente, el intervalo, que aplicaríamos el método de la persistencia:

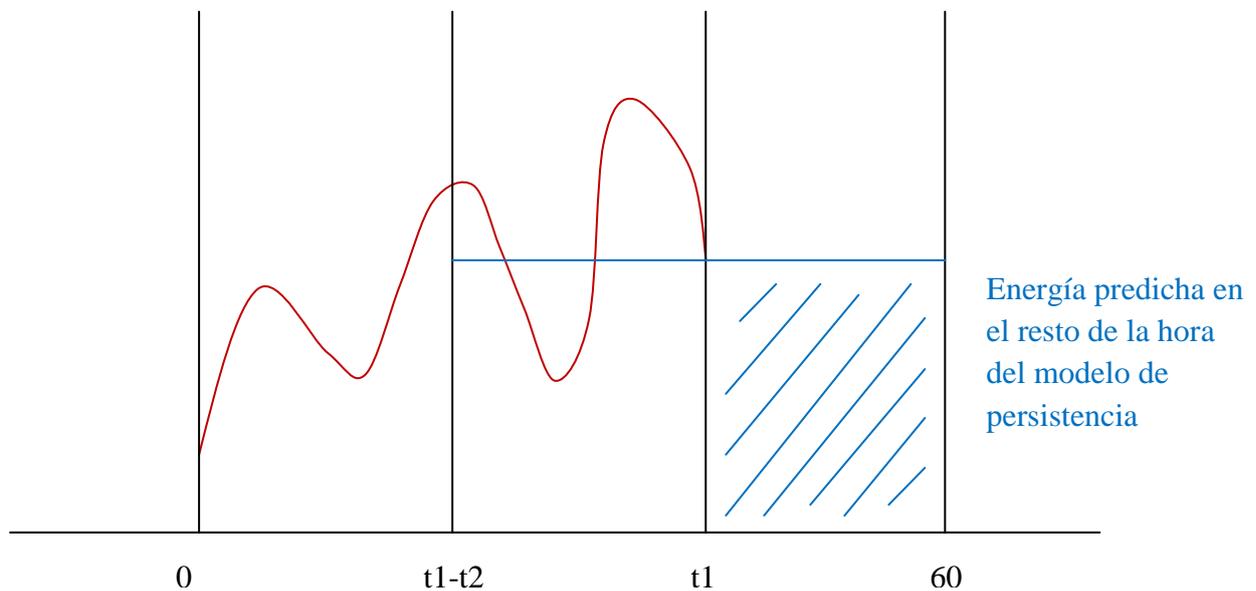


Figura 30: Método persistencia

El otro método para predecir la energía generada al final de la hora, es el método de la tendencia. En el que en utilizando los mismos intervalos de tiempo vistos en la grafica anterior, esta vez, no hacemos una media con los datos durante ese intervalo.

En este método, obtenemos la tendencia de los datos durante ese intervalo mediante el ajuste por mínimos cuadrados, para qué, siguiendo la tendencia constante que llevan los datos en el intervalo t_1-t_2 hasta t_1 . Así manteniendo constante la pendiente de la recta, conoceremos cual va ser la tendencia que seguirán los datos en el intervalo t_1 hasta el fin de la hora.

Aquí podemos ver gráficamente, como aplicamos el método de la tendencia:

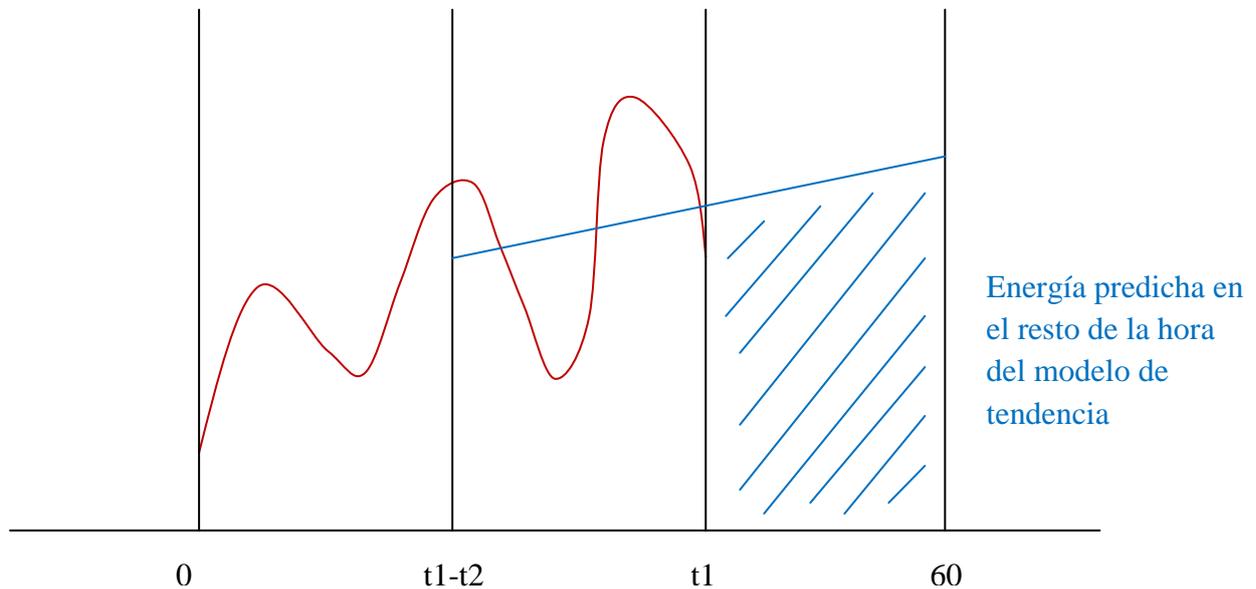


Figura 31: Método tendencia

Este método de la persistencia, en el que la tendencia de la potencia de los últimos datos se conserva, es adecuado si las variaciones de la grafica son suaves, es decir tiene pocas variaciones rápidas. De ser así, si tenemos una grafica de la potencia rugosa, el método que más nos convendrá utilizar será el de la persistencia.

En nuestra regulación secuencial, daremos la opción de cuál de los 2 métodos de predicción se quiere aplicar a la regulación.

También incluiremos en esta nueva regulación, todos los cálculos económicos descritos anteriormente, como son el VAN, la TIR y tiempo de retorno de la inversión.

Representaremos en tablas todos los casos de las posibles combinaciones, de tamaño y numero de escalones de condensadores e inductancias. Así como también, representaremos graficas en 3 dimensiones, de el numero de conmutaciones, el VAN y la TIR, en función del dimensionamiento de los bancos, para que nos ayude a visualizar cual es la combinación más adecuada de estos.

Así que, una vez solucionados los problemas con los que nos habíamos encontrado, y después de haber incluido algunas mejoras que nos aportaran una mayor eficiencia a nuestra regulación, pasaremos al estudio de algunos parques en concreto, con datos que abarcan un año completo.

8. ESTUDIO DE PARQUES

En este apartado llevaremos a cabo el estudio de varios parques eólicos en concreto, según los resultados obtenidos en la nueva regulación secuencial aplicada en Mathematica.

8.1. Estudio del Parque 1

Este Parque 1, es un parque de 50MW, los datos de los que disponemos son de una duración de un año completo, con muestras de energía activa y reactiva, tomadas cada 15 minutos.

Comenzaremos aplicando la interpolación, para obtener datos minutalmente ya que los datos que disponemos son de cada 15 minutos, y no nos permitiría llevar a cabo una buena regulación.

Atendiendo al tipo de predicción que utilizaremos, en primer lugar llevaremos a cabo una regulación con una predicción por persistencia, para obtener cuáles son los tamaños adecuados de condensadores e inductancias. Una vez obtenido los valores óptimos de estos, recalcularemos las figuras de mérito, con los valores seleccionados de los bancos, mediante el método de la persistencia, y el método de la tendencia, para así, comprobar la viabilidad de ambos métodos, y cuál es más adecuado.

En la nueva programación secuencial, podemos fijar un tamaño y número de escalones de inductancias, y tener una salida con los resultados de bonificaciones adicionales, conmutaciones anuales, VAN, TIR, y demás datos. O podemos fijar el

PROYECTO FINAL DE CARRERA INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL
ESPECIALIDAD ELECTRÓNICA INDUSTRIAL

tamaño y el número de escalones de condensadores, y ver las salidas en función de los tamaños y números de escalones de las inductancias.

En nuestro caso, comenzaremos fijando un tamaño de condensadores aleatorio, y obtendremos una tabla con las salidas de las combinaciones posibles de los bancos de inductancias.

Comenzamos fijando los condensadores, ya que debido al carácter inductivo de los datos, el total de energía reactiva requerida a las inductancias, es menor, que la requerida de los condensadores. Por lo que las combinaciones resultantes son mucho más reducidas, y en consecuencia, mucho más fácil de comprobar cuál es el mejor caso para la combinación de los bancos de inductancias.

De modo que a través de la siguiente tabla, en la que fijamos unos valores a los bancos de condensadores, podemos ver fácilmente cual es la combinación más adecuada en el caso de los bancos de inductancias:

Q_{cond}	N_{cond}	Q_{ind}	N_{ind}	Bonif. Adic	Commut. Anual
0.3	2	0.1	1	298 903	11 117
0.3	2	0.2	1	415 456	1762
0.3	2	0.3	1	415 466	1752
0.3	2	0.4	1	415 466	1752
0.3	2	0.05	2	299 314	8329
0.3	2	0.1	2	417 524	11 636
0.3	2	0.15	2	415 367	2683
0.3	2	0.2	2	415 377	2080
0.3	2	0.03	3	295 653	9264
0.3	2	0.07	3	418 626	10 480
0.3	2	0.1	3	417 404	11 979
0.3	2	0.13	3	416 237	3762
0.3	2	0.02	4	293 947	10 751
0.3	2	0.05	4	418 264	9418
0.3	2	0.08	4	418 166	11 148
0.3	2	0.1	4	417 404	11 987
0.3	2	0.02	5	294 382	12 198
0.3	2	0.04	5	416 621	10 107
0.3	2	0.06	5	418 211	10 484
0.3	2	0.08	5	417 580	11 625

Figura 32: Fijo los condensadores para optimizar bancos inductancias del Parque 1

PROYECTO FINAL DE CARRERA INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL
ESPECIALIDAD ELECTRÓNICA INDUSTRIAL

Podemos comprobar, que con más de un escalón, las conmutaciones se disparan, sin que la bonificación adicional mejore, por lo que nos bastara con tener un escalón de 0.2, que es el que nos aporta una mayor bonificación anual, con un similar numero de conmutaciones por año.

Una vez ya hemos seleccionado cual es la combinación adecuada de los bancos de inductancias, fijaremos esos valores y obtendremos las salidas, en función de los diferentes tamaños y números de escalones de condensadores.

En este caso las combinaciones de los bancos de condensadores son mucho más amplias, por lo que nos basaremos en diferentes datos, para seleccionar cual es la combinación más adecuada.

En primer lugar, calcularemos una tabla, similar a la anterior, donde en función de los tamaños y números de escalones de los condensadores, y con las inductancias fijadas a un escalón de 0.2, obtengamos la bonificación adicional y las conmutaciones:

Q_{cond}	N_{cond}	Q_{bob}	N_{bob}	Bonif. Adic	Commut. Anual
0.2	1	0.2	1	330 276	1467
0.3	1	0.2	1	334 203	1471
0.4	1	0.2	1	382 548	1489
0.5	1	0.2	1	407 692	4535
0.1	2	0.2	1	370 138	1992
0.15	2	0.2	1	392 186	1890
0.2	2	0.2	1	414 948	1810
0.25	2	0.2	1	420 825	1778
0.07	3	0.2	1	371 840	9190
0.1	3	0.2	1	399 520	2327
0.13	3	0.2	1	452 464	2229
0.17	3	0.2	1	468 939	2117
0.05	4	0.2	1	370 817	9692
0.08	4	0.2	1	400 552	5332
0.1	4	0.2	1	455 179	2630
0.12	4	0.2	1	480 511	2488
0.04	5	0.2	1	370 557	10 217
0.06	5	0.2	1	400 550	10 428
0.08	5	0.2	1	455 778	4790
0.1	5	0.2	1	482 364	2861

Figura 33: Fijo las inductancias para optimizar bancos de condensadores del Parque 1

PROYECTO FINAL DE CARRERA INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL
ESPECIALIDAD ELECTRÓNICA INDUSTRIAL

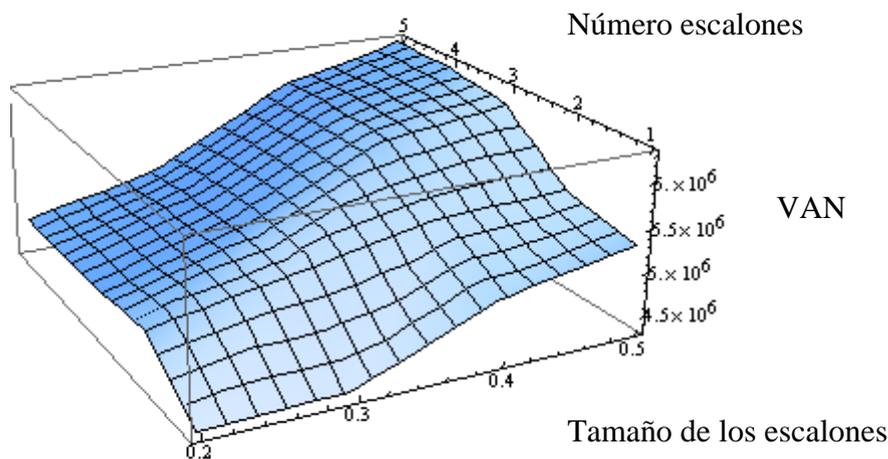
También tendremos que tener en cuenta, un factor económico muy importante, como es el VAN, que nos da cual será el beneficio total que habremos obtenido dentro de 20 años.

Aquí vemos una tabla con los valores del VAN, en función del tamaño y número de escalones de condensadores, con los bancos de inductancias ya fijados:

	$Q_{\text{cond total}} = 0.2$	$Q_{\text{cond total}} = 0.3$	$Q_{\text{cond total}} = 0.4$	$Q_{\text{cond total}} = 0.5$
$N_{\text{cond}} = 1$	4.33963×10^6	4.37669×10^6	5.01717×10^6	5.29296×10^6
$N_{\text{cond}} = 2$	4.87281×10^6	5.15786×10^6	5.45226×10^6	5.5164×10^6
$N_{\text{cond}} = 3$	4.77855×10^6	5.25041×10^6	5.95528×10^6	6.16476×10^6
$N_{\text{cond}} = 4$	4.75646×10^6	5.21543×10^6	5.98564×10^6	6.31598×10^6
$N_{\text{cond}} = 5$	4.74437×10^6	5.13229×10^6	5.95855×10^6	6.33508×10^6

Figura 34: Datos del VAN del Parque 1

Para poder comprobar cuales son las combinaciones más adecuadas, en cuanto a la elección de los bancos de condensadores, podemos realizar una grafica en 3 dimensiones para poder comprobarlo de una forma más visual:



Otro dato importante, que nos ayuda a tomar la decisión es la TIR, que nos interesa que sea lo más alta posible:

PROYECTO FINAL DE CARRERA INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL
ESPECIALIDAD ELECTRÓNICA INDUSTRIAL

	$Q_{cond\ total}= 0.2$	$Q_{cond\ total}= 0.3$	$Q_{cond\ total}= 0.4$	$Q_{cond\ total}= 0.5$
$N_{cond} = 1$	0.0934262	0.0932148	0.0932684	0.0931812
$N_{cond} = 2$	0.0936195	0.0935131	0.0934211	0.093262
$N_{cond} = 3$	0.0935884	0.0935427	0.0935706	0.0934641
$N_{cond} = 4$	0.0935809	0.0935316	0.0935789	0.0935055
$N_{cond} = 5$	0.0935768	0.0935047	0.0935715	0.0935105

Figura 36: Datos de la TIR del Parque 1

Así que realizarnos otro grafico en 3 dimensiones, para poder comprobarlo de una forma más visual:

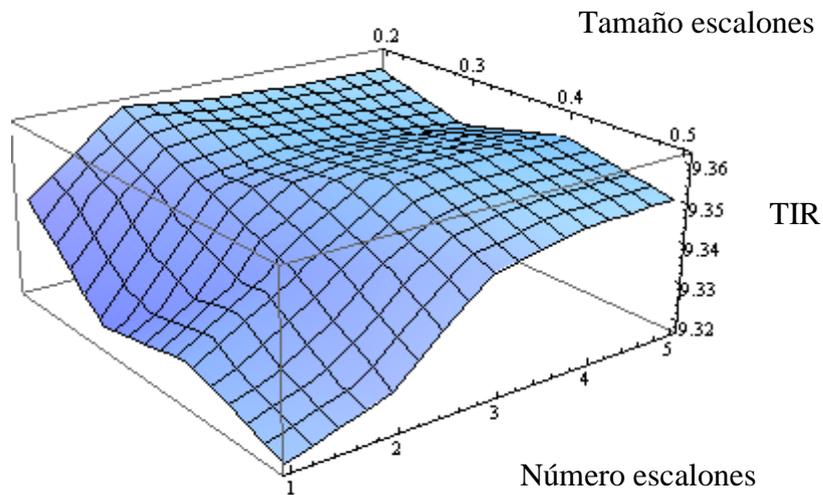


Figura 37: Grafico 3D de la TIR del Parque 1

También representaremos en 3 dimensiones, las conmutaciones anuales, que nos interesa que sean las menos posibles:

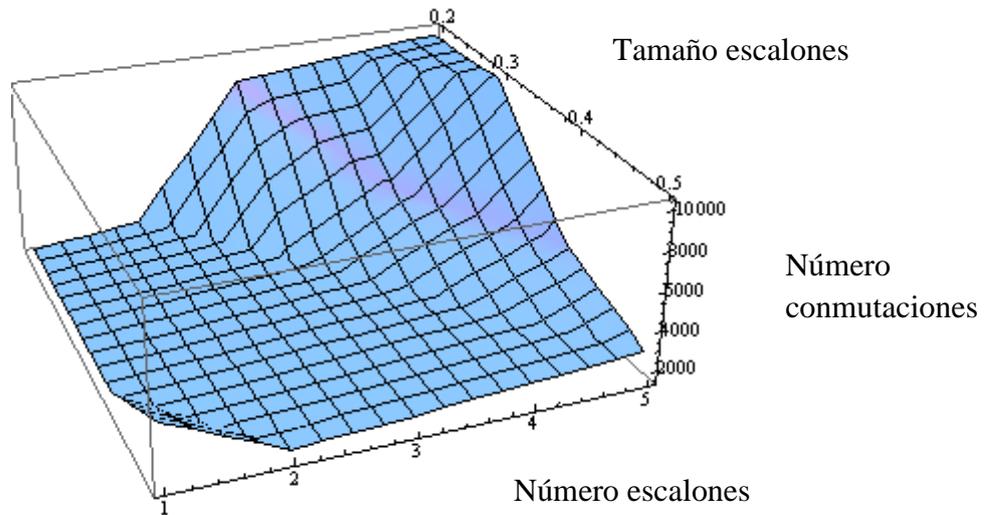


Figura 38: Grafico 3D de las conmutaciones anuales del Parque 1

Así pues, con los datos obtenidos y buscando un consenso de todas las figuras de merito, podemos comprobar, que poniendo 2 escalones de condensadores de 0.3 cada uno, obtenemos una buena bonificación adicional, así como mantenemos bajas las conmutaciones anuales.

En cuanto a los cálculos del VAN y la TIR, podemos comprobar que obtenemos un valor actual neto, bastante aceptable, así como una muy buena tasa interna de retorno.

Por lo que el dimensionamiento optimo para el caso del Parque 1, será de 2 escalones de condensadores de 0,3 y 1 escalón de inductancias de 0,2.

Con este dimensionamiento, el coste inicial de la instalación son 125000€

Ahora que tenemos cual es el dimensionamiento optimo de los bancos de condensadores e inductancias, aplicaremos la regulación, usando el método de predicción por persistencia, y el método de predicción por tendencia.

Compararemos los resultados obtenidos para cada uno de los métodos en la siguiente tabla, para comprobar cuál es el más adecuado a este parque:

	Bonificación adicional	Conmutaciones anuales	VAN	TIR	Tiempo de retorno
PERSISTENCIA	415456€	1762 conm	5.15 mill€	9.35%	0.3 años
TENDENCIA	417371€	1831 conm	5.21mill€	9.35%	0.29 años

Figura 39: Comparación persistencia y tendencia del Parque 1

Como podemos comprobar con los resultados obtenidos, los dos modelos de predicción son completamente validos, además de no darse diferencias sustanciales.

En este parque en concreto, realizar una predicción por el método de la tendencia, nos resulta ligeramente beneficioso en comparación con el método de la persistencia. Obtenemos una bonificación adicional algo mayor, lo que hace que el VAN sea algo mayor, y el tiempo de retorno de la inversión sea menor. Además de mantener el valor de la TIR, y no incrementar sustancialmente el número de conmutaciones anuales.

8.2. Estudio del Parque 2

Este Parque 2, es un parque de 25MW, los datos de los que disponemos son de una duración de una año completo, con muestras de energía activa y reactiva, tomadas cada 15 minutos.

Comenzaremos aplicando la interpolación, para obtener datos minutalmente ya que los dato que disponemos son de cada 15 minutos, y no nos permitiría llevar a cabo una buena regulación.

PROYECTO FINAL DE CARRERA INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL
ESPECIALIDAD ELECTRÓNICA INDUSTRIAL

Atendiendo al tipo de predicción que utilizaremos, en primer lugar llevaremos a cabo una regulación con una predicción por persistencia, para obtener cual son los tamaños adecuados de condensadores e inductancias. Una vez obtenido los valores óptimos de estos, recalcularemos las figuras de merito, con los valores seleccionados de los bancos, mediante el método de la persistencia, y el método de la tendencia, para así, comprobar la viabilidad de ambos métodos, y cual es más adecuado.

En la nueva programación secuencial, podíamos comenzar fijando un tamaño y número de escalones de inductancias, o de condensadores y tener una salida con los resultados de bonificaciones adicionales, conmutaciones anuales, VAN y TIR, comenzaremos por fijar los condensadores, por el mismo motivo del estudio del parque anterior, que es más fácil la elección del dimensionamiento de las inductancias.

De modo que fijando un valor del tamaño y número de escalones de los condensadores, a través de la siguiente tabla, podremos ver fácilmente cual es la combinación más adecuada en el caso de los bancos de inductancias:

Q_{cond}	N_{cond}	Q_{bob}	N_{bob}	Bonif. Adic	Conmut. Anual
0.3	2	0.1	1	110 102	9132
0.3	2	0.2	1	187 058	1750
0.3	2	0.3	1	203 776	1744
0.3	2	0.4	1	203 776	1744
0.3	2	0.05	2	108 476	6985
0.3	2	0.1	2	186 820	9711
0.3	2	0.15	2	203 824	2240
0.3	2	0.2	2	203 838	2144
0.3	2	0.03	3	111 511	9397
0.3	2	0.07	3	184 941	8721
0.3	2	0.1	3	203 839	10 175
0.3	2	0.13	3	203 791	4297
0.3	2	0.02	4	113 867	11 510
0.3	2	0.05	4	185 280	8307
0.3	2	0.08	4	202 257	9518
0.3	2	0.1	4	203 839	10 267
0.3	2	0.02	5	113 271	13 065
0.3	2	0.04	5	186 012	9814
0.3	2	0.06	5	201 824	9481
0.3	2	0.08	5	202 898	9921

Figura 40: Fijo los condensadores para optimizar bancos inductancias del Parque 2

PROYECTO FINAL DE CARRERA INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL
ESPECIALIDAD ELECTRÓNICA INDUSTRIAL

Podemos comprobar, que con más de un escalón, las conmutaciones se disparan, sin que la bonificación adicional mejore, por lo que nos bastara con tener un escalón de 0.3, que es el que nos aporta una mayor bonificación anual, ya que aumentando el tamaño de este escalón, la bonificación ya no mejora.

Una vez ya hemos seleccionado cual es la combinación adecuada de los bancos de inductancias, fijaremos esos valores y obtendremos las figuras de merito, en función de los diferentes tamaños y números de escalones de condensadores.

En este caso las combinaciones de los bancos de condensadores son mucho más amplias, por lo que nos basaremos en diferentes datos, para seleccionar cual es la combinación más adecuada.

En primer lugar, calcularemos una tabla, similar a la anterior, donde en función de los tamaños y números de escalones de los condensadores, y con las inductancias fijadas a un escalón de 0.3, obtengamos la bonificación adicional y las conmutaciones anuales:

Q_{cond}	N_{cond}	Q_{bob}	N_{bob}	Bonif. Adic	Conmut. Anual
0.2	1	0.3	1	152 333	1461
0.3	1	0.3	1	175 790	1461
0.4	1	0.3	1	201 983	1461
0.5	1	0.3	1	205 670	1461
0.1	2	0.3	1	158 478	8342
0.15	2	0.3	1	177 631	1818
0.2	2	0.3	1	199 472	1780
0.25	2	0.3	1	203 438	1766
0.07	3	0.3	1	158 305	10 038
0.1	3	0.3	1	181 009	8669
0.13	3	0.3	1	204 780	2526
0.17	3	0.3	1	204 574	2047
0.05	4	0.3	1	157 934	9728
0.08	4	0.3	1	180 455	9744
0.1	4	0.3	1	205 758	8944
0.12	4	0.3	1	209 427	3485
0.04	5	0.3	1	157 451	10 722
0.06	5	0.3	1	180 233	10 558
0.08	5	0.3	1	205 360	10 075
0.1	5	0.3	1	209 701	9142

Figura 41: Fijo las inductancias para optimizar bancos de condensadores del Parque 2

También tendremos que tener en cuenta, un factor económico muy importante, como es el VAN, que nos da cual será el beneficio total que habremos obtenido dentro de 20 años.

Aquí vemos una tabla con los valores del VAN, en función del tamaño y número de escalones de condensadores, con los bancos de inductancias ya fijados:

	$Q_{\text{cond total}} = 0.2$	$Q_{\text{cond total}} = 0.3$	$Q_{\text{cond total}} = 0.4$	$Q_{\text{cond total}} = 0.5$
$N_{\text{cond}} = 1$	1.95393×10^6	2.26459×10^6	2.61244×10^6	2.65442×10^6
$N_{\text{cond}} = 2$	1.92522×10^6	2.28379×10^6	2.57311×10^6	2.61911×10^6
$N_{\text{cond}} = 3$	1.89521×10^6	2.21797×10^6	2.63308×10^6	2.62997×10^6
$N_{\text{cond}} = 4$	1.89523×10^6	2.19291×10^6	2.54171×10^6	2.67247×10^6
$N_{\text{cond}} = 5$	1.87245×10^6	2.17662×10^6	2.51785×10^6	2.58394×10^6

Figura 42: Datos del VAN del Parque 2

Para poder comprobar cuales son las combinaciones más adecuadas, en cuanto a la elección de los bancos de condensadores, podemos realizar una grafica en 3 dimensiones para poder comprobarlo de una forma más visual:

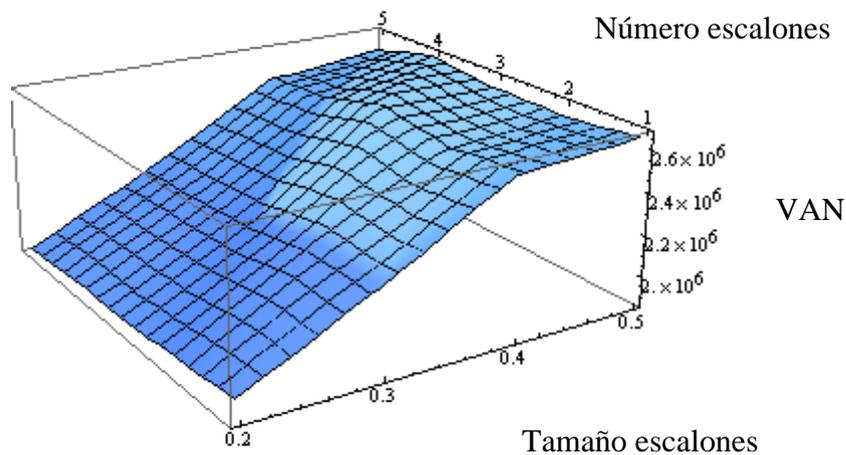


Figura 43: Grafico 3D del VAN del Parque 2

Otro dato importante, que nos ayuda a tomar la decisión es la TIR, que nos interesa que sea lo más alta posible:

PROYECTO FINAL DE CARRERA INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL
ESPECIALIDAD ELECTRÓNICA INDUSTRIAL

	$Q_{condtotal}= 0.2$	$Q_{condtotal}= 0.3$	$Q_{condtotal}= 0.4$	$Q_{condtotal}= 0.5$
$N_{cond} = 1$	0.0923129	0.0924848	0.0926518	0.0925088
$N_{cond} = 2$	0.0922713	0.092507	0.0926139	0.0924736
$N_{cond} = 3$	0.0922265	0.0924295	0.0926713	0.0924845
$N_{cond} = 4$	0.0922265	0.0923988	0.0925828	0.0925265
$N_{cond} = 5$	0.0921916	0.0923785	0.0925586	0.0924376

Figura 44: Datos de la TIR del Parque 2

Así que realizarnos otro grafico en 3 dimensiones, para poder comprobarlo de una forma más visual:

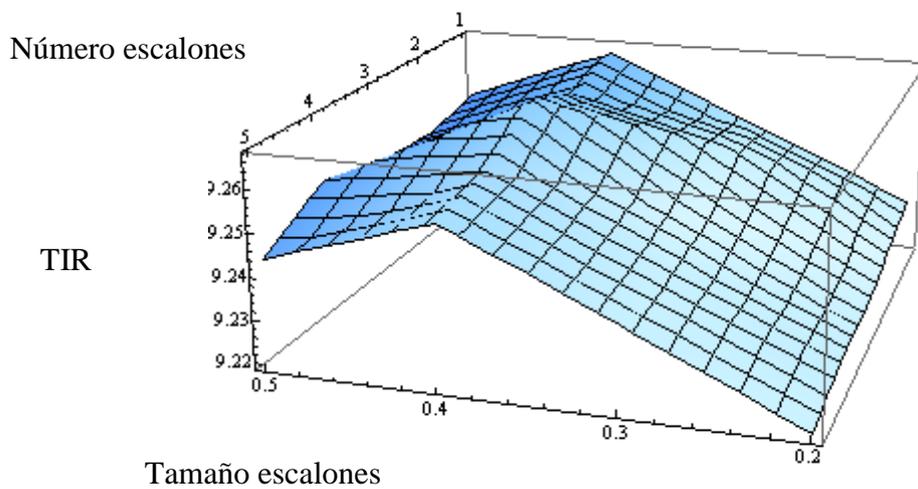


Figura 45: Grafico 3D de la TIR del Parque 2

También representaremos en 3 dimensiones, las conmutaciones anuales, que nos interesa que sean las menos posibles:

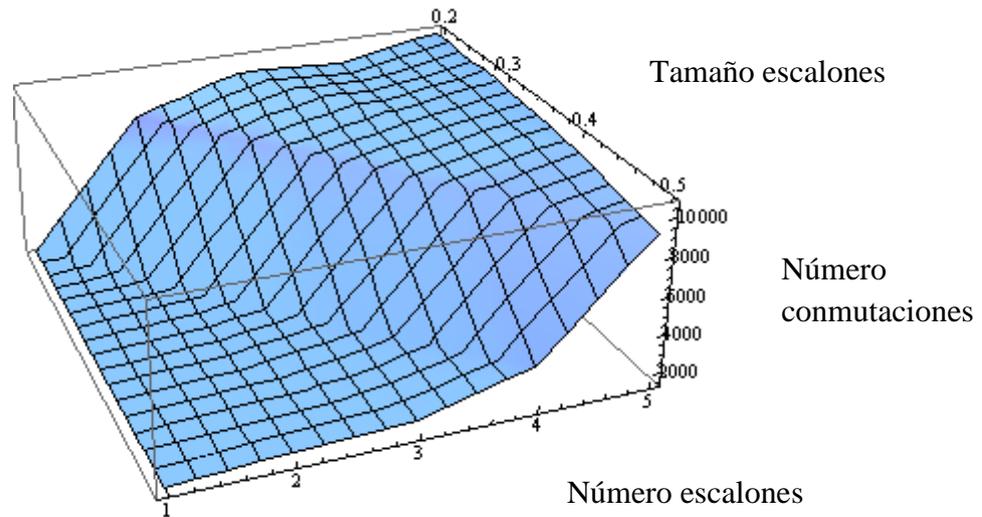


Figura 46: Grafico 3D de las conmutaciones anuales del Parque 2

Así pues, con los datos obtenidos y buscando un consenso de todas las figuras de merito, podemos comprobar, que poniendo 2 escalones de condensadores de 0.3 cada uno, obtenemos una buena bonificación adicional, así como mantenemos bajas las conmutaciones anuales.

En cuanto a los cálculos del VAN y la TIR, podemos comprobar que obtenemos un valor actual neto, bastante aceptable, así como una muy buena tasa interna de retorno.

En conclusión el dimensionamiento óptimo para el caso del Parque 2, será de 2 escalones de condensadores de 0,3 y 1 escalón de inductancias de 0,3.

Con este dimensionamiento, el coste inicial de la instalación son 133125€

Ahora que tenemos cual es el dimensionamiento optimo de los bancos de condensadores e inductancias, aplicaremos la regulación, usando el método de predicción por persistencia, y el método de predicción por tendencia.

Compararemos los resultados obtenidos para cada uno de los métodos en la siguiente tabla, para comprobar cuál es el más adecuado a este parque:

	Bonificación adicional	Conmutaciones anuales	VAN	TIR	Tiempo de retorno
PERSISTENCIA	203776€	1744 conm	2.32mill€	9.25%	0.65 años
TENDENCIA	203545€	1784 conm	2.3mill€	9.25%	0.65 años

Figura 47: Comparación persistencia y tendencia del Parque 2

Como podemos comprobar con los resultados obtenidos, los dos modelos de predicción son completamente validos, además de no darse diferencias sustanciales.

En este parque en concreto, realizar una predicción por el método de la persistencia, nos resulta ligeramente beneficioso en comparación con el método de la persistencia. Obtenemos una bonificación adicional algo mayor, lo que hace que el VAN sea algo mayor, y el tiempo de retorno de la inversión sea menor. Además de mantener el valor de la TIR, y ser un poco más reducido el número de conmutaciones anuales.

8.3. Estudio del Parque 3

Este Parque 3, es un parque de 50MW, los datos de los que disponemos son de una duración de una año completo, con muestras de energía activa y reactiva, tomadas cada 15 minutos.

Comenzaremos aplicando la interpolación, para obtener datos minutalmente ya que los dato que disponemos son de cada 15 minutos, y no nos permitiría llevar a cabo una buena regulación.

Atendiendo al tipo de predicción que utilizaremos, en primer lugar llevaremos a cabo una regulación con una predicción por persistencia, para obtener cual son los tamaños adecuados de condensadores e inductancias. Una vez obtenido los valores óptimos de estos, recalcularemos las figuras de merito, con los valores seleccionados de los bancos, mediante el método de la persistencia, y el método de la tendencia, para así, comprobar la viabilidad de ambos métodos, y cual es más adecuado.

En nuestra regulación, podemos fijar un tamaño y número de escalones de inductancias, y tener una salida con los resultados de bonificaciones adicionales, conmutaciones anuales, VAN, TIR, y demás datos. O podemos fijar el tamaño y el número de escalones de condensadores, y ver las salidas en función de los tamaños y números de escalones de las inductancias.

En nuestro caso, comenzaremos fijando un tamaño de condensadores, y obtendremos una tabla con las salidas de las combinaciones posibles de los bancos de inductancias.

Comenzamos fijando los condensadores, al igual que en los parques anteriores, ya que debido al carácter inductivo de los datos, el total de energía reactiva requerida a las inductancias, es menor, que la requerida de los condensadores. Por lo que las combinaciones resultantes son mucho más reducidas, y en consecuencia, mucho más fácil de comprobar cuál es la mejor combinación de los bancos de inductancias.

De modo que a través de la siguiente tabla, en la que fijamos unos valores a los bancos de condensadores, podemos ver fácilmente cual es la combinación más adecuada en el caso de los bancos de inductancias:

PROYECTO FINAL DE CARRERA INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL
ESPECIALIDAD ELECTRÓNICA INDUSTRIAL

Q_{cond}	N_{cond}	Q_{bob}	N_{bob}	Bonif. Adic	Conmut. Anual
0.3	2	0.1	1	315 540	10 273
0.3	2	0.2	1	422 606	1772
0.3	2	0.3	1	422 795	1760
0.3	2	0.4	1	422 795	1760
0.3	2	0.05	2	316 010	9344
0.3	2	0.1	2	425 299	10 747
0.3	2	0.15	2	422 501	2659
0.3	2	0.2	2	422 386	2076
0.3	2	0.03	3	312 598	9954
0.3	2	0.07	3	425 766	11 212
0.3	2	0.1	3	425 333	11 075
0.3	2	0.13	3	423 028	3455
0.3	2	0.02	4	310 764	10 876
0.3	2	0.05	4	426 317	10 417
0.3	2	0.08	4	426 193	11 448
0.3	2	0.1	4	425 333	11 079
0.3	2	0.02	5	309 055	12 026
0.3	2	0.04	5	424 834	10 885
0.3	2	0.06	5	426 423	11 345
0.3	2	0.08	5	426 003	11 787

Figura 48: Fijo los condensadores para optimizar bancos inductancias del Parque 3

Podemos comprobar, que con más de un escalón, las conmutaciones se disparan, sin que la bonificación adicional mejore, por lo que nos bastara con tener un escalón de 0.2, que es el que nos aporta una mayor bonificación anual, con un similar numero de conmutaciones por año.

Una vez ya hemos seleccionado cual es la combinación adecuada de los bancos de inductancias, fijaremos esos valores y obtendremos las salidas, en función de los diferentes tamaños y números de escalones de condensadores.

En este caso las combinaciones de los bancos de condensadores son mucho más amplias, por lo que nos basaremos en diferentes datos, para seleccionar cual es la combinación más adecuada.

En primer lugar, calcularemos una tabla, similar a la anterior, donde en función de los tamaños y números de escalones de los condensadores, y con las inductancias fijadas a un escalón de 0.2, obtengamos la bonificación adicional y las conmutaciones:

PROYECTO FINAL DE CARRERA INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL
ESPECIALIDAD ELECTRÓNICA INDUSTRIAL

Q_{cond}	N_{cond}	Q_{cob}	N_{cob}	Bonif. Adic	Commut. Anual
0.2	1	0.2	1	346 024	1491
0.3	1	0.2	1	336 968	1469
0.4	1	0.2	1	384 453	1521
0.5	1	0.2	1	409 498	4140
0.1	2	0.2	1	378 054	2021
0.15	2	0.2	1	397 525	1906
0.2	2	0.2	1	427 902	1842
0.25	2	0.2	1	431 360	1780
0.07	3	0.2	1	380 609	10 283
0.1	3	0.2	1	405 054	2369
0.13	3	0.2	1	454 375	2247
0.17	3	0.2	1	479 435	2161
0.05	4	0.2	1	379 245	11 148
0.08	4	0.2	1	407 401	5811
0.1	4	0.2	1	459 169	2668
0.12	4	0.2	1	487 608	2520
0.04	5	0.2	1	378 949	10 971
0.06	5	0.2	1	406 723	12 585
0.08	5	0.2	1	461 103	5217
0.1	5	0.2	1	491 312	2909

Figura 49: Fijo las inductancias para optimizar bancos de condensadores del Parque 3

También tendremos que tener en cuenta, un factor económico muy importante, como es el VAN, que nos da cual será el beneficio total que habremos obtenido dentro de 20 años.

Aquí vemos una tabla con los valores del VAN, en función del tamaño y número de escalones de condensadores, con los bancos de inductancias ya fijados:

	$Q_{condtotal}= 0.2$	$Q_{condtotal}= 0.3$	$Q_{condtotal}= 0.4$	$Q_{condtotal}= 0.5$
$N_{cond} = 1$	4.55326×10^6	4.4143×10^6	5.04254×10^6	5.32394×10^6
$N_{cond} = 2$	4.97992×10^6	5.23016×10^6	5.62779×10^6	5.65954×10^6
$N_{cond} = 3$	4.8799×10^6	5.32493×10^6	5.98096×10^6	6.30669×10^6
$N_{cond} = 4$	4.84726×10^6	5.30069×10^6	6.03925×10^6	6.4119×10^6
$N_{cond} = 5$	4.84612×10^6	5.18101×10^6	6.02396×10^6	6.4559×10^6

Figura 50: Datos del VAN del Parque 3

Para poder comprobar cuales son las combinaciones más adecuadas, en cuanto a la elección de los bancos de condensadores, podemos realizar una grafica en 3 dimensiones para poder comprobarlo de una forma más visual:

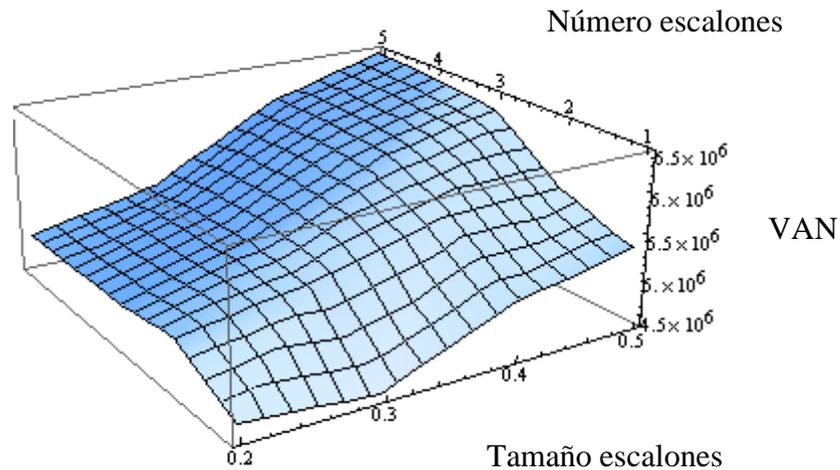


Figura 51: Grafico 3D del VAN del Parque 3

Otro dato importante, que nos ayuda a tomar la decisión es la TIR, que nos interesa que sea lo más alta posible:

	$Q_{cond\ total} = 0.2$	$Q_{cond\ total} = 0.3$	$Q_{cond\ total} = 0.4$	$Q_{cond\ total} = 0.5$
$N_{cond} = 1$	0.0935089	0.0932315	0.093278	0.0931928
$N_{cond} = 2$	0.0936535	0.0935363	0.0934763	0.0933105
$N_{cond} = 3$	0.0936218	0.0935658	0.0935776	0.093503
$N_{cond} = 4$	0.0936112	0.0935583	0.0935932	0.0935307
$N_{cond} = 5$	0.0936108	0.0935206	0.0935892	0.093542

Figura 52: Datos de la TIR del Parque 3

Así que realizarnos otro grafico en 3 dimensiones, para poder comprobarlo de una forma más visual:

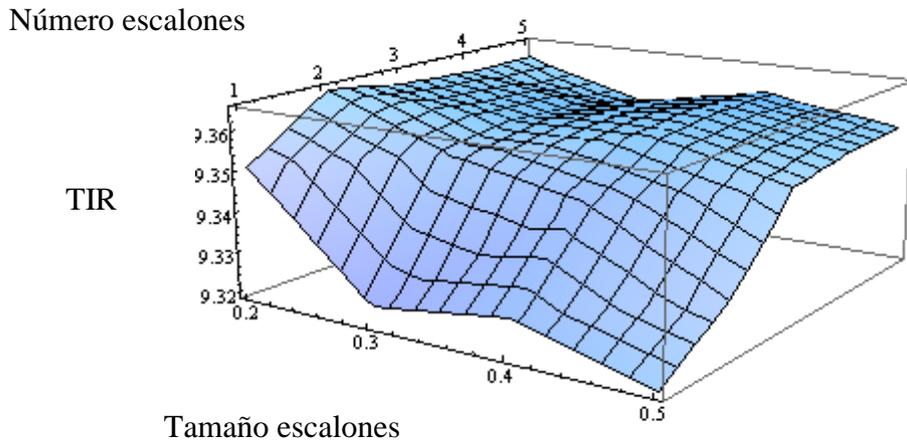


Figura 53: Grafico 3D de la TIR del Parque 3

También representaremos en 3 dimensiones, las conmutaciones anuales, que nos interesa que sean las menos posibles:

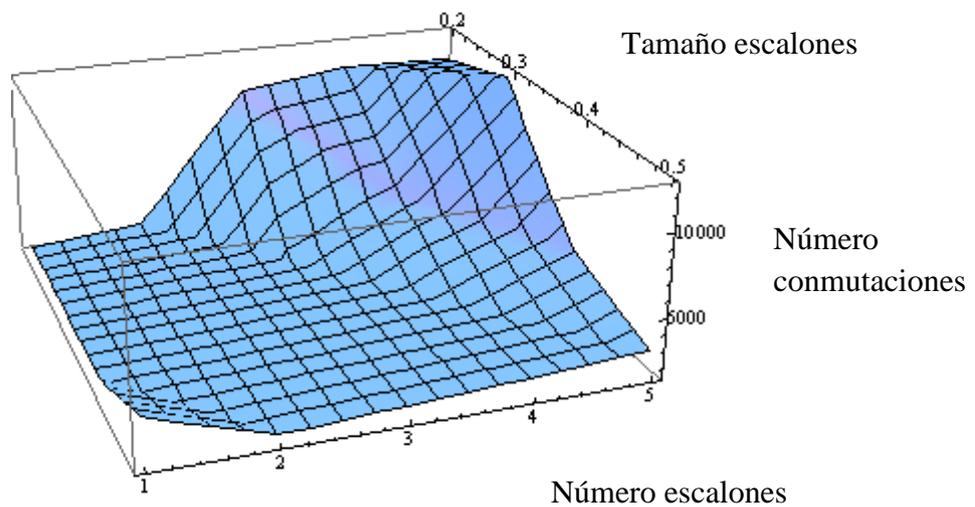


Figura 54: Grafico 3D de las conmutaciones anuales del Parque 3

Así pues, con los datos obtenidos y buscando un consenso de todas las figuras de merito, podemos comprobar, que poniendo 2 escalones de condensadores de 0.3 cada uno, obtenemos una buena bonificación adicional, así como mantenemos bajas las conmutaciones anuales.

PROYECTO FINAL DE CARRERA INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL
ESPECIALIDAD ELECTRÓNICA INDUSTRIAL

En cuanto a los cálculos del VAN y la TIR, podemos comprobar que obtenemos un valor actual neto bastante aceptable, así como una muy buena tasa interna de retorno.

En definitiva, el dimensionamiento óptimo para el caso del Parque 3, será de 2 escalones de condensadores de 0,3 y 1 escalón de inductancias de 0,2.

Con este dimensionamiento, el coste inicial de la instalación son 125000€

Ahora que tenemos cual es el dimensionamiento optimo de los bancos de condensadores e inductancias, aplicaremos la regulación, usando el método de predicción por persistencia, y el método de predicción por tendencia.

Compararemos los resultados obtenidos para cada uno de los métodos en la siguiente tabla, para comprobar cuál es el más adecuado a este parque:

	Bonificación adicional	Conmutaciones anuales	VAN	TIR	Tiempo de retorno
PERSISTENCIA	422606€	1772 conm	5.23mill€	9.35%	0.29 años
TENDENCIA	424334€	1814 conm	5.29mill€	9.35%	0.29 años

Figura 55: Comparación persistencia y tendencia del Parque 3

Como podemos comprobar con los resultados obtenidos, los dos modelos de predicción son completamente validos, además de no darse diferencias sustanciales.

En este parque en concreto, realizar una predicción por el método de la tendencia, nos resulta ligeramente beneficioso. Obtenemos una bonificación adicional algo mayor, lo que hace que el VAN sea algo mayor, y el tiempo de retorno de la inversión sea menor. Además de mantener el valor de la TIR, y no incrementar sustancialmente el número de conmutaciones anuales.

9. BIBLIOGRAFÍA

- B.O.E. Ministerio de industria, turismo y comercio. REAL DECRETO 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- B.O.E. Ministerio de industria y energía. ORDEN de 12 de enero de 1995 por la que se establecen las tarifas eléctricas.
- B.O.E. Ministerio de economía. REAL DECRETO 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- P.O.12.2 Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio.
- E. Díaz-Dorado, C. Carrillo, and J. Cidrás “Control Algorithm for Coordinated Reactive Power Compensation in a Wind Park”. IEEE Transactions on energy conversion, Vol. 23, No. 4, December 2008
- Ahmed Faheem Zobaa, and Milutin Jovanovic “A Comprehensive Overview on Reactive Power Compensation Technologies for Wind Power Applications”. EPE-PEMC 2006, Portorož, Slovenia
- Davel Borges y Vicente León “Evolución y desarrollo de los dispositivos compensadores de potencia reactiva”. Energética Vol. XXVI, No. 2/2005

10. ANEXO

El documento definitivo de Mathematica, con el que hemos llevado a cabo todos los cálculos explicados en el proyecto, se ha incluido en el siguiente anexo.

Regulación secuencial de los bancos de condensadores e inductancias

Carga fichero de Excel

■ Define los parámetros

```
NombreFichero = Input["Nombre del fichero", NombreFichero];
Pnominal = Input["Potencia nominal", Pnominal];
horainicio = Input[
  "Hora de inicio del registro de datos (en formato racional desde 0.0 hasta 23.99)",
  0.0];
τ = Input["Intervalo de medida en la serie de datos (minutos)", τ];
Δt = Input["Paso de tiempo en la regulacion (minutos)", 1];
pasosXhora = Round[60 / Δt];
factorEscalaQ = Input[
  "Factor de escala para la potencia reactiva (-1 para cambiar criterio de signo)",
  1];
estacion = 1; (* Estacion: 1 → invierno, 2 → verano *)
estacion = ChoiceDialog[
  "¿Durante qué estación se tomaron los datos?", {"Invierno" → 1, "Verano" → 2}];
prediccionXtendencia = ChoiceDialog[
  "¿Que modelo utilizo para predecir la energía generada al final de la hora?
  Tendencia -> la tendencia de las potencias (pendientede la
  gráfica) de los últimos datos se conserva (mejor si
  la grafica es suave, con pocas variaciones rápidas).
  Persistencia -> el valor de la potencia de los últimos datos se
  converva (mejor si la gráfica de la potencia es 'rugosa'",
  {"Tendencia" → True, "Persistencia" → False}];
Bonif0 = Input["Bonificación anual en euros sin instalar ningún sistema de regulación",
  134 694];
```

■ Columnas de la potencia activa y reactiva

Potencia activa

```
columnaP = 4;
```

Potencia reactiva

```
columnaQ = 5;
```

■ Lectura de datos

```
snum = OpenRead[NombreFichero];
```

Guarda la cabecera (1 línea)

```
Cabecera = ReadList[snum, String, 1]
```

Lee el resto de datos

```

Datos = ReadList[snum, Number, RecordLists → True];
Close[snum];
ndatos = Dimensions[Datos][[1]];
(*Duracion del registro en horas*)
duracionRegistro = ndatos *  $\tau$  / 60;
(* empiezo la simulación en una hora en punto, dejando una hora
inicial de datos para poder predecir la potencia en la hora siguiente *)
istart = Floor[horainicio + 1] * pasosXhora;
(* termino la simulación en una hora en punto *)
istop = Floor[horainicio + duracionRegistro] * pasosXhora;
(* Horas útiles en registro
(la primera no cuenta, es necesaria para la predicción horaria) *)
horasEnRegistro = Floor[(istop - istart) / pasosXhora];

```

Bonificación Calculo

```

(* Comportamiento inductivo → desfase positivo *)
TablaDesfasesOptimos = {(* punta o punta → 1*)-ArcCos[0.95],
  (* llano → 2 *)ArcCos[1], (* valle → 3 *)ArcCos[0.95]};

TablaTangenteDesfasesOptimos = {(* punta o punta → 1*)Tan[-ArcCos[0.95]],
  (* llano → 2 *)Tan[ArcCos[1]], (* valle → 3 *)Tan[ArcCos[0.95]]}
{-0.328684, 0, 0.328684}

ClasificaPicoLlanoValle = {
  (* invierno *)
  {(*0-8h → valle → 3*) 3, 3, 3, 3, 3, 3, 3, 3, (* 8-18h → llano → 2*) 2, 2, 2, 2, 2, 2,
    2, 2, 2, 2, (* 18-22h → punta → 1 *)1, 1, 1, 1, (* 22-24h → llano → 2 *)2, 2},
  (* verano *) {(*0-8h → valle → 3*) 3, 3, 3, 3, 3, 3, 3, 3,
    (* 8-9h → llano → 2*) 2, (* 9-13h → punta → 1 *)1, 1, 1,
    1, (* 13-24h → llano → 2 *)2, 2, 2, 2, 2, 2, 2, 2, 2, 2}
};

TablaBonif =
  {(* punta o punta → 1*)0.08, (* llano → 2 *)0.04, (* valle → 3 *)0.08};

TablaBonifCompleta(*pico→1,llano→2,valle→3*) = {
  (* pico *) {(* inductivo cosFi<0.95*) -0.04, -0.03, -0.02, -0.01, 0,
    (* cosFi=1 *)0, 0, 0.02, 0.04, 0.06, (* capacitivo cosFi<0.95*)0.08},
  (* llano *) {(* inductivo cosFi<0.95*) -0.04, 0, 0, 0, 0.02,
    (* cosFi=1 *)0.04, 0.02, 0, 0, 0, (* capacitivo cosFi<0.95*)-0.04},
  (* valle *) {(* inductivo cosFi<0.95*) 0.08, 0.06, 0.04, 0.02, 0,
    (* cosFi=1 *)0, 0, -0.01, -0.02, -0.03, (* capacitivo cosFi<0.95*)-0.04}
};

FilaTablaBonif[FactorPotenciaHorario_, Ereactiva1Hbc_] :=
  If[Ereactiva1Hbc ≥ 0, (* inductivo o resistivo*)
    Which[FactorPotenciaHorario < 0.95, 1, 0.95 ≤ FactorPotenciaHorario < 0.96, 2,
      0.96 ≤ FactorPotenciaHorario < 0.97, 3, 0.97 ≤ FactorPotenciaHorario < 0.98, 4,
      0.98 ≤ FactorPotenciaHorario < 0.995, 5, True (*condicion por defecto*), 6],
    (* capacitivo *)
    Which[FactorPotenciaHorario < 0.95, 11, 0.95 ≤ FactorPotenciaHorario < 0.96, 10,
      0.96 ≤ FactorPotenciaHorario < 0.97, 9, 0.97 ≤ FactorPotenciaHorario < 0.98, 8,
      0.98 ≤ FactorPotenciaHorario < 0.995, 7, True (*condicion por defecto*), 6]];

```

Cálculo del ajuste por mínimos cuadrados de la evolución de P y Q

- Calculo predicción ajustando una recta por mínimos cuadrados en los últimos puntosRestoHora medidos

```
ClearAll[i, t1, P, Q, Sy, Sxy, t1, puntosRestoHora, Sxy,
  Sy, Siq, Sq, Sp, Sip, primerPuntoConsiderado, puntosConsiderados,
  ultimoPuntoConsiderado, puntoAquitar, SumaErroresCuadraticosDePrediccion];
```

```
puntosRestoHora = pasosXhora - t1; i = t1;
```

$$Sx = \sum_{k=i-\text{puntosRestoHora}}^i k$$

$$= \frac{3}{2} (-61 + t1) (-20 + t1)$$

$$Sxx = \text{FullSimplify}\left[\sum_{k=i-\text{puntosRestoHora}}^i (k^2)\right]$$

$$= \frac{1}{6} (-61 + t1) (7260 + t1 (-601 + 14 t1))$$

$$m = \text{FullSimplify}\left[\frac{(\text{puntosRestoHora} + 1) Sxy - Sx Sy}{(\text{puntosRestoHora} + 1) Sxx - Sx Sx}\right]$$

$$= \frac{6 (2 Sxy - 3 Sy (-20 + t1))}{(-62 + t1) (-61 + t1) (-60 + t1)}$$

$$n = \text{FullSimplify}\left[\frac{Sxx Sy - Sx Sxy}{(\text{puntosRestoHora} + 1) Sxx - Sx Sx}\right]$$

$$= \frac{2 (9 Sxy (-20 + t1) + Sy (-7260 + (601 - 14 t1) t1))}{(-62 + t1) (-61 + t1) (-60 + t1)}$$

```
Sxy = Siq; Sy = Sq;
```

QpredichaRestoHora = Q en el punto medio entre el instante i y el final de la hora

```
QpredichaRestoHora = FullSimplify[n + m (pasosXhora + t1) / 2]
```

$$= \frac{12 Siq + Sq (422 - 19 t1)}{(-62 + t1) (-61 + t1)}$$

```
Siq = Sip; Sq = Sp;
```

```
PpredichaRestoHora = QpredichaRestoHora
```

$$= \frac{12 Sip + Sp (422 - 19 t1)}{(-62 + t1) (-61 + t1)}$$

```
Clear[Siq, Sq, Sp, Sip, Sxy, Sy, Q, P]
```

- Incertidumbres

- Sq, Siq, Sp, Sip

Interpolación del registro de datos

```

ClearAll[P, Q];
(* Interpolación del vector de registros *)
P = ListInterpolation[Datos[[All, columnaP]] / Pnominal,
  {{horainicio * pasosXhora, (horainicio + duracionRegistro) * pasosXhora}},
  InterpolationOrder → 2, PeriodicInterpolation → False];
Q = ListInterpolation[factorEscalaQ Datos[[All, columnaQ]] / (Pnominal),
  {{horainicio * pasosXhora, (horainicio + duracionRegistro) * pasosXhora}},
  InterpolationOrder → 2, PeriodicInterpolation → False];

```

Regulación bobinas y condensadores

- Inicialización de cada bucle de cálculo
- Limpieza de variables
- CalculosRegulacion

```

debugging = False;
ajusteBanda = False;
(* prediccionXtendencia = True; *)
(* Definiciones de los criterios/parámetros de regulación (constantes)*)
(* AregulacionPico =
  debe estar entre 0 y 1. Si vale 0 indica que cuando se estima que no vamos a
  llegar a la energía reactiva inductiva necesaria para la bonificación máxima,
  entonces desconectamos un condensador *)
AregulacionPico = 0.2; (*debe estar entre 0 y 1*)
(* AregulacionPicoExceso = debe ser mayor que 0.5+AregulacionPico *)
AregulacionPicoExceso = AregulacionPico + 2;
AregulacionValle = 0.2; (*debe estar entre 0 y 1*)
(* AregulacionLlanoExceso = debe ser mayor que 1 0.5+AregulacionValle *)
AregulacionValleExceso = AregulacionValle + 2;
(* AregulacionValle =Error admisible al final del
  periodo: medio escalón conectado durante AregulacionValle minutos =>
  energía reactiva de un escalón durante 30 minutos *)
AregulacionLlano = 0.75; (*debe ser mayor que 0.5 *)
(* Límite de error de energía de la banda de regulación*)
ErrorReg3min = 0.05; (* error mínimo correspondiente a 3 minutos *)
BandaMinima = 1 / 2; (* Se recomienda un valor de 1/2 para
  evitar conmutaciones espureas. En ningun caso debe ser menor de 1/4*)

```

```

CalculosRegulacion[Qcond_, ncondmax_, Qbob_, nbobmax_] := Module[{},
  (* INICIALIZACIÓN PARA LA PRIMERA ITERACIÓN *)
  horasEnRegistro = If[debugging, 1, Floor[(istop - istart) / pasosXhora]];
  conmutacionesAcumuladas = (*pico→1,llano→2,valle→3*) {0, 0, 0};
  SumaBobConectadasDesde00 = 0;
  SumaCondConectadosDesde00 = 0;
  QacumuladaDesde00 = 0;
  TablaBonifPercibida = Table[0, {horasEnRegistro}];
  BonifAcumulada = 0;
  condConectDespues = condConectAntes = bobConectDespues = bobConectAntes = 0;
  i = istart;
  QacumuladaDesde00 = Sum[Q[k], {k, (i - pasosXhora + 1), i}];
  PacumuladaDesde00 = Sum[P[k], {k, (i - pasosXhora + 1), i}];
  P2acumuladaDesde00 = Sum[(P[k])^2, {k, (i - pasosXhora + 1), i}];
  Q2acumuladaDesde00 = Sum[(Q[k])^2, {k, (i - pasosXhora + 1), i}];
  (* La primera hora no se bonifica ya que no se tiene
  datos de la historia de P y Q para predecir valores futuros *)
  horaBonificada = 1;

  sesgoVarianzaMuestral = 
$$\left( \frac{\text{pasosXhora}}{\text{pasosXhora} - 1} \right);$$


  (* APLICO LA REGULACIÓN A LOS DATOS*)
  (* hora = 1 .. 24 -se utiliza para escoger el dato adecuado de la bonificación- *)
  While[ horaBonificada ≤ horasEnRegistro,
    (* Bucle de bonificación horario *)
    (* If[debugging,Print["Bucle de bonificación horario horaBonificada = "<>
      ToString@ horaBonificada]];*)
    (* t1 = pasos desde el inicio de la hora *)
    (* Se calcula el número de pasos de
    regulación desde el inicio de la hora en el instante anterior *)
    (* Si el paso de regulación es minutar, cuento t1 desde 0:01 hasta 0:60 = 1:00 *)
    t1 = 0; (* t1Ant = pasosXhora;*)
    Qmedia = QacumuladaDesde00 / pasosXhora;
    Pmedia = PacumuladaDesde00 / pasosXhora;
    P2media = P2acumuladaDesde00 / pasosXhora;
    Q2media = Q2acumuladaDesde00 / pasosXhora;
    P2acumuladaDesde00 = Q2acumuladaDesde00 = 0;
    Sq = QacumuladaDesde00 + Q[i - pasosXhora];
    Sp = PacumuladaDesde00 + P[i - pasosXhora];
    If[prediccionXtendencia,
      Siq = Sum[k Q[i - t1 + k], {k, t1 - (pasosXhora - t1), t1}];
      Sip = Sum[k P[i - t1 + k], {k, t1 - (pasosXhora - t1), t1}];
    ]; (* Fin prediccionXtendencia*)
    SumaBobConectadasDesde00 =

```

```

SumaCondConectadosDesde00 = QacumuladaDesde00 = PacumuladaDesde00 = 0;
(* los indices de vectores empiezan en 1 y las horas en 0 *)
(*pico→1,llano→2,valle→3*)
clasificacion = ClasificaPicoLlanoValle[[estacion,
  (* Hora desde 1 hasta 24 *) Mod[Floor[i / pasosXhora], 24] + 1]];
PorcentajeBonif = TablaBonif [[ clasificacion]];
TanDesfaseOptimo = TablaTangenteDesfasesOptimos[[clasificacion]];
PuedoSerMasCapacitivo = (condConectAntes < ncondmax) || (bobConectAntes > 0);
PuedoSerMasInductivo = (bobConectAntes < nbobmax) || (condConectAntes > 0);

(* Incrementa Caracter Inductivo → Desconectar banco de
  condensadores si hay alguno conectado, si no, conectar bobinas*)
QconmutadoAlIncrementarQ = If[(0 < condConectAntes ≤ ncondmax), Qcond, Qbob];
(* Incrementa Caracter → Desconectar banco de reactancias si hay alguno conectado,
  si no, conectar condensadores*)
QconmutadoAlDisminuirQ = If[(0 < bobConectAntes ≤ nbobmax), Qbob, Qcond];

(* BUCLE INTRAHORARIO *)
While[t1 < pasosXhora,
  (* Bucle intrahorario *)
  (* Realización del bucle que se repite para cada discretización del tiempo Δt *)
  (*Desmultiplexación de la regulación: pico→1,llano→2,valle→3*)
  (* Variables utilizadas en la regulacion *)
  fraccionHoraRestante = (1 - t1 / pasosXhora);
  (* Predicción asumiendo que el modelo de persistencia
    para la potencia activa y reactiva durante la última hora *)
  (* Predicción basada en la línea de tendencia ajustada por
    mínimos cuadrados (prediccionXtendencia) o en la media
    (modelo de persistencia) de los últimos (pasosXhora-t1+1) datos *)
  Qpredicha = If[prediccionXtendencia, QpredichaRestoHora, Sq / (pasosXhora - t1 + 1)];
  Ppredicha = If[prediccionXtendencia, PpredichaRestoHora, Sp / (pasosXhora - t1 + 1)];
  prediccionQmediaHora =
    (QacumuladaDesde00 + Qbob * SumaBobConectadasDesde00 -
     Qcond * SumaCondConectadosDesde00) / pasosXhora +
    (Qpredicha + Qbob bobConectAntes - Qcond condConectAntes) * fraccionHoraRestante;
  Qoptimo = TanDesfaseOptimo * (PacumuladaDesde00 / pasosXhora +
    fraccionHoraRestante * Ppredicha);
  (* Error ponderado de forma que se aumenta el margen de
    regulación para potencias pequeñas: *)
  errorPonderado = (prediccionQmediaHora - Qoptimo);

  (* Error ponderado con Pmedia, que va entre 0 a 1 *)
  (*pico→1,llano→2,valle→3*)
  Switch[clasificacion,
    1, (* Pico, regular para tener una Qmedia negativa *)

```

```

UmbralSupErrorPonderado = -AregulacionPico;
UmbralInfErrorPonderado = -AregulacionPicoExceso,
2, (* Llano, regular a factor de potencia unidad *)
UmbralSupErrorPonderado = Max[ AregulacionLlano, ErrorReg3min] ;
UmbralInfErrorPonderado = - Max[ AregulacionLlano , ErrorReg3min],
_, (* Valle, regular para tener una Qmedia positiva *)
UmbralSupErrorPonderado = AregulacionValleExceso ;
UmbralInfErrorPonderado = AregulacionValle;
];
UmbralSupErrorPonderado *= QconmutadoAlDisminuirQ;
UmbralInfErrorPonderado *= QconmutadoAlIncrementarQ;
(*{{incertidumbre→ $\frac{1}{2}$  (-bandamin+max-min)}}*)

(* Añado a los límites de regulación la incertidumbre
debido a la varianza medida en P y Q durante la última hora *)
(* Considero las varianzas de P y Q perfectamente correlacionadas *)
(* Añado un Min[0] para que errores de redondeo en Q2media-
Qmedia2 den un número negativo ínfimo,
pero suficiente para generar un error numérico al hacer la raíz *)
desviacionEstandarQpredicha = sesgoVarianzaMuestral
 $\sqrt{\text{Max}[(Q2media - Qmedia^2), 0] * \text{fraccionHoraRestante} ;}$ 
desviacionEstandarQoptimo = TanDesfaseOptimo * sesgoVarianzaMuestral
 $\sqrt{\text{Max}[(P2media - Pmedia^2), 0] * \text{fraccionHoraRestante} ;}$ 
(* Estima una incertidumbre en el error para regular más fino
al inicio del intervalo en vez de conmutar al final *)
(* Pero imponiendo un límite a lo que se reduce el criterio *)
incertidumbreErrorPonderado =
Min[ 0.5 (UmbralSupErrorPonderado - UmbralInfErrorPonderado -
(QconmutadoAlIncrementarQ + QconmutadoAlDisminuirQ) BandaMinima)
(* BandaMinima mayor que 1/2 para que no se produzcan conmutaciones espúreas *),
(desviacionEstandarQpredicha + desviacionEstandarQoptimo)];
UmbralSupErrorPonderado -= incertidumbreErrorPonderado;
UmbralInfErrorPonderado += incertidumbreErrorPonderado;

Which[
(* Exceso de energía reactiva => Exceso de caracter inductivo =>
Disminuye Caracter Inductivo o Incrementa el caracter capacitivo si se puede *)
( errorPonderado > UmbralSupErrorPonderado ) && PuedoSerMasCapacitivo,
conmutacionesAcumuladas[[clasificacion]]++;
(* Incrementa Caracter Capacitivo *)
If[bobConectAntes > 0, (* Antes de conectar una bobina,
desconecta los condensadores *)
condConectDespues = condConectAntes; bobConectDespues = bobConectAntes - 1;
condConectDespues = condConectAntes + 1; bobConectDespues = 0;];

```

```

PuedoSerMasInductivo = True;
PuedoSerMasCapacitivo = (condConectDespues < ncondmax) || (bobConectDespues > 0);
',
(* Exceso de energía reactiva => *)
(* Defecto de energía reactiva => Exceso de caracter capacitivo =>
    Disminuye Caracter capacitivo o Incrementa el caracter Inductivo si se puede*)
( errorPonderado < UmbralInfErrorPonderado ) && PuedoSerMasInductivo,
conmutacionesAcumuladas[[clasificacion]]++; (*Incrementa Caracter Inductivo; *)
If[condConectAntes > 0,
    (* Antes de conectar una bobina, desconecta los condensadores *)
    condConectDespues = condConectAntes - 1; bobConectDespues = bobConectAntes;
    condConectDespues = 0; bobConectDespues = bobConectAntes + 1;
];
PuedoSerMasInductivo = (bobConectDespues < nbobmax) || (condConectDespues > 0);
PuedoSerMasCapacitivo = True;
',
(* Caso por defecto: no conmutes condensadores *)
True,
(*If[debugging,Print["SeguirIgual"];];*)
condConectDespues = condConectAntes; bobConectDespues = bobConectAntes;
];
(* Actualización de variables para el siguiente paso *)
SumaBobConectadasDesde00 += bobConectDespues;
SumaCondConectadosDesde00 += condConectDespues;
bobConectAntes = bobConectDespues;
condConectAntes = condConectDespues;
t1++; (* Incrementa el nº de pasos desde el inicio de la hora, t1 *)
i++; (* Incrementa el índice del tiempo *)
(* Actualización de los valores horarios acumulados *)
Qdespues = Q[i];
QacumuladaDesde00 += Qdespues;
Pdespues = P[i];
PacumuladaDesde00 += Pdespues;
PhaceUnaHoraYunMinuto = P[i - pasosXhora];
Pmedia += (Pdespues - PhaceUnaHoraYunMinuto) / pasosXhora;
QhaceUnaHoraYunMinuto = Q[i - pasosXhora];
Qmedia += (Qdespues - QhaceUnaHoraYunMinuto) / pasosXhora;
Q2media += (Qdespues2 - QhaceUnaHoraYunMinuto2) / pasosXhora;
P2media += (Pdespues2 - PhaceUnaHoraYunMinuto2) / pasosXhora;
Q2acumuladaDesde00 += Qdespues2;
P2acumuladaDesde00 += Pdespues2;
puntoAquitar1 = i - (pasosXhora - t1) - 1;
QpuntoAquitar1 = Q[puntoAquitar1];
puntoAquitar2 = i - (pasosXhora - t1) - 2;
QpuntoAquitar2 = Q[puntoAquitar2];

```

```

Sq += Qdespues - QpuntoAquitar1 - QpuntoAquitar2;
PpuntoAquitar1 = P[puntoAquitar1];
PpuntoAquitar2 = P[puntoAquitar2];
Sp += Pdespues - PpuntoAquitar1 - PpuntoAquitar2;
If[prediccionXtendencia,
  (* Inicio modeloPrediccionXtendencia*)
  (*puntosRestoHora = pasosXhora-t1;*)
  Siq += t1 * Qdespues -
    (2 t1 - pasosXhora - 1) * QpuntoAquitar1 - (2 t1 - pasosXhora - 2) * QpuntoAquitar2;
  Sip += t1 * Pdespues - (2 t1 - pasosXhora - 1) * PpuntoAquitar1 -
    (2 t1 - pasosXhora - 2) * PpuntoAquitar2;
  (* Fin modeloPrediccionXtendencia*)
]; (* Fin prediccionXtendencia*)
]; (* fin del bucle intrahorario *)

(* BONIFICACIÓN HORARIA REAL BOBINAS Y CONDENSADORES *)
(* Energía definida en Pnominal por hora *)
Eactiva1H = PacumuladaDesde00 / pasosXhora;
Ereactiva1Hbc = (QacumuladaDesde00 -
  Qcond SumaCondConectadosDesde00 + Qbob SumaBobConectadasDesde00) / pasosXhora;
(*Evita dividir por cero al calcular el factor de potencia horario *)
FactorPotenciaHorario = If[ (Eactiva1H2 + Ereactiva1Hbc2) > 0,
  Eactiva1H / (√(Eactiva1H2 + Ereactiva1Hbc2)), 1]; BonifPercibida =
  Pnominal * Eactiva1H * (7.8441 (* c€/kWh *) / 100 (* €/c€ *)) * TablaBonifCompleta[[
    clasificacion, FilaTablaBonif [FactorPotenciaHorario, Ereactiva1Hbc]]];
BonifAcumulada += BonifPercibida;
TablaBonifPercibida[[horaBonificada]] = BonifPercibida;
horaBonificada++; (* Incrementa la hora *)
]; (* Fin del Bucle horario *)

(* La función devuelve la BonifAcumulada durante todo el periodo *)
BonifAcumulada
]; (*End of Module *)

```

TABLA de combinaciones (tarda un montón)

■ Cálculo de la tabla de condensadores (pregunta antes de empezar los cálculos)

Valores máximos y mínimos para hacer la tabla de resultados

```

debugging = debugTendencia = ajusteBanda = False;

estacion = 1;
ncondmaxInf = 1; ncondmaxSup = 5; QtotalCondInf = 0.2;
QtotalCondSup = 0.5; QtotalPaso = 0.1;
calculaTabla =
  ChoiceDialog["¿Quieres calcular la tabla de condensadores? (tarda varias horas)"];

```

```

If[calculaTabla,
  casosCalculados = 0;
  Qbob = Input["Tamaño de cada escalón de las bobinas", 0.1];
  nbobmax = Input["Número de escalones de las bobinas", 4];
  ClearAll[nmax, Qtotal];
  SoloVarioCondensadores = Monitor[
    Table[casosCalculados++; Qcond = Qtotal / nmax;

      CalculosRegulacion[Qcond, nmax, Qbob, nbobmax];
      (*Este es el vector que genero en cada caso que calculo *)
      Print[" Qcond: ", Qcond, ", ncond: ", ncond, ", nmax, ", Qbob: ", Qbob, ", nbob: ", nbobmax,
        ", BonifAnual: ", (BonifAcumulada * 365 * 24 / horasEnRegistro) - Bonif0,
        "€, conmutAnual:", Total[conmutacionesAcumuladas] * 365 * 24. / horasEnRegistro];
      resultado = {Round[Qcond, 0.01], nmax, Round[Qbob, 0.01], nbobmax,
        Round[(BonifAcumulada * 365 * 24. / horasEnRegistro) - Bonif0],
        Round[Total[conmutacionesAcumuladas] * 365 * 24. / horasEnRegistro]}

      ,
      {nmax, ncondmaxInf, ncondmaxSup, 1},
      {Qtotal, QtotalCondInf, QtotalCondSup, QtotalPaso}}

      ,
      ProgressIndicator[casosCalculados,
        {0, (ncondmaxSup - ncondmaxInf) * (QtotalCondSup - QtotalCondInf) / QtotalPaso}]];
  ];
If[calculaTabla, Save["SoloVarioCondensadores.txt", SoloVarioCondensadores]];

```

```

(* Gráficos de BonifAnual *)
If[calculaTabla,
  RangoDatos =
    {(*Qttotal*){QttotalCondInf, QttotalCondSup}, (*ncond*){ncondmaxInf, ncondmaxSup}};
  BonifAnual = SoloVarioCondensadores[[All, All, 5]];
  conmutaciones = SoloVarioCondensadores[[All, All, 6]];
  Qttotalcond = Table[Qcond ncondmax, {nmax, ncondmaxInf, ncondmaxSup, 1},
    {Qttotal, QttotalCondInf, QttotalCondSup, QttotalPaso}];
  escCond = Table[nmax, {nmax, ncondmaxInf, ncondmaxSup, 1},
    {Qttotal, QttotalCondInf, QttotalCondSup, QttotalPaso}];
  Qttotalbob = Table[Qttotal, {nmax, ncondmaxInf, ncondmaxSup, 1},
    {Qttotal, QttotalCondInf, QttotalCondSup, QttotalPaso}];
  escBob = Table[nbobmax, {nmax, ncondmaxInf, ncondmaxSup, 1},
    {Qttotal, QttotalCondInf, QttotalCondSup, QttotalPaso}];
  costeFijo = 36 000;
  escCond = 2;
  escBob = 1;
  precioMVar = 3250;
  precioEsc = 8000;
  HorizonteInversion = 20 (*años*);
  VidaMediaInterruptor = 20 000 (*Conmutaciones*);
  tipoInteres = 4;
  FactorConversionUnidadesPnominalaMVar = 1000;
  CosteCond =
    (Pnominal / FactorConversionUnidadesPnominalaMVar) * Qttotalcond * precioMVar;
  CosteBob = (Pnominal / FactorConversionUnidadesPnominalaMVar) * Qttotalbob * precioMVar;
  CosteEsc = (escCond + escBob) * precioEsc;
  CosteTotal = costeFijo + CosteCond + CosteBob + CosteEsc
    CosteMantAnual = CosteEsc * conmutaciones / VidaMediaInterruptor;
  VAN = -CosteTotal + Sum[ $\frac{(\text{BonifAnual} - \text{CosteMantAnual})}{(1 + \text{tipoInteres} / 100)^i}$ , {i, 1, HorizonteInversion}];
  TIR = (HorizonteInversion * (BonifAnual - CosteMantAnual) - CosteTotal) /
    Sum[i * (BonifAnual - CosteMantAnual), {i, 1, HorizonteInversion}];
];

TableForm[Flatten[SoloVarioCondensadores, 1],
  TableHeadings → {None, {"Qcond", "Ncond", "Qbob", "Nbob", "Bonif. Anual", "Conmut. Anual"}},
  TableAlignments → Center, TableSpacing → {1, 2}]

TableForm[VAN, TableHeadings →
  {Table["Ncond = " <> ToString[nmax], {nmax, ncondmaxInf, ncondmaxSup, 1}],
  Table["QCond total = " <> ToString[Qttotal],
    {Qttotal, QttotalCondInf, QttotalCondSup, QttotalPaso}]},
  TableAlignments → Center, TableSpacing → {1, 3}]

(* Gráficos deL VAN *)
If[calculaTabla, ListPlot3D[VAN, DataRange → RangoDatos, PlotRange → All]
]

(* Gráficos de conmutaciones *)
If[calculaTabla, ListPlot3D[conmutaciones, DataRange → RangoDatos, PlotRange → All]
]

TableForm[TIR, TableHeadings →
  {Table["Ncond = " <> ToString[nmax], {nmax, ncondmaxInf, ncondmaxSup, 1}],
  Table["QCond total = " <> ToString[Qttotal],
    {Qttotal, QttotalCondInf, QttotalCondSup, QttotalPaso}]},
  TableAlignments → Center, TableSpacing → {1, 3}]

```

```
(* Gráficos de % TIR *)
If[calculaTabla, ListPlot3D[100 * TIR, DataRange -> RangoDatos, PlotRange -> All ]
]
```

■ Cálculo de la tabla de bobinas (pregunta antes de empezar los cálculos)

```
(*Estos datos corresponden al óptimo anterior *)
(* Ahora establezco los límites para variar las bobinas*)
nbobmaxInf = 1; nbobmaxSup = 5; QtotalBobInf = 0.1;
QtotalBobSup = 0.4; QtotalPaso = 0.1;

calculaTabla =
  ChoiceDialog["¿Quieres seguir optimizando las bobinas? (tarda varias horas)"];

If[calculaTabla,
  casosCalculados = 0;
  Qcond = Input["Tamaño de cada escalón de los condensadores", 0.3];
  ncondmax = Input["Número de escalones de los condensadores", 2];
  ClearAll[nmax, Qtotal];
  SoloVarioBobinas = Monitor[
    Table[casosCalculados++; Qbob = Qtotal / nmax;

    CalculosRegulacion[Qcond, ncondmax, Qbob, nmax];
    (*Este es el vector que genero en cada caso que calculo *)
    Print[" Qcond: ", Qcond, ", ncond: ", ncondmax, ", Qbob: ", Qbob, ", nbob: ",
      nmax, ", BonifAnual: ", (BonifAcumulada * 365 * 24 / horasEnRegistro) - Bonif0,
      "€", conmutAnual: ", Total[conmutacionesAcumuladas] * 365 * 24. / horasEnRegistro];
    { Round[Qcond, 0.01], ncondmax, Round[Qbob, 0.01], nmax,
      Round[(BonifAcumulada * 365 * 24. / horasEnRegistro) - Bonif0],
      Round[Total[conmutacionesAcumuladas] * 365 * 24. / horasEnRegistro]}
    ,
    {nmax, nbobmaxInf, nbobmaxSup, 1},
    {Qtotal, QtotalBobInf, QtotalBobSup, QtotalPaso}]
    ,
  ProgressIndicator[casosCalculados,
    {0, (nbobmaxSup - nbobmaxInf) * (QtotalBobSup - QtotalBobInf) / QtotalPaso}]];
];

If[calculaTabla, Save["SoloVarioBobinas.txt", SoloVarioBobinas]];
```

```

(* Gráficos de BonifAnual *)
If[calculaTabla,
  RangoDatos =
    {(*Qttotal*){QttotalBobInf, QttotalBobSup}, (*ncond*){nbobmaxInf, nbobmaxSup}};
  BonifAnual = SoloVarioBobinas[[All, All, 5]];
  conmutaciones = SoloVarioBobinas[[All, All, 6]];
  Qttotalcond = Table[Qcond ncondmax, {nmax, nbobmaxInf, nbobmaxSup, 1},
    {Qttotal, QttotalBobInf, QttotalBobSup, QttotalPaso}];
  escCond = Table[ncondmax, {nmax, nbobmaxInf, nbobmaxSup, 1},
    {Qttotal, QttotalBobInf, QttotalBobSup, QttotalPaso}];
  Qttotalbob = Table[Qttotal, {nmax, nbobmaxInf, nbobmaxSup, 1},
    {Qttotal, QttotalBobInf, QttotalBobSup, QttotalPaso}];
  escBob = Table[nmax, {nmax, nbobmaxInf, nbobmaxSup, 1},
    {Qttotal, QttotalBobInf, QttotalBobSup, QttotalPaso}];
  costeFijo = 36000;
  escCond = 2;
  escBob = 1;
  precioMVar = 3250;
  precioEsc = 8000;
  HorizonteInversion = 20 (*años*);
  VidaMediaInterruptor = 20000 (*Conmutaciones*);
  tipoInteres = 4; (* % Este tipo de interés es el
    que nos impone el banco al pedir el préstamo (si no disponemos
    del dinero de la inversión inicial que es lo más habitual).
    Si dispusiéramos del dinero "en mano",
    este tipo de interés sería el rendimiento de otra posible
    inversión con la que se estuviera comparando la rentabilidad. *)
  FactorConversionUnidadesPnominalaMVar = 1000;
  CosteCond =
    (Pnominal / FactorConversionUnidadesPnominalaMVar) * Qttotalcond * precioMVar;
  CosteBob = (Pnominal / FactorConversionUnidadesPnominalaMVar) * Qttotalbob * precioMVar;
  CosteEsc = (escCond + escBob) * precioEsc;
  CosteTotal = costeFijo + CosteCond + CosteBob + CosteEsc;
  CosteMantAnual = CosteEsc * conmutaciones / VidaMediaInterruptor;
  VAN = -CosteTotal + Sum[
$$\frac{(\text{BonifAnual} - \text{CosteMantAnual})}{(1 + \text{tipoInteres} / 100)^i}, \{i, 1, \text{HorizonteInversion}\}];
  TIR = (\text{HorizonteInversion} * (\text{BonifAnual} - \text{CosteMantAnual}) - \text{CosteTotal}) /
    Sum[i * (\text{BonifAnual} - \text{CosteMantAnual}), \{i, 1, \text{HorizonteInversion}\}];
];

TableForm[Flatten[SoloVarioBobinas, 1],
  TableHeadings -> {None, {"Qcond", "Ncond", "Qbob", "Nbob", "Bonif. Anual", "Conmut. Anual"}},
  TableAlignments -> Center, TableSpacing -> {1, 2}]

TableForm[VAN, TableHeadings ->
  {Table["Nbob = " <> ToString[nmax], {nmax, nbobmaxInf, nbobmaxSup, 1}], Table[
    "QBob total = " <> ToString[Qttotal], {Qttotal, QttotalBobInf, QttotalBobSup, QttotalPaso}]},
  TableAlignments -> Center, TableSpacing -> {1, 3}]

(* Gráficos del VAN *)
If[calculaTabla, ListPlot3D[VAN, DataRange -> RangoDatos, PlotRange -> All]
]

(* Gráficos de conmutaciones *)
If[calculaTabla, ListPlot3D[conmutaciones, DataRange -> RangoDatos, PlotRange -> All]
]$$

```

```
(* Gráficos de % TIR *)  
If[calculaTabla, ListPlot3D[100 * TIR, DataRange -> RangoDatos, PlotRange -> All ]  
]
```