



# Trabajo Fin de Máster

Localización y tamaño óptimo de instalaciones FV con  
acumulación en redes de distribución.

Autor

Víctor Manuel Cañadas Beltrán

Director

Ángel Antonio Bayod Rújula

Escuela de Ingeniería y Arquitectura (E.I.N.A.) 2014



## Contenido

1.	Introducción.....	5
2.	Objetivo.....	7
3.	Caso de estudio.....	8
3.1.	Pérdidas en la línea de distribución.....	8
3.2.	Red de distribución analizada .....	8
3.2.1.	Consumos o receptores .....	9
3.2.2.	Sistema de generación solar fotovoltaico.....	10
3.3.	Sistema de acumulación .....	12
3.4.	Algoritmo de simulación de las pérdidas .....	13
4.	Ánalisis de los resultados .....	15
4.1.	Instalación sin sistema de acumulación (N=0) .....	15
4.2.	Instalación con sistema de acumulación.....	16
5.	Conclusiones .....	19
6.	Referencias .....	20
	Bibliografía .....	20
7.	Anexo I Graficas de resultados de pérdidas .....	21
8.	Anexo II Algoritmo Programación.....	30

# Resumen

---

Las pérdidas eléctricas en los sistemas de suministro eléctrico suponen una fuente importante de los costes del sistema. Según la última publicación en el Boletín Oficial del Estado con fecha del 1 de febrero del 2014 [1] las pérdidas en las líneas de distribución y transporte ascienden en el caso de BT (Baja Tensión) a una media del 13,81% del consumo neto, estos porcentajes se reducen a un 6% para tensiones entre 1 y 36kV, siendo todavía inferiores para tensiones superiores como se puede observar en la siguiente Tabla 1

Nivel de tensión (kV)	Pérdidas
BT.	13,81%
MT ( $1 > \text{kV} \geq 36$ ).	6,00%
AT ( $36 > \text{kV} \geq 72,5$ ).	4,00%
AT ( $72,5 > \text{kV} \geq 145$ ).	3,00%
MAT ( $145 > \text{kV}$ ).	1,62%

**Tabla 1 Coeficientes de pérdidas para otros contratos de suministro o acceso (en % de la energía consumida en cada período) [1]**

Este trabajo trata sobre la reducción de las pérdidas eléctricas en una red de distribución, mediante la incorporación de una instalación solar fotovoltaica con sistema de acumulación en una red de distribución lineal uniformemente distribuida. Para justificar la mejora en la eficiencia energética en la red de distribución, como consecuencia de la incorporación de este generador distribuido en la red, se realiza una simulación informática de las pérdidas eléctricas por efecto Joule, también llamadas pérdidas resistivas, en la línea de distribución.

Para la simulación de las pérdidas resistivas en la línea de distribución, se ha empleado el programa EES, Engineering Equation Solver [2]. En esta aplicación informática, se han desarrollado las diferentes rutinas, procedimientos e instrucciones para el cálculo de las pérdidas en diferentes escenarios considerados para este análisis, en el 30

Anexo II Algoritmo Programación, se encuentra el algoritmo que se ha empleado para la realización de la simulación.

En la simulación se consideran diferentes escenarios; tanto para el sistema de acumulación, mediante la definición de días de autonomía de la instalación, como para el sistema de generación de la instalación solar fotovoltaica, considerando diferentes potencias de la misma (siempre múltiplos del caso base) y posteriormente se procede al análisis de los resultados.

# 1. Introducción

Las redes de distribución de energía apenas han evolucionado en su concepto desde su concepción a finales del siglo XIX, han aumentado su fiabilidad, su tamaño y su complejidad pero su principio básico de funcionamiento sigue siendo el mismo. Estamos ante un sistema muy centralizado de producción de electricidad, generada en grandes centros de producción y consumida en polígonos industriales, ciudades, etc.

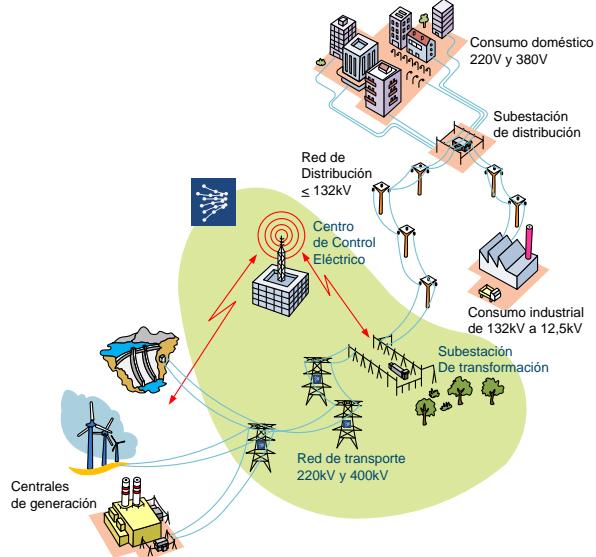


Figura 1 Sistema eléctrico centralizado, generación, transporte y distribución y consumidores. [3]

En su mayoría, los grandes centros de producción eléctrica dependen de combustibles fósiles carbón y gas (centrales térmicas y de ciclo combinado), contaminantes (nuclear) o de características muy especiales, gran hidráulica (necesidad de grandes caudales y saltos de agua).

Las pérdidas eléctricas en los sistemas de suministro eléctrico suponen una fuente importante de los costes del sistema, como se ha comentado anteriormente. Analizando los resultados publicados en la página web del Ministerio de Industria (MINETUR) [2] sobre los consumos eléctricos durante todo el año 2012<sup>1</sup> y considerando los porcentajes de pérdidas publicados en el BOE [1] (Tabla 1), la cantidad de pérdidas que se producen en las líneas de transporte y distribución en base a los consumos se refleja en la siguiente Tabla 2.

Nivel de tensión (kV) 2012	Porcentaje	Potencia kW	Consumos MWh	Pérdidas MWh
BT.	13,81%	156.638.406	118.530.197	16.369.020
MT (1 > kV ≥ 36).	6,00%	31.137.376	72.896.267	4.373.776
AT (36 > kV ≥ 72,5).	4,00%	4.650.005	16.713.304	668.532
AT (72,5 > kV ≥ 145).	3,00%	2.225.401	8.957.599	268.728
MAT (145 > kV).	1,62%	5.864.049	23.721.559	384.289

Tabla 2 Pérdidas eléctricas en las líneas de transporte y distribución en 2012. (Elaboración propia basada en datos publicados por el MINETUR) [2]

<sup>1</sup> Los últimos resultados completos publicados por el ministerio en su página web como estadísticas eléctricas anuales

Destaca el peso que tienen las pérdidas en la eficiencia eléctrica, sobre todo en las líneas de distribución, que corresponden a los consumidores de baja tensión (BT.  $\leq 1000V$ ). Casi el 75% [2] de las pérdidas totales del sistema se originan en las líneas que dan suministro a los consumidores de BT, de ahí la importancia de reducir las pérdidas en estas líneas eléctricas. En la siguiente gráfica se puede observar la evolución en los últimos años, según datos oficiales publicados en el Ministerio de energía y turismo.

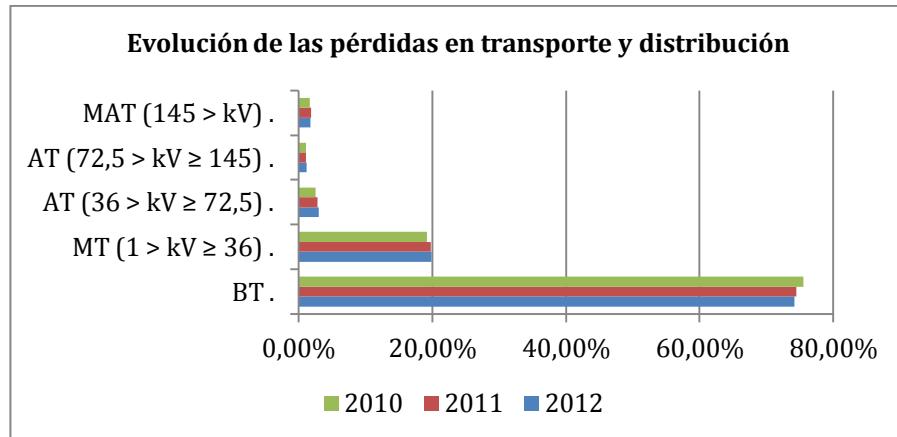


Gráfico 1 Evolución de las pérdidas en transporte y distribución, 2010 2011 y 2012 [4]

## 2. Objetivo

Las líneas de transporte y distribución tienen unas pérdidas inherentes debidas a efectos resistivos, inductivos y capacitivos, los cuales ejercen respectivamente diferentes repercusiones en dichas líneas.

Dentro de estas pérdidas que se producen en las líneas de distribución, se engloban todas las pérdidas del sistema. Esto se debe a que la forma de calcularlas consiste en la diferencia entre la energía entregada por los centros de transformación o subestaciones eléctricas de las compañías de distribución y la energía facturada por las comercializadoras a los consumidores.

La irrupción de las energías renovables en el panorama energético ha cambiado notablemente los flujos de energía en la red eléctrica y el tamaño de las instalaciones de generación. Aparecen centrales de menor potencia distribuidas por toda la red del sistema, ahora los usuarios no sólo consumen energía eléctrica, sino que también pueden producirla para su autoconsumo e inyectar los excedentes al sistema, a través de la misma red por la que consumen, en baja tensión o alta tensión (red de distribución o transporte respectivamente). Es decir, el flujo de energía puede ser bidireccional. Esta metodología se conoce cómo Generación Distribuida y consiste en acercar la generación a los puntos de consumo para reducir las pérdidas en el sistema.

El objetivo de este trabajo es justificar la reducción de las pérdidas eléctricas resistivas mediante la incorporación de una fuente de generación solar fotovoltaica con un sistema de acumulación, en una posición determinada de la línea de suministro lineal uniformemente distribuida con un determinado número de cargas.

Mediante simulación informática de diferentes potencias para la central de generación fotovoltaica y diferentes valores de autonomía para el sistema de acumulación, se justifica cómo la Generación Distribuida, mediante la introducción de un sistema de generación (renovable en este caso, como sería una instalación de energía solar fotovoltaica) en una posición concreta de la red de suministros, ayuda a reducir las pérdidas en el sistema de distribución. Si además se incorpora un sistema de acumulación (que optimiza la producción energética del recurso renovable), se consigue un incremento adicional de la eficiencia del sistema eléctrico.

El análisis se realiza hora a hora a lo largo de un año para cada posición, con los datos de consumos medios para el sector residencial según el Proyecto INDEL y datos de generación reales de una instalación solar fotovoltaica.

### 3. Caso de estudio

Tal y como se ha descrito en el objetivo del presente trabajo, se va a justificar que mediante la Generación Distribuida con la introducción de una instalación de generación fotovoltaica dentro de una red de distribución se reducen las pérdidas resistivas en la línea, esta reducción es mayor al incorporar un sistema de acumulación.

#### 3.1. Pérdidas en la línea de distribución.

La resistencia de los conductores es la causa principal de la pérdida de energía en las líneas de transporte. Se entiende por resistencia, la llamada resistencia efectiva del conductor en  $\Omega$ .

$$R = \frac{P_{per}}{I^2} [\Omega]$$

Donde:

- $P_{per}$  Pérdida de potencia en el conductor [W]
- I Intensidad [A]

De la ecuación anterior deducimos que las pérdidas en un conductor son directamente proporcionales a la resistencia del material y al cuadrado de la intensidad que circula por el conductor.

$$P_{per} = RI^2 [W]$$

Las redes de distribución están formadas por conductores que, procedentes de centros de transformación (CT), tienen la finalidad de ir alimentando las distintas acometidas que encuentran a su paso en función de la configuración de la línea. Para reducir las pérdidas se busca la minimización de los parámetros asociados al incremento de las mismas (Resistencia y/o corriente) y para ello se recurre a la adopción de medidas drásticas; incremento de la sección para reducir la caída de tensión en la línea, incremento de las tensiones de trabajo, división de consumos, etc.

#### 3.2. Red de distribución analizada

Para esta simulación, se considera un distribuidor lineal uniformemente distribuido del que derivan una serie de consumidores (100 receptores) y tiene el extremo más alejado libre, tal como se muestra en la Figura 2. Para cada una de las posiciones se consideran el mismo consumo y una distancia fija entre los receptores se ha considerado.

Las pérdidas resistivas totales en la línea de distribución es la suma de las pérdidas de todos los tramos:

$$P_{per} = \sum_1^n R_n (I_n)^2 [W]$$

$$P_{per} = R_1 (I_1)^2 + R_2 (I_2)^2 + R_3 (I_3)^2 + R_4 (I_4)^2 + R_n (I_n)^2 [W]$$

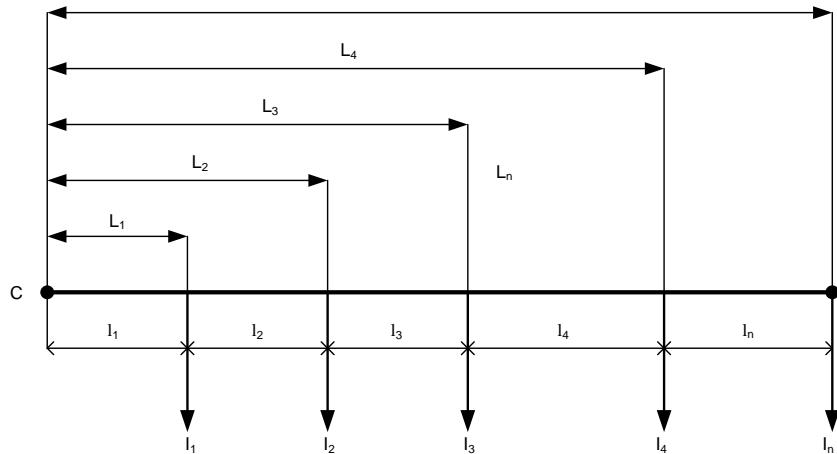


Figura 2 Representación de un sistema de distribución lineal abierto.

Donde:

- $I_1 = I_1 + I_2 + I_3 + I_4 + I_n$  [A]
- $I_2 = I_2 + I_3 + I_4 + I_n$  [A]
- $I_3 = I_3 + I_4 + I_n$  [A]
- $I_4 = I_4 + I_n$  [A]
- $I_n = I_n$  [A]

Se observa la gran influencia que tienen las intensidades en los primeros tramos del sistema de alimentación ( $I_1 + I_2, \dots$ ) sobre las pérdidas resistivas. Al introducir una generación en una de las posiciones de la línea de alimentación (*feeder*) se van a reducir estos valores, aumentando así la eficiencia, sólo falta saber en qué magnitud, ya que un tamaño excesivo del nuevo sistema de generación podría producir un mayor número de pérdidas.

### 3.2.1. Consumos o receptores

La energía demandada por cada consumidor de la línea de suministro que se ha tenido en cuenta en la simulación, es el consumo medio anual de una casa residencial, tomando como base el estudio horario de REE del Atlas de la demanda eléctrica en España (Proyecto INDEL [3]), publicado por Red Eléctrica de España (REE). En las siguientes Gráfico 2, se aprecia la curva diaria de consumo de la vivienda para un día de invierno y otro de verano, con un consumo anual de 4000kWh.

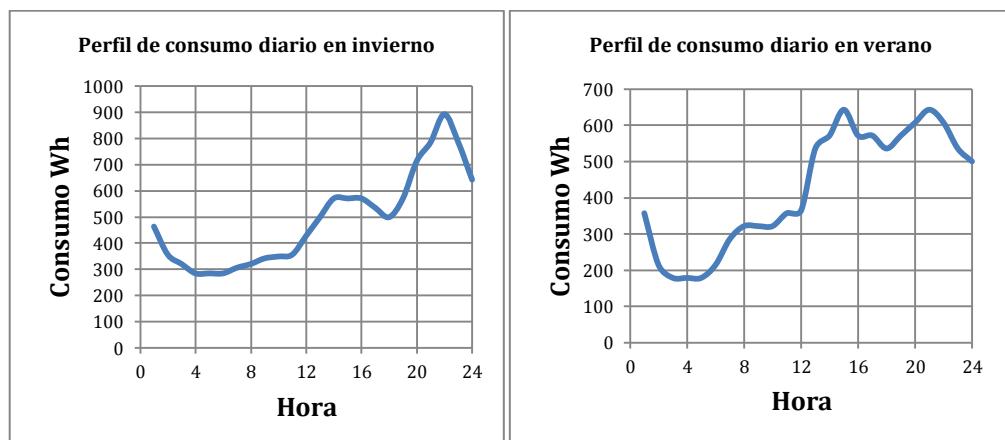


Gráfico 2 Perfil de consumo diario en invierno y verano

El número de receptores que se encuentran conectados al sistema es de 100. La demanda de consumos instantánea se considera igual para todos los receptores, ésta sería la peor de las condiciones a la hora de calcular las pérdidas del sistema.

### 3.2.2. Sistema de generación solar fotovoltaico

Mediante los sistemas solares fotovoltaicos se obtiene electricidad partiendo de la radiación solar. La radiación solar se transforma en corriente eléctrica continua mediante las placas fotovoltaicas y posteriormente se convierte a las condiciones fijadas por la red de distribución a la que se encuentra conectada, mediante los inversores.

Los datos de generación de la instalación solar fotovoltaica tomados para el cálculo de las pérdidas, son datos reales de una instalación solar fotovoltaica en la localidad de Zaragoza, con una generación anual de 4.000kWh, es decir, con una generación igual al consumo del receptor donde se encuentra instalada.

Para la simulación realizada en el algoritmo, se consideran diferentes tamaños de la instalación, de esa forma se analiza el efecto que tiene la potencia de la instalación y por tanto la energía generada en el sistema para identificar la mejor condición para cada escenario que minimiza las pérdidas resistivas. Los tamaños de instalación considerados son múltiplos 0, 1, 10, 25, 35, 50 y 100, del caso base de 4000kWh/año. Este factor se representa por la letra K.

En el siguiente Gráfico 3 se puede ver una comparativa del perfil diario del consumo y generación de un receptor para el caso de la instalación de generación base que corresponde con K=1.

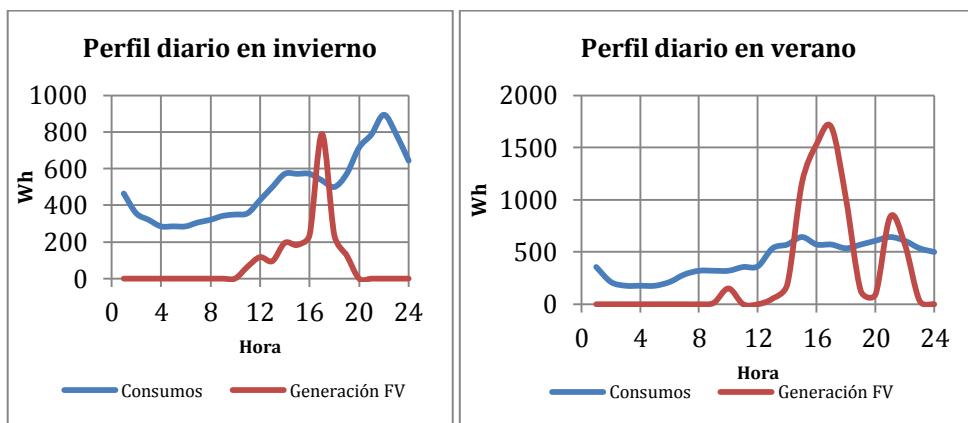


Gráfico 3 Perfil generación y consumo en un día invierno y verano con K=1, sin considerar sistema de acumulación.

Al introducir un generador distribuido mediante un sistema de fotovoltaico, como vemos en la Figura 6, se incorpora al sistema un nueva variable  $I_g$ . Esta nueva corriente generada por la instalación solar, permite reducir la corriente que debe suministrar el centro de transformación para satisfacer las necesidades de los consumos conectados en la línea de distribución. Por tanto, al reducir la corriente se reducen las pérdidas resistivas, dada la dependencia cuadrática de las mismas con respecto a la primera. Esto se traduce en una mejora de la eficiencia.

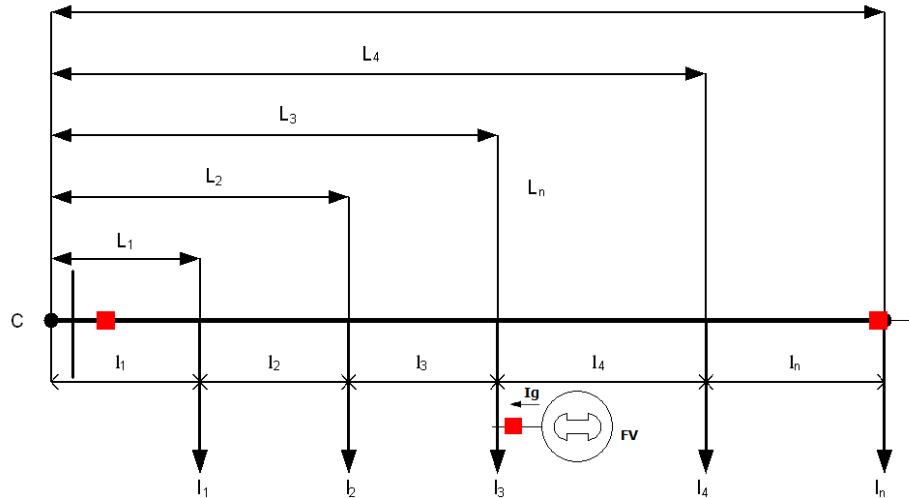


Figura 3 Esquema de un sistema de generación FV dentro de un consumo de una línea de distribución lineal (Elaboración propia)

$$P_{per} = R_1(I_1)^2 + R_2(I_2)^2 + R_3(I_3)^2 + R_4(I_4)^2 + R_n(I_n)^2$$

Donde:

- $I_1 = I_1 + I_2 + (I_3 - I_g) + I_4 + I_n$  [A]
- $I_2 = I_2 + (I_3 - I_g) + I_4 + I_n$  [A]
- $I_3 = (I_3 - I_g) + I_4 + I_n$  [A]
- $I_4 = I_4 + I_n$  [A]
- $I_n = I_n$  [A]

La energía generada por el sistema fotovoltaico se consumirá en la vivienda que se encuentra en la misma ubicación y los excedentes serán vertidos a la red de distribución para el resto de los receptores que se encuentran conectados en la línea de distribución. En la Figura 4 se puede analizar el esquema de conexión del sistema que se encontraría en la posición seleccionada para los escenarios de potencia considerados.

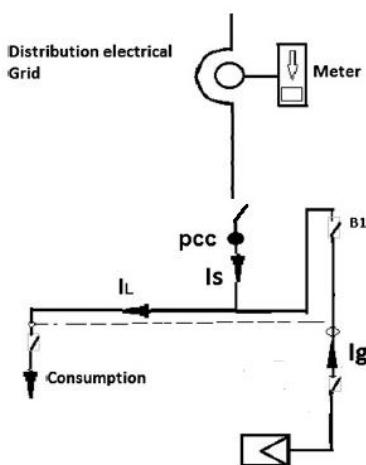


Figura 4 Esquema conexión fotovoltaica a la red de distribución<sup>2</sup>

<sup>2</sup> Adaptación propia del esquema de conexión de instalación FV a la red [7]

### 3.3. Sistema de acumulación

No siempre que hay consumo eléctrico tenemos radiación solar, como se ha observado en la Gráfico 3. Hay momentos en los que la generación es muy superior a la demanda, por lo tanto para optimizar la energía generada y mejorar el rendimiento, es necesario un sistema de acumulación que haga posible la acumulación de energía cuando ésta sea excedente, para disponer de ella cuando la situación sea la inversa. Esta configuración permite reducir además las pérdidas del sistema. En la siguiente Figura 6 se observa el esquema de la incorporación del sistema de acumulación y generación dentro de la línea de distribución.

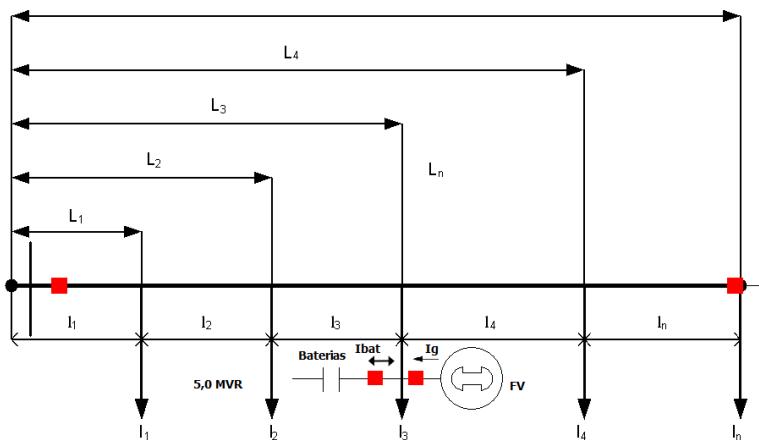


Figura 5 Esquema de un sistema de generación FV con acumulación dentro de un consumo de una línea de distribución lineal (Elaboración propia).

Los datos de consumo anuales del Proyecto INDEL dan un consumo medio diario de una vivienda residencia de 11kWh. Esta energía es un valor neto, es decir, el sistema de acumulación tiene que tener una capacidad superior para satisfacer las necesidades del receptor. La profundidad de descarga del sistema de acumulación (DOD) se ha fijado en un 80% y aplicando el rendimiento del sistema en los procesos de carga resultan unas necesidades energéticas diarias de 16kWh. En la siguiente Figura 6 se refleja la conexión del sistema de acumulación a la instalación de generación.

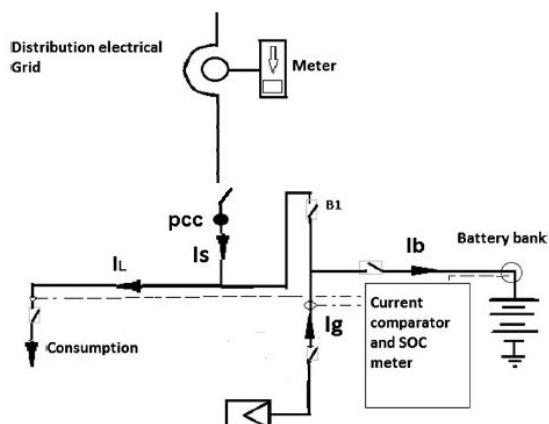


Figura 6 Esquema conexión del sistema de acumulación a la instalación fotovoltaica<sup>3</sup>

<sup>3</sup> Adaptación propia del esquema de conexión de instalación FV con acumulación la red [7]

Para justificar como afecta la introducción de un sistema de acumulación en función de la potencia del campo fotovoltaico, en la simulación de las pérdidas es necesario realizar el estudio para diferentes valores acumulación. Con los datos de consumo medio de un día de una de las derivaciones, se define el parámetro N, días de autonomía de la instalación, referenciado a un único receptor.

$$C_{\text{útil}} = \frac{E_d N}{PR} \text{ [Wh]}$$

$$C_{\text{total}} = \frac{C_{\text{útil}}}{\text{DOD \%}} \text{ [Wh]} \rightarrow \frac{C_{\text{total}}}{V} \text{ [Ah]}$$

Donde:

- $C_{\text{útil}}$  Capacidad útil
- $C_{\text{total}}$  Capacidad total
- $E_d$  Consumo diario
- $N$  Días de autonomía
- $V$  Tensión del sistema de acumulación
- $PR$  Rendimiento del sistema de carga y descarga
- DOD Profundidad de descarga

En la introducción de los valores horarios, tanto de generación como de consumos, se define como instante “cero” las 12:00h del primer día del año 0 y fin de la simulación las 11:00h del primer día del año 1, este offset es necesario dada la introducción del sistema de acumulación, en caso de no considerarlo, durante las primeras horas de simulación, el sistema de acumulación se descarga en gran medida o incluso en su totalidad en función de su capacidad y estado inicial de carga, al definir una profundidad de descarga (DOD deep of discharge) del 80%, el estado de carga (SOC state of charge) sería un 20%.

En la simulación se ha tenido en cuenta el estado final del sistema de acumulación para cada posición, este estado sería el SOC inicial para el cálculo de las pérdidas para el año siguiente, para las posiciones óptimas del sistema calculadas, los resultados obtenidos nos muestran un SOC de la batería igual a 0% al final del año de estudio, este valor corresponde al valor del 20% de la capacidad total que el DOD fijando. Únicamente para el caso de  $N=60$ , se obtienen excedentes después del primer año, los resultados se muestran en las tablas del Anexo I Graficas de resultados de pérdidas.

### 3.4. Algoritmo de simulación de las pérdidas

En el

Anexo II Algoritmo Programación, se encuentra la programación completa de las instrucciones, a continuación se comenta brevemente la estructura del programa, para su posterior compresión a la hora de analizar las instrucciones de la que consta.

### Cuerpo principal y procedimientos

En el cuerpo del programa principal se han definido las variables que representan la resistencia de la línea, el número de cargas conectadas, las diferentes pérdidas y estado de carga final del sistema de acumulación, asociada a cada uno de los escenarios. Mediante una llamada a un procedimiento llamado “Posgen” se calculan las pérdidas para cada ubicación.

### Funciones pérdidas

Las diferentes funciones, *Perdidasp*, *Perdidasn* y *Perdidasnsp*, son necesarias, como su propio nombre indica, para el cálculo de las pérdidas en cada una de las posiciones para cada una de las posiciones del generador.

A la hora de la simulación de las pérdidas, se pueden encontrar tres casuísticas diferentes de ubicación de la instalación solar, que el generador se encuentre en la misma posición de cálculo “*Perdidasn*” aguas arriba “*Perdidasp*” o aguas abajo a la posición de cálculo “*Perdidasnsp*”, es necesario la división en tres funciones ya que el cálculo de las pérdidas depende de si la corriente generada, por la instalación solar, es superior a las corriente en la posición de cálculo en cada una de las horas anuales de cálculo, en la Figura 7Figura 3, vemos nuevamente, cómo afectaba la corriente generada por la fotovoltaica y el aporte del sistema de acumulación.

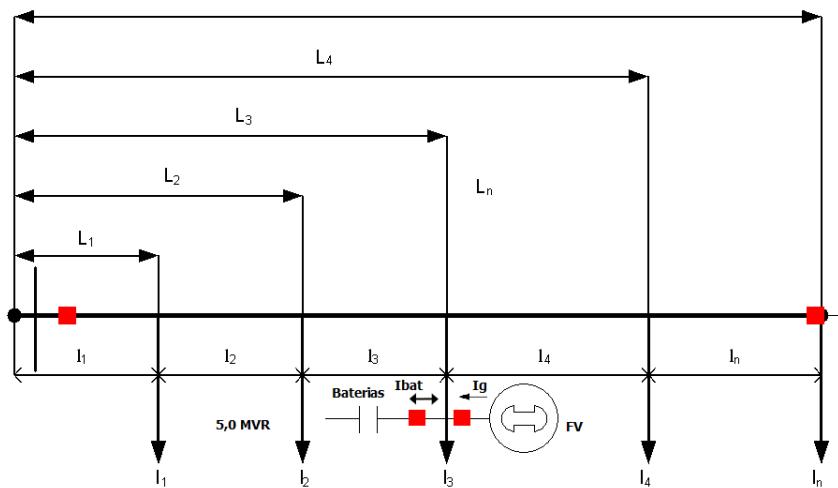


Figura 7 Esquema de un sistema de generación FV con acumulación dentro de un consumo de una línea de distribución lineal (Elaboración propia).

$$P_{per} = R_1(I_1)^2 + R_2(I_2)^2 + R_3(I_3)^2 + R_4(I_4)^2 + R_n(I_n)^2$$

Donde:

- $I_1 = I_1 + I_2 + (I_3 - I_g) + I_4 + I_n$  [A]
- $I_2 = I_2 + (I_3 - I_g) + I_4 + I_n$  [A]
- $I_3 = (I_3 - I_g) + I_4 + I_n$  [A]

Para  $I_g > I_3$ :

- $I_{Bat4} = I_g - I_3$  [A]
- $I_4 = I_4 + I_n - I_{bat}$  [A]
- $I_n = I_n$  [A]

Para  $I_g < I_3$ , considerando que  $I_3 > I_{Bat4} > 0$ :

- $I_3 = I_3 - I_g - I_{Bat4}$  [A]
- $I_4 = I_4 + I_n$  [A]
- $I_n = I_n$  [A]

## 4. Análisis de los resultados

En este apartado se muestran los resultados obtenidos en la simulación de las pérdidas del sistema de distribución, con el objetivo de analizar la reducción de las mismas en el sistema de distribución tras haber introducir un generador de energía solar fotovoltaica con sistema de acumulación.

### 4.1. Instalación sin sistema de acumulación (N=0)

La primera simulación realizada de la pérdidas resistivas se realiza sin sistema de acumulación, es decir, con el parámetro días de autonomía igual a cero (N=0), estos resultados sirven de referencia para comparar como afecta el tamaño del sistema de acumulación, de esa manera disponemos de los valores estimados de pérdidas para este sistema de distribución que sirve de base para analizar el resto de los resultados correspondientes a cada escenario.

Factor K Potencia Base FV	Posición	Reducción pérdidas
0K	-	0,00%
1K	85	2,94%
10K	87	23,18%
25K	68	35,14%
35K	55	32,31%
50K	36	19,45%
100K	-	0,00%

Tabla 3 Reducción de pérdidas sin acumulación

La incorporación de un generador distribuido en la línea de distribución estudiada, reduce considerablemente las pérdidas resistivas en la instalación, los resultados obtenidos coinciden con otros trabajo y estudios [6]

Una instalación que genere 4000kWh ubicada en la posición 85 de sistema de alimentación, con el perfil horario de los datos de generación y los consumos del proyecto INDEL, reduce en casi el 3% las pérdidas resistivas en la distribución. La situación óptima de reducción se da para un factor K igual a 25, es decir, una instalación fotovoltaica de una potencia 25 veces superior a la instalación considerada para el cálculo ubicada en la posición 68 del feeder.

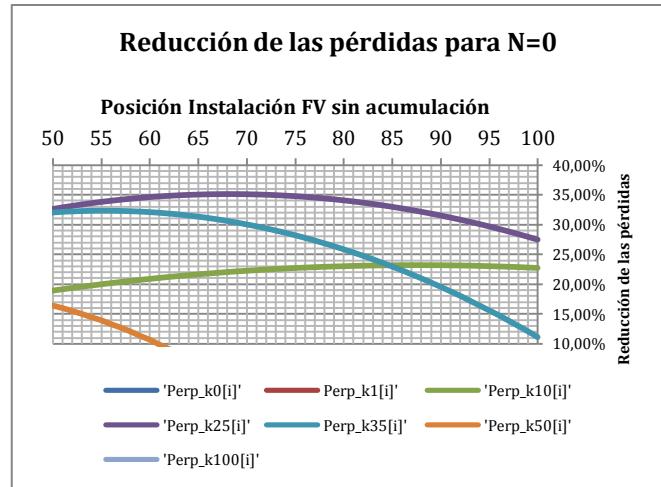


Gráfico 4 Máxima reducción de pérdidas para el caso N=0

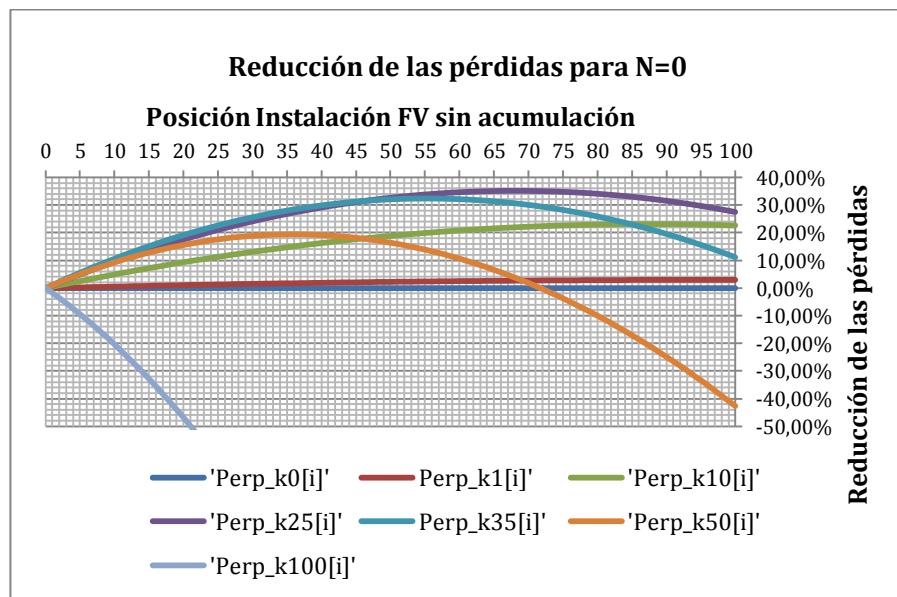


Gráfico 5 Reducción de las pérdidas resistivas en función del factor K

Un tamaño excesivo del generador distribuido no ayuda a la reducción de las pérdidas, como vemos en el Gráfico 5, donde se aprecia cómo para un factor K igual a 50, en las últimas posiciones de la línea ya hay un incremento de las pérdidas resistivas, lo mismo sucede para el caso de K igual a 100, donde desde la posición inicial hay un incremento de las pérdidas de forma exponencial, es decir, para una generación igual a la consumida por todos los receptores K=100 se disparan las pérdidas resistivas.

#### 4.2. Instalación con sistema de acumulación

La reducción de las pérdidas con la incorporación de la generación fotovoltaica es importante, pero existe un valor límite del tamaño de la instalación, que incrementa las pérdidas si se supera. Con la introducción de un sistema de acumulación aumentamos la reducción de las pérdidas, así como el tamaño máximo de la instalación fotovoltaica que se puede instalar para reducir las pérdidas.

La capacidad total del sistema se ha considerado en días de autonomía, tomando de base el consumo medio de una de las cargas conectadas al sistema, los valores considerados para las simulación son N=1,2,3,7,14,21,30 y 60 días de autonomía.

Al introducción un sistema de acumulación en la misma ubicación de la instalación solar, con una capacidad igual al consumo medio diario de un único receptor ( $N=1$ ), la reducción de las pérdidas se incrementa ligeramente en un 1%, el tamaño de la instalación que reduce las pérdidas se mantiene en un factor  $K=25$ , la ubicación óptima se mueve a la 70, como se observa en la siguiente Tabla 4.

En la simulación para este caso se ha tenido en cuenta diferentes estados descarga inicial del sistema de acumulación para justificar su importancia en el resultado final, este estado inicial solamente mejorara la reducción el año 0 de la simulación, para años posteriores el estado del sistema final siempre es con una DODO del 20%, por este motivo solo se ha considerando una situación inicial del sistema SOC=25%.

Soc inicial %	0	0%	25%	50%	75%	100%
Acumulacion (días)	0	1	1	1	1	1
Posición	68	70	70	70	70	70
Reducción frente sin acumulación	35,14%	36,30%	36,30%	36,30%	36,30%	36,30%
Factor k	-	25	25	25	25	25
$\Delta K$	0,00%	1,16%	1,16%	1,16%	1,16%	1,16%
1K	2,94%	2,94%	2,94%	2,94%	2,94%	2,94%
10K	23,18%	23,35%	23,35%	23,35%	23,35%	23,35%
25K	35,14%	36,30%	36,30%	36,30%	36,30%	36,30%
35K	32,31%	34,27%	34,27%	34,27%	34,27%	34,27%
50K	19,45%	21,63%	21,63%	21,63%	21,63%	21,63%
100K	0,00%	0,00%	0,41%	0,82%	1,23%	1,55%

Tabla 4 Resultados para  $N=1$  con diferentes estados de SOC

Los resultados para los diferentes días de autonomía considerados se muestran en la siguiente Tabla 5, donde se observa que al aumentar el tamaño del sistema de acumulación la reducción de las pérdidas se ve incrementada ligeramente si el factor de la K se mantiene constante, es en el momento en el que el tamaño de la instalación solar que reduce las pérdidas se incrementa cuando la reducción de las pérdidas de hace más evidente, como vemos para  $N=7$ , pasando del 35,14% para  $N=0$  a un 44,11%, casi un 9% más de reducción.

Acumulacion (días)	0	1	2	3	7	14	21	30	60
Soc inicial %	0	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%
Posición	68	70	72	73	73	73	73	73	59
Reducción pérdidas	35,14%	36,30%	37,34%	38,12%	44,11%	47,96%	51,10%	52,54%	54,49%
Factor k	25	25	25	25	35	35	50	50	50

Δ0K <sup>4</sup>	0	1,16%	2,21%	2,98%	8,97%	12,82%	15,96%	17,40%	19,35%
1K	2,94%	2,94%	2,94%	2,94%	2,94%	4,49%	6,21%	8,42%	16,75%
10K	23,18%	23,35%	23,46%	23,52%	23,58%	23,59%	23,60%	23,60%	23,62%
25K	35,14%	36,30%	37,34%	38,12%	40,56%	41,30%	41,45%	41,57%	41,78%
35K	32,31%	34,27%	36,18%	37,83%	44,11%	47,96%	48,59%	48,93%	49,54%
50K	19,45%	21,63%	23,70%	25,59%	35,13%	46,75%	51,10%	52,54%	54,49%
100K	0,00%	0,41%	0,82%	1,14%	2,29%	4,49%	6,21%	8,42%	16,75%

Tabla 5 Resultados de la reducción de las pérdidas para diferentes días de autonomía

<sup>4</sup> Incremento de las pérdidas con respecto al caso de sistema sin acumulación

Conforme se incrementan los días de autonomía lo hace también la reducción de las pérdidas, para  $N=14$  tenemos un incremento de casi el 13% respecto a  $N=0$ . A partir de la situación  $N=14$  y  $K=35$ , con una reducción del 47,96% se produce de nuevo un salto en el tamaño de la instalación  $K=50$ , con una reducción de casi un 16% más de reducción que el caso  $N=0$  pero vemos que la reducción ya comienza a decaer como vemos en el Gráfico 6

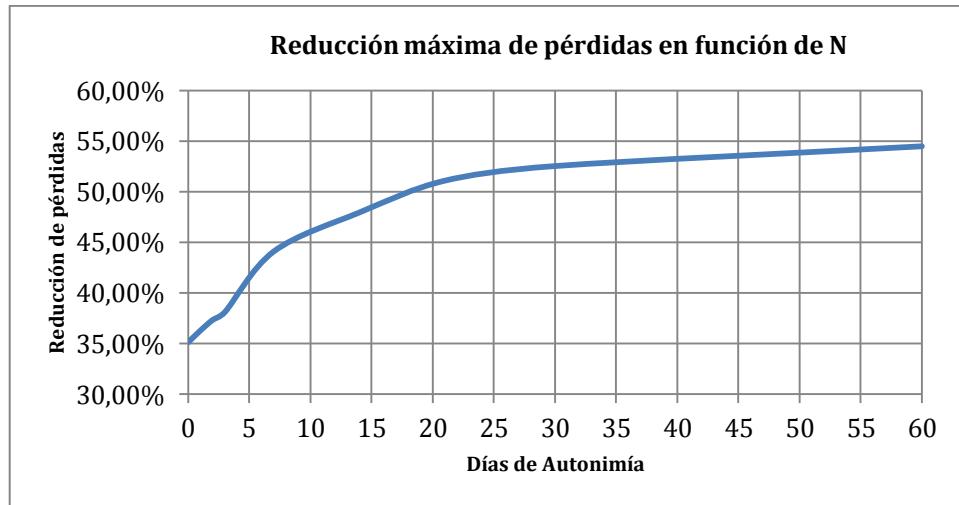


Gráfico 6 Máxima reducción de las pérdidas en función de N

En la siguiente gráfica, se representa las máximas reducciones para cada factor  $K$  considerado en el análisis, en función de los días de autonomía.

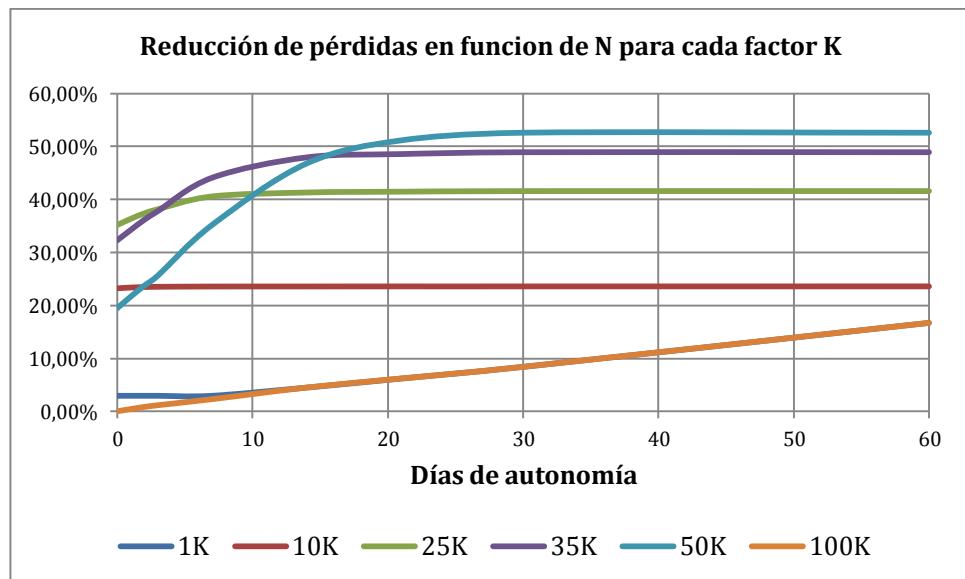


Gráfico 7 Reducción máxima en función de N para cada factor K

## 5. Conclusiones

La introducción de un sistema solar fotovoltaico permite reducir las pérdidas resistivas en una línea de distribución eléctrica como se ha justificado en este trabajo, esta reducción fija un límite de tamaño de la instalación solar, se ha visto para el caso de estudio, que el tamaño de la instalación es 25 veces la instalación solar tomada de referencia.

En este trabajo se ha justificado que con la introducción de un sistema de acumulación en la misma ubicación, permite reducir en mayor medida las pérdidas resistivas en la línea de distribución ya que:

- Permite una optimización de la instalación solar incorporada, almacenando los excedentes de generación.
- Aumenta el tamaño máximo de la instalación fotovoltaica, permitiendo que el sistema puede admitir una instalación mayor sin que afecte a la reducción de las pérdidas, sino aumentando la misma.

Este aumento en la reducción de pérdidas también tiene un límite en función de los días de autonomía considerados, para cada caso, existe un valor en el que por mucho que se incremente la acumulación no se consiguen mejorar las pérdidas significativamente.

Podemos decir, que para tamaño de instalación de generación existe un tamaño máximo del sistema de acumulación por el encima del cual, la reducción ya no es significativa, del mismo modo, para un sistema de acumulación le corresponde un tamaño máximo de sistema de generación.

Los resultados presentados en el este trabajo, confirman que la generación distribuida reducen las pérdidas resistivas en los sistema de distribución hasta en un 35%, si incorporamos un sistema de acumulación incrementamos este valor, el porcentaje de reducción irá en función del número de días de autonomía, si lo comparamos con el caso sin acumulación, la reducción se incrementa a un 42%.

## 6. Referencias

### Bibliografía

1] BOE, Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014., 2014.

2] F-Chart, «EES, Engineering Equation Solver,» 2014. [En línea]. Available: <http://www.fchart.com/ees/>.

3] REE, «<http://www.ree.es/educacion/>,» [En línea].

4] M. d. I. y. Energía, «Estadísticas Eléctricas Anuales,» 2012. [En línea]. Available: <http://www.minetur.gob.es/energia/balances/Publicaciones/ElectricasAnuales/Pagina s/ElectricasAnuales.aspx>. [Último acceso: 13 Noviembre 2014].

5] R. E. España, «Proyecto INDEL,» 1998.

6] Á. A. H. M. E. M. A. Bayod, «Sizing criteria of hybrid photovoltaic–wind systems with battery storage and self-consumption considering interaction with the grid,» *Solar Energy*, 2013.

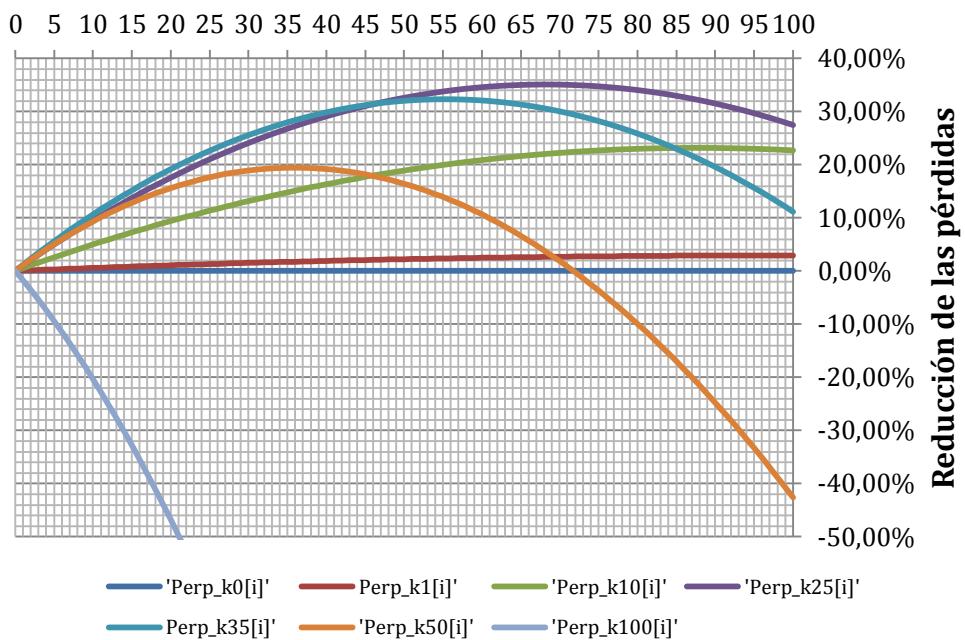
7] J. A. F. A.J. Conejo, *Instalaciones eléctrica*, Mc Graw Hill.

## 7. Anexo I Graficas de resultados de pérdidas

### *Instalación Solar Fotovoltaica sin Acumulación*

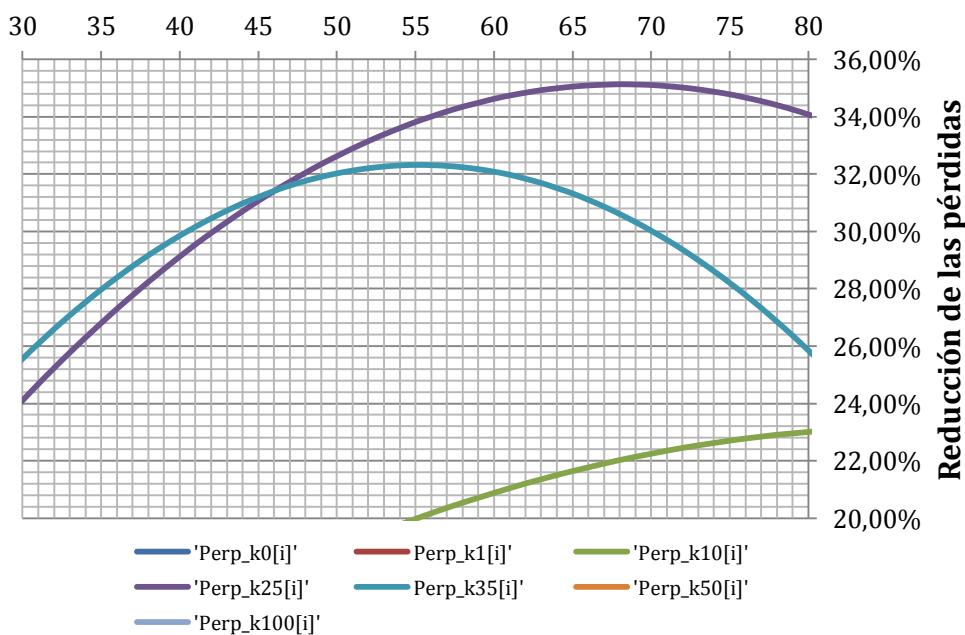
#### **Reducción de las pérdidas para N=0**

##### **Posición Instalación FV sin acumulación**

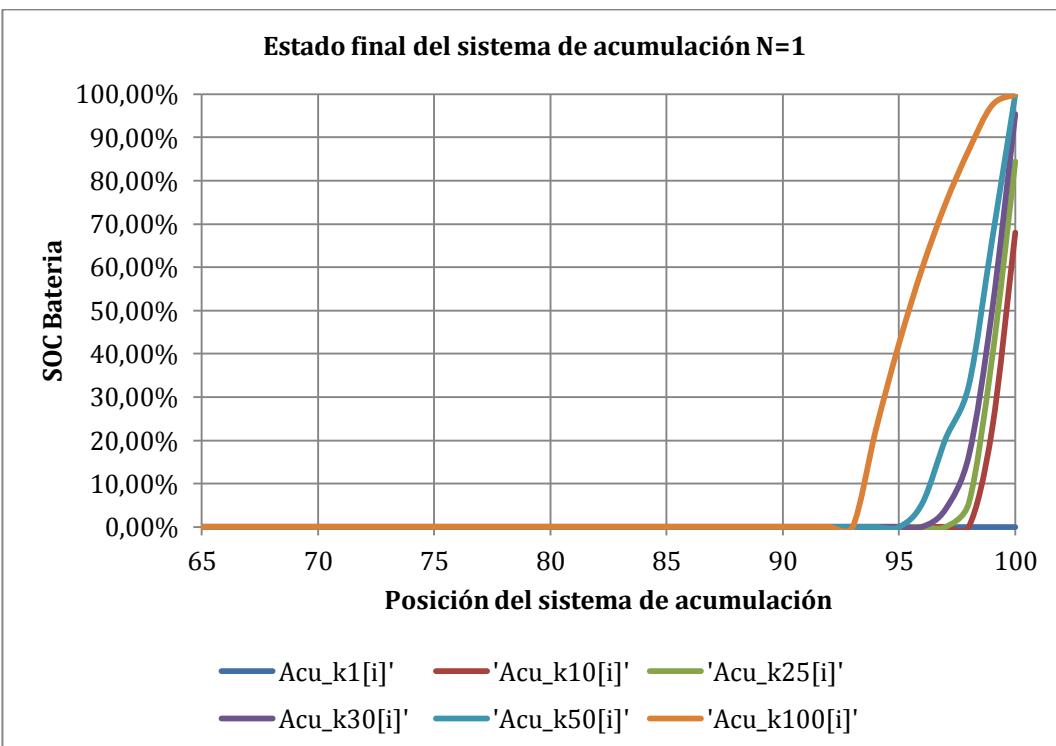
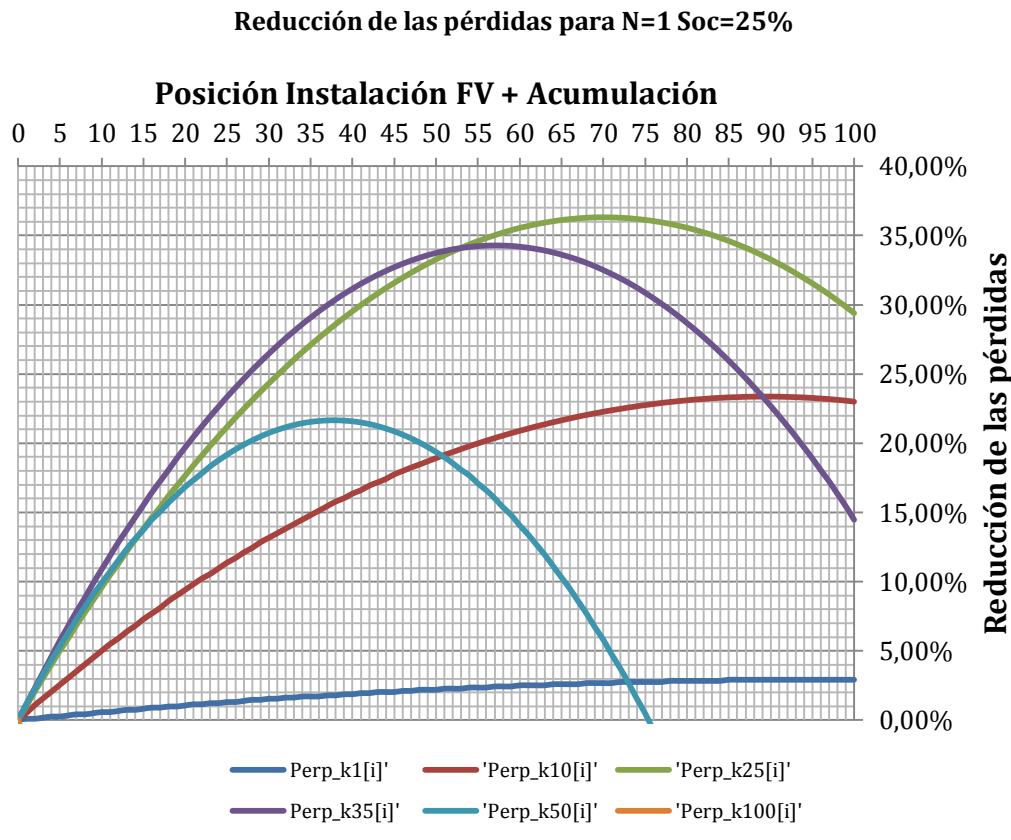


#### **Reducción máxima de las pérdidas para N=0**

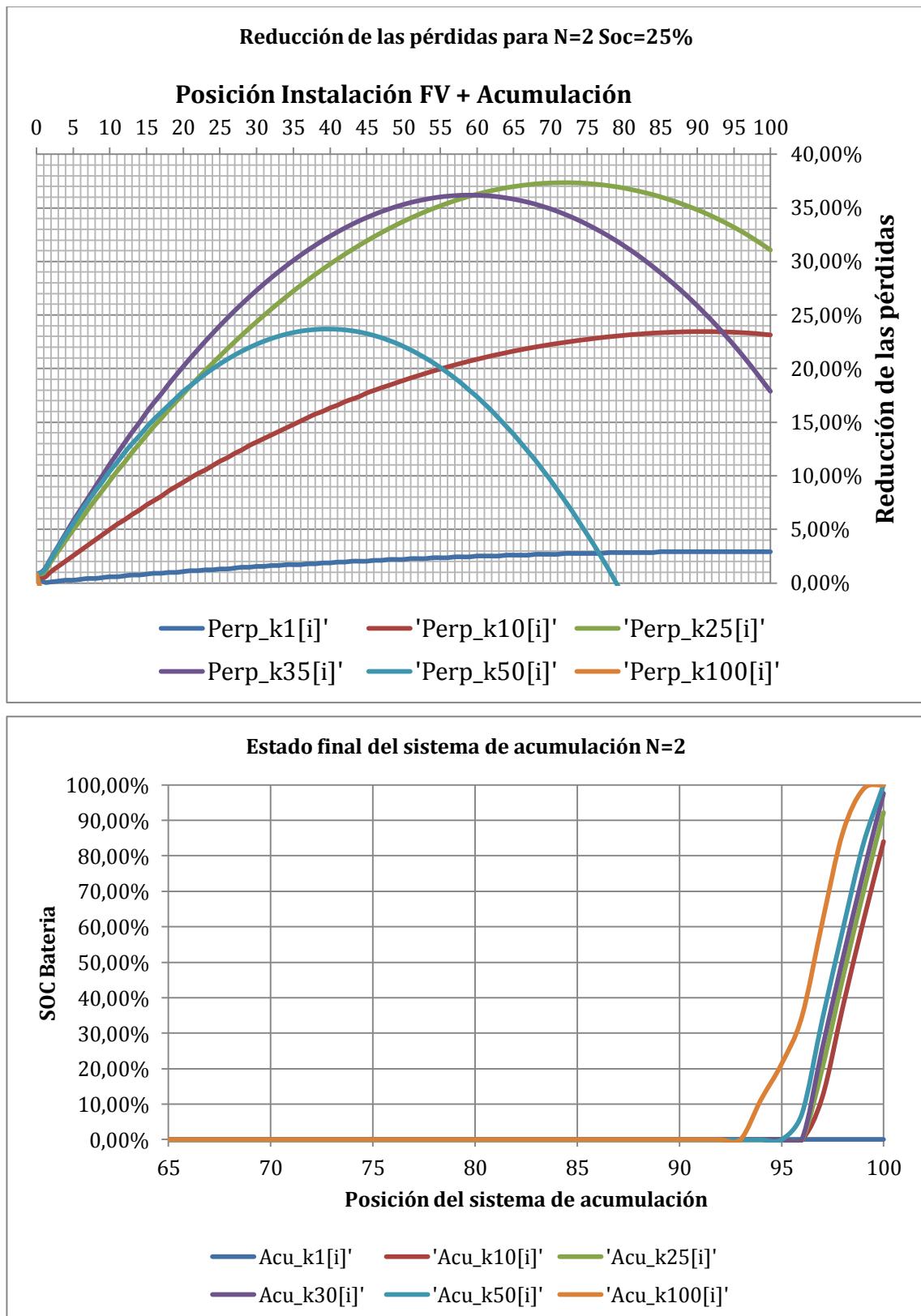
##### **Posición Instalación FV sin acumulación**



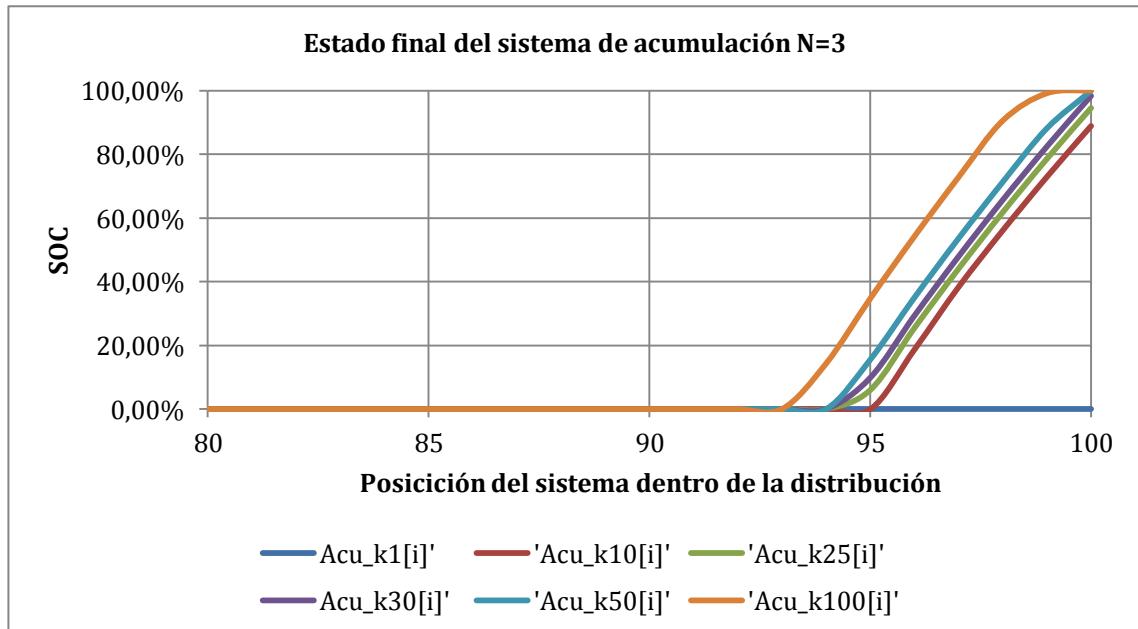
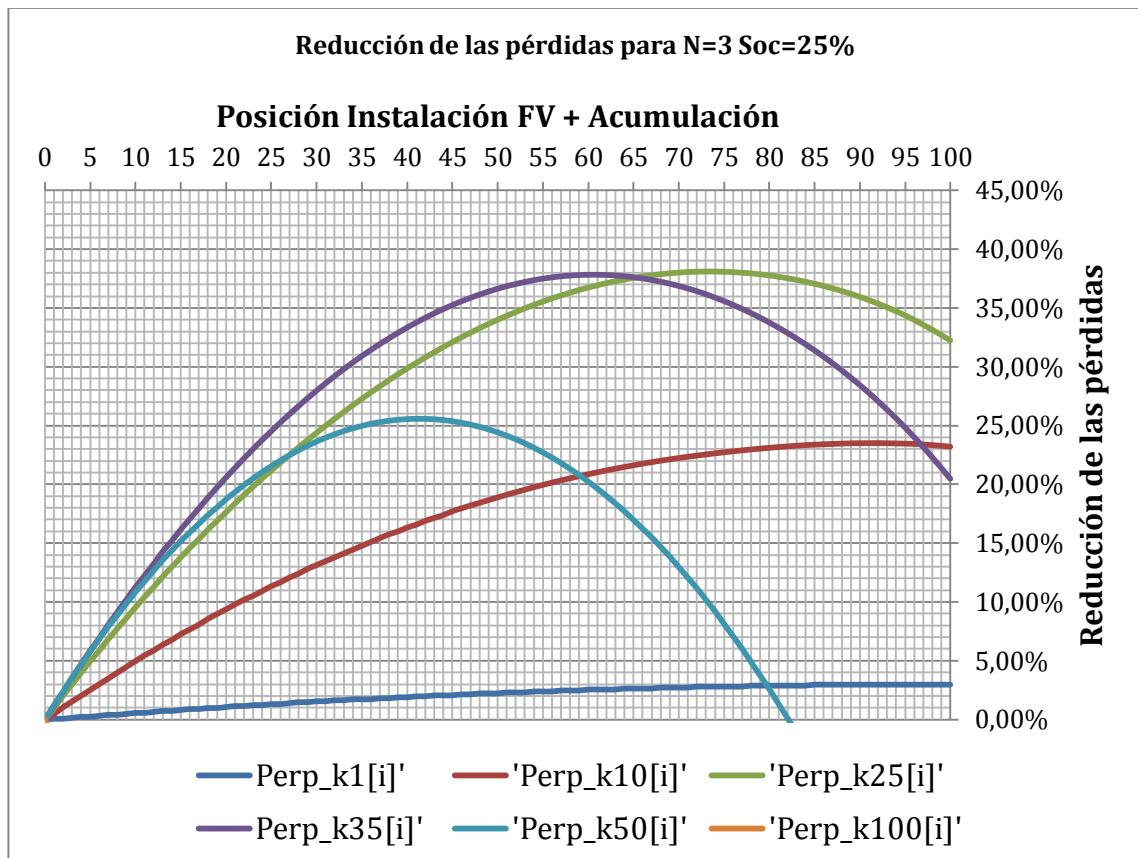
### Instalación Solar Fotovoltaica con Acumulación N=1



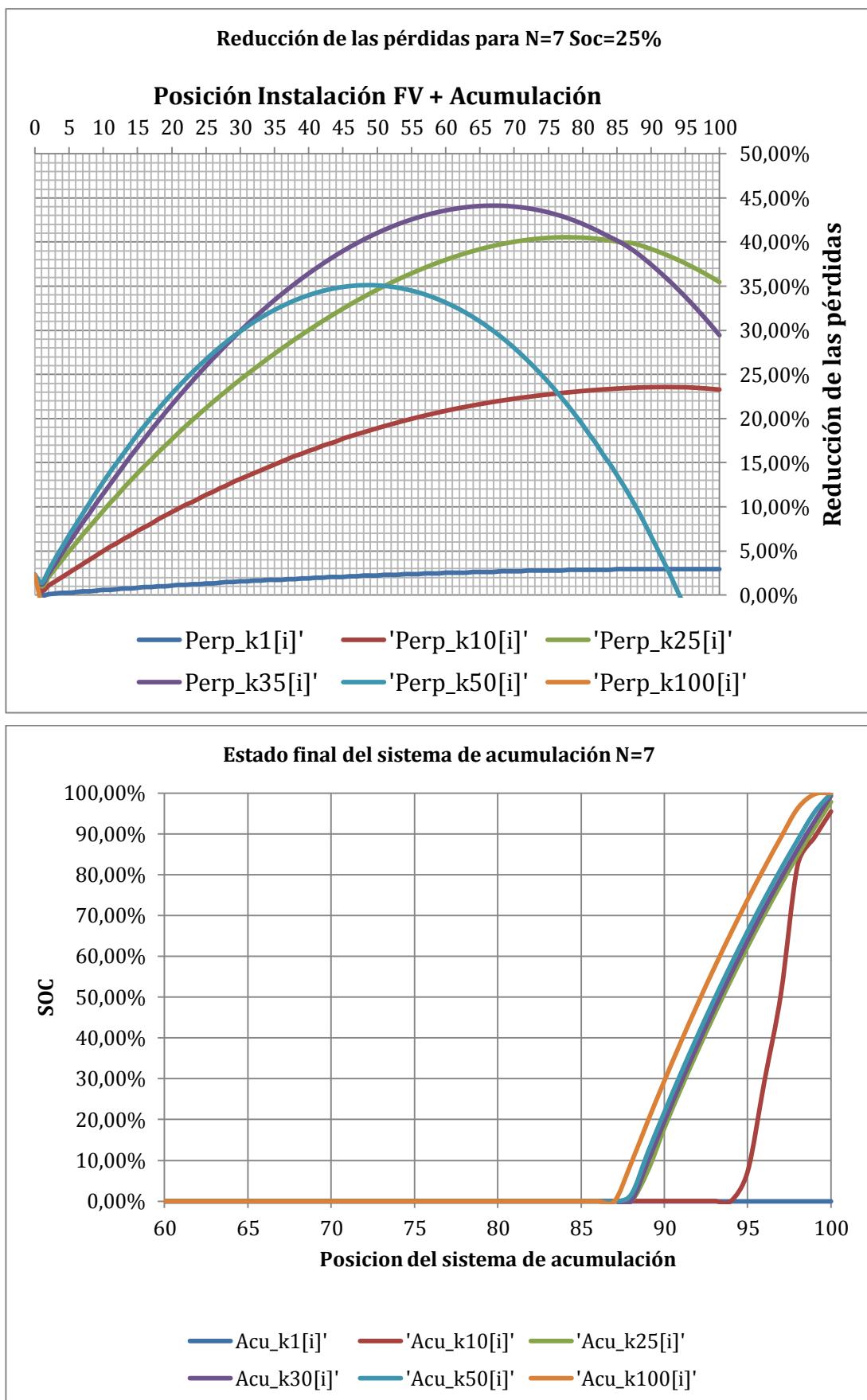
## Instalación Solar Fotovoltaica con Acumulación N=2



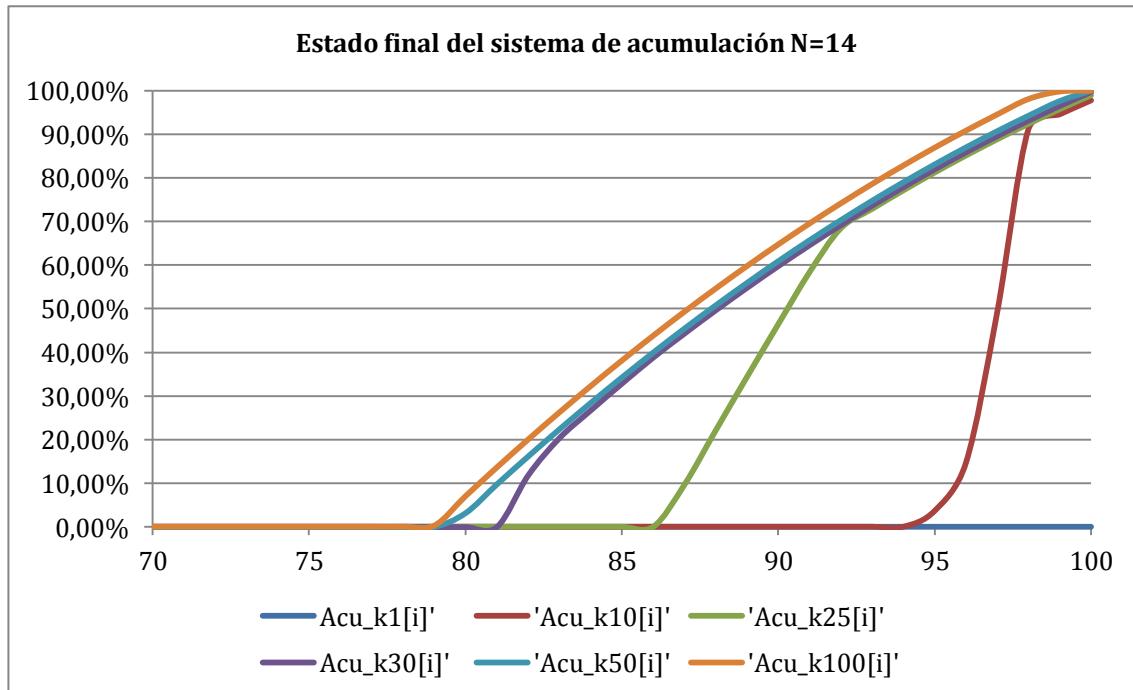
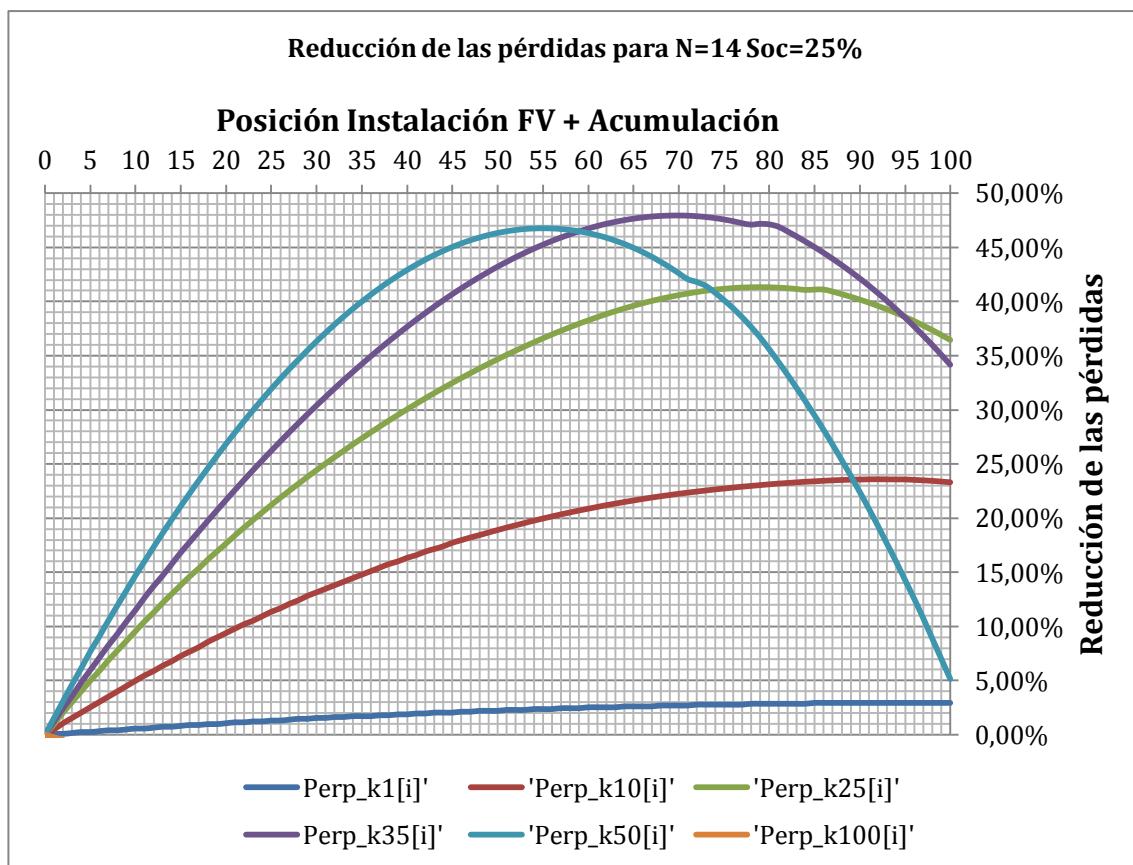
Instalación Solar Fotovoltaica con Acumulación N=3



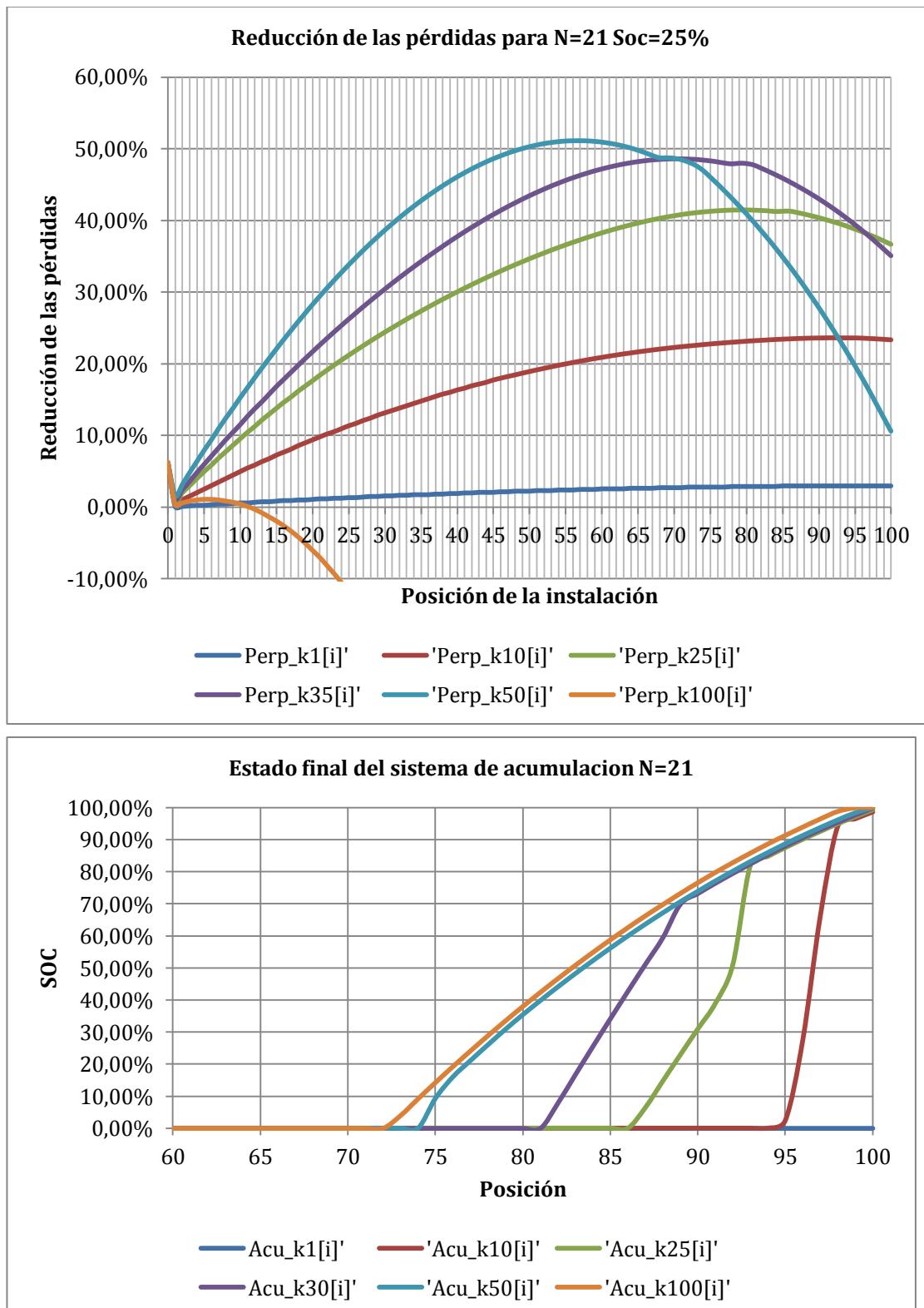
### Instalación Solar Fotovoltaica con Acumulación N=7



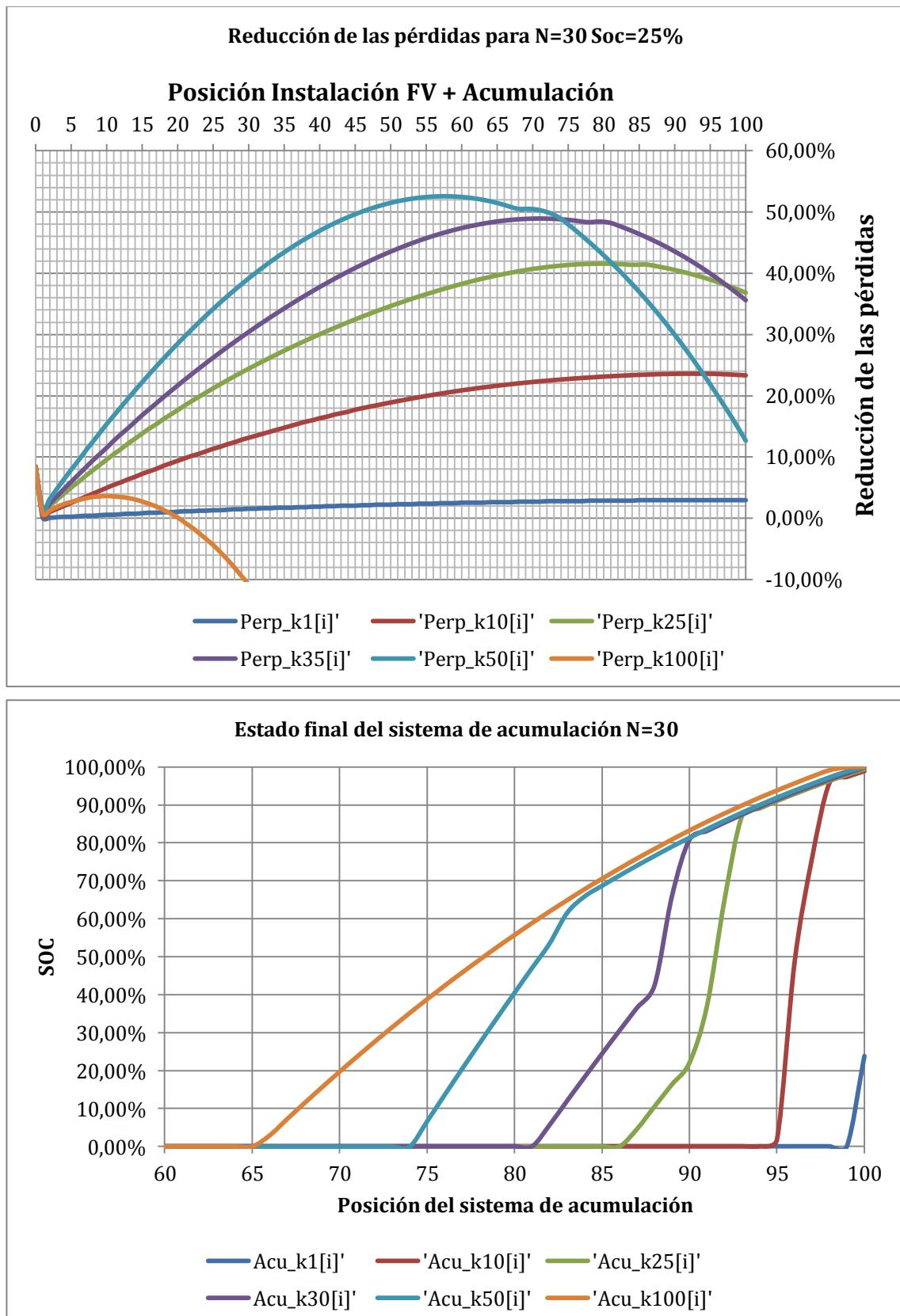
### Instalación Solar Fotovoltaica con Acumulación N=14



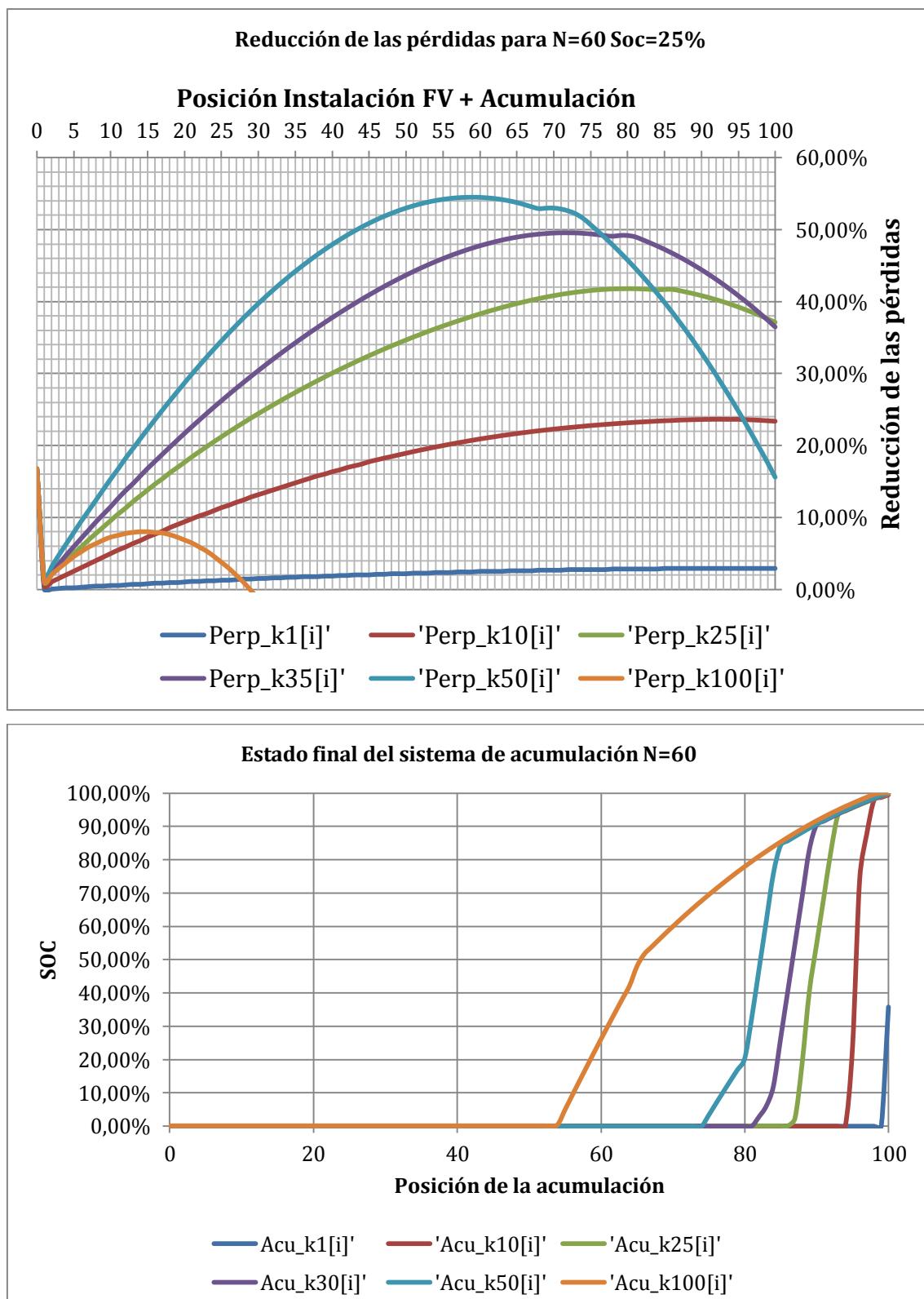
### Instalación Solar Fotovoltaica con Acumulación N=21



### Instalación Solar Fotovoltaica con Acumulación N=30



### Instalación Solar Fotovoltaica con Acumulación N=60



## 8. Anexo II Algoritmo Programación

{Modulo de cambio de pérdidas}

```
Procedure Perdidas(k;g;Rn;L;Qn;Pos;SistemaAcumulacion;Pd:Perd_RI;Acumulacion)
duplicate m=0;Pos
  I[m]=(Qn+1)-m
  Acumulacion[m]=0
  Perdidas[m]=0
end

n=0
Cap=SistemaAcumulacion*Pd
Acumulacion[n]=Cap
Repeat
  n=n+1
  If g=0 then
    call Perdidasnp(k;g;Qn;Rn;L;I[n];Acumulacion[n-1];SistemaAcumulacion:PERnp;Ah)"Pérdidas antes de la posición del generador"
    Perdidas[n]= PERnp
    Acumulacion[n]=Ah
    endif
  If n<=g then
    call Perdidasn(k;g;Qn;Rn;L;I[n];Acumulacion[n-1];SistemaAcumulacion:PERn;Ah)"Pérdidas en la posición del generador"
    Perdidas[n]= PERn
    Acumulacion[n]=Ah
    endif
  If n>g then
    call Perdidasnp(k;g;Qn;Rn;L;I[n];Acumulacion[n-1];SistemaAcumulacion:PERnp;Ah)"Pérdidas después de la posición del generador"
    Perdidas[n]= PERnp
    Acumulacion[n]=Ah
    endif
  Until (n=Pos)
  Perd_RI=sum(Perdidas[n];n=0;100)
  Acumulacion=Acumulacion[Pos]

end Perdidas
```

{Pérdidas antes del punto de insercción del generador}

```
Procedure Perdidasn(k;g;Qn;R;L;I;Acumulacion;Cap:Perdn;Ah)

h=0
Perd=0
Balance=0
Exceso=0
If Cap=0 then
  Repeat
    h=h+1
    Ig=TableValue('Table 1'; h; 2)*k
    Ic=TableValue('Table 1'; h; 1)*I
    factor K"
    Perd=Perd+(R*L*(Ig-Ic)^2)
    until (h=8760)
    Acumulacion=0
else
  Repeat
    h=h+1
    Ig=TableValue('Table 1'; h; 2)*k
    Ic=TableValue('Table 1'; h; 1)*I
    factor K"
    Perd=Perd+(R*L*(Ig-Ic)^2)
    until (h=8760)
    Acumulacion=0
  Until (h=8760)
  Perd=Perd+(R*L*(Ig-Ic)^2)
  Acumulacion=0
  Cap=Acumulacion
```

```

Ic=TableValue('Table 1'; h; 1)*I
    "Toma de datos de la intensidad
consumida"
    Balance=Ig-Ic
If Balance >=0 then
    Acumulacion=Acumulacion+Balance
    "Si hay excedente de generación"
    If Acumulacion>Cap then
        Exceso=Acumulacion-Cap
        Acumulacion=Cap
        Perd=Perd+(R*L*(Exceso)^2)
        "Cálculo de las pérdidas por exceso de
generación RI^2"
    endif
else
    Acumulacion=Acumulacion+Balance
    "Suma del excedente al sistema de
acumulación"
    if Acumulacion<0 then
        Perd=Perd+(R*L*(Acumulacion)^2)
        Acumulacion=0
    endif
endif
endif
until (h=8760)
If Acumulacion>Cap then
    " Límite de capacidad del sistema de
aumulación"
    Acumulacion=Cap
endif
Ah=Acumulacion
Perdn=Perd
end Perdidasn

```

{Pérdidas después del punto de insercción del generador}

```

Procedure Perdidasnp(k;g;Qn;R;L;I;Acumulacion;Cap:Perdnp;Ah)
h=0
Perd=0
Balance=0

If Cap=0 then
    Repeat
        h=h+1
        Ic=TableValue('Table 1'; h; 1)*I
        "Toma de datos de la intensidad
consumida"
        Perd=Perd+(R*L*(Ic)^2)
        Ah=0
        until (h=8760)
else
    Repeat
        h=h+1
        Ic=TableValue('Table 1'; h; 1)*I
        "Toma de datos de la intensidad
consumida"
        Balance=Acumulacion-Ic
        "En caso de tener acumulación extraemos
la energía"
        If Balance >=0 then
            Ah=Balance
        else
            Perd=Perd+(R*L*(Balance)^2)
            Ah=0
        endif
    endif
    until (h=8760)
    Perdnp=Perd
end Perdidasnp

```

{Módulo del vector de posiciones de la instalación para la instalación}

```
Procedure Posgen(k;Rl;Lf;Qn;Pos;SistemaAcumulacion;Pd:Perp_K[0..100];Acumulacion_K[0..100])
```

```

duplicate g=0;Pos
    Perp[g]=0
end
g=0
Repeat
    call Perdidas(k;g;Rl;Lf;Qn;Pos;SistemaAcumulacion;Pd:Perp;Acumulacion) "Cálculo de pérdidas para
cada posición"
    Perp_k[g]=Perp
    Acumulacion_k[g]=Acumulacion
    g=g+1
    until (g=Qn+1)

end Posgen

```

{Definición de los puntos de conexión de la generación}

```

Procedure carga(Pos:carga[0..100])
duplicate t=0;Pos
    carga[t]=0
end
t=0
Repeat
    t=t+1
    carga[t]=t
until t=Pos
end

```

{Cuerpo del programa Principal}

{definición de variables}

```

Qn=100
Pos=Qn
Lf=1
R=0,1
Rl=R/Qn
Pd=0,25
SistemaAcumulacion=140

```

"SOC inicial del sistema de acumulación"  
"Valor del sistema de acumulación en Ah"

{Creación de las variables de posiciones de la instalación}

```

call carga(Pos:carga[0..100])

{Llamada a procedimientos de cálculo de las pérdidas para los diferentes escenarios}
call Posgen(1;Rl;Lf;Qn;Pos;SistemaAcumulacion;Pd:Perp_k1[0..100];Acu_k1[0..100])
call Posgen(10;Rl;Lf;Qn;Pos;SistemaAcumulacion;Pd:Perp_k10[0..100];Acu_k10[0..100])
call Posgen(25;Rl;Lf;Qn;Pos;SistemaAcumulacion;Pd:Perp_k25[0..100];Acu_k25[0..100])
call Posgen(35;Rl;Lf;Qn;Pos;SistemaAcumulacion;Pd:Perp_k35[0..100];Acu_k35[0..100])
call Posgen(50;Rl;Lf;Qn;Pos;SistemaAcumulacion;Pd:Perp_k50[0..100];Acu_k50[0..100])
call Posgen(100;Rl;Lf;Qn;Pos;SistemaAcumulacion;Pd:Perp_k100[0..100];Acu_k100[0..100])

```