

## Capítulo 5

# Análisis de resultados y conclusiones

- Se ha puesto de manifiesto la presencia de tres **frecuencias** en la forma de **onda de la tensión** de salida del inversor fotovoltaico:
1. La frecuencia de operación o fundamental de generación eléctrica, 50 Hz.
  2. La frecuencia de la señal portadora de modulación PWM, en nuestro caso de 10 kHz.
  3. La frecuencia efectiva derivada de los tiempos de conmutación de los dispositivos semiconductores IGBTs. Esta frecuencia es aproximadamente igual a la inversa del tiempo de subida/bajada de los pulsos de tensión PWM. Se observa de esta manera una frecuencia de encendido de 5 MHz y una frecuencia de apagado de 16 MHz.

Cabe destacar que la presencia del filtro inductivo a la salida del inversor reduce casi totalmente la amplitud de las ondas de tensión a estas estas frecuencias. Sin embargo, puede que no lo suficiente para dejar de considerar la utilización de un filtro EMI. En este sentido ha de tenerse en cuenta la siguiente consideración:

Si suponemos una velocidad de propagación de la onda de un tercio la velocidad de la luz, es decir, 100.000 km/s, la longitud de onda y, por tanto, la longitud mínima del cable de baja tensión (desde el inversor al transformador) para que existan interferencias electromagnéticas sería (suponemos una frecuencia de 15 MHz) de:

$$\lambda = v \cdot T = \frac{v}{f}$$

$$\lambda = \frac{100.000 \cdot 10^3 \text{ m/s}}{15 \cdot 10^6 \text{ 1/s}} = 6.67 \text{ m}$$

donde

$\lambda \equiv$  longitud de onda

$v \equiv$  velocidad de propagación de la onda

$T \equiv$  periodo

$f \equiv$  frecuencia

- Para la **simulación** del comportamiento de los cables frente a estas elevadas frecuencias pueden considerarse dos opciones: modelos de parámetros concentrados (circuitos  $\pi$  en cascada) o modelos de parámetros distribuidos.

Los circuitos  $\pi$  en cascada computados a una frecuencia determinada son computacionalmente rápidos. Aunque este modelo no incluye parámetros dependientes de la frecuencia, la conexión en cascada de dichos circuitos consigue simular el comportamiento dependiente de la frecuencia.

Sin embargo, si el problema particular incluye altas frecuencias, un gran número de circuitos  $\pi$  deben ser usados. Pueden aparecer así errores numéricos debido a las grandes diferencias de los parámetros  $\pi$  respecto a la red eléctrica.

En modelos distribuidos, la dependencia de la frecuencia y los efectos distribuidos de los parámetros de los cables son tomados en cuenta. Sin embargo, la validez de estos modelos es restringida debido a la asunción de matrices de transformación reales y constantes.

En nuestro trabajo, se ha podido comprobar que el cálculo de líneas eléctricas subterráneas de BT y MT, así como aéreas de MT, ofrece a la simulación valores adecuados de resistencia, inductancia y capacidad, para la obtención de resultados extremadamente cercanos a la realidad y, por tanto, válidos para su análisis.

- De los resultados obtenidos cabe destacar el **amortiguamiento** y **filtrado de armónicos**, indicados en el primer punto de este capítulo, generados por los propios cables y transformadores que componen el sistema eléctrico. Se observa así una forma de onda de tensión e intensidad en la carga completamente senoidal. Recordamos que en nuestro estudio la carga se encuentra 4 kilómetros aguas debajo de la generación eléctrica debida al inversor.
- La representación de las intensidades en cada línea nos muestra que la planta fotovoltaica suministra la **potencia activa** requerida por las cargas aguas abajo. La red eléctrica de distribución suministra la **potencia reactiva**.
- Las **oscilaciones** presentes al inicio de la simulación, y por tanto pertenecientes al régimen transitorio, son debidas a los componentes y efectos reactivos existentes en la red eléctrica.
- En cuanto a los resultados obtenidos para el estudio de los **métodos pasivos** convencionales de **detección en isla**, OVP/UVP y OFP/UFPP, cabe destacar lo siguiente:

- Tal y como se esperaba, el método pasivo de sobretensión (OVP) permite la detección de funcionamiento en isla de la planta fotovoltaica cuando el suministro satisface el consumo de la carga 2 (0.2 MW,  $\cos\varphi=0.87$ ).

Se recuerda que las tensiones de fase mínimas y máximas, en este caso, en el PCC, serían:

$$V_{\min}=10.16 \text{ kV}$$

$$V_{\max}=12.70 \text{ kV}$$

La tensión de fase obtenida en el PCC es 14.09 kV.

- Igualmente, al considerar la carga 3 (1.5 MW,  $\cos\varphi=0.87$ ) se ha puesto de manifiesto la eficacia del método pasivo de subtensión (UVP), ya que la tensión medida en el PCC es 9.082 kV.
- Sin embargo, nos hayamos en zona de no detección para la carga 1 (0.8 MW,  $\cos\varphi=0.87$ ), ya que la potencia activa suministrada por la planta fotovoltaica (1 MW) es muy parecida a la consumida por la carga. En tal caso la tensión obtenida en el PCC fue de 11.34 kV.

- Respecto a la frecuencia, cabe concluir que no varía en gran medida, lo que permite deducir que las pequeñas variaciones expresadas se deben a errores de medición. Ello es lógico si tenemos en cuenta que, con independencia del tipo de cargas aguas abajo y de la condición de operación en isla, la frecuencia de suministro del inversor no varía.
  - Por último, se ha considerado la desconexión de la red aguas arriba de la subestación, teniendo en cuenta la carga 1, poniéndose de manifiesto que el transformador trabaja en vacío y, por tanto, un aumento de intensidad a la salida de la planta fotovoltaica y, consecuentemente, una acusada disminución de la tensión. Ambos hechos, lógicamente, se reflejan en el Punto de Conexión Común.
- Para el estudio del **método activo de detección en isla** mediante la **inyección** de una **corriente armónica** a la salida del inversor de la planta fotovoltaica, se ha considerado, como sabemos, una onda de corriente de 1 A y 500 Hz ( $h=10$ ). Además, se ha tenido en cuenta la carga 4 (0.8 MW,  $\cos\varphi=0.98$ ), ya que en tal caso la planta fotovoltaica opera en zona de no detección para los métodos pasivos OVP/UVP.

De esta manera se ha puesto de manifiesto que, cuando la red eléctrica opera normalmente junto con la planta fotovoltaica, la tensión del décimo armónico en el PCC alcanza, solamente, un valor de 7.42 V. Mientras que, cuando se produce la desconexión de la red eléctrica aguas arriba por un evento de falta o desconexión por mantenimiento, el valor de dicho armónico asciende a 56.37 V. En ambas situaciones el índice de distorsión armónica es inferior al 0.5 % exigido por la norma UNE-EN 50160, para redes generales de distribución de energía eléctrica.

Así pues, la detección de variación de amplitud del armónico inyectado propuesto, permite detectar la condición de funcionamiento en isla de la planta fotovoltaica.