Financiado por la Unión Europea
NextGenerationEU

GOBIERNO DE ESPAÑA
MINISTERIO DE AGRICULTURA, PESCA Y ALIMENTACIÓN

SOCIEDAD MERCANTIL ESTATAL DE INFRAESTRUCTURAS AGRARIAS
seiasa

ANEJO Nº 13

PUESTA EN MARCHA

flexoestudio

ÍNDICE

1.- OBJETIVO
2.- INFORMACIÓN PREVIA
3.- INTRODUCCIÓN
4.- PROTOCOLO DE PUESTA EN MARCHA
4.1.- Inspección inicial
4.2.- Ensayos iniciales
4.3.- Informes de verificación
5.- GARANTÍAS
6.- MEDICIÓN Y VERIFICACIÓN DE AHORROS
6.1.- Inspección visual y térmica del generador fotovoltaico
6.2.- Verificación PR
7.- VALORACIÓN
8.- CONCLUSIÓN

1.- OBJETIVO

Se pretende redactar el procedimiento adecuado para la puesta en marcha y desconexión general de la planta.

2.- INFORMACIÓN PREVIA

La planta cuenta con protecciones en diferentes niveles y grados de apertura tanto en la parte de continua como en alterna.

Para poder realizar maniobras se debe conocer bien el esquema general de planta y los equipos de protección y maniobra de los que se dispone.

En la parte de continua encontramos primero la caja SCB (String Control Box), cuadros que agrupan los strings del generador fotovoltaico, en la cual tenemos fusibles para las entradas de cada una de las series y un interruptor seccionador general a la salida de esta. Los fusibles no se pueden manipular en carga, por ello se dispone de un interruptor seccionador para realizar las maniobras en carga.

Desde estas cajas accedemos a los inversores, los cuales a la entrada tienen un seccionador de corriente continua, el cual no se puede manipular en carga.

El propio inversor dispone a través del menú del “display” de la maniobra adecuada para ponerlo en marcha y paro.

Desde el inversor vamos a la caja de agrupación de alterna la cual agrupa un determinado número de inversores. Esta consta de protección por fusibles a su entrada y de un interruptor seccionador a la salida. Los fusibles no se pueden manipular en carga, sin embargo, el interruptor sí igual que en las cajas SCB.

Desde estas cajas de agrupación de alterna llegamos al Cuadro General. Este cuadro contiene las entradas de los cuadros de agrupación protegidas por fusibles y a su salida tiene un seccionador. Ninguno de estos elementos se puede manipular en carga.

Procedimiento

CONEXIÓN

- Si es la primera vez que se conecta o se trata del cambio de un inversor nuevo, se debe realizar primero la maniobra de configuración de inversor.

- Una vez configurados los inversores, abrimos todos los cuadros SCB interruptores y fusibles, dejando las series aisladas e individuales.
- Comprobar y abrir todos y cada uno de los fusibles e interruptores de los cuadros de agrupación de alterna.
- Comprobar y abrir los fusibles y seccionador del Cuadro General.
- Comprobar que se han realizado todas las pruebas en vacío de todos los cables, timbrado, continuidad, megado, etc.… y que están correctas.
- Medir y observar la tensión de salida. Debe ser 400 v o similar.
- Comprobar ausencia de corriente en la parte de BT. Si hay corriente, averiguar de dónde procede y abrir el circuito.
- Cerrar el seccionador general del Cuadro General.
- Comprobar si hay corriente por líneas hacia los cuadros de agrupación.
- Ir cerrando los fusibles de cada línea.
- Comprobar ausencia de corriente en cuadros de agrupación. Cerrar el interruptor (caja de agrupación de inversores).
- Comprobar ausencia de corriente en inversores. Ir cerrando fusibles por líneas de inversores (caja de agrupación de inversores).
- Revisar tensiones series en caja SCB.
- Cerrar fusibles de series.
- Cerrar interruptor general de caja SCB.
- Cerrar Interruptor DC de inversores.
- En el menú de inversor poner en ON.

DESCONEXIÓN

Comenzar con la maniobra de la parte de continua. Se realiza inversor a Inversor.

- Poner en OFF el inversor en el Menú.
- Abrir el interruptor DC del Inversor.
- Abrir interruptor general caja SCB.
- Abrir fusibles series SCB.
- Comprobar ausencia de corriente a la salida de los inversores. Abrir interruptor y fusibles del cuadro de agrupación (caja de agrupación de inversores). En caso de sólo necesitar trabajar en un inversor. Abrir solo los fusibles de ese inversor. ATENCIÓN: el cuadro seguirá teniendo tensión de los otros inversores.
- Para apertura general, comprobar la ausencia de corriente de salida de todos los cuadros. Apertura de seccionador general del Cuadro General y fusibles.

3.- INTRODUCCIÓN

Para la puesta en marcha de la instalación y con objeto de cumplir la Norma UNE-EN 62.446, inicialmente se deberá realizar una verificación y ensayos iniciales.

4.- PROTOCOLO DE PUESTA EN MARCHA

El Protocolo básico de puesta en marcha estándar para las instalaciones fotovoltaicas, se basa en una serie de pasos, en los que se revisan los diferentes componentes y se configuran los elementos "inteligentes". Para garantizar un correcto funcionamiento de la instalación de energía solar fotovoltaica existe una serie de pasos con el fin de descartar posibles imprevistos.

La verificación inicial se realizará siguiendo las fases siguientes:

- Inspección inicial.
- Ensayos iniciales.
- Informe de verificación inicial.

4.1.- Inspección inicial

La inspección inicial debe ser anterior a los ensayos y se debe realizar antes de energizar la instalación. Dentro de esta inspección inicial se incluirán los siguientes puntos:

4.1.1.- Inspección del sistema de corriente continua (CC)

- Verificación de que el sistema de CC ha sido diseñado, especificado e instalado según requisitos de la Norma IEC 60.364, y ante todo la IEC 60.364-7-712.
- Los componentes de CC han sido dimensionados para una operación continuada en CC a la máxima tensión del sistema y máxima corriente CC de fallo (VOC, STC corregida para el rango de temperatura y según tipo de módulo; y corriente de 1,25 · ISC, STC).
- Uso de protección clase II o aislamiento equivalente en el lado de CC.
- Conductores de las cadenas fotovoltaicas, conductores del generador FV y los conductores principales de CC se han elegido para minimizar el riesgo de fallo a tierra y cortocircuito. Se consigue típicamente usando cables con aislamiento protegido y reforzado (normalmente llamado "doble aislamiento").
- El cableado eléctrico se ha seleccionado e instalado para soportar las influencias externas como el viento, la formación de hielo, la temperatura y la radiación solar (IEC 60.364-7-712.522.8.3:2002).

- Para sistemas sin protección de sobre-intensidad en las cadenas de módulos: verificar que el valor de la corriente inversa del módulo es mayor que la máxima corriente inversa que puede generarse; También, verificar que los cables de las cadenas de módulos están dimensionados para conducir la máxima corriente de fallo combinada de todas las cadenas en paralelo. (IEC 60.364-7-712.433:2002).
- Para sistemas con sistema de protección de sobre-corriente en las cadenas: verificar que la protección de sobrecorriente está incluida y está correctamente especificada en los códigos locales o en las instrucciones del fabricante para protecciones de módulos FV según la nota de la Norma IEC 60.364-7- 712.433.2:2002.
- Verificar existencia de un seccionador de CC en la parte de CC del variador (IEC 60.364-7- 712.536.2.2.5:2002).
- Verificar que existe al menos una separación simple entre las zonas de CA y CC, y que las conexiones a tierra se han instalado de manera que se evite la corrosión (IEC 60.364-7-712.312.2002).

4.1.2.- Inspección de la protección contra sobretensiones/Descarga eléctrica

- Para minimizar tensiones inducidas por rayo, verificar que se han minimizado el número de zonas con bucles de corriente (IEC 60.364-7-712.444.4:2002).
- Cuando sea requerido por normas locales, verificar que el marco de la estructura del generador, y el marco del módulo están correctamente conectados a tierra. Los conductores de tierra y/o los conductores de la red equipotencial están instalados, verificando que están paralelos, y amarrados, a los cables de CC. (IEC 60.364-7-712.54:2002).

4.1.3.- Inspección del sistema de corriente alterna (CA)

- Que se ha proporcionado una forma de aislar el variador en la parte de CA.
- Todos los interruptores y seccionadores se han conectado de manera que la instalación fotovoltaica esté cableada en el lado de “la carga” y que el suministro esté en el lado de “suministro” (IEC 60.364-7- 712.536.2.2.1:2002).
- Los parámetros operacionales del variador han sido programados según la normativa local.

4.1.4.- Inspección del etiquetado e identificación

- Todos los circuitos, protecciones, interruptores y terminales están etiquetados convenientemente.

- Todas las cajas de conexión de CC tienen un etiquetado de peligro indicando que las partes activas dentro de la caja están alimentadas por el generador FV y que pueden todavía estar energizadas tras su aislamiento del variador.
- El interruptor principal de CA está claramente etiquetado.
- Suministro doble de etiquetas de peligro están incluidas en el punto de interconexión.
- Se muestra en el emplazamiento un esquema unifilar.
- El tarado de las protecciones del variador y los datos del instalador se muestran en el emplazamiento.
- Se muestra en el emplazamiento el procedimiento de apagado de emergencia.
- Todas las señales y etiquetas tienen apropiado sistema de fijación y durabilidad.

4.1.5.- Inspección de la instalación

- Verificar que existe ventilación debajo de los módulos fotovoltaicos para prevenir el sobrecalentamiento y el riesgo de incendio.
- Comprobación de la presencia en la parte posterior de los módulos, de forma claramente visible e indeleble del modelo, nombre del fabricante, número de serie y características eléctricas del módulo, así como deben aparecer los logotipos identificativos referentes a los laboratorios cualificados (CIEMAT, TÜV, JRC Ispra, etc.) que hayan podido proceder a la certificación de los módulos.
- Comprobación de que se cumple la distancia mínima entre filas de módulos o entre módulos y restos de elementos que rodean el generador, dada por el Pliego de Condiciones Técnicas de instalaciones Conectadas a Red del IDAE. Esto garantiza que no existe sombreado o autosombreado durante un mínimo de cuatro horas en torno al medio día del solsticio de invierno.
- Comprobación de que no se producen sombras puntuales arrojadas por elementos próximos al generador.
- Comprobación de la correcta ubicación de los módulos fotovoltaicos en la cubierta flotante, acorde a lo indicado en el presente proyecto.
- Comprobación de la correcta orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos, acorde a lo indicado en el presente proyecto.

4.2.- Ensayos iniciales

Los ensayos iniciales se realizarán siguiendo la Norma IEC 60.364-6.

Los instrumentos de medida y el equipo y métodos de monitorización deben elegirse según las partes relevantes de la Norma IEC 61.557.

En caso de que un ensayo indique la existencia de un error: una vez que el fallo ha sido solucionado, todos los ensayos anteriores se deben repetir para evitar que el fallo hubiera influido en los resultados de dichos ensayos.

Se deben realizar los siguientes ensayos y deberían preferiblemente ser realizados en el siguiente orden:

- Ensayos a todos los circuitos de CA según los requisitos de la Norma IEC 60.364-6.

Una vez que los ensayos en el circuito de CA están realizados, los siguientes ensayos deben realizarse en el circuito de CC que forma el generador FV.

- Continuidad de la protección de tierra y/o los conductores del circuito equipotencial, cuando estén instalados.
- Ensayos de polaridad.
- Ensayo de la tensión de circuito abierto de la cadena.
- Ensayo de medida de corriente de cortocircuito de la cadena.
- Ensayos funcionales.
- Resistencia de aislamiento del circuito de CC.

4.3.- Informe de verificación

Una vez finalizadas las fases anteriores, se deberá realizar un informe que incluirá la siguiente información:

- Resumen describiendo el sistema (nombre, dirección, etc…).
- Lista de circuitos inspeccionados y ensayados.
- Un registro de la inspección.
- Un registro de los resultados del ensayo para cada circuito ensayado.
- Intervalo recomendado para la próxima inspección.
- Firma de las personas que llevan a cabo la verificación.

5.- GARANTÍAS

El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 2 años, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía mínima será de 3 años para defectos de fabricación mecánicos.

Los módulos fotovoltaicos tendrán una extensión de garantía por pérdida de producción, del 10% para los primeros 10 años y del 25 % del año 11 hasta el 25.

Si hubiera de interrumpirse la explotación del suministro debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que el suministrador haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

6.- MEDICIÓN Y VERIFICACIÓN DE AHORROS

Una vez completada la puesta en marcha, el contratista llevará a cabo un proceso de Medición y Verificación de los ahorros generados por la mejora de eficiencia energética ejecutada, en este caso, la instalación fotovoltaica de autoconsumo a través de la metodología y bajo el estándar IPMVP (International Performance Measurement & Verification Protocol) a lo largo de las 2 primeras campañas de riego.

El protocolo IPMVP, desarrollado por EVO (Efficiency Valuation Organization) e internacionalmente reconocido, define los principios por los que se tiene que guiar y las posibles opciones a utilizar para realizar un plan de medidas de los ahorros energéticos objetivable, que evalúe exclusivamente el efecto de la actuación de mejora acometida, y no el de otros factores aleatorios (como la precipitación) proporcionando seguridad a todas las partes implicadas (usuario de la instalación, empresa de servicios energéticos, entidad financiera,…) y ayudando a las administraciones públicas a conseguir los objetivos de eficiencia energética y ambiental.

Para ello, se completarán las siguientes fases:

- Plan de Medida y Verificación (M&V) de ahorros consistente en analizar la información disponible y definir los periodos de referencia y demostrativos, las variables a medir y los equipos de medida, calibrándolos para satisfacer los requisitos de precisión.
- Implementación de los equipos de medida necesarios
- Elaboración de informes demostrativos de ahorros al finalizar cada campaña de riego para lo cual se recopilará periódicamente las medidas de consumos, volumen de agua, producción y otras variables para calcular el ahorro en términos energéticos y económicos y emitir el informe demostrativo de ahorro correspondiente al periodo de referencia.

Además del proceso de Medición y Verificación de los ahorros generados, Después de un período inicial de exposición al sol durante un tiempo suficiente para que la irradiación total en el generador FV alcance al menos los 20 kWh/m2 y, en cualquier caso, no antes de pasado un mes, se realizarán los siguientes ensayos

- Inspección visual y térmica (IR) del generador FV
- Eficiencia eléctrica (*PR)*

6.1.- Inspección visual y térmica (IR) del generador FV

Se tomarán las siguientes medidas:

- Cualquier módulo FV que muestre "defectos visuales importantes" según especifica la norma IEC 61215 será rechazado.
- Deben llevarse a cabo termografías (IR) del sistema FV en condiciones normales de operación de acuerdo a la norma IEC 60904-14 y respetando las condiciones siguientes:
  - La irradiancia sobre el plano debe ser mayor de 700 W/m2.
  - Las variaciones en los valores de irradiancia durante los 10 minutos previos a las medidas deben ser inferiores al 20%
- Los puntos calientes observados se caracterizan por la diferencia de temperatura entre la célula solar más fría, *TCC* y la de la célula más caliente, *THC*, del módulo fotovoltaico afectado, normalizado a la irradiancia CEM.

$$\Delta T_{HS} = (T_{HC} - T_{\overline{CC}})\frac{G}{G^*}$$

Los criterios de aceptación o rechazo de un punto caliente son los siguientes:

- $\Delta T_{HS} \geq 100ºC$ supone el rechazo automático, incluso si el punto caliente estuviera causado por cualquier tipo de sombra que afectase al módulo FV.
- $\Delta T_{HS} > 20ºC$ en ausencia de sombras supone el rechazo automático.
- $10ºC \leq \Delta T_{HS} \leq 20ºC$ en ausencia de sombras habrá que medir la pérdida efectiva de potencia, entendida como la reducción de la tensión de operación del módulo respecto a otro módulo sin defectos perteneciente a la misma rama en la que está conectado. El módulo FV será rechazado si tal pérdida efectiva de potencia supera el 20%.
- $\Delta T_{HS} < 10ºC$ será siempre aceptable

6.2.- Verificación PR

- La realización del ensayo de *PR* consiste en la observación simultánea de las siguientes condiciones de operación: irradiación efectiva en el plano del generador fotovoltaico, *Gef* y temperatura de la célula, *TC*; y en la comparación de la energía estimada, calculada a partir de las condiciones de operación, con la energía real producida, calculada como la diferencia en las lecturas del contador de energía al principio y al final de las pruebas, $E_{AC,REAL}$
- El generador FV y los sensores de irradiancia deben tener el mismo grado de suciedad durante toda la prueba de *PR.*
- Los registros en condiciones de operación de *Gef* y *TC* deben hacerse con una frecuencia de al menos una vez por minuto.
- El valor de *PRELE* viene dado por:

$$PR = \frac{E_{AC\ REAL}}{P^* \frac{\Delta t}{G^*} \Sigma_i G_{ef,i}[1 + \Upsilon(T_{C,i} - T_C^*)]}$$

  donde *P** es la potencia nominal del generador, *G* = 1.000 W/m2*, T_C^**=25°C*, Δt es la resolución de la medida de datos (1 minuto o menos), *"i"* es el índice de tiempos para toda la duración del ensayo, Υ es el coeficiente de temperatura de la potencia, cuyo valor es negativo y viene indicado por el fabricante del módulo FV. Todos estos parámetros deben tener los mismos valores que se suponen en la evaluación de rendimiento energético llevada a cabo en la fase de diseño del proyecto.
- El resultado del valor de *PR* debe ser igual o mayor que el 80%, en base a las condiciones de simulación expuestas en el presente proyecto.

7.- VALORACIÓN

Asciende el presupuesto total de la puesta en marcha de la instalación del Proyecto denominado "Implementación de Energías Renovables en los Bombeos de la Junta Central de Usuarios de la Vega del Río Segura en Cieza (Murcia)", a la cantidad de MIL SEISCIENTOS SETENTA Y SIETE EUROS CON OCHENTA Y SIETE CÉNTIMOS (1.677,87 €).

8.- CONCLUSIÓN

Una vez descrito y justificado el presente texto, damos por finalizada la redacción del ANEJO Nº 13. PUESTA EN MARCHA perteneciente al Proyecto de **Implementación de Energías Renovables en los Bombeos de la Junta Central de Usuarios de la Vega del Río Segura en Cieza (Murcia).** Autoconsumo Sin Excedentes de 200,00 kWn y 226,80 kWp a nombre de la Sociedad Mercantil Estatal de Infraestructuras Agrarias (SEIASA), quedando los Ingenieros Técnicos que suscriben a disposición de los Organismos Competentes para cuantas aclaraciones se consideren oportunas.

En Cieza, abril de 2023

HERRERA ORTEGA PASCUAL - 27437814X

Firmado digitalmente por HERRERA ORTEGA PASCUAL - 27437814X
Nombre de reconocimiento (DN): c=ES, serialNumber=IDCES-27437814X, givenName=PASCUAL, sn=HERRERA ORTEGA, cn=HERRERA ORTEGA PASCUAL - 27437814X
Fecha: 2023.05.19 17:43:15 +02'00'

RUIZ MARTINEZ ISMAEL - 77517513S

Firmado digitalmente por RUIZ MARTINEZ ISMAEL - 77517513S
Nombre de reconocimiento (DN): c=ES, serialNumber=IDCES-77517513S, givenName=ISMAEL, sn=RUIZ MARTINEZ, cn=RUIZ MARTINEZ ISMAEL - 77517513S
Fecha: 2023.05.19 17:09:41 +02'00'