



Planta de potencia 15+5 MW de FONROCHE

CONSULTORÍA PARA ESTABLECER UNA METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE ENERGÍA FIRME DE UNA PLANTA SOLAR

– COMENTARIOS –

INDICE

1	CREG.....	3
2	SUNEDISON.....	3
3	ACOLGEN	9
4	PANASONIC	15
5	MARGARITA SILVA DE URIBE	15
6	EPSA	17
7	EMGESA	19
8	ENEL GREEN POWER.....	22
9	GUSTAVO CASTILLO	25
10	H-MV JAVIER ESTEBAN PAREJA ZULUAGA	26
11	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN (EPM)	28
12	SUPERSERVICIOS – SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PUBLICOS DOMICILIARIOS.....	30

1 CREG

1.1

Revisar unidades de la variable GHI en la base de datos ya que esta en Wh/m^2 y en el informe final esta en kWh/m^2 , dado que la magnitud de ambas son similares y se requiere claridad.

La diferencia es el periodo de tiempo sobre el que está referenciado la variable. En el informe final los kWh/m^2 son mensuales, en la base de datos son valores horarios. Se puede comprobar fácilmente que si sumamos los datos de 1 mes entero, por ejemplo enero de 1999, de la base de datos, el resultado es $179,869 Wh/m^2$ o, lo que es lo mismo, $179.87 kWh/m^2$, este valor está en línea con los datos presentados en el informe donde en zonas como Barranquilla se alcanzan esos valores.

1.2

Entendemos del informe presentado que puede haber más energía utilizando módulos TF que cSi. Sin embargo, en las simulaciones que hemos realizado nos ha dado al contrario. Por favor confirmar.

Es correcto, al igualdad de potencia una central con módulos de capa fina (TF) produce más energía que con módulos cSi ya que los primeros, al tener unos coeficientes de temperatura menores, tienen menores pérdidas de potencia por temperatura. Os agradeceríamos que nos pasen los cálculos que hicieron para comprobarlos y entender porque hay esta discrepancia.

1.3

Por favor revisar de todas las unidades de cada factor de la formula de la energía, incluyendo las constantes, ya que matemáticamente las unidades no cuadran.

Efectivamente, en la expresión no se incluyó una constante que al tener un valor de 1 se suele olvidar, esta es la Irradiancia STC que es igual a $1 kW/m^2$. Al dividir la ecuación E_{base} entre esta constante las unidades cuadran.

2 SUNEDISON

2.1 Comentario 1: Punto 5.5.1 (P50,P75,P90,P99)

Amablemente se solicita que el nivel de incertidumbre se ajuste de manera dinámica de acuerdo a la captura de información de radiación in situ y no considerarlo como un factor fijo.

Se ha realizado un ajuste de la incertidumbre en función de la captura de datos in situ, pero no dinámica sino fija. El motivo es evitar interpretaciones y anular las diferentes oscilaciones que pueden existir por las tolerancias de equipos y las diferencias que puedan existir entre estudios y estudiosos. Hacerlo de

forma dinámica implicaría una certificación cualificada individual por proyecto que complica la formulación y gestión de este proceso sin aportar una variación muy significativa final.

2.2 Comentario 2: Punto 5.2.3 (Indisponibilidad de Equipos)

Amablemente se solicita considerar factores diferenciados de acuerdo a la calidad del equipamiento y de los tiempos de respuesta para fallas forzadas de los suministradores que se incorporen dentro del parque solar particular.

El informe pretende estandarizar desde la modelación de supuestos. Por ello la idea misma del informe es simplificar estos tipos de aspectos. Reconocemos que puede haber ciertas diferencias de las que el promotor de la planta se beneficiará pero que para el cálculo de energía firme no tienen sentido, donde se busca un mínimo “garantizado” de energía. Con la aplicación de disponibilidad del 99% nos atenemos a las prácticas comunes del sector.

2.3 Comentario 3: Punto 5.2.4 (Grid Outage)

Amablemente se solicita considerar factores diferenciados de acuerdo a la zona de la red eléctrica donde esté conectado el medio de generación solar fotovoltaico, puesto que existen distintos niveles de indisponibilidad en una misma red.

Efectivamente ya en el párrafo 3 de dicho apartado se menciona que será el operador de red el que proporcione este dato. Sin embargo, a falta de este valor para los cálculos del informe se propone 0,99 como un valor aceptable. En caso de no tener un dato facilitado por el operador de red entendemos que debería asumirse dicho valor.

2.4 Comentario 4: Punto 6.4 (Pérdida por temperatura)

Es inconsistente desde el punto de vista técnico considerar el mes con mayor temperatura (aunque sea la media) para un sitio en particular cuando la filosofía de cálculo del ENFICC solar propuesto por el consultor supone condiciones de baja generación (irradiación en un año con hidrología húmeda) cuando en dichas condiciones, la temperatura ambiente está debajo de la media. Se convierte en un doble castigo para la tecnología solar PV.

Este apartado explica como considerar este coeficiente, cómo se ha calculado. Sin embargo, no se dice que haya que considerar el mes con mayor temperatura sino el mes de menor producción que generalmente coincide con el de menor irradiación. Por tanto la temperatura que debe considerarse en la fórmula no es la mayor sino la correspondiente a peor mes seleccionado; que, como bien dice, no suele ser nunca la de mayor temperatura y sería inconsistente cruzar irradiación y temperatura de diferentes meses.

2.5 Comentario 6: Punto 6.5 (Pérdida por suciedad)

Se solicita considerar un factor diferenciado de acuerdo a la zona geográfica donde se conecte cada proyecto solar, debido precisamente a las explicaciones señaladas en el documento.

Durante la elaboración del informe ya consideramos internamente su comentario, por lo que entendemos su reflexión. Sin embargo, entrar en esa diferenciación implica no sólo una diferenciación geográfica sino analizar los entornos (p.e.Cementeras). Finalmente decidimos fijarlo en un parámetro fácilmente exigible en un contrato EPC+O&M de este tipo de implicaciones. Ello significa que el realizar una planta con un factor de suciedad mayor exigirá más mantenimiento de limpieza y bajar ese factor ya va en el rendimiento propio del promotor.

2.6 Comentario 7: Punto 6.8 (Pérdidas por Inversor)

Se solicita considerar un factor entregado por el fabricante del inversor específico (y suministrado por el desarrollador de la planta) usado en la instalación.

El factor entregado por el fabricante suele estar vinculado a unas condiciones de test determinadas. Sin embargo, las pérdidas finales dependen de diferentes factores de funcionamiento como ventilación, ratio DC/AC, altura, etc. Pero nuevamente hemos modelizado este factor que es alcanzable por la mayoría de los inversores de red financiables. Cualquier mejora es a beneficio del desarrollador y, es más, éste tiene la disponibilidad de incrementar esta energía firme (por sus mejoras de calidad) bajo aval financiero.

2.7 Comentario 8: Punto 6.10 (Servicios Auxiliares de la planta)

Se solicita considerar un factor suministrado por el desarrollador de la planta, susceptible de a ser auditado en tiempo y forma de acuerdo a requerimiento de la CREG.

Nuevamente se ha modelizado y estandarizado. Sin embargo la CREG es libre de atender esta petición.

→ [respuesta CREG]

2.8 Comentario 9: Punto 8 (Propuesta Energía Firme: Índice de Indisponibilidad Forzada)

Dada la expresión:

$$ENERGIA\ BASE = K_c \times K_{inc} \times K_{POI} \times K_t(T^a) \times Gh \times (1 - IHF) \times POTDC$$

Y revisando los cálculos realizados se aprecia que en los cálculos presentados para un el ejemplo dado:

CONFRG	R1a - cSI	R1a - TF	1A1a - cSI RAT	1A1a - cSI TLT	1A1a - TF1AT	1A1a - TF TLT	2A1a - cSI
GH	139,2	174,0	139,3	161,0	141,6	144,3	157,8
K _{inc}	0,96199	0,96199	1,18607	1,19575	1,18607	1,19575	1,25296
K _{ca}	0,9930	0,9930	0,9900	0,9900	0,9900	0,9900	0,9870
K _{tr}	0,9640	0,9640	0,9780	0,9780	0,9780	0,9780	0,9640
K _{ts}	0,9950	0,9950	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	0,9700
G _{POA}	1,0100	1,0100	1,2250	1,2350	1,2250	1,2350	1,3300
K _a	0,90473	0,90473	0,90473	0,90473	0,90473	0,90473	0,90473
K _{pvs}	0,9760	0,9760	0,9760	0,9760	0,9760	0,9760	0,9760
K _{om}	0,9850	0,9850	0,9850	0,9850	0,9850	0,9850	0,9850
K _d	0,9800	0,9800	0,9800	0,9800	0,9800	0,9800	0,9800
K _s	0,9700	0,9700	0,9700	0,9700	0,9700	0,9700	0,9700
K _{nd}	0,9900	0,9900	0,9900	0,9900	0,9900	0,9900	0,9900
K _{inc}	0,9850	0,9850	0,9850	0,9850	0,9850	0,9850	0,9850
K _{i(Ta)}	0,9643	0,8872	0,8951	0,9326	0,9579	0,9339	0,9429
T _a (°C)	11,90	30,70	27,90	19,60	17,10	22,80	16,00
a	3,75E-05	2,64E-05	1,08E-05	1,08E-05	-1,34E-05	-1,34E-05	3,69E-06
b	-0,00238	-0,00168	-0,00068	-0,00068	0,00074	0,00074	-0,00024
c	0,05224	0,03730	0,01850	0,01850	-0,00918	-0,00918	0,01032
d	-0,31211	-0,21256	-0,11568	-0,11568	0,05011	0,05011	-0,06154
Energía base [MWh/Mes]	138	139	138	132	172	173	138
Energía según PVsyst POI [MWh/Mes]	134	135	135	132	177	178	132
DIF [%]	2,98%	2,95%	2,97%	0,07%	2,78%	2,99%	2,96%

$$ENERGIA\ BASE = 0.90473 \times 0.96199 \times 0.9850 \times 0.9643 \times 139.2 \times (1 - IHF) \times 1.2$$

$$ENERGIA\ BASE = 138.08 \text{ si } IHF = 0$$

$$ENERGIA\ BASE = 136.69 \text{ si } IHF = 0.99$$

De la lectura del documento se entiende que la definición propuesta por el consultor para el IHF correspondería a la indisponibilidad de la línea de conexión de la central de generación solar. De ser correcta la lectura, se debe llamar a atención de la Comisión por cuanto, en Colombia este índice corresponde la indisponibilidad de la planta de generación.

"Se utilizará lo que en Colombia se conoce como Indisponibilidad Histórica Forzada (IHF). Es muy habitual que en la red de distribución y transmisión se produzcan cortes de red o fallas de tensión. Ello provoca la parada de la planta solar".

En segundo lugar, al revisar los ejercicios numéricos se habla de un IHF 0,01, pero los cálculos de la energía base parecen haber sido realizados con IHF 0,0.

Finalmente, en la formulación de la energía base se contempla un factor de indisponibilidad de equipos (Kd) el cual se debe a fallos en el sistema, labores de mantenimiento, etc. ¿No sería este el Índice de

indisponibilidad forzada IHF?. De no ser así se estaría castigando dos veces la indisponibilidad forzada de la central fotovoltaica .

Si este es efectivamente este término corresponde al IHF, se dejara como una constante o deberá ser una variable que se determine por el agente y las condiciones propias de su planta.

En este aspecto nos permitimos recomendar que el IHF sea considerado como un valor que varía de acuerdo a los datos históricos de la operación de la central fotovoltaica, y que al igual que en las centrales convencionales, es reportado por las mismas a la Comisión para los ajustes necesarios al cálculo de la energía firme.

Por lo anterior se propone que se modifique la ecuación de la siguiente manera :

$$ENERGIA\ BASE = K_C \times K_{INC} \times K_{POI} \times Kt(^{\circ}T) \times GH \times (1 - IHF) \times POT_{DC}$$

y

$$K_{INC} = K_{SA} \times K_{Irr} \times K_{fs} \times G_{POA}$$

$$K_C = K_{PVS} \times K_{Ohm} \times K_d \times K_s$$

Se toma nota del comentario y se procede a modificar el informe para aclarar este aspecto.

2.9 Comentario 10: Punto 8 (Dimensiones de Energía base):

Se considera necesario que se revise la formulación de la ecuación de Energía Base debido a que tal como esta propuesta presenta inconsistencias dimensionales.

Se propone que en la formulación final se haga la anterior aclaración.

Ver respuesta al comentario 1.3

2.10 Comentario 11: Ajuste de Serie de probabilidad

Siendo que la propuesta de tomar el valor con P99 de excedencia es muy conservador para las plantas solares, la propuesta de castigarla aún más con el uso del factor de degradación se considera demasiado estricta con una tecnología que ha venido avanzado a pasos inesperados.

No es un incentivo al desarrollo tecnológico establecer de manera anticipada la degradación de la central fotovoltaica cuando se están desarrollando nuevos esquemas que permitirán mejorar esta condición.

Respetuosamente se propone que para la ENFICC de las plantas no se incluya este factor y se aplique la regla dispuesta por el Regulador frente a las demás tecnologías, que establece que cuando se

presentan cambios que representen un % de variación debe ser reportado a la comisión para ajustar su energía firme.

Además se propone a la Comisión la revisión del criterio del P99 dado que la energía solar presenta menos variaciones en el tiempo a diferencia de otras fuentes de energía, por lo tanto hacer una flexibilización de este parámetro podría constituirse en una herramienta que permite medir el potencial real de estos sistemas solares.

El criterio de aplicar la probabilidad P99 ha sido ampliamente discutido con la CREG y bajo su tutela se ha establecido como el más apropiado para el cálculo de la energía firme. Por tanto, invitamos a la CREG a que se pronuncie si considera oportuno no ser tan conservador. Respecto a la degradación, es un hecho científico su existencia y no ponerlo obligaría a exigir futuras repotenciaciones. Diferente sería aplicar procedimientos administrativos existentes de notificación respecto a un % de variación de la misma. En el informe se presentan las dos tablas, con y sin degradación; por lo que dejamos que sea la CREG la que estime oportuno el no aplicar la degradación a cambio de ajustes puntuales futuros en función de la misma.

→ [respuesta CREG]

2.11 Comentario 12: Inclusión de nuevas tecnologías:

En general como se ha expuesto a través de este documento, se propone que la metodología para el cálculo de la ENFICC para plantas fotovoltaicas tenga la flexibilidad para ser actualizada, en la medida en la que nuevas tecnologías solares sean incorporadas al mercado eléctrico y variables como la eficiencia de los módulos fotovoltaicos sea mejorada o la degradación del panel se vea reducida.

Lo anterior con base en que la metodología planteada es rígida y con varios factores de valores fijos que reflejan la tecnología actual pero que no permiten la inclusión de nuevas tecnologías.

Es cierto que la actual metodología, refleja la tecnología actual. Si bien los avances en eficiencia actuales tampoco van a crear una gran diferencia ya que se encaminan más a la eficiencia del conjunto, tal como la mejora de costes EPC. Por otro lado, los avances tecnológicos no siempre son predecibles a más de 5 años vista y nuestra formulación no contempla una puerta abierta a este aspecto. Esta reflexión general propuesta nos invita a abrir esta puerta en dos opciones:

1. Si el cambio tecnológico es muy grande, es probable que requiera una adenda; aunque no es predecible en el corto plazo.
2. Se puede incluir un factor de mejora tecnológica donde el desarrollador puede proponer un coeficiente >1 ; donde deberá demostrar dicha mejora frente a las tecnologías actuales propuestas. Es decir, no se abre la puerta a una mejora de los coeficientes actuales según los comentarios anteriores sino a una mejora que no hubiera sido considerada en este informe por no existir en el mercado en la fecha de publicación del informe.

En cualquier caso, requerimos comentario adicional de la CREG.

→ [respuesta CREG]

2.12 Comentario 13: Filosofía del Producto Homogéneo "Energía Firme"

Estimamos que la señal de homogeneidad del producto "Energía Firme" que se está enviando con esta propuesta de Metodología para el cálculo de Energía Firme para plantas solares puede llevar a un resultado no eficiente en la implantación de ésta tecnología en el país. La razón de esta afirmación radica en que el cargo por confiabilidad que eventualmente reciba una planta solar - calculada con base en la peor condición de irradiación y entendida ésta como la presente en un año con características hidrológicas húmedas - conllevará a la insuficiente remuneración de la energía firme y por ende, a un déficit de capacidad instalada solar fotovoltaica que se verá reflejada en toda su dimensión cuando se presenten condiciones hidrológicas secas.

Por último, creemos que el producto "Energía Firme" debe homogeneizarse en función del espacio temporal específico en el que efectivamente se requiere firmeza y es en ese periodo donde todas las plantas de generación disponibles - sin importar su tecnología - deben demostrarlo.

Como agentes del sector ya hemos expuesto en primera persona que entendemos poco o nada incentivo este sistema para la tecnología solar. Sin embargo, cómo ya se comentó en el taller, el motivo de este informe no es subsidiar o incentivar esta tecnología sino ofrecer a la tecnología solar las mismas herramientas que hay en la actualidad.

No cabe duda, que se trata de un sistema basado en la generación hidráulica y que poco a poco se ha ido adaptando. Como desarrolladores, compartimos que la tecnología solar requiere un tratamiento diferente dada su peculiaridad tecnológica para que el sistema eléctrico se beneficie de sus ventajas, y por supuesto manteniendo el equilibrio y trato equitativo respecto a otras tecnologías. Pero quizás, ello requeriría una regulación a parte y, en este momento, lo que se trata en el informe es de adecuar esta tecnología a la regulación ya existente.

Esta reflexión es particular del proponente del informe y entiendo que adicionalmente requiere una respuesta más neutra e imparcial de la CREG.

→ [respuesta CREG]

3 ACOLGEN

3.1 Comentario A-a sobre el punto 8 del informe:

En el Punto 8, relacionado con la propuesta de formulación de energía firme, los datos estimados con respecto a la metodología, pueden tener una incertidumbre muy alta en un escenario diario

para el cálculo de OEF. El estudio debería incluir un escenario con despacho intradiario, lo cual además de ser una alternativa para reducir la incertidumbre de generación con tecnologías solares, es un mecanismo de mercado que está dentro de la agenda regulatoria de la CREG y ha mostrado ser de gran utilidad para reducir la incertidumbre de generación. En la misma línea, se debería indicar como esta energía en firme va a entrar en el mercado a competir en mercados intradiarios, ya que podría estar sujeta a esta dinámica de mercado. De igual manera debería tener un ejemplo de cómo está metodología es coincidente con la dinámica del despacho económico y real actualmente.

En el apartado 3.1 del informe se informa y describe el comportamiento de la energía solar y ya explica lo predecible que resulta la energía que va a aportar a lo largo de un año y comenta la incertidumbre de disponer energía solar en un día determinado al depender de factores climatológicos. Las aclaraciones regulatorias y cómo será el funcionamiento con el despacho no compete al alcance del informe y por tanto derivamos la contestación a la CREG.

→ [respuesta CREG]

3.2 Comentario A-b sobre la consistencia entre tecnología solar y la OEF:

Teniendo en cuenta que, de acuerdo con lo establecido en la Resolución 071 de 2006, "La Energía firme para el Cargo por Confiabilidad (ENF/CC) es la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación continuamente, en condiciones de baja hidrología, en un periodo de un año", la definición propuesta en el documento como "máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación [solar FV] durante un año de manera continua, en condiciones extremas [de baja irradiación]", no es consistente porque las condiciones de baja hidrología no corresponden a las de baja irradiación. Además el concepto de energía firme para las plantas solares no es consistente con la OEF ya que producen energía continuamente.

No se trata de una definición propuesta sino de una analogía para entender cómo se ha afrontado el informe. Es indudable que la propia definición inicial es para la tecnología hidráulica y por tanto no se calcula la energía firme para baja hidrología sino el momento donde la tecnología solar aporta menos energía según sus especificaciones. Efectivamente la energía solar produce energía continuamente. La consistencia o no con la OEF es una apreciación legal y no técnica y por tanto derivamos la contestación a la CREG.

→ [respuesta CREG]

3.3 Comentario A-c sobre la consistencia entre tecnología solar y la OEF:

En general, la propuesta del documento define unos factores fijos (tales como el factor de degradación, la distribución de los paneles, los espacios entre paneles, etc.) que se deben utilizar para calcular la energía firme, lo cual no es correcto ya que estos factores pueden variar y cambiar el resultado de

producción de energía en la medida que el diseño de la planta se optimice. Por lo tanto, si se definen unos factores fijos se podría estar castigando una inversión eficiente. Para el caso de las plantas hidráulicas, se tiene en cuenta las características y restricciones propias de cada planta, por lo tanto, para el caso de la solar, se debería reportar los parámetros de cada planta y la producción de energía y después, éstos datos ser certificados por un tercero independiente. Esto de forma similar a como se realiza en Brasil para el procedimiento de reporte y certificación de la Garantía Física de Energía que se debe hacer ante la EPE (Empresa de Planificación de Energía) antes de presentarse a una subasta.

La opción que propone es una posibilidad. Sin embargo, ese tipo de metodología deriva en picaresca y malas praxis. Con el informe se establece un valor conservador en cuanto a la declaración de OEF y posteriormente el promotor o desarrollador es libre de declarar más energía firme en base a esas mejoras acompañado de un aval. Además, cómo ya ha comentado, la energía solar produce continuamente por lo que la mejora no se ve penalizada al estar participando continuamente en el spot.

3.4 Comentario A-d sobre requisitos de tomas de datos on site:

Se recomienda especificar, en el documento, las características deseables que deben tener los registros meteorológicos tomados en sitio, para garantizar un mínimo aceptable de fiabilidad en las simulaciones de producción que se realicen (incertidumbre máxima, períodos mínimos de registro, resolución temporal, variables, entre otras).

El desarrollador del sector que tome esta vía, aprovechará estos datos para mejorar el apalancamiento financiero y por tanto son requisitos bastante estándar para pasar una Due Diligence. En cualquier caso, apuntamos su comentario e incluiremos unos requisitos mínimos.

3.5 Comentario B-a sobre potencia reactiva:

En el punto 4.4.1 (Potencia Reactiva) se debe proponer una exigencia técnica de los inversores con el fin de poder controlar la reactiva y niveles de tensión en los puntos de conexión.

La potencia reactiva, tal como se comenta en el informe, es un adicional o extra que puede aportar la tecnología solar. En ningún caso se puede vincular una exigencia de la misma a la OEF. Esta exigencia, si la hubiere, debería venir acompañada de una remuneración o tarifa conjunta con la energía activa tal como se propone libremente por el proponente en el informe mediante subastas y cupos (modelo seguido en Brasil que en sus preguntas anteriores menciona).

3.6 Comentario B-b sobre calidad de red:

En el punto 4.4 (Análisis de red y propuesta de adicionales técnicos) hacen una referencia a la Calidad de Conexión, pero en los detalles no se especifica este ítem.

No entendemos exactamente la pregunta, pero comentar que en el punto 4.4 se menciona a nivel informativo las ventajas que la energía solar pueda aportar en la calidad de red y a la vez los posibles riesgos que una saturación de esta energía pudiera tener. Sin embargo esto no afecta a la OEF y no es objeto final del resultado del informe sino que invita a una reflexión.

3.7 Comentario B-c sobre las pérdidas por temperatura:

En el punto 6.4 (Pérdida por temperatura) se utiliza para Cali 20°C como temperatura promedio, la cual no especifica qué horas del día que se utilizan para estimar este valor y no indican la fuente de estos datos. Se considera que estos datos son muy puntuales y abarcan un territorio considerable y con múltiples pisos térmicos (Departamentos)

Los ejemplos expuestos responden a unas coordenadas específicas y sólo se usan para verificar resultados de forma interna (datos de la formulación versus cálculo tradicional con herramientas del sector solar). Por lo tanto, la fuente de datos ubicación son deliberadamente ocultadas para no transgredir la protección de datos. De todas formas la temperatura aplicada será la media diurna que se obtiene junto con la base de datos solar de irradiación. Ambos datos van unidos. Las diferencias horarias se aplican en el estudio detallado que hacemos y quedan simplificadas y modelizadas en la fórmula mediante los coeficientes respectivos.

3.8 Comentario B-d sobre sistemas de almacenamiento:

En el punto 10 (análisis de sistemas de almacenamiento) se deben sustentar los supuestos que se enuncian para cubrir la demanda (fuentes, año los \$, etc.). Adicionalmente, se considera pertinente corregir el símbolo de la moneda a utilizar.

Ya se han facilitado las referencias de los datos facilitados. Respecto a los supuestos se trata de estudios individuales que se deberían de hacer. Los sistemas de almacenamiento no afectan al cálculo de la OEF. Lo que se intenta explicar en el punto 10 es que la aplicación de estos sistemas para garantizar el suministro en un momento determinado es inviable con la tecnología y costes actuales y que son tecnologías aplicadas a pequeñas redes aisladas. Respecto al uso de la moneda, se mantiene el uso del dólar americano ya que son equipos importados y en la actual coyuntura de divisas el coste debe referenciarse a dicha moneda.

3.9 Comentario B-e sobre tecnologías disponibles:

En el Punto 3.2 (Tecnologías disponibles) se deberían incluir factores para tecnologías como concentradores o no limitarlo al silicio policristalino, monocristalino y amorfo. En este sentido, debido a los continuos y acelerados cambios de la industria solar, se considera pertinente presentar como recomendación del estudio, la realización de una revisión y actualización periódica de la metodología desarrollada y la inclusión de nuevos tipos de tecnologías. Entre ellas, las de alta concentración, que aunque en pocos lugares de Colombia, a futuro podrían ser competitivas.

Nos reiteramos en nuestro comentario del propio punto (3.2). La energía de solar de concentración para generación térmica requiere de un estudio e informe totalmente diferente a este ya que aunque comparten el “apodo” solar no tienen nada que ver una con la otra. Respecto a la tecnología HCPV es una tecnología de difícil aplicación en Colombia. En cualquier caso, dichos módulos tienen una salida en corriente continua similar a los módulos especificados y se podría aplicar la misma fórmula salvo por el hecho de que con una nube pierde el 100% de su potencia. Es por ello que los climas como los de Colombia no son aptos.

3.10 Comentario B-f sobre estructuras soporte de módulos:

En el Punto 4.1 (Estructura de apoyo), para el caso de Colombia, no se debería limitar el ángulo de inclinación, ya que esto depende de la ubicación de los mismos y el diseño. De hecho, hay latitudes como las de la alta Guajira, San Andres y Providencia donde las latitudes rondan los 12° y 13°, respectivamente. Adicionalmente, por recomendaciones de auto limpieza puede optarse por inclinaciones de 15°. Por lo anterior, se recomienda revisar si aún para estas inclinaciones los modelos matemáticos son aplicables.

El informe no limita en ningún caso el ángulo de inclinación. Es más, ese ángulo implica variaciones en la captación de irradiación y en el sombreado entre filas de módulos. Se ha analizado el rango de posibilidades y el coeficiente de la fórmula responde a valores aplicables en el conjunto de Colombia. Si las variaciones detectadas hubieran sido muy grandes, se hubiera incluido una formulación al estilo del coeficiente de temperatura en vez de un coeficiente fijo.

3.11 Comentario B-g sobre indisponibilidad de equipos:

En el Punto 5.2.3. (Indisponibilidad de equipos), con un factor tan alto se aumentan los niveles de inversión en sistemas de control y potencia redundantes, lo cual puede afectar la evaluación de los proyectos. Proponemos referenciar que valor es utilizado en plantas ya existentes en otros países.

El valor aportado ya se basa en experiencias de otros países. Una planta solar tiene un ratio de fallos muy bajo y, además, se construye de forma modular; es decir, que los fallos o paros por mantenimientos se hacen por bloques lo que facilita su continuo funcionamiento.

3.12 Comentario B-h sobre pérdidas de conexión a red:

En el Punto 6.9. (Pérdidas de elevación y conexión a red) se debería indicar de donde se sustentan las pérdidas por conexión a la red.

El punto (6.9) establece el mínimo que hay que declarar. Sin embargo, ya se indica que en función de la interconexión puede aumentar el valor. Ese dato se puede sustentar fácilmente con los proyectos técnicos de interconexión y cuyo dato la CREG pudiera exigir en la presentación de la OEF de la planta.

3.13 Comentario B-i sobre pérdidas de suciedad:

En las pérdidas por suciedad se debería incluir estudios de nivel de polución y humedad relativa para tener un valor más certero, ya que en zonas del trópico el comportamiento es muy diferente a las referencias Europa y EEUU.

Este comentario es coincidente con el 1.6, por favor, remitirse a dicha respuesta.

3.14 Comentario B-j sobre el factor de temperatura:

La fórmula del factor de pérdidas de temperatura (Kt) se presenta de manera errónea en la página 64: $Kt(Ta)=aTa^3+bT/+cTa+d$, ya que no coincide con la fórmula mostrada para el mismo en la página 56: $Kt(Ta)=1- aTa^3+bT/+cTa+d$, siendo esta último la que tiene sentido.

Parece existir un fallo de transcripción. Se revisará de cara al documento final. Gracias!

3.15 Comentario B-k sobre el inversor de conexión a red:

El documento del asunto (pag.10) establece que dentro de las variables tecnológicas no se tiene en cuenta el tipo de inversor y por lo tanto no se parametriza dentro del cálculo. Como se menciona en el mismo documento, este elemento es muy importante en la configuración y desempeño del parque. En diferentes diseños de grandes plantas fotovoltaicas, se encuentran variaciones de 1 % a 3% en las pérdidas por el inversor, mientras que, gracias a una adecuada selección de paneles el efecto de la temperatura puede ser de 1%. Por lo anterior, se recomienda revisar la posibilidad de integrar en el modelo el efecto de la selección del inversor.

Para optar a la aplicación de la OEF se requiere un grado de inversión y tamaño de planta fotovoltaica que necesita de un asesoramiento profesional en su diseño. Dentro de ese ámbito, pueden existir ligeras diferencias que no tiene sentido aplicar a la fórmula. Se toma un valor alcanzable y cualquier mejora se podrá declarar junto al aval correspondiente tal como establece el modelo regulatorio.

3.16 Comentario B-l sobre el formato del informe:

Se recomienda que el documento agregue las leyendas, títulos de eje de figuras y en general enumere las tablas y figuras presentadas a lo largo del texto.

Se toma nota y en la revisión final del informe se procurará mejorar este aspecto.

3.17 Comentario B-m sobre la fórmula del coeficiente de temperatura:

Debido a la sensibilidad de los resultados de las ecuaciones de tercer grado utilizadas para el cálculo de las pérdidas por temperatura (kt), se recomienda definir el rango de temperaturas válido para su

aplicación ya que en caso de que se utilicen temperaturas por debajo de 10°C los resultados pueden ser incoherentes. De igual forma, se recomienda definir en las gráficas y tablas los coeficientes con el suficiente número de cifras significativas, para reducir las desviaciones de los resultados.

Se ha comprobado que las temperaturas máximas/mínimas medias en Colombia están entre los 35 y los 2 °C, estando éstas últimas ubicadas en lugares poco apropiados para la instalación de centrales solares como son las cimas de las montañas, por lo que es más apropiado hablar de temperaturas mínimas, en sitios adecuados para centrales solares, entorno a los 10 °C. Como se pueden ver en las gráficas correspondientes, los rangos de aplicación de las ecuaciones de los coeficientes de pérdidas por temperaturas están dentro del rango 10-35 por lo que se podría afirmar que esas ecuaciones son válidas para cualquier zona de Colombia que sea apropiada para construir centrales solares.

4 PANASONIC

Durante el taller se mostró la preocupación desde PANASONIC que el informe no recogiese las ventajas competitivas de su módulo; a lo que se solicitó que enviase los datos del mismo para comprobarlo.

Las características técnicas del módulo de Panasonic, efectivamente son muy eficientes, pero en cualquier caso quedan recogidas en el informe. Adicionalmente se agregará en el informe final dicho fabricante para evitar dudas al respecto.

5 MARGARITA SILVA DE URIBE

El estudio de la referencia, persigue establecer la máxima potencia que sería posible entregar por una instalación fotovoltaica, en condiciones estables y seguras. La UPME determinó en su artículo 1º de la Resolución No 281 de 2015 que el límite máximo de la autogeneración a pequeña escala será de 1 MW y corresponderá a la capacidad instalada del sistema. Ahora bien, para ser coherentes y con fundamento en dicho estudio consideramos que es necesario que la CREG debe precisar los alcances de los términos contenidos en la Resolución No. 281 de 2015 de la UPME en el artículo 1º, y que se considere como capacidad instalada realmente la capacidad en firme que ustedes han de determinar. Observamos del estudio contratado por Uds., como se demuestra en forma amplia y certera, que es imposible obtener la generación nominal de los paneles fotovoltaicos en ninguna parte del territorio y bajo ninguna circunstancia, dada la interrelación del brillo solar con la temperatura ambiente en nuestro País, haciendo que parte de las ventajas que se obtienen por nuestra posición ecuatorial, se pierdan debido a la temperatura; que las pérdidas por sombras, por incertidumbre en las mediciones, por los conductores, los equipos y por todas las demás causas inherentes al estado de desarrollo

tecnológico del sistema, difieren enormemente con la potencia que puede poner un fabricante a un generador de ACPM, o a una turbina de generación bien hidráulica, bien a gas o bien a vapor. Todo ello ya Uds., lo conocen y están precisamente estudiando el tema para establecer una metodología que se aproxime a una determinación real de una potencia disponible. Aunque el propósito de la ley 1715 del 2014 pretende fomentar el uso de la autogeneración a pequeña y a gran escala, la regulación de la “UPME”, limita el propósito de la autogeneración a pequeña escala a un 1MW definiendo y asociando a la “capacidad instalada”, término que no corresponde acertadamente para la energía fotovoltaica, por cuanto una es la capacidad nominal instalada y otra muy diferente la capacidad real de generación instalada. La CREG está estudiando los niveles de productividad y eficiencia que se pueden obtener con una instalación fotovoltaica. Por ello es muy importante en la asignación de su competencia y en concordancia con la UPME, definir que el término de capacidad instalada será igual a la capacidad en firme pues no existe ninguna razón técnica para tener asociada la capacidad de una instalación al valor nominal de los fabricantes de paneles fotovoltaicos. Vale la pena destacar que el legislador, en el artículo 29 de la mencionada ley establece que El Ministerio de Minas y Energía y sus entidades adscritas, con la colaboración de otros Ministerios y de las Entidades Territoriales, posibilitarán y facilitarán un intercambio de conocimiento sobre buenas prácticas de eficiencia energética entre los organismos del sector público, incluyendo criterios y consideraciones a ser tenidas en cuenta en procesos de contratación pública, y pondrá a disposición de todas las administraciones las experiencias de que tenga conocimiento sobre buenas prácticas a nivel internacional. Por lo anteriormente expresado, creemos que se actuaría en concordancia con el espíritu de la ley, si se corrigen oportunamente desviaciones que desvirtúan y dificultan la promoción de la generación de electricidad limpia.

Requerimos para este amplio comentario la respuesta adicional de la CREG. Sin embargo se aclaran los siguientes conceptos y su utilidad:

1. Wp: Potencia pico correspondiente a todo el campo de módulos según condiciones estándar de test
2. Wn: Potencia nominal correspondiente a la máxima potencia que dará la planta en corriente alterna en el punto de interconexión con la red nacional
3. CUF: “Capacity Utilization Factor”. Generalmente ronda el 20-28% en plantas solares lo que significa que una planta de 100MW solar produce como una planta de 20-28MW generando 24 horas y 365 días del año. Por tanto al incorporar una planta solar a la red en términos de energía se considera el CUF.

Para evitar malos entendidos, con la compañía eléctrica y entidades se suele manejar siempre la potencia de conexión a red o denominada nominal; ya que dicho punto de conexión tiene que estar preparado para asumir esa potencia en momentos determinados del día. Sin embargo, los agentes de

la red son concedores de la intermitencia de la planta y así se comunica en el informe. Espero que esta aclaración sea de utilidad.

→ [**respuesta CREG**]

6 EPSA

6.1

En el punto 6.4 Pérdida por temperatura. utilizan para Cali 20°C como temperatura promedio, la cual no especifica qué horas del día que se utilizan para estimar este valor y no indican la fuente de estos datos. Se considera que estos datos son muy puntuales y abarcan un territorio considerable y con múltiples pisos térmicos. (Departamentos).

Comentario idéntico al 2.7 de ACOLGEN, por favor, remitirse a dicha respuesta.

6.2

En el Punto 3.2 Tecnologías disponibles, consideramos importante incluir otras tecnologías como las que usan concentradores y no limitarlo al silicio policristalino, monocristalinos y amorfos. Debido a los continuos y acelerados cambios de la industria fotovoltaica, se considera pertinente la realización de una revisión y actualización periódica de los nuevos tipos de tecnologías a implementar en el país.

Comentario idéntico al 2.9 de ACOLGEN, por favor, remitirse a dicha respuesta.

6.3

En el Punto 4.1 Estructura de apoyo Consideramos que para el caso de Colombia no se debería limitarse el Angulo de inclinación, ya que esto depende de la ubicación de los módulos y el diseño del sistema. Hay latitudes como las de la alta Guajira, San Andres y Providencia donde las latitudes rondan los 12° y 13°, respectivamente. Adicionalmente, por recomendaciones de auto limpieza puede optarse por inclinaciones de 15°. Por lo anterior se recomienda revisar si aún para estas inclinaciones los modelos matemáticos son aplicables.

Comentario idéntico al 2.10 de ACOLGEN, por favor, remitirse a dicha respuesta.

6.4

Punto 6.9. Pérdidas de elevación y conexión a red. Se recomienda presentar la información soporte con la cual se sustentan las pérdidas por conexión a la red presentadas.

Comentario idéntico al 2.12 de ACOLGEN, por favor, remitirse a dicha respuesta.

6.5

Punto 6.5 Pérdidas por suciedad. Consideramos importante que en las pérdidas por suciedad, se incluyan estudios de nivel de polución y humedad relativa para tener un valor más certero, ya que en zonas del trópico el comportamiento es muy diferente a las referencias Europa y EEUU.

Comentario idéntico al 2.13 de ACOLGEN, por favor, remitirse a dicha respuesta.

6.6

Se observa que la fórmula del factor de pérdidas de temperatura (Kt) que se presenta en la página 64: $Kt(Ta)=aTa +bTa +cTa+d$, no coincide con la fórmula mostrada para el mismo en la página 56 : $Kt(Ta)=1 - aTa +bTa +cTa+d$, teniendo en cuenta que representan el mismo cálculo. Se recomienda revisar si se presenta algún tipo de inconsistencia en las formulaciones.

Comentario idéntico al 2.14 de ACOLGEN, por favor, remitirse a dicha respuesta.

6.7

En la página 10, se establece que dentro de las variables tecnológicas no se tiene en cuenta el tipo de inversor y por lo tanto no se parametriza dentro del cálculo. Como se menciona en el mismo documento este elemento es muy importante en la configuración y desempeño del parque. En diferentes diseños de grandes plantas fotovoltaicas, se encuentran variaciones de 1 % a 3% en las pérdidas por el inversor; por ello, se recomienda revisar la posibilidad de integrar en el modelo el efecto de la selección del inversor.

Comentario idéntico al 2.15 de ACOLGEN, por favor, remitirse a dicha respuesta.

6.8

Se recomienda especificar en el documento las características deseables que deben tener los registros meteorológicos tomados en sitio, para garantizar un mínimo aceptable de fiabilidad en las simulaciones de producción que se realicen (incertidumbre máxima, períodos mínimos de registro, resolución temporal, variables, entre otras).

Comentario idéntico al 2.4 de ACOLGEN, por favor, remitirse a dicha respuesta.

6.9

En la página 12 párrafo 3 se mencionan algunos criterios para la elección de los módulos; dentro de estos criterios se omite qué tanta radiación difusa hay en el sitio ya que hay algunas tecnologías como el silicio amorfo que aprovechan mejor este tipo de radiación que otras.

Lo expuesto en este párrafo no son criterios de diseño o recomendaciones. Dicho párrafo forma parte de un conjunto dentro del informe donde se explican las prácticas comunes de la energía solar; ya que parte del hecho de que el informe puede ser leído por personas o entidades no especializadas en esta energía. Por ello, cada desarrollador es libre de elegir el diseño y módulo que desee. La fórmula ha sido cotejada con cálculos más detallados donde sí se ha tenido en cuenta la luz difusa. Ello ha llevado a correcciones en la fórmula en el coeficiente "d" del coeficiente de temperatura. En el apartado (9) se reflejan la concordancia de datos en este sentido.

6.10

En cuanto a las estaciones de monitoreo incluso las mejores bases de datos cuentan con muy pocas estaciones, para el caso de Colombia (máximo 4) lo cual deja un amplio territorio sin una medida real. Se recomienda que se inicie un programa de mejoramiento de la recolección de datos para la reducción de dicha incertidumbre.

Nos parece correcto dicho comentario, si bien no es competencia ni alcance del proponente.

6.11

En el árbol de pérdidas de la página 51 se estima un valor aparentemente bajo para las pérdidas debido al nivel de irradiancia (solo el 0,1%); este valor debería ser revisado.

El actual uso generalizado de vidrio ARC en los módulos, implica que se puedan alcanzar dichos valores. En cualquier caso, el árbol es una base para explicar la metodología de cálculo y no supone la asunción final de esos valores en la fórmula.

6.12

En la determinación de los diferentes coeficientes o constantes usados para el cálculo de la energía en firme, solo se consideró el escenario de operación del módulo bajo condiciones estándar o STC. Se recomienda tener en cuenta que el sistema no operará siempre bajo estas mismas condiciones.

Se ha tenido en cuenta, si bien los valores se suelen referenciar luego a esos datos. Es decir, se mete el dato del módulo según catálogo y de la aplicación de los coeficientes sale un valor final que ha tenido en cuenta las condiciones de funcionamiento.

7 EMGESA

ESTIMADO DOCTOR PINTO:

EN ATENCIÓN A LAS CIRCULARES 083 Y 087 DE 2015, MEDIANTE LAS CUALES LA COMISIÓN PUBLICÓ LOS RESULTADOS DE LA CONSULTORÍA QUE PROPUSO LA METODOLOGÍA PARA EL

CÁLCULO DE LA ENFICC DE LAS PLANTAS SOLARES, A CONTINUACIÓN PRESENTAMOS NUESTROS COMENTARIOS Y APORTES.

EN GENERAL, OBSERVAMOS QUE EL ESQUEMA DEL CARGO POR CONFIABILIDAD HA SIDO UN MECANISMO EXITOSO, EN LA MEDIDA QUE HA PROMOVIDO LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA ASEGURANDO LA CONFIABILIDAD EN EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA EN EL MEDIANO Y LARGO PLAZO. LO ANTERIOR SE BASA EN EL PRINCIPIO DE NEUTRALIDAD TECNOLÓGICA QUE HA PERMITIDO EL DISEÑO DE UN PRODUCTO HOMOGÉNEO (ENFICC) QUE ATIENDE LOS REQUERIMIENTOS ENERGÉTICOS DEL SISTEMA. ESTA CONDICIÓN SE HA PRESERVADO EN LA REGLAMENTACIÓN QUE HA EXPEDIDO LA COMISIÓN, EN PARTICULAR PARA LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES - ERNC COMO LA EÓLICA Y LA GEOTERMIA, EN ESTE SENTIDO, CONSIDERAMOS QUE DICHS PRINCIPIOS SE DEBEN PRESERVAR CON OCASIÓN DE LA DEFINICIÓN DE LA ENERGÍA FIRME PARA LAS PLANTAS SOLARES, HECHO QUE GARANTIZA LA ESTABILIDAD DEL MARCO REGULATORIO ACTUAL, QUE SE BASA EN LA SIMETRÍA PARA EL EJERCICIO DE LA EXPANSIÓN DE LOS RECURSOS DE GENERACIÓN.

DE ACUERDO CON LO ANTERIOR Y FRENTE AL PLANTEAMIENTO PROPUESTO POR EL CONSULTOR, EN EL SENTIDO DE CREAR UN ESQUEMA DE REGULACIÓN “FUERA DE LOS MÉTODOS EXISTENTES” PARA LA ENERGÍA SOLAR, CONSIDERAMOS QUE ESTE TIPO DE PROPUESTAS IMPLICAN CAMBIOS DE FONDO AL ESQUEMA DE MERCADO ACTUAL Y VAN EN CONTRAVÍA DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA ACTUAL, CONTEMPLADA BAJO EL PRINCIPIO DE EFICIENCIA EN COSTOS PARA LOS USUARIOS. AL IGUAL QUE EL RESTO DE LAS ERNC Y EN GENERAL LOS DIFERENTES AGENTES DEL MERCADO, LA INTRODUCCIÓN DE LA TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA DEBE RESPONDER A LAS SEÑALES DEL MERCADO (CARGO POR CONFIABILIDAD, BOLSA DE ENERGÍA Y CONTRATOS), HECHO QUE GARANTIZA UN ADECUADO APORTE A LA DIVERSIDAD DE LA MATRIZ ENERGÉTICA Y PERMITE QUE LOS PROYECTOS SE DESARROLLEN EN VIRTUD DE SU EFICIENCIA ECONÓMICA Y LA VIABILIDAD EN SU EJECUCIÓN. SOBRE LA EXPERIENCIA EN OTROS PAÍSES QUE PLANTEA EL CONSULTOR, SON PRECISAMENTE DICHS CASOS LOS QUE DEBEMOS CONSIDERAR COMO EJEMPLOS DE LECCIONES APRENDIDAS, PARA NO COMETER LOS MISMOS ERRORES QUE HOY TIENEN COMPROMETIDOS VARIOS MERCADOS EUROPEOS. RESPECTO A LA METODOLOGÍA PROPUESTA PARA EL CÁLCULO DE LA ENFICC DE LAS PLANTAS SOLARES, TENEMOS LOS SIGUIENTES COMENTARIOS:

7.1

REVISAR LA DEFINICIÓN DE LA ENFICC. ESTA VARIABLE NO SE PUEDE CALCULAR COMO UNA FUNCIÓN DE LAS OBLIGACIONES DE ENERGÍA EN FIRME, YA QUE ESTAS ÚLTIMAS RESULTAN DE LA SUBASTA DEL CARGO POR CONFIABILIDAD, QUE SE HACE CON BASE EN LA ENERGÍA EN FIRME REPORTADA POR LOS AGENTES. SE SUGIERE MODIFICAR LA FORMULA Y CALCULAR LA ENFICC COMO E(P99).

La energía en firme propuesta considera la E(P99) por lo que no entendemos el comentario. Pedimos que la CREG se pronuncie al respecto o solicite aclaraciones a EMGESA.

→ [respuesta CREG]

7.2

LOS FACTORES DE DEGRADACIÓN, DISTRIBUCIÓN DE PANELES Y ESPACIOS ENTRE PANELES, ENTRE OTROS, NO DEBERÍAN SER VALORES FIJOS. ESTAS VARIABLES PUEDEN CAMBIAR DE ACUERDO CON EL DISEÑO ÓPTIMO DE LA PLANTA Y SUS CARACTERÍSTICAS PROPIAS. EN ESTE SENTIDO, SE PROPONE UTILIZAR LA METODOLOGÍA APLICADA EN BRASIL PARA EL REPORTE Y CERTIFICACIÓN DE LA GARANTÍA FÍSICA DE ENERGÍA, MEDIANTE LA CUAL LOS AGENTES ENTREGAN LA INFORMACIÓN DE LOS PARÁMETROS SOLICITADOS POR EL PLANEADOR DEL SISTEMA, CON EL AVAL O CERTIFICACIÓN DE UN TERCERO.

El informe pretende estandarizar desde la modelación de supuestos. Por ello la idea misma del informe es simplificar este tipo de aspectos y obtener un valor conservador en cuanto a la declaración de OEF. En cualquier caso, el promotor o desarrollador es libre de declarar más energía firme en base a esas mejoras acompañado de un aval.

7.3

LAS BATERÍAS O MECANISMOS DE ALMACENAMIENTO SON ELEMENTOS IDÓNEOS PARA ADMINISTRAR LA OFERTA DE LAS CENTRALES SOLARES. POR LO TANTO, EXCLUIR SU INSTALACIÓN DEBIDO A SUS COSTOS, DESCONOCE EL AVANCE TECNOLÓGICO Y SU POTENCIAL DESARROLLO FUTURO, LO CUAL PUEDE RESULTAR PERJUDICIAL PARA EL SISTEMA Y ATENTAR CONTRA SU CONFIABILIDAD. EN ESTE SENTIDO, SE SUGIERE REALIZAR EL ANÁLISIS BENEFICIO COSTO DE LA INTRODUCCIÓN DE ESTOS DISPOSITIVOS ANTES DE CONSIDERAR LA PROPUESTA DEL CONSULTOR.

El consultor es consciente de los beneficios técnicos y del potencial a futuro de las tecnologías de almacenamiento, sin embargo, en el informe se realiza un análisis costo beneficio que, si bien siendo simplificado, demuestra claramente que a día de hoy el costo de los sistemas de almacenamiento tiene una repercusión notable incrementando el costo de la energía. Cuando los costos de las tecnologías

de almacenamiento se reduzcan, se podría considerar hacer una revisión de la formulación planteada en este informe siempre y cuando la CREG lo considere conveniente.

7.4

LA LONGITUD DE LA SERIE DE MEDICIONES METEOROLÓGICAS (10 AÑOS) PROPUESTA POR EL CONSULTOR, EXCEDE LOS REQUISITOS EXIGIDOS EN VARIOS PAÍSES COMO ESPAÑA, DONDE 5 AÑOS SON SUFICIENTES PARA EL DESARROLLO DE ESTE TIPO DE PROYECTOS.

Hay que entender en cuenta que la longitud de las bases de datos no es un parámetro arbitrario y que se define en función de las necesidades de cada país para responder a su tipo de regulación. Concretamente en Colombia, por la definición de la energía firme, se utiliza valores de producción con una probabilidad de excedencia del 99% que se calcula a partir de la incertidumbre de los datos meteorológicos, tanto desde el punto de vista de los instrumentos de medición utilizados como de la variación de año a año. Por este motivo mientras más años se tengan se conocerá mejor la incertidumbre de la variación anual.

8 ENEL GREEN POWER

Los comentarios contenidos en este documento están orientados a contribuir con propuestas que permitan crear las condiciones para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera, promover y preservar la competencia.

Comentario General:

La propuesta de Fonroche define unos factores fijos (tales como el factor de degradación, la distribución de los paneles, tecnologías y estructuras, etc.) que se deben utilizar para calcular la energía firme. Consideramos que definir factores fijos no es correcto ya que dependiendo de las características y del diseño de cada planta, estos factores varían afectando de manera sustancial el resultado de producción de energía. Por lo tanto, en la medida que el diseño de la planta se optimice, la producción de energía del parque solar será mucho más eficiente.

En consecuencia de lo anterior, si se definen unos factores fijos se puede estar castigando una inversión eficiente. Para el caso de las hidro, se tiene en cuenta las características y restricciones propias de cada planta, por lo tanto, para el caso de la solar, se deberían reportar los parámetros de cada planta y la producción de energía y después, éstos datos ser certificados por un tercero independiente utilizando software apropiados para el cálculo de producción solar. Este es el procedimiento que se utiliza en Brasil para el reporte y certificación de la Garantía Física de Energía

que se debe hacer ante la EPE (Empresa de Planificación de Energía) antes de presentarse a una subasta¹.

1. http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/EPE-DEE-RE-065_2013-r2_UFV.PDF Documento de Instrucciones para registro y habilitación técnica para la participación de proyectos solares en subastas de energía – Certificación de Garantía Física.

El informe pretende estandarizar desde la modelación de supuestos. Por ello la idea misma del informe es simplificar este tipo de aspectos y obtener un valor conservador en cuanto a la declaración de OEF. En cualquier caso, el promotor o desarrollador es libre de declarar más energía firme en base a esas mejoras acompañado de un aval.

Comentarios particulares:

8.1 Comentario Sub-capítulo 5.2

Los datos horarios tienen que ser medidas horarias? O pueden ser datos horarios sintéticos, calculados a partir de los datos mensuales (como Meteonorm por ejemplo)? En general quedan muy cerca de las medidas horarias.

Pueden ser datos horarios sintéticos.

8.2 Comentario Sub-capítulo 5.2

"...estas se pueden mejorar utilizando medidas obtenidas con estaciones meteorológicas..." -> Entendemos que la medición del recurso en sitio no es mandatorio, pero una ventaja para reducir la incertidumbre?

Correcto.

8.3 Comentario Sub-capítulo 5.2

La degradación inicial debería depender de la garantía del módulo, y a veces esta garantía es menor a 2.5%.

La degradación es un hecho físico propio de las características de los semiconductores utilizados, por lo que es independiente de la garantía de los fabricantes. Partiendo de la base del conservadurismo, consideramos que el valor de 2.5% es un valor adecuado que engloba la mayoría de los módulos existentes en el mercado. En cualquier caso, el promotor o desarrollador es libre de declarar más energía firme en base a esta mejora acompañado de un aval.

8.4 Comentario Sub-capítulo 6.1

Cambiando la configuración y los espacios, la producción puede cambiar mucho, y esos factores no se adaptados para representar estas diferencias, y hacen pensar que todos los proyectos tendrán una producción similar.

El informe pretende estandarizar desde la modelación de supuestos. Por ello la idea misma del informe es simplificar este tipo de aspectos y obtener un valor conservador en cuanto a la declaración de OEF. En cualquier caso, el promotor o desarrollador es libre de declarar más energía firme en base a esas mejoras acompañado de un aval.

8.5 Comentario Sub-capítulo 6.2

Sombreado: Mismo comentario: considerar un factor puede ser un poco arbitrario, la idea de optimizar un proyecto es poder disminuir o aumentar esos factores.

Misma respuesta que en el comentario anterior.

8.6 Comentario Sub-capítulo 6.3

IAM: Mismo comentario: con espacios distintos, ángulos distintos, o diferente proporción de difusa/directa, este factor puede cambiar.

Misma respuesta que en el comentario anterior.

8.7 Comentario Sub-capítulo 6.4

Temperatura: Las fórmulas presentadas deben ser aplicadas tal cuál? A nivel horario/mensual/anual?

Sí, a nivel mensual.

8.8 Comentario Sub-capítulo 6.5

El valor de soiling debería ser definido según la estrategia de limpieza de la empresa (cálculo interno). Según nuestros cálculos internos, en Colombia, dada las lluvias, se puede llegar fácilmente a menos de 3% de pérdida anual.

Misma respuesta que en el comentario 7.4.

8.9 Comentario Sub-capítulo 6.6

Dispersión: se podría explicar de forma un poco más detallada como se llega a un valor de pérdida de 2%? En PVSyst por ejemplo, este cálculo es un poco transparente.

No es objeto de este informe.

8.10 Comentario Sub-capítulo 6.7

Las pérdidas de línea alta tensión están consideradas en las pérdidas óhmicas? Este tipo de pérdida depende mucho de la distancia del punto de conexión y del tipo de línea considerados.

No, las pérdidas de línea de alta tensión están consideradas en el punto “6.9 Pérdidas de elevación y conexión a red” donde se fijan los valores máximos de los coeficientes para los casos con y sin subestación elevadora.

8.11 Comentario Sub-capítulo 6.8

El factor del inversor debería depender de la eficiencia del inversor y del DC/AC ratio. Según la configuración, puede ser mayor o menor. EGP generalmente adapta el DC/AC ratio de sus plantas para llegar a un óptimo económico y técnico.

El informe pretende estandarizar desde la modelación de supuestos. Por ello la idea misma del informe es simplificar este tipo de aspectos y obtener un valor conservador en cuanto a la declaración de OEF. En cualquier caso, el promotor o desarrollador es libre de declarar más energía firme en base a esas mejoras acompañado de un aval.

8.12 Comentario Sub-capítulo 6.10

Los valores de consumo parecen un poco altos respecto a nuestra experiencia (más alrededor de ~0.5%). En el caso nuestro, por ejemplo, las plantas se hacen generalmente sin iluminación, reduciendo así el valor de consumo nocturno.

Misma respuesta que en el comentario 7.4.

9 GUSTAVO CASTILLO

9.1

Cuál es el valor mínimo de la constante K_{poi} si la conexión se hace a una tensión por debajo de 34.5 kV y cuáles son esos valores que sugiere el documento de referencia para cuando la conexión se hace por encima de 34.5 kV. Cuál es el valor de referencia aplicado a las pérdidas de transmisión, que se deben tener en cuenta para el cálculo de la constante.

Depende de la configuración de la interconexión más que del nivel de tensión. Como se explica en el documento, si no existe subestación elevadora teóricamente K_{POI} podría llegar a ser 1 (suponiendo por ejemplo que el punto de interconexión está justamente a la salida del inversor) aunque es de prever que será menor que 1. En el caso de que exista subestación elevadora, el valor teórico máximo de K_{POI} será de 0,985 aunque igualmente es de prever que será menor. En este informe se proponen

valores máximos, la CREG deberá decidir cómo los implementa pero entendemos que técnicamente se puede justificar fácilmente este coeficiente.

9.2

En el cálculo de la constante $K_t(TA)$, cuál es el criterio a tener en cuenta para seleccionar uno de los siete valores sugeridos en la tabla 8.2?

Como se explica en dicho apartado, el coeficiente $K_t(Ta)$ está definido por un polinomio de tercer orden, compuesto por las constantes a, b, c y d. Las constantes que se deben tomar para el cálculo del coeficiente K_t dependerá de las tecnologías empleadas en la instalación y que se especifican en la primera columna de la izquierda de la tabla 8.2.

9.3

Cómo se calcula la potencia de toda la planta solar (POT_{dc}) en función de la potencia de los módulos STC; se tiene una relación directa o en otro caso se le aplicaría alguna constante de eficiencia de los módulos?

La potencia de toda la planta solar es la suma de la potencia STC de todos los módulos que la componen. Si los módulos son homogéneos, es decir, son todos iguales, se puede multiplicar el número de módulos por la potencia STC.

10 H-MV JAVIER ESTEBAN PAREJA ZULUAGA

A CONTINUACIÓN SE CONSIGNAN LOS COMENTARIOS PERTINENTES AL ANEXO DEL COMUNICADO 083 DE 2015 Y DOCUMENTO PARA COMENTARIOS “METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE ENERGÍA FIRME DE UNA PLANTA SOLAR”.

TENIENDO EN CUENTA LO SIGUIENTE:

- *LA DEFINICIÓN DE ENERGÍA FIRME PARA CARGO POR CONFIABILIDAD DADA EN LA RESOLUCIÓN 071 DE 2006 DICE: LA ENERGÍA FIRME ES LA MÁXIMA ENERGÍA ELÉCTRICA QUE ES CAPAZ DE ENTREGAR UNA PLANTA DE GENERACIÓN CONTINUAMENTE EN CONDICIONES DE BAJA HIDROLOGÍA EN UN PERÍODO DE UN AÑO CLARAMENTE ESTA ES UNA DEFINICIÓN PARA LAS PLANTAS HIDRÁULICAS QUE COMPONEN ALREDEDOR DEL 70% DEL MIX ENERGÉTICO NACIONAL.*
- *SEGÚN LA RESOLUCIÓN 083 DE 2015 DOCUMENTO PARA COMENTARIOS “METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE ENERGÍA FIRME DE UNA PLANTA SOLAR” LA ENERGÍA FIRME PARA EL CARGO POR CONFIABILIDAD (ENFICC) ES LA MÁXIMA*

ENERGÍA ELÉCTRICA QUE ES CAPAZ DE ENTREGAR UNA PLANTA DE GENERACIÓN [SOLAR FV] DURANTE UN AÑO DE MANERA CONTINUA EN CONDICIONES EXTREMAS [DE BAJA IRRADIACIÓN].

- *EL NUMERAL 3.1 DEL DOCUMENTO PARA COMENTARIOS “METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE ENERGÍA FIRME DE UNA PLANTA SOLAR” EL CUAL HACE MENCIÓN A LA VARIABILIDAD Y COMPORTAMIENTO DEL RECURSO SE MENCIONA LO SIGUIENTE: SIN SOL Y POR TANTO DE NOCHE NO HAY CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE IGUAL FORMA EN LAS GRÁFICAS QUE MUESTRAN EL COMPORTAMIENTO DEL RECURSO SOLAR SE PUEDE OBSERVAR QUE LA RADIACIÓN SOLAR NO ES UNIFORME A LO LARGO DEL DÍA ES DECIR SU COMPORTAMIENTO ESTÁ LIGADO A LA POSICIÓN DEL SOL DURANTE LAS HORAS DE LUZ AUMENTANDO GRADUALMENTE EN LA MAÑANA HASTA LLEGAR AL MEDIO DÍA SOLAR Y LUEGO DECRECIENDO HASTA LLEGAR A LA NOCHE (DISTINTA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA DEPENDIENDO LA HORA).*
- *LOS DESPACHOS ENERGÉTICOS EN COLOMBIA SE DAN DE FORMA HORARIA AL IGUAL QUE LA FACTURACIÓN POR PARTE DE ASIC LA CUAL GENERA LA LIQUIDACIÓN EN FUNCIÓN DE LA OHEF (OBLIGACIÓN HORARIA DE ENERGÍA FIRME)*
- *HISTÓRICAMENTE LA CURVA DE DEMANDA DIARIA EN COLOMBIA COMPRENDE DOS PICOS LOS CUALES SE ENCUENTRAN ALREDEDOR DE LAS 11:00 AM Y LAS 7:00 PM SIENDO EL DE MAYOR CONSIDERACIÓN EL PICO DE LAS 7:00 PM.*
- *EL NUMERAL 8 DEL DOCUMENTO PARA COMENTARIOS “METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE ENERGÍA FIRME DE UNA PLANTA SOLAR” ESTABLECE QUE: LA OEF SERÁ EL VALOR DE E [P99] DIVIDIDO POR EL NÚMERO DE DÍAS DEL PEOR MES DEL AÑO Y LA ENFICC SERÁ ESTE ÚLTIMO VALOR MULTIPLICADO POR 365 DÍAS.*

CONSIDERAMOS LOS SIGUIENTES COMENTARIOS AL DOCUMENTO “METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE ENERGÍA FIRME DE UNA PLANTA SOLAR”

10.1

SI BIEN SE TIENEN EN CUENTA LOS FACTORES TÉCNICOS QUE AFECTAN DIRECTAMENTE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA DE LA PLANTA SOLAR COMO EFICIENCIA DE LOS MÓDULOS EFICIENCIA DEL INVERSOR TEMPERATURA DEL SITIO RADIACIÓN PROMEDIO ENTRE OTROS NO SE TIENE EN CUENTA EL RÉGIMEN DE DISPONIBILIDAD DEL RECURSO YA QUE ESTE ES INTERMITENTE EN EL TIEMPO LO QUE IMPEDIRÍA QUE SE PUEDA CUMPLIR CON LA DEFINICIÓN DE ENERGÍA FIRME QUE EXPRESA DE FORMA EXPLÍCITA LA CONTINUIDAD EN LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO.

→ [respuesta CREG]

10.2

LA FÓRMULA PROPUESTA PARA EL CÁLCULO DE LA OBLIGACIÓN DE LA ENERGÍA FIRME DIARIA OEF EXPONE UN DATO DE RADIACIÓN MENSUAL CON UNA PROBABILIDAD AL 99% EL VALOR LUEGO ES DIVIDIDO ENTRE EL NÚMERO DE DÍAS DEL MES DEL QUE FUE TOMADO EL DATO ESTO SUPONE ENTONCES QUE DICHO VALOR ES CONSTANTE DURANTE LAS 24 HORAS DEL DÍA Y QUE LA OEF DE LA PLANTA SOLAR ES EL MISMO SIN IMPORTAR EL NIVEL DE RADIACIÓN EXISTENTE EN CADA HORA.

→ [respuesta CREG]

10.3

LA CURVA DE DEMANDA TÍPICA EN COLOMBIA SUPONE EL PICO DE MAYOR CONSUMO DE ENERGÍA A LAS 7:00 PM POR LO GENERAL ESTA ES UNA HORA DE MÍNIMA RADIACIÓN O NULA EN CASO DE REQUERIRSE ENERGÍA FIRME PARA DAR CUMPLIMIENTO AL PICO DE DEMANDA LA PLANTA SOLAR NO PODRÍA CUMPLIR CON SUS OBLIGACIONES.

→ [respuesta CREG]

SEGÚN LOS COMENTARIOS ANTERIORES PROPONEMOS LO SIGUIENTE:

SI BIEN EL CÁLCULO DE LA OEF ES TÉCNICAMENTE VIABLE Y EL ENFICC EN TÉRMINOS DE MAGNITUD ES ASUMIBLE POR LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DURANTE EL PERIODO CORRESPONDIENTE Y EN HORAS DE SOL ES RECOMENDABLE PRESENTAR UN RÉGIMEN DE GENERACIÓN EN UNA ESCALA TEMPORAL HORARIA QUE PERMITA TENER UN CONTROL A LA HORA DEL DESPACHO ENERGÉTICO CORRESPONDIENTE ESTE RÉGIMEN HORARIO SERIA COMPLEMENTARIO AL ENFICC CALCULADO POR CADA AGENTE Y SE ASUMIRÍA COMO CONDICIÓN ESPECIAL DEBIDO A LA NATURALEZA DEL RECURSO.

→ [respuesta CREG]

11 EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN (EPM)

- 11.1
- Consideramos necesario que los parámetros para determinar la ENFICC deben tener la suficiente flexibilidad para que puedan ajustarse y asimilar los cambios tecnológicos, especialmente en la energía solar que está en continuo desarrollo en términos de eficiencia, costos y confiabilidad.

Es cierto que la actual metodología, refleja la tecnología actual. Si bien los avances en eficiencia actuales tampoco van a crear una gran diferencia ya que se encaminan más a la eficiencia del conjunto, tal como la mejora de costes EPC. Por otro lado, los avances tecnológicos no siempre son predecibles a más de 5 años vista y nuestra formulación no contempla una puerta abierta a este aspecto. Esta reflexión general propuesta nos invita a abrir esta puerta en dos opciones:

1. Si el cambio tecnológico es muy grande, es probable que requiera una adenda; aunque no es predecible en el corto plazo.
2. Se puede incluir un factor de mejora tecnológica donde el desarrollador puede proponer un coeficiente >1 ; donde deberá demostrar dicha mejora frente a las tecnologías actuales propuestas. Es decir, no se abre la puerta a una mejora de los coeficientes actuales según los comentarios anteriores sino a una mejora que no hubiera sido considerada en este informe por no existir en el mercado en la fecha de publicación del informe.

En cualquier caso, requerimos comentario adicional de la CREG.

→ [respuesta CREG]

- 11.2** De igual forma, para el cálculo de la ENFICC base –Ebase- los factores K_c y K_{inc} deberían tener alguna flexibilidad con el fin de que cada agente pueda incluir valores reales o suministrados por fabricantes con garantía, de acuerdo con la tecnología utilizada y el sitio propio de emplazamiento del proyecto

El informe pretende estandarizar desde la modelación de supuestos. Por ello la idea misma del informe es simplificar este tipo de aspectos y obtener un valor conservador en cuanto a la declaración de OEF. En cualquier caso, el promotor o desarrollador es libre de declarar más energía firme en base a esas mejoras/particularidades acompañado de un aval.

- 11.3**
- Dado que la información en sitio disminuye la incertidumbre en la determinación de la ENFICC, es necesario que el parámetro que incluye esta variable refleje tal situación, de tal forma que a mayor información en sitio menor porcentaje de incertidumbre. Según la Tabla 3 la incertidumbre es igual siempre y cuando se tenga más de 1 año de información "in situ" (2,5%), consideramos que este debe cambiar para aquellas empresas que tengan mayor información.

Se ha establecido un valor fijo de la incertidumbre para evitar interpretaciones y anular las diferentes oscilaciones que pueden existir por las tolerancias de equipos. Hacerlo en función del tamaño de la serie de datos que pueda tener cada empresa implicaría una certificación cualificada individual por proyecto que complica la formulación y gestión de este proceso sin aportar una variación muy significativa final. Al igual que en el comentario anterior se propone al promotor o desarrollador que declare más energía firme basándose en sus histórico de datos meteorológicos poniendo un aval por la diferencia de la energía firme.

11.4

- De igual forma, debería existir un tratamiento diferencial sobre la confiabilidad de la metodología de cálculo (con y sin información suficiente) cuando se utilicen bases de datos de radiación con corte de 10 años, tal y como se estipula en la metodología para el cálculo de ENFICC de plantas eólicas. Con esto se logra unificar criterios de información en metodologías para estas dos tecnologías.

→ [respuesta CREG]

11.5

- Para el cálculo de las E(P99) y E(P95) se debe definir claramente el número de años de referencia para el coeficiente de degradación de los paneles, pues en la tabla presentada en el estudio se habla de periodos de degradación hasta de 25 años.

En la tabla se presentan hasta 25 años porque es la vida útil máxima que se suele considerar en este tipo de instalaciones de manera que se tiene un rango lo suficientemente amplio, sin embargo el número de años a considerar debe ser definido por la CREG.

12 SUPERSERVICIOS – SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PUBLICOS DOMICILIARIOS

12.1 • Mapas de radiación solar en Colombia

Dado que al agente generador, en este caso, generador solar fotovoltaico, debe demostrar la disponibilidad del recurso solar, en el sitio de instalación del proyecto respectivo y teniendo en cuenta que contarán con un incentivo claro para contribuir a la confiabilidad del sistema, se propone que en el documento de consultoría, se involucren como documentos de referencia, los trabajos realizados a nivel nacional, respecto del recurso solar en Colombia, como el "Atlas de Radiación Solar para Colombia", de la UPME, Unidad de Planeación Minero Energética y el Instituto de Estudios Ambientales, IDEAM.

La metodología definida en el informe no se verá beneficiada por la incorporación del "Atlas de Radiación Solar para Colombia", pensamos que más bien generará confusión al poder dar a entender a los promotores/desarrolladores de proyectos que es una fuente "aceptada" de datos meteorológicos sin haber entrado a valorar su idoneidad. El consultor propone NO incluirla, pero finalmente es decisión de la CREG.

→ [respuesta CREG]

12.2 • Normalización Técnica

Por parte de entidades de normalización técnica acreditadas a nivel internacional como la IEEE, se han expedido diversos estándares relacionados con instalaciones solares fotovoltaicas. De esta manera, los diferentes componentes del sistema fotovoltaico, están reglamentados por normas, códigos o estándares.

A manera ilustrativa, los elementos de instalación deben cumplir requerimientos de cargas de viento, o para otros componentes se puede necesitar resistencia a la corrosión o cualquier otra adecuación según los ambientes en el sitio de montaje.

De acuerdo con lo anterior, se sugiere considerar tales normas, entre otras las que se señalan a continuación:

Código	Descripción
IEEE 928	Criterios Recomendados para Sistemas Fotovoltaicos Terrestres
IEEE 937	Instalación y Mantenimiento de Baterías de Plomo-Acido para Sistemas Fotovoltaicos
IEEE 1013	Prácticas Recomendadas para Dimensionamiento de Baterías de Plomo-Acido para Sistemas Fotovoltaicos
IEEE 1144	Dimensionamiento de Baterías de industriales de Niquel-Cadmio para Sistemas Fotovoltaicos
IEEE 1145	Prácticas Recomendadas para Instalación y Mantenimiento de Baterías de Niquel-Cadmio para Sistemas Fotovoltaicos
IEEE 1262	Prácticas Recomendadas para Calificación de Sistemas Fotovoltaicos
IEEE 1373	Prácticas Recomendadas para Métodos de pruebas en campo y Procedimientos para Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red
IEEE 1479	Prácticas Recomendadas para la Evaluación de Producción de Energía de Módulos Fotovoltaicos
IEC TC-82	Compendio de 25 normas relativas a medición y pruebas de desempeño eléctrico y mecánico de sistemas fotovoltaicos
UL 1741	Normas para Inversores Estáticos y Controladores de Carga para uso en Sistemas Fotovoltaicos

No es objeto de este documento definir requerimientos técnicos.

12.3 • Sistemas de detección y control de incendios

Considerando los riesgos de incendios específicos en plantas fotovoltaicas, (puntos calientes, calentamientos y/o arcos eléctricos en los módulos fotovoltaicos o elementos constitutivos, tensión en el campo fotovoltaico, intensidades de corriente continua, etc), así como experiencias y antecedentes en diversas partes del mundo, en cuanto a ocurrencia de incendios en plantas fotovoltaicas y en particular el impacto de lo anterior sobre la firmeza de la energía y la confiabilidad, se sugiere que en el documento se haga referencia a la necesidad que en las plantas de generación, se haga efectiva la incorporación de sistemas de detección y control de incendios.

Al respecto, se sugiere hacer énfasis en la recomendación que la detección de incendios sea realizada de forma independiente para cada compartimento, o bloque modular de las instalaciones y que el sistema deberá cumplir la normativa contra incendios según los estándares NFPA (National Fire Protection Association).

No es objeto de este documento definir requerimientos técnicos o de seguridad.

12.4 Aspectos a considerar respecto del diseño mecánico de la instalación de generación fotovoltaica

Teniendo en cuenta la influencia que ejerce la consistencia de los requerimientos de diseño mecánico, respecto de los requerimientos operacionales y de desempeño del sistema fotovoltaico, sobre la firmeza de la energía y la confiabilidad, se sugiere que el documento señale los diferentes aspectos que debe considerar el diseño mecánico de la planta de generación, como los que se indican a continuación:

- Magnitud y dirección de las fuerzas mecánicas que actúan sobre el sistema
- Selección, dimensionamiento y configuración de los miembros estructurales para apoyar estas fuerzas, con un margen adecuado de seguridad
- Selección y configuración de materiales que no van a degradar o deteriorar de manera inaceptable, durante la vida útil del sistema
- La localización, la orientación y el montaje del sistema fotovoltaico deberá ser tal que proporcione un fácil acceso a la radiación solar, procure la salida eléctrica requerida y opera sobre rangos aceptables de temperatura de las celdas fotovoltaicas
- Diseño de una estructura soporte, estéticamente apropiada para el sitio y su aplicación, así como fácil instalación y mantenimiento.

No es objeto de este documento definir requerimientos técnicos.

12.5 • Fuerzas dinámicas sobre la estructura soporte

Según el sitio de instalación de la planta fotovoltaica, adicional a las fuerzas estáticas, el arreglo fotovoltaico y su estructura soporte experimentarán fuerzas dinámicas en particular cargas de viento. Los cambios en la dirección del viento pueden ocasionar en la estructura soporte, esfuerzos alternativos de tensión y compresión que podrían exceder los límites del material de la estructura, e incluso podrían generar efectos de falla por fatiga del material, en particular si se trata de material de aluminio.

De acuerdo con lo anterior, en el documento se deberán considerar cada uno de los aspectos que afectan las fuerzas aerodinámicas que actúan sobre las instalaciones fotovoltaicas, en particular, las siguientes:

- Velocidad del viento
- Efectos de ráfagas de vientos
- Densidad del aire
- Orientación respecto de la dirección del viento
- Forma y área de superficie
- Elevación sobre el terreno
- Efectos de las características topográficas

Al respecto, se sugiere que en el documento se haga referencia a la normalización técnica expedida por organismos acreditados a nivel internacional como la ASTM (American Society for Testing Materials), en particular la siguiente norma:

"ASTM A 123: Standard Specification for Estructural Steel Products"

No es objeto de este documento definir requerimientos técnicos.

12.6 • Inversores

En el documento informe de Consultoría se indica:

"...La capacidad de la planta dependerá del número de inversores y convertidores y según la marca y modelo el ángulo de trabajo será diferente. Un $\cos(\phi)=0,90$ para el vector de potencia aparente de la planta es razonable para la mayoría de los equipos del mercado sin que la potencia activa se vea perjudicada en exceso."

Al respecto, se sugiere tener en cuenta dentro del desarrollo de la regulación aplicable respecto del inversor, lo siguiente:

- El inversor debe ser apto para detectar anomalías de voltaje en la red y para desconectar el inversor cuando así se requiera
- El voltaje a la salida del inversor, no debe ser mayor del 5%¹ respecto del voltaje en el punto de conexión a la red pública
- La corriente de salida del inversor, no debe ser mayor del 0,5%¹ respecto de la corriente rateada de salida, del inversor.
- Ante la presencia de armónicos a la salida del inversor, existe posibilidad de causar interferencia en cargas localizadas en otras partes de la red

Por otra parte, no obstante que en el documento se hace referencia a una eficiencia característica de un inversor, considerando que se trata de un elemento fundamental en la generación de electricidad con sistemas fotovoltaicos conectados a red, se sugiere considerar si su rendimiento se ve afectado ante factores como la presencia interna de un transformador, según el fabricante.

De igual manera se sugiere hacer referencia en la Resolución que desarrolle el estudio, las diferentes normas técnicas a las que deberán dar cumplimiento este tipo de dispositivos electrónicos.

No es objeto de este documento definir requerimientos técnicos.

12.7 • Pérdidas por desviaciones respecto de la potencia nominal

Ante las pérdidas por las desviaciones que se puedan presentar, respecto de la potencia nominal, considerando que la potencia que pueden generar los módulos de manera individual, varía de unos a otros, se sugiere considerar la tolerancia de los paneles fotovoltaicos en torno a la potencia nominal.

Esto se explica debidamente en el apartado 6.6 Pérdidas por dispersión.

12.8 • Pérdidas Angulares

Se sugiere hacer énfasis en las Pérdidas angulares, ya que cuando la radiación solar no incida de manera perpendicular sobre el panel, supone unas pérdidas mayores, en la medida que se aleja el ángulo de incidencia de la perpendicular, considerando las condiciones estándares de medida.

Esto se explica debidamente en el apartado 6.3 IAM y pérdidas por irradiancia en el colector.

12.9 • Bloques modulares

La selección de las características, en particular la capacidad de los bloques modulares deberá estar en relación, de manera particular, con la potencia máxima posible de los inversores, así como con la especificación de transformadores de potencia.

No se entiende este comentario, aunque parece tener relación con especificaciones técnicas que como se mencionó en comentarios anteriores, no es objeto de este informe.