

Consideraciones sobre la curva PQ Resolución CREG 060 de 2019 y CREG 229 de 2021

24 de marzo de 2022



| Estado actual del sistema



Resolución CREG 025 de 1995

Numeral 5.7 Código de operación



“La disminución de voltaje se hace siguiendo las instrucciones del CND o del CRD, de acuerdo al siguiente orden de prioridades:

- 1) **Ajuste de voltajes objetivo de generadores.**
- 2) Cambio de posición de los taps de transformadores.
- 3) Desconexión de condensadores.
- 4) Conexión de reactores.
- 5) Desconexión de líneas de transmisión o distribución en horas de baja carga.

El aumento de voltaje se hace siguiendo las instrucciones del CND o del CRD, de acuerdo al siguiente orden de prioridades:

- 1) Conexión de líneas de transmisión o distribución.
- 2) Desconexión de reactores.
- 3) Conexión de condensadores.
- 4) Cambio de posición de los taps de transformadores.
- 5) **Ajuste de voltajes objetivo de generadores.**

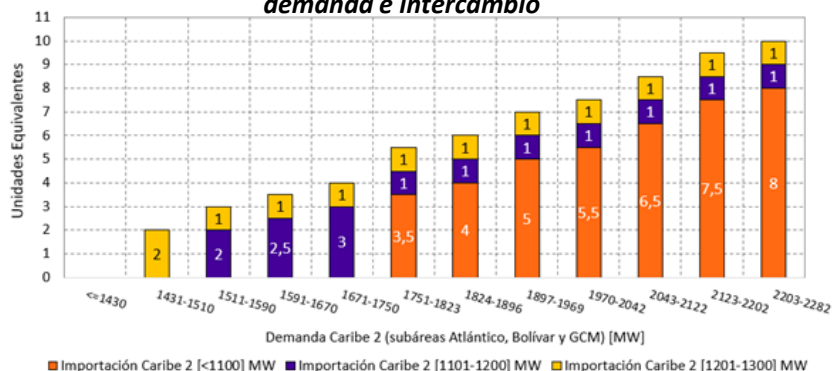
Todas las plantas del SIN están obligadas a participar en el control de tensión, por medio de la generación o absorción de potencia reactiva de acuerdo con la curva de capacidad declarada en los formatos de capacidad.”

Requerimientos de P. Reactiva

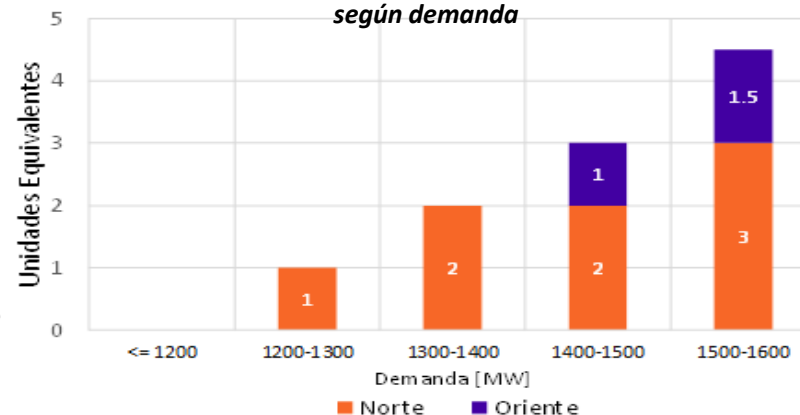


De acuerdo con los análisis de “Planeamiento operativo Eléctrico de Mediano Plazo” y con el fin de mantener una operación, segura, confiable y económica se recomienda la programación de unidades de generación por seguridad para el control de tensión en las diferentes áreas del sistema.

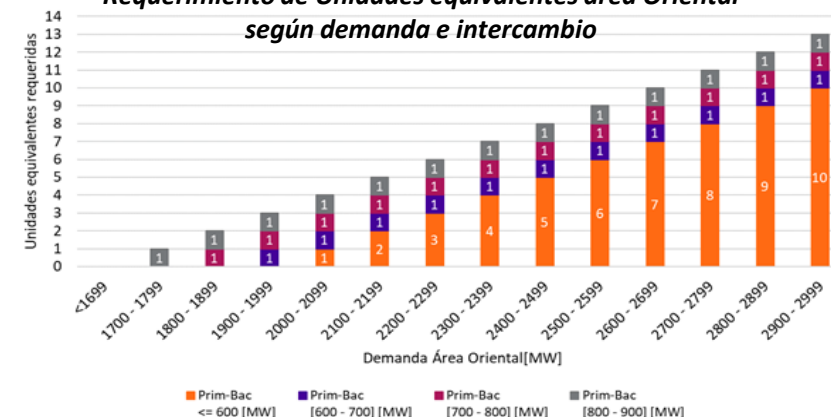
Requerimiento de Unidades equivalentes Caribe 2 según demanda e intercambio



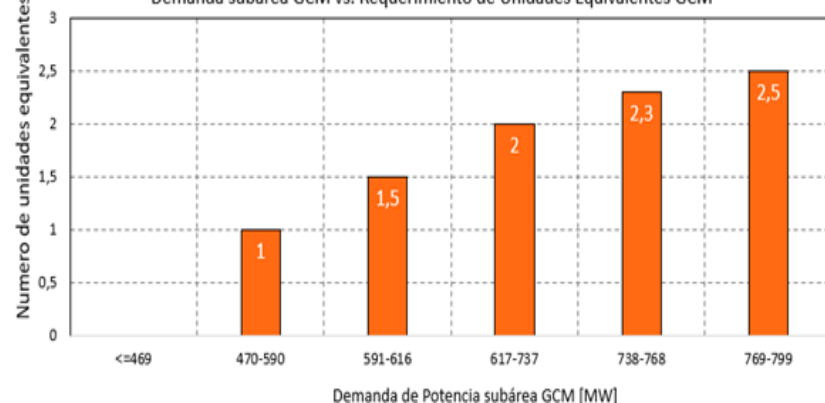
Requerimiento de Unidades equivalentes área Antioquia según demanda



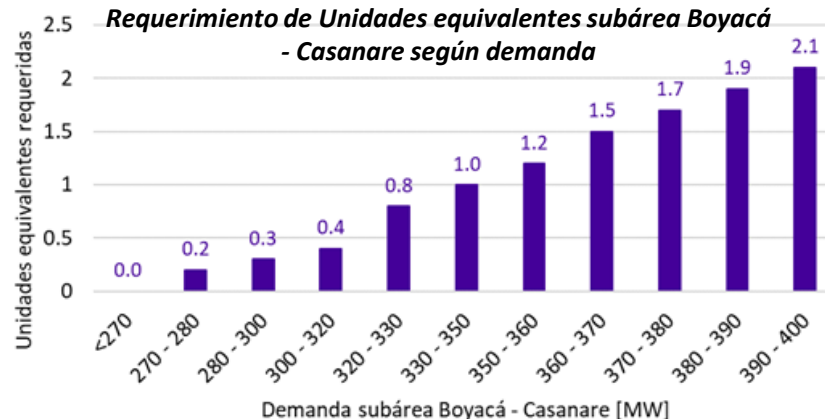
Requerimiento de Unidades equivalentes área Oriental según demanda e intercambio



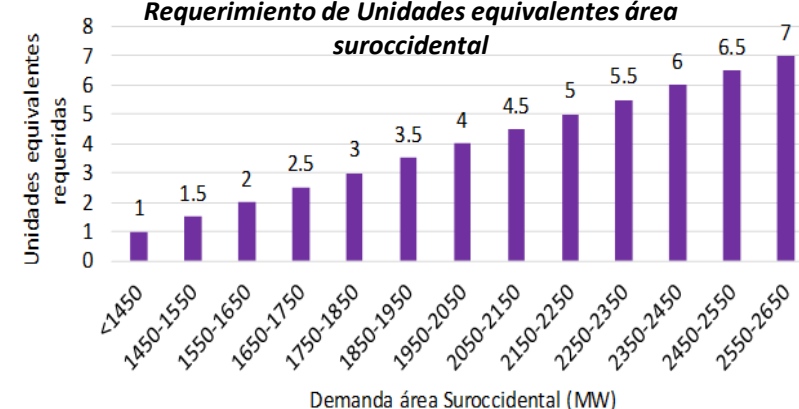
Demanda subárea GCM vs. Requerimiento de Unidades Equivalentes GCM



Requerimiento de Unidades equivalentes subárea Boyacá - Casanare según demanda



Requerimiento de Unidades equivalentes área suroccidental



Estado actual GCM

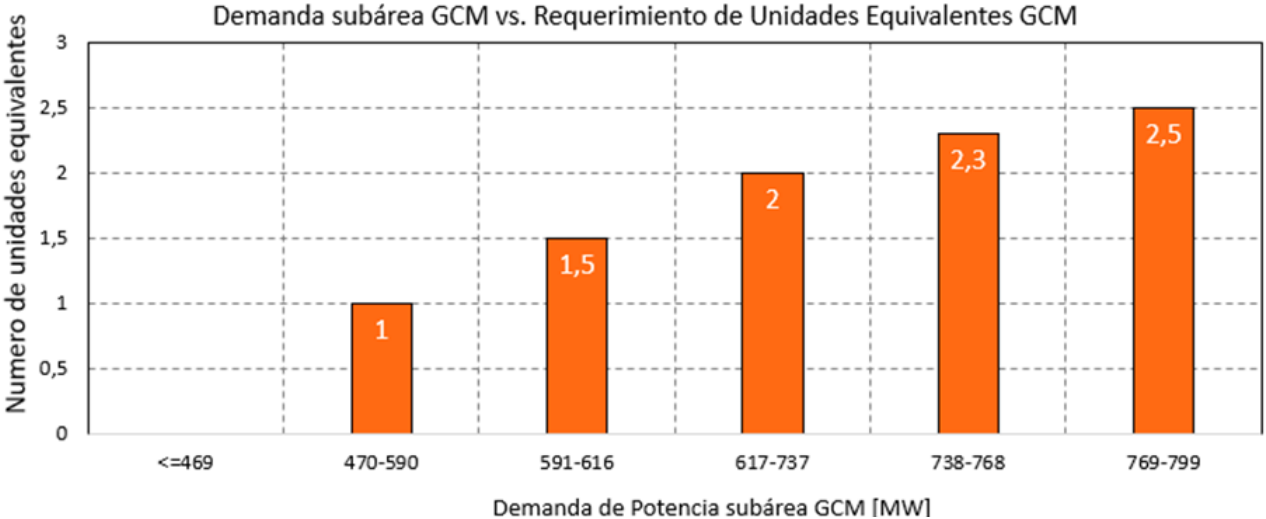


El requerimiento de unidades equivalentes en operación permite contar con reserva de potencia reactiva suficiente para mantener la tensión de los nodos del STN y del STR dentro de los rangos seguros y permitidos por la regulación en condiciones normales de operación y ante contingencias sencillas N-1.

La equivalencia de pesos de los recursos de generación se obtiene a partir de su ubicación en la red y la sensibilidad en tensión de los nodos del área, ante la respuesta en potencia reactiva del recurso (aporte y absorción de Mvar), normalizada respecto a los recursos del área o subárea de análisis.

Planta	Subárea	Unidades por planta	Peso por unidad	Unidades equivalentes por planta
Guajira	GCM	2	1	2
Termonorte*	GCM	10	(nulo)* 0.05	(nulo)* 0.5
Candelaria	Bolívar	2	0.7	1.4
Cartagena	Bolívar	3	0.3	0.9
Proeléctrica	Bolívar	2	0.2	0.4
Total				4.7

(*)Termonorte no tiene equivalencia de peso GCM debido a problemas con su regulación de tensión (AVR).



ESPs por baja tensión en el SIN



En el sistema se tienen implementados ESPS por baja tensión en algunas áreas Operativas, con el fin de evitar que ante una contingencia N-1 se presente colapso de una mayor porción de la demanda de cada una de las áreas afectadas, adicionalmente, en los análisis de “Planeamiento operativo Eléctrico de Mediano Plazo” se recomienda la instalación de nuevos esquemas de este tipo por bajas tensiones en estado estacionario o ante N-1.

ESPS subáreas Córdoba - Sucre y Cerromatoso

Activo Causante	Lógica de enganche	Retardo [s]	Etapas
Tierra Alta - Urrá 110 kV	Tensión Tierra Alta 110 kV <0,73 p.u.	5	Disparo Tierra Alta - Urrá 110 kV
	Tensión Tierra Alta 110 kV <0,8 p.u.	60	
Boston 34,5 kV	V Barra Boston 110 kV <0,85 p.u.	4,5	E1: Deslastra 80% carga Boston 110 kV

ESPS subárea Bolívar

Activo Causante	Lógica de enganche	[s]	Etapas
Chinú - Coveñas 110 kV / Barra San Jacinto 66 kV	Tensión San Jacinto 66 kV < 0,85 p.u.	4.5	E1: Deslastre 100% carga San Jacinto 66kV
Zambrano 66 kV	Zambrano 66 kV < 0,85 p.u.	4.5	E1: Deslastra 75 % carga Zambrano 66 kV

ESPS subárea Guajira – Cesar – Magdalena GCM

Activo Causante	Lógica de enganche	Retardo [s]	Etapas
Barra El Banco 110 kV	Tensión El Banco 110 kV < 0,85 p.u.	3.6	E1: Deslastre 36 % carga El Banco 115 kV
		4.1	E2: Deslastre 13 % carga El Banco 115 kV
		4.6	E3: Deslastre 3 % carga El Banco 115 kV
Barra la Jagua 110 kV	Tensión La Jagua 110 kV < 0,85 p.u.	4.5	E1: Deslastre 13 % carga La Jagua 115 kV
		5	E2: Deslastre 48 % carga La Jagua 115 kV
		5,5	E3: Deslastre 28 % carga La Jagua 115 kV

Esquemas suplementarios por baja tensión en el área Nordeste

Activo causante	Lógica de Enganche	[s]	Etapas
Barra San Gil 115 kV	ULL < 102 kV	2.5	Etapa 1: Apertura interruptor 34.5 kV línea LN-481. Deslastre del 23% de la carga. Etapa 2: Apertura interruptores 34.5 kV, LN-490, T4 34.5/13.8 kV y 79-508. Deslastre 35% de la carga.
	ULL < 102 kV	3	
Barra Cimitarra 115 kV	ULL < 102 kV	2.5	Etapa 1: Apertura BL Cimitarra - Puerto Araujo 34.5 kV e interruptor 68501 en Cimitarra 13.8 kV Deslastre 74% de la carga.
Barra Barbosa 115 kV	ULL < 100 kV	3.5	Etapa 1: Apertura interruptores de Barbosa 34,5 kV: a) LN 487 Barbosa – Moniquirá b) LN 483 Barbosa - Santana Deslastre 30% carga de Barbosa 115 kV (lod BARBO 12) Etapa 2: Apertura interruptor de Barbosa 13,8 kV asociado al circuito 88503 13,8kV. Deslastre 10% carga de Barbosa 115 kV (lod BARBO 12)
	ULL < 100 kV	4.5	

Conclusiones

- Existen equipos o elementos del sistema que entregan y otros que absorben potencia reactiva.
- En la operación del sistema se deben mantener los niveles de tensión dentro de los rangos definidos en la regulación vigente.
- El orden para el control de tensión en el sistema y la obligación de los generadores de aportar al mismo esta establecida en la regulación vigente.
- En las diferentes áreas del SIN se programan unidades de generación por seguridad para mantener las tensiones dentro de los rangos establecidos en la regulación. De no contarse con las unidades equivalentes requeridas se generarían riesgos para la operación segura y confiable del SIN, el peso de cada unidad depende de su aporte de potencia reactiva y la distancia eléctrica a las barras de carga a controlar.
- En algunas áreas del sistema, se tienen implementados ESPS para desconexión de carga por baja tensión ante N-1.

| Antecedentes Grupo de trabajo



Antecedentes (1)



- Comunicación del CNO a la CREG – 23 de agosto de 2021:

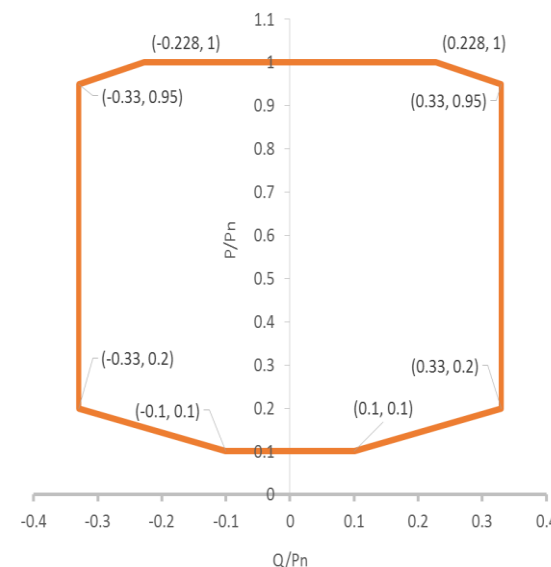
“... A partir de varias solicitudes de algunos miembros del Consejo, que están desarrollando proyectos de generación basados en inversores en todas las subáreas del SIN, se conformó un grupo de trabajo integrado por el Centro Nacional de Despacho-CND y los subcomités de Controles-SC y Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE del CNO, **con el objetivo de estudiar las condiciones de cumplimiento, en el punto de conexión, de los requisitos de control de tensión expuestos previamente (curva de capacidad-PQ)...**”

“...Alternativas estudiadas por el grupo de trabajo CND-SC-SAPE. ...”

“... el grupo de trabajo esta estudiando varias alternativas de solución, como la consideración de una curva VQ que complemente la curva de capacidad-PQ de la Resolución CREG 060 de 2019...”

- Artículo 14 resolución CREG 60 de 2019

b) *Para tensiones dentro del rango normal de operación en el punto de conexión, deberá operar dentro de los límites establecidos por la curva de capacidad de plantas eólicas y solares fotovoltaicas que se muestra a continuación.*



Antecedentes (2)

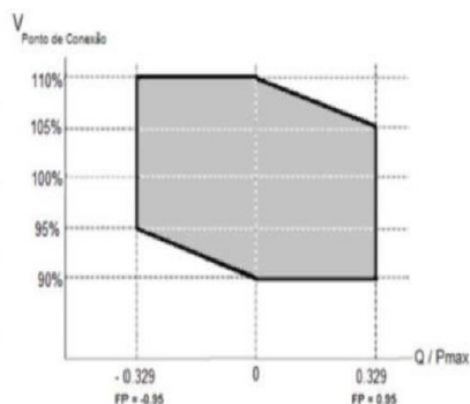


- Comunicación del CNO a la CREG – 15 de octubre de 2021:

1. Análisis del grupo de trabajo CND-SC-SAPE.

Los análisis del grupo de trabajo evidenciaron:

- En línea con lo establecido por la reglamentación vigente, se evidencia la importancia de cumplir con la curva de capacidad-PQ en el punto de conexión. En este mismo sentido, la curva VQ, si esta se implementa, también debe exigirse en dicho punto.
- Los análisis realizados por el grupo de trabajo tuvieron en cuenta la curva VQ del Código de Red de Brasil (ver gráfica).



- La implementación de la curva VQ limita la entrega de potencia reactiva de las plantas de generación basadas en inversores ante contingencias sencillas, si se compara con el caso donde no se contempla dicha curva (reducción de reservas de potencia reactiva para el control de tensión). No obstante, otros recursos de generación incrementan su entrega de potencia reactiva bajo estas topologías, respetando sus curvas de capacidad. Es decir, los requerimientos de potencia que se necesitan para soportar las contingencias son similares para ambos casos.
- Si bien hay una limitación a la entrega de potencia reactiva con la implementación de la curva VQ, bajo los criterios regulatorios actuales (eventos N-1) no se identifican situaciones operativas que puedan comprometer la seguridad del SIN.

2. Conclusiones y trabajo futuro.

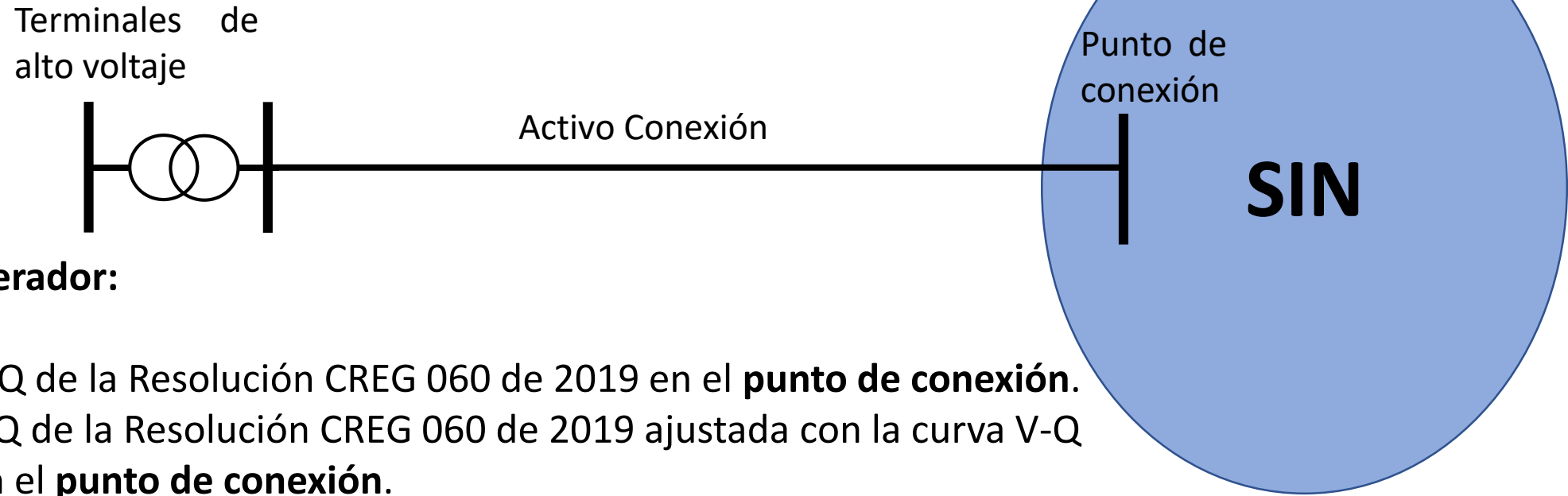
Los análisis del CND evidencian que, si bien hay una reducción de las reservas de potencia reactiva para el control de voltaje con la implementación de la curva VQ, bajo los supuestos considerados no se evidencian situaciones que puedan comprometer al sistema.

El grupo de trabajo analizará las implicaciones para el control coordinado de tensión, de la conexión de varios dispositivos de compensación dinámica tipo STATCOM o SVC, si varios generadores ubicados en una misma subárea eléctrica o punto de conexión deben instalar estos elementos para cumplir con los requerimientos de control de tensión de la Resolución CREG 060 de 2019 (curva de capacidad-PQ).

Posteriormente, en una segunda fase, se evaluará si la situación operativa descrita podría materializarse en el mediano o largo plazo, y en función de ello, si la mejor alternativa sería definir una solución centralizada desde la expansión del SIN.

Balance información Resolución CREG 229 de 2021





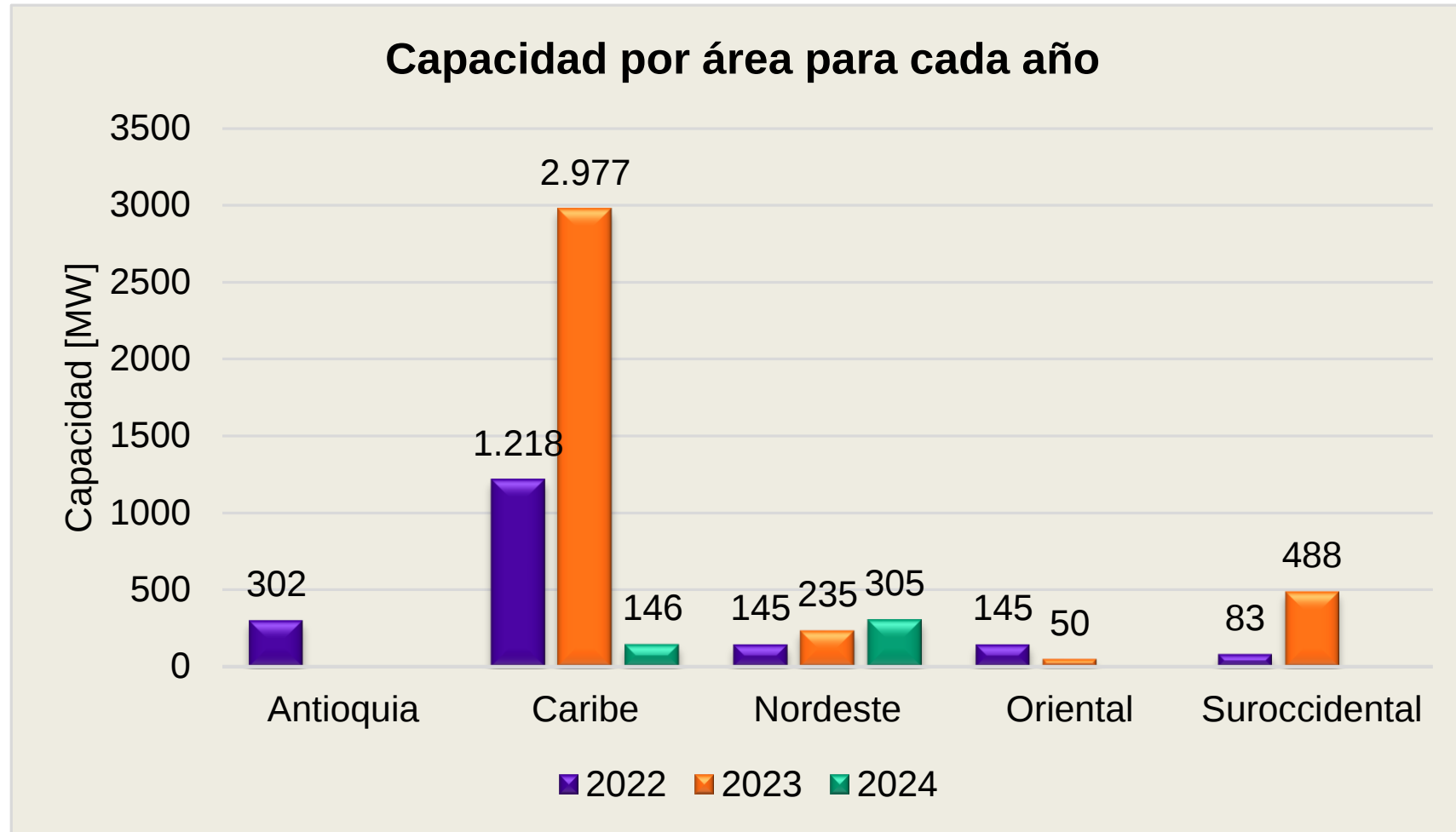
Alternativas del generador:

1. Cumplir la Curva PQ de la Resolución CREG 060 de 2019 en el **punto de conexión**.
2. Cumplir la curva PQ de la Resolución CREG 060 de 2019 ajustada con la curva V-Q que defina el CNO en el **punto de conexión**.

En forma temporal (36 meses a partir de la puesta en operación) y si cumple los requisitos establecidos en la Resolución CREG 229 de 2021:

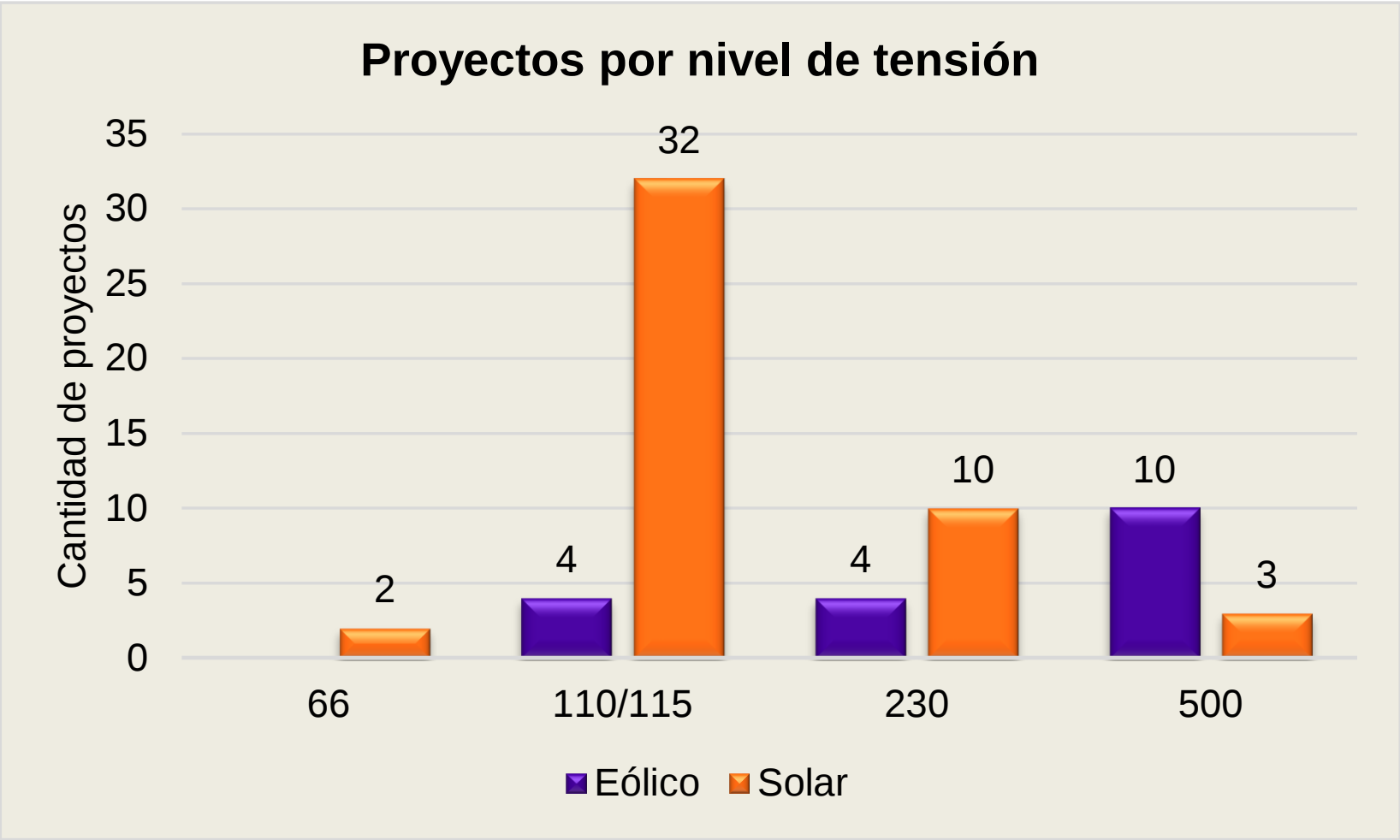
Cumplir la **Curva PQ de la Resolución CREG 060 de 2019 en terminales de alto voltaje del transformador elevador del generador** y posteriormente 1 o 2.

Capacidad en MW para los proyectos a los que les aplica el Artículo 2 de la Res CREG 229/2021

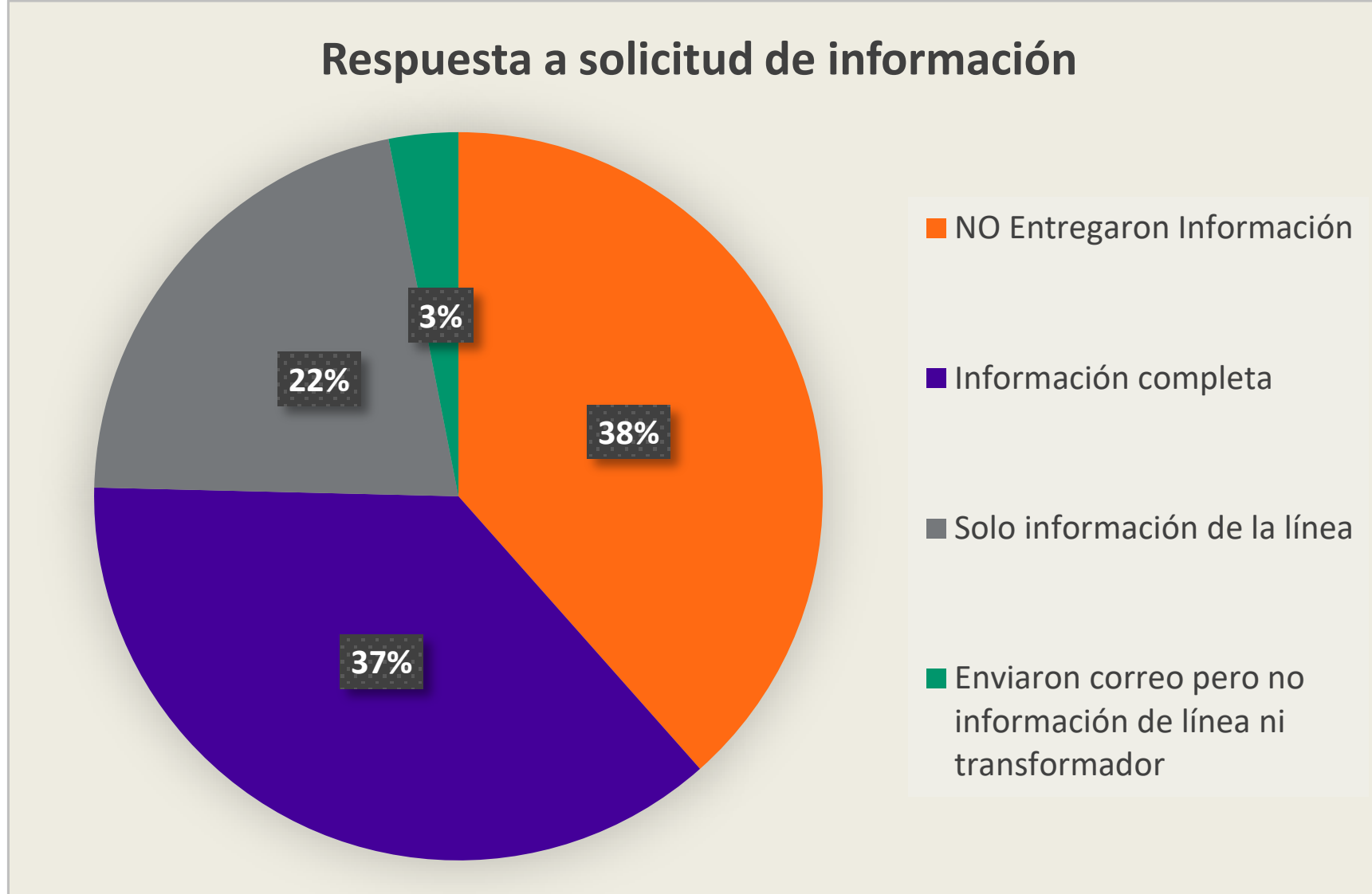


Las plantas eólicas y solares fotovoltaicas que tengan proyectado conectarse al STN o STR, y que tenían concepto de conexión aprobado por la UPME al momento de la publicación en el Diario Oficial de la Resolución CREG 136 de 2020.

Nivel de tensión del punto de conexión para los proyectos a los que les aplica el Artículo 2 de la Res CREG 229/2021



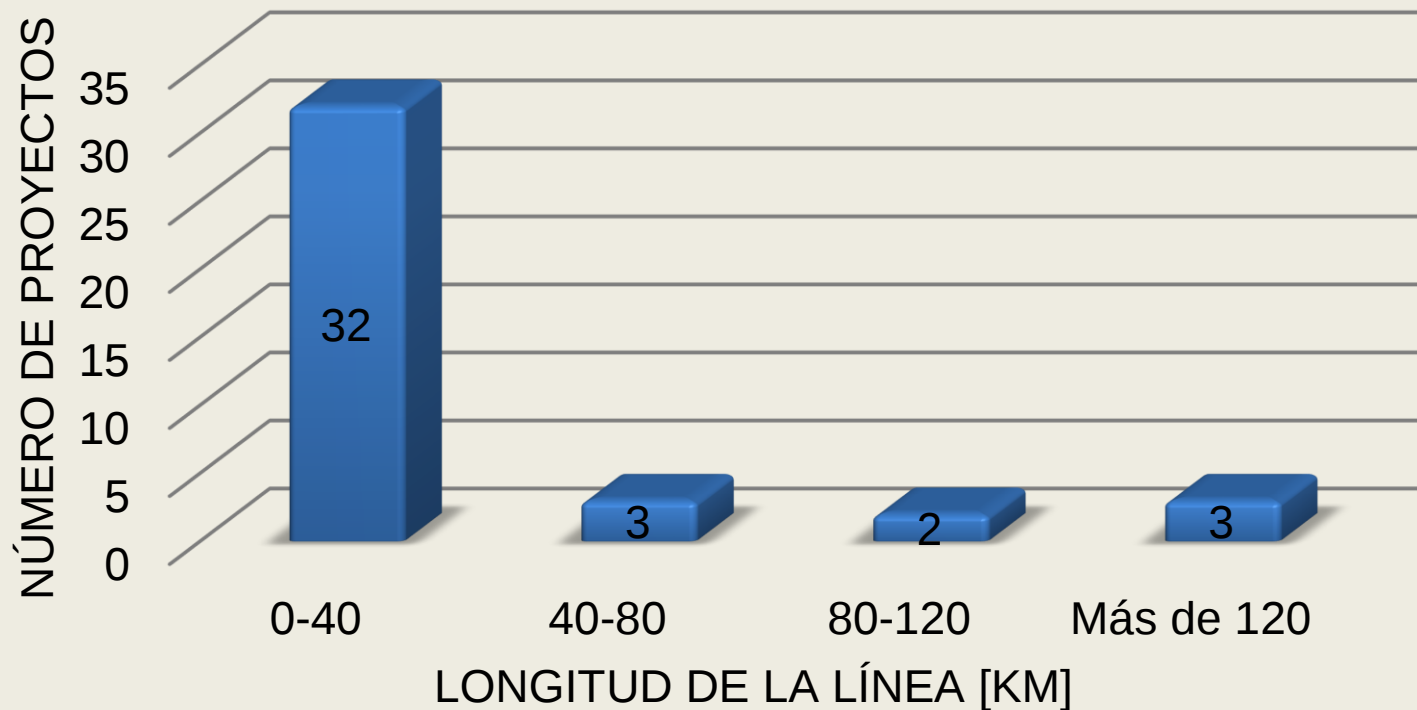
Las plantas eólicas y solares fotovoltaicas que tengan proyectado conectarse al STN o STR, y que tenían concepto de conexión aprobado por la UPME al momento de la publicación en el Diario Oficial de la Resolución CREG 136 de 2020.



* Se puede realizar el análisis para los 38 proyectos que se tiene información

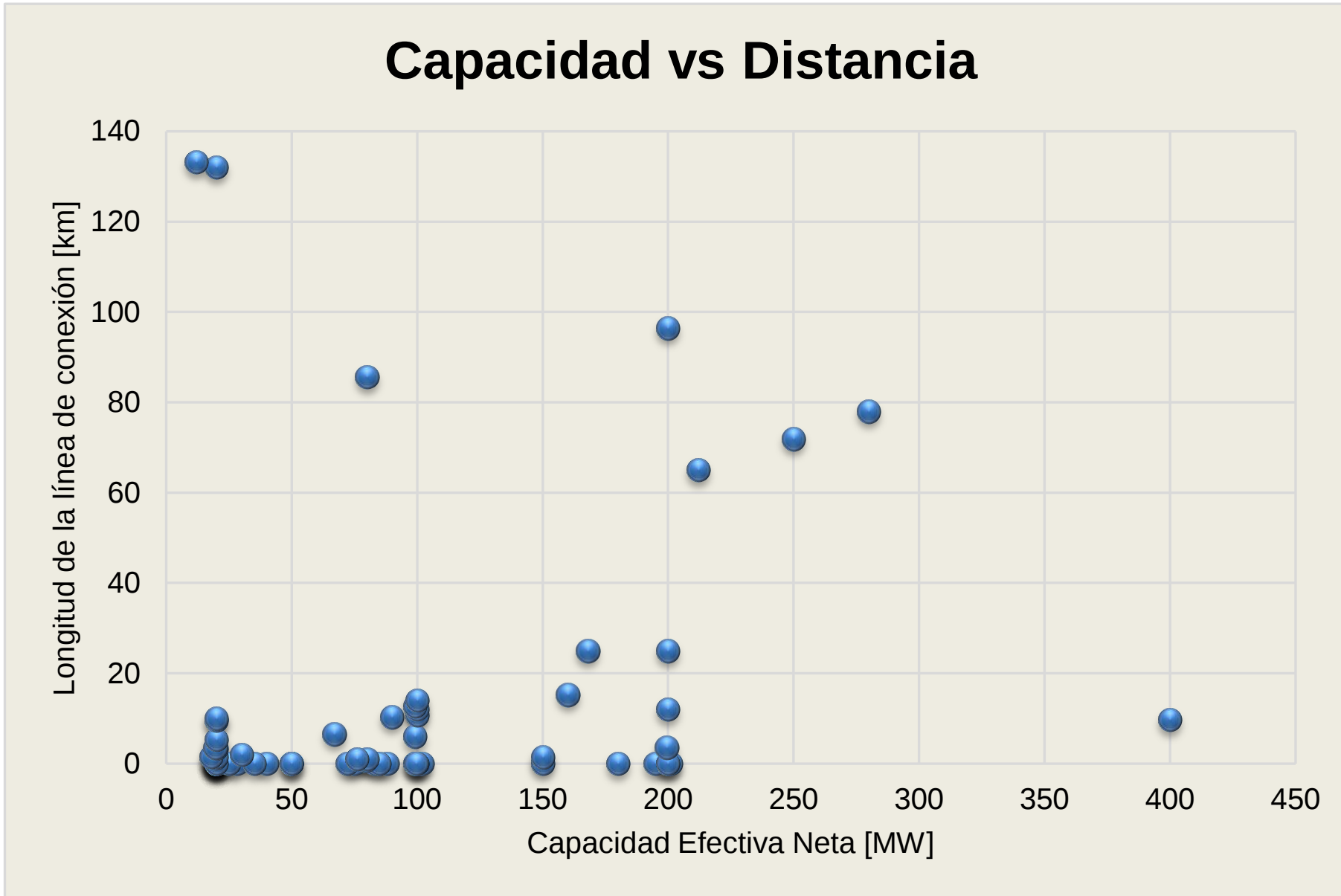
Longitud de las líneas de conexión para los proyectos a los que les aplica el Artículo 2 de la Res CREG 229/2021

Distancia entre punto de conexión y lado de alta del transformador



Las plantas eólicas y solares fotovoltaicas que tengan proyectado conectarse al STN o STR, y que tenían concepto de conexión aprobado por la UPME al momento de la publicación en el Diario Oficial de la Resolución CREG 136 de 2020.

* Información de los 38 proyectos que enviaron los datos + Alpha y Beta que se tiene el dato de la longitud de la línea



Conclusiones



- No obstante enviarse comunicado por parte del CND, expedirse circular por parte del CNO y la CREG, no todos los promotores de los proyectos a los que les aplica la resolución CREG 229 de 2021 enviaron información de sus proyectos.
- De acuerdo con la información recibida de parte de los promotores, se identifica que la gran mayoría de los proyectos estarán ubicados a menos de 20 Km del punto de conexión.
- De acuerdo con lo anterior y dependiendo de la curva V-Q que defina el CNO, la mayoría de proyectos tendrán menores requisitos permanentes en el punto de conexión a los que se tendrán con la alternativa transitoria otorgada por el regulador, en los terminales de alto voltaje del generador.

Análisis propuestas



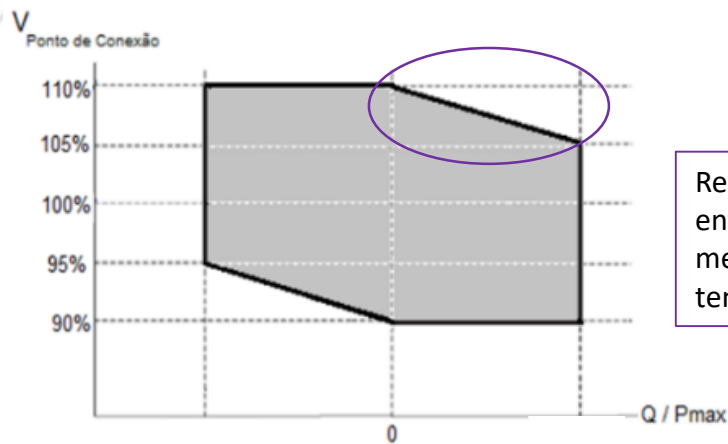
Qué estableció el Regulador...



El artículo 1 de la Resolución CREG 229 de 2021 adicionó un inciso al final del literal b) del numeral 5.7 del Código de Operación, Resolución CREG 025 de 1995, modificado por el artículo 14 de la Resolución CREG 060 de 2019, quedando así:

“Para la aplicación de la curva P-Q anterior el C.N.O., con apoyo del CND, deberá determinar mediante simulaciones de la operación del sistema una curva de potencia reactiva en función de la tensión (Q-V) o equivalente en el punto de conexión, que conjuntamente con la curva P-Q permitan determinar los requisitos que deben cumplir las plantas en el punto de conexión. Lo anterior debe expedirse mediante Acuerdo del C.N.O.”.

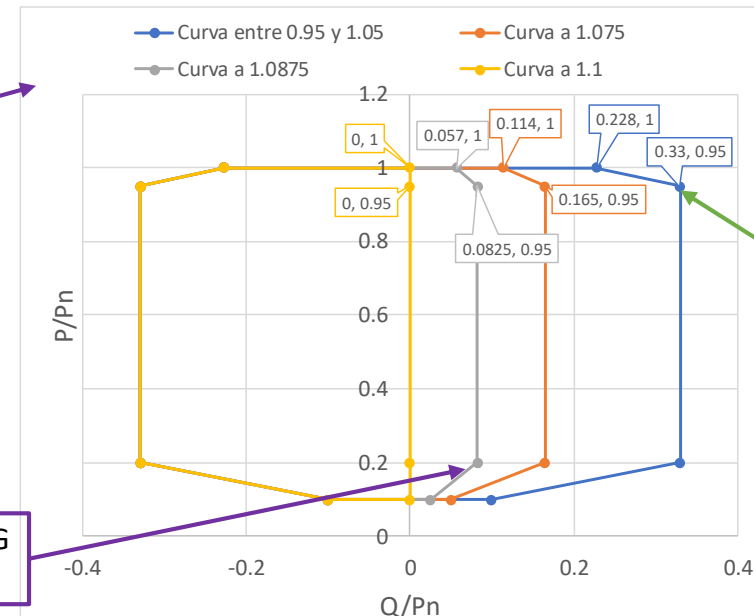
El grupo de trabajo SAPE – Scont analizó el impacto de adoptar una curva VQ similar a la utilizada en sistema Brasileño con los resultados mostrados anteriormente. Esta curva VQ ajusta la curva PQ de la Resolución CREG 060 de 2019, en cada punto de tensión, **sin exigir aporte o absorción de potencia reactiva por encima de lo establecido en la mencionada resolución**. Por el contrario, la curva VQ **flexibiliza** el aporte de potencia reactiva para tensiones entre 1.05 y 1.1 p.u. y la absorción de potencia reactiva entre 0.95 y 0.9. p.u.



Reducción lineal de la entrega de reactivos a medida que aumenta la tensión

NOTA: Para plantas conectadas directamente a 500 kV, la parte de absorción de reactivos se propone linealizarla entre 1 y 1.05 pu y limitar a 1.05

Cada punto de la curva PQ de la resolución CREG 060 de 2019 se ajusta con la curva VQ propuesta



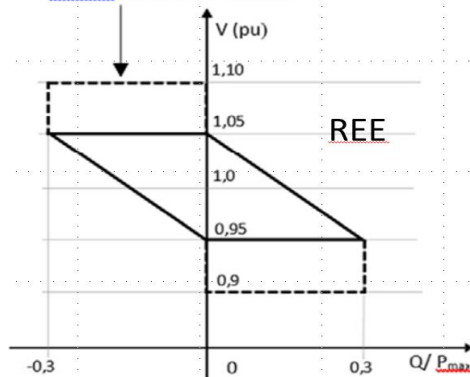
Se mantiene la Curva de la 60 entre el 95% y el 100 % de la P.

Sensibilidad con curvas de REE y UK



Curva VQ implementada por Red Eléctrica de España

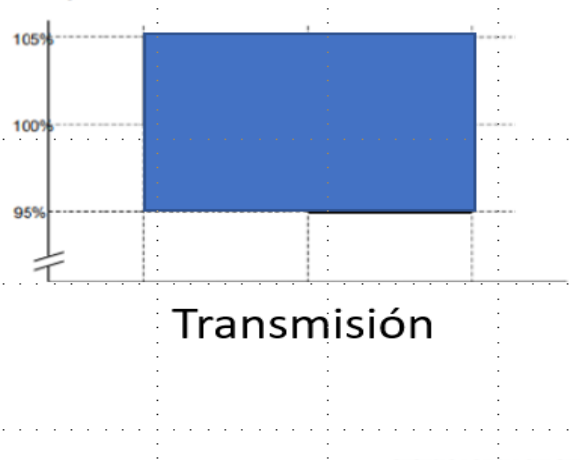
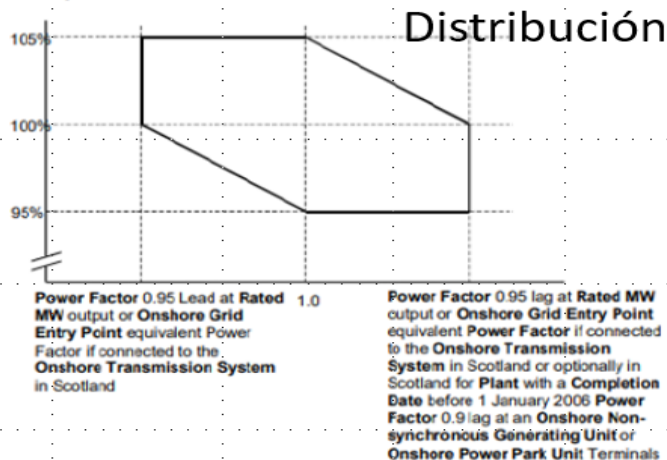
- 1,10 en el caso de tensiones en el punto de conexión desde 110 hasta 300 kV.
- 1,0875 en el caso de tensiones en el punto de conexión mayores de 300 y hasta 400 kV.



Curvas VQ, según nivel de tensión, implementadas por National Grid UK

Voltage at an Onshore Grid Entry Point or User System Entry Point if Embedded (% of Nominal) at 33 kV and below

Voltage at an Onshore Grid Entry Point or User System Entry Point if Embedded (% of Nominal) at 33 kV and below



Operación entre 0.2 y 0.95 pu de la CEN

Entrega de reactiva

Tensión	CREG 060	QV_Brasil	QV_UK	QV_UK_Dist	QV_REE
0.9	3966	3966	0	0	3966
0.94	3966	3966	0	0	3966
0.95	3966	3966	3966	3966	3966
0.98	3966	3966	3966	3966	2776
1	3966	3966	3966	3966	1983
1.02	3966	3966	3966	2379	1190
1.05	3966	3966	3966	0	0
1.06	3966	3173	0	0	0
1.1	3966	0	0	0	0

Absorción de Reactiva

Tensión	CREG 060	QV_Brasil	QV_UK	QV_UK_Dist	QV_REE
0.9	-3966	0	0	0	0
0.94	-3966	-3173	0	0	0
0.95	-3966	-3966	-3966	0	0
0.98	-3966	-3966	-3966	-2379	-1190
1	-3966	-3966	-3966	-3966	-1983
1.02	-3966	-3966	-3966	-3966	-2776
1.05	-3966	-3966	-3966	-3966	-3966
1.06	-3966	-3966	0	0	-3966
1.1	-3966	-3966	0	0	-3966

En las tablas, se muestra el balance del total de potencia reactiva disponible por parte de los generadores para el control de tensión a algunas tensiones operativas. Los resultados muestran que para las curvas de Reino Unido no se cuenta con absorción/entrega de potencia reactiva a tensiones superiores a 1.05 p.u. e inferiores a 0.95 p.u. Para el caso de la curva de REE se observa disminución de entrega de reactiva a tensiones por encima de 0.95 p.u. y de absorción de reactiva a tensiones por debajo de 1.05 p.u.

Se consideran todos los proyectos de generación renovable con FPO previa al 2025 con conexión en el STR y STN. (12000 MW)

Conclusiones y recomendaciones



- Las necesidades de reactivos del sistema deben ser suplidas desde alguna fuente: unidades de generación en merito, generación de seguridad en plantas convencionales o nuevos equipos de compensación (Tiempo), de no contarse con estas alternativas se requerirían nuevos ESPS para desconexión de carga por baja tensión y se tendría un deterioro en la calidad del servicio a los usuarios.
- En la operación actual y en los estudios de mediano y largo plazo se observa la necesidad de contar con un mínimo número de unidades equivalentes para el adecuado control de tensiones en el sistema.
- De acuerdo con la información recibida de los promotores sobre la distancia al punto de conexión y dependiendo de la curva V-Q que defina el CNO, la mayoría de proyectos tendrán menores requisitos permanentes en el punto de conexión a los que se tendrán con la alternativa transitoria otorgada por el regulador, en los terminales de alto voltaje del generador.

Conclusiones y recomendaciones



- La curva VQ, similar a la del sistema brasileño, analizada por el grupo de trabajo SAPE-Controles, si bien mostró que hay una reducción de las reservas de potencia reactiva para el control de voltaje, bajo los supuestos considerados no se evidencian situaciones que puedan comprometer al sistema.
- Flexibilizaciones adicionales de la curva PQ, a los analizados por el grupo de trabajo, generan una disminución importante de los reactivos requeridos en el sistema para mantener una operación segura, confiable y económica del mismo, pudiendo ser necesario la programación de generación de seguridad en plantas convencionales que limitarían la generación de las plantas FERNC.
- Por tanto, el CND recomienda en el Acuerdo a expedirse por el CNO mantener la curva analizada por el Grupo de trabajo del SAPE y el subcomité de controles, similar a la del sistema Brasileiro.



-  XMSAESP
-  XM_SA_ESP
-  XM Filial de ISA
-  XM SA ESP