

Estudios Eléctricos de Estado Estacionario Requeridos por CAMESA para el Ingreso de un Parque Eólico

Richter, Darío Abel ^a, Toledo, Eduardo José ^b, Werle, Sergio Manuel ^c

^a Alumno, autor PPS.

^b Tutor docente por parte de la Facultad de Ingeniería, UNaM.

^c Tutor por parte de la empresa, CEED.

e-mails: darioabelrichter@gmail.com, eduardo.toledo86@gmail.com, sergiomanuelwerle@gmail.com

Resumen

En este artículo se presentan los estudios eléctricos de estado estacionario comúnmente solicitados por CAMESA con la finalidad de formalizar ante la Empresa Transportista la solicitud de acceso y ampliación a la capacidad de transporte existente, para la interconexión de un Parque Eólico.

En base a lo anterior, se estudia como impactaría el ingreso del parque en el Sistema Interconectado Nacional (SADI), analizando su comportamiento y el impacto que provoca en zonas de influencia cercanas al mismo bajo condiciones previstas.

Los estudios son realizados con el software de simulación “Power Systems Simulation for Engineering, PSS/E”. Mediante un modelado apropiado del parque, se realizan los análisis de cada ítem que involucra el estudio. Este software cuenta con varias herramientas que facilitan el estudio eléctrico de estado estacionario.

Palabras Clave – Parque eólico, Camesa, Estudios eléctricos, Flujo de potencia, Cortocircuito, Colector, Transformador, Generador.

1. Introducción

Los estudios eléctricos tienen como principal objetivo verificar el impacto que produciría la incorporación de la nueva generación sobre el sistema de transporte, evaluando si existen restricciones para la evacuación plena de la potencia de la central. Se busca detectar posibles condiciones de congestión de la red que impongan restricciones al despacho de la nueva central y de las existentes. Para lograr este objetivo, se evaluaron las condiciones referidas al funcionamiento estático del sistema eléctrico. La evaluación incluyó la realización de diferentes estudios eléctricos.

2. Desarrollo

2.1. Descripción del proyecto

El proyecto consiste en la instalación de un parque eólico de 180,6 MW de capacidad en cercanías de la localidad de Chillar, provincia de Buenos Aires, Argentina. La planta contará con 43 aerogeneradores de 4,2 MW.

Para realizar el estudio, se modeló el siguiente equipamiento:

- 1 aerogenerador equivalente de 180,6 MW y 0,72 kV.
- 1 transformador equivalente de 33/0,72 kV de 202,1 MVA, X=9%.
- 1 colector equivalente de 33 kV, parametrizado de acuerdo a [7].

- Compensación capacitiva en las barras de 33kV.
- 1 reactor formador de neutro.
- 2 transformadores trifásicos 132/33 kV, 100 MVA, X=11%.

2.2. Modelación de los componentes

El primer paso para poder llevar a cabo los estudios es la modelación de cada componente que interviene. Estos serían los colectores, línea de alta tensión y transformadores de media y alta tensión.

1) Línea de 132 kV:

Para modelar la línea de alta tensión (132 kV, doble terna) se debe conocer los parámetros de dicha línea, así como su extensión en kilómetros. En este caso la línea será de 26,9 km y el conductor utilizado es de 185/30 mm². En la Tabla 1 se muestran los parámetros de la línea y en la Tabla 2 el resultado de su modelación para cargarla en el PSS/E.

Tabla 1. Parámetros eléctricos línea 132 kV.

R	X	B	R0	X0	B0	RATE
[Ohm/km]	[Ohm/km]	[μS/km]	[Ohm/km]	[Ohm/km]	[μS/km]	[A]
0.157	0.402	2.846	0.367	1.369	1.735	535

Tabla 2. Parámetros modelados listos para insertarlos en el PSS/E.

R	X	B	R0	X0	B0	RATE
[pu]	[pu]	[pu]	[pu]	[pu]	[pu]	MVA
0.024238	0.062063	0.013339	0.056659	0.211353	0.008132	122.32

2) Sistema colector:

Para la modelización del parque eólico se utiliza el procedimiento desarrollado en el paper “Equivalencing the collector system of a large wind power plant” [7], mediante el cual se logró parametrizar correctamente todo el sistema colector. En la Fig. 1 se puede apreciar el unifilar equivalente del parque.

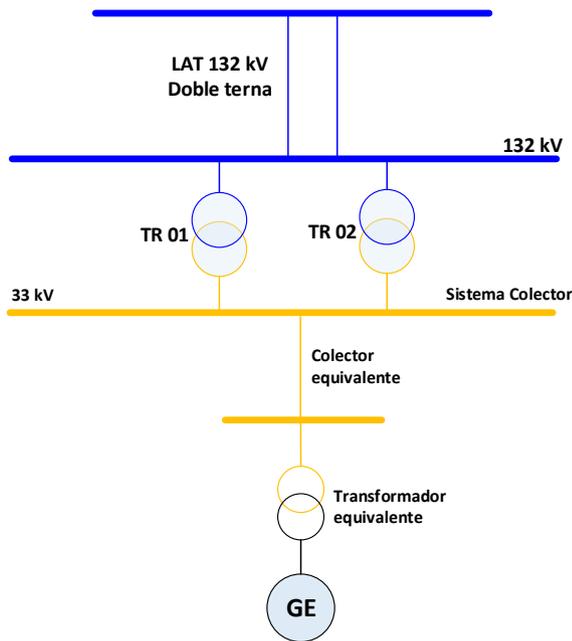


Fig. 1. Unifilar equivalente del parque eólico.

Los conductores que unen cada aerogenerador también deben ser modelados. En la Tabla 3 y en la Tabla 4 se muestra los parámetros iniciales y dichos valores parametrizados y listos para cargarlos al software.

Tabla 3. Parámetros eléctricos conductores de 33 kV.

Sección	Corriente	R	X	C	B	R0	X0	B0
mm ²	[A]	R/Km [Ohm/Km]	X/Km [ohm/km]	C [μF/Km]	B/km [μS/Km]	R0/Km [Ohm/Km]	X0/Km [ohm/km]	B0/km [μS/Km]
500	579	0.072	0.274	0.379	119.0	0.163	0.821	119.0
400	505	0.093	0.282	0.343	107.7	0.209	0.847	107.7
240	389	0.149	0.297	0.246	77.2	0.336	0.892	77.2
185	334	0.196	0.306	0.223	70.0	0.440	0.919	70.0
95	226	0.382	0.327	0.174	54.6	0.860	0.982	54.6
70	226	0.529	0.329	0.162	50.8	1.191	0.988	50.8

Tabla 4. Parámetros modelados para cargarlos en el PSS/E.

Equivalente TOTAL					
R [pu]	X [pu]	B [pu]	R0 [pu]	X0 [pu]	B0 [pu]
0.01032405	0.02374863	0.0677682945	0.02322910	0.07124588	0.0677682945

3) Transformador 132/33 kV:

En la Tabla 5 se presentan los datos relevantes de los transformadores de 132/33 kV de la Estación Transformadora (ET) del parque eólico.

Tabla 5. Parámetros transformador elevador.

Tensión [kV]	132/33
Potencia [MVA]	100
Grupo de conexión	YNd11
Regulación	+10/-10%
N° de Taps	21
X [%]	11
X [pu]	0,11
X₀ [pu]	0,082

4) *Transformador de unidad 33/0,72 kV:*

Cada transformador es de 4,7 MVA con las correspondientes tensiones nominales. En la Tabla 6 se muestran los parámetros de los transformadores de unidad utilizados en forma individual y del transformador equivalente por cada colector.

Tabla 6. Parámetros y equivalente de los transformadores de unidad 33/0,72 kV.

Transformador	Conexión Tipo	N° Arroll.	Reactancia Directa	Reactancia homopolar	Reactancia Directa	Reactancia homopolar
			X	X ₀	X	X ₀
			[%]	[%]	[pu]	[pu]
TR's Generadores (43)	Dyn5	2	9	8.2	1.9149	1.7447
TR Equivalente	Dyn5	2	9	8.2	0.0445	0.0379

5) *Aerogeneradores:*

Los aerogeneradores son de 4,2 MW, como se había mencionado. Para facilitar el modelo de generador equivalente debemos conocer inicialmente la curva de capacidad en bornes del aerogenerador, en la Fig. 2 se muestra dicha curva y en la Tabla 7 los parámetros que permiten construir la curva de capacidad.

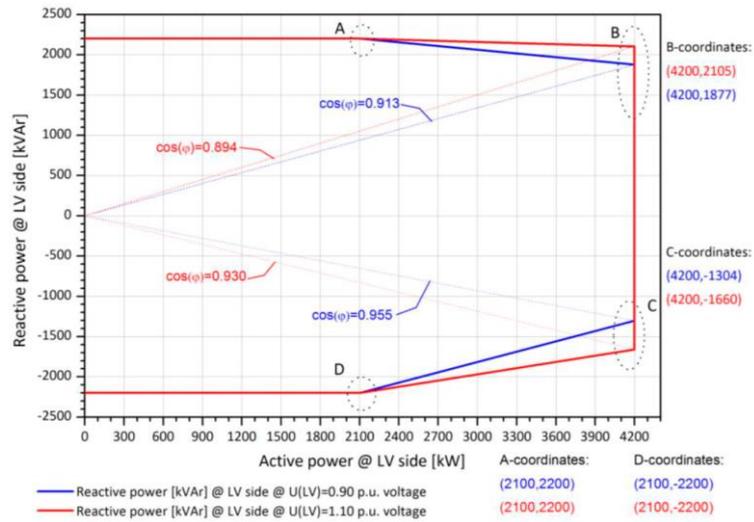


Fig. 2. Curva de capacidad de los aerogeneradores.

Tabla 7. Parámetros de la curva de capacidad de los aerogeneradores

Parámetro	Unidad	Valor
Potencia Base	MW	4.2
Vértices P	MW	0 / 2.1 / 4.2
Vértices Q	MVAr	2.2 / 1.991 / -1.482 / -2.2
FP Cap		0.9036
FP Ind		0.943

6) Modelo del generador estático:

La representación estática del generador equivalente que representan a los aerogeneradores y convertidores asociados se realizó con los parámetros indicados en la Tabla 8:

Tabla 8. Parámetros del generador equivalente.

Parámetros Generales		
Pgen	180,6	MW
Pmáx	180,6	MW
Pmín	0	MW
Qmáx	85,613	MVAR
Qmín	-63,726	MVAR
Mbase	180,6	MVA
Rsource	0	pu
Xsource	0,859	pu
Xpos	0,859	pu
Xneg	0,859	pu
Xzero	0,859	pu

2.3. Estudios de Estado Estacionario:

1) Escenario base:

Para la realización de los estudios se utilizó la base de datos del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) provista por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico

SA (CAMMESA). Los escenarios de demanda y generación se adoptaron de las proyecciones previstas por TRANSBA en su última Guía de Referencia que contempla los años 2018 a 2025.

2) *Diagrama P-Q del parque:*

El objetivo de este análisis es construir el diagrama despachando la generación de la planta para los valores de P y Q correspondientes a cada uno de los puntos de operación identificados en el Diagrama P-Q especificado por el fabricante, Fig. 2

Para cumplir con el requisito establecido por el Anexo 40 de Los Procedimientos [3], se deberá comprobar $\cos \phi \leq 0.95$ en el punto de conexión en 132 kV. En el caso de no cumplir con ese requerimiento, se determina la compensación shunt necesaria en cada caso.

En la Fig. 3 se presenta en color rojo la curva de capacidad equivalente del parque en el PCC (Punto de Conexión) calculada utilizando un modelo equivalente del Parque Eólico elaborado según [7]. Este método asume que la corriente inyectada por todos los aerogeneradores es idéntica tanto en módulo como en fase, y que las tensiones en todos los nodos es 1 pu. Los parámetros de este equivalente se presentaron en la sección Modelación de los componentes (página 5).

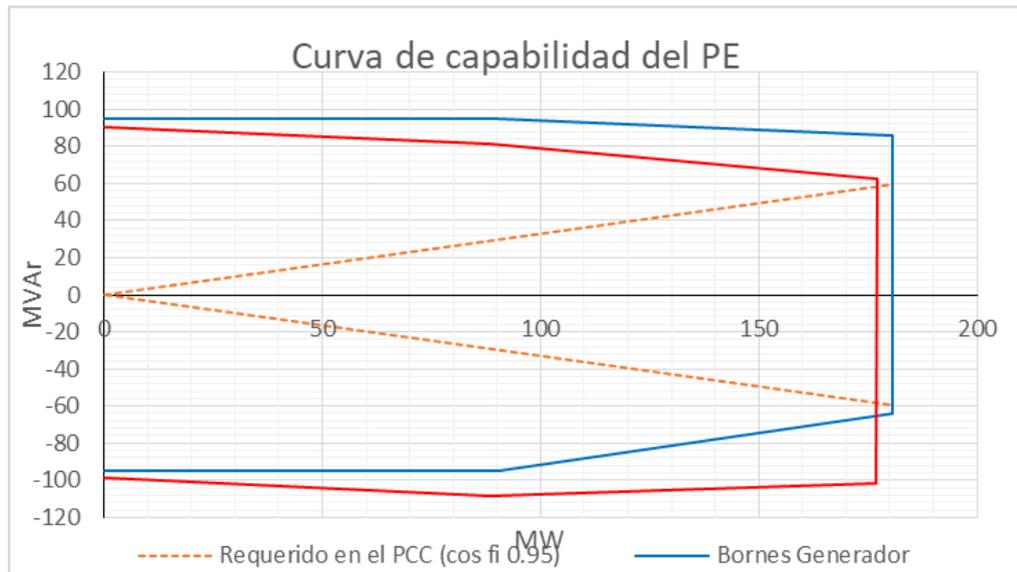


Fig. 3. Diagrama P-Q del Parque Eólico.

A continuación en la Tabla 9, se presentan los puntos de análisis del generador equivalente (aerogeneradores 43 Unidades):

Tabla 9. Puntos Característicos del Diagrama de Capacidad del Parque.

Aerogeneradores 0,72 kV		
Punto	P despachada [MW]	Q Despachada [MVAr]
1	0	94.6
2	90.3	94.6
3	180.6	85.613
4	180.6	-63.726

5	90.3	-94.6
6	0	-94.6

A partir de los puntos definidos en la Tabla 9 se verifica la necesidad o no de compensación reactiva. En la Tabla 10 se detallan los valores de los vértices del diagrama P-Q de la planta eólica en el punto común de conexión (PCC) en 132 kV:

Tabla 10. Valores de los vértices de la curva P-Q del Parque eólico.

Punto	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVar]	Cos ϕ	Compensación Necesaria [MVar]
1	0	90.4	-	0
2	87	81	0.732	0
3	177	62.4	0.943	15
4	176.8	-102	0.877	0
5	88.4	-108.4	0.632	0
6	0	-98.6	-	0

Se aprecia que se cumple el requisito establecido por el Anexo 40 de Los Procedimientos, de $\cos \phi \leq 0.95$ en el punto de conexión en 132 kV.

Resulta necesaria la incorporación de 15 MVar de compensación shunt capacitiva para cumplir con los requerimientos de $\cos \phi \leq 0.95$ en el punto de conexión que exige el [3].

Por otra parte, se visualiza que el sistema externo no requiere disponer de compensación inductiva.

3) Determinación del tipo de parque:

En esta parte del estudio se verifica que las variaciones de tensión en las barras seleccionadas (con el parque conectado y desconectado) cumplan con la variación de tensión estipulada por CAMMESA (al menos una de las barras) para que el parque sea del “Tipo A”.

El Anexo 40 de Los Procedimientos de CAMMESA [3], establece que un parque será tipo A si ante variaciones rápidas de viento la variación de tensión supera los siguientes límites:

- 1% en nodos de tensión superior a 132 kV y menor o igual 500 kV
- 2% en nodos de tensión menor o igual a 132 kV
- 3% en nodos de tensión menor o igual a 35 kV

Se toma como base el escenario de Valle de Invierno 2020, que representa la situación más pesimista desde el punto de vista del impacto que producen sobre la red las variaciones de potencia activa y reactiva entregadas por el parque.

En la Tabla 11 se muestran las variaciones de tensiones en las barras del parque y cercanas al mismo las cuales están dentro de la zona de influencia.

Tabla 11. Variaciones de tensión ante la desconexión del parque.

Barra	UN [kV]	Tensión con PE [pu]	Tensión sin PE [pu]	ΔU [%]
2008	500	0.985	0.988	0.30%
2298	132	0.987	0.994	0.71%
2300	132	1.001	0.986	-1.50%
2420	132	1.020	0.986	-3.33%
2296	132	0.987	0.994	0.71%
2220	132	0.996	0.983	-1.31%
2416	132	1.010	1.010	0.00%
2414	132	1.010	1.010	0.00%
2212	132	1.007	1.008	0.15%
2266	132	0.993	0.982	-1.11%
2254	132	0.973	0.977	0.41%
2371	132	1.002	1.007	0.50%
2359	132	1.005	1.008	0.30%
2204	132	0.967	0.976	0.93%
2345	132	0.972	0.978	0.62%
2299	132	0.978	0.982	0.41%
2390	132	0.973	0.980	0.72%

De acuerdo con lo observado en la tabla, específicamente en la barra 2420 correspondiente a la ET de 132 kV del Parque, el mismo es de TIPO A, por lo que es exigible la presencia de un control conjunto de tensiones (CCT).

4) *Comportamiento del parque frente a variaciones frecuentes de potencia:*

De acuerdo con lo establecido en [3], las variaciones frecuentes de viento no deben provocar variaciones en la tensión que superen los límites establecidos (enumerados anteriormente en Determinación del tipo de Parque). Para representar esta situación, se simuló en los escenarios de Pico y Valle Invierno 2020 una reducción del 40% de la potencia generada. En la condición previa, el parque se encuentra entregando su potencia nominal y aportando potencia reactiva.

De acuerdo con lo que puede observarse en la Tabla 12 y Tabla 13, las variaciones frecuentes de viento no ocasionan perturbaciones sensibles en las tensiones de los nodos cercanos.

Tabla 12. Variaciones de tensión ante variaciones frecuentes de viento – Pico Invierno 2020

Barra	UN [kV]	Tensión con PE 100% [pu]	Tensión con PE 60% [pu]	ΔU [%]
2008	500	0,971	0,974	0,31%
2298	132	1,026	1,032	0,58%
2300	132	1,018	1,022	0,39%
2420	132	1,030	1,030	0,00%
2296	132	1,026	1,032	0,58%
2220	132	1,015	1,019	0,39%
2416	132	1,010	1,010	0,00%

2414	132	1,010	1,010	0,00%
2212	132	1,006	1,006	0,00%
2266	132	1,014	1,018	0,39%
2254	132	0,991	0,994	0,30%
2371	132	1,020	1,020	0,00%
2359	132	1,008	1,009	0,10%
2204	132	0,974	0,981	0,72%
2345	132	0,980	0,984	0,41%
2299	132	1,004	1,008	0,40%
2390	132	1,007	1,012	0,50%

Tabla 13. Variaciones de tensión ante variaciones frecuentes de viento – Valle Invierno 2020

Barra	U_N [kV]	Tensión con PE 100% [pu]	Tensión con PE 60% [pu]	ΔU [%]
2008	500	0,989	0,991	0,20%
2298	132	0,965	0,971	0,62%
2300	132	0,981	0,985	0,41%
2420	132	1,000	1,000	0,00%
2296	132	0,965	0,971	0,62%
2220	132	0,975	0,980	0,51%
2416	132	1,010	1,010	0,00%
2414	132	1,010	1,010	0,00%
2212	132	1,006	1,006	0,00%
2266	132	0,972	0,977	0,51%
2254	132	0,959	0,963	0,42%
2371	132	0,990	0,994	0,40%
2359	132	0,998	1,000	0,20%
2204	132	0,950	0,957	0,74%
2345	132	0,965	0,968	0,31%
2299	132	0,963	0,967	0,42%
2390	132	0,954	0,959	0,52%

5) *Análisis en condición de red completa:*

Para realizar el análisis en condición N se tomaron los escenarios de Pico y Valle de invierno del 2020 para representar los escenarios de ingreso y el Pico de verano de 2020/21 para representar el escenario horizonte.

a) *Pico invierno 2020, sin generación eólica*

En ausencia de viento en la región atlántica, no resulta necesario incorporar generación térmica forzada para abastecer la demanda.

Los transformadores de 500/132 kV que se encuentran en la zona de estudio (ET1, ET2, ET3) se encuentran cargados al 58%, 36% y 33% de su capacidad nominal respectivamente (el flujo se dirige desde las barras de 500 kV hacia las de 132 kV). El corredor por donde se evacuará la potencia generada por el PE, se encuentra cargado al 27% como máximo en unos de sus tramos.

No se observa sobrecarga en las demás líneas y transformadores de la zona.

b) Pico invierno 2020, máxima generación eólica

En este escenario, se despacharon a máxima potencia el PE (180,6 MW) y las plantas eólicas de la zona cercanas a este.

Como resultado, se observa una sobrecarga del 18% por sobre la capacidad de los TI's de una LAT 132 kV y, una sobrecarga en dos de los capacitores serie de la ET3 500 kV. Para solucionar la sobrecarga de los capacitores de la ET3 500 kV, se redujo la generación hidráulica en el Sistema Interconectado Patagónico (SIP) en un valor cercano a 350 MW. En cuanto a la sobrecarga de la LAT 132 kV, se propone el oportuno reemplazo de los TI's de la línea, con lo cual la capacidad de la línea pasa a ser la del conductor que es de 122,3 MVA. Además, se observa que las tensiones de diferentes barras de 132 kV están por debajo de lo permitido por normativa. Para solucionar este inconveniente se modificaron los TAPs de los transformadores de la ET 500 kV cercana.

c) Valle invierno 2020, sin generación eólica

En ausencia de viento en la región atlántica, no resulta necesario incorporar generación térmica forzada para abastecer la demanda. Los niveles de tensión en la zona se encuentran dentro de valores normales.

Los transformadores de 500/132 kV que se encuentran en la zona de estudio (ET1, ET2, ET3) se encuentran cargados al 34%, 25% y 20% de su capacidad nominal respectivamente (el flujo se dirige desde las barras de 500 kV hacia las de 132 kV). El corredor por donde se evacuará la potencia generada por el PE, se encuentra cargado al 39% como máximo en unos de sus tramos.

No se observa sobrecarga en las demás líneas y transformadores de la zona.

d) Valle invierno 2020, máxima generación eólica

En este escenario, se despacharon a máxima potencia el PE (180,6 MW) y las plantas eólicas de la zona cercanas a este.

Como resultado, se observa que una barra en 132 kV, la tensión está por debajo del límite permitido. Para solucionar esto se modifica los Taps de los transformadores de la ET3 500 kV. Además, se observa una sobrecarga del 31% por sobre la capacidad de los TI's de una LAT 132 kV. Para solucionar este inconveniente se propone el oportuno reemplazo de los TI's de dicha LAT, con lo cual la capacidad de la línea pasa a ser la del conductor que es de 122,3 MVA.

No se observan sobrecargas en las demás líneas y transformadores de la zona, y las tensiones de las demás barras se encuentran dentro del límite permitido por normativa.

e) Pico verano 2020/221, sin generación eólica

En ausencia de recurso eólico de la zona, no resulta necesario incorporar generación térmica forzada para abastecer la demanda. Los niveles de tensión en la zona se encuentran dentro de valores normales.

Los transformadores de ET1, ET2 y ET3 se encuentran cargados al 64%, 27% y 23% respectivamente de su capacidad nominal (el flujo se dirige desde las barras de 500 kV hacia las de 132 kV). El corredor por donde se evacuará la potencia generada por el PE, se encuentra cargado al 37% como máximo en unos de sus tramos.

No se observa sobrecarga en las demás líneas y transformadores de la zona.

f) Pico verano 2020/2021, máxima generación eólica

En este escenario, se despacharon a máxima potencia el PE (180,6 MW) y las plantas eólicas de la zona cercanas a este.

Como resultado, se observa una sobrecarga del 27% por sobre la capacidad de los TI's de una LAT 132 kV del corredor de potencia del PE y, una sobrecarga en dos de los capacitores serie de la ET3 500 kV. Además, se observa que la tensión de algunas barras está por debajo del límite permitido por normativa. Para solucionar estos inconvenientes es necesario reemplazar de los TI's de la LAT 132 kV mencionada, con lo cual la capacidad de la línea pasa a ser la del conductor (122,3 MVA), y disminuir alrededor de 700 MW de generación hidráulica en el Sistema Interconectado Patagónico (SIP).

No se observan sobrecargas en las demás líneas y transformadores de la zona, y las tensiones de las barras se encuentran dentro del límite permitido por normativa.

6) Análisis en condición de red incompleta:

En este apartado se verifica el correcto funcionamiento del sistema en condiciones de indisponibilidad simple (N-1) de los elementos que se enumeran a continuación:

- LAT 132 kV (1).
- TRANSFORMADOR (2).
- LEAT 500 kV (3).

a) LAT 132 kV (1)

En el escenario de Pico, ante la indisponibilidad de la LAT 132 kV (1) se observan los siguientes elementos sobrecargados:

- LAT 132 kV: Sobrecarga del 38% sobre la capacidad límite del conductor. La Capacidad del conductor es de 535 A (122.3 MVA).
- LAT 132 kV: Sobrecarga del 26% sobre la capacidad límite del conductor. La Capacidad del conductor es de 535 A (122.3 MVA).
- LAT 132 kV: Sobrecarga del 13% sobre la capacidad límite del conductor. La Capacidad del conductor es de 535 A (122.3 MVA).

Para evitar estas sobrecargas se debe reducir la generación del PE en 48 MW (12 aerogeneradores). Para el resto de la zona de análisis, no se observa sobrecarga en líneas y

transformadores. Las tensiones de las barras de la zona se encuentran dentro de los límites permitidos por normativa.

En el escenario de Valle, ante la indisponibilidad planteada se observan los siguientes elementos sobrecargados:

- LAT 132 kV: Sobrecarga del 56% sobre la capacidad límite del conductor. La Capacidad del conductor es de 535 A (122.3 MVA).
- LAT 132 kV: Sobrecarga del 42% sobre la capacidad límite del conductor. La Capacidad del conductor es de 535 A (122.3 MVA).
- LAT 132 kV: Sobrecarga del 27% sobre la capacidad límite del conductor. La Capacidad del conductor es de 535 A (122.3 MVA).

Para evitar estas sobrecargas se debe reducir la generación del PE en 69 MW (17 aerogeneradores). Para el resto de la zona de análisis, no se observa sobrecarga en las demás líneas y transformadores de la zona. Las tensiones de las barras de la zona se encuentran dentro de los límites permitidos por normativa.

b) TRANSFORMADOR (2)

En el escenario de Pico, ante la indisponibilidad del TRANSFORMADOR (5) se observan los siguientes elementos sobrecargados:

- LAT 132 kV: Sobrecarga del 3% sobre la capacidad límite de los TI's de la línea (91,4 MVA). La Capacidad del conductor es de 760 A (173.7 MVA).

Para evitar esta sobrecarga se debe reducir la generación de uno de los Parque eólicos de la zona de influencia en 6 MW. Para el resto de la zona de análisis, no se observa sobrecarga en líneas y transformadores. Las tensiones de las barras de la zona se encuentran dentro de los límites permitidos por normativa.

En el escenario de Valle, ante la indisponibilidad de la planteada no se observa sobrecarga en líneas y transformadores. Las tensiones de las barras de la zona se encuentran dentro de los límites permitidos por normativa.

c) LEAT 500 kV (3)

En el escenario de Pico, ante la indisponibilidad de la LEAT 500 kV (3) se observan sobrecargas en los siguientes elementos:

- LAT 132 kV: Sobrecarga del 21% sobre la capacidad (91,45 MVA) de los TI's de la línea. La Capacidad del conductor es de 760 A (173,8 MVA).
- LAT 132 kV: Sobrecarga del 3% sobre la capacidad (68,6 MVA) de los TI's de la línea. La Capacidad del conductor es de 535 A (122,3 MVA).

Para solucionar estos inconvenientes se debe reducir la siguiente generación:

- Parque Eólico 1, 43,41 MW
- Parque Eólico 2, 15 MW

Luego de las restricciones planteadas, no se observa sobrecarga en las demás líneas y transformadores de la zona. Las tensiones de las barras de la zona se encuentran dentro de los límites permitidos por normativa.

En el escenario Valle, ante la indisponibilidad planteada no se requiere ninguna modificación en el despacho de la zona. No se observan sobrecargas en las líneas y transformadores de la zona y, además, las tensiones de las barras se encuentran dentro de los límites permitidos por normativa.

7) Estudios de Cortocircuito

Los cortocircuitos analizados son trifásicos y monofásicos y se verificó que la potencia de cortocircuito no superara la de diseño de los equipos de interrupción actualmente instalados en la red.

Como base para los estudios de cortocircuito, se utilizó el escenario de Pico de Invierno de 2020.

Se empleó el módulo de análisis de fallas del programa PSS/E v32.0.5 de Power Technologies Inc.

En las siguientes tablas (Tabla 14 y Tabla 15) se detallan los resultados obtenidos en el cálculo de cortocircuitos trifásicos y monofásicos en las barras cercanas al parque.

Tabla 14. Niveles de cortocircuito trifásico en la zona de influencia del parque

Barra	U _N [kV]	S Ruptura [MVA]	Sin PE [MVA]	Con PE [MVA]	Diferencia [%]
2008	500	35000	11720,17	11711,32	-0,08%
2298	132	7200	3736,86	3808,53	1,92%
2300	132	5000	1374,04	1512,69	10,09%
2420	132	-	947,23	1102,15	16,36%
2296	132	7200	3736,86	3808,53	1,92%
2220	132	3500	1296,81	1399,01	7,88%
2416	132	-	1078,27	1082,49	0,39%
2414	132	FUTURA	1313,33	1315,94	0,20%
2212	132	5000	1212,76	1214,78	0,17%
2266	132	2500	1261,51	1343,36	6,49%
2254	132	5000	671,29	668,26	-0,45%
2371	132	FUTURA	1762,95	1776,31	0,76%
2359	132	FUTURA	1617,66	1622,46	0,30%
2204	132	3500	874,08	865,13	-1,02%
2345	132	FUTURA	702,92	696,47	-0,92%
2299	132	9000	749,83	746,62	-0,43%
2390	132	7000	1262,11	1258,64	-0,27%
2421	33	-	-	794,77	-

Tabla 15. Niveles de cortocircuito monofásico en la zona de influencia del parque

Barra	U _N [kV]	S Ruptura [MVA]	Sin PE [MVA]	Con PE [MVA]	Diferencia [%]
2008	500	35000	8061,68	8037,76	-0,30%
2298	132	7200	4205,61	4258,98	1,27%
2300	132	5000	1502,40	1741,04	15,88%
2420	132	-	804,79	1407,48	74,89%
2296	132	7200	4205,61	4258,98	1,27%
2220	132	3500	1226,48	1350,09	10,08%
2416	132	-	1288,10	1292,21	0,32%
2414	132	FUTURA	1615,74	1618,54	0,17%
2212	132	5000	1285,79	1287,29	0,12%
2266	132	2500	1100,73	1181,17	7,31%
2254	132	5000	616,03	612,72	-0,54%
2371	132	FUTURA	1742,47	1751,35	0,51%
2359	132	FUTURA	1606,98	1609,79	0,17%
2204	132	3500	879,98	869,37	-1,21%
2345	132	FUTURA	597,44	591,65	-0,97%
2299	132	9000	484,49	481,47	-0,62%
2390	132	7000	873,52	867,09	-0,74%
2421	33	-	-	661,25	-

Los niveles de potencia de cortocircuito se mantienen por debajo de los valores máximos del equipamiento existente, en los escenarios con y sin el PE.

3. Conclusiones:

Tras la realización de los estudios eléctricos estacionarios se puede observar que es necesario incorporar compensación capacitiva para alcanzar el requerimiento de factor de potencia menor o igual a 0,95 para cumplir con la reglamentación de CAMESA. Además siendo el parque eólico de TIPO A, se debe contar con un control conjunto que regule una consigna de tensión en su punto de interconexión.

Por otro lado las fluctuaciones observadas en los niveles de tensión frente a variaciones frecuentes del viento se encontraron dentro de las bandas estipuladas en [3], por lo que no resulta necesario dotar al PE con equipos de control automático de la tensión de alta velocidad de respuesta.

Respecto al estudio de “red completa N”, los escenarios sin generación eólica en la zona de influencia no se producen sobrecargas en equipamientos del sistema. Para los escenarios de Pico y Valle Invierno 2020, con máxima generación eólica en la zona, ante el ingreso del nuevo PE se observan sobrecargas en una de las LAT 132 kV correspondiente al corredor de potencia. El oportuno remplazo de los TI’s de la línea mencionada permitiría pleno despacho de la potencia del futuro PE.

Las condiciones de operación de red incompleta muestran que es necesario implementar esquema de Reducción Automática de Generación / Desconexión Automática de Generación (RAG/DAG) ante contingencias en la red de 132kV para evitar sobrecargas post-falla en los conductores de las líneas de 132kV del área

Por último los niveles de cortocircuito resultaron dentro de los límites aceptables para el equipamiento existente.

En vista de los resultados señalados anteriormente se concluye que es viable la incorporación de la nueva generación correspondiente al Parque Eólico (180,6 MW), vinculado a la red de 132 kV de TRANSBA.

Referencias

- [1] Resolución 137/92 – Anexo 16: “Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica” (Parte 2, Título I).
- [2] Anexo 17: “Ingreso de Nuevos Agentes al Mercado Eléctrico Mayorista” (inciso 3.5.1.3).
- [3] Anexo 40 de los Procedimiento de CAMMESA, “Generación Eólica”.
- [4] Procedimiento Técnico N° 1 de CAMMESA: “Estudios Requeridos para la presentación de la Solicitud de Acceso al Sistema de Transporte”
- [5] <https://www.siemens.com/global/en/home/products/energy/services/transmission-distribution-smart-grid/consulting-and-planning/pss-software.html>
- [6] Curso: “Uso de Software PSS/E, Módulo Flujos de Carga”, Rolando Sanchez Chaves, Enero 2013.
- [7] Artículo “Equivalencing the collector system of a large wind power plant” (1-4244-0493-2/06 ©2006 IEEE).
- [8] Anexo 4 de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios publicadas por CAMMESA.
- [9] Anexo I del Procedimiento Técnico N°4, CAMMESA.