

INSTITUTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
IIE

UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA
UDELAR

DEPARTAMENTO DE POTENCIA
DP



*Estudio de la instalación y conectividad de un Parque Eólico al SIN,
y evaluación del nivel de emisión de flicker en presencia de “flicker
background”*

POR

Adrián Arriondo - 4.523.518-5

Martín Sánchez - 4.588.793-6

Martín Escanda - 4.564.636-2

PROYECTO DE FIN DE CARRERA PRESENTADO COMO REQUISITO
PARCIAL PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO PERFIL
POTENCIA

MONTEVIDEO, URUGUAY

ABRIL 2016

*Estudio de la instalación y conectividad de un Parque Eólico al SIN,
y evaluación del nivel de emisión de flicker en presencia de “flicker
background”*

POR

Adrián Arriondo - 4.523.518-5

Martín Escanda - 4.564.636-2

Martín Sánchez - 4.588.793-6

ABRIL 2016

COMITÉ EVALUADOR:

Virginia Echinope

Ignacio Afonso

Mario Vignolo

Andrés Cardozo

ACEPTADO:

Dr. Ing. Eléctrico Mario Vignolo
Jefe del Departamento de Potencia en el Instituto de Ingeniería Eléctrica
(IIE)
Facultad de Ingeniería - Universidad de la República

MSc. Ing. Eléctrico Perfil Potencia Andrés Cardozo
Asistente del Departamento de Potencia en el Instituto de Ingeniería Eléctrica
(IIE)
Facultad de Ingeniería - Universidad de la República

RESUMEN

Como ya es de conocimiento, el sector de la energía eléctrica en Uruguay durante la mayor parte de su historia se ha caracterizado por una estructura de generación basada en sus centrales hidroeléctricas y térmicas. Si bien el sistema interconectado con los países vecinos ha permitido la compra de energía a la región, la escasa diversificación de la matriz energética vuelve al sistema altamente dependiente de los recursos hídricos y de los combustibles fósiles. Tal es así que, con el objetivo de tener una mayor independencia en cuanto a la generación de energía, se ha apuntado a diversificar la matriz energética, y a incorporar otras fuentes de generación fundamentalmente de carácter renovable.

De esta manera, surge el interés sobre la elaboración de un proyecto de ingeniería fundamentado en optimizar la calidad de energía eólica, en el marco de un requisito académico de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República, que cuenta en su currícula de grado de la carrera de Ingeniería Eléctrica del Departamento de Potencia, la realización de un proyecto que busque integrar todos los conocimientos adquiridos.

Resumidamente, mediante este documento se pretende estudiar y comparar las instalaciones eléctricas de algunos de los parques eólicos actualmente operativos en el Uruguay, así como realizar el estudio exhaustivo de un componente fundamental de la instalación como lo son las Celdas de Media Tensión, y fundamentalmente evaluar el nivel de emisión de flicker en parques eólicos en presencia de “flicker background” (con especial énfasis y como parte de evaluación del impacto en la compatibilidad electromagnética).

Dada la alta penetración de la energía eólica en la matriz energética nacional, resulta relevante realizar una revisión de algunos de los criterios utilizados en el diseño de las instalaciones eléctricas de parques eólicos, en la selección de los componentes utilizados en dicha instalación y en los estudios de conectividad que deben realizarse de forma previa y posterior a la conexión del parque con la red. De esta manera, se contribuye por un lado a determinar características comunes de las instalaciones eléctricas a fin de identificar fortalezas y oportunidades de mejora que impacten en las políticas de mantenimiento a futuro. Y por otro, se verifica al menos en algún aspecto, si los requisitos exigidos a los parques eólicos en cuanto a compatibilidad electromagnética son adecuados en el sentido de si efectivamente limitan de manera razonable las emisiones de perturbaciones a la red eléctrica.

AGRADECIMIENTOS

Aprovechamos este espacio de modo que sirva para expresar nuestro profundo y sincero agradecimiento a todas aquellas personas que con su ayuda han colaborado en la realización del presente trabajo, en especial al MSc. Ing. Andrés Cardozo, tutor de esta investigación, por la orientación, el seguimiento y la supervisión continúa de la misma, pero sobre todo por la motivación y el apoyo recibido a lo largo del año.

Especial reconocimiento merece el interés mostrado por el trabajo y las sugerencias recibidas del Dr. Ing. Mario Vignolo, Jefe - Departamento de Potencia en el Instituto de Ingeniería Eléctrica (IIE), Facultad de Ingeniería Universidad de la República. También nos gustaría agradecer la ayuda recibida de las empresas tanto privadas como públicas que se encargaron de brindarnos información a lo largo del mismo sin problema alguno.

Nos gustaría hacer extensiva nuestra gratitud a nuestros compañeros del Departamento de Potencia del Instituto de Ingeniería Eléctrica, y un especial agradecimiento merece la comprensión, paciencia y el ánimo recibido de nuestras familias y amigos a lo largo de toda la carrera. A todos ellos, muchas gracias.

DEDICATORIA

La presente tesis es dedicada especialmente a nuestra familia que gracias a su apoyo se pudo concluir con la carrera y cumplir con los objetivos como personas y estudiantes.

Por otra parte, es dedicada con especial énfasis a los tutores Andrés Cardozo y Mario Vignolo, los cuales brindaron su apoyo a lo largo de la misma, y a los docentes que nos formaron como estudiantes y futuros profesionales.

Índice general

1. Introducción	1
1.1. Aerogeneradores - Producción y obtención de energía	2
1.1.1. Tecnologías existentes de aerogeneradores	4
1.1.1.1. Tecnología Tipo 3 o DFIG	5
1.1.1.2. Tecnología Tipo 4 o Full Converter (FC)	5
1.1.1.3. Comparación de tecnologías	5
1.2. Ventajas y desventajas de la energía eólica	5
1.3. La energía eólica en el Uruguay	7
1.4. Desarrollo del problema	8
2. Celdas en Media Tensión	11
2.1. Clasificación General	11
2.1.1. Según tipo de envolvente	12
2.1.2. Según tipo de instalación	12
2.1.3. Según tipo de medio aislante	12
2.1.4. Según tipo de medio de corte	12
2.1.5. Según tipo de compartimentación interna	13
2.1.6. Según accesibilidad y continuidad de servicio	13
2.2. Funciones	14
2.3. Seguridad	14
2.3.1. Protección contra contactos eléctricos	14
2.3.2. Protección ante arcos eléctricos internos	17
2.3.3. Enclavamientos e interbloqueos	17
2.4. Señalizaciones e indicaciones	19
2.5. Ensayos de puesta en servicio y mantenimiento	20
2.5.1. Verificaciones luego del montaje	20
2.5.2. Medida de resistencia de aislación de celdas y sus componentes	20
2.5.3. Ensayos funcionales	21
2.5.4. Ensayos de señalización	22
2.5.5. Verificación de los Enclavamientos	22
2.6. Estudio de una celda de media tensión particular	22
2.6.1. Descripción básica	22
2.6.2. Descripción de la aparamenta	25
2.6.2.1. Interruptor automático	25
2.6.2.2. Seccionador de 3 posiciones	27
2.6.2.3. Transformadores de tensión y corriente	27

3. Análisis de distintos parques eólicos	30
3.1. Parques eólicos estudiados	30
3.1.1. Características principales	30
3.1.2. Descripción general	31
3.1.3. Ventajas y desventajas	32
3.2. Recomendaciones sobre la planificación	37
3.3. Operación y mantenimiento en cables	38
3.3.1. Ensayos eléctricos en cables	39
3.3.1.1. Ensayo de tensión resistida en very low frequency (VLF 0,1 Hz)	39
3.3.1.2. Ensayo/mapa de descargas parciales	40
3.3.1.3. Ensayo de tangente de delta o factor de disipación	41
3.3.1.4. Reflectometría diferencial de conductores	42
3.3.1.5. Ensayo de integridad de la cubierta exterior	43
4. Flicker	45
4.1. Origen de las variaciones en la calidad de energía	46
4.2. Variaciones de frecuencia de la tensión	46
4.2.1. Equilibrio de potencia	46
4.2.2. Control potencia-frecuencia	47
4.2.2.1. Spinning Reserve - “Reserva giratoria”	49
4.2.2.2. Elección de la potencia de ajuste P_{SET}	50
4.2.2.3. Intercambio de carga	50
4.2.3. Ejemplos de variaciones reales de frecuencia	51
4.3. Variaciones de magnitud de la tensión	51
4.3.1. Efecto de las variaciones de tensión en los equipos	52
4.3.2. Cálculo de la variación de magnitud de la tensión y su relación con el flujo de potencia	53
4.3.2.1. Expresiones aproximadas	55
4.3.2.2. Caída de tensión a lo largo de un cable alimentador	56
4.3.3. Métodos de control de tensión	58
4.3.4. Descripción analítica de las fluctuaciones de tensión	59
4.3.5. La Variación Relativa de Tensión	60
4.4. Curvas de tolerancia	62
4.5. Percepción de fluctuaciones de la luz	63
4.5.1. La curva de flicker o <i>flickercurve</i>	64
4.6. Medidor de flicker según la norma IEC 61000-4-15	64
4.6.1. Diagrama de Bloques	65
4.6.1.1. Transformador de entrada	67
4.6.1.2. Bloque 1, Adaptación de la tensión de entrada y cir- cuito de chequeo	68
4.6.1.3. Bloque 2, Demodula	68
4.6.1.4. Bloque 3, Simulación del ojo	74
4.6.1.5. Bloque 4, Simulación del cerebro	75
4.6.1.6. Bloque 5, Análisis estadístico	76
4.7. Interpretación del procesado estadístico	81
4.8. Caracterización de la respuesta	83
4.9. Especificación del medidor de flicker	84

4.9.1.	Respuesta y exactitud	85
4.9.2.	Ensayos al medidor de flicker	86
4.9.2.1.	Generalidades	86
4.9.2.2.	Variaciones de tensión sinusoidales y rectangulares	87
4.9.2.3.	Variaciones de tensión rectangulares y ensayo de rendimiento	87
4.9.2.4.	Requisitos ambientales y otros	88
5.	Propagación del flicker por la red	89
5.1.	Límites de emisión en instalaciones de MT, AT y EAT	89
5.2.	Conceptos básicos de CEM relacionados con las fluctuaciones de tensión.	90
5.2.1.	Niveles de compatibilidad	90
5.2.2.	Niveles de planificación	91
5.2.3.	Ilustración de los conceptos de CEM	93
5.3.	Niveles de emisión	94
5.3.1.	Principios generales para el establecimiento de los límites de emisión	95
5.3.1.1.	Etapa 1: Evaluación simplificada de la emisión	95
5.3.1.2.	Etapa 2: Límites de emisión en relación a las características reales del sistema	96
5.3.1.3.	Etapa 3: Aceptación de niveles de emisión más altos de manera condicional	96
5.3.1.4.	Responsabilidades	97
5.4.	Directrices generales para la evaluación de los niveles de emisión	97
5.4.1.	Punto de evaluación	97
5.4.2.	Definición del nivel de emisión de flicker	98
5.4.2.1.	Evaluación de los niveles de emisión de flicker	98
5.4.2.2.	Potencia de cortocircuito del sistema o impedancia declaradas	99
5.4.2.3.	Pautas generales para la evaluación de la impedancia declarada del sistema	100
5.5.	Ley sumatoria general	100
5.6.	Límites de emisión para instalaciones fluctuantes conectadas a redes de MT	101
5.6.1.	Etapa 1: Evaluación simplificada de la emisión	101
5.6.2.	Etapa 2: Límites de emisión en relación con las características reales del sistema	102
5.6.3.	Etapa 3: Aceptación de altos niveles de emisión de manera condicional	105
5.6.4.	Diagrama del procedimiento de evaluación	106
5.7.	Límites de emisión para instalaciones fluctuantes conectadas a sistemas de AT o EAT	106
5.7.1.	Etapa 1: Evaluación simplificada de la emisión	106
5.7.2.	Etapa 2: Límites de emisión en relación con las características reales del sistema	108
5.7.3.	Etapa 3: Aceptación de altos niveles de emisión de manera condicional	110

5.8.	Variaciones rápidas de tensión	110
5.9.	Curvas $P_{st} = 1$ y datos numéricos para aplicaciones en 230V y 120V	110
5.9.1.	Reasignación de contribuciones globales y niveles de planificación considerando los coeficientes de transferencia	112
5.9.1.1.	Cálculo de contribuciones globales utilizando los coeficientes de transferencia	112
5.9.1.2.	Utilización de los coeficientes de transferencia para recuperar y reasignar las contribuciones de las emisiones no utilizadas	112
5.9.1.3.	Reasignación entre niveles de tensión de las contribuciones de emisión no utilizadas	113
6.	Requerimientos exigidos y emisión de flicker de parques eólicos	115
6.1.	Requerimientos de flicker según países	116
6.2.	Emisión de flicker causada por aerogeneradores en la red uruguaya	117
6.2.1.	Potencia de cortocircuito en la red de 150 kV	119
6.2.2.	Comparación entre tecnologías	119
7.	Metodología para la medición de flicker en un sistema de turbinas eólicas según norma IEC 61400-21	123
7.1.	Evaluación de calidad de la Energía	123
7.1.1.	Fluctuación de tensión	124
7.1.2.	Modelo para estimación de índices de severidad de flicker en el PCC	124
8.	Evaluación de la calidad de energía de parques eólicos operativos en Uruguay	128
8.1.	Consideraciones previas	128
8.1.1.	Mapa Eólico de Uruguay	128
8.1.2.	Límites de emisión de flicker en el SIN	128
8.2.	Evaluación teórica	129
8.2.1.	Severidad de flicker en régimen de operación continua	130
8.2.2.	Severidad de flicker en régimen de operación de conmutación	131
8.3.	Evaluación práctica	133
8.3.1.	Mediciones sin generación	133
8.3.2.	Mediciones con generación	134
8.3.3.	Verificación del cumplimiento de los límites de emisión	134
9.	Conclusiones	136
A.	Respuesta normalizada del medidor de flicker	140
B.	Evaluación de la emisión de flicker de aerogeneradores según norma IEC 61400-21	144
B.1.	Red Ficticia	145
B.2.	Evaluación de la emisión de flicker de un aerogenerador bajo operación continua	146
B.2.1.	Procedimiento del ensayo	147

C. Planos de los parques eólicos estudiados en el capítulo 3	152
Bibliografía	161

Capítulo 1

Introducción

La energía eólica es la energía obtenida a partir del viento, es decir, la energía cinética generada por efecto de las corrientes de aire, y que es convertida en otras formas útiles de energía para las actividades humanas.

En la actualidad, la energía eólica es utilizada principalmente para producir electricidad mediante aerogeneradores conectados a las grandes redes de distribución y transmisión de energía eléctrica.

Los parques eólicos construidos en tierra suponen una fuente de energía cada vez más barata y competitiva, e incluso más barata en muchas regiones que otras fuentes de energía convencionales. Pequeñas instalaciones eólicas pueden, por ejemplo, proporcionar electricidad en regiones remotas y aisladas que no tienen acceso a la red eléctrica, al igual que la energía solar fotovoltaica.

El auge de la energía eólica ha provocado también la planificación y construcción de parques eólicos marinos, a menudo conocidos como *parques eólicos offshore* por su nombre en inglés, situados cerca de las costas. La energía del viento es más estable y fuerte en el mar que en tierra, y los parques eólicos marinos tienen un impacto visual menor, sin embargo, sus costes de construcción y mantenimiento son considerablemente mayores [47].

La energía eólica es un recurso abundante, renovable y limpio que ayuda a disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero al reemplazar fuentes de energía a base de combustibles fósiles. El impacto ambiental de este tipo de energía es además, generalmente, menos problemático que el de otras fuentes de energía.

La energía del viento es bastante estable y predecible a escala anual, aunque presenta variaciones significativas a escalas de tiempo menores. Al incrementarse la proporción de energía eólica producida en una determinada región o país, se hace imprescindible establecer una serie de mejoras en la red eléctrica local. Diversas técnicas de control energético, como una mayor capacidad de almacenamiento de energía, una distribución geográfica amplia de los aerogeneradores, la disponibilidad de fuentes de energía de respaldo, la posibilidad de exportar o importar energía a regiones vecinas o la reducción de la demanda cuando la producción eólica es menor, pueden ayudar a mitigar en gran medida estos problemas. Adicionalmente,

la predicción meteorológica permite a los gestores de la red eléctrica estar preparados frente a las previsible variaciones en la producción eólica que puedan tener lugar a corto plazo.

1.1. Aerogeneradores - Producción y obtención de energía

La energía del viento está relacionada con el movimiento de las masas de aire que se desplazan desde zonas de alta presión atmosférica hacia zonas adyacentes de menor presión, con velocidades proporcionales al gradiente de presión.

Los vientos se generan a causa del calentamiento no uniforme de la superficie terrestre debido a la radiación solar; entre el 1 y el 2% de la energía proveniente del Sol se convierte en viento [39]. Durante el día, los continentes transfieren una mayor cantidad de energía solar al aire que las masas de agua, haciendo que éste se caliente y se expanda, por lo que se vuelve menos denso y se eleva. El aire más frío y pesado que proviene de los mares, océanos y grandes lagos se pone en movimiento para ocupar el lugar dejado por el aire caliente.

Para poder aprovechar la energía eólica es importante conocer las variaciones diurnas y nocturnas y estacionales de los vientos, la variación de la velocidad del viento con la altura sobre el suelo, la entidad de las ráfagas en espacios de tiempo breves, la dirección del viento, y los valores máximos ocurridos en series históricas de datos con una duración mínima de 20 años.

Para poder utilizar la energía del viento, es necesario que éste alcance una velocidad mínima que depende del aerogenerador que se vaya a utilizar pero que suele empezar entre los 3 m/s (10 km/h) y los 4 m/s ($14,4\text{ km/h}$), velocidad llamada “cut-in speed”, y que no supere los 25 m/s (90 km/h), velocidad llamada “cut-out speed”.

La energía del viento se aprovecha mediante el uso de máquinas eólicas o aeromotores capaces de transformar la energía eólica en energía mecánica de rotación utilizable, ya sea para accionar directamente las máquinas operatrices o para la producción de energía eléctrica. En este último caso, el más ampliamente utilizado en la actualidad, el sistema de conversión (que comprende un generador eléctrico con sus sistemas de control y de conexión a la red) es conocido como aerogenerador. En éstos, la energía eólica mueve una hélice y mediante un sistema mecánico se hace girar el rotor de un generador, normalmente un alternador que dependiendo del diseño del aerogenerador puede ser síncrono o asíncrono, jaula de ardilla o doblemente alimentado, con excitación o con imanes permanentes. Para que su instalación resulte rentable, suelen agruparse en concentraciones denominadas *parques eólicos*.

Un aerogenerador es una máquina que transforma la energía del viento en energía eléctrica. Las máquinas movidas por el viento tienen un origen remoto, funcionando las más antiguas como molinos. Un aerogenerador está conformado, básicamente, por dos elementos principales: por un lado, un rotor compuesto por un eje y la o

las palas correspondientes de modo de ser accionado por el viento y, por el otro, un generador que se mueve por arrastre del rotor.

Teniendo en cuenta que los generadores eléctricos normalmente trabajan a unas 1500 *r.p.m.* de promedio, es necesario intercalar una caja multiplicadora para adecuar las distintas velocidades de trabajo de estos dos elementos. En las máquinas pequeñas el generador suele ser un alternador conectado directamente al eje de rotación.

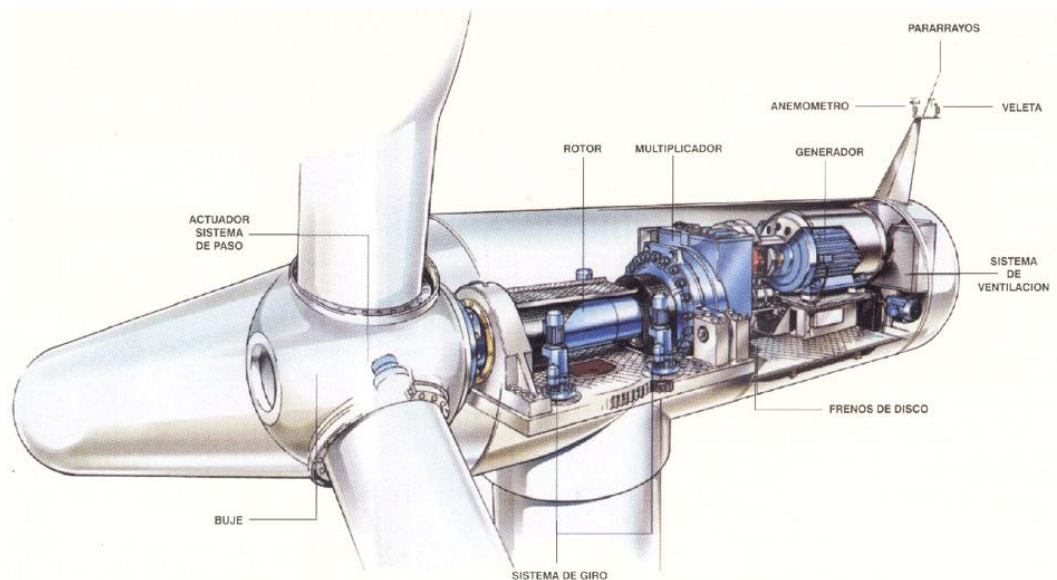


Figura 1.1: Aerogenerador eléctrico.

Tal como se aprecia en la figura 1.1, en general, los componentes de un aerogenerador suelen ser los siguientes:

- La góndola contiene los componentes claves del aerogenerador, incluyendo el multiplicador y el generador eléctrico. El personal de servicio puede entrar en la góndola desde la torre de la turbina. A la izquierda de la góndola tenemos el rotor del aerogenerador, es decir, las palas y el buje.
- El buje del rotor está acoplado al eje de baja velocidad del aerogenerador.
- Las palas del rotor capturan el viento y transmiten su potencia hacia el buje. En un aerogenerador moderno de 2000 *kW* cada pala mide alrededor de 55 metros de longitud y su diseño es muy parecido al del ala de un avión.
- El eje de baja velocidad del aerogenerador conecta el buje del rotor al multiplicador. En un aerogenerador moderno de 600 *kW* el rotor gira lentamente, desde unas 19 a 30 *r.p.m.* El eje contiene conductos del sistema hidráulico para permitir el funcionamiento de los frenos aerodinámicos.
- El eje de alta velocidad gira aproximadamente a 1500 *r.p.m.*, lo que permite el funcionamiento del generador eléctrico de manera más eficiente. Está equipado con un freno de disco mecánico de emergencia. El freno mecánico se utiliza en caso de fallo del freno aerodinámico, o durante las labores de mantenimiento de la turbina.

- El multiplicador tiene a su izquierda el eje de baja velocidad. Permite que el eje de alta velocidad que está a su derecha gire 50 veces más rápidamente que el eje de baja velocidad.
- El generador eléctrico puede ser síncrono o asíncrono. En un aerogenerador moderno la potencia máxima suele estar entre 500 y 3000 kW.
- El mecanismo de orientación es activado por el controlador electrónico, que vigila la dirección del viento utilizando la veleta. La figura 1.1 muestra la orientación de la turbina. Normalmente, la turbina sólo se orientará unos pocos grados cada vez, cuando el viento cambia de dirección.
- El controlador electrónico tiene un ordenador que continuamente monitoriza las condiciones del aerogenerador y controla el mecanismo de orientación. En caso de cualquier disfunción este controlador brinda el aviso correspondiente.
- El sistema hidráulico es utilizado para restaurar los frenos aerodinámicos del aerogenerador.
- La unidad de refrigeración contiene un ventilador eléctrico utilizado para enfriar el generador eléctrico. Además contiene una unidad de refrigeración empleada para enfriar el aceite del multiplicador. Algunas turbinas tienen generadores enfriados por agua.
- El anemómetro y la veleta se utilizan para medir la velocidad y la dirección del viento. Las señales electrónicas del anemómetro son utilizadas por el controlador electrónico del aerogenerador para conectar poner en servicio al mismo cuando el viento alcanza unos 5 m/s. El ordenador frenará al aerogenerador automáticamente si la velocidad del viento excede los 25 m/s, con el fin de proteger a la turbina y sus alrededores. Las señales de la veleta son utilizadas por el controlador electrónico del aerogenerador para girarlo en contra del viento, utilizando el mecanismo de orientación.
- La torre del aerogenerador soporta la góndola y el rotor. En los grandes aerogeneradores las torres tubulares pueden ser de acero, de celosía o de hormigón.

1.1.1. Tecnologías existentes de aerogeneradores

La norma IEC 61400-1 [19] clasifica los aerogeneradores en cuatro categorías: *Tipo 1*, *Tipo 2*, *Tipo 3* y *Tipo 4*.

En la actualidad, el mercado se encuentra dominado por las tecnologías Tipo 3 o DFIG (*Doubly Feed Induction Generator*), y Tipo 4 o Full Converter (FC). Los denominados Tipo 1 y 2 se encuentran en desuso.

Respecto al número de máquinas instaladas en nuestro país, la tecnología DFIG presenta una clara superioridad respecto a la FC. Aproximadamente el 65 % de la energía eólica es generada por aerogeneradores tipo DFIG [46].

A grandes rasgos puede decirse que, por un lado, se tiene que la tecnología DFIG presenta mejores cualidades desde el punto de vista de la calidad de energía, y por

el otro, se tiene que la tecnología FC presenta mayor flexibilidad y capacidad de control a los efectos de mejorar la operación de la red eléctrica.

A continuación se hará una breve descripción de las tecnologías Tipo 3 y 4, las cuales, como ya se comentó, actualmente predominan el mercado mundial y en particular el nacional.

1.1.1.1. Tecnología Tipo 3 o DFIG

Los aerogeneradores DFIG tienen una topología bastante definida, en el sentido que no presentan demasiadas variantes de un modelo a otro. Este tipo de máquinas se basan en un generador de inducción con rotor bobinado, el cual se conecta a la red a través de un convertidor “back-to-back”. Dicho convertidor solo maneja un porcentaje relativamente pequeño de la potencia nominal de la máquina, porcentaje que está directamente asociado al rango de velocidades (*r.p.m.*) en el que el generador puede operar. A modo de ejemplo, un aerogenerador que pueda operar en un rango de velocidades de $\pm 30\%$ respecto a la velocidad de sincronismo deberá poseer un convertidor que sea capaz de manejar una potencia de al menos el 30% de la potencia nominal del generador.

1.1.1.2. Tecnología Tipo 4 o Full Converter (FC)

Cuando se hace referencia a aerogeneradores Full Converter, se está haciendo referencia a un aerogenerador en el cual toda la potencia generada pasa a través de un convertidor de electrónica de potencia antes de ser inyectada a la red. Este tipo de aerogeneradores pueden estar equipados tanto con generadores de inducción como generadores sincrónicos y pueden contar, o no, con caja multiplicadora. En el caso de los generadores sincrónicos estos pueden tener rotor bobinado o con imanes permanentes.

1.1.1.3. Comparación de tecnologías

En esta sección se pretende realizar una breve comparación de las tecnologías nombradas anteriormente considerando características constructivas, de mantenimiento y de funcionamiento, además de ventajas y desventajas de la utilización de cada una de las tecnologías.

En la tabla 1.1 se puede observar algunas características, detalladas en [41], que pretenden guiar al lector para comprender la razón de los beneficios o desventajas en la utilización de cada tecnología.

Por otro lado, la tabla 1.2 detalla las ventajas y desventajas, según [42], que se desprenden de las características constructivas de cada tecnología.

1.2. Ventajas y desventajas de la energía eólica

La energía eólica presenta todas las ventajas de las fuentes de energía renovables:

- Nunca se acabará.

	Generador eólico asíncrono DFIG Tipo 3	Generador eólico FC Tipo 4 PM¹	Generador eólico FC Tipo 4
Estator	Mismo estator	Mismo estator	Mismo estator
Rotor	Rotor Bobinado	Imanes permanentes	Rotor Bobinado
Anillo deslizante y escobillas de carbón	Necesario	No es necesario	Necesario
Caja Multiplicadora	Necesaria	Necesaria	Necesaria
Fabricación	Complicado proceso para la fabricación de rotor	Proceso de fabricación sencilla del rotor	Proceso de fabricación del rotor de complejidad media
Mantenimiento	Trabajos de mantenimiento pesado y de alto costo para anillos deslizantes	No es necesario el mantenimiento del rotor	Necesario mantenimiento del rotor
Convertidor	25 a 30 % de la potencia de salida	Potencia Completa	Potencia Completa
Capacidad LVRT	Disponible	Disponible	Disponible
Potencia Reactiva y capacidad de ajuste	Varía en función de la velocidad del generador	100 % en todo el rango de velocidad	100 % en todo el rango de velocidad
Capacidad de conectar y apoyar la red eléctrica	Pobre	Muy Buena	Muy buena
Velocidades de funcionamiento	$\pm 30\%$ de la velocidad de sincronismo	Rango de velocidades completo	Rango de velocidades completo

Tabla 1.1: Comparación de tecnologías estudiadas de aerogeneradores.

- No contamina la atmósfera.
- Es una fuente de energía segura y renovable.
- No produce emisiones en la atmósfera, ni genera residuos, salvo los de fabricación de los equipos y el aceite de los engranajes.
- Se trata de instalaciones móviles, cuya desmantelación permite recuperar totalmente la zona.
- Se construye en un tiempo “*relativamente corto*”.
- Representa un beneficio económico para los municipios afectados, así como la utilización de un recurso autóctono.
- Su instalación es compatible con otros muchos usos del suelo.
- Se crean puestos de trabajo.

Por otro lado, las fuentes de energía renovables también presentan inconvenientes en común:

	Ventajas	Desventajas
Tipo 3	- Inversión inicial es menor	- Difícil realizar mantenimiento de rotor, especialmente si ocurren problemas en la bobina del rotor o en el cable de conexión del rotor durante la operación de la turbina. -No aplicable a generadores de media velocidad y, de baja velocidad. -Baja eficiencia. -Más grande y mayor fuerza en engranajes.
Tipo 4 PM	- Se utiliza imán permanente para el rotor. - No son necesarias bobinas o anillos deslizantes. - No es necesario el mantenimiento del rotor. -Aplicable a generadores de alta, media, y baja velocidad. -Alta eficiencia. -Generador más liviano y de menor tamaño -Menor fuerza en engranajes. -Salida de energía anual superior	- La inversión inicial es mayor. - Requiere software de diseño profesional, para la realización de cálculos complejos. - Requiere proceso más sofisticado.
Tipo 4	-Aplicable a generadores de alta, media, y baja velocidad. - Alta eficiencia. - Generador liviano y de menor tamaño. - Menor fuerza en engranajes. - Salida de energía anual superior. - Inversión inicial menor a FC de imanes permanentes.	- La inversión inicial es mayor. - Requiere software de diseño profesional, para la realización de cálculos complejos. - Requiere proceso más sofisticado. - Difícil realizar mantenimiento de rotor, especialmente si ocurren problemas en la bobina del rotor o en el cable de conexión del rotor durante la operación de la turbina.

Tabla 1.2: Ventajas y desventajas de las tecnologías estudiadas de aerogeneradores.

- Dependen de las condiciones atmosféricas.
- El impacto visual; es decir, su instalación genera una alta modificación del paisaje.
- El impacto sobre la avifauna. Principalmente por el choque de las aves contra las palas, efectos desconocidos sobre modificación de los comportamientos habituales de migración y anidación.
- El impacto sonoro, es decir el roce de las palas con el aire produce un ruido constante, la casa más cercana deberá estar al menos a 200 metros de distancia según DINAMA².
- La posibilidad ocupar zonas arqueológicamente interesantes.

1.3. La energía eólica en el Uruguay

La política energética de Uruguay 2005-2030, comenzó su discusión en el año 2005, habiéndose aprobado por el Poder Ejecutivo en 2008, y siendo avalada por la Comisión Multipartidaria de Energía, conformada por los partidos políticos con representación parlamentaria.

²DINAMA: Dirección Nacional de Medio Ambiente

Dentro de los lineamientos estratégicos, se establece para la oferta de energía la diversificación de fuentes, buscando fomentar las energías autóctonas, y en particular las renovables. En este contexto, se definió dentro de la Política Energética la meta de incorporar 300 MW de energía eólica para 2015, siendo luego revisada en 2012 con el objetivo de instalar 1200 MW para 2015.

Dentro de la DNE ³ del MIEM ⁴ opera el área de energías renovables, con un equipo de trabajo para el fomento de diversas fuentes, entre ellas la energía eólica.

Como antecedentes, se cita el PEEU ⁵, el cual resulta de una iniciativa conjunta del Gobierno Nacional con el PNUD ⁶, ejecutado por el MIEM ⁷, a través de la DNE ⁸, y financiado por el GEF ⁹. El PEEU inició sus actividades en Julio de 2007, finalizando las mismas en Junio de 2013.

El programa tuvo como objetivo crear las condiciones favorables e incentivar el proceso de inserción de la energía eólica en el país desde un abordaje multidisciplinario, de modo de alcanzar el objetivo de contribuir a la mitigación de emisión de gases de efecto invernadero.

Las áreas de trabajo abarcaron aspectos de regulación y procedimientos, información y evaluación del recurso eólico, aspectos medioambientales, tecnológicos y financieros entre otros. Además se buscó crear las capacidades técnicas en el país tanto a nivel de instituciones públicas como de desarrolladores privados como potenciales proveedores de la industria eólica. Se promovió una interacción entre los principales actores a nivel nacional: el Poder Ejecutivo, las Intendencias Municipales, Ministerios, UTE, la Universidad de la República, industriales y emprendedores privados; entre otros.

En la tabla 1.3 se puede observar la potencia eólica instalada en nuestro país al día de hoy según ADME ¹⁰. Cabe aclarar que aquí no se encuentran los parques que aún están en proceso de incorporación.

1.4. Desarrollo del problema

El proyecto trata sobre la conectividad de parques eólicos al SIN ¹¹. Se pretende profundizar en algún aspecto particular dentro de tres partes fundamentales de un estudio de conectividad: proyecto de la instalación eléctrica, aseguramiento de la calidad de los componentes de la instalación e impacto de la conexión en la CEM¹².

³Dirección Nacional de Energía.

⁴Ministerio de Industria, Energía y Minería.

⁵Programa de Energía Eólica en Uruguay.

⁶Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo.

⁷Ministerio de Industria, Energía y Minería.

⁸Dirección de Energía.

⁹Fondo Global Para el Medio Ambiente.

¹⁰ADME: Administración del Mercado Eléctrico

¹¹Sistema Interconectado Nacional.

¹²Compatibilidad electromagnética, ver sección 5.2.

Central Generadora	Agente Generador	Departamento	Potencia Autorizada (MW)	Año de inicio	Semana de inicio
AGROLAND	AGROLAND S.A.	MALDONADO	0,25	2008	18
PARQUE EÓLICO LOMA ALTA - CENTRAL 1	NUEVO MANANTIAL S.A.	ROCHA	7,80		29
CARACOLES 1	UTE	MALDONADO	10,00	2009	6
NUEVO MANANTIAL (CENTRAL 2)	NUEVO MANANTIAL S.A.	ROCHA	4,00	2009	48
CARACOLES 2	UTE	MALDONADO	10,00	2010	25
PARQUE EÓLICO MAGDALENA	KENTILUX S.A.	SAN JOSÉ	17,20	2011	17
ENGRAW	ENGRAW EXPORT & IMPORT CO. S.A.	FLORIDA	3,6	2012	43
SANTA FÉ	LAVADERO DE LANAS BLENGIO S.A.	SAN JOSÉ	0,90	2013	30
PARQUE EÓLICO MALDONADO	R DEL SUR S.A.	MALDONADO	50,00	2014	14
CUCHILLA DEL PERALTA 1	PALMATIR S.A.	TACUAREMBÓ	50,00	2014	19
PARQUE EÓLICO LIBERTAD	TOGELY COMPANY S.A.	SAN JOSÉ	7,70	2014	29
LUZ DE RÍO	LUZ DE RÍO S.A.	FLORIDA	50,00	2014	30
JUAN PABLO TERRA	UTE	ARTIGAS	67,20	2014	31
LUZ DE MAR	LUZ DE MAR S.A.	FLORIDA	18,00	2014	34
LUZ DE LOMA	LUZ DE LOMA S.A.	FLORIDA	20,00	2014	34
MINAS 1	GENERACIÓN EÓLICA MINAS S.A. (GEMSA)	LAVALLEJA	42,00	2014	37
PARQUE EÓLICO FLORIDA	POLESINE S.A.	FLORIDA	50,00	2014	38
TALAS DEL MACIEL 2	CADONAL S.A.	FLORES	50,00	2015	1
PARQUE EÓLICO ARTILLEROS	ROUDAR S.A.	COLONIA	65,10	2015	17
TALAS DEL MACIEL 1	ASTIDEY S.A.	FLORES	50,00	2015	23
PERALTA 1 GCEE	AGUA LEGUAS S.A.	TACUAREMBÓ	50,00	2015	28
PERALTA 2 GCEE	AGUA LEGUAS S.A.	TACUAREMBÓ	50,00	2015	31
PARQUE EÓLICO CARAPÉ 1	FINGANO S.A.	MALDONADO	50,00	2015	35
MELOWIND	ESTRELLADA S.A.	CERRO LARGO	50,00	2015	35
PARQUE EÓLICO CARAPÉ 2	VENGANO S.A.	MALDONADO	40,00	2015	37

Tabla 1.3: Potencia eólica en operación.

Dada la alta penetración de la energía eólica en la matriz energética nacional, resulta relevante realizar una revisión de algunos de los criterios utilizados en el diseño de las instalaciones eléctricas de parques eólicos, en la selección de los componentes utilizados en dicha instalación y en los estudios de conectividad realizados previos a la conexión del parque con la red. De esta manera, se contribuye por un lado a determinar características comunes a las instalaciones eléctricas a fin de identificar fortalezas y oportunidades de mejora que impactan en las políticas de mantenimiento a futuro. Y por otro, se verifica al menos en algún aspecto, si los requisitos exigidos a los parques eólicos en cuanto a compatibilidad electromagnética son adecuados en el sentido de que limitan de manera razonable las emisiones de perturbaciones.

Partiendo del supuesto de que ya se ha seleccionado el PCC ¹³, y que se han hecho los estudios de flujo de carga correspondientes para determinar las restricciones operativas y las eventuales obras de fortalecimiento de la red más allá del PCC.

¹³Punto de acoplamiento común, ver sección 5.2.

Concretamente se pretende realizar:

- Estudio exhaustivo de un componente fundamental de la instalación como lo son las Celdas de Media Tensión.
- Estudiar y comparar las instalaciones eléctricas de 4 parques eólicos actualmente operativos en el Uruguay.
- Evaluar el nivel de emisión de flicker en parques eólicos en presencia de “flicker background”, con especial énfasis y como parte de evaluación del impacto en la compatibilidad electromagnética.

Por un lado, se estudiará de manera general y se documentarán, las características más relevantes de la instalación eléctrica de 4 parques eólicos en nuestro país. También se estudiarán las especificaciones técnicas generales de sus componentes haciendo especial énfasis en las Celdas de Media Tensión, que se estudiará al detalle. La elección de este componente en particular ha sido regida por su criticidad en la continuidad del servicio.

En primer lugar, se realizará el estudio y documentación del fenómeno flicker, sus causas y perjuicios en los SEPs¹⁴, y las metodologías de evaluación de emisiones.

Por otro lado, se pretende evaluar las diversas metodologías para determinar el nivel de emisión de flicker de un parque eólico en presencia de ruido de fondo. Algunas metodologías implican mediciones con el parque funcionando y con el parque sin funcionar, otras implican medición de corrientes, otras medición de potencias activa y reactiva. Algunas de ellas son sugeridas en normas internacionales, como por ejemplo la IEC 61000-3-7 [13], y otras propuestas en publicaciones de revistas arbitradas o congresos (IEEE, CIGRE, etc).

Se pretende además, verificar las conclusiones a las que se arriba en [38] en tres parques eólicos no estudiados en dicho trabajo en lo que se refiere a los niveles de flicker emitidos por parques de aerogeneradores en Uruguay, y a la aplicabilidad de la fórmula de “resta cúbica” para la cuantificación de estas emisiones.

¹⁴Sistemas Eléctricos de Potencia.

Capítulo 2

Celdas en Media Tensión

Uno de los objetivos planteados desde un principio en este proyecto, fue el de realizar el estudio exhaustivo de alguno de los componentes fundamentales de los parques eólicos. El componente seleccionado fue la Celda de Media Tensión, y su elección fue determinada por dos motivos. El primero, se basa en la importancia que adquieren estos equipos dentro de la instalación eléctrica de un parque eólico. Por ejemplo, puede verse en el primer unifilar adjunto del Apéndice C como toda la potencia generada es transportada por la celda *CTP*¹. Es decir, en caso de presentarse una falla en esta celda, la instalación total del parque se verá comprometida. El segundo motivo, se basa en que las Celdas de Media Tensión no fue una temática tratada con profundidad en los cursos de grado correspondientes.

Se entiende por Celda de Envolvente Metálica a un conjunto de equipamiento eléctrico de potencia (seccionadores, interruptores, bases porta fusibles, transformadores de medida de tensión y corriente) integrados en una envolvente metálica aterrada.

Tales celdas vienen prefabricadas, e incluyen los accesorios necesarios para conformar Tableros de Media Tensión. La tecnología y los modelos actuales buscan diseños lo más “modulares” posible. Es decir, se busca poder armar cualquier tipo de tablero, con una mínima cantidad de modelos tipo.

La norma base de este tipo de celdas (hasta $52kV$) es la IEC 62271-200,

2.1. Clasificación General

Las Celdas de Media Tensión pueden clasificarse según:

1. Tipo de envolvente;
2. Tipo de instalación;
3. Tipo de medio aislante;
4. Tipo de medio de corte;

¹Celda del Transformador Principal.

5. Tipo de compartimentación interna;
6. Accesibilidad y continuidad de servicio.

2.1.1. Según tipo de envolvente

- Celdas de envolvente metálica: Todas las que se ofrecen en el mercado actualmente.
- Celdas de envolvente aislante: No ha habido gran experiencia con este tipo de celdas al menos en Uruguay. Actualmente las marcas habituales que compiten en el mercado no las ofrecen o bien no tienen modelos de este tipo. La norma IEC 62271-201 las contempla.

2.1.2. Según tipo de instalación

- Instalación en interiores: Diseñadas para operar dentro de locales cerrados. Son las más utilizadas.
- Instalación en intemperie: Casi no utilizadas en Distribución (UTE). Se utiliza cable alimentador aislado o bien acceso a la antena por cable desnudo.

2.1.3. Según tipo de medio aislante

Aquí se hace referencia al medio aislante propio de la celda, excluyendo los equipos que contiene en su interior. En particular, no se refiere al medio de corte del arco si hay seccionadores o interruptores.

Los tipos más utilizados son:

- Aislación en aire;
- Aislación en gas. El más utilizado es el SF_6^2 ;
- Aislación sólida.

Las celdas pueden presentar diferentes tipos de medios aislantes en sus distintos compartimentos.

2.1.4. Según tipo de medio de corte

Aquí se hace referencia al medio de corte de las corrientes en carga y/o cortocircuito de los equipos que contiene la celda. En particular, se refiere a seccionadores bajo carga e interruptores. Los tipos más utilizados son:

- Corte en gas. Usualmente SF_6 ;
- Corte en vacío.

²Hexafluoruro de Azufre.

Las celdas pueden presentar diferentes tipos de medios de corte en sus distintos compartimientos.

El SF_6 es un gas inerte que, típicamente, se hace trabajar a una presión de entre 2 y 3 kg/cm^2 . El SF_6 actúa sobre el arco, de forma tal que lo enfría, adelgaza y finalmente lo apaga.

El equipo de corte en SF_6 es totalmente hermético para mantener la presión, presentando varias ventajas que hacen que sea cada vez más empleado:

- No es tóxico (no debe respirarse directamente);
- Presenta una alta rigidez dieléctrica permitiendo que el equipo de corte sea más compacto y presente dimensiones más reducidas;
- No es ruidoso.

A pesar de esto, el SF_6 contribuye el efecto invernadero.

2.1.5. Según tipo de compartimentación interna

- Celdas Clase PM: Particiones metálicas o “persianas” metálicas (si corresponde) que separan distintos compartimientos accesibles de la celda, las cuales están siempre puestas a tierra. Se tiene que prácticamente todos los modelos del mercado son de este tipo;
- Celdas Clase PI: Aquellas celdas que tiene al menos una partición o “persiana” no metálica. Usualmente se trata de algún aislante.

2.1.6. Según accesibilidad y continuidad de servicio

La norma IEC 62271-200 define “Categoría de pérdida de continuidad de servicio” (“Loss of Service Continuity” Category). Se tienen las siguientes categorías:

- Celdas tipo *LSC2B*: Presentan un compartimento independiente para el cable alimentador (accesible por puerta enclavada) de forma tal que puede quedar energizado cuando el cubículo de interruptor está abierto (el cual también tiene una puerta enclavada); *Las celdas usualmente llamadas “primarias” pertenecen a esta categoría;*
- Celdas tipo *LSC2A*: No presentan más de un compartimento accesible por puerta. Es decir; cuando tienen interruptor, no se puede trabajar en él dejando el cable alimentador energizado ya que, tanto el interruptor como los terminales de cable se encuentran en el mismo cubículo. *Las celdas usualmente llamadas “secundaria” pertenecen a esta categoría;*
- Celdas tipo *LSC1*: Las que no pertenecen a ninguna de las categorías anteriores. Básicamente, son celdas formadas sólo por una envolvente metálica, sin compartimientos. *No se ofrece en el mercado.*

2.2. Funciones

Una Celda de Media Tensión puede desarrollar múltiples funciones. Esto dependerá principalmente de los componentes contenidos en su interior. A continuación se brinda una clasificación básica de las principales funciones que desempeñan las Celdas de Media Tensión:

1. **Celda de línea o entrada/salida:** Su función es recibir los cables de la acometida o darles salida hacia otros centros de transformación. Suelen incorporar un seccionador de corte unipolar y que constituye el elemento de corte de la instalación.
2. **Celda de protección general:** Se suele ubicar justo a continuación de la celda de entrada y su misión es la de proteger el resto de la instalación de posibles anomalías. Esta función la puede realizar de dos maneras, mediante fusibles o utilizando un interruptor automático especial para media tensión. En caso de incorporar interruptor, tal como se comentó anteriormente, las pletinas del mismo se suelen encontrar en el interior de una cuba con gas SF_6 .
3. **Celda de medida:** Los equipos de medida no son aptos para trabajar con magnitudes de media tensión. Para solucionar esto se instala este tipo de celda. En su interior alberga, normalmente, un transformador de tensión y otro de corriente, que reducen respectivamente los valores de tensión y corriente hasta valores aptos para los equipos de medida.
4. **Celda de protección individual de cada transformador:** Es en realidad igual a una celda de protección habitual. Se usa en aquellos centros de transformación con más de un transformador, debiendo disponerse de una por cada uno de estos. Las celdas sirven de protección individual a cada transformador.
5. **Celda de seccionamiento pasante:** Se usa en aquellos casos en los que se quiere seccionar o aislar parte de la instalación.
6. **Celda de remonte:** Permite subir los cables hasta el embarrado, dotándolos de una mayor protección mecánica.

Cabe destacar que hoy en día las celdas albergan en su interior los componentes necesarios para poder realizar cualquiera de las funciones detalladas anteriormente. En la figura 2.1 se indican los esquemas eléctricos para cada tipo de celda según su función.

2.3. Seguridad

Las celdas deben cumplir con determinados niveles de seguridad, tanto para los equipos, como para las personas.

2.3.1. Protección contra contactos eléctricos

Para las celdas se debe determinar el grado de protección contra contactos eléctricos. Se entiende por esto al nivel de protección proporcionado por una envolvente

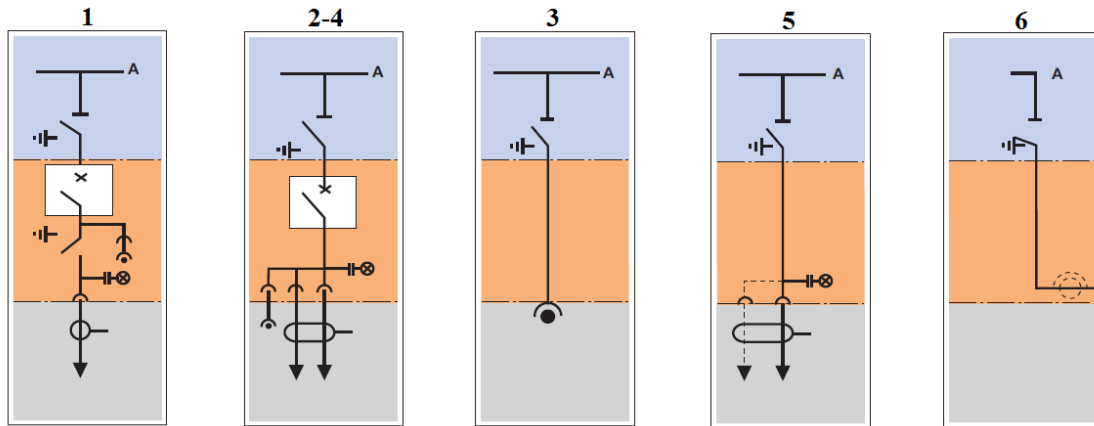


Figura 2.1: Esquemas eléctricos según función de la celda.

contra el acceso a partes peligrosas, contra la penetración de cuerpos sólidos extraños, contra la penetración de agua o contra impactos mecánicos exteriores, todo lo cual se verifica mediante ensayos normalizados. La norma IEC 60529 define lo que es el grado de protección **IP** para especificar el grado de protección de determinado equipo. La nomenclatura estándar definida por dicha norma, se detalla en la figura 2.2.

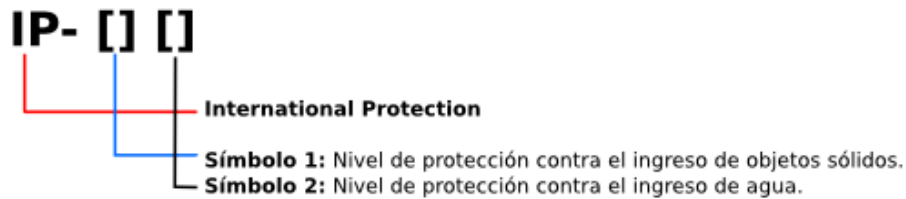


Figura 2.2: Nomenclatura Estándar - IEC 60529,

El primer dígito indica el nivel de protección contra objetos sólidos. La tabla 2.1 detalla los valores que puede tomar este dígito y su significado.

Nivel	Tamaño del objeto entrante	Efecto contra
0	No corresponde	Sin protección
1	> 50 mm	El elemento que debe utilizarse para la prueba (esfera de 50 mm de diámetro) no debe llegar a entrar por completo.
2	> 12,5 mm	El elemento que debe utilizarse para la prueba (esfera de 12,5 mm de diámetro) no debe llegar a entrar por completo.
3	> 2,5 mm	El elemento que debe utilizarse para la prueba (esfera de 2,5 mm de diámetro) no debe llegar a entrar por completo
4	> 1 mm	El elemento que debe utilizarse para la prueba (esfera de 1 mm de diámetro) no debe llegar a entrar por completo
5	Protección contra polvo	La entrada de polvo no puede evitarse. Sin embargo, no debe ingresar en una cantidad tal que interfiera con el correcto funcionamiento del equipamiento.
6	Fuerte protección contra polvo	El polvo no debe ingresar bajo ninguna circunstancia.

Tabla 2.1: Significado primer dígito protección IP.

El segundo dígito indica el nivel de protección contra el ingreso de agua. La tabla

2.2 detalla los valores que puede tomar este dígito y su significado.

Nivel	Protección frente a	Método de prueba	Resultados esperados
0	Sin protección	Ninguno.	Al agua entrará en el equipamiento
1	Goteo de agua	Se coloca el equipamiento en su lugar de trabajo habitual.	No debe entrar el agua cuando se la deja caer, desde 200 mm de altura respecto al equipo, durante 10 minutos (a razón de 3-5 mm ³ por minuto)
2	Goteo de agua	Se coloca el equipamiento en su lugar de trabajo habitual.	No debe entrar el agua cuando se la deja caer, durante 10 minutos (a razón de 3-5 mm ³ por minuto). Dicha prueba se realizará cuatro veces a razón de una por cada giro de 15° tanto en sentido vertical como horizontal, partiendo cada vez de la posición normal de trabajo.
3	Agua nebulizada (spray)	Se coloca el equipamiento en su lugar de trabajo habitual.	No debe entrar el agua nebulizada en un ángulo de hasta 60° a la derecha e izquierda de la vertical a un promedio de 10 litro por minuto y una presión de 80-100 kN/m ² durante un tiempo que no sea menor a 5 minutos.
4	Chorros de agua	Se coloca el equipamiento en su lugar de trabajo habitual.	No debe entrar el agua arrojada desde cualquier ángulo a un promedio de 10 litros por minuto y a una presión de kN/m ² durante un tiempo que no sea menor a 5 minutos.
5	Chorros de agua	Se coloca el equipamiento en su lugar de trabajo habitual.	No debe entrar el agua arrojada a chorro (desde cualquier ángulo) por medio de una boquilla de 6,3 mm de diámetro, a un promedio de 12,5 litro por minuto y a una presión de 30 kN/m ² durante un tiempo que no sea menor a 3 minutos y a una distancia no menor de 3 metros.
6	Chorros muy potentes de agua	Se coloca el equipamiento en su lugar de trabajo habitual.	No debe entrar el agua arrojada a chorro (desde cualquier ángulo) por medio de una boquilla de 12,5 mm de diámetro, a un promedio de 12,5 litro por minuto y a una presión de 100 kN/m ² durante un tiempo que no sea menor a 3 minutos y a una distancia no menor de 3 metros.
7	Inmersión completa en agua	El objeto debe soportar (sin filtración alguna) la inmersión completa a 1 metro durante 30 minutos.	No debe entrar agua
8	Inmersión completa y continua en agua	El equipamiento eléctrico / electrónico debe soportar (sin filtración alguna) la inmersión completa y continua a la profundidad y durante el tiempo que especifique el fabricante del producto con el acuerdo del cliente, pero siempre que resulten condiciones más severas que las específicas para el valor 7,	No debe entrar agua

Tabla 2.2: Significado segundo dígito protección IP.

Usualmente a las celdas se les solicita:

- Para el cerramiento exterior se exige grado IP4X como mínimo. Es decir, no pueden entrar objetos de más de 1mm.
- Para las particiones entre compartimentos y para el piso de la celda se exige grado IP2X. Es decir, no pueden entrar objetos de más de 12,5mm.

- Para las celdas de uso interior, no suele exigirse protección contra el ingreso de agua.

Cabe destacar que los tanques de SF_6 suelen presentar un grado IP67, Es decir, no ingreso de polvo y sumergibles.

2.3.2. Protección ante arcos eléctricos internos

La norma IEC 62271-200 no exige este tipo de protección. Sin embargo indica cómo hacer el ensayo en caso de que se requiera esta protección. En este caso, se debe especificar:

- Nivel de cortocircuito soportado durante un segundo de arco eléctrico sostenido (kA).
- Lados protegidos de las celdas (frontal, lateral, trasero).
- Si quien estará expuesto es personal especializado o el público en general. En este último caso si la altura de la celda es inferior a $2m$ se exige además protección en el techo.

La norma IEC 62271-200 establece la nomenclatura de la siguiente forma $IAC [X_1] [X_2X_3X_4]$. Donde:

- IAC : Significa Internal Arc Classification.
- $[X_1]$: Puede tomar los valores A o B si el nivel de seguridad es para personal especializado o público en general respectivamente.
- $[X_2X_3X_4]$: Pueden tomar los valores F y/o L y/o R según presenten o no protección frontal y/o lateral y/o trasera respectivamente.

Nota: esta notación es válida para tableros de celdas modulares y subestaciones prefabricadas.

Cabe destacar que la protección ante Arcos Eléctricos Internos tiene como principal objetivo la protección de las personas, no de los equipos.

2.3.3. Enclavamientos e interbloqueos

Mínimamente, se debe cumplir lo establecido en la cláusula 5,11 de la norma IEC-62271-200, pero pueden exigirse enclavamientos adicionales.

Si bien la norma no lo exige necesariamente, todos los mecanismos de interbloqueo deben ser del tipo mecánico siempre que ello sea posible.

Los enclavamientos de los equipos de maniobra (así como la señalización) se ensayan según la norma IEC 62271-102, anexo A. Básicamente, el ensayo consiste en aplicar una fuerza de $750 daN$ en el punto medio de la palanca correspondiente. UTE, en particular, exige un fusible mecánico que actúe para fuerzas mayores a esta, desvinculando el mando mecánico.

A continuación, se detallarán algunos requerimientos de seguridad que las Celdas de Media Tensión deben cumplir.

1. Requisitos generales:

- La operación del disyuntor debe ser evitada si el seccionador de línea, desconectador o seccionador de PAT³ asociado está en posición “intermedia”. Los estados admisibles son cerrado, abierto o aterrado. Los estados de “cerrado” son los que aseguran la soportabilidad de las corrientes de cierre en cortocircuito garantizadas y ensayadas. Mientras que los estados de “abierto” son los que garantizan la distancia de aislación garantizada y ensayada.
- Los seccionadores de PAT deben poder ser enclavados mediante el uso de candados. Se pueden emplear llaves sólo como alternativa, según especificación de UTE.
- Las celdas de seccionamiento de barras deben poseer relé de bloqueo por discordancia de fase, que impida el cierre de su disyuntor cuando no exista la correspondencia entre las fases. Mediante este relé, se debe permitir la operación en el caso que una de las barras no tenga tensión, según especificación de UTE.

2. En celdas con equipo extraíble:

- Los equipos montados sobre carro extraíble sólo se podrán introducir o extraer si sus contactos principales están abiertos.
- Se debe prever un mecanismo que impida que las partes con tensión sean accesibles cuando se retira el carro metálico (“persianas”).
- En celdas con disyuntor extraíble, el seccionador de PAT se podrá cerrar sólo si el carro del disyuntor se encuentra en posición de test o extraído. A su vez, el carro del disyuntor sólo se podrá llevar a la posición de servicio si el seccionador de PAT se encuentra abierto.
- Estando en posición de servicio, el disyuntor no puede ser cerrado si están desconectados los circuitos de control que gobiernan su apertura.
- Estando en posición de servicio y cerrado el disyuntor, debe evitarse la desconexión de los circuitos de control que gobiernan su apertura.

3. En celdas con equipo no extraíble:

- Debe haber un enclavamiento entre el seccionador de PAT y el disyuntor. En particular, UTE exige que siempre sea de tipo mecánico, admitiendo el enclavamiento eléctrico solo como redundancia.
- Debe haber un enclavamiento mecánico entre la posición del disyuntor y el seccionador de aislación que impida la operación del seccionador si el disyuntor se encuentra cerrado.
- En el caso de celdas cuyo aterramiento implica un seccionador de PAT en serie con el disyuntor, además de enclavarse este con dicho seccionador, se debe verificar que si la celda está aterrada, debe bloquearse la apertura mediante relé de dicho disyuntor.

³Puesta a tierra.

4. Enclavamiento de puertas de compartimentos accesibles:

- El compartimento del cable alimentador debe contar con una puerta con enclavamientos tales, que la misma no pueda ser abierta a menos que el seccionador o disyuntor que alimenta el compartimento esté abierto y el seccionador de PAT cerrado. Al retirar la PAT, para realizar la prueba de aislación de cables, no podrá cerrarse el disyuntor o seccionador (según corresponda). Esto sólo podrá realizarse luego de cerrar la puerta y abierta la PAT.
- Para el caso de celdas construidas con disyuntor extraíble, se recomienda que exista un enclavamiento que evite la apertura de la puerta correspondiente estando el disyuntor enchufado, sólo siendo posible su apertura estando el disyuntor en posición de test o extraído. Se recomienda también, que la colocación del disyuntor hasta la posición de servicio sea posible con la puerta cerrada, según especificación de UTE.
- La puerta de la celda de Medida de Energía, debe estar enclavada de modo que sólo pueda abrirse estando los seccionadores de PAT de las celdas adyacentes cerrados. La lógica de este enclavamiento normalmente es mediante llaves dada la naturaleza de estas celdas.

2.4. Señalizaciones e indicaciones

Las celdas deben contar con señalizaciones tales que posibiliten su monitoreo y estado de forma rápida y eficiente.

Estado de los circuitos y contactos de potencia:

Los disyuntores, seccionadores de línea y de PAT deben indicar su estado mediante señalización, de forma tal que la indicación mecánica de posición implique siempre una cadena cinemática totalmente solidaria al movimiento del elemento de corte del equipo.

Las celdas pueden tener además indicadores luminosos de estado e incluso contactos para señalización remota.

Detectores de presencia de tensión, presión de SF_6 , carga de resortes:

Los detectores lumínicos deben alimentarse mediante un divisor capacitivo de tensión. Es recomendable tener accesible el borne del divisor, para verificación con tester y para concordancia de fases.

Se debe contar con un manómetro de medida de presión de SF_6 en tanque, con escalas según temperatura ambiente. Señalización de carga de resorte, solidaria con el estado del mismo.

2.5. Ensayos de puesta en servicio y mantenimiento

A continuación, se brindarán los ensayos básicos a seguir para la puesta en servicio y mantenimiento de Celdas de Media Tensión.

2.5.1. Verificaciones luego del montaje

- Limpieza externa de la celda, gabinetes de control o de baja tensión, compartimento de disyuntor y en general todos los equipos accesibles de la celda que se encuentren dentro de la zona de trabajo.
- Se retiran todos los elementos extraños existentes en la celda y en sus inmediaciones.
- Se verifica el correcto funcionamiento de los pestillos de las puertas y que estén presentes todos los tornillos de cierre de los paneles, caso contrario se procede a su reposición.
- Se verifica el correcto funcionamiento del circuito de las resistencias de caldeo. En caso de tener regulación se ajusta el termostato a 20°C.

2.5.2. Medida de resistencia de aislación de celdas y sus componentes

Las medidas se deben realizar en la escala de 5000 V hasta que se establezca la medida con un máximo de 1 minuto. El valor mínimo aceptable es 1000 MΩ.

Se ensaya el aislamiento contra tierra de las fases, y las distancias de aislación de los equipos de maniobra cuando están abiertos.

Medida de resistencia de aislación entre fase-tierra:

Con el equipo cerrado se realizan las medidas entre fase y tierra. La conexión de línea del megóhmetro se conecta a la fase a medir y la conexión de tierra al chasis del equipo, preferentemente en el punto de conexión de tierra. El mismo procedimiento se repite para las otras 2 fases.

Es válido realizar una sola medida cortocircuitando las 3 fases. En caso de obtener un valor por debajo del mínimo es necesario realizar las medidas por fase.

En la figura 2.3 se indica el conexionado correspondiente.

Medida de resistencia de aislación entre fase-fase:

Con el equipo cerrado, se ponen a tierra las dos fases de los extremos y el chasis del equipo, preferentemente en el punto de conexión de tierra. Se realiza la medida con la conexión de línea del megóhmetro a la fase central (sin aterrarse) y la conexión de tierra al chasis. La figura 2.4 indica el conexionado correspondiente.

Medida de resistencia de la distancia de seccionamiento:

Con el equipo abierto se mide la resistencia de aislación de seccionamiento de cada

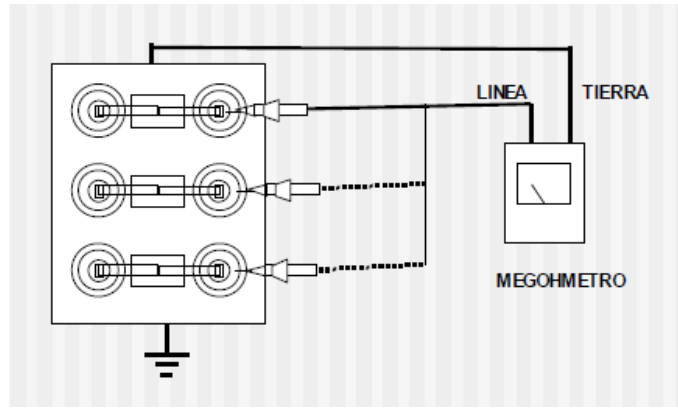


Figura 2.3: Medida de resistencia entre fase-tierra.

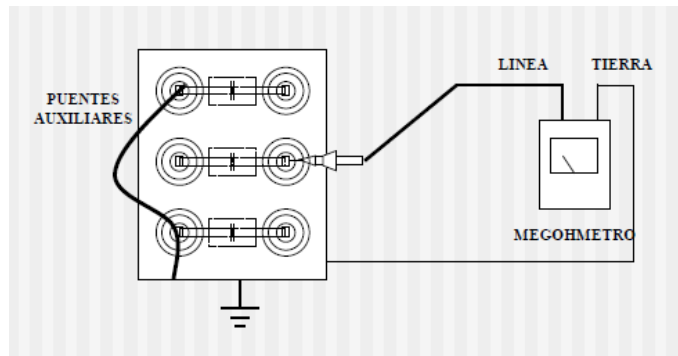


Figura 2.4: Medida de resistencia entre fase-tierra.

fase, la conexión de línea del megóhmetro se conecta al terminal de potencia de determinada fase y la conexión de tierra al otro terminal de la misma fase. El mismo procedimiento se repite para las otras 2 fases, se registran las 3 medidas. La figura 2.5 indica el conexionado correspondiente.

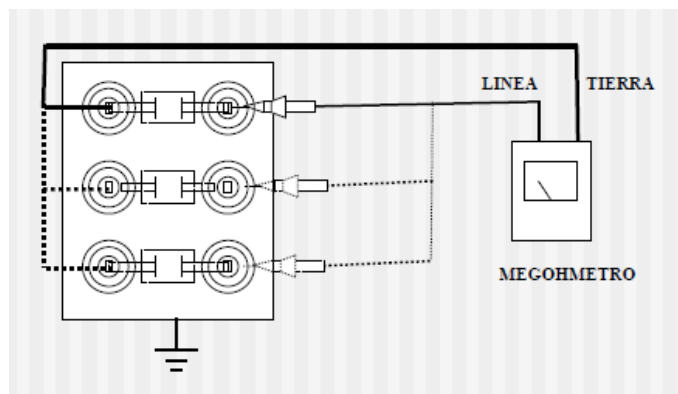


Figura 2.5: Medida de resistencia entre fase-tierra.

2.5.3. Ensayos funcionales

Consiste en provocar la operación de cierre y apertura mediante mando manual y/o eléctrico), así como local y/o a distancia, de aparatos de maniobra. Verificando

señalizaciones (local / remota) de cambios de estado, así como alarmas, bloqueos y enclavamientos según corresponda.

2.5.4. Ensayos de señalización

Verificar mediante la prueba de lámparas la correspondencia con los diferentes estados la señalización de la celda, entre los que se pueden encontrar:

- Indicación lumínica de disyuntor abierto y cerrado.
- Indicación lumínica de baja presión de S_{F6} .
- Indicación lumínica de presencia de tensión.
- Indicaciones mecánicas de posición de los diferentes componentes.

2.5.5. Verificación de los Enclavamientos

Se detallarán las verificaciones correspondientes a los enclavamientos para el caso particular de una celda primaria con disyuntor extraíble. En el cuadro 2.3 se muestran las verificaciones correspondientes.

2.6. Estudio de una celda de media tensión particular

En esta sección se estudiará y analizará una Celda primaria de Media Tensión de uso típico en Parques Eólicos. En particular se considerará una celda de envolvente metálica, para instalaciones en interiores, de compartimentación interna de clase PM, aislada en aire y S_{F6} .

2.6.1. Descripción básica

Las celdas no suelen operar individualmente, sino que trabajan en conjunto ensambladas entre sí. Cada celda cumple una determinada función y cuenta en su interior con los elementos necesarios para esto. La interconexión entre las diferentes celdas se realiza por medio del embarrado.

La calidad de la puesta a tierra de todos los compartimentos metálicos de la celda, queda asegurada mediante la conexión de la barra de tierras de cada compartimento, al embarrado general colector de tierras de la celda.

La figura 2.6 representa un diagrama básico de la celda en estudio. Se identifican los siguientes compartimentos:

- **compartimento (cajón) de Baja Tensión:** queda separado de la zona de Media Tensión y está situado en la parte inferior de la celda. Este compartimento puede contener relés tipo Sepam y el resto de los elementos auxiliares de protección y control en Baja Tensión.

Descripción del Enclavamiento	Condición para la prueba	
	Barra General	Cable de Salida
Imposibilidad de abrir la puerta del compartimento del disyuntor estando el disyuntor insertado.	Con o sin tensión	Con o sin tensión
Imposibilidad de insertar el disyuntor con la puerta abierta.	Sin tensión	Sin tensión
Imposibilidad de introducir el disyuntor con el seccionador de PAT cerrado.	Sin tensión	Sin tensión
Estando el disyuntor en posición insertado (abierto o cerrado), verificar que no se puede abrir la persiana que cubre la maniobra de PAT.	Sin tensión	Sin tensión
Imposibilidad de introducir el disyuntor, si subbandeja no se encuentra enclavada en la entrada del cubículo (las manijas de extracción laterales posicionadas hacia los extremos).	Sin tensión	Sin tensión
Estando la PAT cerrada, verificar la imposibilidad de cerrar el disyuntor. Si se cierra en forma mecánica, automáticamente dispara.	Sin tensión	Sin tensión
Imposibilidad de cerrar el disyuntor, manual o eléctricamente, si el disyuntor está en posición intermedia, entre seccionado e insertado.	Sin tensión	Sin tensión
Imposibilidad de introducir el disyuntor, con el disyuntor cerrado.	Sin tensión	Sin tensión
Imposibilidad de maniobrar manualmente el disyuntor, si el cable de comando no está conectado.	Con o sin tensión	Con o sin tensión
Estando el disyuntor extraído y abierto, manteniendo el botón rojo (off) apretado se retira la llave. Se verifica la imposibilidad de operar el disyuntor (mecánica o eléctricamente).	Con o sin tensión	Con o sin tensión
Estando baja la llave térmica FB3 (“comando relé y salidas binarias”). Se verifica la imposibilidad de operar el disyuntor (mecánica o eléctricamente) y la imposibilidad de insertar el carro.	Sin tensión	Sin tensión
Imposibilidad de abrir la puerta del compartimento de cables con el PAT abierto.	Sin tensión	Sin tensión
Imposibilidad de abrir la PAT con la puerta del compartimento de cables abierta.	Sin tensión	Sin tensión

Tabla 2.3: Verificación de enclavamientos

- **Embarrado principal:** Está situado en la parte superior de la celda. Este compartimento utiliza gas SF_6 como medio de aislamiento y en su interior se encuentran los siguientes elementos:
 - Embarrado general y conexiones.
 - El seccionador y seccionador de PAT.
- **compartimento principal:** Utiliza gas SF_6 como medio de aislamiento y contiene el interruptor automático. Está situado en la parte central de la celda y a él se conectan los cables de potencia y el embarrado general a través de pasatapas.

- **compartimento de conexión de cables de entrada/salida en Media Tensión:** Está situado en la parte baja de la celda, con acceso desde la zona trasera. Contiene:
 - Zócalos adecuados para la conexión de los conectores de los cables de Media Tensión.
 - Bridas para sujeción individual de cada cable de potencia.
 - Zócalo para prueba de aislamiento de cables Media Tensión.
 - Transformadores toroidales de intensidad

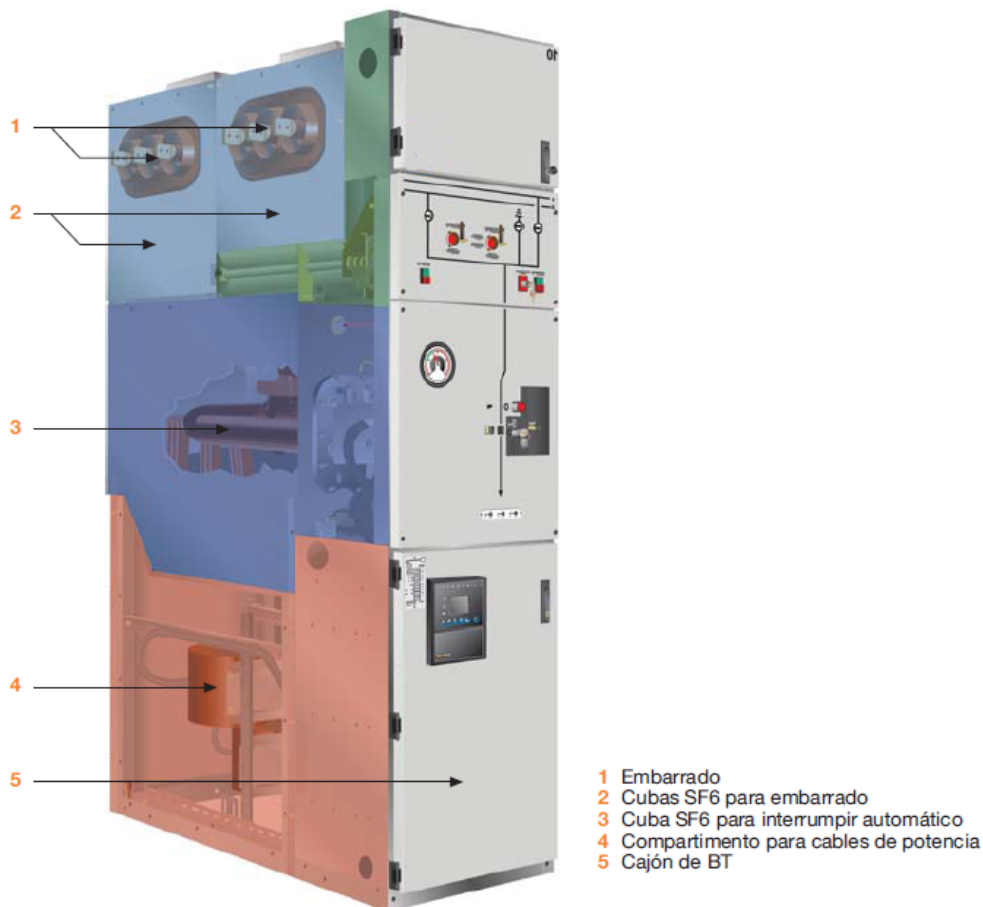


Figura 2.6: Descripción básica.

Los diferentes compartimentos quedan puestos a tierra. Se consigue así una gran segregación evitando la propagación de daños en caso de un eventual accidente.

En la figura 2.7 se da una descripción más detallada de las unidades funcionales de la celda. En ella se indican los diferentes elementos que la componen, incluyendo aparataje, mandos, indicadores, etc.

Como puede observarse, este tipo de celdas es capaz de cumplir con cualquiera de las funciones descritas en 2.2.



Figura 2.7: Unidades funcionales.

2.6.2. Descripción de la aparamenta

2.6.2.1. Interruptor automático

Los más utilizados son del tipo de “soplado” y utilizan el gas SF_6 como medio de corte y aislamiento. En caso de que la presión bajara del umbral de funcionamiento previsto, existen alarmas que se disparan de forma automática.

El principio de funcionamiento del corte por soplado puede describirse en 4 pasos, los cuales se describen a continuación y se ilustran en la figura 2.9

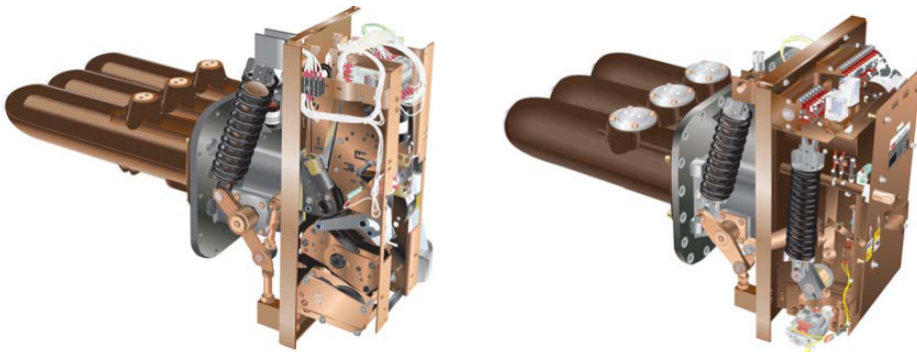


Figura 2.8: Interruptor automático.

1. Los contactos principales fijos y los móviles se encuentran cerrados.
2. **Precompresión:** Cuando los contactos fijos y móviles empiezan a separarse, el pistón comprime ligeramente el gas SF_6 dentro de la cámara de presión.
3. **Fase de arco:** El arco salta entre los contactos mientras el pistón continúa su movimiento. Una pequeña cantidad de gas SF_6 pasa a través de la boquilla del interruptor, siendo inyectada hacia el arco.

Para el corte de las corrientes de baja intensidad, el arco es refrigerado mediante convección forzada. Sin embargo, para corrientes altas, la expansión térmica provoca que los gases calientes, se desplacen hacia las zonas más frías dentro del polo del interruptor.

A medida que los contactos se separan, la longitud del arco aumenta, de manera que gracias a las propiedades dieléctricas del gas SF_6 , cuando el contacto móvil llega al punto cero, el corte del arco queda asegurado.

4. **Barrido final:** Los componentes móviles terminan su desplazamiento y la inyección de gas frío continúa hasta que los contactos están totalmente abiertos.

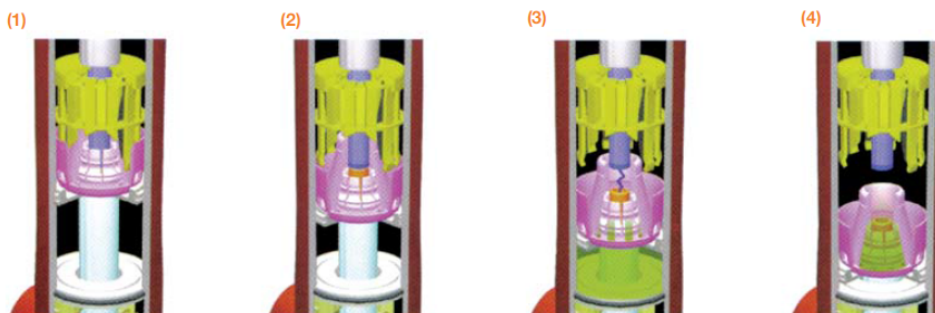


Figura 2.9: Corte por soplado.

2.6.2.2. Seccionador de 3 posiciones

Debe cumplir con los requerimientos de la norma CEI 62271-102 para los seccionadores y seccionadores de puesta a tierra.

En la figura 2.10 se detalla un esquema del mismo. Dispone de las siguientes 3 posiciones:

- Cerrado
- Abierto
- Puesto a tierra

Eje de giro-accionamiento único para el seccionador y seccionador de puesta a tierra. Para actuar sobre el seccionador de PAT seguido del seccionador se debe sacar la palanca y volverla a introducir. Son maniobras totalmente independientes.

Se recomienda diseños compactos y una alta fiabilidad del indicador de posición.

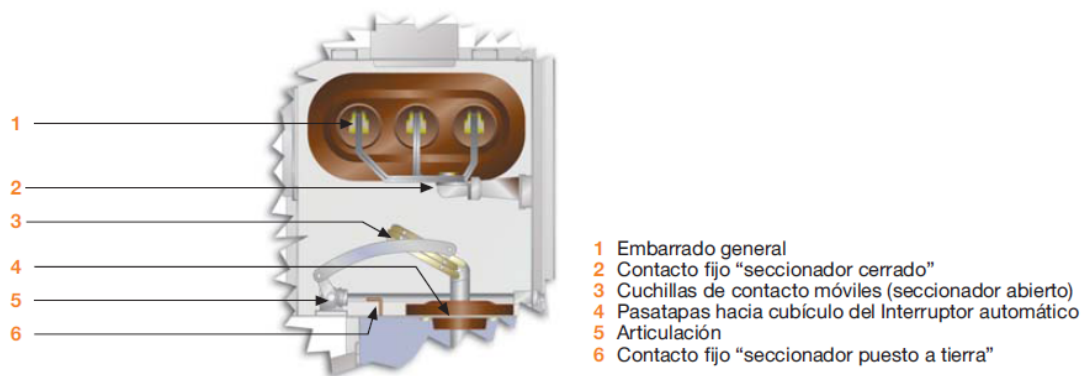


Figura 2.10: Seccionador de 3 posiciones.

Funcionamiento y enclavamientos:

- Operación manual mediante palanca de accionamiento.
- La palanca de accionamiento no puede ser extraída de la ranura, hasta que la maniobra no ha sido totalmente finalizada.
- El interruptor automático no puede ser cerrado, hasta después de haber retirado la palanca de accionamiento.
- El seccionador de 3 posiciones únicamente puede ser accionado cuando el interruptor automático se encuentra en posición abierto.

2.6.2.3. Transformadores de tensión y corriente

En las figuras 2.11 y 2.12 se ilustran transformadores de tensión y corriente respectivamente.

Características transformadores de tensión:

- Funcionamiento inductivo.
- Arquitectura:
 - Conectable por cable de Media Tensión. Tipo A, ver figura 2.11.
 - Embridada en cuba SF_6 . Tipo B, ver figura 2.11.
- Protección contra contactos involuntarios mediante blindaje metálico apantallado exteriormente.
- Aislamiento mediante resina colada.
- Según normas CEI 60186,

Características transformadores de corriente:

- Arquitectura:
 - Toroidal. Tipo A, ver figura 2.12.
 - Embridada. Tipo B, ver figura 2.12.
- Para el tipo A: Sin piezas de resina colada sometidas a cargas dieléctricas.
- Según normas CEI 60185,

Tipo A

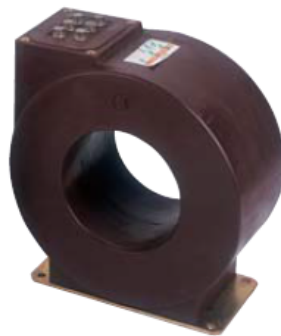


Tipo B



Figura 2.11: Transformador de tensión.

Tipo A



Tipo B



Figura 2.12: Transformador de corriente.

Capítulo 3

Análisis de distintos parques eólicos

Esta sección del proyecto tiene como objetivo el estudio de distintos anteproyectos y proyectos eléctricos de parques eólicos que actualmente se encuentran en operación en nuestro país. De esta forma, se busca interiorizarse en los mismos y tener una visión general de la estructura, características, puntos vulnerables y respaldos que comparten y difieren entre sí.

A partir de esto, se buscará encontrar las principales fortalezas y debilidades de los mismos, de manera de tenerlo en cuenta como posibles recomendaciones en el momento de la realización de un proyecto. A su vez, se destacarán aquellas partes vulnerables de la instalación, las cuales deberán ser consideradas al momento de la realización de mantenimientos o apariciones de problemas técnicos en la operación.

3.1. Parques eólicos estudiados

Para la realización de este análisis, se obtuvo información de 4 parques eólicos ubicados en distintos departamentos del Uruguay.

Dicha información fue brindada por empresas privadas encargadas de la realización de los mismos. Por este motivo, se utilizan números para sus respectivas identificaciones en vez de sus verdaderos nombres a los efectos de conservar la confidencialidad de la información obtenida.

3.1.1. Características principales

En aras de cumplir con los objetivos, en la tabla 3.1 se detallan las principales características de los mismos.

		PARQUE 1	PARQUE 2	PARQUE 3	PARQUE 4
Características generales	Cantidad AEG 's	25	14	25	21
	Potencia AEG (MVA)	2	3	2	2,4
	Potencia total instalada (MVA)	50	42	50	50,4
	Niveles de tensión de la estación (kV)	150/31,5	150/31,5	150/31,5	150/31,5
	Velocidad media del viento en esa ubicación a h= 90m (m/s)	7,5	9	7,5	8
	Nivel de cortocircuito mínimo. (MVA)	730	200	≈ 900	650
	Corriente de cortocircuito mínima(kA)	1	2	3.5	2.5
Transformador de AEG	Conexión	Elevador Dyn5	Elevador Dyn5	Elevador Dyn5	Elevador Dyn5
	Potencia nominal (MVA)	2,7	3,45	2,7	2,7
	Niveles de tensión (KV)	0,66/31,5	0,65/31,5	0,66/31,5	0,66/31,5
	Clase celdas y cables (KV)	36	36	36	36
	Tipo de celdas	Aisladas en SF6	Aisladas en SF6	Aisladas en SF6	Aisladas en SF6
	Tipo de cables	- Cobre de secciones de 95, 150, 240, 400 y 630 mm ² . - Aluminio de secciones 95 y 400 mm ² .	Aluminio de secciones de 150, 300, 500, 630 mm ² .	Aluminio de secciones de 95, 150, 400 mm ² .	Aluminio de secciones de 120, 240, 500 y 630 mm ²
Transformador de potencia	Potencia nominal (MVA)	ONAN - 40 ONAF - 55	ONAN - 40 ONAF - 50	ONAN - 40 ONAF - 55	ONAN - 50 ONAF - 63
	Conexión	Ynd5	Ynd5	Ynd11	Ynd5
	Impedancia de secuencia positiva (%)	10,5	10	10,5	10,92

Tabla 3.1: Principales características de los parques eólicos en estudio.

3.1.2. Descripción general

Mediante la visualización de los planos correspondientes a cada parque en cuestión, en rasgos generales se desprenden algunas observaciones importantes acerca de la manera en que fueron conectados los aerogeneradores y las celdas de MT utilizadas. De este modo, se procedió a describir cada uno de ellos:

- PARQUE 1:** Está dividido en 3 ramales, a los cuales se conectan 8, 9 y 8 AEG's, lo cual implica una corriente total de entre 294 A y 330 A por cada una de las celdas de llegada y algo más que 800 A en la celda principal. Por este motivo, se observa que fueron utilizadas celdas de 630 A y 1250 A respectivamente. En la estación se encuentran 8 celdas: 3 de llegadas de ramales ($I_n=630 A$), una de salida al transformador de potencia ($I_n=1250 A$), una de salida al transformador de servicios auxiliares ($I_n=200 A$), una de

puesta a tierra ($I_n=400 A$), una de medidores y control ($I_n=200 A$), y una de protección ($I_n=200 A$). Los ramales no se conectan estrictamente de forma lineal, y su estructura a la llegada de cada AEG es: una celda de levante a barras, una celda de interconexión con el AEG y una celda de salida interruptor y seccionador (según corresponda).

- **PARQUE 2:** Está dividido en 4 ramales, a los cuales se conectan 4, 1, 5 y 4 AEG's, lo cual implica una corriente total de entre 55 A y 275 A por cada una de las celdas de llegada y poco menos que 800 A en la celda principal. Por este motivo, se observa que fueron utilizadas celdas de 630 A y 1250 A respectivamente. En la estación se encuentran 8 celdas: 4 de llegadas de ramales ($I_n=630 A$), una de salida al transformador de potencia ($I_n=1250 A$), una de salida al transformador de servicios auxiliares ($I_n=200 A$), una de medida de tensión de barras ($I_n=200 A$) y una de reserva equipada ($I_n=630 A$). Los ramales no se conectan estrictamente de forma lineal, y su estructura a la llegada de cada AEG es: una celda de levante a barras, una celda de interconexión con el AEG y una celda de salida con relé de paso de falta (según corresponda).
- **PARQUE 3:** Está dividido en 4 ramales, a los cuales se conectan 7, 6, 6 y 6 AEG's, lo cual implica una corriente total de entre 220 A y 257 A por cada una de las celdas de llegada y algo más que 900 A en la celda principal. Por este motivo, se observa que fueron utilizadas celdas de 1250 A. En la estación se encuentran 7 celdas: 4 de llegadas de ramales ($I_n=1250 A$), una de salida al transformador de potencia ($I_n=1250 A$), una de salida al transformador de servicios auxiliares ($I_n=200 A$) y una de puesta a tierra ($I_n=400 A$). Los ramales no se conectan estrictamente de forma lineal, y su estructura a la llegada de cada AEG es: una celda de levante a barras, una celda de interconexión con el AEG y una celda de salida interruptor y seccionador (según corresponda).
- **PARQUE 4:** Está dividido en 3 ramales, a los cuales se conectan 7 AEG's, lo cual implica una corriente total de 308 A por cada una de las celdas de llegada y 924 A en la celda principal. Por este motivo, se observa que fueron utilizadas celdas de 630 A y 1250 A respectivamente.

3.1.3. Ventajas y desventajas

Luego de haber caracterizado cada uno de los parques eólicos, se procedió a analizar los unifilares y los layouts respectivos, los cuales son adjuntados en el Apéndice C. A partir de los mismos, se pueden extraer las ventajas y desventajas de cada uno de los parques actualmente operativos en Uruguay. Éstas, son detalladas en las tablas 3.2, 3.3, 3.4 y 3.5.

<p>V e n t a j a s</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Una de las celdas de los ramales es de igual corriente nominal que la celda principal ($I_n=1250 A$) por lo que se tiene una reserva. El funcionamiento en caso de una ruptura de la celda principal se puede solucionar realizando un cambio de celdas, lo que dejaría a un ramal fuera de servicio pero no todo el parque. - El transformador principal prevé una expansión de hasta un 10 % en condiciones de factor de potencia unitario. - Las entradas a las celdas de los ramales se realizan conectando un solo conductor por fase. - Los cables utilizados son adecuados para uso subterráneo dada su alta rigidez dieléctrica, bajas pérdidas dieléctricas, resistencia elevada a las descargas parciales y protegido herméticamente frente a posibles humedades.¹ - Se realizaron conexionados de forma de minimizar la distancia de conductores enterrados. - Los conexionados de los AEG's se realizaron de forma de minimizar la cantidad de empalmes en los conductores generando una distribución radial y conectándolos en secuencia, logrando así que las conexiones se realicen en las celdas.
<p>D e s v e n t a j a s</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Las celdas de salida a los ramales ($I_n=630 A$) no tienen repuesto por lo que una falla en una celda generaría la imposibilidad de entrega de energía a la red por parte de dicho ramal. - El transformador está configurado para trabajar en modo ONAN hasta un 80 % de la potencia total instalada del parque. A partir de este valor, se requeriría configurarlo ONAF. Esto limitaría posibles ampliaciones de generación. - La salida de la celda principal se realiza con una conexión de 3 cables por fase de $400 mm^2$, lo que se convierte en un punto débil. - La subestación está ubicada en un lugar distinto a la ubicación óptima (donde se juntan los ramales) y esto genera la necesidad de tener un tramo inicial de los ramales donde su único objetivo es llegar a la subestación, pudiendo generar así, la existencia de nuevos empalmes en cada una de las 3 fases de los 3 ramales generándose un punto vulnerable de la conexión.

Tabla 3.2: Ventajas y desventajas del parque eólico 1.

V e n t a j a s	<ul style="list-style-type: none"> - Se prevé una celda de repuesto de $I_n=630 A$, lo que permite continuidad de servicio en caso de falla en una de las celdas de los ramales del parque. - El transformador principal prevé una expansión de hasta un 19 % en condiciones de factor de potencia unitario. - Las entradas a las celdas de los ramales se realizan conectando un solo conductor por fase. - Los cables utilizados son adecuados para uso subterráneo dada su alta rigidez dieléctrica, bajas pérdidas dieléctricas, resistencia elevada a las descargas parciales y protegido herméticamente frente a posibles humedades. - Se realizaron conexionados de forma de minimizar la distancia de conductores enterrados.
D e s v e n t a j a s	<ul style="list-style-type: none"> - La celda principal de salida al transformador principal ($I_n=1250 A$) no tiene repuesto por lo que una falla en la misma generaría a un corte tanto de suministro a la instalación como de entrega de energía a la red por parte del parque. - El transformador está previsto para tener funcionamiento ONAF suponiendo un funcionamiento total del parque. - La salida de la celda principal se realiza con una conexión de 3 cables por fase de $630 mm^2$ lo que convierte a este lugar un punto débil de la conexión. - El conexionado no se realiza de forma eficiente ya que una de las celdas está interconexionada a un solo aerogenerador utilizando por tanto una celda de $I_n=630 A$ para hacer uso de 55 A. - La longitud del cable de mayor sección de los ramales ($500 mm^2$) llega a tener una distancia de más de 5500 mts. lo que genera la necesidad de realizar en el orden de 10 empalmes por fase, por lo que se convierte en puntos vulnerables de la conexión. Esto es realizado en un ramal que genera 12 MW. Estas distancias se deben a la ubicación geográfica del mismo.

Tabla 3.3: Ventajas y desventajas del parque eólico 2.

<p>V e n t a j a s</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Una de las celdas de los ramales es de igual corriente nominal que la celda principal ($I_n=1250 A$), por lo que se tiene una reserva. El funcionamiento en caso de una ruptura de la celda principal se puede solucionar realizando un cambio de celdas, que dejaría un ramal fuera de servicio pero no todo el parque. - El transformador principal prevé una expansión de hasta un 10 % en condiciones de factor de potencia unitario. - Las entradas a las celdas de los ramales se realizan conectando un solo conductor por fase. - Los cables utilizados son adecuados para uso subterráneo dada su alta rigidez dieléctrica, bajas pérdidas dieléctricas, resistencia elevada a las descargas parciales y protegido herméticamente frente a posibles humedades. - Se realizaron conexionados de forma de minimizar la distancia de conductores enterrados. - Los conexionados de los AEG's se realizan de forma de minimizar la cantidad de empalmes en los conductores realizando una distribución radial y conectándolos en secuencia, logrando así que las conexiones se realicen en las celdas.
<p>D e s v e n t a j a s</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Las celdas de salida a los ramales ($I_n=630 A$) no tienen repuesto, por lo que una falla en una celda generaría la imposibilidad de entrega de energía a la red por parte de dicho ramal. - El transformador está previsto para tener funcionamiento ONAF a partir del funcionamiento óptimo de un 80 % de los AEG's. - La salida de la celda principal se realiza con una conexión de 3 cables por fase de $400 mm^2$, lo que vuelve este lugar un punto débil de la conexión. - La subestación está ubicada en un lugar distinto a la ubicación óptima (donde se juntan los ramales) y esto genera la necesidad de tener un tramo inicial de los ramales donde su único objetivo es llegar a la subestación, generando esto la existencia de nuevos empalmes en cada una de las 3 fases de los 3 ramales. De esta forma, se convierte en un punto vulnerable de la conexión. - Existen 2 pares de AEG's que se conectan en 2 entradas de celdas de la subestación teniendo de esa forma 2 cables por fase en dichas celdas y generando un punto vulnerable de la conexión.

Tabla 3.4: Ventajas y desventajas del parque eólico 3.

<p>V e n t a j a s</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Se prevé una celda de repuesto de $I_n=630 A$, lo que permite continuidad de servicio en caso de falla en una celda de los ramales del parque. - El transformador principal prevé una expansión de hasta un 20 % en condiciones de factor de potencia unitario. - Las entradas a las celdas de los ramales se realizan conectando un solo conductor por fase. - El transformador puede funcionar a potencia nominal en modo ONAN permitiendo una expansión de hasta el 26 % en modo ONAF. - Los cables utilizados son adecuados para uso subterráneo dada su alta rigidez dieléctrica, bajas pérdidas dieléctricas, resistencia elevada a las descargas parciales y protegido herméticamente frente a posibles humedades. - Se realizaron conexionados de forma de minimizar la distancia de conductores enterrados.
<p>D e s v e n t a j a s</p>	<ul style="list-style-type: none"> - La celda principal de salida al transformador principal ($I_n=1250 A$) no tiene repuesto, por lo que una falla en la misma generaría un corte tanto de suministro a la instalación como de entrega de energía a la red por parte del parque. - La salida de la celda principal se realiza con una conexión de 3 cables por fase de $630 mm^2$, lo que vuelve este lugar un punto débil de la conexión. - Las longitudes de los cables de mayor sección de los ramales ($500 mm^2$) son muy distintas y en un caso llega a tener una distancia de más de 2500 <i>mts.</i> lo que genera la necesidad de realizar en el orden de 5 empalmes por fase. Éstos son puntos vulnerables de la conexión y se realizan en ramales que generan casi 17 <i>MW</i>. Esto se debe a que se prevén futuras ampliaciones a menores distancias.

Tabla 3.5: Ventajas y desventajas del parque eólico 4.

3.2. Recomendaciones sobre la planificación

Con esta sección se pretende destacar los puntos más relevantes de la planificación, brindando posibles recomendaciones acerca de la misma. Para éstas, el desarrollo ha sido basado en el propio análisis de layouts y unifilares así como también en experiencias laborales personales.

A partir de los proyectos detallados, se desprenden 2 aspectos importantes. Por un lado, no existen diferencias considerables en la metodología de conexión ni en la elección de equipos y cables. Por otro lado, la elección de todos los materiales se realiza enfocado desde el punto de vista económico, es decir que la utilización de los materiales se elige con el menor costo posible de inversión o el que genere más ganancias durante el funcionamiento.

En base a esto, se consideran las siguientes recomendaciones para los parques eólicos en cuestión:

- Se considera importante tener una celda de respaldo que sea capaz de soportar la corriente nominal de toda la instalación, es decir $I_n=1250 A$, tanto para los casos en estudio como también para parques que generen hasta 68 MW. Esto garantizaría la recuperación del servicio en un tiempo mucho más acotado en caso de ruptura o falla de la celda de interconexión con el transformador de potencia, además de servir también para sustituir cualquiera de las celdas que salen a los ramales, lo cual es muy relevante.
- Prever posibles expansiones de la instalación, utilizando un transformador de potencia que exceda en un porcentaje razonable (a decidir por el proyectista e inversionista) la potencia instalada. En principio, un único transformador de potencia parece ser una debilidad del sistema y por lo tanto habría que tener presente el hecho de comprar uno, así como también la disponibilidad de UTE para suministrar uno de estos equipos en caso de falla y así, poder realizar una comparativa costo de alquiler vs. costo de la indisponibilidad.
- Evitar utilizar más de un cable por fase, sobre todo en los ramales, ya que esto genera múltiples empalmes por fase y a veces hasta un tren de enchufables a la llegada de la celda u otras formas de conectar las terminales, lo cual genera múltiples puntos vulnerables de la instalación pasibles de incendios o pérdidas de energía.
- Verificar que los cables tengan alta rigidez dieléctrica, bajas pérdidas dieléctricas, resistencia elevada a las descargas parciales y buenas características térmicas, de manera de poder ser enterrados disminuyendo la probabilidad de futuras fallas en los mismos. Es importante tener bien identificado la zona en la cual están hechos los empalmes dado que las fallas más comunes se dan en los mismos. De esta forma se accedería con facilidad a realizar el correctivo correspondiente.
- Minimizar, siempre que sea posible, las distancias de cables de modo de disminuir la cantidad de empalmes a realizar. Para esto, son necesarias 2 consideraciones. Por un lado, conectar los ramales de forma radial y ramificar desde

las celdas de los AEG's y no desde la subestación. Por otro lado, ubicar la subestación lo más cercana posible al punto en el que se encuentran los ramales, de modo de evitar recorrer distancias considerables con todos los cables, hecho que generaría la creación de múltiples empalmes. Otro punto a tener en consideración, es la mala práctica de realizar empalmes en el conductor de la torre que se dirige a la góndola. Este tramo es en particular delicado por su cercanía con el equipo y cualquier falla que suceda puede quemar o averiar el mismo.

- Se considera importante que las subestaciones tengan de respaldo del transformador de servicios auxiliares, un generador, así como también algún sistema ininterrumpido de energía como lo son las UPS alimentadas del banco de baterías.
- Los AEG's cuentan en principio con 3 tipos de celdas: una de levante a barras, una de interconexión con el AEG y una o más celdas de salida a AEG's, compuesta con un seccionador bajo carga y relé de paso de falta. Para esta última celda, se considera necesario tener al menos una de respaldo, ya que la falla de una de ellas podría poner fuera de servicio casi la totalidad de los AEG's de un ramal.
- Realizar estudio económico a fines de determinar la sección más conveniente de los cables, teniendo en consideración las pérdidas eléctricas producidas en éstos, el costo de los mismos y la vida útil del parque.

3.3. Operación y mantenimiento en cables

En cuanto a lo que operación y mantenimiento se refiere, es válido aclarar que se debe constar de todos los manuales de los equipos de playa y subestación de modo de realizar los respectivos mantenimientos con la periodicidad adecuada de forma enlentecer el deterioro.

Teniendo presente el objetivo de esta tesis, no se explaya en temas de operación y mantenimiento de cada equipo en particular pero sí se considera de vital importancia el estudio en cables, sabiendo por bibliografía e información empírica, que las principales fallas en cables subterráneos se da en los empalmes de los mismos y es, por este motivo, que se procedió a ahondar en el tema.

Más allá de detectar fallas, en la actualidad, la tendencia mundial está basada en la anticipación temprana de un siniestro eléctrico, mediante la aplicación de técnicas de diagnóstico de cables y sus accesorios, tendientes a controlar desde la instalación de los mismos, el tipo de falla que a futuro tendrán, cuando se constituyan como parte integrante de un tendido subterráneo, permitiendo analizar metro a metro el estado de degradación, ya sea ascendente o estable. Las empresas de energía, cuentan hoy con una opción eficiente, y con normativas habilitantes, para certificar el estado de sus redes subterráneas de energía.

Algunas optan por no cambiar sus tradicionales métodos de ensayos, y sus cables siguen fallando en servicio, teniendo que realizar reparaciones de emergencia, clientes

insatisfechos, y pérdida de ingresos; sin embargo, el estimar el grado de confiabilidad de un alimentador subterráneo, forma parte de la valoración de los activos de una empresa distribuidora, posibilitando determinar su rentabilidad real proyectada.

La gran cantidad de antiguos cables de MT/AT, aún en servicio, influyen en la fiabilidad de la red de distribución eléctrica. En consecuencia, los ensayos de diagnóstico en campo, son actualmente requeridos para evaluar la gravedad de la degradación, y para determinar cuáles cables, empalmes o terminales, requieren de un inmediato reemplazo.

Las nuevas técnicas para el diagnóstico de cables y sus accesorios, permiten controlar desde la recepción de los mismos, el tipo de falla que a futuro tendrán, cuando se constituyan como parte integrante de un tendido subterráneo, y además, permiten también analizar metro a metro el estado de degradación, ascendente o estable, que sufra con el paso del tiempo.

Para esto, la aplicación conjunta de técnicas de ensayos específicos por VLF² - Descargas Parciales - Tangente Delta, ofrecen un nuevo y preciso panorama de análisis, tendiente a determinar el estado real de degradación de empalmes y en especial de terminales de MT/AT.

En la actualidad, la norma IEEE 400.2001 [24] cubre los ensayos de sistemas de cables instalados, de clase 5 KV a 500 KV, en todas sus etapas: Instalación - Aceptación - Mantenimiento - Diagnóstico.

El uso de la tecnología VLF sinusoidal, permite hoy en día la realización de los ensayos de instalación y de diagnóstico de estado de cables subterráneos de MT/AT/EAT, posibilitando mediciones precisas en las más extensas longitudes de tendidos.

3.3.1. Ensayos eléctricos en cables

Aquí, se procede a detallar cada uno de los ensayos a ser realizados sobre cables:

3.3.1.1. Ensayo de tensión resistida en very low frequency (VLF 0,1 Hz)

Acorde a lineamientos de [24].

Objetivos:

- Determinar el criterio de aceptación o rechazo de un determinado sistema de cables bajo ensayo.
- Producción de un stress eléctrico intenso y suficiente para permitir que los defectos incipientes, en casos de existir, se expongan como fallas en el momento del ensayo, y no durante la operatoria en servicio de la línea.

²VLF: Muy baja frecuencia

Lineamientos:

Las ventajas de la utilización de la tecnología VLF (Very Low Frequency), han posicionado a este modo de ensayo como la alternativa más eficaz para las pruebas de tensión aplicada en las etapas de Instalación / Aceptación y Mantenimiento de cables subterráneos con aislaciones termo-plásticas, como así también para ensayos de diagnóstico de estado, por Descargas Parciales / Tangente Delta, sobre cables de MT, AT y EAT.

Descartado mundialmente el uso de la Corriente Continua como método de ensayo, en la actualidad más de una decena de normativas internacionales vigentes en Europa y USA, amparan y rigen los procedimientos de pruebas en VLF sobre cables XLPE - LPD - EPR - PILC. Un equipo de ensayo bajo el sistema VLF, será todo aquel que pueda generar una señal de corriente alternada, de una frecuencia del orden de los 0,01 Hz a 1 Hz .

La bondad de un equipo para ensayos en VLF, es la de aproximarse lo más posible a un ensayo efectuado en corriente alterna a la frecuencia de red, pero la diferencia sustancial radica en la baja potencia que se requiere en modo VLF 0,1 Hz , frente a los de 50 Hz o 60 Hz . Muchas fallas en cables subterráneos, son debidas a una ineficiente ejecución de sus empalmes, y para estos casos, el VLF está demostrando ser un método fácil y seguro para mantener la confianza en los sistemas de distribución de energía.

Los nuevos sistemas VLF, permiten realizar tanto la serie de ensayos de tensión aplicada (tensión resistida), de acuerdo a la sección 5.3 de la norma IEEE 400.3 [26], como así también, los ensayos de diagnóstico de estado (degradación) acorde a lo establecido en la norma IEEE Std 400.2 [25], sobre sistemas de cables de hasta 20 km de cables, con solo 20 KVA de potencia de red, y con una frecuencia seleccionable de 0,02 - 0,05 y 0,1 Hz .

Frente a la necesidad de dejar de lado los ensayos en Corriente Continua, debido a los efectos perjudiciales que esta produce sobre las aislaciones tipo XLPE, la versatilidad de la tecnología VLF, por sobre los equipos resonantes convencionales, marca una diferencia fundamental tanto en dinamismo como en capacidad de diagnóstico.

3.3.1.2. Ensayo/mapa de descargas parciales

Acorde a lineamientos de [26].

Objetivos:

- Trazado del mapa de producción de Descargas Parciales de todo el sistema (cable-empalmes) con especial discriminación metro a metro / empalme a empalme.
- Búsqueda de fallas incipientes. Medición global de descargas parciales con registros digitales, sobre cada uno de las fases, mediante aplicación de tensión de prueba.

- Captura, registro e interpretación de las señales obtenidas durante un intervalo mínimo de 60 minutos por fase.
- Obtención del mapa de distribución de descargas a lo largo del cable ensayado (gráfico metros versus pico-coulombs), con discriminación del nivel de emisión, en cada empalme/metro de cable.
- Confección de protocolo completo de diagnóstico, con alcance de estado actual.

Lineamientos:

La actualización tecnológica en materia de ensayos de "Diagnóstico de Estado", más allá de cuantificar un valor "global" de las Descargas Parciales de un tendido de alta tensión, acorde a IEC-60270[7], lo cual sería muy poco útil dado que no se podría identificar cual sería el accesorio, empalme, terminal y/o tramo de cable que las producen en mayor medida, permite también realizar un trazado o mapa integral de las Descargas Parciales que posee un sistema de cables instalados, posicionadas en función a su metraje (mapa pico-coulombs vs. metros).

El principio de medición para el trazado de este mapa, está basado en la REFLECTOMETRÍA DE SEÑALES. Una vez que se producen las DP³ mediante la aplicación de una tensión de prueba VLF, las mismas viajarán hacia ambos extremos del cable; reflejándose en los terminales y produciendo, un trazo típico de tres impulsos por cada evento de descarga.

3.3.1.3. Ensayo de tangente de delta o factor de disipación

Acorde a lineamientos de [26].

Objetivos:

- Análisis de $Tg \delta^4$ vs. *Capacidad* vs. *Tensión aplicada*, para detección de problemas de contaminación y/o humedad.
- Medición con registro digital sobre cada fase asociada mediante la aplicación de alta tensión $VLF(0, 1Hz)$, acorde a [24].
- Captura de registro e interpretación de las señales obtenidas durante un intervalo mínimo de 15 minutos.
- Resultados expuestos en valores de tangente - tensión aplicada - y capacidad eléctrica de la muestra.

Lineamientos:

Los ensayos de "diagnóstico", se complementan con los de $Tg \delta$, con una resolución de 1×10^{-4} , acorde a [25]. Particularmente aplicada a un sistema de cables

³DP: Descargas Parciales

⁴Tangente delta.

de MT/AT, la $Tg \delta$ refiere a la calidad y evolución del material instalado en forma global (sistema único formado por cable/ terminales/ empalmes).

La palabra “global” tiene aquí un especial énfasis, dado que si una parte del sistema de cables , llámese terminal, empalme, o un tramo de cable, se encontrara con una baja estabilidad dieléctrica, el resultado de la tangente en forma global, sería malo, a pesar que todo el resto de los componentes estén en buen estado.

Las mediciones de $Tg \delta$ no permiten individualizar el punto del defecto, ni logran una separación entre estado de cables / empalmes / terminales; es por eso que se trata de una medición complementaria a la del mapa de Descargas Parciales (ubicación puntual).

3.3.1.4. Reflectometría diferencial de conductores

Acorde a lineamientos de [28].

Objetivos:

- Mediciones con registros digitales, sobre cada uno de las fases asociadas, mediante la inyección de señales de baja tensión (14 V), y alta frecuencia (10 khz).
- Obtención del mapa de discontinuidades y cambios de impedancias a lo largo de cada tendido.
- Emisión de reporte con descripción de anomalías o discrepancias atribuidas a radios de curvaturas, empalmes, aplastamientos, ingreso de humedad, cambios de secciones y todo otro tipo de imperfecciones detectadas.
- Estudio de discrepancias comparativas entre distintas fases de una misma terna.

Lineamientos:

Se dice que la Reflectometría Convencional, permite “ver” en el interior de un cable y a lo largo de todo su recorrido. Un empalme que forma parte de un tendido subterráneo, puede ser analizado en cuanto a su calidad de confección / estado actual, por medio de la aplicación de las técnicas de reflectometría convencional.

A diferencia de lo que sucede con un instrumento de lectura directa, en donde la magnitud a leer queda definida numéricamente, sin lugar a discusiones; en un reflectómetro aparece ahora el término “interpretación”, es decir que el especialista no tendrá ante sus ojos un valor numérico absoluto, sino que deberá interpretar una gráfica (gráfica reflectométrica), la cual seguramente contendrá todas las respuesta a sus preguntas, pero deberá “interpretar” según su raciocinio, que es lo que le está indicando la misma.

Un TDR⁵ diferencial identifica y posiciona temporalmente mediante una reflexión de su señal incidente, todo cambio de impedancia en un cable. Estos cambios de impedancias pueden ser atribuidos a una gran variedad de circunstancias, entre ellas daños en el cable, ingreso de humedad, cambios en tipo de cable, instalación inapropiada, radios de curvaturas extremos.

Uno o todos los empalmes que forman parte de un tendido subterráneo, pueden ser analizados en cuanto a su calidad de confección / estado actual, por medio de la aplicación de las técnicas de reflectometría convencional, pero para la interpretación eficiente de sus resultados, es necesario manejar cuidadosamente los conceptos de: atenuación, ubicación, cantidad total de empalmes existentes en el tendido, y la existencia o no de otros empalmes ubicados en forma previa al analizado.

Estando el sistema de cables desenergizado y libre de tierras en ambos extremos, se realizará una toma reflectométrica a distintos niveles de ganancias, utilizando un reflectómetro de canal dual que permite mediciones del tipo diferencial.

Por medio de la aplicación de pulsos eléctricos de alta frecuencia sobre cada conductor; se procederá al registro de todos y de cada uno de los cambios de impedancias (reflexiones) que la muestra produzca. Estos cambios serán visualizados como pulsos de polaridades específicas en el registro de reflectometría, para ser sometidos a un análisis de causa/origen de los mismos.

3.3.1.5. Ensayo de integridad de la cubierta exterior

Acorde a lineamientos de [6] y [29].

Objetivos:

- Determinación de puntos a tierra en la pantalla, a lo largo de toda la línea.
- Verificar la existencia de zonas en las que se ha producido una rotura de la cubierta exterior del cable, permitiendo el posible ingreso de humedad y proceso de degradación.
- Evitar puntos de calentamiento concentrado.
- Medición efectuada mediante la aplicación de tensión de ensayo de corriente continua (cc), nivel de tensión de ensayo de hasta 10 kV cc, durante 1 minuto, de acuerdo a [4], [2] y [3].

Lineamientos:

Se procederá a levantar las conexiones a tierra de las pantallas, en ambos extremos de línea. Desde la subestación, se aplicará tensión continua entre pantalla de una fase y tierra, colocando las otras dos pantallas y los conductores de las fases a tierra. La tensión aplicada se incrementará en escalones hasta alcanzar el valor

⁵TDR: Medición de reflexión trifásica

máximo de ensayo: 10 *kV* de tensión continua. Este procedimiento se repetirá por cada pantalla de cada fase. La tensión de prueba será aplicada durante 1 minuto por cada pantalla. Durante el ensayo se verificará que no se produzcan descargas disruptivas ni incrementos sustanciales de corrientes, según lo establecido en [6] y [29]. La comparación de valores obtenidos en cada medición (cada fase) será de carácter cuantitativo para determinar condiciones de anomalías.

En caso de detectarse una marcada asimetría de las corrientes medidas o una falla a tierra, se procederá a sectorizar las mediciones con el objetivo de determinar la sección con falla.

Capítulo 4

Flicker

En el análisis del comportamiento de las redes eléctricas, los temas de mayor influencia en la calidad de energía eléctrica, entre otros, son los armónicos, las sub y sobre tensiones, las interrupciones y el **flicker**. Este último preocupa desde hace varios años a organizaciones y países del mundo por las consecuencias que genera.

El flicker es el fenómeno de variación de la intensidad del flujo luminoso que afecta a la visión humana, generado por fluctuaciones (modulaciones) en la tensión de la red eléctrica. Es un problema de percepción visual, puesto que el fenómeno depende principalmente de las personas que lo observan.

La molestia causada en la visión provoca cansancio prematuro en la vista e irritabilidad en las pupilas por estar en continua dilatación y contracción ajustándose al nivel de iluminación, especialmente cuando un lector recorre el texto de un libro.

Las frecuencias consideradas como flicker dependen de la tensión y frecuencia nominal de la red eléctrica. Para los sistemas de 50 Hz el rango de flicker es de 0,05 hasta 35 Hz a 230 V de tensión nominal y para 60 Hz es de 0,05 Hz hasta 42 Hz a 120 V . Ambos rangos de frecuencia de flicker se registraron con la iluminación en base a una lámpara incandescente de 60 W , y surgen por la diferencia en las constantes de tiempo de los filamentos para cada tensión, que imprimen distintas respuestas en frecuencia.

Las principales causas son las conexiones de grandes motores de inducción, generadores, compresores, trenes laminadores, bancos de capacitores, soldadoras y hornos de arco (cargas no lineales) conectados a redes eléctricas deficientes, de baja potencia de corto circuito, o en aquellas sin sistemas de control de inhibición de transitorios.

El flicker se puede clasificar según su naturaleza, en dos categorías: sistemático (o periódico) y aleatorio (o no periódico), pudiendo manifestarse simultáneamente. El flicker periódico puede ser consecuencia de cargas o servicios repetitivos como compresores, soldadoras de punto y de arco, en cambio, el flicker no periódico es provocado por la eventual conexión de grandes cargas. Ambos tipos de flicker pueden presentarse simultáneamente.

4.1. Origen de las variaciones en la calidad de energía

Este capítulo describe el origen y algunas de las herramientas básicas de análisis de las variaciones en la calidad de la energía. En las siguientes secciones se abordarán temas como las variaciones de tensión y frecuencia, desequilibrio de tensión, el flicker resultante de las fluctuaciones de tensión, y la distorsión en la forma de onda.

4.2. Variaciones de frecuencia de la tensión

Las variaciones de frecuencia de la tensión es el primer tema abordado en este capítulo. En primera instancia se tratará sobre el origen estas variaciones, luego se discutirá un método para limitarlas, denominado *control potencia-frecuencia*. Por último se brinda un ejemplo con mediciones reales de estas variaciones en un grupo de sistemas interconectados.

4.2.1. Equilibrio de potencia

El almacenamiento de la energía eléctrica en grandes cantidades durante largos períodos de tiempo no es posible, por lo tanto, la generación y el consumo de energía eléctrica debe estar en equilibrio. Cualquier desequilibrio en la generación y producción provocará un cambio en la cantidad de energía presente en el sistema. La energía en el sistema está dominada por la energía de rotación E_{rot} de todos los generadores y motores:

$$E_{rot} = \frac{1}{2}J\omega^2 \quad (4.1)$$

Donde J es el momento de inercia total de todas las máquinas rotativas y ω la velocidad angular a la que estas máquinas están girando. Un desequilibrio entre la potencia generada P_g y la potencia total consumida (incluyendo las pérdidas) P_c provoca un cambio en la cantidad de energía de rotación y por lo tanto en la velocidad angular:

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{P_g - P_c}{J\omega} \quad (4.2)$$

La inercia total es, normalmente, cuantificada a través de la constante inercia H , la cual se define como la relación entre la energía de rotación a velocidad angular nominal ω_0 y una potencia base S_b :

$$H = \frac{\frac{1}{2}J\omega_0^2}{S_b} \quad (4.3)$$

La potencia base normalmente se toma igual a la suma de las potencias aparentes nominales de todos los generadores conectados al sistema. Sin embargo, los cálculos que se realizan a continuación son independientes de la elección de la esta potencia base. Valores típicos de la constante de inercia de grandes sistemas se encuentran entre 4 y 6 s.

Insertando 4.3 en 4.2, asumiendo que la frecuencia se mantiene cerca de la frecuencia nominal, y sustituyendo la velocidad angular por la frecuencia, se obtiene la siguiente expresión:

$$\frac{df}{dt} = \frac{f_0}{2H}(P_g - P_C) \quad (4.4)$$

Donde P_g y P_C son los valores en por unidad (p.u.) sobre la misma base que la constante inercia H .

Considerando un desequilibrio de $0,01pu$ entre la generación y la producción en un sistema con una constante de inercia de $5 s$. Esto conduce a un cambio en la frecuencia igual a $0,05 Hz/s$. Si habría un excedente de $0,01pu$ de generación, la frecuencia se elevaría a $51 Hz$ en $20 s$; en cambio, para un déficit de $0,01 pu$ en la generación, la frecuencia se reduciría a $49 Hz$ en $20 s$. Es muy difícil predecir la carga con una exactitud del 1% . En base a esto, se concluye que para mantener constante la frecuencia del sistema es necesario algún tipo de control.

La pérdida repentina de una gran central eléctrica de potencia $0,15pu$ provocará una caída de la frecuencia igual a $1 Hz/s$. Es decir, en $1 s$ la frecuencia ha bajado a $49 Hz$. Dado que la pérdida súbita e inesperada de una gran unidad generadora no puede descartarse, es evidente que existe la necesidad de un control automático de la frecuencia y del equilibrio entre la generación y el consumo.

A continuación se incluye un ejemplo a los efectos de fijar estas ideas. Se pretende determinar la cantidad de energía eléctrica y magnética presente en $500 km$ de una línea aérea trifásica de $400 kV$ cuando transporta $1000 MW$ de potencia activa con un factor de potencia unitario. Suponiendo que la línea presenta una inductancia y capacitancia igual a $1 mH/km$ y $12 nF/km$ respectivamente, se obtiene que la cantidad de energía eléctrica y magnética presentes en la línea son:

- Energía eléctrica: $\frac{1}{2}Cu^2 = 320 kJ$
- Energía magnética: $\frac{1}{2}Ci^2 = 1040 kJ$

Para un factor de potencia unitario los picos en la energía magnética y eléctrica (corriente y tensión) se producen simultáneamente, de modo que la energía electromagnética total máxima es igual a $1360 kJ$. Al igual que antes, se puede expresar esto como una constante de tiempo dividiendo entre la potencia nominal. Para una base de $1000 MVA$, se tiene una constante de tiempo de $1,4 ms$. Este resultado es significativamente menor a cualquier constante de tiempo entre 4 y $6 s$ de la potencia de rotación.

Por lo tanto, en base a este ejemplo, se confirma la declaración realizada al comienzo de esta sección de que la energía presente en un sistema está dominada por la energía de rotación de generadores y motores.

4.2.2. Control potencia-frecuencia

Para mantener el equilibrio entre la generación y consumo de la energía eléctrica la mayoría de las grandes unidades de generación están equipadas con un control

potencia-frecuencia. Mantener el valor de la frecuencia cercano a su valor nominal es una consecuencia de mantener el equilibrio entre la generación y el consumo.

La frecuencia medida se compara con una frecuencia de referencia (la frecuencia nominal, 50 o 60 Hz , en casi todos los casos). Cuando la frecuencia medida es mayor a la frecuencia nominal, esto indica un excedente de energía de rotación en el sistema. Para corregir esto, el generador reduce su potencia activa. Más correctamente, la potencia activa de la máquina motriz del generador es reducida. Esto conduce, luego de un transitorio, a un nuevo estado estacionario con una menor cantidad de energía eléctrica suministrada al sistema.

El principio del control potencia-frecuencia se muestra en la figura 4.1. La entrada al “speed governor” (regulador de velocidad) es un ajuste de potencia corregido P_{SET} (corregido según la desviación de la frecuencia de su valor de referencia). El regulador de velocidad es un sistema de control que suministra una señal a la máquina motriz de manera de regular la energía mecánica entregada al generador. Por ejemplo, para una central térmica, se suministra la señal a las válvulas de vapor para regular la cantidad de vapor de agua que llega a la turbina. La turbina reacciona a esto, con un cierto retraso, cambiando la cantidad de energía mecánica. Para el propósito de esta sección, es suficiente saber que hay un retraso de tiempo de varios segundos (10 s o más para grandes unidades) entre el cambio en la señal de potencia en la entrada del regulador y un cambio en la potencia mecánica producida por la turbina.

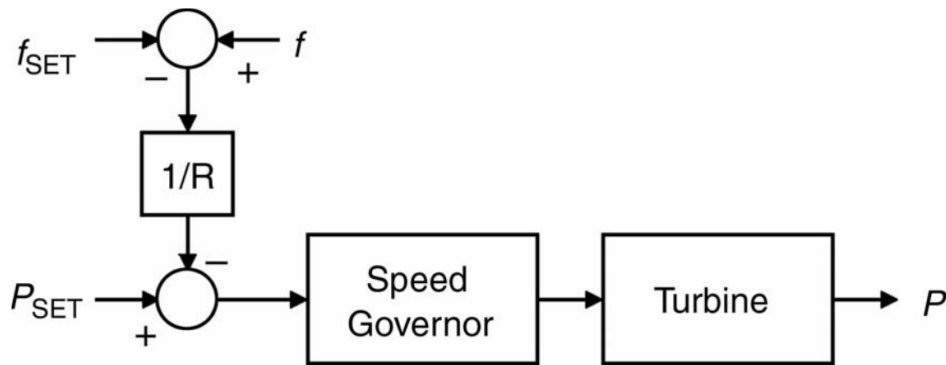


Figura 4.1: Control potencia-frecuencia

Considerando el sistema en estado estacionario, el control potencia-frecuencia se basa en la siguiente expresión:

$$P = P_{SET} - \frac{1}{R}(f - f_{SET}) \quad (4.5)$$

Donde R se conoce como la *pendiente de ajuste*. Esta relación se muestra en la figura 4.2. Cuando la frecuencia del sistema disminuye, aumenta la producción de energía. Esto compensa la causa que originó la disminución de la frecuencia (un déficit de generación). El ajuste de la frecuencia es igual a la frecuencia nominal del sistema y es la misma para todos los generadores conectados al sistema.

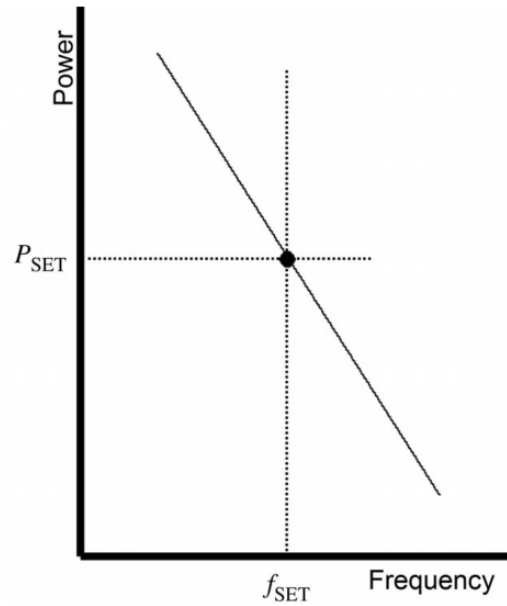


Figura 4.2: Relación entre la frecuencia del sistema y la cantidad de energía generada por una unidad generadora.

4.2.2.1. Spinning Reserve - “Reserva giratoria”

Para poder realizar un aumento de la potencia generada cuando hay un déficit de generación, por ejemplo, cuando una unidad generadora grande se desconectó del sistema, la energía producida por un generador debe ser menor de su capacidad máxima. La cantidad de potencia adicional que se puede producir en cuestión de segundos se llama “reserva giratoria”. La reserva giratoria total de un sistema interconectado debe ser al menos igual a la unidad más grande conectada al sistema.

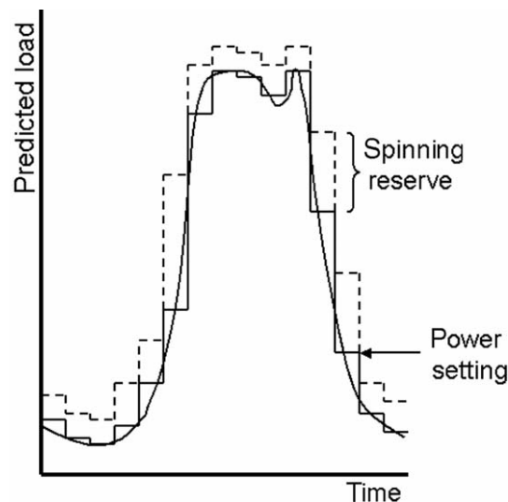


Figura 4.3: Curva de carga diaria (línea continua curva) para un sistema de energía, con la potencia total equivalente de los ajustes de potencia de los generadores (líneas continuas rectas) y la reserva giratoria (líneas discontinuas).

4.2.2.2. Elección de la potencia de ajuste P_{SET}

La figura 4.3 muestra una curva de carga diaria hipotética de un sistema. Una curva de este tipo se utiliza para programar la capacidad de generación necesaria. El día se divide en un número de intervalos de tiempo, típicamente de entre 15 y 30 *min* de duración. Para cada intervalo se determina la carga esperada. Esta generación requerida se distribuye entonces sobre un número de estaciones generadoras. Para cada intervalo de tiempo la suma de los ajustes de potencia se elige igual a la carga esperada. La programación real se encuentra en la mayoría de los países realizada por un principio de libre mercado, donde cada generador puede hacer ofertas. Cuando una oferta es aceptada para un determinado intervalo de tiempo, se convertirá en el ajuste de potencia del generador para este intervalo.

Además, se puede fijar la reserva giratoria para cada intervalo de tiempo, pero esto normalmente se toma como un porcentaje fijo de la potencia total.

4.2.2.3. Intercambio de carga

Un cambio en la carga, o un cambio en la configuración de la generación, resulta en un cambio en la energía generada para todas las unidades de generación equipadas con un control potencia-frecuencia. Considerando un sistema con n generadores con sus correspondientes ajustes de potencias $P_{i,SET}$, pendientes de ajuste R_i , y un ajuste de frecuencia igual a f_{SET} . Notar que el ajuste de potencia y la pendiente de ajuste se definen para cada unidad de generación, mientras que el ajuste de frecuencia es el mismo para todas. La energía producida por cada generador a una frecuencia dada f se muestra en la ecuación 4.6.

$$P_i = P_{i,SET} - \frac{1}{R_i}(f - f_{SER}) \quad (4.6)$$

La suma de todos los ajustes de potencia es igual a la carga total proyectada:

$$\sum_{i=1}^n P_{i,SET} = P_c \quad (4.7)$$

Suponga que la carga real se desvía de la carga proyectada en una cantidad ΔP_c , de este modo, en estado estacionario se tiene que:

$$P_g = P_c + \Delta P_c \quad (4.8)$$

Combinando las ecuaciones 4.6, 4.7 y 4.8 se tiene que:

$$P_g = \sum_{i=1}^n P_i = \sum_{i=1}^n P_{i,SET} + \Delta P_c \quad (4.9)$$

Lo que se traduce en una frecuencia de estado estacionario dada por:

$$f = f_{SET} - \frac{\Delta P_c}{\sum_{i=1}^n (1/R_i)} \quad (4.10)$$

El aumento en el consumo hace que la frecuencia del sistema disminuya en una cantidad determinada por la configuración del control potencia-frecuencia de todos

los generadores. Cada generador contribuye al aumento de la generación según la inversa de su pendiente de ajuste:

$$P_k = P_{k,SET} + \frac{1/R_k}{\sum_{i=1}^n (1/R_i)} \Delta P_c \quad (4.11)$$

La pendiente de ajuste es normalmente un valor constante en por unidad, donde la potencia del generador es utilizada como base. Para un generador de potencia nominal S y una pendiente de ajuste en por unidad igual a R_{pu} , la pendiente de ajuste en Hz por MW (Hz/MW) es igual a:

$$R_k = R_{pu} \frac{f_{SET}}{S} \quad (4.12)$$

Con f_{SET} típicamente igual a f_0 , la frecuencia nominal. Suponiendo que la pendiente de ajuste en por unidad es la misma para todas las unidades, la nueva frecuencia de estado estacionario se obtiene insertando 4.12 en 4.10, es decir:

$$f = f_{SET} - \frac{\Delta P_c}{\sum_{i=1}^n S_i} R_{pu} f_{SET} \quad (4.13)$$

La disminución relativa de la frecuencia es función del déficit relativo en la generación y de la pendiente de ajuste en por unidad:

$$\frac{\Delta f}{f_{SET}} = - \frac{\Delta P_c}{\sum_{i=1}^n S_i} R_{pu} \quad (4.14)$$

Cada generador contribuye según la relación de su potencia nominal a cualquier déficit en la generación:

$$P_k = P_{k,SET} + \frac{S_k}{\sum_{i=1}^n S_i} \Delta P_c \quad (4.15)$$

Por lo tanto, los grandes generadores contribuyen más que los generadores de menor tamaño. Esto requiere reserva giratoria, la cual es un porcentaje fijo de la potencia nominal de la unidad de generación.

4.2.3. Ejemplos de variaciones reales de frecuencia

Ejemplos de medidas de variaciones reales de frecuencia se muestran en la figura 4.4. Como se ha explicado en las secciones anteriores, las variaciones de frecuencia son las mismas a lo largo de un sistema interconectado y están relacionadas con el desequilibrio relativo entre generación, carga y control potencia-frecuencia.

En términos generales, cuanto mayor sea el sistema, menores son las variaciones de frecuencia. Los datos presentados aquí fueron recogidos en cinco lugares diferentes en cinco sistemas interconectados diferentes. La figura 4.4 da la frecuencia promedio en 1 minuto durante un período de dos días (48hs).

4.3. Variaciones de magnitud de la tensión

En esta sección se abordará el tema de las variaciones lentas de magnitud de la tensión. La sección comienza con una visión general del impacto de las variaciones de tensión en los equipos de los usuarios finales, seguido por la presentación de

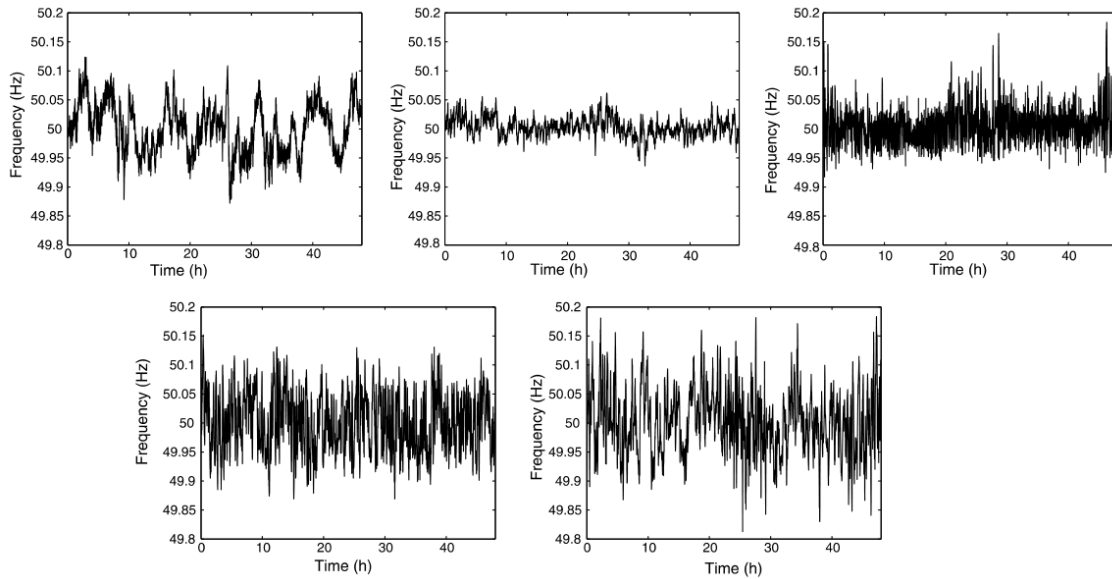


Figura 4.4: Variaciones de frecuencias medidas en Suecia (izquierda arriba), España (centro arriba), costa este de China (derecha arriba), Singapur (izquierda abajo) y Gran Bretaña (derecha abajo).

varias expresiones para el cálculo de las caídas de tensión en el sistema. También se discutirá el impacto de la generación distribuida en las variaciones de tensión. La sección concluye con una visión general de los métodos de control de tensión.

4.3.1. Efecto de las variaciones de tensión en los equipos

Las variaciones de tensión pueden afectar el rendimiento y la vida útil de los equipos. Algunos ejemplos son los siguientes:

- Cualquier sobretensión aumentará el riesgo de falla de aislamiento. Esto es válido para los componentes del sistema, tales como transformadores y cables, así como para los equipos de los usuarios finales como motores. Esto es obviamente un efecto a largo plazo y en la mayoría de los casos no es significativo.
- Motores de inducción:
 - Las subtensiones (disminuciones de la tensión) provocan la disminución del par de arranque de los motores de inducción. Un par de arranque reducido puede aumentar significativamente el tiempo necesario para acelerar el motor, además de producir sobrecalentamientos debido a la elevada corriente que toma el motor durante el arranque.
 - Las sobretensiones provocan el aumento del par, el aumento de la corriente y la disminución del factor de potencia durante el arranque. El aumento del par de arranque aumentará también los esfuerzos mecánicos sobre los acoplamientos y el equipo accionado. Las altas corrientes durante el arranque provocan caídas de tensión en el sistema, que pueden perjudicar a las cargas más cercanas al motor.

- Lámparas incandescentes: El nivel de emisión de luz y la vida de estas lámparas son fuertemente afectados por la tensión. La vida esperada de una lámpara incandescente es significativamente reducida por un pequeño aumento porcentual en la magnitud de la tensión. El tiempo de vida aumenta levemente para tensiones más bajas a la nominal, sin embargo, esto no logra compensar la vida útil perdida debido a sobretensiones.
- Lámparas fluorescentes: La emisión de luz varía, aproximadamente, en forma proporcional a la tensión aplicada. El tiempo de vida de estas lámparas se ve menos afectado por las variaciones de tensión que las lámparas incandescentes.
- Dispositivos calentadores por resistencia: La energía consumida y, por lo tanto, la producción de calor de calentadores por resistencia varía según el cuadrado de la tensión. De este modo, una caída de tensión del 10 % equivale a una disminución del calor producido en aproximadamente un 20 % ($0,9^2 = 0,81$).
- Una disminución de la tensión dará lugar a un aumento del ciclo de trabajo de cualquier equipo que utilice un termostato para su operación (equipos de calefacción, refrigeradores, equipos de aire acondicionado). El resultado de este hecho es que, para un grupo de estos elementos, la corriente total se incrementará. A pesar de que estos equipos se comportan individualmente como una carga de resistencia constante, un grupo de ellos se comporta como cargas de potencia constante. Este fenómeno es uno de los factores que contribuyen al colapso de la tensión.
- Los equipos electrónicos pueden funcionar menos eficientemente debido a sub-tensiones. Tensiones superiores a la nominal, harán a estos equipos más sensibles a las sobretensiones. A medida que el control interno de tensión de estos equipos mantiene la tensión a un nivel constante (típicamente mucho menor a la tensión de la red), una reducción en tensión en los terminales del equipo conducirá a un aumento de la corriente, lo que generará un aumento de las pérdidas y una la reducción del tiempo de vida del equipo.
- Transformadores: Una tensión más alta que la nominal sobre los terminales del transformador aumentará la corriente de magnetización del equipo. Dado que la corriente de magnetización es una onda fuertemente distorsionada, la forma de onda de la tensión se verá afectada.

4.3.2. Cálculo de la variación de magnitud de la tensión y su relación con el flujo de potencia

En esta sección se considera que la tensión es una onda sinusoidal sin distorsión. Es decir, la tensión se puede expresar como:

$$u(t) = \sqrt{2}u\cos(2\pi f_0t) \quad (4.16)$$

Donde u es el valor eficaz de la tensión y f_0 la frecuencia. Para los cálculos se utilizará el fasor \bar{U} correspondiente a la tensión $u(t)$.

A los efectos de modelar el impacto en la tensión de cierta carga, se considera el modelo equivalente de Thévenin de la red visto desde los terminales de la carga. En

la figura 4.5 se muestra este equivalente Thévenin.

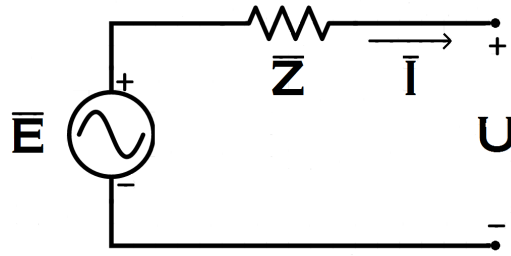


Figura 4.5: Modelo equivalente de Thévenin de la red visto desde los terminales de la carga.

En base al circuito de la figura 4.5, se tiene que:

$$\bar{U} = \bar{E} - \bar{I}\bar{Z} \quad (4.17)$$

Por otro lado, la potencia compleja entregada a la carga es:

$$\bar{S} = \bar{U}\hat{I} = P + jQ \quad (4.18)$$

Siendo P_{inst} la potencia activa y Q la potencia reactiva consumida por la carga. Tomando a la tensión sobre la carga como origen de fase ($\bar{U} = U$), se cumple la siguiente expresión para la corriente absorbida por la carga en función de las potencias P_{inst} y Q :

$$\bar{I} = \frac{P - jQ}{U} \quad (4.19)$$

Definiendo la *caída de tensión compleja*: $\bar{\Delta U} = \bar{E} - \bar{U}$, se tiene que:

$$U\bar{\Delta U} = RP + XQ + j(XP - RQ) \quad (4.20)$$

Donde R y X son la parte real e imaginaria de la impedancia \bar{Z} respectivamente, es decir, $\bar{Z} = R + jX$.

La *caída de tensión escalar* o, simplemente, la *caída de tensión* (ΔU) se define como la diferencia entre los valores absolutos de \bar{E} y U :

$$\Delta U = |\bar{E}| - |U| = |U + \bar{\Delta U}| - U \quad (4.21)$$

Insertando 4.20 en 4.21 se obtiene la siguiente expresión para la caída de tensión (escalar) en función de la potencia activa y reactiva:

$$\frac{\Delta U}{U} = \sqrt{\left(1 + \frac{RP + XQ}{U^2}\right)^2 + \left(\frac{XP - RQ}{U^2}\right)^2} - 1 \quad (4.22)$$

Notar que la expresión 4.22 no puede utilizarse para calcular la tensión U , ya que aparece a ambos lados del signo de igualdad. Sin embargo, sí puede utilizarse para calcular la magnitud de la tensión \bar{E} en caso de que la tensión en los terminales de la carga U sea conocida. Por lo tanto, dicha expresión puede utilizarse para calcular el aumento de la tensión debido a una reducción en la carga.

4.3.2.1. Expresiones aproximadas

En la sección anterior se ha obtenido una expresión exacta para de la caída de tensión debido a una carga $P + jQ$. Sin embargo, esta expresión exacta usualmente no es utilizada. Esto se debe, en parte, a la complejidad que adquiere la expresión, incluso para casos simples. Adicionalmente, rara vez se conocen con exactitud la potencia activa y reactiva de carga, ya que estas potencias son generalmente función de la tensión aplicada, de modo que la “expresión exacta” termina siendo una aproximación después de todo. Por lo tanto, expresiones simplificadas pero más prácticas se utilizan para estimar la caída de tensión.

La aproximación de primer orden de 4.22 se obtiene sustituyendo el cuadrado y la raíz cuadrada por sus aproximaciones de primer orden:

$$(1 + x)^2 \simeq 1 + 2x \quad (4.23)$$

$$\sqrt{1 + x} \simeq 1 + \frac{1}{2}x \quad (4.24)$$

El resultado es la siguiente expresión simplificada para la caída de tensión debida al flujo de potencia activa y reactiva:

$$\Delta U = \frac{RP + XQ}{U} \quad (4.25)$$

Llamando θ al ángulo entre la tensión U y la corriente I (el ángulo de fase de la impedancia de carga), se obtiene:

$$\Delta U = RI\cos\theta + XI\sin\theta \quad (4.26)$$

Expresiones como 4.25 y 4.26 son comúnmente utilizadas para el cálculo de la caída de tensión debido a la carga. Como en la mayoría de los casos, la caída de tensión se limita a un pequeño porcentaje, la aproximación realizada es aceptable. Notar que la misma expresión puede obtenerse despreciando la parte imaginaria en 4.20.

Incluyendo los términos de segundo orden, se pueden realizar las siguientes aproximaciones:

$$(1 + x)^2 \simeq 1 + 2x + x^2 \quad (4.27)$$

$$\sqrt{1 + x} \simeq 1 + \frac{1}{2}x - \frac{1}{8}x^2 \quad (4.28)$$

Esto resulta en las siguientes aproximaciones de segundo orden para la caída de tensión debido a la carga:

$$\Delta U = \frac{RP + XQ}{U} + \frac{3}{8} \frac{(RP + XQ)^2}{U^3} + \frac{1}{2} \frac{(XP - RQ)^2}{U^3} \quad (4.29)$$

Para caídas de tensiones pequeñas, también puede encontrarse una expresión aproximada para el cambio en el ángulo de fase. De 4.20 se obtiene que:

$$\Delta\phi = \arctan\left(\frac{\text{Im}(\overline{\Delta U})}{U + \text{Re}(\overline{\Delta U})}\right) = \arctan\left(\frac{XP - RQ}{U^2 + RP + XQ}\right) \quad (4.30)$$

Realizando las simplificaciones $\arctan(x) \simeq x$, $U \simeq 1$ y $RP + XQ \ll 1$, se obtiene la siguiente aproximación:

$$\Delta\phi \simeq XP - RQ \quad (4.31)$$

Notar que estas expresiones sirven para calcular el cambio en la tensión en un sólo lugar de la red debido a la corriente absorbida por la carga en dicho lugar. Dos posibles aplicaciones son, la variación diaria de tensión debida a la variación de la carga diaria, y el cambio en la tensión debido a un cambio de la corriente de carga.

4.3.2.2. Caída de tensión a lo largo de un cable alimentador

Considere un cable alimentador de baja tensión con carga distribuida, como se muestra en la figura 4.6. La densidad de carga activa y reactiva en cualquier ubicación s a lo largo del cable alimentador se designa por $p(s)$ y $q(s)$, respectivamente. La potencia activa y reactiva total aguas abajo de la ubicación s se denota por $P(s)$ y $Q(s)$, respectivamente. Estas últimas potencias determinan la corriente y por lo tanto la caída de tensión.

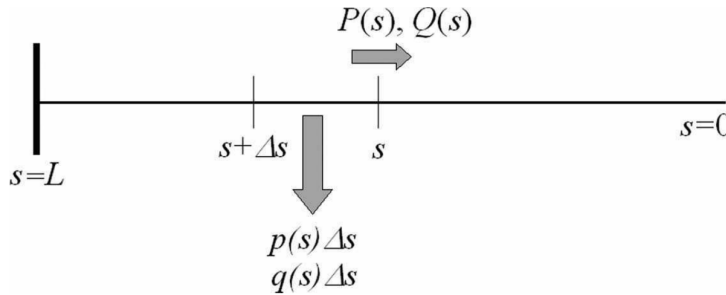


Figura 4.6: Cable alimentador con generación o carga distribuida.

De la figura 4.6 se obtienen las siguientes ecuaciones:

$$P(s + \Delta s) = P(s) + p(s)\Delta s \quad (4.32)$$

$$Q(s + \Delta s) = Q(s) + q(s)\Delta s \quad (4.33)$$

$$U(s + \Delta s) = U(s) + r\frac{P(s)}{U_0}\Delta s + x\frac{Q(s)}{U_0}\Delta s \quad (4.34)$$

Donde $r + jx$ es la impedancia del alimentador por unidad de longitud y todas las variables se dan en por unidad. La aproximación 4.34 se cumple para las pequeñas variaciones de la tensión alrededor de U_0 . Si se utiliza $U(s)$ en lugar de U_0 , se obtienen ecuaciones diferenciales no lineales, difíciles de resolver analíticamente. Alternativamente, 4.34 puede obtenerse considerando una carga de corriente constante en lugar de potencia constante.

Tomando límite $\Delta s \rightarrow 0$ se obtienen las siguientes 3 expresiones:

$$\frac{dP}{ds} = p(s) \quad (4.35)$$

$$\frac{dQ}{ds} = q(s) \quad (4.36)$$

$$\frac{dU}{ds} = \frac{1}{U_0} (rP(s) + xQ(s)) \quad (4.37)$$

Derivando 4.37 y utilizando 4.36 y 4.35 se obtiene una ecuación diferencial de segundo orden (en caso de que $r + jx$ sea constante a lo largo de la distancia s):

$$\frac{d^2U}{ds^2} = \frac{1}{U_0} (rp(s) + xq(s)) \quad (4.38)$$

Utilizando las ecuaciones de borde:

$$\frac{dU(0)}{ds} = 0 \quad (4.39)$$

$$U(L) = U_0 \quad (4.40)$$

La primera condición de borde resulta del hecho de que no hay carga más allá del extremo del cable alimentador, mientras que la segunda establece que la tensión en el comienzo del cable alimentador es conocida.

Para una distribución de carga $p(s)$, $q(s)$, se puede obtener el perfil de tensión a lo largo del cable alimentador. El caso comúnmente estudiado es el de carga uniformemente distribuida a lo largo del cable alimentador:

$$p(s) = p_0 \quad (4.41)$$

$$q(s) = q_0 \quad (4.42)$$

Combinando 4.41 y 4.42 con las ecuaciones 4.38, 4.39 y 4.40 se obtiene un perfil de tensión, a lo largo de un cable alimentador con carga uniformemente distribuida, dado por:

$$U(s) = U_0 - \frac{rp_0 + xq_0}{2U_0} (L^2 - s^2) \quad (4.43)$$

La tensión en el extremo del cable alimentador; es decir, la tensión más baja en el caso de que p_0 y q_0 sean ambos positivos, es igual a:

$$U(0) = U_0 - \frac{rp_0 + xq_0}{2U_0} L^2 \quad (4.44)$$

Notar que s disminuye desde $s = L$ hasta $s = 0$ yendo aguas abajo a lo largo del cable alimentador.

A partir de 4.44 se puede obtener una expresión para la longitud máxima del cable alimentador para una caída de tensión dada:

$$L_{max} = U_0 \sqrt{\frac{2}{rp_0 + xq_0} \frac{\Delta U_{max}}{U_0}} \quad (4.45)$$

Siendo ΔU_{max} la máxima caída de tensión a lo largo del cable alimentador.

4.3.3. Métodos de control de tensión

La tensión en la red de transmisión se controla mediante distintos métodos:

- Las unidades de generación controlan la tensión en sus terminales a través de la tensión de campo.
- Bancos de condensadores en paralelo dispuestos en lugares estratégicos de la red de transmisión y subtransmisión se utilizan para compensar la potencia reactiva consumida por las cargas. De esta manera, la potencia reactiva en la red de transmisión se mantiene baja. Esto es de vital importancia dado que la componente reactiva de las líneas de transmisión es la dominante, por lo que la caída de tensión se debe principalmente a la potencia reactiva.
- Bancos de condensadores en serie se utilizan para compensar la reactancia de las líneas de transmisión largas. Esto limita la caída de tensión debido a la potencia reactiva. También, los bancos de condensadores en serie mejoran la estabilidad del sistema.
- Reactores en paralelo se utilizan para compensar los aumentos de tensión debidos a líneas de transmisión de gran longitud con baja carga.

La tensión en la red de distribución se controla mediante distintos métodos:

- Limitando la longitud de los cables alimentadores (cables o líneas, según corresponda). Notar que la ubicación del cliente no puede verse afectada por el diseño de la red de distribución, por lo que una longitud del cable alimentador dada implica inmediatamente una determinada cantidad de carga.
- Para niveles de baja tensión, puede aumentarse la sección del cable alimentador para limitar la caída de tensión.
- Mediante la instalación de transformadores con cambiadores de tomas (taps). Se debe distinguir entre los cambiadores de tomas bajo carga y en vacío.
- Líneas de distribución de gran longitud son, a veces, equipadas con bancos de condensadores en serie.
- Bancos de condensadores en paralelo se usan para grandes consumidores industriales, principalmente para compensar la potencia reactiva consumida. Esto también limita la caída de tensión debido a la carga.
- Para cargas que fluctúan rápidamente, se utilizan fuentes de potencia reactiva altamente controlables para mantener constante la tensión. Ejemplos de esto son las máquinas síncronas funcionamiento a vacío y compensadores estáticos de potencia reactiva (SVC).

4.3.4. Descripción analítica de las fluctuaciones de tensión

Las fluctuaciones de tensión se describen como una modulación de amplitud de la tensión. Es válido aclarar que esto será útil a continuación.

$$v(t) = \sqrt{2}V[1 + m(t)]\cos(2\pi f_0 t) \quad (4.46)$$

Donde V es el valor eficaz de la tensión sin distorsión (la “onda portadora”), f_0 la frecuencia fundamental, y $m(t)$ la modulación. La expresión 4.46 describe teóricamente cualquier distorsión de tensión mediante la elección apropiada de $m(t)$.

Considerando una fluctuación de tensión sinusoidal, la modulación podría escribirse como:

$$m(t) = M\cos(2\pi f_M t + \phi_M) \quad (4.47)$$

Resultando en la siguiente tensión fluctuante:

$$v(t) = \sqrt{2}V[1 + M\cos(2\pi f_M t + \phi_M)]\cos(2\pi f_0 t) \quad (4.48)$$

La expresión 4.48 puede ser escrita como la suma de tres sinusoides:

$$\begin{aligned} v(t) &= \sqrt{2}V\cos(2\pi f_0 t) \\ &+ \frac{1}{2}\sqrt{2}MV\cos(2\pi(f_0 + f_M)t + \phi_M) \\ &+ \frac{1}{2}\sqrt{2}MV\cos(2\pi(f_0 - f_M)t + \phi_M) \end{aligned} \quad (4.49)$$

El primer término de 4.49 es la onda portadora, el segundo y tercer término se denominan *lóbulos laterales*: en el espectro en frecuencia, son componentes a cada lado de la onda portadora. Las fluctuaciones de tensión por lo tanto pueden ser descritas en el dominio de la frecuencia como lóbulos laterales en los lados opuestos de la frecuencia fundamental.

Las fluctuaciones de tensión no se dan sólo en la magnitud, sino que también pueden presentarse en la fase. Se denomina *modulación de fase pura* a toda fluctuación de la forma:

$$\sqrt{2}V\cos(2\pi f_0 t + \phi(t)) \quad (4.50)$$

Considerando pequeñas variaciones de fase, esto es, $|\phi(t)| \ll 1$, se tiene que 4.50 puede escribirse como:

$$\begin{aligned} v(t) &= \sqrt{2}V\cos(2\pi f_0 t)\cos[\phi(t)] - \sqrt{2}V\sin(2\pi f_0 t)\sin[\phi(t)] \\ &\simeq \sqrt{2}V\cos(2\pi f_0 t) - \sqrt{2}V\phi(t)\sin(2\pi f_0 t) \end{aligned} \quad (4.51)$$

Considerando una modulación sinusoidal de fase:

$$\phi(t) = \Phi\cos(2\pi f_M t + \phi_M) \quad (4.52)$$

Reescribiendo:

$$\begin{aligned}
 v(t) = & \sqrt{2}V \cos(2\pi f_0 t) \\
 & - \frac{1}{2} \sqrt{2} \Phi V \sin(2\pi(f_0 + f_M)t - \phi_M) \\
 & - \frac{1}{2} \sqrt{2} \Phi V \sin(2\pi(f_0 - f_M)t - \phi_M)
 \end{aligned} \tag{4.53}$$

Nuevamente, el primer término es la onda portadora y, el segundo y tercer término son los lóbulos laterales. La diferencia respecto a la modulación de amplitud está en el signo de los términos correspondientes a los lóbulos laterales. La diferencia puede apreciarse en un diagrama fasorial. A frecuencia fundamental, la onda portadora es un vector constante. Los lóbulos laterales dan lugar a vectores que giran en sentido contrario según la frecuencia de modulación. Este hecho se ilustra en la figura 4.7.

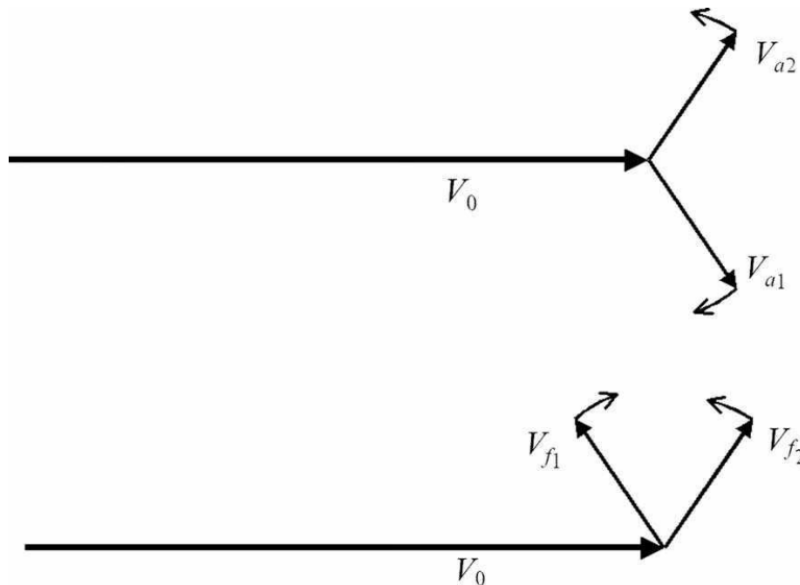


Figura 4.7: Las fluctuaciones de magnitud (diagrama fasorial superior) y de ángulo de fase (inferior) de la tensión, se muestran como suma de tres fasores a frecuencia fundamental: V_0 es la parte no fluctuante (constante) de la tensión compleja; V_{a1} y V_{a2} son los dos componentes que rotan en el plano complejo, que conducen a la modulación de amplitud; a su vez, V_{f1} y V_{f2} conducen a la modulación de fase.

4.3.5. La Variación Relativa de Tensión

El flicker se encuentra íntimamente relacionado con las fluctuaciones o variaciones de tensión. El principal interés en las fluctuaciones de tensión se debe a su capacidad de causar fluctuaciones en la intensidad de luz, emitida por las lámparas, que son percibidas por nuestro cerebro como flicker. El ser humano es capaz de percibir fluctuaciones muy pequeñas de tensión, sin embargo, fluctuaciones más intensas pueden incluso causar malestar e irritabilidad. Durante muchos años la severidad (gravedad) de las fluctuaciones de tensión se determinaba mediante la comparación con una curva, denominada curva de flicker (*flickercurve*). En la misma, para cada

frecuencia de variación se obtenía una amplitud máxima admisible para fluctuación de tensión. La curva se diseñó para fluctuaciones rectangulares, pero mediante factores de corrección se podían obtener resultados para fluctuaciones no rectangulares (por ejemplo, sinusoidales). Dicha curva fue útil para el diseño de los sistemas, pero no fue posible cuantificar de forma única la severidad de las fluctuaciones de tensión a partir de las mediciones realizadas.

La norma más reciente sobre el medidor de flicker, la IEC 61000-4-15 [15], aborda el tema de una manera más sistemática. Esta norma es una de las más interesantes sobre calidad de energía que se han emitido en los últimos años. Ésta demuestra que es posible utilizar los conocimientos científicos y de ingeniería avanzada para realizar un documento viable para la realización de un equipo capaz de medir flicker. El enfoque de la norma respecto a este *medidor de flicker* se resume en la figura 4.8¹.

A partir de la forma de onda de la tensión medida, se determinan las fluctuaciones de magnitud. Esto se hace mediante un demodulador. El modelo de las lámparas determina las fluctuaciones en la intensidad de la luz debida a las fluctuaciones de amplitud de la tensión. El segundo bloque, modela no solamente a la lámpara, sino también la forma en que el cerebro humano percibe las fluctuaciones. Variaciones muy rápidas o muy lentas, no son percibidas. Se puede decir, que la respuesta de este bloque corresponde en cierta medida a la curva de flicker antes mencionada. Por último, un bloque estadístico de relativa complejidad representa la forma en que nuestro cerebro interpreta la severidad de las fluctuaciones de la intensidad de luz.

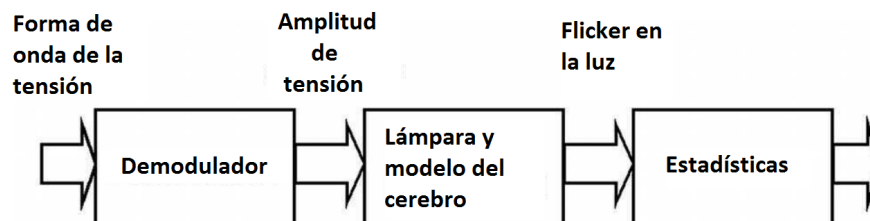


Figura 4.8: De las fluctuaciones de tensión al flicker.

La última revisión de la norma IEC 61000-4-15 [15], utiliza dos modelos de lámparas incandescentes: una de 60 W, 120 V y otra de 60 W, 230 V. Modelos para otros tipos de lámparas podrían en principio ser incluidos, sin embargo, no se han realizado hasta el momento estudios significativos en este aspecto. Una fuerte limitación para la realización de estos estudios es la gran variedad de tipos de lámparas.

El flicker está relacionado con las variaciones del valor eficaz de la tensión y la frecuencia con la que estas ocurren. Es necesario, por lo tanto, definir dichas fluctuaciones. Las fluctuaciones de tensión se pueden suponer como una modulación de la tensión de la red en un punto, con otra señal de más baja frecuencia cuya forma es, en principio, aleatoria. Es la presencia de esta última la que provoca que la tensión eficaz no tenga un valor constante si no que oscile entre determinados

¹El medidor de flicker será tratado con detalle en la sección 4.6.

valores. Para medir la severidad de estas perturbaciones que se manifiestan en formas de variaciones en la tensión eficaz se define el término *Variación Relativa de Tensión*, valor que se suele dar en porcentaje. Su expresión se muestra en la ecuación 4.54 que sigue:

$$\frac{\Delta U}{U} \times 100(\%) \quad (4.54)$$

Donde U es la tensión cuando no hay perturbaciones, por ejemplo, la que hay en el punto de la red objeto del estudio antes de conectar la carga que provoca las fluctuaciones de tensión. Mientras que, ΔU es el tamaño de dichas fluctuaciones. La figura 4.9 que se muestra a continuación ilustra estos conceptos:

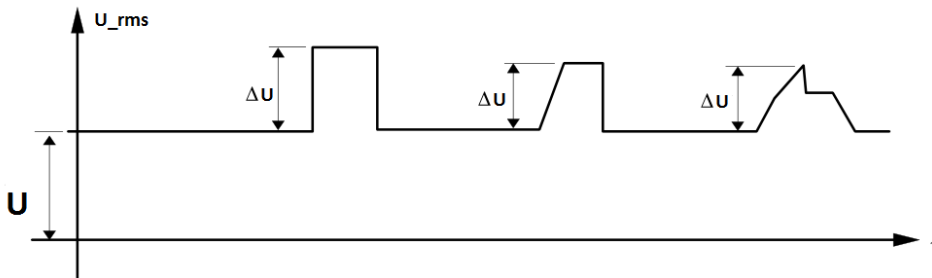


Figura 4.9: Fluctuaciones en el valor eficaz de la tensión

El ojo humano tiene una respuesta en frecuencia característica, por lo tanto, si la variación de tensión corresponde a una cierta frecuencia será fácilmente perceptible. Estadísticamente la sensibilidad máxima del ojo humano se produce a una fluctuación de $8,8\text{Hz}$. A dicha frecuencia, variaciones relativas de tensión periódicas tan pequeñas como $0,25\%$ son percibidas como flicker por la mayoría de la población.

4.4. Curvas de tolerancia

Por muchos años, IEEE (particularmente los Std. 141 [23] y 519 [27]) ha publicado curvas que recomiendan límites para las fluctuaciones de tensión, e indican la variación relativa de tensión aceptable para determinada frecuencia de variación. Estas curvas están basadas en pruebas con base estadística realizadas con personas, a fines de determinar el borde de irritabilidad de la visión y han sido utilizadas ampliamente por las empresas de servicio eléctrico. Sin embargo, la proliferación del uso de equipos de electrónica de potencia, ha contribuido a la presencia de complejas fluctuaciones de tensión que no son tratadas por las normas IEEE 141 [23] e IEEE 519 [27].

La figura 4.10 muestra los límites aceptables de flicker, en base a la variación relativa de tensión y la frecuencia de la ocurrencia del mismas, según la norma IEEE 141 [23].

La curva inferior, muestra la frontera a partir de la cual el ser humano comienza a detectar el flicker. La curva superior, indica la frontera a partir de la cual el ser humano comienza a ser perturbado por el flicker. Por ejemplo, observando las curvas

se tiene que para 10 perturbaciones por hora el flicker es detectado desde variaciones relativas de tensión del 1 %, mientras que si estas variaciones alcanzan el 3 % el flicker comienza a perturbar al ser humano.

La iluminación requerida en espacios de trabajo cerrados requiere límites de flicker cercanos a la curva de visibilidad, mientras que para la iluminación de áreas en general, los límites de flicker pueden estar cercanos a la curva de irritabilidad.

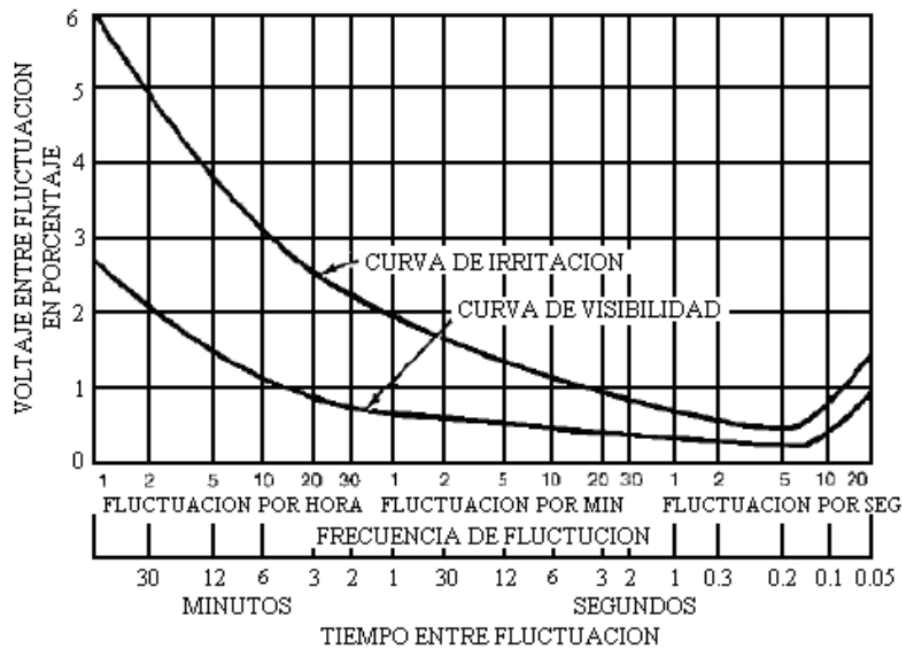


Figura 4.10: Rango de flicker detectable y perturbador en función de la frecuencia de fluctuación según norma IEEE 141 [23].

4.5. Percepción de fluctuaciones de la luz

En la sección 4.6.1.3 se mostrará cómo las fluctuaciones de tensión conducen a fluctuaciones en la intensidad de la emisión de luz de las lámparas. Sin embargo, la presencia de fluctuaciones de la intensidad de la luz no implica necesariamente un problema. El problema se presenta, cuando las fluctuaciones de tensión producen flicker. Variaciones lentas de la intensidad de la luz o “huecos” aislados en el tiempo, si bien pueden percibirse, no suelen provocar molestia. Con el aumento de la frecuencia de las variaciones, la sensación se convierte en flicker. El observador percibe cierta sensación de inestabilidad en la intensidad de la luz, aún sin poder observar directamente las variaciones. Luego de un tiempo la sensación de flicker se vuelve molesta. Si la frecuencia de las variaciones aumenta aún más, el observador ya no percibe las fluctuaciones. La frecuencia a la cual se dejan de percibir las variaciones y la intensidad de la luz se percibe como continua se denomina *frecuencia de fusión*. Para niveles de iluminación altos, la frecuencia de fusión puede ser de hasta unos 60 Hz. En cambio, para iluminación baja, la frecuencia de fusión puede ser menor a 5 Hz [30].

La frecuencia de fusión, también es conocida como *frecuencia crítica de flicker*, depende de la amplitud de las fluctuaciones en la intensidad de la luz. *De Lange*, en la década del 1950, realizó experimentos a los efectos de obtener la relación entre la frecuencia de fusión y la amplitud de las fluctuaciones de la luz. Algunos de estos experimentos se resumen en [32]. El resultado de estos estudios fue la descripción y modelado del comportamiento ojo-cerebro mediante la característica de un filtro. Este filtro se denomina el *filtro de De Lange*, y sus características aún son utilizadas. Experimentos posteriores (Rashbass, Koenderink y van Doorn, por ejemplo) permitieron modelar la relación entre la intensidad de las fluctuaciones de la luz con la sensación de flicker [35]. Estos experimentos, se convirtieron en la base para el desarrollo de la norma IEC 61000-4-15 [15] sobre el medidor de flicker.

4.5.1. La curva de flicker o *flickercurve*

De los experimentos mencionados en la sección 4.5 anterior, se ha desarrollado una curva que detalla la mínima fluctuación de la intensidad de la luz perceptible por el ser humano para determinada frecuencia de la fluctuación. Por otra parte, en la sección 4.6.1.3 se mostrará que es posible determinar una curva que detalle la fluctuación de la intensidad de la luz emitida por lámparas incandescentes para determinada fluctuación de tensión. Esta última curva se denomina *curva de factor de ganancia*.

La combinación de estas dos curvas resulta en la denominada *flickercurve* o *curva de flicker*: la mínima fluctuación de tensión que produce flicker en función de la frecuencia de la fluctuación. Como la curva de factor de ganancia depende del tipo de lámpara, la curva de flicker es diferente para cada tipo de lámpara. Sin embargo, existen varias normas nacionales e internacionales, que presentan las curvas de flicker para lámparas normalizadas. Por ejemplo, lámparas incandescentes de 230 V, 60 W en Europa, y de 120 V, 60 W en los Estados Unidos.

4.6. Medidor de flicker según la norma IEC 61000-4-15

La *flickercurve*, comentada anteriormente en la sección 4.5.1, se utilizó durante muchos años para evaluar la severidad de las fluctuaciones de tensión. Sin embargo, la curva fue desarrollada solamente para fluctuaciones rectangulares, brindándose factores de corrección para otros tipos de fluctuaciones como, por ejemplo, sinusoidales y triangulares. Sin embargo, para fluctuaciones irregulares, o medidas realizadas, se presentaban serias limitaciones para la aplicación de la *flickercurve*.

Para determinar el flicker debido a fluctuaciones de tensión arbitrarias la IEC 61000-4-15 [15] desarrolló e implementó el concepto del medidor de flicker: el “*flickerímetro*” o, en inglés, “*flickermeter*”.

Este equipo puede describirse, en una primera aproximación, por 5 bloques como se muestra en la figura 4.11.

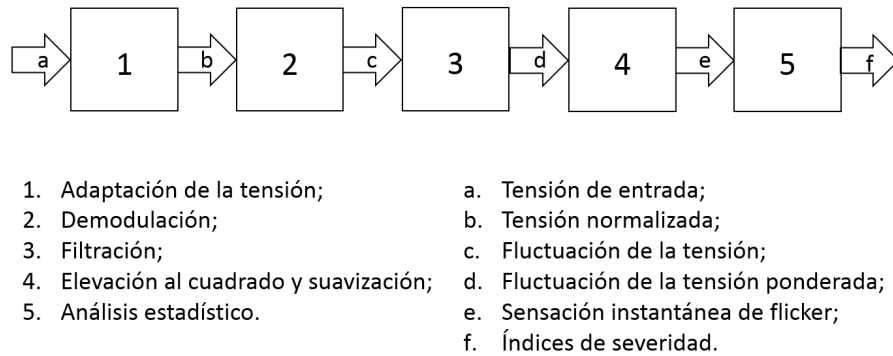


Figura 4.11: Diagrama de bloques simplificado del medidor de flicker.

La medición y la cuantificación del fenómeno de flicker, resulta un aspecto complejo ya que se hacen intervenir en forma simultánea factores técnicos, fisiológicos y psicológicos, por esta razón, se han llevado a cabo estudios en distintos países, cuyo objetivo es cuantificar el flicker y medir la sensación de molestia en las personas. Las distintas etapas que han permitido estudiar el flicker y que actualmente sea un fenómeno conocido, son las siguientes:

- El análisis experimental de la molestia notada por el ser humano al estar sometido a flicker debido a variaciones de tensión.
- Cuantificación de flicker y la definición de las unidades de medida.
- Desarrollo del flickerímetro.
- Análisis estadístico de las mediciones.
- Introducción a los parámetros que definen la molestia de flicker: P_{st} (corto plazo) y P_{lt} (largo plazo).

4.6.1. Diagrama de Bloques

En la figura 4.12 se representa el diagrama de bloques completo del flickerímetro especificado según la norma IEC 61000-4-15 [15]. Los distintos bloques de dicho medidor esencialmente son:

- **Transformador de Entrada:** El transformador se emplea para adaptar y aislar los niveles de tensión de entrada (red eléctrica) a los admisibles por la circuitería del medidor.
- **Bloque 1, Adaptación de la tensión de entrada y circuito de chequeo:** Este bloque tiene un generador de señal para calibración del equipo “in situ”. Contiene, además, otro circuito en el que se adapta el nivel de tensión del secundario del transformador de entrada, a un nivel de referencia. De esta forma se consigue que las medidas no dependan de los valores de tensión existentes en el punto en el que se realiza la medida.

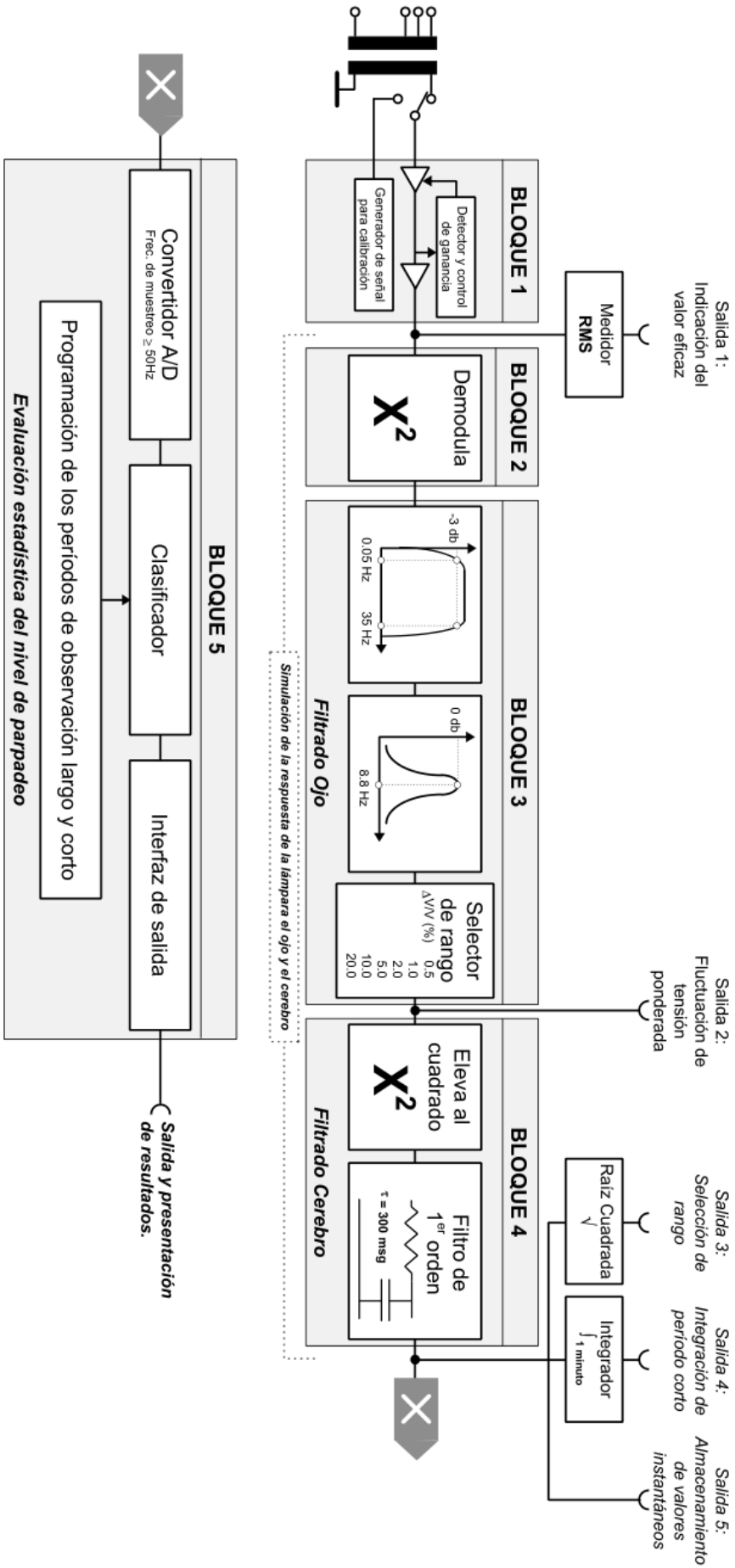


Figura 4.12: Diagrama de bloques de un medidor de flicker según norma IEC 61000-4-15,

- **Bloque 2, Demodula:** El objetivo de este bloque es el de obtener una señal que represente las fluctuaciones lumínicas del sistema de alimentación. Se simula el comportamiento de una lámpara de incandescencia sometida a fluctuaciones en la tensión de alimentación.
- **Bloque 3, Filtros de simulación del ojo:** En este bloque se disponen de dos filtros en cascada que simulan el comportamiento del ojo ante fluctuaciones en la iluminación. A continuación (o antes) de los filtros, hay un bloque que es el encargado de ajustar el rango de medida.
- **Bloque 4, Simulación del cerebro:** Este bloque se compone de una fase en la que se eleva al cuadrado la señal de entrada, seguido de un filtro pasa bajo de primer orden. La salida de este bloque representa la sensación de flicker instantánea a la que está sometido un observador medio.
- **Bloque 5, Análisis estadístico en línea:** Este bloque tiene como salida un valor o una serie de ellos que son una medida cuantitativa de la severidad de flicker. Estos resultados se obtienen a partir de un histórico de la evolución de la sensación de flicker instantáneo. Este análisis puede hacerse fuera de línea, y es por lo tanto necesario almacenar los valores instantáneos del flicker (ver salida del bloque 4 en la figura 4.12). Según el período de tiempo empleado en la confección del histórico tenemos el P_{st} (período corto) o el P_{lt} (período largo) como resultado del análisis del flicker.

Mediante los bloques descritos se pretende que a partir de las fluctuaciones de la tensión de la red en un determinado punto, se detecten sus variaciones de amplitud. A partir de estos valores se simula su efecto en una lámpara eléctrica tomada como referencia y se da un valor de salida que represente la sensación visual que podría experimentar un observador medio. Este comportamiento permite su empleo para la medida de las fluctuaciones de tensión, cualquiera que sea la forma de onda de las mismas, y así, poder comprobar si se está dentro de los límites establecidos por la norma IEC 61000-3-3² [11].

A continuación se describen más en detalle cada uno de los bloques de los que está compuesto el medidor de flicker.

4.6.1.1. Transformador de entrada

El transformador de entrada se ocupa de aislar al equipo del nivel de tensión de entrada, y adaptarlo a unos niveles de tensión admisibles. Debe aceptar un amplio rango de tensiones nominales de entrada. Además, el ancho de banda del transformador debe ser tal que no introduzca atenuaciones de consideración en ± 25 Hz alrededor de la frecuencia nominal. El nivel de aislamiento debe ser de 2 kV r.m.s durante un 1 minuto y 2 kV de pico para un impulso normalizado de duración de $1,2/50$ μ s.

²La norma IEC 61000-3-3 establece los límites para las fluctuaciones de tensión de los equipos en sistemas de baja tensión.

4.6.1.2. Bloque 1, Adaptación de la tensión de entrada y circuito de chequeo

Este bloque contiene un generador de señal para la calibración del medidor de flicker “in situ”, de forma que se puede conmutar y realizar las medidas en el secundario del transformador o con el generador de señal. Este generador proporciona una onda sinusoidal a la frecuencia de red modulada por una onda cuadrada de 2,94 Hz con un valor de variación relativa de tensión ($\Delta U/U \times 100$ (%)), del 1 %.

Por último, este bloque tiene un adaptador de niveles de tensión. Este circuito se encarga de adaptar el nivel de tensión en el secundario del transformador a un nivel de referencia constante, **sin modificar la variación relativa de tensión**. Este circuito tiene un tiempo de respuesta de 1 minuto.

4.6.1.3. Bloque 2, Demodula

Este bloque determina las fluctuaciones lumínicas en función de las fluctuaciones de la tensión de entrada. Para llevar a cabo dicha tarea es de vital importancia la determinación del comportamiento de las lámparas. El flickerímetro se basa en el comportamiento de las lámparas incandescentes. Este comportamiento se describe a continuación.

Las lámparas incandescentes consisten en un filamento de tungsteno en espiral rodeado por una bombilla llena de una mezcla de nitrógeno y argón en proporciones que dependen de la potencia de la lámpara.

La aplicación de tensión sobre los terminales de una lámpara incandescente genera una corriente a través del filamento de la misma. La corriente calienta el filamento, y cuando el filamento alcanza una temperatura suficientemente alta, éste comienza a emitir luz. La temperatura de estado estacionario del filamento es de alrededor de 3500 K. A mayor tensión, mayor es la corriente, mayor es la temperatura, y mayor es la intensidad de la luz. Como puede observarse, una fluctuación de tensión conducirá a una fluctuación en la intensidad de la luz.

Si se aplica una tensión $v(t)$ sobre los terminales de una lámpara incandescente, y se asume que la lámpara presenta una resistencia R , las pérdidas que se producen se pueden escribir como:

$$\xi_{in} = \frac{v^2(t)}{R} \quad (4.55)$$

Estas pérdidas calientan el filamento, mientras que la energía disipada al medio ambiente ³ lo enfría, y en equilibrio se tiene que:

$$m_f c_1 \frac{dT_f}{dt} = \xi_{in} - \xi_{out} \quad (4.56)$$

Donde:

- T_f es la temperatura del filamento.

³La temperatura del ambiente es mucho menor que la del filamento.

- c_1 el calor específico de tungsteno.
- m_f la masa del filamento.
- ξ_{out} la transferencia de calor al medio ambiente.

La transferencia de calor del filamento al medio ambiente es, como en cualquier caso de transferencia de calor, una combinación de conducción, convección y radiación. Dado que la bombilla se encuentra llena de gas, la conducción tendrá una contribución pequeña. La relación entre la convección y la radiación depende de factores que están fuera del alcance de este proyecto. La transferencia de calor debido a la radiación es proporcional a la cuarta potencia de la temperatura del filamento:

$$\xi_{rad} = \sigma T_f^4 \quad (4.57)$$

La cantidad de transferencia de calor por convección se relaciona, de manera compleja, con la forma y tamaño de la bombilla. Se supondrá que la transferencia total de calor al medio ambiente tiene una relación lineal con la diferencia de temperatura entre el filamento y el ambiente. Como se verá posteriormente, este supuesto se corresponde al modelo comúnmente utilizado para una lámpara como filtro pasa bajo de primer orden. Dado que la temperatura ambiente es mucho menor a la temperatura del filamento, se obtiene que la transferencia de calor total es:

$$\xi_{out} = c_2 T_f \quad (4.58)$$

La resistencia del metal en el filamento es proporcional a la temperatura:

$$R = c_3 T_f \quad (4.59)$$

Combinando 4.55, 4.56, 4.58 y 4.59 se obtiene la siguiente ecuación diferencial para la temperatura del filamento:

$$m_f c_1 \frac{dT_f}{dt} = \frac{v^2(t)}{c_3 T_f} - c_2 T_f \quad (4.60)$$

Asumiendo que la tensión varía sinusoidalmente:

$$v(t) = \sqrt{2}V \cos(w_0 t) \quad (4.61)$$

Sustituyendo 4.61 en 4.60 se tiene:

$$\frac{1}{2} m_f c_1 c_3 \frac{dT_f^2}{dt} + c_2 c_3 T_f^2 = V^2 + V^2 \cos^2(wt) \quad (4.62)$$

La cual es una ecuación diferencial lineal en T_f^2 . En estado estacionario, T_f^2 consiste en un término constante y un término que varía sinusoidalmente con una frecuencia igual al doble que la de la tensión:

$$T_f^2 = T_{f0}^2 + \Delta T_f^2 \cos(2w_0 t + \varepsilon) \quad (4.63)$$

Sustituyendo 4.63 en 4.62 se obtiene la siguiente expresión para la temperatura promedio del filamento en estado estacionario:

$$T_{f0} = \frac{V}{\sqrt{c_2 c_3}} \quad (4.64)$$

La temperatura promedio del filamento en estado estacionario depende de la eficiencia de la transferencia de calor al medio ambiente y de la resistencia del filamento. La amplitud de la variación de temperatura es:

$$\Delta T_f^2 = \frac{V^2}{\sqrt{(m_f c_1 c_3 w_0)^2 + (c_2 c_3)^2}} \quad (4.65)$$

Notar que la temperatura no varía sinusoidalmente, sino que lo hace según la siguiente expresión:

$$T_f(t) = \sqrt{T_{f0}^2 + \Delta T_f^2 \cos(2w_0 t + \varepsilon)} \quad (4.66)$$

Alternativamente, la lámpara puede ser modelada como un filtro de primer orden pasa bajo de $v^2(t)$ a $T_f^2(t)$. Para esto, se reescribe la ecuación 4.60 de la siguiente manera:

$$\frac{dT_f^2}{dt} + \frac{T_f^2}{\tau_f} = \frac{v^2(t)}{\tau_f c_2 c_3} \quad (4.67)$$

Siento $\tau_f = (m_f c_1 / 2c_2)$ la constante de tiempo térmica de la lámpara. Esta constante de tiempo depende de la masa del filamento y de la eficiencia de la transferencia de calor al medio ambiente.

Para lámparas de 60 W, 230 V la constante de tiempo típica es de 19 ms, mientras que para lámparas de 60 W, 120 V es de 28 ms.

Se puede profundizar en la ecuación diferencial 4.67 usando el conocimiento de la temperatura media del filamento T_{f0} a tensión nominal V_0 .

De 4.64 se tiene que:

$$T_{f0} = \frac{V_0}{\sqrt{c_2 c_3}} \quad (4.68)$$

La cual resulta en:

$$c_2 c_3 = \left(\frac{V_0}{T_{f0}} \right)^2 \quad (4.69)$$

Sustituyendo esta última ecuación en 4.67 se tiene:

$$\frac{1}{T_{f0}^2} \frac{dT_f^2}{dt} + \frac{1}{\tau_f} \frac{T_f^2}{T_{f0}^2} = \frac{1}{\tau} \frac{v^2(t)}{V_0^2} \quad (4.70)$$

Antes de continuar se debe enfatizar de nuevo que el modelo que se describe en 4.70 se basa en la hipótesis de que la pérdida de calor al medio ambiente presenta una relación lineal con la temperatura del filamento. Para modelos de convección más precisos y si se incluye la pérdida de calor debida a la radiación, la ecuación diferencial resultante será no lineal y no puede ser resuelta sin el uso de métodos numéricos.

El modelo de filtro de primer orden sólo da la temperatura del filamento, no la cantidad de luz emitida. Si se asume que el filamento se comporta como un radiador de cuerpo negro (“blackbody radiator”), se puede utilizar la ley de radiación de

Planck para determinar la cantidad de luz emitida. De acuerdo con esta ley, la cantidad de energía por unidad de volumen en un intervalo de longitud de onda $[\lambda, \lambda + \Delta\lambda]$ se encuentra empleando la siguiente expresión:

$$dW = \frac{8\pi hc}{\lambda^5} \frac{d\lambda}{e^{(hc/\lambda kT)} - 1} \quad (4.71)$$

Siendo:

- h la constante de Planck.
- k la constante de Boltzmann.
- c la velocidad de la luz.

Esta relación se representa en la figura 4.13 para cinco valores diferentes de temperatura T . Estos cinco valores son los equivalentes al 90, 95, 100, 105, y 110 % de la temperatura normal del filamento (3500 K). La figura muestra claramente que incluso una variación en la temperatura relativamente pequeña (y por tanto de la tensión) es suficiente para provocar un cambio muy grande en la cantidad de radiación emitida. La parte visible del espectro electromagnético (de 400 a 800 nm) se indica por las líneas verticales punteadas.

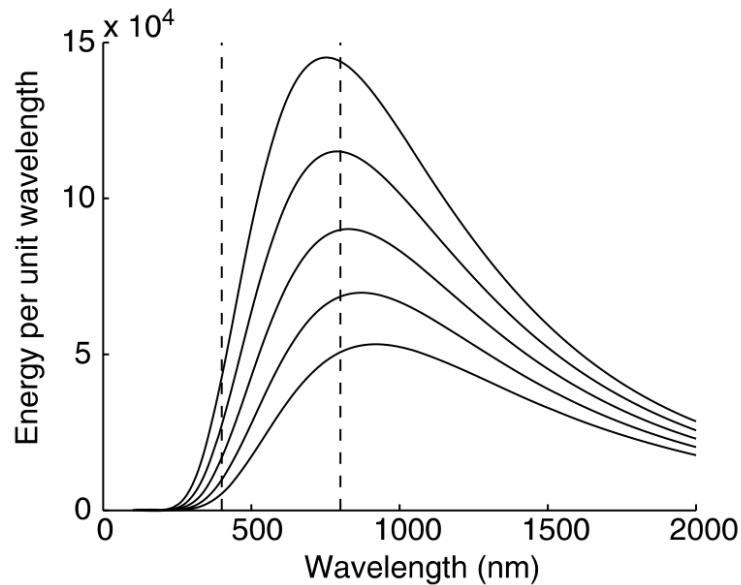


Figura 4.13: Espectro de la radiación de cuerpo negro a temperaturas de 3350, 3675, 3500, 3325 y 3150 K (a mayor temperatura más arriba está la curva). Las líneas verticales punteadas indican la parte visible del espectro.

El cambio en la energía emitida en relación a variaciones relativamente pequeñas de la temperatura se puede visualizar mejor en la figura 4.14. La radiación emitida como se muestra en la figura 4.13 se ha integrado sobre la parte visible del espectro entre 400 y 800 nm. A pesar de que nuestros ojos no son igualmente sensibles a toda esta gama de longitudes de onda, esto puede utilizarse como una medida de la intensidad de la luz de la lámpara. El rango de la temperatura mostrado en la figura 4.14 corresponde sólo a un $\pm 10\%$ en torno a 3500 K, sin embargo, la variación de

la intensidad de la luz varía casi en un factor de 4.

Linealizando la curva alrededor de $T = 3500\text{ K}$ se tiene que un cambio del 1% en la temperatura da un cambio del 6,5% en la intensidad de la luz. Este efecto de amplificación, junto con la alta sensibilidad de nuestros ojos a las fluctuaciones rápidas en la intensidad de la luz, provocan que incluso fluctuaciones de tensión muy pequeñas conduzcan a fluctuaciones irritables en la intensidad de la luz.

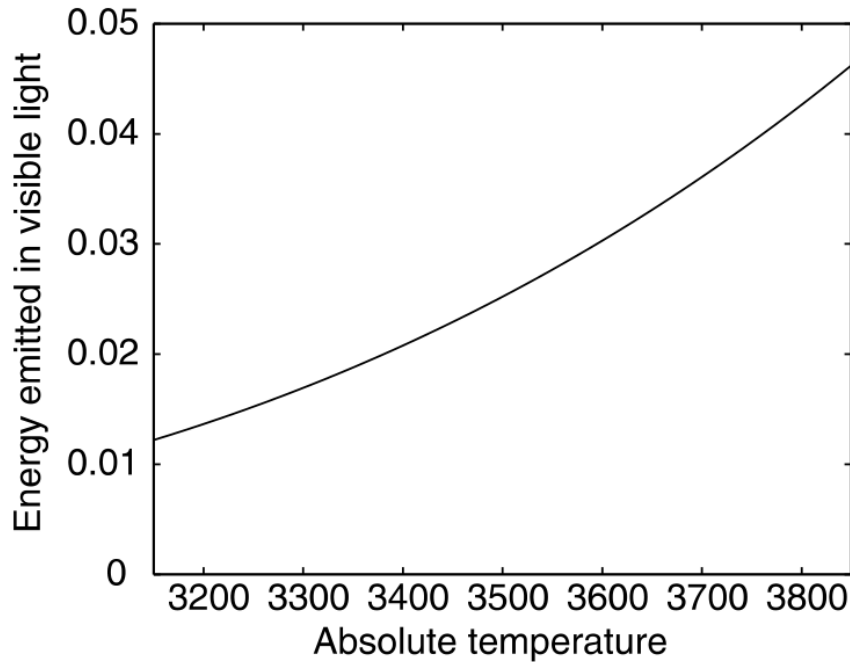


Figura 4.14: Energía total emitida por un cuerpo negro en la parte visible del espectro para temperaturas del $\pm 10\%$ en torno a $T = 3500\text{ K}$.

La reacción de una lámpara a las fluctuaciones de tensión se describe por medio de un factor denominado *factor de ganancia*. Éste, es la relación entre la fluctuación relativa en la intensidad de la luz y la fluctuación relativa de tensión:

$$G = \frac{(\Delta R)/R}{(\Delta V)/V} \quad (4.72)$$

Donde:

- ΔR es la fluctuación de la intensidad de la luz.
- R la intensidad media de la luz.
- ΔV la fluctuación de amplitud de la tensión.
- V la amplitud media tensión.

Este factor de ganancia G es función de la frecuencia de la fluctuación. Cada lámpara tiene su propio factor de ganancia como función de la frecuencia. En [31] y [32] se da la siguiente relación:

$$G(f_M) = \frac{K}{\sqrt{1 + (2\pi f_M \tau)^2}} \quad (4.73)$$

Siendo:

- K el factor de escala.
- τ la constante de tiempo de las lámparas.

El comportamiento, de acuerdo a 4.73, es el de un filtro pasa bajo de primer orden. Algunos ejemplos de mediciones de esta función se presentan en [32]. Estos ejemplos se utilizaron como base para la realización de la figura 4.15. El factor de ganancia es mayor para una lámpara de 230 V que para una de 120 V de la misma potencia. Así, para una misma fluctuación de tensión, la lámpara 230 V mostrará mayor intensidad en las fluctuaciones de la emisión de luz. Las lámparas fluorescentes presentan fluctuaciones de la intensidad de la luz mucho menores a las lámparas incandescentes.

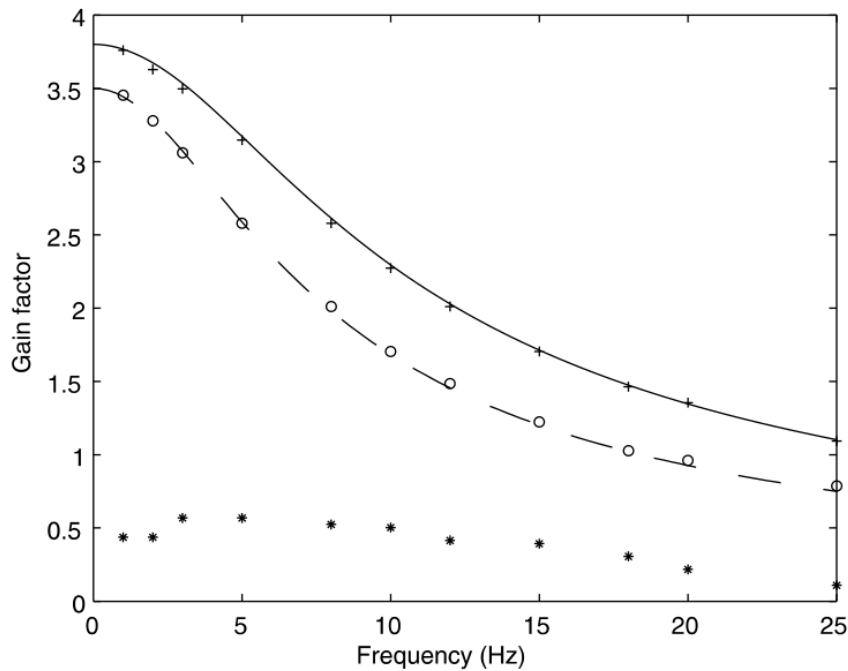


Figura 4.15: Factores de ganancia medidos para una lámpara incandescente de 60 W, 230 V (+), una lámpara incandescente de 60 W, 120 V (o) y una lámpara fluorescente (*), junto a las curvas teóricas para lámparas incandescentes de 60 W, 230 V (línea continua) y e 60 W, 120 V (línea punteada).

NOTA: La figura 4.15 muestra ejemplos de mediciones realizadas en lámparas incandescentes típicas. Sin embargo, las lámparas fluorescentes utilizadas para la medición fueron especialmente diseñadas para presentar bajos niveles de flicker.

La figura 4.15 también muestra las curvas teóricas basadas en la expresión 4.73. Para la lámpara de 230 V un factor de escala de $K = 3,8$ y una constante de tiempo $\tau = 21 \text{ ms}$ se han utilizado. Para la lámpara de 120 V se utilizó $K = 3,5$ y

$\tau = 29 \text{ ms}$. Este factor de escala y constante de tiempo se determinaron de manera de obtener un buen ajuste a las curvas.

4.6.1.4. Bloque 3, Simulación del ojo

Como salida de este bloque, se obtiene la sensación instantánea de flicker. Está compuesto por tres filtros en cascada más un selector de rango, que puede estar antes o después de los filtros.

El primero de los filtros es un pasa alto de *Butterworth* de primer orden, cuya frecuencia de corte es de $0,05 \text{ Hz}$. Este filtro tiene como propósito eliminar la componente continua de la señal de entrada.

La salida de este filtro va a un filtro pasa bajo, también de *Butterworth*, de sexto orden, cuyo objetivo es el de eliminar las frecuencias cercanas a las del doble de la frecuencia de la red ($\simeq 100 \text{ Hz}$). Con estos dos primeros filtros se realiza un prefiltrado de aquellas fluctuaciones no perceptibles por el ojo humano. Además de los dos filtros anteriores se puede añadir un filtro rechaza banda, sintonizado al doble de la frecuencia de red, para suplir las deficiencias de la demodulación.

En cascada con los filtros anteriores se tiene un filtro que pondera, en el dominio de la frecuencia, las fluctuaciones de tensión. Esta función se ha obtenido a partir de análisis estadísticos realizados sobre poblaciones, y representa la sensibilidad de un individuo medio al flicker producido por lámparas incandescentes, de 60 W y $230/120 \text{ V}$, cuya tensión de alimentación está modulada sinusoidalmente. La función de transferencia se corresponde a la expresión 4.74.

Los parámetros involucrados en la ecuación 4.74 se dan en la tabla 4.1.

$$F(s) = \frac{k\omega_1 s}{s^2 + 2\lambda s + \omega_1^2} \cdot \frac{1 + s/\omega_2}{(1 + s/\omega_3)(1 + s/\omega_4)} \quad (4.74)$$

Parámetro	Lámpara de 230 V	Lámpara de 120 V
k	1,74802	1,6357
λ	2π 4,05981	2π 4,167375
ω_1	2π 9,15494	2π 9,07169
ω_2	2π 2,27979	2π 2,939902
ω_3	2π 1,22535	2π 1,394468
ω_4	2π 21,9	2π 17,31512

Tabla 4.1: Valores de los parámetros del filtro dado por 4.74 para lámparas incandescentes de 230 V y 120 V (60 W).

La obtención de este filtro depende de la población seleccionada, y en mayor medida del sistema de iluminación empleado.

La respuesta de los filtros descritos se representa en la figura 4.16. Observar que se obtiene ganancia máxima a los $8,8 \text{ Hz}$; es decir, la frecuencia de mayor sensibi-

lidad al flicker.

Por último, está el selector de rango ⁴. Éste es el encargado de escalar la salida (o la entrada) de los filtros anteriores para ajustar la sensibilidad del equipo al valor de la variación relativa de tensión.

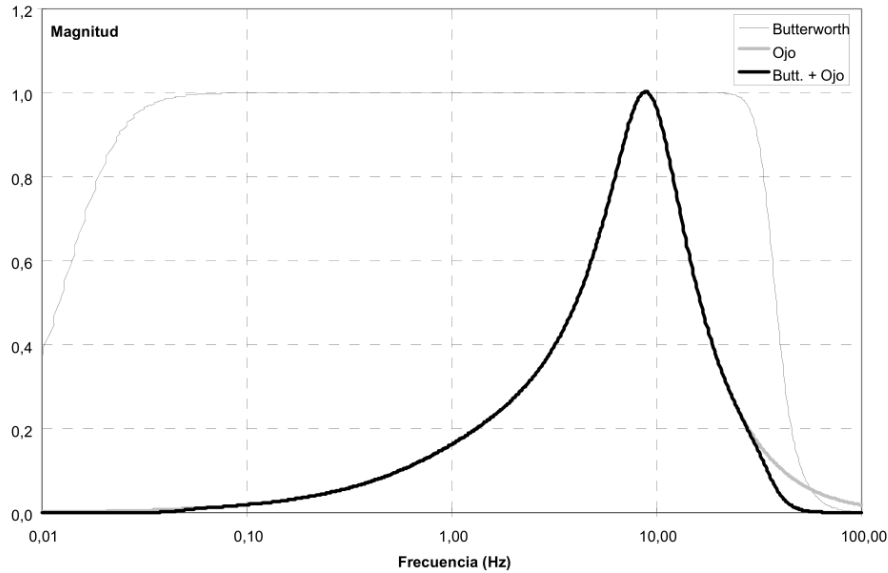


Figura 4.16: Respuesta en frecuencia del Bloque 3,

4.6.1.5. Bloque 4, Simulación del cerebro

En este bloque se simula la sensación de flicker procesada por el cerebro. Para ello, se eleva al cuadrado la señal de entrada para simular el comportamiento no lineal de la percepción del ojo y del cerebro conjuntamente.

Seguidamente se tiene un filtro de primer orden que simula el efecto de almacenamiento o memoria de las sensaciones visuales. Este filtro es equivalente a un filtro pasa bajo compuesto por una resistencia y un condensador con una constante de tiempo de 300 ms. La figura 4.17 muestra la respuesta en frecuencia de este bloque.

Para entender el funcionamiento de este bloque, se considera una tensión que presenta una fluctuación sinusoidal, es decir:

$$v(t) = \sqrt{2}V[1 + M\cos(2\pi f_M t + \phi_M)]\cos(2\pi f_0 t) \quad (4.75)$$

A la salida del demodulador (bloque 2), se obtiene solamente la fluctuación:

$$m(t) = M\cos(2\pi f_M t + \phi_M) \quad (4.76)$$

Los filtros de simulación del ojo (bloque 3, ver ecuación 4.74) modifican la amplitud y fase de la señal de 4.76. El factor de escala aplicado a la amplitud y el ángulo de desfase son función de la frecuencia de la fluctuación (f_M). A la salida del bloque 3, se tiene:

⁴El selector de rango puede estar antes o después de los filtros.

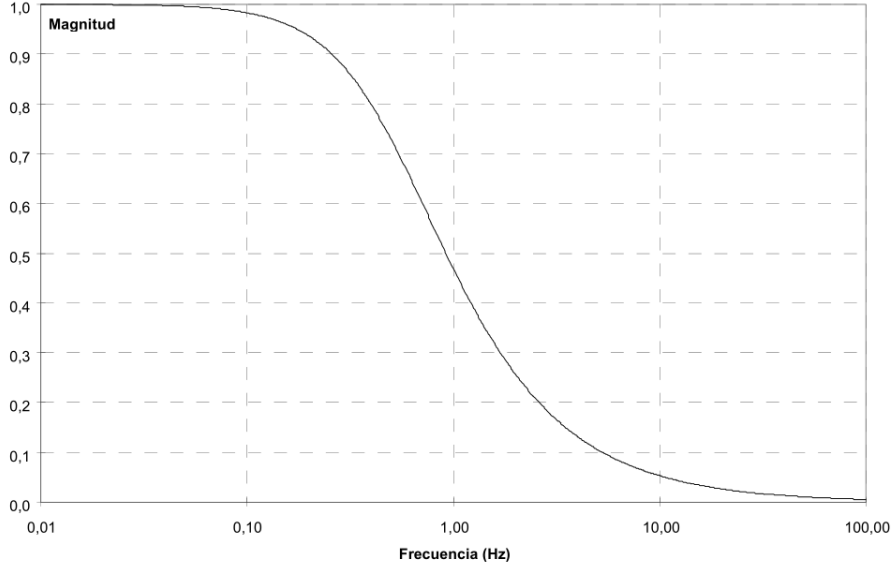


Figura 4.17: Respuesta del filtro de primer orden asociado al bloque 4,

$$m(t) = MF \cos(2\pi f_M t + \phi_M) \quad (4.77)$$

El resultado de elevar al cuadrado es:

$$[m(t)]^2 = \frac{1}{2}[MF]^2 + \frac{1}{2}[MF]^2 \cos(4\pi f_M t + 2\phi_M) \quad (4.78)$$

El filtro pasa bajo mantiene sin alteración el término constante de 4.78 y amortigua el término oscilante. La amortiguación de este último término es igual a:

$$F_{LPF} = \frac{1}{\sqrt{1 + \omega^2 \tau^2}} = \frac{1}{\sqrt{1 + 16\pi^2 f_M^2 \tau^2}} \quad (4.79)$$

Donde $\tau = 300 \text{ ms}$ es la constante de tiempo del filtro. Notar que la frecuencia a la entrada del filtro es $2f_M$ por lo tanto $\omega = 4\pi f_M$.

La salida del bloque 4 del medidor de flicker es la sensación instantánea de flicker. En estado estacionario (en el sentido de la fluctuación), la sensación instantánea de flicker P_{inst} viene dada por el primer término de 4.78:

$$P = \frac{1}{2}[MF]^2 \quad (4.80)$$

4.6.1.6. Bloque 5, Análisis estadístico

La sensación instantánea de flicker, es decir, la salida del bloque 4, se procesa estadísticamente en el quinto y último bloque. El resultado de este procesamiento son los índices de severidad P_{st} y P_{lt} . Enseguida se profundizará en estos índices.

Algo que es de vital importancia comprender en esta instancia es la diferencia entre la sensación instantánea de flicker y el índice de severidad de corto plazo P_{st} . En efecto, una sensación instantánea de flicker igual a 1 corresponde al “nivel umbral

de percepción del 50 % de los observadores, para una lámpara incandescente de 230 V, 50 Hz”, según [32]. De este forma, cuando el nivel instantáneo de flicker supera el valor de 1, se espera que más de la mitad los observadores noten la fluctuación de la intensidad de la luz. La sensación instantánea de flicker es una magnitud física que por sí sola no presenta utilidad para determinar la severidad de las fluctuaciones de la intensidad de la luz. La severidad de la fluctuación de la luz debería estar relacionada con el nivel de molestia causada por dicha fluctuación.

Por otro lado, un índice de severidad de corto plazo P_{st} igual a 1, corresponde a un nivel de fluctuación que la mayoría de la población encontrará molesta.

Debido a la carga de procesado de las operaciones realizadas en este bloque las medidas realizadas pueden ser almacenadas y luego procesadas fuera de línea.

La salida de este bloque será el **nivel de severidad del flicker** obtenido a partir de las medidas realizadas en la red eléctrica. La severidad se expresa mediante dos parámetros adimensionales:

- severidad en período corto, P_{st}
- severidad en período largo, P_{lt}

El primer paso para realizar este análisis es el discretizar la señal que llega a este bloque para poder ser tratada en una computadora. Para ello se emplea un convertidor A/D con al menos 6 bits (64 niveles) de resolución, y una frecuencia de muestreo mayor o igual que 50 *muestras/sg*.

La medida de flicker ha de abarcar los dos aspectos fundamentales de una fluctuación, que son la severidad de la fluctuación (obtenida a partir sensación instantánea de flicker) y su persistencia en el tiempo. Un parámetro importante para el funcionamiento de este bloque es la elección del período de observación, ya que se debe abarcar un período significativo para las fluctuaciones de tensión. Según la extensión del período elegido se tienen, como se mencionó anteriormente, dos tipos de análisis:

- **De período corto:** El intervalo de tiempo escogido para el análisis es de 1, 5, 10 ó 15 minutos. En todo caso, el intervalo escogido debe abarcar los sucesos significativos detectados en el punto de medida (conexión y desconexión de una máquina, etc). Generalmente se escoge el de 10 *min.* como una solución de compromiso aceptable ya que, por una parte, es suficientemente largo como para que las variaciones aisladas de tensión tengan poca importancia, y permitir a un observador percibir el efecto de flicker, mientras que, por otra parte, es suficientemente corto como para caracterizar máquinas con un ciclo de trabajo largo. El período de 10 *min.* es el empleado en la norma IEC 61000-3-3 [11].
- **De período largo:** Es este caso los resultados del medidor de flicker se refieren a un período de observación que abarca un número entero de períodos cortos (por debajo de 1008). De esta forma, los resultados obtenidos para el período largo se basan en los obtenidos para los períodos cortos. En el peor caso se tendría un período largo de 7 días con un período corto de 10 minutos. Sin embargo, el valor recomendado es de 2 horas, ya que con él se cubren la mayor parte de las aplicaciones industriales susceptibles de ser analizadas.

Una vez escogido el período de muestreo y la longitud del período corto, el siguiente paso es llevar a cabo una clasificación de los valores instantáneos de flicker según su severidad, para así obtener su **distribución de frecuencias**. Este procedimiento es llamado *proceso de clasificación*.

Para realizar esto, se dividen los valores instantáneos de flicker en rangos denominados *clases*. En base a esto, cada vez que una muestra del flicker instantáneo se encuentre entre los dos niveles que delimitan una clase, se incrementa en un “uno” el valor de dicha clase. Formalmente, dada una clase k , el número de muestras correspondiente a esta clase (N_k) se puede obtener mediante la expresión 4.81 que se muestra a continuación:

$$N_k = \frac{1}{T} \sum_n t_{nk} \quad (4.81)$$

Donde:

- T : Es el período de muestreo.
- t_{nk} Es el intervalo de tiempo n durante el cual el flicker instantáneo está entre los niveles que delimitan la clase k .

La figura 4.18 resume este procedimiento.

La clasificación se realiza durante el período corto de observación escogido. Realizando el procedimiento anterior para todas las clases definidas, se obtiene lo que se denomina **distribución de frecuencias** de las muestras instantáneas obtenidas. La figura 4.19 muestra la distribución de frecuencias resultante del proceso de clasificación.

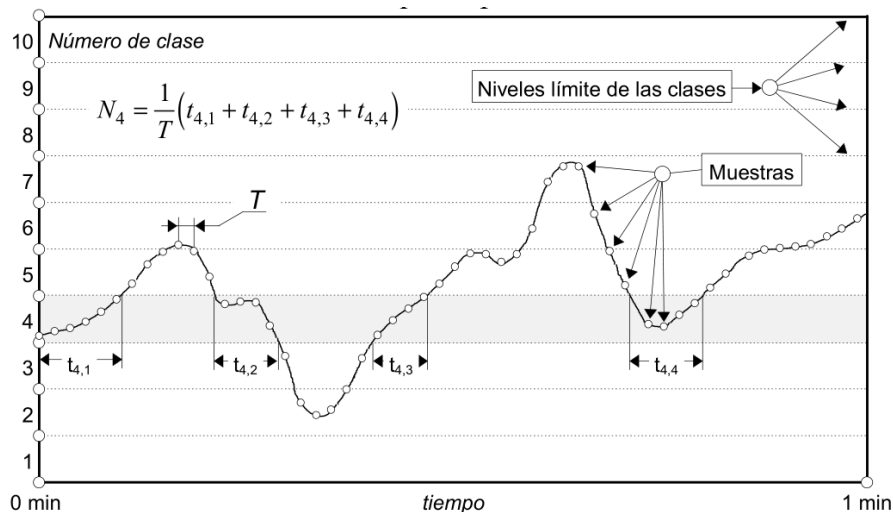


Figura 4.18: Método de clasificación del flicker instantáneo; es decir, la obtención de la distribución de frecuencias.

Distribución de frecuencias acumulada:

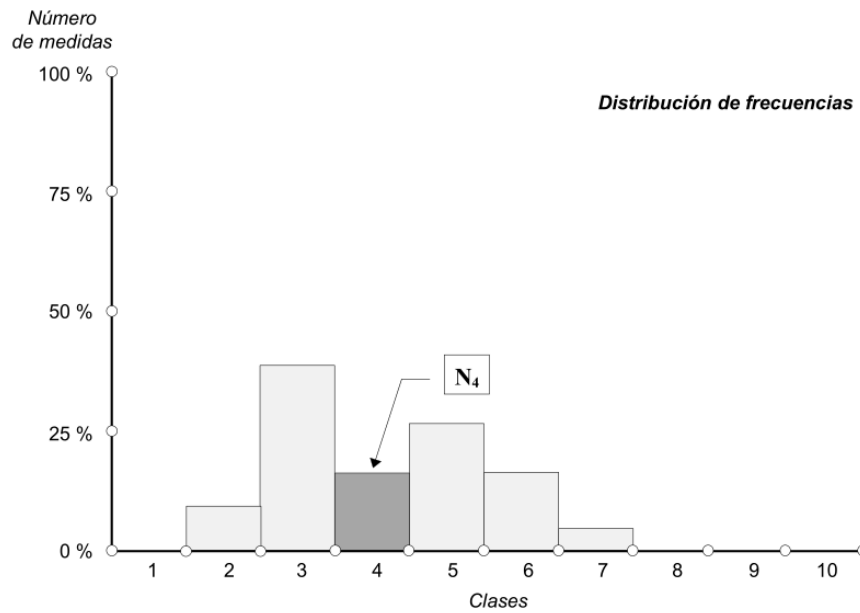


Figura 4.19: Distribución de frecuencias como resultado del proceso de clasificación.

Una vez que finalice este período de observación se obtiene, a partir de la distribución de frecuencias resultante del proceso de clasificación, la distribución de frecuencias acumulada. Para una determinada clase, la misma se obtiene sumando los valores sin acumular de las clases anteriores, es decir:

$$N_{ac,k} = N_k + N_{ac,k-1} \quad (4.82)$$

Donde:

- $N_{ac,k}$ es el valor acumulado de la clase k.
- N_k es el valor de la clase k.

La expresión recién obtenida permite la obtención de la distribución de frecuencias acumulada en valores absolutos de muestras. En la práctica se emplea la distribución de frecuencias acumulada en porcentaje del número total de muestras; es decir, la distribución de frecuencias acumuladas **relativas**.

En la figura 4.20 se puede ver la distribución de frecuencia acumulada relativa correspondiente al proceso de clasificación de la figura 4.19.

La salida del bloque 5, y por lo tanto la del *flickerímetro*, es un número que cuantifica la severidad del flicker. Este número, se calcula a partir de una fórmula que opera con los percentiles obtenidos de la distribución de frecuencia acumulada relativa. Los percentiles dividen a la distribución acumulada en 100 partes iguales que representan cada una el 1% de los valores. De esta forma, el percentil 5% representa un nivel de flicker que sólo es superado por el 5% de las muestras, mientras que el 95% restante queda por debajo.

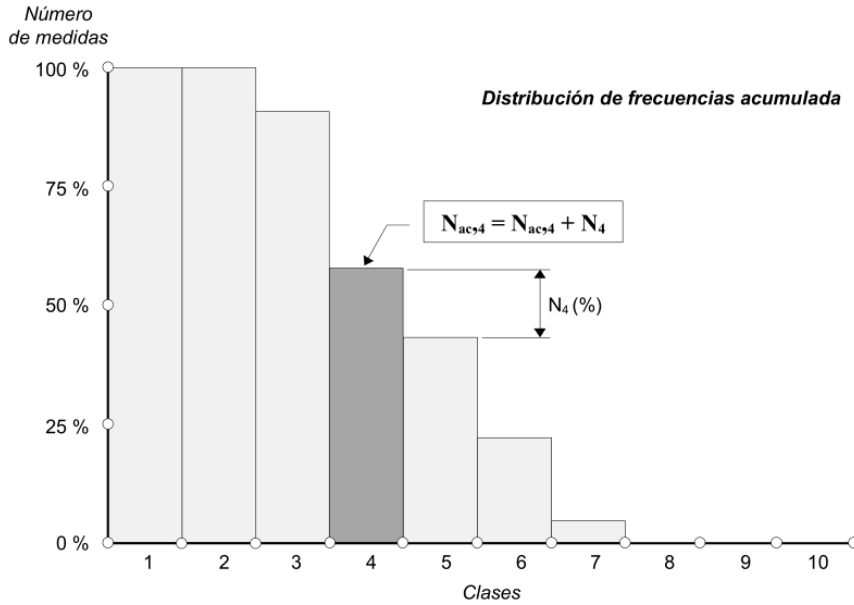


Figura 4.20: Distribución de frecuencia acumulada relativa.

El formula propuesta por la IEC para el cálculo del nivel de severidad de período corto P_{st} tiene la expresión dada por 4.83.

$$P_{st} = \sqrt{K_{0,1}P_{0,1} + K_1P_1 + K_3P_3 + K_{10}P_{10} + K_{50}P_{50}} \quad (4.83)$$

Donde:

- $P_{0,1}$, P_1 , P_3 , P_{10} y P_{50} son los percentiles del 0,1 %, 1 %, 3 %, 10 % y 50 % respectivamente.
- Los factores K_i son constantes definidas por la IEC cuyos valores se detallan a continuación:
 - $K_{0,1} = 0,0314$
 - $K_1 = 0,0525$
 - $K_3 = 0,0657$
 - $K_{10} = 0,28$
 - $K_{50} = 0,08$

La elección de la expresión 4.83 y el valor de las constantes K_i no ha sido aleatoria si no que se ha pretendido con ella obtener unos valores de P_{st} cercanos a la unidad sobre la curva de percepción dada por la figura 4.10. El valor límite que puede alcanzar el P_{st} en instalaciones eléctricas no ha de ser necesariamente la unidad, pero se ha de tener en cuenta que en los experimentos realizados por la IEC una importante cantidad de observadores se ven afectados por el flicker en los sistemas de iluminación cuando se alcanza este valor.

Existen técnicas para mejorar la exactitud y la estabilidad del valor de P_{st} calculado, que no se incluyen aquí por estar detalladas claramente en la normas.

Cabe destacar, que en lugar de emplear directamente los percentiles indicados en la ecuación 4.83, se pueden emplear percentiles promediados para evitar que pequeños cambios en el ciclo de trabajo de la máquinas que provocan las fluctuaciones afecten significativamente al valor el P_{st} . De esta forma, los percentiles promediados y recomendados para el cálculo del P_{st} se detallan en las ecuaciones 4.84.

$$\begin{aligned}
 P_{50S} &= (P_{30} + P_{50} + P_{80})/3 \\
 P_{10S} &= (P_6 + P_8 + P_{10} + P_{13} + P_{17})/5 \\
 P_{3S} &= (P_{2,2} + P_3 + P_4)/3 \\
 P_{1S} &= (P_{0,7} + P_1 + P_{1,5})/3 \\
 P_{0,1S} &= P_{0,1}
 \end{aligned}
 \tag{4.84}$$

El valor del P_{st} con un período de observación de 10 minutos es adecuado para el estudio de perturbaciones producidas por fuentes individuales como motores, bombas de calor o equipos domésticos. Sin embargo, a veces es necesario el estudio de la influencia de varios equipos perturbadores de la red eléctrica, que además pueden operar de forma aleatoria (por ejemplo los hornos de arco y parques eólicos) y con ciclos de trabajo largos. Para el estudio de este tipo de fenómenos se emplea el parámetro recomendado por la IEC definido como severidad de período largo P_{lt} , con un período de observación recomendado de 2 horas. Este parámetro viene dado por la expresión dada en 4.85.

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{\sum_{i=1}^{N_{P_{st}}} P_{st_i}^3}{N_{P_{st}}}}
 \tag{4.85}$$

Donde:

- $N_{P_{st}}$ es el número de períodos cortos tenidos en cuenta (hasta 1008).
- P_{st_i} es el valor de la severidad de período corto para cada uno de los $N_{P_{st}}$ intervalos tenidos en cuenta para el cálculo del P_{lt} .

4.7. Interpretación del procesado estadístico

Para la interpretación del procesamiento estadístico se presentan aquí algunos ejemplos simples. En efecto, suponiendo que se presenta una sensación instantánea de flicker de 4 durante al menos la mitad de un período de 10 minutos. Notar que este valor de fluctuación supera el límite de percepción. Se asume también, que durante el resto del intervalo no se presenta ninguna fluctuación de la intensidad de la luz⁵. De esta manera, todos los percentiles de la ecuación 4.83 son iguales a 4, se tiene que:

$$P_{st} = \sqrt[3]{0,0314 \times 4 + 0,0525 \times 4 + 0,657 \times 4 + 0,28 \times 4 + 0,008 \times 4} = 1,43
 \tag{4.86}$$

Análogamente, puede determinarse que una sensación instantánea de flicker igual a 1,96 durante el 50 % del intervalo de 10 minutos resulta en un índice de perceptibilidad $P_{st} = 1$.

⁵La sensación instantánea de flicker es igual a 0.

De la misma manera, suponer ahora 12 valores consecutivos de P_{st} , donde uno de estos valores es igual a 4, mientras que el resto es igual a 0, El índice de severidad de largo plazo P_{lt} resultante durante este período de 2 horas es igual a:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{1}{12}(4^3 + 0 + \dots + 0)} = 1,75 \quad (4.87)$$

Análogamente, para obtener $P_{lt} = 1$, manteniendo el mismo “perfil” de iluminación, se debe considerar un $P_{st} = 2,29$.

Se considerará ahora el proceso completo, desde la tensión de entrada al flickerímetro hasta el índice de severidad de corto plazo obtenido al final de proceso de medida. Se considera una fluctuación sinusoidal de tensión de amplitud $A \times M$ y frecuencia f_M , por lo tanto, a la entrada del medidor de flicker se tiene la siguiente señal:

$$v_a(t) = A[1 + M\cos(2\pi f_M t)]\cos(2\pi f_0 t) \quad (4.88)$$

Nota: los subíndices utilizados para identificar las señales en las diferentes partes del proceso se corresponden a la notación de la figura 4.11.

El efecto del primer bloque, de adaptación de la tensión de entrada, es el de modificar el nivel de tensión a uno de referencia V_R :

$$v_b(t) = \sqrt{2}V_R[1 + M\cos(2\pi f_M t)]\cos(2\pi f_0 t) \quad (4.89)$$

La salida del segundo bloque (demodula) equivale a una señal proporcional a la fluctuación de tensión:

$$v_c(t) = 2V_R^2 M\cos(2\pi f_M t) \quad (4.90)$$

El efecto del tercer bloque, filtros que simulan el ojo humano, es el de modificar la amplitud de la tensión:

$$v_d(t) = 2V_R^2 MF\cos(2\pi f_M t) \quad (4.91)$$

NOTA: También se presenta un cambio del ángulo de fase debido a estos filtros, sin embargo, el cambio se compensa realizando aquí un cambio opuesto en el eje de tiempo.

A la salida del cuarto bloque, de simulación del cerebro, se tiene una señal constante más una señal oscilante de pequeña amplitud. Despreciando la oscilación, la sensación instantánea de flicker obtenida es:

$$P = \frac{1}{2}V_R^4 M^2 F^2 \quad (4.92)$$

Finalmente, el índice de severidad de corto plazo es:

$$P_{st} = \sqrt{0,5096P} = 1,01V_R^2 MF \quad (4.93)$$

Observar la importancia de la expresión 4.93, en ella se muestra que el índice de severidad de corto plazo (P_{st}) es directamente proporcional a la amplitud relativa

de la fluctuación de tensión (M). Notar que dicha expresión ha sido obtenida bajo la suposición de que la fluctuación es sinusoidal. Sin embargo, puede demostrarse, mediante Series de Fourier, que la misma conclusión aplica para cualquier tipo de fluctuación periódica.

4.8. Caracterización de la respuesta

En la norma IEC 61000-4-15 [15] se especifica cual será la respuesta del medidor de flicker cuando la tensión de entrada está modulada por una onda rectangular o sinusoidal. La curva de la figura 4.21 es la que define los valores de variación relativa de tensión ($\Delta U/U \times 100(\%)$) en función de la frecuencia (f) para que a la salida del bloque 4 se tenga una sensación instantánea de flicker igual a 1 ($P = 1$).

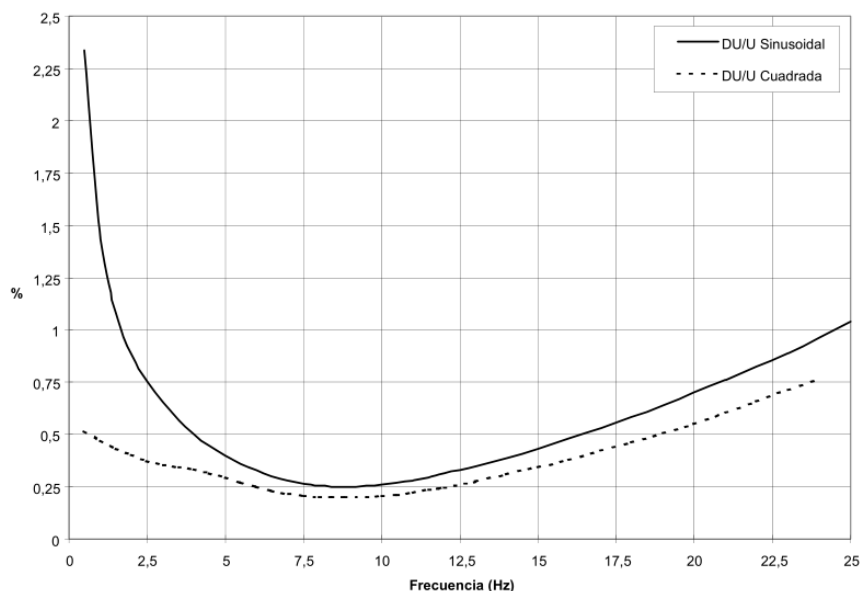


Figura 4.21: Curvas de sensación instantánea de flicker igual a 1,

La norma IEC 61000-3-3 [11] indica que el medidor de flicker puede emplearse para la cuantificación de la severidad de las fluctuaciones de tensión. Por lo tanto en el medidor descrito se debe dar un valor de flicker coherente con las exigencias de la 61000-3-3, Esto se ha conseguido con la elección de la expresión representada en 4.85 para la obtención del P_{st} . En la figura 4.22 está representada la comparación entre los límites de las fluctuaciones de tensión dadas por la IEC 61000-3-3 y los valores de fluctuación, ya sea sinusoidal o cuadrada, que hacen que la salida del medidor de flicker sea unitaria, o sea, $P_{st} = 1$. En este caso los valores de frecuencia de la modulación o variación se dan en cambios por minuto ($1c/min = 1/120 Hz$) ya que es más adecuado para trabajar con variaciones lentas.

La parte derecha de la curva 4.22 es la que más discrepancia muestra entre el medidor de flicker y la IEC 61000-3-3, Esto se debe a la exigencia por parte de esta

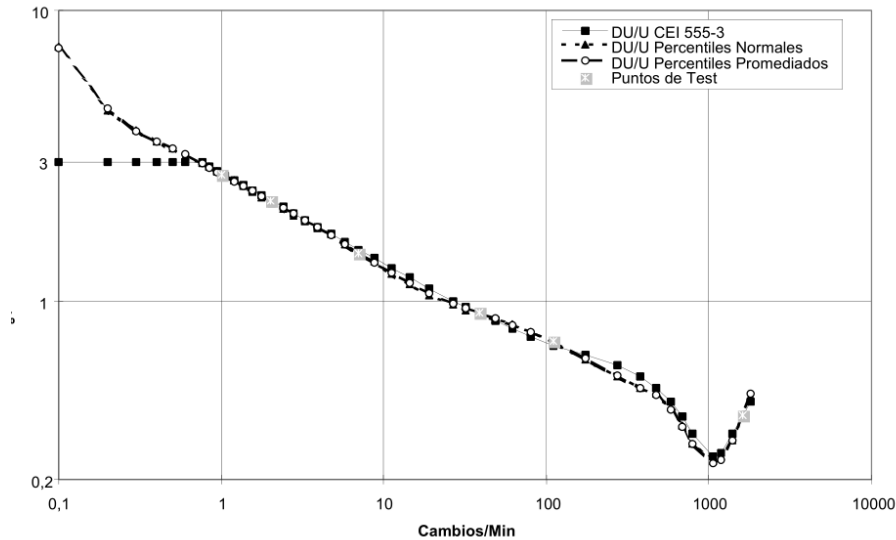


Figura 4.22: Comparación de resultados del medidor de flicker con la Norma IEC 61000-3-3,

última de no admitir fluctuaciones de tensión superiores al 3%.

Para realizar la calibración del flickerímetro, la norma IEC 61000-3-3 da condiciones de modulación de onda cuadrada con los que se ha de realizar un test para determinar la exactitud del medidor del flicker. Sobre cada uno de estos puntos, la salida del medidor debe ser $P_{st} = 1$ con una exactitud de al menos el 5%. Estos puntos se representan en la tabla 4.2.

c/m	Puntos de calibración ($\Delta U/U \times 100$)
1	2,724
2	2,211
7	1,459
39	0,906
110	0,725
1620	0,402

Tabla 4.2: Puntos para calibración del medidor de flicker.

En la figura 4.23 se puede ver una comparación entre las curvas de perceptibilidad unidad dadas por la norma IEC 61000-4-15 frente a las fluctuaciones máximas permitidas por la norma IEC 61000-3-3, que corresponden aproximadamente a una salida de $P_{st} = 1$ en el medidor de flicker.

4.9. Especificación del medidor de flicker

En esta sección se presentan las especificaciones que deben cumplir los equipos de medición de flicker a fin de mostrar conformidad con la norma IEC 61000-4-15 [15]. Si bien las especificaciones que se detallarán se dirigen esencialmente a los

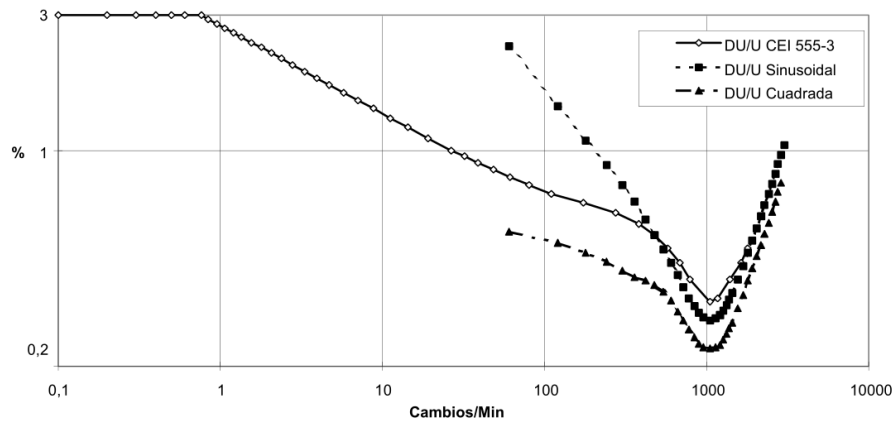


Figura 4.23: Comparación entre los límites de perceptibilidad dados en la norma IEC 61000-4-15 e IEC 61000-3-3,

fabricantes de estos medidores, es de vital importancia conocer estas especificaciones a fin de realizar una correcta interpretación de las medidas realizadas, así como poder realizar calibraciones del medidor.

4.9.1. Respuesta y exactitud

La respuesta global a partir de la entrada del instrumento hasta la salida del bloque 4 se da en las tablas A.1, A.2, A.3, A.4 (ver Apéndice A) para las fluctuaciones de tensión sinusoidales y rectangulares a 50 Hz y 60 Hz . Una unidad de salida del bloque 4 se corresponde con el umbral de perceptibilidad humana de referencia. La respuesta está centrada en 8,8 Hz para modulaciones sinusoidales. Las figuras muestran valores para sistemas de 120 V y 230 V a 50 Hz y 60 Hz .

La exactitud requerida por el instrumento a la salida del bloque 4 es lograda si el valor P_{inst} medido, para las modulaciones sinusoidales y rectangulares, está dentro del $\pm 8\%$ del valor unitario de sensación instantánea de flicker, para los rangos de funcionamiento especificados. Las entradas impresas en negrita en las tablas A.1, A.2, A.3, A.4 (ver Apéndice A) muestran los puntos que deben ser obligatoriamente ensayados. El fabricante deberá especificar la tensión y los rangos de frecuencia para los que está destinado el medidor de flicker que se utilizará.

Como se comentó en el párrafo anterior, a los efectos de ensayo, las entradas impresas en negrita en las tablas son obligatorias. Sin embargo, los otros puntos de estas tablas son de ensayo opcional. Los puntos impresos en negrita se seleccionan para estar sobre o cerca de los puntos de inflexión de la curva de respuesta normalizada del medidor. Los fabricantes de medidores de flicker pueden probar el producto para todas las entradas de las tablas, pero esto no es obligatorio para ensayos de tipo o a los efectos de verificación del instrumento.

NOTA: Debido a la diferente respuesta de sistemas de 50 Hz y 60 Hz , las frecuencias de los puntos de verificación obligatorios difieren ligeramente. Las frecuencias deben establecerse con una tolerancia de $\pm 0,5\%$ o mejor alrededor de las especificadas. A su vez, las tensiones deben establecerse con una tolerancia de \pm

0,5% de los valores especificados. Tener en cuenta que una tolerancia de $\pm 0,5\%$ tanto para la tensión como para la frecuencia puede dar lugar a errores en el P_{inst} de hasta 3 %.

4.9.2. Ensayos al medidor de flicker

4.9.2.1. Generalidades

Los medidores de flicker son ensayados con tensiones de diferentes características. La tabla 4.3 ofrece una visión general de las características de los ensayos que deben realizarse según la norma IEC 61000-4-15 [15], donde se visualizan los objetivos de cada ensayo y las magnitudes involucradas. En esta tabla, también se visualizan las tres clases de medidores de flicker que se definen en [15], y se presentan a continuación:

- **Clase F1:** Flickerímetros de propósito general, adecuados para el monitoreo de calidad de energía, así como ensayos de conformidad. Estos flickerímetros pueden estar sujetos a una amplia gama de variaciones de tensión de entrada, incluyendo cambios de frecuencia e incluso saltos de fase. Por lo tanto, estos flickerímetros de uso general, deberán ser ensayados empleando una amplia gama de señales de entrada como se especifica en la tabla 4.3. Para realizar verificaciones periódicas de la calibración, solamente se requiere realizar el ensayo de fluctuación de tensión rectangular según 4.9.2.3. Se recomienda llevar a cabo también la prueba de ancho de banda periódicamente.
- **Clase F2:** Flickerímetros destinados a la realización de ensayos de conformidad de productos de acuerdo a la norma IEC 61000-3-3 [11] o IEC 61000-3-11 [14] operando en un ambiente controlado, a frecuencia y fase constante, y fluctuaciones de tensión limitadas. Por lo tanto, el ensayo de acuerdo a la tabla 4.4 es suficiente para verificar el correcto funcionamiento del medidor de flicker para este tipo de aplicaciones.
- **Clase F3:** Flickerímetros diseñados para estudios de calidad de energía, resolución de problemas y otras aplicaciones donde no se requieren bajas incertidumbres de medición.

NOTA: Los Flickerímetros que muestran conformidad con la norma IEC 61000-4-15 se consideran, en principio, de clase F3.

El fabricante del medidor de flicker debe declarar cualquier procedimiento adicional requerido para comprobar el rendimiento del instrumento. El protocolo de calibración debe incluir la versión de firmware, así como la versión de cualquier software necesario. Protocolos de ensayos de tipo, se pueden encontrar en el Anexo C de [15].

Las especificaciones y protocolos de los ensayos ilustrados en la tabla 4.3 pueden verse al detalle en la sección 6 de [15]. De todas formas, en las secciones 4.9.2.2 y 4.9.2.3 que siguen a continuación, se tratan brevemente los dos primeros ensayos ilustrados en la dicha tabla.

Características de tensión de ensayo	Intención	Valores usados para el ensayo	Clases de flickerímetros		
			F1	F2	F3
Cambios rectangulares/sinusoidales de tensión (tablas A.1, A.2, A.3, A.4).	Ensayar la respuesta característica de los filtros y los parámetros de escala.	P_{inst}	F1	F2	F3
Cambios rectangulares de tensión y ensayos de rendimiento (tabla 4.4).	Ensayar el clasificador y evaluar los algoritmos estadísticos.	P_{st}	F1	F2	F3
Cambios de frecuencia.	Ensayar los circuitos de medida o hardware.	P_{inst}	F1		
Tensión distorsionada con múltiples cruces por cero	Ensayar la estabilidad de los circuitos de control de entrada.	P_{inst}	F1		
Armónicos de banda lateral	Ensayar el ancho de banda de la entrada.	P_{inst}	F1		
Saltos de fase.	Ensayar el ancho de banda del circuito de entrada, el ancho de banda de la entrada y el clasificador.	P_{st}	F1		
Cambios rectangulares de tensión con ciclo de trabajo.	Ensayar el clasificador y evaluar los algoritmos estadísticos.	P_{st}	F1	F2	
$d_c, d_{max}, d(t)$	Ensayos de rendimiento de IEC 61000-3-3,		a) F1	F2	
a) Los ensayos de $d_c, d_{max}, d(t)$ sólo son requeridos para clases F1 si el fabricante especifica que el instrumento es adecuado según IEC 61000-3-3 o IEC 61000-3-11,					

Tabla 4.3: Especificaciones de ensayos para medidores de flicker.

4.9.2.2. Variaciones de tensión sinusoidales y rectangulares

Para los flickerímetros, P_{inst} tiene que ser verificado para variaciones de tensión sinusoidales y rectangulares. Para todos los puntos de prueba de las tablas A.1, A.2, A.3 y A.4 se debe satisfacer que $P_{inst,max} = 1$ con una tolerancia de $\pm 8\%$.

4.9.2.3. Variaciones de tensión rectangulares y ensayo de rendimiento

Para todos los puntos de ensayo de la tabla 4.4, P_{st} tiene que ser 1,00 con una tolerancia de $\pm 5\%$. Este ensayo es suficiente en caso de realizar las calibraciones de manera regular.

Para las clases F1 y F3, destinadas al monitoreo de la calidad de energía general, las fluctuaciones de tensión especificadas en la tabla 4.4 se deben centrar en torno a la tensión de ensayo nominal especificada en la misma tabla. Ésto es para garantizar que el medidor de flicker tenga un rango dinámico de entrada suficiente como para evaluar con precisión las diferentes desviaciones de tensión.

Variaciones rectangulares por minuto CPM	Fluctuación de tensión			
	%			
	Lámpara: 120 V Sistema: 50 V	Lámpara: 120 V Sistema: 60 V	Lámpara: 230 V Sistema: 50 V	Lámpara: 230 V Sistema: 60 V
1	3,178	3,181	2,715	2,719
2	2,561	2,564	2,191	2,194
7	1,694	1,694	1,450	1,450
39	1,045	1,040	0,894	0,895
110	0,844	0,844	0,722	0,723
1 620	0,545	0,548	0,407	0,409
4 000	3,426	Ensayo no requerido	2,343	Ensayo no requerido
4 800	Ensayo no requerido	4,837	Ensayo no requerido	3,263

Tabla 4.4: Especificación de ensayo para clasificador medidor de flicker.

NOTA: Para ensayos de acuerdo a la tabla 4.4, la primer variación de tensión se aplica 5 s después del comienzo de la evaluación del P_{st} . Flickerímetros que presentan un tiempo de “pre-test” para cargar los filtros, deben indicar el inicio de la correspondiente evaluación de manera que se pueda determinar el comienzo de la modulación rectangular.

4.9.2.4. Requisitos ambientales y otros

El fabricante debe especificar las condiciones nominales de funcionamiento y, posiblemente, la magnitud del error introducido debido a variaciones en:

- Temperatura.
- Humedad.
- Tensión de alimentación del instrumento.
- Tensión de interferencia de modo común entre la toma de tierra del instrumento y la tensión de alimentación auxiliar.
- Descargas de electricidad estática.
- Radiación de campos electromagnéticos.

NOTA: En la aplicación de [17] para la seguridad y los requisitos de aislamiento, se debe tener en cuenta que los circuitos de entrada se pueden conectar directamente a las tensiones de alimentación de red.

Capítulo 5

Propagación del flicker por la red

En este capítulo se pretende estudiar la propagación del flicker entre los diferentes niveles de tensión de la red, así como la emisión generada por instalaciones fluctuantes, incluidos los parques eólicos.

5.1. Límites de emisión en instalaciones de MT, AT y EAT

Esta sección se basa en la norma IEC 61000-3-7 [13]. Ésta, tiene como objetivo brindar los principios básicos a ser utilizados en la determinación de los requisitos para la conexión de instalaciones fluctuantes a la red en MT, AT y EAT. Se entiende como instalación fluctuante a toda instalación que produce flicker y/o variaciones rápidas de tensión¹.

El operador del sistema o propietario, es el responsable de especificar los requisitos para la conexión de instalaciones fluctuantes al sistema.

Los problemas relacionados con las fluctuaciones de tensión se dividen en 2 categorías básicas:

- Efecto flicker en las fuentes de luz, como resultado de las fluctuaciones de tensión.
- Variaciones rápidas de tensión, incluso dentro de las tolerancias de tensión de funcionamiento normales.

NOTA: *Los límites de niveles de tensión pueden ser diferentes en cada país [22]. A modo de unificar criterios, los límites utilizados en este documento son:*

- Baja tensión (BT) se refiere a $U_n \leq 1 \text{ kV}$.
- Media tensión (MT) se refiere a $1 \text{ kV} < U_n \leq 35 \text{ kV}$.
- Alta tensión (AT) se refiere a $35 \leq U_n \leq 230 \text{ kV}$.
- Extra alta tensión (EAT) se refiere a $230 \text{ kV} < U_n$.

¹Las instalaciones fluctuantes pueden ser una carga o bien, una unidad generadora.

5.2. Conceptos básicos de CEM relacionados con las fluctuaciones de tensión.

La Compatibilidad Electromagnética (CEM) se define como la *capacidad de un equipo o sistema para funcionar satisfactoriamente en su entorno electromagnético sin producir perturbaciones electromagnéticas inadmisibles en dicho entorno* [13].

Por otro lado, se tiene que los niveles de emisión de flicker se evalúan en el POE² de una instalación fluctuante en MT, AT o EAT. Sin embargo, se debe recordar y no perder de vista que el efecto de molestia causado por el flicker afecta a los clientes en BT, por lo tanto, la atenuación de flicker entre BT, MT, AT y EAT debe considerarse en la evaluación del impacto de las emisiones.

Se supone que el medidor de flicker y los índices de severidad asociados son adaptados al tipo de lámparas incandescentes utilizados (por ejemplo, 120 V o 230 V) de modo que los límites de flicker siguen siendo los mismos, independientemente de la tensión de las lámparas. Esto es importante dado que, como se determinó en la sección 4.6.1.3, las lámparas de 120 V son menos sensibles a las fluctuaciones de tensión que las lámparas de 230 V.

El desarrollo de los límites de emisión para equipos individuales o instalaciones debe basarse en el efecto que estas emisiones tienen en la calidad de la tensión. En esta sección se presentan algunos conceptos básicos utilizados para la evaluación de la calidad de tensión.

5.2.1. Niveles de compatibilidad

Los niveles de compatibilidad³ son valores de referencia que se detallan en la tabla 5.1. El objetivo de éstos es coordinar la emisión presente en el sistema y la inmunidad de los equipos con el fin de asegurar la CEM en su conjunto. Los niveles de compatibilidad se fijan de tal manera que el 95 % de las emisiones de todo el sistema no superen dichos valores. Se debe tener en cuenta el hecho de que el operador del sistema o propietario no puede controlar todos los puntos de un sistema en todo momento. Por lo tanto, la evaluación de los niveles de compatibilidad debe hacerse sobre el sistema en su conjunto y no se proporciona un método de evaluación para un lugar específico.

Los niveles de compatibilidad para flicker en redes de BT se muestran en la tabla 5.1 [9]. Información adicional se encuentra disponible en [33].

La IEC no define los niveles de compatibilidad para sistemas de MT, AT y EAT.

²Punto de evaluación: Punto de la red en donde los niveles de emisión de una instalación dada deben evaluarse. Este punto puede ser el punto de acoplamiento común (PCC) o el punto de conexión (POC) o cualquier otro punto especificado por el operador del sistema o propietario o ambos.

³Nivel de compatibilidad: Determinado nivel de perturbación electromagnética, utilizado como nivel de referencia en un determinado ambiente para la coordinación en el establecimiento de límites de emisión e inmunidad.

	Niveles de compatibilidad
Pst	1,0
Plt	0,8

Tabla 5.1: Niveles de compatibilidad de flicker en redes de BT [9]

5.2.2. Niveles de planificación

Valores indicativos de niveles de planificación:

Los niveles de planificación⁴ son valores de flicker que se pueden utilizar para el propósito de determinar límites de emisión, teniendo en cuenta todas las instalaciones fluctuantes. Estos niveles son especificados por el operador del sistema o propietario para todos los niveles de tensión y pueden ser considerados como objetivos internos de calidad. Los niveles de planificación deben permitir la coordinación del flicker entre los diferentes niveles de tensión. Vale la pena señalar que en AT y EAT, la coordinación de nivel de flicker se debe evaluar teniendo en cuenta la atenuación de flicker debido a cargas de motores y generadores conectados aguas abajo, que tienen una influencia estabilizadora sobre las tensiones y pueden reducir la percepción del mismo.

Sólo valores indicativos se pueden dar ya que los niveles de planificación son diferentes en cada caso, dependiendo de la estructura y las circunstancias del sistema. Éstos se muestran en la tabla 5.2.

	Niveles de planificación	
	MT	AT-EAT
P_{st}	0,9	0,8
P_{lt}	0,7	0,6

Tabla 5.2: Valores indicativos de los niveles de planificación para flicker en los sistemas eléctricos de MT, AT y EAT.

NOTA 1: *Estos valores fueron escogidos en el supuesto de que el coeficiente de transferencia⁵ entre sistemas de MT o AT y sistemas de BT es unitario.*

NOTA 2: *En la práctica, los coeficientes de transferencia entre los diferentes niveles de tensión son menores a 1,0. Esto se puede tomar en cuenta al establecer nuevos niveles de planificación.*

NOTA 3: *En algunos países, los niveles de planificación se definen en normas o directrices nacionales.*

⁴Nivel de planificación: Valor de una perturbación particular, adoptada como referencia para los límites que se establezcan para las emisiones de las instalaciones en un sistema en particular, con el fin de coordinar esos límites con todos los límites adoptados para equipos e instalaciones destinadas a ser conectadas al sistema.

⁵Coeficiente de transferencia: Nivel relativo de perturbación que puede ser transferido entre dos barras o dos partes de un sistema de potencia para diferentes condiciones de operación.

Como se indica en la nota 2, con el propósito de establecer los límites de emisión, se recomienda fijar los niveles de planificación para MT, AT y EAT teniendo en cuenta el coeficiente de transferencia de flicker desde el punto de emisión hasta el POE en BT, MT, AT y EAT. El coeficiente de transferencia de flicker entre dos puntos A y B de una red ($T_{P_{st}AB}$), donde la fuente de flicker dominante se encuentra en A , se define como la relación entre los valores de P_{st} en cada punto medidos simultáneamente en ambos lugares. La expresión 5.1 detalla lo dicho anteriormente [36].

$$T_{P_{st}AB} = \frac{P_{st}(B)}{P_{st}(A)} \quad (5.1)$$

Resultados de mediciones de varios estudios muestran que el flicker producido por instalaciones fluctuantes conectadas en AT y EAT puede atenuarse significativamente cuando se propaga por las redes de BT y MT. Esta reducción se debe principalmente al efecto de compensación que producen las máquinas rotativas conectadas a la red.

Adicionalmente, los niveles de planificación deben permitir la coordinación entre los diferentes niveles de tensión. Para lograr esto, el operador del sistema o propietario tiene que evaluar los coeficientes de transferencia de flicker para diversas condiciones operativas del sistema. La reasignación de los niveles de planificación se detalla en la sección 5.9.1.

Procedimiento de evaluación frente a los niveles de planificación

El período de medición mínimo es de una semana, siempre que la red se encuentre bajo operación normal. El período de medición debe abarcar el momento en que se tienen los niveles de flicker máximos esperados.

Una o varias de las siguientes probabilidades pueden ser utilizadas para comparar los niveles reales de flicker con los niveles de planificación. Más de una probabilidad puede ser necesaria con el fin de evaluar el impacto de los niveles más altos de emisión permitidos por cortos períodos de tiempo.

- Probabilidad 95⁶ % de los valores semanales del P_{st} .
- Probabilidad 99 % de los valores semanales del P_{st} .
- Probabilidad 95 % de los valores semanales del P_{lt} .

NOTA: Se recomienda que cada nuevo valor de P_{st} incorporado al cálculo de P_{lt} se realice utilizando una ventana deslizante donde el P_{st} más antiguo es sustituido por el valor de P_{st} más reciente en cada intervalo de 10 minutos. Este cálculo de P_{lt} da lugar a 144 valores de P_{lt} cada día.

⁶Probabilidad X % de un conjunto de valores corresponde a determinado valor x tal que, el X % de los valores de dicho conjunto es menor a x .

La probabilidad 95 % no debe exceder el nivel de planificación. La probabilidad 99 % puede exceder el nivel de planificación por un determinado factor⁷ a especificar por el operador del sistema o propietario, dependiendo de las características del sistema y de la carga.

NOTA: Puede ser útil comparar las probabilidades 99 % y 95 %. Si la relación entre ellas es mayor que 1,3 se debe investigar la razón de la discrepancia. Los resultados anormales (por ejemplo, debido a huecos de tensión u otros transitorios), deben ser eliminados.

5.2.3. Ilustración de los conceptos de CEM

Los conceptos básicos de los niveles de planificación y de compatibilidad se ilustran en las figuras 5.1 y 5.2. Tienen la finalidad de destacar las relaciones más importantes entre estas variables básicas.

Dentro de un sistema de energía es inevitable que cierto nivel de interferencia sea producido en algunas ocasiones, por lo tanto, hay un riesgo de solapamiento entre las distribuciones de niveles de perturbación y niveles de inmunidad (ver figura 5.1). Los niveles de planificación son generalmente iguales o inferiores al nivel de compatibilidad⁸. Éstos son especificados por el operador del sistema o propietario.

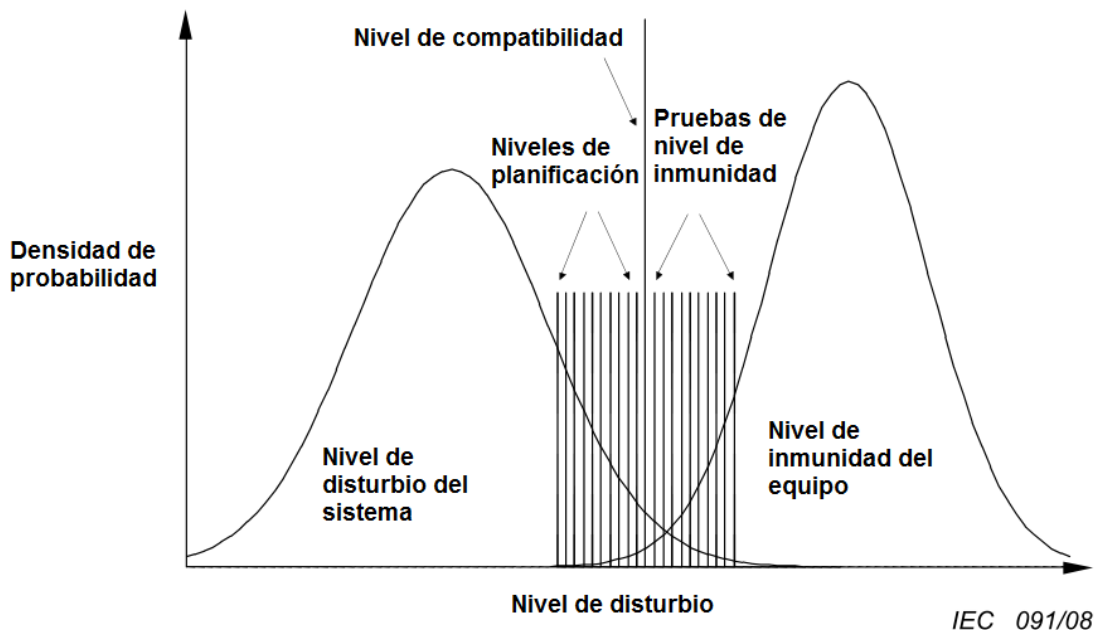


Figura 5.1: Ilustración de los conceptos básicos de calidad de tensión de todo el sistema.

⁷Este factor generalmente se encuentra entre 1 y 1,5.

⁸Para flicker, las características de transferencia entre diferentes niveles de tensión pueden permitir que los niveles de planificación en AT y EAT sean más altos sin dejar de lograr la coordinación con los niveles de compatibilidad que se aplican en BT.

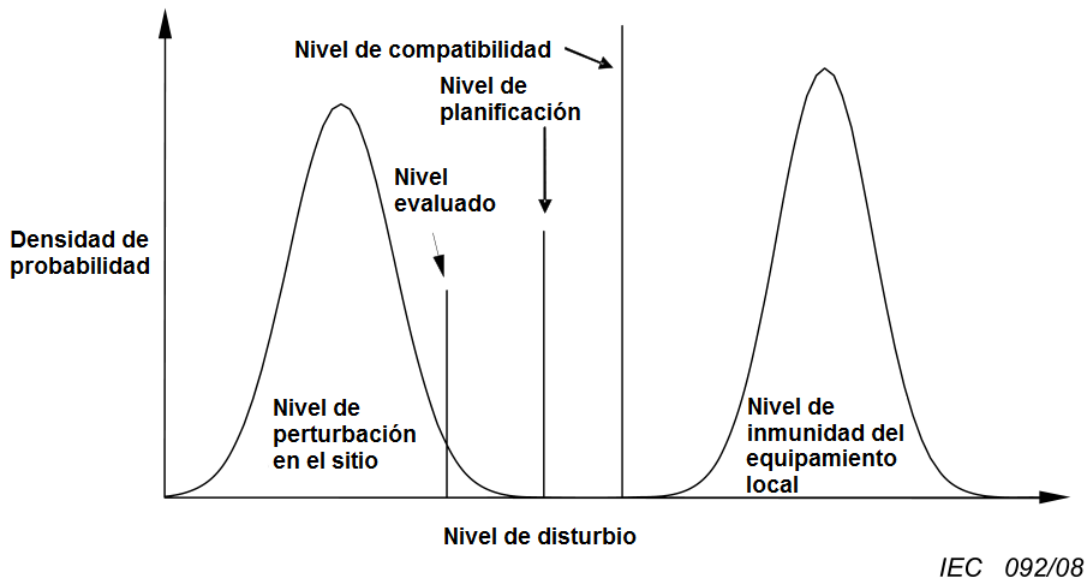


Figura 5.2: Ilustración de los conceptos básicos de calidad de tensión de un sitio particular dentro del sistema.

Como se ilustra en la figura 5.2, las distribuciones de probabilidad de los niveles de perturbación y de inmunidad en cualquier sitio son normalmente más estrechas⁹ que las de todo el sistema, de modo que en la mayor parte de los lugares hay poca o ninguna superposición entre la distribución de probabilidad de la perturbación y el nivel de inmunidad. La interferencia, por lo tanto, no es generalmente una preocupación importante, y el equipo se prevé que funcionará de manera satisfactoria. La compatibilidad electromagnética es por lo tanto más probable de lo que la figura 5.1 parece sugerir.

5.3. Niveles de emisión

El enfoque de coordinación recomendado se basa en los niveles individuales de emisiones, los cuales se determinan a partir de los niveles de planificación. Por esta razón, se utilizan las mismas probabilidades para evaluar las medidas reales respecto a los límites de emisión y respecto a los niveles de planificación, tal como se describe a continuación.

Una o varias de las siguientes probabilidades pueden ser utilizadas para comparar los niveles reales de flicker con el límite de emisión del cliente. Más de una probabilidad puede ser necesaria con el fin de evaluar el impacto de los niveles más altos de emisión permitidos por cortos períodos de tiempo.

- La probabilidad 95 % de los valores semanales de P_{sti} ¹⁰ no debe exceder el límite de emisión E_{Psti} .

⁹Es decir, presentan menos dispersión.

¹⁰ P_{sti} : Es el P_{st} generado por una fuente de emisión particular.

- La probabilidad 99 % de los valores semanales de P_{sti} puede exceder el límite de emisión E_{Psti} por un factor¹¹ a ser especificado por el operador del sistema o propietario, dependiendo de las características del sistema, y de las cargas.
- La probabilidad 95 % de los valores semanales de P_{lti} no debe exceder el límite de emisión E_{Plti} .

NOTA: Los límites de emisión respecto a los índices de severidad de corto y largo plazo para una instalación i se denominan E_{Psti} y E_{Plti} respectivamente.

Con el fin de comparar el nivel de las emisiones de flicker de la instalación de un cliente con el límite de emisión, el período de medición mínimo debe ser de una semana. Sin embargo, períodos de medición más cortos pueden ser necesarios para la evaluación de las emisiones en condiciones específicas. En cualquier caso, el período de medición debe tener una duración suficiente para capturar el mayor nivel de emisiones de flicker que se espera que se produzca. Si el nivel de flicker es dominado por un gran elemento del equipamiento, el período debe ser suficiente como para capturar al menos 2 ciclos de funcionamiento completos de este elemento. Si el nivel de flicker es causado por la suma de varios elementos del equipamiento, el período debe ser de al menos un ciclo de trabajo.

Cuando sean significantes, los siguientes factores también deben tenerse en cuenta:

- Efecto de los equipos de compensación.
- Bancos de condensadores dentro de la instalación con una posible amplificación de bajo orden interarmónico que puede causar flicker.

El nivel de emisión de una instalación fluctuante es el nivel de flicker evaluado de acuerdo con la sección 5.4.

5.3.1. Principios generales para el establecimiento de los límites de emisión

Para establecer límites de emisión a instalaciones fluctuantes se debe tener en cuenta la potencia acordada con el cliente, la potencia de los equipos de generación de flicker, y las características del sistema. El objetivo es limitar la inyección de flicker de todas las instalaciones fluctuantes de modo que el flicker no exceda los niveles de planificación, teniendo en cuenta los coeficientes de transferencia. Se definen tres etapas de la evaluación, que pueden ser utilizadas en secuencia o de manera independiente.

5.3.1.1. Etapa 1: Evaluación simplificada de la emisión

En general, es aceptable que los clientes instalen pequeños aparatos sin evaluación específica de emisión de flicker por el operador del sistema o propietario. Los fabricantes de estos aparatos son generalmente responsables de la limitación de las

¹¹Este valor generalmente se encuentra entre 1 y 1,5.

emisiones. Las normas IEC 61000-3-3 [11], IEC 61000-3-5 [12] e IEC 61000-3-11 [14] son de la familia de productos que definen los límites de emisión de flicker para los equipos conectados a sistemas de BT. En este momento no hay ninguna norma de emisión para equipos de MT por las siguientes razones:

- La media tensión varía entre 1 *kV* y 35 *kV*;
- Ninguna impedancia de referencia se ha definido internacionalmente para sistemas de MT.

Incluso sin una impedancia de referencia, es posible definir criterios para la aceptación casi automática de los clientes en el sistema MT (e incluso sistemas de AT). En efecto, si el total de potencia fluctuante de la instalación, o la potencia acordada con el cliente, es pequeña en relación con la potencia de cortocircuito en el punto de evaluación, no debería ser necesario llevar a cabo una evaluación detallada de los niveles de emisión de flicker.

En las secciones 5.6.1 y 5.7.1, se desarrollan los criterios específicos para la evaluación de la etapa 1.

5.3.1.2. Etapa 2: Límites de emisión en relación a las características reales del sistema

Si no se cumplen las condiciones de la etapa 1, las características específicas del equipo emisor de flicker deben ser evaluadas junto con la capacidad de absorción del sistema. La capacidad de absorción del sistema se deriva de los niveles de planificación y se distribuye a los clientes individuales en función de su demanda con respecto a la capacidad total de alimentación del sistema. El nivel de perturbación transferido desde sistemas de tensión aguas arriba debe ser considerado cuando se reparte los niveles de planificación entre los clientes individuales.

El principio de este método es que, si el sistema se utiliza plenamente a su capacidad de diseño y todos los clientes están inyectando sus límites individuales, los niveles totales de perturbación serán igual a los niveles de planificación, teniendo en cuenta los factores de transferencia entre diferentes niveles de tensión y el efecto sumatorio de los diversos equipos de emisión de flicker. El procedimiento para asignar los niveles de planificación a los clientes individuales se describe en 5.6.2 y 5.7.2.

***NOTA:** Si la capacidad del sistema aumenta en el futuro los niveles de emisión de los clientes individuales deben disminuirse. Es importante, por lo tanto, siempre que sea posible, tener en cuenta las futuras ampliaciones del sistema.*

5.3.1.3. Etapa 3: Aceptación de niveles de emisión más altos de manera condicional

En algunas circunstancias, un cliente puede requerir la aceptación para emitir valores superiores a los valores permitidos en la etapa 2, en tal situación, el cliente y el operador del sistema o propietario pueden ponerse de acuerdo sobre condiciones

especiales que faciliten la conexión de la instalación fluctuante. Un estudio cuidadoso de las características actuales y futuras del sistema tendrá que ser llevado a cabo con el fin de determinar estas condiciones especiales.

***NOTA:** Los límites de emisión obtenidos de la aplicación de los métodos recomendados en las secciones 5.6 y 5.7 tienen la intención de mantener los niveles de flicker por debajo de los niveles de planificación. Por otro lado, existen otros métodos destinados a limitar la magnitud de las variaciones rápidas de tensión (ver sección 5.8).*

5.3.1.4. Responsabilidades

Desde el punto de vista de la CEM, se definen las siguientes responsabilidades:

- El cliente es responsable de mantener sus emisiones en el punto de evaluación especificado por debajo de los límites especificados por el operador del sistema o propietario.
- El operador del sistema o el propietario es responsable de la coordinación general de los niveles de emisiones en condiciones de funcionamiento normales, de acuerdo con requisitos regionales o nacionales. A fines de evaluación, el operador del sistema o propietario debería, cuando sea necesario, proporcionar datos relevantes del sistema, tales como la potencia de cortocircuito o impedancia y los niveles de flicker existentes. El procedimiento de evaluación está diseñado de manera tal que las emisiones de flicker de todas las instalaciones fluctuantes no provoquen que los niveles de flicker del sistema general excedan los niveles de planificación y de compatibilidad. Sin embargo, dada las condiciones locales y las suposiciones que son necesarias en este procedimiento de evaluación no hay garantía de que el enfoque que se recomienda evite que se sobrepasen los niveles.
- Por último, el operador del sistema o propietario y los clientes deben cooperar cuando sea necesaria la identificación del método óptimo para reducir las emisiones. El diseño y la elección del método de esta reducción son responsabilidades del cliente.

5.4. Directrices generales para la evaluación de los niveles de emisión

5.4.1. Punto de evaluación

El punto de evaluación (POE) es el punto en el que los niveles de emisión de la instalación de un cliente se evalúan para verificar el cumplimiento de los límites de emisión. Éste, es también un punto dentro del sistema en el que se definen los niveles de planificación. Puede ser el punto de conexión (POC) o el punto de acoplamiento común (PCC) de la instalación perturbadora o, incluso, puede ser cualquier otro punto especificado por el operador del sistema o propietario. Más de

un punto de evaluación puede especificarse para la instalación de un cliente determinado en función de la estructura del sistema y las características de la instalación.

NOTA 1: *Debe tenerse en cuenta, sin embargo, que para la determinación de los límites de emisión y para la evaluación de los niveles de emisión a menudo es necesario tener en cuenta los parámetros del sistema más allá del punto de evaluación.*

NOTA 2: *Dependiendo de la ubicación del punto de acoplamiento común en comparación con el punto de conexión de la instalación fluctuante, se tiene que el nivel de flicker podría ser mayor en este último.*

NOTA 3: *Dado que las características de tensión o límites acordados generalmente se aplican en el punto de conexión, éstos deben ser tomados en cuenta en las discusiones entre las partes.*

5.4.2. Definición del nivel de emisión de flicker

El nivel de emisión de una instalación en el sistema eléctrico es el flicker que la instalación considerada inyecta en el punto de evaluación (POE). El nivel de emisión debe ser menor al límite de emisión.

5.4.2.1. Evaluación de los niveles de emisión de flicker

Se recomienda que los niveles de emisión se evalúen bajo condiciones normales de funcionamiento, a menos que se especifique lo contrario. La evaluación de los niveles de emisión de flicker de las instalaciones fluctuantes deben tener en cuenta las peores condiciones de funcionamiento, incluyendo contingencias para las cuales el sistema o la instalación del cliente está diseñada para operar y que pueden tener una duración superior al 5 % del tiempo. Además, para instalaciones grandes, en comparación con el tamaño del sistema¹², también puede ser necesario evaluar los niveles de emisión para condiciones de operación ocasionales que duren menos de un 5 % del tiempo. Sin embargo, límites de emisión más altos pueden ser permitidos bajo determinadas condiciones ocasionales.

Por más detalles sobre la evaluación de los niveles de emisión en plantas industriales dirigirse a [10].

Para la medición del nivel de emisión de flicker en el caso en que el flicker de fondo es relativamente bajo ($P_{st} < 0,5$), se deben realizar 2 series de mediciones en las siguientes condiciones:

- Con la instalación fluctuante y cualquier equipo de compensación del cliente conectados.
- Con la instalación fluctuante y cualquier equipo de compensación del cliente desconectados.

¹²Por ejemplo, $S_{sc}/S_i < 30$. La relación de 30 se puede ajustar para satisfacer condiciones particulares.

El segundo valor medido de flicker debe restarse del primero mediante el uso de la *ley sumatoria*¹³ (ver sección 5.5).

Una cuestión adicional, basada en el sentido común y las buenas prácticas metrológicas, es que para el empleo de esta fórmula el valor de emisión tiene que estar bastante por encima del flicker de fondo. Caso contrario deberían utilizarse técnicas más sofisticadas para no obtener resultados erróneos (ver sección 9). Para situaciones en las que el nivel existente de P_{st} en el POE es superior a 0,5, debe utilizarse un método más complejo. La correlación entre la corriente fluctuante y la fluctuación de tensión observada puede ser utilizada para determinar el nivel de emisión de un equipo en particular o instalación.

En la práctica, mediante un estudio de preconexión, los niveles de emisión son generalmente estimados desde los datos disponibles de la instalación y el sistema. Métodos simplificados y otros avanzados para predecir la severidad de flicker se brindan en la sección el anexo E de [13]. Los métodos simplificados que pueden utilizarse para fluctuaciones sencillas¹⁴ se basan en la “curva de $P_{st} = 1$ ” de las curvas que se muestran en la sección 5.9 y el factor de forma dado en el anexo E de [13]. Por otro lado, las técnicas avanzadas son más adecuadas para hornos de arcos e instalaciones fluctuantes aleatorias.

Para las evaluaciones posteriores a la conexión, las mediciones directas de flicker suelen ser suficientes, pero podrían no estar totalmente de acuerdo con las predicciones realizadas durante la evaluación previa a la conexión. Si las mediciones se hacen en algún otro punto, es necesario adaptar la medición al punto de evaluación (POE) considerando cuidadosamente la posible influencia de la impedancia del sistema real en comparación con la impedancia declarada.

5.4.2.2. Potencia de cortocircuito del sistema o impedancia declaradas

La declaración de información sobre la potencia de cortocircuito del sistema o impedancia del sistema es un requisito previo tanto para el titular o propietario para evaluar límites de emisión como para que el cliente pueda evaluar los niveles de emisión de la instalación considerada. La potencia de cortocircuito o impedancia declarada se utiliza de dos maneras diferentes:

1. Potencia de cortocircuito o impedancia para la evaluación de niveles de emisión previa a la conexión

Para permitir la evaluación de los niveles de emisión de flicker previa a la conexión de grandes instalaciones fluctuantes, la potencia de cortocircuito o la impedancia en el punto de evaluación puede ser obtenida por simulación para las diversas condiciones de operación del sistema (incluyendo condiciones futuras). Es importante que se proporcione la información de ángulo de fase,

¹³Es decir, $P_{st\text{emitido}} = \sqrt[\alpha]{P_{st\text{equipoconectado}}^\alpha - P_{st\text{equipodesconectado}}^\alpha}$.

¹⁴Por ejemplo, variaciones rectangulares, variaciones tipo rampa, etc.

como la componente fluctuante de una instalación ya que puede haber diferentes combinaciones de potencia activa y reactiva.

2. Potencia de cortocircuito o impedancia para evaluar los niveles reales de emisión

Para la evaluación de los niveles reales de emisión de una instalación fluctuante dada, la impedancia actual puede medirse o calcularse en combinación con otros parámetros a fin de evaluar los niveles de emisión reales.

5.4.2.3. Pautas generales para la evaluación de la impedancia declarada del sistema

Es importante tener en cuenta que la impedancia del sistema puede variar significativamente con el tiempo y puede ser dependiente de la frecuencia. En cuanto a la evaluación de los niveles de emisión (ver sección 5.4.2.1), la determinación de la impedancia del sistema debe tener en cuenta las diferentes condiciones normales de funcionamiento del mismo, incluyendo las condiciones anormales de operación en las que estas situaciones pueden tener una duración determinada, por ejemplo, más de 5 % de tiempo. Futuros cambios previsibles en el sistema deben ser incluidos.

5.5. Ley sumatoria general

La ley de sumatoria general es una importante relación que permite determinar, a partir de los índices de severidad de corto plazo que presentan las diferentes instalaciones (P_{sti}) en un punto de la red, el índice de severidad de corto plazo equivalente (P_{st}) del conjunto.

$$P_{st} = \sqrt[\alpha]{\sum_i P_{sti}^\alpha} \quad (5.2)$$

NOTA 1: La misma expresión puede utilizarse para el P_{lt} .

Dónde:

- P_{st} es el índice de severidad de corto plazo resultante de las emisiones de todas las fuentes.
- P_{sti} es el índice de severidad de corto plazo de las distintas fuentes de flicker.
- α es un exponente que depende de varios factores que se discuten a continuación.

En general, un valor de $\alpha = 3$ (“ley sumatoria cúbica”) ha sido ampliamente utilizado y es recomendado para el P_{st} (o P_{lt}) a no ser que se disponga de información suficiente para justificar un valor diferente.

$$P_{st} = \sqrt[3]{\sum_i P_{sti}^3} \quad (5.3)$$

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_i P_{lti}^3} \quad (5.4)$$

Los primeros estudios, basados en hornos de arco usando valores semanales de P_{st} , mostraron que el valor del exponente α depende de las características de la fuente principal de fluctuación. En general, el exponente disminuye con el aumento de la simultaneidad de las fluctuaciones. Se pueden dar las siguientes recomendaciones cuando se dispone de información adicional:

- $\alpha = 4$: Debe utilizarse cuando las fluctuaciones simultáneas son muy poco probables (por ejemplo, cuando se dispone de equipos de control específicos instalados a fin de evitar fluctuaciones simultáneas);
- $\alpha = 3$: Debe utilizarse para la mayoría de fuentes de flicker donde la probabilidad de coincidencia de variaciones de tensión sea pequeña. La mayoría de los estudios que combinan las perturbaciones no relacionadas entran en esta categoría y se recomienda para uso general.
- $\alpha = 2$: Debe utilizarse donde sea probable la ocurrencia de fluctuaciones simultáneas (por ejemplo, hornos de arco).
- $\alpha = 1$: Debe utilizarse cuando hay gran número de variaciones de tensión simultáneas (por ejemplo, varios motores que se inician al mismo tiempo).

Estudios recientes han demostrado que la ley sumatoria que mejor se ajusta a los resultados de medición depende tanto del grado de coincidencia en las variaciones de tensión y el percentil P_{st} que se utiliza para la evaluación, así como también en las tecnologías de equipos que participan en la generación de las fluctuaciones de tensión. Por información adicional, ver [34].

5.6. Límites de emisión para instalaciones fluctuantes conectadas a redes de MT

5.6.1. Etapa 1: Evaluación simplificada de la emisión

En la etapa 1, la conexión de instalaciones pequeñas que presentan una cantidad limitada de energía fluctuante pueden ser aceptadas sin una evaluación detallada de las características de emisión o respuesta del sistema.

NOTA: Para los equipos de BT, ver [11] (de corriente de entrada ≤ 16 A/fase) o [14] (de corriente de entrada ≤ 75 A/fase).

La conexión de una instalación fluctuante puede aceptarse sin más análisis, si en el POE se cumple que, la relación de la variación de potencia aparente ΔS y la del cortocircuito del sistema S_{sc} , expresada como porcentajes, están dentro de los siguientes límites. Estos límites dependen del número r .¹⁵

¹⁵ r : Tasa de fluctuación, expresada en variaciones de tensión por minuto (una caída de tensión, seguido de una recuperación significan dos cambios de tensión).

r min^{-1}	$K = (\Delta S/S_{sc})_{\max}$
$r > 200$	0,1
$10 \leq r \leq 200$	0,2
$r < 10$	0,4

Tabla 5.3: Etapa 1: Límites de variaciones relativas en la potencia en función de la cantidad de variaciones por minuto.

NOTA: Las variaciones de potencia aparente ΔS pueden ser menor, igual o mayor que la potencia nominal S_n de los equipos considerados (por ejemplo, para un motor, debe tenerse en cuenta que la potencia aparente en el arranque puede ser de $\Delta S \approx 3-8 S_n$). S_{sc} se puede calcular (o medir) para el punto específico de evaluación, o puede ser estimada para sistemas de MT típicos con características similares a las que se examinan.

5.6.2. Etapa 2: Límites de emisión en relación con las características reales del sistema

Teniendo en cuenta la capacidad de absorción real del sistema, en particular los factores de transferencia, emisiones mayores que las acordadas en la etapa 1 pueden ser concedidas.

En esta etapa, el nivel de perturbación permitido es repartido entre cada instalación individual de acuerdo a la capacidad total del sistema (S_t) a la que está conectada esta instalación. Esto asegura que el nivel de perturbación debido a las emisiones de todos los clientes conectados al sistema no hará exceder el nivel de planificación.

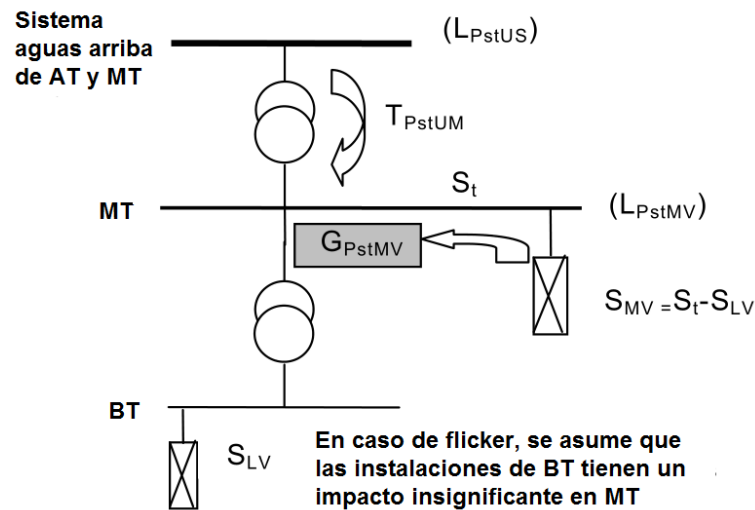
NOTA: El siguiente procedimiento puede llevarse a cabo usando la potencia activa, P , en lugar de la potencia aparente, S .

Se considera que la propagación de flicker en una red radial sigue las siguientes leyes:

- Se basa en la ley sumatoria tratada en la sección 5.5.
- El flicker presente en un nivel de tensión dado será transferido aguas abajo con alguna atenuación (coeficiente de transferencia algo menor que 1, por ejemplo 0,8).
- Debido al aumento de la potencia de cortocircuito con el nivel de tensión, y baja coincidencia de las variaciones de tensión, las contribuciones de flicker en sistemas de menor tensión a los de mayor pueden considerarse prácticamente despreciable en la mayoría de situaciones.

Emisión global compartida entre los clientes.

Se considera un sistema típico de MT tal como se ilustra en la figura 5.3, con el fin de establecer límites de emisión en MT.



IEC 103/08

Figura 5.3: Ejemplo de un sistema para compartir las contribuciones globales en MT.

Es necesaria una aplicación de la expresión 5.2 para determinar la contribución global de todas las fuentes de flicker presentes en un sistema particular. De hecho, el nivel de flicker real en un sistema de MT resulta de la combinación del nivel de flicker procedente de aguas arriba¹⁶ con el nivel de flicker producido por todas las instalaciones conectadas al sistema fluctuante de MT considerado, incluidas las instalaciones fluctuantes en BT. Sin embargo, como ya se ha mencionado, por lo general puede ser asumido que las instalaciones de BT fluctuantes tienen un impacto insignificante en los niveles de flicker de sistemas de MT. De esta manera, el nivel de flicker no debe exceder el nivel de planificación del sistema de MT dado por:

$$L_{PstMT} = \sqrt[\alpha]{G_{PstMT}^\alpha + T_{PstUM}^\alpha \cdot L_{pstUS}^\alpha} \quad (5.5)$$

Dónde

- G_{PstMV} Es la máxima contribución de flicker de todas las instalaciones fluctuantes de MT que se pueden conectar al sistema considerado (expresados en términos de P_{st} o P_{lt}).
- L_{PstMV} Es el nivel de planificación de flicker en el sistema de MT.
- L_{PstUS} Es el nivel de planificación de flicker aguas arriba¹⁷.

¹⁶Un sistema aguas arriba puede ser uno de AT u otro de MT para los cuales los niveles intermedios de planificación han sido fijados con anterioridad.

¹⁷Por las razones explicadas anteriormente, se pueden necesitar diferentes niveles de planificación para niveles de tensión intermedios entre MT y AT-EAT; es por esto que se utiliza el término general del nivel de planificación del sistema aguas arriba).

- T_{PstUM} Es el coeficiente de transferencia de flicker (P_{st} o P_{lt}) desde aguas arriba hasta MT (debe ser determinado mediante la realización de simulaciones o mediciones, ver sección 5.6).
- α Es el exponente de la ley sumatoria, habitualmente igual a 3, ver sección 5.5.

Operando, la contribución global para instalaciones fluctuantes de MT puede ser determinada para P_{st} o de manera similar para P_{lt} a partir de la expresión 5.5, en efecto:

$$G_{PstMV} = \sqrt[\alpha]{L_{PstMV}^\alpha + T_{PstUM}^\alpha \cdot L_{pstUS}^\alpha} \quad (5.6)$$

En la sección 5.9.1 se brindan ejemplos para la reasignación de las contribuciones globales teniendo en cuenta los coeficientes de transferencia.

Límites de emisión individuales

Para cada cliente, sólo una fracción del límite de emisión global G_{PstMV} es permitida. Un enfoque razonable es tomar la relación entre la potencia acordada S_i y la capacidad total del sistema de MT S_t , donde S_t puede tomarse como la capacidad del transformador AT-MT o como la carga aguas abajo total, previendo el futuro crecimiento de la carga. Este criterio está relacionado con el hecho de que la potencia acordada con un cliente a menudo está vinculada con la participación del cliente en los costos de inversión del sistema de potencia.

Empleando las leyes sumatorias (5.3 y 5.4), los límites de emisión individuales (E_{Psti} y E_{Plti}) se dan en las expresiones 5.7 y 5.8 en las que comunmente se utiliza $\alpha = 3$:

$$E_{Psti} = G_{PstMV} \sqrt[\alpha]{\frac{S_i}{S_t - S_{LV}}} \quad (5.7)$$

$$E_{Plti} = G_{PltMV} \sqrt[\alpha]{\frac{S_i}{S_t - S_{LV}}} \quad (5.8)$$

Dónde:

- E_{Psti} , E_{Plti} son los límites de emisión de flicker para la instalación i del cliente suministrado en MT.
- G_{PstMV} , G_{PltMV} son las máximas contribuciones globales de todas las instalaciones fluctuantes en MT que se pueden conectar al sistema considerado, dadas por las expresiones 5.5 y 5.6 (expresadas en términos de P_{st} o P_{lt}).
- $S_i = (\frac{P_i}{\cos \phi_i})$ es la potencia acordada de la instalación del cliente i , o la potencia aparente nominal de la instalación fluctuante considerada.
- S_t es la capacidad total de suministro del sistema considerado incluyendo el futuro crecimiento de la carga¹⁸. S_t podría también incluir la contribución de

¹⁸En principio, S_t es la suma de las asignaciones de capacidad de todas las instalaciones, incluyendo el de las instalaciones de aguas abajo que están o pueden ser conectadas al sistema.

la generación distribuida, sin embargo, para realizar esto se requieren consideraciones más detalladas para determinar la misma, así como la contribución efectiva a la potencia de cortocircuito.

- S_{LV} es la potencia total de las instalaciones conectadas directamente en BT, teniendo en cuenta el crecimiento futuro de la carga.
- α es el exponente de la ley sumatoria (ver sección 5.5).

NOTA: *En algunos casos, la generación distribuida puede ser, en realidad, una fuente de fluctuaciones de tensión y debe ser, en consecuencia, considerada.*

Puede suceder en algunos lugares que el nivel de flicker existente previamente sea mayor a los límites establecidos. En este caso, los límites de emisión de las nuevas instalaciones podrían ser reducidos, o una reasignación de los niveles de planificación entre los diferentes niveles de tensión podría ser considerada, o la capacidad de absorción de flicker del sistema podría ser incrementada.

Para los clientes que tienen una baja potencia acordada, este enfoque puede producir limitaciones poco prácticas. Los límites de emisión, se fijan en los valores dados en la tabla 5.4.

E_{Psti}	E_{Plti}
0,35	0,25

Tabla 5.4: Límites mínimos de emisión en MT.

5.6.3. Etapa 3: Aceptación de altos niveles de emisión de manera condicional

En algunas circunstancias, el operador del sistema o el propietario puede aceptar una instalación fluctuante que emita perturbaciones más altas que los límites básicos permitidos en la etapa 2, Esto es debido a que los límites de dicha etapa son límites genéricos derivados de un sistema típico, con características conservadoras. Los siguientes factores pueden dejar un margen en el sistema para permitir mayores límites de emisión. Por ejemplo:

- Algunas instalaciones del cliente no producen flicker significativo, ya que no tienen equipos fluctuantes de tamaño considerable. Por lo tanto, parte de la capacidad de absorción de flicker del sistema puede no ser utilizada por un período de tiempo.
- La ley sumatoria puede ser demasiado conservadora, por ejemplo, puede ocurrir que algunas instalaciones fluctuantes no funcionen simultáneamente, debido a restricciones del sistema o de la carga.
- En algunos casos, el aumento de las contribuciones globales pueden definirse tras la reasignación de los niveles de planificación entre los sistemas de MT y AT-EAT¹⁹, para tener en cuenta fenómenos locales tales como los efectos de

¹⁹Ver sección 5.9.1.

la atenuación o la ausencia de instalaciones fluctuantes en determinado cierto nivel de tensión.

- En algunos casos, una instalación perturbadora puede cumplir los límites de emisión bajo condiciones normales del sistema, sin embargo, bajo configuraciones diferentes (por ejemplo, cuando una planta de generación cercana se encuentra fuera de servicio), los límites de la etapa 2 pueden ser excedidos.

En todos los casos, cuando el operador del sistema o propietario lo considere apropiado, puede decidir asignar límites mayores de emisión en virtud de la etapa 3, Un estudio cuidadoso de la conexión siempre debe llevarse a cabo, teniendo en cuenta el nivel de flicker preexistente y la contribución prevista de la instalación para diferentes condiciones de funcionamiento. La aceptación de límites más altos a los establecidos previamente puede darse a los clientes sólo sobre una base condicional y ciertas limitaciones pueden ser fijadas por el operador del sistema o propietario. Por ejemplo:

- Las condiciones de la etapa 3 se aplican siempre que se cumplan los siguientes requisitos:
 1. Mientras se disponga de capacidad de suministro en el sistema para permitir mayores emisiones.
 2. Mientras que la mayoría de los otros clientes no hagan uso de la totalidad de los límites de emisión dados según la etapa 2,
 3. Tiempo necesario para una nueva instalación, con el fin de implementar medidas correctivas siempre que se necesite.
- Disminución de la cantidad de instalaciones fluctuantes en el sistema o en las configuraciones del cliente.

5.6.4. Diagrama del procedimiento de evaluación

Una visión general del procedimiento de evaluación presentado hasta ahora se da en la figura 5.4. Este procedimiento es igualmente aplicable a P_{st} y P_{lt} .

5.7. Límites de emisión para instalaciones fluctuantes conectadas a sistemas de AT o EAT

5.7.1. Etapa 1: Evaluación simplificada de la emisión

Los mismos criterios de conexión de la etapa 1 dados en la sección 5.6.1 se pueden utilizar en AT-EAT.

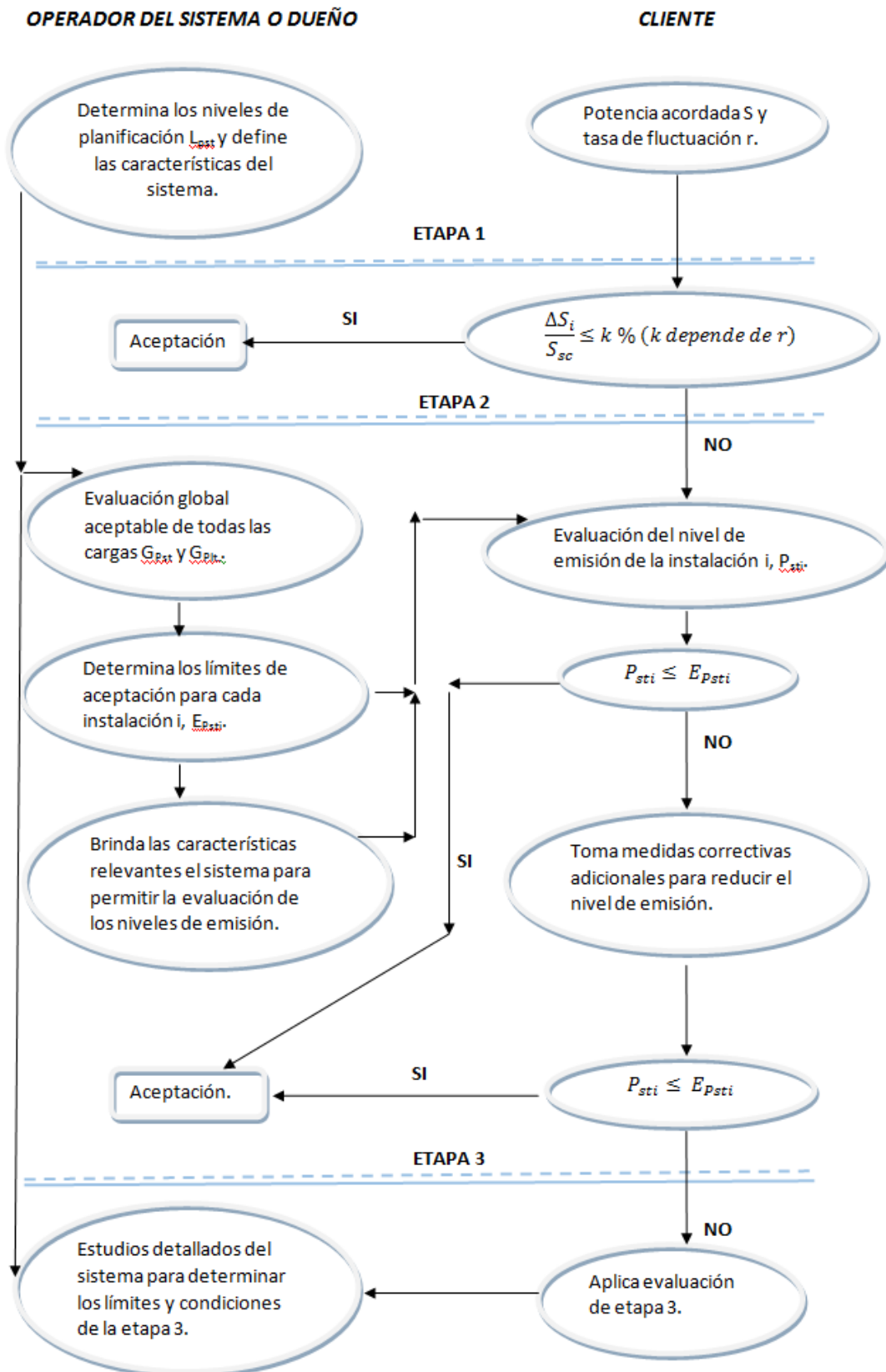


Figura 5.4: Diagrama del procedimiento de evaluación.

5.7.2. Etapa 2: Límites de emisión en relación con las características reales del sistema

El enfoque es básicamente el mismo que para los usuarios de MT (ver sección 5.6.2). Sin embargo, en el caso particular de instalaciones fluctuantes de AT o EAT, la contribución de cada usuario al nivel de perturbación global debería basarse en la potencia total disponible para todas las instalaciones fluctuantes de AT o EAT y no en la capacidad de suministro total del sistema. De hecho, se ha mencionado anteriormente que la contribución de instalaciones fluctuantes de MT y BT al nivel de flicker en AT o EAT se puede despreciar. Por lo tanto, las instalaciones de MT y BT no necesitan ser incluidas en la determinación de la capacidad total de alimentación para permitir emisiones de flicker en AT-EAT.

Evaluación de la potencia total disponible

Llamando S_i a la potencia aparente de la instalación i y S_{tAT} (S_{tEAT}) la potencia total disponible para usuarios de AT (EAT) en el punto de evaluación (POE), la relación S_i/S_{tAT} (S_i/S_{tEAT}) es la base para la determinación de los límites de emisión según el procedimiento de la etapa 2,

1. Primera aproximación:

La evaluación de la potencia total disponible (S_t) es mucho más difícil en los sistemas de AT y EAT que en los sistemas de MT. El enfoque sugerido es el siguiente: cuando se considera el caso de una instalación conectada a una subestación de AT o EAT dada, la información básica es la previsión de los flujos de potencia considerando la evolución futura del sistema:

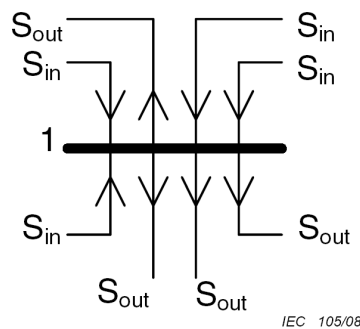


Figura 5.5: Determinación de S_t por un sistema de AT o EAT simple.

La evaluación es simplemente:

$$S_t = \sum S_{out} \quad (5.9)$$

Donde S_t es, en este caso, una aproximación de la potencia total de todas las instalaciones para las cuales. Como se ve en la expresión 5.9, se calcula

como la suma de los flujos de potencia (en MVA) que salen de la barra considerada de AT-EAT (incluyendo la provisión de crecimiento de la carga futura).

Esta primera aproximación de S_t está destinada a utilizarse por defecto. La segunda aproximación es recomendada cuando hipótesis demasiadas conservativas conducen a límites de emisión poco realistas.

NOTA: Esta primera aproximación asume que las emisiones de flicker causadas por instalaciones conectadas a otras barras impactan directamente en la barra considerada ²⁰.

2. Segunda aproximación:

La primera aproximación puede no ser correcta si las instalaciones fluctuantes importantes están presentes o están conectadas en la proximidad de la subestación considerada. En caso de duda, se recomienda proceder de la siguiente manera (ver figura 5.6):

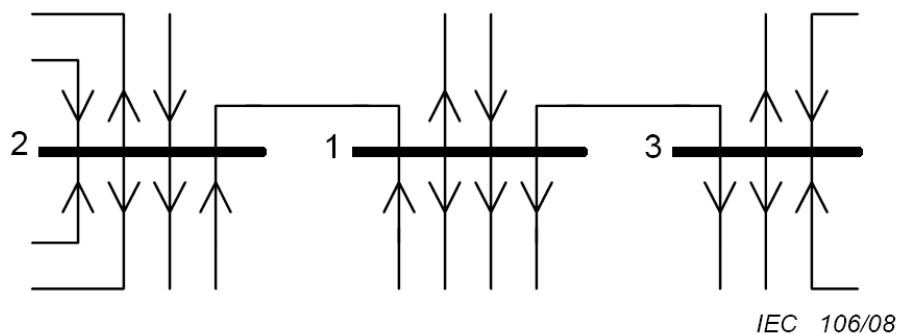


Figura 5.6: Determinación de S_t para un sistema mallasado de AT o EAT.

Llamando “1” al nodo considerado y “2”, “3”, etc, a los otros nodos situados en la proximidad del primero, los valores de S_{tAT1} , S_{tAT2} , S_{tAT3} , se calcularán de acuerdo con la expresión 5.9, sin tener en cuenta todos los flujos de potencia S_{out} entre dos de estos nodos.

Los coeficientes de influencia K_{2-1} , K_{3-1} , \dots serán calculados a la frecuencia de alimentación ²¹.

Un enfoque alternativo es basado en conectar una carga (o un cortocircuito trifásico a través de alguna impedancia) en el bus n , registrando las tensiones en los buses m y n . El coeficiente de influencia se puede definir entre los buses

²⁰Por ejemplo, los factores de influencia utilizados en la segunda aproximación son unitarios.

²¹El coeficiente de influencia K_{n-m} es el cambio de tensión que se produce en el nodo m cuando se aplica un cambio de tensión de 1 p.u. (por unidad) en el nodo n . Por lo general, el cálculo de K_{n-m} requiere el uso de un programa de computadora.

m y n como $K_{n-m} = (U_m - U_m^0)/(U_n - U_n^0)$ donde U_m y U_n son las tensiones en los buses m y n respectivamente, con la carga conectada en n y, U_m^0 y U_n^0 son las tensiones correspondientes sin la carga.

NOTA: Los coeficientes de influencia obtenidos de esta manera pueden ser sensibles al factor de potencia de la carga o cortocircuito y la carga conectada en la simulación debe representar de cerca las características de la carga que se está evaluando. También se debe tener en cuenta que los coeficientes de influencia dependen en algunos casos de la frecuencia, en particular cerca de las plantas de generación, las dependencias pueden llegar a ser significativas para frecuencias inferiores a la fundamental.

Un método más riguroso, basado en el análisis de datos típicos de cortocircuito, se da en el anexo f de [13].

Para esta segunda aproximación, la expresión 5.9 se sustituye por (de manera similar se obtiene para S_{tEAT}):

$$S_{tAT} = S_{tAT1} + (k_{2-1})^\alpha S_{tAT2} + (K_{3-1})^\alpha S_{tAT3} + \dots \quad (5.10)$$

Añadiendo los términos $(K_{n-m})^\alpha S_{tATn}$ ($\alpha = 3$), siempre y cuando sea significativo en comparación con S_{tAT1} .

5.7.3. Etapa 3: Aceptación de altos niveles de emisión de manera condicional

Las consideraciones realizadas en la sección 5.6.3 se aplican de igual forma para esta etapa.

5.8. Variaciones rápidas de tensión

La incomodidad visual causada por el flicker es la razón más común por la cual se limitan las variaciones de tensión producidas por las instalaciones fluctuantes. El operador del sistema o propietario debe mantener la magnitud de la tensión dentro de ciertos límites y, por otro lado, los clientes no deben producir variaciones significativas de tensión, incluso siendo tolerables desde el punto de vista de flicker.

5.9. Curvas $P_{st} = 1$ y datos numéricos para aplicaciones en 230V y 120V

Para una fluctuación tipo onda rectangular, la figura 5.7 muestra para cada cantidad de cambios por minutos, la fluctuación relativa de tensión necesaria para obtener $P_{st} = 1$, tanto para lámparas incandescentes de 230 V como 120 V [13].

Del mismo modo, la tabla 5.5 detalla los valores numéricos de la figura 5.7.

De la misma, se desprenden los siguientes comentarios:

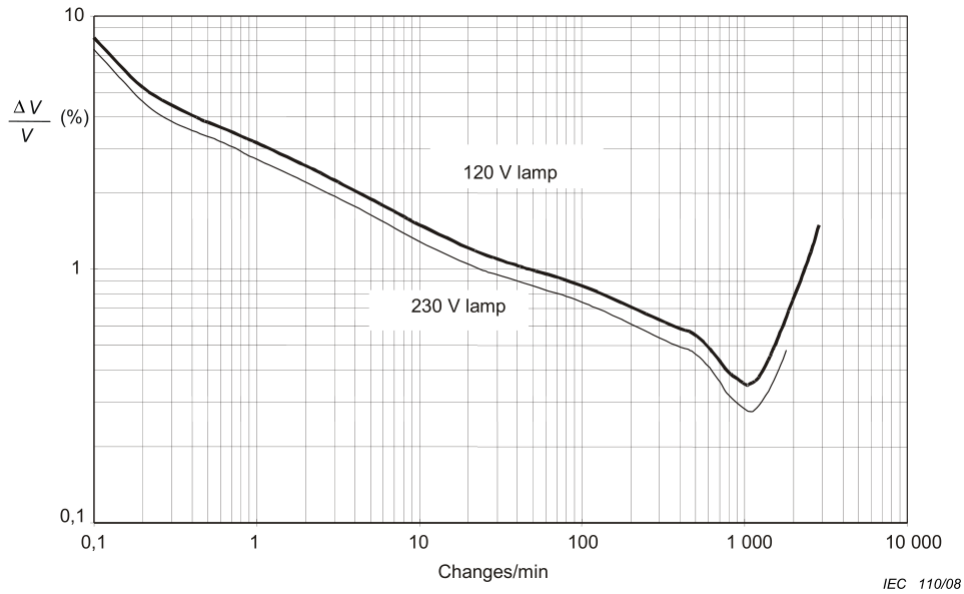


Figura 5.7: Curvas $P_{st} = 1$ para variaciones de tensión tipo onda rectangular.

r : Tasa de fluctuación Variaciones/Min	Fluctuación de tensión %		r : Tasa de fluctuación Variaciones/Min	Fluctuación de tensión %	
	Lámpara: 120V Sistema: 60Hz	Lámpara: 230V Sistema: 50Hz		Lámpara: 120V Sistema: 60Hz	Lámpara: 230V Sistema: 50Hz
0,1	8,202	7,4	176	0,739	0,64
0,2	5,232	4,58	273	0,65	0,56
0,4	4,062	3,54	375	0,594	0,5
0,6	3,645	3,2	480	0,559	0,48
1	3,166	2,724	585	0,501	0,42
2	2,568	2,211	682	0,445	0,37
3	2,25	1,95	796	0,393	0,32
5	1,899	1,64	1 020	0,35	0,28
7	1,695	1,459	1 055	0,351	0,28
10	1,499	1,29	1 200	0,371	0,29
22	1,186	1,02	1 390	0,438	0,34
39	1,044	0,906	1 620	0,547	0,402
48	1	0,87	2 400	1,051	0,77
68	0,939	0,81	2 875	1,498	1,04
110	0,841	0,725	-	-	-

Tabla 5.5: Variación relativa de tensión y tasa de fluctuación para obtener $P_{st} = 1$.

- I. Dos variaciones de tensión consecutivas (una positiva y otra negativa) constituyen un solo “ciclo” (período); es decir, dos variaciones de tensión por segundo corresponden a una fluctuación de 1 Hz.
- II. Las curvas y datos expuestos están basados en estudios realizados en una lámpara incandescente de 60 W. A pesar de que otros equipos de iluminación podrían presentar resultados diferentes, estas curvas se adoptan como

referencia.

III. Se pueden encontrar diferentes versiones de la tabla 5.5 en la literatura.

5.9.1. Reasignación de contribuciones globales y niveles de planificación considerando los coeficientes de transferencia

A los efectos de lograr coordinación de la CEM en BT, MT, AT y EAT, es necesario considerar el impacto de las fluctuaciones de aguas arriba en los sistemas aguas abajo usando los coeficientes de transferencia de flicker. Como se describe en las secciones 5.6 y 5.7, la contribución global puede ser establecida para cada nivel de tensión particular, utilizando el nivel de planificación del nivel de tensión considerado, el nivel de planificación del sistema aguas arriba, y el coeficiente de transferencia entre ambos niveles de tensión.

5.9.1.1. Cálculo de contribuciones globales utilizando los coeficientes de transferencia

Utilizando niveles de planificación típicos (ver tabla 5.2) y asumiendo un coeficiente de transferencia entre AT y MT igual a 0,9, la contribución global de todas las instalaciones de MT (G_{PstMT}) se puede calcular según la ecuación 5.11 que se muestra a continuación.

$$G_{PstMT} = \sqrt[3]{L_{PstMT}^3 - T_{PstUM}^3 \cdot L_{PstAT}^3} = \sqrt[3]{0,90^3 - 0,90^3 \cdot 0,80^3} = 0,71 \quad (5.11)$$

Para BT se procede de forma análoga, suponiendo que el nivel de planificación en BT es igual al nivel de compatibilidad (es decir, $P_{st} = 1$) y que el coeficiente de transferencia entre MT y BT es 1, la contribución global de todas las instalaciones de BT se puede calcular según la ecuación 5.12 que se muestra enseguida.

$$G_{PstBT} = \sqrt[3]{L_{PstBT}^3 - T_{PstUL}^3 \cdot L_{PstMT}^3} = \sqrt[3]{1,00^3 - 1,00^3 \cdot 0,90^3} = 0,65 \quad (5.12)$$

5.9.1.2. Utilización de los coeficientes de transferencia para recuperar y reasignar las contribuciones de las emisiones no utilizadas

Considerando que para la determinación de la contribución global en MT se utilizó un coeficiente de transferencia igual 1, se tiene que:

$$G_{PstMT} = \sqrt[3]{L_{PstMT}^3 - T_{PstUM}^3 \cdot L_{PstAT}^3} = \sqrt[3]{0,90^3 - 1,00^3 \cdot 0,80^3} = 0,60 \quad (5.13)$$

Comparando el valor anterior de 0,60, con el resultado obtenido anteriormente de $G_{PstMT} = 0,71$ (ver sección 5.9.1.1), se tiene que considerando un coeficiente de transferencia igual a 0,90 se podría permitir una contribución global adicional en MT de 0,11, sin dejar de cumplir el objetivo general de la CEM. Suponiendo que el nivel de planificación en MT fue satisfactorio basado en $G_{PstMT} = 0,60$, la

contribución no utilizada en MT puede ser reasignada en AT al aumentar el nivel de planificación en AT de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
 G_{PstMT} = 0,60 &= \sqrt[3]{L_{PstMT}^3 - T_{PstUM}^3 \cdot L_{PstAT}^3} \\
 0,60^3 &= 0,90^3 - 0,90^3 \cdot L_{PstAT}^3 \\
 L_{PstAT} &= 0,89
 \end{aligned} \tag{5.14}$$

Como se observa de los resultados anteriores, disminuyendo la contribución global en MT se puede aumentar el nivel planificado en AT. Es decir, el nivel de emisión retirado de MT se “reassigna” en AT.

5.9.1.3. Reasignación entre niveles de tensión de las contribuciones de emisión no utilizadas

Se considera el caso especial en que instalaciones fluctuantes que pueden ser conectadas no son capaces de generar el valor de G_{Pst} a determinado nivel de tensión. En este caso, debería ser posible reasignar las emisiones no utilizadas y aumentar los niveles de planificación en otros niveles de tensión.

Por ejemplo, considerando el caso en el que no hay instalaciones fluctuantes importantes conectadas en BT, por lo que es posible que no se exceda un valor de $G_{PstBT} = 0,5$. Asumiendo un coeficiente de transferencia entre MT y BT igual a 1, el nivel de planificación permitido aguas arriba de MT podría ser incrementado como sigue:

$$\begin{aligned}
 G_{PstBT} = 0,50 &= \sqrt[3]{L_{PstBT}^3 - T_{PstUL}^3 \cdot L_{PstMT}^3} \\
 0,50^3 - L_{PstBT}^3 &= -T_{PstUL}^3 \cdot L_{PstMT}^3 \\
 0,50^3 - 1^3 &= -1^3 \cdot L_{PstMT}^3 \\
 L_{PstMT} &= 0,96
 \end{aligned} \tag{5.15}$$

De igual forma, si se tiene que la contribución global de todas las instalaciones de MT no puede exceder el valor de $G_{PstMT} = 0,5$, el nivel de planificación aguas arriba de AT podría entonces ser aumentado. Considerando un coeficiente de transferencia de AT a MT típico de 0,9 [13] y operando se tiene que:

$$\begin{aligned}
 G_{PstMT} = 0,50 &= \sqrt[3]{L_{PstMT}^3 - T_{PstUM}^3 \cdot L_{PstAT}^3} \\
 0,50^3 &= 0,96^3 - 0,9^3 \cdot L_{PstAT}^3 \\
 L_{PstAT} &= 1,01
 \end{aligned} \tag{5.16}$$

Si en este proceso de reasignación se continúa realizando asumiendo que la contribución global de todas las instalaciones de AT no pueden exceder el valor de $G_{PstAT} = 0,5$, un aumento del nivel de planificación en EAT se puede encontrar usando un coeficiente de transferencia de EAT a AT de 0,8:

$$\begin{aligned}
 G_{PstAT} = 0,50 &= \sqrt[3]{L_{PstAT}^3 - T_{PstUH}^3 \cdot L_{PstEAT}^3} \\
 0,50^3 &= 1,01^3 - 0,8^3 \cdot L_{PstAT}^3 \\
 L_{PstEAT} &= 1,21
 \end{aligned} \tag{5.17}$$

El nivel de planificación obtenido en este ejemplo en EAT es significativamente mayor que el valor indicado en la tabla 5.2. Esto fue posible gracias a la reasignación de emisiones basada en la ubicación de las instalaciones fluctuantes y teniendo en cuenta el efecto de los coeficientes de transferencia entre diferentes niveles de tensión. Las contribuciones globales pueden reducirse en algunos niveles de tensión y estas reducciones pueden ser reasignadas a otros niveles de tensión, manteniendo la coordinación de la CEM desde EAT hasta BT. Por supuesto, este enfoque necesita controles periódicos para tener en cuenta los posibles cambios.

Capítulo 6

Requerimientos exigidos y emisión de flicker de parques eólicos

En el presente capítulo, en una primera instancia, se estudiarán los requerimientos exigidos a los parques eólicos en Uruguay y otros países. Posteriormente, se estudiará la razón por la que los aerogeneradores son emisores de flicker.

Con respecto a los requerimientos exigidos a los parques eólicos, a modo de introducción, es importante observar que las normas utilizadas con mayor frecuencia son las IEC y que entre los países miembros, además del nuestro, se destacan México, Canadá, Estados Unidos, Inglaterra, Alemania, Francia, España, Dinamarca, Japón, Australia, Corea, Egipto, China, Brasil, Colombia, República Checa, Sudáfrica, Argentina, entre otros.

Esto no quiere decir que dichas normas no sean adaptadas o utilizadas bajo otros nombres en estos países.

En la tabla 6.1 se puede observar un pequeño resumen de los entes normalizadores de cada país.

NORMAS	PAÍSES
ANSI	Estados Unidos (IEEE)
AENOR	España (UNE)
IRAM	Argentina
ABNT	Brasil
ICONTEC	Colombia
ANCE	Mexico
FONDONORMA	Venezuela
CEC	Cuba
SIGET	El Salvador
INTECO	Costa Rica
INEN	Ecuador
UNIT	Uruguay

Tabla 6.1: Entes normalizadores en diferentes países.

6.1. Requerimientos de flicker según países

En esta sección, se detallan los límites de emisión de flicker de cada país según la norma correspondiente. En los casos que sea posible, se desarrolla específicamente si se hace referencia a niveles de compatibilidad, planificación, límites de emisión de los sistemas que se conectan a una red o de emisiones globales.

I. Uruguay

Nuestro país define los límites de emisión según la norma IEC 61000-3-7[13]. Más allá de esto, UTE define específicamente el caso de ingreso de un parque eólico al SIN en los niveles de tensión correspondientes a MT y AT, el cual debe cumplir los límites de emisión de la norma y lo hace de la siguiente manera. Por ejemplo, en redes AT de 150 kV no se exige que no podrá superarse los niveles máximos de emisión de flicker de corta duración $P_{st} = 0,35$ y de larga duración $P_{lt} = 0,25$, tanto para operaciones de conmutación como por funcionamiento continuo. Para la realización de las medidas correspondientes se adoptarán las recomendaciones incluidas en la norma IEC 61000-4-30 [16].

La metodología utilizada en nuestro país para calcular la emisión individual de un parque se detalla a continuación:

$$Pst_{parque} = \sqrt[3]{Pst_{conectado}^3 - Pst_{sinconectar}^3} \quad (6.1)$$

Por más información, ver sección 5.4.

II. España

España es otro país que se respalda en las normas IEC, aunque en general hace uso de la adaptación local UNE. Este país define un nivel de planificación de acuerdo a la norma IEC 61000-3-7 [13] de $P_{st} \leq 1$, $P_{lt} \leq 0,8$ y un límite de emisión de perturbaciones en cualquier nodo de la red de $P_{st} \leq 0,8$, $P_{lt} \leq 0,6$.

Otras características interesantes de España son la limitaciones en potencia al conectarse a una red, por un lado la potencia conectada a un nodo de la red debe ser menor a la mitad de la capacidad de la línea a la que se conecta y por otra parte la potencia de cortocircuito de el nodo de conexión debe ser al menos 20 veces mayor a la potencia conectada en este lugar en los casos de generación eólica. Estas restricciones son mucho más flexibles en nuestro país llegando, en primer lugar, a tener parques interconectados en líneas que no cumplen la exigencia anterior y además, al ser un país con potencias de cortocircuito muy bajas, en comparación a España, se utiliza en algunos casos una razón menor a 5,

III. El Salvador

Utilizando las normas SIGET, la normativa salvadoreña define que el límite de severidad en el sistema no puede superar $P_{st} = 1$, tanto en sistemas de transmisión como distribución. Esta consideración aplica también en Guatemala. Además la normativa no define específicamente valores de P_{lt} .

IV. Dinamarca

Dinamarca es un país que tiene buena calidad de energía, cumpliendo holgadamente las especificaciones de las normas IEC. Estos valores son: $P_{st} = 0,3$ y $P_{lt} = 0,2$ en cualquier nodo de la red que tenga tensiones superiores a 100 kV.

V. Reino Unido

Utiliza distintos límites de emisión de flicker para cargas fluctuantes en la red según la tensión, para casos de tensiones $U \leq 132$ kV el límite es $P_{st} = 1$ y $P_{lt} = 0,8$. En los casos en que la tensión supera los 132 kV, los límites de emisión son: $P_{st} = 0,8$ y $P_{lt} = 0,6$. Cabe aclarar que las consideraciones anteriores no sólo aplican a parques eólicos, sino también a cualquier carga que genere flicker.

VI. Alemania

En Alemania no existe específicamente una norma que regule la emisión de flicker. Se podría asumir que al formar parte de la IEC, en caso de considerar regularlo, se apliquen los valores de dichas normas.

VII. Irlanda

Este país especifica que los niveles deben de estar de acuerdo a la normativa IEC 61000-3-7 [13], por lo que los valores se ajustan a los mencionados en dicha norma.

VIII. Canadá

Aquí tampoco existen especificaciones respecto a la emisión de flicker, con excepción de AESO, en donde se especifica que los niveles de emisión deben estar de acuerdo a lo indicado en la norma IEC 61000-3-7,

6.2. Emisión de flicker causada por aerogeneradores en la red uruguaya

A lo largo de este documento se ha asumido que los parques eólicos son fuentes de emisión de flicker. Debido a esto, es necesario conocer claramente las razones de estas emisiones y poder actuar en función a éstas para mejorar la calidad de energía. A continuación se nombran algunas de las razones de la emisión de flicker de parques eólicos según [40].

El flicker producido por la generación eólica, se puede clasificar en dos grandes categorías:

- Flicker transitorio.
- Flicker en régimen permanente.

El transitorio se origina durante la conexión de la máquina eléctrica en la red, ya que en ese momento se encuentra girando casi a la velocidad nominal, cuando su excitación pasa a ser alimentada desde la red. En este momento, se produce un fenómeno muy parecido al encendido de un motor; es decir, se presenta una sobrecorriente de corta duración.

Por otro lado, la turbina eólica produce flicker de régimen permanente, por variaciones de velocidad, siendo éstas de dos tipos, que se denominan “corte de viento” y “sombra de torre”. El corte de viento son las ráfagas que producen cambios de velocidad del generador ya que no pueden ser totalmente compensados por el sistema de control. La Figura 6.1 muestra el efecto de las variaciones de velocidad en el suministro de potencia a la red, para un pequeño generador eólico de 55 kW. Por otro lado, la sombra de torre se debe a la reducción de la velocidad del viento en las inmediaciones de la torre, ya que este soporte le ofrece al viento una barrera ensanchada por la turbulencia, que es vista una vez por revolución, por cada una de las palas de la turbina. Por lo tanto, dadas las velocidades normales de operación de los generadores eólicos modernos y, dado que normalmente presentan tres palas, la perturbación por sombra de torre se produce a una frecuencia de unos pocos Hz.

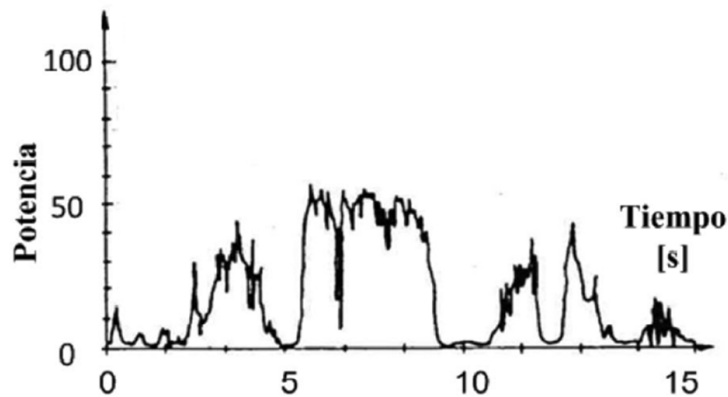


Figura 6.1: Variación de la potencia de salida de aerogeneradores debido a las ráfagas de viento.

En Uruguay, la interconexión de los distintos parques eólicos al SIN se ha realizado mayormente en las líneas de 150 kV. Comprendiendo esto, es necesario estudiar los factores que influyen en las emisiones de flicker en una red. Por un lado, se encuentra la potencia de cortocircuito en el PCC, y por otro, el tipo de sistema que se conecta, que en este caso son aerogeneradores. Como se trató en la sección 1.1, en Uruguay se utilizan sólo 2 clases de aerogeneradores: Tipo 3 o DFIG y Tipo 4 o Full Converter (FC).

6.2.1. Potencia de cortocircuito en la red de 150 kV

En la figura 6.2 se observan las potencias de cortocircuito mínimas de la red uruguaya, las zonas de mayor P_{CC}^1 son la metropolitana y las cercanas a Palmar. En el resto del país, se encuentran valores por debajo de 1000 MVA. Sin embargo, en la mayor parte del país, la P_{CC} no alcanza los 500 MVA, por lo que en un caso típico de un parque eólico de 50 MVA se encontraría una relación P/P_{CC} mayor a 1/10.

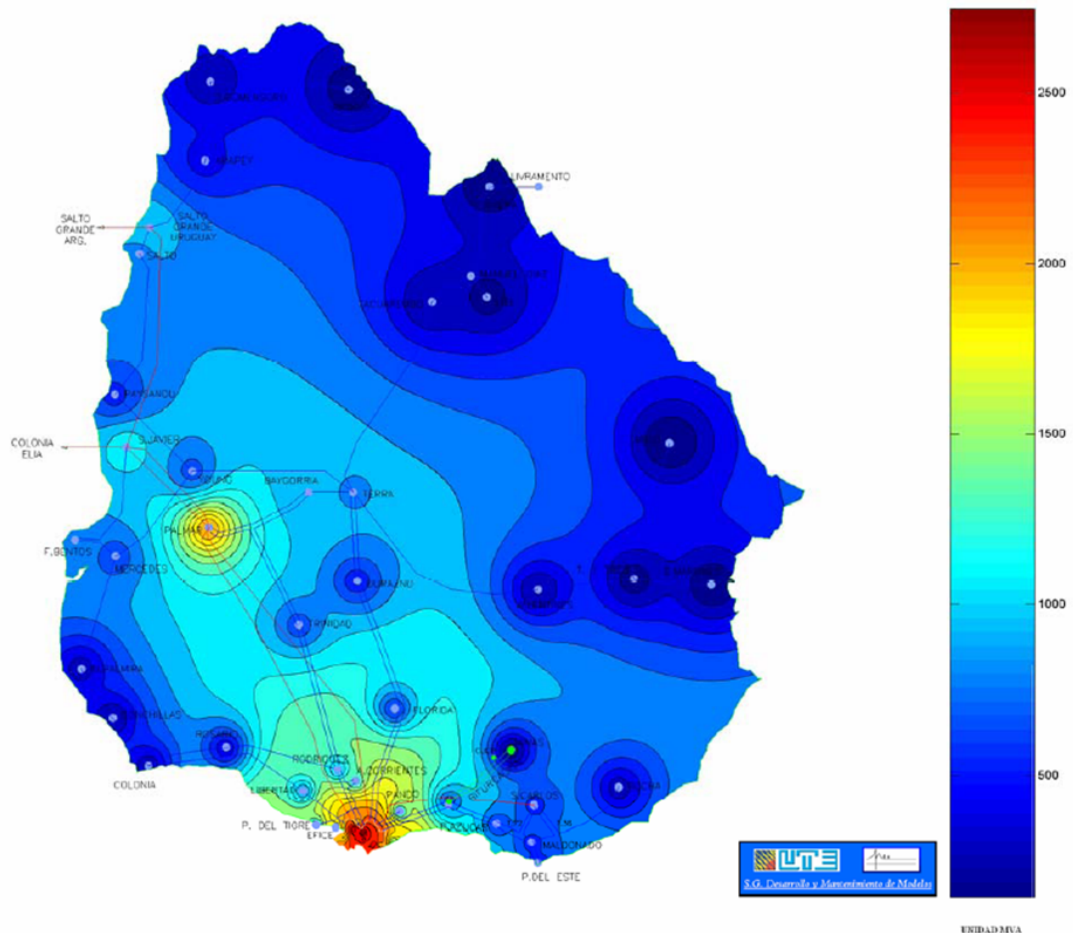


Figura 6.2: Potencia mínima de cortocircuito en las líneas de 60 kV y 150 kV.

La tabla 6.2 presenta un listado del valor de P_{CC} en diferentes puntos de la red. Éstos, permitirán concluir si la P_{CC} es suficiente para cumplir con la norma IEC 61000-3-7 [13] de límites de emisión, considerando la metodología de cálculo que ofrece la norma IEC 61400-21 [20]. Este análisis será realizado en la sección 8.

6.2.2. Comparación entre tecnologías

En las gráficas de las figuras 6.3 y 6.4 se aprecia la emisión de flicker de un conjunto de 25 aerogeneradores considerando una velocidad de viento en el buje de 7,5 m/s para distintos ángulos de fase de la impedancia de cortocircuito, en función

¹ P_{CC} : Potencia de Cortocircuito.

CAPÍTULO 6. REQUERIMIENTOS EXIGIDOS Y EMISIÓN DE FLICKER DE
PARQUES EÓLICOS

Línea	P_{CC} (MVA)	Línea	P_{CC} (MVA)
Aguas Corrientes	1302,76	Montevideo K	2127,91
Arapey	980,48	Montevideo L	2525,98
Artigas	426,28	Montevideo N	2664,12
Baygorria	1893,44	Montevideo R	2456,22
Bifurcacion	1110,43	Montevideo R	2544,75
Bifurcacion	497,9	Nueva Palmira	347,15
Botnia	1655,66	Palmar (500 kV)	2098,24
Cantegril	1172,34	Pan de Azucar	678,03
Central Batlle y Ordoñez	2431,19	Pando	2552,62
Central Batlle y Ordoñez	2528,03	Paysandu	618,34
Colonia	640	Punta del Este	584,06
Conchillas	277,66	Punta del Tigre	1165,14
Durazno	1168,44	Rivera	353,94
Efice	3273,64	Rocha	675
Enrique Martinez	160,34	Rodriguez	1010,98
Florida	1315,98	Rosario	885,42
Fray Bentos	850,27	Salto	1805,52
Juan Lacaze	260,82	Salto Grande Uruguayo (500 kV)	1036,6
Las Piedras	2000,11	San Carlos	603,56
Libertad	1815,86	San Javier	1136,52
Maldonado	600,04	Santiago Vazquez	1945,11
Melo	292,5	Solymar	3067,5
Mercedes	720,03	Stel	427,08
Montevideo A	2878,8	T, Gomensoro	328,73
Montevideo B	2733,28	Tacuarembó	279,19
Montevideo C	2467,75	Terra	1816,66
Montevideo F	2493,86	Treinta y Tres	205,21
Montevideo G	2442,3	Trinidad	1457,56
Montevideo H	2535,81	Valentines	267,84
Montevideo I	2572,25	Young	1479,02
Montevideo J	2416,02		

Tabla 6.2: Tabla P_{CC} según nodo de la red.

de la P_{CC} .

Los puntos de la red más sensibles al efecto flicker son los de menor P_{CC} . Entre ellos, se encuentran: Enrique Martinez (160 MVA), Melo (293 MVA), Rivera (354 MVA), Tacuarembó (279 MVA), Treinta y tres (205 MVA), Valentines (268 MVA), entre otros.

A partir de las figuras 6.3 y 6.4 se concluye que estos aerogeneradores podrán ser instalados en el territorio nacional en los nodos más débiles de la red mencionados en el párrafo anterior. Esto se debe a que para las P_{CC} de estos nodos, no se superan los límites de emisión establecidos en la sección 5.7.

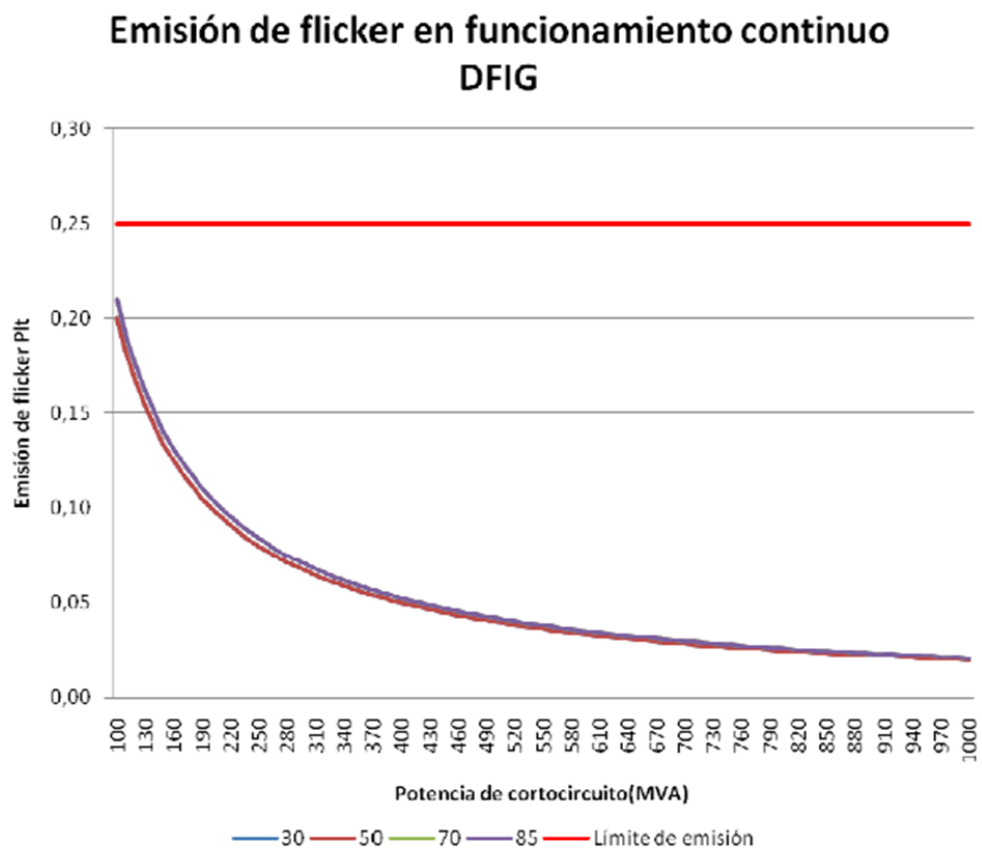


Figura 6.3: Emisión de flicker de un grupo de aerogeneradores DFIG.

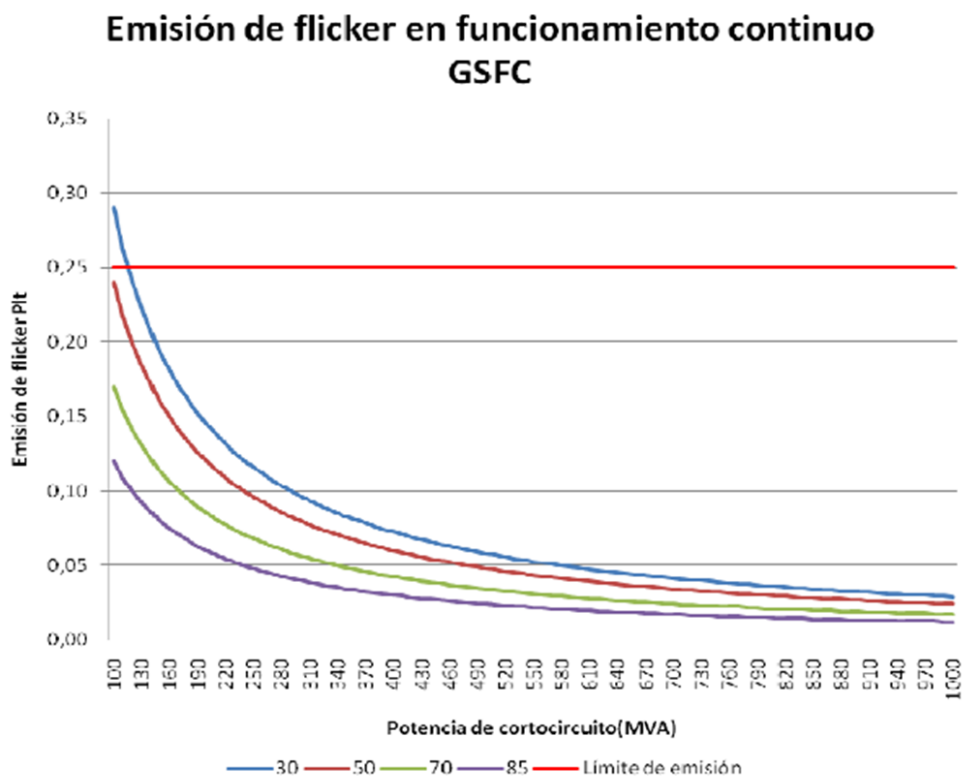


Figura 6.4: Emisión de flicker de un grupo de aerogeneradores FC.

Capítulo 7

Metodología para la medición de flicker en un sistema de turbinas eólicas según norma IEC 61400-21

La norma IEC 61400-21 [20] establece requisitos detallados para la medición, registro y presentación de resultados en ensayos de emisiones individuales de aerogeneradores con respecto a armónicos, flicker, interarmónicos y armónicos de alta frecuencia¹. Así mismo, describe metodologías para la evaluación de estos parámetros de calidad de energía en el punto de conexión con la red, cuando los aerogeneradores se instalan en un determinado lugar y posiblemente en grupos. Se tratan de estimaciones, cuyas fórmulas de cálculo refieren a otras normas IEC específicas según el parámetro de calidad de energía que se trate.

Se presenta a continuación, en forma breve, la metodología propuesta en la norma IEC 61400-21 para las estimaciones globales de flicker en el PCC. Estas metodologías resultan relevantes por ser un estándar utilizado usualmente, a nivel mundial, para la evaluación de la conformidad de la calidad de producto técnico de parques que ingresan a un sistema eléctrico. Sin embargo, se trata de lineamientos generales que no incluyen el detalle de la topología de las redes internas de los parques y de la red eléctrica a la cual se conectan, cuestiones que resultan relevantes si en las proximidades se encuentran conectadas cargas distorsionantes o bancos de condensadores.

Por otra parte, en algunos estudios de campo se han verificado inconsistencias importantes entre las medidas realizadas y lo previsto por las estimaciones sugeridas en la norma.

7.1. Evaluación de calidad de la Energía

La normativa establece métodos de estimación de parámetros de calidad de energía esperados de una turbina de viento o un grupo de turbinas instaladas en un sitio específico. Estos métodos son válidos para turbinas de viento con PCC ² en MT o AT en sistemas de potencia con frecuencia fija $\pm 1 Hz$ y suficiente capacidad

¹Los armónicos de alta frecuencia se corresponden al rango de 2 a 9 kHz .

²Punto de Conexión Común.

de regulación de potencia activa y reactiva. En caso de no cumplirse las hipótesis anteriores, estos principios pueden ser usados como guía.

7.1.1. Fluctuación de tensión

La emisión de flicker de una turbina de viento debe limitarse para cumplir con los límites de emisión que se nombran a continuación (ver sección 5.7):

$$P_{st} \leq E_{P_{sti}} \quad (7.1)$$

$$P_{lt} \leq E_{P_{lti}} \quad (7.2)$$

Donde:

- P_{st} , P_{lt} : Son la emisión de flicker de corta y larga duración de la instalación de turbinas de viento.
- $E_{P_{sti}}$, $E_{P_{lti}}$: Son los límites de emisión de flicker de corta y larga duración del PCC de relevancia.

Además, el cambio de tensión relativa debido a una instalación de turbinas de viento será limitado de acuerdo a la ecuación siguiente:

$$d \leq \frac{\Delta U_{max}}{U} \quad (7.3)$$

Donde:

- d : Es la variación relativa de tensión debida a una operación de conmutación de una instalación de turbinas eólicas. Ver sección 4.3.5.
- $\frac{\Delta U_{max}}{U}$: Es la variación de tensión máxima permitida.

Usualmente para los límites y los índices de severidad de flicker y fluctuaciones de tensión, se siguen los lineamientos de la norma IEC 61000-3-7[13].

7.1.2. Modelo para estimación de índices de severidad de flicker en el PCC

El estudio de emisión de flicker de una turbina eólica depende del tipo de operación a la que está sometida y cabe distinguir dos casos claros de funcionamiento:

I. Operación continua.

II. Operación de conmutación.

La operación continua se refiere a un funcionamiento normal de la turbina excluyendo puesta en marcha o apagado de la misma. Por otra parte, la operación de conmutación, hace referencia a la puesta en marcha o interconexión entre distintos generadores. La norma sugiere realizar los cálculos de emisión para cada uno de estos casos.

I. Continua

Caso unitario

El percentil 99 de emisión de flicker de una única turbina de viento durante operación continua puede ser estimado de la siguiente forma:

$$P_{st} = P_{lt} = c(\psi_k, v_a) \frac{S_n}{S_k} \quad (7.4)$$

Donde:

- $c(\psi_k, v_a)$: Es el *coeficiente de flicker* de la turbina para el ángulo de fase ψ_k de la impedancia de la red en el PCC, y para el promedio anual de velocidad de viento v_a a la altura del buje de la turbina y en el lugar que se encuentra la misma. El procedimiento para la determinación de coeficientes de flicker $c(\psi_k, v_a)$ de parques eólicos bajo operación continua se estudia el detalle en el Apéndice B.
- S_n : Es la potencia aparente nominal de la turbina de viento.
- S_k : Es la potencia aparente de cortocircuito en el PCC.

Caso múltiple

En caso de ser conectadas más turbinas al PCC, la emisión de la suma de ellos puede ser estimada por la siguiente ecuación:

$$P_{st} = P_{lt} = \frac{1}{S_k} \sqrt{\sum_{i=1}^{N_{wt}} (c_i(\psi_k, v_a) S_{n,i})^2} \quad (7.5)$$

Donde:

- $c_i(\psi_k, v_a)$: Es el coeficiente de flicker de la turbina individual.
- $S_{n,i}$: Es la potencia aparente nominal de la turbina individual.
- N_{wt} : Es el número de turbinas conectadas al PCC.
- S_k : Es la potencia aparente de cortocircuito en el PCC.

II. Operación de conmutación

Caso unitario

La emisión debida a operaciones de conmutación de una única turbina de viento puede ser estimada aplicando la siguiente ecuación:

$$P_{st} = 18 \cdot N_{10m}^{0,31} \cdot k_f(\psi_k) \cdot \frac{S_n}{S_k} \quad (7.6)$$

$$P_{st} = 8 \cdot N_{120m}^{0,31} \cdot k_f(\psi_k) \cdot \frac{S_n}{S_k} \quad (7.7)$$

Donde:

- $k_f(\psi_k)$: Es el *factor de escalón de flicker* de la turbina que se obtiene a partir del ψ_k en el PCC.

Se detalla a continuación cómo calcular el factor de escalón de flicker $k_f(\psi_k)$:

La norma IEC 61000-3-3[11] define un método analítico para evaluar la emisión, basado en una variación de tensión y un factor de forma. El factor de forma $F = 1$, corresponde a una variación de tensión escalonada. Este factor es definido de forma de poder ser utilizado para calcular un escalón de tensión equivalente, que tiene la misma severidad de flicker que la operación de conmutación. Se define formalmente:

$$d_{max} = k_f(\psi_k) \frac{S_n}{S_{k_{fic}}} 100 \quad (7.8)$$

- d_{max} : Variación relativa de tensión del escalón. Haciendo uso del método analítico de la norma IEC 61000-3-3 [11], el tiempo percibido de flicker t_f debido a la variación relativa de tensión d_{max} viene dado por:

$$t_f = 2,3 \cdot d_{max}^{3,2} \quad (7.9)$$

Este tiempo conlleva a la severidad de flicker $P_{st, fic}$:

$$P_{st, fic} = \left(\frac{\sum(t_f)}{T_p} \right)^{\frac{1}{3,2}} \quad (7.10)$$

- T_p es el tiempo de observación, siendo en esta última ecuación, la duración en segundos de las series de tiempo de tensión simulada.

Utilizando este resultado se obtiene que el factor de escalón de flicker, $k_f(\psi_k)$ se define de la siguiente manera:

$$k_f(\psi_k) = \frac{S_{k, fic}}{S_n \cdot 100} \left(\frac{T_p}{2,3} \right)^{\frac{1}{3,2}} \cdot P_{st, fic} = \frac{S_{k, fic}}{S_n \cdot 130} T_p^{0,31} \cdot P_{st, fic} \quad (7.11)$$

Caso múltiple:

En caso que más turbinas estén conectadas al PCC, la emisión de flicker del conjunto de ellos puede ser estimada de la siguiente forma:

$$P_{st \Sigma} = \frac{18}{S_k} \left(\sum_{i=1}^{N_{wt}} (N_{10m,i} (k_{f,i}(\psi_k) S_{n,i})^{3,2}) \right)^{0,31} \quad (7.12)$$

$$P_{lt \Sigma} = \frac{8}{S_k} \left(\sum_{i=1}^{N_{wt}} (N_{120m,i} (k_{f,i}(\psi_k) S_{n,i})^{3,2}) \right)^{0,31} \quad (7.13)$$

Donde:

- $N_{10m,i}$ y $N_{120m,i}$: Son el número de operaciones de conmutación de cada turbina individual durante 10 y 120 minutos respectivamente.
- $k_{f,i}$: Es el factor de escalón de flicker de cada turbina individual.
- $S_{n,i}$: Es la potencia aparente nominal de cada turbina individual.

La variación relativa de tensión debida a una operación de conmutación de una única turbina de viento puede ser estimada utilizando la siguiente ecuación:

$$d = 100 \cdot k_u(\psi_k) \cdot \frac{S_n}{S_k} \quad (7.14)$$

Donde:

- d : Es la variación relativa de tensión.
- $k_u(\psi_k)$: Es el *factor de variación de tensión* de la turbina que se obtiene a partir del ψ_k en el PCC. Esta información es suministrada por el fabricante para diferentes valores de ψ_k y es el resultado de un ensayo normalizado previsto en la norma.

Se detalla a continuación cómo calcular el factor de variación de tensión $k_u(\psi_k)$:

La variación de tensión, ΔU , debida a operaciones de conmutación, depende de la potencia de cortocircuito de la red en el PCC, $S_{k, fic}$, y el ángulo de fase ψ_k de la impedancia de la red. ΔU es, aproximadamente, inversamente proporcional a $S_{k, fic}$, mientras que la relación con ψ_k depende de la tecnología de la turbina. Para esto, es definido el factor de variación de tensión de la siguiente manera.

$$\Delta U = k_u(\psi_k) \frac{S_n}{S_{k, fic}} \quad (7.15)$$

Considerando la variación ficticia de tensión en la red y la potencia de cortocircuito de la misma $S_{k, fic}$, el factor de variación de tensión puede ser determinado como:

$$k_u(\psi_k) = \sqrt{3} \cdot \frac{U_{fic, max} - U_{fic, min}}{U_n} \cdot \frac{S_{k, fic}}{S_n} \quad (7.16)$$

Donde:

$U_{fic, max}$ y $U_{fic, min}$: Son el máximo y mínimo valor respectivamente de la tensión fase neutro simulada en la red ficticia. En caso que más turbinas sean conectadas al PCC, resulta improbable, incluso siendo 2, que se lleve a cabo la operación de conmutación al mismo tiempo. Por lo tanto, la suma de los efectos no debe tenerse en cuenta para evaluar la variación relativa de tensión de una instalación de turbinas de viento integrada por más de una turbina.

Capítulo 8

Evaluación de la calidad de energía de parques eólicos operativos en Uruguay

En este capítulo se realiza el cálculo de emisión de flicker de 3 diferentes parques actualmente operativos en el territorio nacional utilizando la ley sumatoria estudiada en la sección 5.5 y calculando la emisión según la sección 5.4.2.1.

8.1. Consideraciones previas

8.1.1. Mapa Eólico de Uruguay

Si bien no está dentro del alcance de este proyecto el estudio del mapa eólico de Uruguay, se utilizarán los datos brindados por el mismo a los efectos de realizar posteriores cálculos.

En la figura 8.1 se puede observar la velocidad de viento media anual a una altura de 90 *mts.* del territorio nacional.

NOTA: *La velocidad de viento media anual se encuentra entre 6 y 9 m/s, valores que se encuentran dentro de los deseados para un buen funcionamiento de las máquinas.*

8.1.2. Límites de emisión de flicker en el SIN

UTE establece que los límites de emisión de flicker son para redes de AT de 150kV:

$$P_{st} = 0,35$$

$$P_{lt} = 0,25$$

Si bien en Uruguay se fijan otros límites en función del nivel de tensión y la potencia de cortocircuito en el punto de conexión siguiendo [13], en el presente trabajo se considerarán para el análisis solamente estos límites (caso extremo previsto en IEC 61000-3-7), puesto que los parques que se estudian están todos conectados a nivel de 150 kV.

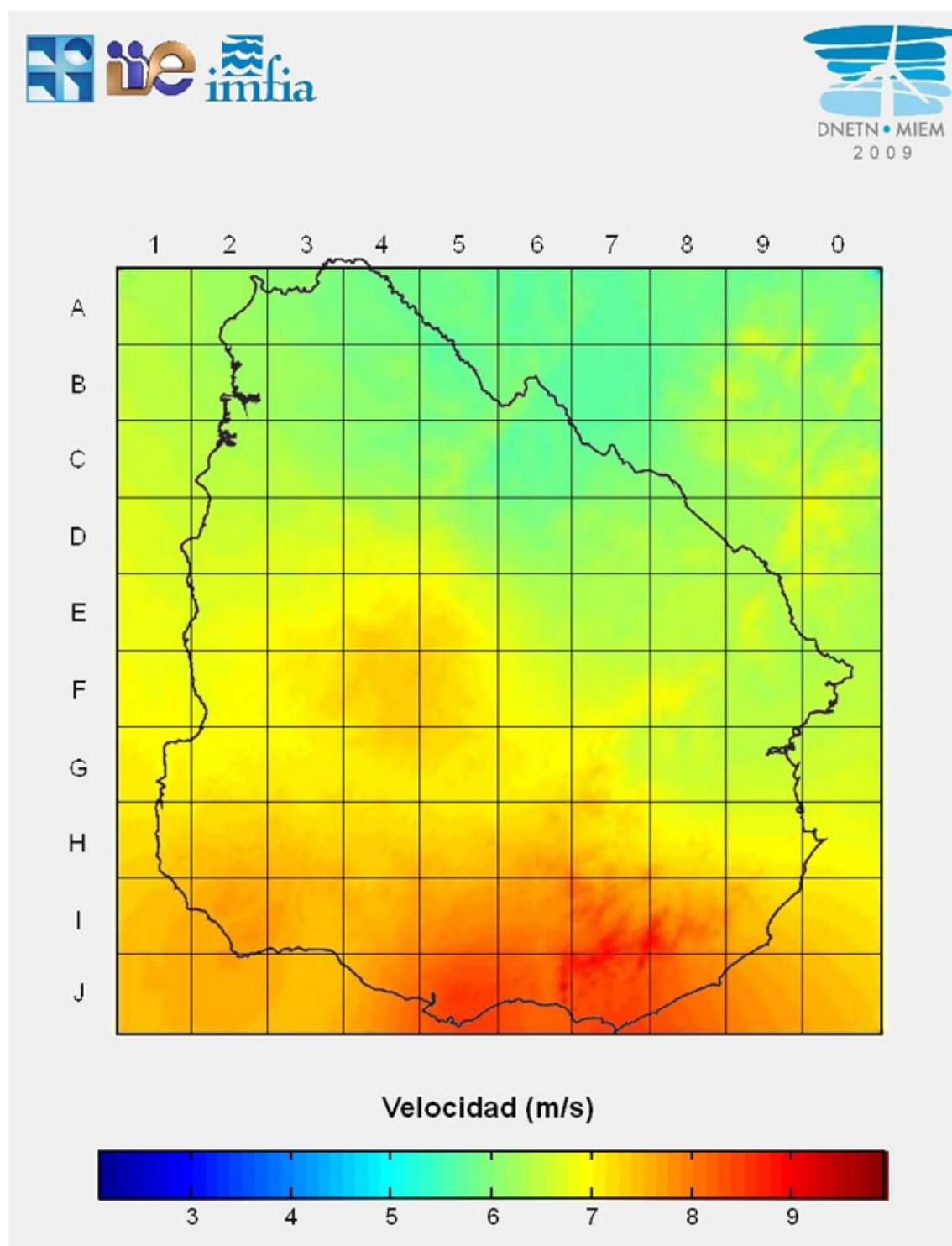


Figura 8.1: Velocidad media anual del viento. Altura: 90 *mts.* .

8.2. Evaluación teórica

En primer lugar, se realizará una evaluación teórica de emisión de flicker en la cual se consideran las características del punto de conexión a la red y los coeficientes que resultan de los ensayos realizados a los aerogeneradores a conectar obtenidos de tablas de datos. A partir de esto, se calcula, según corresponda, la emisión de flicker de un aerogenerador o un conjunto de ellos, en distintas condiciones de operación.

El estudio pertinente se realiza a 3 parques eólicos de Uruguay actualmente en operación. Por motivos de confidencialidad, no se hará referencia a ellos a través de sus respectivos nombres, sino que los mismos serán referenciados como los parques “A”, “B” y “C”.

8.2.1. Severidad de flicker en régimen de operación continua

Para la estimación del P_{lt} y P_{st} en el PCC de los parques A, B y C se utiliza la siguiente expresión estudiada en la sección 7.1.2.

$$P_{st} = P_{lt} = \frac{1}{S_k} \sqrt{\sum_{i=1}^{N_{wt}} (c_i(\psi_k, v_a) S_{n,i})^2} \quad (8.1)$$

Los valores de los parámetros que intervienen en la expresión anterior correspondientes a cada uno de los parques, se brindan en la tabla 8.1.

	Parque A	Parque B	Parque C
S_k (MVA)	385,8	924,4	385,8
N_{wt}	17	25	14
ψ_k (grados)	73,79	75,37	73,79
$S_{n,i}$ (MVA)	3,074	2,009	3,074
$c_i(\psi_k, v_a)$	3,24548	5,51	3,24548
Velocidad del viento (m/s)	8,5	7,5	8,5

Tabla 8.1: Valores de los parámetros a considerar, correspondientes a cada uno de los parques.

Se recuerda aquí, la definición brindada en la sección 7.1.2 para estos parámetros:

- $c(\psi_k, v_a)$: Es el *coeficiente de flicker* de la turbina para el ángulo de fase ψ_k de la impedancia de la red en el PCC, y para el promedio anual de velocidad de viento v_a a la altura del buje de la turbina y en el lugar que se encuentra la misma.
- $S_{n,i}$: Es la potencia aparente nominal de la i -ésima turbina de viento.
- S_k : Es la potencia aparente de cortocircuito en el PCC.
- N_{wt} : Es la cantidad de aerogeneradores instalados.

Para el cálculo de los coeficientes de flicker $c(\psi_k, v_a)$, fue necesario estimar los valores de velocidad media de viento v_a en la ubicación de los parques. Los valores de v_a representados en la tabla 8.1 fueron obtenidos del mapa eólico uruguayo. Por otro lado, también fue necesario obtener los valores del ángulo de fase de la impedancia de la red en el PCC (ψ_k) de cada uno de los parques.

Finalmente, de las fichas técnicas de los aerogeneradores correspondientes, se obtuvieron los valores de $c(\psi_k, v_a)$ vistos en la tabla 8.1 mediante interpolación de datos.

De esta manera, se determinan para operación continua, los índices de severidad de corta y larga duración, P_{st} y P_{lt} respectivamente. Éstos se detallan en la tabla 8.2.

	Parque A	Parque B	Parque C
P_{st}	0,10457515	0,05960623	0,0949004
P_{lt}	0,10457515	0,05960623	0,0949004

Tabla 8.2: Emisión de flicker de corta y larga duración en operación continua de los parques aerogeneradores

Como se puede observar, se cumplen los requisitos respecto a los límites de emisión de flicker ya detallados en la sección 8.1.2 ($P_{st} \leq 0,35$ y $P_{lt} \leq 0,25$).

8.2.2. Severidad de flicker en régimen de operación de conmutación

Siguiendo lo propuesto en la norma IEC 61400-21, se consideran 2 situaciones: “puesta en marcha a velocidad de arranque (*Start-up at cut in wind speed*” y “puesta en marcha a velocidad nominal (*Start-up at rated wind speed*)”.

Para los cálculos de los índices de severidad de flicker de corta y larga duración en el PCC se utilizan respectivamente las siguientes fórmulas:

$$P_{st\Sigma} = \frac{18}{S_k} \left(\sum_{i=1}^{N_{wt}} (N_{10m,i} (k_{f,i}(\psi_k) S_{n,i})^{3,2}) \right)^{0,31} \quad (8.2)$$

$$P_{lt\Sigma} = \frac{8}{S_k} \left(\sum_{i=1}^{N_{wt}} (N_{120m,i} (k_{f,i}(\psi_k) S_{n,i})^{3,2}) \right)^{0,31} \quad (8.3)$$

Los valores de los parámetros que intervienen en la expresión anterior correspondientes a cada uno de los parques, se brindan en la tabla 8.3.

Se recuerda aquí, la definición brindada en la sección 7.1.2 para estos parámetros:

- $N_{10m,i}$ y $N_{120m,i}$: Son el número de operaciones de conmutación de cada turbina individual durante 10 y 120 minutos respectivamente. Éstos fueron obtenidos de la ficha técnica de los aerogeneradores correspondientes, tanto para puesta en marcha a velocidad de arranque así como para velocidad nominal.
- $k_{f,i}(\psi_k)$: Es el factor de escalón de flicker de cada turbina individual, en función del ángulo de fase de la impedancia de la red en el PCC ψ_k .
- $S_{n,i}$: Es la potencia aparente nominal de cada turbina individual.
- S_k : Es la potencia aparente de cortocircuito en el PCC.

	Parque A	Parque B	Parque C
S_k (MVA)	385,8	924,4	385,8
N_{wt}	17	25	14
ψ_k (grados)	73,79	75,37	73,79
$S_{n,i}$ (MVA)	3,074	2,009	3,074
$N_{10m,i}^{cut-in}$	10	4	10
$N_{120m,i}^{cut-in}$	120	24	120
$N_{10m,i}^{rated}$	1	2	1
$N_{120m,i}^{rated}$	12	24	12
$k_{f,i}^{cut-in}(\psi_k)$	0,02	0,04	0,02
$k_{f,i}^{rated}(\psi_k)$	0,0425	0,15	0,0425

Tabla 8.3: Valores de los parámetros a considerar, correspondientes a cada uno de los parques.

- N_{wt} : Es la cantidad de aerogeneradores instalados.

A partir de los ángulos de fase de la impedancia de la red en el PCC ψ_k , se obtuvieron los valores de los factores de escalón de flicker $k_{f,i}$ mediante interpolación, los cuales se muestran en la tabla 8.3. Éstos fueron obtenidos de la ficha técnica de los aerogeneradores correspondientes, tanto para puesta en marcha a velocidad de arranque así como para velocidad nominal.

De esta manera, se determinan para operación de conmutación, los índices de severidad de corta y larga duración, P_{st} y P_{lt} respectivamente. Éstos se detallan en la tabla 8.4.

	Parque A	Parque B	Parque C
$P_{st \Sigma}^{cut-in}$ (Start-up at cut-in wind speed)	0,0141	0,0066	0,0133
$P_{lt \Sigma}^{cut-in}$ (Start-up at cut-in wind speed)	0,0136	0,0051	0,0128
$P_{st \Sigma}^{rated}$ (Start-up at rated wind speed)	0,0146	0,0198	0,0138
$P_{lt \Sigma}^{rated}$ (Start-up at rated wind speed)	0,0140	0,0190	0,0132

Tabla 8.4: Emisión de flicker de corta y larga duración en operación de conmutación de los parques aerogeneradores

Como se puede observar, se cumplen los requisitos respecto a los límites de emisión de flicker ya detallados en la sección 8.1.2 ($P_{st} \leq 0,35$ y $P_{lt} \leq 0,25$).

8.3. Evaluación práctica

En segundo lugar, a partir de mediciones reales realizadas en sitio para cada uno de los parques en consideración, se pretende determinar las emisiones reales de cada parque.

Para la realización de las mismas, se utilizó un flickerímetro conforme con las especificaciones detalladas en las secciones 4.8 y 4.9.

Vale la pena aclarar, que estas mediciones fueron realizadas por empresas privadas y los resultados fueron brindados de forma anónima.

8.3.1. Mediciones sin generación

Se presentan en la tabla 8.5 las medidas reales realizadas en los parques bajo estudio de los índices de severidad de corta duración P_{st} . Éstas fueron obtenidas de forma previa a la conexión del parque a la red.

	Parque A	Parque B	Parque C
P_{st} (fase R)	0,46	0,37	0,46
P_{st} (fase S)	0,46	0,28	0,46
P_{st} (fase T)	0,44	0,26	0,44

Tabla 8.5: P_{st} medido en cada uno de los parques en consideración previo a la conexión del mismo.

NOTA: Los valores informados en la tabla 8.5 corresponden a la probabilidad 95% definida en la sección 5.2.2. Es decir, para la distribución de valores de P_{st} obtenida durante la realización de la medición, se informa aquel valor tal que el 95% de las medidas se encuentran por debajo del mismo.

Se presentan en la tabla 8.6 las medidas reales realizadas en los parques bajo estudio de los índices de severidad de larga duración P_{lt} . Éstas fueron obtenidas de forma previa a la conexión del parque a la red.

	Parque A	Parque B	Parque C
P_{lt} (fase R)	0,46	0,46	0,46
P_{lt} (fase S)	0,47	0,37	0,47
P_{lt} (fase T)	0,45	0,29	0,45

Tabla 8.6: P_{lt} medido en cada uno de los parques en consideración previo a la conexión del mismo.

NOTA: Los valores informados en la tabla 8.6 corresponden a la probabilidad 95% definida en la sección 5.2.2. Es decir, para la distribución de valores de P_{lt} obtenida durante la realización de la medición, se informa aquel valor tal que el 95% de las medidas se encuentran por debajo del mismo.

8.3.2. Mediciones con generación

Se presentan en la tabla 8.7 las medidas reales realizadas en los parques bajo estudio de los índices de severidad de corta duración P_{st} . Éstas fueron obtenidas con el parque conectado a la red.

	Parque A	Parque B	Parque C
P_{st} (fase R)	0,4	0,21	0,37
P_{st} (fase S)	0,4	0,22	0,36
P_{st} (fase T)	0,4	0,21	0,37

Tabla 8.7: P_{st} medido en cada uno de los parques en consideración posterior a la conexión del mismo.

NOTA: Los valores informados en la tabla 8.7 corresponden a la probabilidad 95% definida en la sección 5.2.2. Es decir, para la distribución de valores de P_{st} obtenida durante la realización de la medición, se informa aquel valor tal que el 95% de las medidas se encuentran por debajo del mismo.

Se presentan en la tabla 8.8 las medidas reales realizadas en los parques bajo estudio de los índices de severidad de larga duración P_{lt} . Éstas fueron obtenidas con el parque conectado a la red.

	Parque A	Parque B	Parque C
P_{lt} (fase R)	0,4	0,21	0,37
P_{lt} (fase S)	0,4	0,19	0,36
P_{lt} (fase T)	0,45	0,18	0,36

Tabla 8.8: P_{lt} medido en cada uno de los parques en consideración posterior a la conexión del mismo.

NOTA: Los valores informados en la tabla 8.8 corresponden a la probabilidad 95% definida en la sección 5.2.2. Es decir, para la distribución de valores de P_{st} obtenida durante la realización de la medición, se informa aquel valor tal que el 95% de las medidas se encuentran por debajo del mismo.

8.3.3. Verificación del cumplimiento de los límites de emisión

Para el cálculo de la emisión de flicker de los parques se utiliza la ley sumatoria¹ tal como fue correctamente detallado en las secciones 5.4.2.1 y 5.5.

$$P_{stemitido} = \sqrt[3]{P_{stmedicionesCONgeneracion}^3 - P_{stmedicionesSINgeneracion}^3} \quad (8.4)$$

$$P_{ltemitido} = \sqrt[3]{P_{ltmedicionesCONgeneracion}^3 - P_{ltmedicionesSINgeneracion}^3} \quad (8.5)$$

¹Según especificación de UTE, se debe considerar $\alpha = 3$.

CAPÍTULO 8. EVALUACIÓN DE LA CALIDAD DE ENERGÍA DE PARQUES EÓLICOS OPERATIVOS EN URUGUAY

	Parque A	Parque B	Parque C
P_{st} (<i>fase R</i>)	-0,322	-0,346	-0,360
P_{st} (<i>fase S</i>)	-0,322	-0,224	-0,370
P_{st} (<i>fase T</i>)	-0,277	-0,203	-0,326

Tabla 8.9: Emisión de flicker, dada por el índice de severidad de corto plazo P_{st} para cada uno de los parques eólicos bajo estudio.

	Parque A	Parque B	Parque C
P_{lt} (<i>fase R</i>)	-0,322	-0,445	-0,360
P_{lt} (<i>fase S</i>)	-0,342	-0,352	-0,385
P_{lt} (<i>fase T</i>)	0	-0,265	-0,354

Tabla 8.10: Emisión de flicker, dada por el índice de severidad de corto plazo P_{lt} para cada uno de los parques eólicos bajo estudio.

Capítulo 9

Conclusiones

En primer lugar, puede afirmarse que se ha completado satisfactoriamente el estudio exhaustivo de unos de los componentes fundamentales de los parques eólicos: *Las Celdas de Media Tensión*. Se estudiaron los distintos tipos existentes, las variadas funciones que pueden desempeñar, aspectos relacionados con la seguridad de las personas y el equipamiento, y algunos de los principales ensayos que se llevan a cabo a los efectos de corroborar sus características. También se realizó el estudio de un modelo de celda de un fabricante en particular, realizándose la descripción de su funcionamiento y aparamenta.

Por otro lado, se constató la importancia que adquieren estos equipos dentro de la instalación eléctrica de un parque eólico. Por ejemplo, se observó como, en algunos casos, toda la potencia generada por el parque es transportada por una única celda; o como la falla de uno de estos equipos puede comprometer la totalidad de la instalación, llegando incluso a impedir (o limitar) la generación por un período de tiempo considerable, en el caso de que la instalación no disponga del equipo de respaldo correspondiente.

En segundo lugar, el capítulo 3 cumplió los objetivos dado que la información procesada permitió conocer de manera más profunda las características de los parques eólicos.

Se obtuvo un conocimiento de las tecnologías de aerogeneradores utilizadas en Uruguay, sus características de tensión, potencia, características físicas, precios y funcionamiento. Esto permite tener presente cada tecnología desde un punto de vista más crítico y a los aerogeneradores en general, de forma más objetiva en cuanto a sus características en la generación y capacidad de conectarse a la red.

Además, la posibilidad de estudiar distintos anteproyectos y proyectos ejecutados, permitió conocer las distribuciones típicas, tanto de los ramales de los aerogeneradores, como de los equipos en playa. Para esto, se tomaron en cuenta al menos 6 parques de referencia, aunque no todos fueron estudiados en profundidad, pero sí fueron consultados. Se pudieron observar características en común, así como mejoras o faltantes de equipos, y a partir de esto fue posible observar de qué forma afectan al parque. Dentro de los equipos, se consideraron las celdas de MT, los transformadores, los cables, los equipos de medida y maniobra, entre otros.

La existencia de planos que cumplen distintas funciones, permitió familiarizarse tanto desde el punto de vista físico (ubicación, distancia, tamaño) como desde el punto de vista eléctrico (ubicación, tipos de equipos, codificación). Es importante ser capaces de comprender los planos, así como también los funcionales.

En relación con los otros capítulos del proyecto, desde el punto de vista de celdas se logró comprender las características de las mismas y la función vital que cumplen en los parques, así como la cantidad necesaria de celdas para el funcionamiento óptimo y las flexibilidades que da la existencia extra de éstas. Por otra parte, con el tema flicker se logró conocer las razones de estas emisiones por parte de los aerogeneradores, qué tipos de redes son más vulnerables a estos efectos y qué tipo de tecnologías aportan mayores emisiones.

Finalmente, desde un punto de vista práctico, se logró generar un conocimiento de las empresas típicas que desarrollan este tipo de energía renovable a nivel mundial, las distintas empresas nacionales y sociedades que invirtieron o participaron en la compra de equipos, así como también, se pudo estar en contacto con diferentes profesionales que trabajan en el rubro.

En tercer lugar, se ha realizado una completa introducción al fenómeno de flicker. Se estudió al detalle el equipo medidor de flicker especificado por la norma IEC 61000-4-15 [15], analizándose cada uno de sus bloques. En base a este análisis, se determinó, mediante la expresión 4.93 de la sección 4.7, que para una fluctuación de tensión sinusoidal, el índice de severidad de corto plazo (P_{st}) es directamente proporcional a la amplitud relativa de la fluctuación de tensión. Por otro lado, mediante el análisis realizado de las especificaciones que debe satisfacer el medidor de flicker para estar en conformidad con la norma IEC 61000-4-15 [15], se puede observar que dicha norma sólo impone condiciones para las mediciones de P_{st} en torno a la unidad (concretamente, $1 \pm 5\%$). En efecto, en principio, el comportamiento del medidor de flicker para niveles de P_{st} fuera del intervalo $I = [0,95; 1,05]$ no está determinado. En base a lo anterior, dado que existen situaciones en las que es de real interés realizar mediciones de flicker de emisiones que se encuentran fuera del intervalo I , se puede concluir que el medidor de flicker especificado según la norma IEC 61000-4-15 podría no ser adecuado para estas situaciones. Es por esto que, una buena practica a realizar para la medición de bajas emisiones de flicker, sería determinar el comportamiento del medidor de flicker para valores de P_{st} inferiores a la unidad. Una forma de realizar esto es la siguiente:

La norma IEC 61000-4-15, especifica que para una onda rectangular de variación relativa de tensión igual a 0,906 y 39 cambios por minutos (ver tabla 4.2), la salida del medidor debe ser $P_{st} = 1$ con una exactitud de al menos el 5%. Por lo tanto, utilizando lo dicho sobre la expresión 4.93 de la sección 4.7 anteriormente citada, podría verificarse la salida del medidor para una onda rectangular de variación relativa de tensión igual a $0,906/2 = 0,453$ y 39 cambios por minutos. La salida del medidor debería ser $P_{st} = 0,5$ con una exactitud de al menos el 2,5%. Lo anterior es el comportamiento deseado, sin embargo, como se comentó anteriormente, un medidor de flicker en conformidad con la norma podría no cumplir dicha condición.

De manera concordante con los resultados de la revisión bibliográfica, se observó que un parque de nuestro país equipado con aerogeneradores de tipo DFIG o FC instalado en cualquier punto de la red con potencia de cortocircuito mayor a 130 MVA (casi la totalidad de los nodos de la red uruguaya en 60 kV y 150 kV cumple este requisito), no debería presentar inconvenientes respecto a la emisión de flicker.

Se realizó la estimación de emisión de flicker “teórica”, según el procedimiento brindado en la norma IEC 61400-21 [20], para tres parques actualmente operativos en Uruguay denominados en este documento como los parques “A”, “B”, y “C”. Los resultados obtenidos de esta estimación se detallan en las tablas 8.2 y 8.4 para régimen de operación continua y régimen de operación de conmutación respectivamente. En base a estos resultados, se puede concluir que las emisiones estimadas corresponden a valores de P_{st} y P_{lt} muy bajos (menores a 0,11 en todos los casos).

Por otro lado, a los efectos de realizar una comparación, se realizó la estimación de emisión de flicker “práctica”, utilizando medidas reales realizadas en cada uno de los parques bajo estudio, brindadas anónimamente por empresas privadas. Mediante los resultados de estas mediciones obtenidas con los parques bajo condición operativa y bajo condición no operativa, se utilizó el procedimiento brindado en la norma IEC 61000-3-7 [13] para determinar la emisión de flicker de cada parque bajo estudio. Por lo tanto, se empleó la “resta cúbica¹”, la cuál se vuelve a representar a continuación:

$$P_{st\text{emitido}} = \sqrt[3]{P_{st\text{medicionesCONgeneracion}}^3 - P_{st\text{medicionesSINgeneracion}}^3}$$

$$P_{lt\text{emitido}} = \sqrt[3]{P_{lt\text{medicionesCONgeneracion}}^3 - P_{lt\text{medicionesSINgeneracion}}^3}$$

Los resultados obtenidos se detallan en las tablas 8.9 y 8.10. En ellas, puede observarse que la emisión de flicker de los parques, calculada mediante este procedimiento, resulta ser *negativa*. Este último resultado, carece de sentido físico. Es decir, por definición y analizando el funcionamiento del flickerímetro, la emisión de flicker de cualquier instalación fluctuante se describe a través de los índices de severidad, los cuales adquieren valores mayores o iguales a cero. En efecto, una instalación ideal que no produzca alteración alguna a la tensión de la red tendría una emisión de flicker nula, correspondiéndose con $P_{st} = P_{lt} = 0$; a medida que una instalación fluctuante produzca mayores alteraciones en la tensión (dentro de los valores de magnitud y frecuencia correspondientes a flicker) los índices de severidad adquirirán valores cada vez mayores. La obtención de valores de emisión de flicker radica en que el nivel de flicker medido con el parque eólico en condición operativa resultó ser menor al nivel con el parque en condición no operativa. Por la tanto, la “resta cúbica” determinó valores de emisión negativos. En base a esto, puede concluirse que esta metodología no cuantifica de manera correcta la emisión que se pretende estimar. A continuación se brindan las razones por las que ésto ocurre, extraídas de [38]:

- Por un lado, la emisión de flicker de un parque eólico puede ser muy pequeña ($P_{st} < 0,1$) comparada con el flicker de fondo o “background” de la red de MT o AT de nuestro país (los resultados de las mediciones utilizadas en este

¹Ver secciones 5.4.2.1 y 5.5.

documento fueron de $P_{st} > 0,4$), y este flicker background tiene una variabilidad de aproximadamente un 10% alrededor de su valor medio, lo cual es al menos comparable con el aporte al flicker de un parque eólico. Por lo tanto, aún midiendo con un instrumento de muy buena exactitud, sería muy difícil distinguir el aporte de un parque eólico respecto a la variabilidad del flicker background en la barra a la que se conecta.

- Por otro lado, aún no teniendo en cuenta la variabilidad natural del flicker background y considerando solo la incertidumbre del sistema de medición, se puede probar (ver sección 6.2.2 de [38]) que se pueden obtener altos valores de incertidumbre en el resultado al aplicar la “resta cúbica”. En efecto, si bien la incertidumbre del flickerímetro normalizado no se puede estimar de manera universal para valores bajos de P_{st} como los del flicker background (como se comentó, sólo se define un valor de exactitud para $P_{st} = 1$), se puede afirmar que como mínimo es de un 6% con $k = 2$ (correspondiente al 5% de exactitud definido en IEC 61000-4-15 para $P_{st} = 1$). Este efecto, combinado con la proximidad de los valores de P_{st} utilizados en la fórmula de “resta cúbica” (indicadores de severidad de flicker con el parque funcionando y con el parque sin funcionar), conduce a incertidumbres muy elevadas en la determinación del aporte del parque. Es decir, aun considerando solamente dos mediciones normalizadas para el cálculo usando la “resta cúbica”, el resultado de ésta podría tener una incertidumbre tal que no permita definir si la emisión de un parque eólico supera o no el límite de $P_{st} = 0,35$ utilizado usualmente en nuestro país.

También en [38], se brinda una alternativa para evaluar la conformidad para la conexión de un parque eólico en una barra “B” del sistema de transmisión o distribución. En efecto, se podría evaluar el P_{st} global en dicha barra “B”, y luego se debería comparar el resultado de dicha medición con el nivel de planificación correspondiente (que a falta de datos precisos de los coeficientes de transferencia de flicker en la red debiera ser fijado en $P_{st} = 1$).

Apéndice A

Respuesta normalizada del medidor de flicker

Las tablas A.1, A.2, A.3, A.4 que se exponen a continuación detallan la respuesta normalizada del medidor de flicker para ondas rectangulares y sinusoidales.

Hz	Fluctuación de tensión $\Delta U/U$ (%)		Hz	Fluctuación de tensión $\Delta U/U$ (%)	
	Lámpara: 120 V Sistema: 60 Hz	Lámpara: 120 V Sistema: 50 Hz		Lámpara: 120 V Sistema: 60 Hz	Lámpara: 120 V Sistema: 50 Hz
0,5	2,453	2,453	10,0	0,341	0,341
1,0	1,465	1,465	10,5	0,355	0,355
1,5	1,126	1,126	11,0	0,373	0,373
2,0	0,942	0,942	11,5	0,394	0,394
2,5	0,815	0,815	12,0	0,417	0,417
3,0	0,717	0,717	13,0	0,469	0,469
3,5	0,637	0,637	14,0	0,528	0,528
4,0	0,570	0,570	15,0	0,592	0,592
4,5	0,514	0,514	16,0	0,660	0,660
5,0	0,466	0,466	17,0	0,734	0,734
5,5	0,426	0,426	18,0	0,811	0,811
6,0	0,393	0,393	19,0	0,892	0,892
6,5	0,366	0,366	20,0	0,977	0,978
7,0	0,346	0,346	21,0	1,067	1,068
7,5	0,332	0,332	22,0	1,160	1,162
8,0	0,323	0,323	23,0	1,257	1,261
8,8	0,321	0,321	24,0	1,359	1,365
9,5	0,329	0,329	25,0	1,464	1,476
			33 1/3	2,570	3,111
			40,0	4,393	

Tabla A.1: Respuesta normalizada del medidor de flicker a 120V/50Hz y 120V/60Hz para ondas sinusoidales.

Hz	Fluctuación de tensión $\Delta U/U$ (%)		Hz	Fluctuación de tensión $\Delta U/U$ (%)	
	Lámpara: 230 V Sistema: 50 Hz	Lámpara: 230 V Sistema: 60 Hz		Lámpara: 230 V Sistema: 50 Hz	Lámpara: 230 V Sistema: 60 Hz
0,5	2,325	2,325	10,0	0,261	0,261
1,0	1,397	1,397	10,5	0,271	0,271
1,5	1,067	1,067	11,0	0,283	0,283
2,0	0,879	0,879	11,5	0,298	0,298
2,5	0,747	0,747	12,0	0,314	0,314
3,0	0,645	0,645	13,0	0,351	0,351
3,5	0,564	0,564	14,0	0,393	0,393
4,0	0,497	0,497	15,0	0,438	0,438
4,5	0,442	0,442	16,0	0,486	0,486
5,0	0,396	0,396	17,0	0,537	0,537
5,5	0,357	0,357	18,0	0,590	0,590
6,0	0,325	0,325	19,0	0,646	0,645
6,5	0,300	0,300	20,0	0,704	0,703
7,0	0,280	0,280	21,0	0,764	0,764
7,5	0,265	0,265	22,0	0,828	0,826
8,0	0,256	0,256	23,0	0,894	0,892
8,8	0,250	0,250	24,0	0,964	0,959
9,5	0,254	0,254	25,0	1,037	1,029
			33 1/3	2,128	1,758
			40,0		2,963

Tabla A.2: Respuesta normalizada del medidor de flicker a 230V/50Hz y 230V/60Hz para ondas sinusoidales.

Hz	Fluctuación de tensión $\Delta U/U$ (%)		Hz	Fluctuación de tensión $\Delta U/U$ (%)	
	Lámpara: 120 V Sistema: 60 Hz	Lámpara: 120 V Sistema: 50 Hz		Lámpara: 120 V Sistema: 60 Hz	Lámpara: 120 V Sistema: 50 Hz
0,5	0,598	0,597	11,5	0,308	0,308
1,0	0,548	0,547	12,0	0,324	0,325
1,5	0,503	0,503	13,0	0,367	0,363
2,0	0,469	0,468	14,0	0,411	0,413
2,5	0,439	0,438	15,0	0,457	0,460
3,0	0,419	0,420	16,0	0,509	0,511
3,5	0,408	0,408	17,0	0,575	0,562
4,0	0,394	0,394	18,0	0,626	0,611
4,5	0,373	0,372	19,0	0,688	0,683
5,0	0,348	0,348	20,0	0,746	0,768
5,5	0,324	0,323	21,0	0,815	0,811
6,0	0,302	0,302	21,5	0,837	0,820
6,5	0,283	0,283	22,0	0,851	0,852
7,0	0,269	0,269	23,0	0,946	0,957
7,5	0,258	0,259	24,0	1,067	1,052
8,0	0,253	0,253	25,0	1,088	1,087
8,8	0,252	0,252	25,5	1,072	1,148
9,5	0,258	0,258	28,0	1,383	1,303
10,0	0,266	0,265	30,5	1,602	1,144
10,5	0,278	0,278	33 1/3	1,823	2,443
11,0	0,292	0,293	37,0	1,304	
			40,0	3,451	

Tabla A.3: Respuesta normalizada del medidor de flicker a 120V/50Hz y 120V/60Hz para ondas rectangulares.

Hz	Fluctuación de tensión $\Delta U/U$ (%)		Hz	Fluctuación de tensión $\Delta U/U$ (%)	
	Lámpara: 230 V Sistema: 50 Hz	Lámpara: 230 V Sistema: 60 Hz		Lámpara: 230 V Sistema: 50 Hz	Lámpara: 230 V Sistema: 60 Hz
0,5	0,509	0,510	11,5	0,233	0,233
1,0	0,467	0,468	12,0	0,245	0,244
1,5	0,429	0,429	13,0	0,272	0,275
2,0	0,398	0,399	14,0	0,308	0,306
2,5	0,370	0,371	15,0	0,341	0,338
3,0	0,352	0,351	16,0	0,376	0,376
3,5	0,342	0,342	17,0	0,411	0,420
4,0	0,332	0,331	18,0	0,446	0,457
4,5	0,312	0,313	19,0	0,497	0,498
5,0	0,291	0,291	20,0	0,553	0,537
5,5	0,268	0,269	21,0	0,585	0,584
6,0	0,248	0,249	21,5	0,592	0,600
6,5	0,231	0,231	22,0	0,612	0,611
7,0	0,216	0,217	23,0	0,680	0,678
7,5	0,207	0,206	24,0	0,743	0,753
8,0	0,199	0,200	25,0	0,764	0,778
8,8	0,196	0,196	25,5	0,806	0,768
9,5	0,199	0,199	28,0	0,915	0,962
10,0	0,203	0,203	30,5	0,847	1,105
10,5	0,212	0,212	33 1/3	1,671	1,258
11,0	0,222	0,222	37,0		0,975
			40,0		2,327

Tabla A.4: Respuesta normalizada del medidor de flicker a 230V/50Hz y 230V/60Hz para ondas rectangulares.

Apéndice B

Evaluación de la emisión de flicker de aerogeneradores según norma IEC 61400-21

La norma IEC 61400-21 [20] brinda el procedimiento para la evaluación de la emisión de flicker generada por único aerogenerador. De esta manera es posible realizar la comparación entre diferentes modelos de aerogeneradores con respecto a su emisión de flicker, así como estimar la emisión de flicker de un parque eólico de forma previa a su conexión.

Para la realización del ensayo, el aerogenerador es conectado a una red de MT. En base a esto, es de primordial importancia que los resultados obtenidos del ensayo sean independientes de esta red de MT, a la cual se conecta el aerogenerador. Es decir, la red de MT estará compuesta de otras cargas fluctuantes que pueden causar fluctuaciones de tensión significativas en los terminales del aerogenerador donde se toman las mediciones para el ensayo. Por otra parte, las fluctuaciones de tensión impuestas por el aerogenerador dependen de las características de la propia red. En efecto, para lograr que los resultados de los ensayos sean independientes de las condiciones de la red en el lugar del ensayo, la norma IEC 61400-21 especifica un método de ensayo que utiliza mediciones de tensión y corriente en los terminales del aerogenerador para simular las fluctuaciones de tensión causadas por el aerogenerador en una red ficticia, en la cual no existen otras fuentes de flicker además del aerogenerador ensayado.

Se brindan dos procedimientos de evaluación según se requiera determinar la emisión de flicker bajo operación continua o bajo operación de conmutación. Tal como se describió en la sección 7.1.2, la operación continua se refiere a un funcionamiento normal del aerogenerador excluyendo la puesta en marcha o apagado del mismo, mientras que la operación de conmutación hace referencia a la puesta en marcha o interconexión entre distintos generadores. En este Apéndice se estudiará el procedimiento del ensayo para la determinación de la emisión de un aerogenerador bajo operación continua. El procedimiento para operación de conmutación se detalla en [20].

B.1. Red Ficticia

El circuito monofásico estrella equivalente de la red ficticia se observa en la figura B.1.

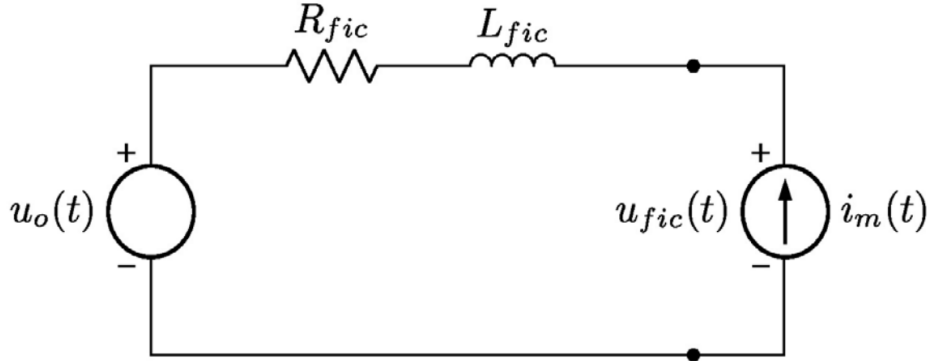


Figura B.1: Red ficticia utilizada para la determinación de la emisión de flicker de un único aerogenerador.

El objetivo de la red ficticia es la obtención de la tensión ficticia $u_{fic}(t)$, la cuál caracteriza las fluctuaciones de tensión causadas exclusivamente por el aerogenerador.

El aerogenerador se representa como una fuente de corriente $i_m(t)$, la cual corresponde a la corriente de línea instantánea medida en los terminales del aerogenerador. La red se representa mediante una fuente tensión ideal fase-neutro $u_0(t)$, en serie con la impedancia de la red representada por una resistencia R_{fic} en serie con una inductancia L_{fic} .

De la red ficticia se obtiene la tensión ficticia de la siguiente manera:

$$u_{fic}(t) = u_0(t) + R_{fic} \cdot i_m(t) + L_{fic} \cdot \frac{di_m(t)}{dt} \quad (\text{B.1})$$

La fuente de tensión ideal $u_0(t)$ debe construirse cumpliendo las siguientes dos propiedades:

1. Debe ser sinusoidal pura; es decir, sin fluctuaciones. Por ejemplo, el flicker debe ser igual a cero.
2. El ángulo de fase $\alpha_m(t)$ debe ser igual al de la componente fundamental de la tensión medida en los terminales del aerogenerador $u_m(t)$.

En base a las dos condiciones anteriores, la tensión $u_0(t)$ se escribe como:

$$u_0(t) = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot U_n \cdot \text{sen}(\alpha_m(t)) \quad (\text{B.2})$$

Donde:

1. U_n es el valor eficaz de la tensión nominal de la red.

2. $\alpha_m(t)$ es el ángulo de fase de la fundamental de la tensión medida $u_m(t)$, el cual puede escribirse como:

$$\alpha_m(t) = 2 \cdot \pi \cdot \int_0^t f(w)dw + \alpha_0 \quad (\text{B.3})$$

Donde $f(w)$ es la frecuencia de la red (la cual varía con el tiempo) y α_0 es el ángulo de fase para $t = 0$.

Por otra parte, los valores de R_{fic} y de L_{fic} se seleccionan en base al ángulo de fase considerado de la impedancia vista de la red (ψ_k), y la potencia de cortocircuito de la red ficticia ($S_{k,fic}$). En efecto, el ángulo de fase de la impedancia vista de la red, cumple que:

$$\tan(\psi_k) = \frac{2\pi \times f_g \times L_{fic}}{R_{fic}} = \frac{X_{fic}}{R_{fic}} \quad (\text{B.4})$$

Mientras que la potencia de cortocircuito trifásica de la red ficticia se expresa como:

$$S_{k,fic} = \frac{U_n^2}{\sqrt{R_{fic}^2 + X_{fic}^2}} \quad (\text{B.5})$$

Donde f_g es la frecuencia nominal de la red.

La norma sugiere utilizar relaciones de potencia de cortocircuito $S_{k,fic}/S_n$ de entre 20 y 50, donde S_n es la potencia aparente nominal del aerogenerador.

B.2. Evaluación de la emisión de flicker de un aerogenerador bajo operación continua

En esta sección se describe el procedimiento presentado por la norma IEC 61400-21 para la evaluación de la emisión de flicker generada por único aerogenerador bajo operación continua.

El ensayo que se presenta a continuación tiene como objetivo la determinación del *coeficiente de flicker* $c(\psi_k, v_a)$ del aerogenerador bajo ensayo. El coeficiente de flicker permite determinar la emisión de flicker del aerogenerador, así como la emisión de un conjunto de aerogeneradores, bajo operación continua. Se recuerda aquí la expresión B.7 de la sección 7.1.2 para la determinación de los índices de severidad P_{st} y P_{lt} de un único aerogenerador:

$$P_{st} = P_{lt} = c(\psi_k, v_a) \frac{S_n}{S_k} \quad (\text{B.6})$$

Siendo:

- $c(\psi_k, v_a)$: Es el *coeficiente de flicker* de la turbina para el ángulo de fase ψ_k de la impedancia de la red en el PCC, y para el promedio anual de velocidad de viento v_a a la altura del buje de la turbina y en el lugar que se encuentra la misma.

- S_n : Es la potencia aparente nominal de la turbina de viento.
- S_k : Es la potencia aparente de cortocircuito en el PCC.

El coeficiente de flicker del aerogenerador debe determinarse para diferentes configuraciones de red y velocidades anuales promedio de viento. En la norma se consideran cuatro ángulos de fase de impedancia de red: $\psi_k = 30^\circ, 50^\circ, 70^\circ$ y 85° , y cuatro velocidades anuales promedio $v_a = 6 \text{ m/s}, 7,5 \text{ m/s}, 8,5 \text{ m/s}$ y 10 m/s . Se asume que el viento presenta un comportamiento dado por la *distribución de Rayleigh*.

La distribución de Rayleigh es una distribución de probabilidad que generalmente ajusta satisfactoriamente la distribución de velocidad de viento anual. La distribución de Rayleigh puede describirse como:

$$F(v) = 1 - e^{-\frac{\pi}{4}\left(\frac{v}{v_a}\right)^2} \quad (\text{B.7})$$

Donde:

- $F(v)$ es función de distribución de probabilidad acumulada de Rayleigh para la velocidad del viento.
- v_a velocidad anual promedio de viento a la altura del buje del aerogenerador.
- v es la velocidad del viento.

El ensayo debe realizarse con el aerogenerador operando con la potencia reactiva lo más cercana posible a cero.

B.2.1. Procedimiento del ensayo

El procedimiento que se detalla a continuación debe repetirse para cada ángulo de fase de impedancia de red considerado ($\psi_k = 30^\circ, 50^\circ, 70^\circ$ y 85°).

Deben realizarse mediciones de las 3 corrientes instantáneas de línea ($i_m(t)$) y las 3 tensiones instantáneas fase-neutro ($u_m(t)$) en los terminales del aerogenerador. Se requieren al menos 15 mediciones de 10 minutos de $u_m(t)$ y de $i_m(t)$ por cada 1 m/s de velocidad del viento entre la velocidad cut-in¹ y 15 m/s . En estas mediciones, la velocidad de viento se determina como el promedio de 10 minutos.

Las mediciones realizadas deben ser tratadas a los efectos de determinar el coeficiente de flicker del aerogenerador en función del ángulo de fase de la impedancia de la red y de la velocidad anual promedio del viento.

En primer lugar, se debe determinar el *coeficiente de flicker normalizado* para cada conjunto de mediciones de 10 minutos realizadas. El procedimiento correspondiente se detalla en los pasos 1, 2 y 3 que se muestran a continuación:

¹La velocidad de cut-in es la menor velocidad a la altura del buje del aerogenerador a la cuál el mismo comienza a producir energía.

1. En base a la expresión B.1, se debe utilizar cada conjunto de mediciones de 10 minutos de $i_m(t)$ y $u_m(t)$ para determinar el valor de $u_{fic}(t)$ para cada uno de estos conjuntos de 10 minutos.
2. El valor de $u_{fic}(t)$ debe ser medido con un flickermímetro en conformidad con la norma IEC 61000-4-15 [15] a los efectos de obtener un valor de emisión de flicker $P_{st,fic}$ en la red ficticia para cada conjunto de mediciones de 10 minutos de $i_m(t)$ y $u_m(t)$.
3. Para cada uno de los valores de emisión de flicker calculados, se determina el coeficiente de flicker normalizado $c(\psi_k)$ aplicando la expresión B.8.

$$c(\psi_k) = P_{st,fic} \frac{S_{k,fic}}{S_n} \quad (B.8)$$

Donde

- S_n : Es la potencia aparente nominal de la turbina de viento.
- $S_{k,fic}$: Es la potencia aparente de cortocircuito de la red ficticia.

La determinación del coeficiente de flicker normalizado $c(\psi_k)$ tiene como objetivo independizar la medida de la potencia de cortocircuito de la red ficticia ($S_{k,fic}$) seleccionada.

Como resultado de los pasos 1, 2 y 3, se tendrá un valor de $c(\psi_k)$ por cada conjunto de mediciones de $i_m(t)$ y $u_m(t)$ de 10 minutos. La figura B.2 muestra un ejemplo de los $c(\psi_k)$ obtenidos de los pasos 1, 2 y 3 en función de la velocidad del viento, para un ángulo de fase de impedancia de red $\psi_k = 50^\circ$.

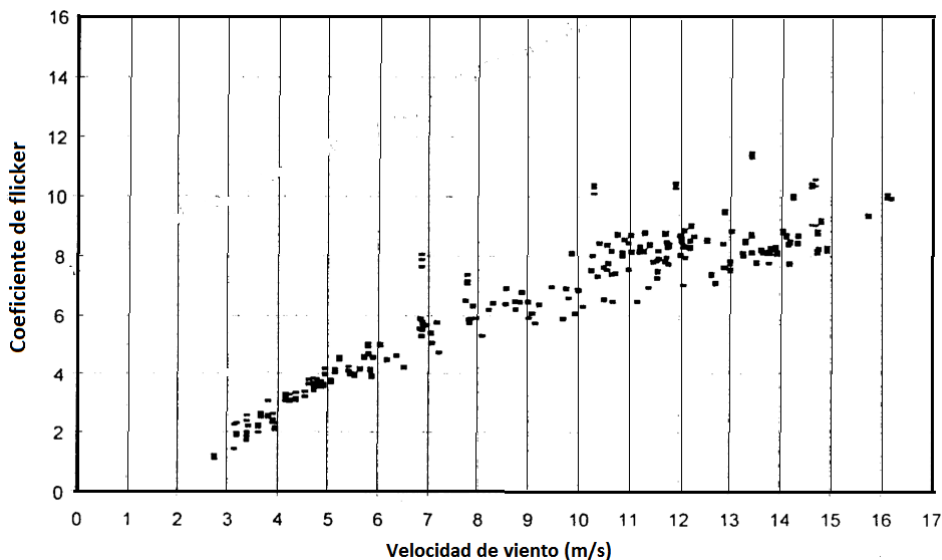


Figura B.2: Coeficiente de flicker en función de la velocidad del viento.

Como se observa en la figura B.2, la velocidad de viento se clasifica en intervalos de $1m/s$ a los efectos de contabilizar el número de coeficientes de flicker que pertenecen a cada uno de estos intervalos. Por otra parte, los coeficientes de flicker

correspondientes a velocidades de viento menores a la de cut-in o superiores a $15m/s$ no son tomados en cuenta.

En segundo lugar, para cada ángulo de fase de impedancia de red ψ_k considerado, se determina la *función de distribución acumulada ponderada* de los coeficientes de flicker normalizados ($Pr(c < x)$) mediante un proceso de ponderación. $Pr(c < x)$ representa la distribución de los coeficientes de flicker que se habrían obtenido si las mediciones se hubiesen realizado en un sitio con velocidades de viento con distribución de Rayleigh y velocidad media v_a . Este proceso de ponderación se basa en la determinación de factores de ponderación para cada intervalo de velocidad entre la velocidad de cut-in y $15m/s$. Los puntos 4, 5 y 6, que se detallan a continuación, describen el proceso de ponderación.

4. En base a la expresión B.7, la frecuencia de ocurrencia $f_{y,i}$ de una velocidad de viento perteneciente al intervalo de velocidad i , debe corresponder a la distribución de Rayleigh, es decir:

$$f_{y,i} = e^{-\frac{\pi}{4}\left(\frac{v_i-0,5}{v_a}\right)^2} - e^{-\frac{\pi}{4}\left(\frac{v_i+0,5}{v_a}\right)^2} \quad (\text{B.9})$$

Donde:

- v_i es el punto medio del intervalo de velocidad i .
 - v_a Es la velocidad promedio anual asumida.
5. La frecuencia de ocurrencia real $f_{m,i}$ de los coeficientes de flicker dentro del intervalo de velocidad i , se determina mediante la siguiente expresión:

$$f_{m,i} = \frac{N_{m,i}}{N_m} \quad (\text{B.10})$$

Donde:

- $N_{m,i}$ es el número de coeficientes de flicker normalizados, que pertenecen al intervalo de velocidad i .
 - N_m es el número total de coeficientes de flicker determinados.
6. Los factores de ponderación deben determinarse para cada intervalo de velocidad de $1m/s$ entre la velocidad de cut-in y $15m/s$, mediante la expresión B.11.

$$w_i = \frac{f_{y,i}}{f_{m,i}} \quad (\text{B.11})$$

Finalmente, en tercer lugar, se debe determinar la distribución acumulada ponderada $Pr(c < x)$ de los coeficientes de flicker normalizados. El coeficiente de flicker $c(\psi_k, v_a)$ de obtiene como el percentil 99 de esta distribución. El procedimiento correspondientes se detalla en los pasos 7 y 8 siguientes.

7. La distribución acumulada ponderada $Pr(c < x)$ de los coeficientes de flicker normalizados se determina utilizando la expresión B.12.

$$Pr(c < x) = \frac{\sum_{i=1}^{N_{int}} w_i \times N_{m,i,c < x}}{\sum_{i=1}^{N_{int}} w_i \times N_{m,i}} \quad (B.12)$$

Donde:

- $N_{m,i,c < x}$ es el número de coeficientes de flicker menores o iguales a x , que pertenecen al intervalo de velocidad i .
 - N_{int} es el número total de intervalos de velocidad.
8. El coeficiente de flicker $c(\psi_k, v_a)$ se determina como el percentil 99 de la distribución acumulada ponderada de los coeficientes de flicker normalizados $c(\psi_k)$. Ésto se realiza evaluando $Pr(c < x)$ de manera de obtener como resultado el percentil 99.

Recordando la expresión 4.85, se tiene que el índice de severidad de flicker de largo plazo P_{lt} se determina a partir de 12 valores consecutivos de P_{st} . Considerando que la emisión de flicker de un aerogenerador es una función de la velocidad del viento, y dado que las características del viento usualmente se mantienen por períodos de 2 horas, se tiene que los 12 valores de índice de severidad de flicker de corto plazo serán aproximadamente iguales. Por lo tanto, para aerogeneradores bajo operación continua, el coeficiente de flicker de largo plazo se considera igual al de corto plazo.

Finalmente, a partir de la expresión B.6, se determina la emisión de flicker del aerogenerador para un punto particular de la red.

La figura B.3 que se muestra a continuación, se muestra un resumen del procedimiento detallado anteriormente. Como se observa, este procedimiento, puede dividirse en dos partes:

- Proceso de medición: En primera instancia se realizan las mediciones y procesamiento de datos necesarios para obtener los coeficientes de flicker. Este procedimiento se realiza una única vez.
- Proceso de evaluación: De acuerdo a las características de la red y del viento en donde se instalará el aerogenerador, mediante el proceso de evaluación se determina la emisión de flicker que presentará tal aerogenerador en dicho punto de la red.

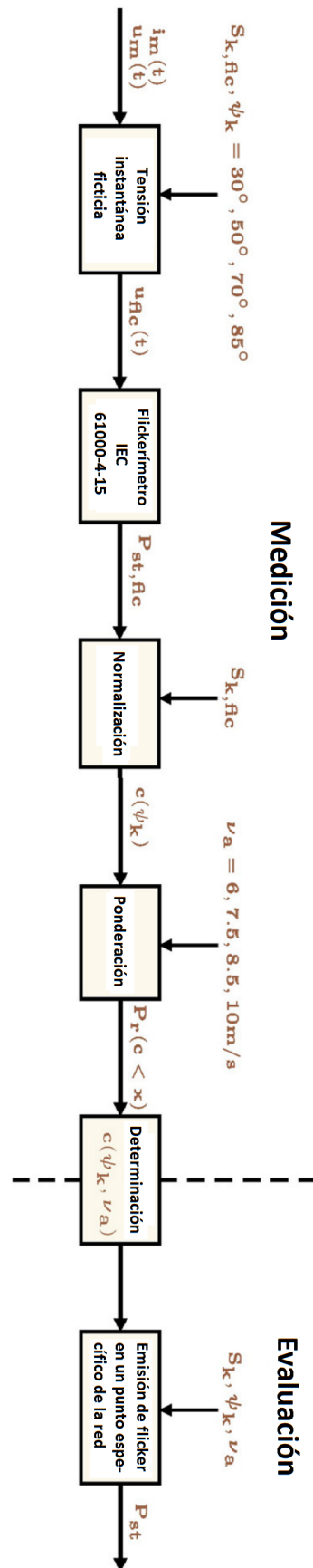
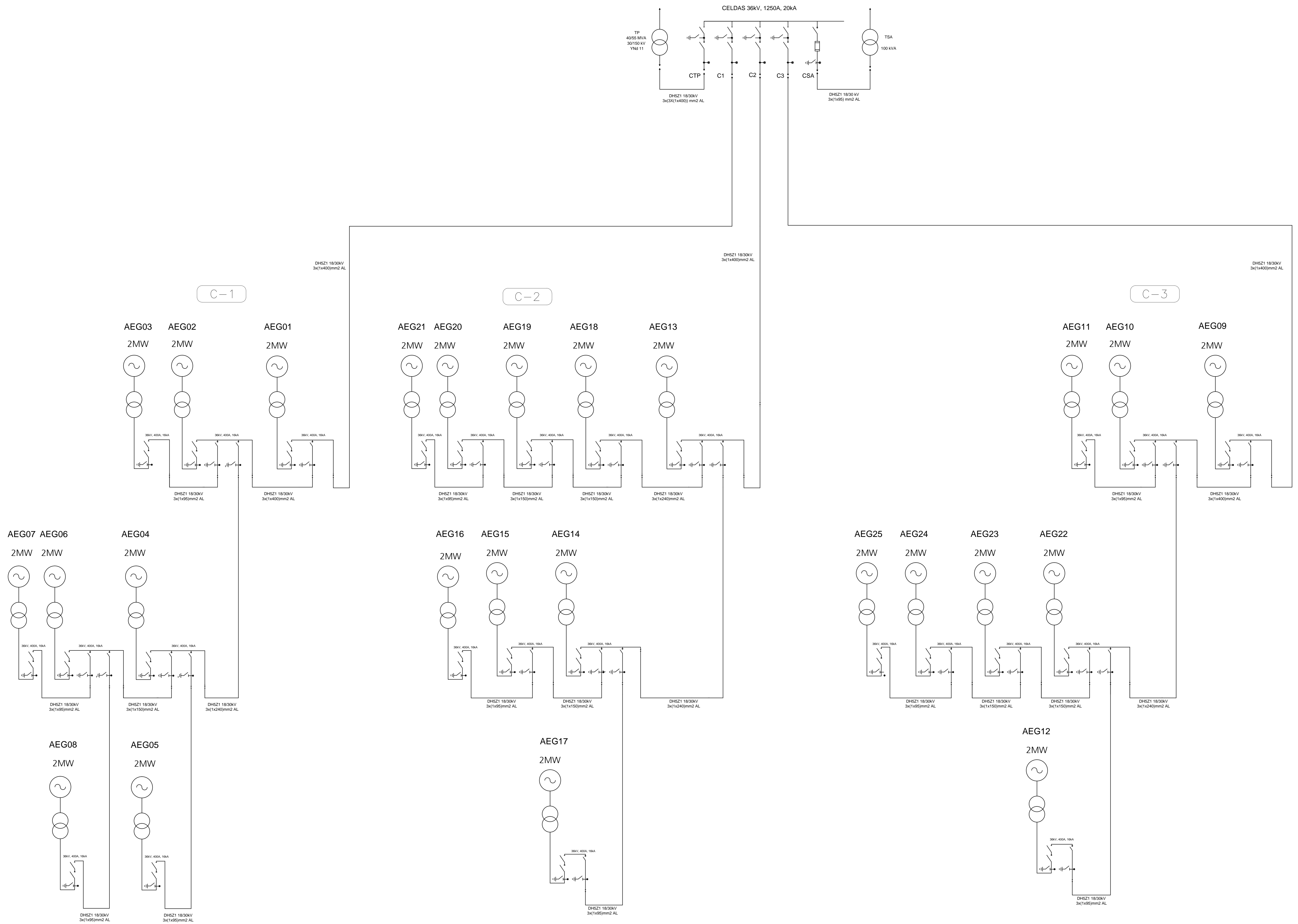


Figura B.3: Proceso de medición y evaluación de la emisión de flicker de un aerogenerador bajo operación continua.

Apéndice C

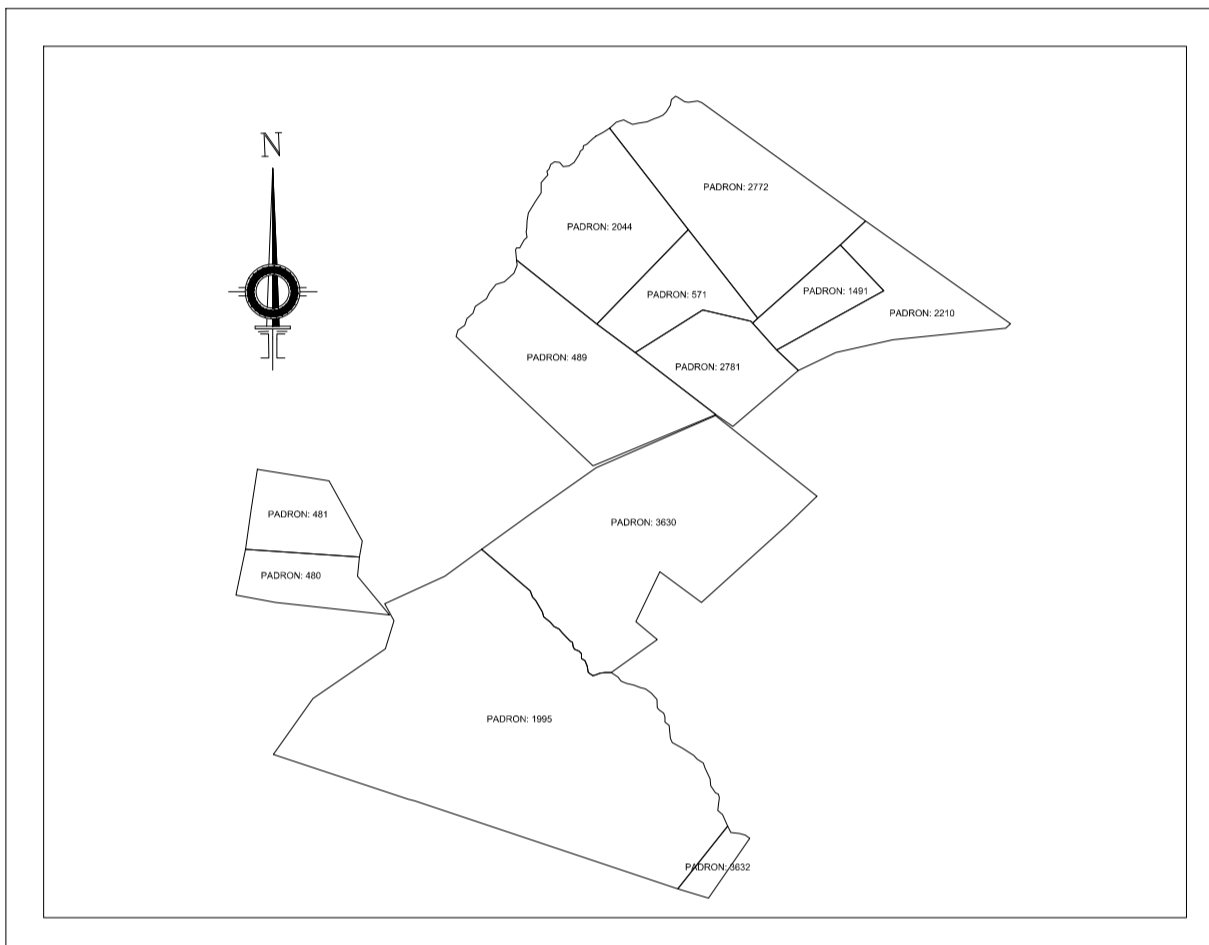
Planos de los parques eólicos estudiados en el capítulo 3

En este apéndice se muestran los planos correspondientes a los análisis realizados en el capítulo 3. Los mismos son presentados en formato pdf tal cual fue brindada la información. Como ya fue mencionado, se eliminó cualquier dato dentro de los mismos que pudiese alterar la confidencialidad. De esta forma, se presentan a continuación los parques eólicos $N^{\circ}1$, $N^{\circ}2$, $N^{\circ}3$ y $N^{\circ}4$, siguiendo el orden Unifilar – Layout correspondiente a cada uno de ellos:



Parque Eólico N° 1

Unifilar



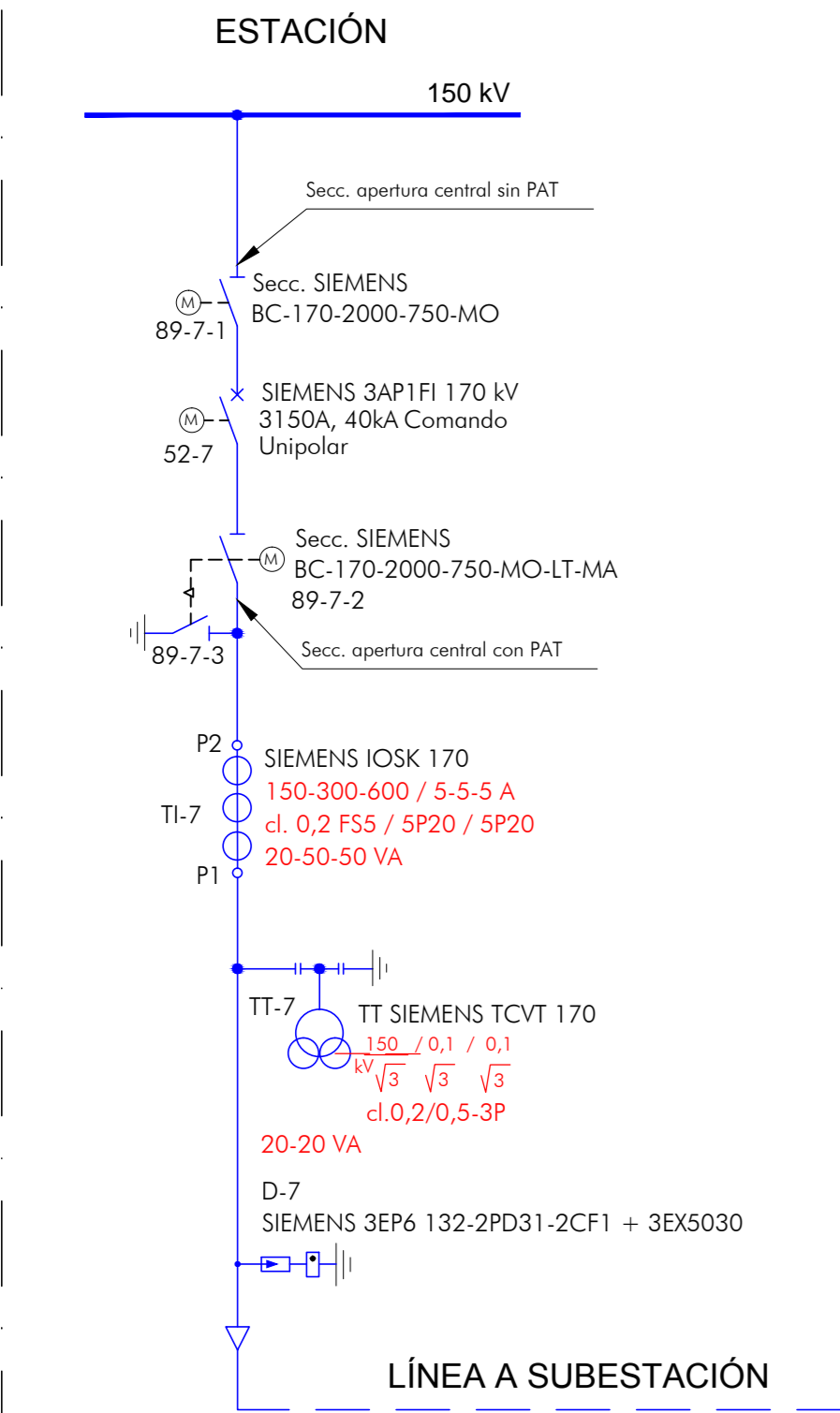
Referencias

- Zanja para una terna
Tipo 1
- Zanja para dos ternas
Tipo 2
- Zanja para tres ternas
Tipo 3

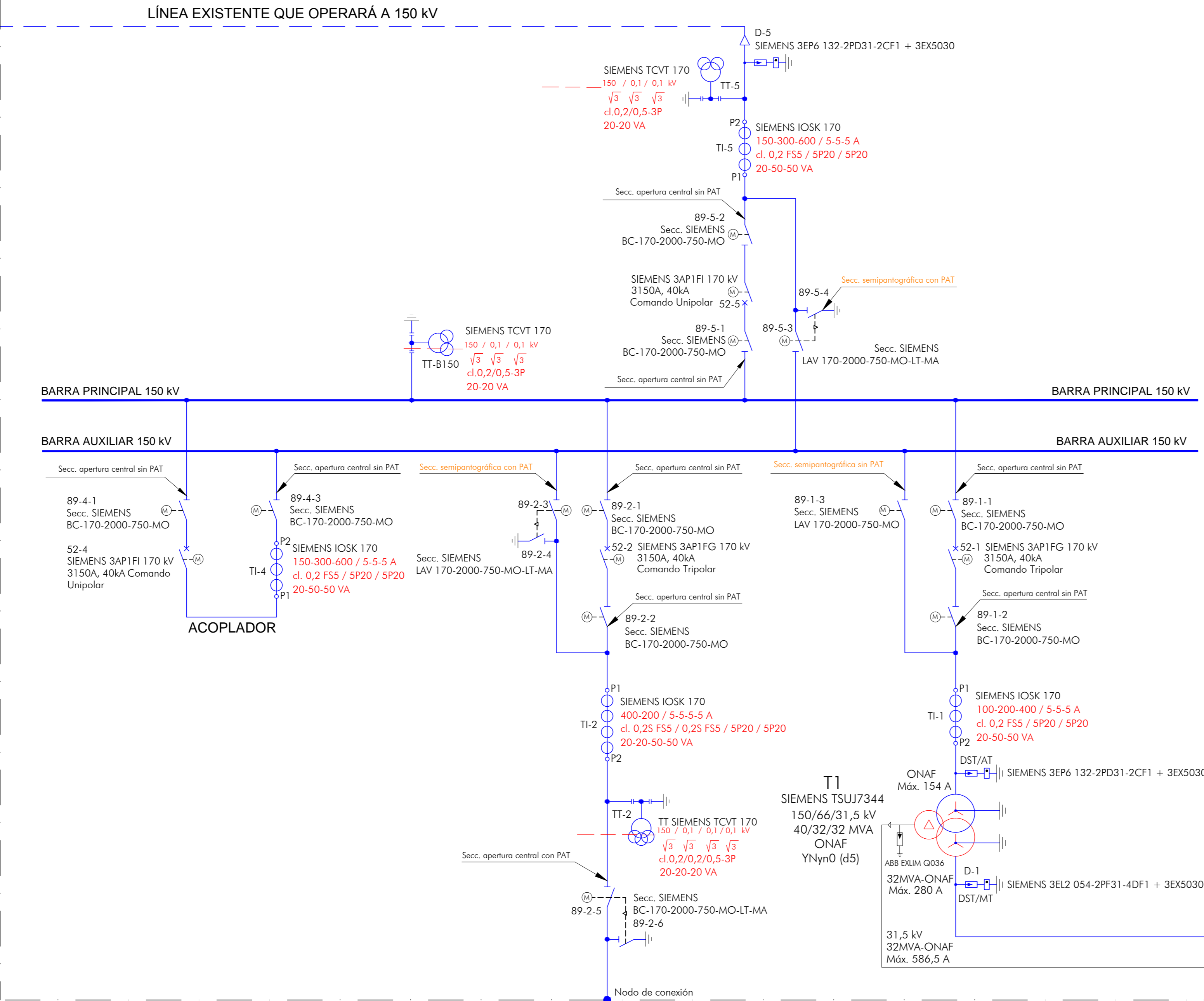
Parque Eólico N° 1

Layout

C

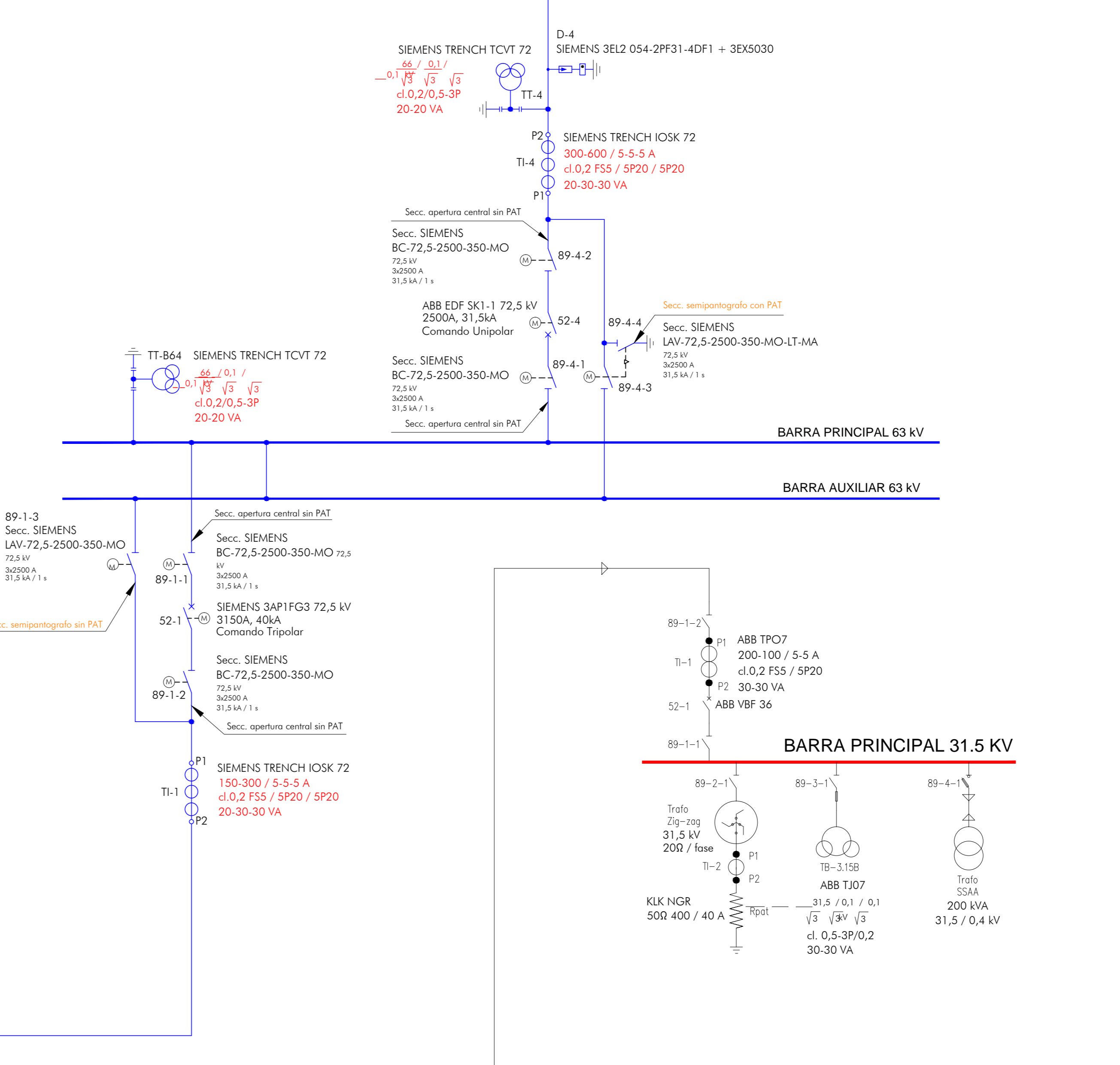


A

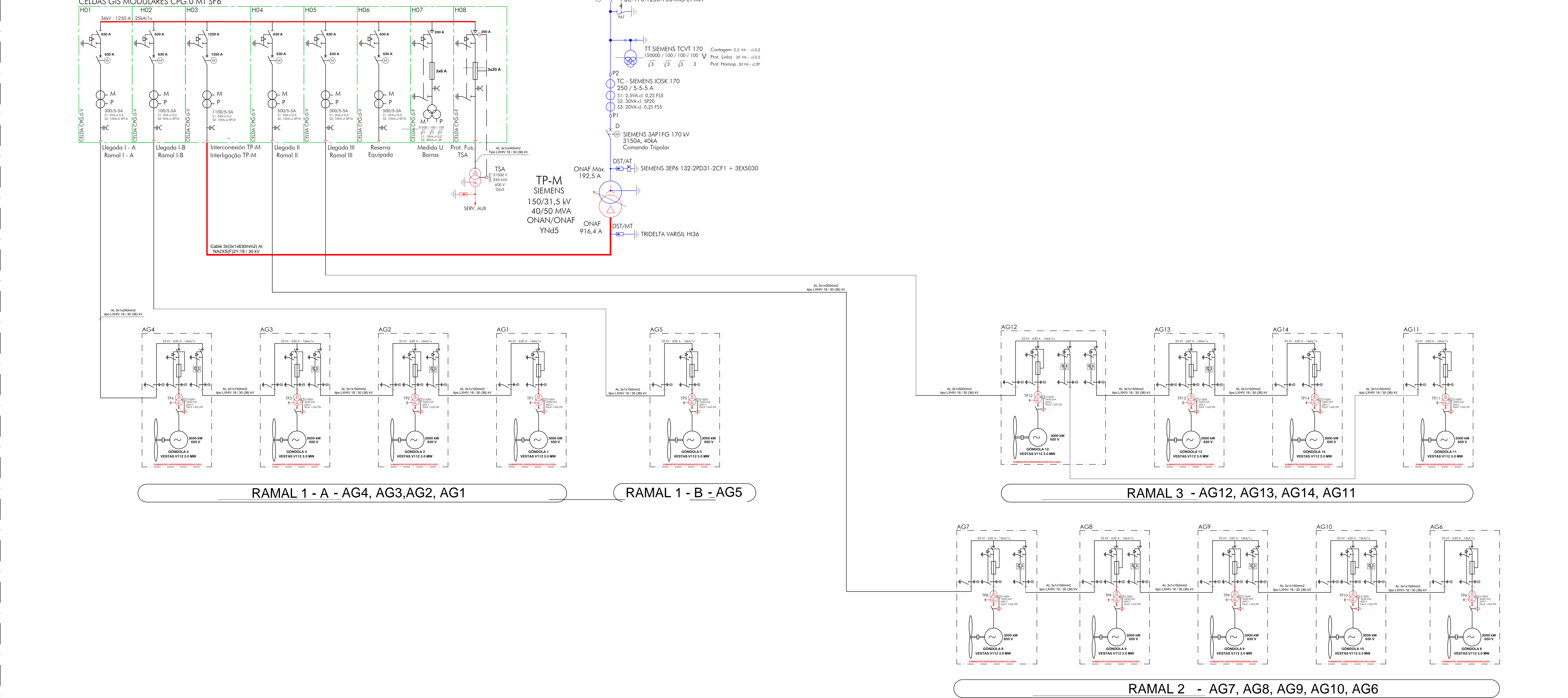


LÍNEA A 3P02

SUBESTACION



B

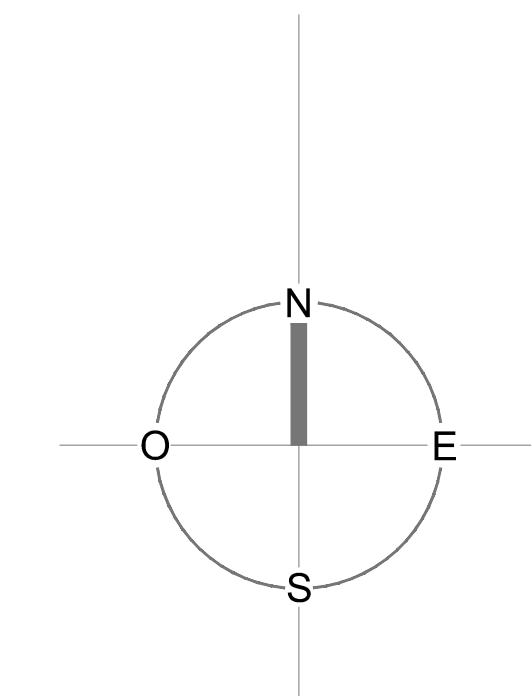
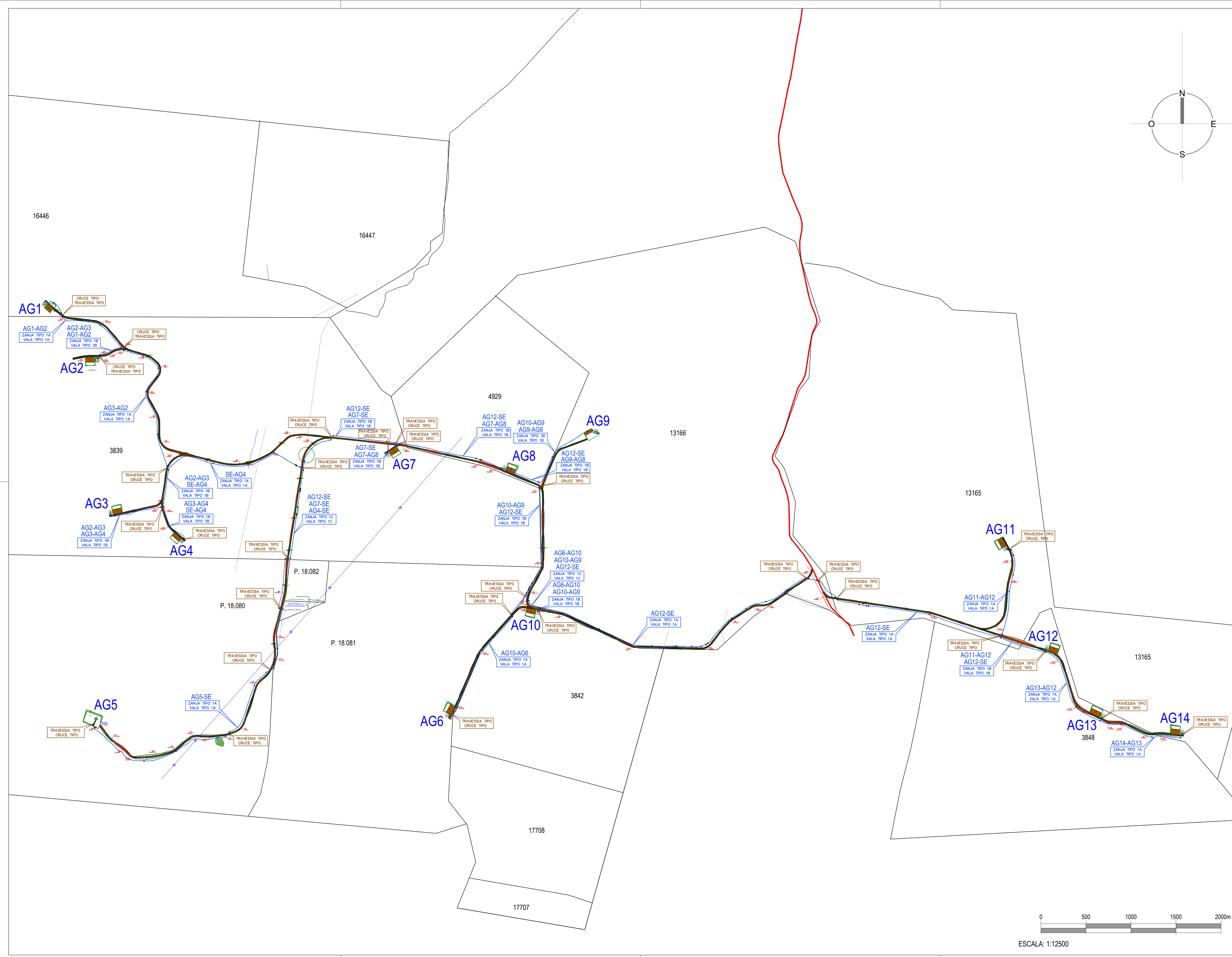


PROPIEDAD DE UTE
PROPIEDAD GENERADOR

Parque Eólico N° 2

Unifilar

ISO AQ (1188 x 840 mm)

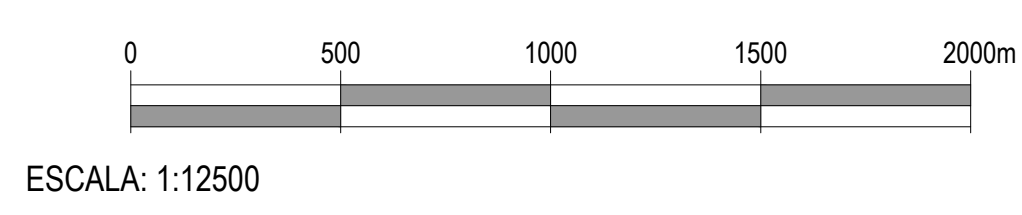


- REFERENCIAS -
- - MOJON DE EMPALME
 - - MOJON DE SEÑALIZACION

E# BIFURCACIONES CABLE DE TIERRA CU NUDO 70mm2
 BIFURCAÇÕES CABO DE TERRA CU NU 70mm2

- SE - SUBESTACIÓN GENERADOR
- SALIDA I - A - AG4, AG3, AG2, AG1
- SALIDA I - B - AG5
- SALIDA II - AG8, AG7, AG9, AG10, AG6
- SALIDA III - AG12, AG13, AG14, AG11
- TM (Torre Meeo - A definir)

- Zanjias para cables a construir (valas de cabos a construir)
- Eólico y plataforma para armado (plataforma e AEG)
- Monte nativo
- Curso de água



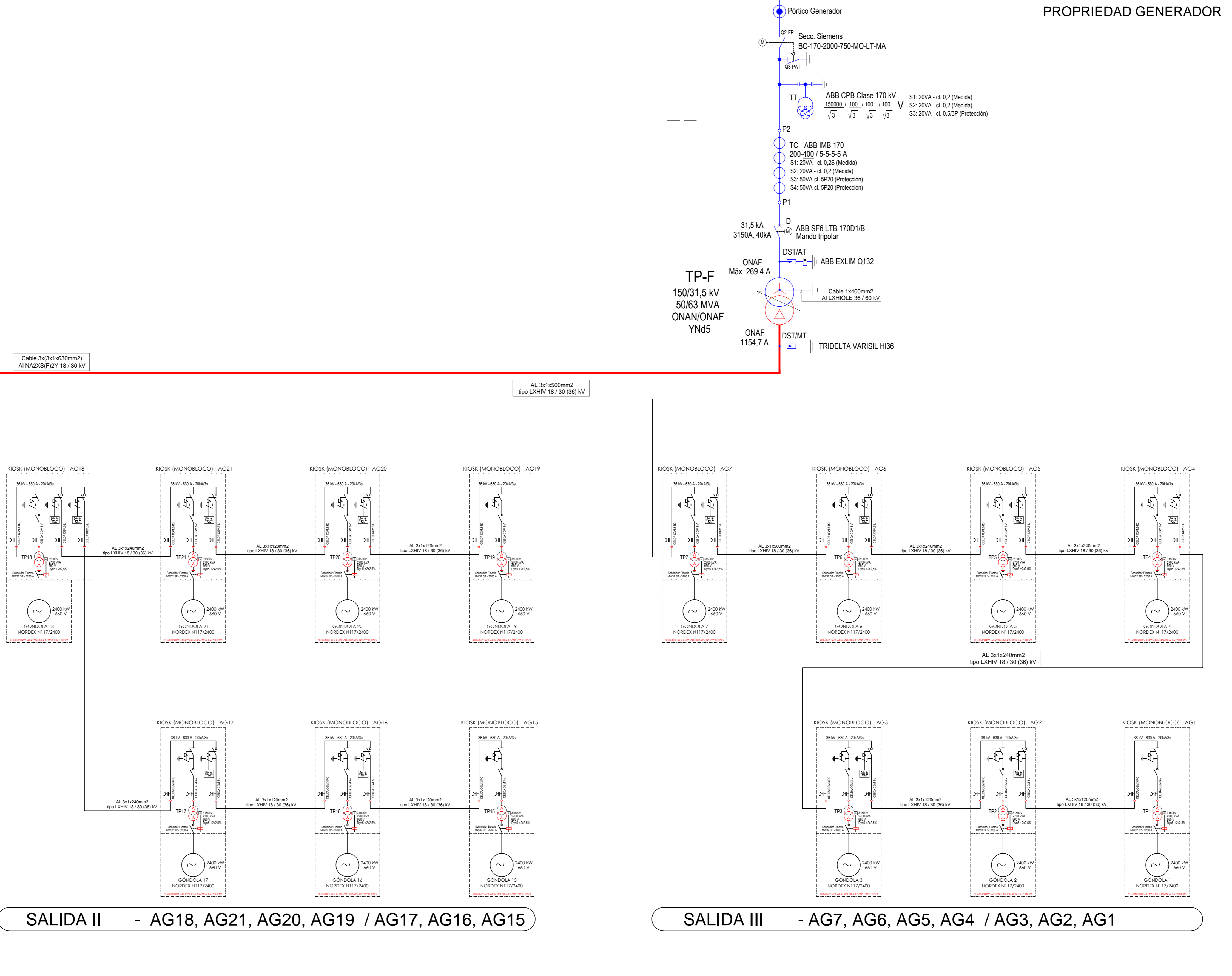
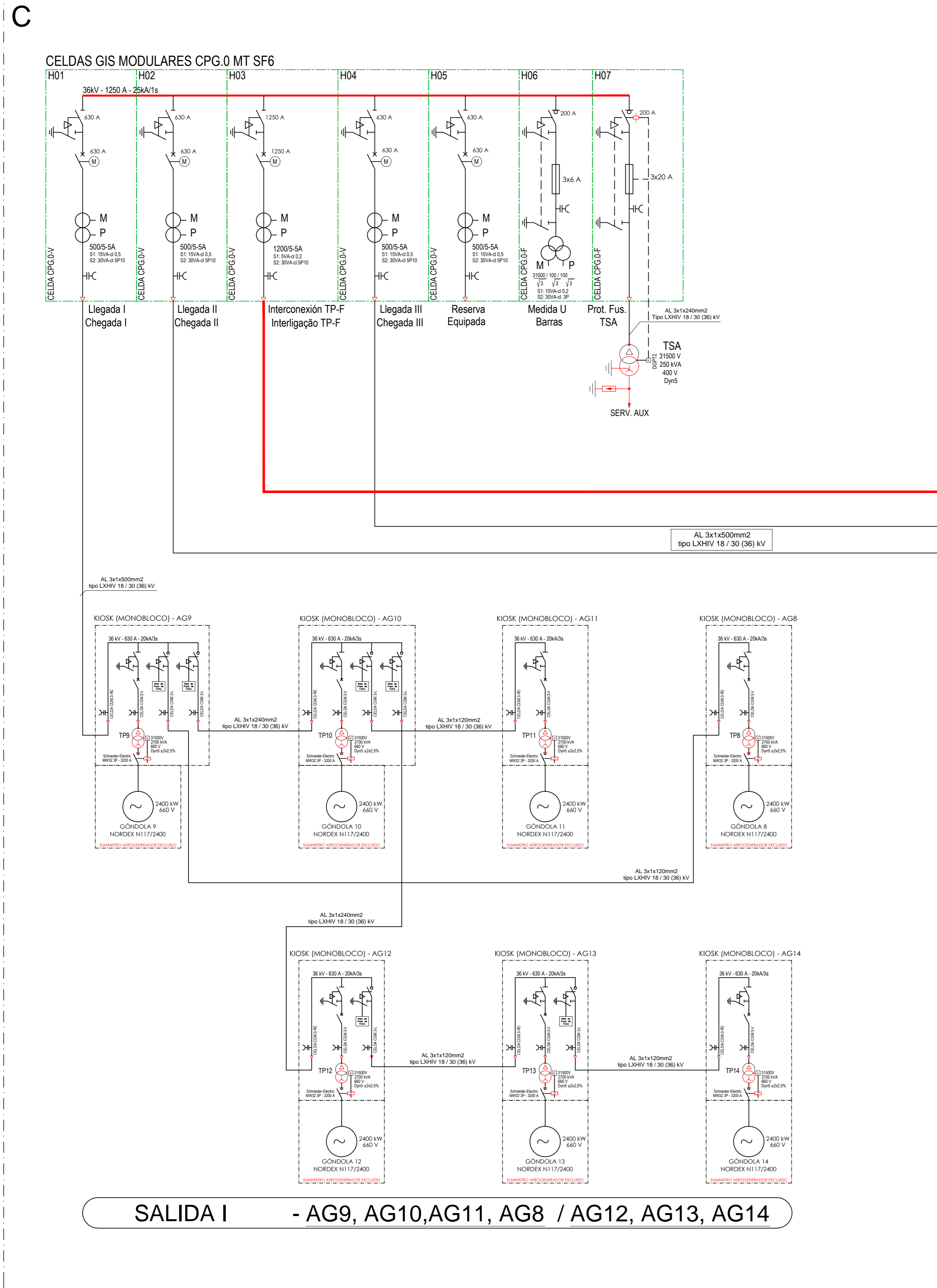
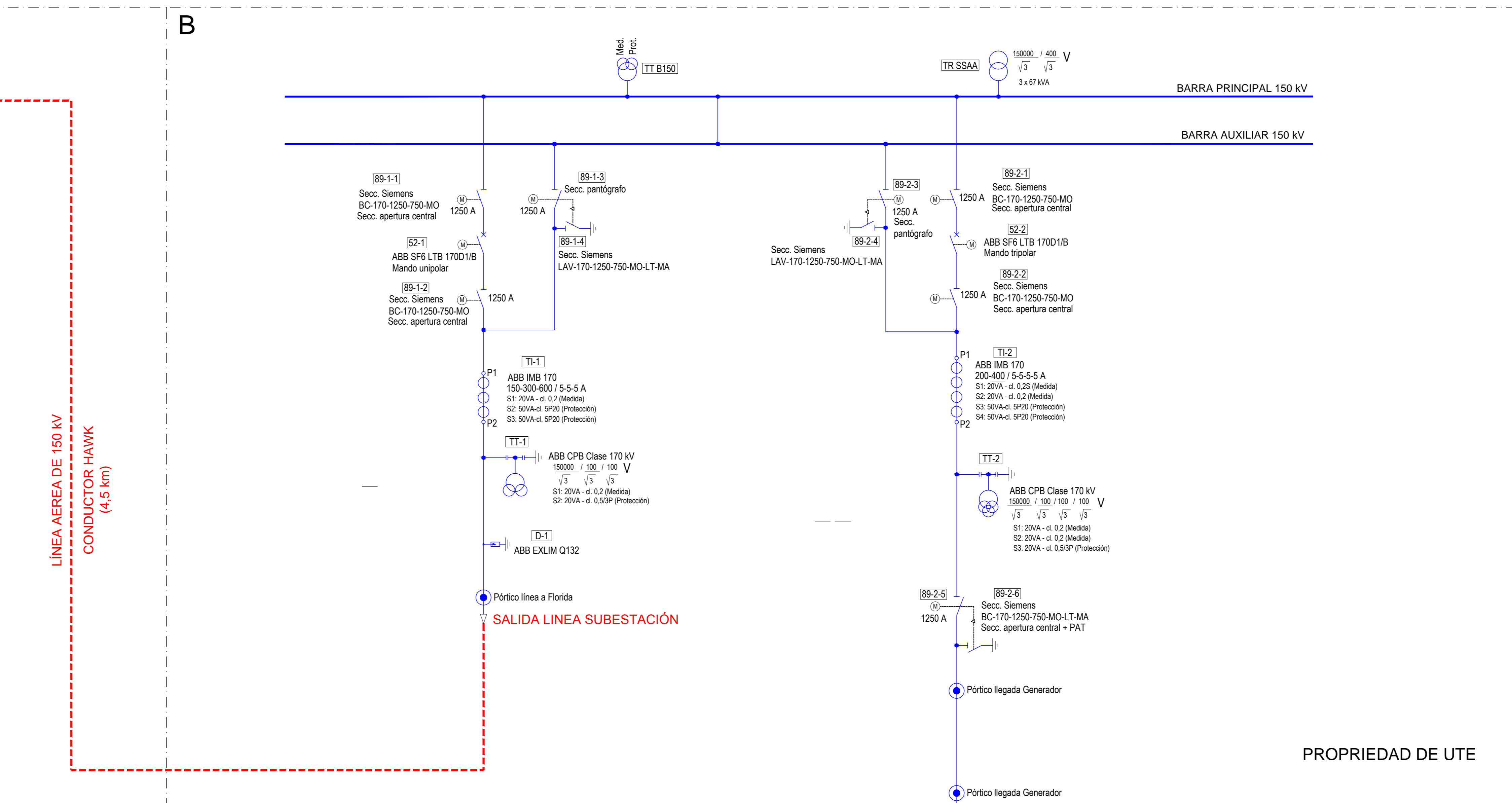
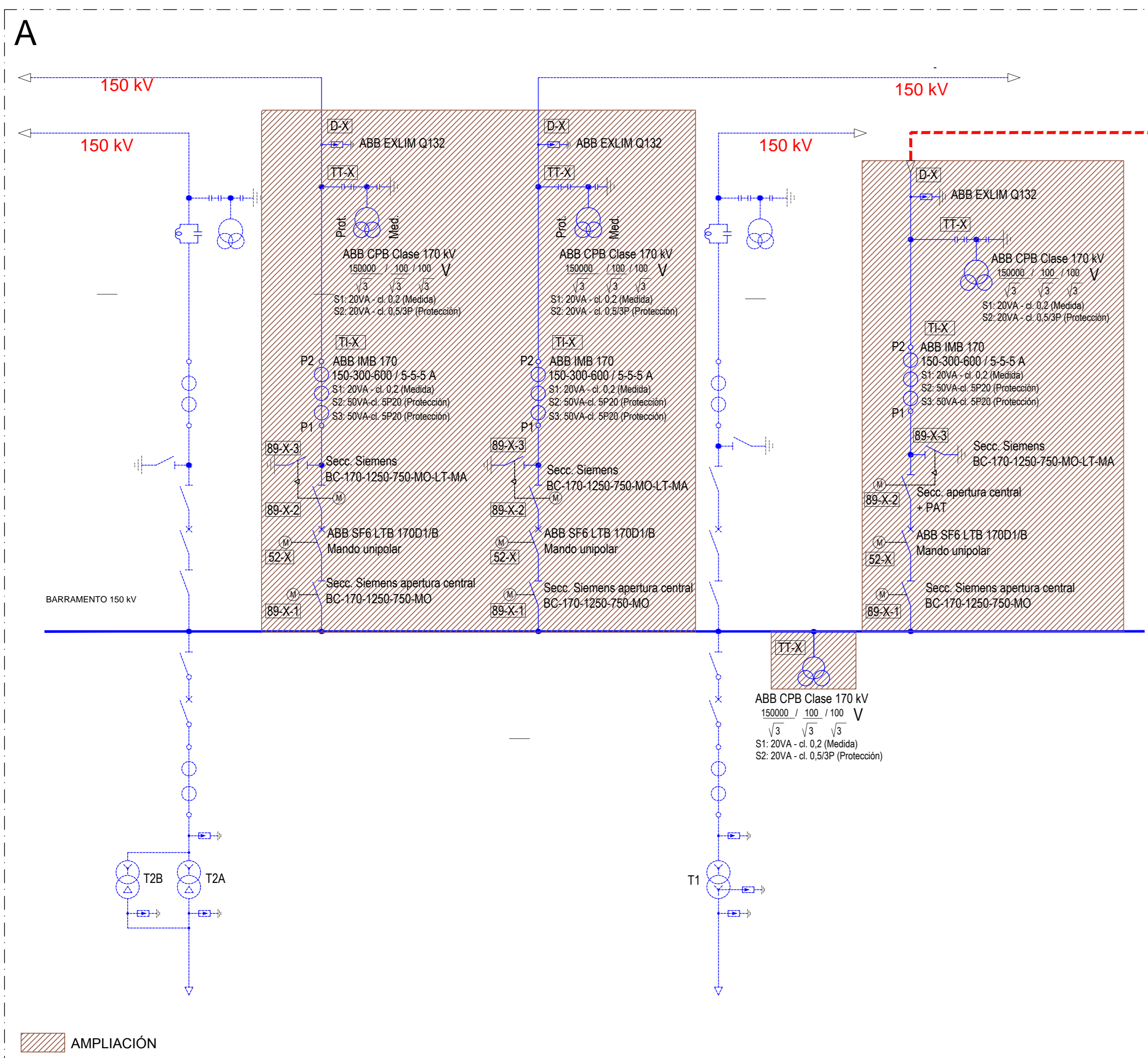
Parque Eólico N° 2

Layout

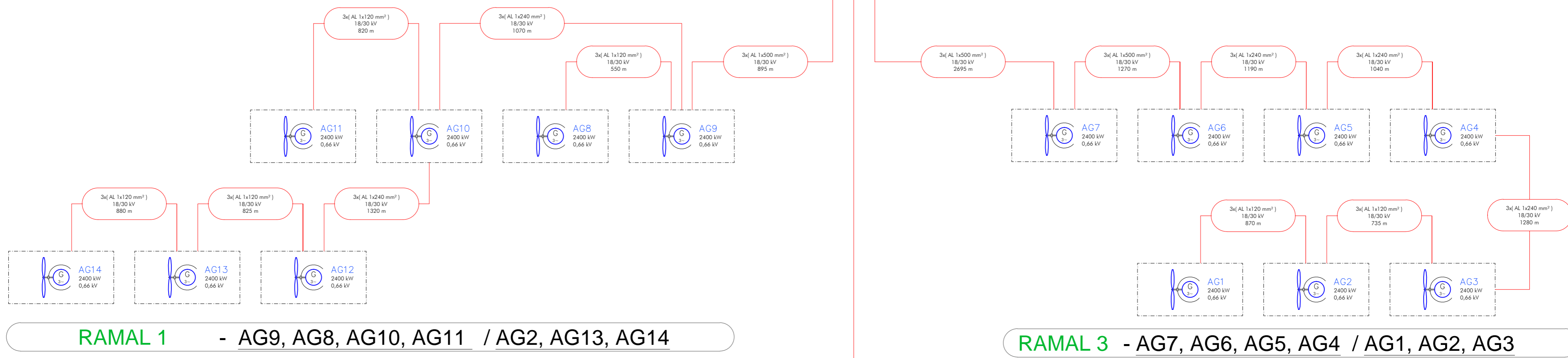
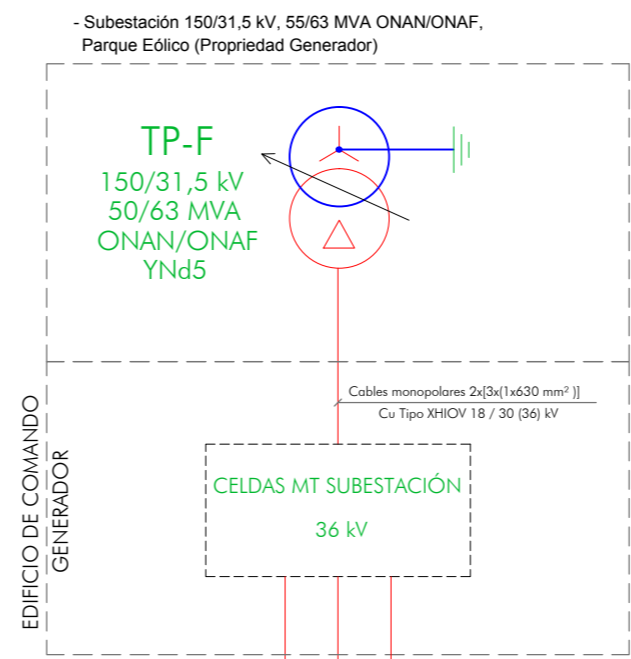


Parque Eólico N° 3

Layout



Parque Eólico N° 4
Unifilar



Parque Eólico N° 4

Layout

Bibliografía

- [1] The New Encyclopaedia Britannica. 1989.
- [2] International Electrotechnical Commission. IEC 62067:2011. Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages above 150 *kV* ($U_m = 170$ *kV*) up to 500 *kV* ($U_m = 550$ *kV*) - Test methods and requirements.
- [3] International Electrotechnical Commission. IEC 60229:2007. Electric cables - Tests on extruded oversheaths with a special protective function.
- [4] International Electrotechnical Commission. IEC 60840:2011. Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages above 30 *kV* ($U_m = 36$ *kV*) up to 150 *kV* ($U_m = 170$ *kV*) - Test methods and requirements.
- [5] International Electrotechnical Commission. IEC 60068-1: Environmental testing. 2013.
- [6] International Electrotechnical Commission. IEC 60502: Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 *kV* ($U_m = 1,2$ *kV*) up to 30 *kV* ($U_m = 36$ *kV*). 2006.
- [7] High-voltage test techniques ? Partial discharge measurements
- [8] International Electrotechnical Commission. IEC 60909-0 Shortcircuit currents in three-phase a.c. systems – Part 0: Calculation of currents. 2001.
- [9] International Electrotechnical Commission. IEC 61000-2-2: Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 2-2: Environment – Compatibility levels for low-frequency conducted disturbances and signalling in public low-voltage power supply systems. 2002.
- [10] International Electrotechnical Commission. IEC/TR 61000-2-6:1995: Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 2-6: Environment – Assessment of the emission levels in the power supply of industrial plants as regards low-frequency conducted disturbances. 1995.
- [11] International Electrotechnical Commission. IEC 61000-3-3: Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-3: Limits – Limitation of voltage changes, voltage fluctuations and flicker in public low-voltage supply systems, for equipment with rated current ≤ 16 *A* per phase and not subject to conditional connection. 2013.

-
- [12] International Electrotechnical Commission. IEC/TR 61000-3-5: Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-5: Limits – Limitation of voltage fluctuations and flicker in low-voltage power supply systems for equipment with rated current greater than 16 A. 2009.
- [13] International Electrotechnical Commission. IEC 61000-3-7: Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-7: Limits – Assessment of emission limits for the connection of fluctuating installations to MT, AT and EAT power systems. 2008.
- [14] International Electrotechnical Commission. IEC 61000-3-11:2000: Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-11: Limits – Limitation of voltage changes, voltage fluctuations and flicker in public low-voltage supply systems – Equipment with rated current ≤ 75 A and subject to conditional connection. 2000.
- [15] International Electrotechnical Commission. IEC 61000-4-15: Electromagnetic compatibility (EMC) – Testing and measurement techniques – Flickermeter – Functional and design specifications. 2010.
- [16] International Electrotechnical Commission. IEC 61000-4-30: Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-30: Testing and measurement techniques – Power quality measurement methods. 2015.
- [17] International Electrotechnical Commission. IEC 61010-1: Safety requirements for electrical equipment for measurement, control, and laboratory use. 2001.
- [18] International Electrotechnical Commission. IEC 61326-1: Electrical equipment for measurement, control and laboratory use – EMC requirements. 2012.
- [19] International Electrotechnical Commission. IEC 61400-1: Wind turbines - Part 1: Design requirements.
- [20] International Electrotechnical Commission. IEC 61400-21: Wind turbines – Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines. 2008.
- [21] IEC 60050-161: International Electrotechnical Vocabulary Chapter 161 Electromagnetic compatibility. 1990.
- [22] International Electrotechnical Commission. IEC 60050-601: International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Part 601: Generation, transmission and distribution of electricity – General. 1985.
- [23] IEEE Std 141-1993, IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants. 1993.
- [24] IEEE Std. 400-2012, Guide for Field Testing and Evaluation of the Insulation of Shielded Power Cable Systems Rated 5 kV and Above. 2012.
- [25] IEEE Std. 400.2-2013, IEEE Guide for Field Testing of Shielded Power Cable Systems Using Very Low Frequency (VLF)(less than 1 Hz). 2013.

- [26] IEEE Std 400.3-2006, IEEE Guide for Partial Discharge Testing of Shielded Power Cable Systems in a Field Environment. 2006.
- [27] IEEE Std 519-1992, IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems. 1992.
- [28] IEEE Std. 1234-2007, IEEE Guide for Fault Locating Techniques on Shielded Power Cable Systems. 2007.
- [29] IEEE Std. 1425-2001 IEEE Guide for the Evaluation of the Remaining Life of Impregnated Paper-Insulated Transmission Cable Systems. 2001.
- [30] The New Encyclopaedia Britannica. 1989.
- [31] J. Schlabbach, D. Blume, and T. Stephanblome. Voltage Quality in Electrical Power Systems. Number 36 in IEE Power and Energy Series. Institution of Electrical Engineers, London, 2001.
- [32] Guide to Quality of Electrical Supply for Industrial Installation. Part 5: Flicker and Voltage Fluctuations. International Union for Electricity Applications, Paris, 1999.
- [33] Power Quality Indices and Objectives, WG C4,07 report. CIGRE Technical Brochure 261, Oct. 2004.
- [34] A. Robert and M. Couvreur, “Arc Furnace Flicker Assessment and Mitigation,” Proceedings of the 3 rd International Conference on Power Quality End Use Applications and Perspectives (PQA94), Amsterdam, The Netherlands, 1994.
- [35] Math H.J. Bollen – Irene Y.H Gu, “Signal Processing of Power Quality Disturbances”. ISBN: 13-978-0-471-73168-9.
- [36] Power Quality Indices and Objectives, WG C4,07 report. CIGRE Technical Brochure 261, Oct. 2004.
- [37] H. Renner and M. Sakulin, “Flicker propagation in meshed high voltage networks”, Proceedings of the Ninth International Conference on Harmonics and Quality of Power, Oct. 2000, pp. 475-480.
- [38] A. Cardozo, “Evaluación del Impacto en la Calidad de Energía de incorporación de Generación Eólica a gran escala”, Montevideo, Uruguay, Dic. 2015.
- [39] UREE, “*La Energía del Viento*”, detallada en <http://www.uree.com.pa/energias-renovables/energia-del-viento/>
- [40] *Generación eólica empleando distintos tipos de generadores considerando su impacto en el sistema de potencia*, J.M. Gimenez Alvarez, J.C. Gómez Targarona, Detallado en <http://www.revistas.unal.edu.co/index.php/dyna/article/view/20070/48734>. 2011.
- [41] PMG vs DFIG – the big generator technology debate – http://www.theswitch.com/wp/wp-content/uploads/2014/03/Technology-Point_PMG_DFIG_06032014.pdf.

- [42] Dynamic Models of Wind Turbines Abrahm Perdana, PhD Tesis, Chalmers University, G Aoteborg, Suecia 2008.
- [43] Optimized Permanent Magnet Generator Topologies for Direct-Drive Wind Turbines Maxime Roger Joseph DUBOIS, PhD Tesis, Delft University, Canada, enero 2004.
- [44] Multi-pole permanent magnet synchronous generator wind turbines grid support capability in uninterrupted operation during grid faults A.D. Hansen; G.Michalke,EWEC 2008, IET. Renewable Power Generation, 4 de noviembre 2009.
- [45] Wind Energy Generation, Modelling and Control Olimpo Anaya Lara; Nick Jenkins; Janaka Ekanayake; Phill Cartwright; Micke Hughes, John Wiley and Sons 2009.
- [46] Proyecto FSE 1 2013 1 10922: “Evaluación del impacto en la Calidad de Servicio de generación eólica de gran escala”, UDELAR, Facultad de Ingeniería, 2013.
- [47] Revista Ambientum; Edición abril 2004 - Aguas.

Índice de tablas

1.1. Comparación de tecnologías estudiadas de aerogeneradores.	6
1.2. Ventajas y desventajas de las tecnologías estudiadas de aerogeneradores.	7
1.3. Potencia eólica en operación.	9
2.1. Significado primer dígito protección IP.	15
2.2. Significado segundo dígito protección IP.	16
2.3. Verificación de enclavamientos	23
3.1. Principales características de los parques eólicos en estudio.	31
3.2. Ventajas y desventajas del parque eólico 1.	33
3.3. Ventajas y desventajas del parque eólico 2.	34
3.4. Ventajas y desventajas del parque eólico 3.	35
3.5. Ventajas y desventajas del parque eólico 4.	36
4.1. Valores de los parámetros del filtro dado por 4.74 para lámparas incandescentes de 230 V y 120 V (60 W).	74
4.2. Puntos para calibración del medidor de flicker.	84
4.3. Especificaciones de ensayos para medidores de flicker.	87
4.4. Especificación de ensayo para clasificador medidor de flicker.	88
5.1. Niveles de compatibilidad de flicker en redes de BT [9]	91
5.2. Valores indicativos de los niveles de planificación para flicker en los sistemas eléctricos de MT, AT y EAT.	91
5.3. Etapa 1: Límites de variaciones relativas en la potencia en función de la cantidad de variaciones por minuto.	102
5.4. Límites mínimos de emisión en MT.	105
5.5. Variación relativa de tensión y tasa de fluctuación para obtener $P_{st} = 1$	111
6.1. Entes normalizadores en diferentes países.	115
6.2. Tabla P_{CC} según nodo de la red.	120
8.1. Valores de los parámetros a considerar, correspondientes a cada uno de los parques.	130
8.2. Emisión de flicker de corta y larga duración en operación continua de los parques aerogeneradores	131
8.3. Valores de los parámetros a considerar, correspondientes a cada uno de los parques.	132

8.4.	Emisión de flicker de corta y larga duración en operación de conmutación de los parques aerogeneradores	132
8.5.	P_{st} medido en cada uno de los parques en consideración previo a la conexión del mismo.	133
8.6.	P_{lt} medido en cada uno de los parques en consideración previo a la conexión del mismo.	133
8.7.	P_{st} medido en cada uno de los parques en consideración posterior a la conexión del mismo.	134
8.8.	P_{lt} medido en cada uno de los parques en consideración posterior a la conexión del mismo.	134
8.9.	Emisión de flicker, dada por el índice de severidad de corto plazo P_{st} para cada uno de los parques eólicos bajo estudio.	135
8.10.	Emisión de flicker, dada por el índice de severidad de corto plazo P_{lt} para cada uno de los parques eólicos bajo estudio.	135
A.1.	Respuesta normalizada del medidor de flicker a 120V/50Hz y 120V/60Hz para ondas sinusoidales.	140
A.2.	Respuesta normalizada del medidor de flicker a 230V/50Hz y 230V/60Hz para ondas sinusoidales.	141
A.3.	Respuesta normalizada del medidor de flicker a 120V/50Hz y 120V/60Hz para ondas rectangulares.	142
A.4.	Respuesta normalizada del medidor de flicker a 230V/50Hz y 230V/60Hz para ondas rectangulares.	143

Índice de figuras

1.1. Aerogenerador eléctrico.	3
2.1. Esquemas eléctricos según función de la celda.	15
2.2. Nomenclatura Estándar - IEC 60529,	15
2.3. Medida de resistencia entre fase-tierra.	21
2.4. Medida de resistencia entre fase-tierra.	21
2.5. Medida de resistencia entre fase-tierra.	21
2.6. Descripción básica.	24
2.7. Unidades funcionales.	25
2.8. Interruptor automático.	26
2.9. Corte por soplado.	26
2.10. Seccionador de 3 posiciones.	27
2.11. Transformador de tensión.	29
2.12. Transformador de corriente.	29
4.1. Control potencia-frecuencia	48
4.2. Relación entre la frecuencia del sistema y la cantidad de energía ge- nerada por una unidad generadora.	49
4.3. Curva de carga diaria (línea continua curva) para un sistema de energía, con la potencia total equivalente de los ajustes de poten- cia de los generadores (líneas continuas rectas) y la reserva giratoria (líneas discontinuas).	49
4.4. Variaciones de frecuencias medidas en Suecia (izquierda arriba), Es- paña (centro arriba), costa este de China (derecha arriba), Singapur (izquierda abajo) y Gran Bretaña (derecha abajo).	52
4.5. Modelo equivalente de Thévenin de la red visto desde los terminales de la carga.	54
4.6. Cable alimentador con generación o carga distribuida.	56
4.7. Las fluctuaciones de magnitud (diagrama fasorial superior) y de ángu- lo de fase (inferior) de la tensión, se muestran como suma de tres faso- res a frecuencia fundamental: V_0 es la parte no fluctuante (constante) de la tensión compleja; V_{a_1} y V_{a_2} son los dos componentes que rotan en el plano complejo, que conducen a la modulación de amplitud; a su vez, V_{f_1} y V_{f_2} conducen a la modulación de fase.	60
4.8. De las fluctuaciones de tensión al flicker.	61
4.9. Fluctuaciones en el valor eficaz de la tensión	62
4.10. Rango de flicker detectable y perturbador en función de la frecuencia de fluctuación según norma IEEE 141 [23].	63
4.11. Diagrama de bloques simplificado del medidor de flicker.	65

4.12. Diagrama de bloques de un medidor de flicker según norma IEC 61000-4-15,	66
4.13. Espectro de la radiación de cuerpo negro a temperaturas de 3850, 3675, 3500, 3325 y 3150 K (a mayor temperatura más arriba está la curva). Las líneas verticales punteadas indican la parte visible del espectro.	71
4.14. Energía total emitida por un cuerpo negro en la parte visible del espectro para temperaturas del $\pm 10\%$ en torno a $T = 3500 K$	72
4.15. Factores de ganancia medidos para una lámpara incandescente de 60 W , 230 V (+), una lámpara incandescente de 60 W , 120 V (o) y una lámpara fluorescente (*), junto a las curvas teóricas para lámparas incandescentes de 60 W , 230 V (línea continua) y e 60 W , 120 V (línea punteada).	73
4.16. Respuesta en frecuencia del Bloque 3,	75
4.17. Respuesta del filtro de primer orden asociado al bloque 4,	76
4.18. Método de clasificación del flicker instantáneo; es decir, la obtención de la distribución de frecuencias.	78
4.19. Distribución de frecuencias como resultado del proceso de clasificación.	79
4.20. Distribución de frecuencia acumulada relativa.	80
4.21. Curvas de sensación instantánea de flicker igual a 1,	83
4.22. Comparación de resultados del medidor de flicker con la Norma IEC 61000-3-3,	84
4.23. Comparación entre los límites de perceptibilidad dados en la norma IEC 61000-4-15 e IEC 61000-3-3,	85
5.1. Ilustración de los conceptos básicos de calidad de tensión de todo el sistema.	93
5.2. Ilustración de los conceptos básicos de calidad de tensión de un sitio particular dentro del sistema.	94
5.3. Ejemplo de un sistema para compartir las contribuciones globales en MT.	103
5.4. Diagrama del procedimiento de evaluación.	107
5.5. Determinación de S_t por un sistema de AT o EAT simple.	108
5.6. Determinación de S_t para un sistema mallado de AT o EAT.	109
5.7. Curvas $P_{st} = 1$ para variaciones de tensión tipo onda rectangular.	111
6.1. Variación de la potencia de salida de aerogeneradores debido a las ráfagas de viento.	118
6.2. Potencia mínima de cortocircuito en las líneas de 60 kV y 150 kV	119
6.3. Emisión de flicker de un grupo de aerogeneradores DFIG.	121
6.4. Emisión de flicker de un grupo de aerogeneradores FC.	122
8.1. Velocidad media anual del viento. Altura: 90 mts	129
B.1. Red ficticia utilizada para la determinación de la emisión de flicker de un único aerogenerador.	145
B.2. Coeficiente de flicker en función de la velocidad del viento.	148

B.3. Proceso de medición y evaluación de la emisión de flicker de un aerogenerador bajo operación continua. 151